

ББК 31.26-04
О-20
УДК 621.313.322—82.004.63

Рецензент П. С. Кабанов

Обнаружение дефектов гидрогенераторов /
О-20 А. Е. Александров, Е. В. Гущин, В. Б. Кулаковский
и др.; Под ред. Л. Г. Мамиконянца и Ю. М. Эль-
кинда. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 232 с., ил.

В пер.: 1 р. 30 к. 2200 экз.

Излагаются причины и признаки возникновения и динамика развития дефектов конструктивных узлов мощных вертикальных гидрогенераторов, могущих привести к авариям и отказам. Указываются способы обнаружения дефектов и даются рекомендации по их устранению.

Для инженерно-технического персонала и мастеров — эксплуатационников ГЭС.

О 2302040000-279
051(01)-85 123-84

ББК 31.26-04
6П2.1.081

© Энергоатомиздат, 1985

ПРЕДИСЛОВИЕ

Одной из основных задач эксплуатации генераторов на электростанциях является обеспечение надежности их работы. Наряду с другими мерами эта задача в определенной степени решается путем профилактических мер контроля и испытаний генераторов для раннего выявления и устранения дефектов, развитие которых может привести к аварийным отключениям агрегатов. Однако применяемые в настоящее время методы и средства обнаружения дефектов, особенно в процессе работы генераторов, далеки еще от совершенства, и в них недостаточно используются современные возможности.

В последние годы в нашей стране и за рубежом активизировались исследования и разработки по усовершенствованию существующих и созданию новых методов и средств обнаружения дефектов генераторов для построения на их основе комплексных систем технической диагностики и прогнозирования состояния генераторов в условиях эксплуатации. Подобные системы уже созданы и успешно функционируют в ряде отраслей техники. Они позволяют своевременно выявлять и устранять дефекты на ранней стадии их развития, в результате чего сокращается число и длительность вынужденных (аварийных) простоев механизмов.

Работы по созданию систем диагностики и прогнозирования состояния синхронных генераторов электростанций находятся пока еще в начальной стадии. Для успешного их продвижения вперед необходимы глубокое изучение и систематизация причин и процессов возникновения и развития дефектов и их признаков, а также, что не менее важно, ускорение разработок и организация промышленного производства ряда отсутствующих в настоящее время датчиков и устройств для выявления указанных дефектов.

В предлагаемой вниманию читателей книге сделана попытка обобщения современных представлений о причинах,

природе и развитии дефектов вертикальных гидрогенераторов. Наряду с этим рассматриваются принципы существующих и перспективных методов и средств обнаружения дефектов, а также приводятся краткие сведения о способах предотвращения их развития. В заключение даются понятия о системе диагностирования технического состояния гидрогенераторов в условиях эксплуатации.

Книга написана коллективом сотрудников ВНИИЭ при участии А. Е. Александрова — сотрудника Союзтехэнерго. Отдельные главы написаны: Л. Г. Мамиконянцем и Ю. М. Элькиндром — введение и гл. 1; Ю. В. Петровым — гл. 2; В. Б. Кулаковским, Ю. Н. Самородовым — гл. 3 и 4 (кроме § 4.7, написанного Ю. М. Элькиндром); А. Б. Нецевским — гл. 5; Е. В. Гушиным — гл. 6; А. Е. Александровым — гл. 7 и частично § 1.1; Л. Г. Мамиконянцем, А. Б. Нецевским и Ю. М. Элькиндром — гл. 8.

Авторы будут благодарны за все замечания и пожелания, которые читатели сочтут возможным направить в адрес Энергоатомиздата: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., д. 10.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

В общей сложной проблеме повышения надежности электроснабжения народного хозяйства страны одно из определяющих мест занимает задача обеспечения надежности и сокращения длительности вынужденных (аварийных) простоев генераторов электростанций. Для решения этой задачи на электростанциях наряду с конструктивно-технологическими мерами, принимаемыми при создании генераторов, проводится ряд технических и организационных мероприятий. Для своевременного выявления возможных дефектов и ограничения длительности вынужденных простоев генераторов важное значение имеют регламентированные соответствующими директивными документами системы мероприятий, которые условно можно разделить на три группы: наблюдения за генераторами в процессе их работы — визуальные и с помощью контрольно-измерительных систем и приборов (включая и предупредительные сигналы от устройств релейной защиты); плано-предупредительные профилактические испытания, ремонты (ревизии) и осмотры генераторов; релейные защиты (РЗ), действующие на отключение.

Опыт использования этих мероприятий показал, что они в значительной степени способствуют повышению надежности работы генераторов и сокращению длительности их вынужденных простоев. Вместе с тем имеется необходимость, особенно в связи с ростом единичных мощностей генераторов, и возможность дальнейшего совершенствования этих мероприятий на базе современной системной и достижений в областях контрольно-измерительной, информационной и вычислительной техники.

Основными недостатками перечисленных мероприятий являются отсутствие четкого системного построения отдельных из них, несовершенство применяемых методов и средств выявления дефектов, оценки и прогнозирования работоспособности генераторов, а также сроков и объемов необходимых ремонтных мероприятий.

Остановимся несколько подробнее на недостатках и задачах усовершенствования первых двух из перечисленных групп мероприятий, оставляя в стороне третью группу — системы РЗ, решающие задачи отключения генераторов при опасных внешних воздействиях со стороны сети или на столь поздней стадии развития дефектов, когда дальнейшая работа генераторов становится недопустимой. Обе эти задачи выходят за рамки данной книги, посвященной главным образом вопросам выявления дефектов гидрогенераторов на ранней стадии развития.

Первая из перечисленных групп мероприятий, направленных на своевременное выявление дефектов генераторов, т.е. система наблюдений и контроля в процессе работы последних, является, пожалуй, наименее совершенной. Устройства и системы различного назначения (тепловые, электрические, механические и т.п.) создавались и используются без должной взаимной увязки наблюдаемых результатов. А такая увязка, как мы увидим ниже, совершенно необходима, так как она должна отражать объективно существующую взаимную связь различных дефектов генераторов и их признаков.

Многие из существующих средств контроля работающих генераторов являются локальными, не контролирующими общего состояния машины. При этом, как правило, отсутствуют алгоритмы увязки между собой показаний не только средств контроля различных систем, но внутри одной и той же системы. Характерным примером в этом отношении являются системы контроля температур различных точек машины; с ростом мощности последних количество таких точек измерений все возрастает, достигая в ряде случаев нескольких сотен на машину. Практически нет систем, в которых результаты этих многочисленных измерений сопоставлялись бы между собой и с режимами работы генераторов и выдавались бы в сжатой, удобной для эксплуатационного персонала форме, характеризующей тепловое состояние машины, как общее, так и локальное. Нет необходимых для этого алгоритмов. Само количество измерений на некоторых современных мощных генераторах настолько велико, что даже при наличии указанных алгоритмов персонал без применения современных средств вычислительной техники не может оперативно и правильно оценивать состояние машины.

Несмотря на сравнительно большой объем существующих средств и систем контроля за работой мощных генераторов, ряд важных для характеристики их состояния показателей остается вне контроля; это, в частности, относится к местным нагревам, частичным разрядам, местным вибрациям отдельных элементов статора и др.

Важным и пока еще не решенным является вопрос о том, в каком виде целесообразно и возможно выдавать персоналу информацию о состоянии генератора в процессе его работы, и о мерах, которые должны быть предприняты в случае отклонения от нормы значений параметров протекающих в нем процессов.

Многие из используемых методов и средств контроля работающих генераторов не отвечают современному уровню техники. Так, функции ряда существующих в настоящее время измерительных устройств, как, например, осциллографов для записи аварийных режимов, измерителей асимметрии токов статора, измерителей асимметрии формы ротора и др., могут быть выполнены программным путем с помощью ЭВМ или микро-ЭВМ.

Вторая группа — системы планово-предупредительных ремонтов (ревизий) и профилактических испытаний — находится в относительно лучшем состоянии. Однако и здесь предстоит многое сделать как в отношении усовершенствования методов осмотра и испытаний для определения мест и размеров дефектов, так и в отношении взаимной увязки с первой группой — системами контроля работающих генераторов. В частности, должны быть разработаны методы уточнения объемов материального обеспечения и продолжительности ремонтных работ генераторов по данным опыта их эксплуатации и результатам их испытаний; пересмотрены принципы назначения сроков профилактических ремонтов и профилактических испытаний — увеличение обязательных сроков между ними, а в перспективе, возможно, отказ от жестких сроков вообще с назначением осмотров, испытаний и ремонтов только на основе результатов контроля состояния генераторов; разработаны принципы уточнения программ профилактических и специальных испы-

таний генераторов во время ремонта и др. Мы не касаемся здесь вопросов о возможных направлениях усовершенствования технологии и организации материального обеспечения ремонтов и др.

Развитие работ по усовершенствованию систем и средств выявления дефектов генераторов в процессе их работы, а также при остановках для осмотров, испытаний и ремонтов (ревизий) и по их системной увязке между собой и со сведениями из предыстории данной и аналогичных машин должно завершиться созданием систем технической диагностики текущего состояния и прогнозирования работоспособности машин. Эти системы должны обеспечить выявление и устранение дефектов на возможно более ранней стадии их развития, чем это достигается существующими средствами, благодаря чему снизится вероятность и длительность вынужденных (аварийных) простоев машин, а также объемы и стоимости восстановительных ремонтов.

Системы технической диагностики применяются в ряде отраслей техники, в частности, начинает внедряться диагностика неисправностей двигателей внутреннего сгорания автомобилей, тракторов, комбайнов [1—5].

В последние годы в СССР и за рубежом начаты исследования и разработки системы технической диагностики мощных синхронных турбо- и гидрогенераторов [6—8]. Их предварительные результаты несомненно являются обнадеживающими. Однако в целом эти работы находятся пока еще в начальной стадии.

Следует подчеркнуть, что создание систем технической диагностики актуально в первую очередь для современных мощных генераторов, конструктивно более сложных, чем старые машины, и имеющих, как правило, сравнительно малые запасы по отношению к предельно допустимым механическим, электромагнитным и тепловым воздействиям. Аварийный выход из строя таких машин обычно оказывает существенно отрицательное влияние на работу энергосистем и соответственно на надежность и качество электроснабжения потребителей.

Для успешного развития работ по технической диагностике состояния генераторов необходимы изучение и систематизация причин и процессов возникновения и развития дефектов в различных элементах генераторов и признаков, по которым эти дефекты могут быть обнаружены. Крайне важно ускорить разработку и внедрение в эксплуатацию более совершенных, чем существующие, методов и средств для выявления дефектов. Именно этим вопросам применительно к вертикальным гидрогенераторам большой мощности уделено наибольшее внимание в данной работе. В гл. 1 приводятся определения и классификация дефектов гидрогенераторов, их признаков и причин возникновения, а также дается общий анализ динамики дефектов. Далее в гл. 2—7 рассматриваются особенности возникновения и развития дефектов в отдельных конструктивных узлах гидрогенераторов, кратко характеризуются существующие и перспективные методы и средства обнаружения признаков дефектов, даются некоторые рекомендации по предотвращению дефектов.

Глава 8 посвящена краткой характеристике возможных путей создания систем диагностики технического состояния гидрогенераторов.

ГЛАВА ПЕРВАЯ
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ДЕФЕКТАХ

1.1. ОСОБЕННОСТИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Здесь рассматриваются лишь общие особенности вертикальных гидрогенераторов, а более детальное описание их основных конструктивных узлов приводится далее в связи с рассмотрением возможных в них дефектов.

Вертикальные гидрогенераторы получили наиболее широкое распространение. По исполнению генераторы разделяются на подвесные и зонтичные. В подвесных генераторах подпятник расположен выше ротора, на верхней крестовине, которая в этом случае является грузонесущей (опорной). Нагрузка передается через нее на корпус статора и на фундамент. Варианты компоновки генераторов приведены на рис. 1.1.

Агрегаты с подвесными гидрогенераторами могут иметь три или два направляющих подшипника. При трех направляющих подшипниках (рис. 1.1,а) верхний, генераторный подшипник размещается в верхней крестовине (как правило, ниже подпятника). Нижний генераторный подшипник размещается в нижней крестовине, которая в подвесных генераторах воспринимает только радиальные усилия. Такая компоновка применена для мощных высокоскоростных гидроагрегатов с турбинами радиально-осевого типа (Нурекская, Токтогульская, Ингурская ГЭС и другие). Когда высота гидроагрегата сравнительно невелика, устанавливаются всего два подшипника — верхний генераторный и турбинный. В этом случае нижняя крестовина отсутствует (рис. 1.1,б). Так выполнены, например, гидроагрегаты Братской ГЭС.

В зонтичных генераторах подпятник располагается под ротором на нижней крестовине, являющейся грузонесущей, или на опорном корпусе, расположенном на крышке турбины. В отдельных случаях гидроагрегаты с зонтичными генераторами имеют три направляющих подшипника — на нижней крестовине, на верхней крестовине и турбинный (рис. 1.1,в). Так выполнены крупные гидроагрегаты с турбинами поворотно-лопастного типа на Иркутской, Горьковской и некоторых других ГЭС.

В основном гидроагрегаты с генераторами зонтичного типа выполняются с двумя направляющими подшипниками — одним генераторным и одним турбинным. При наличии нижней грузонесущей крестовины генераторный направляющий подшипник размещается, как правило, на ней в одной маслованне с подпятником (рис. 1.1,г). В этом случае на верхнюю крестовину от ротора не передается никакой нагрузки. Она лишь воспринимает вес деталей маслоприемника турбины, возбуждателя и подвозбудителя генератора. Такие компоновочные схемы

имеют некоторые ранние конструкции гидроагрегатов (Рыбинская, Верхнесвирская ГЭС). При опирании подпятника через промежуточный корпус на крышку турбины направляющий подшипник генератора располагается на верхней крестовине (рис. 1.1,д). Так выполняется большинство современных крупных гидроагрегатов (Волжские — имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС, Красноярская, Зейская, Саяно-Шушенская ГЭС).

Подпятники, опорные крестовины или опорные конусы воспринимают нагрузку от вращающихся частей и от реакции воды на рабочее колесо турбины, достигающую 35 МН. В последнее время для облегчения условий работы подпятников при пусках и остановках на многих гидрогенераторах применяют подачу масла к поверхностям трения под давлением [9—11].

В настоящее время в СССР гидрогенераторы изготавливаются мощностью до 640 МВт и напряжением до 15,75 кВ. Номинальная частота вращения мощных отечественных гидрогенераторов редко превышает $3,5 \text{ с}^{-1}$. Угонная частота вращения достигает 2,5 номинальной. Гидрогенераторы мощностью 300 МВт и выше чаще имеют непосредственное водяное охлаждение обмоток статора и форсированное воздушное охлаждение обмоток ротора. К таким относятся, например, генераторы Красноярской, Саяно-Шушенской, Ингурской и Нурекской ГЭС. Однако уже есть положительный опыт эксплуатации гидрогене-

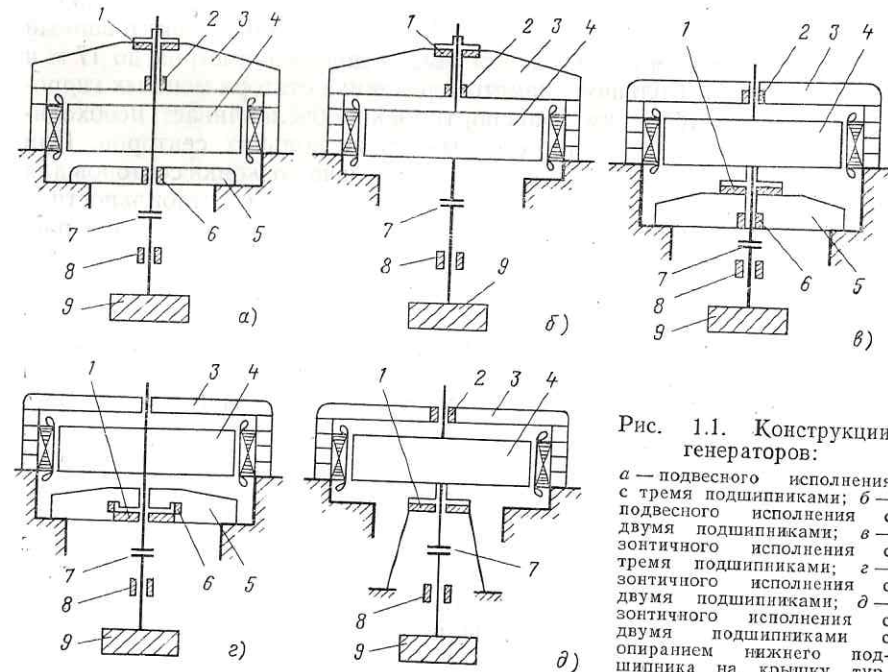


Рис. 1.1. Конструкции генераторов:

а — подвесного исполнения с тремя подшипниками; б — подвесного исполнения с двумя подшипниками; в — зонтичного исполнения с тремя подшипниками; г — зонтичного исполнения с двумя подшипниками; д — зонтичного исполнения с двумя подшипниками с опиранием нижнего подшипника на крышку турбины

1 — подпятник; 2, 6, 8 — направляющие подшипники; 3 — верхняя крестовина; 4 — ротор генератора; 5 — нижняя крестовина; 7 — муфта валопровода; 9 — ротор турбины

ратора с водяным охлаждением обмоток статора и ротора на Нурекской ГЭС.

В табл. 1.1 указаны некоторые параметры гидрогенераторов отечественного производства мощностью 100 МВт и выше.

Большой момент инерции вращающихся частей гидрогенератора обуславливает значительную длительность выбега при остановах. При малых частотах вращения ротора ухудшается смазка подпятника, что может привести к его повреждению. Для сокращения времени выбега применяется система механического торможения ротора генератора. Однако при этом возникает интенсивный износ материала тормозных колодок даже в тех случаях, когда торможение начинается при частоте вращения, равной 0,15—0,2 номинальной. Продукты износа тормозных колодок могут попасть внутрь генератора и вызвать загрязнение охлаждающего воздуха, обмоток и стальных конструкций генератора.

При проектировании ГЭС обычно предусматривается работа генераторов с отбором горячего воздуха из системы вентиляции для отопления машинного зала и с подводом к генератору соответствующего количества и качества воздуха из окружающей среды через фильтры. Однако недостаточная эффективность фильтров, применяемых для очистки воздуха, поступающего в генератор, а иногда отсутствие фильтров, а также неплотности корпуса генератора могут вызвать загрязнение конструктивных узлов генератора.

Генераторы представляют собой сложные пространственные конструкции. У тихоходных генераторов с частотой вращения до 2,5 с⁻¹ сердечник статора представляет собой тонкостенный шихтованный цилиндр с толщиной стенки до 250 мм, внешним диаметром до 17 м и высотой до 2,5 м. Большой диаметр сердечника статора мощных гидрогенераторов по условиям транспортировки обуславливает необходимость выполнения статора составным из нескольких секторов. При этом возникает сложная технологическая задача стыковки секторов для обеспечения монолитности сердечника статора и ее стабильности в процессе эксплуатации [12]. Поэтому в последние годы получает распространение сборка сердечника в монолитное кольцо на месте установки генератора.

Одним из ответственных узлов гидрогенератора является обод, несущий полюсы ротора. Для мощных гидрогенераторов обод ротора, собранный из отдельных сегментов листовой стали, насаживается на спицы остова ротора и закрепляется с помощью клиновых шпонок. Полюсы ротора закрепляются в пазах обода с помощью клиньев. Шихтованная структура и большой диаметр обода, значительная масса обода и полюсов при сравнительно малой площади сечения обода могут привести к снижению его жесткости и ослаблению посадки и вызвать искажение формы обода. Для обеспечения стабильности формы обода ротора предусматривается его «горячая» посадка на спицы ротора.

В мощных гидрогенераторах обычно применяются стержневые двухслойные обмотки статора. Наиболее распространенным видом изоляции в прошлом являлась микалентная компаундированная изоляция (МКИ). В настоящее время широкое применение нашла термореактивная изоляция (ТРИ), имеющая более совершенные характери-

Таблица 1.1. Параметры генераторов мощных ГЭС

Название ГЭС	$P_{ном}$, МВт	$U_{ном}$, кВ	$n_{ном}$, с ⁻¹	Кол-во полюсов	Тип	Год установки первой и последней машины	Завод-изготовитель	Исполнение	Вид изоляции обмотки статора	Охлаждение обмотки статора	Тип турбины
Братская	240	15,75	2,08	20	СВ-1190/250-48	1961—1964	ЭС	П	ТРИ	Воздушное	РО
Волжская имени В. И. Ленина	115	13,8	1,14	20	СВ-1500/200-88	1955	ЭС	З	МКИ ТРИ	»	ПЛ
Волжская имени XXII съезда КПСС	115	13,8	1,14	22	СВ-1500/200-88	1957—1961	ЭС	З	ТРИ	»	ПЛ
Воткинская	100	13,8	1,04	10	СВ-1500/170-96	1961—1963	ЭС	З	ТРИ	»	ПЛ
Днепрогэс-II	104,5	13,8	1,79	8	СВ-1230/140-56	1975	ХЭТМ	З	ТРИ	»	Пр
Зейская	215	15,75	2,28	6	СВ-1130/220-44	1975—1977	ЭС	З	ТРИ	»	Д
Ингурская	260	15,75	4,17	5	СВ-712/227-24	1978	СибЭТМ	П	ТРИ	Водяное	Д
Красноярская	500	15,75	1,56	12	СВФ-1690/175-64; СВФ-1690/185-64	1967—1971	ЭС	З	МКИ ТРИ	»	РО
Капчагайская	108,5	13,8	1,79	4	СВ-1225/130-56	1970	СибЭТМ	З	ТРИ	Воздушное	ПЛ
Нурекская	300	15,75	3,34	9	ВГСФ-940/235-30	1972—1977	УЭТМ	П	ТРИ	Водяное	РО
Саяно-Шушенская	640	15,75	2,38	10	СВФ-1285/275-42	1978	ЭС	З	ТРИ	»	РО
Токтогульская	300	15,75	2,78	4	СВ-1100/250-36-У4	1974	СибЭТМ	П	ТРИ	Воздушное	РО
Усть-Илимская	240	15,75	2,09	18	ВГС-1190/215-48ХЛ4	1974	УЭТМ	З	ТРИ	»	РО
Чарвакская	150	13,8	3,13	4	СВ-354/235-32	1970	ЭС	П	ТРИ	»	РО
Циркейская	250	15,75	3,34	4	ВГСФ-980/233-30	1974—1976	УЭТМ	П	ТРИ	»	РО

Примечание. ТРИ — терморективная; МКИ — микалентная компаундированная; Рном — номинальная мощность; Ином — номинальное напряжение; Ином — номинальная частота вращения вала агрегата; РО — радиально-осевая турбина; ПЛ — поворотно-лопастная турбина; Пр — пропеллерная турбина; Д — диагональная турбина; ЭС — «Электросила»; ХЭТМ — «Электротрактор»; УЭТМ — «Уралэлектротрактор»; З — зонтичное; П — подвесное; Маш — «Уралэлектротрактор»; УЭТМ — «Уралэлектротрактор» (Харьков); СибЭТМ — «Сибэлектротрактор».

стики. Лобовые части обмоток статора имеют большое число паяных контактных соединений головок и кольцевых шин. Крупные гидрогенераторы могут иметь свыше 1000 таких контактных соединений [9]. Для обеспечения высокой надежности контактных соединений их пайка выполняется с помощью специальных твердых припоев.

Обмотки возбуждения ротора имеют номинальное напряжение обычно не более 600 В. Номинальный ток возбуждения для мощных гидрогенераторов может достигать 4000 А. Соединение обмоток полюсов ротора, число которых доходит до 100—120, осуществляется с помощью междуполюсных перемычек, состоящих из пакетов листовой фосфористой бронзы.

Мощные генераторы, как правило, имеют полные успокоительные обмотки на роторе, состоящие из медных стержней, расположенных в башмаках полюсов ротора и замкнутых по торцам медными шинами-сегментами. Сегменты объединены в сплошные кольца с помощью перемычек, которые изготавливаются из листовой меди с изгибом для обеспечения необходимой эластичности соединения. Междуполюсные перемычки обмоток возбуждения имеют паяные и болтовые соединения, а успокоительных обмоток полюсов ротора — болтовые.

Конструктивные узлы современных гидрогенераторов имеют большое число элементов креплений. Общее число деталей гидрогенератора без учета тех, которые входят в комплект конструктивных узлов, собранных на заводе, превышает 10 000 [9]. Это обстоятельство повышает вероятность возникновения и развития дефектов, особенно в активных частях машины.

Особенностью гидрогенераторов является также выпуск их малыми сериями, часто только по 5—10 машин, обычно с индивидуальными параметрами и конструктивными особенностями для каждой ГЭС. Учитывая, что основные испытания головных образцов гидрогенераторов проводятся на ГЭС обычно после того, как все генераторы серии или их большая часть уже изготовлены, вероятность отказов гидрогенераторов из-за дефектов, допущенных на стадиях проектирования и изготовления, может оказаться достаточно высокой.

1.2. ДЕФЕКТЫ И ИХ ПРИЗНАКИ

Терминология и классификация дефектов. Согласно ГОСТ 15467-79 под дефектом понимается «каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям». Из этого следует, что употребляемые часто термины, такие, как недостаток, порок, изъян и др., близкие по значению к термину дефект, охватываются последними. В более узком смысле, с точки зрения диагностики, под дефектом машины условимся понимать такое отклонение параметров диагностируемого объекта, работающего в заданном режиме, от нормированных значений, которое немедленно или с течением времени может привести к полной или частичной утрате работоспособности объекта.

Диагностическим признаком в соответствии с ГОСТ 20911-75 называется «признак (параметр) объекта диагностирования, используемый в установленном порядке для определения технического состояния

объекта». В более узком смысле признаком дефекта машины будем считать отклонение от нормированного значения контролируемого параметра процесса в диагностируемом объекте, работающем в заданном режиме.

Развитие дефектов можно рассматривать как причинно-следственные процессы. В таких случаях на определенных стадиях развития следствия одних процессов могут стать причинами других. Местный перегрев изоляции элементарных проводников обмотки статора генератора с водяным охлаждением может быть следствием их закупорки. На последующем этапе развития процесса перегрев может быть причиной потери монолитности изоляции элементарных проводников и возникновения их вибраций. Вибрации проводников в свою очередь могут вызвать их усталостные трещины, что приведет к увлажнению изоляции обмоток и т. д. Заметим, что диагностическим признаком на первом этапе рассмотренного процесса является температура перегрева, на втором — размах вибрации элементарных проводников, на третьем — степень увлажнения (относительная влажность).

В соответствии с ГОСТ 15467-79 дефекты подразделяются на явные и скрытые, устранимые и неустраняемые, критические, значительные и малозначительные. Явными названы дефекты, для выявления которых разработаны соответствующие правила, методы и средства обнаружения. Дефекты, для которых еще не разработаны методы и средства обнаружения, названы скрытыми. По мере развития методов и средств диагностики скрытые дефекты могут переходить в явные. Устранимыми названы дефекты, устранение которых технически возможно и экономически целесообразно. Неустраняемыми названы дефекты, устранение которых технически невозможно или экономически нецелесообразно. Критическими дефектами названы такие, при которых нормальное функционирование машины практически невозможно или недопустимо. Это соответствует предельному состоянию машины, и в соответствии с ГОСТ 13377-75 дальнейшая эксплуатация машины должна быть прекращена. Значительными названы дефекты, существенно влияющие на нормальную и эффективную работу машины и на ее долговечность, но не являющиеся критическими. Малозначительными названы дефекты, не оказывающие существенного влияния на нормальную и эффективную работу машины и на ее долговечность.

Рассмотрим теперь критерии для оценки признаков дефектов. Такими критериями являются время возникновения (очередность возникновения) признаков в процессе развития дефектов, число дефектов, охватываемых данным признаком, продолжительность существования признаков, значения контролируемых параметров процессов, скорость изменения и другие, используемые в качестве признаков дефектов [13, 14].

Признаки, возникающие на начальных этапах развития дефектов, позволяют осуществить раннюю диагностику. Чем больше дефектов охватывается данным признаком, тем больше значимость устройств его обнаружения (решения первой задачи диагностики). Время существования признака зависит от характера и скорости развития дефектов и влияет на периодичность диагностических испытаний генера-

торов. Состояние машины определяется нормами оценок признаков контролируемых параметров. Так, например, для оценки амплитуд гармонических составляющих вибраций часто используются балльные оценки значений амплитуд: недопустимо, неудовлетворительно, удовлетворительно, хорошо или отлично. Критерии признаков дефектов определяются физико-химическими процессами, возникающими в генераторе при появлении и развитии дефектов. Оценки признаков дефектов используются при составлении алгоритмов диагностики дефектов, прогнозирования их развития и принятия решения о дальнейшей работе генератора.

Наряду с указанными в этом параграфе терминами целесообразно ввести еще один — ключевой дефект¹. К л ю ч е в ы м условимся называть дефект, который является общим и обязательным промежуточным этапом в процессе развития дефектов, приводящих к аварии. Понятие о ключевом дефекте оказалось целесообразным при анализе аварий, рассмотрении причинно-следственных связей в развитии дефектов, приводящих к аварии, составлении алгоритмов диагностики дефектов генератора.

В зависимости от объема материалов или числа конструктивных элементов генератора, охваченных дефектами, последние условно разделяются на сосредоточенные и распределенные. Чаще всего, особенно в начальной стадии возникновения и развития, дефекты локализируются в ограниченных объемах и носят сосредоточенный характер.

Источники информации о дефектах. Источниками информации о дефектах являются признаки дефектов, выявляемые с помощью наблюдений, испытаний и осмотров.

Наблюдения производятся при работе генераторов с помощью стационарно установленных средств технологического контроля и органолептически, т.е. с помощью органов чувств человека. Существующие в настоящее время системы технологического контроля в приемлемой степени соответствуют требованиям управления и ведения режимов работы генераторов, но недостаточно полно удовлетворяют требованиям диагностики их технического состояния. Даже наиболее развитые из существующих систем технологического контроля гидрогенераторов мощных ГЭС способны выявлять только незначительную часть дефектов [15]. Это обстоятельство наглядно иллюстрируется табл. 1.2, в которой показаны определенные на основании результатов опыта эксплуатации и анализа аварий за 1971—1978 гг. возможности выявления ключевых дефектов, возникающих в генераторах.

Испытания и осмотры обычно производятся при остановах гидрогенераторов, в частности при их ремонтах. Эффективность испытаний и осмотров, с точки зрения обнаружения дефектов, как видно из табл. 1.2, выше, чем эффективность существующих в настоящее время систем наблюдения. Результаты осмотров и испытаний обычно позволяют выявлять большинство дефектов в гидрогенераторах и пока являются основными источниками информации для диагностики. Однако если для проведения испытания имеются подробно разработанные и рекомендо-

¹ В [13, 14] был принят неудачный термин: начальный дефект.

Таблица 1.2. Оценка диагностических возможностей системы технологического контроля гидрогенераторов на 1980 г. и прогноз их на 1990 г.

Ключевые дефекты гидрогенераторов	Возможности обнаружений ключевых дефектов гидрогенераторов при					
	наблюдениях		испытаниях		осмотрах	
	1980 г.	1990 г.	1980 г.	1990 г.	1980 г.	1990 г.
Ослабление стыковки секторов статора	1	1	1	1	1	1
Ослабление прессовки сердечника статора	0	1	0	1	1	1
Вращающаяся асимметрия магнитного поля генератора (см. гл. 5)	1	1	1	1	1	1
Неподвижная асимметрия магнитного поля генератора (см. гл. 5)	0	1	1	1	1	1
Увеличение сопротивлений контактных соединений цепей обмоток статора и ротора	0	1	1	1	1	1
Ионизационное разрушение связующего элементарных проводников обмотки статора с микалентной компаундированной изоляцией (МКИ)	0	0	1	1	0	0
Ослабление креплений лобовых частей обмотки статора	0	1	1	1	0	0
Закупорка элементарных проводников системы водяного охлаждения обмотки статора	0	1	1	1	0	0
Течи воздухоохлаждателей	0	1	1	1	1	1
Разрушение корпусной терморезистивной изоляции обмоток статора пазовыми разрядами	0	0	1	1	0	0
Естественное старение МКИ обмоток статора при нормальных температурах	0	0	0	0	1	1
Ускоренное старение МКИ обмоток статора при повышенных температурах	0	0	0	0	1	1
Пробой изоляции и искрение колец и щеток	0	1	1	1	1	1
Снижение прочности лопастей вентиляторов, креплений тормозных систем и других конструктивных узлов	0	0	0	1	1	1
Ухудшение чистоты зеркальной поверхности диска подпятника	0	1	1	1	1	1
Повышенная волнистость зеркальной поверхности диска подпятника	0	1	1	1	1	1
Разрегулировка нагрузки на сегменты подпятника	0	1	1	1	0	0
Разгерметизация упругих камер подпятника	0	1	1	1	1	1
Потеря давления в напорном коллекторе подпятника с принудительной смазкой	1	1	1	1	1	1
Ухудшение работы маслоохладителей	1	1	1	1	0	0

Продолжение табл. 1.2

Ключевые дефекты гидрогенераторов	Возможности обнаружений ключевых дефектов гидрогенераторов при					
	наблюдениях		испытаниях		осмотрах	
	1980 г.	1990 г.	1980 г.	1990 г.	1980 г.	1990 г.
Нарушение изоляции подшипников и подпятников от подшипниковых токов	0	1	1	1	1	1
Всего	4	16	17	19	15	15
Процентов к общему числу ключевых дефектов	19	76	81	90	71	71

Примечание. 1 — обнаружение дефектов возможно; 0 — обнаружение дефекта невозможно.

ванные правила, методы и средства, то для проведения осмотров генераторов опубликованных материалов совершенно недостаточно. Вместе с тем результаты осмотров часто содержат важные сведения об изменениях свойств материалов и конструктивных узлов генераторов, позволяют своевременно принимать необходимые меры, а их обобщение уточняет представление о процессах возникновения и развития дефектов.

1.3. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ДЕФЕКТОВ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Возникновение дефектов в процессе эксплуатации чаще всего является следствием старения материалов и конструктивных узлов машины.

Условимся понимать под старением процессы необратимого изменения строения и (или) состава материалов, приводящие к изменению физико-химических свойств материалов и конструктивных узлов машины под воздействием более или менее длительных нагрузок и окружающей среды [16]. При этом к старению будем относить также процессы возникновения и развития трещин в материалах конструкций машины, которые во многих случаях и приводят к разрушениям («усталость» материалов).

В отличие от постепенного старения материалов и конструктивных узлов машины разрушение их может возникнуть внезапно, точнее, за очень короткий промежуток времени, например, при ударных нагрузках или потере устойчивости форм конструкций. Такие разрушения будем называть внезапными.

Вследствие неоднородности материалов и конструктивных узлов машины дефекты в них распределяются неравномерно, а запасы прочности могут существенно различаться между собой. Поэтому более

быстрое развитие дефектов, которые могут привести к отказам, обычно возникает в менее прочных элементах.

В машинах, имеющих только малозначительные дефекты и работающих при нормальных режимах и условиях эксплуатации, включая допустимые по нормам отклонения, развитие малозначительных дефектов и превращение их в значительные происходит медленно и приводит к отказам обычно после выработки расчетного ресурса. В этом случае условимся называть старение нормальным или естественным.

Если машина выполнена неудовлетворительно или если в процессе эксплуатации в ней сравнительно быстро возникли значительные дефекты, например, при не предусмотренных нормами аномальных режимах, то развитие этих дефектов в материалах и конструктивных узлах машины ускоряется и может приводить к отказам до выработки расчетного ресурса. В этом случае условимся называть старение аномальным или ускоренным.

Обычно факторы, вызывающие ускоренное старение, действуют в ограниченном объеме машины, и такое старение носит местный характер. Ускоренное старение может быть причиной аварий из-за развития значительных дефектов также и в приработочном периоде машины.

Значительные дефекты могут возникать из-за недостатков проектирования, производства, транспортировки, хранения, монтажа и эксплуатации машин, а также неудовлетворительного качества ремонтов, применения недоброкачественных материалов и запасных частей и при разборке и сборке конструктивных узлов машины. Причинами значительных дефектов, возникающих в процессе эксплуатации генераторов, могут быть неразрешенные перегрузки и параметры окружающей среды, а также внезапные, нерасчетные нагрузки. Их возникновение может быть вызвано аномальными режимами в энергосистеме или на ГЭС, а также ошибочными действиями эксплуатационного персонала, например нарушениями правил ведения режимов эксплуатации, ошибками при коммутационных переключениях и т.п.

Под воздействием окружающей среды, например атмосферного кислорода, влажности, температуры и примесей в охлаждающей среде и т.п., в материалах и конструктивных узлах генератора могут возникать различные виды коррозии, увлажнение изоляции обмоток, ионизационные и поверхностные разряды и другие физико-химические процессы. Эти процессы могут также приводить к возникновению значительных дефектов в генераторе.

Существенное снижение вероятности возникновения дефектов при транспортировке, хранении, монтаже и ремонте может быть достигнуто путем выполнения требований соответствующих инструкций и стандартов, например ГОСТ 15150-69 и 23216-78.

В процессе эксплуатации дефекты могут иногда возникать практически внезапно из-за внезапных значительных нагрузок, воздействующих на конструктивные узлы и материалы машины. Такие внезапные нагрузки могут появляться, например, при некоторых аномальных режимах работы гидрогенератора, в частности при внезапных КЗ и несинхронных включениях, когда в машине возникают электромагнитные моменты и электродинамические силы, которые могут достигнуть

Таблица 1.3. Основные процессы, вызывающие аварийное отключение гидрогенераторов

Состояние генератора	Режимы и условия эксплуатации генератора		
	Нормальные нагрузки, разрешенные перегрузки и нормальные параметры окружающей среды	Неразрешенные перегрузки и параметры окружающей среды	Внезапные нерасчетные нагрузки
Нормальное, с незначительными дефектами Аномальное, со значительными дефектами	Естественное старение Ускоренное старение	Ускоренное старение То же	Внезапное разрушение То же

предельно допустимых расчетных значений или даже значительно превысить их. При этом в генераторе могут возникнуть значительные или даже критические дефекты. Последние приводят к аварийным остановам. Внезапное приложение недопустимых нагрузок может вызвать внезапное разрушение и аварийное отключение машины независимо от наличия в ней значительных дефектов.

Процессы, вызывающие аварийные отключения генераторов, можно классифицировать следующим образом: естественное старение, ускоренное старение и внезапное разрушение.

В табл. 1.3 показаны сочетания состояний генератора, режимов и условий его эксплуатации и основных причин возникновения и развития дефектов, которые могут привести к авариям.

Изучение опыта эксплуатации и анализ аварий позволяют сделать вывод о том, что в большинстве случаев отказы генераторов возникают до выработки расчетного ресурса вследствие процессов ускоренного старения. Аварии машин, вызванные внезапными разрушениями, являются редкими событиями, возникающими только при некоторых аномальных режимах, далеко выходящих за рамки нормированных, и неблагоприятных условиях (например, при несинхронных включениях с углами между ЭДС генератора и напряжением сети в пределах от $\pi/2$ до $2/3\pi$, при угонной частоте вращения ротора и др.). Сравнительно часто наблюдается оставление в генераторе, обычно после монтажа и ремонта, посторонних предметов. В этих случаях могут возникнуть внезапные разрушения и ускоренное старение материалов.

Для снижения вероятности возникновения значительных дефектов необходимо постоянное развитие и совершенствование методов расчета, технологии производства, производственного и эксплуатационного контроля и повышения качества ремонтов генераторов.

1.4. СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ РАЗВИТИЯ ДЕФЕКТОВ

Приведенная выше классификация дефектов и их признаков, а также причин возникновения дефектов дает возможность более широко и глубоко охвата свойств и особенностей дефектов, в частности, при

изучении их развития. Как указывалось выше, развитие дефектов сопровождается разнообразными процессами. Аналитическое описание этих процессов весьма сложно, а иногда и невозможно. Поэтому для более простого, достаточно полного и компактного представления о процессах развития дефектов целесообразно с помощью накопленных знаний, приобретенных в процессе анализа опыта эксплуатации, исследований и расчетов, воспользоваться структурными схемами, составленными на основе причинно-следственных цепочек развития ключевых дефектов.

На рис. 1.2 представлена примерная типовая структурная схема развития некоторого условного ключевого дефекта гидрогенератора [13, 14]. События и факты, показанные на структурной схеме, расположены в хронологической последовательности: чем ниже по схеме — тем позже по времени развитие дефекта. С левой стороны схемы для большей наглядности условно выделены временные уровни развития процессов, однако они не отражают реальную относительную длительность последних. Временные уровни отмечены арабскими цифрами 1—9.

На первом временном уровне указаны возможные причины возникновения ключевого дефекта, отмеченные римскими цифрами I—V. В прямоугольнике, имеющем утолщенные линии, в данном примере на уровне 2 указан ключевой дефект. В прямоугольниках на остальных уровнях указаны события, являющиеся причинами или следствиями возникновения и развития дефектов. Те из них, которые могут быть выявлены и использованы в качестве признаков дефектов, в зависимости от принятого способа обнаружения — путем наблюдений, осмотров или испытаний — обозначены соответственно одной, двумя или тремя звездочками. Эти события обозначены С1—С9. События, являющиеся только признаками дефектов и не входящие в непрерывные цепочки развития ключевого дефекта, обозначены П1—П6.

В гл. 2—7 приведены структурные схемы динамики дефектов по образцу схемы, показанной на рис. 1.2. Эти схемы могут быть использованы при анализе аварий, а также при разра-

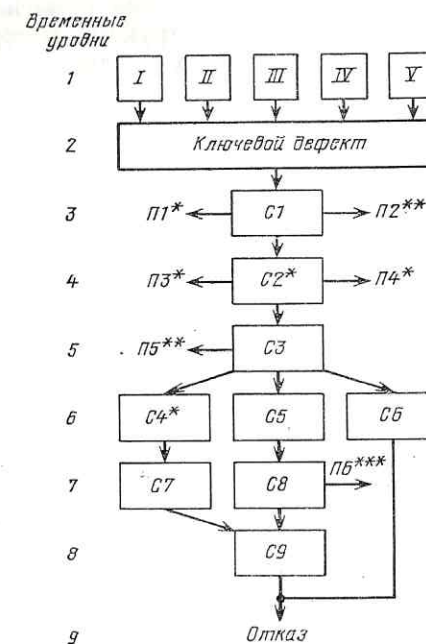


Рис. 1.2. Типовая структурная схема развития дефекта:

I—V — причины возникновения ключевого дефекта; П1—П6 — признаки дефекта; С1—С9 — события, являющиеся причиной появления или следствием развития дефекта; 1—9 — временные уровни развития процесса; *, **, *** — признаки, выявляемые соответственно с помощью наблюдений, осмотров или испытаний

ботке вопросов диагностики дефектов гидрогенераторов, в частности при ранжировании признаков дефектов и составлении алгоритмов диагностики. Перечень и ранжирование ключевых дефектов и их признаков, выявленных за длительный период эксплуатации гидрогенераторов, приведены в табл. 8.5.

В заключение отметим, что одним из основных условий эффективного внедрения диагностики дефектов машин является изучение причин и признаков их возникновения. Этой проблеме посвящены, например, [13, 14, 16, 17].

ГЛАВА ВТОРАЯ

ДЕФЕКТЫ СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ СТАТОРОВ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

2.1. ЭЛЕМЕНТЫ СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Основными частями стальных конструкций статора гидрогенератора являются сердечник и корпус, а также крепления сердечника в корпусе и корпуса к фундаменту. Корпус — основной конструктивный элемент, служит для восприятия и передачи на фундамент электромагнитных, механических и гидравлических усилий, возникающих при работе гидроагрегата, усилий от веса закрепленного в нем сердечника с обмоткой и от других размещенных на нем конструктивных частей гидроагрегата — крестовины, генераторных перекрытий, воздухоохладителей и пр. Сердечник или магнитопровод является активным элементом стальных конструкций статора. Он воспринимает также часть рабочих и добавочных усилий. Крепления сердечника и корпуса — вспомогательные конструктивные элементы, которые могут существенно влиять на надежность работы гидроагрегата.

Корпус сваривается из отдельных стальных заготовок толстолистового проката и имеет форму цилиндра или правильного призматического многогранника. Основными элементами корпуса являются полки (горизонтальные ребра жесткости), верхний и нижний пояса (фланцы) и обшивка (рис. 2.1). К полкам крепится сердечник статора, нижний пояс служит опорой самого статора, верхний — других конструктивных элементов гидроагрегата. Толщина средних полок обычно 20 мм, крайних — 20—30 мм, каждого из поясов — около 50 мм, обшивки — 20—25 мм. Иногда нижний пояс отсутствует, а его роль выполняет более массивная нижняя полка корпуса. Полки устанавливаются на расстоянии примерно 0,5 м друг от друга. Необходимая жесткость корпуса в радиальном направлении обеспечивается достаточной шириной полок (0,6—1,0 м).

Обшивка имеет окна для прохода воздуха, охлаждающего статор, который поступает в воздухоохладители, навешиваемые на обшивку с внешней стороны корпуса так, что они перекрывают окна в обшивке (в редких случаях воздухоохладители относят дальше по току воздуха, перекрывая ими не окна в обшивке корпуса, а проемы в фун-

даменте). Полки, обшивка и пояса связаны вертикально установленными пластинами — ребрами, придающими корпусу необходимую жесткость в аксиальном направлении. Иногда для той же цели вваривают трубчатые стержни, дополнительно связывая между собой соседние полки. Угольники, установленные между полками, выполняют главным образом монтажно-технологические функции. Диаметр корпуса гидрогенератора средней или большой мощности обычно более 5 м. Этот размер у наиболее крупных проектируемых машин прибли-

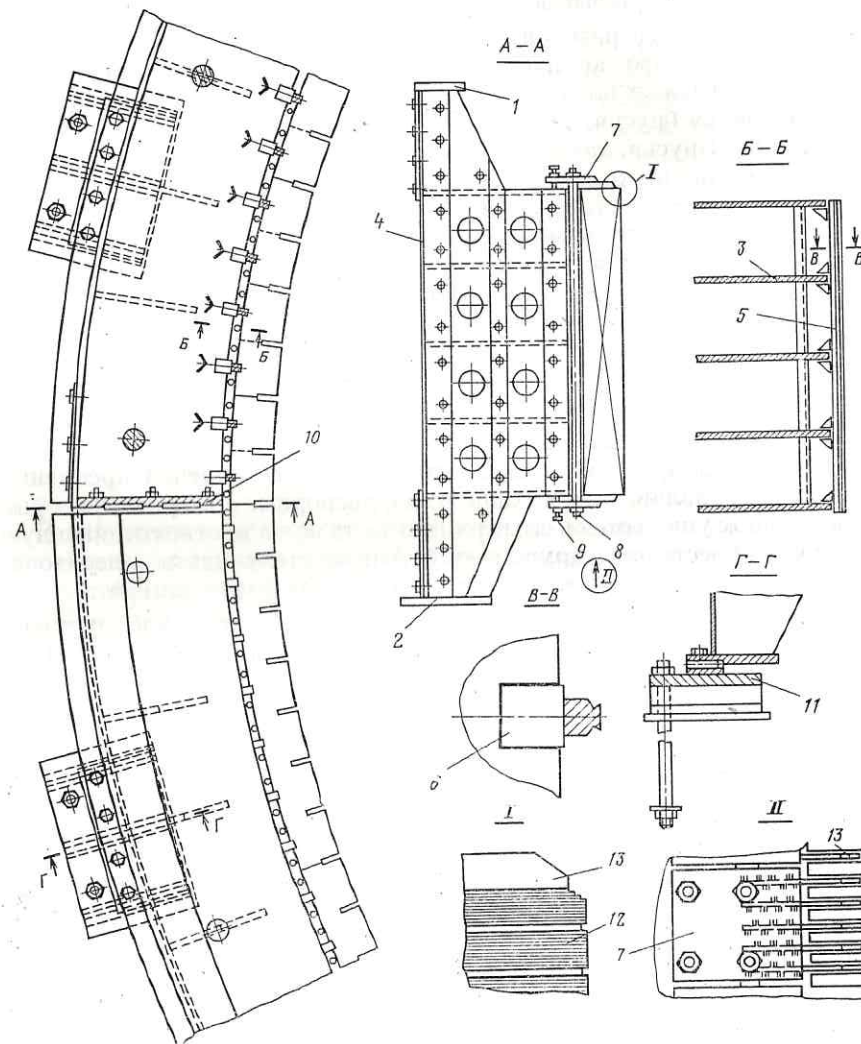


Рис. 2.1. Стальные конструкции статора гидрогенератора:

1 — верхний пояс; 2 — нижний пояс; 3 — полка корпуса; 4 — обшивка корпуса; 5 — наборная призма; 6 — приварыш; 7 — нажимная плита; 8 — стяжная шпилька сердечника; 9 — стяжной болт; 10 — стыковая плита; 11 — фундаментная плита; 12 — пакет активной стали; 13 — нажимный палец

жается к 25 м. Статоры таких гидрогенераторов собираются чаще всего из четырех или шести частей (секторов), что диктуется условиями перевозки по железной дороге.

В местах стыковки сектора корпуса имеют массивные стыковые плиты, стянутые стяжными шпильками. Стыковые плиты должны плотно и точно прилегать друг к другу, обеспечивая правильное взаимное положение соединяемых секторов статора. Перед приваркой стыковых плит их прилегающие поверхности обрабатывают, плиты скрепляют болтами и заштифтовывают [18].

Часть гидрогенераторов Красноярской и Братской ГЭС имеет иную конструкцию корпуса статора, которая не предусматривает установку стыковых плит. Вместо них ближе к внешнему краю корпуса привариваются брусья, радиальный размер которых меньше, чем стыковых плит. Брусья, так же как и плиты, снабжены стяжными шпильками, но эти шпильки служат в основном для взаимной подтяжки секторов при монтаже статора на гидроэлектростанции, после которой между стыковыми брусьями остается небольшой зазор. Сопряжение же секторов осуществляется посредством стальных накладок, привариваемых к полкам корпуса, ближе к его внутреннему краю.

Нижний пояс корпуса крепится к бетонному основанию посредством фундаментных плит и фундаментных (анкерных) болтов. Между фундаментными плитами и нижним поясом корпуса устанавливаются штифты, удерживающие статор от тангенциального смещения, но не препятствующие его расширению из-за нагрева. Каждый сектор корпуса опирается на две фундаментные плиты. Часто для усиления крепления корпуса устанавливаются механические распорные домкраты, которые одним концом упираются в его верхнюю часть или в жестко соединенную с корпусом крестовину, другим — в бетонную стену шахты генератора; на каждый сектор устанавливают по одному или по два домкрата.

Сердечник статора с целью уменьшения потерь от вихревых токов собирают (шихтуют) из сегментов электротехнической стали толщиной 0,35 или 0,5 мм, которые предварительно покрываются пленкой изоляционного лака толщиной 0,03—0,05 мм. Сегменты активной стали укладываются вперекрой так, чтобы сегменты одного слоя перекрывали стыки сегментов предыдущего слоя. По высоте сердечник подразделен на пакеты по 40—50 мм (рис. 2.1), между которыми при помощи радиальных дистанционных распорок образованы каналы для прохода воздуха, поступающего из воздушного зазора между ротором и статором к воздухоохладителям. Дистанционные распорки представляют собой двутавровые балочки, прикрепленные точечной сваркой к крайним сегментам одного из распираемых ими пакетов сердечника. Размер вентиляционных каналов по оси машины равен 10 мм [19].

Сегменты активной стали имеют пазы с внутренней стороны для укладки обмотки и пазы с внешней стороны для нанизывания самих сегментов на клинья наборных призм (часто сами призмы называют наборными клиньями). Клинья наборных призм и соответствующие пазы сегментов имеют форму ласточкиного хвоста. Стандартная глубина паза составляет 10 мм [19].

Призмы с помощью сварки через так называемые приварыши соединяются с полками корпуса (рис. 2.1). Наряду с массивными сплошными приварышами применяются пустотелые гнутые угольники-приварыши. Расстановка (разгонка) наборных призм в корпусе и приварка их — одна из наиболее ответственных операций, от которой зависит качество сборки сердечника и степень неравномерности воздушного зазора генератора. Поэтому к точности расстановки призм по шагу и по диаметру предъявляются весьма высокие требования [18]. Число наборных призм в каждом секторе статора обычно около двух десятков.

При изготовлении статора активная сталь сердечника подвергается неоднократной подпрессовке. Для поддержания плотности прессовки в процессе эксплуатации генератора и крепления сердечника в осевом направлении служат установленные и стянутые стяжными шпильками нажимные гребенки. Нажимная гребенка представляет собой плиту с приваренными к ней нажимными пальцами (рис. 2.1). Стяжные шпильки пропущены в зазор между полками корпуса и сердечником. Нажимные плиты через отжимные болты упираются в крайние полки корпуса, а нажимные пальцы давят на крайние пакеты сердечника. Отжимные болты позволяют устанавливать гребенки без перекосов для равномерной передачи прессующих усилий на сердечник. Число нажимных гребенок с каждой стороны сердечника равно числу наборных призм. Чтобы уменьшить потери мощности и большие местные нагревы, вызванные торцевыми магнитными потоками, крайние пакеты сердечника делают ступенчатыми (размер ступенек обычно 6×6 мм). Это позволяет укоротить нажимные пальцы и увеличить их жесткость.

В окружном направлении сердечник, так же как и корпус, обычно подразделен на секторы. Каждый сектор статора (корпус с закрепленным в нем сердечником) изготавливается на заводе целиком, как единая конструкция. Для возможности посекторной шихтовки сердечника в каждом втором слое активной стали крайние со сторон стыков сегменты укорочены.

В собранном сердечнике различают две зоны: зубцовый слой, поверхность которого называют расточкой сердечника или расточкой статора, и наружный, называемый спинкой. Нередко спинкой называют внешнюю поверхность сердечника. Для того, чтобы сердечник, собираемый из отдельных секторов, приобрел достаточную монолитность, в стыки между секторами при монтаже статора на гидроэлектростанции закладывают уплотняющие прокладки из электрокартона или другого аналогичного материала толщиной 0,5—1,0 мм [20].

Для гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС использована бессекторная конструкция сердечника статора [19]. Шихтовка активной стали произведена на месте установки каждого генератора на ГЭС. Такая технология изготовления статора имеет определенные неудобства, а стоимость статора существенно увеличивается. Бессекторная конструкция статора позволяет ликвидировать наиболее распространенную и опасную причину вибрации — ослабление плотности стыковки его секторов (см. § 2.3).

2.2. ОСЛАБЛЕНИЕ ПРЕССОВКИ АКТИВНОЙ СТАЛИ СЕРДЕЧНИКА

Высокая степень монолитности пакетов шихтованного сердечника является одним из основных технических требований, предъявляемых к производственно-технологическим процессам изготовления статоров гидрогенераторов. Необходимая степень монолитности пакетов может быть обеспечена только достаточно большим давлением прессовки. В случае снижения давления при работе гидрогенератора происходит расслоение («распушовка») активной стали и возникает аксиальная вибрация ее сегментов, которая является причиной развития ряда характерных дефектов и следующих затем отказов гидрогенератора (рис. 2.2).

Вибрация сегментов активной стали ведет к нарушению изоляции между ними вследствие повреждения лаковой пленки. Поскольку наружная сторона спинки сердечника замкнута призмами, на которых собирается сердечник, то в образующихся зонах повышенной электропроводности протекают добавочные токи, вызывающие местное увеличение потерь энергии и повышенный нагрев активной стали до 250—300 °С [21]. Повышенный нагрев вызывает дальнейшее разрушение пленки лака. Развитие дефекта может приводить к тяжелому повреждению — «пожару» активной стали, т.е. местному плавлению пакетов сердечника. Возникновение очага перегрева особенно опасно в зубцовой зоне, где развитие дефекта идет более интенсивно, чем в зоне спинки сердечника. Пожар стали сердечника статора является сравнительно редким событием, однако может привести к большому объему ремонтных работ, вплоть до необходимости замены статора генератора из-за тяжелых повреждений активной стали и его обмотки.

Развитие дефекта может привести к отказу до возникновения «пожара» активной стали из-за пробоя изоляции обмотки статора, который наступает вследствие ускоренного старения и снижения электрической прочности под действием высокой температуры.

Вибрирующие листочки зубцов активной стали постепенно разрушают верхние слои изоляции стержней обмотки статора. Прежде всего страдает полупроводящий слой, который служит для предотвращения появления короны. При короне воздух ионизируется, образовавшийся озон — активный окислитель — вступает в реакцию с азотом, вслед за тем при наличии всегда присутствующей в воздухе влаги образуются азотная и азотистая кислоты, разрушающие изоляцию. Механическое разрушение может быть весьма глубоким и само по себе существенно снижает электрическую прочность изоляции.

Большую опасность представляет вибрация сегментов крайних пакетов зубцовой зоны сердечника из-за быстро развивающихся усталостных сколов листочков активной стали, так как отломившиеся листочки могут прорезать изоляцию обмотки статора, вызвать ее пробой и аварийное отключение генератора. Расслоение крайних пакетов сердечника статора гидрогенератора иногда принимает характер массового явления [22].

Уменьшение сжимающего пакеты усилия происходит обычно при наличии дефектов производственно-технологического характера под

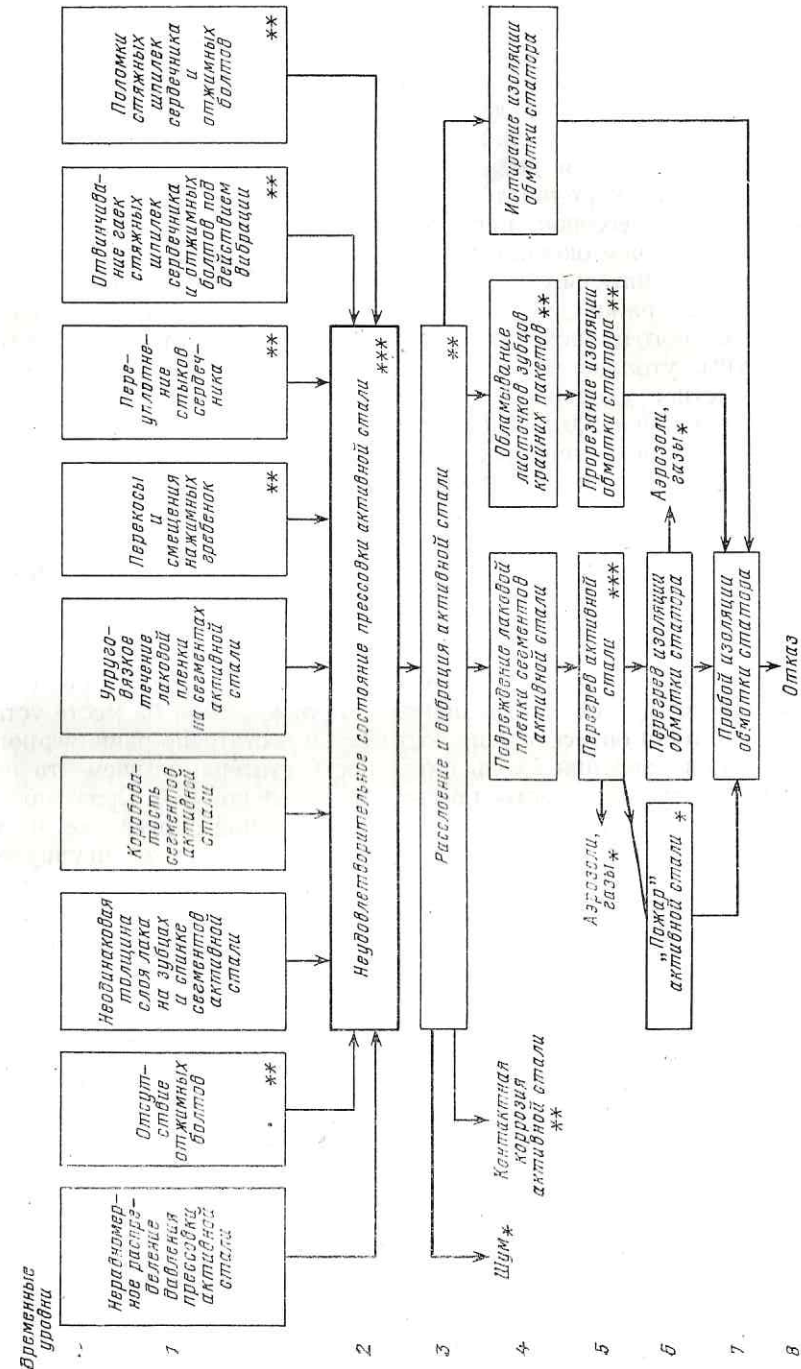


Рис. 2.2. Схема развития ослабления прессовки активной стали (обозначения см. на рис. 1.2)

действием сил магнитного тяжения, добавочных сил электромагнитного происхождения, сил температурных деформаций, вращающих моментов, вибрации сердечника и других эксплуатационных факторов. Однако скорость и глубина процесса ослабления прессовки активной стали статора определяются в значительной степени причинами производственно-технологического характера.

В целях достижения достаточно высокой монолитности пакетов активной стали по мере шихтовки сердечника производится ряд промежуточных подпрессовок, примерно через каждые 0,5 м высоты сердечника. Прежде чем окончательно затянуть гайки стяжных шпилек, производят окончательную опрессовку с пятичасовой выдержкой. В процессе выдержки давление поддерживают на заданном уровне, снижение которого происходит вследствие осадки сегментов и раздавливания местных утолщений лаковой пленки. При промежуточных прессовках расчетное удельное давление принимается равным 1,9 МПа, при окончательной — 2,0 МПа [18]. Верхний предел допустимого удельного давления определяется главным образом тем, что при больших его значениях под вентиляционными распорками развиваются усилия, разрушающие лаковую пленку. Принятая технология прессовки в целом обеспечивает довольно высокую монолитность сердечника, и его общая значительная распрессовка — явление очень редкое. Местное ослабление прессовки — распространенный дефект, составляющий значительную часть дефектов стальных конструкций статоров гидрогенераторов.

Одна из причин местной распрессовки активной стали кроется в том, что при заводской (или первичной, производимой на месте установки генератора) опрессовке не достигается достаточно равномерного распределения давления вдоль окружности статора, причем эта неравномерность может оказаться весьма значительной [23]. Сразу после того, как снято давление пресса при окончательной опрессовке, из-за деформации стяжных шпилек и нажимных пальцев, а также неупругой деформации сегментов активной стали давление под нажимными гребенками резко падает. Расчетное давление после окончания прессовки принимается равным 1,5 МПа [18]. Процесс релаксации давления в основном из-за упруговязкого течения лаковых пленок на сегментах активной стали ведет к дальнейшему ослаблению прессовки сердечника статора гидрогенератора. При этом уменьшение давления не сопровождается его выравниванием, что приводит к появлению зон, в которых давление слишком мало. Образование зон с пониженным давлением, очевидно, начинается с крайних пакетов активной стали.

Давление может распределяться неравномерно не только в окружном направлении, но и в радиальном, между спинкой и зубцами сердечника. В практике эксплуатации встречаются случаи, когда ослабевает только зубцовая зона, в других случаях — только спинка активной стали [23]. Эти случаи нередко являются следствием неправильной регулировки отжимных болтов.

В конструкции некоторых гидрогенераторов старых выпусков сравнительно небольшой мощности не предусмотрена установка отжимных болтов, без которых практически невозможно добиться удовлетвори-

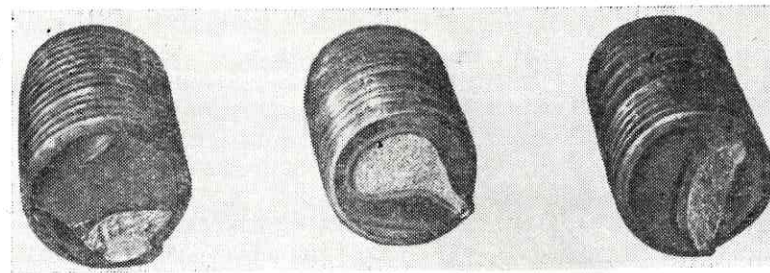


Рис. 2.3. Усталостные поломки стяжных шпилек сердечника

тельного состояния прессовки всего сердечника. Такие гидрогенераторы подлежат реконструкции.

Пониженная плотность прессовки зубцовой зоны сердечника может быть следствием того, что из-за несовершенства технологии лакировки сегментов на зубцы наносится более тонкий слой лака. Распрессовка активной стали отчасти обусловлена коробоватостью сегментов, отчасти пластическими свойствами лаковой пленки [24]. Наборы нагрузки и разгрузки гидрогенератора вызывают циклические изменения температуры статора, причем сердечник нагревается и увеличивает свои размеры больше, чем корпус. Нажимные гребенки, связанные с корпусом, препятствуют расширению сердечника в аксиальном направлении, вследствие чего возникают большие усилия, вызывающие обмятие сегментов и деформацию лаковой пленки. Эти явления усиливаются циклическими воздействиями других эксплуатационных факторов (сил электромагнитного происхождения, вибрации).

Ослабление прессовки и расслоение крайних пакетов активной стали могут быть следствием самоотвинчивания плохо зашплинтованных или плохо прихваченных сваркой гаек стяжных шпилек сердечника и отжимных болтов, а также усталостной поломки стяжных шпилек (рис. 2.3) из-за высокого уровня вибрации сердечника статора с частотой 100 Гц.

Расслоению крайних пакетов в зубцовой зоне способствуют нарушения технологии изготовления и монтажа нажимных плит: различная ширина и длина нажимных пальцев, приварка нажимных пальцев к нажимным плитам с перекосами, установка готовых нажимных гребенок с перекосами, смещение нажимных пальцев относительно центральной линии зубцов сердечника. Непосредственной причиной расслоения активной стали плохо закрепленных зубцов, по-видимому, может быть действие сил трения между сталью и стержнями обмотки статора при их взаимных перемещениях из-за тепловых продольных деформаций стержней.

Отрицательно влияет на состояние прессовки переуплотнение (чрезмерное давление затяжки) стыков составного сердечника. Вследствие переуплотнения образуется волна активной стали — изгибы пакетов на каком-то участке сердечника в аксиальном направлении. При этом может образоваться или увеличиться неравномерность распределения

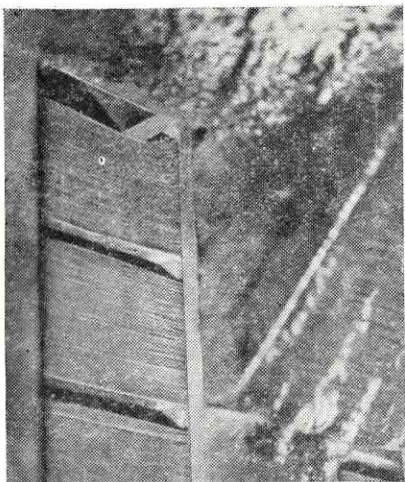


Рис. 2.4. Смятие и выпучивание пакетов активной стали клином наборной призмы

давления нажимных гребенок, могут возникнуть зазоры между нажимными пальцами и крайними пакетами активной стали. В ряде случаев в стыковой области стали сердечника возникают зоны распушивания или «вспучивания» пакетов, нередко на стыках образуются «домики» — как результат нарушения устойчивости и смятия пакетов сердечника.

Аналогичные явления наблюдаются при небрежной разгонке наборных призм сердечника (рис. 2.4). Разгонку призм производят последовательными шагами вдоль всей окружности статора с помощью специального шаблона, который каждый раз при очередном шаге крепится к двум уже прихваченным сваркой призмам (через приварыши к полкам корпуса) и

захватывает две очередные устанавливаемые призмы. Накопленная после такого обхода всей окружности статора неточность расстановки призм обычно составляет несколько миллиметров. Для устранения этой неточности производят встречную разгонку призм, снимая прихваченные временной сваркой призмы и устанавливая их вновь, но подкладывая при этом под шаблон щуп с определенной стороны, до тех пор, пока шаблон с щупом не установится на очередные призмы. Если при встречной разгонке приходится уменьшать расстояние между призмами, а толщина выбрана слишком большой, разгонка завершается быстро, но расстояния между призмами на этом участке статора окажутся недопустимо малыми, что ведет к «вспучиванию» и смятию пакетов активной стали.

Признаком ухудшения состояния и повышения уровня вибрации с полюсной частотой активной стали является увеличение уровня шума возбужденного гидрогенератора. Однако при этом следует учитывать, что источником шума может оказаться и вибрация сердечника, возникающая, например, из-за ослабления плотности стыков, а не вибрация листов активной стали.

Другие признаки неудовлетворительного состояния прессовки пакетов сердечника статора выявляются при осмотрах и испытаниях гидрогенератора. Такими признаками являются контактная коррозия и перегревы сердечника, подвижность дистанционных распорок, трещины и обломы активной стали. Однако все они, так же как и шум, могут иметь двойное происхождение.

Наличие контактной коррозии обнаруживается по ее следам, которые представляют собой характерные пятна, полоски и крапинки мелкозернистого порошка в виде налета кирпичного цвета. Следы контакт-

ной коррозии можно считать признаком ослабления прессовки стали, если они обнаружены со стороны расточки статора, а также на спинке, но не вблизи наборных призм, а между ними. На наличие местных перегревов сердечника указывают темные пятна на его поверхности или пятна с цветами побежалости в случае сильных перегревов. Обнаружение мест с повышенной электропроводностью и возникающих по этой причине местных перегревов на более ранних стадиях производится при испытаниях активной стали в соответствии с действующими нормами [25]. Сердечник охватывают несколькими витками провода, по которому пропускают ток промышленной частоты. Нагрев контролируется при помощи термопар, а также вручную, на ощупь.

Для контроля температуры при испытаниях активной стали целесообразно использовать переносный искатель местных перегревов типа ИМП-3, основой которого является чувствительный фотообразователь. Искатель снабжен показывающим прибором и служит для дистанционного определения отклонений радиационной температуры от заданного уровня. Он может применяться для определения температуры и для выявления неоднородностей нагрева объектов, имеющих одинаково окрашенную поверхность в диапазоне до 150 °С [26]. Другие методы контроля перегревов рассмотрены в § 8.4.

В настоящее время во ВНИИЭ изучается возможность обнаружения ослабления плотности прессовки активной стали в крайних пакетах по виброакустическим сигналам при работе гидроагрегата, которые регистрируются с помощью акселерометров, установленных на спинке сердечника статора. Получены первые обнадеживающие результаты. В частности, установлено наличие корреляционной связи между «распушковой» отдельных зубцов активной стали и среднеквадратическим значением сигнала в диапазоне 2—10 кГц. Изучается возможность детерминированного подхода на основе сравнения уровня сигнала с опорным уровнем, характерным для данного гидрогенератора при холостом ходе без возбуждения. С помощью шести акселерометров, установленных сверху и внизу по концам и в середине каждого сектора сердечника статора, используя экспериментально найденную функцию распространения звуковых волн в шихтованном сердечнике, удавалось достаточно точно указать места дефектов активной стали.

В качестве признаков возникновения перегрева можно использовать высокодисперсные аэрозоли или характерные газы, выделяемые органическими компонентами лаковой пленки, которой покрыты сегменты активной стали, и органическими компонентами верхних слоев изоляции стержней обмотки статора, которые перегреваются вместе со сталью. Для обнаружения аэрозолей, выносимых охлаждающим воздухом, могут использоваться системы с ионизационными камерами, а для анализа примесей характерных газов — системы с хроматографами [27] (см. § 8.4).

Определение степени ослабления прессовки активной стали производится при осмотре при помощи специального ножа толщиной 1 мм со скосенным под углом 45° краем и шириной заточки этого края 6 мм. Если при сильном нажатии нож входит в пакет на глубину менее 5 мм, состояние прессовки считается удовлетворительным [28]. Результат

этого способа определения состояния прессовки, очевидно, зависит от физической силы оператора. На ЛПЭО «Электросила» разработано и изготовлено пневматическое приспособление-нож для контроля плотности прессовки сердечника гидрогенератора, действие которого принципиально не отличается от ручного способа контроля с помощью ножа, но исключает его основной недостаток. В рабочем состоянии корпус приспособления должен быть заведен в свободный от обмотки паз сердечника, после чего приводится в действие пневмосистема [18].

Одним из способов контроля давления прессовки, который использовался в исследовательских целях, является измерение напряжений в стяжных шпильках сердечника. Напряжения измерялись при помощи магнитоупругих датчиков и специально разработанного прибора [23]. Использование этого способа контроля в эксплуатации сопряжено с принципиальными затруднениями и, по-видимому, нецелесообразно.

Местная незначительная распрессовка зубцовой зоны активной стали устраняется забивкой текстолитовых, гетинаксовых или стекло-текстолитовых клиньев толщиной 2—3 мм. Клинья перед забивкой промазываются шеллачным лаком или каким-либо другим лаком холодного отверждения. Значительное местное ослабление прессовки без выкрашивания активной стали устраняется забивкой клиньев из немагнитной стали между нажимными пальцами и крайним пакетом, причем между листочками активной стали в распушенных местах предварительно устанавливаются слюдяные прокладки. Все устанавливаемые детали также предварительно промазываются лаком.

В случае выкрашивания или оплавления активной стали используются заполнители из стеклотекстолита на эпоксидном лаке — так называемые «протезы» [21].

Общая подпрессовка сердечника в условиях эксплуатации производится подтяжкой стяжных шпилек или отжимными болтами. В случае существенной подпрессовки вместе с подтяжкой стяжных шпилек необходимо производить регулировку отжимных болтов. При этом, однако, следует проявлять известную осторожность, так как при подтяжке активной стали может быть повреждена изоляция обмотки статора.

На Каховской ГЭС была успешно произведена общая подпрессовка при помощи гидравлических домкратов и специально изготовленной сварной струбицы, охватывающей сердечник статора со стороны расточки. По мере подпрессовки струбина передвигалась вдоль расточки с шагом, равным одной нажимной плите. Смещение крайних пакетов активной стали после подпрессовки составляло 5—10 мм.

Эффективным способом предотвращения расслоения и сколов активной стали является склеивание и запечка сегментов крайних пакетов перед шихтовкой сердечника [18].

2.3. ОСЛАБЛЕНИЕ СТЫКОВКИ И ВИБРАЦИЯ СЕРДЕЧНИКА

Развитие дефекта. Снижение плотности стыковки секторов является наиболее распространенной причиной возникновения опасных уровней вибрации составного сердечника статора гидрогенератора с

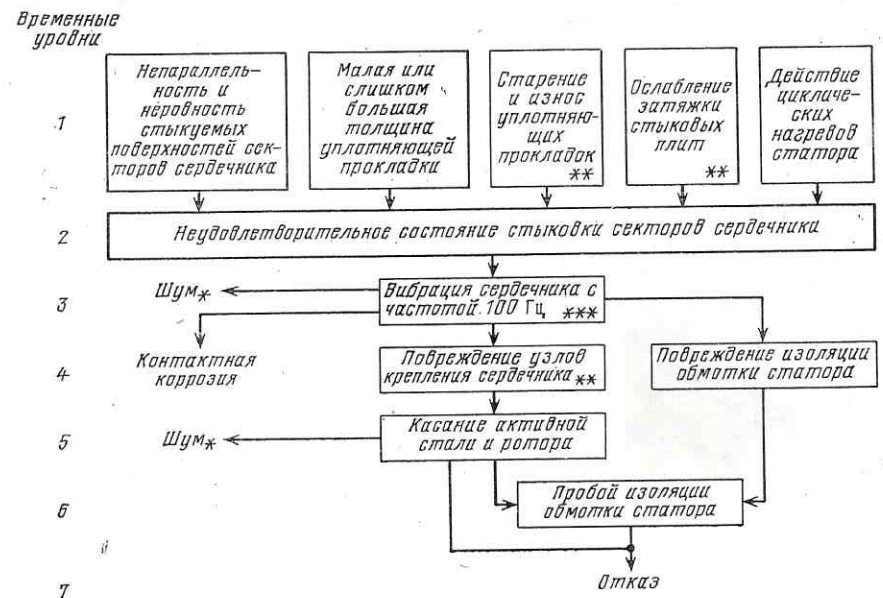


Рис. 2.5. Схема развития ослабления стыковки составного сердечника (обозначения см. на рис. 1.2)

частотой 100 Гц (точнее, с частотой следования полюсов ротора — «полюсной» частотой), которые приводят к развитию серьезных дефектов и отказам машины (рис. 2.5).

Двойная амплитуда вибрации сердечника статора гидрогенератора с частотой 100 Гц в соответствии с ГОСТ 5616-81 не должна быть более 30 мкм. При значительном снижении плотности стыковки секторов размах вибросмещений сердечника может превосходить допустимый уровень более чем в 10 раз (табл. 2.1).

Таблица 2.1. Вибрация сердечника статора гидрогенератора до и после ремонта его стыков

Тип генератора	Номер генератора	Количество стыков сердечника, безусловно подлежащих ремонту	Максимальная двойная амплитуда вибрации до ремонта, мкм		Количество переплотненных стыков	Максимальная двойная амплитуда вибрации при холостом ходе генератора после ремонта, мкм
			при холостом ходе генератора	в нагрузочном режиме генератора		
СВ-1160/180-72 СВКр-1340/150-96	9	2	130	70	3	10
	1	2	300	150	6	10
	2	1	100	15	3	10
	3	1	500	160	6	8
СВ3-1500/200-88	6	1	95	10	1	10
	7	5	480	65	6	15
	12	1	—	60	6	25

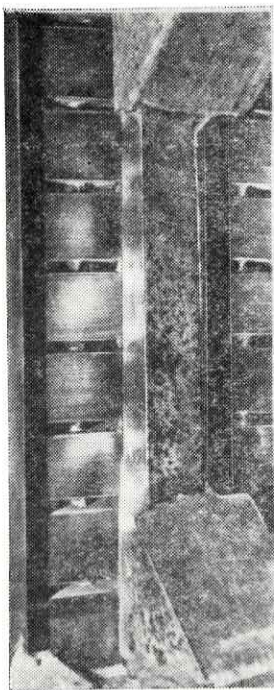


Рис. 2.6. Следы контактной коррозии стальных конструкций статора (на фотоснимке — светлые пятна)

Повышенная вибрация вызывает гул работающего генератора и контактную коррозию стальных конструкций статора. Контактная коррозия представляет собой коррозию при трении, сущность явления которой заключается в ускоренном износе металла из-за развития взаимно усиливающих друг друга абразивного и коррозионного процессов.

Контактная коррозия обычно развивается в местах контакта активной стали и наборных призм. Продукты коррозии оседают на боковых гранях наборных призм и прилегающих участках спинки сердечника вблизи того места, которое подвержено коррозии, образуя характерные пятна (рис. 2.6), легко устранимые при протирании поверхности тряпкой. С ростом уровня вибрации сердечника контактная коррозия становится более интенсивной и захватывает все более удаленные от стыка области активной стали.

Вибрация, значительно превышающая допустимые значения, вызывает повреждения узлов крепления сердечника: трещины и разрушения сварных швов приварышей (рис. 2.7 и 2.8), трещины и изломы наборных призм (рис. 2.9). Тяжелыми, трудно устранимыми повреждениями являются

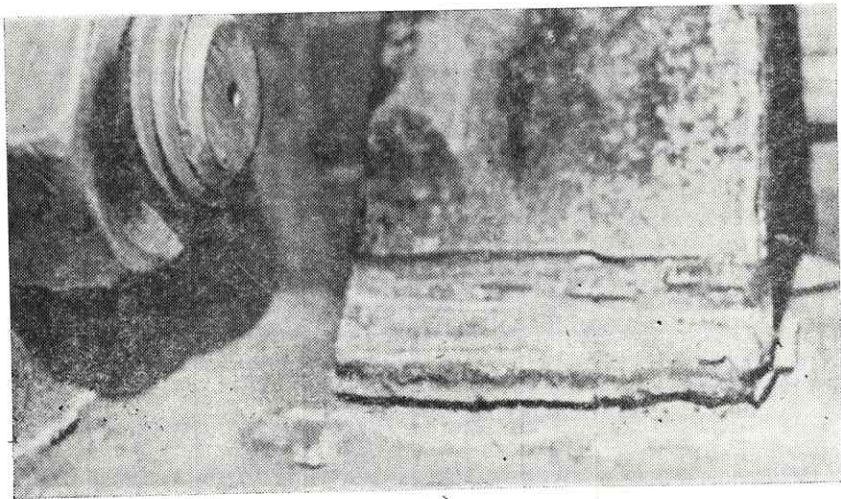


Рис. 2.7. Трещина сварного шва приварыша

сколы и выкрашивание активной стали в местах контакта с наборными призмами. Такие повреждения имели, например, гидрогенераторы типа СВ-1500/200-88 [29].

