

Информационное агентство  
**Энергопресс**

ISSN 2312-055X

**4'2016**

# Новое в российской электроэнергетике

*С праздником!*



**НОВОЕ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**  
**Ежемесячный научно-технический электронный журнал**  
**№ 4 апрель 2016 г.**

*Издается с января 1997 года*

**Редколлегия**

*Главный редактор*

**Н.Д. Рогалев,**

доктор технических наук, профессор. Ректор НИУ “МЭИ”

*Первый заместитель главного редактора*

**В.Д. Буров,**

кандидат технических наук, профессор НИУ “МЭИ”

*Ответственный секретарь*

**Е.Ф. Галтеева,**

кандидат технических наук, заместитель директора  
ООО Информационное агентство “Энерго-пресс”

**Члены редколлегии:**

**Э.К. Аракелян,** доктор техн. наук, профессор  
НИУ “МЭИ”

**А.В. Богловский,** канд. техн. наук, ст.н.с. НИУ “МЭИ”

**И.П. Верещагин,** доктор техн. наук, профессор  
НИУ “МЭИ”

**В.А. Гашенко,** доктор техн. наук. Зам. директора  
ОАО “ЭНИЦ”

**В.Г. Грибин,** доктор техн. наук, профессор  
НИУ “МЭИ”

**С.А. Грузков,** канд. техн. наук, профессор НИУ “МЭИ”

**В.В. Жуков,** доктор техн. наук, профессор НИУ “МЭИ”

**Ю.И. Жуков,** канд. техн. наук. ОАО “Россети”

**В.М. Зорин,** доктор техн. наук, профессор НИУ “МЭИ”

**А.Т. Комов,** доктор техн. наук, профессор НИУ “МЭИ”

**А.Я. Копсов,** доктор техн. наук, профессор.  
Президент ООО “ИЦ-ГТ”

**В.М. Лавыгин,** канд. техн. наук, профессор  
НИУ “МЭИ”

**Е.Н. Олейникова,** шеф-редактор  
ООО Информационное агентство “Энерго-пресс”

**А.С. Осыка,** канд. техн. наук. Зам. генерального  
директора по производству ОАО “МОСЭНЕРГО”

**Ю.В. Парфенов,** доктор техн. наук, доцент  
НИУ “МЭИ”

**Т.И. Петрова,** доктор техн. наук, профессор  
НИУ “МЭИ”

**А.П. Пильщиков,** канд. техн. наук, доцент.  
ООО Информационное агентство “Энерго-пресс”

**П.В. Росляков,** доктор техн. наук, профессор  
НИУ “МЭИ”

**Б.А. Рыбаков,** канд. техн. наук. Директор  
по развитию ООО “Интерэнерго”

**А.А. Сухих,** доктор техн. наук, профессор  
НИУ “МЭИ”

**Г.В. Томаров,** доктор техн. наук, профессор.  
Генеральный директор ЗАО “Геотерм-ЭМ”

**М.Г. Тягунов,** доктор техн. наук, профессор  
НИУ “МЭИ”

**Р.М. Хазиахметов,** исполнительный директор  
Некоммерческого партнерства “Гидроэнергетика  
России”

Журнал включен 29 декабря 2015 г. в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (перечень ВАК)

Редактор *А.П. Пильщиков*

Корректурa *Г.Н. Грошева*

Верстка *Л.В. Софeyчук*

Подписано к выпуску 28.04.16 Объем 3.0 уч.-изд. л.

Адрес редакции: 111250, Россия, Москва, Красноказарменная ул., д. 17

Телефон/факс (495) 362-7589

E-mail: [avs@energo-press.ru](mailto:avs@energo-press.ru) <http://www.energo-press.info>

## СОДЕРЖАНИЕ

---

---

Номер 4, 2016

---

---

О подписке на электронный журнал “НОВОЕ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ” 4

### Электрические станции и электроэнергетические системы

Проблемы диагностирования электроэрозионного состояния оборудования электрических станций  
**В.М. Курмакаев** 6

### Тепловые электрические станции

Выбор технологии химической очистки обратноосмотических установок на промышленных предприятиях  
**А.А. Пантелеев, В.В. Бобинкин, С.Ю. Ларионов, Б.Е. Рябчиков, В.Б. Смирнов, Д.А. Шаповалов** 22

Разработка методики определения концентрации октадециламина бесконтактным методом  
**Д.Г. Бухаров, А.Е. Верховский, К.Д. Гаджиев, А.Х.С. Сай, М.К. Аунг** 32

Метод получения математических моделей с использованием поисковых алгоритмов  
**В.П. Зверьков, Е.И. Мерзликина, Хоанг Ван Ва** 38

---

---

## Электрические станции и электроэнергетические системы

### ПРОБЛЕМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

© 2016 г. Курмакаев В.М.

ООО “ЮВТЕК”<sup>1</sup>

e-mail: info@juvtek.ru

Представлена актуальность электроэрозионных повреждений энерговырабатывающего оборудования и проблемы его диагностирования. Изложены методы диагностики электроэрозионного состояния в период ремонта и во время эксплуатации турбоагрегатов. Приводятся основные характерные признаки электроэрозионных повреждений, а также методы контроля электроэрозионного состояния и критерии их оценки.

*Ключевые слова:* повреждение турбоагрегата, электроэрозия узлов, проблемы диагностирования, износ подшипников, паразитные наводки, напряжение вала, электромагнитная диагностика, выявление электроэрозии, методы контроля, выплавление баббита, намагниченность узлов, контроль намагниченности, размагничивание, изоляция подшипников, ток заземления, заземляющие щетки, подшипниковые токи.

#### Актуальность электроэрозионных повреждений

Эксплуатация крупных вращающихся машин (турбины, компрессоры, генераторы, синхронные и асинхронные электродвигатели, двигатели постоянного тока) неизбежно сопровождается наводками паразитного напряжения на их валах. Первые повреждения энерговырабатывающего оборудования на электрических станциях, сопровождающиеся довольно большим уровнем наведенного напряжения на их валах, появились в 20–30-е гг. прошлого столетия на агрегатах мощностью более 20 МВт. Проведенные исследования показали, что причиной являются паразитные токи, протекающие между деталями и узлами турбоагрегата и вызывающие их электроэрозионный износ [1]. В 70–80 гг. в большом количестве вновь стали выявляться подобные отказы, т.к. решения, выработанные в первой половине XX века, не обеспечивали полноценную защиту оборудования с высокими эксплуатационными параметрами [1].

Новый всплеск повреждений, в том числе и подшипниковых узлов, начался в 90-е годы и совпадает с внедрением статических тиристорных систем возбуждения генераторов. Их применение вызывает повышенные наводки паразитного напряжения на валах электрических

<sup>1</sup> 195297, Россия, г. Санкт-Петербург, а/я 10. ООО “ЮВТЕК”.

машин [2, 3]. Положение усугубляется модернизацией энергетического оборудования, связанной с увеличением удельной мощности, которая вызывает рост остаточной намагниченности узлов, что также приводит к увеличению паразитных наводок (опытные данные компании «ЮВТЕК» по размагничиванию и диагностике электромагнитного состояния более 100 турбоагрегатов различного типа).

Следует отметить, что за последние годы наблюдается существенный рост отказов турбоагрегатов