Вследствие повреждения узлов креплений сердечника статора под действием сил магнитного тяжения происходит смещение отдельных его участков в воздушный зазор генератора вплоть до касания ротора [30]. На генераторе типа СВ-1030/120-48 из-за смещения стыкового участка ротором был разрушен пазовый клин, крепящий обмотку статора (рис. 2.10).

С влиянием повышенной вибрации сердечника связывают снижение электрической прочности и пробои изоляции обмотки статора как при профилактических испытаниях повышенным напряжением, так и при рабочих режимах генераторов [31].

Наблюдения и результаты обобщения данных опыта эксплуатации позволяют считать, что первоначальной причиной ухудшения состояния стыковки часто является несовершенство или нарушение требований технологии производства и монтажа статора. Одно из них заключается в плохой взаимной пригонке стыкуемых торцов смежных секторов сердечника вследствие неровности или непараллельности плоскостей их поверхностей, что особенно характерно для гидрогенераторов, статоры которых имеют стыковые плиты и изготавливались посекторно, без сборки в кольцо на заводе. Вибрация сердечника у этих генераторов иногда резко возрастает в течение короткого промежутка времени. Имели место случаи, когда в течение года уровень вибрации увеличивался от допустимых значений до 200—300 мкм.

Недостаточная жесткость стыка может быть следствием малой толщины уплотняющей прокладки. Если же толщина прокладки чрезмерно велика, то под действием больших усилий при затяжке стыка или усилий, возникающих при нагреве статора во время работы гидрогенератора, происходит образование волны или смятие пакетов активной стали (см. § 2.2). Наблюдались случаи истирания, разрушения и выпадения (выползания) уплотняющих прокладок в стыках, а также ослабления затяжки стяжных шпилек

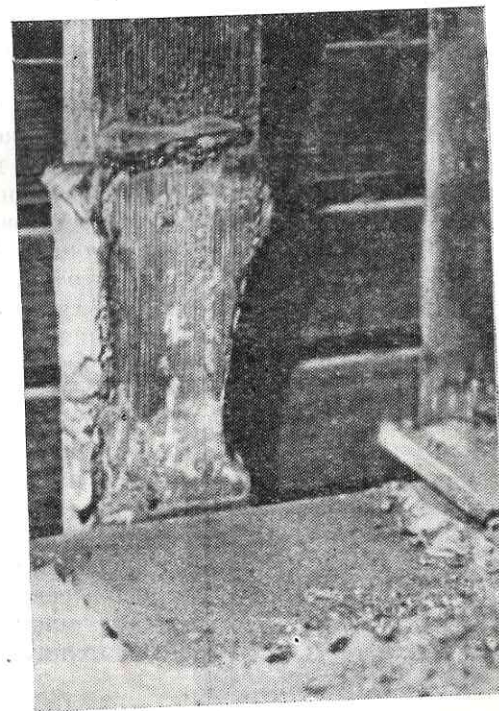


Рис. 2.8. Отрыв приварыша

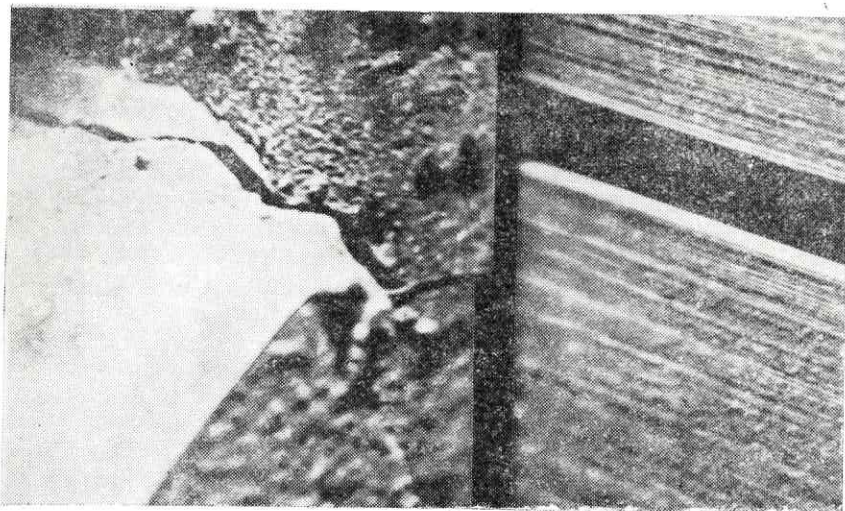


Рис. 2.9. Излом наборной призмы

тыковых плит. Однако повышенная вибрация возникла и без сколько-нибудь существенного повреждения прокладки и ослабления затяжки стыковых плит статора.

Повышенная вибрация, вызванная начальным сравнительно небольшим ухудшением состояния стыков, иногда ведет к дальнейшему ослаблению стыковки и увеличению вибрации. Однако относительно этой первоначальной причины ухудшения состояния стыков иногда трудно высказать какие-либо достаточно достоверные предположения, в особенности тогда, когда процесс ослабления стыковки начинает ощущаться спустя много лет с момента начала эксплуатации генератора. По-видимому, на состояние стыковки существенное влияние оказывает состояние узлов крепления сердечника в корпусе статора, которое в свою очередь может изменяться под действием циклических температурных деформаций и других эксплуатационных факторов. Эти связи, как и другие причины спонтанного ухудшения состояния стыков в процессе эксплуатации гидрогенератора, в настоящее время практически не изучены.

Механизм возникновения повышенной вибрации и особенности распределения вибросмещений. Основное магнитное поле в воздушном зазоре гидрогенератора создает постоянную и переменную составляющие

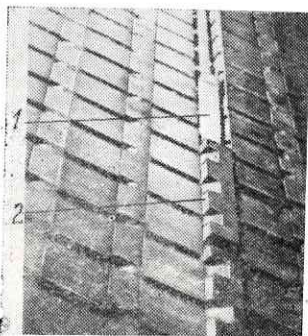


Рис. 2.10. Разрушение пазового клина обмотки статора вращающимся ротором:

1 — место выпавшего клина; 2 — клин, вышедший из своего паза

сил магнитного тяжения. Переменная составляющая представляет собой вращающуюся синхронно с ротором синусоидально распределенную вдоль окружности статора силу с числом волн, равным числу полюсов генератора. Если монолитность сердечника не нарушена из-за понижения плотности стыковки его секторов, то под действием этой силы в сердечнике возникает такое же число синусоидальных волн радиально-изгибной деформации, вращающихся синхронно с ротором. При этом каждая точка сердечника, очевидно, совершает колебания с частотой 100 Гц. Однако эти колебания очень малы (доли микрона) благодаря большой жесткости спинки сердечника по отношению к изгибу с длиной волны, равной полюсному делению.

Положение коренным образом меняется, если монолитность кольца сердечника нарушена [32]. При этом возникают сложные колебания, которые теоретически можно рассматривать как сумму бесконечного ряда пространственных форм собственных колебаний сердечника. Эти формы несинусоидальны, причем среди них имеется ряд форм с небольшим числом волн, которое существенно меньше числа полюсов ротора. Так как жесткость сердечника очень быстро уменьшается с увеличением длины волны деформации, именно эти последние формы колебаний могут быть заметны. В условиях нормальной работы генератора обычно наблюдаются колебания преимущественно только одной формы, которым соответствует собственная частота, близкая к 100 Гц, т.е. возникают резонансные колебания. Число волн этих колебаний коррелирует с диаметром сердечника, у гидрогенераторов средней и большой мощности оно обычно находится в пределах 4—12.

Таким образом, под действием синусоидально распределенной возмущающей силы возникают колебания другой, более сложной формы и с другим числом волн, не равным числу волн этой силы, что невозможно при наличии высокой степени монолитности стыков сердечника.

Важное практическое значение заключается в том, что формы собственных колебаний немонолитного кольца жестко привязаны к определенным его точкам, т.е. сами колебания представляют собой стоячие волны.

Исследования показали, что реальные распределения вибросмещений составных сердечников статоров гидрогенераторов с частотой 100 Гц могут рассматриваться как стоячие волны, причем по разные стороны ослабленных стыков нередко возникают противофазные колебания. Необходимо подчеркнуть, что при ослаблении плотности стыковки секторов возникают существенные колебания не только стыковой зоны, а всего кольца. Примером вибрации такого рода может служить подробно исследованная вибрация сердечника статора гидрогенератора Гюмушской ГЭС [33]. У генератора Гюмушской ГЭС при изменении частоты вращения ротора фаза колебаний одного стыкового участка по отношению к другому вблизи ослабленного стыка изменялась на 180° , т.е. при определенной частоте фазы колебаний разных секторов совпадали.

Если у генератора сильно ослаблено несколько стыков, колебания несвязанных секторов происходят с одной и той же частотой, но независимо друг от друга; эту вибрацию можно считать общей, так как

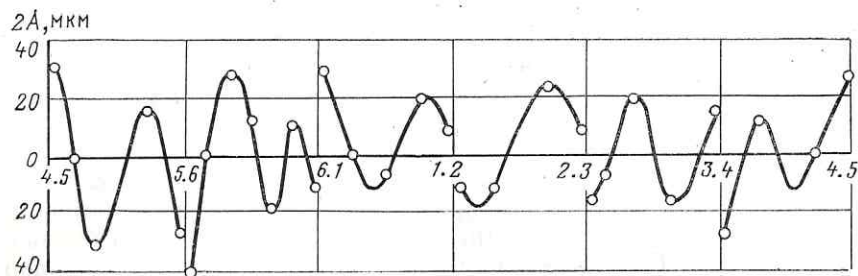


Рис. 2.11. Форма колебаний сердечника статора гидрогенератора типа СВФ-1690/175-64:
4.5—3.4 — номера стыков

подчеркнутая особенность распределения вибро смещений в этом случае сохраняется (рис. 2.11).

Вибрация может носить местный характер. Тогда уровень вибрации лишь на одном или нескольких небольших участках вдоль окружности сердечника намного выше, чем на остальной его части (рис. 2.12). Особенно высоких уровней (до 500 мкм) достигает именно местная вибрация вблизи сильно ослабленного стыка. Однако ослабление стыковки — это не единственная причина возникновения этих особенно высоких уровней вибрации, на что, в частности, указывает то, что вибрация на конце одного сектора нередко намного больше, чем на конце другого. Статистические данные показывают, что с ростом наибольшего вибро смещения растет и асимметрия распределения вибрации.

Другой причиной возникновения особенно высоких уровней вибрации является неодинаковая жесткость креплений сердечника в корпусе на различных участках статора. Неодинаковая жесткость креплений сердечника сама по себе может быть источником местной вибрации, в частности вибрации сердечника, не имеющего стыков.

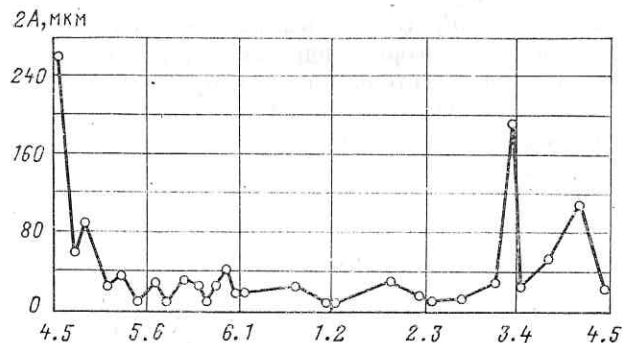


Рис. 2.12. Распределение вибро смещений сердечника статора гидрогенератора типа СВ2-1500/200-88:
4.5—3.4 — номера стыков

Как показали результаты расчета, рост вибро смещений на небольшом участке сердечника статора из-за возникновения резонансных условий может вызывать не пониженная, а повышенная жесткость креплений на этом участке, что позволяет объяснить ряд неудачных попыток усиления креплений наборных призм в местах повреждения узлов крепления сердечника. Местное усиление креплений производилось на гидрогенераторе типа СВ-546/90-40, у которого имели место многочисленные случаи разрывов сварных швов. На гидрогенераторах типа СВ-1500/200-88 наборные призмы в местах повреждений узлов крепления сердечника приваривались к полкам корпуса через дополнительно установленные вертикальные ребра. В обоих случаях вскоре после ремонта происходили повреждения в тех же местах или вблизи них.

Причины неодинаковой жесткости креплений сердечника на различных участках статора гидрогенератора недостаточно изучены. Можно предположить, что жесткость узлов крепления по отношению к радиальным перемещениям активной стали каким-то образом связана с особенностями разгонки наборных призм. Основанием для такого предположения служит то, что по некоторым наблюдениям у статоров, которые собирались на заводе в кольцо, местная вибрация чаще возникает у конца последнего сектора, т.е. там, где производится встречная разгонка наборных призм (см. § 2.2).

Обнаружение недостаточной плотности стыковки секторов сердечника статора. Необходимая плотность стыковки может быть обеспечена только достаточно большим усилием, стягивающим секторы сердечника в тангенциальном направлении, под влиянием которого возникают силы трения, препятствующие взаимному смещению концов обоех секторов, и моменты сил, противодействующие взаимному повороту опирающихся друг на друга стыкующихся плоскостей. При монтаже статора это усилие возникает за счет затяжки стыковых плит и передается от корпуса к сердечнику через узлы его крепления в корпусе. При возбуждении генератора усилия, стягивающие секторы, увеличиваются за счет действия постоянной составляющей сил магнитного тяжения. При работе генератора из-за нагрева статора они вновь возрастают за счет тепловых деформаций, так как сердечник нагревается больше, чем корпус [12].

Непосредственное определение плотности стыковки путем измерения усилий, стягивающих сектора, затруднено из-за отсутствия достаточно надежных методов и средств измерений. Недостаточно изучена также зависимость плотности стыковки от действия сил магнитного тяжения и нагрева статора и не установлено оптимальное значение усилия затяжки стыков. Признаками ухудшения состояния стыковки могут служить только рост уровня вибрации с частотой 100 Гц и дефекты стальных конструкций статора, возникающие под действием вибрации (см. рис. 2.5). По этим косвенным признакам можно своевременно обнаружить ухудшение состояния стыковки и не допустить возникновения тяжелых, трудно устранимых повреждений стальных конструкций статора. По результатам специальных из-

мерений вибрации можно обнаружить даже ранние стадии этого процесса [34].

Незначительное ослабление стыковки обнаруживается по наличию характерного максимума вибрации на ненагретом статоре в опыте подъема возбуждения при холостом ходе генератора. В этом опыте уровень вибрации вначале растет, так как растет возмущающая сила, но затем, при дальнейшем подъеме возбуждения, уровень вибрации, достигнув некоторого максимального значения, уменьшается вследствие того, что начинает преобладать не рост возмущающей силы, а фактор уплотнения стыка под действием постоянной составляющей сил магнитного тяжения. Наличие характерного максимума вибрации иногда уверенно можно установить на слух.

По мере ухудшения состояния стыковки максимум вибрации наблюдается при все большем токе ротора. Затем действие сил магнитного тяжения уже не обеспечивает достижения достаточно высокой плотности стыковки ненагретого статора, рост вибрации продолжается и при дальнейшем подъеме возбуждения вплоть до его номинального значения. Характерный максимум вибрации при этом удается наблюдать в опыте подъема возбуждения только при более высокой температуре статора. В случае неудовлетворительного состояния стыковки вибрация монотонно возрастает с ростом тока ротора при холостом ходе генератора и не уменьшается до допустимой даже при нагреве статора в результате длительной работы в нагрузочном режиме. Измерения вибрации следует производить на спинке сердечника вблизи всех стыков с обеих сторон [35].

Восстановление плотности стыковки и устранение дефектов креплений сердечника статора. Восстановление плотности стыковки является необходимым мероприятием для снижения уровня вибрации до допустимого с целью предотвращения серьезных повреждений стальных конструкций статора, а также его обмотки. Как упоминалось выше, усиление узлов креплений сердечника у стыков не всегда оказывается достаточным. Качественное восстановление плотности стыковки является эффективным и достаточно надежным способом устранения повышенной вибрации.

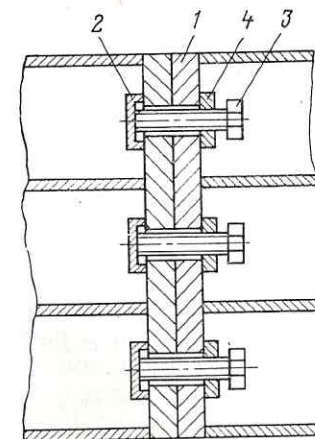
Необходимая степень монолитности сердечника статора достигается установкой новых уплотняющих прокладок в стыки, находящиеся в неудовлетворительном состоянии. Попытки восстановления плотности стыков только за счет подтяжки гаек стяжных шпилек стыковых плит, как правило, оказываются неудачными.

Для достаточно высокого качества работы необходимо правильно выбрать стыки, подлежащие перестыковке, и правильно установить натяг в этих стыках, добиваясь равномерного распределения усилий стяжки как по площади стыкующихся поверхностей в каждом стыке, так и между различными стыками. Необходимость этих условий диктуется, в частности, тем, что чрезмерное уплотнение какого-либо стыка может привести не только к образованию волны и смятию пакетов активной стали, но и вызвать рост вибрации у других стыков [35].

Выбор стыков, подлежащих перестыковке, производится на основании результатов измерения вибрации в нагрузочных режимах и при

Рис. 2.13. Схема локального способа распускания стыка гидрогенератора:

1 — стыковые плиты; 2 — заглушка; 3 — отжимный болт; 4 — диск с резьбой



холостом ходе генератора, а также результатов осмотров. Как правило, следует переуплотнять все стыки с повышенным уровнем вибрации. Обязательно подлежат перестыковке стыки, вблизи которых обнаружены повреждения или значительная коррозия стальных конструкций статора. Если нет возможности восстановить плотность всех выбранных стыков, нужно переуплотнить стыки, находящиеся в наихудшем состоянии и наиболее удаленные друг от друга.

Для равномерного распределения усилий стяжки в стыке следует применять фигурную прокладку, форма которой соответствует форме зазора в данном стыке. Определение формы зазора производят при помощи шупа после удаления старой прокладки. Более надежно и точно форма зазора может быть определена путем получения оттиска с помощью временно устанавливаемой свинцовой прокладки. После затяжки стык вновь распускается, а извлеченная прокладка служит шаблоном для изготовления постоянной прокладки. Толщина новой прокладки должна быть больше зазора на 0,8—0,9 мм [36].

В простейшем случае при равномерном зазоре (неравномерность не превышает 0,1 мм) прокладка изготавливается целиком из одного куска электрокартона или аналогичного материала. При сложной форме зазора прокладка набирается из тонкого электрокартона, кусочки которого промазываются эпоксидной смолой и укладываются внутрь «обложки» из стеклоткани. Однако даже такая прокладка не может точно соответствовать форме зазора. Поэтому поиск более совершенных способов уплотнения стыка является очень актуальной задачей.

Способы распускания стыка выбираются в зависимости от местных условий. Иногда прибегают к равномерному радиальному смещению секторов статора. При другом способе приподнимают корпус статора снизу до образования сверху сердечника зазора в несколько миллиметров и вставляют в образовавшийся зазор стальную пластину. После того, как статор будет опущен, зазор образуется по всей высоте сердечника.

Разводку секторов статора выполняют с помощью домкратов, которые упирают в приваренные к стыковым плитам специальные упоры. Модификация этого способа заключается в следующем. На окна стыковых плит с одной стороны навариваются глухие крышки, с другой стороны — крышки с отверстиями, имеющими резьбу. В отверстия с резьбой ввинчиваются болты, которые упираются в глухие крышки. При завинчивании болтов они отжимают стыковые плиты друг от друга (рис. 2.13).

Перед разводкой стыка приподнимается верхняя крестовина, вблизи стыка с обеих сторон демонтируются стяжные шпильки сердечника, ослабляются крепления к фундаменту и крепления бандажных колец обмотки статора к нажимным плитам. Необходимость распайки головок монтажных стержней обмотки статора устанавливается по месту. После затяжки стыка все эти работы выполняются в обратном порядке.

При капитальном ремонте гидрогенератора наряду с перестыжкой сердечника устраняются другие повреждения стальных конструкций статора. Одной из таких достаточно сложных работ является замена наборной призмы, которая выполняется при ее повреждении. При выкрашивании активной стали производится расфрезеровка паза под клин с заглублением на 8—10 мм и изготавливается новая призма с соответствующим клином. Удаление старого клина в обоих случаях производится вместе с приварышами и участками полок корпуса, так как освободить клин от узлов крепления практически невозможно без отжига активной стали. Для этого полки вырезают таким образом, чтобы площади вырезанных участков уменьшались сверху вниз.

2.4. ВИБРАЦИЯ СЕРДЕЧНИКА ИЗ-ЗА НЕУДАЧНОЙ СХЕМЫ ОБМОТКИ СТАТОРА

Обмотки статоров в силу конструктивных особенностей самих гидрогенераторов имеют небольшое число пазов на полюс и фазу, обычно не более четырех. Для улучшения формы кривой ЭДС обмотки принимается дробное число пазов на полюс и фазу. Основной характеристикой устройства обмотки с дробным числом пазов на полюс и фазу является числовой ряд — повторяющаяся последовательность, члены которой указывают, сколько последовательных рядом расположенных стержней в верхнем или (что то же) нижнем слое принадлежат каждой из шести полуфаз (зон A, Z, B, X, C и Y) обмотки. Например, ряд $3-1-2-1$ показывает, что какие-то три витка, верхние стержни которых расположены в соседних пазах статора, включаются в цепь фазы A (зона A), следующий виток включается в цепь фазы C , но с обратной маркировкой его концов (зона Z), далее два витка принадлежат фазе B (зона B), а затем идет один виток фазы A с обратной маркировкой его начала и конца (зона X). Следующие три витка принадлежат фазе C (зона C) и т. д.

Числовой ряд может быть различным при одном и том же числе пазов на полюс и фазу. Очевидно, что обмотка с числовым рядом $2-2-2-1$ имеет то же самое число пазов на полюс и фазу, которое имеет обмотка в приведенном примере (оно равно $1\frac{3}{4}$). Из-за неудачного выбора числового ряда возникает повышенная вибрация статора с частотой 100 Гц. У гидрогенератора типа СВ-655/110-32 вибрация сердечника, возникающая по этой причине, достигала 80 мкм, а у гидрогенератора типа СВФ-1500/130-88—200 мкм.

Вибрация обычно носит резонансный характер и возникает под действием добавочных сил магнитного тяжения, которые имеют наибольшее число волн вдоль окружности статора и появляются вследствие

особенностей гармонического состава магнитного поля, создаваемого токами в таких обмотках [37].

Если обмотка обтекается трехфазной системой токов, то в результате сложения пульсирующих полей отдельных фаз в общем случае возникают как прямые, вращающиеся (с различной частотой) в направлении вращения ротора, так и обратные, вращающиеся в противоположную сторону, пространственные гармоники индукции. Длина волны нижней гармоники, очевидно, равна периоду кривой МДС всей обмотки статора, который при обмотке с дробным числом пазов на полюс и фазу превышает двойное полюсное деление машины. Таким образом, гармоника МДС, участвующая в основных электромагнитных процессах машины с длиной волны, равной двум полюсным делениям, не является нижней гармоникой магнитного поля, создаваемого токами нагрузки в обмотке статора. Имеются пространственные гармоники МДС с длиной волны как меньше, так и больше двух полюсных делений, причем эта длина волны в общем случае по отношению к двум полюсным делениям выражается дробным числом.

Сумма двух встречно вращающихся гармоник индукции, длины волн которых достаточно близки друг к другу, содержит пространственную синусоидальную составляющую индукции, которая порождает добавочную силу магнитного тяжения с длиной волны, значительно большей полюсного деления, и числом волн, значительно меньшим числа полюсов ротора. Если длина волны силы магнитного тяжения равна длине волны собственных колебаний сердечника статора, частота которых близка к 100 Гц, то даже сравнительно небольшая сила вызывает повышенную вибрацию.

Число волн добавочной силы магнитного тяжения равно абсолютному значению разности чисел волн гармоник индукции на всей окружности статора, каждое из которых определяется как произведение номера гармоники на число периодов МДС обмотки статора. Период МДС обмотки определяется трехкратным повторением числового ряда, если число его членов четное, или шестикратным, если оно нечетное.

На гидрогенераторах типов СВ-655/110-32 и СВФ-1500/130-88 вибрация была вызвана действием 4-й (основной) и 5-й гармоник индукции (табл. 2.2). В результате на гидрогенераторе типа СВ-655/110-32 вибрация имела четыре волны, а на гидрогенераторе типа СВФ-1500/130-88 — одиннадцать волн.

Обмотки, дробная часть числа пазов на полюс и фазу которых равна $1/2$, а числовой ряд состоит из двух членов (могут быть ряды с большим числом членов, например, $3-3-2-3-3-1$), представляют исключение из всех дробных обмоток, они не могут быть источником добавочных сил магнитного тяжения с небольшим числом волн, так как период такой обмотки равен двум полюсным делениям и ее магнитное поле содержит только основную гармонику и ряд высших пространственных гармоник.

Опыт показывает, что уровни вибрации превышают допустимые при наличии резонансных условий. Эти условия состоят в том, что

Таблица 2.2. Устройство и МДС обмоток статоров гидрогенераторов

Тип гидрогенератора	Числовой ряд обмотки статора	Число переносов МДС на все окружности статора	Амплитуда*, % (по отношению к амплитуде основной составляющей МДС), для гармоник МДС												
			1-й	2-й	4-й	5-й	7-й	8-й	10-й	11-й	13-й	14-й	16-й		
СВК-1340/150-96	3-2-2-3-2-2-3-2	12	+5,18	-6,05	+100	-5,16	+0,10	-0,53	-	-	-	-	-	-	-
СВФ-1500/1300-88	2-1-1-2-1-1-2-1	11	-	-8,3	+100	-11,9	-	-1,1	-	-	-	-	-	-	-
СВ2-1500/200-88	2-3-3-3-3-3-3-3 2-3-3-3-3-3-3-3 2-3-3-3-3-3-3-3	4	-2,07	+11,0	-1,52	+1,54	-4,32	+1,36	-1,45	+100	-0,61	+0,59	-0,64	-	-
СВ-840/135-44	4-4-4-3-5-3-4-4 4-4-3-5-3-4-4-4 4-3-5-3-4-4-4-3	2	-1,10	+1,12	-1,21	+1,30	-1,65	+2,01	-5,08	+100	-1,64	+0,94	-0,37	-	-
СВ-465/210-16	4-4-4-3	4	-7,88	+100	-0,85	+1,81	-0,12	+0,75	-1,42	-	-	-	-	-	-
СВ-655/110-32	4-3-3-3-3-3-3-3	4	+7,30	-3,82	+100	-1,87	+2,52	-0,48	-	-	-	-	-	-	-
СВ-425/135-16	4-4-4-4-4-4-4-4 4-4-4-4-4-4-4-4 4-3	1	-2,88	+4,09	-1,96	+6,71	-1,18	+100	-0,54	+1,68	-0,06	+0,15	-0,24	-	-
СПФЛ-666/46-20	5-2-4-2-5-1-5-2 2-4-2-5-1-5-2-4 4-2-5-1-5-1	1	+1,51	-1,54	+1,70	-1,86	+2,55	-3,46	+100	-4,33	+1,04	-0,61	+0,17	-	-
GS2621	5-5-5-5-5-5-6	1	+4,53	0	0	-2,19	+100	0	0	-0,86	+1,25	0	0	-	-

* Знак амплитуды указывает на направление вращения гармоник МДС: плюс — по направлению вращения ротора; минус — в противоположном направлении.

число волн возмущающей силы вдоль окружности статора должно быть равно числу пространственных волн при собственных колебаниях сердечника с частотой около 100 Гц. Это число, так же как и в случае вибрации из-за ослабления стыковки, связано с диаметром сердечника [38]. Длина волны возникающих колебаний примерно на порядок больше полюсного деления генератора, причем вследствие составной структуры сердечника также возникает стоячая волна колебаний. Узлы стоячей волны могут совпадать со стыками сердечника, что необходимо принимать во внимание при контрольных измерениях вибрации.

Первый признак повышенного уровня вибрации из-за неудачного выбора числового ряда обмотки статора — повышенный гул работающего генератора, который увеличивается с ростом нагрузки. Дефекты, которые постепенно развиваются под влиянием этой вибрации, те же, что и в случае вибрации из-за ослабления стыковки сердечника (см. рис. 2.5). Разница заключается в локализации дефектов, что обусловлено конкретными распределениями вибро смещений.

Характерной особенностью вибрации из-за неудачного выбора числового ряда обмотки статора является рост ее уровня, следовательно, и гула генератора с увеличением тока статора. Пользуясь этим признаком с целью идентификации источника вибрации, необходимо принимать во внимание возможное влияние нагрева статора на уровень вибрации. При нагреве несколько повышаются собственные частоты, что может привести как к снижению, так и к росту уровня вибрации. Поэтому измерения или наблюдения следует производить при одной и той же температуре статора (при которой отмечен наибольший уровень вибрации). В этом случае вибрация растет почти точно пропорционально току статора.

Радикальное мероприятие по предотвращению повышенной вибрации состоит в разработке оптимального варианта электрической схемы обмотки статора. Можно рекомендовать варианты расчеты с учетом отстройки от резонансных колебаний сердечника, закрепленного в корпусе статора [38]. Расчет большого числа вариантов не представляет затруднений при современном оснащении вычислительной техникой.

В эксплуатации иногда удается существенно снизить уровень вибрации путем изменения мест установки перемычек обмотки в соответствии с выбором другого числового ряда [39]. Выбор ряда производится на основании вариантных расчетов амплитуды опасной гармоник МДС обмотки, вызывающей вибрацию, с контролем изменения основной гармоник МДС и учетом числа волн резонансных колебаний сердечника статора данного гидрогенератора, которое устанавливается опытным путем. Такой расчет может быть произведен на любой современной ЭВМ.

2.5. АСИММЕТРИЯ РАСТОЧКИ СТАТОРА

Асимметрия рашочки статора вызывает неравномерность распределения сил магнитного тяжения и оказывает неблагоприятное воздействие на эксплуатационное состояние узлов ротора и подшипников гидроагрегата, что подробно рассматривается в гл. 5.

Вследствие асимметрии статора (так же как и ротора) возникают уравнивательные токи, обтекающие параллельные ветви обмотки статора в нагрузочных режимах и при холостом ходе генератора. Присоединение генератора к сети вызывает появление добавочных уравнивательных токов, которые замыкаются через внешнюю цепь. Такие добавочные уравнивательные токи, очевидно, возникают также в обмотках, не имеющих параллельных ветвей. Уравнивательные токи, с одной стороны, уменьшают асимметрию магнитного поля и неравномерность распределения сил магнитного тяжения (если обмотка статора имеет сосредоточенное расположение параллельных ветвей), однако, с другой стороны, вызывают повышенный нагрев обмотки статора и могут вызвать повышенную вибрацию сердечника. Механизм возникновения вибрации аналогичен случаю неудачного выбора числового ряда обмотки статора [40].

Уравнивательные токи возникают и могут достигать больших значений в обмотках любого типа, в том числе в обмотках с распределенным расположением витков каждой параллельной ветви вдоль всей окружности статора. Такое распределение витков ведет к существенному уменьшению разностей наведенных в параллельных ветвях ЭДС, под влиянием которых возникают уравнивательные токи. Одновременно с уменьшением ЭДС, вызывающих уравнивательные токи, происходит резкое уменьшение коэффициентов самоиндукции и взаимной индукции контуров, в которых замыкаются уравнивательные токи, что может оказаться решающим обстоятельством, определяющим значение уравнивательных токов.

Существенное влияние на работу гидроагрегата в целом могут оказывать следующие виды асимметрии расточки статора: эксцентricность относительно оси вращения ротора, отклонение от правильной (цилиндрической) формы, уклоны осевой линии. Нецилиндричность можно рассматривать в общем случае как сумму двух составляющих, из которых первая — это искажение средней линии (отклонение ее от окружности), вторая — переменный уклон образующей расточки (здесь имеется в виду первое приближение, при котором предполагается, что образующая существует и представляет собой прямую линию).

Все виды асимметрии в сумме придают расточке статора сложную конфигурацию, которую можно наблюдать, построив очертания верхней и нижней части расточки (рис. 2.14). Практически

все виды асимметрии в сумме придают расточке статора сложную конфигурацию, которую можно наблюдать, построив очертания верхней и нижней части расточки (рис. 2.14). Практически

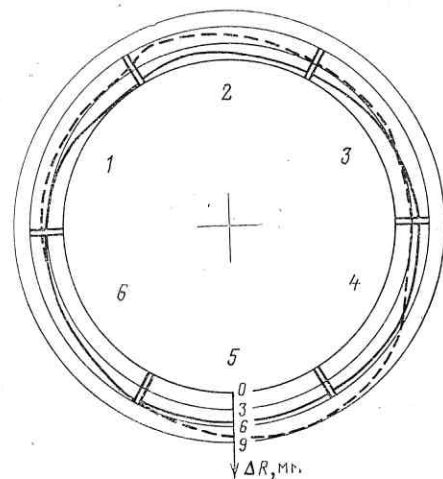


Рис. 2.14. Очертание расточки статора гидрогенератора:
1—6 — номера секторов; ΔR — отклонение от окружности

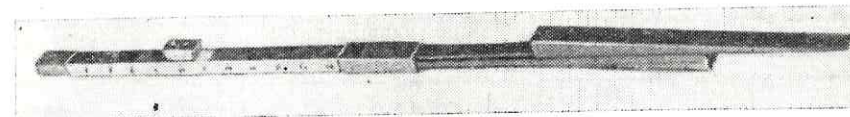


Рис. 2.15. Измеритель воздушного зазора гидрогенератора

тическое определение каждой кривой, определяющей очертания расточки статора, производят по ряду отдельных точек, положение которых задается радиус-векторами. Необходимые измерения во время монтажа производят при помощи штихмаса от специальной колонки, установленной на фланце вала турбины. Этот способ позволяет более точно определить конфигурацию расточки статора, но в эксплуатации такой контроль асимметрии редко осуществляется из-за большой трудоемкости подготовительных операций.

В эксплуатации в лучшем случае асимметрия расточки статора выявляется по результатам многократных измерений воздушного зазора, которые производятся под одним и тем же полюсом ротора вверху и внизу генератора при последовательных поворотах ротора на определенный угол, обычно равный двум-трем полюсным делениям (одновременно производят аналогичные измерения для контроля асимметрии ротора, но уже в одном и том же месте статора). Измерения, произведенные одновременно под двумя различными полюсами ротора, повышают надежность данных об асимметрии расточки статора. Сами измерения воздушного зазора производят с помощью раздвижного клинового измерителя, снабженного нониусной шкалой (рис. 2.15). Для того, чтобы увязать результаты измерений вверху и внизу генератора между собой, необходимо с достаточной высокой точностью при помощи отвеса определить уклон наружной кромки полюса ротора, под которым производят измерение воздушного зазора.

Воздушный зазор в средней части по высоте генератора при вращении ротора не измеряется, а определяется как среднее арифметическая величина между результатами измерений вверху и внизу генератора. Построенная по этим данным кривая, показывающая очертания средней части расточки статора относительно центра вращения ротора, используется для дальнейшего анализа. Эксцентриситет расточки с точностью до малых величин более высокого порядка равен амплитуде первой гармоники полученной кривой, амплитуда второй гармоники служит характеристикой эллиптичности и т. д.

Заводы-изготовители гидрогенераторов считают необходимым ограничивать отклонение от концентричности расточки статора и ротора 10% расчетного воздушного зазора. В целом существующие ограничения на степень асимметрии статора не полны и не совершенны. Обычно ориентируются на общие требования к неравномерности воздушного зазора, которые рассматриваются в гл. 5.

Нарушение симметрии расточки статора происходит вследствие недопустимых технологических отклонений в процессе изготовления и монтажа статора, неправильной регулировки распорных домкратов,

Таблица 2.3. Воздушный зазор гидрогенератора и его асимметрия из-за искажения формы и неточной установки статора

Тип гидрогенератора	Средний зазор под центром полюса ротора, мм	Амплитуда, мм, для гармоники кривой расточки статора (в средней части)				
		1-й	2-й	3-й	4-й	5-й
СВФ-1690/175-64	24,3	0,90	1,60	0,71	0,12	0,29
	21,1	0,53	0,67	0,25	0,32	0,12
СВ-655/110-32	10,2	0,80	0,23	0,17	0,17	0,08
СВ-700/100-48	15	0,71	0,69	0,26	0,22	0,10
	14,6	0,76	0,21	0,09	0,17	0,18
СВГ-1340/150-96	15,4	0,63	0,89	0,40	0,20	0,05
СВК-1340/150-96	17,5	1,97	0,36	0,24	0,32	0,18
СВ-840/135-44	10	1,85	1,15	0,31	0,05	0,08
	10	0,43	0,47	0,16	0,07	0,02

а также во время эксплуатации из-за перераспределения остаточных внутренних напряжений, получаемых при сварке корпуса, и остаточных деформаций при неравномерном нагреве. Фактическая асимметрия иногда настолько велика, например, для генератора типа СВ-840/135-44, что необходимо предпринимать специальные меры для ее уменьшения (табл. 2.3).

Уменьшение асимметрии расточки статора в условиях эксплуатации достаточно сложное мероприятие. Для этого производится передвижка всего статора или отдельных секторов. В случае выправления значительной асимметрии передвижка сопряжена с увеличением отверстий в нижнем фланце корпуса, через которые статор крепится к фундаментным плитам, удалением слоя бетона с той стороны, куда передвигается статор, а также перештифтовкой фланцевого соединения [41]. Сама передвижка производится с помощью гидравлических домкратов, распределенных по периметру статора. Домкраты, устанавливаемые с той стороны, куда передвигается статор, служат для того, чтобы не произошло скачкообразное неконтролируемое смещение. В процессе передвижки эти домкраты постепенно ослабляют и кувалдой наносят резкие удары по фланцу корпуса с противоположной стороны [20].

Иногда удается выправить форму статора изменением высотного положения отдельных секторов. Небольшой эксцентриситет можно компенсировать перемещением вала гидроагрегата. Значительные перемещения недопустимы из-за уменьшения зазора в лабиринтах рабочего колеса. Известен случай, когда эксцентриситет около 4 мм был компенсирован за счет перемещения и наклона вала [42].

2.6. НИЗКОЧАСТОТНАЯ ВИБРАЦИЯ СТАТОРА

Низкочастотная вибрация статора гидрогенератора представляет собой полигармонические колебания с основной частотой, равной частоте вращения вала. Кроме гармоники колебаний основной частоты,

существенными являются обычно лишь две-три ближайшие гармоники, причем часто наибольшую амплитуду имеет не 1-я, а 2-я, иногда 3-я гармоники (табл. 2.4). Амплитуды гармоник более высокого порядка весьма малы (обычно не более 5 мкм).

Уровень низкочастотной вибрации определяется значениями возмущающих сил и жесткостью самого статора и его креплений к фундаменту. Динамические коэффициенты для отдельных составляющих низкочастотной вибрации статора в отличие от его вибрации с частотой 100 Гц обычно мало отличаются от единицы [44].

Основным источником низкочастотной вибрации статора является асимметрия ротора гидрогенератора. Асимметрия ротора искажает воздушный зазор, вследствие чего происходит перераспределение сил магнитного тяжения, эквивалентное появлению добавочных сил — ряда пространственных гармонических составляющих, вращающихся синхронно с ротором. Эти добавочные силы вызывают смещение и деформацию статора, также перемещающиеся вслед за ротором, что в какой-то заданной точке статора наблюдается как колебания, низшая временная гармоника которых имеет частоту, равную частоте вращения вала гидроагрегата.

Первая пространственная гармоника сил магнитного тяжения возникает из-за эксцентриситета ротора. Ее амплитуда (с точностью до малых величин более высокого порядка) пропорциональна экс-

Таблица 2.4. Амплитуды гармоник радиальных низкочастотных вибросмещений сердечников гидрогенераторов, мкм

Тип гидрогенератора	Станционный номер гидрогенератора	Гармоника				
		1-я	2-я	3-я	4-я	5-я
СВК-1340/150-96	1	9	22	12	12	2
	2	9	25	15	13	2
	3	14	55	15	20	4
	4	25	60	15	10	5
	5	15	2	30	1	4
	6	30	30	15	20	3
СВГ-1340/150-96	1	2	35	6	2	—
	2	20	60	35	10	—
	3	8	8	10	4	—
	4	35	20	10	1	—
	5	12	45	8	4	—
	6	9	18	13	1	—
СВ-1250/170-96	7	13	60	10	1	—
	8	12	6	7	1	—
	1	7	10	6	2	1
	2	4	100	10	1	0
	3	75	30	6	3	2
	4	10	18	2	2	1
СВ-1690/175-64	5	50	20	2	8	0
	6	15	18	9	1	1
	2	15	50	25	8	—
	3	12	55	20	8	—

центриситету, отнесенному к среднему (расчетному) воздушному зазору. Под действием этой составляющей сил магнитного тяжения сердечник и корпус статора не деформируются, а лишь смещаются в горизонтальной плоскости. Вследствие того, что сердечник имеет намного более жесткую связь с корпусом, чем корпус с фундаментом, вибро смещения сердечника и корпуса не существенно отличаются друг от друга (обычно менее 20% их среднего значения).

Вторая пространственная гармоника сил магнитного тяжения возникает из-за эллиптичности ротора, третья и все следующие — из-за соответствующих гармоник формы ротора. Все они вызывают радиально-изгибные деформации статора, числа волн которых равны соответствующим номерам гармоник сил магнитного тяжения.

При радиально-изгибных колебаниях в горизонтальной плоскости наибольший размах имеют радиальные вибро смещения, так как только для первой гармоники радиальные и тангенциальные составляющие колебаний равны, а с ростом номера гармоники тангенциальные составляющие уменьшаются. Это следует из геометрических соотношений при радиально-изгибных деформациях кольца в его плоскости с различным числом узлов. Чем больше узлов, тем меньше максимальное тангенциальное смещение по сравнению с максимальным радиальным.

Изгибная жесткость статора при эллиптической деформации по сравнению с жесткостью фундаментных креплений невелика, но с уменьшением длины волны деформации или с ростом номера гармоники колебаний изгибная жесткость статора очень быстро увеличивается. Это является основной причиной того, что гармонический состав кривой вибро смещений практически ограничен несколькими самыми низшими гармониками.

Жесткость связи корпуса статора с фундаментом также зависит от длины волны деформации статора, но при уменьшении длины волны она не увеличивается, а уменьшается (за счет уменьшения вклада тангенциальной жесткости вследствие изменения соотношения смещений в радиальном и тангенциальном направлениях). В результате наименьшую жесткость статор обычно имеет по отношению к эллиптическим колебаниям [44].

Причиной низкочастотной вибрации статора гидрогенератора могут быть также межвитковые замыкания в обмотке ротора, причем иногда замыкания появляются только на вращающемся агрегате из-за смещения витков в полюсах под действием центробежных сил [45]. Методы и средства определения витковых замыканий на вращающемся роторе рассматриваются в гл. 5.

Источником низкочастотной вибрации статоров у гидрогенераторов подвесного исполнения могут быть механические и гидравлические силы, которые действуют через опорную крестовину на корпус статора. Эти силы возникают из-за неуравновешенности масс ротора гидроагрегата, главным образом ротора гидрогенератора, из-за искривления линии вала, наклона зеркала подпятника и других причин, подробно рассмотренных в гл. 7. Эта вибрация обычно невелика.

Влияние низкочастотной вибрации на эксплуатационное состояние статора мало изучено. Известно, что под действием высоких уровней

такой вибрации происходит ослабление фундаментных креплений. В эксплуатации отмечались случаи ослабления затяжки анкерных болтов и выкрашивания бетона у фундаментных плит. При перемещении нижнего пояса статора относительно фундаментных плит появляются натирные штифты, которые установлены между ними.

Действующие нормы на низкочастотную вибрацию ограничивают размах полигармонических колебаний сердечника гидрогенератора, который должен быть не более 125 мкм [43]. Снижение уровня вибрации осуществляется при помощи уменьшения эксцентриситета и улучшения формы ротора гидрогенератора (см. гл. 5). Подтяжка ослабленных распорных домкратов также уменьшает уровень низкочастотной вибрации.

2.7. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОСМОТРАМ И ИЗМЕРЕНИЯМ ВИБРАЦИИ СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ СТАТОРА

Некоторые из дефектов стальных конструкций статоров могут быть обнаружены во время осмотров, которые проводятся в процессе эксплуатации гидроагрегатов при текущих и внеплановых ремонтах, а также при специальных и аварийных отключениях. При этом наряду с простыми визуальными наблюдениями используются некоторые вспомогательные приспособления и устройства, к числу которых относятся механические щупы для измерения малых зазоров, эндоскопы для осмотра недоступных мест и т. д. Наряду с осмотрами для контроля эксплуатационного состояния стальных конструкций статора широко применяется измерение вибрации. Обязательный периодический контроль вибрации стальных конструкций статоров гидрогенераторов был введен Главтехуправлением Минэнерго СССР в 1970 г. и постоянно совершенствуется [43].

Эти способы контроля, имеющие недостатки и достоинства, должны взаимно дополнять друг друга. При совместном использовании они являются достаточно эффективным средством контроля эксплуатационного состояния стальных конструкций статора.

Измерениям вибрации в большей степени присуще свойство объективности, чем осмотрам, результаты которых зависят не только от квалификации наблюдателя, но и от его субъективных представлений, в особенности о количественной стороне наблюдаемых явлений. Эти субъективные представления могут формироваться при длительной работе именно с данным оборудованием. Так, например, на одной ГЭС все гидрогенераторы имели повышенную вибрацию из-за неудачного выбора числового ряда обмотки статора. Однако, несмотря на то, что в машинном зале уровень шума был настолько высок, что сильно затруднял громкий разговор, персонал не обращал на это серьезного внимания до обнаружения поломок стальных шпилек, так как в машинном зале было шумно с самого начала эксплуатации ГЭС.

Основным недостатком измерений является ограниченное число практически возможных точек, в которых регистрируется вибрация. Характерным примером, когда трудно охватить измерениями необходимое число точек, является вибрация из-за ослабления сты-

ковки секторов сердечника статора. Эта вибрация часто неравномерно распределяется не только между разными стыками и секторами, но и по высоте статора в одном радиальном сечении. Имеющиеся в распоряжении эксплуатационного персонала вибропреобразователи и их вспомогательное оснащение обычно не позволяют выполнить параллельные измерения у всех стыков с обеих сторон хотя бы в трех сечениях по высоте статора. Последовательные измерения с помощью виброщупа сильно затруднены из-за труднодоступности некоторых мест измерений и трудности обеспечения строго одинаковых режимов при таких измерениях. В связи с этим отказ от осмотров снижает эффективность контроля.

Измерения позволяют более эффективно осуществлять раннюю диагностику ухудшения эксплуатационного состояния статора из-за роста уровня вибрации сердечника с частотой 100 Гц. В то же время некоторые дефекты, в частности расслоение и вибрация листов активной стали, могут быть обнаружены в настоящее время практически только с помощью осмотров. Большим преимуществом осмотров является сравнительная простота и доступность.

Возможности осмотров связаны с конструктивными особенностями конкретного гидрогенератора. Еще в большей степени они зависят от конкретных обстоятельств, при которых производится осмотр: производится осмотр во время капитального ремонта с выемкой или без выемки ротора или во время специальной остановки, длительность которой зависит от напряженности режима энергосистемы, обеспеченности водой ГЭС и т. д. Объем осмотров должен зависеть от эксплуатационного состояния данного генератора, его ресурса и т. д. Классификация различных вариантов осмотров достаточно громоздка, поэтому далее даны самые общие рекомендации и краткие пояснения, касающиеся осмотров стальных конструкций статора гидрогенератора.

Осмотру подлежат узлы крепления сердечника, спинка и расточка сердечника, стыки секторов статора и фундаментные крепления корпуса статора. При осмотре должны быть установлены качественные характеристики, место обнаружения и по возможности количественная оценка следующих аномалий и дефектов:

1. Повышенный уровень шума при холостом ходе и в нагрузочных режимах работы гидрогенератора.
2. Следы контактной коррозии, ослабление прессовки, расслоение, трещины и изломы активной стали в зубцовой зоне, особенно крайних пакетов и со стороны спинки сердечника, в особенности у наборных призм и стыков.
3. Подвижность дистанционных (вентиляционных) распорок, ослабление затяжки отжимных болтов и стяжных шпилек сердечника, а также поломки последних, перекосы нажимных гребенок.
4. Трещины и обрывы сварных швов приварышей, наборных призм активной стали, а также выкрашивание активной стали у наборных призм.
5. Ослабление затяжки стяжных шпилек стыковых плит корпуса, зазоры в стыках секторов сердечника и выполивание или разрушение уплотняющих прокладок.

6. Ослабление затяжки анкерных болтов, выкрашивание бетона у фундаментных плит, натирывание штифтов фундаментных плит.

Одновременно с осмотром стальных конструкций самого статора устанавливается состояние воздухоохладителей, поломки трубок и течи которых могут быть вызваны вибрацией корпуса. Дефекты воздухоохладителей подробно рассматриваются в гл. 6.

Места расположения этих дефектов устанавливаются в окружном направлении по номерам секторов сердечника, наборных призм и зубцов активной стали, в аксиальном направлении — по номерам полок корпуса, узлов крепления (приварышей) и пакетов активной стали. Следует использовать заводские номера секторов, показывая на рисунке их ориентацию относительно линий верхний — нижний бьеф и правый — левый берег. Наборные призмы нумеруются в пределах каждого сектора в том же направлении, в котором возрастают номера секторов (обычно по часовой стрелке при виде сверху). Номера пазов отмечаются на рисунке вместе с номерами секторов. Нумерация полок корпуса, узлов крепления и пакетов активной стали производится сверху вниз. Так же, как наборные призмы (в пределах сектора, в том же направлении), нумеруются нажимные плиты (отдельно указывается верхняя или нижняя), стяжные шпильки сердечника и отжимные болты. Непременно должно быть указано общее число (в одном секторе статора) названных элементов.

Результаты осмотра целесообразно представить в виде таблицы аналогично регистрации результатов осмотра ротора (см. табл. 5.1). Количественные оценки для выкрашивания активной стали даются в процентах поврежденных листов, для контактной коррозии в виде характеристик: «обильная», «умеренная», «слабая» и т. д.

Эксплуатационные измерения вибрации обычно производятся при следующих режимах работы гидрогенератора: холостой ход без возбуждения с номинальной частотой вращения вала; холостой ход с различными уровнями возбуждения, которым соответствует изменение напряжения статора от 0,3 ступенями по 0,1 до 1,0 номинального значения, причем статор должен быть в холодном состоянии (средняя температура не выше 30 °С); номинальная нагрузка, установившийся тепловой режим; работа в режиме синхронного компенсатора, если генератор эксплуатируется в данном режиме; изменение нагрузки ступенями от нуля до номинальной как минимум с одной промежуточной точкой при одной и той же (средней) температуре статора. Последний режим необходим в том случае, если замечено, что гул при наборе нагрузки генератора увеличивается.

При холостом ходе без возбуждения измеряется только низкочастотная вибрация. Для определения максимального уровня низкочастотной вибрации достаточно регистрировать ее, кроме того, в режиме холостого хода с номинальным возбуждением. Вибрация с частотой 100 Гц регистрируется при всех режимах, за исключением режима холостого хода без возбуждения.

Вибрация измеряется на спинке сердечника в радиальном направлении. Вибрацию с частотой 100 Гц необходимо регистрировать в среднем сечении по высоте статора вблизи стыков, с обеих сторон каждого

стыка сердечника, а также там, где обнаружены аномалии и дефекты стальных конструкций. В режиме изменения нагрузки ступенями при одной и той же температуре статора ее необходимо измерять также на некотором удалении от стыков в нескольких точках на спинке сердечника (нельзя ограничиваться измерениями вибрации в середине сектора). Полигармоническая низкочастотная вибрация спинки сердечника должна регистрироваться в трех-четыре точки, распределенных вдоль окружности генератора.

Места измерений отмечаются на схеме, где указаны номера секторов статора. В таблице с результатами измерений приводятся номера мест измерений. Там же указываются основные параметры режима работы гидрогенератора при измерениях вибрации с обязательным указанием температуры сердечника статора.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ ДЕФЕКТЫ ОБМОТКИ СТАТОРА

3.1. КОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ОБМОТКИ

Обмотки статоров гидрогенераторов могут быть стержневыми (в крупных и средних генераторах) или катушечными (в генераторах небольшой мощности, редко — в крупных и средних). Стержневые обмотки, обычно двухслойные волновые, технологичнее в изготовлении и надежнее в эксплуатации, чем катушечные. Два соединенных в головке стержня образуют одновитковую катушку, у которой толщина витковой изоляции равна удвоенной толщине корпусной изоляции. По сравнению со стержневыми катушечные обмотки имеют более тонкую витковую изоляцию, что приводит к частым пробоям. Катушечные обмотки применяют в случае слишком малого зубцового деления.

Стержень обмотки статора генератора состоит из токоведущей части, корпусной изоляции, противокоронной защиты, наконечников и имеет пазовую и лобовую части. Токоведущий плетеный стержень крупных гидрогенераторов выполняется из провода с теплостойкой изоляцией из стекловолокна и имеет два столбца, разделенные прокладкой. В пазовой части токоведущая часть имеет транспозицию элементарных проводников, лобовая часть выполняется без транспозиции. Однако опыт эксплуатации показал, что у гидрогенераторов мощностью 500 МВт и более в лобовой части проводники должны быть транспонированы.

При изготовлении токоведущая часть промазывается термореактивным лаком горячего отверждения, формуется и запекается в специальном прессе. На узкой грани токоведущей части до формовки в местах перегиба элементарных проводников при транспозиции устанавливают стеклотекстолитовые прокладки. Все неровности на узких гранях заполняют эпоксидной замазкой и выравнивают, наклеивая стеклотекстолитовую полосу вдоль всей узкой грани.

Для уменьшения напряженности электрического поля (регулирования поля) на ребрах стержней увеличивают радиус закругления ребер токоведущей части, накладывая на нее металлическую или полупроводящую прокладку, электрически соединенную с медью токоведущей части.

В стержнях обмотки статора гидрогенератора с водяным охлаждением часть сплошных проводников заменена полыми медными проводниками, имеющими собственную изоляцию (аналогичную изоляции проводников). Полые проводники, так же как и сплошные, транспортируются.

Все крупные гидрогенераторы в настоящее время изготавливают с термореактивной изоляцией обмотки статора. Особенностью такой изоляции является переход связующего состава в процессе термообработки стержней в жесткое нерастворимое и не размягчающееся при нагревании состояние. Изоляционная система на основе термореактивных связующих, главным образом эпоксидных и полиэфирных смол, обладает рядом ценных свойств: высокой механической и электрической прочностью, нагревостойкостью, хорошей теплопроводностью и т. п.

Высокая механическая прочность связующего при рабочей температуре машины дает возможность применить в изоляции взамен слюды более дешевые и недефицитные, но механически менее прочные материалы типа слюдинита. Слюдинит вырабатывается из отходов слюды и состоит из множества весьма мелких чешуек слюды, расположенных по толщине во много слоев. Благодаря этому по толщине и электрической прочности слюдинит более однороден, чем микалента и микафоллий. Слюдинитовые ленты применяются обычно с подложками из стекловолокнистых материалов (стеклослюдинитовые ленты). Такие подложки более нагревостойки и прочны, но менее эластичны, чем бумажные подложки микаленты. При наложении изоляции на стержень такая подложка мало растягивается, чем предотвращается разрыв наклеенного на нее слюдинита. Связующее вводится в изоляцию перед ее термообработкой (в этом случае оно представляет собой жидкость, хорошо пропитывающую изоляцию) или наносится на ленты заранее до их намотки и высушивается.

Применяют два основных способа изготовления термореактивной изоляции: на токоведущую часть стержня наматывают предварительно пропитанную связующим составом и высушенную стеклослюдинитовую (стеклослюдяную) ленту, затем проводят термовакуумную сушку и термообработку под давлением в пресс-формах (изоляция типов слюдотерм и ВЭС-2);

на токоведущую часть стержня наматывают непропитанную стеклослюдинитовую (стеклослюдяную) ленту, затем проводят термостатную и вакуумную сушки, вакуум-нагнетательную пропитку и термообработку в специальных формах для получения заданных размеров пазовой части стержня (изоляция типов монолит, монолит-2).

В настоящее время для изоляции из пропитанных лент начинает применяться способ гидростатической опрессовки (вместо опрессовки в пресс-формах), позволяющий получать термореактивную изоляцию с высокими характеристиками. Механическому опрессованию свойственны недостатки, снижающие качество изоляции. Главным из них является местное передавливание изоляции с

механическим ее разрушением и выжиманием связующего из-за несовпадения форм стержня и прессовочного устройства.

При гидростатической опрессовке стержни, уложенные в пресс-планки, помещаются в сосуд, заполняемый опрессовывающей жидкостью. Обжатие и формование изоляции происходит за счет наружного (для изоляции) равномерного давления этой жидкости; этим исключаются передавливание изоляции и обеднение ее связующим составом в одних местах и недопрессовка в других. Кроме того, появляется возможность вакуумирования изоляции (перед подачей жидкости) для устранения воздушных включений в ней.

Следует отметить, что до настоящего времени в эксплуатации находится ряд крупных гидрогенераторов, изготовленных в 1950—1960 гг. с применением микалентной компаундированной изоляции. При такой системе изоляции стержень или секцию по всей длине, включая лобовые части, обматывают слоями микаленты — ленточного изолирующего материала, состоящего из склеенных асфальтовым лаком пластинок слюды на бумажной подложке. После намотки определенного числа слоев микаленты изоляцию подвергают компаундировке — сушке под вакуумом и пропитке под большим давлением битумными составами. Компаундировка повторяется по мере наматывания определенного числа новых слоев микаленты. После компаундировки изоляция становится монолитной, сравнительно теплопроводной; крупные воздушные включения в ней отсутствуют. Недостатками компаундированной изоляции по сравнению с терморезистивной являются более низкая допустимая температура и низкая механическая прочность, особенно при нагреве до рабочей температуры. Из-за этого не может быть обеспечена надежная работа такой изоляции.

Противокоронная защита стержней обмотки статора крупных гидрогенераторов предназначается для предотвращения их коронирования и выполняется путем нанесения полупроводящих покрытий на поверхность корпусной изоляции — на пазовую и частично на лобовые части.

При наличии полупроводящего слоя на поверхности изоляции возникновение короны в пазу затрудняется, поскольку достаточно соприкосновения полупроводящего слоя со стенкой паза хотя бы в нескольких точках, чтобы вся поверхность изоляции пазовой части оказалась заземленной, т. е. устранилась бы разность потенциалов между поверхностью изоляции и стенкой паза. Обычно полупроводящий слой пазовой части выводят несколько дальше выхода из паза для устранения коронирования в этом месте из-за возникновения сильного электрического поля в воздухе.

В качестве покрытия пазовой части применяют преимущественно полупроводящую асбестовую ленту, проводимость которой дополнительно повышают пропиткой сажным лаком; удельное поверхностное сопротивление этого покрытия должно составлять от 10^4 до 10^6 Ом. На лобовые части наносят второй полупроводящий слой меньшей проводимости, рассчитанный так, чтобы напряжение между его концом и токоведущим стержнем не превосходило некоторого определенного значения, поскольку потенциал конца полупроводящего слоя пазовой части близок к потенциалу земли и, следовательно, между токоведущим

стержнем и концом полупроводящего слоя возникает сильное электрическое поле. В этом случае поле было бы частично направлено вдоль поверхности изоляции и у конца полупроводящего слоя пазовой части началось бы коронирование вдоль поверхности изоляции.

Удельное поверхностное сопротивление противокоронного покрытия лобовых частей должно составлять от 10^8 до 10^9 Ом. На стержнях с микалентной компаундированной изоляцией это покрытие осуществляется обычно с помощью пропитанной полупроводящим лаком хлопчатобумажной или стеклянной ленты, намотанной на поверхность изоляции на длине 200—250 мм от выхода из паза. Для крупных генераторов покрытие выполняют из специальной полупроводящей ленты требуемого сопротивления, расположенной под несколькими слоями изоляционной ленты («утопленное покрытие»). В этом случае полупроводящее покрытие получается более стойким.

В последнее время разработаны более совершенные системы противокоронной защиты на основе прочных полупроводящих эмалевых покрытий (наполнитель — коллоидный графит и микропорошок карбида кремния), наносимых непосредственно на поверхность терморезистивной изоляции, или медьсеребросодержащих стеклолент, которым приданы полупроводящие свойства с нелинейным, зависящим от напряженности поля удельным сопротивлением. В пазовой части такое покрытие может выполняться с сопротивлением, не зависящим от напряженности поля; в лобовых частях оно выполняется так, чтобы с возрастанием продольной (направленной вдоль стержня) напряженности поля существенно снижалось бы сопротивление покрытия, отнесенное к единице длины его в этом направлении.

Для крепления стержней в пазу и в лобовых частях применяются преимущественно два типа систем: «гибкая» — для обмоток с микалентной компаундированной изоляцией и «жесткая» — для обмоток с терморезистивной изоляцией. При «гибкой» системе креплений используется свойство микалентной компаундированной изоляции распухать во время работы и плотно заполнять паз. Возникающая при этом лишняя трения препятствует перемещению стержня в пазу, достаточно лишь зафиксировать его начальное положение с помощью пазовых прокладок и клиньев. Лобовые части стержней крепят с помощью бандажей из льнопенькового шнура к бандажным кольцам, опирающимся на кронштейны, укрепленные на нажимной плите. На эти кольца укладывают стержни нижнего ряда, верхний ряд стержней укладывают на кольца, набранные из нескольких слоев покрытого лаком электрокартона; эти кольца (так называемые («багажи») опираются на нижний ряд стержней. Такая система крепления была в свое время разработана для генераторов мощностью 100—150 МВт. Особенность «жесткой» системы крепления состоит в том, что лобовые части и детали крепления склеивают так, что образуется сплошная монолитная корзинка лобовых частей. Для этого все соприкасающиеся детали в лобовых частях разделяются между собой и от лобовых частей стержней слоем препрега — терморезистивного формирующегося материала, весьма пластичного до термообработки, а потому плотно, без зазоров заполняющего промежутки между всеми сопрягаемыми деталями. После запечки препрег затвердевает и склеивает между собой лобовые части и детали крепле-

ний. Созданию монолитности корзинок лобовых частей также способствует усадка при термообработке лавсанового шнура, пропитанного термореактивным составом.

Стержни с термореактивной изоляцией изготавливают с отрицательным допуском в пазовой части на размеры поперечного сечения для нормальной укладки в паз. Поскольку термореактивная изоляция не распухает во время работы, то для надежного закрепления между стержнем и стенкой паза устанавливают боковые полупроводящие стеклотекстолитовые прокладки (плоские или гофрированные) толщиной 0,6—0,8 мм. Узкие полупроводящие плоские прокладки устанавливают также у ряда генераторов на дно паза, между стержнями и в качестве подклиновых прокладок. Непосредственно под пазовый клин на полупроводящую прокладку укладывают прокладку из обычного стеклотекстолита. Применяют наборные прокладки между стержнями в пазу, состоящие из трех полосок стеклотекстолита: центральной — из обычного, а верхней и нижней (соприкасающихся с узкими гранями верхнего и нижнего стержней) — из плоского полупроводящего стеклотекстолита. Для заклиновки стержней в пазах статора применяют «встречные» пазовые клинья. Необходимое давление на стержень обеспечивается тем, что угол сочленения составных деталей клина составляет около 3—5°.

Бандажные кольца изготавливают из немагнитной стали и изолируют стеклотекстолитовой лентой с промазкой эпоксидным компаундом холодного отверждения. При укладке нижнего слоя обмотки статора в места соприкосновения лобовых частей с бандажными кольцами подкладывают полоски препрега. В случае большого зазора между лобовой частью и кольцом в препрег заворачивают одну или несколько полосок стеклотекстолита. Иногда с помощью домкрата поджимают к лобовой части участок бандажного кольца. Крепление лобовых частей в тангенциальном направлении производят с помощью стеклотекстолитовых прокладок, обернутых препрегом и устанавливаемых вдоль бандажных колец. Бандажные вязки производят лавсановым шнуром с последующей промазкой эпоксидным компаундом. Поскольку лавсан является горючим материалом, применяют его пропитку антипиреновым составом.

Межслоевые прокладки в лобовых частях — «багажи» — составляют из одной или нескольких полосок стеклотекстолита, обернутых стеклолентой. Иногда верхнюю и нижнюю полоски «багажа» изготавливают из паронита, материала более мягкого, чем стеклотекстолит. В местах соприкосновения с узкими гранями стержней «багаж» обертывают препрегом.

Места соединения стержней обмотки статора между собой (головки) в гидрогенераторах могут быть выполнены различными способами: при помощи пайки элементарных проводников внахлест, встык с помощью хомута и клина, с помощью наконечника. У стержней с водяным охлаждением наконечники наряду с токоведущей функцией служат для подвода и вывода охлаждающей воды.

В гидрогенераторах, как правило, не применяют специального крепления головок. Их надежная работа обеспечивается за счет качественной пайки твердым припоем. Однако в крупных гидрогенераторах некоторых типов между соседними головками обмотки статора установлены распорки. В настоящее время у гидрогенераторов с воз-

душным охлаждением головки изолируют специальным термореактивным компаундом, который заливают в пластмассовую, составленную из двух половин «коробочку» или «колпачок», одетые на головку. Такая изоляция головки более теплопроводна. У гидрогенераторов с водяным охлаждением на собранную головку с присоединенными шлангами одевается пластмассовая «коробочка», заполняемая термопластичной массой для того, чтобы иметь доступ к местам соединения головок с водоподводящими шлангами и переходными патрубками.

В генераторах с водяным охлаждением обмотки статора существенным изоляционным элементом являются заполненные водой шланги, соединяющие головки стержней с напорным и сливным коллекторами. Шланги обычно выполняются из фторопласта. Длина их выбирается такой, чтобы шланги выдержали как рабочее, так и испытательное напряжение. В системе охлаждения применяется только дистиллированная вода с удельным объемным сопротивлением не ниже 75 кОм·см. Во избежание загрязнения воды ржавчиной и механическими примесями во всем контуре, где циркулирует эта вода, обычно не применяют черный металл, а воду тщательно фильтруют.

Коллекторы при работе генератора заземлены через трубопроводы контура охлаждения воды; вследствие этого напряжение на концах шланга равно напряжению на корпусной изоляции стержня, к которому он присоединен. Напорный и сливной коллекторы выполняются обычно из медных труб, укрепленных на фарфоровых изоляторах. Напорный и сливной патрубки, отходящие от этих коллекторов, выходят из корпуса статора генератора через фарфоровые проходные изоляторы.

3.2. ДЕФЕКТЫ ИЗОЛЯЦИИ, ВЫЗВАННЫЕ ТЕПЛОВЫМИ ВОЗДЕЙСТВИЯМИ

Старение изоляции является естественным процессом, протекающим непрерывно во времени и ухудшающим прочностные и теплофизические характеристики изоляции. Старению в той или иной степени подвержен весь объем изоляции, но наиболее интенсивно ухудшение ее свойств происходит в местах концентрации тепловых воздействий, механических напряжений и повышенных градиентов напряженности электрического поля, т. е. имеет местный характер. Старение изоляции обмотки статора во время эксплуатации является интегральным процессом, включающим в себя процессы теплового, электрического и механического старения, химических изменений под действием окружающей среды. В реальных условиях все или часть видов старения обычно проявляют себя одновременно.

В аномальных условиях какой-либо один вид старения может стать преобладающим и вызвать ускоренное старение изоляции.

Например, нередки случаи, когда изоляция обмотки статора гидрогенераторов подвергается воздействию температур, существенно превышающих допустимые рабочие. Такие интенсивные тепловые воздействия возникают, как правило, при местных перегревах в генераторе: местный перегрев активной стали, замы-

кание ряда элементарных проводников в пазовой части стержня с быстрым ростом температуры в месте замыкания, излом проводника с плохим контактом в месте излома, перегрев стержня из-за закупорки недопустимого числа полых проводников в генераторе с водяным охлаждением обмотки статора и т. п. Лишь в весьма редких случаях, при отказе или несовершенстве защит с одновременными неверными действиями персонала возможен перегрев всей обмотки в течение времени, достаточного для необратимых изменений в состоянии изоляции. Действие высоких температур вызывает ускоренное тепловое старение изоляции, при повышении температуры изоляции ускоряются реакции, вызывающие ее старение. Принято считать, что это ускорение происходит в соответствии с законом Аррениуса, верного для большинства химических реакций, и что вследствие этого зависимость срока службы изоляции L от температуры θ , °C, определяется выражением

$$L = a + \frac{b}{273 + \theta},$$

где a , b — постоянные.

Обычно представляет интерес оценка изменения срока службы изоляции при изменении температуры в сравнительно узком диапазоне (порядка десятков градусов). В этом случае достаточную для такой оценки точность даёт более удобное для расчетов следующее выражение (так называемое «правило Монтингера»):

$$L = A_0 \cdot 2^{-\frac{\theta}{\Delta\theta}},$$

где A_0 , $\Delta\theta$ — постоянные; θ — диапазон изменения температуры, °C.

Как следует из этого выражения, при изменении температуры изоляции на $\Delta\theta$ срок службы ее меняется вдвое. Значение $\Delta\theta$ зависит от многих факторов, в первую очередь от состава изоляции. Существенным является влияние окружающей среды, в которой работает изоляция, главным образом влияние кислорода воздуха, поскольку старение изоляции связано с реакциями окисления. Тепловое старение играет существенную роль для изоляции генераторов с воздушным охлаждением, особенно для микалентной компаундированной изоляции. Для нее тепловое старение может быть определяющим для срока службы, особенно если температура изоляции в работе близка к предельно допустимой.

Влияют на значение $\Delta\theta$ и другие факторы: толщина изоляции, диапазон температур, для которого производится расчет, качество изготовления изоляции, степень ее предшествующего старения и т. п. Учесть все эти факторы практически невозможно, а потому невозможно найти единое значение $\Delta\theta$ для изоляции электрических машин, в частности генераторов. Обычно для проведения расчетов принимают, что $\Delta\theta = 10$ °C. В действительности для образцов компаундированной и терморактивной изоляции при старении их в воздухе с неизменной температурой наблюдались значения $\Delta\theta$, доходящие до 20 °C. Поэтому значение $\Delta\theta = 10$ °C следует рассматривать как минимальное для изоляции генераторов, дающее заниженную оценку срока службы изоляции при повышенных температурах. Для получения оценки с запасом, по-видимому, целесообразно принимать $\Delta\theta = 20$ °C.

Таким образом, срок службы изоляции определенного типа при заданной температуре не является постоянной величиной. На него, даже при наличии

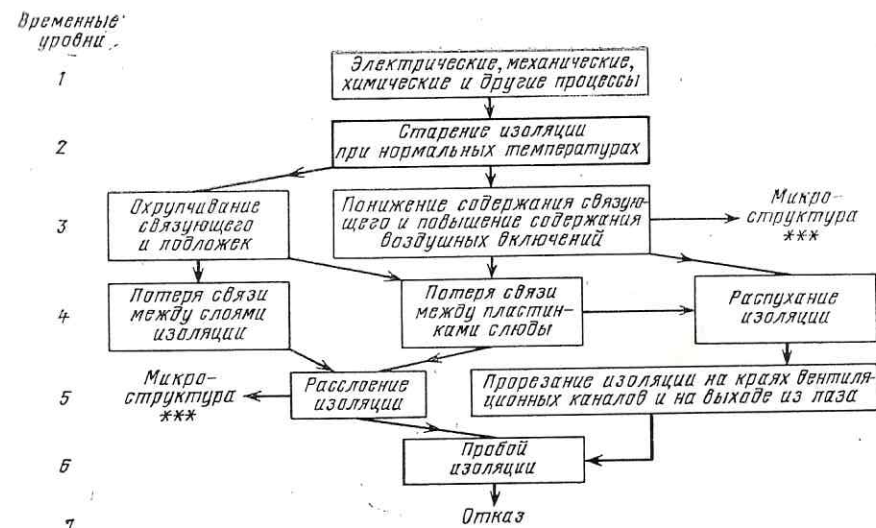


Рис. 3.1. Схема развития процесса теплового старения микалентной компаундированной изоляции при нормальных температурах (обозначения см. на рис. 1.2)

только тепловых воздействий, влияет ряд факторов. Поэтому нельзя указать определенный срок службы, соответствующий заданной температуре изоляции при всех условиях ее применения. Можно лишь указать температуры, при которых даже в не очень точно определенных условиях старения срок службы изоляции будет не ниже заданного. У генераторов с водяным охлаждением обмотки трудно ожидать заметного общего теплового старения изоляции, так как температура изоляции сравнительно низки.

При тепловом старении изоляции постепенно разрушаются входящие в ее состав органические вещества. Неорганические компоненты изоляции — слюда, слюдинит, стеклоткань — при рабочих температурах генератора практически не претерпевают каких-либо изменений. В терморактивной изоляции старится связующее — терморактивный компаунд, становясь более хрупким (при этом он темнеет), отчего ухудшаются механические свойства изоляции в целом. В микалентной компаундированной изоляции старится бумажная подложка, лак и компаунд (рис. 3.1). Подложка становится хрупкой, разрушается в напряженных местах; например, на выходе из паза может разрушиться полностью. Клеящий лак и битумный компаунд при старении также становятся хрупкими, частично улетучиваются. В результате этого ослабляется связь между слоями микаленты и между листками слюды в слое, изоляция легко расслаивается.

При длительной работе микалентной изоляции в условиях допустимых рабочих температур параллельно с химическими процессами идет процесс ее распухания: с повышением температуры лак и компаунд размягчаются, вследствие чего листки слюды, согнутые на углах сечения стержня, несколько распрямляются. В результате сечение изоли-

рованного стержня принимает округлую форму, появляются или увеличиваются воздушные прослойки между слоями изоляции (по-разному изогнутыми) и зазоры между внутренним слоем изоляции и поверхностью проводников стержня.

Сочетание распухания со старением связующего состава и подложки создает следующие характерные признаки длительного теплового старения микалентной компаундированной изоляции:

1. Изоляция утолщена в лобовых частях (за исключением мест расположения прокладок), несколько проминается при нажиме с характерным потрескиванием из-за хрупкости связующего состава. Из-за резкого изменения толщины изоляции образуется ступенька на изоляции на выходе из паза и в вентиляционных каналах.

2. Снятая со стержня изоляция расщепляется по слоям намотки микаленты (но не по плоскостям спайности слюды). При этом заметна хрупкость связующего состава. При очень сильной степени старения изоляция распадается на отдельные листки слюды, особенно в местах выхода из паза. Бумажная подложка практически отсутствует, связующий состав осыпается.

3. Понижается содержание связующего и повышается содержание воздушных включений, что определяется микроструктурным анализом.

Вызванное тепловым старением расслоение изоляции выявляется профилактическими испытаниями, так как в расслоенной изоляции подготавливается извилистый путь пробоя по щелям, в обход близлежащих листов слюды, лишь местами прегражденный еще не разрушенными участками связующего состава. На конечной стадии расслоения снижение пробивного напряжения изоляции может происходить настолько быстро, что изоляция пробьется под действием обычных перенапряжений в период между испытаниями.

В терморезистивной изоляции последствия интенсивного местного перегрева по внешним признакам мало отличаются от последствий обычного теплового старения, за исключением обугливания изоляции, которое наступает при температурах порядка сотен градусов.

У микалентной компаундированной изоляции при ускоренном тепловом старении из-за перегревов (рис. 3.2) вытекают лак и компаунд часто с образованием затвердевших наплывов в лобовых частях в случае перегрева всего стержня или лобовой его части; наблюдается местное изменение формы сечения стержня (округлость) из-за значительного распухания, ускоренного, видимо, газообразованием внутри изоляции.

При местном перегреве стержня в пазовой части наиболее характерным признаком старения является наличие участка изоляции с резко повышенной хрупкостью связующего состава (как бы местное осушение изоляции). При действии высоких температур (до 500—600 °С) связующий состав выгорает и могут появиться следы дегидратации слюды: листки слюды белеют, становятся непрозрачными, особенно с краев, легко расщепляются на мелкие чешуйки.

В случаях, когда изоляция перегревается от внешнего источника (чаще всего от перегретого участка активной стали), следы перегрева

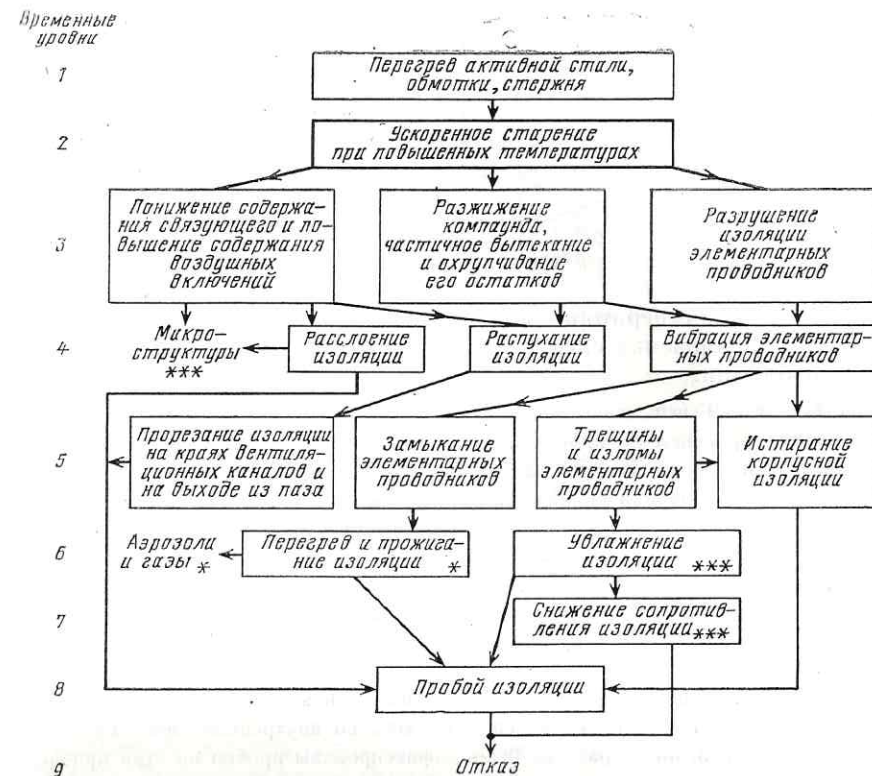


Рис. 3.2. Схема развития процесса ускоренного теплового старения микалентной компаундированной изоляции при повышенной температуре (обозначения см. на рис. 1.2)

обнаруживаются в первую очередь по изменению цвета лака, которым пропитана покровная лента; это относится и к терморезистивной и к микалентной компаундированной изоляциям.

3.3. ДЕФЕКТЫ ИЗОЛЯЦИИ, ВЫЗВАННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ ВОЗДЕЙСТВИЯМИ

Дефекты под действием электрического поля возникают главным образом в пазовой части обмотки, где напряженность поля в изоляции и удельные электромагнитные усилия, действующие на проводники, выше, чем в лобовых частях.

Казалось бы, основным процессом при возникновении дефектов для пазовой части обмотки должно явиться электрическое старение изоляции во всей ее толще, вызванное, как известно, частичными разрядами в воздушных включениях, всегда имеющихся в изоляции. Однако этот процесс хотя и существует, но не является определяющим при реальных сроках службы обмоток и обычно применяемых системах изоляции, поскольку одним из критериев пригодности таких систем для

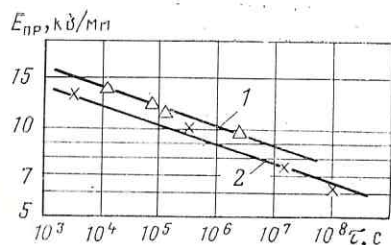


Рис. 3.3. «Кривые жизни» изоляции при промышленной частоте:

$E_{пр}$ — напряженность электрического поля; τ — время до пробоя половины образцов партии; 1 — термореактивная изоляция слюдо-терм; 2 — микалентная компаундированная изоляция

использования в генераторах является их стойкость к электрическому старению, оцениваемая специальными испытаниями на стадии разработки изоляции.

Обычно таким испытанием является получение «кривой жизни» — зависимости между временем до пробоя и напряженностью электрического поля, приложенного к изоляции. На рис. 3.3 приведен пример таких «кривых жизни». Для испытуемой изоляции «кривая жизни» должна быть расположена не ниже, чем для изоляции, по которой имеется положительный опыт эксплуатации.

Некоторые признаки электрического старения (повреждение слюды, увеличение размеров и количества микропор, наличие обуглившихся частиц компонентов изоляции) наблюдались у близких к выводам стержней с компаундированной изоляцией в турбогенераторе 15,75 кВ с воздушным охлаждением. Наблюдались они во внутренних слоях изоляции близ углов сечения стержня и транспозиционных переходов, где повышена напряженность электрического поля. Возможно, что такие же явления имелись во внутренних слоях изоляции других генераторов, но ни разу не были зафиксированы пробоями по этой причине.

Во избежание существенного повышения напряженности поля во внутренних слоях изоляции в современных генераторах выше 10,5 кВ производится выравнивание (регулирование) электрического поля (см. § 3.1).

Возможность электрического старения, протекающего тем интенсивнее, чем выше напряженность электрического поля, приводит иногда к неверному выводу об опасности испытания изоляции повышенным напряжением. Для микалентной компаундированной изоляции многочисленные опыты в этом направлении проводились в 50-х годах в СССР и США [17]. Было показано, что многократное приложение испытательного напряжения (1,5—2) $U_{ном}$ даже к сильно изношенной изоляции практически не снижает ее пробивного напряжения. Одной из отечественных организаций были получены значения снижения пробивного напряжения изоляции в зависимости от числа одномоментных испытаний ее напряжением 4,7 $U_{ном}$. Даже если перенести без корректировки полученную зависимость на испытательное напряжение 1,7 $U_{ном}$, окажется, что изоляция, выдержавшая испытание по ГОСТ и в дальнейшем испытанная 15 раз напряжением 1,7 $U_{ном}$, не будет пробита из-за электрического старения к концу испытаний.

Опыты по воздействию испытательных напряжений на термореактивную изоляцию производились в Австрии [46]. Испытывались образцы термореактивной изоляции толщиной 2 мм; номинальное напряжение их было принято равным 6 кВ. Было составлено несколько одинаковых партий, в каждой из которых было приложено напряжение 24 кВ с выдержкой до пробоя всех образцов. При этом первая партия не подверглась никаким предварительным испытани-

ям, ко второй и третьей до испытаний было приложено напряжение промышленной частоты 40 кВ с выдержкой соответственно 18 и 72 мин, к четвертой и пятой партиям — выпрямленное напряжение соответственно 95 и 115 кВ с выдержкой 20 мин. Среднее время пробоя при напряжении 24 кВ у всех партий оказалось практически одинаковым, минимальные времена пробоя были выше у партий 2, 3, 4 и 5, что объясняется отбраковкой наиболее слабых образцов во время предварительных испытаний.

Таким образом, последствий электрического старения не было обнаружено, но выяснилась положительная роль предварительных испытаний повышенным напряжением: были найдены и устранены наиболее слабые элементы испытуемой партии, что позволило повысить уровень изоляции партии в целом.

В отличие от электрического старения корпусной изоляции, вызванного частичными разрядами в ее толще и не представляющего серьезной опасности, электрическое старение веществ, находящихся под изоляцией, и особенно связующего элементарных проводников может иметь тяжелые последствия. Такое старение вызывается частичными разрядами в зазоре между плетеным стержнем и первым (внутренним) слоем корпусной изоляции. Наблюдается оно только при микалентной изоляции; обычно его называют ионизацией воздуха в зазорах под изоляцией, а его последствия — ионизационным разрушением связующего. Упомянутые зазоры образуются вследствие отставания микалентной компаундированной изоляции от токоведущей части в процессе изготовления и эксплуатации электрической машины из-за распухания такой изоляции при ее нагреве.

В зазорах под действием электрического поля происходит ионизация газа. Если этим газом является воздух, то под действием ионизации происходит химическое соединение кислорода, азота и водорода (содержащегося в парах воды, всегда присутствующих в газе) с образованием весьма агрессивных химических веществ, в первую очередь, видимо, азотной кислоты. Эти вещества разрушают органические соединения, содержащиеся в изоляции; более всего при этом страдает связующее элементарных проводников.

Видимым результатом ионизации является в первую очередь обесцвечивание участков внешней поверхности элементарных проводников: лишенная покрывавшего ее бакелитового лака и компаунда, изоляция элементарных проводников, изготовляемая из асбеста или стекловолокна, приобретает свой первоначальный белый цвет. По мере развития процесса агрессивные продукты ионизации проникают в промежутки между элементарными проводниками, т. е. в места, где электрическое поле практически отсутствует, и вызывают разрушение склеивающего состава (обычно бакелитового лака и битумного компаунда). При этом изоляция элементарных проводников постепенно обесцвечивается со всех сторон; на поверхности изоляции проводников иногда появляются зеленые пятна нитратов меди, образовавшихся вследствие действия на медь продуктов ионизации. Одновременно происходит постепенное разрушение связующего внутренних слоев корпусной изоляции, в генераторах с катушечной обмоткой — разрушение витковой изоляции.

При достаточно большом объеме разрушений связующего в зазорах под корпусной изоляцией появляется белый порошок — соли азотной кислоты, образовавшиеся при ее действии на органические вещества и отчасти на слюду; внутренняя (обращенная к меди) поверхность корпусной изоляции покрывается белым налетом того же происхождения.

Когда элементарные проводники теряют связь между собой на достаточно большой длине (обычно порядка нескольких сотен миллиметров), становится возможной их вибрация под действием электродинамических сил. В результате вибрации механически разрушается изоляция элементарных проводников, часто начинает истираться медь на широких сторонах их; дополнительно в пространстве под корпусной изоляцией появляется зеленовато-коричневый порошок — продукт контактной коррозии меди. Разрушение изоляции элементарных проводников и замыкание их могут иметь серьезные последствия в генераторах большой мощности, где возможны перегрев или даже выплавление меди в месте замыкания.

В машинах с катушечной обмоткой вибрирующие проводники, кроме изоляции элементарных проводников, разрушают витковую изоляцию, а в машинах со стержневой обмоткой истирают изоляционную прокладку между столбцами проводников (особенно, если она выполнена из неустойчивого материала) и внутренние слои корпусной изоляции. Соответственно этому наблюдались три вида повреждений, вызванных вибрацией элементарных проводников: замыкания элементарных проводников, изломы элементарных проводников, прорезы и истирания корпусной изоляции (рис. 3.4).

Интенсивность ионизации в зазорах под изоляцией зависит при прочих равных условиях от напряжения данного стержня по отношению к корпусу. Это напряжение, как известно, определяется фазным напряжением генератора и положением стержня в обмотке (отношением его порядкового номера в ветви, если считать от нейтрали, к числу стержней в ветви). Первое из этих обстоятельств приводит к тому, что ионизационное разрушение начинает проявляться тем раньше, чем выше номинальное напряжение генератора; второе из них — к тому, что ионизационное разрушение начинается со стержней, близких к линейным выводам, и постепенно распространяется на стержни, все более удаленные от выводов. Обычно видимые последствия ионизации охватывают ближайшую к выводам зону, находящуюся в диапазоне рабочих напряжений (0,75—1,0) U_{ϕ} ; лишь в редких случаях она начинается с 0,45 U_{ϕ} .

Практически ионизация существенно сокращает срок службы изоляции генераторов с воздушным охлаждением на напряжение 13,8 кВ и выше, т. е. крупных гидрогенераторов; в гидрогенераторах на напряжение 10,5 кВ существенные следы ионизации обнаруживаются через время работы, сравнимое со временем теплового износа изоляции; лишь в редких случаях при таком номинальном напряжении ионизационные процессы явились определяющими для срока службы изоляции стержней.

Радикальной мерой борьбы с ионизацией в зазоре под микалентной изоляцией является упомянутое ранее размещение под внутренними

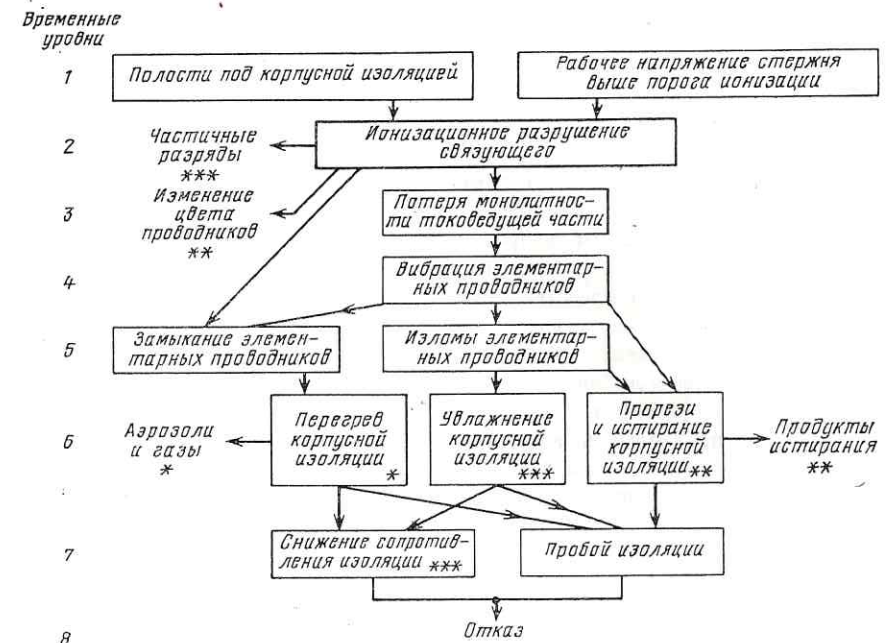


Рис. 3.4. Схема развития ионизационного старения связующих элементарных проводников (обозначения см. на рис. 1.2)

слоями изоляции в пазовой части стержня проводящей или полупроводящей прокладки. Такие прокладки, если они правильно выполнены, остаются всегда плотно прилегающими к внутренней поверхности изоляции и, касаясь токоведущей части хотя бы в нескольких точках, существенно снижают напряжение на зазоре (т. е. действуют так же, как полупроводящие покрытия на поверхности изоляции).

В настоящее время все крупные генераторы выпускаются с термореактивной изоляцией, которой не свойственно распухание под действием тепла: технология изготовления такой изоляции обеспечивает отсутствие или сведение к минимуму зазоров между корпусной изоляцией и токоведущим стержнем, поэтому нет необходимости принимать специальные меры по борьбе с ионизационным старением связующего элементарных проводников, за исключением обычных мер по выравниванию поля.

Из всего изложенного следует, что вопрос предупреждения ионизационного старения связующего элементарных проводников для вновь изготавливаемых обмоток практически решен.

Для обмоток с микалентной компаундированной изоляцией, находящихся в эксплуатации, такого радикального решения, за исключением перемотки, пока не найдено. Существуют лишь некоторые возможности продления срока службы таких обмоток, в которых уже обнаружено действие ионизации органических материалов в зазоре под изоляцией.

Простейшей мерой борьбы с дальнейшим развитием этого процесса является замена местами нулевых и линейных выводов генератора. После этого часть обмотки, находившаяся близ выводов, т. е. работавшая под наиболее высоким потенциалом, окажется близ нейтрали обмотки, и ионизационные процессы в этой части прекратятся. Вместе с тем появляется опасность возникновения повреждения корпусной изоляции с замыканием на корпус около нейтрали, если ранее вблизи выводов имелись стержни, в которых уже началась вибрация элементарных проводников. Эта вибрация происходит от действия тока нагрузки в проводниках, который не зависит от положения стержня по отношению к выводам. Для борьбы с последствиями таких замыканий при замене нулевых и линейных выводов одновременно должна устанавливаться защита от замыкания на землю, не имеющая зоны нечувствительности, т. е. срабатывающая при замыкании на землю в любой точке обмотки.

При замене нулевых и линейных выводов срок службы обмотки хотя и увеличивается, но далеко не вдвое по сравнению со сроком службы без такой замены. Объясняется это тем, что тепловое старение и вызванное им распухание изоляции с возникновением или увеличением зазоров под ней не зависят от положения стержня в обмотке и, следовательно, в полной мере происходят у стержней, расположенных близ нейтрали. Попав после замены местами выводов под действие более высоких по сравнению с прежними рабочих напряжений (вплоть до фазового), эти стержни подвержены значительно более быстрому ионизационному старению, чем новые, не бывшие в эксплуатации стержни с такой же изоляцией. Как показал опыт эксплуатации гидрогенераторов в США, уже через несколько лет после замены местами выводов могут наблюдаться значительные ионизационные разрушения в ближайшей к выводам части обмотки, ранее находившейся близ нейтрали.

Более перспективным, хотя и более сложным и дорогим мероприятием по продлению срока службы обмотки является заполнение термореактивным компаундом пустот под корпусной изоляцией и между проводниками токоведущей части стержня без выемки стержней из пазов («способ Сибремэнерго») [47]. Для этого в изоляции лобовых частей каждого стержня сверлятся отверстия по одному на каждой из лобовых частей стержня; через одно отверстие производится вакуумирование, через другое — нагнетание под давлением специального компаунда холодного отверждения. По окончании заполнения пустот отверстия остаются залитыми компаундом. При таком способе устраняется на длительный срок опасность повреждения обмотки из-за вибрации элементарных проводников. Однако при этом, равно как и при замене местами выводов, не изменяется скорость старения корпусной изоляции по другим причинам (главным образом из-за теплового и механического износа). Поэтому следует ожидать, что при применении упомянутого способа перемотка может быть отложена лишь на время, определяемое разностью между сроками теплового и ионизационного износов обмотки. Это время существенно меньше срока службы новой обмотки. В настоящее время число гидрогенераторов с микалентной компаундированной изоляцией неуклонно сокращается, так как обмотки с изношенной микалентной изоляцией постепенно заменяются новыми, имеющими термореактивную изоляцию.

При перемотке генераторов применяются стержни, изготовленные на заводах, выпускающих генераторы, или на предприятиях ремонтных организаций. В последнем случае нередко используется токоведущая часть старых стержней,

заменяются только корпусная изоляция и связующее элементарных проводников. Применяется также способ восстановления изоляции, при котором используется не только токоведущая часть старого стержня, но и основной компонент его изоляции — слюда. Процесс восстановления заключается в удалении из микалентной компаундированной изоляции битумного связующего посредством отжига в вакуумной печи, последующей пропитке изоляции эпоксидным компаундом под вакуумом и давлением, нанесении противокоронной защиты и отделки стержня. При этом одновременно пропитывается тем же эпоксидным компаундом плетеный стержень, этим же компаундом заполняются пустоты под изоляцией. Термореактивная изоляция, полученная таким путем из микалентной, получила название монолит-5.

Как указывалось ранее, термореактивная изоляция в отличие от компаундированной не распухает и не меняет своей конфигурации под влиянием температуры или иных рабочих воздействий. Пустоты под изоляцией встречаются редко и имеют сравнительно небольшие размеры; не отмечалось случаев разрастания их в процессе эксплуатации генератора или, тем более, разрушения связующего элементарных проводников. Стержень с термореактивной изоляцией и термореактивным связующим элементарных проводников обладает хорошими механическими характеристиками, в частности высокими упругими свойствами в холодном состоянии и при рабочих температурах; из-за этого в нем могут возникнуть поперечные колебания под действием электродинамических сил. Стержень с термореактивной изоляцией практически нельзя укладывать в паз с натягом из-за жесткости этой изоляции, поэтому приходится назначать односторонний допуск на размер стержня, т. е. толщина стержня всегда меньше ширины паза и между стержнем и стенкой паза имеется зазор. Если этот зазор достаточно велик, то появляются условия для вибрации стержня в пазу от взаимодействия тока в стержне с частью главного магнитного потока, проходящего через паз, и с потоком рассеяния. Вибрация может происходить в радиальном и тангенциальном направлениях по отношению к расточке статора, т. е. в продольном и поперечном направлениях по отношению к радиальной оси паза. Эта вибрация может привести к усталостному излому элементарных проводников или изоляции; косвенным ее действием является возникновение пазового разряда. Последний в начальной своей стадии представляет собой микродугу емкостного тока, которая возникает в момент отрыва поверхности полупроводящего покрытия, а в дальнейшем и изоляции стержня от стенки паза.

Пазовое полупроводящее покрытие стержня рассчитывается так, чтобы напряжение между его поверхностью и стенкой паза не превосходило 250 В при наименьшем практически возможном числе точек касания стержня с пазом. Этим устраняется возможность появления короны на стержне, а также пробоя воздушного промежутка между стержнем и стенкой паза, когда стержень неподвижен. Для возникновения и поддержания дуги при отрыве вибрирующего стержня от стенки паза достаточно значительно меньшего напряжения 12—25 В. Выполнить покрытие так, чтобы подобных напряжений не было, весьма

трудно, поскольку покрытие должно иметь весьма низкое сопротивление; поэтому возникает проблема борьбы с его перегревом (особенно в местах стыков асбестовой ленты) от протекания токов замыкания по этому покрытию из-за перемигания им листов активной стали. Таким образом, если стержень, находящийся под достаточным напряжением, вибрирует, то всегда имеется опасность возникновения пазового разряда. Полупроводящее покрытие, поврежденное пазовым разрядом, увеличивает свое сопротивление до такой степени, что напряжение на зазоре между стержнем и стенкой паза становится выше пробивного напряжения этого зазора, происходит пробой зазора с образованием микродуги в местах, где стержень может и не касаться стенки паза при вибрации. Так возникает вторая, наиболее разрушительная стадия пазового разряда (рис. 3.5); разряд на этой стадии возможен как при вибрации стержня, так и при неподвижном состоянии последнего. Для его появления достаточно, чтобы напряжение на проводниках стержня по отношению к корпусу достигало 2—3 кВ. Как показали опыты, пазовый разряд может вызвать полное разрушение изоляции за 1—2 года.

Опасность развития пазового разряда не уменьшается с течением времени эксплуатации генератора: терморезистивная изоляция не распухает, поэтому зазоры в пазу не уменьшаются.

При изготовлении всех крупных машин с терморезистивной изоляцией принимаются меры по борьбе с вибрацией стержней и пазовым разрядом. Известны три основных вида мер борьбы с пазовым разрядом: уменьшение допусков на размер стержня с тем, чтобы последний укладывался в паз практически без зазора (иногда в сочетании с плоскими прокладками в местах, где все же возникает зазор); закрепление стержня в пазу с помощью отверждающейся полу-

проводящей замазки; уплотнение стержня с боковых сторон полупроводящими волнистыми пружинящими прокладками. Последний способ наиболее распространен. Кроме того, во всех случаях требуется плотная заклиновка пазов, поскольку радиальная и тангенциальная составляющие вибрации связаны между собой. В некоторых случаях под клином устанавливается пружинящая или эластичная прокладка (см. § 3.1).

В современных генераторах пазовый разряд может возникнуть лишь в случаях каких-либо технологических нарушений при установке прокладок или при преждевременном износе последних. Однако в эксплуатации имеются еще генераторы старых выпусков, не имеющие волнистых полупроводящих прокладок. Поэтому пазовый разряд, хотя и очень редко, но все же встречается во время эксплуатации генераторов. Большею частью вызванные им повреждения приводили к пробое изоляции во время профилактических испытаний. Так, например, в двух крупных гидрогенераторах на напряжение 15,75 кВ не были установлены боковые уплотняющие прокладки. Через 1—2 года после пуска генераторов начались пробои при профилактических испытаниях, вызванные повреждениями изоляции пазовыми разрядами. Путем проведения специальных испытаний было выявлено и заменено значительное количество стержней со следами разрушения изоляции пазовыми разрядами. Во всех пазах обоих генераторов установили волнистые полупроводящие прокладки. После такой реконструкции генераторов пазовые разряды прекратились. В генераторе 10,5 кВ, в котором также не было бокового уплотнения в пазах, пазовый разряд привел к пробое изоляции в работе, перешедшему в междуфазное замыкание.

Основными признаками пазового разряда являются: выгорание лака из асбестовой ленты против пакетов активной стали с побелением нитей асбеста (лента приобретает вид белой решетки с разрывами); образование углублений в изоляции, наибольших вблизи места пробоя; выгорание или обугливание прокладок в пазу.

В США, где впервые была применена терморезистивная изоляция, в 1977 г. была создана специальная рабочая группа по изучению повреждений гидрогенераторов с такой изоляцией [48]. Были рассмотрены материалы по 456 генераторам. У 208 обмоток было выявлено в общей сложности 942 дефекта. Эти дефекты были классифицированы следующим образом:

Дефекты элементов стержней или катушек (повреждения корпусной изоляции, полупроводящих покрытий, изоляции витков или элементарных проводников, разряды в изоляции, корона на выходе из паза и др.), %	9
Вибрация стержней (катушек), пазовый разряд, истирание полупроводящих покрытий, %	20
Дефекты уплотнения стержня в пазу (ослабление клиньев и прокладок под клином, боковых, между стержнями и на дне паза), %	38
Ослабление прокладок и вязки в лобовых частях, %	9
Дефекты соединений (паек), %	4
Дефекты активной стали (распрессовка, вибрация и излом листов, сдвиг стали к ротору, образование «волны»), %	20

Была сделана попытка выяснить влияние на возникновение дефектов различных факторов конструктивного характера (состав связующего, материал прокладок к пазу, число витков в катушке, мощность, высота активной стали, диаметр расточки статора). Были проанализированы, в частности, данные по обмоткам с восемью различными типами боковых прокладок в пазу. Выяснилось,

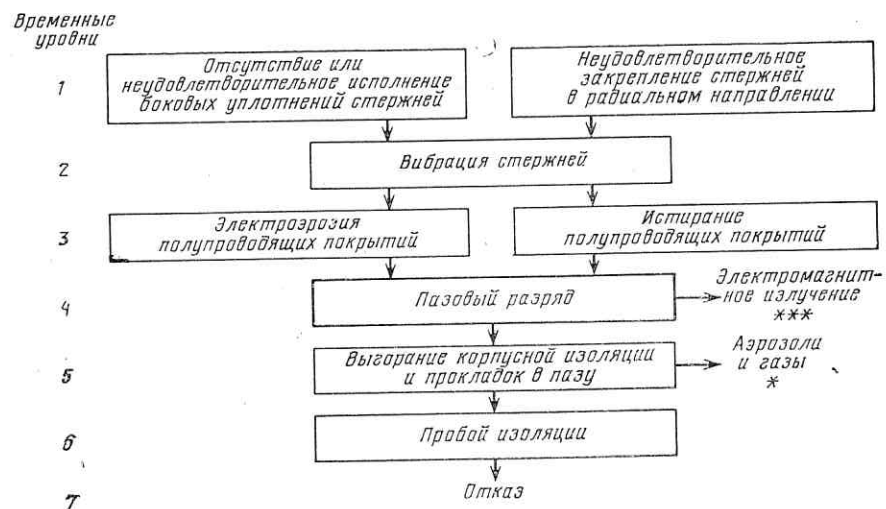


Рис. 3.5. Схема развития пазового разряда в обмотке статора (обозначения см. на рис. 1.2)

что наилучшие результаты дают прокладки из полупроводящего эластомера (на базе силиконовой резины) и из миканита, наихудшие результаты были получены для случаев отсутствия боковых прокладок и применения жестких полупроводящих коробочек. Не было данных по применению полупроводящих волнистых прокладок, принятых в качестве основной системы боковых уплотнений в СССР. Практика отечественной энергетики показала, что не было случаев пазовых разрядов в генераторах, в которых было применено такое уплотнение.

3.4. ДЕФЕКТЫ ИЗОЛЯЦИИ, ВЫЗВАННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЕМ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

На изоляцию гидрогенераторов действуют в основном следующие вещества из окружающей среды: кислород воздуха; влага, содержащаяся в воздухе или попадающая в изоляцию в виде жидкости (из-за течей в системе водяного охлаждения, из-за течей или отпотевания газоохладителей, из-за попадания влаги извне, например, при действии устройства пожаротушения, при небрежном хранении статора и т. п.); масло, попадающее из систем смазки подшипников и из тормозной системы; пыль от тормозов.

Действие на изоляцию крупных металлических частиц и предметов, попавших в генератор извне или выпавших из различных его узлов, с некоторой условностью также может быть отнесено к действию окружающей среды. Последствия попадания таких предметов рассмотрены в § 4.6; в данном параграфе действие их на изоляцию не рассматривается, поскольку механизм такого действия весьма несложен.

Действие кислорода воздуха обуславливает в первую очередь возникновение агрессивных химических соединений при ионизации воздуха в зазорах под микалентной компаундированной изоляцией (см. § 3.3). Кроме того, скорость электрического и теплового старения корпусной изоляции существенно зависит от содержания кислорода в окружающем ее газе. Так, по данным опытов, проведенных в США [17], время пробоя терморезистивной изоляции, находящейся под действием повышенного напряжения, в водороде в 4 раза больше, чем в воздухе. Имеются некоторые данные по изоляционным материалам, свидетельствующие о неменьшем влиянии кислорода на сроки теплового старения. Практика эксплуатации показывает, что у турбогенераторов, в которых изоляция находится в среде водорода, лишь в единичных случаях наблюдались признаки ее теплового старения, в то время как для генераторов с воздушным охлаждением тепловое старение в той или иной степени характерно для большинства обмоток, длительно находившихся в работе.

Действие влаги на изоляцию в отличие от непрерывного действия кислорода воздуха происходит лишь в редких случаях. Во время нормальной работы изоляция гидрогенератора не увлажняется. Мощные гидрогенераторы имеют замкнутую систему вентиляции, при которой охлаждающий воздух, как правило, имеет более высокую температуру и соответственно более низкую относительную влажность, чем внешний воздух. Даже при наличии значительных подсосов внешнего воздуха нет опасности увлажнения изоляции во время работы: переход влаги

от холодного воздуха к разогретой изоляции весьма затруднен. Для соблюдения этого условия в генераторах с водяным охлаждением обмотки необходимо, чтобы температура охлаждающей воды была выше температуры точки росы воздуха.

Увлажнение изоляции при работе машины возможно лишь при попадании воды на обмотку (например, в случае течи газоохладителей, их отпотевания с уносом капель воды охлаждающим газом и т. п.). Увлажнение изоляции от действия влажного воздуха возможно только тогда, когда машина не работает (во время транспортировки, монтажа, длительного ремонта и т. п.). При этом разные части изоляции увлажняются по-разному в зависимости от материала, из которого они сделаны.

Современная терморезистивная изоляция всех видов, не имеющая дефектов, не подвержена объемному увлажнению: в ней при правильном ее изготовлении мало пор, проникая в которые влага могла бы снизить ее электрическую прочность (как это происходит, например, в бумаге и картоне), а терморезистивные компаунды малогигроскопичны, и процесс их увлажнения идет весьма медленно.

Значительно более интенсивно идет процесс поверхностного увлажнения, однако такое увлажнение легко устраняется подсушкой изоляции на воздухе даже без нагрева.

В качестве примера могут быть приведены данные по испытаниям макетов якорной обмотки тяговых двигателей с изоляцией монолит-2 толщиной 1 мм [49] в воде; сопротивление их изоляции за 30 сут практически не изменилось. При выдержке макетов во влажном воздухе оно резко снизилось за счет конденсации влаги на выводных концах после извлечения макетов из гигростата, при выдержке же их в комнатных условиях в течение 1 ч сопротивление изоляции их возросло в 25 раз.

Макеты были подвергнуты 10 циклам испытаний, каждый из которых состоял из теплового старения при 200 °С в течение 7 сут, выдержки в камере в течение 7 ч при 50—60 °С, выдержки в среде с относительной влажностью $97 \pm 3\%$ в течение 3 сут и испытания напряжением 4,2 кВ в течение 1 мин. Пробивное напряжение изоляции после этих циклических испытаний и последующей выдержки макетов в течение 10 сут в среде с относительной влажностью $97 \pm 3\%$ составляло 92—95% исходного значения, определенного на макетах, не подвергавшихся испытаниям. Только при наличии дефектов увлажнение может существенно сказаться на пробивном напряжении изоляции, о чем более подробно будет сказано ниже. Такими дефектами могут быть трещины, образовавшиеся при укладке стержней и подгонке головок из-за неправильной формы лобовых частей или нарушения технологии укладки. Другим дефектом может явиться недостаточная пропитка изоляции и плетеного стержня терморезистивным компаундом.

Непрерывная компаундированная изоляция, не имеющая дефектов, также практически не подвержена объемному увлажнению ни под действием обычной влаги воздуха, ни при кратковременном смачивании водой: пропитка компаундом хотя бы внешних слоев изоляции делает ее малогигроскопичной. У такой изоляции, как и у терморезистивной, возможно главным образом поверхностное увлажнение. Не-

которое проникновение влаги в толщу изоляции возможно в основном вдоль слоев слюды (с концов стержня, если концы не изолированы). Заметным такое увлажнение становится лишь после многомесячной выдержки изоляции в воздухе с влажностью, близкой к 100%.

При погружении микалентной компаундированной изоляции в воду на сравнительно длительные сроки (несколько суток и более) возможно уже заметное объемное увлажнение ее. Еще более существенное увлажнение возможно при проникновении воды в полости между токоведущей частью стержня и изоляцией, наличие которых особенно характерно для изоляции, длительно бывшей в эксплуатации.

Следует отметить, что при длительном приложении напряжения снижение пробивного напряжения увлажненной изоляции получается более значительным, чем при кратковременном испытании. Так, по данным опытов, проведенных в 50-х годах [17], для стержней, увлажнявшихся в воде в течение 30 сут, снижение среднего пробивного напряжения при плавном подъеме испытательного напряжения составляет 30%, а при подъеме ступенями по 2 кВ с выдержкой 1 мин на каждой ступени — 56%.

Длительное погружение изоляции в воду — явление весьма редкое в практике эксплуатации электрических машин. В обычных же условиях увлажнения компаундированная изоляция ведет себя как весьма малогигроскопичный материал. Однако у этой изоляции возможно значительное поверхностное увлажнение за счет увлажнения покровной ленты. Сильное поверхностное увлажнение изоляции и особенно покровной ленты, казалось бы, не связанное с пробивным напряжением, может явиться причиной пробоя стержней генераторов при их испытаниях до укладки: при таком увлажнении может происходить существенное увеличение токов, текущих по поверхности лобовых частей, и поскольку при испытаниях применяются относительно высокие испытательные напряжения, то возможен значительный местный перегрев отдельных участков изоляции, приводящий к пробоям ее.

Совершенно не влагостойкими являются волокнистые материалы, ранее применявшиеся в системе креплений лобовых частей: дерево, картон, льняной или пеньковый шнур. Влага проникает в толщу таких материалов, заполняя многочисленные поры. Покрытие или пропитка лаком гигроскопичных материалов не делает их влагостойкими, а лишь замедляет процесс увлажнения, так как в лаке в отличие от компаунда всегда имеются поры, образующиеся при улетучивании растворителя. Однако это замедление играет существенную роль, предохраняя изоляцию от увлажнения при не слишком длительных воздействиях влажного воздуха.

В современных крупных генераторах вместо гигроскопичных волокнистых материалов применяются стеклопластики (главным образом для прокладок), стеклотекстолиты (для деталей крепления), лавсановый шнур, пропитанный эпоксидным лаком, и другие материалы, обладающие существенно более высокой влагостойкостью. Все же и в таких генераторах не исключается поверхностное увлажнение деталей крепления лобовых частей в случае попадания воды или длительного пребывания в насыщенном влагой воздухе.

В период эксплуатации изоляция электрических машин редко подвергается воздействию воздуха влажностью около 100%. Так, при нахождении машины в капитальном ремонте изоляция соприкасается с воздухом машинного зала и нижерасположенных помещений. Этот воздух обычно имеет невысокую относительную влажность, поскольку он подогревается соседними работающими машинами.

При ремонтах с выемкой роторов генератора и турбины на изоляцию может (хотя и не во всех случаях) действовать влажный воздух, поступающий из камеры турбины. Однако и в этих редких случаях время воздействия, определяемое продолжительностью ремонта, сравнительно невелико. Обычно при этом возможно лишь поверхностное, легко устранимое увлажнение. Оно снимается, в частности, вентиляцией генератора во время его работы на холостом ходу и в режиме короткого замыкания при различных проверках перед включением.

В значительно худших условиях могут быть вновь устанавливаемые машины, так как сегменты с уложенной обмоткой, стержни для стыковой зоны и различные детали крепления не всегда можно предохранить от действия влажного воздуха во время перевозки, складского хранения и монтажа. Но и в этом случае трудно ожидать при перевозке в обычных для большей части СССР климатических зонах длительного воздействия воздуха влажностью, близкой к 100%. При нормально выполняемом монтаже машины, когда исключено непосредственное попадание воды на обмотку, возможны лишь кратковременные воздействия на изоляцию насыщенного влагой воздуха, за исключением случаев, когда машина монтируется в каких-либо особенно неблагоприятных климатических условиях. Неизбежно попадание влаги на изоляцию при пайке головок стыковой зоны, когда прилегающие к пайке участки лобовых частей обкладываются мокрой асбестовой массой. Однако после снятия асбестовой массы до изолировки головок изоляция обычно успевает высохнуть, чему способствует разогрев лобовых частей и массы во время пайки. Таким образом, и для вновь устанавливаемых генераторов при нормальных условиях перевозки, хранения и монтажа характерным является неглубокое, легко устранимое вентиляцией увлажнение изоляции.

Конечно, бывают случаи, когда не удается избежать опасного увлажнения изоляции: при длительном действии воды или весьма влажного воздуха изоляция может настолько увлажниться, что станет возможным пробой относительно маловлагостойких частей изоляции с перекрытием по поверхности негигроскопичных ее частей. Так, при попадании на обмотку больших количеств воды (например, при тушении пожара, при затоплении и т. п.) возможно интенсивное увлажнение изоляции (объемное для гигроскопичных ее частей, увлажнение поверхностного слоя — для негигроскопичной изоляции стержней). Особенно опасно такое увлажнение для гидрогенераторов со стержневой обмоткой, так как в изоляции головок в нижней части статора (в миканитовых «коробочках») может скапливаться вода. Изоляция головок, применяемая при микалентной компаундированной изоляции обмотки, вообще существенно менее влагостойка, чем изоляция стержня.

В результате могут образоваться условия для перекрытия между увлажненными головками соседних стержней, принадлежащих разным фазам. Пути перекрытия сравнительно коротки, поскольку часто вблизи головок располагается дистанционная прокладка, также подверженная увлажнению, особенно если она выполняется из дерева. Однако на сопротивлении изоляции это может не от-

разиться, поскольку между увлажненными зонами могут быть короткие участки с высоким сопротивлением изоляции (воздушные зазоры, сравнительно мало увлажнившиеся участки изоляции и т. п.).

Известно несколько случаев перекрытия при испытаниях между головками стержней у гидрогенераторов, в которые попала вода во время хранения сегментов статора или тушения пожара водой во время эксплуатации. Были случаи аналогичного повреждения у гидрогенераторов при подъеме на них напряжения после затопления генератора.

Весьма опасным является продолжительное (в течение нескольких суток и более) увлажнение изоляции водой во время работы машины. Такое увлажнение возможно при течи газоохладителей, элементов системы водяного охлаждения обмотки и т. п. (рис. 3.6). Возможно оно также при течи в маслоохладителе системы смазки, если давление охлаждающей воды выше давления масла. В этом случае вода, попадающая в масло, может вместе с ним попасть на лобовые части обмотки. Во всех этих случаях еще в большей степени, чем при остановленном генераторе, затруднено проникновение влаги в толщу изоляции стержней, поскольку при наличии под изоляцией нагретого проводника тепловой поток в изоляции направлен навстречу движению влаги. Од-

нако мощная вентиляция, имеющаяся при работе машины и обычно быстро ликвидирующая поверхностное увлажнение, не в состоянии воспрепятствовать попаданию воды на поверхность изоляции стержней и частичному увлажнению различных деталей крепления лобовых частей, выполненных из гигроскопичных материалов, особенно, если они недостаточно покрыты лаком; не исключается также возможность увлажнения изоляции головок стержней в ряде конструкций их.

В результате сочетания такого непрекращающегося увлажнения и действия напряжения может произойти обугливание поверхности ряда деталей, расположенных в лобовых частях, или появление науглероженных дорожек. Такие случаи бывали на гидрогенераторах, но наиболее характерным является случай попадания воды в турбогенератор 100 МВт из-за течи сливной трубы газоохладителя. После обнаружения течи через 3 сут генератор был остановлен, сопротивление изоляции обмотки статора было равно 0,5 МОм. Была произведена сушка изоляции горячим воздухом без снятия торцевых щитов, после которой обмотка была испытана напряжением частотой 50 Гц, равным номинальному напряжению, и генератор включен в работу без осмотра и испытания выпрямленным напряжением. Приблизительно через месяц произошло междуфазное замыкание в обмотке, вызванное обугливанием изоляции в лобовых частях. Такое обугливание объясняется главным образом длительным протеканием возросших емкостных токов по увлажненной поверхности упомянутых деталей. Возрастание емкостных токов при поверхностном увлажнении изоляции объясняется резким снижением поверхностного сопротивления как стержней (из-за чего уменьшается сопротивление пути емкостных токов, притекающих к данной точке по поверхности изоляции стержня с различных участков его длины), так и самих деталей, разделяющих стержни разных фаз (из-за чего уменьшается сопротивление остальной части пути емкостных токов, и, кроме того, эти токи концентрируются только на увлажненных деталях). При сильном увлажнении головок возрастают также токи проводимости, протекающие между головками различных фаз и на корпус через те же детали крепления лобовых частей. Все это свидетельствует о необходимости оценки степени увлажнения изоляции в тех случаях, когда изоляция могла подвергаться интенсивному увлажнению — после попадания воды, после хранения в недостаточно плотной упаковке, не исключающей попадания воды, и т. п.

В настоящее время установлен следующий порядок решения вопроса о возможности включения крупных электрических машин (генераторов, синхронных компенсаторов) без сушки:

- а) после капитального ремонта все указанные машины включаются без сушки;
- б) вновь вводимые машины включаются без сушки после соответствующих испытаний повышенным выпрямленным и переменным напряжением, если измерения показывают, что изоляция не имеет чрезмерного увлажнения (см. § 4.3);
- в) находящиеся в эксплуатации машины, в которые попала вода, могут быть включены без сушки лишь в случае, когда измерения токов утечки и других характеристик изоляции покажут, что не произошло существенного увлажнения ее.

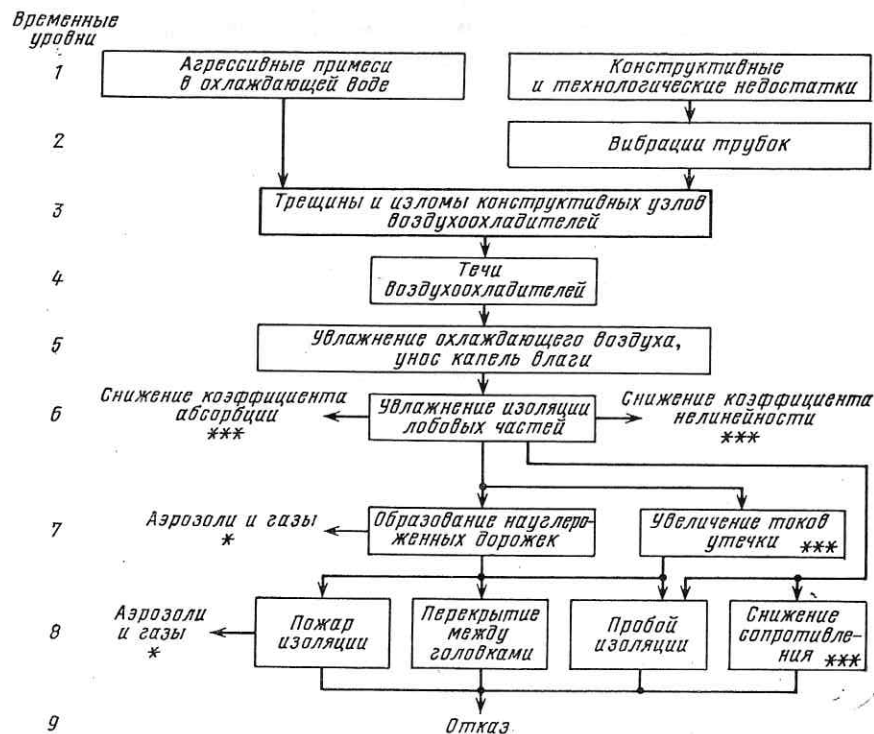


Рис. 3.6. Схема развития течи газоохладителей (обозначения см. на рис. 1.2)

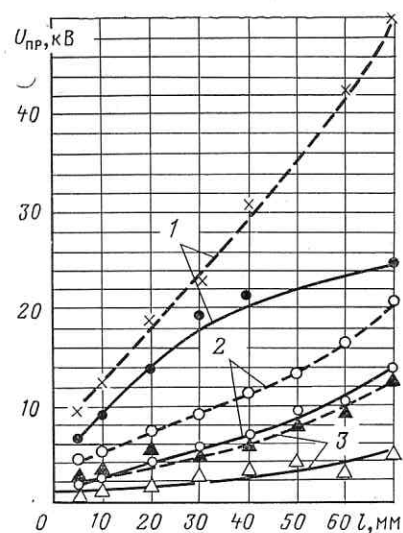


Рис. 3.7. Зависимость пробивного напряжения от расстояния до места повреждения (прокола) изоляции:

1 — изоляция чистая сухая; 2 — увлажненная; 3 — загрязненная; — испытание переменным напряжением; - - - испытание выпрямленным напряжением

Включению должно предшествовать испытание изоляции напряжением промышленной частоты; до и после этого испытания должен быть произведен осмотр лобовых частей, особенно изоляции головок, ближайших к головкам дистанционных прокладок, шнуровых бандажей и других деталей крепления для поиска на них следов прохождения тока («дорожек») и обугливания.

Если для изоляции, не имеющей дефектов, увлажнение сравнительно

редко ведет к снижению пробивного напряжения, то для изоляции с местными дефектами даже небольшое увлажнение может существенно снизить пробивное напряжение. Объясняется это тем, что влага создает полупроводящие каналы в местах разрывов изоляции (или в пустотах) и все напряжение оказывается приложенным только к неразрушенному слою изоляции. Кроме того, при увлажнении изменяется распределение напряжений вдоль увлажненной поверхности лобовых частей, что способствует пробоем дефектных мест, расположенных в лобовых частях.

О существенном понижении пробивного напряжения дефектной изоляции при ее увлажнении свидетельствует, в частности, следующий пример. Для секций электродвигателей с проколом изоляции определялось соотношение между расстоянием от электрода до места прокола и пробивным напряжением (рис. 3.7). Было выяснено, например, что при расстоянии до места прокола, равном 30 мм, увлажнение поверхности изоляции снижает пробивное напряжение в 3,4 раза.

Поскольку безопасное для нормальной изоляции увлажнение существенно снижает пробивное напряжение дефектной изоляции, очевидно, что испытание увлажненной изоляции является эффективным средством выявления дефектов в ней. По этим соображениям желательно изоляцию вновь вводимых машин испытывать до сушки, если только не было попадания больших количеств воды или иных чрезвычайных обстоятельств. Помимо большей эффективности в выявлении дефектов, при этом удастся выявить дефект на более ранней стадии монтажа и своевременно устранить его, не задерживая ввода машины в эксплуатацию. Только в случае очень сильного увлажнения изоляции, когда токи утечки настолько велики, что могут вызвать тление изоляции, испытание повышенным напряжением откладывается до окончания сушки машины (см. § 4.3).

Для машин, включаемых без сушки, испытание достаточно высоким напряжением является также совершенно необходимой мерой предосторожности: у увлажненной изоляции, как указывалось, пробивное напряжение по мере увеличения времени воздействия напряжения существенно снижается, поэтому одноминутное испытательное напряжение должно быть во всяком случае выше линейного, при котором работает междуфазная изоляция. Несоблюдение этого положения может иметь серьезные последствия.

Особым случаем является увлажнение изоляции стержня из-за течи полого проводника в гидрогенераторе с водяным охлаждением обмотки. Поскольку давление воды во всех элементах обмотки выше атмосферного, то при течи проводника в стержне вода проникает в изоляцию под давлением, заполняя всевозможные, даже самые мелкие пустоты под изоляцией и в толще ее (в большинстве своем — продольные щели между слоями). Процесс такого увлажнения длится до тех пор, пока зона увлажнения, продвигаясь вдоль стержня и поперек изоляции, не дойдет до участка, прилегающего к активной стали или полупроводящему покрытию. При этом происходит пробой из зоны течи проводника на активную сталь или полупроводящее покрытие. Канал пробоя может иметь значительную длину (сотни миллиметров), особенно в микалентной компаундированной изоляции, содержащей много продольных щелей. Признаками такого увлажнения являются необычная длина и форма канала пробоя, в редких случаях — наличие капель воды в толще изоляции; в микалентной изоляции, кроме того, наблюдается размокание бумажной подложки (она становится волокнистой, похожей на шерсть). Существует способ инструментального контроля такого увлажнения изоляции [50]. Но он применим только во время капитального ремонта и может выявить увлажнение, начавшееся ранее и не завершившееся пробоем к моменту вывода генератора в ремонт.

Действие масла на изоляцию происходит далеко не во всех гидрогенераторах: обычно оно вызывается дефектами системы смазки подшипника или тормозной системы. Термореактивные компаунды после их полимеризации практически нерастворимы, поэтому на термореактивную изоляцию масло не действует; современные материалы, применяемые для крепления обмотки (стеклопластики, стеклотекстолиты, препреги, шнуры), также не подвержены действию масла; опасность для всех этих материалов может представлять лишь растворенная в масле влага. Нерастворимы в масле также лаки, которыми покрыты листы активной стали. Полупроводящие покрытия, как правило (хотя и не во всех случаях), выполняются на базе достаточно маслостойких лаков. Только заполнение головок обмотки в генераторах с водяным охлаждением может выполняться немаслостойким, но головки обычно закрываются стеклопластиковой «коробочкой». Таким образом, основные узлы современной изоляционной конструкции обычно нерастворимы в масле. Для такой конструкции опасность представляет главным образом косвенное действие масла: увлажнение из-за попавшей в масло воды и усиление загрязнения лобовых частей из-за налипания пыли на покрытую маслом поверхность.

Для компаундированной микалентной изоляции попадание масла может иметь серьезные последствия: связующие вещества этой изоляции — масляно-битумные лаки и битумный компаунд — растворимы

в масле. С целью защиты такой изоляции от действия масла лобовые части стержней покрывают маслостойкой эмалью еще на стадии изготовления последних. Такое покрытие существенно замедляет процесс разрушения изоляции маслом, но не в состоянии исключить этот процесс полностью.

Следует различать два случая попадания масла на лобовые части: однократное или весьма редкое повторяющееся попадание больших количеств масла (например, во время первого пуска генератора) и систематическое попадание небольших количеств масла во время эксплуатации. Первый случай обычно менее опасен для изоляции: во-первых, на поверхности изоляции лобовых частей может удержаться сравнительно небольшое количество масла, остальное масло с них стекает и не участвует в дальнейшем процессе растворения связующего изоляции; во-вторых, попадание большого количества масла не остается незамеченным, после этого обычно масло удаляют, вытирая лобовые части и другие доступные узлы. Наличие маслостойкой эмали при этом играет существенную роль, препятствуя впитыванию масла в изоляцию в период его попадания на лобовые части. Второй случай более опасен для изоляции: проникновение масла в изоляцию происходит непрерывно из-за непрерывного попадания масла на поверхность лобовых частей. Масло попадает в изоляцию через трещины и места других повреждений эмали, образующихся от незначительных взаимных перемещений лобовых частей и деталей крепления их из-за вибрации, а также через места истираний эмали и особенно самой изоляции деталями крепления. Кроме того, проникновение масла, как и проникновение воды, можно лишь существенно замедлить, но не предотвратить путем покрытия изоляции маслостойкой эмалью: в ее пленке неизбежно имеются микротрещины и поры, через которые масло постепенно в небольших количествах проникает в изоляцию.

В Институте энергетики ПНР проводилось исследование действия турбинного масла на микалентную компаундированную изоляцию толщиной 4 мм стержня генератора [51]. Исследования проводились с помощью консистометра, в качестве критерия действия масла была выбрана деформация, определяемая по глубине вдавливания стального цилиндра с площадью основания 1 см^2 при действии силы 150 Н. На основании всех проведенных исследований были сделаны выводы, что ухудшение свойств изоляции под действием масла зависит от количества попадающего на нее масла и от времени его действия и мало зависит от температуры и что даже небольшие повреждения эмали и особенно верхних слоев изоляции приводят к глубокому проникновению масла в изоляцию. Не существует способов инструментального контроля процесса проникновения масла в толщу изоляции, признаки такого попадания обнаруживаются только при осмотре.

В начальной стадии процесса масло имеется только на поверхности изоляции, стекает каплями с головок обмотки. В дальнейшем близ краев шнуровых бандажей, дистанционных прокладок, участков прилегания изоляции к бандажным кольцам и других мест, где возникают трещины в эмали, появляются темные потеки растворенного в масле лака, которым пропитана покровная лента. Если происходит истирание изоляции, то такие потеки особенно интенсивны у краев участков истирания; часто в этих местах появляются черные пластичные наплывы — видимо, результат выдавливания из изоляции смеси масла с компа-

ундом. По мере распространения масла под эмалью в покровной ленте и в наружных слоях изоляции теряется адгезия между этой лентой и слоем эмали, в результате чего эмаль на некоторых участках отстает от ленты и местами осыпается. В дальнейшем все большее число слоев изоляции пропитывается маслом; она становится податливой, при нажатии из нее сочится масло.

Действие пыли является практически неизбежным для гидрогенераторов, поскольку корпуса их негерметичны и в системе вентиляции неизбежны подсосы внешнего воздуха. Существенное запыление обмоток характерно для начального периода эксплуатации генератора, пока на ГЭС еще не закончены строительные работы. Пыль, как и поверхностное увлажнение, снижает напряжение перекрытия между различными токоведущими частями генератора, особенно между соседними головками, принадлежащими разным фазам. Однако при умеренном запылении плохо проводящей пылью снижение это при отсутствии дефектов незначительно. Важно, чтобы перед профилактическими испытаниями изоляции эту пыль не стирали, дабы условия испытаний соответствовали условиям, в которых изоляции предстоит работать (см. § 4.2). При наличии масла толщина слоя пыли, удерживаемого на поверхности изоляции, существенно увеличивается. В этом случае при особо неблагоприятных условиях (например, при полупроводящей пыли) снижение напряжения перекрытия может стать существенным. Кроме того, слой пыли может повлиять на работу полупроводящих покрытий в лобовых частях обмотки. В этом случае после устранения причины попадания масла обмотку следует очистить.

Реальную опасность представляет сильное запыление продуктом истирания фрикционных материалов тормозных колодок. В состав этих материалов обычно входит асбест (вещество полупроводящее), в ряде случаев — металлы.

3.5. ДЕФЕКТЫ ИЗОЛЯЦИИ, ВЫЗВАННЫЕ МЕХАНИЧЕСКИМИ ВОЗДЕЙСТВИЯМИ

Механическим воздействиям изоляция подвергается как во время изготовления и ремонта генератора, так и во время эксплуатации его. Механические воздействия приводят к возникновению в изоляции деформаций растяжения, сжатия, изгиба, смятия, кручения, а также к трению поверхности стержней о прилегающие к ним детали. При неблагоприятных обстоятельствах это приводит к появлению дефектов изоляции в виде трещин, складок, расслоения и местного уменьшения толщины. При изготовлении и ремонте генератора возможны однократные воздействия, повторяющиеся с небольшим числом циклов изменения нагрузки (например, колебания стержня при его переноске), при которых не возникает опасность усталостного повреждения изоляции.

Для терморезистивной изоляции эти воздействия начинаются с процесса термообработки, если она производится в пресс-формах. При этом возможно образование складок с изломом слюдосодержащего слоя, а также передавливание изоляции, особенно близ уголка.

Во время переноски на заводе или на месте ремонта стержень под действием собственного веса и усилий, прилагаемых для его подъема, изгибается, колеблется, и в результате в изоляции могут возникнуть опасные напряжения изгиба. Механические перегрузки могут возникать также при неправильном хранении стержней. Опасной для изоляции технологической операцией является укладка стержней в пазы статора. Стержень закладывается в верхнюю часть паза, затем опускается (осаживается) в пазу на нужную глубину ударами молотка через длинные неметаллические прокладки. При укладке стержень осаживается неравномерно по длине, в результате чего он в большей или меньшей степени изгибается; из-за этого могут происходить изломы изоляции. Чтобы уменьшить опасность повреждения при укладке, стержни с компаундированной изоляцией перед укладкой нагревают, изоляция размягчается и становится менее подверженной изломам.

Стержни с терморепаративной изоляцией, как указано в § 3.1, изготавливают меньшей ширины, чем паз. Благодаря этому терморепаративная изоляция практически не повреждается при укладке, так как стержни обычно входят в пазы и осаживаются без затруднений. Исключения могут быть при замене стержней с компаундированной изоляцией стержнями с терморепаративной изоляцией во время ремонта генератора. В этом случае новые стержни по форме лобовых частей могут не полностью соответствовать ранее применявшимся, в результате чего стержень может опереться на детали крепления (кронштейн, бандажные кольца), тогда как его пазовая часть еще не будет лежать на дне паза. Если это останется незамеченным и на дно паза не будут уложены дополнительные прокладки, то при осадке пазовой части может произойти излом стержня. Опасным является также нахлест прокладок на дне паза, между стержнями или под клином из-за случайного сдвига этих прокладок. В месте нахлеста из-за образовавшегося местного утолщения выкладки резко возрастает давление на изоляцию при заклиновке и при работе генератора, в результате чего возможно повреждение изоляции. В этом случае вблизи места пробоя могут остаться следы края сдвинувшейся прокладки. Существенным механическим нагрузкам подвергается при укладке стержней изоляция мест выхода из паза.

При изготовлении стержней с микалентной компаундированной изоляцией всегда возможны некоторые отклонения формы лобовых частей от расчетной. Эти отклонения приводят к увеличению промежутков между стержнями в ряде мест корзинки лобовых частей. В результате при укладке последних стержней ряда обнаруживается недостаток места для лобовых частей, из-за чего приходится прибегать к смещению уже уложенных лобовых частей и к выгибанию лобовых частей последних укладываемых стержней с таким расчетом, чтобы они разместились в оставшемся для них пространстве. Ряд стержней приходится подгибать так, чтобы они плотно прилегали к бандажным кольцам. При всех этих операциях, во-первых, возможно повреждение изоляции лобовых частей инструментом, с помощью которого производится подгибание; во-вторых, могут возникнуть значительные напряжения изгиба изоляции в местах выхода из паза: поскольку стержень зашпунтован в пазу, то при перемещении лобовых частей в местах выхода из паза возникает значительный изгибающий момент.

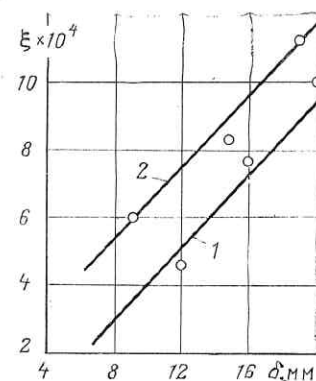


Рис. 3.8. Зависимость относительной деформации ξ поверхности терморепаративной изоляции на выходе стержня из паза от отклонения наконечника в тангенциальном направлении δ для гидрогенератора [52]:
1 — загиб; 2 — разгиб

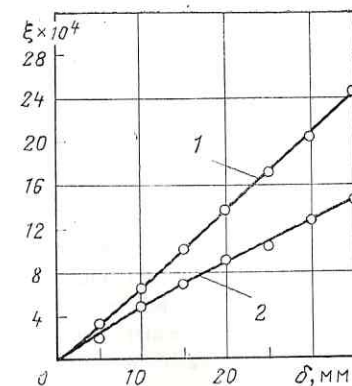


Рис. 3.9. Зависимость относительной деформации ξ изоляции монолит на выходе стержня из паза 1 и в месте первого изгиба (на уголке) 2 от тангенциального смещения наконечников δ [53]

При изготовлении стержней с терморепаративной изоляцией допуски на отклонения формы лобовых частей от расчетной значительно меньше, чем у стержней с компаундированной изоляцией, поэтому отпадает ряд операций по подгонке лобовых частей по месту. Но вместе с тем изоляция эта намного более хрупкая, чем компаундированная, и ее нельзя размягчить нагревом, хотя и можно несколько уменьшить хрупкость; поэтому нагрев иногда применяется при ремонтах. Даже при незначительной деформации терморепаративной изоляции возможно ее повреждение. Вместе с тем некоторые деформации изоляции неизбежны в процессе укладки обмотки, особенно при совмещении наконечников верхнего и нижнего стержней перед пайкой головок.

На рис. 3.8 приведена зависимость [52] деформации изгиба терморепаративной изоляции на выходе из паза от отклонения наконечника в тангенциальном направлении для стержня крупного гидрогенератора. Предварительными опытами на макетах было установлено, что при статической деформации $2 \cdot 10^{-3}$ отн. ед. длительная электрическая прочность терморепаративной изоляции снижается в среднем в 3 раза; с учетом дополнительных опытов деформации свыше $1 \cdot 10^{-3}$ отн. ед. признаны недопустимыми. Как видно из рис. 3.8, отклонение наконечника данного стержня более чем на 16 мм вызывает деформацию изоляции на выходе из паза, превышающую $1 \cdot 10^{-3}$ отн. ед. Поэтому отклонение наконечников было рекомендовано ограничить 10 мм.

Идентичные выводы были получены при опытах на натурном макете статора гидрогенератора мощностью 300 МВт на напряжение 15,75 кВ [53], а именно: ограничить смещение наконечников в тангенциальном направлении до 8 мм, в радиальном — до 12 мм с тем, чтобы максимальные деформации изоляции на выходе из паза и на уголке не превосходили $5 \cdot 10^{-4}$ отн. ед. (рис. 3.9). Это значение обосновывается необходимостью снижения деформации по срав-

нейию с $1 \cdot 10^{-3}$ отн. ед. для создания запаса, так как в эксплуатации будут одновременно со статическими действовать дополнительно динамические нагрузки.

В [54] было показано, что статическая деформация, накладываясь на знакопеременную, возникающую при вибрации стержня во время эксплуатации генератора, может существенно отразиться на долговечности изоляции. К этому следует добавить, что участки изоляции, не только несущие повышенные статические нагрузки, но уже механически поврежденные, подвержены ускоренному старению под действием обычных в эксплуатации механических нагрузок. В результате изоляция, поврежденная при изготовлении или ремонте генератора и выдержавшая все полагающиеся испытания повышенным напряжением, может после некоторого периода эксплуатации оказаться пробитой в работе или при профилактических испытаниях. Такие случаи хотя и редки, но все же бывают в практике эксплуатации.

При укладке обмотки во время изготовления и особенно ремонта генератора могут быть недопустимые деформации не только изоляции, но и меди, ведущие к ускорению ее усталости в работе, излому элементарных проводников и в конечном счете к повреждению изоляции.

Термомеханические воздействия возникают при тепловых циклах (нагревании и охлаждении обмотки) в основном из-за разницы в температурах и коэффициентах линейного расширения меди, активной стали и изоляции, а также наличия значительного трения между поверхностью стержня и стенками паза. При изменении тока в обмотке, изменении температуры и, следовательно, длины токоведущей части стержня в изоляции возникают напряжения растяжения или сжатия. Согласно [55] при терморезактивной изоляции и уплотнении стержня в пазу боковыми пружинящими прокладками смещения меди и изоляции относительно стали сердечника практически одинаковы, т. е. изоляция не смещается относительно токоведущего стержня, а образует с ним комплекс с некоторым общим коэффициентом линейного расширения.

При этих условиях и отсутствии закрепления стержня в лобовой части напряжения в изоляции определяются в основном превышением температуры меди над средней температурой изоляции к концу нагрева; от длины стержня эти напряжения не зависят.

Расчет, проведенный для стержня крупного гидрогенератора [55], показал: при изменении температуры меди на 80°C и температуры изоляции на 30°C напряжения в изоляции достигают 20,6 МПа, что существенно меньше предела ее прочности (40—80 МПа). При большом числе циклов нагрева и охлаждения такие знакопеременные напряжения могут повлиять на долговечность изоляции. Это подтвердили опыты на пазовой модели обмотки статора, выполненной на базе сегмента статора гидрогенератора мощностью 200 МВт с длиной активной стали 175 см [56]. Стержни нагревали током, охлаждали водой через полые проводники. Длительность цикла нагрева и охлаждения составляла 20—30 мин, в том числе нагрева 15—20 мин. Для стержней верхнего слоя модели разность между начальной и конечной температурами в цикле достигала $70\text{—}85^\circ\text{C}$. Одновременно к изоляции прикладывалось напряжение 9 кВ частоты 2400 Гц, равное фазному напряжению генератора, но с ускорением электрического старения в 48 раз.

Параллельно с основной группой стержней испытывалась контрольная группа, которая подвергалась только электрическому старению — 9 кВ частоты 2400 Гц — вне модели. Длительность электрического старения основной и контрольной групп составляла 138 000 ч (в пересчете на частоту 50 Гц). За это время стержни основной группы были подвергнуты 6700 температурным циклам. За все время испытаний не было ни одного пробоя приложенным напряжением 9 кВ.

По окончании испытаний все стержни основной и контрольной группы были пробиты при ступенчатом повышении напряжения промышленной частоты со скоростью 1 кВ/ч. Было установлено, что у всех испытуемых стержней произошло существенное снижение длительной электрической прочности по сравнению со стержнями контрольной партии. Для пазовой части стержней верхнего слоя длительная электрическая прочность составляла всего 53% значения, полученного для стержней контрольной партии. Предполагается, что причиной снижения электрической прочности явилось образование микротрещин на ребрах стержня, где в подавляющем большинстве случаев происходили пробои. Основываясь на данных [56, 57], можно считать, что термомеханические напряжения при большом числе циклов нагрева и охлаждения существенно влияют на состояние терморезактивной изоляции и при неблагоприятных условиях, а также при недостаточно совершенной конструкции изоляции могут привести к выходу изоляции из строя.

Микалентная компаундированная изоляция более подвержена повреждению от термомеханических воздействий, чем терморезактивная. В [56] указывается, что среди механических воздействий напряжения в изоляции, вызванные циклами нагрева и охлаждения обмотки, являются наиболее опасными, хотя в практике энергосистем СССР пока не было случаев пробоя терморезактивной и микалентной компаундированной изоляции гидрогенераторов из-за действия термомеханических напряжений.

Другой причиной механических повреждений изоляции (наряду с тепловыми циклами) является действие на обмотку статора в процессе эксплуатации электродинамических и инерционных сил.

Электродинамические усилия на элемент обмотки статора пропорциональны квадрату тока. Вследствие этого действующие на обмотку электродинамические силы достигают наибольших значений при переходных режимах, при которых резко возрастают токи. Электродинамические силы возникают из-за взаимодействия протекающих в катушках (стержнях) обмотки статора токов между собой, а также с токами в обмотке ротора и в массивных металлических частях машины. Наибольших значений эти силы достигают в пазовой части обмотки и при этом превосходят такие же силы, действующие на лобовые части [58]. При работе генератора в сети и на холостом ходу с возбуждением, а также и при других установившихся режимах частота изменения электродинамических сил, действующих на стержни обмотки статора, составляет около 100 Гц. При переходных режимах возникает несинусоидальная сила, имеющая сплошной спектр частот из-за наличия аперидической составляющей. В начальной стадии переходного режима основная составляющая частоты равна приблизительно 50 Гц, и в дальнейшем по

мере исчезновения аperiodической составляющей остается частота около 100 Гц [58].

Инерционные силы возникают из-за вибрации активной стали статора под действием электромагнитных моментов, сил магнитного тяжения, механических сил неуравновешенности ротора агрегата и гидравлических сил. В зависимости от режима работы генератора инерционные силы содержат составляющие различных частот в интервале от 0 до 100 Гц и выше. Значения инерционных сил, действующих на обмотку статора, могут быть соизмеримы со значениями электродинамических сил [59].

В установленном режиме при протекании тока по стержню обмотки статора на этот стержень действует переменная радиальная электродинамическая сила, вызванная взаимодействием тока в стержне с тангенциально (поперек паза) направленным потоком рассеяния стержня. Эта сила направлена ко дну паза, если верхний и нижний стержни в пазу принадлежат одной фазе; если они принадлежат разным фазам, то в некоторые моменты времени сила направлена к клину. Кроме того, на стержень действует значительно меньшая тангенциальная пульсирующая сила (направленная поперек паза в сторону вращения ротора), вызванная взаимодействием тока в стержне и небольшой частью основного магнитного потока генератора, которая замыкается через паз статора (в радиальном направлении), минуя зубцы.

Под действием радиальных и тангенциальных сил колеблются свободные (незакрепленные) участки стержня, которые можно уподобить балке, закрепленной на двух опорах (опорами являются участки, где стержень зажат, т. е. отсутствует возможность его радиального перемещения).

Существование свободных участков стержня обусловлено наличием зазоров, вызванных непрямолинейностью стержня, усадкой изоляции, ослаблением заклиновки и т. п. Поскольку распределение зазоров по длине стержня является неопределенным, то длины свободных участков и их расположение по длине стержня являются также неопределенными. Соответственно этому амплитуды колебаний стержня, существенно зависящие от длины свободных участков его и от ряда других случайных факторов (в частности, силы трения о стенки паза), распределены по длине стержня случайным образом.

Наибольшей амплитуда колебаний будет для свободного участка такой длины, при которой его собственная частота колебаний совпадает с частотой возбуждающей силы, т. е. когда наступает резонанс. При этом вызванные колебаниями знакопеременные деформации меди и изоляции могут достигать недопустимых значений, особенно при недостаточном закреплении и больших зазорах.

При вибрации стержня деформации на поверхности изоляции превышают деформации в меди крайних проводников. Деформации можно считать пропорциональными расстоянию данной точки от оси стержня, перпендикулярной направлению его колебаний, поэтому разница в деформациях изоляции и меди существенна при колебаниях в тангенциальном направлении (в плоскости наименьшей жесткости), особенно при большой толщине изоляции, и менее значительна при колебаниях в радиальном направлении (в плоскости наибольшей жесткости).

Зависимость разрушающей деформации от числа циклов механической нагрузки для изоляции исследована меньше, чем для меди. Имеются лишь отдельные данные, полученные для разных видов изоляции при различных методиках испытаний. Как показывает опыт испытаний и немногочисленные случаи поврежденных генераторов из-за вибрации стержней в пазу, условия усталостного разрушения изоляции и меди, видимо, близки между собой [17].

Признаком усталостного повреждения терморезистивной изоляции является микротрещина, которая, как правило, видна только при рассматривании шлифа изоляции под микроскопом; лишь в редких случаях около трещины образуется видимая глазом область посветления изоляции.

При микалентной изоляции вследствие ее вязкости происходит демпфирование колебаний стержня, поэтому изломов элементарных проводников в пазу не зафиксировано даже при водяном охлаждении обмоток, когда распухание изоляции практически отсутствует и стержень имеет возможность перемещаться в пазу. Для предотвращения вибраций в пазу стержней с терморезистивной изоляцией применяется уплотнение стержней с помощью волнообразных пружинящих прокладок из полупроводящего стеклотекстолита. Эти прокладки, существенно усиливая трение между стенкой паза и стержнем, препятствуют радиальному перемещению последнего. Как показали исследования [60], такая система крепления стержня обеспечивает усилие трения, в 4 раза превосходящее электродинамические усилия на стержень в генераторах 200 МВт.

Следует отметить, что на вибрацию стержня в пазу существенное влияние оказывает температура из-за уменьшения жесткости изоляции: в опыте [60] было получено увеличение вибрации в 1,5—2,5 раза при повышении температуры стержня с микалентной компаундированной изоляцией с 20 до 105 °С. Внешним признаком наличия сильной вибрации в пазу может быть появление серой пыли в расточке статора от истирающейся покровной ленты; при выемке верхних стержней обнаруживаются следы истирания покровной ленты в виде сравнительно длинных участков побеления и утончения этой ленты.

Кроме последствий многократного изгиба из-за вибрации, к усталостным повреждениям изоляции в пазовой части могут быть отнесены действия многократных ударов у концов пазовой части стержня. Такие удары возникают, если между стержнем и стенкой паза имеются повышенные зазоры, а лобовые части плохо закреплены. При переходных процессах в цепи статора происходит существенное смещение лобовых частей, сопровождающееся изгибом стержня в пазу; конец пазовой части стержня также смещается и ударяется о стенку паза в месте расположения крайних пакетов активной стали. Удары происходят только при сравнительно больших амплитудах вибрации лобовых частей, поэтому при одних и тех же обстоятельствах число ударов меньше, чем число циклов изгиба. Однако оно все же достаточно для того, чтобы постепенно вызвать повреждение изоляции: истирание, расслоение, микротрещины. Как показали опыты [61], уже после 25—30 тыс. ударов может происходить заметное снижение пробивного напряжения компаундированной изоляции; последняя лучше противостоит ударам в холодном состоянии, чем в нагретом.

Вследствие неопределенности величины зазора между стержнем и стенкой паза удара подвержены не все, а лишь некоторые стержни обмотки. Действительно, если считать, что под воздействием электродинамических сил поворачивается вся корзинка лобовых частей относительно статора, и, следовательно, головки всех стержней смещаются одинаково, то стержни, уложенные в паз без зазора или с небольшим зазором, будут лишь изгибаться; стержни, уложенные с зазором, превышающим амплитуду их колебаний в месте выхода из паза, также не будут ударяться о стенки паза; остальные стержни будут подвержены ударам, действие которых будет зависеть от соотношения между амплитудой колебаний корзинки лобовых частей и размером зазора. Случаи повреждения изоляции из-за ударов наблюдались ранее в практике эксплуатации на гидрогенераторах с микалентной компаундированной изоляцией; на генераторах с терморезистивной изоляцией таких повреждений не отмечалось.

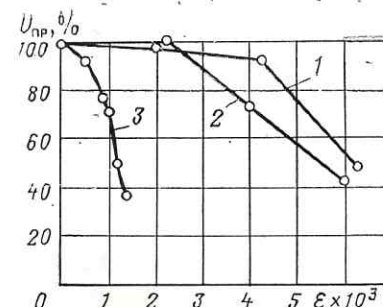
Все изложенное выше относилось к нормальной работе генератора в установившемся режиме и к переходным процессам в цепи статора со сравнительно небольшими токами (удаленные короткие замыкания, включения способом самосинхронизации и т. п.). При близких коротких замыканиях в сети, на которую работает генератор, на стержни могут действовать силы, существенно превышающие те, которые действуют на него в нормальной работе. Согласно ГОСТ 183-74 синхронные машины должны быть рассчитаны так, чтобы выдерживать симметричные и несимметричные внезапные короткие замыкания на выводах обмотки статора при номинальной нагрузке и напряжении, равном 105% номинального. На более тяжелые условия короткого замыкания генераторы не рассчитаны.

При несинхронном включении возбужденного генератора ток зависит от фазы включения и от реактивного сопротивления цепи, соединяющей генератор с системой; в этом случае при неблагоприятных соотношениях ток при включении может превышать ток короткого замыкания на выводах (в предельном случае — вдвое). Токи, существенно превышающие токи короткого замыкания на выводах, могут возникнуть также при внутренних междуфазных замыканиях в генераторе, поскольку из-за встречного направления токов в частях обмотки, расположенных по обе стороны от места повреждения, существенно снижается реактивное сопротивление генератора. При этом силы, действующие на стержни, могут быть во много раз больше, чем при трехфазном коротком замыкании на выводах.

Опасен случай междуфазного замыкания в обмотке вблизи выводов: в этом случае по стержням, находящимся между местом замыкания и выводами, протекает ток короткого замыкания системы, ограниченный только реактивным сопротивлением трансформатора. При встречном направлении токов короткого замыкания в стержнях, находящихся в одном пазу, сила отталкивания между ними может оказаться достаточной для разрушения клиньев и выброса стержня из паза. Но и не при столь серьезных последствиях внутреннего короткого замыкания не исключена возможность повреждения изоляции пазовой части стержней из-за ее чрезмерного сжатия действующими на стержни возросшими пульсирующими радиальными силами. Амплитуда силы сжатия

Рис. 3.10. Изменение среднего пробивного напряжения $U_{пр}$ (в процентах исходного пробивного напряжения) в зависимости от относительной деформации ϵ при 540 тыс. циклов знакопеременного изгиба и кручения:

1 — терморезистивная изоляция, изгиб; 2 — то же, кручение; 3 — микалентная компаундированная изоляция, изгиб



при переходном режиме равна, очевидно, удвоенной амплитуде переменной слагающей радиальной силы (если пренебречь силой трения стержня о стенки паза). Из-за неровности стержня площадь участков соприкосновения его с дном паза или с прокладкой может оказаться небольшой, поэтому пульсирующая сила может вызвать значительные, трудно поддающиеся учету напряжения сжатия в изоляции.

На лобовые части стержней действует существенно более сложная система знакопеременных сил, чем на пазовые части [58]. Поскольку лобовые части изогнуты в двух плоскостях и имеют криволинейную форму, то действия этих сил многообразны и имеют различную интенсивность в разных точках лобовой части. При смещении лобовой части стержня под действием приложенных сил в любом направлении в нем возникают изгибающие и крутящий моменты, приводящие к появлению деформаций изгиба и кручения. Согласно [62] главные деформации кручения могут составлять у уголка более 70% деформаций изгиба, а слоистые материалы особенно чувствительны к возникающим при кручении касательным напряжениям. На рис. 3.10 показано влияние знакопеременных деформаций на пробивное напряжение терморезистивной и микалентной компаундированной изоляции [63 и 64].

Вследствие ослабления пазовых клиньев, бандажных вязок и распорок возникает характерный дефект обмотки статора — ослабление крепления ее лобовых частей. Появление этого дефекта приводит (рис. 3.11) к усилению вибрации всей корзинки лобовых частей или отдельных групп стержней под действием электродинамических и инерционных сил. Чаще всего вибрация лобовых частей приводит к истиранию корпусной изоляции элементами крепления корзинки лобовых частей: дистанционными распорками, прокладками и т. п. В местах истирания может произойти междуфазное короткое замыкание, если на границе фазовых зон истерта изоляция двух соседних стержней одной и той же распоркой, или пробой на корпус по поверхности изоляции через полупроводящее покрытие из места истирания.

Компаундированная изоляция обладает меньшей стойкостью к истиранию, чем терморезистивная.

В [65] приведены данные по зависимости интенсивности износа изоляции (определяемого как отношение глубины истирания к пути трения) от давления трущихся поверхностей и показано, что при одинаковых давлениях износ мика-

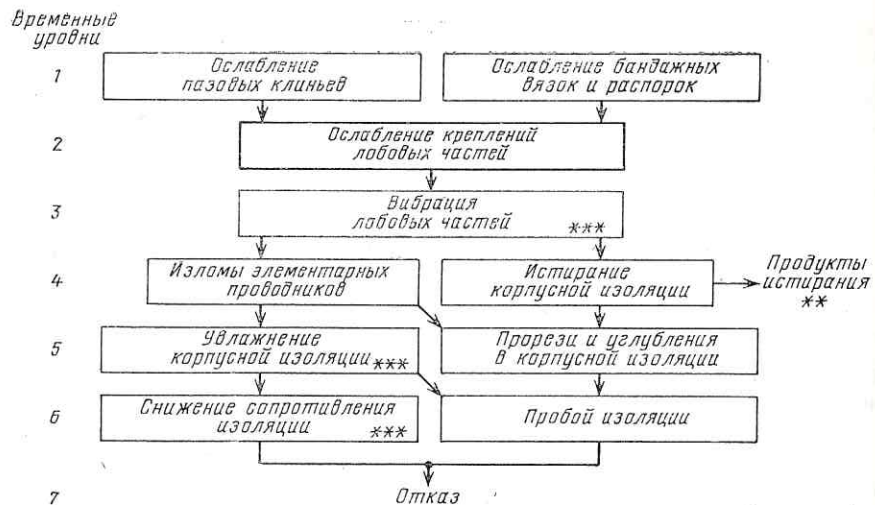


Рис. 3.11. Схема развития ослабления крепления лобовых частей (обозначения см. на рис. 1.2)

лентной изоляции существенно (в несколько раз) больше, чем у терморезистивной. При повышении температуры с 20 до 60 °С износ микалентной изоляции возрастает в 1,75 раза; для терморезистивной изоляции износ практически не зависит от температуры. Истирание изоляции лобовых частей, если параллельно с ним не происходит усталостного повреждения проводников, может длительное время оставаться незамеченным, пока не произойдет увлажнения или загрязнения изоляции. Внешними признаками истирания являются: ослабление шнуровых бандажей, наличие у краев прокладок и других деталей крепления порошка (желтого при терморезистивной изоляции, темно-коричневого — при микалентной изоляции), кажущееся вдавливание деталей крепления в изоляцию.

Все изложенное о последствиях колебаний лобовых частей относится к нормальным режимам работы генераторов. При коротких замыканиях электродинамические силы, действующие на лобовые части, существенно возрастают, хотя и кратковременно, в начальной части переходного процесса. Однако этого достаточно для возникновения повреждений изоляции, если ток короткого замыкания превышает расчетный допустимый или если генератор не удовлетворяет упомянутым ранее требованиям ГОСТ 183-74. При коротких замыканиях существенно усиливаются следующие механические воздействия на корзину лобовых частей обмотки: поворот корзинки лобовых частей в сторону вращения ротора, тяжение лобовых частей к ротору, взаимное притяжение стержней одной фазовой группы обмотки и отталкивание соседних стержней, принадлежащих разным фазам. В результате происходит обрыв шпигатных бандажей, образование трещин у выхода из паза, преимущественно у стержней с терморезистивной изоляцией, и смещение лобовых частей стержней.

3.6. ДЕФЕКТЫ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЛОБОВЫХ ЧАСТЕЙ И ШИНОПРОВОДОВ ОБМОТКИ СТАТОРА

Статор гидрогенератора со стержневой обмоткой имеет большое число контактных соединений (в зависимости от типа генератора — около 1100—1300). Наличие дефектов даже в одном таком соединении существенно сказывается на надежности работы гидрогенератора. В настоящее время у всех крупных гидрогенераторов контактные соединения выполнены с помощью пайки твердым припоем. Ранее пайки выполнялись оловянисто-свинцовыми припоями; в последующем эти соединения были перепаяны твердыми припоями.

Основной причиной возникновения дефектов контактных соединений обмотки статора (рис. 3.12) является плохое качество паек (недостатки технологии пайки и неудовлетворительное качество припоя), а также старение паек на основе оловянисто-свинцовых припоев в условиях высоких рабочих температур [66].

Известны следующие дефекты контактных соединений обмотки статора: недостаточное заполнение места пайки припоем, малая площадь спаиваемых поверхностей, включения флюса, пережог элементарных проводников и т. п. При старении в оловянисто-свинцовом припое образуются трещины и расслоения [66].

Возникновение дефекта в контактном соединении приводит в двум существенным последствиям: возрастает переходное сопротивление соединения и уменьшается его механическая прочность. Повышение переходного сопротивления является причиной перегрева контактного

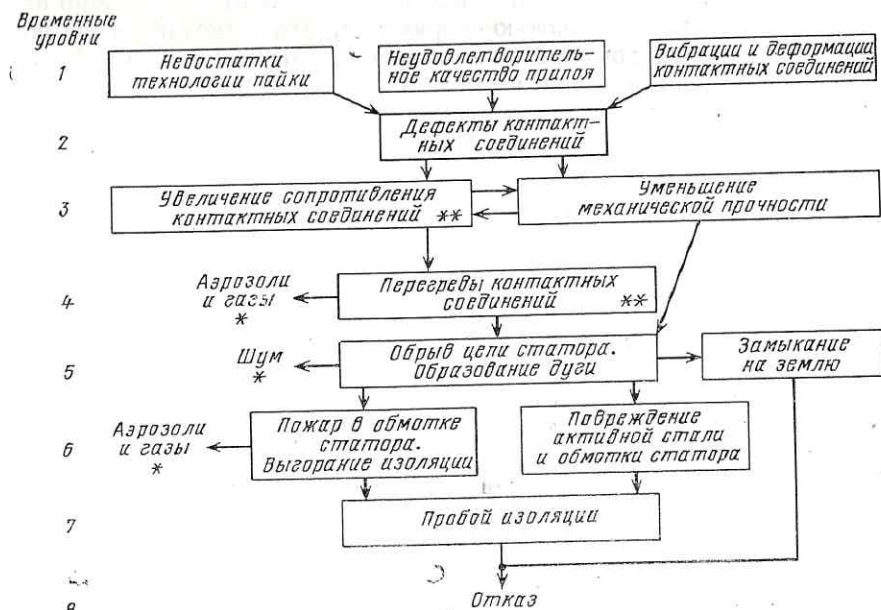


Рис. 3.12. Схема развития дефектов контактных соединений лобовых частей и шинопроводов обмотки статора (обозначения см. на рис. 1.2)

соединения. Имели место случаи нагрева некачественно выполненных паек оловянисто-свинцовыми припоями до температур, превышающих их температуры плавления, когда из соединений полностью или частично вытекал припой.

Перегрев контактных соединений приводит в первую очередь к ускоренному тепловому старению изоляции соединений, ее термическому разрушению. Из головок, заполненных термопластичным составом, вытекает черный лак, покрывная лента изоляции головок изменяет свой цвет. Сильный перегрев головок может вызывать электрический пробой по воздуху на заземленные части гидрогенератора при профилактических испытаниях и в работе, а также обрыв цепи статора.

Уменьшение механической прочности контактного соединения может привести к нарушению контакта (обрыву цепи обмотки) в соединении стержней (т. е. в головке) или шин под действием их вибрации и деформации. В месте обрыва возникает мощная дуга, питаемая током той параллельной ветви, в цепи которой произошел разрыв соединения. Последствия обычно очень тяжелы: междуфазное короткое замыкание, повреждение головок, шин, кронштейнов и т. п. Возможен пожар в обмотке с выгоранием изоляции, меди, а иногда и стали сердечника статора.

3.7. ТРЕЩИНЫ И ИЗЛОМЫ ЭЛЕМЕНТАРНЫХ ПРОВОДНИКОВ

Как правило, дефекты элементарных проводников обмотки статора возникают при изготовлении медного провода или токоведущей части стержня. Из наиболее существенных дефектов такого рода можно назвать некачественную стыковую сварку проводов и механические повреждения проводников (трещины, вмятины, забоины и т. п.). В процессе эксплуатации нередко возникает усталостный излом элементарных проводников из-за вибрации стержня в пазу или вибрации элементарных проводников при потере монолитности токоведущей части стержня. Излом происходит, как правило, в местах концентрации механических напряжений (транспозиционные перегибы, заводские дефекты меди). Излом элементарного проводника в гидрогенераторах с воздушным охлаждением может вызвать местный перегрев стержня вплоть до обугливания изоляции. Этот перегрев вызывается нагревом проводника в месте излома из-за плохого контакта: обломанные торцы проводника при тепловых циклах прижимаются и расходятся, при этом потери в месте контакта, как показали опыты, достаточны для нагрева меди до весьма высоких температур. Следует отметить, что дуга при этом не возникает, так как напряжение между обломанными концами проводника не превышает нескольких вольт. Разрушенный проводник, вибрируя, может прорезать корпусную изоляцию и привести к пробое на корпус. У генераторов с водяным охлаждением излом полого проводника или сквозное истирание полого проводника соседним вибрирующим разрушенным проводником приводит к увлажнению корпусной изоляции, снижению ее сопротивления и пробое на корпус.

3.8. ВИТКОВЫЕ ЗАМЫКАНИЯ И ЗАМЫКАНИЯ ЭЛЕМЕНТАРНЫХ ПРОВОДНИКОВ

Витковые замыкания возникают при изготовлении и сборке обмотки статора, а также во время эксплуатации (из-за теплового старения изоляции элементарных проводников, ее ионизационного разрушения и т. п.). Эти дефекты проявляют себя достаточно часто (в отдельные годы у гидрогенераторов витковые замыкания составляли до 15% числа повреждений изоляции статора) и нередко заканчиваются аварией гидрогенератора, их целесообразно рассмотреть особо.

Основной причиной возникновения витковых замыканий в гидрогенераторах с катушечной обмоткой является металлическое замыкание витков вследствие грубых дефектов или разрушения витковой изоляции. Лишь в исключительных случаях может произойти пробой этой изоляции без непосредственного соприкосновения витков, например, при перенапряжениях.

Возникновение виткового замыкания при перенапряжениях возможно только при уменьшении конструктивных размеров изоляции (не обязательно приводящем к соприкосновению витков) или при проникновении внутрь ее загрязнений. Сочетание таких дефектов в первых катушках обмотки статора, наибольших возможных перенапряжений и наименьших длин фронта встречается столь редко, что в гидрогенераторах и подобных им машинах пробоев витковой изоляции из-за перенапряжений практически не наблюдается. Об этом, в частности, свидетельствует тот факт, что витковые замыкания в первых от выводов катушках обмотки происходят не чаще, чем в остальных. Если витковое замыкание не создает небаланса, достаточного для действия поперечной дифференциальной защиты, то оно развивается, пока не вызовет пробоя корпусной или междуфазной изоляции. В этих случаях витковое замыкание часто остается нераспознанным и повреждение рассматривается как следствие пробоя корпусной изоляции; соответственно этому намечаются и неверные мероприятия по предотвращению их в дальнейшем.

Между тем после снятия корпусной изоляции на достаточной длине поврежденной стороны катушки могут быть обнаружены характерные признаки виткового замыкания. Если витковое замыкание не перешло в междуфазное через активную сталь, то объем выплавленной меди существенно больше объема выплавленной стали. Повреждение меди располагается на широкой грани секции, и площадь повреждения существенно больше площади отверстия, выжженного в корпусной изоляции. Имеются следы перегрева витковой изоляции (а часто и корпусной) на обеих сторонах катушки, в то время как на соседних неповрежденных катушках таких следов нет.

Особое место занимают витковые замыкания в машинах со стержневой обмоткой. В них витки могут замкнуться лишь при замыкании между соседними стержнями в лобовых частях. Витковой изоляцией в данном случае являются два слоя корпусной изоляции и промежуток между стержнями. Пробивное напряжение этой изоляции при самых неблагоприятных условиях во много раз выше напряжений между витками. Поэтому в стержневых обмотках витковые замыкания не могут возникнуть в результате дефектов изоляции; они могут явиться следствием посторонних причин (прорезание изоляции посторонним

предметом, открепившейся деталью генератора, отломившимся лепестком активной стали и т. п.).

В случае замыкания элементарных проводников в пазу под действием разности потенциалов (обусловленной вытеснением тока в пазу), в частях замкнувшихся проводников, расположенных по обе стороны от места повреждения, возникают токи, которые замыкаются с одной стороны через место повреждения, с двух других сторон — через головки стержня, где проводники спаяны между собой. Переходное сопротивление контакта между проводниками в месте их замыкания значительно больше сопротивления самих проводников и места пайки их в головках, поэтому в месте замыкания выделяются почти все потери от токов, циркулирующих в замкнувшихся проводниках. Из-за этого происходит сильный разогрев места замыкания даже при сравнительно небольших мощностях замыкания. Этот разогрев может привести к обугливанию изоляции в близлежащих местах и к разрастанию повреждения.

Согласно [67] замыкания между рядами проводников всегда опасны; в машинах большой мощности опасны и замыкания между проводниками (при замыкании более двух проводников). Элементарные проводники имеют обычно изоляцию из асбеста или стекловолокна. Эта изоляция испытывается при изготовлении стержня напряжением, не превышающим несколько сотен вольт. После окончания всех операций по изготовлению стержня гидрогенераторов не всегда имеется возможность проведения повторных испытаний изоляции элементарных проводников. Методы профилактических испытаний этой изоляции вообще отсутствуют. Вследствие этого могут остаться невыявленными замыкания элементарных проводников, происшедшие на заключительных стадиях изготовления стержня, при укладке стержней и при их переключке. Замыкания возникают также из-за вибрации проводников при ионизационном разрушении связующего.

Повышение температуры в месте замыкания может привести к дополнительным замыканиям соседних проводников и дальнейшему усилению нагрева; процесс в этом случае протекает очень быстро и заканчивается прожогом корпусной изоляции. При менее значительных повышениях температуры в месте замыкания дополнительные замыкания могут не происходить; в этом случае происходит местный перегрев с ускоренным тепловым старением корпусной изоляции. Если повышенные температуры в месте замыкания не превосходят некоторого значения, то замыкание может практически не иметь последствий. Согласно [67] безопасны замыкания, при которых потери не превосходят 20 Вт, чему соответствует повышение температуры на 25 °С. При замыкании между столбцами проводников температура может быстро достигнуть значений, при которых происходит прогорание корпусной изоляции. Развитие повреждений, вызванных замыканиями элементарных проводников, происходит настолько быстро, что ежегодными профилактическими испытаниями они не выявляются.

При замыкании соседних элементарных проводников в лобовых частях должны происходить качественно те же явления, что и при замыкании их в пазу; но потери и нагрев в месте замыкания существенно меньше. Последствием такого повреждения может быть разрушение участка корпусной изоляции в лобовых частях с возникновением виткового или междупазного замыкания.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТОК СТАТОРА

4.1. ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА АБСОРБЦИИ

Измерение сопротивления изоляции является наиболее простым и распространенным средством проверки ее состояния и целостности. Измеряя сопротивление изоляции мегаомметром, можно быстро обнаружить посторонние предметы непосредственно на токоведущих частях, местное или общее увлажнение изоляции, загрязнение ее, сильное разделение маслом, пробой, подгорание изоляции и т. п. Поэтому измерение сопротивления изоляции является основным методом контроля ее состояния дежурным персоналом.

Однако при отыскании местных дефектов изоляции этот метод может рассматриваться как вспомогательный, так как с его помощью могут быть выявлены лишь наиболее грубые дефекты. Объясняется это тем, что существенное изменение сопротивления изоляции при напряжении, даваемом мегаомметром (обычно не выше 2,5 кВ), может произойти только при сквозном повреждении изоляции с загрязнением или увлажнением поверхности ее от места повреждения до ближайшей заземленной части. Это возможно лишь в том случае, когда сильно развившийся дефект вызывает уже значительное снижение ее пробивного напряжения.

Для более подробного выяснения возможностей указанного метода необходимо рассмотреть явления, происходящие в изоляции при приложении к ней постоянного напряжения.

Если к изоляции приложено постоянное напряжение, то ток, текущий через нее («сквозной ток»), будет зависеть от приложенного напряжения, размеров, материала, конструкции и состояния изоляции.

В крупных электрических машинах с изоляцией на основе слюды сквозной ток пазовой части изоляции, если она не имеет дефектов, мало зависит от внешних воздействий на нее, поскольку она монолитна, негигроскопична, не пропускает загрязненных частиц и т. п. Сквозной ток лобовых частей, напротив, может существенно возрасти при загрязнении изоляции и особенно ее увлажнении, поскольку поверхность лобовых частей подвержена как загрязнению, так и увлажнению, а головки изолированы хуже, чем остальная часть стержня, особенно в конструкциях, применявшихся при микалентной изоляции обмоток. В последнем случае изоляция обмоток гигроскопична, в ней могут оставаться полости и зазоры, служащие путями для сквозного тока. Однако и при более совершенных конструкциях изоляции головок в ней неизбежно имеется стык — место сочленения ее с изоляцией стержня и нет сплошного барьера, который препятствовал бы образованию сквозных трещин и других путей для сквозного тока.

Таким образом, при загрязнении и особенно увлажнении изоляции сквозной ток возрастает из-за роста той его части, которая проходит через изоляцию го-

ловок и поверхность лобовых частей. Как указывалось ранее, возрастает он и при появлении значительных дефектов изоляции.

Если периодически измерять у одной машины сквозной ток (или обратную ему величину — сопротивление изоляции), то можно сделать выводы об изменениях в состоянии изоляции. При этом следует учитывать, что сквозной ток сильно зависит от температуры изоляции и от таких случайных факторов, как степень загрязнения поверхности, состояние выводов и т. п. Оценивать состояние изоляции только на основании данных одного измерения без сравнения с данными предыдущих измерений нельзя, так как сквозной ток будет зависеть в первую очередь от размеров и материала изоляции.

Если к изоляции внезапно приложить напряжение, то, кроме сквозного тока, в ней возникнут токи переходного процесса, которые будут иметь две составляющие — емкостный ток и ток абсорбции. Таким образом, в общем случае ток утечки состоит из суммы этих трех составляющих. Емкостная составляющая тока быстро затухает: практически время ее затухания не превышает нескольких секунд; ток абсорбции, напротив, затухает весьма медленно, кривая его спада по времени близка к гиперболе. При тщательных измерениях токи абсорбции обнаруживаются через 1 ч и более после приложения напряжения к изоляции [17].

Начальное значение тока абсорбции зависит от приложенного напряжения и размеров изоляции, а также от ее строения, главным образом от степени ее неоднородности. Появление тока абсорбции обусловлено перераспределением между разнородными компонентами изоляции в процессе ее заряда и разряда. Начальное значение тока абсорбции зависит также от состава, структуры изоляции и свойств образующих ее веществ; кроме того, оно пропорционально площади изоляции и обратно пропорционально ее толщине. Процесс затухания этого тока определяется только составом, структурой изоляции и свойствами ее составляющих. Следовательно, ток абсорбции определяется только внутренним строением и свойствами самой изоляции и не зависит от состояния ее поверхности; ни загрязнение, ни увлажнение поверхности изоляции не должны влиять на ток абсорбции. С повышением температуры изоляции ток абсорбции возрастает из-за снижения сопротивления ее компонентов.

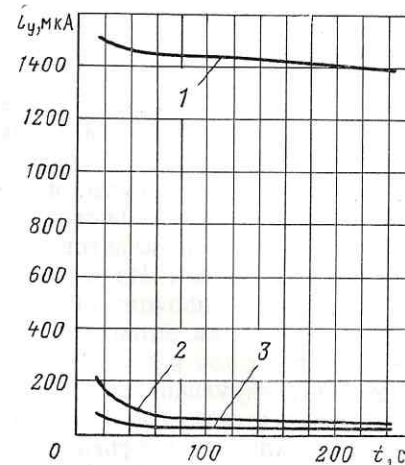
Таким образом, при измерении сопротивления изоляции по окончании процесса заряда емкости ток, текущий через изоляцию, состоит из двух слагающих: сквозного тока, значение которого зависит от состояния изоляции, особенно от ее влажности, но не меняется во времени, и тока абсорбции, значение которого практически не зависит от состояния поверхности изоляции, но уменьшается с течением времени.

В результате зависимость суммарного тока изоляции от времени будет выражена тем резче, чем относительно меньше сквозной ток, т. е. чем лучше состояние изоляции. В качестве примера на рис. 4.1 приведены кривые зависимости суммарного тока от времени для случаев, когда сквозной ток значительно больше начального значения тока абсорбции (кривая 1), и для случая, когда эти значения приблизительно равны (кривая 3). За время, прошедшее между 15-секундным и 1-минутным отсчетами, суммарный ток в первом случае уменьшился на 2,5%, а во втором — в 1,9 раза.

Сопротивление изоляции является величиной, обратной суммарному току (при неизменном напряжении), поэтому показания мегаомметра

Рис. 4.1. Зависимость тока утечки от времени для изоляции обмотки синхронного компенсатора 30 МВ·А, 10,5 кВ:

1 — до сушки, 15 °С; 2 — к концу сушки, 73,5 °С; 3 — после 72 ч работы и охлаждения, 27 °С



возрастают с течением времени (по мере спада тока) и тем в большей степени, чем лучше состояние изоляции. В качестве характеристики скорости возрастания сопротивления изоляции принимают отношение значений этого сопротивления, определенных через заданные два промежутка времени после приложения напряжения от мегаомметра.

В СССР приняты промежутки времени 15 и 60 с (измерение 15-секундного — R_{15} и 1-минутного — R_{60} значений сопротивления изоляции), в США приняты промежутки 1 и 10 мин после приложения напряжения. Отношение измеренных сопротивлений, именуемое коэффициентом абсорбции (R_{60}/R_{15} или R_{10}/R_1) согласно изложенному ранее характеризует состояние изоляции, в первую очередь — степень ее увлажнения. Так, при увлажненной изоляции R_{60}/R_{15} приближается к единице, а при неувлажненной изоляции может превосходить 2, достигая в отдельных случаях 5 при терморезистивной изоляции.

Измерение сопротивления изоляции у генератора, выведенного в ремонт, производится для каждой фазы или ветви по отношению к корпусу при соединенных с корпусом остальных фаз или ветвях. При эксплуатационных измерениях (перед пуском и после остановки машины, во время длительного нахождения в бездействии и т. п.) для сокращения объема необходимых операций измерение сопротивления изоляции производится для трех фаз обмотки, соединенных вместе, без отсоединения от выводов кабелей или шин. Если результаты измерений укажут на какие-либо ненормальности, производят пофазные измерения по той же методике, что и при ремонте.

По окончании измерений изоляция испытуемой обмотки должна быть разряжена. Если предполагаются повторные измерения сопротивления изоляции, то время разряда должно быть не менее времени заряда (лучше в несколько раз больше), в противном случае измерения дадут завышенные значения сопротивления изоляции и заниженное значение коэффициента абсорбции. Объясняется это тем, что при разряде изоляции, так же как и при заряде, кроме быстро затухающего разрядного тока, имеется весьма медленно затухающий ток абсорбции. Изоляцию можно считать полностью разряженной лишь тогда, когда ток абсорбции прекратится, т. е. через весьма продолжительное время.

При меньших временах разряда изоляция разряжается лишь частично, причем тем в меньшей степени, чем короче время разряда.

При повторном приложении напряжения и не полностью разряженной изоляции возникают, естественно, меньшие зарядные токи и токи абсорбции, чем в случае, когда изоляция разряжена полностью, что проявляется как кажущееся увеличение измеряемых сопротивлений.

При измерении сопротивления изоляции обмотки статора, имеющей водяное охлаждение, приходится принимать специальные меры по уменьшению погрешности, вызванной остающейся после слива воды влажностью внутренней поверхности шлангов. Следствием этого увлажнения поверхности шлангов является существенное снижение сопротивления последних. Из-за низкого сопротивления шлангов снижается сопротивление изоляции обмотки по отношению к напорному и сливному коллекторам. Это в первую очередь ведет к снижению сопротивления междуфазной изоляции, так как при пофазных измерениях образуется шунтирующая ее цепь: испытываемая фаза — шланги этой фазы — коллекторы — шланги заземленных фаз — заземленные фазы.

Для исключения погрешности, вносимой этой шунтирующей цепью, следует согласно ГОСТ 10169-77 присоединить коллекторы к экранному зажиму мегаомметра (обозначенному буквой Э). В этом случае коллекторы будут иметь практически такой же потенциал, как испытываемая фаза, присоединенная к линейному зажиму мегаомметра, поэтому по поверхности шлангов этой фазы ток течь не будет и их сопротивление не окажет непосредственного влияния на результат измерения сопротивления изоляции.

Сопротивление изоляции обмотки статора не нормируется. Неоднократные попытки создать обоснованные нормы на эту характеристику не имели успеха.

Наиболее трудно учитываемым фактором, влияющим на сопротивление изоляции машины, является поверхностное сопротивление лобовых частей обмотки. По поверхности изоляции лобовых частей обмотки лежат пути токов, текущих с головок обмотки к стали статора и заземленным частям крепления лобовых частей. Изоляция головок, как указывалось ранее, обычно значительно слабее изоляции остальной части стержня; поверхностное сопротивление лобовых частей даже при сухой и чистой поверхности их сравнительно невелико, и общее сопротивление пути упомянутых токов сравнимо с сопротивлением изоляции всей остальной части обмотки или в ряде случаев ниже его.

Поскольку поверхностное сопротивление изоляции лобовых частей существенно зависит от состояния, состава и качества лакового покрова (в частности, от его равномерности), загрязненности изоляции, влажности ее поверхности в момент измерения и от других, трудно поддающихся учету факторов, рассчитать заранее сопротивление изоляции машины и тем самым нормировать его практически не представляется возможным, даже если известны размеры изоляции.

Если измерения производятся с целью решения вопроса о сушке, то учитывается лишь некоторый минимум, ниже которого не должно быть значение сопротивления изоляции машины, включенной без сушки. Такой минимум определяется по формуле, содержащейся в ГОСТ 5616-81 (Ст. СЭВ 3145-81) и в [25]. Согласно этой формуле до-

пустимое значение сопротивления изоляции возрастает с ростом номинального напряжения генератора и снижается с ростом номинальной мощности. Для генераторов мощностью несколько мегаватт требуется, чтобы сопротивление изоляции каждой фазы было не ниже 1 МОм на каждый киловольт номинального напряжения, мощностью 100 МВт — не ниже 0,5 МОм/кВ. Значение сопротивления изоляции, вычисляемое по упомянутой формуле, является только браковочным: если измеренное для обмотки гидрогенератора значение ниже определяемого формулой, то генератор нельзя включать без сушки; если измеренное значение удовлетворяет формуле, то это еще не значит, что сушка не требуется, необходимо учитывать другие характеристики изоляции. Следует иметь в виду, что упомянутой формулой охватываются значения сопротивления изоляции при рабочей температуре машины. Для более низких температур согласно тому же ГОСТ может быть произведен ориентировочный пересчет из расчета повышения сопротивления примерно в 2 раза на каждые 20 °С снижения температуры.

Поскольку сопротивление изоляции машины практически не поддается расчету, то только по измеренной абсолютной величине сопротивления изоляции трудно судить о ее состоянии. Поэтому для машин, находящихся в эксплуатации, основным методом оценки состояния изоляции по результатам измерения ее сопротивления является метод сравнения. Сравнивают сопротивления изоляции различных фаз одной обмотки по результатам данных измерений с данными предыдущих измерений. Значительные, не наблюдавшиеся ранее расхождения в сопротивлениях изоляции различных фаз (например, в 2 раза и более) свидетельствуют обычно о каком-либо существенном дефекте изоляции. Одновременное снижение сопротивления изоляции у всех трех фаз обмотки обычно является следствием изменения общего состояния ее поверхности: загрязнения, увлажнения, покрытия обмотки свежим лаком и т. п. Сопротивление изоляции существенно зависит от температуры: с повышением температуры оно уменьшается, причем зависимость логарифма сопротивления изоляции от температуры обычно представляет собой прямую линию. Поэтому сравнивать между собой можно лишь результаты измерений, произведенных при равных или близких температурах. Поскольку не всегда удается проводить измерения при одной температуре, желательно иметь заранее снятую зависимость сопротивления изоляции от температуры для каждой машины.

В отличие от сопротивления изоляции коэффициент абсорбции значительно менее подвержен влиянию различных случайных факторов. Его заметное снижение возможно лишь при весьма существенном ухудшении состояния изоляции.

Небольшие изменения поверхностного сопротивления лобовых частей мало сказываются на значении коэффициента абсорбции. Все изменения этой величины лежат в узких пределах: она не может быть выше отношения 15-секундного значения тока абсорбции к 1-минутному (это отношение зависит только от скорости спада тока абсорбции и практически не зависит от состояния поверхности изоляции) и не может стать менее 1.

Нечувствительность коэффициента абсорбции к различным случайным факторам и размерам машины дает возможность нормировать его минимальное значение. Так, для решения вопроса о сушке изоляции принята норма $R_{60}/R_{15} \geq 1,3$ при температуре около 20°C . Если коэффициент абсорбции превышает это значение, то это значит, что изоляция не настолько увлажнена; чтобы машину нельзя было включить без сушки.

4.2. ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ

Испытание напряжением промышленной частоты является основным видом испытания изоляции. Главное его достоинство — это соответствие по форме испытательного и рабочего напряжений; в обоих случаях на изоляцию воздействует синусоидальное напряжение одной частоты. Соответственно этому следует ожидать, что распределение напряжений в изоляции и характер пробоя при испытании будут такими же, как при работе машины, и, следовательно, при испытании работоспособность изоляции может быть проверена в наиболее ослабленных по отношению к воздействиям рабочего напряжения точках. Для того чтобы изоляция была достаточно надежной в работе, необходимо, чтобы пробивное напряжение самого слабого места было выше напряжения, которое может воздействовать на нее.

Во время работы машины может происходить развитие дефектов в изоляции и, следовательно, снижение ее пробивного напряжения. Следует стремиться к тому, чтобы пробивное напряжение изоляции оставалось выше уровня возможных электрических воздействий не только в момент испытаний, но и в течение всего периода работы машины, вплоть до следующих испытаний.

При работе машины, обмотки которой соединены в звезду, изоляция ее у выводов длительно подвергается действию фазного рабочего напряжения U_ϕ , а при заземлении одной из фаз сети установившееся значение напряжения на выводах двух других фаз достигает линейного $U_{\text{ном}}$. Из этого следует, что испытательное напряжение промышленной частоты должно быть во всяком случае не ниже $U_{\text{ном}}$. Расчетное значение внутренних перенапряжений при замыканиях в сети генераторного напряжения (в том числе — в токопроводе и в самом генераторе) по амплитуде может достигать $3,2 U_\phi$, т. е. $1,85 U_{\text{ном}}$. Для проверки способности изоляции выдерживать такие перенапряжения следовало бы испытать ее напряжением промышленной частоты такого же значения (считая по действующему значению).

Однако нет данных по вероятности возникновения перенапряжений того или иного значения; можно лишь указать на основании общих соображений, что чем выше перенапряжение, тем реже оно происходит. Видимо, испытание всех генераторов напряжением, равным наибольшему возможному уровню перенапряжения, которое бывает редко, вряд ли экономически оправдано. С другой стороны, снижение испытательных напряжений до значений, намного меньших максимального уровня перенапряжений, должно привести к более ча-

стым переходам дугового замыкания на землю в междуфазное замыкание из-за пробоя изоляции в генераторе.

Расчетные значения амплитуд грозových перенапряжений при работе машины на линию через трансформатор и обычно применяемых средствах грозозащиты могут достигать на корпусной изоляции значений $1,24 U_{\text{ном}}$, а на междуфазной изоляции — вдвое больше, т. е. $2,48 U_{\text{ном}}$. Для проверки стойкости изоляции к таким воздействиям ее следовало бы испытывать импульсным напряжением с соответствующей формой волны. Но импульсные испытания ввиду их сложности не применяются в качестве профилактических не только для электрических машин, но и для всех остальных видов электрооборудования. Опыт эксплуатации показывает, что, несмотря на отсутствие таких испытаний, пробоя изоляции генераторов при грозových перенапряжениях не бывает. Видимо, расчет дает завышенные значения перенапряжений на междуфазной изоляции.

Необходимость установления достаточно высокого уровня испытательных напряжений связана не только со значением перенапряжений того или иного происхождения. Повреждения изоляции электрических машин большей частью происходят не под действием перенапряжений, а из-за таких дефектов, при которых изоляция не выдерживает даже рабочего (фазного) напряжения. Чем выше испытательное напряжение, тем на более ранней стадии развития могут быть выявлены и устранены дефекты изоляции и, следовательно, тем надежнее изоляция в работе при прочих равных условиях; с другой стороны, при этом возрастает число пробоев при испытаниях и стоимость ремонтов.

Пока не удастся установить каким-либо расчетным путем экономически обоснованную кратность испытательного напряжения по отношению к рабочему. Поэтому вопрос о значениях испытательных напряжений до настоящего времени решается только на основе опыта эксплуатации.

В настоящее время при профилактических испытаниях гидрогенераторов напряжение промышленной частоты выбирается равным $1,5$ и $1,7 U_{\text{ном}}$. Напряжение $1,5 U_{\text{ном}}$ применяется для генераторов, испытываемых ежегодно. Кроме того, допускается, по специальному решению главного инженера энергосистемы, применение такого испытательного напряжения для отдельных генераторов, проработавших более 10 лет. Остальные генераторы испытываются напряжением $1,7 U_{\text{ном}}$. По окончании капитального ремонта и сборки генератора производится повторное испытание изоляции напряжением промышленной частоты $U_{\text{ном}}$. Это испытание производится для проверки отсутствия каких-либо повреждений изоляции, которые могли произойти во время ремонтных работ.

Кроме обычных профилактических испытаний, проводимых во время капитальных ремонтов генератора, введены испытания межремонтные, которые проводятся, если промежуток времени между капитальными ремонтами превышает 4 года. Эти испытания, совмещаемые с текущими ремонтами, имеют своей целью выявление лишь самых грубых дефектов изоляции, если таковые возникли. При этих испытаниях допускается снижать испытательные напряжения промышленной частоты, но не более чем на $0,2 U_{\text{ном}}$ по сравнению с примененным при капитальном ремонте.

Пробивное напряжение изоляции зависит не только от ее конструктивных данных и степени изношенности или поврежденности, но и от ее состояния во время воздействия напряжения, температуры, степени загрязнения или увлажнения поверхности изоляции и т. п.

Поскольку целью профилактических испытаний является определение работоспособности изоляции в эксплуатации, естественно требовать, чтобы профилактические испытания проводились по возможности при том же состоянии изоляции, в котором она будет находиться во время работы. Особенно существенно состояние поверхности изоляции во время испытаний. Загрязнение поверхности, обычное для изоляции электрических машин, может существенно снизить пробивное напряжение изоляции, в которой есть дефект.

В качестве иллюстрации на рис. 3.7 приведены зависимости напряжения перекрытия от расстояния по поверхности микалентной компаундированной изоляции для выпрямленного и переменного напряжений в исходном состоянии (1), при увлажнении (2) и загрязнении (3). Как видно, при загрязнении изоляции (в данном случае щеточной пылью) напряжение перекрытия вдоль ее поверхности может снизиться в 5—7 раз для случая переменного напряжения и приблизительно в 4—5 раз — для выпрямленного напряжения.

Пробивное напряжение изоляции зависит, как уже указывалось, также от ее температуры. Однако этот фактор имеет меньшее значение, чем состояние поверхности изоляции. Можно считать, что нагрев изоляции от 15—20 °С до рабочей температуры машины снижает ее пробивное напряжение не более чем на 20—25%.

При профилактических испытаниях должна быть испытана как корпусная, так и междуфазная изоляция. Это условие выполняется, когда испытывается поочередно каждая фаза обмотки при двух других заземленных.

В машинах с параллельными ветвями испытывается каждая параллельная ветвь при заземленных остальных, т. е. испытывается не только корпусная и междуфазная, но и изоляция между параллельными ветвями одной фазы. Необходимость таких испытаний вызвана в первую очередь тем, что между рядом расположенными частями разных ветвей одной фазы при работе машины возможны напряжения до U_{ϕ} (особенно при волновых обмотках), поскольку эти части могут занимать неодинаковые положения в схеме обмотки. Кроме того, дефекты изоляции между параллельными ветвями могут при дальнейшем развитии перерасти в дефекты корпусной или междуфазной изоляции. Однако в тех случаях, когда соединение параллельных ветвей выполнено пайкой, испытание изоляции ветвей производить нецелесообразно.

Испытания изоляции генераторов с водяным охлаждением производятся так же, как и остальных генераторов; дополнительно требуется лишь, чтобы во время испытаний циркулировала вода в системе охлаждения. При отсутствии такой циркуляции возникает опасность перегрева воды в шлангах из-за отсутствия отвода выделяющихся в ней потерь от тока проводимости. Испытывать генератор после слива воды из системы охлаждения также не разрешается из опасений перекрытия по увлажненной внутренней поверхности шлангов.

Во время испытаний изоляции должно быть обеспечено возможно более полное наблюдение за ней. С этой целью перед испытаниями у гидрогенераторов рекомендуется снимать рифленое перекрытие, доступные сегменты верхних воздухоразделяющих щитов, открыть люки в нижних щитах и т. п. Наблюдатели становятся так, чтобы просматривалась вся доступная для осмотра поверхность изоляции.

Такое наблюдение необходимо, потому что при испытаниях могут наблюдаться ненормальности в поведении изоляции, которые могут остаться неотмеченными по показаниям приборов. При применяемых в настоящее время методах измерений только непосредственное наблюдение дает возможность следить за всеми видами разрядов по поверхности изоляции и в воздухе. Существующими методами измерений частичных разрядов имеется возможность обнаружить наличие таких разрядов, но четко разграничить характер разрядов и место их возникновения удастся лишь с помощью наблюдения. Поэтому и в тех случаях, когда при испытаниях присоединяется аппаратура, реагирующая на уровень частичных разрядов и ею отмечается наличие ненормальных разрядов, конечным этапом испытаний являются испытания с наблюдением за обмоткой.

При наблюдении в первую очередь должны быть отмечены скользящие разряды по поверхности изоляции. Наличие таких разрядов свидетельствует о дефекте в изоляции лобовых частей, из-за которого данный участок поверхности изоляции близок к перекрытию.

На разряды в воздухе также следует обратить самое серьезное внимание при испытаниях изоляции. При подъеме испытательного напряжения очень часто наблюдается коронный разряд в виде голубоватого свечения на выходе из паза и в зазорах между стержнями разных фаз в лобовой части обмотки. Это свечение, если оно начинается при напряжениях не ниже фазного и не меняет цвета по мере подъема испытательного напряжения, не представляет опасности. Однако бывают случаи, когда с ростом напряжения в отдельных местах лобовых частей появляются светящиеся ярко-белые точки, меняющие в дальнейшем свой цвет на желтый или красный. Такое явление свидетельствует о появлении микродуг емкостного тока, которые могут повредить изоляцию.

Возникновение этих микродуг может быть объяснено протеканием емкостных токов через небольшие воздушные промежутки в лобовых частях обмотки. Возможен также устойчивый разряд вдоль поверхности изоляции при наличии участков с резко неравномерным поверхностным сопротивлением (например, при некачественном выполнении полупроводящих покрытий).

Таким образом, для возникновения микродуг необходимо, чтобы емкостные токи лобовых частей были достаточно велики (чему способствует, например, загрязнение изоляции) и чтобы на пути этих токов встречались короткие участки поверхности с большим поверхностным сопротивлением (которые могут образоваться в случае, например, потери контакта между полупроводящими покрытиями пазовой и лобовой частей) или незащунтированные какими-либо деталями малые воздушные промежутки (например, зазоры между верхними и нижними

стержнями обмотки, щели между изоляционными прокладками и поверхностью изоляции стержня и т. п.).

Если на пути в зоне действия микродуги находятся какие-либо легко подвергающиеся тлению материалы (например, непротитанный бандажный шпагат или хлопчатобумажная лента), то возможно тление этих материалов.

Появление микродуг — явление весьма редкое. Тем не менее после ремонта машины с частичной или полной сменой обмотки следует проводить 5-минутное испытание номинальным напряжением с тщательным наблюдением за поведением изоляции.

При пробое изоляции во время испытаний в лобовых частях или на выходе из паза в некоторых случаях происходит ее возгорание. Если при этом за изоляцией ведется наблюдение, то потушить начавшийся пожар не представляет труда. Если же машина испытывается в закрытом состоянии, то пожар обнаруживается лишь после того, как охватит значительную часть обмотки.

Если при испытаниях происходит пробой изоляции, то обычно отключается испытательное устройство или отмечается одновременное снижение испытательного напряжения и рост тока, потребляемого из сети.

Если пробой произошел в лобовых частях обмотки, то место пробоя часто удается легко обнаружить по появлению искр и дыма при повторной подаче напряжения. Если же пробой произошел в пазовой части обмотки, то устанавливать место пробоя большей частью приходится, прожигая это место. С этой целью к обмотке прикладывают повторно напряжение и ведут наблюдение за расточкой статора; место пробоя отмечают по появлению дыма. Если таким способом не удается выявить место пробоя (что характерно для случаев, когда номинальный ток испытательного трансформатора не превышает долей ампера), то напряжение выдерживают или повторно прикладывают до тех пор, пока сопротивление места пробоя не понизится настолько, что испытательная установка окажется в режиме короткого замыкания (значительный ток при попытке поднять напряжение). После этого пробитую обмотку присоединяют к сети низкого напряжения с заземленной нулевой точкой через мощную лампу накаливания (обычно 300 Вт, в некоторых случаях до 700 Вт). Значительные токи, протекающие при этом через место пробоя, обычно вызывают тление изоляции и появление дыма. Не следует во избежание повреждения активной стали производить прожигание от каких-либо мощных источников тока, например сварочных трансформаторов.

4.3. ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ВЫПРЯМЛЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ

Испытания изоляции выпрямленным напряжением имеют принципиальные достоинства по сравнению с испытаниями напряжением промышленной частоты, а именно большую эффективность испытания изоляции лобовых частей обмотки вследствие меньшего падения напряжения вдоль поверхности изоляции и возможность измерения токов утечки с целью суждения о состоянии изоляции.

Причиной указанных достоинств является практическое отсутствие при испытании выпрямленным напряжением емкостных токов в изоляции, в то время как при испытании напряжением промышленной частоты они играют существенную роль. При испытаниях напряжением промышленной частоты емкостные токи лобовых частей обмотки, протекая по поверхности изоляции к заземленной активной стали статора, вызывают значительное падение напряжения вдоль этой поверхности, из-за чего напряжение между поверхностью изоляции и токоведущими проводниками будет тем меньше, чем больше расстояние по лобовой части до активной стали статора.

При приложении к изоляции выпрямленного напряжения через толщу ее протекают токи, определяемые ее объемной проводимостью; они на несколько порядков меньше упомянутых выше емкостных токов, соответственно меньше и вызываемое ими падение напряжения вдоль поверхности изоляции. Благодаря этому напряжение между поверхностью изоляции и токоведущим проводником при приложении выпрямленного напряжения значительно меньше зависит от расстояния до активной стали, чем при приложении напряжения промышленной частоты.

Некоторые виды дефектов изоляции в начальной стадии своего развития, не снижая еще пробивного напряжения изоляции до значений, меньших испытательного напряжения, приводят к снижению сопротивления дефектного участка изоляции. Такие дефекты редко удается обнаружить путем измерения сопротивления изоляции мегаомметром, поскольку существенное снижение сопротивления изоляции обычно начинается при напряжениях, значительно более высоких, чем напряжение мегаомметра. Дефекты эти могут быть выявлены измерением токов утечки изоляции при достаточно высоких напряжениях. Такие измерения не могут быть произведены путем непосредственного определения токов промышленной частоты, поскольку емкостные токи изоляции в десятки тысяч раз превосходят токи утечки: у современных крупных электрических машин емкостные токи при испытательных напряжениях измеряются амперами, а токи утечки составляют от десятков до сотен микроампер. Не помогут и измерения активной составляющей этих токов: активная проводимость изоляции, определяемая токами утечки при данном напряжении, существенно ниже активной проводимости, определяемой главным образом явлениями абсорбции. Определить токи утечки можно, только прикладывая к изоляции выпрямленное напряжение.

Нормированное значение выпрямленного испытательного напряжения принято в настоящее время равным 1,6 испытательного напряжения промышленной частоты. При этом испытательное напряжение не должно быть выше напряжения (также выпрямленного), которым испытывалась изоляция при вводе генератора в эксплуатацию. В последнем случае испытательное напряжение промышленной частоты составляет 80% заводского (сдаточного) испытательного $U_{исп}$. Соответственно этому выпрямленное испытательное напряжение при вводе генератора в эксплуатацию составляет $1,67 \cdot 0,8 U_{исп}$, т. е. $1,28 U_{исп}$.

Под воздействием выпрямленного напряжения в реальной изоляции не происходит заметного электрического старения в весьма широ-

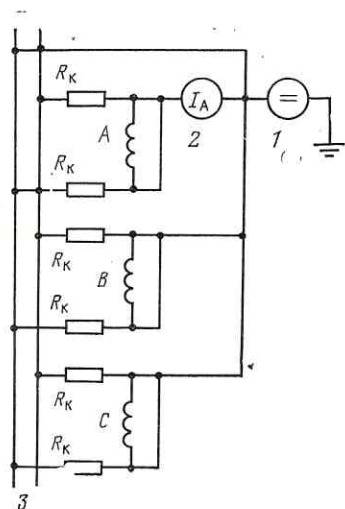


Рис. 4.2. Схема испытания выпрямленным напряжением изоляции обмотки с водяным охлаждением:

1 — выпрямительная установка; 2 — микроамперметр; 3 — водосборные коллекторы; А, В, С — фазы обмотки; R_k — сопротивление шлангов

ком диапазоне напряжений. Испытание выпрямленным напряжением производится при том же состоянии испытуемой обмотки, что и испытание переменным напряжением. Для машин с воздушным охлаждением схемы испытаний остаются теми же, что и при испытаниях переменным напряжением.

У генераторов с водяным охлаждением испытание изоляции выпрямленным напряжением производится лишь в тех случаях, когда изо-

ляция водосборных коллекторов рассчитана на приложение испытательного напряжения и имеется возможность использовать эти коллекторы в качестве экранирующих электродов. В этом случае испытуемая фаза присоединяется к выпрямительной установке, как обычно, через микроамперметр, а водосборные коллекторы и две другие фазы присоединяются к этой установке непосредственно, минуя микроамперметр (рис. 4.2). Испытания проводятся после слива воды из обмотки [17]. При применении такой схемы исключается возможность перекрытия шлангов и влияния их на токи утечки: оба конца всех шлангов находятся под одинаковым потенциалом, поскольку все фазы обмотки и коллекторы присоединены к одному источнику напряжения.

Схема обладает существенным недостатком: междуфазная изоляция не испытывается, токи утечки определяются состоянием только корпусной изоляции. Из-за этого результаты измерений не могут быть использованы для определения степени увлажнения изоляции (об этом будет упомянуто ниже) и для выявления дефектов в междуфазной изоляции. Однако имеется возможность сравнения результатов измерений по фазам; такая возможность отсутствует, когда применяется одновременное испытание трех фаз с измерением суммарного тока утечки.

Испытания выпрямленным напряжением проводятся перед испытаниями переменным напряжением, которые рассматриваются как завершающие. Исключением является случай испытания обмоток с водяным охлаждением, поскольку такие испытания проводятся до слива воды из обмотки (необходима ее циркуляция), а испытания выпрямленным напряжением — после слива воды и отсоединения внешних трубопроводов.

Подъем выпрямленного напряжения ведется равными ступенями; обычно (за исключением особых случаев) ступени берут через $0,5 U_{ном}$.

Выдержку времени на каждой ступени берут равной 1 мин. Применение равных ступеней напряжения диктуется необходимостью уменьшить влияние токов абсорбции на результат измерений. Если сквозной ток зависит от значения приложенного в момент измерений напряжения, то ток абсорбции, как и емкостный, зависит в первую очередь от того, насколько было поднято напряжение после выдержки на предыдущей ступени. Если выбирать ступени напряжения произвольно, то токи абсорбции будут иметь на разных ступенях различные значения. Поскольку ток утечки является суммой сквозного тока и тока абсорбции, то такие колебания последнего приведут к незакономерным изменениям тока утечки с ростом приложенного напряжения.

Токи утечки в электрической машине могут протекать по различным путям. На одних участках изоляции (в пазовой части) токи утечки протекают только через толщу твердой изоляции, на других участках (в лобовых частях и в вентиляционных каналах) часть пути токов утечки проходит вдоль поверхности изоляции.

Зависимости токов утечки от напряжения в первом и во втором случаях имеют различный характер. Известно, что при протекании тока через некоторые твердые диэлектрики наблюдается нелинейное возрастание тока с ростом приложенного напряжения. К числу таких диэлектриков относится и слюда, являющаяся основой современной изоляции высоковольтных электрических машин. Однако нелинейность эта не очень велика; по абсолютному значению токи утечки при всех напряжениях вплоть до пробивного остаются весьма небольшими, и приближение пробоя на участке изоляции небольшой площади практически не отразится на суммарном токе утечки.

Иные соотношения получаются, если пути токов проходят вдоль поверхности изоляции, например, если существует сквозное повреждение изоляции в лобовых частях обмотки на некотором расстоянии от выхода из паза. В этом случае зависимость проводимости от приложенного напряжения будет определяться законами прохождения тока через слой воздуха, прилегающий к поверхности изоляции. При достаточно высоких напряжениях этот ток становится существенно больше тока, текущего через изоляцию. Кривая зависимости тока от приложенного напряжения приобретает характерный перелом, определяемый началом ударной ионизации, после которой начинается резкое непропорциональное возрастанию тока. При напряжениях, близких к пробивным, поверхностная проводимость может возрасти в сотни раз по сравнению с первоначальным значением.

Из всего сказанного следует, что по зависимости токов утечки от напряжения могут быть выявлены сквозные повреждения изоляции в лобовых частях обмотки. При таких дефектах в кривой зависимости токов утечки от напряжения может появиться характерный перегиб, после которого начинается резко непропорциональный приложенному напряжению рост токов утечки. Несквозные повреждения при нормальном состоянии изоляции таким способом не выявляются. Ниже будет показано, что по зависимости токов утечки от напряжения может быть оценена также степень увлажнения изоляции.

Бывают случаи, когда изоляция фазы или ветви обмотки выдерживает испытания как выпрямленным, так и переменным напряжением, но имеет значительно повышенный по сравнению с другими фазами или ветвями ток утечки, что свидетельствует о наличии в изоляции какого-то дефекта.

Обнаружение дефектного стержня представляет значительные трудности. Для этого иногда прибегают к повышению испытательного выпрямленного напряжения сверх нормированного значения, что далеко не всегда вызывает пробой дефектного места изоляции; к значительному повышению напряжения обычно не прибегают из опасности пробоя или перекрытия неповрежденных участков изоляции. В других случаях отыскивают дефектный стержень, распавая обмотку на части и измеряя токи утечки половины, четверти фазы и т. д.; такой способ является чрезвычайно трудоемким и сопряжен с некоторым риском ухудшения общего состояния обмотки из-за многочисленных распаек, повторных паяк и изолировок.

Для отыскания дефектных мест в изоляции может быть применено специальное устройство, состоящее из щупа с микроамперметром, включенным через ограничивающий резистор. Ведя щуп по поверхности изоляции лобовых частей, следят за показаниями микроамперметра; при попадании щупа на место дефекта изоляции показания микроамперметра резко возрастают, так как при этом через него отводится ток утечки, текущий через изоляцию в этом месте. Устройство удобно выполнять в виде бакелитовой штанги с встроенным в нее активным делителем напряжения и металлическим щупом на конце в виде вилки, охватывающей широкие стороны стержня.

При испытании выпрямленным напряжением электрических машин с увлажненной изоляцией наблюдается ряд характерных явлений. Если изоляция очень сильно увлажнена, то в зависимости токов утечки от напряжения не наблюдается перегибов, но при некотором напряжении появляется дым, свидетельствующий о начинающемся тлении каких-то участков изоляции; если изоляция не увлажнена и не имеет дефектов, то токи утечки пропорциональны напряжению (в диапазоне обычных испытательных напряжений); при промежуточных значениях увлажненности в кривой зависимости токов утечки от напряжения наблюдается перегиб, после которого в некоторых случаях начинается тление изоляции.

Нелинейность зависимости токов утечки от напряжения в увлажненной изоляции можно объяснить ионизацией воздуха в зазорах, находящихся на пути токов утечки. Такими зазорами являются воздушные промежутки в междуфазной изоляции в лобовых частях. Если поверхность изоляции сильно увлажнена, все воздушные зазоры в междуфазной изоляции шунтируются теми участками ее и корпусной изоляции, где такие зазоры отсутствуют. Если изоляция не увлажнена, то возможна ионизация в малых зазорах, однако это мало сказывается на суммарном токе утечки, так как эти зазоры включены последовательно с участками, имеющими большое сопротивление изоляции, в том числе и с длинными участками сухой поверхности ее. Нелинейность зависимости токов утечки от напряжения появляется лишь при значительных напряжениях, когда,

видимо, начинается ионизация в больших зазорах на значительной площади изоляции. При промежуточных степенях влажности изоляции шунтирующее действие соприкасающихся участков изоляции недостаточно для того, чтобы сделать невозможной ионизацию в воздушных зазорах. В первую очередь при этом подвержены ионизации зазоры в междуфазной изоляции; притекание тока к зазорам происходит по увлажненной поверхности изоляции, имеющей невысокое сопротивление. В результате этого ионизация в малых зазорах приводит к существенному возрастанию суммарного тока утечки. Происходит, видимо, не только ионизация воздуха в зазорах, но и появление микродуг, которые с ростом напряжения охватывают все большую площадь.

Вопрос о сушке крупных электрических машин решается с учетом нелинейности зависимости токов утечки от напряжения. При этом критерием увлажнения является отношение сопротивления изоляции, соответствующего напряжению, близкому к $0,5 U_{ном}$, к сопротивлению изоляции при нормированном испытательном напряжении; сопротивление изоляции в обоих случаях вычисляют как отношение выпрямленного напряжения к одноминутному значению тока утечки при этом напряжении. Указанный критерий назван «коэффициентом нелинейности».

В настоящее время возможность включения без сушки крупных электрических машин определяется на основании измерений трех величин: абсолютного значения сопротивления изоляции, величины $R_{60^{\circ}}/R_{15^{\circ}}$ и коэффициента нелинейности. Коэффициент нелинейности, измеренный в диапазоне указанных ранее напряжений, должен быть не выше 3. Только в случаях, когда конструкция машины исключает возможность измерения токов утечки или когда в результате измерений не входят токи утечки междуфазной изоляции, возможность включения машины без сушки определяется без участия коэффициента нелинейности.

Поскольку при очень сильном увлажнении возможны случаи, когда коэффициент нелинейности близок к единице, а при испытании выпрямленным напряжением начинается тление изоляции, то установлены предельные значения токов утечки, по достижении которых продолжать испытания напряжением не разрешается [25]. При этом предельные значения токов утечки, установленные для первых ступеней напряжения (до $1,5 U_{ном}$), сами по себе еще безопасны, но указывают на возможность роста тока утечки до опасных значений в случае дальнейшего подъема напряжения.

4.4. ИЗМЕРЕНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ С ПОМОЩЬЮ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ДАТЧИКОВ

Этот метод применяют лишь в случаях, когда имеются основания подозревать наличие пазового разряда или ионизационного разрушения связующего элементарных проводников. Применение его при каждом профилактическом испытании не является обязательным.

Измерение интенсивности частичных разрядов часто применяется для оценки содержания воздушных включений в изоляции. При приложении к изоля-

ции напряжения происходит пробой воздуха в этих включениях (напряженность поля в них выше, а электрическая прочность их ниже, чем у окружающей изоляции). При этом все напряжение ложится на остальную часть изоляции и происходит быстрое (практически скачкообразное) изменение напряженности поля в частях изоляции, включенных последовательно с данным включением, в результате чего возникает импульс емкостного тока в изоляции и в той цепи, по которой к изоляции подается напряжение.

В результате изменения напряженности поля в изоляции (заряде слоев, включенных последовательно с воздушным включением) напряженность поля в воздушном включении падает, ток прекращается. Описанное явление носит название частичного разряда в изоляции. Частичные разряды, начавшись, продолжают повторяться. При приложении к изоляции переменного напряжения причиной их повторения является непрерывное изменение приложенного к изоляции напряжения, вызывающее новое возрастание поля в воздушном включении; разряды могут многократно повторяться в течение каждого периода.

Поскольку в изоляции, как правило, имеется большое число воздушных включений, то при приложении к ней напряжения, особенно переменного, разряды происходят чаще, чем при наличии одного включения, и в питающей цепи происходит непрерывные высокочастотные несинусоидальные колебания тока. Амплитуда импульса тока, вызываемого частичным разрядом, должна зависеть от размера пробивающегося включения: она будет тем больше, чем больше площадь включения и чем больше соотношение между толщиной включения и толщиной изоляции, включенной с ним последовательно (при условии, что приложенное напряжение достаточно для того, чтобы напряженность поля во включении достигла необходимого для пробоя значения). Из этого следует, что, измеряя импульсы тока в питающей цепи или какие-либо величины, с ними связанные, можно в известной степени оценить состояние изоляции (наличие и относительные размеры включений).

Поскольку импульсы тока частичных разрядов имеют крутой фронт, они легко отфильтровываются от токов промышленной частоты, что облегчает задачу их измерения. Измерение уровня частичных разрядов отдельных стержней до укладки их в статор может быть применено для оценки монолитности их изоляции. У стержней с терморезистивной изоляцией при таких измерениях даже удается отличить разряды, вызванные неплотным прилеганием изоляции к меди, от разрядов, вызванных немонолитностью самой изоляции.

Рост общего числа воздушных включений в изоляции, вызванный ее старением, может быть выявлен по увеличению уровня частичных разрядов не только отдельных частей обмотки (стержней), но и у всей обмотки путем измерений на ее выводах. На основании ряда опытов во Франции в 50-х годах были даже разработаны нормы для среднего значения тока частичных разрядов (отнесенного к емкости обмотки). Однако уровень частичных разрядов, измеренный на выводах обмотки генератора, не дает представления о наличии большинства наиболее распространенных дефектов изоляции: механических повреждений, расслоений в месте выхода из паза, местных перегревов и т. д. Основной причиной этого является трудность выделения сигнала, вызванного местным дефектом, из совокупности сигналов, получаемых от вполне работоспособных участков изоляции. Так, например, среднее значение тока частичных разрядов при наличии местного дефекта изоляции может практически не измениться, потому что сумма средних значений токов многочисленных частичных раз-

рядов, происходящих во всем объеме изоляции обмотки, может быть значительно больше, чем среднее значение тока частичного разряда, вызванного сосредоточенным дефектом изоляции.

Максимальное значение (и весь амплитудный спектр) частичных разрядов изменится лишь в том случае, если разряд, вызванный дефектом изоляции, по своей интенсивности будет значительно превосходить разряды, происходящие в различных неповрежденных местах обмотки. Такое соотношение отнюдь не является характерным для многих местных дефектов изоляции электрических машин.

Как указывалось, измеренный уровень частичных разрядов существенно зависит от емкости шунтируемого при разряде участка изоляции (т. е. в первую очередь от его размеров). Если разряд происходит в полости, то шунтируемая им емкость сравнительно велика. Если разряд происходит в несквозной щели или отверстии, то шунтируемая емкость может быть незначительной. В результате даже небольшие воздушные включения в изоляции, не приводящие к сколько-нибудь заметному ее ослаблению, могут существенно отразиться на измеренном максимальном значении уровня частичных разрядов, в то время как дефекты типа трещин, порезов, изломов, проколов и т. п. по уровню частичных разрядов останутся незамеченными.

Следует также иметь в виду, что вследствие значительной емкости обмотки ток частичного разряда, возникшего в месте дефекта изоляции, замыкается в основном внутри обмотки и изменения тока и напряжения во внешней (измерительной) цепи оказываются весьма незначительными (в десятки и сотни раз меньше, чем при измерениях на отдельном стержне). Это относится как к среднему, так и к максимальному уровню частичных разрядов и усложняет измерения. В отличие от этого разряды в полостях под изоляцией, вызывающие постепенное ионизационное разрушение связующего элементарных проводников во многих стержнях, при определенных условиях могут отражаться на уровне частичных разрядов, измеренном на выводах обмотки.

Однако при этом не удалось бы отделить сигналы, вызываемые практически безопасными разрядами в воздушных включениях в толще изоляции, от сигналов, вызванных разрядами под изоляцией, которые могли бы служить мерой степени разрушения связующего элементарных проводников; кроме того, при таком методе измерений нет возможности найти стержни, уже практически не пригодные к дальнейшей эксплуатации и поэтому требующие восстановления или замены.

С помощью измерения уровня частичных разрядов на выводах практически удается выявить только наличие пазовых разрядов, которые вызывают сигнал, по уровню существенно превосходящий любые сигналы от внутренних разрядов. Метод проверки отсутствия пазового разряда разработан и широко опробован [68]. Основан он на обнаружении высокочастотных свободных колебаний обмотки, вызванных импульсами пазового разряда. Измерительная схема состоит из делителя напряжения, фильтра высших частот и вольтметра, пригодного для измерений периодически возникающих затухающих колебаний. Измерения производятся пофазно, делитель напряжения присоеди-

няется поочередно к выводу каждой фазы. Определяется зависимость показаний вольтметра от испытательного напряжения. Признаком пазового разряда является резкий рост показаний вольтметра при сравнительно низком напряжении (2—3 кВ).

Плавный рост показаний вольтметра, начиная с напряжений 4 кВ и более, свидетельствует о наличии разрядов под изоляцией или короны, но не пазового разряда.

Вольтметр может быть заменен электронным осциллографом; в этом случае возникновение пазового разряда определяется по появлению на экране осциллографа ряда колебательных быстро затухающих импульсов одинаковой амплитуды с частотой следования, кратной удвоенной частоте сети (100 Гц). Равенство амплитуд импульсов объясняется тем, что при пазовом разряде пробивается большей частью один и тот же воздушный промежуток, там, где расстояние между стенкой пазы и поверхностью неисправного полупроводящего покрытия стержня оказалось минимальным. Если в обмотке имеется несколько стержней с пазовыми разрядами, то при подъеме напряжения будут возникать новые ряды импульсов с равными амплитудами.

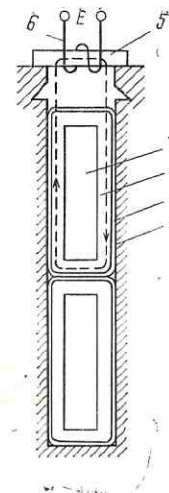
Для определения интенсивности разрядов производится градуировка схемы путем присоединения к выводу испытываемой фазы обмотки градуировочной цепи, состоящей из разрядника с последовательно включенным конденсатором; для такой цепи рассчитывается среднее значение тока за период.

По такой схеме измерения могут производиться не только при приложении к обмотке напряжения от постороннего источника, но и под рабочим напряжением. В этом случае делитель, укрепленный на изолирующей штанге, присоединяется к нейтрали работающего генератора. Такие измерения возможны лишь в случае, если достаточно низок уровень помех, которые могут передаваться в измерительную цепь с линии электропередачи, на которую работает блок, и из цепей возбуждения генератора. В любом случае при измерении на выводах генератора могут быть установлены факт наличия пазовых разрядов в обмотке и их интенсивность; однако таким способом нельзя указать, на каких стержнях происходит разряд. Поэтому описанные измерения частичных разрядов пригодны лишь в качестве предварительных: если результаты их указывают на отсутствие пазового разряда, то ими можно ограничиться, если же пазовый разряд имеется, то необходимо еще отыскать его местонахождение. Таким образом, для нахождения стержней, поврежденных из-за ионизационных процессов в полостях под изоляцией, и для обнаружения места возникновения пазового разряда необходимо иметь метод определения интенсивности и характера разрядов в каждом стержне обмотки.

При этом в отличие от измерений на выводах обмотки нет возможности использовать гальваническую связь со стержнем (для этого пришлось бы распивать или разизолировать головку), приходится использовать электромагнитную связь. Для осуществления такой связи может быть применен электромагнитный датчик (щуп), предложенный в США для поиска внутренних разрядов. Датчик этот представляет собой катушку с ферритовым сердечником, накладываемым поперек

Рис. 4.3. Принцип работы электромагнитного датчика:

1 — стенка пазы; 2 — пазовое полупроводящее покрытие; 3 — изоляция; 4 — токоведущая часть стержня; 5 — сердечник датчика; 6 — обмотка датчика; E — напряжение на катушке датчика



паза. Концы катушки присоединяются к электронному вольтметру или осциллографу. Разряд в полостях внутри изоляции или вне ее сопровождается протеканием импульсных токов в стержне; эти токи вызывают появление импульсного магнитного потока вокруг стержня, который, замыкаясь через ферритовый сердечник, возбуждает импульсную ЭДС в катушке датчика; эта ЭДС измеряется присоединенным к катушке электронным измерителем (рис. 4.3). Недостатком такого способа измерения интенсивности разрядов является наличие существенных помех из-за влияния импульсов, проходящих из других частей обмотки, на результаты измерений. С целью радикального подавления помех во ВНИИЭ было предложено применять два одинаковых электромагнитных датчика, включенных по дифференциальной схеме, сходной со схемой соединения трансформаторов тока в дифференциальной токовой защите [69]. Датчики, установленные по концам пазы, присоединяются параллельно измерительному прибору или осциллографу. При разряде в пазу, на котором установлены датчики, в обе стороны от места разряда будут распространяться импульсы, вызывающие в обоих датчиках колебания, близкие по фазе; эти колебания будут видны на осциллографе или вызовут отклонение стрелки прибора. При разряде в другой части обмотки пришедшие в данный паз импульсы пройдут под обоими датчиками в одном и том же направлении и вызовут в этих датчиках колебания, сдвинутые по фазе почти на 180°; на экране осциллографа или по прибору будет отмечено лишь небольшое напряжение, вызванное небалансом и падением напряжения на обмотках датчиков. Накладывая два датчика поочередно на все пазы статора, можно определить, в каких из этих пазов происходят разряды и какова их интенсивность в данном пазу. При таком способе измерений нет необходимости в применении высоких частот; достаточными являются частоты порядка десятков килогерц. Выявление пазовых разрядов производится с помощью электронного осциллографа по тем же показателям, как при измерениях на выводах обмотки. Датчики выполняются возможно меньшей толщины с тем, чтобы их можно было ввести в воздушный зазор гидрогенератора, не вынимая полюсов. Два датчика накладываются поочередно на все пазы испытываемой фазы или ветви, которая в это время находится под напряжением, не превышающим фазного напряжения обмотки.

Для измерения интенсивности внутренних разрядов (происходящих в полостях между внутренней поверхностью микалентной изоляции и токоведущим стержнем) к датчикам присоединяется вольтметр средних значений. Измерение среднего значения тока разрядов целе-

сообразно потому, что ему пропорционально количество агрессивных химических веществ, вызывающих разрушение связующего элементарных проводников.

С целью установления критерия отбраковки стержней уровни разрядов, полученные при измерениях и обработанные применительно к условиям работы каждого стержня, сопоставляются с фактическим состоянием нескольких стержней, вынутых из статора данного генератора или генератора того же типа, изготовленного тем же заводом и работающим в сходных условиях. В качестве браковочного принимается приведенный уровень разрядов стержней с явно разрушенным связующим элементарных проводников.

За рубежом, особенно в США и Канаде, делаются попытки выявления дефектов обмоток путем измерения интенсивности разрядов. В канадской компании Ontario Hydro уже более 20 лет проводятся измерения частичных разрядов с целью выявления ослабления крепления обмотки в пазах и повреждения полупроводящего покрытия в лобовых частях [70]. Проводятся они на генераторах, вращающихся под нагрузкой или на холостом ходу. Для измерений используется осциллограф, присоединяемый через емкостный делитель напряжения и фильтр к выводам генератора; измеряется максимальная амплитуда импульса. Опытный оператор может отличить сигналы из обмотки от сигналов из внешней цепи. На некоторых генераторах наблюдалось снижение амплитуды импульса на порядок после подтягивания клиньев, восстановления полупроводящего покрытия стержней, введения каучука в боковые зазоры в пазу.

Возможна и другая схема измерения, использующая также емкостную связь с обмоткой: на поверхность изоляции накладываются два электрода в местах, расположенных симметрично относительно выводов (например, по середине параллельных ветвей); электроды присоединяются к входам дифференциального усилителя. Если в обмотке происходит разряд, то сигналы от него поступают на входы усилителя не одновременно и на выходе усилителя появляется импульс [6].

Опробована система, использующая трансформаторную связь с обмоткой: при наличии заземления нейтрали генератора через трансформатор на его ввод или на заземляющую шину одевается высокочастотный трансформатор тока, к которому присоединяется измеритель радиопомех. С помощью такой системы в одном генераторе были выявлены обрывы элементарных проводников с выплавлением меди, в другом генераторе — наличие дуги на пластинах гибкого линейного вывода обмотки статора [71, 72].

4.5. МИКРОСТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ИЗОЛЯЦИИ

Микроструктурный анализ бывает полезен в случаях, когда повреждение изоляции имеет механический характер, однако признаки и характер разрушения ее не очевидны; он может применяться также для оценки степени теплового старения изоляции, особенно микалентной. Техника и результаты применения микроструктурного анализа изоляции генераторов описаны в [73].

Для проведения микроструктурного анализа образцы микалентной изоляции, снятые с предполагаемых мест повреждений так, чтобы не нарушить их структуру, расслаивают по толщине на несколько частей. Расслаивание можно производить с помощью скальпеля или путем размачивания образца в растворителе. При расслаивании скальпелем участки поврежденной слюды удаляются в процессе просмотра поверхности изоляции под бинокулярным стереоскопическим микроскопом. Затем производится исследование структур изоляции (в опытах оно производилось в светлом и в темном поле и в поляризованном свете) при увеличениях от $8\times$ до $600\times$ как качественным, так и количественным методами. В последнем случае определяются площади пороков в слюде и лаке точечным способом: исследуемый образец устанавливается на предметный стол микроскопа, при передвижении которого просматривается в определенном порядке вся поверхность образца, и фиксируются узловые точки шкалы (точки пересечения линейной шкалы окуляра с горизонтальным диаметром), попавшие на трещину, расслоение слюды, воздушное включение и т. п. (рис. 4.4).

Площадь данного дефекта S , %, может быть найдена по формуле

$$S = \frac{n}{kN} 100,$$

где n — число точек, попавших на дефекты данного типа; N — число просмотренных участков образца; k — число точек в каждом просмотренном участке образца.

Для микроструктурного анализа терморезистивной изоляции делают ее срезы. Выбор плоскости среза определяется расположением рассматриваемого дефекта. Так, например, для исследования трещины в изоляции достаточно рассмотреть два среза, перпендикулярных плоскости трещины. Для удобства работы полезно исследуемый образец отшлифовать, предварительно залив его эпоксидной смолой.

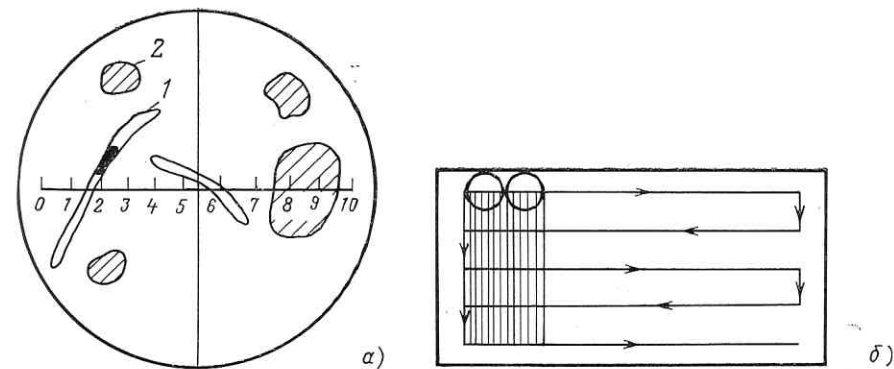


Рис. 4.4. Схематическое изображение поля зрения микроскопа с линейной шкалой в окуляре (а) и схема нанесения узловой сетки на образец путем перемещения его относительно объектива (б) [73]:
1 — трещина в слюде; 2 — участки расслоенной слюды; узловые точки 6, 8, 9 шкалы окуляра разместились на указанных дефектах

Для проведения микроструктурного анализа могут быть использованы широко распространенные металлографические микроскопы МИМ-7, МИМ-8М, ПТМ-2 и биологический микроскоп МБС-2.

4.6. ВЫЯВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ ИЗОЛЯЦИИ ПУТЕМ ОСМОТРОВ

Осмотры доступных частей обмоток являются не менее эффективным средством выявления дефектов изоляции, чем испытания и измерения. Ряд дефектов, вызванных ослаблением креплений лобовых и пазовых частей обмотки статора, может быть обнаружен в начальной стадии развития, т. е. до того, как произойдет значительное повреждение изоляции, только путем осмотра.

Усовершенствование конструкции гидрогенераторов и улучшение условий работы их изоляции должны приводить к относительному уменьшению числа повреждений, вызванных процессами теплового и электрического старения изоляции, и относительному росту числа повреждений по случайным причинам, таким как дефекты сборки, попадание посторонних предметов и т. п. (а именно, многие из них и могут быть выявлены осмотром). Это свидетельствует о том, что роль осмотров в выявлении дефектов изоляции в настоящее время и в ближайшем будущем будет достаточно важной.

Выявление следов ослабления креплений лобовых частей. Следует обратить внимание на состояние бандажных вязок, изменение расстояния между стержнями и оценку следов истирания изоляции и защитного покрытия. Следует проверить рукой подвижность прокладок, их смещение или выпадение, ослабление или обрывы бандажных вязок со стороны расточки и со стороны спинки. Особое внимание должно быть обращено на присутствие порошка пыли вблизи прокладок и кронштейнов, свидетельствующее об истирании изоляции и деталей крепления. Цвет порошка желтый при истирании терморезистивной изоляции, коричневый — микалентной компаундированной. Следует оценить механические повреждения изоляции на широких и узких сторонах стержней деталями крепления обмотки путем срезания бандажных вязок в местах с наиболее интенсивным запылением стержней. Аналогичным образом следует поступить при значительном ослаблении вязок (наличие порошка в этом случае необязательно).

При наличии вынутых стержней следует осмотреть все места, в которых имеются следы прокладок. Признаком истирания на микалентной компаундированной изоляции являются борозды от прокладок, как правило, с рваными краями, имеющие следы движения прокладки к ротору. При терморезистивной изоляции любые борозды являются признаком истирания; как правило, в этом случае следы покрыты желтым порошком. Следы истирания могут быть также в местах соприкосновения стержней верхнего и нижнего слоев обмотки. Эти следы находятся на узких гранях стержней вблизи уголков, в местах прилегания к стержням междурядовых прокладок.

Оценка следов попадания масла. Интенсивность замазливания обмотки оценивается путем осмотра и пробной протирки чистой тряпкой отдельных участков лобовых частей верхнего и нижнего

слоев обмотки, а также промежутков между соседними стержнями и между верхним и нижним слоями обмотки.

Для обмоток с микалентной компаундированной изоляцией дополнительно рекомендуется проверить степень размягчения поверхностного слоя изоляции маслом. При этом наилучшее состояние изоляции будет в том случае, когда изоляция размягчена и при нажатии из нее сочится масло; промежуточное состояние — размягчен только поверхностный слой изоляции, при этом основная часть толщины изоляции твердая; хорошее состояние, когда поверхностный слой изоляции не размазывается пальцем. В случае осмотра обмотки с интенсивным замазливанием лобовых частей следует обратить особое внимание на состояние защитной маслостойкой эмали и осмотр мест установки деталей крепления лобовых частей, так как при замазливании в первую очередь обнаруживаются повреждения эмали и возникают следы вдавливания деталей крепления и шнуровых бандажей в изоляцию обмотки. При сочетании истирания с попаданием масла у краев деталей крепления могут образовываться вязкие черные наплывы размягченного маслом компаунда, вытекшего из изоляции через места, поврежденные истиранием.

Если производится выемка стержней, необходимо вскрыть их для оценки глубины проникновения масла в изоляцию и проверки интенсивности разъедания по глубине путем раздиранья изоляции по слоям. При этом степень ухудшения изоляции оценивается в зависимости от осмотра мест разрыва. Состояние лучше, когда место разрыва сухое, хуже, когда в месте разрыва имеются отдельные следы масла или полужидкого компаунда, еще хуже, если слои изоляции легко разделяются и в местах раздела имеется полужидкий компаунд.

При разделении изоляции не только по слоям, но и по листкам слюды без их повреждения, а также при растворении маслом компаунда не только в корпусной изоляции, но и между элементарными проводниками состояние изоляции в данном месте следует считать неудовлетворительным.

Оценка запыленности и ее причин. При оценке запыленности лобовых частей фиксируется цвет пыли и ее расположение. Если пыль красная, бурая или цвета ржавчины, следует проверить ее магнитные свойства, собрав в бумагу достаточное количество порошка. Источником пыли цвета ржавчины является обычно контактная коррозия активной стали. В случае, если источник пыли не установлен, следует произвести химический анализ этого порошка для определения содержания железа, его соединений и прочих компонентов.

При определении источника запыленности следует учитывать направление потока газа, создаваемого вентиляцией генератора. Источниками запыления статора могут быть: истирающиеся клинья — желтая пыль, истирающееся асбестовое полупроводящее покрытие стержней — белая или серая пыль, истирающаяся терморезистивная изоляция стержней — желтая пыль, истирание активной стали — красная, бурая или пыль цвета ржавчины. В последнем случае пыль может иметь или не иметь магнитные свойства в зависимости от степени ее окисления.

Особенно тщательно необходимо осматривать стержни в местах выхода из паза. Скопление желтой или коричневой пыли на этих участках может явиться признаком истирания изоляции вибрирующими листами активной стали. В случае обнаружения источника интенсивного запыления в пазовой части, причиной которого является истирание стержней, необходимо специально произвести расклиновку пазов, в которых отмечается наиболее интенсивное запыление, и визуально найти места истирания.

При осмотрах следует обращать внимание на следы белого или желтоватого налета в лобовых частях, который образуется из-за интенсивного коронирования в промежутке между стержнями разных фаз или у конца пазового полупроводящего покрытия, что может свидетельствовать о неудовлетворительном состоянии полупроводящего покрытия. При этом следует проверить, под каким рабочим напряжением находятся стержни с обнаруженным белым или светло-желтым налетом. В случае расположения стержней по схеме обмотки вблизи линейных выводов, особенно если рядом находятся стержни другой фазы, наличие такого налета на поверхности является признаком коронирования.

Необходимо внимательно осматривать состояние поверхности лобовых частей с достаточно хорошей подсветкой также на предмет обнаружения следов копоти или дорожек от поврежденных разрядов, которые могут образоваться как в работе, так и в процессе предыдущих испытаний обмотки.

На обмотках гидрогенераторов чаще всего на нижних лобовых частях наряду с обычным запылением может быть обнаружен налет темной пыли, источником которой являются продукты износа тормозных колодок. Такая пыль, не являющаяся признаком какого-либо дефекта изоляции, может способствовать перекрытию между головками в случае наличия дефектов изоляции последних.

Выявление повреждений изоляции посторонними металлическими предметами. В некоторых случаях на обмотке имеются следы повреждения изоляции случайно попавшими в промежутки между стержнями мелкими посторонними стальными предметами или отломившимися от активной части небольшими кусочками стали. Повреждения в этих случаях имеют вид небольших конусов или «червоточин» со сглаженными краями, которые образуются вследствие внедрения металлических предметов в изоляцию под действием вибрации из-за магнитных сил при работе машины. Более крупные предметы (например, обломки инструмента и т. п.) оставляют следы в виде отверстий или борозд, также с гладкими краями.

Кроме характерной формы отверстий, повреждения изоляции посторонними предметами отличаются также характерным расположением по окружности лобовых частей. В большинстве случаев магнитные силы, действующие на такой предмет, меньше силы тяжести, поэтому он движется вниз от места попадания в лобовые части обмотки, пока не встретит препятствия на пути своего движения. Посторонний предмет достаточно большого размера может вызвать кратковременное замыкание элементарных проводников или даже соседних стержней, остающе-

ся незамеченным во время работы генератора. В этом случае места соприкосновения такого предмета с элементарными проводниками будут оплавлены. Наблюдались случаи, когда посторонний предмет «просверливал» стенки полых проводников в обмотках с водяным охлаждением, вызывая течи.

При послеаварийном осмотре генератора, если предполагается, что причиной аварии явился посторонний предмет и что предмет расплавился в момент повреждения, можно попытаться отыскать остатки этого предмета, опробовав с помощью сильного магнита магнитные свойства выплавившихся капель и слитков металла. Во всех случаях повреждения изоляции посторонним предметом или если попадание такого предмета подозревается, следует осмотреть все близлежащие стальные части генератора, из которых такой предмет мог бы выпасть. Особое внимание следует обратить на наличие всех гаек, болтов, на свежие изломы листов активной стали и т. п.

Выявление следов увлажнения. Эта оценка имеет особенно важное значение для обмотки с непосредственным охлаждением стержней дистиллятом. При осмотре в первую очередь проверяется наличие капель воды на лобовых частях обмотки, на головках, водоподводящих шлангах и других деталях лобовых частей. В случае обнаружения явных признаков наличия воды производится определение источника попадания ее на обмотку путем осмотра газоохладителей и опрессовки газоохладителей и обмотки по заводской инструкции.

При осмотре следует обращать внимание также на обугливание поверхности лобовых частей, особенно изоляции головок, ближайших к головкам дистанционных прокладок, шпигатных бандажей и прочих деталей крепления. Причиной такого обугливания является попадание на обмотку воды. Если вынимаются стержни, то производится вскрытие изоляции и наличие внутреннего увлажнения ее определяется по ворсистости бумажной подложки при расщеплении микалентной изоляции по слоям.

Оценка следов старения и перегрева изоляции. Путем внешнего осмотра удастся выявить следы старения и перегрева только микалентной компаундированной изоляции; по термореактивной изоляции пока опыта нет.

При осмотре следует в первую очередь определить, имеется ли резкое утолщение стержня на выходе из паза, вызванное тепловым старением изоляции; подается ли изоляция близ этого места при сжатии стержня пальцами (при этом обычно слышно характерное потрескивание). Аналогичные явления, но в меньшей степени могут наблюдаться у краев прокладок в лобовых частях (прокладки кажутся вдавленными в изоляцию, но без следов трения) и в местах расположения вентиляционных каналов в пазовой части. Наиболее полное представление о степени теплового старения корпусной изоляции получается, если в дополнение к внешнему осмотру вскрыть изоляцию на стержнях, не пригодных к дальнейшему употреблению (пробитых, сломанных при подъеме шага стержней и т. п.). Для вскрытия целесообразно вырезать по одному образцу изоляции (снять «коробочки») с обеих лобовых частей, с обоих выходов из паза и из середины пазовой части. Снятую

изоляцию следует попытаться разделить по слоям обмотки; если это удается и изоляция разделяется по подложке, то, следовательно, она состарилась. При большой степени старения изоляция рассыпается на отдельные листы слюды, бумажная подложка в ней практически отсутствует. Если старения нет или если оно находится в начальной стадии, то изоляцию практически невозможно разделить по слоям, она раздвигается по плоскостям спайности слюды с образованием глянцевой поверхности раздела.

Проверка плотности заклиновки пазов и выявление ослабления крепления стержня в пазу. Определяется обычно простукиванием клина по центру и краям молотком массой 0,2—0,4 кг. Критерии оценки плотности заклиновки даются, как правило, заводом-изготовителем. При отсутствии соответствующих указаний завода плотность заклиновки можно оценивать четырьмя степенями: первая степень — повышенная плотность заклиновки, клин при простукивании издает однородный глухой звук без явного дребезжания по всей длине; вторая степень — средняя плотность заклиновки, при простукивании клина прослушивается «звук пустоты» не более чем на половине длины клина; третья степень — пониженная плотность заклиновки, «звук пустоты» прослушивается на большей части или по всей длине клина, качания и смещения клина в пазу от ручного усилия при этом не происходит; четвертая степень — клин движется от руки.

При перекалиновке пазов генератора необходимо произвести осмотр вынутых клиньев. При этом следует обращать внимание на истирание заплечиков клиньев. Наличие отпечатков активной стали на заплечиках является нормальное; признаком истирания является выработка заплечиков активной сталью с глубокими расплывчатыми следами листов активной стали или совсем без таких следов.

В пазах с вынутыми в процессе расклиновки клиньями (на всей длине паза или на значительной ее части) следует осмотреть подклиновые прокладки и доступную для осмотра верхнюю сторону верхних стержней. Обугливание подклиновых прокладок, наличие участков стержня, имеющего терморезистивную изоляцию, с обугленной или лишенной лака покровной лентой являются признаками пазового разряда, вызванного вибрацией стержня в пазу.

Скопление серой пыли на некоторых участках длины паза под клином указывает на возможное истирание покровной ленты с широкой стороны стержня на этих участках вследствие вибрации стержня. В этом случае следует попытаться осмотреть верхнюю часть широкой стороны стержня через боковой зазор. Можно также попробовать определить, нет ли обрыва покровной ленты в пазу, введя какой-нибудь неметаллический инструмент под один из витков ленты, если он отстал от верхней (узкой) стороны стержня. При терморезистивной изоляции следует также проверить наличие и положение полупроводящих прокладок, уплотняющих боковой зазор в пазу, а также измерить боковые зазоры и проверить их соответствие указаниям завода-изготовителя. Если производится выемка стержней, то описанные выше признаки вибрации стержня в пазу легко определяются путем осмотра поверхности стержня, особенно его боковых сторон.

4.7. КОНТРОЛЬ ВИБРАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ОБМОТОК СТАТОРА

Вибрация обмоток статора, как указывалось в § 3.5, вызывается переменными составляющими электродинамических сил в обмотках и инерционных сил в сердечнике статора. Последние обусловлены вибрацией сердечника, порождаемой силами магнитного тяжения и электромагнитными моментами генератора, механическими силами неуравновешенности и эксцентricности роторов агрегата и гидравлическими силами турбины. Вибрация, возникающая из-за механических и гидравлических сил, передается сердечнику обычно через опорные конструкции генератора при его подвешенном исполнении.

Причинами повышенной вибрации обмоток чаще всего являются их недостаточные жесткости и аномальные режимы работы агрегата. Уровни вибрации отдельных частей обмоток могут существенно возрастать при повышении их динамических коэффициентов из-за изменений жесткостей креплений обмоток в процессе эксплуатации генератора. При нормальных установившихся режимах агрегата в обмотках статора генератора возникает периодическая вибрация, близкая к синусоидальной и содержащая в основном гармоническую составляющую полусной частоты. В переходных режимах возникает импульсная вибрация, имеющая сплошной спектр частот, в котором наиболее существенными могут быть составляющие с одинарной и двойной частотой сети, а также с частотами собственных колебаний сердечника и отдельных частей обмоток.

Размахи вибрации лобовых частей обмоток при нормальных установившихся режимах могут достигать 200—300 мкм, а при переходных режимах — 2000—3000 мкм и более [74]. Особенно высокие уровни вибраций возникают при внезапных двух- и трехфазных коротких замыканиях внутри обмотки статора и несинхронных включениях генератора. Составляющие вибрации лобовых частей обмоток, вызываемые инерционными силами сердечника, могут достигать 50% и более полного их размаха [59]. В передаче вибрации существенную роль играет состояние креплений, связывающих сердечник с лобовыми частями обмотки [75].

Жесткость креплений лобовых частей обмотки, как правило, меньше, чем пазовых, поэтому обычно их вибрационное состояние хуже. Однако в случае ослабления креплений пазовых частей их вибрация может существенно увеличиваться, особенно в области выхода стержней из пазов сердечника статора. Повышенная вибрация обмоток вызывает истирание, смятие и трещины изоляции, ее общее механическое старение, трещины и изломы элементарных проводников, а также увеличение сопротивлений контактных соединений обмоток и как следствие возникновение перегревов и дуговых разрядов в них. Повышенная вибрация сердечника может вызвать относительные перемещения пазовых частей обмотки и сердечника статора, которые приводят к истиранию и ударному смятию изоляции. Такие повреждения возникали, например, у генераторов типов СВК 1160/180-72, СВК 1340/150-96

и др. Подобные повреждения наблюдались и изучались на генераторах СВФ-1500/130-88, ВГС-700/100-48 и на других генераторах.

Ключевыми дефектами, вызванными повышенной вибрацией обмоток, чаще всего являются ослабление креплений лобовых частей обмоток статора и дефекты контактных соединений обмоток статора, структурные схемы развития которых даны на рис. 3.11 и 3.12.

Оценка вибрационного состояния обмоток основывается на результатах их осмотров и испытаний. Осмотры обмоток проводятся при ревизиях, ремонтах и после аварий. Кроме того, осмотры обмоток следует проводить каждый раз после тяжелых аномальных режимов, например внезапных коротких замыканий на шинах генераторного напряжения, неудачных АПВ, ошибочных синхронизаций, асинхронных режимов. Способы осмотров обмоток и критерии оценок их результатов приведены в § 4.6. Однако путем осмотров не всегда удается выявить ослабление креплений обмоток, поэтому может оказаться необходимым проведение вибрационных испытаний.

Вибрационные испытания проводятся только для лобовых частей обмотки, так как измерения вибрации пазовых частей весьма сложны. В объем эксплуатационных испытаний лобовых частей может быть включено определение следующих основных вибрационных характеристик:

амплитудно-частотной $A_k = F(f)$ при $I_c = \text{const}$;

амплитудной $A_k = \Phi(I_c)$ при $n = \text{const}$;

скоростной $P = \varphi(n)$ при $I_c = 0$ и $I_p = 0$;

контурной $A_k = \psi(x, y)$ при $I_c = \text{const}$ и $n = \text{const}$,

где A_k — амплитуда исследуемой гармонической составляющей вибрации; P — размах вибраций; I_c — ток обмотки статора; f — частота тока обмотки статора; I_p — ток обмотки ротора; n — частота вращения агрегата; x, y — координаты мест расположения вибродатчика.

При снятии характеристик отмечают температуры обмоток и активной стали статора. Методы, средства и способы обработки результатов вибрационных испытаний изложены в [74, 76]. Анализ полученной информации позволяет оценить частотный и амплитудный состав вибраций, а также распределение амплитуд вибрации на поверхности лобовых дуг, установить максимальные амплитуды вибрации и места их возникновения, выявить наличие резонансной вибрации, собственные частоты и формы колебаний лобовых дуг. Измеряя вибрацию лобовых дуг в режиме холостого хода при номинальном напряжении генератора и после гашения поля, можно разделить и оценить вибрацию, возникающую из-за сил магнитного тяжения и гидромеханических сил. На основе результатов испытаний и осмотров выявляются причины аномальной вибрации и принимаются меры для повышения надежности дальнейшей эксплуатации генератора.

В настоящее время для измерений вибрации лобовых частей обмоток статора применяются стационарные вибродатчики, например, типа МВ-3. С учетом требований безопасности они устанавливаются только на стержнях, имеющих потенциал относительно земли не выше, чем 3000 В. Обычно вибродатчики устанавливаются на нулевых стерж-

нях, а измерения вибрации проводят в режиме трехфазного короткого замыкания генератора [76].

Обычно обследуют вибрацию только небольшой части лобовых дуг обмоток статора крупных гидрогенераторов, иногда менее 1—2% всей совокупности лобовых дуг. Поэтому при обработке полученных результатов измерений вибрации, например при оценках наибольшей вибрации, используют методы математической статистики. Задаваясь законом распределения искомых величин, с заданной вероятностью оценивают их максимальные значения. Методика таких расчетных оценок изложена в [77, 78], вероятность получения максимальных параметров искомой величины обычно принимается не больше 0,975.

Следует отметить, что принимаемый при расчете закон распределения амплитуд вибраций лобовых дуг может оказаться ошибочным. В процессе эксплуатации возможны существенные изменения жесткостей креплений определенной части стержней обмотки, например, после несимметричных внезапных коротких замыканий и частичных перемоток обмотки, в этом случае закон распределения может измениться.

При оценке максимальной вибрации иногда не учитываются выбросы амплитуд вибрации отдельных лобовых дуг выборки. В таких случаях должна быть проверена достоверность измерений выбросов амплитуд вибрации лобовых дуг и при недопустимых значениях вибрации должны быть приняты меры для их снижения.

Изложенное выше показывает, что существующие методы и средства контроля вибрационного состояния лобовых частей обмоток статора ограничивают возможности контроля при нормальных режимах работы генератора. Поэтому может оказаться невозможным длительный контроль вибраций лобовых дуг, имеющих повышенные значения амплитуд вибрации и высокие потенциалы напряжений относительно земли. Для устранения выноса потенциала напряжения при измерении амплитуд вибрации лобовых частей обмоток статора целесообразна разработка виброоптических преобразователей. Различные исполнения таких преобразователей приведены, например, в [79, 80]; при этом связь виброоптического преобразователя с фотопреобразователем и показывающим прибором осуществляется гибкими световодами с высоковольтной изоляционной оболочкой. Виброоптические преобразователи обеспечивают измерение амплитуд вибрации лобовых частей обмоток статора без ограничений мест их установки и режимов работы генератора.

Нормирование уровней вибрации лобовых частей обмотки основывается на опыте эксплуатации, а также на результатах испытаний и расчетов. Так, например, для гидрогенераторов типа СВФ-1690/175-64 были приняты следующие нормы для двойных амплитуд выбросов лобовых частей обмотки статора, с полюсной частотой 100 Гц, в микронах, предложенные междуведомственной комиссией Минэнерго и Минэлектротехпрома, а также Красноярской ГЭС; при этом комиссией даны нормативные значения для мест выхода стержня из паза

сердечника статора и для головки лобовой дуги, а ГЭС — только для головки:

Оценка	Комиссия		ГЭС
	Выход стержня из паза сердечника статора	Головка лобовой дуги	
Отлично	До 10—15	До 20—30	50
Хорошо	16—30	31—60	51—80
Удовлетворительно	31—40	61—90	81—110
Неудовлетворительно	41—50	91—110	111—130
Недопустимо	>50	>110	>130

В эксплуатационном циркуляре [43] предельно допустимое значение размаха вибрации полюсной частоты лобовых частей обмоток принято 100 мкм. Изучение вероятности возникновения усталостных повреждений элементарных проводников стержней обмотки статора из-за их вибраций показало, что опасной является вибрация полюсной частоты (примерно 100 Гц) с двойными амплитудами выше 100 мкм [81].

При вводе в эксплуатацию каждого крупного гидрогенератора после его монтажа, а также при реконструкции его обмоток в процессе эксплуатации необходимо провести испытания лобовых частей со снятием основных вибрационных характеристик. Сроки проведения последующих испытаний устанавливаются в зависимости от эксплуатационного и вибрационного состояния обмоток. При этом объем и программа испытаний уточняются по результатам предшествующих осмотров и испытаний. После опасных аномальных режимов, например внезапных коротких замыканий и несинхронных включений, следует проводить внеочередные осмотры, а при необходимости и вибрационные испытания лобовых частей обмотки статора. Выявленные дефекты креплений обмоток должны своевременно устраняться.

Для снижения вибрации обмоток проводят перекалировку пазовых клиньев сердечника, перебандажировку лобовых частей, установку изоляционных распорок между головками лобовых дуг и в местах выхода стержней из пазов сердечника. Например, на генераторах типа ВГС-700/100-48 после установки распорок в местах выхода стержней из пазов сердечника, уплотнения пазовых клиньев и осуществления цепной вязки лобовых частей размахи вибраций при переходных режимах снизились с 1600 до 200 мкм на выходе из пазов и с 4500 до 560 мкм на головках лобовых дуг [82]. После выполнения работ по усилению креплений лобовых частей необходимо провести вибрационные испытания со снятием амплитудно-частотных характеристик для проверки отсутствия резонансной вибрации лобовых дуг в областях частот 50 и 100 Гц.

Особое внимание следует обращать на выявление дефектов контактных соединений головок лобовых дуг, кольцевых и выводных шин обмотки статора, число которых у крупных гидрогенераторов достигает 1100—1300 (см. § 3.6), а одной из причин возникновения дефектов может оказаться повышенная вибрация. Состояние паек головок лобовых дуг может быть проверено с помощью индикаторных приборов типа КВТ-2 или ФКП-3 [66]. Ухудшение состояния контактных соединений мо-

Таблица 4.1. Способы выявления дефектов изоляций обмоток статора гидрогенератора

Наиболее характерные дефекты	Измерение сопротивления изоляции	Испытание на пруженном промышленной частоты	Испытание выпряженным на пруженном с измерением токов утечки	Измерение интенсивности частичных разрядов	Осмотр		
					без выемки стержней	с выемкой стержня	с выемкой стержня и оценкой микроструктуры
Тепловое старение (при рабочих температурах)	—	+	—	—	+	+	+
Перегрев изоляции (местный или общий)	—	+	—	—	+	+	+
Ионизационное разрушение связующего элементарных проводников	—	+	—	+	—	+	—
Повреждение пазовым разрядом	—	+	—	+	—	+	—
Увлажнение изоляции вообще	+	—	+	—	—	+	—
Увлажнение изоляции местное (из-за течей в системе водяного охлаждения)	+	—	+	—	—	+	—
Проникновение масла в изоляцию	—	—	—	—	+	+	—
Истирание изоляции из-за вибрации стержней (в лобовых частях)	—	—	+	—	+	+	—
Истирание изоляции посторонним металлическим предметом, в том числе обломками активной стали	—	+	+	—	+	+	—
Трещины в изоляции технологического и усталостного происхождения или от действия однократных механических усилий	—	+	+	—	—	—	+

Примечание. + — возможно выявление дефекта данным способом.

жет сопровождаться повышением их температуры. В этих случаях для контроля за состоянием контактных соединений кольцевых и выводных шин на их поверхности в местах контактных соединений целесообразно наносить цветные необратимые термоиндикаторы плавления, например, типа ТИ с критическими температурами цветных переходов в области 60—120 °С [83]. Изменение цвета термоиндикаторов при перегревах контактных соединений обнаруживается при осмотрах.

Методы выявления наиболее характерных дефектов изоляции обмотки статора гидрогенераторов приведены в табл. 4.1.

ДЕФЕКТЫ РОТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРА

5.1. НЕКОТОРЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РОТОРОВ

Конструкция роторов в значительной степени определяется их размерами и возможностями транспортировки. Роторы диаметром до 5 м обычно выполняются с неразборным дисковым остовом — ободом, изготовленным из отдельных дисков толщиной до 40—50 мм, собранных в пакеты, разделенные между собой вентиляционными каналами. Полюсы крепятся в Т-образные пазы по наружному контуру дисков. Тормозные сегменты в таких роторах крепятся к утолщенному нижнему диску. Модификацией данной конструкции является остов в виде сварного барабана, состоящего из кованой или литой цилиндрической стальной центральной втулки с приваренными к ней верхним и нижним дисками с вертикальными ребрами между ними. По внешней окружности дисков приварены клиновые полосы, на которые насаживают обод, выполненный либо массивным, либо шихтованным из отдельных сегментов. Такие роторы могут быть диаметром до 6 м, а если барабанный остов делается разъемным, разбираемым на два части, то до 7 м [10].

Роторы диаметром более 5 м выполняются, как правило, с отъемными спицами, которые крепятся к центральной части остова барабанного типа стыковыми плитами и шпильками (рис. 5.1, а), или дисками и призонными шпильками, если центральная часть остова — литая втулка (рис. 5.1, б). При этом последняя конструкция применяется при вращающих моментах не более 20 МН·м. Спицы двутаврового или коробчатого сечения. По периферийной части для увеличения жесткости конструкции спицы соединяются между собой стальными листами, усилен-

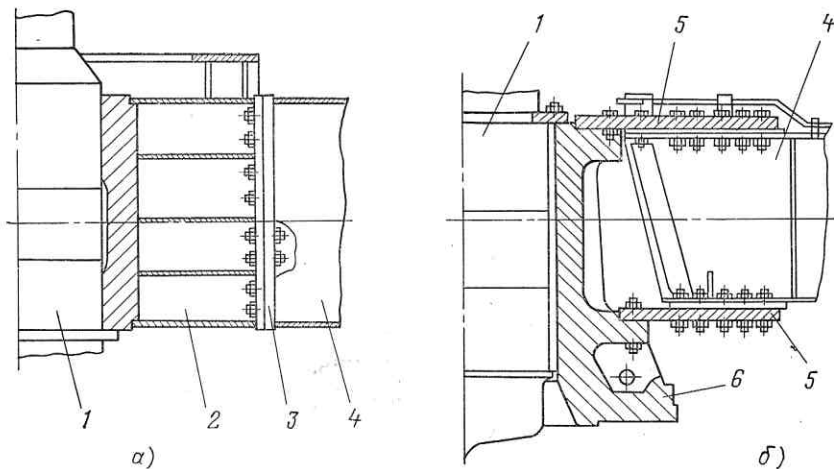


Рис. 5.1. Крепление спиц к центральной части остова ротора:

а — втулка барабанного типа; б — литая втулка; 1 — вал; 2 — центральная часть остова; 3 — стыковые плиты; 4 — спицы; 5 — диски; 6 — втулка

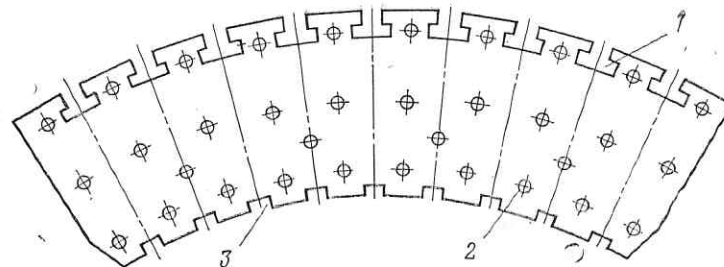


Рис. 5.2. Сегмент обода ротора:

1 — пазы для крепления полюсов; 2 — отверстия под стяжные шпильки; 3 — пазы для клиновых шпонок

ными ребрами жесткости. На наружном торце спицы приваривается клиновая полоса с пазом для клиновых шпонок обода ротора. Внизу на клиновой полосе имеется выступ, так называемый заплечик, препятствующий смещению обода.

Обод ротора шихтуется вперекрой из отдельных сегментов (рис. 5.2), выштампованных из листовой стали толщиной 4—6 мм. В сегментах сделаны отверстия под стяжные шпильки, которыми обод стягивается при сборке, а также пазы: с одной стороны листа — Т-образные для крепления полюсов, с другой — прямоугольные для расклиновки на клиновых полосах спиц. По высоте обод ротора разбивается на отдельные пакеты для образования вентиляционных каналов. Между пакетами привариваются дистанционные распорки и распорные кольца вокруг шпилек. Плотное соединение обода с остовом достигается расклиновкой встречными клиньями. Для обеспечения требуемого натяга перед расклиновкой обод разогревают. Для предотвращения выпадания клиньев при их ослаблении пазы для клиновых шпонок снизу закрываются пластинами. Чтобы исключить возможность скольжения обода вверх относительно остова в случае ослабления его посадки на спицах и при подъеме на домкратах (если тормозное кольцо не упирается в остов ротора) сверху обод запирается замком [10].

Сердечник полюса может быть двух основных типов: шихтованный из отдельных листов и массивный — литой или кованый с последующей механической обработкой. Последняя конструкция наряду с определенными преимуществами, например отсутствием продольной успокоительной обмотки, обладает рядом недостатков — высокой стоимостью, повышенными поверхностными потерями и нагревами инверсными полями, сложностью механической обработки, возможными внутренними пороками в материале, выявление которых требует специальной проверки. В силу перечисленных причин в настоящее время более распространенной является конструкция шихтованного полюса, в которой листы полюсов стягиваются стяжными шпильками, обеспечивающими давление между листами 1,5—2 МПа.

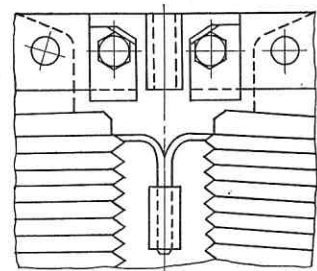
Крепление полюсов к ободу ротора осуществляется одним или двумя Т-образными хвостами с помощью встречных клиньев. Для упора полюса и предотвращения выпадания клина снизу паз обода закрывается специальными пластинками.

Полюсная катушка наматывается из шинной меди, часто специального профиля (по технологическим причинам и для улучшения условий вентиляции в роторах с форсированным воздушным охлаждением). Для весьма мощных гидрогенераторов при большой ширине меди катушка может выполняться прямоугольной — сваренной из отдельных отрезков. После намотки катушки отжигаются и рихтуются. Межвитковая изоляция делается из асбестовой бумаги толщиной 0,3—0,5 мм. Затем катушка разогревается и запекается под давлением, чем достигается ее монолитность. Корпусной изоляцией катушки являются специальные гильзы, изготовляемые из стеклоткани и асбестовой бумаги и насаживаемые на сердечник полюса, и изоляционные шайбы, изолирующие катушку от башмака полюса, козырьков щек и обода ротора.

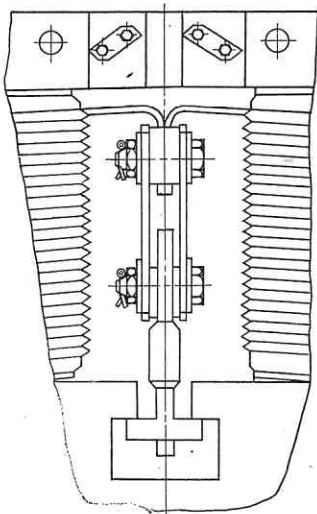
Межполюсные соединения выполняются обычно из пакетов листовой фосфористой бронзы с толщиной листа 0,2—0,5 мм, что должно обеспечивать достаточную прочность и вместе с тем эластичность соединения. По технологическим соображениям соединения располагаются вверху машины и крепятся (обычно приклепываются) с последующей пропайкой к концевым виткам. При этом площадь контакта должна равняться десятикратному сечению витка катушки полюса. Для сохранения эластичности соединения пропаиваются только участки контакта. Не допускается затекание припоя между листами в остальной части соединения [10].

В машинах с небольшими центробежными усилиями соединения спаиваются между собой с помощью хомутика и не имеют специального крепления (рис. 5.3, а). В быстроходных машинах с частотой вращения 500 об/мин и выше межполюсные соединения укрепляются оттяжками (рис. 5.3, б). Разработаны различные модификации крепления межполюсных соединений к ободу ротора, однако принципиально они существенно друг от друга не отличаются.

Для подвода постоянного тока к обмотке возбуждения ротора служат контактные кольца. Они обычно изготавливаются из стали и устанавливаются на втулке или на сварном остове, который насажен на вал. Иногда по технологическим соображениям (условиям изготовления, сборки) кольца выполняются разборными, состоящими из двух ча-



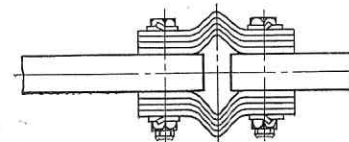
а)



б)

Рис. 5.3. Исполнение межполюсных соединений:
а — при малых центробежных силах; б — при больших центробежных силах

Рис. 5.4. Соединение сегментов поперечной успокоительной обмотки



стей. Между кольцами для удобства и безопасности обслуживания устанавливается изоляционный щиток. Щетки для токосъема применяются обычно угольные с плотностью тока 6—8 А/см². На каждом кольце должны быть обязательно установлены щетки одной марки. Щетки вставляются в обоймы пружинного щеткодержателя с регулируемым давлением каждой щетки. Все токосъемное устройство должно размещаться на достаточно удобном для обслуживания и хорошо вентилируемом участке валопровода.

Токоподвод от контактных колец к обмотке возбуждения выполняется из медных изолированных шин, сечение которых соответствует сечению меди катушек. Шины изолируются несколькими слоями микаленты и слоем тафтяной ленты сверху. К остову, валу и ободу ротора шины крепятся с помощью специальных изоляционных колодок и зажимов. При больших центробежных силах для предотвращения перемещения шин в радиальном направлении предусматриваются упоры. Если по условиям компоновки часть токоподвода проходит под втулкой подшипника, то она располагается в пазу вала и закрепляется клиньями. Сочленение токоподводов с обмоткой возбуждения выполняется аналогично межполюсным соединениям — пакетами листовой фосфористой бронзы.

Успокоительная обмотка гидрогенератора, предназначенная для гашения колебаний в переходных режимах, улучшения условий входа генератора в синхронизм, эффективного гашения поля обратной последовательности при несимметричных режимах, а также для уменьшения перенапряжений в неповрежденной фазе при двухфазных коротких замыканиях, представляет собой круглые медные стержни, вложенные в выштампованные в полюсных наконечниках отверстия и замкнутые в пределах полюса по торцам массивными медными шинами — демпферными сегментами. К замыкающим сегментам стержни успокоительных обмоток припаиваются твердым припоем. Совокупность успокоительных обмоток образует успокоительную систему гидрогенератора, которая может быть продольной или продольно-поперечной (полной).

Продольная успокоительная система представляет собой не соединенные между собой описанные выше успокоительные обмотки полюсов. При полной успокоительной системе сегменты соседних полюсов соединяются между собой (вверху и внизу ротора) болтовыми соединениями в сплошное кольцо с помощью пакетов из эластичных изогнутых тонких пластин из бронзовой фольги (рис. 5.4), иногда называемых компенсаторами. При больших центробежных нагрузках края сегментов крепятся с помощью специальных штифтов-оттяжек к ободу ротора [10].

5.2. АСИММЕТРИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ В ВОЗДУШНОМ ЗАЗОРЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Асимметрия магнитного поля в воздушном зазоре гидрогенераторов может быть следствием двух основных причин — асимметрии собственно воздушного зазора и наличия короткозамкнутых витков в обмотках возбуждения полюсов ротора.

Асимметрия зазора может быть обусловлена неправильными формами расточки статора и (или) огибающей полюсов ротора. Для выяснения причин и последствий асимметрии зазора целесообразно рассматривать ее гармонический состав, который определяется пространственным разложением в гармонический ряд измеренных каким-либо способом форм расточки статора и огибающей полюсов ротора. Тогда 1-я гармоника искажения характеризует эксцентриситет (для ротора — это несовпадение геометрического центра ротора с его центром вращения, а для статора — несовпадение геометрического центра статора с центром вращения ротора, так называемая расцентровка); 2-я гармоника характеризует эллиптичность (статора или ротора) и т. д.

Попутно заметим, что искажения магнитного поля первой формы (независимо от его причин) сильно сглаживаются уравнительными токами в параллельных ветвях обмотки статора, которые, оказывая размагничивающее действие, существенно выравнивают индукцию в воздушном зазоре генератора. Сглаживающий эффект, правда, значительно меньший, но для всех гармоник искажения магнитного поля имеют место при насыщении генератора.

Для удобства анализа магнитное поле в воздушном зазоре генератора целесообразно рассматривать, применяя метод наложения, т. е. при определении влияния формы статора на искажения поля предполагать ротор геометрически правильным, без короткозамкнутых витков в обмотках полюсов, и наоборот, при выяснении влияния на искажения поля формы ротора и короткозамкнутых витков в его обмотках считать геометрически правильным статор, а также не учитывать наличие у него зубцов и стыков. При таком подходе асимметрия статора является причиной появления в спектре кривой магнитного поля в воздушном зазоре низкочастотных пространственных гармоник, не зависящих от углового положения ротора. Поэтому асимметрию магнитного поля, обусловленную неправильной формой статора, условно назовем «неподвижной». Напротив, асимметрия магнитного поля, которая является следствием искажения формы ротора или наличия в обмотке возбуждения короткозамкнутых витков, вращается вместе с ротором и может быть названа «вращающейся».

Схема возможных причин и следствий неподвижной асимметрии магнитного поля показана на рис. 5.5. Неподвижная асимметрия появляется при искажении формы статора, которое может быть вызвано несколькими причинами, подробно описанными в гл. 2.

Неподвижная асимметрия магнитного поля может обусловить значительную силу одностороннего магнитного тяжения между ротором и статором — до нескольких десятков тонн [84]. Под действием этой силы вал ротора будет все время прижат к одним и тем же сегментам на-

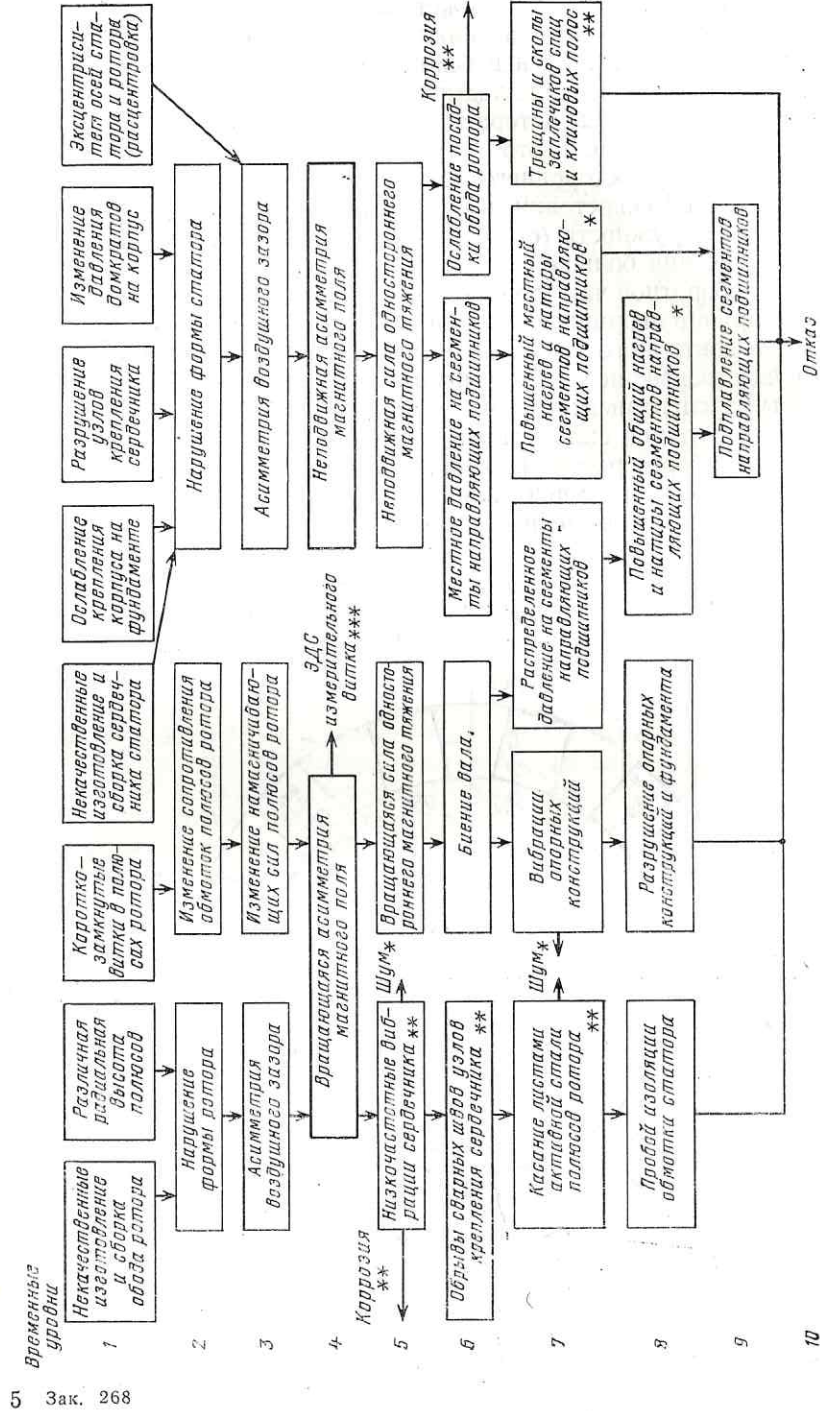


Рис. 5.5. Схема возникновения и развития вращающейся асимметрии магнитного поля (обозначения см. на рис. 1.2)

правляющих подшипников, что может вызвать выдавливание на этих участках масляной пленки и возникновение граничного (полусухого) или даже сухого трения, что неизбежно приведет к перегревам сегментов и подплавлению баббита вкладышей.

При искажении формы ротора возникает несбалансированная сила его магнитного тяжения. В этом случае векторы неподвижной и вращающейся сил одностороннего магнитного тяжения складываются, и результирующий непостоянный по величине вектор колеблется в некоторой части окружности (статора) — если неподвижная сила одностороннего тяжения больше вращающейся, или, в противном случае, вращается с оборотной частотой [84].

Анализ причин аварийного повреждения направляющего (нижнего) подшипника зонтичного гидрогенератора типа СВ-1340/150-96 показал, что существовавшие у этого генератора расцентровка (около 5 мм) и некоторый эксцентриситет формы ротора явились причиной возникновения значительной силы одностороннего магнитного тяжения, которая за один оборот ротора изменялась примерно от 0,8 до 1,5 МН и пульсировала в секторе с центральным углом $\alpha = 33^\circ$. Это соответствовало характеру повреждения сегментов подшипника (рис. 5.6): расположение вкладышей с максимально поврежденной поверхностью совпало с направлением расчетной силы одностороннего тяжения.

Следствием неподвижной асимметрии магнитного поля является повышенный неравномерный нагрев сегментов направляющих подшипни-

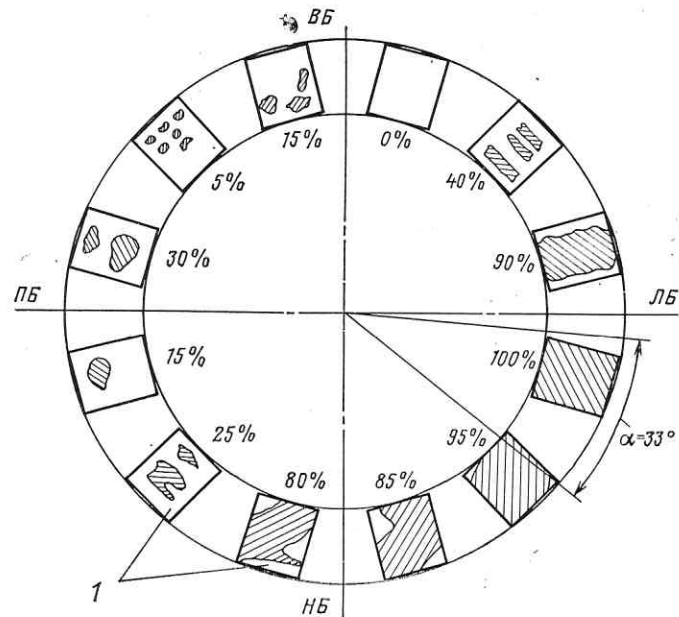


Рис. 5.6. Эскиз повреждения направляющего подшипника гидрогенератора типа СВ-1340/150-96:

ПБ — правый берег; ЛБ — левый берег; НБ — нижний бьеф; ВБ — верхний бьеф; 1 — сегменты подшипника; 0—100% — степень повреждения сегментов

ков. Кроме того, при этом дефекте может образоваться контактная коррозия в местах посадки обода ротора на спицы и полюсов на обод (в случае ослабления их крепления). В эксплуатации наблюдались даже обрывы сварки в местах «прихватки» клиньев обода, выползание этих клиньев и появление усталостных трещин и сколов заплечиков спиц остова.

Случаи ослабления посадки обода отмечаются довольно часто, особенно в первый период эксплуатации генераторов. В основном это происходит под воздействием центробежных сил на полюсы и элементы обода ротора и в результате обмятия краев отверстий для стяжных шпилек. Наличие существенной силы одностороннего тяжения может усугубить и ускорить этот процесс.

Качество расклиновки обода ротора на остановленной машине обычно проверяется ударом кувалдой по клинья. При удовлетворительной расклиновке звук звонкий, «металлический», в случае ослабления посадки звук глухой. При специальных исследованиях для выявления ослабления посадки обода на спицы остова применяют способ относительных динамических перемещений [74], который заключается в регистрации с помощью тензобалочек и осциллографа перемещений обода по отношению к спицам. Тензобалочки, ориентированные в радиальном, тангенциальном и аксиальном направлениях, устанавливают на спицах так, чтобы своим концом они с натягом упирались в обод ротора. Для передачи сигналов с вращающегося ротора могут быть применены токосъемные кольца или телеметрические устройства.

На остановленном генераторе определение натяга обода может быть проведено способом, предложенным в [85], который заключается в измерении механических напряжений (тензотрами) в спицах или расстоянии между спицами и ободом (механическим указателем часового типа) при постепенном разогреве обода и создании температурного перепада между ним и спицами. При нагреве и расширении обода его натяг, обусловленный силами первоначальной горячей посадки, постепенно уменьшается, и сжатые при посадке спицы удлиняются за счет сил упругости. В момент разъединения обода и спиц между ними появляется зазор, фиксируемый на часовом указателе, а растяжение тензотростов прекращается. Измеренные при этом температуры обода и спиц позволяют вычислить существующий натяг обода и оценить его в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

Как было упомянуто выше, вращающаяся асимметрия магнитного поля может быть вызвана двумя причинами: неправильной формой ротора и несимметрией МДС обмоток полюсов (см. рис. 5.5.). Искажение формы ротора обычно бывает следствием неправильной его расклиновки во время монтажа или ремонта или деформации обода и его смещения относительно спиц при ослабленной посадке. Кроме того, возможны существенные отклонения в высоте собственно полюсов (в радиальном направлении).

Асимметрия МДС обмоток полюсов ротора возникает вследствие коротких замыканий между витками их обмоток или замыканий обмотки возбуждения в двух точках на землю. Эти дефекты наиболее вероятны после механических повреждений изоляции (например, в результате

случайного удара инструментом при ревизии или ремонте или отломившейся деталью при работе генератора) или при ухудшении состояния изоляции (чрезмерном загрязнении, обмасливание или увлажнении). Замыкание на корпус может произойти также при электрическом пробое изоляции из-за перенапряжений в цепи возбуждения или при неудачной конструкции крепления межполюсных перемычек и их подвижности под действием центробежных сил при вращении машины. Последняя причина обычно устанавливается с некоторыми трудностями, так как на остановленном генераторе замыкание на землю может отсутствовать.

Степень асимметрии намагничивающих сил обмотки возбуждения соответствует числу короткозамкнутых витков или числу зашунтированных полюсов при двойном замыкании на землю. При нескольких зашунтированных полюсах асимметрия может оказаться настолько большой, что приведет к тяжелой аварии. Напомним, что замыкание обмотки возбуждения на землю уже в одной точке требует немедленной остановки генератора для устранения этого повреждения.

Вращающаяся асимметрия магнитного поля вызывает, во-первых, низкочастотные вибрации сердечника статора, сопровождающиеся характерным шумом (высокочастотный гул, модулированный низкой—оборотной частотой), и, во-вторых, биение валопровода. Повышенные вибрации могут привести к обрыву сварных швов узлов крепления сердечника статора, в результате чего возможно задевание листов активной стали полюсами ротора, сопровождающееся шумом и влекущее за собой пробой изоляции обмоток статора и отказ.

У генераторов подвешенного исполнения вибрации сердечника передаются на опорные конструкции; вибрация последних может быть также следствием биения вала (у генераторов всех типов). Вибрации опорных конструкций могут привести к усталостному разрушению узлов их крепления и фундамента, что чревато аварийным остановом генератора. Биение вала генератора обуславливает также увеличение давления на сегменты направляющих подшипников, которое при вращении ротора будет поочередно передаваться на все сегменты подшипника. В результате возможны повышенный общий нагрев и натирки вкладышей направляющих подшипников, что может повлечь за собой подплавление баббита и последующий отказ.

Указанные выше характерные признаки вращающейся асимметрии магнитного поля позволяют обнаружить ее в достаточно ранний период, задолго до возникновения повреждений конструктивных узлов. Кроме того, вращающуюся асимметрию можно выявить путем анализа записанной на светолучевом осциллографе кривой ЭДС измерительного витка или датчика индукции, установленного на статоре генератора. Неравенство амплитуд полуволн ЭДС будет свидетельствовать о наличии вращающейся асимметрии магнитного поля. Этот электромагнитный способ давно применяется в эксплуатации, однако не всегда дает удовлетворительные результаты при определении искажения огибающей полюсов ротора. Дело в том, что в генераторе даже в отсутствие насыщения при резкой асимметрии зазора, во-первых, происходит некоторое перераспределение магнитных потоков по контурам магнит-

ной цепи, образованным смежными полюсами ротора и участками ярма статора и ярма ротора между ними, а во-вторых, в контурах со значительно меньшим воздушным зазором все же сказывается эффект насыщения [86, 87]. Это обстоятельство затрудняет расчет зазора под каждым полюсом пропорционально ЭДС витка, как это предлагалось, например, в [45]. Тем не менее электромагнитный способ контроля асимметрии зазора является более действенным и точным по сравнению с традиционным механическим способом, реализуемым путем измерения зазора под каждым полюсом.

Для получения достаточно полной информации при механических измерениях зазоров их следует проводить сверху и снизу ротора в двух фиксированных точках — на статоре и на роторе. Ротор с помощью крана поворачивается на один полный оборот с шагом, кратным числу полюсов, например на два полюсных деления. При каждом шаге производятся измерения (с помощью специальных клиньев, показанных на рис. 2.16, или мерных дисков) в обеих фиксированных точках. Полученные таким образом данные позволяют определить формы ротора (по результатам измерений в фиксированной точке статора) и статора (по результатам измерений в фиксированной точке ротора) [41]. Описанный способ определения формы воздушного зазора трудоемок и требует значительного времени: необходимо обеспечить доступ к зазору по всей окружности, в большинстве конструкций гидрогенераторов во избежание повреждений подпятника следует смазывать зеркало пяты салом, слив предварительно из ванны масло, т. д.

При определении форм ротора и статора путем механических измерений возможны существенные неточности в силу следующих причин. При вращении ротора под действием центробежных сил его обод деформируется, и при ослабленной посадке обода на остов или при неодинаковом натяге под разными спицами возможна неравномерная деформация обода, что обусловит отличающуюся от измеренной на остановленном генераторе форму его ротора. Кроме того, ввиду возможной непараллельности поверхности полюса и расточки статора, а также из-за выступающих отдельных листов стали полюса ротора или сердечника статора измерения с помощью щупа (или другого приспособления) будут неверными. В ряде случаев погрешность механического измерения зазора (не менее $\pm 0,5$ мм) может быть соизмерима с отклонениями зазоров под полюсами, что обусловит искаженное представление о формах ротора и статора. В силу изложенного электромагнитный способ определения формы ротора более перспективен, хотя и не дает пока возможности оценки формы расточки статора.

Для удобства анализа ЭДС витка во ВНИИЭ был разработан измеритель асимметрии магнитного поля (ИАМП) [88]. Измеритель асимметрии представляет собой устройство для выделения, регистрации и измерения сигнала, пропорционального асимметрии магнитного поля, характеристикой которой является размах низкочастотной огибающей основной волны индукции в воздушном зазоре генератора. Устройство включает в себя: входной делитель, с помощью которого по стрелочному указателю устанавливается фиксированный уровень, соответствующий среднему значению основной волны индукции в зазоре; двухполу-

периодный выпрямитель и фильтр низких частот, в которых производится детектирование сигнала и выделение низкочастотной огибающей выпрямленного сигнала, пропорциональной асимметрии поля; усилитель напряжения и мощности низкой частоты для обеспечения номинального выходного сигнала; пиковый детектор со стрелочным указателем на выходе, показывающим в процентах по отношению к среднему значению основной волны индукции асимметрию магнитного поля ротора. К выходу устройства может быть подключен внешний регистрирующий прибор для детального анализа кривой асимметрии поля. Все устройство выполнено в виде переносного прибора. Разложением выходного напряжения ИАМП на гармонические составляющие можно выделить амплитуды соответствующих пространственных гармоник огибающей формы ротора. Для перехода от относительных единиц, в которых градуирован прибор, к линейным размерам размаха огибающей полюсов ротора и амплитуд ее гармоник следует как можно более точно путем механических измерений определить зазор под каким-либо полюсом и сопоставить его с записанной на осциллограмме амплитудой ЭДС этого же полюса. Полученное отношение может быть использовано в качестве коэффициента пересчета процентов асимметрии магнитного поля в метрические единицы параметров формы ротора. Ввиду сильного влияния насыщения активной стали генератора на симметрию магнитного поля измерения с помощью ИАМП нужно проводить при пониженном уровне возбуждения в режиме холостого хода $I_{\text{рот}} \leq 0,7 I_{\text{рот,х}}$.

Уместно отметить, что рекомендуемый инструктивными материалами [89] способ оценки асимметрии воздушного зазора по разности диаметральнo противоположных зазоров, отнесенной к их среднему значению, позволяет получить лишь довольно скудную и явно недостаточную для детального анализа информацию. (Напомним, что согласно [89] размеры зазоров в диаметральнo противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на 20% среднего значения, равного их полусумме.) Сравнивая диаметральнo противоположные зазоры, можно выявить только первую гармонику формы зазора, т. е. его эксцентриситет, который по результатам таких измерений в равной степени может относиться и к ротору, и к статору. Между тем это две разные аномалии, которые обуславливают различные ключевые дефекты. Более того, невозможность выявления таким образом эллиптичности ротора затрудняет определение причины повышенной второй гармонической составляющей низкочастотной вибрации статора, тогда как сердечник статора гидрогенератора обычно наиболее «отзывчив» ко второй гармонике возмущающей силы (см. гл. 2), или, что то же, ко второй гармонике в форме огибающей полюсов ротора.

К недостаткам электромагнитного способа определения формы магнитного поля в воздушном зазоре следует отнести то обстоятельство, что при небольшом числе закороченных витков катушки полюса по осциллограмме нельзя различить асимметрию ротора и наличие короткозамкнутых витков. На осциллограмме четко виден провал амплитуды полуволны ЭДС измерительного витка в случае закорачивания значительного числа витков катушки либо одного или более полюсов цели-

ком. Поэтому в настоящее время наличие короткозамкнутых витков в обмотке возбуждения гидрогенератора обычно устанавливается при его ревизии или ремонте путем измерения полного сопротивления обмотки ротора переменному току [25]. Измерения проводятся на остановленном генераторе. Определяется сопротивление каждого полюса (или двух смежных полюсов) при подаче переменного напряжения 220 В. Для возможности сопоставления результатов проведенных измерений с выполненными раньше все измерения должны производиться в одинаковых условиях: при одном и том же напряжении и аналогичном состоянии генератора (вставленный или вынутый ротор, разомкнутая или замкнутая обмотка статора и т. д.) и одних и тех же значениях тока. Желательна одинаковая ориентация ротора относительно статора. Результаты выполненных измерений сравниваются с данными предыдущих испытаний, и по уменьшению полного сопротивления катушки полюса или катушек пары смежных полюсов судят о наличии виткового замыкания и необходимости ремонта.

5.3. УВЕЛИЧЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЙ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБМОТОК ВОЗБУЖДЕНИЯ ПОЛЮСОВ РОТОРА

Значительные токовые нагрузки обмоток возбуждения современных мощных гидрогенераторов делают весьма уязвимыми контактные соединения. В практике эксплуатации увеличение сопротивления контактных соединений обмоток возбуждения ротора нередко сопровождается серьезными и обширными повреждениями, надолго выводящими генератор из работы. Этот ключевой дефект присущ межполюсным соединениям обмотки возбуждения и местам пайки токоподводов ротора.

Ухудшение электрического контакта в межполюсных соединениях и в соединениях катушек с токоподводами может быть следствием недостатков конструкции креплений переключателей, технологии пайки и низкого качества припоя. Увеличение сопротивлений контактных соединений возможно из-за появления в них трещин (в местах пайки) и (или) выкрашивания припоя, что может быть обусловлено значительными перемещениями и деформациями этих элементов в процессе эксплуатации, а также старением припоя. Обычно пайка межполюсных соединений и выводов катушек производится твердым припоем ПСР-15, но в последнее время его иногда заменяют менее дефицитным и более дешевым мягким припоем ПОС-40 с обязательным применением в этих случаях специальных хомутов. Качество паяных соединений проверяется перед вводом в эксплуатацию и в период ревизий и ремонтов путем измерения переходного активного сопротивления методом амперметра и милливольтметра.

Приведенная на рис. 5.7 схема иллюстрирует возникновение и развитие этого ключевого дефекта. Увеличение сопротивления контактных соединений влечет за собой их перегрев вплоть до оплавления припоя или даже выгорания части переключателя и нарушения электрического контакта. При обрыве цепи обмотки возбуждения часто возникает дуга, которая в зависимости от интенсивности может повредить актив-

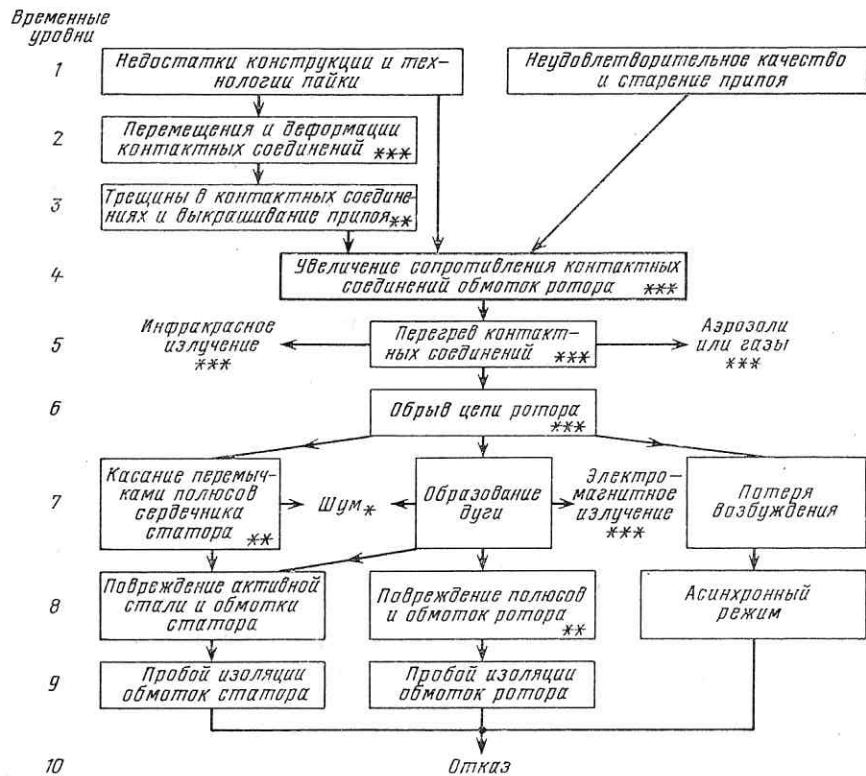


Рис. 5.7. Схема возникновения и развития увеличения сопротивления контактных соединений обмоток ротора (обозначения см. на рис. 1.2)

ную сталь и обмотки статора, а также близлежащие полюсы и обмотки ротора.

Появление повышенных нагревов контактных соединений в настоящее время выявляется лишь при осмотре и обнаружении следов перегрева — изменения цвета соединения, наличия цветов побежалости, обугливания изоляционных материалов. В перспективе обнаружение перегревов возможно путем контроля интенсивности инфракрасного излучения или состава выделяющихся аэрозолей или газов. Определенные места повышенного нагрева может быть осуществлено с помощью цветных термоиндикаторов плавления, меняющих цвет при определенной температуре. Аппаратура и методы такого контроля находятся в стадии разработки, и в перспективе они также должны быть внедрены на всех мощных генераторах.

Характерными признаками уже развившегося дефекта являются шум и электромагнитное излучение, сопровождающие возникновение дуги. Раннее их обнаружение способствует уменьшению объема возможных повреждений. Шум обычно фиксируется эксплуатационным персоналом только «на слух». В дальнейшем для регистрации этого признака возможно применение соответствующей акустической аппаратуры,

Электромагнитное излучение в настоящее время не фиксируется, однако в перспективе также возможна разработка методов и средств для регистрации и этого признака.

5.4. УВЕЛИЧЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЙ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ УСПОКОИТЕЛЬНЫХ ОБМОТОК

Наиболее распространенным дефектом успокоительных систем является ухудшение контакта в местах пайки стержней и сегментов, а также на участках болтовых соединений компенсаторов и сегментов. Этот дефект может образоваться вследствие подвижности, перемещений и деформаций элементов успокоительной системы, возникших из-за недостатков конструкции, изготовления, технологии и качества пайки или монтажа. Указанные причины могут привести к трещинам в контактных соединениях стержней, сегментов и компенсаторов и увеличению их электрического сопротивления, что влечет за собой повышенный нагрев компенсаторов и их болтовых соединений, а также мест пайки стержней. В результате возможно обгорание пластин компенсаторов, их обрыв, а также полное выплавление припоя и обрыв демпферных стержней. При обрыве стержней или эластичных соединений они могут под действием центробежных сил отогнуться в сторону ротора и повредить при этом активную сталь и обмотку, что вызовет отказ.

Схема образования и развития данного дефекта успокоительных обмоток приведена на рис. 5.8 и во многом схожа с представленной на рис. 5.7. Развитие дефекта на стадии перегрева сопровождается инфракрасным излучением и выделением аэрозолей или газов, регистрация которых в перспективе может быть проведена с помощью соответствующей аппаратуры. Следы перегрева элементов успокоительных обмоток, а также видимые нарушения механической целостности могут быть обнаружены при осмотре остановленного генератора. Обрыв демпферных стержней



Рис. 5.8. Схема возникновения и развития увеличения сопротивления контактных соединений успокоительной обмотки (обозначения см. на рис. 1.2)

ней и соединений обычно сопровождается шумом, который может фиксироваться персоналом пока только на слух.

5.5. СНИЖЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ КОНТАКТНЫХ КОЛЕЦ И ЩЕТОЧНОГО АППАРАТА И ИСКРЕНИЕ ЩЕТОК

В соответствии со схемой, представленной на рис. 5.9, снижение сопротивления изоляции контактных колец и щеточного аппарата является следствием недостатков изоляции контактных колец и проходных втулок, а также их загрязнения, обмасливания и запыления. Снижение сопротивления изоляции приводит к ее пробое. При пробое изоляции обоих контактных колец и их замыкании между собой происходит потеря возбуждения генератора, возникает асинхронный режим, и генератор аварийно отключается. При пробое изоляции контактных колец и замыкании на землю генератор немедленно отключается. На стадиях, предшествующих возникновению данного дефекта, его признаков почти не наблюдается. Ввиду того, что развитие дефекта происходит довольно быстро, оно также не сопровождается какими-либо признаками, по которым можно было бы распознать дефект в начальной его стадии. Пожа-

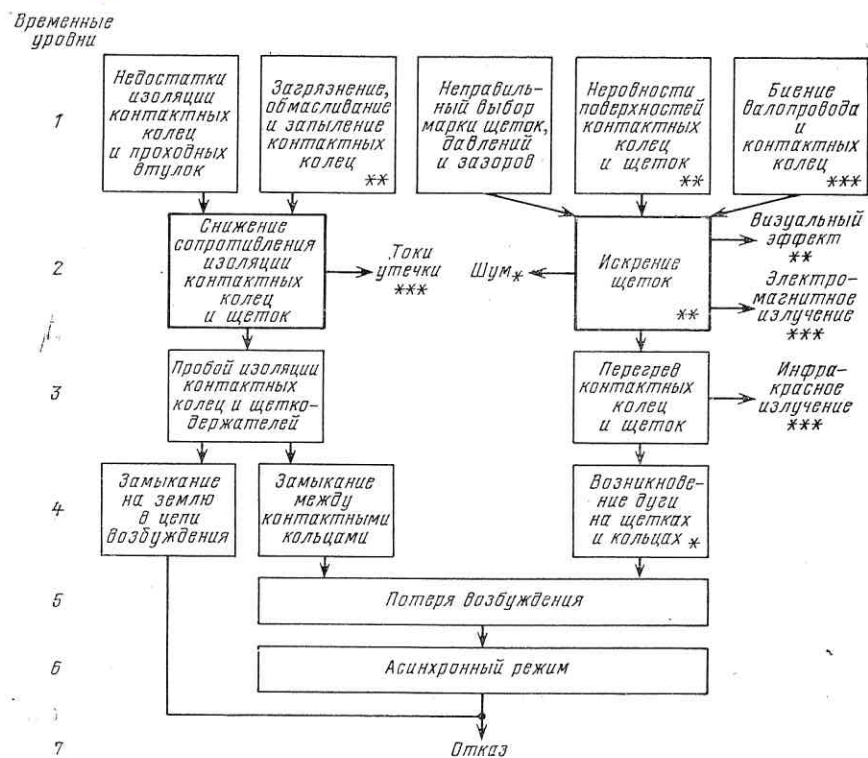


Рис. 5.9. Схема возникновения и развития снижения сопротивления изоляции контактных колец и щеточного аппарата и искрения щеток (обозначения см. на рис. 1.2)

луй, единственным свидетельством ухудшения состояния изоляции являются повышенные токи утечки, зафиксированные при профилактических испытаниях контактных колец и щеточного аппарата.

Искрение щеток может быть следствием неправильного выбора марки щеток, давлений и зазоров, неровностей поверхностей контактных колец и щеток, неравномерного их износа, а также биения валопровода и контактных колец. Повышенную интенсивность искрения можно обнаружить визуально. Кроме того, она сопровождается характерным шумом и электромагнитным излучением, которое, в принципе, может быть зарегистрировано с помощью соответствующей аппаратуры. Искрение щеток обычно приводит к перегреву и обгоранию контактных колец и щеток, которые могут быть обнаружены по инфракрасному излучению. Дальнейшее развитие этого дефекта может привести к возникновению дуги на кольцах и щетках, что влечет за собой потерю возбуждения, асинхронный ход генератора и отказ.

5.6. СНИЖЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ДРУГИХ КОНСТРУКТИВНЫХ УЗЛОВ РОТОРА

Данный ключевой дефект объединяет довольно большую группу повреждений вентиляторов, креплений тормозных систем и других конструктивных узлов ротора генератора. В эксплуатации случаи таких повреждений встречаются редко, однако развитие этого дефекта может привести к обширным и серьезным поломкам, требующим длительного и дорогостоящего ремонта.

Снижение прочности элементов конструктивных узлов ротора генератора может произойти вследствие несовершенства конструкции и технологии производства, тепловых деформаций, вибраций и относительных перемещений, а также механических напряжений и деформаций. В результате в элементах конструктивных узлов могут появиться усталостные трещины, развитие которых приведет к облому элементов конструктивных узлов весом от десятков граммов до нескольких килограммов. Далее развитие повреждений может пойти двояко (рис. 5.10). Обломки могут попасть на сердечник и обмотку статора, повредить активную сталь и изоляцию обмотки и вызвать ее пробой. В силу большой кинетической энергии отломившихся элементов конструктивных узлов повреждения охватывают значительную область вдоль окружности рачотки статора. По второй ветви схемы обломки элементов конструктивных узлов могут попасть на полюсы ротора и их обмотки и повредить их, что вызовет пробой изоляции обмоток ротора, потерю возбуждения, асинхронный ход генератора и отказ.

В настоящее время специальных инструментальных методов обнаружения данного дефекта в начальных стадиях его развития не существует. На слух (по шуму и характерным стукам внутри генератора) можно уловить момент, когда поломка уже произошла. В этом случае, чем раньше будет остановлен генератор, тем меньшая его часть будет охвачена повреждениями. В связи с этим большое значение приобретают осмотры элементов ротора во время остановки генератора. При осмотрах можно обнаружить трещины, ослабления узлов крепления и

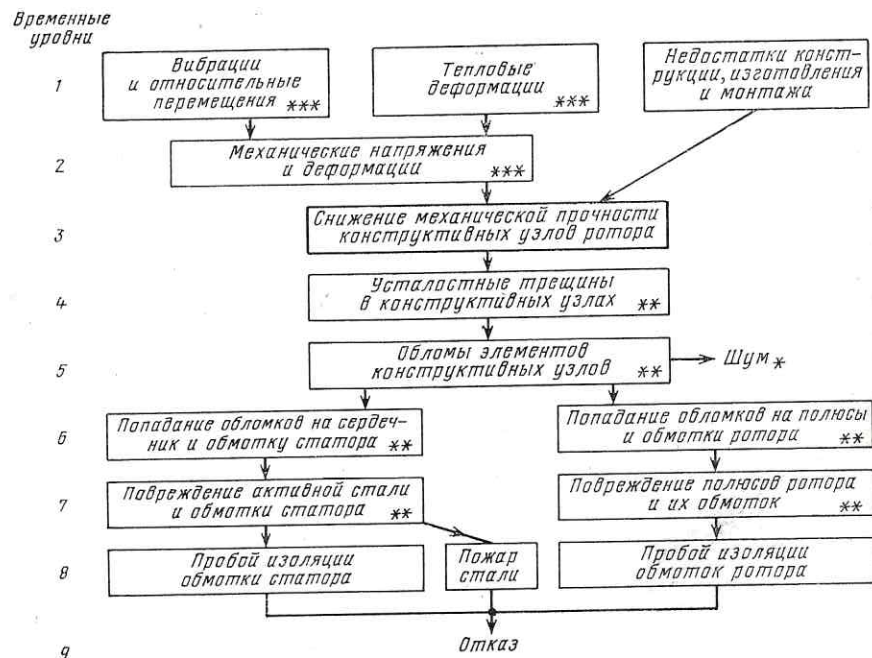


Рис. 5.10. Схема возникновения и развития снижения механической прочности конструктивных узлов ротора (обозначения см. на рис. 1.2)

другие мелкие и местные аномальности, которые в работе еще не проявились, но в дальнейшем, развиваясь, могут привести к значительным повреждениям.

5.7. СНИЖЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ЦЕПЕЙ ВОЗБУЖДЕНИЯ

Цепи возбуждения гидрогенератора состоят из обмотки ротора, шин, соединяющих обмотку с токосъемными кольцами, расположенными на валу ротора генератора, и источников рабочего или резервного возбуждения, присоединенных с помощью щеточного аппарата к токосъемным кольцам. В цепи возбуждения также входят схема гашения поля, реостаты возбуждения, измерительные, автоматические, защитные и коммутационные устройства.

Снижение сопротивления изоляции цепей возбуждения генератора может быть вызвано локальными снижениями сопротивления изоляции любых элементов перечисленных выше устройств. Причинами снижения сопротивления изоляции элементов цепей возбуждения могут оказаться загрязнение, увлажнение, обмасливание изоляции, ее механическое повреждение, перегревы контактных соединений отдельных элементов. Снижение сопротивления изоляции тиристорных преобразователей может быть следствием ухудшения качества охлаждающей воды или разложения шлангов системы охлаждения с образованием

проводящей среды внутри шлангов. Снижение сопротивления изоляции цепей возбуждения может привести к замыканиям на землю в одной или нескольких точках и к аварийному отключению генератора.

Своевременное выявление указанных дефектов достигается периодическим контролем сопротивления изоляции системы возбуждения и проверкой электрической прочности изоляции [25]. Измерение сопротивления изоляции производится на остановленном генераторе с помощью мегаомметра 500 или 1000 В при температуре 10—30 °С. Сопротивление изоляции обмотки ротора должно быть не менее 0,5 МОм. Длительность измерений сопротивления изоляции элементов цепей возбуждения должна быть менее 1 мин.

Проверка электрической прочности изоляции цепей возбуждения в условиях эксплуатации производится на остановленном генераторе напряжением частотой 50 Гц. Испытание обмотки ротора генератора осуществляется при напряжении $8 U_{\text{ном}}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 кВ и не выше 2,8 кВ или при $6 U_{\text{ном}}$ возбуждения, но не ниже 1 кВ. Выбор значения испытательного напряжения производится главным инженером районного энергетического управления или производственного энергетического объединения. Значения сопротивлений изоляции и испытательных напряжений элементов машинных, ионных, полупроводниковых и других источников возбуждения, а также рекомендуемые периодичности испытаний приведены в [25].

Для контроля сопротивления изоляции $R_{\text{и}}$ системы возбуждения в процессе работы гидрогенератора применяется метод вольтметра. При этом измеряются напряжения между полюсами ротора U и между каждым из полюсов ротора и землей U_1 и U_2 . Сопротивление изоляции, МОм, определяется по формуле [90]

$$R_{\text{и}} = R_{\text{вт}} \left(\frac{U}{U_1 + U_2} - 1 \right) 10^{-6},$$

где $R_{\text{вт}}$ — внутреннее сопротивление вольтметра, которое рекомендуется выбирать не менее 50 кОм. Контроль сопротивления изоляции цепей возбуждения производится не реже 1 раза в сутки [89].

На основании результатов измерений сопротивления изоляции, сопоставления их с данными приемочных и предшествующих испытаний принимается решение о дальнейшем режиме работы гидрогенератора. Обычно при снижении сопротивления изоляции обмотки возбуждения гидрогенератора до определенного уровня (10 кОм у генераторов с машинным возбудителем и 5 кОм у генераторов с тиристорным возбудителем) предпринимаются меры по выявлению места повреждения изоляции и попытки ее восстановления. При дальнейшем снижении сопротивления изоляции в соответствии с действующими правилами [89, 91] работа гидрогенераторов мощностью 30 МВт и более не допускается и генератор должен быть отключен от сети и остановлен. Для этой цели на генераторах устанавливается специальная защита, имеющая минимальные уставки 5 кОм при машинном и 2,5 кОм при тиристорном возбуждении и действующая на отключение.

5.8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ РОТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Значительное количество дефектов ротора генератора и их признаков может быть обнаружено при простейшем органолептическом обследовании, а также с помощью элементарных приспособлений. Изложенные в настоящем параграфе рекомендации имеют целью познакомить читателя с некоторыми приемами обследования конструктивных узлов. Кроме того, накопление и регистрация информации такого рода требуют унификации и упорядочивания в рамках всей системы эксплуатации электроэнергетического оборудования, чему также может способствовать предлагаемый ниже материал.

Обследование обычно проводится в период ремонтов — текущих или капитальных, а также при ревизиях. Результаты обследования целесообразно заносить в специальные формуляры (табл. 5.1), в которых фиксируются наименование обнаруженного дефекта или его признака, его местонахождение, оценка и краткое описание. Кроме перечисленных данных, в формуляре указываются: вид ремонта, дата обследования, наработка и выработка электроэнергии с начала эксплуатации и с момента предыдущего обследования, должности и фамилии лиц, производивших обследование.

Обследования должны по возможности проводиться одними и теми же лицами, поскольку большинство оценок обнаруженных аномальностей являются субъективными. Если при обследовании какой-либо дефект (или признак) из перечисленных в таблице не обнаружен, то в графе 7 указывается «Нет», и, напротив, если выявлены аномальности, не охваченные формуляром, их следует заносить в свободные строки. Если характеристика места обнаружения дефекта (или признака) требует каких-либо дополнительных сведений, они заносятся в графу 5. В формуляре должно быть отмечено, как проводилось обследование: с выемкой ротора или без нее.

Для удобства регистрации обнаруженных аномальностей элементы конструкции должны быть пронумерованы: полюсы — в соответствии с заводской нумерацией, спицы — начиная со спицы, расположенной вблизи полюса с наименьшим номером (в сторону возрастания номеров полюсов), пакеты активной стали обода — с единицы сверху вниз.

Нарушение приварки клиньев полюсов выявляется при осмотре сварных швов приварки («прихватки») клиньев полюсов. В графе 3 отмечается при этом номер полюса с поврежденными сварными швами, а в графе 4 — номер спицы, если полюс находится прямо против нее, или номера смежных спиц, между которыми находится данный полюс. В графе 6 указывается число клиньев данного полюса с поврежденными швами, а в графе 7 отмечаются: полное или частичное выкрашивание шва; размеры трещины (длина и ширина в миллиметрах или сечение излома); наличие блеска металла в изломе; наличие местных непроваров в сварном шве.

Выполнение клиньев полюсов может возникнуть в случае отсутствия или нарушения сварных швов. Для его обнаружения предпринимается пробная забивка полюсных клиньев. Кроме того, факт выползания клиньев можно установить по натирам и рискам на них. Номер полюса с выползшими клиньями указывается в графе 3, а в графе 4 — номер спицы, который регистрируется таким же образом, как в случае заполнения строки 1 (нарушение приварки клиньев полюсов). Число выползших клиньев одного полюса указывается в графе 6.

Таблица 5.1. Формуляр обследования конструктивных узлов ротора генератора № _____ ГЭС

Вид ремонта
 Нарработка электроэнергии: с начала эксплуатации —; после предыдущего обследования —
 Выработка электроэнергии: с начала эксплуатации —; после предыдущего обследования

№ п/п.	Наименование дефектов и признаков	Место обнаружения дефекта			Оценка де-фекта	Описание де-фекта	Примечания
		№ полюса	№ спицы	Дополни-тельные сведения			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Нарушение приварки клиньев полюсов						
2	Выползание клиньев полюсов						
3	Контактная коррозия на клиньях полюсов						
4	Трещины и изломы перемычек обмоток возбуждения полюсов						
5	Перегревы перемычек обмоток возбуждения полюсов						
6	Перегревы активной стали полюсов						
7	Трещины и изломы соединений успокоительной обмотки						
8	Перегревы соединений успокоительной обмотки						
9	Нарушение приварки клиновых шпонок обода						
10	Ослабление крепления и выползание клиновых шпонок обода						
11	Контактная коррозия на клиновых шпонках обода						
12	Трещины и сколы заплечиков клиновой полосы						

Обследование производил
 Дата обследования

В графе 7 отмечаются длина выступающей части каждого клина, наличие натиров на клине, их длина и характер.

Контактная коррозия на клиньях полюсов выявляется при осмотре полюсных клиньев. Интенсивность контактной коррозии оценивается по количеству продуктов коррозии. При наличии сплошных участков налета густо кирпичного цвета считается, что коррозия обильная, если же налет неравномерный, отдельными крапинками, то — слабая. Эти сведения вносятся в графу 7. В графе 6 указывается число сторон каждого клина, на которых обнаружена коррозия, а также по возможности площадь, охваченная дефектом, на каждой стороне клина и прилегающих конструктивных узлах (обода, хвостах полюсов). В графе 3 отмечается номер полюса с клиньями, на которых обнаружен дефект, а в графе 4 — номер противоположающей спицы.

Трещины и изломы перемычек обмоток возбуждения полюсов обнаруживаются при осмотре перемычек обмоток полюсов ротора и их крепления (оттяжек). При выявлении дефекта в графу 3 записываются номера смежных полюсов, между которыми повреждена перемычка. В графе 6 указывается число поврежденных пластин в перемычке, а в графе 7 фиксируются: характер повреждения (трещины, изломы), сечение излома или размеры трещины, наличие блеска металла в изломе и т. д.

Перегревы перемычек обмоток полюсов выявляются при их осмотре по наличию характерных пятен — следов перегрева. При чрезмерном нагреве могут появиться даже цвета побежалости. В графе 3 отмечаются номера смежных полюсов, между которыми обнаружены перемычки с указанным дефектом. В графе 5 указываются: число пластин в перемычке с измененным цветом и число пластин со следами сильного нагрева. В графе 7 описывается цвет пластин.

Перегревы активной стали полюсов ротора выявляются при осмотре торцевых частей полюсов или всего полюса (при вынутом роторе). Наличие и место обнаружения дефекта фиксируются таким же образом, как и при перегреве перемычек обмоток полюсов. В графе 6 указываются: число листов активной стали со следами слабого перегрева и число листов со следами сильного перегрева. В графе 7 отмечается примерная площадь перегрева, в каком месте полюса он обнаружен, цвет листов активной стали.

Трещины и изломы соединений успокоительной обмотки обнаруживаются визуально. Место и описание дефекта фиксируются в формуляре так же, как и при наличии трещин и изломов перемычек обмоток полюсов. В графе 6 отмечается число повреждений на одной перемычке. Перегревы соединений успокоительной обмотки обнаруживаются по наличию темных пятен или цветов побежалости. Интенсивность перегрева оценивается и фиксируется таким же образом, как и при наличии перегревов перемычек обмоток полюсов.

Нарушение приварки клиновых шпонок обода выявляется визуально. В графу 4 записывается номер спицы, около которой обнаружен дефект. В графе 6 указывается общее число шпонок с поврежденными швами, а в графе 7 отмечается характер нарушения приварки таким же образом, как при нарушении приварки клиньев полюсов.

Ослабление крепления и выползание клиновых шпонок обода может возникнуть в случае отсутствия или нарушения сварных швов приварки клиновых шпонок обода. Наличие дефекта устанавливается визуально. По натирам и рискам на поверхности шпонок можно судить об их выползании или ослаблении. Ослабление крепления клиновых шпонок может быть выявлено также путем их пробной забивки. В графу 4 заносится номер спицы, у которой обнаружен дефект. Графы 6 и 7 заполняются таким же образом, как при выползании клиньев полюсов.

Контактная коррозия на клиновых шпонках обода выявляется осмотром. Так же, как и при наличии контактной коррозии на клиньях полюсов, определяется интенсивность коррозии и проводится ее оценка.

Трещины и сколы заплечиков клиновой полосы обнаруживаются при осмотре зубьев клиновых полюсов. В графе 4 отмечается номер спицы, у клиновой полосы которой обнаружен дефект. Число повреждений на каждом зубе указывается в графе 6. В графе 7 дается описание дефекта — так же, как и при наличии трещин и изломов перемычек обмоток полюсов.

Результаты визуального и простейшего инструментального обследования могут оказаться исключительно полезными для диагностирования ключевых дефектов, определения степени их развития и выработки мероприятий по их устранению.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ДЕФЕКТЫ СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

6.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМАХ ОХЛАЖДЕНИЯ

Существующие системы охлаждения гидрогенераторов подразделяются на косвенные и непосредственные [9, 92]. При косвенной системе охлаждения потери, выделяющиеся в генераторе в виде тепла, отводятся охлаждающим воздухом, обдувающим активные зоны генератора с поверхности. Типичная схема косвенного воздушного охлаждения гидрогенератора представлена на рис. 6.1. Такая схема характеризуется подачей воздуха за счет вентиляторного эффекта спиц ротора в воздушный зазор с торцов сердечника, а также через межполюсные пространства и вентиляционные каналы в обode ротора в зазор и далее через вентиляционные каналы сердечника статора к воздухоохладителям. Для интенсификации циркуляции воздуха в зоне лобовых частей статора используются торцевые вентиляторы ковшевого или центробежного типа, расположенные на обode ротора, специальные раструбы на звезде ротора и др.

Тепло, выделяющееся в пазовой части обмотки статора, в основном передается через корпусную изоляцию стержней сердечнику статора, с поверхности вентиляционных каналов и расточки которого оно отводится охлаждающим воздухом, а тепло, выделяющееся в лобовых частях обмотки, отводится через их изоляцию путем обдува с поверхности. Тепло от потерь в стали сердечника, суммирующееся с теплом, выделяемым в обмотке статора в пазовой части, также отводится охлаждающим воздухом, продуваемым по вентиляционным каналам и воздушному зазору. Тепло, выделяющееся в обмотке возбуждения, отводится путем обдува ее с наружной поверхности и теплопередачей через массив полюса ротора, также обдуваемый воздухом при вращении.

Косвенная система охлаждения может выполняться с разомкнутым и замкнутым циклами вентиляции. При разомкнутом цикле вентиляции, применяемом обычно в гидрогенераторах малой мощности, охлаждающий воздух забирается через фильтры из шахты турбины (или нижних этажей машинного зала) и, нагретый в генераторе, выбрасывается за счет вентиляторного эффекта звезды ротора в машинный зал или за пределы здания ГЭС. Преимуществом такой системы является ее простота, однако она не может быть применена в местностях, где максимальная температура окружающего воздуха превышает 40°C , а также при повышенной запыленности, приводящей к загрязнению генератора, прогрессирующему ухудшению его охлаждения и снижению сопротивления изоляции обмоток.

При замкнутом цикле вентиляции в гидрогенераторе циркулирует один и тот же объем воздуха. В этом случае необходимая температура воздуха в активных зонах машины поддерживается за счет охлаждения его в воздухоохладителях, в которые подается техническая вода из верхнего или нижнего бьефа водохранилища или из-под крышки турбины (на высоконапорных ГЭС).

В качестве примера на рис. 6.1 приведена схема замкнутого охлаждения гидрогенератора, при которой нагретый воздух, пройдя активную зону генератора, охлаждается в воздухоохладителях, разделяется на два потока и подается в звезду ротора сверху и снизу. Загрязнение генератора при замкнутой системе охлаждения существенно снижается, однако полностью избавиться от него не удастся, так как в значительной мере оно обуславливается пылью от износа материала тормозных колодок в совокупности с парами масла, поскольку в настоящее время, как правило, для торможения гидроагрегатов используются механические тормоза.

Кроме того, нельзя исключить запыление от работы гидрогенераторов по частично разомкнутому циклу для отопления машинного зала в зимнее время.

При непосредственной системе охлаждения гидрогенераторов тепло от активных элементов обмотки отводится при помощи прямого контакта нагретых элементов с охлаждающей средой — водой или воздухом, а не только путем теплопередачи через изоляцию и сердечник. Для непосредственного охлаждения обмоток статора обычно используется вода, поскольку способ-

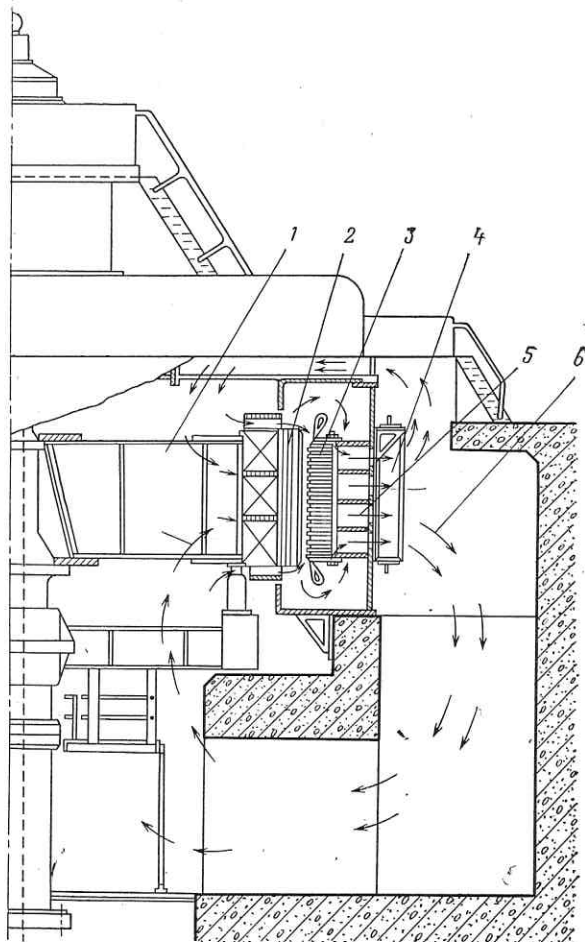


Рис. 6.1. Схема вентиляции гидрогенератора:
1 — спицы ротора; 2 — полюс ротора; 3 — сердечник статора; 4 — воздухоохладитель; 5 — горячий воздух; 6 — холодный воздух

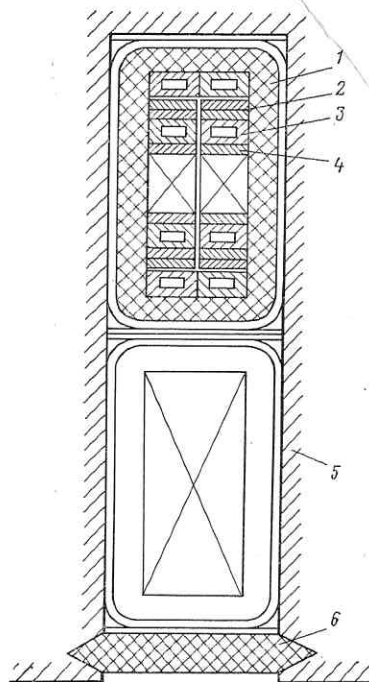


Рис. 6.2. Разрез паза с обмоткой статора, имеющей водяное охлаждение:
1 — корпусная изоляция стержня;
2 — изоляция элементарных проводников;
3 — полый элементарный проводник;
4 — сплошной элементарный проводник;
5 — сердечник статора; 6 — пазовый клин

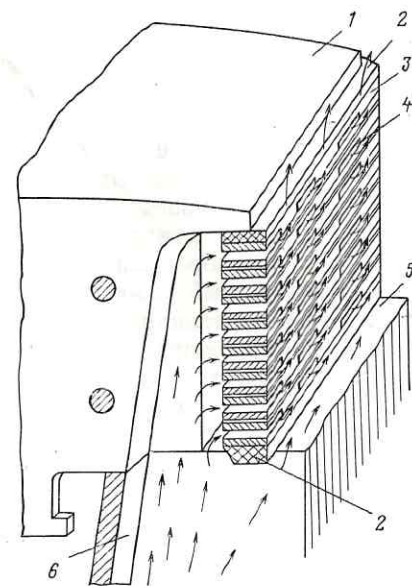


Рис. 6.3. Схема непосредственного воздушного охлаждения обмотки ротора гидрогенератора:

1 — полюсный наконечник; 2 — изоляционная шайба; 3 — медь обмотки возбуждения; 4 — каналы в меди обмотки для прохода охлаждающего воздуха; 5 — обод ротора; 6 — воздухонаправляющая распорка

ность ее к теплоотводу весьма высока: по сравнению с воздухом примерно на два порядка выше. Обмотки с водяным охлаждением выполняются из чередующихся сплошных и полых элементарных проводников ЭП (рис. 6.2).

По полым ЭП циркулирует охлаждающая дистиллированная вода (дистиллят), отводящая потери непосредственно с их внутренней поверхности, при этом потери от соседних, сплошных ЭП отводятся также достаточно интенсивно, поскольку толщина изоляции ЭП относительно друг друга невелика и теплоперепад в ней (для правильно рассчитанной обмотки) не превышает нескольких градусов. Для отвода и подвода дистиллята все полые ЭП каждого стержня на его концах объединяются в специальных полых наконечниках. Полые наконечники разных стержней соединяются между собой с помощью патрубков, образуя группы последовательно соединенных стержней. К началу и концу таких групп присоединяются шланги, изготовленные из изоляционного материала и соединяющие группы стержней с напорным и сливным коллекторами охлаждающего дистиллята. Обычно каждая группа состоит из двух—четырех стержней, соединенных по дистилля-

ту последовательно, а все группы стержней обмотки подключаются к указанным коллекторам параллельно. Внешний контур системы охлаждения состоит из теплообменников, фильтров, насосов перекачки, расширительной емкости и системы регулирования температуры дистиллята.

Непосредственное водяное охлаждение обмоток возбуждения пока широкого применения на отечественных вертикальных гидрогенераторах не получило. На некоторых мощных гидрогенераторах применено форсированное воздушное охлаждение обмотки возбуждения (рис. 6.3).

В этой системе воздух под давлением, обеспечиваемым центробежным эффектом спиц звезды ротора, подается в специальные каналы под витками катушек, откуда по поперечным каналам, образованным на меди обмотки, выбрасывается в междукатушечное пространство и далее — в воздушный зазор. Таким образом, съем тепла производится путем непосредственной теплопередачи от нагретой меди обмотки охлаждающему воздуху, так как развитая поверхность меди в каналах не имеет изолирующего покрытия. Более высокая эффективность этой системы охлаждения обмотки возбуждения по сравнению с косвенной системой охлаждения объясняется тем, что у последней обдув обмотки производится только с наружной поверхности ребра витка, покрытого защитной эмалью.

6.2. ДЕФЕКТЫ СИСТЕМ КОСВЕННОГО ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

В ряде случаев у гидрогенераторов с косвенной системой охлаждения, особенно ранних выпусков, наблюдается недостаточная эффективность вентиляции активных зон статора и ротора, приводящая к их повышенным нагревам. Поскольку изоляция обмотки статора у таких генераторов выполнялась на базе термопластичных связующих, то высокие уровни нагрева обмотки — до 130 °С и более [93] — приводили к выплавлению компаунда, потере монолитности изоляции и ее преждевременному старению. Это относилось не только к пазовой части стержней, но и к их лобовым частям и головкам.

Применение низкоэффективных ковшевых вентиляторов, устанавливаемых на обode ротора, не обеспечивало достаточную вентиляцию лобовых частей обмотки из-за образования замкнутых кольцевых потоков воздуха (застойных зон) в верхних и нижних камерах, что также приводило к недопустимо высокому уровню нагрева головок, имеющих сравнительно рыхлую изоляцию, и лобовых частей. Поскольку пайка головок обмотки статора производилась мягким припоем (ПОС-40) с температурой плавления 180 °С, высокий уровень нагрева лобовых частей, достигающий иногда 200 °С, приводил к нарушению паек, увеличению их переходного сопротивления и как следствие к отказам.

Диагностирование таких дефектных паяных соединений затруднено, поскольку в одной фазе соединено последовательно значительное количество стержней (или катушек) и увеличение переходного сопротивления дефектной головки (при измерении сопротивления обмотки статора постоянному току) оказывается лежащим в пределах точности измере-

ний сопротивления всей фазы обмотки. Иногда удается выявить такие дефекты при осмотрах, когда обнаруживаются дефектные головки по их внешнему виду (распуханию и высушиванию изоляции из-за перегревов) или с помощью приборов, позволяющих контролировать пайки, не вскрывая их изоляции (например, различные модификации приборов КВТ, контролирующих степень затухания вихревых токов, наводимых в пайке головок [66]).

В равной мере могут быть опасны высокие уровни нагрева обмоток возбуждения, которые приводят к разрушению изоляции и как следствие к появлению замыкания обмотки на землю или витковым замыканиям, вызывающим отказы в работе генераторов; так же опасны перегревы контактных соединений, которые могут приводить к обрыву цепи возбуждения.

Причиной повышенных перегревов статора и ротора могут быть конструктивные дефекты (недостаточно эффективная система вентиляции и др.) и дефекты, появившиеся в процессе эксплуатации (ухудшение охлаждения за счет загрязнения поверхности изоляции, засорение охладителей, появление воздушных пробок в охладителях и др.). Выявляются подобные дефекты при осмотрах и периодических тепловых испытаниях [89, 94] путем сравнения теплового состояния генератора в наблюдаемый период с тепловым состоянием в период приемочных испытаний после монтажа или реконструкции.

Дефекты воздухоохладителей ВО проявляются в виде уменьшения эффективности работы из-за засорения трубок или образования воздушных пробок в тракте водяного охлаждения, появления течей охлаждающей воды и вибрации самих трубок. Ухудшение эффективности работы охладителей определяется путем сопоставления уровней температур охлаждающей воды и охлаждаемого воздуха. При засорении трубок ВО, даже при полном открытии напорных и сливных задвижек охлаждающей воды, не удается снизить температуру охлаждающего воздуха после ВО до требуемого значения. При этом разница между температурой входящей в ВО воды и выходящего из ВО воздуха существенно возрастает и вместо 7—10 °С может достигать нескольких десятков градусов.

Аналогичное явление (по перепаду температуры) наблюдается при образовании в верхней части ВО воздушной пробки, т. е. полости над трубной доской с повышенным давлением воздуха, препятствующей переливу воды из напорной части в сливную. В отличие от засорения трубок это явление может быть устранено, если открыть полностью напорные задвижки или увеличить давление в напорной магистрали. При наличии дренажа из верхней точки ВО это явление не наблюдается.

Течи в воздухоохладителях появляются в результате разуплотнения трубок в месте их развальцовки в трубных досках или образования трещин в самих трубках из-за дефектов в материале или их вибрации. Выявление течей ВО производится при их опрессовке водой. Давление воды при опрессовке должно быть не менее двукратного рабочего, а выявление мест течей производится путем осмотра.

На наличие засорения вентиляционных каналов в генераторе указывает монотонное возрастание во время эксплуатации общего по-

всем датчикам уровня нагрева генератора при одинаковых значениях нагрузки и температуры охлаждающего воздуха, наблюдаемое в процессе эксплуатации. В этом случае при визуальном осмотре со спинки статора (с подсветкой из воздушного зазора) наблюдается существенное сужение или полное перекрытие вентиляционных каналов в зоне выхода их в зазор плотной массой, имеющей вид и структуру замазки.

В случае обнаружения конструктивных дефектов может потребоваться выполнение реконструктивных работ, направленных на упорядочение и интенсификацию системы охлаждения. Интенсификация системы охлаждения может достигаться за счет использования в качестве центробежного вентилятора спиц ротора, увеличения расхода охлаждающего воздуха в зоне лобовых частей, ликвидации закручивания воздушного потока на входе воздуха в звезду ротора путем установки воздухоотормозящих щитов, увеличения числа или размеров вентиляционных каналов в ободу ротора, установки специальных направляющих на ободу ротора, установки дополнительных воздухоохладителей и др., что было выполнено на ряде гидрогенераторов в процессе их эксплуатации (например, на генераторах типов СВ-1030/120-68, СВ-1250/170-96 и др.).

6.3. ДЕФЕКТЫ СИСТЕМ НЕПОСРЕДСТВЕННОГО ВОДЯНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ОБМОТКИ СТАТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Кроме основных дефектов, рассмотренных в гл. 3 и 4, обмоткам с водяным охлаждением присущи специфические дефекты, связанные с особенностями, характерными для жидкостного охлаждения. Это дефекты, вызванные нарушением целостности и проходимости тракта водяного охлаждения стержней, соединительных патрубков, шлангов, разъемных и паяных соединений.

Целостность полых проводников контролируется на отдельных стержнях и собранной обмотке при гидравлической опрессовке. Проходимость отдельных стержней проверяется путем измерения времени заполнения проходящей через стержень водой бака, имеющего постоянный объем, при постоянном давлении воды на входе в стержень, а всей собранной обмотки — по результатам тепловых испытаний гидрогенератора на станции в режиме трехфазного короткого замыкания.

Качество паяк головок и переходных патрубков контролируется визуально по отсутствию течей при гидравлической опрессовке обмотки.

Одним из распространенных дефектов системы водяного охлаждения была недостаточная надежность соединительных резиновых шлангов, представляющих собой многослойную композицию из корда и резины. Эти шланги имели недостаточную надежность из-за увлажнения корда, расслоения и т. д. и в настоящее время заменены на фторопластовые (тефлоновые), обладающие весьма высокими диэлектрическими и хорошими механическими характеристиками. Дефекты, наблюдаемые в местах заделки шлангов и в местах разъемных соединений, контролируются гидравлической опрессовкой и устраняются подтяжкой или заменой эластичных элементов.

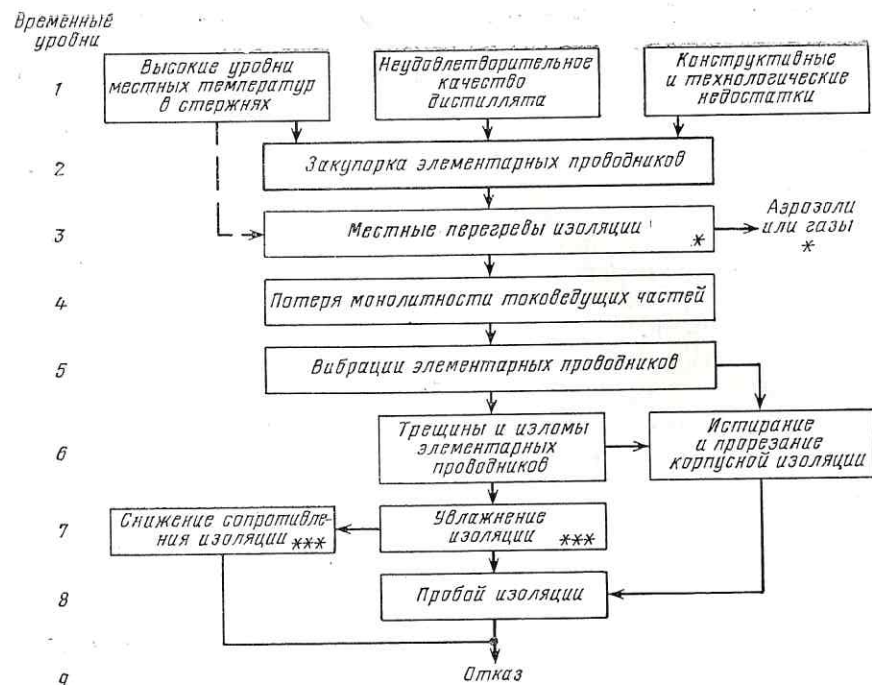


Рис. 6.4. Схема возникновения и развития закупорки элементарных проводников системы водяного охлаждения обмотки статора (обозначения см. на рис. 1.2)

Трещины в полых ЭП, расположенные в зонах лобовых частей, обнаруживаются по их увлажнению при гидравлической опрессовке. Для более точной фиксации увлажнения таких стержней, кроме осмотра, можно использовать индикатор увлажнения типа ВУС [95]. Появление течей дистиллята в пазовой части обмотки может быть выявлено по увеличению тока утечки при испытании обмотки выпрямленным напряжением.

Одним из опасных дефектов систем водяного охлаждения обмоток статоров следует считать закупорки части полых, охлаждаемых водой ЭП, приводящие к местным перегревам стержней и их повреждениям. Причиной образования закупорок полых ЭП в стержнях могут быть: неудовлетворительное качество охлаждающего дистиллята (повышенное содержание CO_2 и O_2); неудачная конструкция стержней, при которой наблюдается повышенный нагрев полых ЭП, ближайших к расточке (пазовому клину), в результате чего возможно закипание дистиллята в этих ЭП и образование на их внутренних поверхностях отложений, ухудшающих теплоотвод и приводящих к прогрессирующему образованию отложений и полной закупорке ЭП.

В дальнейшем развитие дефекта идет по пути потери монолитности стержня, освобождения ЭП и появления их вибрации, приводящей к образованию трещин и изломов ЭП, истиранию и прорезанию корпусной изоляции, ее увлажнению и как следствие к пробое и отключению

генератора от действия защиты. На рис. 6.4 приведена схема развития дефекта закупорки полых ЭП в стержнях с водяным охлаждением.

В эксплуатации стержни, имеющие закупоренные полые ЭП, обычными эксплуатационными методами не диагностируются. Это связано с тем, что штатные термометры сопротивления ТС, контролирующие нагрев стержней, расположенных по тракту охлаждения последними в ветви, устанавливаются между верхней кромкой стержня и пазовым клином на достаточно большом (до 400—500 мм) расстоянии от выхода стержня из паза (от торца сердечника статора) и оказываются нечувствительными к закупориванию отдельных, особенно крайних полых ЭП, которые в зоне установки ТС за счет транспозиции переходят на боковую грань стержня.

Таким образом, штатный тепловой контроль обеспечивает контроль проходимости только всей гидравлической ветви обмотки статора, а нарушение проходимости (закупорка) отдельных полых проводников внутри стержня остается вне контроля. Для обнаружения дефектных стержней, имеющих закупорки в отдельных полых ЭП, могут применяться контактные методы (измерение температуры на поверхности лобовых частей обмотки при помощи термопар с последующей специальной обработкой результатов измерения), а в перспективе метод контроля газов и аэрозолей, выделяющихся из специального покрытия, нанесенного на контролируемую поверхность (метод находится в стадии разработки и более подробно рассмотрен в § 8.4).

6.4. ШТАТНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ТЕПЛООВОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Эксплуатационный контроль теплового состояния гидрогенераторов осуществляется, как правило, при помощи термометров сопротивления ТС, устанавливаемых в местах, где ожидаются наибольшие нагревы, и подключаемых к различной контрольно-измерительной аппаратуре. Контрольно-измерительная аппаратура может быть простейшей (логотметр с ручным переключателем) и более сложной (автоматический самопишущий многоточечный мост или автоматизированные системы теплового контроля типов СТК, «Нева» и др.).

В отечественных генераторах используются бифилярные медные термометры сопротивления с характеристикой 53 Ом при 0 °С и 75,52 Ом при 100 °С, выполняемые по ГОСТ 6651-78. Для контроля температуры статора эти ТС оформляются в виде плоских теплоприемников длиной 150—180 мм и шириной около половины ширины паза.

Термометры сопротивления устанавливаются при укладке обмотки статора на дне паза для контроля температуры сердечника и между стержнями для контроля температуры обмотки.

Согласно ГОСТ 5616-81 для гидрогенераторов с косвенной системой охлаждения мощностью выше 10 МВ·А для контроля температуры сердечника статора предусматривается установка одного ТС на сектор, но всего не менее 6 шт., а для контроля температуры обмотки (при одной или двух параллельных ветвях) — не менее 12 шт.; если число парал-

лельных ветвей больше двух, дополнительно устанавливается еще по два ТС на каждую параллельную ветвь фазы обмотки.

При водяном охлаждении обмотки статора дополнительно устанавливается по одному ТС в конце каждой параллельной ветви системы охлаждения, под клин, вблизи выхода стержня из паза, т. е. в зоне слива дистиллята из ветви. В результате общее количество ТС на гидрогенераторе может достигать нескольких сотен.

Несмотря на то, что метод теплового контроля генераторов при помощи встроенных ТС в настоящее время является преобладающим и предусмотрен действующими ГОСТ, ему присущи существенные недостатки и один из самых основных — недостаточная информативность. Действительно, штатные ТС контролируют незначительный объем активной стали и обмотки статора, не превышающий нескольких процентов общего объема, особенно для генераторов с косвенным охлаждением. Это касается ТС, контролирующих температуру сердечника (установленных на дне паза) и температуру обмотки (установленных между стержнями), поскольку их количество в гидрогенераторах, как указывалось выше, не превосходит нескольких десятков при числе пазов несколько сотен.

Поэтому штатный теплоконтроль позволяет наблюдать только за общим уровнем теплового состояния генератора и обнаружить возникший дефект лишь при случайном совпадении места дефекта с местом установки ТС. Специальные исследования показывают, что даже незначительное удаление теплоприемника от места дефекта существенно снижает его чувствительность, т. е. возможность обнаружения места перегрева. На рис. 6.5 и 6.6 [96] показано распределение температуры в зоне местного дефекта. При повреждении обмотки статора гидрогенератора с косвенным охлаждением (рис. 6.5) и повышении в результате этого местной температуры примерно до 300 °С на расстоянии 0,4 м от места дефекта по длине стержня температура уменьшается в 2 раза, а по окружности на расстоянии 0,2 м температура уменьшается в 3 раза. При повреждении сердечника статора локализация местного повышения температуры выражена еще более ярко. При местном повышении температуры примерно до 400 °С (рис. 6.6) на расстоянии 0,15 м от места дефекта по длине сердечника температура уменьшается в 4 раза, а по окружности на расстоянии 0,15 м — примерно в 3 раза.

Кроме упомянутых выше особенностей распределения температуры в зоне местного дефекта, метод измерения температуры при помощи ТС присущ и другой недостаток, связанный с особенностями распределения температуры в зоне установки ТС даже в нормальных условиях при отсутствии дефектов. Из-за наличия значительного теплоперепада на участке от места установки ТС до поверхности нагрева (меди стержня) ТС показывают температуру, отличную от истинной температуры меди. В зависимости от вида и толщины изоляции эта разница может достигать 30 °С и более [93]. Все вышеизложенное заставляет весьма осторожно и критически подходить к оценке теплового состояния гидрогенератора по показаниям только штатного теплоконтроля, в особенности в тех случаях, когда эти показания не выходят за пределы

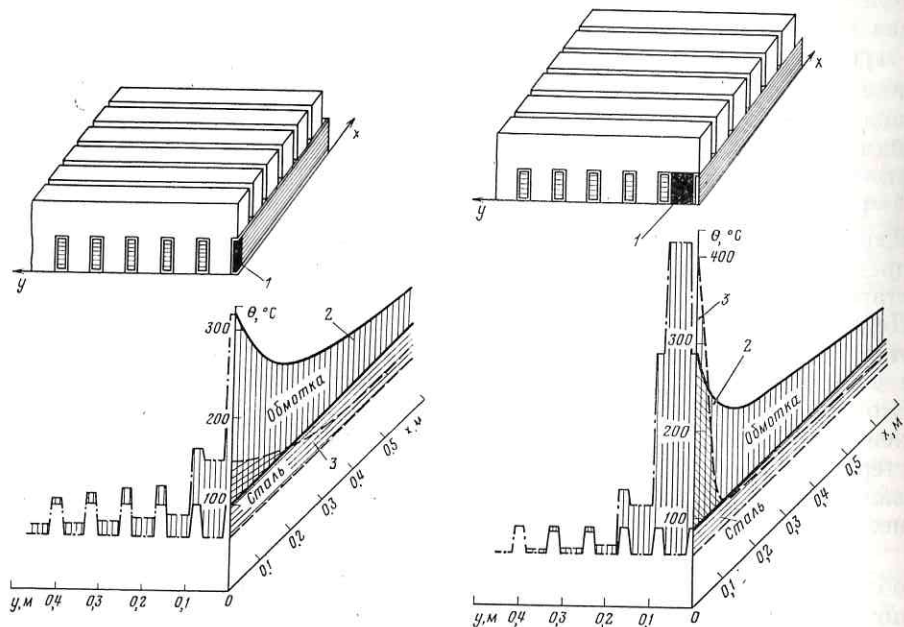


Рис. 6.5. Распределение температуры в зоне местного дефекта при закурке стержня с водяным охлаждением [96]:

1 — место с повышенным выделением тепла; 2 — эпора распределения температуры обмотки; 3 — эпора распределения температуры стали сердечника; θ — температура; x — расстояние по длине сердечника генератора; y — расстояние по окружности сердечника статора (по расточке)

норм. По этой же причине нельзя только по данным штатного теплового контроля решать вопрос о возможности повышения мощности (перемаркировки) гидрогенераторов [89].

6.5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ МЕСТНЫХ ПЕРЕГРЕВОВ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Штатный тепловой контроль не в состоянии дать всю необходимую информацию о местных перегревах обмоток и сердечника гидрогенераторов. Поэтому для получения возможно более полной картины теплового поля активных зон генератора и выявления недостатков конструкции и технологии изготовления в эксплуатации могут проводиться специальные испытания на элементах обмотки, оснащенных дополнительными средствами теплового контроля. Схема такого контроля обычно составляется по результатам тепловых расчетов обмоток и материалам расследования аварий обмоток из-за перегревов.

В качестве измерительных преобразователей могут быть рекомендованы термопары (ТП), изготовленные из изолированных (эмаль — стекло, эмаль —

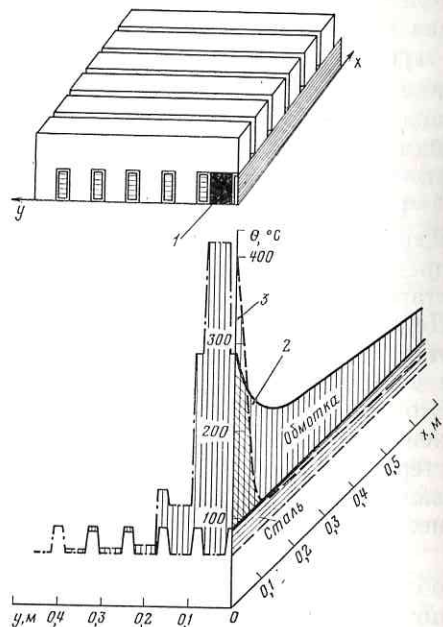


Рис. 6.6. Распределение температуры в зоне местного дефекта при нагреве сердечника статора [96]:

1 — место с повышенным выделением тепла (зубец с замкнутыми листами стали); 2 — эпора распределения температуры обмотки; 3 — эпора распределения температуры стали; θ — температура; x — расстояние по длине сердечника генератора; y — расстояние по окружности сердечника статора (по расточке)

шелк) проводников достаточно малого диаметра (0,2—0,15 мм); скрученных по всей длине с небольшим (2—5 мм) шагом. Измерительный слой ТП образуется скручиванием зачищенных концов проводников на длине 1,5—2 мм и пропаиванием скрутки серебродержащим припоем (например, ПСР-45, ПСР-15). Термопары устанавливают в отверстиях, высверленных в меди элементарных проводников, и плотно зачеканивают (или припаивают к поверхности полых ЭП оловянистым припоем).

Концы от ТП выводятся под корпусной изоляцией к головке, затем стержень проходит полный технологический цикл обработки. Такой способ позволяет устанавливать ТП в различных сечениях пазовой и лобовых частей, проводить испытания при работе генератора в сети, а по окончании испытаний законсервировать концы от ТП и оставить такие экспериментальные стержни для длительной эксплуатации в генераторах.

Оптимальная схема установки ТП в стержне для исследования его теплового поля должна обеспечивать при ограниченном числе ТП максимальную информацию, и поэтому в обязательном порядке охватывать крайние и средние ЭП, а также крайние ЭП по их длине.

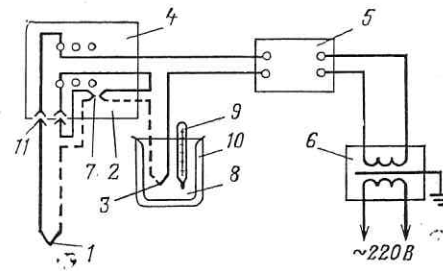
Поскольку все термопары оказываются электрически соединенными с медью обмотки, требуется соблюдение специальных мер безопасности. К ним прежде всего относится тщательное выполнение изоляции трасс проводов термопар по всему тракту — от места установки датчиков до места измерения. Термопарами могут быть оснащены стержни, принадлежащие разным фазам, поэтому, кроме изоляции от земли, должна быть предусмотрена изоляция таких групп термопар и друг от друга. Особое внимание должно быть обращено на надежность выполнения изоляции места, где располагаются контрольная аппаратура и наблюдатели. Наиболее целесообразная схема измерений представлена на рис. 6.7, а компоновка оборудования на рис. 6.8.

Особенностью предлагаемой схемы является применение компенсационных слоев во всех каналах измерения, что позволяет иметь только один «холодный» спай в цепи измерительного прибора и достаточную изоляцию между группами термопар, которые могут быть установлены на разных стержнях обмотки, находящихся под различными потенциалами. По результатам исследований, проведенных на гидрогенераторах с косвенной системой охлаждения, было установлено, что даже нормально, без отклонений от общепринятой методики, рассчитанные и выполненные обмотки имеют местные перегревы, достигающие предельно допустимых значений.

В качестве примера приводятся данные исследований температурного поля стержней обмотки статора гидрогенератора мощностью 50 МВт. При непосред-

Рис. 6.7. Схема измерения температуры при помощи термопар:

1 — измерительный спай термопар; 2 — компенсационный спай переключателя; 3 — холодный спай переключателя; 4 — переключатель; 5 — измерительный прибор Ф-30 или ПП-63; 6 — разделительный трансформатор 220/220 В; 7 — компенсационный спай термопары; 8 — вода или масло; 9 — термометр холодного спаия (лабораторный); 10 — термос; 11 — разъем, на который выведена одна группа термопар



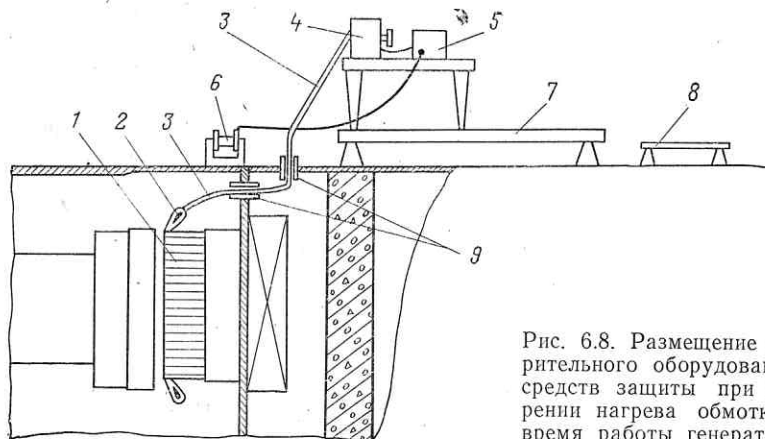


Рис. 6.8. Размещение измерительного оборудования и средств защиты при измерении нагрева обмотки во время работы генератора в сети:

1 — сердечник статора; 2 — головки стержней; 3 — изолированный жгут проводов от термомпар; 4 — переключатель; 5 — измерительный прибор Ф-30 или ПП-63; 6 — разделительный трансформатор 220/220 В; 7 — изолирующая площадка с аппаратурой и оператором; 8 — промежуточная изолирующая площадка для входа на основную изолирующую площадку; 9 — дополнительные изолирующие элементы (трубы)

ственном измерении температуры меди обмотки при номинальных токе статора и температуре охлаждающего воздуха максимальная температура ЭП составила 134 °С, а максимальная температура, зафиксированная по штатным ТС, 109 °С.

Метод специально установленных термомпар можно использовать для исследований местных перегревов различных конструктивных узлов гидрогенераторов: сердечника статора и его элементов, обмотки ротора и т. д. Недостатками этого метода следует считать его относительную сложность и трудоемкость, использование специальной аппаратуры (токоусъемных устройств для исследования вращающихся деталей и узлов, измерительной аппаратуры высокой чувствительности и с достаточной помехозащищенностью), поэтому он применяется в основном для исследований головных образцов серий, для выявления причин обнаруженных аномалий из-за ошибок при проектировании и при реконструкциях, для уточнения полученных характеристик.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

ОПОРНЫЕ КОНСТРУКЦИИ И ИХ ДЕФЕКТЫ

7.1. ХАРАКТЕРИСТИКА УСИЛИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА ОПОРНЫЕ КОНСТРУКЦИИ

К опорным конструкциям гидрогенераторов относятся крестовины и расположенные на них подпятник и направляющие подшипники. На рис. 1.1—1.5 показаны применяемые в настоящее время компоновочные схемы вертикальных гидрогенераторов, определяемые количеством и расположением опорных конструкций. Опорные конструкции гидроге-

нератора воспринимают осевую, действующую вдоль вала, и радиальную, действующую поперек вала, нагрузки. Для вертикальных гидрогенераторов основной является осевая нагрузка. Она создается весом вращающихся частей агрегата (генератора и турбины) и давлением воды на рабочее колесо турбины и воспринимается подпятником, передающим эту нагрузку через опорную крестовину или крышку турбины на фундамент.

В крупных современных гидрогенераторах нагрузка на подпятники достигает 35 МН. В ближайшие годы предстоит создать подпятники на нагрузку 60—100 МН. Осевая нагрузка является в основном статической. Но при работе агрегата возникают дополнительные переменные нагрузки, вызванные гидравлическими причинами (пульсации потока), механическими причинами (неперпендикулярность плоскости пяты к оси вала агрегата, волнистость зеркальной поверхности диска пяты) и электромагнитными причинами (вертикальная составляющая электромагнитного дисбаланса). Переменная составляющая осевого усилия может достигать в отдельных режимах 10—15% статической нагрузки.

Радиальная нагрузка в вертикальных гидрогенераторах вызывается наличием механического дисбаланса ротора, неудовлетворительной центровкой агрегата, гидравлическими односторонними усилиями на рабочее колесо турбины, односторонним магнитным тяжением ротора к статору, электромагнитным дисбалансом ротора (вращающейся асимметрией магнитного поля, см. гл.5). Радиальная нагрузка воспринимается в вертикальных гидрогенераторах направляющими подшипниками, расположенными на крестовинах, и через них передается на фундамент.

Теоретически при отсутствии вышеупомянутых источников радиальных нагрузок, правильной центровке и идеальной линии вала агрегата нагрузка на направляющие подшипники должна быть равна нулю. Однако при работе агрегата всегда имеются статическая и динамическая нагрузки на направляющие подшипники. При нормальном состоянии агрегата эта нагрузки невелики, но при его аварийном состоянии возможно возникновение весьма больших нагрузок на подшипники.

При проектировании гидрогенератора направляющие подшипники рассчитываются на восприятие усилия, возникающего при двойном коротком замыкании половины полюсов ротора [10]. Приблизительно это усилие, МН, может быть определено по формуле

$$P \approx 1,8 \cdot 10^{-3} D_i l_t,$$

где D_i — диаметр расточки статора, м; l_t — длина активной части статора, м.

Указанное усилие распределяется между всеми подшипниками агрегата, но практически расчет ведется на два подшипника. При наличии двух подшипников генератора турбинный подшипник в расчет не принимается.

7.2. ПОДПЯТНИКИ И НАПРАВЛЯЮЩИЕ ПОДШИПНИКИ

Основные условия обеспечения надежной работы подпятников и подшипников. Подпятники и подшипники являются одними из наиболее ответственных узлов гидроагрегатов. В них осуществляется передача нагрузки от вращающихся частей агрегата к неподвижным. Необходимым условием надежной работы подпятников и подшипников является разделение взаимно перемещающихся поверхностей слоем смазки, т. е. обеспечение так называемого жидкостного трения. При этом процесс трения происходит в слое смазки, а сами трущиеся поверхности в нем непосредственно не участвуют. Чтобы тонкий слой смазки, разделяющий поверхности трения, мог нести нагрузку, необходима клиновидная форма зазора, суживающегося по направлению движения.

Механизм образования грузонесущей масляной пленки можно представить следующим образом. Масло прилипает к поверхностям трения, и при начале движения диска подпятника или вала в подшипнике его первый слой увлекается движущейся поверхностью. Последующие слои масла увлекаются движением первого слоя в силу вязкости масла. Попадая в постепенно сужающийся по направлению вращения зазор, масло в силу несжимаемости стремится растечься по всем направлениям. Вытеканию масла препятствуют силы вязкости, которые могут быть преодолены при возникновении давления в масляном слое. По мере сужения зазора вытекание масла все более затрудняется, и его проталкивание обеспечивается за счет возникновения повышенного давления в масляном клине. Давление в масляном клине приподнимает ротор агрегата или отжимает вал, проходные сечения между поверхностями в подпятнике и подшипниках расширяются, скорость вытекания масла увеличивается. Наступает состояние равновесия: объем вытекающего во всех направлениях масла равен объему вводимого в зазор диском подпятника или валом в подшипнике масла. Приложенная нагрузка уравнивается суммарным давлением в клиновом зазоре. При параллельности поверхностей скольжения давление оставалось бы постоянным по всей их длине и равным окружающему давлению, т. е. подшипник или подпятник не мог бы нести никакой нагрузки.

Для каждого подшипника или подпятника при заданных свойствах смазки равновесное состояние определяется приложенной нагрузкой и скоростью взаимного перемещения поверхностей. При увеличении нагрузки или при уменьшении скорости взаимного перемещения толщина масляной пленки уменьшается. Равновесие наступает при меньшей толщине пленки.

Минимальная толщина масляной пленки должна быть такой, чтобы любые случайные колебания нагрузки или неровности на поверхностях не вызвали нарушения пленки и касания поверхностей, так как при этом произойдет интенсивное тепловыделение, перегрев и разрушение поверхностей трения. В подпятниках гидрогенераторов минимально допустимой толщиной масляной пленки считается 30 мкм [97].

Клиновой зазор в подпятниках создается наклоном одной из поверхностей трения относительно другой, что осуществляется за счет самоустанавливаемости (поворота) сегментов в нужное положение. Это

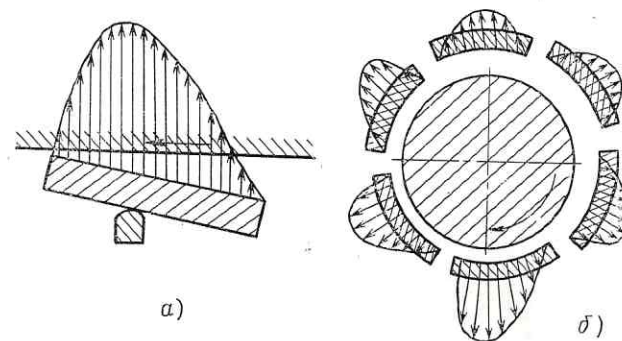


Рис. 7.1. Распределение давления в масляном слое подпятника (а) и подшипника (б)

оказывается возможным в результате опирания сегментов на сферические поверхности головок опорных болтов. Точка опоры сегмента на болт смещена по направлению вращения относительно центра сегмента на 5—10% (создается так называемый эксцентриситет), что облегчает наклон сегмента. Кроме того, на входной кромке рабочей поверхности сегмента делается заходная фаска, облегчающая поступление масла в зазор между поверхностями трения в начальный период пуска агрегата.

В направляющих подшипниках клиновидный зазор образуется за счет разности диаметров вала и вкладыша. В сегментных направляющих подшипниках, как и в подпятниках, для облегчения образования клиновидного зазора обеспечивается опирание сегментов на сферические поверхности опорных вкладышей или опорных болтов со смещением точки опоры по направлению вращения (создание положительного эксцентриситета).

На рис. 7.1 схематически показаны масляный клин и распределение давления в нем для подпятника (плоские поверхности трения) и для направляющего подшипника (цилиндрические поверхности трения).

Подпятники на винтовой опоре с однорядным расположением сегментов. Наибольшее распространение в нашей стране получили подпятники на винтовой регулируемой опоре с вращающимся диском и самоустанавливающимися сегментами. На рис. 7.2 показан такой подпятник средних размеров на нагрузку 6,4 МН, совмещенный с направляющим подшипником.

Ступица 1, жестко закрепленная на валу, и диск 2, прикрепленный к ступице, являются вращающимися деталями подпятника. Через них нагрузка, приложенная к ротору агрегата от его веса и от реакции воды, передается на неподвижные детали подпятника и далее на фундамент. Соприкосновение вращающихся и неподвижных частей происходит по плоскостям диска и сегментов. Вращающийся диск 2 своей нижней зеркальной поверхностью опирается на ряд расположенных по кольцу сегментов 3, поверхность трения которых облицована баббитом. Сегменты 3 через промежуточные тарельчатые опоры (опорные тарелки) 4 опираются на сферические поверхности головок опорных болтов 5.

Опираие происходит по схеме: плоскость на сферу или сфера на сферу. Тарелка вместе с сегментом имеет возможность поворота на головке опорного болта для создания необходимого рабочего наклона сегмента. Опорные болты 5 ввернуты в корпус подпятника, расположенного в масляной ванне. Ввертыванием или вывертыванием опорных болтов регулируется высотное положение сегментов, что позволяет равномерно распределять нагрузку на них. Введение в подпятник опорных тарелок 4 оказалось необходимым для уменьшения деформации сегментов.

При отсутствии в подпятнике опорных тарелок температурная деформация сегментов (вызванная разницей температур рабочей и тыльной поверхности) и силовая деформация (вызванная давлением в масляном слое) совпадают по направлению, приводя к значительному изгибу сегментов выпуклостью кверху (рис. 7.3, а). При наличии опорных тарелок давление в масляном слое вызывает продавливание сегмента внутрь опорных тарелок, что в значительной степени компенсирует температурную деформацию сегмента выпуклостью кверху (рис. 7.3, б). Суммарная деформация сегмента в этом случае существенно снижается.

С течением времени происходило совершенствование данной конструкции подпятника; отдельные узлы или детали его изменялись, однако принципиально

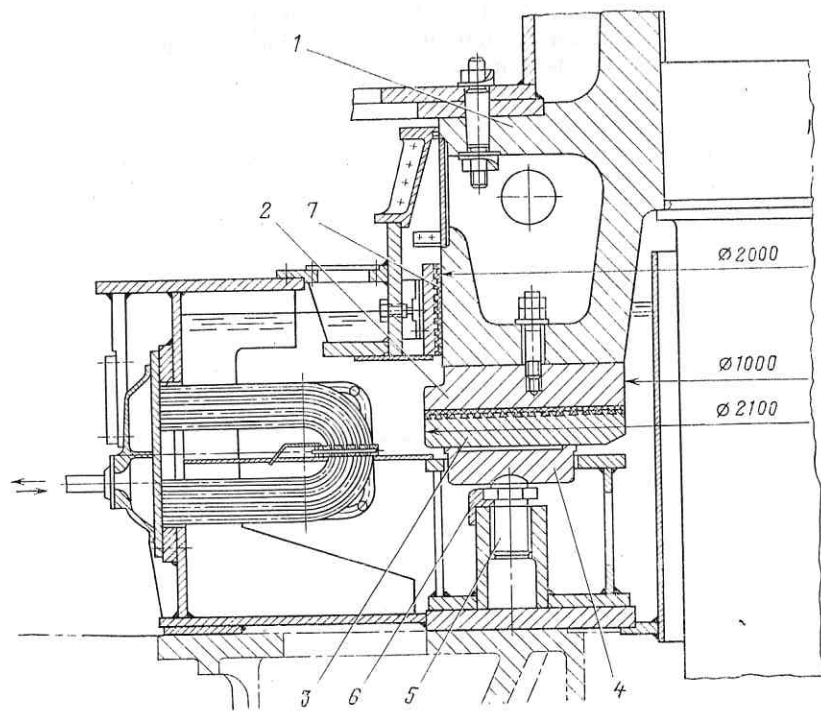


Рис. 7.2. Подпятник на винтовой опоре на нагрузку 6,4 МН, совмещенный с направляющим подшипником:

1 — втулка; 2 — диск; 3 — сегмент; 4 — тарельчатая опора; 5 — опорный болт; 6 — стопор; 7 — сегмент направляющего подшипника

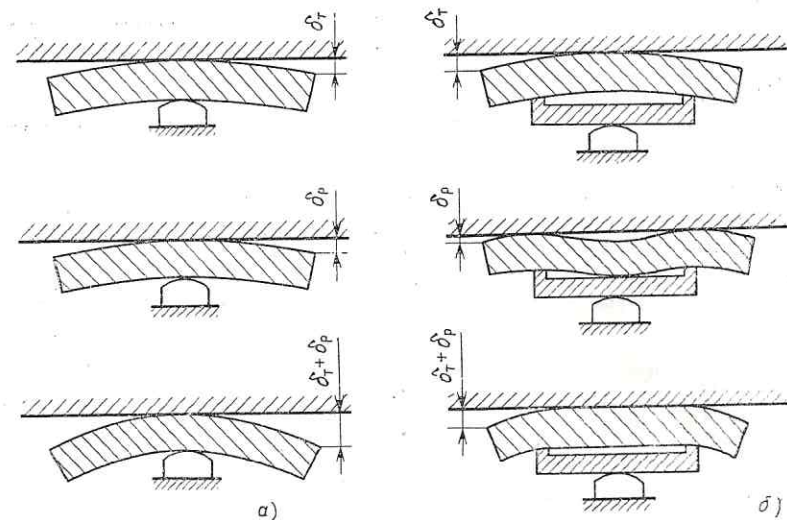


Рис. 7.3. Деформация сегмента подпятника при отсутствии опорной тарелки (а) и при наличии опорной тарелки (б):

δ_T — температурная деформация; δ_P — силовая деформация

все конструкции подпятников на жестких винтовых опорах выполняются аналогично изображенной на рис. 7.2.

Подпятник устанавливается в кольцевой масляной ванне, расположенной на опорной части агрегата (крестовине или опоре, расположенной на крышке турбины). Масляная ванна имеет постоянный объем масла, охлаждаемого водяными трубчатыми охладителями, размещенными внутри ванны. Маслоохладители бывают различных конструкций. В более ранних конструкциях маслоохладители размещались в нижней части масляной ванны. Охладители состояли из отдельных прямоугольных секций,двигаемых радиально в окна масляной ванны, или из кольцевых секций, размещаемых вокруг подпятника (обычно две или четыре секции). Такое их расположение удобно тем, что оставался свободным доступ к сегментам и при необходимости их осмотров не нужно было производить разборку и выемку маслоохладителей. Однако, как показал опыт эксплуатации, при таком размещении охладителей их эффективность недостаточна, так как они удалены от зоны наибольших скоростей масла.

В подпятниках, выпускаемых заводами в настоящее время, применяются преимущественно U-образные охладители, вставляемые секционно в масляную ванну сбоку (см. рис. 7.2). Эти маслоохладители расположены в верхней части ванны против поверхностей трения, в зоне наибольших скоростей масла. Эффективность таких маслоохладителей значительно выше. Испытаниями установлено, что для подпятников агрегатов Братской ГЭС U-образные маслоохладители, расположенные в верхней части ванны, имеют такую же охлаждающую способность, как кольцевые охладители, расположенные в нижней части ванны, хотя последние имеют вдвое большую поверхность трубок.

На агрегатах гидроэлектростанций Советского Союза имеется большое число подпятников на жесткой винтовой опоре, рассчитанных на общую нагрузку

Таблица 7.1. Однорядные подпятники

Параметры агрегата и подпятника	Гидро		
	Волжская имени XXII съезда КПСС*	Красноярская*	Воткинская*
Гидроагрегат:			
Мощность генератора, МВт	115	500	100
Частота вращения, об/мин	68,2	93,75	62,5
Исполнение генератора	Зонтичный	Зонтичный	Зонтичный
Тип генератора	СВ2-1500/200-88	СВФ-1690/175-64; СВФ-1690/185-64	СВ-1500/170-96
Завод-изготовитель	ЭС	ЭС	ЭС
Год ввода в эксплуатацию первого агрегата	1958	1967	1961
Тип турбины	ПЛ	РО	ПЛ
Подпятник:			
Общая нагрузка расчетная/действительная, МН	34/29	26/25,6	20/—
Удельная нагрузка расчетная/действительная, МПа	6,44/5,5	4,0/3,76	5,3/—
Число сегментов	20	20	20
Вес вращающихся частей агрегата, МН	13	14	10,5
Средняя окружная скорость, м/с	10,8	19,1	9,83
Размеры сегментов (длина × ширина), см	40×66	53×67	42×66
Диаметр диска наружный/внутренний, м	3,67/2,35	4,56/3,19	3,67/2,35

Параметры агрегата и подпятника	Гидро		
	Нарвская и Цимлянская	Чарвакская	Серебрянские
Гидроагрегат:			
Мощность генератора, МВт	41,6	150	67
Частота вращения, об/мин	88,2	187,5	250
Исполнение генератора	Зонтичный	Подвесной	Подвесной
Тип генератора	СВ-1030/120-68	СВ-850/235-32	СВ-640/170-24
Завод-изготовитель	ЭС	ЭС	ЭС
Год ввода в эксплуатацию первого агрегата	1955	1971	1972
Тип турбины	ПЛ	РО	ПЛ
Подпятник:			
Общая нагрузка расчетная/действительная, МН	12/—	11,5/—	10,5/9,7
Удельная нагрузка расчетная/действительная, МПа	4,0/—	4,0/—	3,7/3,4
Число сегментов	16	10	10
Вес вращающихся частей агрегата, МН	5,2	—	3,5
Средняя окружная скорость, м/с	10,0	16	20,3
Размеры сегментов (длина × ширина), см	32×57	42,5×67,5	42,5×67,5
Диаметр диска наружный/внутренний, м	2,73/1,59	2,32/0,94	2,32/0,95

* Подпятники, имеющие принудительную подачу смазки к поверхностям трения при

Примечание. ПЛ — поворотно-лопастные; РО — радиально-осевые; Д — диагональ (Свердловск); СибЭТМ — «Сибэлектротяжмаш» (Новосибирск); ХЭТМ — «Электротяжмаш»

на винтовой опоре

электростанции				
Рижская*	Усть-Илимская*	Днепродзержинская	Верхнесвирская	Братская*
64	240	44	40	250
55,6	125	51,7	68,2	125
Зонтичный	Зонтичный	Зонтичный	Зонтичный	Подвесной
СВ-1510/120-108	ВГС-1190/215-48	ВГС-1500/110-116	СВ-1100/145-88	СВ-1190/250-48
ЭС	ЭС	УЭТМ	ЭС	ЭС
1975	1976	1964	1953	1961
ПЛ	РО	ПЛ	ПЛ	РО
18/—	16/15	16/12,5	15/13,5	14/14
3,8/—	3,6/3,4	4,9/3,9	3,7/3,4	5,5/5,5
14	16	18	16	12
7,0	8,4	7,2	7,5	8,5
8,5	20	7,83	8,9	12,6
53×67,5	48×65	38×50	40,5×62,5	41×52,5
3,6/2,25	3,70/2,40	3,40/2,40	3,10/1,85	2,45/1,40

Продолжение табл. 7.1

электростанции				
Днепрогэс-I	Усть-Каме- ногорская	Плявиньская	Бухтарминская	Камская, Қайраққумская и Каунасская
72	83	82,5	75	21
83,3	83,3	88,25	125	125
Подвесной	Подвесной	Зонтичный	Подвесной	Зонтичный
СВ-1100/150-68	СВ-1160/180-72	ВГС-1260/147-68	СВ-850/190-48	ВГС-700/100-48
ЭС	ЭС и СибЭТМ	УЭТМ	СибЭТМ	УЭТМ
1933	1951	1965	1961	1956
1947	1960	РО	РО	ПЛ
РО	РО	РО	РО	ПЛ
10,3/—	10,1/—	9,6/10,3	7,5/5,05	6,4/—
3,6/—	3,55/—	3,6/4,0	3,7/2,5	2,95/—
10	10	12	8	8
6,9	7,2	5,6	3,8	—
7,1	7,1	13,05	10,5	10,2
42,5×67,5	42×67,5	44×52,5	44×60	50×55
2,30/0,95	2,3/0,95	3,35/2,30	2,21/1,00	2,10/1,00

пусках и остановках.

Пр — пропеллерные; ЭС — «Электросила» (Ленинград); УЭТМ — «Уралэлектротяжмаш» (Харьков).

до 24 МН и удельную нагрузку до 6,44 МПа. Диаметры дисков подпятников достигают 4,56 м. Они работают при окружных скоростях от 7,1 до 20,3 м/с (табл. 7.1).

На основе конструкции однорядного подпятника на винтовой регулируемой опоре развивались последующие конструкции подпятников: двухрядные с балансирным соединением пар сегментов и на гидравлической опоре. Большинство деталей и узлов последующих конструкций подпятников аналогичны деталям и узлам подпятника на винтовой опоре.

Двухрядные подпятники. При создании подпятников на большие общие нагрузки (20 МН и выше) возникают значительные трудности, преодоление которых требует поисков новых конструктивных решений. Трудности заключаются в том, что при сохранении удельной нагрузки на уровне 3,5—3,7 МПа, при которой надежно работает большое число подпятников, значительно увеличиваются размеры сегментов. Это крайне нежелательно, так как приводит к увеличению силовых и температурных деформаций сегментов, снижающих надежность работы подпятников. Большие сегменты, кроме того, неудобны в эксплуатации, особенно на генераторах зонтичного типа. С другой стороны, увеличение удельной нагрузки свыше 3,5—3,7 МПа также нежелательно, так как приводит к утяжелению условий работы подпятников и к снижению их надежности.

Одним из способов преодоления возникших трудностей явилось создание подпятников с двухрядным расположением сегментов, что позволило сохранить принятый уровень удельной нагрузки без увеличения размера сегментов.

В двухрядной конструкции подпятника (рис. 7.4) нагрузка через ступицу 1 и диск 2 передается на сегменты 3, расположенные в двух кольцевых рядах. Сегменты лежат на опорных тарелках 4, которые опираются на сферические поверхности опорных болтов 5, ввертываемых в балансир 6. Балансир лежит на цилиндрической опоре 7. Сегменты попарно связаны с помощью балансира 6. Нагрузка между наружным и внутренним сегментами в паре распределяется автоматически по закону двустороннего рычага (рычага первого рода).

Регулировка нагрузки на пары сегментов осуществляется путем изменения высотного положения опорных болтов наружных сегментов (их ввертыванием или вывертыванием). Изменения высотного положения опорных болтов внутренних сегментов в процессе эксплуатации не производится. Лишь при монтаже осуществляется установка их высотного положения, близкого к высотному положению наружных.

Поскольку число наружных и внутренних сегментов одинаково, а расположены они на различном удалении от оси вращения, площадь наружных сегментов больше площади внутренних. Так, для подпятников агрегатов Волжской ГЭС имени В. И. Ленина площадь наружных сегментов больше площади внутренних в 1,42 раза, для Зейской — в 1,34 раза, для Саяно-Шушенской ГЭС — в 1,26 раза, для Новосибирской, Каховской и Горьковской ГЭС в 1,14 раза. Двухрядные подпятники рассчитываются с учетом равенства удельных нагрузок на наружные и внутренние сегменты или равенства минимальных толщин масляной пленки. В обоих случаях полная нагрузка на наружный сегмент получается больше, чем на внутренний.

На рис. 7.5 представлена схема нагружения сегментов двухрядного подпятника весом ротора (на неработающем агрегате) при равномерном распределении нагрузки по всей площади сегментов.

Условие равенства моментов сил, действующих на сегменты, записывается в следующем виде:

$$P_H l_H = P_B l_B \quad \text{или} \quad q_H F_H l_H = q_B F_B l_B,$$

где P_H и P_B — нагрузки на наружный и внутренний сегменты; q_H и q_B — удельные нагрузки на рабочую поверхность наружного и внутреннего сегментов; F_H

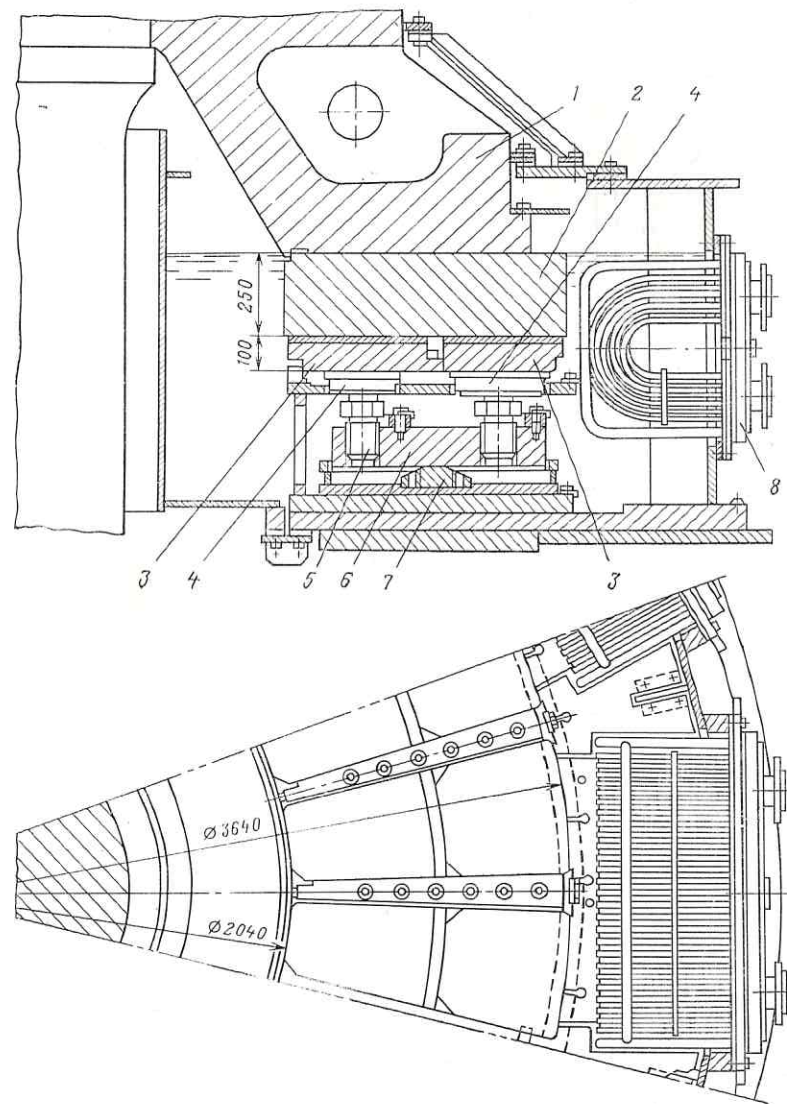


Рис. 7.4. Двухрядный подпятник на нагрузку 20 МН:

1 — втулка; 2 — диск; 3 — сегменты; 4 — тарельчатые опоры; 5 — опорный болт; 6 — балансир; 7 — цилиндрическая опора; 8 — маслоохладитель

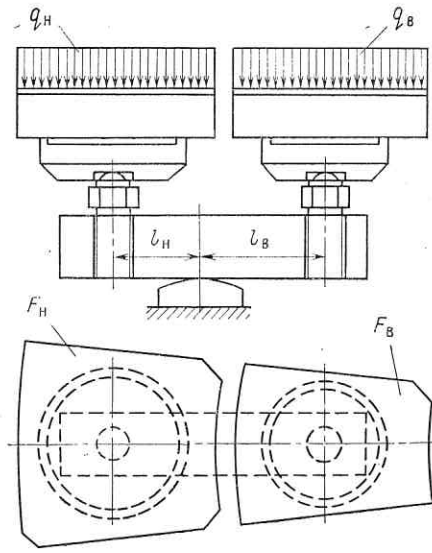


Рис. 7.5. Схема нагружения сегментов двухрядного подпятника:

q_n и q_v — удельные нагрузки на наружный и внутренний сегменты; l_n и l_v — длины плеч балансира со стороны наружного и внутреннего сегментов; F_n и F_v — площади наружного и внутреннего сегментов

и F_v — площади рабочей поверхности наружного и внутреннего сегментов; l_n и l_v — длины плеча рычага наружного и внутреннего сегментов.

Отсюда следует

$$\frac{q_n}{q_v} = \frac{F_v l_v}{F_n l_n}$$

В этом уравнении величины F_n и F_v являются заданными и неизменяемыми. Чтобы получить требуемое соотношение между удельными нагрузками на наружном q_n и внутреннем q_v сегментах, необходимо правильно подобрать отношение длин плеч балансира l_n/l_v , которое в определенных пределах можно изменять путем сдвига балансира по цилиндрической опоре в радиальном направлении. При расчете подпятника с учетом равенства удельных нагрузок на наружные и внутренние сегменты это отношение должно быть обратно пропорционально отношению площадей сегментов:

$$\frac{l_v}{l_n} = \frac{F_n}{F_v}$$

При расчете с учетом равенства толщин масляной пленки на наружных и внутренних сегментах, когда удельная нагрузка на наружных сегментах должна быть больше, чем на внутренних, соотношение длин плеч балансира будет несколько больше:

$$\frac{l_v}{l_n} = \frac{F_n}{F_v} k,$$

где $k > 1$ — отношение удельных нагрузок, требуемое по условию равенства толщин масляной пленки на наружных и внутренних сегментах.

При строгом соблюдении в подпятнике правильного соотношения длин плеч балансира обеспечивается требуемая удельная нагрузка на сегменты подпятника.

В Советском Союзе выполнены и установлены на агрегатах различных гидроэлектростанций более 70 двухрядных подпятников (табл. 7.2). Они рассчитаны на общую нагрузку от 20 до 35 МН и удельную нагрузку от 3,5 до 4,2 МПа. Средняя окружная скорость на внутреннем ряде сегментов составляет 8,0—24,0 м/с, а на наружном 10,8—31,0 м/с.

Наибольшее число двухрядных подпятников выполнено на нагрузку 20 МН. Все эти подпятники имеют одинаковые параметры (24 пары сегментов, нац-

Таблица 7.2. Двухрядные подпятники

Параметры агрегата и подпятника	Гидростанции					Иркутская
	Джеральд — Железные Ворота	Волжская имени В. И. Ленина	Саяно-Шушенская*	Зейская*	Новосибирская, Кременчугская	
Гидроагрегат:	171	115	640	215	57,2	82,8
Мощность генератора, МВт	71,5	68,2	142,8	136,4	62,5	83,3
Частота вращения, об/мин	Зонтичный СВ-1500/175-84 ЭС 1969	Зонтичный СВ-1500/200-88 ЭС 1955	Зонтичный СВФ-1285/275-42 ЭС 1979	Зонтичный СВ-1130/220-44 ЭС 1975	Зонтичный СВ-1340/150-96 ХЭТМ 1957	Зонтичный СВ-1160/180-72 СиБЭТМ 1957
Тип генератора	ПЛ	ПЛ	РО	Д	ПЛ	ПЛ
Завод-изготовитель						
Год ввода в эксплуатацию						
Тип турбины						
Подпятник:	35/—	34/29	32,6/—	32/—	20/17,3	20/—
Общая нагрузка расчетная/действительная, МН	3,5/—	4,05/3,45	3,9(3,8)/—	4,2(3,45)/—	3,8/3,3	3,8/—
Удельная нагрузка расчетная/действительная, МПа	20×2	20×2 13	20×2 12,5	18×2 10	24×2 7,8	24×2 9,0
Число сегментов агрегата, МН	—	13,6(9,6)	31(24)	28(19,6)	10,8(8,0)	14,4(10,7)
Средняя окружная скорость, м/с	15,5(11)	49×50 (35×50) 4,7/2,39	51×47 (40×47,5) 4,65/2,78	51×52,5 (36×55) 4,46/2,19	34×35 (25×41) 3,64/2,04	34×35 (25×41) 3,64/2,04

Примечания: 1. Цифры в скобках относятся к внутреннему ряду сегментов, без скобок — к наружному.
2. Условные обозначения см. в табл. 7.1.

большин диаметр диска 3,7 м и т. д.) и достаточно надежно работают на агрегатах ряда ГЭС. Ввиду надежной работы двухрядных подпятников на некоторых из них была увеличена удельная нагрузка путем удаления части пар сегментов. Так, на Волжской ГЭС имени В. И. Ленина большая часть подпятников работает с 16 парами сегментов, а один — с 14 парами сегментов вместо 20 пар. Соответственно на последнем нагрузка на один сегмент и средняя удельная нагрузка увеличены в 1,43 раза и составляют: нагрузка на наружный сегмент 1,22 МН, на внутренний сегмент 0,86 МН, а средняя удельная нагрузка на сегменты 5 МПа, что является весьма высокими величинами. Безаварийная работа этого подпятника в течение длительного периода эксплуатации свидетельствует о надежности данной конструкции.

Одной из положительных особенностей двухрядных подпятников является повышенная эластичность их опорной системы. Это связано с тем, что упругими элементами, способствующими сглаживанию пульсаций от неровностей на зеркальной поверхности диска и выравниванию нагрузки между сегментами, являются не только опорные тарелки, но и балансиры.

При исследованиях и при наладке подпятников была установлена зависимость между неровностью зеркальной поверхности диска и вызываемой ею пульсацией нагрузки на сегменты для различных типов подпятников [99]. Одинаковые неровности вызывают вдвое меньшую пульсацию усилий на сегментах в двухрядных подпятниках по сравнению с однорядными на жесткой винтовой опоре. Это обстоятельство позволяет устанавливать для двухрядных подпятников большие допуски на неровности зеркальной поверхности диска по сравнению с однорядными подпятниками на жестких винтовых опорах.

Подпятники на гидравлической опоре. При больших осевых нагрузках на подпятник и высоких удельных нагрузках на сегменты необходимо более равномерно распределять нагрузку между сегментами. Наиболее полно этому требованию отвечает конструкция подпятника на гидравлической опоре, разработанная на заводе «Уралэлектротяжмаш» имени В. И. Ленина [98]. Она обеспечивает автоматическое выравнивание нагрузки между сегментами в статическом и динамическом состояниях.

Подпятник на гидравлической опоре, рассчитанный на полную нагрузку 16 МН и удельную нагрузку 4,8 МПа, представлен на рис. 7.6. Опорные болты 5, на которых лежат тарельчатые опоры 4 и сегменты 3, ввернуты в верхние части упругих камер 6. Каждая упругая камера представляет собой цилиндр с кольцевыми выточками. Наличие кольцевых выточек (гофр) позволяет при сравнительно небольшом осевом усилии вызвать осадку камеры по высоте и изменить ее внутренний объем. Число упругих камер соответствует числу сегментов. Их внутренние полости заполнены маслом и сообщаются между собой. При нажатии на одну камеру и ее опускании происходит подъем других камер. Если одна камера из общего числа камер n под действием приложенной нагрузки опустилась на h , мм, то каждая из остальных камер поднимается на $h/(n-1)$ мм. Таким образом происходит автоматическое выравнивание нагрузки между сегментами и компенсация всех допущенных при изготовлении и сборке подпятника отклонений путем перераспределения масла в упругих камерах. Неравномерность распределения нагрузки между сегментами подпятника на гидравлической опоре зависит от собственной жесткости упругих камер, от различия жесткости отдельных упругих камер и от точности выставления всех сегментов по высоте.

Внутри упругих камер помещены так называемые тела заполнения 7. Они представляют собой цилиндры, которые уменьшают объем масла, заключенного в упругих камерах. Это необходимо делать из-за того, что коэффициент объемного расширения масла примерно в 25 раз больше коэффициента объемного расширения стали. При нагреве подпятника в целом, например, на 50 °С после пуска агрегата и набора нагрузки объем масла внутри упругих камер без тел заполнения увеличится на 4,5%, а объем упругих камер за счет температурного расширения металла изменится не более чем на 0,2%. Это вызовет «раздувание» упругих камер и появление в них дополнительных напряжений. Чтобы избежать этого, внутри упругих камер вводятся тела заполнения. Кроме того, на торцевые поверхности тел заполнения могут опуститься камеры в случае аварийной утечки масла из них. Подпятник в этом случае превращается в подпятник на жестких опорах.

Между сегментом 3 и опорным болтом 5 располагается опорная тарелка 4. Как и в других конструкциях подпятников, опорная тарелка служит для уменьшения общей деформации сегментов (см. рис. 7.3).

В настоящее время на гидроэлектростанциях СССР имеется более 100 подпятников на гидравлической опоре (табл. 7.3). Они рассчитаны на высокие общие и удельные нагрузки до 20,6 МН и 5,5 МПа соответственно, работают при окружных скоростях до 27,1 м/с и имеют диаметр диска до 3,8 м.

Опыт эксплуатации и исследований подпятников на гидравлических опорах показал, что по сравнению с другими типами подпятников они обеспечивают более равномерное распределение нагрузки между сегментами, меньшие пуль-

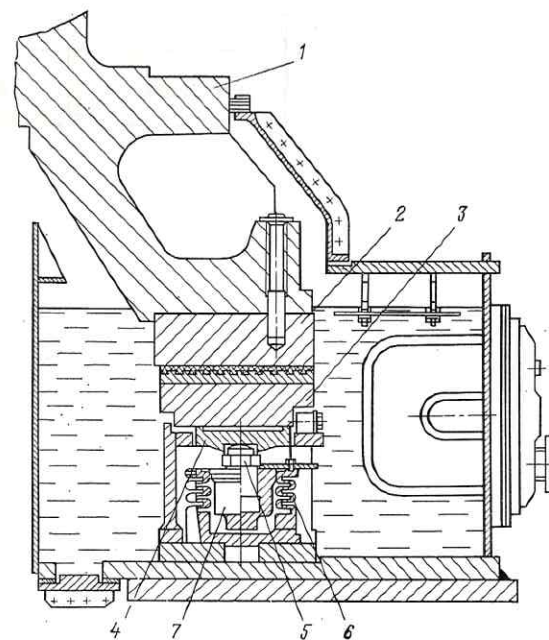


Рис. 7.6. Подпятник на гидравлической опоре:

1 — втулка; 2 — диск; 3 — сегмент; 4 — тарельчатая опора; 5 — опорный болт; 6 — упругая камера; 7 — тело заполнения

Таблица 7.3. Подпятники на

Параметры агрегата и подпятника	Гидро	
	Нижнекамская	Саратовская
Гидроагрегат:		
Мощность генератора, МВт	78	60
Частота вращения, об/мин	57,7	50
Исполнение генератора	Зонтичный	Зонтичный
Тип генератора	СВ-1470/149-104	ВГС-1525/135-120
Завод-изготовитель	СиБЭТМ	УЭТМ и СиБЭТМ
Год ввода в эксплуатацию первого агрегата	1979	1967
Тип турбины	ПЛ	ПЛ
Подпятник:		
Общая нагрузка расчетная/действительная, МН	20,6/—	20/15
Удельная нагрузка расчетная/действительная, МПа	4,8/—	4,5/3,6
Число сегментов	14	12
Вес вращающихся частей агрегата, МН	8,1	8
Средняя окружная скорость, м/с	9,48	8,11
Размеры сегментов (длина × ширина), см	52×61	60×65
Диаметры диска, наружный/внутренний, м	3,80/2,50	3,75/2,45

Параметры агрегата и подпятника	Гидро	
	Усть-Илимская	Капчагайская
Гидроагрегат:		
Мощность генератора, МВт	240	108,5
Частота вращения, об/мин	125	107,1
Исполнение генератора	Зонтичный	Зонтичный
Тип генератора	ВГС-1190/215-48	СВ-1225/130-56
Завод-изготовитель	УЭТМ	СиБЭТМ
Год ввода в эксплуатацию первого агрегата	1974	1970
Тип турбины	РО	ПЛ
Подпятник:		
Общая нагрузка расчетная/действительная, МН	16,4/15	16/—
Удельная нагрузка расчетная/действительная, МПа	4,12/3,8	4,4/—
Число сегментов	16	12
Вес вращающихся частей агрегата, МН	8,4	6
Средняя окружная скорость, м/с	20,3	15,5
Размеры сегментов (длина × ширина), см	44×60	54×60
Диаметры диска, наружный/внутренний, м	3,70/2,4	3,37/2,15

Примечание. Условные обозначения см. в табл. 7.1.

гидравлической опоре

электростанции			
Иркутская	Токтогульская	Нурекская	
82,8	300	300	
83,3	166,7	200	
Зонтичный	Подвесной	Подвесной	
СВ-1160/180-72	СВ-1100/250-36	ВГСФ-940/235-30	
СиБЭТМ	СиБЭТМ	УЭТМ	
1958	1974	1972	
ПЛ	РО	РО	
20/—	17,25/—	17,2/—	
5,2/—	4,74/—	4,86/—	
12	12	12	
9	7,25	7,6	
12,1	24,08	25,7	
54×61	53×61	44×65	
3,37/2,15	3,38/2,14	3,10/1,74	

Продолжение табл. 7.3

электростанции			
Чиркейская	Днепрогэс-II	Перепадная-1, Вилейская, Усть-Хантайская	Ингурская*
250	104,5	77	260
200	107,1	187,5	250
Подвесной	Зонтичный	Подвесной	Подвесной
ВГСФ-930/233-30	СВ-1230/140-56	СВ-780/190-32	СВ-712/227-24
УЭТМ	ХЭТМ	СиБЭТМ	СиБЭТМ
1974	1975	1965	1978
РО	Пр	ПЛ	РО
15/—	14,3/—	12,5/—	12/—
4,56/—	4,48/—	5,48/—	4,55/—
12	12	8	10
—	—	4,05	5,3
25,7	14,1	20,6	27,1
45×65	59,5×64,5	48×60	48,5×57,5
3,10/1,70	3,57/2,28	2,70/1,50	2,69/1,5

сации усилий на сегменты и меньшие пульсации толщины масляной пленки при одинаковых условиях работы.

Подпятники, оснащенные системой принудительной смазки. Крупные подпятники каждой из вышеописанных конструкций в последнее время стали дополняться устройствами принудительной подачи смазки к поверхностям трения при пусках и остановках. Гидроэлектростанции, агрегаты которых имеют подпятники с принудительной смазкой, отмечены в табл. 7.1—7.3 звездочкой. Подпятник с принудительной подачей смазки показан на рис. 7.7. Масло забирается из нижней части масляной ванны насосом высокого давления и по напорному трубопроводу 1 подается в кольцевой коллектор 2. От него по соединительным трубкам 3 масло подается в сегменты. В каждом сегменте имеется радиальный канал 4, сообщающийся коротким вертикальным каналом с центром рабочей поверхности сегмента. На рабочей поверхности имеется лунка 5 диаметром от 80 до 200 мм (иногда кольцевая канавка). В теле каждого сегмента установ-

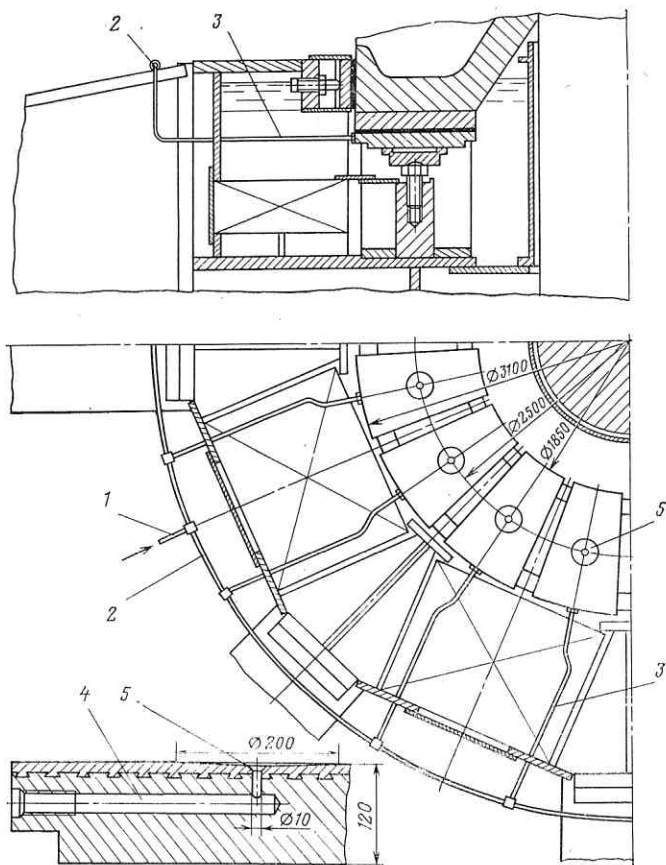


Рис. 7.7. Подпятник с принудительной подачей смазки к поверхностям трения: 1 — напорный трубопровод; 2 — кольцевой коллектор; 3 — соединительные трубки; 4 — радиальный канал в сегменте; 5 — лунка на рабочей поверхности

лен обратный клапан для предотвращения вытекания масла из пленок, разделяющих поверхности трения во время работы агрегата, когда насос высокого давления отключен.

При подаче импульса на пуск или останов агрегата включается насос высокого давления. При достижении давления 7,5—8,0 МПа производятся дальнейшие операции пуска. Отключение насоса производится после достижения нормальной частоты вращения при пуске и после полного прекращения вращения при останове.

Подача смазки к поверхностям трения значительно облегчает условия пуска, уменьшая в 5—10 раз коэффициент трения при трогании по сравнению с коэффициентом трения в подпятниках без принудительной смазки. Уменьшается износ поверхностей трения, появляются некоторые эксплуатационные удобства, например возможность легкого поворота ротора без вскрытия масляной ванны и смазывания поверхностей трения сегментов салом. Однако появляются дополнительные элементы оборудования: насосы высокого давления, маслопроводы, обратные клапаны, контактный манометр и др., которые требуют ухода и сами могут являться источниками отказа.

Наличие на поверхностях трения сегментов лунок большого диаметра (до 200 мм) вызывает искажение гидродинамического потока смазки, а в переходных режимах (пуски, остановки), а также при отключении насоса высокого давления вызывает кратковременное резкое уменьшение толщины масляной пленки, что в ряде случаев приводит к начальному повреждению поверхностей трения [99, 100].

Направляющие подшипники. В современных отечественных гидрогенераторах применяются исключительно сегментные направляющие подшипники с самоустанавливающимися сегментами и самосмазкой. Сегменты подшипника размещаются вокруг специальных втулок, откованных заодно с валом или насаженных на вал горячей посадкой, в местах, показанных на рис. 1.1—1.5. При совмещении направляющего подшипника с подпятником сегменты подшипника размещаются вокруг цилиндрической поверхности втулки подпятника (см. рис. 7.2). Типовая конструкция направляющего подшипника показана на рис. 7.8.

Подшипник состоит из комплекта сегментов 2, расположенных по окружности вокруг втулки вала 1. Каждый сегмент является частью стального кольца, поверхность трения которого облицована баббитом. В радиальном направлении сегменты 2 через опорные сухари 8 опираются на сферические головки регулировочных опорных болтов 3, ввинчиваемых в кольцевое гнездо 5. Иногда опирание на сферическую поверхность болта происходит через каленые вкладыши, запрессованные в опорные сухари 8 (рис. 7.8, б). Резьба под болты выполняется в отдельных втулках, запрессованных в гнездо. Для фиксации опорных болтов предусмотрены контргайки 4. Сегменты снизу опираются на поддерживающую полку 6 через изоляционные прокладки 7. Сегменты изолируются от корпуса также изоляционной прокладкой, установленной между телом сегмента и опорным сухарем 8. Подшипник расположен в масляной ванне, образованной элементами центральной части крестовины. В подшипнике, показанном на рис. 7.8, а, опорное гнездо 5 находится внутри масляной ванны. Маслоохладители 9 размещаются в пространстве между гнездом и стенкой ванны. В некоторых конструкциях гнездо является наружной стенкой ванны. В этих случаях маслоохладители размещаются на дне ванны (рис. 7.8, б).

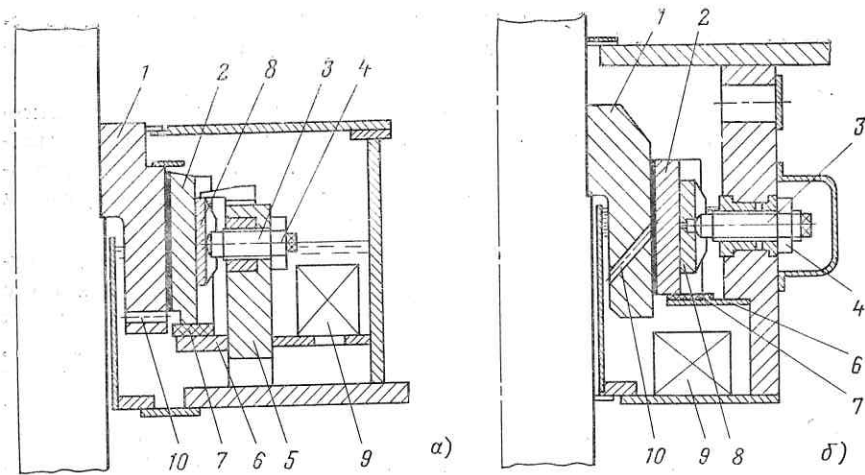


Рис. 7.8. Направляющий подшипник:

1 — втулка; 2 — сегмент; 3 — опорный болт; 4 — контргайка; 5 — гнездо; 6 — полка; 7 — изоляционная прокладка; 8 — опорный сухарь; 9 — маслоохладитель; 10 — радиальный канал

Сегменты направляющего подшипника погружены в масло на $1/3$ — $1/2$ своей высоты. При работе агрегата благодаря давлению, развиваемому в масляном слое между сегментами и втулкой, масло растекается по всей поверхности сегментов, обеспечивая необходимую смазку. В большинстве современных конструкций во втулке подшипника выполняются радиальные сверления 10 (рис. 7.8), которые работают как центробежный насос и обеспечивают обильную смазку сегментов.

Регулировка зазоров между сегментами и цилиндрической поверхностью втулки осуществляется опорными регулировочными болтами. В отдельных конструкциях регулировка зазоров осуществляется с помощью клиновых устройств или прокладок. В этих случаях вместо опорных болтов имеются опорные вкладыши со сферическими или цилиндрическими поверхностями, позволяющими самоустанавливаться сегментам и образовывать при работе необходимый масляный клин.

7.3. ОСНОВНЫЕ ДЕФЕКТЫ ПОДПЯТНИКОВ И НАПРАВЛЯЮЩИХ ПОДШИПНИКОВ

Общие закономерности развития дефектов в подпятниках и подшипниках. В соответствии с гидродинамической теорией смазки при работе агрегата между сегментами и вращающимися деталями (диск подпятника, втулка подшипника) образуется клинообразный масляный слой, через который передается нагрузка. Непосредственного контакта поверхностей трения при работе не происходит. Нарушение масляного слоя и местный контакт поверхностей трения вызывают при работе интенсивное тепловыделение и повреждение баббитовой поверхности сегментов, а следовательно, выход подпятника и всего агрегата из строя.

Непосредственный контакт поверхностей трения имеется на остановленном агрегате, а также в короткое время разгона ротора при пуске и в конце остановки агрегата. Контакт происходит по выступающим пятнам на баббитовой поверхности сегментов, образованным при шабровке. По заводским и монтажным нормам должно быть не менее двух-трех выступающих пятен на 1 см^2 баббитовой поверхности сегмента.

В периоды пусков и остановов агрегата происходит постепенный износ поверхностей трения, появление укрупненных пятен и затем заглаживание баббита на рабочей поверхности сегментов. Постепенно исчезают мелкие углубления в баббите, сделанные при шабровке и служащие микрорезервуарами масла, распределенными по всей поверхности сегментов и облегчающими пуск. Этот процесс износа происходит тем быстрее, чем чаще пускается и останавливается агрегат и чем больше удельная нагрузка на сегмент при пуске.

Если допустить слишком большой естественный износ поверхностей, условия пуска существенно утяжеляются, появляются полосы сплошных натиров и затем подплавление баббитовой поверхности сегментов. Подпятник становится неработоспособным, так как обеспечение разделения поверхностей трения масляной пленкой становится невозможным.

Таким образом, повреждение подпятника или подшипника может произойти в результате постепенного естественного ухудшения его состояния в процессе эксплуатации, даже при отсутствии ошибок эксплуатационного персонала и при отсутствии дефектов изготовления и монтажа. Ухудшение состояния поверхностей трения (или других элементов подпятника и подшипника) развивается постепенно в результате естественного старения. Для подпятников скорость такого старения зависит от параметров подпятника (удельная нагрузка при пусках) и от режимов работы агрегата (число пусков-остановов).

Для подпятников, имеющих удельную нагрузку при пусках менее 3 МПа, достаточно проводить восстановление (шабровку) поверхностей трения 1 раз в 4—6 лет, т. е. при капитальных ремонтах (при числе пусков до 300—350 в год). Для подпятников, имеющих удельную нагрузку при пусках более 3 МПа, шабровку сегментов приходится проводить и в межремонтный период, причем период между шабровками назначается в зависимости от числа пусков—остановов. Шабровка сегментов направляющих подшипников генераторов производится, как правило, при капитальных ремонтах гидрогенераторов, т. е. 1 раз в 4—6 лет.

Кроме естественного старения деталей подпятника или подшипника, может происходить ускоренное старение (см. гл. 1), вызванное наличием дефектов, т. е. при отклонении значений параметров, характеризующих состояние этих элементов, от нормативных. Эти дефекты могут появиться при изготовлении, монтаже или эксплуатации (повышенная волнистость или шероховатость зеркальной поверхности диска, регулировка нагрузки на сегменты и т. д.).

Возможны внезапные повреждения в результате мгновенных изменений в деталях подпятника или подшипника или в условиях работы агрегата, которые обычно невозможно предусмотреть (попадание твер-

дого тела на поверхность трения, поломка какой-либо детали от внезапной перегрузки или удара и т. д., см. гл. 1). Однако такие аварийные повреждения поверхностей происходят сравнительно редко.

Ниже рассматривается появление и развитие дефектов, приводящих к ускоренному старению. Своевременное выявление этих дефектов позволяет предотвратить аварийный выход агрегата из строя, сократить объем ремонтных работ и время нахождения агрегата в ремонте.

Ухудшение частоты зеркальной поверхности диска подпятника. На рис. 7.9, а представлена схема развития одного из основных дефектов подпятника — ухудшения чистоты зеркальной поверхности диска подпятника. По нормам заводов-изготовителей чистота зеркальной поверхности диска подпятника должна быть не хуже 9-го класса (среднее арифметическое отклонение профиля не более 0,32 мкм).

Причинами, вызывающими ухудшение чистоты зеркальной поверхности диска подпятника, являются: естественное старение, зависящее от длительности работы агрегата, от числа пусков и остановов; попадание механических примесей в масляную ванну; попадание воды в масло.

Следствием ухудшения чистоты зеркальной поверхности диска являются повышение общего уровня температуры сегментов, в также затруднение пусков и остановов (увеличение коэффициента трения). При пусках и остановах слышатся стуки и скрипы в подпятнике. На баббитовой поверхности сегментов появляются укрупненные пятна,

а затем сплошные полосы натир'ов, которые увеличиваются с увеличением числа пусков и остановов, и если не принять своевременно мер, то происходит подплавление баббитовой поверхности сегментов и выход подпятника из строя, т. е. отказ. Аварийный останов агрегата происходит, как правило, в результате действия защиты от перегрева подпятника. Признаками ухудшения чистоты зеркальной поверхности диска являются повышение температуры сегментов сверх обычной для данного времени года и появление скрипов и стуков в подпятнике при пусках и остановах. Способами обнаружения ухудшения состояния зеркальной поверхности диска, кроме контроля температуры, контроля шумов в подпятнике при пусках и остановах и осмотра сегментов, могут быть непосредственное измерение шероховатости зеркальной поверхности диска с помощью профиломера или слепков [99], что требует разборки подпятника, или определение коэффициента трения при пусках, не требующее разборки подпятника.

Для определения коэффициента трения в подпятнике при пуске производится осциллографирование осевого гидравлического усилия и крутящего момента на валу. При трогании ротора приложенные к валу силы равны силам трения, а измеренный крутящий момент равен моменту сил трения. Коэффициент трения в подпятнике при трогании $f_{тр}$ определяется по формуле

$$f_{тр} = \frac{M}{(G + P_r) R_{тр}}$$

где M — крутящий момент на валу, Н·м; G — вес ротора агрегата, Н; P_r — гидравлическое осевое усилие, Н; $R_{тр}$ — радиус трения, м (может быть принят равным радиусу расположения опор).

Величины G и $R_{тр}$ постоянны для каждого данного подпятника и агрегата; M и P_r находят по осциллограмме для момента трогания ротора.

Измерение крутящего момента и осевого гидравлического усилия производится с помощью тензометров, наклеиваемых на вал. Передачу выходных сигналов тензометрических схем можно осуществлять без токосъема, путем разрыва электрической цепи измерительной схемы при трогании ротора. Для этого используется штыревой разъем, одна половина которого закреплена на валу (к ней подпаиваются провода от датчиков), а другая половина — на кабеле, идущем к регистрирующей аппаратуре. Перед пуском разъем соединяется. При трогании ротора он разделяется, обеспечив необходимую передачу выходных сигналов с вала в начале первого оборота ротора. Методика таких измерений подробно изложена в [97].

По опыту, накопленному в результате таких измерений, установлено, что при нормальном состоянии поверхностей трения коэффициент трения равен 0,15—20. Большее значение коэффициента трения свидетельствует об ухудшении состояния поверхностей трения, главным образом о повышении шероховатости зеркальной поверхности диска.

Уменьшение шероховатости зеркальной поверхности диска возможно в условиях эксплуатации путем суперфиниширования и полировки по разработанной технологии с применением самоходного станка (для

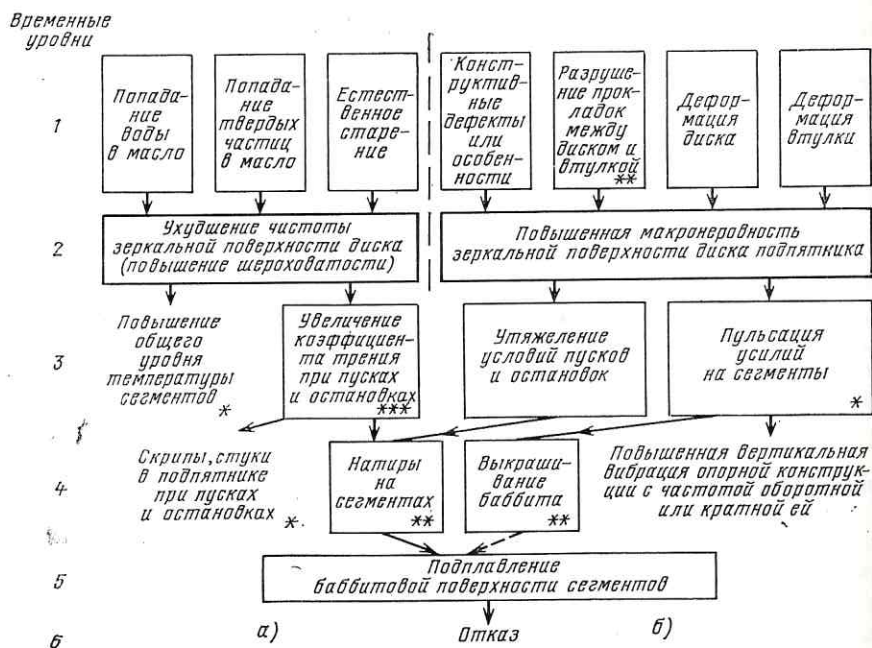


Рис. 7.9. Схема развития дефектов:

а — ухудшение чистоты зеркальной поверхности диска подпятника; б — повышенная макрошероховатость зеркальной поверхности диска подпятника (обозначения см. на рис. 1.2)

зонтичных генераторов) или более простых устройств (для подвесных генераторов) [99].

Повышенная макронеровность зеркальной поверхности диска подпятника. На рис. 7.9, б приведена схема развития дефекта—повышенная макронеровность зеркальной поверхности диска подпятника. Макронеровность, или погрешность формы,— это единичные, как правило, не повторяющиеся регулярно отклонения поверхности от плоскости, имеющие большие размеры в плане. В подпятниках макронеровность представляет собой отдельные выступы и впадины с расстоянием между ними в сотни миллиметров, расположенные на зеркальной поверхности диска обычно по направлению вращения. При вращении ротора эти выступы и впадины создают периодические изменения нагрузки на каждый сегмент.

Причинами появления макронеровности являются: конструктивные дефекты или особенности, например тонкое днище втулки подпятника, в результате чего оно под нагрузкой прогибается между ребрами втулки, вызывая появление выступов и впадин на прикрепленном к нему диске подпятника; остаточные деформации втулки подпятника в результате горячей посадки ее на вал, что после присоединения к ней диска вызывает неровность на его зеркальной поверхности; остаточные деформации диска, появившиеся в процессе эксплуатации, при монтаже или до него; разрушение прокладок, установленных между диском и втулкой.

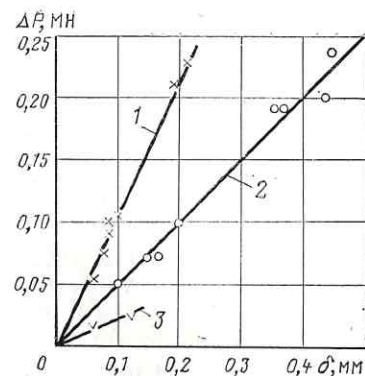
Повышенная макронеровность зеркальной поверхности диска приводит прежде всего к утяжелению условий работы подпятника при пусках и остановках. При пусках затрудняется и замедляется образование масляной пленки, разделяющей поверхности трения. При остановках раньше, т. е. при более высокой частоте вращения, происходит нарушение масляной пленки. В результате этого удлиняется процесс непосредственного контакта поверхностей трения, появляются натирки на сегментах, а затем происходит подплавление баббитовой поверхности сегментов, и подпятник теряет работоспособность.

Кроме утяжеления условий пусков и остановок, повышенная макронеровность приводит при работе агрегата к биению зеркальной поверхности диска подпятника и к пульсации усилий на сегменты с частотой, кратной оборотной (кратность зависит от числа выступов, т. е. гребней волн на зеркальной поверхности). Пульсация усилий приводит к отставанию баббита от стального основания и его выкрашиванию. Попадая на поверхность трения, кусочки выкрошившегося баббита вызывают подплавление рабочей поверхности и отказ.

Ухудшение условия работы подпятника от повышенной макронеровности зеркальной поверхности диска различно для разных типов подпятников. При одной и той же неровности наибольшие затруднения возникают в подпятниках на жесткой винтовой опоре, меньшие — в двухрядных подпятниках и самые малые — в подпятниках на гидравлической опоре. Это объясняется различной жесткостью опорной системы разных типов подпятников. На рис. 7.10 показана зависимость пульсации усилий ΔP на сегменты от биения δ_z зеркальной поверхности диска, вызванного его макронеровностью, полученная в результате ис-

Рис. 7.10. Зависимость пульсации нагрузки на сегменты от биения зеркальной поверхности диска:

1 — для однорядного подпятника на жесткой винтовой опоре; 2 — для двухрядного подпятника; 3 — для подпятника на гидравлической опоре



пытаний подпятников разных типов [99]. Из него видно, что, например, при биении зеркальной поверхности диска 0,1 мм пульсация усилий на сегменты составляет: для однорядного подпятника на жесткой винтовой опоре 0,1 МН, для двухрядного подпятника 0,05 МН и для подпятника на гидравлической опоре 0,02 МН.

Соответственно для разных типов подпятников установлены различные допустимые значения макронеровности зеркальной поверхности диска: для подпятников на жесткой винтовой опоре при удельной нагрузке на сегменты до 4 МПа — 0,10 мм, для тех же подпятников при удельной нагрузке более 4 МПа — 0,08 мм, для двухрядных подпятников — 0,15 мм, для подпятников на гидравлической опоре — 0,20 мм.

Наличие неровности зеркальной поверхности диска приводит, помимо пульсации усилий на сегментах и утяжеления условий пусков и остановок, также и к другим нежелательным последствиям: к увеличению неравномерности распределения нагрузки на сегменты [99], особенно существенной для однорядных подпятников на жесткой винтовой опоре, в которых каждая сотая доля миллиметра макронеровности зеркальной поверхности диска вызывает 0,01 МН дополнительной неравномерности распределения нагрузки на сегменты; к разгерметизации упругих камер в подпятниках на гидравлической опоре.

Признаком повышенной макронеровности зеркальной поверхности диска является увеличение вертикальной вибрации опорной конструкции (грузонесущей крестовины или опорного конуса, расположенного на крышке турбины) с частотой, оборотной или кратной ей. Измерения вибрации должны проводиться при работе агрегата в режиме синхронного компенсатора или в процессе остановки агрегата, когда сведены к минимуму внешние воздействия, вызывающие вибрацию.

Способами обнаружения повышенной макронеровности зеркальной поверхности диска являются, кроме измерения вертикальной вибрации, непосредственное определение профиля зеркала с помощью специальных датчиков или часовых индикаторов при прокрутке ротора, контроль пульсации усилий на сегментах, что требует установки специальных датчиков, например, наклейки тензометров на одну из опорных тарелок для измерения усилий. Измерение пульсации усилий должно производиться при работе агрегата в режиме синхронного компенсатора или при медленном вращении ротора. Переход от пульсации усилий к неровности зеркальной поверхности диска может производиться с использованием зависимостей, приведенных на рис. 7.10.

Устранение повышенной макронеровности зеркальной поверхности диска производится путем местной шлифовки тыльной стороны диска или сопряженной с нею поверхности втулки. Места шлифовки (соответствующие выступам на зеркальной поверхности диска) и толщину снятия металла определяют предварительно по замерам профиля зеркальной поверхности диска. Для зонтичных генераторов эта операция проводится на месте, без снятия втулки с вала. Для этого поднимают ротор агрегата на тормозах-домкратах, вынимают сегменты и на положенные вместо них подкладки опускают диск подпятника, отсоединив его от втулки. Для удобства обработки тыльной стороны диска его выдвигают из-под втулки в радиальном направлении на разницу между внутренним диаметром диска и диаметром вала. В местах шлифовки вручную шабером наносятся маяки глубиной, равной требуемой толщине снятия металла, а затем торцевыми шлифовальными машинками производится шлифовка до исчезновения маяков.

Для подвесных генераторов устранение повышенной макронеровности зеркальной поверхности диска значительно проще, так как имеется возможность снять втулку с вала и производить обработку тыльной стороны диска или торцевую поверхность втулки в удобных условиях на ГЭС или отправить для обработки на завод.

Возможно устранение повышенной макронеровности зеркальной поверхности диска путем установки между диском и втулкой калиброванных прокладок толщиной 2—4 мм из прочного, но легко поддающегося обработке нейтрального материала. На прокладках вышабриваются необходимые местные углубления для исправления профиля зеркальной поверхности диска.

Разрегулировка нагрузки на сегменты. На рис. 7.11 приведена схема развития одного из основных дефектов подпятника — разрегулировки нагрузки на сегменты. В соответствии с «Правилами технической экс-

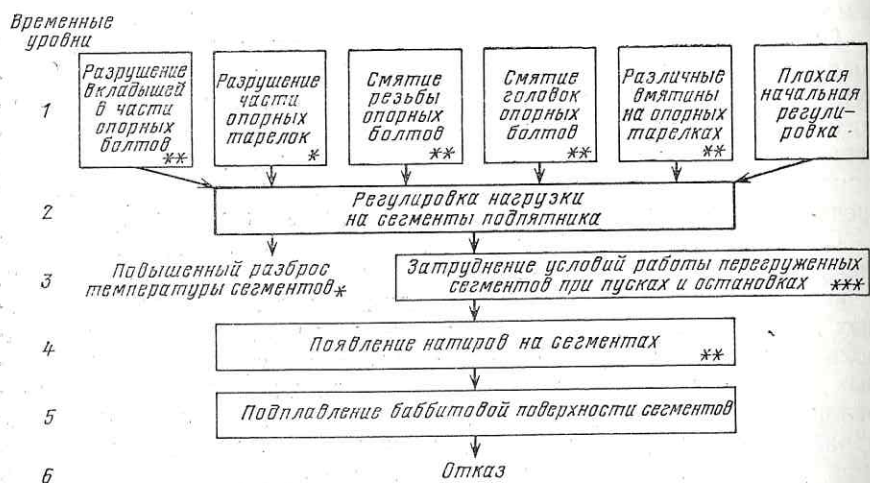


Рис. 7.11. Схема развития разрегулировки нагрузки на сегменты подпятника (обозначения см. на рис. 1.2)

плуатации электростанций и сетей» (ПТЭ) равномерность распределения нагрузки на отдельные сегменты подпятника должна быть обеспечена с точностью 10% для подпятников на жестких винтовых опорах и двухрядных. Для подпятников на гидравлической опоре точность распределения нагрузки, определяемая по разнице высотного положения упругих камер, должна быть не хуже 0,2 мм. В процессе эксплуатации происходит разрегулировка нагрузки на сегменты, что приводит к перегрузке отдельных сегментов, резкому утяжелению условий их работы. Опыт эксплуатации и испытаний показывает, что одни сегменты по отношению к другим могут быть перегружены в 2 раза и более. Если в подпятниках с удельной нагрузкой на сегменты до 3,0—3,5 МПа это еще допустимо, то в тяжело нагруженных подпятниках это недопустимо даже на короткое время.

Причины повышенного разброса нагрузки на сегменты показаны на рис. 7.11 на 1-м временном уровне.

Разрегулировка нагрузки на сегменты приводит к затруднению условий работы перегруженных сегментов, особенно при пусках и остановках. На рабочей поверхности этих сегментов, а затем и других появляются натирсы, приводящие, если не принять своевременных мер, к подплавлению рабочей поверхности и к отказу.

Признаком регулировки нагрузки на сегменты подпятника является повышенный разброс температуры сегментов. Согласно ПТЭ разброс температуры не должен превышать 5—6 °С для подпятников на гидравлической опоре (при измерении с помощью штатных термометров сопротивления). В двухрядных подпятниках разброс температуры сегментов должен рассматриваться между сегментами каждого ряда отдельно. Это связано с тем, что по условиям работы температура сегментов наружного ряда всегда на 5—8 °С выше, чем температура сегментов внутреннего ряда.

Наиболее эффективным способом обнаружения разрегулировки нагрузки на сегменты подпятника является непосредственное измерение нагрузки на каждый сегмент. В настоящее время нет средств эксплуатационного контроля нагрузки на отдельные сегменты подпятника во время его работы. Имеются лишь различные способы контроля при регулировке нагрузки на сегменты во время ремонтов, основанные на деформации опорных элементов подпятника [99]. На основе этих способов возможна разработка средств эксплуатационного контроля за нагрузкой на сегменты во время работы.

Устранение повышенного разброса нагрузки на сегменты подпятника производится при вскрытой масляной ванне ввертыванием или вывертыванием опорных болтов при контроле нагрузки.

Разгерметизация упругих камер подпятников на гидравлической опоре. При нормальном состоянии подпятника на гидравлической опоре, когда сохраняется герметичность системы гидравлического уравнивания, проседание всей опорной системы от веса ротора агрегата и осевого гидравлического усилия, действующего на рабочее колесо турбины, составляет 0,5—0,7 мм. При незначительном пропускании масла из упругих камер через обратный клапан или образовавшуюся трещину проседание начинает увеличиваться до 1 мм и более. При полной раз-

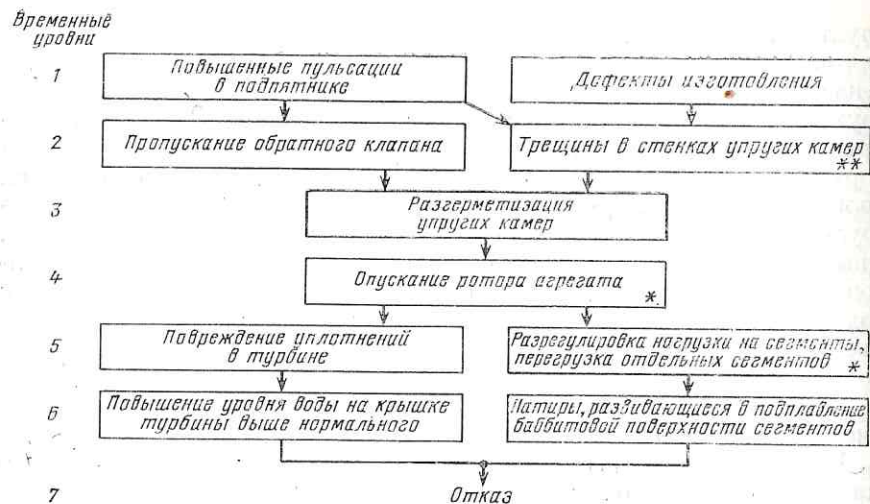


Рис. 7.12. Схема развития разгерметизации упругих камер подпятника на гидравлической опоре (обозначения см. на рис. 1.2)

герметизации упругих камер проседание опорной системы, а значит, и ротора агрегата происходит на полный зазор между телом заполнения и основанием подпятника (см. рис. 7.6), т. е. на 6—9 мм. Подпятник из гидравлического с автоматическим выравниванием нагрузки между сегментами превращается в подпятник на жестких опорах. При этом происходит, как правило, значительная разрегулировка нагрузки на сегменты.

На рис. 7.12 приведена схема развития данного дефекта подпятника на гидравлической опоре. Причинами дефекта (они показаны на 1-м и 2-м временных уровнях) являются повышенные пульсации в подпятнике или дефекты изготовления.

Повышенные пульсации (от неровности зеркальной поверхности диска, неперпендикулярности поверхности диска к оси вала агрегата или от пульсаций потока, действующих на рабочее колесо турбины) с течением времени могут привести к ослаблению прижатия запорного шарика в обратном клапане и пропусканию масла из упругих камер. Повышенные пульсации могут вызвать также появление трещин в стенках упругих камер. Появлению трещин в стенках упругих камер способствуют и дефекты изготовления подпятника — местные утончения стенок, подрезы металла, пороки в металле.

В результате пропускания обратных клапанов или образования трещин происходит разгерметизация упругих камер, их проседание, опускание всего ротора агрегата. Дальнейшее развитие повреждений может идти двумя параллельными путями (см. схему на рис. 7.12). С одной стороны, подпятник становится жестким и получает значительный разброс нагрузки на сегменты, так как различна высота тел заполнения, на которые опустились сегменты. Резко утяжеляются условия работы сегментов, оказавшихся перегруженными; при пусках и остано-

вах на них появляются натиры, которые приводят, если во время не принять мер, к подплавлению баббитовой поверхности сегментов и к выходу агрегата из строя.

С другой стороны, опускание ротора на 6—9 мм вызывает выход из строя торцевых резиновых уплотнений вала или ванны турбинного подшипника на водяной смазке, в результате чего начинается интенсивное поступление воды на крышку турбины. Для восстановления уплотнений необходим останов агрегата. В турбинах радиально-осевого типа при опускании ротора на 6—9 мм возможно повреждение лабиринтных уплотнений, что требует длительных восстановительных работ.

Своевременное определение дефекта возможно по контролю высотного положения упругих камер или вала агрегата. Признаком начала дефекта является проседание упругих камер на 0,8 мм и более. В настоящее время нет средств контроля за проседанием упругих камер (т. е. их герметичностью) без вскрытия масляной ванны подпятника. Контроль ведется лишь по непосредственным измерениям расстояния между столом подпятника и зеркальной поверхностью диска при ремонтах или ревизиях. Создание средств такого контроля настоятельно необходимо для повышения надежности работы подпятников. Если разгерметизация упругих камер произошла за счет пропускания обратного клапана, то восстановление нормального состояния подпятника производится подкачкой масла в упругие камеры подпятника с принятием всех необходимых мер, обеспечивающих непопадание в камеры влаги и воздуха.

При появлении трещины в упругой камере необходима ее замена с последующим заполнением всей системы маслом. Эта работа чрезвычайно трудоемка, требует вывода агрегата в ремонт на длительный срок.

Потеря давления в напорном коллекторе в подпятниках с принудительной смазкой. При нормальной работе подпятника с принудительной смазкой масло при пусках и остановках от насоса высокого давления подается непосредственно к поверхностям трения, обеспечивая облегченные условия работы подпятника в этих режимах. При этом в коллекторе высокого давления устанавливается давление 8—10 МПа в зависимости от веса ротора агрегата и размеров лунок или канавок на поверхностях сегментов. Если в процессе пуска или остановки происходит разгерметизация напорной системы и давление в ней падает до атмосферного, то прекращается подача смазки к поверхностям трения и происходит их повреждение (подплавление баббитовой поверхности сегментов). Это относится к подпятникам с удельной нагрузкой на сегменты при пуске более 3 МПа. Для менее нагруженных подпятников с принудительной смазкой прекращение подачи смазки в процессе пуска или остановки не приводит к аварийному повреждению, но может приводить к натирам на поверхностях трения сегментов, которые в последующем развиваются в подплавление. На рис. 7.13 показана схема развития этого дефекта. Если насос высокого давления откажет при подаче импульса на пуск или остановку агрегата, то автоматика не разрешит пуск или остановку и повреждения подпятника не произойдет. Если же прекратится работа насоса в процессе пуска или остановки, когда частота вращения агрегата мала, произойдет повреждение поверхностей трения, полное для тяжело нагруженных подпятников или

начальное (появление натиров) для легко нагруженных подпятников, которое при последующих пусках или остановках может привести к полному повреждению и отказу.

Появление трещин на коллекторе или соединительных (от коллектора к сегментам) трубках происходит в процессе работы из-за дефекта их изготовления и монтажа или вследствие повышенной пульсации давления в напорной системе.

Пульсация всегда имеется при работе насоса высокого давления в процессе пусков и остановов. Она может повышаться при разрегулировке насоса. Пульсация давления в напорной системе может происходить и при отключенном насосе во время работы агрегата. Это происходит в случае пропускания обратных клапанов, установленных в каждом сегменте, и наличии пульсации давления в масляных пленках сегментов, вызванной биением зеркальной поверхности диска или пульсацией осевого гидравлического усилия на рабочее колесо турбины. Признаком появления трещин является понижение давления в коллекторах.

Причинами потери давления в напорной системе могут быть опускание одного или нескольких сегментов и свободное вытекание масла из них при включенном насосе высокого давления. При этом в другие сегменты масло не проходит или проходит в недостаточном количестве. Опускание сегмента может произойти в результате разрушения опорной тарелки или опорного вкладыша, что ведет к разгрузке данного сегмента.

Последствием потери давления в напорной системе подпятника с принудительной смазкой является резкое уменьшение или полное

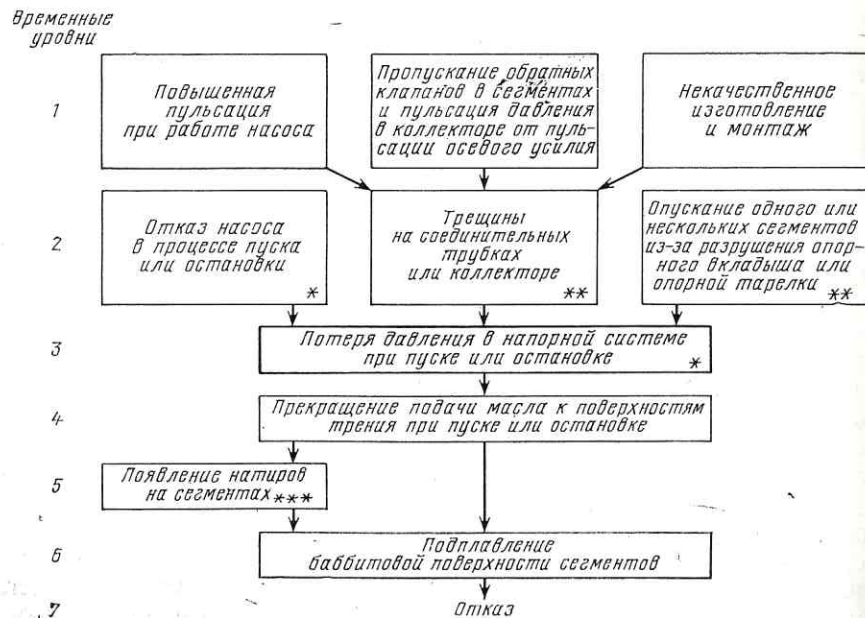
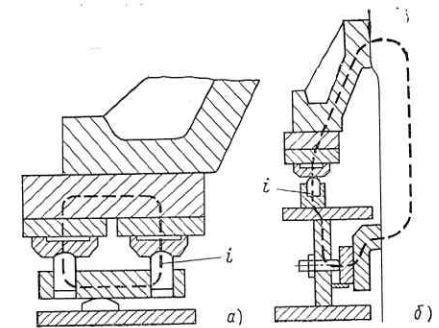


Рис. 7.13. Схема развития потери давления в напорном коллекторе в подпятниках с принудительной смазкой (обозначения см. на рис. 1.2)

Рис. 7.14. Контуры подшипниковых токов, вызванных униполярным эффектом:

а — в двухрядном подпятнике; б — в однорядном подпятнике



прекращение подачи смазки к поверхностям трения, что для тяжело нагруженных подпятников сразу приводит к подплавлению баббита и отказу, а для менее нагруженных подпятников — к появлению натиров, развивающихся в дальнейшем в подплавление.

Способом своевременного обнаружения данного дефекта является непосредственный контроль давления в напорном коллекторе. Снижение давления в коллекторе ниже обычно имеющегося уровня свидетельствует о начинающемся повреждении.

Протекание электрических токов через поверхности трения опор. Через поверхности трения подпятника и подшипников гидрогенератора могут протекать электрические токи, часто называемые подшипниковыми. Эти токи вызывают повреждения поверхностей трения [10]. Основными причинами возникновения токов являются: униполярный эффект в результате продольного намагничивания вала и втулок подшипников и подпятника, установленных на нем; ЭДС вала, вызванная переменным магнитным потоком, сцепляющимся с валом.

Намагничивание вала и втулок на нем может возникнуть из-за протекания больших токов при коротких замыканиях в обмотке ротора или при форсировке возбуждения, а также при витковых замыканиях обмоток полюсов ротора.

Намагниченный вал и массивные втулки подпятника и подшипников при вращении образуют униполярный генератор, ЭДС которого приложена к масляной пленке, разделяющей поверхности трения. На рис. 7.14 показаны возможные пути токов в опорных конструкциях от униполярного эффекта в гидрогенераторе. В двухрядном подпятнике ток может проходить через основание подпятника (через балансиры) и два ряда сегментов (рис. 7.14, а). В однорядном подпятнике с близко расположенным направляющим подшипником ток может проходить по контуру, показанному на рис. 7.14, б.

Второй вид токов вызван ЭДС вала гидрогенератора, возникающей под действием переменного магнитного потока, сцепляющегося с валом. Причинами этого являются наличие стыков сердечника статора, короткие замыкания на выводах или обмотке статора и др. В контуре, образуемом валом гидрогенератора, верхним направляющим подшипником или подпятником (в подвесном генераторе), верхней крестовиной, статором, нижней крестовиной, нижним генераторным подшипником или подпятником (в зонтичном генераторе), наводит ЭДС. Если указанный контур оказывается электрически замкнутым, по нему проходит электрический ток. Слой масла между поверхностями трения не явля-

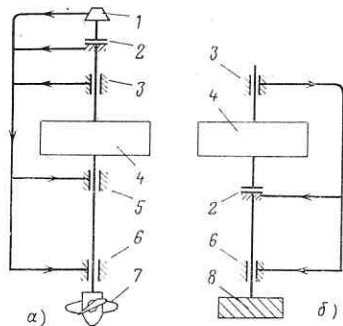


Рис. 7.15. Схема цепи подшипниковых токов:

а — гидроагрегат с подвесным генератором и поворотной лопастной турбиной; б — гидроагрегат с зонтичным генератором и радиально-осевой турбиной; 1 — маслоприемник; 2 — подпятник; 3 — верхний генераторный подшипник; 4 — ротор генератора; 5 — нижний генераторный подшипник; 6 — турбинный подшипник; 7 — рабочее колесо поворотной лопастной турбины; 8 — рабочее колесо радиально-осевой турбины

ется достаточной изоляцией от подобных токов. Для пробоя масляной пленки достаточно всего нескольких вольт, в то время как ЭДС вала может достигать десятков вольт.

На рис. 7.15 показаны цепи токов, вызванных ЭДС вала, для зонтичного и подвешенного генераторов. Ток может замыкаться, кроме генераторных подшипников, через турбинный подшипник и через маслоприемник (для турбин поворотной лопастной турбины), помещенный на верхнем конце генераторного вала.

Для разрыва цепи этих токов в зонтичных гидрогенераторах изолируется верхний направляющий подшипник, а в подвесных — верхний направляющий подшипник и подпятник. В агрегатах с поворотной лопастной турбиной изолируют также маслоприемник, а в генераторах с водяным охлаждением ротора — водоприемник. В зонтичных генераторах подпятник и нижний генераторный подшипник обычно не изолируют. Однако для большей надежности их целесообразно изолировать. В эксплуатации наблюдались случаи повреждения поверхностей трения подпятников зонтичных генераторов током при коротких замыканиях обмотки статора или ее замыканиях на землю.

В подшипниках сегменты изолируются от корпуса, в котором они установлены (см. рис. 7.8). В подпятниках изоляция располагается между диском и втулкой подпятника или под основанием подпятника. Должны быть изолированы от земли выводы термодатчиков, установленных в сегментах.

На рис. 7.16 представлена схема развития дефекта «Прохождение электрических токов через поверхности трения опор генератора». Причины дефекта указаны на 1-м временном уровне. Следствием прохождения токов через поверхности трения опор генератора является повреждение опор (электроэрозия), выражающееся в появлении «язвин» на баббитовой поверхности сегментов, на зеркальной поверхности диска подпятника или на шейке вала подшипника.

В дальнейшем в местах прохождения тока и появления «язвин» начинают развиваться натирывания на баббитовой поверхности. При этом возможно общее повышение температуры сегментов. Утяжеляются условия пусков и остановок. Натирывания в процессе пусков и остановок переходят в полосы подплавления и в конечном счете приводят к отказу. Признаком повреждения является нарушение изоляции вала.

По состоянию изоляции целесообразно организовать контроль за появлением данного дефекта. В настоящее время измерение изоляции производят лишь на остановленном агрегате. В соответствии с ПТЭ сопротивление изоляции подшипников и подпятника генератора должно быть не менее 0,3 МОм при измерении мегаомметром 1000 В. Кроме того, на работающем агрегате измеряют напряжение между концами вала, а также между втулкой каждого подшипника и землей. При исправной изоляции эти напряжения равны, если же на одном из подшипников напряжение между валом и землей ниже, это свидетельствует о нарушении изоляции.

Для устранения униполярных ЭДС вал и втулки должны быть размагничены.

Ухудшение работы маслоохладителей. В процессе работы агрегата устанавливается тепловое равновесие между сегментами подпятника (или подшипника) генератора, маслом в ванне и охлаждающей водой, проходящей по трубкам охладителей. Тепло, выделяемое в процессе трения в масляном слое, разделяющем поверхности трения, нагревает сегменты, диск подпятника и масло в ванне.

Масло, циркулируя в ванне, отдает свое тепло охлаждающей воде, проходящей по трубкам маслоохладителей. При повышении температуры охлаждающей воды в летнее время повышается температура масла и сегментов. На рис. 7.17 в качестве примера показано изменение в течение года температуры охлаждающей воды, масла и сегментов подпятника одного из агрегатов Воткинской ГЭС. Из него видно, что превышение температуры воды в летнее время по сравнению с зимним на 20 °С вызывает повышение температуры масла на 14 °С и сегментов подпятника на 12 °С. Повышение температуры масла и сегментов сверх значений, определяемых кривыми на рис. 7.17, свидетельствует об ухудшении работы маслоохладителей.

По эксплуатационным инструкциям при повышении температуры сегментов сверх установленных для каждого времени года значений на

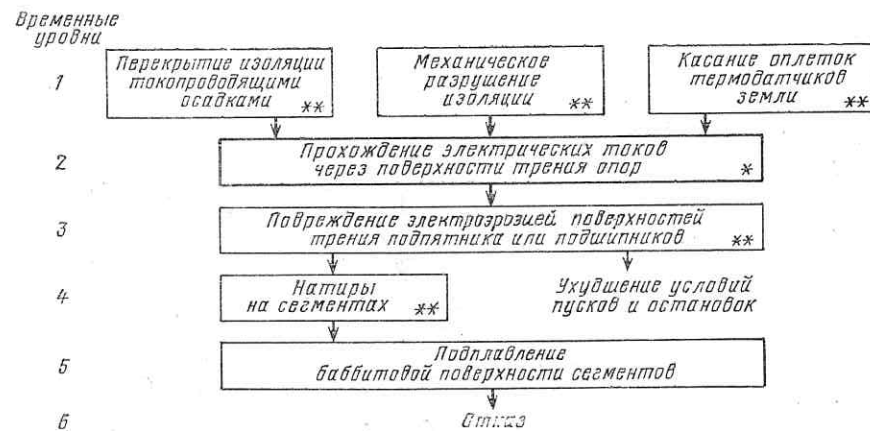


Рис. 7.16. Схема развития дефекта «Прохождение токов через поверхности трения опор» (обозначения см. на рис. 1.2)

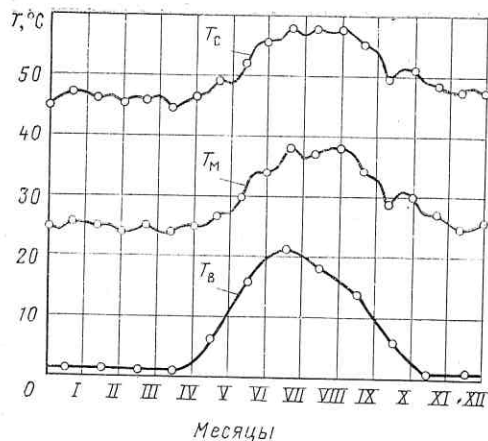


Рис. 7.17. Изменение температуры охлаждающей воды, масла и сегментов подпятника агрегата Воткинской ГЭС в течение года:
 $T_{\text{в}}$ — температура воды; $T_{\text{м}}$ — температура масла; $T_{\text{с}}$ — средняя температура сегментов подпятника

5 °C работает предупредительная сигнализация, на 10 °C — дается импульс на остановку агрегата.

На рис. 7.18 приведена схема развития дефекта «Ухудшение работы маслоохладителей». Причины этого дефекта показаны на 1-м временном уровне схемы. Указанные причины приводят к уменьшению расхода воды в маслоохладителях и к ухудшению их охлаждающей способности. Следствием этого дефекта является повышение температуры масла и сегментов. Это и является признаком дефекта.

При развитии этого дефекта сначала повышается температура масла в ванне подпятника или подшипника, а затем начинается повышение температуры сегментов. Если дефект развивается в результате ошибочных действий персонала или неисправности запорной арматуры, что приводит к значительному уменьшению или полному прекращению подачи воды, то повышение температуры происходит в течение десятков минут. Если же дефект развивается в результате засорения трубок охладителей или обрастания подводящих труб дрейсенной, то повышение температуры происходит медленнее — в течение нескольких

дней или недель. Если замечено повышение температуры масла и сегментов на 2—3 °C выше обычного для данного времени года значения, то следует принять меры по выяснению причин и их устранению. Поскольку данный дефект развивается сравнительно медленно, он практически никогда не приводит к аварийному повреждению. Как правило, агрегат своевременно останавливается персоналом для устранения дефекта. Иногда возможно прекращение его развития без остановки агрегата (исправление запорной арматуры, промыв маслоохладителей обратным током воды).

Дефекты направляющих подшипников. Из дефектов направляющих подшипников вертикальных гидрогенераторов два отмечены выше. Это общие с подпятниками дефекты — протекание токов через поверхности трения и ухудшение работы маслоохладителей.

Следует отметить, что в процессе эксплуатации возникает значительно меньше дефектов направляющих подшипников, чем дефектов подпятников. Аварийных остановок агрегата из-за неисправностей направляющих подшипников практически не происходит. Это объясняется в первую очередь более легкими условиями работы подшипников по сравнению с подпятниками, особенно в режимах пусков и остановок.

Для представления о видах и объемах работ по генераторным подшипникам, производящихся в процессе эксплуатации, ниже в качестве примера приведены сведения по работам на генераторных подшипниках агрегатов Красноярской ГЭС за первые 8 лет эксплуатации, а именно число операций в год на один агрегат:

Разборка и осмотр подшипников	0,55
Регулировка зазоров	0,49
Шабровка сегментов	0,20
Подшлифовка втулки	0,16
Восстановление изоляции	0,06
Восстановление уплотнений масляной ванны	0,03

Как видно, в среднем за рассматриваемый период проводилось 0,55 осмотра подшипника в год на каждом агрегате, т. е. несколько более одного осмотра в 2 года. Половина всех осмотров относится к капитальным ремонтам. Таким образом, между капитальными ремонтами, проводимыми 1 раз в 4 года, производится один осмотр подшипника с его разборкой. Наиболее частым дефектом направляющего генераторного подшипника является увеличение зазоров между втулкой и сегментами. Для крупных гидрогенераторов по нормам заводов-изготовителей зазор должен составлять 0,20—0,25 мм на сторону. В процессе эксплуатации зазоры увеличиваются сверх этих значений, и требуется их уменьшение. На Красноярской ГЭС регулировка зазоров производится в среднем 1 раз в 2 года на каждом агрегате. На ряде других ГЭС (Воткинской, Волжской имени В. И. Ленина) регулировка зазоров производится ежегодно. Как правило, наиболее частые регулировки зазоров производятся на подшипниках, имеющих болтовое опорно-регулирующее устройство. В подшипниках, в которых применяется регулировка зазоров с помощью прокладок, работы по уменьшению зазоров производятся значительно реже — 1 раз в 4—6 лет, т. е. при капитальных ремонтах агрегатов.

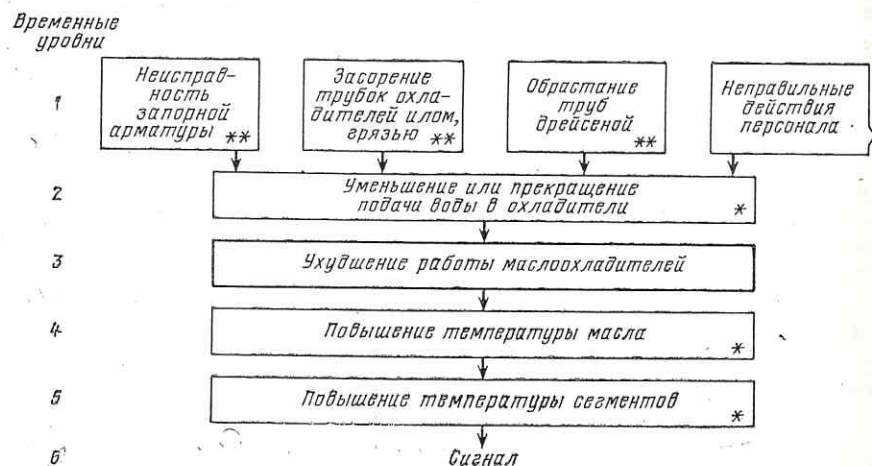


Рис. 7.18. Схема развития дефекта «Ухудшение работы маслоохладителей» (обозначения см. на рис. 1.2)

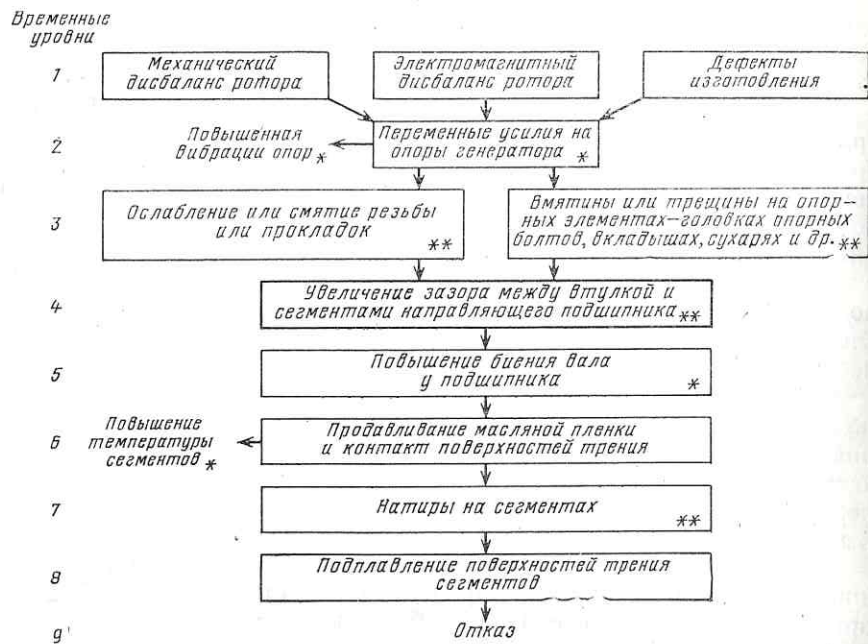


Рис. 7.19. Схема развития дефекта «Увеличение зазоров в направляющем подшипнике» (обозначения см. на рис. 1.2)

На рис. 7.19 представлена схема развития дефекта «Увеличение зазора между втулкой вала и сегментами направляющего подшипника». Причиной увеличения зазора является механический или электрический дисбаланс ротора генератора, создающий повышенные переменные усилия на сегменты подшипника с оборотной или кратной ей частотой. В результате воздействия переменных усилий на опорные части подшипника происходит смятие сферических головок опорных болтов или вкладышей, смятие регулировочных прокладок, появление вмятин на опорных сухарях или опорных вкладышах, а в отдельных случаях их разрушение. Вследствие указанных нарушений происходит увеличение зазора между втулкой и сегментами. Появлению вмятин и трещин на опорных элементах подшипника может способствовать перегрузка части сегментов подшипника вследствие неподвижной асимметрии магнитного поля (см. гл.5).

В отдельных случаях появление вмятин, трещин и других повреждений опорных элементов подшипника может происходить без значительных перегрузок подшипника вследствие дефектов изготовления или монтажа (недостаточная твердость головок опорных болтов, опорных сухарей, плохое прилегание вкладышей к дну посадочного гнезда и пр.). Увеличение зазора между втулкой и сегментами может происходить также в результате постепенного ослабления резьбовой пары в регулировочно-опорном узле подшипника (в подшипниках с опорными болтами).

Увеличение зазора между втулкой и сегментами вследствие вышеупомянутых причин приводит к повышенному биению вала генератора. Это в свою очередь вызывает увеличение переменных усилий на сегменты, приводит к еще большим разрушениям опорных элементов. Вследствие повышенной переменной нагрузки на сегменты происходит повышение общего уровня их температуры. Уменьшается толщина масляной пленки, разделяющей поверхности трения. Возможны ее кратковременные местные прорывы и касание поверхностей трения. На баббитовой поверхности сегментов появляются натирсы. Если не принять своевременных мер, возможны подплавление поверхностей трения и аварийный останов агрегата защитой от перегрева подшипника.

Следует отметить, что в подавляющем большинстве случаев до остановки агрегата защитой дело не доходит. Обычно при повышении биения вала агрегат останавливается оперативным персоналом ГЭС. Однако отсутствие специальной аппаратуры для контроля биения вала приводит в ряде случаев к значительным повреждениям опорных элементов подшипника. Признаком увеличения зазора между втулкой и сегментами направляющего подшипника является повышение биения вала генератора сверх нормативных значений (или сверх установленных для данного режима работы агрегата значений). Способами обнаружения данного дефекта являются контроль биения вала, а также периодическое измерение зазоров при ревизиях и ремонтах.

Устранение повышенного зазора в направляющем подшипнике достигается путем восстановления или замены поврежденных опорных элементов или простым уменьшением зазоров, если их увеличение произошло за счет простого ослабления резьбы в паре «регулирующий болт—втулка» или из-за смятия регулировочных прокладок.

Из других дефектов направляющих подшипников (и подпятников), которые встречаются в процессе эксплуатации, можно отметить нарушение уплотнений масляных ванн и попадание масла и паров масла на обмотки генератора и на токосъемные кольца. Обнаружение данного дефекта возможно путем регулярных осмотров ванн направляющего подшипника и подпятника. Остальные дефекты, встречающиеся в подшипниках, например ухудшение чистоты поверхности трения втулки, выявляются и устраняются при капитальных ремонтах агрегатов.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

8.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Как отмечалось во введении, совершенствование ныне существующих систем и средств выявления дефектов генераторов в процессе их работы, а также при остановках для осмотров, испытаний и ремонтов должно завершиться созданием систем технической диагностики и прогнозирования работоспособности машин, позволяющих снизить вероят-

ность и длительность их вынужденных простоев, а также уменьшить объемы и стоимости восстановительных ремонтов за счет выявления дефектов на более ранней стадии развития, чем это достигается существующими методами и средствами. Работы в этом направлении уже ведутся, но находятся пока лишь на начальной стадии. Поэтому ниже излагаются лишь некоторые общие положения и предварительные варианты возможного построения систем технической диагностики гидрогенераторов.

Техническая диагностика как новая научно-прикладная дисциплина сформировалась лишь в последние годы. Она изучает признаки дефектов оборудования, различные принципы, методы и средства, при помощи которых устанавливается диагноз, т. е. делается заключение о сущности, характере, объемах дефектов и их местонахождении.

Для современной технической диагностики характерен системный подход к решению перечисленных задач. Поэтому одним из основных понятий этой дисциплины является «Система технической диагностики» (СТД), под которой понимается совокупность объекта диагностики (в нашем случае гидрогенератора или его элементов), методов и средств диагностики и, если нужно, персонала, готового к реализации или реализующего процесс технического диагностирования по заданным алгоритмам.

Отметим, что применительно к агрегатам электростанций и, в частности, к гидрогенераторам СТД, по крайней мере в обозримом будущем, будут функционировать с участием человека. Учитывая при этом естественное на современном этапе использование в таких системах ЭВМ, можно констатировать, что эти системы будут создаваться как автоматизированные, поэтому ниже будем применять сокращение АСТД. Используемые в этих системах технические средства, в частности ЭВМ, будут выступать в них в качестве источников информации и «советчиков» человеку.

Говоря об АСТД генераторов, мы будем иметь в виду диагностирование по результатам, получаемым не только с помощью систем и средств штатного контроля работающих на сеть агрегатов, но и по данным упомянутых выше осмотров, профилактических и специальных испытаний.

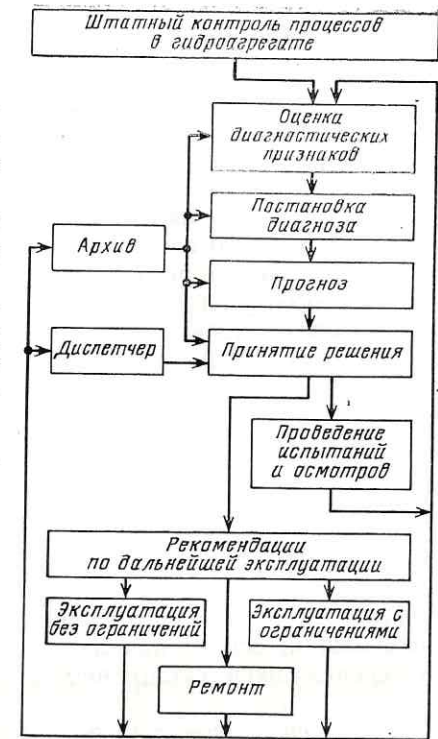
Учитывая непосредственную механическую связь между генератором и турбиной, их взаимную связь по режимам работы, по-видимому, целесообразно АСТД генератора строить как часть общей системы для всего агрегата.

Не вдаваясь в детальное построение возможных вариантов АСТД гидроагрегатов, можно считать, что типичным для них всех будет наличие следующих основных функциональных комплексов:

сбора и обработки первичной информации на работающем агрегате, необходимой для технического диагностирования;

выдачи результатов обработки этой информации персоналу в удобной форме и рациональном объеме, в том числе путем подачи сигналов, показа на дисплеях и приборах, регистрации и т. п.; передачи этой информации в справочно-информационный массив (архив);

Рис. 8.1. Функциональная схема подсистемы диагностики



обращения в архив (включающий нормативные и прошлые сведения по данному и аналогичным агрегатам);

постановки предварительного диагноза на основании реализации указанных выше этапов;

принятия решения о необходимости дальнейших диагностических операций (осмотров, испытаний и др.) на выведенном из работы агрегате;

выполнения диагностических операций для вынесения окончательного диагноза (характера и местонахождения дефекта, степени его опасности для агрегата и т. п.).

Этим формально исчерпываются функции собственно АСТД. Однако они очень тесно связаны с базирующимися на результатах диагноза и являющимися его логическим продолжением функциями:

прогнозированием работоспособности агрегата с учетом поставленного диагноза;

принятием решения в отношении возможности и условий дальнейшей работы агрегата или необходимости ремонтных работ (их сроков, объемов и т. п.); эти решения в общем случае должны приниматься с учетом положения в энергосистеме, материальных и людских ресурсов и т. п.

Учитывая органическую связь этих двух функций с собственно диагностированием, условно включим их в АСТД генераторов (агрегатов). Исходя из изложенного, на рис. 8.1 в качестве примера приведена возможная функциональная схема такой АСТД для мощных генераторов.

Нужно отметить, что АСТД генераторов (агрегатов) должна рассматриваться как одна из подсистем АСУ ТП электростанции или блока, органически увязанная с другими ее подсистемами, а также с релейной защитой, которая, по-видимому, со временем также станет частью АСУ ТП.

Для эффективного функционирования АСТД гидроагрегатов необходима систематическая работа по совершенствованию входящих в нее методов и средств, а также по уточнению взаимосвязи дефектов между собой, признаков их проявления, по выявлению наиболее значимых дефектов, по прогнозированию возможных изменений состава и вероят-

ности появления различных дефектов в перспективных агрегатах новых типов, при изменении технологии производства и условий эксплуатации. Естественно, что сама АСТД в своей структурно-аппаратной части должна быть надежной, не слишком сложной и дорогой, а также удобной для обслуживания. Наконец, следует подчеркнуть, что АСТД гидроагрегатов не являются самоцелью, их создание и совершенствование должно быть в каждом случае обосновано технико-экономически. Для этого необходимы разработка соответствующих методик расчетов, а также обеспечение их требуемыми исходными данными.

Из сказанного следует, что проблема создания и совершенствования АСТД генераторов (агрегатов) на электростанциях является сложной и многоплановой, требующей систематической работы многих научно-исследовательских, проектно-конструкторских, промышленных, наладочных и эксплуатационных организаций.

8.2. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

Во введении отмечалось, что в некоторых отраслях техники работы по технической диагностике уже используются практически. Например, все большее распространение получает техническая диагностика двигателей внутреннего сгорания автомобилей и сельскохозяйственных машин, основанная на вибрационных, акустических и тепловых измерениях эксплуатационных параметров этих механизмов [1—3, 101, 102].

Известен зарубежный опыт разработки и создания автоматизированных систем контроля работающих на сеть турбо- и в меньшей степени гидрогенераторов [6—8], базирующихся также на анализе вибрационных, акустических и тепловых процессов и, кроме того, на химическом анализе охлаждающей генераторы среды. Несмотря на отдельные оригинальные технические решения некоторых задач, эти системы далеки от совершенства: во-первых, они не охватывают целый ряд серьезных дефектов и, во-вторых, не выполняют прогнозирующих и управленческих (в части принятия решений) функций.

Примерно такое же состояние разработок и внедрения систем технической диагностики генераторов и в СССР. Как указывалось выше, существует ряд отдельных устройств для контроля параметров некоторых процессов, протекающих в генераторах, применяются отдельные диагностические методы и алгоритмы, однако законченной единой системы, обеспечивающей решение всех задач технической диагностики, пока нет. В последние годы разработаны и внедрены для накопления опыта на единичных ГЭС технически более совершенные, чем широко применяемые, системы диагностического контроля некоторых параметров протекающих в гидрогенераторах процессов. Однако и они не представляют собой комплексных взаимосвязанных систем. Так, на Красноярской ГЭС проверялась в условиях эксплуатации установка стационарного контроля вибраций УКВС-Г и система теплового контроля СТК-400.

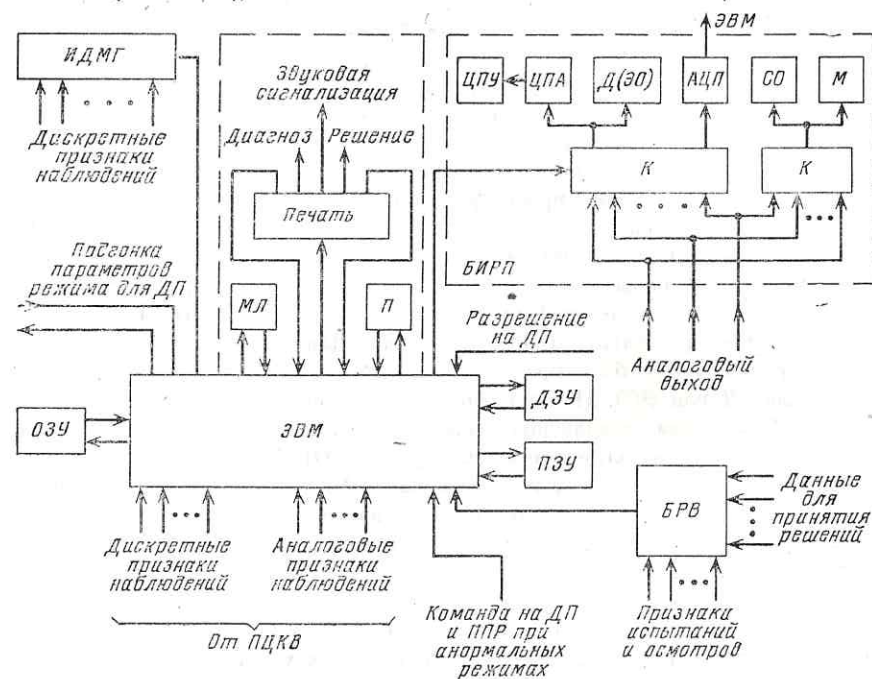


Рис. 8.2. Пример структурной схемы подсистемы вибрационной диагностики

Установка УКВС-Г состоит из вибропреобразователей типов МВ-ЗБ и ВЛН и вторичного прибора и обеспечивает измерение в ручном и автоматическом режимах вибросмещений стальных конструкций и лобовых частей обмоток статора, крестовин, фундамента, направляющих подшипников и биения вала — всего в 99 точках [103].

С помощью установки СТК-400 на базе термометров сопротивления ведется контроль температур конструктивных элементов генератора: обмотки и активной стали, сегментов подшипников и подпятника, а также температур охлаждающих сред — воздуха, масла, воды — всего в 400 точках генератора [104].

На базе УКВС-Г может быть реализована система диагностики вибрационного состояния генераторов [4], позволяющая выявлять дефекты, основными признаками которых являются повышенные вибрации, например ослабление стыковки секторов статора, ослабление крепления лобовых частей обмотки, вращающаяся асимметрия магнитного поля и т. д. На рис. 8.2 в качестве примера приведен возможный вариант структурной схемы такой системы, содержащей: подсистему централизованного вибрационного контроля (ПЦКВ); ЭВМ, состоящую из процессоров, модулей ввода и вывода; оперативное запоминающее устройство (ОЗУ); постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) — архив; дисковое запоминающее устройство (ДЗУ); блок индикации, регистрации и преобразования (БИРП); блок ручного ввода признаков (БРВ); информацион-

ную диагностическую модель гидроагрегата — мнемосхему (ИДМГ); П — перфоратор; МЛ — блок записи на магнитную ленту.

Из ПЦКВ диагностические признаки (параметры вибрации) в дискретной или аналоговой форме поступают через процессор в ОЗУ, где хранятся в течение времени, необходимого для проведения процедур диагностирования — ДП и принятия решений — ППР. Туда же через БРВ вводятся признаки, полученные при испытаниях, наблюдениях и осмотрах, а также дополнительные исходные данные для осуществления процедур прогноза и принятия решения.

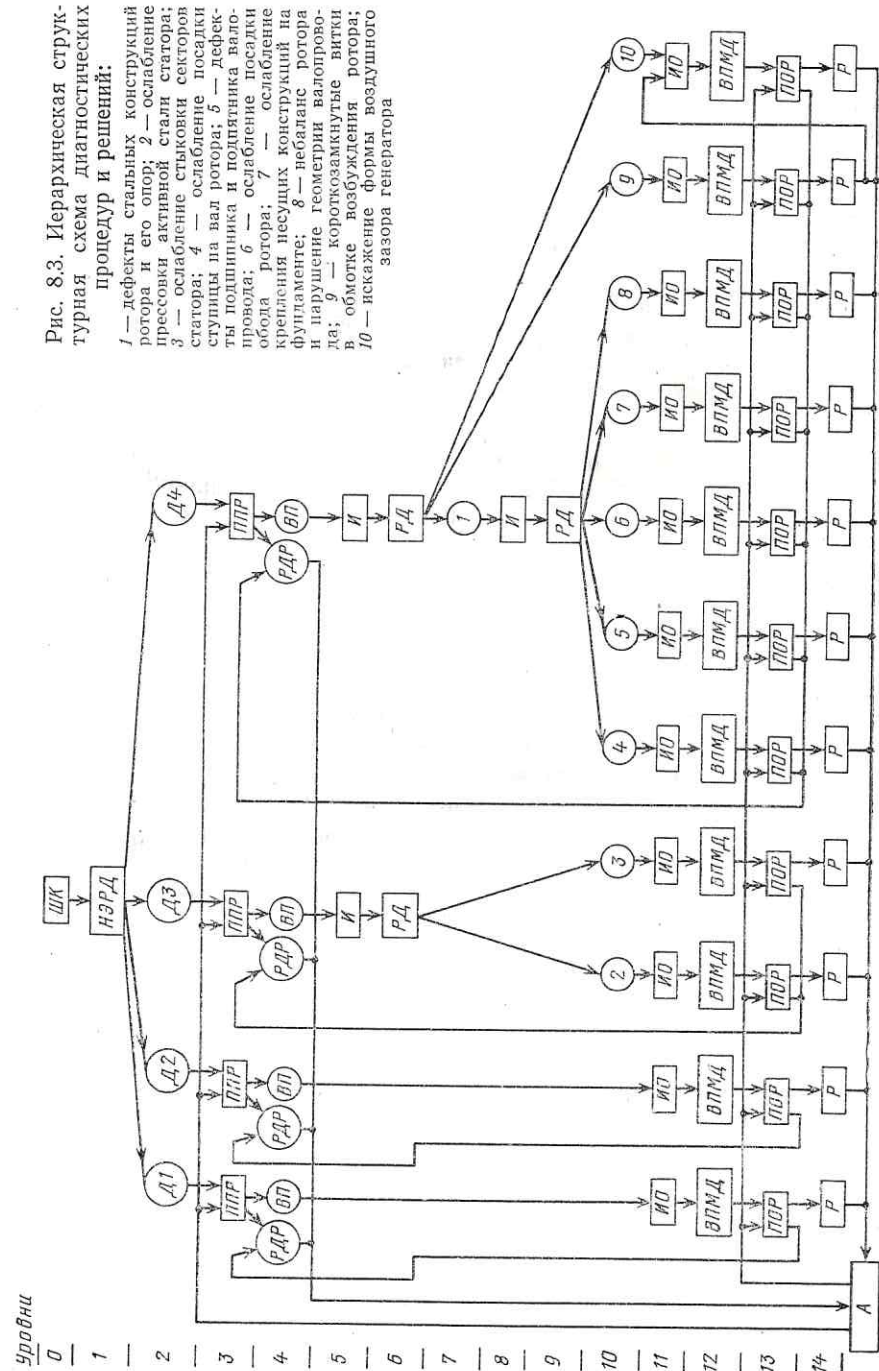
Одновременно с запуском процедуры диагностирования включаются ИДМГ и БИРП, с помощью которых дежурный персонал может последовательно через коммутатор К опросить все вибродатчики и получить цифровую запись значений вибраций на ленте цифрпечатающего устройства (ЦПУ) с помощью цифрового преобразователя амплитуд (ЦПА). Для визуального контроля кривых вибраций может быть предусмотрен дисплей или электронно-лучевой осциллограф (Д или ЭО). Помимо этого, имеется возможность записи и наблюдения вибрации при специальных испытаниях с помощью многоканального магнитографа (М) и светолучевого осциллографа (СО). Для выполнения специальной обработки вибрационных процессов на ЭВМ, как текущих, так и записанных ранее на магнитной ленте, служит аналого-цифровой преобразователь (АЦП). После постановки диагноза в ЭВМ начинается процедура прогноза и принятия решения.

Контроль только вибрационных параметров позволяет выявить далеко не все возможные дефекты различных узлов гидрогенераторов. В системах диагностики должны использоваться результаты контроля и многих других параметров и показателей, зависящих от состояния гидрогенераторов — от наличия или отсутствия дефектов в них; в частности, должны контролироваться электрические параметры режимов работы (напряжения, токи и др.), показатели нагревов и т. п. Отклонения значений этих параметров (показателей) от нормальных (в общем случае последние должны определяться с учетом режимов работы генераторов) может служить признаком того или иного дефекта.

На различных стадиях диагностирования каждого дефекта возникают сходные задачи, последовательно решаемые перечисленными выше основными функциональными элементами АСТД генераторов. Каждая процедура, выполняемая в ходе диагностирования состояния гидрогенератора, реализуется с помощью соответствующего алгоритма. В числе последних следует особо выделить как важнейшие алгоритмы постановки диагноза, прогноза и принятия решения.

Рассмотрим для иллюстрации возможную структуру и основные особенности системы диагностирования следующих четырех групп дефектов гидрогенератора [5]: ослабление креплений лобовых частей обмотки статора (Д1), ослабление крепления корпуса на фундаменте (Д2); дефекты стальных конструкций (включая сердечник) статора (Д3); дефекты стальных конструкций ротора, его опор и дефекты, вызывающие искажение магнитного поля в воздушном зазоре машины (Д4).

Такая группировка дефектов в известной степени условна; она произведена по идентичности для каждой группы признаков дефектов (см. табл. 8.1).



В каждой группе может быть несколько различных дефектов. В частности, в группу Д3 входят такие дефекты, как недостаточная плотность прессовки активной стали, ослабление стыковки секторов статора. Группа Д4 объединяет такие разнородные дефекты, как ослабление посадки ступицы на вал и обода на спицы остова ротора; искажение линии валопровода; механический и гидравлический небаланс; искажение форм статора и ротора; наличие короткозамкнутых витков в обмотках полюсов ротора¹...

Выявление и детализация перечисленных групп дефектов гидрогенератора могут быть осуществлены в соответствии со структурной схемой процедур постановки диагноза и принятия решений, изображенной на рис. 8.3. Данная схема отражает последовательность операций при работе системы диагностирования и связь между отдельными ее функциональными элементами и представляет собой «дерево» с несколькими параллельными ветвями, в каждой из которых проводятся операции по диагностированию строго определенных дефектов.

В структурной схеме выделены уровни, на каждом из которых проводятся однотипные процедуры, и уровни выдачи результатов — промежуточных и окончательных. Весь цикл диагностирования содержит пятнадцать уровней. Условно сюда включен и уровень, на котором производится ремонт Р (отдельного узла или группы узлов, или всего генератора), с учетом необходимости наличия для проведения дальнейших процедур диагностирования информации о его результатах.

На нулевом уровне по данным штатного контроля ШК проводится формирование признаков для ввода их в расположенный на первом уровне первичный алгоритм диагностирования, при помощи которого осуществляется начальный этап распознавания (выявления) дефектов НЭРД. Заметим, что здесь и далее в качестве диагностических признаков используются параметры, уровни которых по принятым нормам превышают допустимый и соответствуют оценкам «неудовлетворительно» и «недопустимо».

При наличии дефектов Д1—Д4 на втором уровне происходит выдача результатов начального этапа диагностирования, и включаются в работу те ветви структурной схемы, которые служат для детального диагностирования обнаруженного дефекта.

На третьем уровне с помощью алгоритма принятия первоначального решения ППР в зависимости от значений контролируемых параметров и диспетчерских требований принимается одно из двух решений: 1) продолжение эксплуатации генератора без ограничений или с режимными ограничениями (при наличии данных об «опасных» режимах), т. е. указывается режим дальнейшей работы РДР; или 2) вывод генератора на профилактику ВП для дальнейшего уточнения дефекта и его локализации. Таким образом, на четвертом уровне располагаются вынесенные первоначальные решения.

На пятом уровне проводятся, если необходимо, специальные испытания И, результаты которых поступают в алгоритмы диагностики, находящиеся на шестом уровне. Здесь происходит различение дефектов внутри групп РД, а выдача результатов 1—10 этого этапа диагностирования производится на седьмом или

¹ Здесь и далее имеется в виду значительное число закороченных витков — обычно более половины их общего числа в катушке полюса.

десятым уровнях в зависимости от необходимости дальнейшей детализации дефектов.

Восьмой уровень — проведение испытаний с целью выявления признаков для детализации дефектов, что и происходит с помощью алгоритмов диагностирования на девятом уровне. Результаты работы данного алгоритма выдаются на десятом уровне.

Одиннадцатый уровень отражает проведение испытаний и осмотров ИО для выявления признаков, необходимых для постановки окончательного диагноза, которая осуществляется на двенадцатом уровне при помощи алгоритмов выявления причин и места нахождения дефекта ВПМД. Полученные при этом результаты вводятся в алгоритмы принятия окончательного решения ПОР, находящиеся на тринадцатом уровне. Эти алгоритмы на основании полных сведений о дефектах, их причинах, объемах и местах нахождения, а также с учетом архивных материалов А о предшествующем состоянии данного узла и диспетчерских требований выдают одно из следующих решений: возможна работа без ограничений; возможна работа только с ограничениями; целесообразно проведение ремонта при первой возможности или по плану; необходим немедленный вывод генератора в ремонт.

Теоретический анализ и анализ опыта эксплуатации показывают, что для распознавания рассматриваемых групп дефектов на начальном этапе диагностирования могут быть использованы следующие диагностические признаки: вибрации полюсной частоты сердечника и лобовых частей обмотки статора, фундаментной плиты и фланца обода корпуса статора; вибрации оборотных частот сердечника, фундаментной плиты и фланца обода корпуса, несущей крестовины и корпуса направляющих подшипников; биение вала генератора; нагрев сегментов направляющих подшипников и подпятника; высокочастотный шум вблизи корпуса статора.

В связи с отсутствием достаточно представительных статистических данных для оценки вероятностей появления тех или иных признаков при определенных видах дефектов в настоящее время целесообразно при создании систем диагностики исходить из предположения о строгом соответствии признаков и дефектов. Один из возможных способов реализации этого требования заключается в надлежащей группировке диагностических признаков. Группы признаков должны формироваться таким образом, чтобы данный дефект сопровождался обязательным наличием хотя бы одного из признаков.

Связь между дефектами и сгруппированными указанным способом признаками, базирующаяся на обобщенном опыте эксплуатации гидрогенераторов и теоретическом анализе, представлена в диагностической табл. 8.1 «матричного» типа. Единицы в этой таблице соответствуют появлению хотя бы одного из признаков, входящих в группу, а нуль — отсутствию всех признаков этой группы. Из данной классификации дефектов и признаков, используемых на начальном этапе диагностирования, видно, что наличие хотя бы одного признака в любой из групп свидетельствует об определенном дефекте. Такой детерминистский подход обуславливает тип первичного алгоритма диагностирования, который также должен быть детерминированным. Объединив сигналы о наличии признаков каждой группы логическими элементами ИЛИ, на выходе каждого элемента получим сигналы о существовании соответствующего дефекта.

Напомним, что примененные здесь и ниже логические элементы ИЛИ, И и НЕ реализуют элементарные функции алгебры логики. Функция ИЛИ прини-

Таблица 8.1. Классификация дефектов и признаков для начального этапа различения дефектов

Наименование признаков	Ослабленные крепления лобовых частей обмотки статора	Ослабленные крепления корпуса на фундаменте	Группа дефектов стальных конструкций статора	Группа дефектов стальных конструкций ротора, его опор; искажение магнитного поля в воздушном зазоре
Шум полюсной частоты вблизи корпуса статора. Вибрации сердечника статора полюсной частоты	0	0	1	0
Вибрации лобовых частей обмотки статора полюсной частоты	1	0	0	0
Существенное различие уровней полюсных или оборотных вибраций фундаментной плиты и фланца корпуса	0	1	0	0
Вибрации оборотной частоты сердечника статора, корпуса направляющего подшипника, крестовины. Перегрев направляющего подшипника, подпятника. Биение вала генератора	0	0	0	1

мает значение 1, если хотя бы один из ее аргументов имеет значение 1, т. е. сигнал на выходе схемы ИЛИ будет в тех случаях, когда сигнал есть хотя бы на одном из входов. Функция И принимает значение 1, когда все ее аргументы имеют значение 1. Другими словами, сигнал на выходе схемы И появляется только тогда, когда есть все сигналы на ее входе. Функция НЕ принимает значение 1, когда аргумент ее имеет значение 0, и наоборот.

Структурная схема алгоритма начального этапа диагностирования указанных выше дефектов представлена на рис. 8.4. В верхней части рисунка перечислены наблюдаемые признаки, в нижней — результаты начального этапа диагностирования — дефекты или группы дефектов. Это пояснение относится и к рис. 8.5—8.7, с той лишь разницей, что в нижней части рис. 8.5 приведены не дефекты, а первоначальные решения.

После первичного установления диагноза включается алгоритм принятия первоначального решения, при помощи которого анализируются оценки измеренных параметров, принимаются решения в соответствии с диспетчерскими требованиями и выдаются рекомендации.

Принимая во внимание бинарный характер информации о диспетчерских требованиях, разрешающих или запрещающих вывод генератора на профилактику, разрешение можно отобразить наличием сигнала (1), а запрет — отсутствием (0).

Каждую из двух оценок уровней измеренных параметров — неудовлетворительно и недопустимо — можно также сформировать в схеме в виде наличия или отсутствия сигналов на соответствующих выходах схемы оценки признаков.

Решение на основании совместного анализа диспетчерских требований и

результатов оценки признаков обычно должно приниматься людьми, в том числе и диспетчерскими службами. При этом в сочетании «запрета» на вывод генератора из работы по диспетчерским соображениям и оценки о «недопустимости» дальнейшей работы, как правило, определяющим фактором должен быть последний. Решение должно приниматься в соответствии с худшей из оценок параметров различных процессов.

Схему алгоритма принятия первоначального решения для одной из ветвей структурной схемы можно представить, как это показано на рис. 8.5.

Ниже мы более подробно рассмотрим лишь ту часть структурной схемы, которая отражает процедуру выявления искажения магнитного поля в воздушном зазоре гидрогенератора и ее основных причин: короткозамкнутых витков в обмотке ротора и асимметрии воздушного зазора.

После вывода генератора на профилактику дальнейшая детализация дефектов в рассматриваемой группе при необходимости может быть реализована посредством проведения специальных испытаний, предусматривающих измерения и анализ вибраций сердечника статора генератора при различных режимах его работы, контроль температуры сегментов направляющих подшипников, измерение биения вала и анализ ЭДС измерительного витка, уложенного в воздушном зазоре и охватывающего одно полюсное деление.

Основные режимы работы генератора при данных диагностических испытаниях — холостой ход без возбуждения и холостой ход с различными уровнями возбуждения. Очевидно, что при наличии короткозамкнутых витков в обмотках

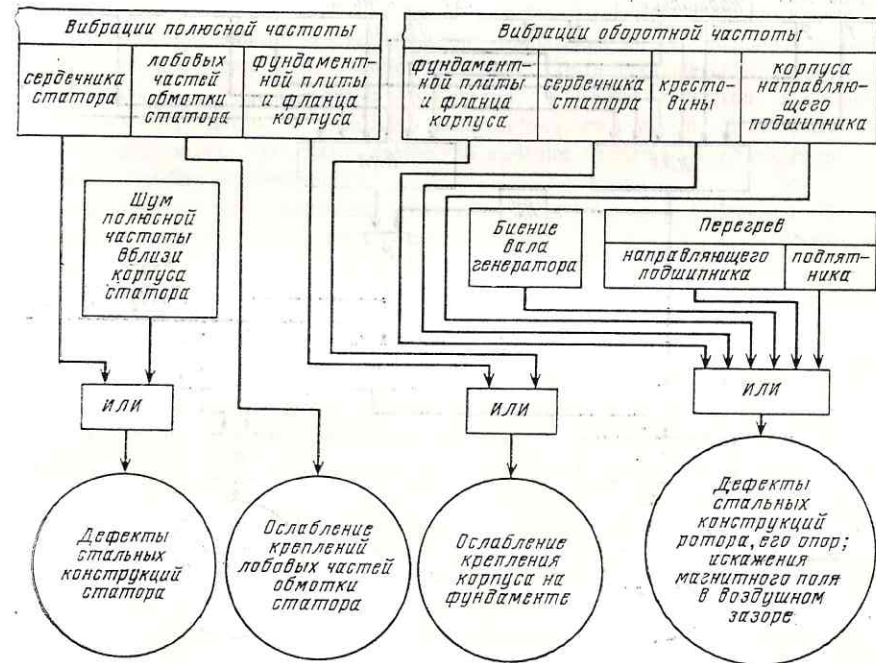


Рис. 8.4. Структурная схема алгоритма начального этапа диагностирования дефектов

возбуждения полюсов ротора и искажения формы воздушного зазора вибрации сердечника статора с оборотной частотой и биение вала появятся только на возбужденном генераторе, причем их значения будут определенным образом зависеть от уровня возбуждения. Напротив, при наличии механического и гидравлического небаланса, излома линии вала и т. д. указанные признаки будут наблюдаться и на невозбужденном генераторе. Таким образом, проведя испытания в указанных двух режимах, можно достаточно уверенно установить наличие или отсутствие искажения магнитного поля в воздушном зазоре. Различить между собой асимметрию формы воздушного зазора и наличие короткозамкнутых витков в обмотке возбуждения можно на этом же этапе диагностирования по характеру зависимости низкочастотных вибраций сердечника от тока ротора. При наличии в обмотке ротора значительного числа закороченных витков зависимость вибраций сердечника от тока ротора будет близка к прямолинейной на всем диапазоне его изменения от 0 до номинального. В случае же асимметричного зазора при значениях тока ротора более $(0,7-0,8) I_{\text{рот, х, ном}}$ вибрации в силу эффекта насыщения активной стали будут асимптотически ограничены.

В табл. 8.2 показано соответствие дефектов стальных конструкций ротора и его опор, наличия короткозамкнутых витков в обмотке возбуждения и асимметрии формы воздушного зазора признакам, необходимым для распознавания

Таблица 8.2. Классификация дефектов и признаков для различения дефектов ротора

Наименование признаков	Дефекты стальных конструкций ротора и его опор	Асимметрия формы воздушного зазора	Короткозамкнутые витки в обмотке возбуждения
Вибрация сердечника оборотной частоты на холостом ходу без возбуждения	1	0	0
Существенное увеличение вибраций сердечника оборотной частоты с ростом тока ротора от 0 до $I_{\text{рот, х, ном}}$	0	0	1
Асимптотическое ограничение (из-за насыщения) роста вибраций сердечника оборотной частоты с увеличением тока ротора от 0,7 до $I_{\text{рот, х, ном}}$	0	1	0
Односторонний перегрев направляющего подшипника при наличии возбуждения	0	1	0
Наличие низкочастотной составляющей ЭДС в измерительном витке	0	1	1
Биение вала на холостом ходу без возбуждения	1	0	0
Увеличение биения вала на холостом ходу с увеличением тока ротора	0	1	1

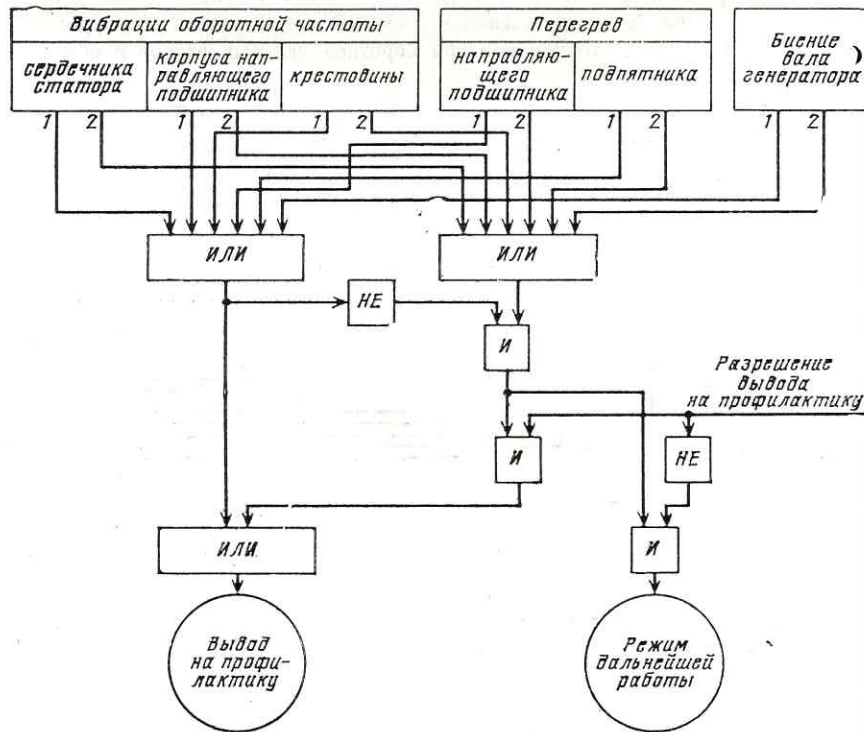


Рис. 8.5. Структурная схема алгоритма принятия первоначального решения: 1 — недопустимое значение параметра признака; 2 — неудовлетворительное значение параметра признака

этих дефектов. В полученной диагностической таблице матричного типа сосредоточены априорные знания о связях между дефектами и признаками, считающихся в данном случае детерминированными. Соответствующая этой таблице функциональная схема алгоритма различения указанных дефектов, основанная на логических элементах И и ИЛИ, представлена на рис. 8.6. Реализовав данный алгоритм, можно получить сведения о наличии одного из перечисленных дефектов или любых их сочетаний.

Если в результате описанных процедур сделан вывод о наличии в обмотке возбуждения короткозамкнутых витков, то полюсы с поврежденными обмотками могут быть найдены с помощью электрических испытаний и осмотров, а также путем анализа ЭДС радиального витка на статоре.

Причины асимметрии воздушного зазора могут быть выявлены с помощью алгоритма, принцип работы которого поясним на примере распознавания первых двух гармоник в формах статора и ротора. Признаки, сопутствующие различным случаям искажения форм статора и ротора (табл. 8.3), можно подразделить (по способу и возможности их выявления) на три группы: 1) признаки, полученные в результате измерений, проводимых на неподвижных конструктивных узлах генератора (1—4, 8, 11—14); 2) признаки, полученные в результате измерений, проводимых на вращающихся конструктивных узлах генератора (5—7, 9, 10); 3) признаки, полученные в результате визуального обследования некоторых конструктивных узлов генератора (15—18).

Для получения признаков первой и второй групп достаточно проведения испытаний в режиме холостого хода с возбуждением, а признаки третьей группы могут быть получены только на остановленном генераторе. Из табл. 8.3 следует, что для идентификации приведенных в ней искажений форм статора и ротора необходимо различать частотный состав измеренных вибраций, относи-

Таблица 8.3. Классификация дефектов и признаков

№ п/п.	Признаки			Искажения			
	Наименование	Частота	Место контроля	Способ выявления	Статор		
					эксцентричный	эллиптический	эксцентричный и эллиптический
1	Вибрация конструктивных узлов генератора на холостом ходу с возбуждением	$f_{об}$ $2f_{об}$	Спинка сердечника	Измерение вибраций	0	0	0
2	Биеение вала на холостом ходу с возбуждением	$f_{об}$	Корпус подшипника	Измерение биеения вала	0	0	0
3	Перемещения обода относительно спиц остова на холостом ходу с возбуждением	$f_{об}$	Вал у подшипника	Измерение относительных перемещений	0	0	0
4			Обод ротора		1	0	1
5							
6	Превышение напряжений постоянного знака в конструктивных узлах над средним уровнем на холостом ходу с возбуждением	$2f_{об}$	Обод ротора	Измерение деформаций	0	1	1
7			Узлы крепления сердечника		0	0	0
8					1	1	1
9	Переменные напряжения в конструктивных узлах на холостом ходу с возбуждением	$f_{об}$ $2f_{об}$	Обод ротора	Измерение деформаций	1	0	1
10			Узлы крепления сердечника статора		0	1	1
11					0	0	0
12					0	0	0
13	Общий перегрев направляющего подшипника	—	Сегменты направляющего подшипника	Измерение температур	0	0	0
14	Односторонний перегрев направляющего подшипника	—			1	0	1
15	Контактная коррозия	—	Спинка сердечника	Осмотр	0	0	0
16					1	1	1
17	Смещение клиновых шпонок обода ротора	—	Обод ротора		1	1	1
18	Трещины и сколы заплечиков спиц остова ротора	—	Клиновые полосы		1	1	1

для выявления причин асимметрии воздушного зазора

форм статора и ротора

Ротор			Статор — эксцентричный			Статор — эллиптический			Статор — эксцентричный и эллиптический		
эксцентричный	эллиптический	эксцентричный и эллиптический	ротор			ротор			ротор		
			эксцентричный	эллиптический	эксцентричный и эллиптический	эксцентричный	эллиптический	эксцентричный и эллиптический	эксцентричный	эллиптический	эксцентричный и эллиптический
1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1
0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1
1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1
1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1
0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1
0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1
0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1
0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1
1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1
0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1

тельных перемещений и механических напряжений в конструктивных узлах генератора. Символы «1» и «0» в клетках на пересечении строк и столбцов отражают наличие или отсутствие соответствующего признака при определенном виде искажения формы воздушного зазора, а последовательность единиц и нулей, содержащихся в каждом столбце, является кодовым числом (или числом Хемминга), символизирующим данный вид искажения.

При принятии нами детерминистском подходе к рассматриваемой проблеме для постановки диагноза необходимо полное совпадение комплекса признаков, полученных на объекте диагностики, с одним из образцовых комплексов признаков типовых дефектов. В противном случае диагноз установлен не будет. Такой детерминированный алгоритм может быть реализован с помощью функциональных элементов, осуществляющих логические операции И.

На рис. 8.7 показана структурная схема алгоритма данного типа (номера признаков на рисунке соответствуют номерам в табл. 8.3). Эта схема может быть реализована, например, с помощью матричного дешифратора, на входы которого подаются сигналы, сформированные в виде положительного потенциала при наличии признака и в виде отрицательного потенциала при его отсутствии. На выходах дешифратора будут получены сигналы о наличии того или иного дефекта или любых их сочетаний — положительные потенциалы на соот-

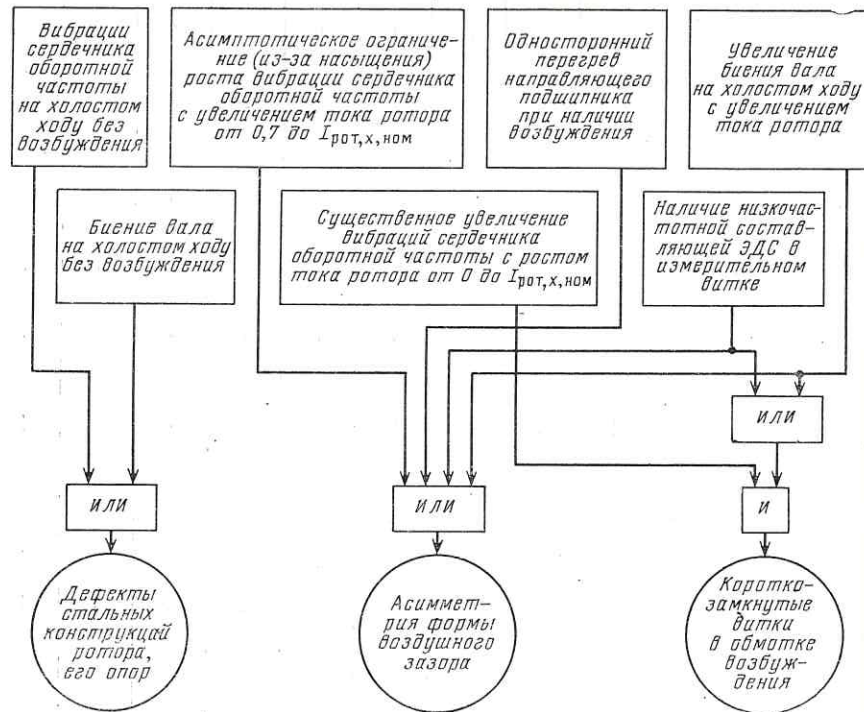


Рис. 8.6. Структурная схема алгоритма различения дефектов стальных конструкций ротора, его опор, асимметрии воздушного зазора и наличия короткозамкнутых витков в обмотке возбуждения

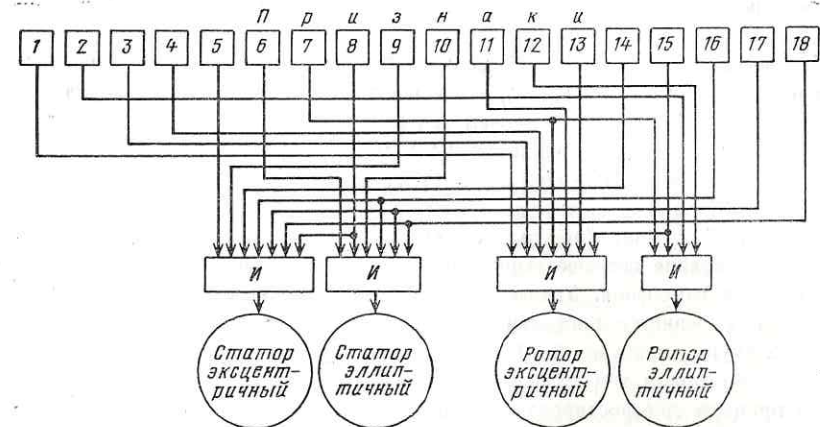


Рис. 8.7. Структурная схема алгоритма диагностирования искажения форм статора и ротора при использовании всех признаков

ответствующих шинах. Очевидно, что выходные сигналы будут только в тех случаях, когда имеются все признаки, определяющие данный дефект.

Поскольку не исключены случаи, когда при каких-либо дефектах формы воздушного зазора могут быть обнаружены не все возможные при данных дефектах признаки, применение жестко детерминированного алгоритма может привести к просмотру дефекта, т. е. к тому, что последний не будет выявлен. Возможность такой ситуации обуславливает целесообразность применения алгоритма диагностики, основанного на сравнении комплекса признаков, полученных на объекте диагностики, с образцовыми комплексами признаков всех дефектов и всевозможных их сочетаний. По данному алгоритму вычисляют кодовые расстояния между кодовыми числами объекта диагностики и кодовыми числами всех образцовых комплексов. Кодовое расстояние (расстояние Хемминга) — число поразрядных несовпадений между двумя кодовыми числами — характеризует степень их близости.

После вычисления всех кодовых расстояний между кодовыми числами признаков объекта диагностирования и образцовых комплексов признаков типовых дефектов работа алгоритма диагностирования заключается в рассматриваемом ниже анализе этих расстояний. Если минимальное из них равно нулю, т. е. имеется полное совпадение кодовых чисел объекта и какого-либо образцового комплекса, то может быть поставлен точный диагноз. Если минимальное из вычисленных кодовых расстояний отлично от нуля, но меньше некоторой наперед заданной величины r , то может быть сделано заключение об одном или нескольких возможных диагнозах. Точность постановки диагноза связана с упомянутой нормативной величиной r , которая выбирается в зависимости от степени надежности имеющейся априорной информации о взаимосвязи дефектов и признаков, а также кодовых расстояний между кодовыми числами образцовых комплексов. Действительно, если r будет больше, чем некоторые из кодовых расстояний КР между образцовыми комплексами, или равно им, то однозначно дефект не может быть установлен, и будет получено несколько возможных диагнозов. С другой стороны, малое расстояние приближает данный алгоритм к жестко

детерминированному. Для предотвращения опасности просмотра дефекта предпочтительнее большее r .

Анализ кодовых расстояний между образцовыми комплексами признаков, приведенных в табл. 8.3, показал, что в восьми случаях (из общего числа кодовых расстояний 105) $KP=2$, причем это всегда расстояние между сочетаниями дефектов. Тем не менее, приняв $r=1 \div 2$, можно рассчитывать на достаточно четкую работу алгоритма. При $r=2$ будет исключена возможность просмотра дефекта, хотя и появится вероятность «ложных тревог». Непользование признаками третьей группы (результатов осмотров) в данном случае уменьшает кодовые расстояния несущественно: снижаются некоторые большие KP , а малые остаются без изменения. Таким образом, для надежного выявления дефектов с помощью описанного алгоритма диагностирования достаточно признаков первых двух групп (признаки 1—14 в табл. 8.3), что позволяет обойтись без трудоемких осмотров и тем самым уменьшить долю субъективного участия человека в процессе диагностирования, максимально автоматизировать этот процесс и сократить длительность вывода гидроагрегата из работы. Последний алгоритм может быть легко реализован на ЭВМ при помощи несложных программ, предусматривающих вычисление кодовых расстояний, выбор наименьших из них и постановку диагноза.

Согласно иерархической схеме после уточнения дефекта и его причин должно приниматься окончательное решение о режиме дальнейшей эксплуатации. Процедура принятия решения должна проводиться с учетом большого количества факторов: результатов диагностического обследования, диспетчерских требований, резервов на ГЭС и в энергосистеме, данных об эксплуатации генератора и т. д. и, кроме того, сведений о предположительных сроках ремонта. Решение данной задачи в полном объеме должно осуществляться применительно к конкретному объекту с привлечением подсистемы энергоремонта.

8.3. РАНЖИРОВАНИЕ КЛЮЧЕВЫХ ДЕФЕКТОВ И УСТРОЙСТВ ДЛЯ ИХ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

Для надежного выявления дефектов гидрогенераторов необходим контроль многих параметров протекающих в генераторе процессов. Для этой цели, помимо существующей, нужна новая специальная аппаратура. Для разработки требований к такой аппаратуре сначала должен быть определен весь комплекс наиболее характерных процессов, параметры которых могут служить признаками дефектов. Очевидно, что в связи с этим возникает задача выяснения значимости дефектов конструктивных узлов генераторов с точки зрения вызываемого этими дефектами ущерба. Разработка, изготовление и внедрение новой аппаратуры занимает примерно 6—10 лет, поэтому желательнее иметь долгосрочный прогноз значимости дефектов (с учетом развития энергомашиностроения, улучшения конструкции и технологии изготовления генераторов, а также качества материалов и уровня культуры эксплуатации и т. п.).

Одним из способов такого прогнозирования может быть метод экспертных оценок, степень надежности которого можно определить, сравнивая оценки значимости дефектов в настоящее время экспертами и оценки значимости дефектов по объективным показателям. В качестве

таких объективных показателей могут быть выбраны расчетная стоимость ремонта (с учетом затрат на запасные части и вспомогательные материалы) и расчетная недовыработка электроэнергии.

Ниже описаны результаты ранжирования ключевых дефектов, возникающих в обмотках и стальных конструкциях статора и ротора, а также контактных колец и щетках в цепи возбуждения гидрогенератора, приведших в своем развитии к отказам, и результаты экспертного опроса по поводу значимости дефектов в 1979 и к 1990 г. [105, 106].

Оценка значимости дефектов проводилась на основе технического анализа эксплуатационной информации об отказах и экономического анализа труда-, энерго- и материалоёмкости ремонтных работ. В качестве исходной информации взяты сведения об отказах, происшедших в 1971—1978 гг. на 88 гидрогенераторах различных ГЭС. При этом отказы из-за ошибок эксплуатационного персонала, неправильной работы защитных и автоматических устройств, повреждений при нерасчетных аномальных режимах не анализировались. Подавляющее большинство генераторов к моменту отказа находилось в эксплуатации от 10 до 25 лет, имело микалентную компаундированную изоляцию обмотки статора и номинальное напряжение 10,5 кВ и выше. Мощности более половины генераторов превышали 100 МВт.

Изучение эксплуатационной документации показало, что можно рассматривать следующий перечень типичных ключевых дефектов (табл. 8.4).

1. Ионизационное разрушение связующего микалентной компаундированной изоляции элементарных проводников статора.
2. Увеличение сопротивлений контактных соединений обмотки статора.
3. Закупорка элементарных проводников системы водяного охлаждения обмотки статора.
4. Разрушение изоляции обмотки статора из-за старения.
5. Ослабление креплений лобовых частей обмотки статора.
6. Увеличение сопротивлений контактных соединений обмоток ротора.
7. Вращающаяся асимметрия магнитного поля.
8. Уменьшение сопротивления изоляции и искрение контактных колец и щеток.
- 9—11. Появление усталостных повреждений элементов конструктивных узлов в системах вентиляции, торможения и крепления полюсов.
12. Ослабление прессовки сердечника.
13. Ослабление стыковки секторов статора.
14. Течи воздухоохладителей.

Для каждого из рассматриваемых ключевых дефектов определялись показатели ущерба, которые представляли собой расчетную оценку стоимости и продолжительности аварийно-восстановительных работ с учетом существующих норм на трудозатраты, цен на запасные части и вспомогательные материалы и конкретных объемов ремонта при каждом отказе. Кроме того, в каждом случае вычислялись соответствующие значения недовыработки электроэнергии. Анализ показал, что в зави-

Т а б л и ц а 8.4. Результаты ранжирования ключевых дефектов по показателям ущерба и экспертным оценкам

№ п/п.	Наименование конструктивного узла и ключевого дефекта частей	Стоимость ремонта, руб.	Недовыработка электроэнергии, МВт·ч	Вероятность отказа, отн. ед.	Вероятная стоимость ремонта, руб.	Ранг дефекта по вероятной стоимости ремонта, руб.	Вероятная недовыработка электроэнергии, МВт·ч	Ранг дефекта по вероятной недовыработке электроэнергии	Итоговый ранг дефекта по ущербу на 1979 г.	Итоговый ранг дефекта по экспертным оценкам	
										на 1979 г.	на 1990 г.
<i>Обмотка статора:</i>											
1	Ионизиционное разрушение связующего микалентной компаундированной изоляции элементарных проводников	964	6173	0,734	707	I	4531	I	I	I	II
2	Увеличение сопротивления контактных соединений	2094	5513	0,047	98	II	259	III	III	III	III
3	Закупорка элементарных проводников системы водяного охлаждения	942	18856	0,037	35	III	698	II	II	III	III
4	Разрушение изоляции из-за старения	770	3622	0,019	14	III	69	III	II	II	I
5	Ослабление креплений лобовых частей	1140	2926	0,005	5	III	15	III	II	II	II
<i>Ротор:</i>											
6	Увеличение сопротивления контактных соединений обмоток	1894	2165	0,051	97	II	110	III	II	III	III

7	Вращающаяся асимметрия магнитного поля	1541	1688	0,009	14	III	15	III	III	III	II
8	Уменьшение сопротивления изоляции и искрение контактных колец и щеток	78	431	0,014	1	III	6	III	III	III	II
9	Появление усталостных повреждений узлов конструкции в системах:	4060	2161	0,009	38	II*	19	III	II	I	II
10	вентиляции	69 200	17 640	0,005	325	I*	88	III	II	I	II
11	торможения	818	4557	0,005	4	III	23	III	III	I	II
11	крепления полюсов										
<i>Статор:</i>											
12	Ослабление прессовки сердечника	905	3848	0,033	30	III	127	III	III	I	II
13	Ослабление стыковки секторов	3076	11563	0,009	29	III	104	III	III	I	II
14	Течи воздухоохладителей	3155	4461	0,023	74	II*	103	III	II	III	III

* Ранжирование проводилось по верхней доверительной границе.

симости от объема ремонта показатели ущерба, обусловленного возникновением одних и тех же дефектов, могут изменяться в весьма широких пределах. Рассмотрение этих показателей как случайных величин позволило при некоторых допущениях выяснить закон их распределения и затем вычислить вероятные значения стоимости ремонта и недовыработки электроэнергии и их статические характеристики, которые и подверглись далее сравнению для определения рангов дефектов.

Ранжирование заключалось в размещении наименований ключевых дефектов в порядке убывания значений рассматриваемого показателя ущерба с учетом его доверительных интервалов. При перекрытии доверительных интервалов показателей каких-либо дефектов всем им, как правило, присваивался одинаковый ранг. В отдельных случаях, когда при малом числе отказов доверительный интервал оказывался настолько широким, что перекрывал интервал нескольких дефектов различных рангов, назначение ранга производилось по верхней доверительной границе показателя ущерба. Такой подход позволил учесть роль редко встречающихся, но приводящих к большим ущербам ключевых дефектов. Ранжирование проведено по трехбалльной системе. Полученные две различные совокупности ранговых оценок (по вероятной стоимости ремонта и по вероятной недовыработке электроэнергии) для окончательных выводов приведены к единой системе рангов. При этом если два ранга одного дефекта оказывались отличающимися на единицу, то в качестве результирующего принимался высший ранг, а при разнице в два балла дефекту назначался средний ранг. Результаты ранжирования представлены в табл. 8.4. Там же для наглядности приведены стоимости ремонта и недовыработка электроэнергии, вычисленные согласно принятым законам их распределения, а также вероятные значения этих показателей.

Таким образом, по состоянию на 1979 г. наиболее значимым с точки зрения вероятного ущерба был признан дефект 1 — ионизационное разрушение связующего элементарных проводников обмотки статора с микалентной компаундированной изоляцией. Вторым ранг получили дефекты 2, 3, 6, 9, 10 и 14 — увеличение сопротивлений контактных соединений обмоток статора, закупорка элементарных проводников системы водяного охлаждения обмоток статора, увеличение сопротивлений контактных соединений обмоток ротора, появление усталостных повреждений элементов системы вентиляции и тормозной системы, появление течей воздухоохладителей. Третий ранг получили остальные дефекты — 4, 5, 7, 8, 11—13 — разрушение изоляции обмоток статора из-за старения, ослабление крепления лобовых частей обмоток статора, возникновение вращающейся асимметрии магнитного поля, уменьшение сопротивления изоляции и искрение контактных колец и щеток, появление усталостных повреждений в системе крепления полюсов ротора, ослабление прессовки сердечника статора, ослабление стыковки статора.

Для проведения экспертной оценки значимостей дефектов группе из 22 экспертов — представителей заводов-изготовителей, эксплуатации, проектных и научно-исследовательских институтов — было предложено ранжировать дефекты по трехбалльной системе, причем ука-

зать не только ранг на текущий момент (1979 г.), но и предполагаемый ранг на 1990 г. Ответы экспертов обрабатывались по методике, указанной в [105]. Степень согласованности мнений экспертов определялась путем вычисления так называемого коэффициента конкордации и проверки его значимости по соответствующему критерию для данного числа степеней свободы. Эта проверка показала, что в рассматриваемом случае уровень значимости согласованности мнений экспертов является вполне достаточным. Ранги, присвоенные ключевым дефектам на основании обработки результатов экспертного опроса, приведены в табл. 8.4.

Проверка согласованности результатов ранжирования по данным экспертизы и по показателям ущерба проводилась путем оценки коэффициента ранговой корреляции — коэффициента Спирмена. Эта проверка показала, что с доверительной вероятностью 0,8 можно считать согласие значимым, что позволяет с определенной степенью достоверности принять прогноз экспертов на 1990 г. Результаты ранжирования ключевых дефектов по экспертным оценкам на 1990 г. (с доверительной вероятностью 0,9) приведены в табл. 8.4. По оценке экспертов наиболее значимым будет дефект 4. Вторым ранг присвоен дефектам 2, 3, 6, 14. По мнению экспертов, большая группа дефектов 1, 3, 9—13 станет к 1990 г. менее значимой. Не изменится ранг дефектов 2, 5, 6, 14, а три дефекта — разрушение изоляции из-за старения, вращающаяся асимметрия магнитного поля и уменьшение сопротивления изоляции и искрение контактных колец и щеток — станут более значимыми с точки зрения причиняемых ими ущербов. Здесь следует отметить, что для широко применяемой в последние годы терморезистивной изоляции, по мнению некоторых специалистов, «старение» не является определяющим фактором при оценке ее надежности. Приведенные результаты ранжирования получены без учета этого мнения и могут для данного дефекта быть недостоверными.

Указанные в табл. 8.4 ранги дефектов генераторов позволяют определить значимость характерных диагностических признаков и, следовательно, рекомендуемую очередность разработки устройств для их обнаружения. Для каждого из рассмотренных дефектов на основании материала, изложенного в предыдущих главах, отобраны наиболее характерные признаки. С учетом тенденции увеличения межремонтных периодов, а следовательно, и сложности проведения визуальных обследований предпочтение оказывается признакам, обнаруживаемым при наблюдениях и испытаниях. Лишь в отдельных случаях отобраны признаки, для обнаружения которых необходим осмотр диагностируемого конструктивного узла. Ранжирование признаков и соответственно устройств для их обнаружения проведено с учетом того, что во многих случаях одно и то же устройство позволит выявлять признаки различных ключевых дефектов. Сначала рассмотрены признаки дефектов, имеющих первый ранг. Этим признакам присвоен ранг 1. Затем отобраны признаки дефектов, имеющих второй ранг. Всем им, за исключением тех, которым ранее был присвоен ранг 1, присвоен ранг 2. Ранг 3 получили признаки дефектов, имеющих третий ранг (если ранее им не были присвоены ранги 1 или 2) [106].

Таблица 8.5. Ранжирование признаков основных ключевых дефектов

№ п/п.	Наименование конструктивного узла и ключевого дефекта	Признаки, рекомендуемые для обнаружения дефектов	Ранг признаков	Способы получения признаков
1	<i>Обмотка статора:</i> Ионизационное разрушение связующего микалентной компаундированной изоляции элементарных проводников	Электромагнитные излучения (частичные разряды)	2	И
		Аэрозоли	1	Н
		Влажность изоляции обмотки статора ¹	1	И
2	Увеличение сопротивлений контактных соединений	Активное сопротивление контактов Аэрозоли Дискретные температуры конструктивных узлов	3 1 1	И Н О
3	Закупорка элементарных проводников системы водяного охлаждения	Температура обмоток статора	1	Н, И
		Аэрозоли	1	Н
		Влажность изоляции обмоток статора	1	И
4	Разрушение изоляции из-за старения	Температура обмоток статора	1	Н, И
		Аэрозоли	1	Н
		Влажность изоляции обмоток статора ¹	1	И
5	Ослабление креплений лобовых частей	Микроструктура изоляции	1	Н, О
		Вибрации полюсной частоты лобовых частей	2	Н, И
		Вибрации и шум в широком диапазоне частот	2	Н, И
6	<i>Ротор:</i> Увеличение сопротивлений контактных соединений обмоток	Влажность изоляции обмотки статора ¹	1	И
		Аэрозоли	1	Н
		Дискретные температуры конструктивных узлов	1	О
7	Вращающаяся асимметрия магнитного поля	ЭДС измерительных витков	2	Н, И
		Вибрации оборотных частот статора	2	Н, И
8	Уменьшение сопротивления изоляции и искрение контактных колец и щеток	Биение валопровода агрегата	2	Н, И
		Электромагнитные излучения	2	Н, И
9—11	Появление усталостных повреждений элементов конструктивных узлов в системах вентиляции, торможения и крепления полюсов	Тепловые (инфракрасные) излучения	2	Н, И
		Вибрации и шум в широком диапазоне частот	2	Н, И
12	<i>Статор:</i> Ослабление прессовки сердечника	Механические напряжения	2	И, О
		Давление прессовки активной стали	2	И
		Вибрации и шум в широком диапазоне частот	2	Н, И
		Аэрозоли	1	Н

Продолжение табл. 8.5

№ п/п.	Наименование конструктивного узла и ключевого дефекта	Признаки, рекомендуемые для обнаружения дефектов	Ранг признаков	Способы получения признаков
13	Ослабление стыковки секторов	Вибрации полюсной частоты сердечника	2	Н, И
		Аэрозоли	1	Н
		Вибрации и шум в широком диапазоне частот	2	Н, И
14	Течи воздухоохладителей	Давление в стыке секторов	2	И
		Вибрации полюсной и оборотной частот	2	И
		Влажность охлаждающего воздуха	3	Н, И
		Аэрозоли	1	Н

¹ Для обмоток статора, имеющих водяное охлаждение.
Примечание. Н — наблюдения; И — испытания; О — осмотры.

Результаты такого ранжирования признаков приведены в табл. 8.5, в которой, помимо перечня дефектов, указаны характерные для каждого из них признаки, их ранги, а также способы получения этих признаков. Таким образом, первую очередность разработки получили устройства для контроля примесей (аэрозолей или газов, выделяющихся при деструкции изоляционных материалов) в охлаждающем воздухе генератора, т. е. средства для интегрального контроля перегревов термохимическими системами, контроля влажности изоляции обмоток статора, ее микроструктуры, а также дискретных значений температур конструктивных узлов генератора. Второй ранг получили устройства контроля вибраций и шумов, биения вала, ЭДС измерительного витка на статоре, давления в стыке сердечника, электромагнитных и инфракрасных излучений. К третьему рангу можно отнести контроль влажности охлаждающего воздуха и контроль активного сопротивления контактных соединений обмоток статора.

8.4. НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ СОЗДАНИЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ОБНАРУЖЕНИЯ ДЕФЕКТОВ

Как следует из [15], для повышения эффективности диагностики технического состояния гидрогенераторов необходимы разработка новых и совершенствование существующих методов и средств обнаружения признаков дефектов. В настоящее время важнейшими из таких признаков являются местные нагревы и вибрации, а также частичные разряды в изоляции обмоток статора гидрогенераторов (см. § 8.3).

Контроль местных перегревов. Основными показателями теплового состояния генератора являются температуры обмоток и стали, а также охлаждающей среды (воздуха, масла, воды). В качестве датчиков в настоящее время используются термометры сопротивлений, устанавливаемые в ограниченном числе точек, а для контроля температур приме-

няются многоканальные автономные установки. При этом тепловое состояние обмоток ротора не контролируется.

Существующая аппаратура и методика теплового контроля, их возможности и недостатки описаны в гл. 6, поэтому здесь ограничимся лишь выводом, что применяемые в настоящее время методы контроля температур обмоток и сердечников гидрогенераторов для целей автоматизированной диагностики недостаточны ни по используемой методике, ни по объему.

Для того, чтобы можно было ставить задачи диагностирования теплового состояния статора на базе традиционных методов контроля, требуется резко повысить их информативность, т. е. устанавливать датчики не только в каждом пазу, но и в различных местах по длине паза. Такое требование привело бы к значительному увеличению количества датчиков на каждом контролируемом объекте и с эксплуатационной точки зрения трудно выполнимо. Подобное решение, вероятно, может быть принято только для очень мощных уникальных генераторов с непосредственным охлаждением активных зон, для которых характерны малые тепловые постоянные времени и требования очень высокой надежности. Однако достоверное обнаружение всех возможных мест перегрева обмоток и активной стали сердечника статора не обеспечивается полностью и в этом случае. Не могут быть также обнаружены перегревы контактов межполюсных соединений обмоток возбуждения и успокоительных обмоток ротора и некоторых других конструктивных узлов гидрогенератора [15].

В [7] приведены результаты разработки точечного оптико-химического датчика, позволяющего контролировать температуру меди или активной стали статора. Этот датчик основан на преобразователе, состоящем из прозрачного связующего, покрытого смесью двух видов фосфора, поглощающего направленный на него ультрафиолетовый свет. За счет флуоресценции один из видов фосфора излучает часть поглощенной энергии в виде красного света, а другой — в виде зеленого света. При повышении температуры интенсивность излучения зеленого света снижается, а красного света — остается постоянной. Ультрафиолетовый свет от источника освещения к преобразователю, а зеленый и красный свет от преобразователя к приемному устройству передаются по волоконно-оптическим каналам. Приемное устройство состоит из зеленого и красного фильтров, фотоэлемента и измерительного прибора. Температура определяется путем измерения отношений интенсивностей зеленого и красного света поочередным подключением фильтров на входе фотоэлемента. Однако для указанного способа контроля температуры необходимо весьма большое число датчиков.

В [7] приведен также принцип контроля перегрева любой области обмотки и активной стали в пазу сердечника статора генератора с помощью одного волоконно-оптического канала, размещенного в пазу. При этом используется зависимость коэффициентов преломления волоконных материалов от температуры. Обычно у волоконно-оптических каналов материал световода имеет более высокий показатель преломления, чем материал оболочки канала, так что свет в нем испытывает полное внутреннее отражение и передается без потерь. Для решения по-

ставленной задачи были подобраны такие материалы для световода и оболочки, в которых показатель преломления световода остается больше показателя преломления оболочки до некоторой критической температуры, после превышения которой показатель преломления оболочки становится больше показателя преломления световода; при этом подача света прекращается и подается сигнал о перегреве. Такое устройство, названное в [7] распределенным датчиком, позволяет ограничить число датчиков для контроля перегревов. Однако для крупных гидрогенераторов и в этом случае также необходимо слишком большое число датчиков.

Наиболее радикальным решением для своевременного обнаружения местных перегревов может стать применение методов интегрального контроля. Одними из наиболее универсальных и эффективных могли бы являться термохимические методы контроля.

Для ранней диагностики мест перегрева поверхности конструктивных узлов — статора и ротора гидрогенератора — на них должны наноситься метки термохимических индикаторов с заданной температурой термолитиза, при которой в окружающий воздух выделяются характерные газы. Появление газа может быть обнаружено специальным высокочувствительным газоанализатором. Локализацию мест перегрева можно осуществлять газовым хроматографом, а также с помощью цветных термоиндикаторов, метки которых наносятся на поверхности доступных для осмотра конструктивных элементов рядом с метками термохимических индикаторов. После появления сигнала о наличии в охлаждающем воздухе характерного газа, генератор останавливают и визуально определяют места перегревов путем выявления изменения цвета термоиндикаторов. Температура перехода, т. е. изменения цвета термоиндикаторов, выбирается несколько ниже температуры термолитиза термохимических индикаторов для обеспечения возможности локализации мест перегрева при осмотре остановленной машины после сигнализации о перегреве. Цветные термоиндикаторы плавления имеют широкую шкалу температуры переходов: от 35 до 300 °С и выше. Температура перехода цвета при защите от масла и влаги не зависит от предшествующего теплового режима, а точность измерения составляет 1—2 °С [83].

Термохимические индикаторы должны выделять при термолитизе необходимое количество характерного газа для надежной индикации его имеющимися анализаторами. Температура термолитиза индикатора не должна существенно изменяться в течение достаточно длительного периода работы и зависеть от предшествующего теплового режима работы. Разработка таких термохимических индикаторов является основной проблемой при создании термохимических систем контроля перегревов. Однако на характеристики термоиндикаторных покрытий оказывают существенное влияние увлажнение и обмасливание. Поэтому термоиндикаторные покрытия должны быть надежно защищены влаго- и маслоустойчивыми прозрачными пленками. В образованные этими пленками этикетки заключены метки соответствующих термоиндикаторных покрытий. Технология изготовления таких этикеток должна обеспечить ресурс работы 4—6 лет.

До разработки термохимических индикаторов, удовлетворяющих изложенным выше требованиям, выявление перегревов может основываться на регистрации характерных газов, выделяющихся при термолитизе естественных органических веществ, содержащихся в конструктивных узлах машины. При этом следует учитывать, что температура термолитиза изоляционных материалов конструктивных узлов генератора может иметь значения 200—300 °С и выше, а это может не обеспечивать своевременное выявление перегревов.

Другим возможным направлением является контроль перегревов с помощью инфракрасных систем. При этом перегревы обмоток ротора генератора могут контролироваться неподвижно установленными приемниками инфракрасного излучения, а активной стали расточки и обмоток сердечника статора — приемниками, установленными на роторе генератора. Устройства на основе инфракрасной системы для контроля температур обмоток ротора гидрогенератора описаны в [107].

Ниже рассматривается инфракрасная система контроля температур статора гидрогенератора. Такая система может оказаться эффективной для термографического контроля местных перегревов зубцовой зоны статора, поверхность расточки которого у крупных гидрогенераторов может достигать 100 м². Приемники (объективы) целесообразно располагать между соседними полюсами. Каждый из них должен сканировать выделенную область по высоте расточки статора. С помощью инфракрасных систем измеряются интегральные плотности тепловых потоков излучения с площади поверхности каждого элементарного пакета активной стали зубцовой зоны сердечника, ограниченного вентиляционными каналами по высоте и его пазами по окружности расточки сердечника статора. Площадь поверхности такого элементарного пакета определяет разрешающую способность измерительной системы и пространственный угол обзора объектива. Для обеспечения допустимых динамических погрешностей необходимо, чтобы инерция фотопреобразователя не превышала времени сканирования элементарного пакета, составляющего для крупных тихоходных машин около 1 мс.

При изучении возможности сканирования тепловых полей расточки статора с вращающегося ротора гидрогенератора должны учитываться следующие обстоятельства. В области между полюсами и ободом ротора существуют электромагнитные поля: постоянные 0,1—0,2 Тл и переменные 0,01—0,02 Тл, центробежные силы с ускорением 800—1000 м/с² и вентиляционные потоки воздуха с температурой до 50—60 °С. Поэтому фотопреобразователи и усилители следует устанавливать в зоне, исключая недопустимые значения указанных факторов, например у обода, на спицах ротора или на втулке вала. При этом объективы, размещенные между соседними полюсами ротора, соединяются с преобразователями оптическими каналами. Выход оптических каналов к спицам ротора возможен через вентиляционные каналы обода.

Передачу результатов измерений целесообразно осуществлять с помощью многоканальной телеметрической системы, передающие устройства которой устанавливаются на роторе гидрогенератора.

Разработка инфракрасной системы для контроля местных перегревов зубцовой зоны сердечника статора гидрогенератора должна учитывать опыт создания и результаты эксплуатации тепловизионной установки «Статор», применяющейся при испытаниях стали сердечника турбогенератора.

Контроль местных вибраций. Изучение опыта эксплуатации гидрогенераторов показало необходимость обнаружения местных вибраций активной стали зубцовой зоны сердечника и лобовых частей обмоток статора. Вибрации активной стали, в частности крайних пакетов, не могут быть обнаружены с помощью имеющейся в настоящее время аппаратуры. Существующий способ контроля вибраций лобовых частей обмоток статора требует достаточно большого числа датчиков. Однако установка этих датчиков возможна только на ограниченном числе лобовых дуг, потенциал которых по отношению к земле не превышает 3 кВ. Поэтому расширенный контроль вибраций лобовых частей приходится проводить в режиме трехфазного короткого замыкания генератора, а контроль вибраций лобовых частей обмотки статора в процессе работы генератора практически невозможен.

Изложенное показывает необходимость разработок новых методов и средств контроля местных вибраций лобовых частей обмоток и активной стали статора. Перспективным направлением исследований возможностей контроля местных вибраций, особенно труднодоступных конструктивных узлов машин, является использование виброакустических и виброоптических методов.

Одним из труднодоступных узлов является зубцовая зона сердечника статора гидрогенератора. Повышенные вибрации зубцовой зоны сердечника обычно возникают при ослаблении давления прессы и распушении листов активной стали крайних пакетов сердечника. При достаточно больших уровнях вибрации происходят соударения листов стали между собой и наряду с основной вынужденной вибрацией полюсной частоты (100 Гц) возникают вибрации со сплошным спектром частот, которые могут рассматриваться как признак распушения пакетов сердечника. Одним из способов контроля таких вибраций является применение пьезопреобразователей, устанавливаемых на спинке сердечника статора. Для уточнения возможности обнаружения вибраций распушенных пакетов зубцовой зоны и определения мест их возникновения ВНИИЭ проводит экспериментальное и теоретическое изучение распространения импульсных вибраций в анизотропной среде шихтованного сердечника статора.

Альтернативным является направление, основанное на системе сканирования с помощью специальных акустических преобразователей, установленных на роторе, акустического поля генератора, обусловленного повышенным уровнем вибраций листов активной стали пакетов зубцовой зоны сердечника статора. Основные трудности этого направления связаны с необходимостью разработки чувствительного акустического преобразователя, способного надежно работать в условиях влияния постоянных и переменных электромагнитных полей, вентиляционных потоков, центробежных ускорений и биения вала генератора.

Пути совершенствования контроля вибраций лобовых частей обмоток статора на основе виброоптических преобразователей рассмотрены в § 4.7.

Частичные разряды. Одним из возможных направлений контроля частичных разрядов в процессе работы генератора (см. § 4.4) является их регистрация с помощью емкостного или трансформаторного отбора электромагнитных импульсов на выводах и (или) нулевой шине обмотки статора гидрогенератора [6, 7, 17]. При возникновении частичных разрядов опасной интенсивности генератор останавливают и определяют места возникновения их с помощью электромагнитных датчиков [17]. Однако такой способ локализации частичных разрядов связан с необходимостью довольно длительной остановки генератора. Более перспективным направлением может оказаться контроль частичных разрядов с помощью радиотелеметрических устройств. Антенна регистратора частичных разрядов устанавливается вдоль оси ротора между двумя его соседними полюсами в воздушном зазоре генератора. При возникновении пазового разряда появляются интенсивные электромагнитные излучения. Антенна, вращающаяся вместе с ротором, дает возможность сканирования электромагнитных полей сердечника статора. Путем специальной обработки ЭДС, полученных радиоприемным устройством, выделяются искомые сигналы, характерные для пазовых разрядов, и определяются номера пазов, в которых возникли разряды. Разработку таких устройств целесообразно выполнять в двух вариантах.

Первый из них может использовать принцип дифференциальной схемы включения электромагнитных датчиков, которые последовательно устанавливаются в каждом пазу статора по концам заложённых в них стержней обмотки [17]. В этом случае на роторе устанавливается антенное устройство, состоящее из двух антенн в нижней и верхней частях ротора, выполняющих функции электромагнитных датчиков.

Второй вариант, предложенный в [6], основан на том, что при возникновении пазовых разрядов в спектре частот их излучений существует такая составляющая электромагнитных колебаний, которая при распространении вдоль паза сердечника многократно отражается от его концов. В этом случае антенна, расположенная вдоль оси ротора и настроенная на частоту указанной составляющей, выделяет ЭДС искомого сигнала при прохождении мимо паза, в стержне которого возник пазовый разряд.

Радиотехнические системы могут дать возможность обнаружения электромагнитных излучений и при дефектах контактных соединений обмотки статора и ротора, а также цепей тиристорного возбуждения. Создание указанных выше и других возможных методов и средств диагностики требует проведения исследований, имеющих в значительной мере поисковый характер. В случае их успешного окончания область применения разработанных методов и средств диагностики должна быть установлена после проверки опытных образцов устройств в условиях длительной эксплуатации гидрогенератора.

Изложенное показывает, что одной из главных проблем создания АСТД мощных генераторов является разработка современных средств диагностирования, прежде всего встроенных, расширяющих диагностические возможности системы централизованного контроля генераторов и позволяющих обнаруживать дефекты на ранних стадиях возникновения. В связи с этим возникает необходимость выполнения комплекса НИР и ОКР для разработки, выпуска и внедрения в эксплуатацию необходимых средств диагностирования генераторов.

Для создания экспериментальных АСТД генераторов мощных и многоагрегатных ГЭС, например Красноярской, Саяно-Шушенской и других, необходимо разработать в дополнение к существующим средствам диагностирования, назначение которых, виды, некоторые требования, а также этапы их разработки указаны в табл. 8.6.

Следует заметить, что любое встроенное средство диагностирования может быть использовано как внешнее при испытаниях. Встроенные средства диагностирования, отмеченные в табл. 8.6 звездочкой, целесообразно устанавливать в генераторе независимо от его технического состояния. Остальные встроенные средства диагностирования могут устанавливаться в генераторе в зависимости от изменения его технического состояния.

Средства диагностирования, указанные в табл. 8.6, выбраны на основании изучения опыта эксплуатации и технического анализа аварий и отказов 88 генераторов ряда ГЭС за 1971—1978 гг., а также ранжирования значимостей ключевых дефектов генераторов и средств их диагностирования, как это было изложено в § 8.2 и [105, 106]. Кроме того, учтен опыт эксплуатации и применения методов и средств диагностирования 12 генераторов Красноярской ГЭС в течение периода их эксплуатации до 1984 г. путем анализа материалов, накопленных электроцехом и лабораторией технической диагностики Красноярской ГЭС.

В графе «Этапы разработок» табл. 8.6 с учетом выполненных работ указаны следующие этапы: поисковая НИР, НИР, ОКР и внедрение, при этом под внедрением понимается освоение серийного производства соответствующих средств диагностирования после их проверки в условиях эксплуатации. Такую проверку целесообразно предусмотреть на генераторах Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС путем выпуска опытных образцов соответствующих средств диагностирования.

Методы и средства контроля местных перегревов, интенсивных частичных разрядов и повышенных вибраций конструктивных узлов генератора были описаны в начале параграфа. Ниже приведены краткие пояснения к некоторым другим средствам диагностики, также указанным в табл. 8.6.

Контроль уровней шума генератора. Такой контроль целесообразен для многоагрегатных мощных ГЭС и может обеспечить сигнализацию повышенного шума каждого генератора. Устройство контроля (п. 19 табл. 8.6) разрабатывается на основе акустических методов и средств измерений шума в машинном зале ГЭС.

Таблица 8.6. Средства диагностирования, подлежащие разработке для АСТД мощных гидрогенераторов

Назначение	Вид устройства	Некоторые требования к устройствам	Этапы разработки
1. Локализация местных перегревов при осмотрах конструктивных узлов статора и ротора в процессе ревизий или ремонтов генератора с помощью цветowych дискретных термометров [83]	Встроенное	Пределы измерений 60—200 °С. Дискретность 5—6 °С. Защита от обмасления и увлажнения. Нароботка на отказ 20 000 ч	Поисковая НИР
2. Локализация местных перегревов путем осмотров конструктивных узлов статора и ротора при испытаниях с помощью цветowych дискретных термометров [83]	Внешнее	Пределы измерений 60—150 °С. Дискретность не более 10 °С. Защита от обмасления и увлажнения. Нароботка на отказ 300 ч	ОКР и внедрение
3. Сигнализация местных перегревов конструктивных узлов статора и ротора на основе индикации аэрозольей с помощью ионизационной камеры [17]	Встроенное	Обеспечивается при перегревах поверхностей изоляции конструктивных узлов генератора площадью не более 10 см ² при температурах 250—300 °С. Перегревы сигнализируются спустя 30—60 с после их возникновения. Нароботка на отказ 10 000 ч	НИР, ОКР (частично) и внедрение
4. Сигнализация и локализация местных перегревов конструктивных узлов статора и ротора генератора на основе газовыделяющих термондикаторных покрытий и устройств контроля продуктов термолитиза в охлаждающем воздухе [109]	»	Пределы температур начала газовыделения термондикаторных покрытий 150—200 °С. Защита от обмасления и увлажнения. Нароботка на отказ 20 000 ч	Поисковая НИР
5. Сигнализация и локализация местных перегревов активной стали статора генератора на основе сканирования теплового поля рашточек сердечника с помощью пирометров, установленных на роторе генератора [110]	»	Диапазон измеряемых температур 60—300 °С. Определяется температура, усредненная на площади поверхности одного зубца сердечника со стороны рашточки. Передача информации с ротора при помощи телеметрической системы	НИР, ОКР и внедрение
6. Сигнализация и локализация местных перегревов обмоток ротора генераторов на основе сканирования тепловых полей полюсов с помощью пирометров, установленных на фундаменте [107]	»	Диапазон перепада температур 0—120 °С. Основная погрешность ±2,5%. Определяется средняя температура обмоток полюсов ротора. Нароботка на отказ 5000 ч.	ОКР и внедрение
7*. Сигнализация среднего перегрева обмоток и цепей ротора генератора	»	Пределы измерений температур 30—180 °С. Основная погрешность измерений 1%. Нароботка на отказ 10 000 ч	Поисковая НИР
8. Контроль перегревов и искрения контактных колец и щеток генератора [26]	Внешнее	Пределы измерений температур 50—200 °С. Основная погрешность измерений до 2,5%. Частота регистрируемых электромагнитных излучений 1 кГц и более.	НИР, ОКР и внедрение
9. Сигнализация опасных уровней частичных разрядов в изоляции и контактных соединениях обмотки статора путем контроля спектра электромагнитных излучений обмотки [111]	Встроенное	Диапазон частот 5—100 кГц. Защита от внешних электромагнитных помех. Определение фазы и ветви обмотки статора, в которых возникли повышенные уровни электромагнитных излучений. Нароботка на отказ 10 000 ч	То же
10. Локализация частичных разрядов изоляции обмотки статора генератора с помощью электромагнитных датчиков [17]	Внешнее	Рабочие частоты для обнаружения разрядов: пазовых 5 кГц, внутренних 50 кГц. Определение пазов, в которых возникают частичные разряды (мест их нахождения), и интенсивности разрядов	ОКР и внедрение

Продолжение табл. 8.6.

Назначение	Вид устройства	Некоторые требования к устройствам	Этапы разработки
11. Сигнализация и локализация распухания активной стали зубцовой зоны сердечника с помощью пьезоакселерометров, устанавливаемых на спинке статора	Встроенное	Диапазон частот 4—10 кГц. Количество датчиков в каждом секторе статора 3—5 шт. Обнаружение распухания производится по результатам измерений виброускорений при различных режимах работы генератора. Нароботка на отказ 10 000 ч	ОКР и внедрение
12*. Контроль вибраций опорных конструкций гидроагрегата с помощью пьезоакселерометров	»	Пределы измерений размахов вибросмещений 20—200 мкм. Частотный диапазон 1—25 Гц. Нароботка на отказ 10 000 ч	НИР, ОКР и внедрение
13*. Контроль биений валопровода гидроагрегата с помощью бесконтактных преобразователей	»	Пределы измерений размахов относительных перемещений вала 20—2000 мкм. Диапазон частот 1—15 Гц. Нароботка на отказ 10 000 ч	ОКР и внедрение
14. Контроль вибраций лобовых частей обмотки статора с помощью виброоптических датчиков-преобразователей [79, 80]	»	Пределы измерений размахов вибросмещений 20—2000 мкм. Частотный диапазон 30—300 Гц. Нароботка на отказ 10 000 ч	Поисковая НИР
15*. Контроль формы ротора генератора с помощью индукционных преобразователей, установленных на статоре [88]	»	Пределы измерения асимметрии ротора 5—20%. Нароботка на отказ 10 000 ч	ОКР и внедрение
16. Контроль формы рашточки статора генератора (сердечника) с помощью индукционных преобразователей, установленных на роторе	»	Пределы измерений асимметрии статора 5—20%. Нароботка на отказ 10 000 ч	Поисковая НИР
17. Контроль вибраций полюсной и оборотной частот спинки сердечника статора с помощью вибродатчиков смещений	Внешнее	Пределы измерений размахов вибросмещений 10—1000 мкм. Частотный диапазон 1—200 Гц. Нароботка на отказ 10 000 ч	ОКР и внедрение
18. Контроль вибраций полюсных и оборотных частот спинки сердечника статора с помощью пьезоакселерометров	Встроенное	Пределы измерений размахов вибросмещений 10—1000 мкм. Частотный диапазон 20—200 Гц. Нароботка на отказ 10 000 ч	Поисковая НИР
19*. Сигнализация уровня шума каждого из генераторов ГЭС с помощью акустических методов и средств	»	Пределы измерений звукового давления до 140 дБ. Диапазон контролируемых частот 50—10 000 Гц. Нароботка на отказ 10 000 ч	То же
20*. Контроль влажности охлаждающего воздуха в генераторе и появления в нем капель воды [112]	»	Диапазон контролируемых диаметров капель воды 2—200 мкм. Нароботка на отказ 10 000 ч	» »
21*. Контроль температуры подпятников гидроагрегата [99]	»	Пределы измерения температур 20—80 °С. Погрешность измерений ±2 °С. Нароботка на отказ 40 000 ч	НИР, ОКР и внедрение
22*. Контроль нагрузки на сегменты подпятников гидроагрегата [99]	»	Диапазон изменений нагрузок 0—0,5; 0—1,0 и 0—1,5 МН. Погрешность измерений ±5%. Защита от масла и влаги. Нароботка на отказ 40 000 ч	То же
23*. Контроль высотного положения упругих камер в подпятниках на гидравлической опоре [99*]	»	Пределы измерений зазора 0,5—1,5 мм. Погрешность измерений ±10%. Защита от масла	НИР, ОКР и внедрение
24. Радиотелеметрическая многоканальная система для передачи информации с ротора генератора	»	Число измерительных каналов 16. Диапазон изменений входного сигнала — 7 ÷ +7 В. Частота квантования входного сигнала 650 Гц. Основная погрешность ±2%. Нароботка на отказ не менее 1000 ч	ОКР и внедрение

Назначение	Вид устройства	Некоторые требования к устройству	Этапы разработки
25. Оптоэлектронная телеметрическая многоканальная система для передачи измерительной информации с ротора генератора	Встроенное	Число измерительных каналов 16. Диапазон изменений входного сигнала — 7 ÷ +7 В. Частота квантования входного сигнала 650 Гц. Основная погрешность ±2%. Нарботка на отказ не менее 1000 ч	Поисковая НИР
26. Сопряжение датчиков-преобразователей, установленных в генераторе, с ЭВМ.	Встроенное внешнее	Устройства сопряжения разрабатываются для встроенных и внешних средств диагностирования	НИР, ОКР и внедрение

Путем анализа спектрального состава акустических сигналов в широком диапазоне частот выявляются генераторы, имеющие повышенный шум, и уточняются способы локализации конструктивных узлов, дефекты которых являются источниками повышенного шума.

Контроль влажности охлаждающего воздуха генератора. Поисковая НИР (п. 20 табл. 8.6) должна определить возможность контроля появления капель воды в охлаждающем воздухе генератора, например при возникновении течей воды из воздухоохладителей генератора, которая может попасть на поверхность изоляции лобовых частей обмоток статора. Если лобовые части обмоток загрязнены, их увлажнение может вызвать значительные поверхностные токи и привести к возгоранию изоляции.

Телеметрические системы передачи информации с ротора генератора. Наряду с радиотелеметрической системой, разрабатываемой в соответствии с п. 24 табл. 8.6, целесообразна поисковая НИР, направленная на создание оптоэлектронной телеметрической системы (п. 25 табл. 8.6). Последняя может оказаться существенно более простой и надежной, чем радиотелеметрическая система.

Сопряжения датчиков-преобразователей, установленных в генераторе, с ЭВМ. При проведении этих работ в соответствии с п. 26 табл. 8.6 следует учитывать, что во многих случаях наряду с использованием серийных внешних устройств — модулей ввода в ЭВМ может оказаться необходимой разработка устройств, учитывающих специфику АСТД генераторов. Бесперебойное функционирование информационно-измерительной и вычислительной подсистем АСТД в значительной мере определяется надежностью работы устройств их сопряжений. Поэтому все элементы этих устройств должны иметь повышенную наработку на отказ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Павлов Б. В. Акустическая диагностика машин. — М.: Машиностроение, 1971. — 222 с.
2. Мирошников Л. В., Болдин А. П., Пал В. И. Диагностирование технического состояния автомобилей на автотранспортных предприятиях. — М.: Транспорт, 1977. — 252 с.
3. Карпов Л. Н. Диагностика и техническое обслуживание тракторов и комбайнов. — М.: Колос, 1972. — 317 с.
4. Вопросы диагностики эксплуатационного состояния мощных гидрогенераторов/Л. Г. Мамиконянц, Ю. М. Элькинц, Р. Л. Геллер и др. — Тр. ВНИИЭ, 1977, вып. 53, с. 128—141.
5. Нецевский А. Б., Геллер Р. Л., Элькинц Ю. М. Структурная схема процедур диагностирования некоторых дефектов мощных гидрогенераторов. — Тр. ВНИИЭ, 1977, вып. 53, с. 141—161.
6. Diagnostic testing of generator insulation without service interruption/ M. Kurtz, G. C. Stone (Ontario Hydro), D. Freeman, V. R. Mulhall and P. Lorseith (Canadian General Electric Co.). Rep. Cigre 11—09, 1980 Session, 27 August—4 September. — 8 p.
7. An On—Line Monitoring and Diagnostic System for Turbine—Generators/ F. T. Emery, J. M. Butler, I. M. Beatry, R. L. Osborne. Steam Turbine—Generator Technology Symposium, 4—5 oct. 1978, Charlotte, North Carolina, USA.
8. Adolf Sturm, Rudolf Förster. Technische Diagnostik an Kraftwerksanlagen. Energietechnik, Jg. 28, November 1978, H. 11, S. 421—424.
9. Проектирование гидрогенераторов. Часть 1. Электромагнитные и тепловые расчеты/В. В. Домбровский, А. С. Еремеев, Н. П. Иванов и др. Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1965. — 258 с.
10. Проектирование гидрогенераторов. Часть 2. Конструкции. Механические расчеты/В. В. Домбровский, Ф. М. Детинко, А. С. Еремеев и др. — Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1968. — 363 с.
11. Александров А. Е. Неисправности подпятников и эксплуатационный контроль за их состоянием. — Гидротехническое строительство, 1979, № 8, с. 39—43.
12. Ходырев Е. В., Элькинц Ю. М. Об ослаблении стыковки статора гидрогенератора. — Тр. ВНИИЭ, 1980, вып. 59, с. 26—31.
13. Кулаковский В. Б., Нецевский А. Б., Самородов Ю. Н., Элькинц Ю. М. Причины, признаки и развитие дефектов гидрогенераторов. — Электрические станции, 1980, № 1, с. 43—49.
14. Нецевский А. Б., Самородов Ю. Н., Элькинц Ю. М. К анализу причин, признаков и развития начальных дефектов гидрогенераторов. — Электрические станции, 1981, № 5, с. 40—45.
15. Александров А. Е., Гуцин Е. В., Элькинц Ю. М. О системе технологического контроля мощных гидрогенераторов. — Электрические станции, 1981, № 6, с. 35—39.
16. Меламедов И. М. Физические основы надежности (Введение в физику отказов). — Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1970, — 152 с.
17. Кулаковский В. Б. Работа изоляции в генераторах. Возникновение и методы выявления дефектов. — М.: Энергоиздат, 1981. — 256 с.
18. Зунделевич М. И., Прутковский С. А. Технология крупного электромашиностроения, т. 2. Гидрогенераторы. — Л.: Энергоиздат, Ленингр. отд-ние, 1981. — 312 с.
19. Гидрогенераторы/И. А. Глебов, В. А. Домбровский, А. А. Дукштау и др. — Л.: Энергоиздат, Ленингр. отд-ние, 1982. — 366 с.
20. Полушкин К. П. Монтаж гидроагрегатов. — Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1971. — 528 с.
21. Агеев Ю. Н., Боцанов Н. Н. Ремонт гидрогенераторов. Л.: Энергоиздат, Ленингр. отд-ние, 1982. — 198 с.

22. Кислицкий Б. В., Алексеева Л. И. Исследование эксплуатационного и вибрационного состояния гидрогенераторов типа СВ-1340/150-96 Горьковской ГЭС. — Тр. ВНИИЭ, 1974, вып. 44, с. 95—107.

23. Тер-Газарян Г. Н., Херхеулидзе И. А., Блеткин Н. П. Профилактика нарушения прессовки активной стали гидрогенераторов. — Электрические станции, 1976, № 9, с. 71—73.

24. Геллер Р. Л., Бураков А. М. Ослабление прессовки шихтованного сердечника вследствие упруговязкого течения лаковых пленок. — Электротехника, 1976, № 7, с. 44—49.

25. Нормы испытания электрооборудования. — 5-е изд. — М.: Атомиздат, 1978. — 304 с.

26. Глебов И. А., Данилевич Я. Б. Научные проблемы турбогенераторостроения. — Л.: Наука, 1974. — 279 с.

27. Красько А. С., Степанчук К. Ф., Ячейко И. В. Газовыделение при повреждении изоляции в мощных турбогенераторах. — Изв. вузов. Энергетика, 1982, № 6, с. 96—98.

28. Эксплуатационный циркуляр № Э—8/80. О контроле состояния прессовки зубцов сердечника статора гидрогенераторов. — М.: Минэнерго СССР, 1980. — 10 с.

29. Петров Ю. В., Сучкова Р. В., Цветков В. А. Анализ вибрационного состояния гидрогенераторов СВ-1500/200-88. — Электрические станции, 1973, № 12, с. 40—42.

30. Кислицкий Б. В., Соколов А. Е. Контроль стыков активной стали статора гидрогенератора. — Электрические станции, 1976, № 1, с. 37—39.

31. Влияние механических воздействий на статорную изоляцию гидрогенераторов/Г. Б. Черников, В. Ф. Верещак, К. П. Перекосова, М. Ф. Калина. — Электрические станции, 1976, № 9, с. 36—39.

32. Цветков В. А. Об источниках магнитной вибрации гидрогенераторов. — Электротехника, 1971, № 3, с. 28—31.

33. Петров Ю. В., Пилюн Л. Б., Цветков В. А. Экспериментальное исследование магнитных вибраций статора гидрогенератора № 4 Гюмушской ГЭС. — Электротехника, 1971, № 2, с. 29—31.

34. Опыт эксплуатационного контроля вибраций статоров гидрогенераторов/П. С. Кабанов, С. Г. Лужнова, В. Д. Мирошниченко и др. — Электрические станции, 1977, № 5, с. 79—82.

35. Нецевский А. Б., Петров Ю. В. Вибрация сердечника гидрогенератора СВ-1160/180-72. — Электротехническая промышленность. Сер. Электрические машины, 1980, вып. 7, с. 17—19.

36. Ремонт сердечника статора гидрогенераторов по результатам инструментального контроля стыков/Н. Ф. Воденев, Б. В. Кислицкий, М. Ф. Калина, Г. П. Мельников. — Электрические станции, 1977, № 7, с. 41—44.

37. Ипатов П. М., Дукштау А. А. О действии гармонических м.д.с. обмотки статора с дробным числом пазов на полюс и фазу. — Электротехника, 1965, № 1, с. 8—10.

38. Петров Ю. В. Собственные частоты статоров крупных гидрогенераторов. — Электротехника, 1980, № 8, с. 5—8.

39. Дукштау А. А., Анчуков А. Н. О вибрации сердечника статора гидрогенератора. — Электрические станции, 1972, № 4, с. 21—24.

40. Ипатов П. М., Дукштау А. А., Детинко Ф. М. Вибрации гидрогенераторов. — Электричество, 1967, № 11, с. 48—52.

41. Нецевский А. Б., Геллер Р. Л., Щетинин А. Д. Устранение симметрии воздушного зазора в гидрогенераторе типа СВ-1340/150-96. — Электрические станции, 1975, № 1, с. 45—48.

42. Ремонт узлов гидрогенератора/В. Н. Ховко, А. Ф. Яковлев, Л. А. Прихно, Г. В. Видков. — Энергетик, 1969, № 7, с. 24—27.

43. О контроле вибрационного состояния статоров гидрогенераторов. — В кн.: Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (Электротехническая часть)/Минэнерго СССР. — М.: Энергоиздат, 1981, с. 265—286.

44. Петров Ю. В. Магнитные вибрации статора гидрогенератора с оборотными частотами. — Тр. ВНИИЭ, 1977, вып. 53, с. 76—87.

45. Долгополов В. М., Рансевич Б. Н. Методы определения и устранения

причин вибраций гидрогенераторов. — [Электрические станции, 1971, № 8, с. 71—73.

46. Egger H., Leschanz A., Zwignagl W. Untersuchungen und Spannungsdauerfestigkeit von Generatorisierungen unter dem Einfluss von Spannungsprüfungen. — Elektrotechnik und Maschinenbau, 1980, H. 7, S. 275—280.

47. О мерах по предотвращению износа изоляции из-за ионизационного разрушения и по продлению срока службы обмоток статоров гидрогенераторов. — Электрические станции, 1981, № 10, с. 74—76

48. Evans D. L. IEEE Working Group Report of Problems with Hydrogenerator Thermoset Stator Windings. — IEEE Trans. on PAS, 1981, vol. 100, № 7, p. 3284—3303.

49. Изоляция Монолит-2 для тягового электромашиностроения/Н. В. Александров, С. Г. Трубочев, В. Г. Огоньков и др. — Электротехника, 1972, № 5, с. 1—4.

50. Бажанов С. А., Воскресенский В. Ф. Профилактические испытания изоляции оборудования высокого напряжения. — М.: Энергия, 1977. — 288 с.

51. Tulodziecka E. Wplyw oleju na własnosć mechanicznę izolacji bitumicznej uzwojenia stojana generatora. — Energetyka, 1973, N.5. Biuletyn Instytutu energetyki, № 5/6, p. 44—46.

52. Баженова Т. Ю., Левит-Гуревич А. Л., Преснов Ю. Л. Деформация терморезистивной изоляции при укладке статорной обмотки крупных электрических машин. — Электросила, 1974, № 30, с. 141—143.

53. Чистяков А. А., Московская В. В. Исследование деформаций изоляции Монолит стержней обмотки статора гидрогенератора мощностью 300 МВт. — Электротехника, 1977, № 2, с. 13—15.

54. Wichmann A. Funktionalbewertung von Hochspannungs-isolierungen großer elektrischer Maschinen. — ETZ—A, 1971, Bd 92, № 7, S. 429—433.

55. Ваксер Б. Д., Карымов А. А., Чистяков А. А. Термомеханические напряжения в стержнях обмотки статора на макете гидрогенератора. — Электротехническая промышленность. Сер. Электрические машины, 1974, вып. 4, с. 15, 16.

56. Ваксер Б. Д., Житомирский А. А., Преснов Ю. Л. Функциональные испытания статорной изоляции высоковольтных генераторов. — Всемирный электротехнический конгресс, 1977, секция 3А. Доклады. — М.: 1977, — 16 с.

57. Meyer H. Vergleichende Funktionprüfungen an Wicklungsisolationen großer elektrischer Maschinen. — Siemens Forschungs und Entwicklungsberichten, 1976, Bd 5, № 4, S.272—277.

58. Юдов М. Ф. Вибрация и деформация обмоток статоров синхронных машин. — М.: Энергия, 1968. — 157 с.

59. Прадо Ф. Х., Элькинд Ю. М. Влияние электромагнитного момента и сил магнитного тяжения на колебания обмоток статора синхронной машины. — Электричество, 1965, № 10, с.52—57.

60. Исследование крепления стержней обмотки статора гидрогенератора/Б. Д. Ваксер, А. А. Житомирский, В. О. Коган и др. — Электротехника, 1975, № 12, с. 20—22.

61. Влияние механических деформаций компаундированной изоляции на ее электрическую прочность/Ю. Л. Аронштам, Ф. Х. Прадо, Ю. М. Элькинд, М. Ф. Юдов. — Тр. ВНИИЭ, 1966, вып. 25, с. 77—89.

62. Самородов Ю. Н. О соотношении крутящих и изгибающих моментов, возникающих в лобовой части обмотки статора при ее нагружении. — Электротехническая промышленность. Сер. Электрические машины, 1973, вып. 4, с. 7, 8.

63. Кулаковский В. Б. Профилактические испытания и дефекты изоляции крупных электрических машин. — М.: Энергия, 1970. — 184 с.

64. Самородов Ю. Н. Испытание изоляции высоковольтных электрических машин на знакопеременное кручение. — Электротехническая промышленность. Сер. Электротехнические материалы, 1973, вып. 10, с. 8, 9.

65. Аронштам Ю. Л., Цветков В. А. Экспериментальное исследование износа изоляции обмотки статора генератора при трении. — Тр. ВНИИЭ, 1974, вып. 44, с. 69—75.

66. Сви П. М. Профилактический контроль состояния паек статоров электрических машин. — М.: Энергия, 1968. — 40 с.

67. **Mogavac M., Sie T. H., Wohlfahrt O.** Kontrolle der Fertigungsqualität von Isolationen der Stator-Wicklungen rotierender Hochspannungsmaschinen. — Bull. ASE, 1963, vol. 54, № 5, S. 279—284.

68. **Ваксер Б. Д., Петров В. В., Преснов Ю. Л.** Измерение частичных разрядов в изоляции электрических машин высокого напряжения. — Электрические станции, 1975, № 4, с. 56—59.

69. **А. с. 762097 (СССР).** Устройство для обнаружения разрядов и определения места их возникновения в обмотке/Л. И. Брауде, В. Б. Кулаковский, В. В. Маслов, В. О. Фрейеров, Г. М. Шалыт. в БИ, 1980, № 33, с. 264.

70. **Kurtz M., Lyles J. F.** Generator Insulation Diagnostic Testing. — IEEE Trans. on PAS, vol. 98, 1979, № 5, p. 1596—1603.

71. **J. E. Timperley.** Incipient Fault Indication through Neutral RF Monitoring of Large Rotating Machines. IEEE Trans. on PAS, vol. 102, 1983, N 3, p. 693—698.

72. **Emery F. T., Harrold R. T.** On Line Incipient Arc Detection on Large Turbine Generator Stator Windings.—IEEE Trans. on PAS, 1980, vol. 99, № 6, p. 2232—2238.

73. **Аронштам Ю. Л.** О возможности анализа повреждений высоковольтной микалентной компаундированной изоляции по ее структуре. — Тр. ВНИИЭ, 1969, вып. 35, с. 138—156.

74. **Элькинд Ю. М.** Контроль вибраций мощных гидрогенераторов. — М.: Энергия, 1979. — 164 с.

75. **Пикульский В. А., Цветков В. А.** Инерционные воздействия колебаний сердечника статора турбогенератора на вибрации лобовых частей его обмотки. — Тр. ВНИИЭ, 1977, вып. 53, с. 49—58.

76. **Решение** Главного технического управления эксплуатации энергосистем Минэнерго Э—1/80 «О проведении вибрационных испытаний мощных синхронных генераторов». Приложение/Б. В. Кислицкий, В. М. Надточий, Н. А. Ронжин, Е. В. Рябов. Методические указания по проведению вибрационных испытаний мощных синхронных генераторов. — М.: 1980. — 38 с.

77. **Кислицкий Б. В., Надточий В. М.** Статистический контроль вибраций обмотки статора. — Электрические станции, 1976, № 9, с. 33—36.

78. **Брызгалов В. И., Кулак В. М., Соколов А. Е.** Оценка вибрационного состояния обмотки статора гидрогенератора по результатам выборочных измерений. — Электрические станции, 1978, № 5, с. 28—32.

79. **Иориш Ю. И.** Виброметрия. — М.: ГНТИМЛ, 1963. — 771 с.

80. **Зак Е. А., Кокунов В. А., Малинский В. Д.** Фотозлектрический стекловолоконный вибропреобразователь с оптической насадкой. — В сб. Виброметрия. — М.: МДНТП имени Ф. Э. Дзержинского, 1982, с. 104—106.

81. **Цветков В. А.** Влияние вибраций на эксплуатационное состояние обмотки статора мощных синхронных генераторов. — Электрические станции, 1975, № 1, с. 48—50.

82. **Прадо Ф. Х.** Усиление креплений обмотки статора гидрогенератора. — Электрические станции, 1962, № 12, с. 76—78.

83. **Абрамович Б. Г., Каргавцев В. Ф.** Цветные индикаторы температур. — М.: Энергия, 1978. — 214 с.

84. **Нецевский А. Б.** Определение сил одностороннего магнитного тяжения в гидрогенераторах. — Электротехника, 1977, № 2, с. 4—7.

85. **Гольденберг С. И.** Определение остаточного натяга в роторах гидрогенераторов. — Электрические станции, 1974, № 4, с. 65—67.

86. **Нецевский А. Б.** Об учете насыщения при расчете магнитных потоков в гидрогенераторе с асимметричным воздушным зазором. — Электричество, 1978, № 10, с. 71—73.

87. **Коваль А. А., Нецевский А. Б.** Анализ спектра индукции при асимметрии магнитного поля в воздушном зазоре гидрогенераторов. — Электричество, 1981, № 8, с. 13—17.

88. **Коваль А. А., Нецевский А. Б.** Эксплуатационный контроль асимметрии магнитного поля в воздушном зазоре гидрогенератора. — Энергетика и электрификация, 1984, № 2, с. 17—20.

89. **Инструкция** по эксплуатации и ремонту генераторов на электростанциях. — М.: Энергия, 1982. — 81 с.

90. **Методические указания** для электрических испытаний синхронных генераторов. — Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1966. — 128 с.

91. **Правила** устройства электроустановок (ПУЭ-76). — 5-е изд. — Разд. III, гл. III-4. — М.: Атомиздат, 1981. — 80 с.

92. **Альпер Т. И., Сергиевская Т. Г.** Охлаждение гидрогенераторов. — М.: Энергия, 1969. — 200 с.

93. **Гущин Е. В.** Результаты тепловых испытаний гидрогенераторов типа СВ-1250/170-96 с непосредственным измерением температуры меди обмотки статора. — Электрические станции, 1963, № 12, с. 32, 33.

94. **Методические указания** по проведению испытаний на нагрев генераторов. — Москва: СЦНТИ ОРГРЭС, 1970. — 51 с.

95. **Прибор** для выявления стержней с увлажненной изоляцией в обмотке статора гидрогенераторов/В. Д. Амбросович, В. Б. Бережанский, Э. Ф. Шевцов, В. Г. Буров. — Электрические станции, 1974, № 2, с. 58—62.

96. **Гуревич Э. И., Мамиконянц Л. Г.** Некоторые задачи диагностики теплового состояния электрических машин. — Электричество, 1979, № 10, с. 20—26.

97. **Указания** по проведению натуральных испытаний подпятников гидроагрегатов. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1978. — 48 с.

98. **Костин К. Ф.** Подпятники на гидравлических опорах для мощных гидроагрегатов. — М.: Энергия, 1978. — 94 с.

99. **Александров А. Е.** Подпятники гидроагрегатов. — М.: Энергия, 1975. — 289 с.

100. **Александров А. Е.** Подпятники гидроагрегатов с принудительной подачей смазки к поверхностям трения при пусках. — М.: Энергия, 1972. — 86 с.

101. **Кеба И. В.** Диагностика авиационных газотурбинных двигателей. — М.: Транспорт, 1980. — 248 с.

102. **Харазов А. М.** Техническая диагностика гидроприводов машин. — М.: Машиностроение, 1979. — 112 с.

103. **Бибер Л. А., Жданова Ю. Е., Коваль А. А.** Установка для стационарного контроля вибрации мощных гидроагрегатов. — В кн.: Вибрационная техника. — М.: МДНТП имени Ф. Э. Дзержинского, 1974, с. 94—96.

104. **Система** теплового контроля мощных гидрогенераторов /В. С. Бахмутский, Н. И. Гореликов, Э. П. Дзисяк и др. — Приборы и системы управления, 1978, № 3, с. 20—23.

105. **Геллер Р. Л., Нецевский А. Б., Синаюк С. Л., Элькинд Ю. М.** Сравнительная оценка значимости начальных дефектов гидрогенераторов. — Электричество, 1981, № 11, с. 40—43.

106. **Обоснование** очередности разработки устройств, необходимых для диагностирования дефектов/Р. Л. Геллер, А. Б. Нецевский, С. Л. Синаюк, Ю. М. Элькинд. — Дефонированная рукопись № 1029ЭН—Д82. — 10 с.

107. **Контроль** средней температуры обмотки ротора гидрогенератора ИК-пирометром «ИТОР»/В. О. Амбросович, Д. Д. Вальчихин, Г. А. Горкин, А. И. Пармонов. — Вопросы надежности, автоматического контроля и защиты синхронных генераторов. — М.: ВНИИЭлектромаш, 1974, вып. 1, с. 86—94.

108. **Виброакустические** методы оценки состояния крайних пакетов сердечника статора мощных гидрогенераторов / Л. А. Бибер, А. Г. Боровков, Я. А. Карпин, В. Н. Львов, А. В. Штейншнейдер. — Электрические станции, 1983, № 12, с. 48—50.

109. **S. C. Barton, C. C. Carson, R. S. Gill.** Implementation of pirolisate analysis of materials employing tagging compounds to locate an overheated area in a generator. — IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, 1981, vol. PAS 100, № 12, p. 4983—4989.

110. **Перспективные** методы контроля перегревов активных элементов гидрогенераторов / Е. В. Гущин, Н. С. Кернер, Б. Н. Клиг, Ю. М. Элькинд. Энергетика и электрификация, 1984, № 2, с. 20—22.

111. **Jams E. Timperley.** Incipient fault identification through neutral of monitoring of large rotating machines. — IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, 1983, vol. PAS 102, № 3, p. 693—698.

112. **Самолетный** анализатор микроструктуры облаков (САМО) «Арагац-751». Разработка СКТБ аэрозольных приборов и улавливателей (г. Ереван). — Гидрометеониздат, 1981. — 5 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
Глава первая. Общие сведения о дефектах	8
1.1. Особенности вертикальных гидрогенераторов	8
1.2. Дефекты и их признаки	12
1.3. Причины возникновения ключевых дефектов гидрогенераторов	16
1.4. Структурные схемы развития дефектов	18
Глава вторая. Дефекты стальных конструкций статоров гидрогенераторов	20
2.1. Элементы стальных конструкций	20
2.2. Ослабление прессовки активной стали сердечника	24
2.3. Ослабление стыковки и вибрация сердечника	30
2.4. Вибрация сердечника из-за неудачной схемы обмотки статора	40
2.5. Асимметрия расточки статора	43
2.6. Низкочастотная вибрация статора	46
2.7. Рекомендации по осмотрам и измерениям вибрации стальных конструкций статора	49
Глава третья. Дефекты обмотки статора	52
3.1. Конструкция элементов обмотки	52
3.2. Дефекты изоляции, вызванные тепловыми воздействиями	57
3.3. Дефекты изоляции, вызванные электрическими воздействиями	61
3.4. Дефекты изоляции, вызванные воздействием окружающей среды	70
3.5. Дефекты изоляции, вызванные механическими воздействиями	79
3.6. Дефекты контактных соединений лобовых частей и шинопроводов обмотки статора	89
3.7. Трещины и изломы элементарных проводников	90
3.8. Витковые замыкания и замыкания элементарных проводников	91
Глава четвертая. Методы и средства контроля изоляции обмоток статора	93
4.1. Измерение сопротивления изоляции и определение коэффициента абсорбции	93
4.2. Испытания изоляции напряжением промышленной частоты	98
4.3. Испытания изоляции выпрямленным напряжением	102
4.4. Измерение интенсивности частичных разрядов с помощью электромагнитных датчиков	107
4.5. Микроструктурный анализ изоляции	112
4.6. Выявление дефектов изоляции путем осмотров	114
4.7. Контроль вибрационного состояния обмоток статора	119
Глава пятая. Дефекты ротора гидрогенератора	124
5.1. Некоторые конструктивные особенности роторов	124
5.2. Асимметрия магнитного поля в воздушном зазоре гидрогенератора	128
5.3. Увеличение сопротивлений контактных соединений обмоток возбуждения полюсов ротора	135

5.4. Увеличение сопротивлений контактных соединений успокоительных обмоток	137
5.5. Снижение сопротивления изоляции контактных колец и щеточного аппарата и искрение щеток	138
5.6. Снижение механической прочности других конструктивных узлов ротора	139
5.7. Снижение сопротивления изоляции цепей возбуждения	140
5.8. Рекомендации по обследованию конструктивных элементов ротора гидрогенератора	142
Глава шестая. Дефекты систем охлаждения гидрогенераторов	145
6.1. Основные сведения о системах охлаждения	145
6.2. Дефекты систем косвенного воздушного охлаждения гидрогенераторов	148
6.3. Дефекты систем непосредственного водяного охлаждения обмоток статора гидрогенераторов	150
6.4. Штатный технологический контроль теплового состояния гидрогенераторов	152
6.5. Специальные методы контроля местных перегревов гидрогенераторов	154
Глава седьмая. Опорные конструкции и их дефекты	156
7.1. Характеристика усилий, действующих на опорные конструкции	156
7.2. Подпятники и направляющие подшипники	158
7.3. Основные дефекты подпятников и направляющих подшипников	174
Глава восьмая. Системы диагностики гидрогенераторов	191
8.1. Общие положения	191
8.2. Состояние разработок в области технической диагностики	194
8.3. Ранжирование ключевых дефектов и устройств для их диагностирования	208
8.4. Некоторые аспекты создания и совершенствования методов и средств обнаружения дефектов	215
Список литературы	225

Пре
Вве,
Г л

Г л

Г л а

АНАТОЛИИ ЕВГЕНЬЕВИЧ АЛЕКСАНДРОВ,
ЕВГЕНИИ ВИКТОРОВИЧ ГУШИН,
ВИКТОР БОРИСОВИЧ КУЛАКОВСКИЙ,
ЛЕВ ГРАЗДАНОВИЧ МАМИКОНЯНЦ,
АНАТОЛИИ БРОНИСЛАВОВИЧ НЕЦЕЕВСКИЙ,
ЮРИИ ВАСИЛЬЕВИЧ ПЕТРОВ,
ЮРИИ НИКОЛАЕВИЧ САМОРОДОВ,
ЮЛИИ МАРКОВИЧ ЭЛЬКИНД

Г л а

ОБНАРУЖЕНИЕ ДЕФЕКТОВ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Редактор издательства И. А. Сморгчова
Переплет художника С. А. Киреева
Художественные редакторы В. А. Гозак-Хозак,
Ю. В. Созанская
Технический редактор А. С. Давыдова
Корректор З. Б. Драновская
ИБ № 2956

Сдано в набор 11.05.84. Подписано в печать 12.10.84. Т-20508
Формат 60×90^{1/16}. Бумага типографская № 1. Гарнитура литературная
Печать высокая Усл. печ. л. 14,5. Усл. кр.-отг. 14,5. Уч.-изд. л. 17,71
Тираж 2200 экз. Заказ 268 Цена 1 р. 30 к.
Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Г л а

Московская типография № 4 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли,
129041, Москва, Б. Переяславская, 46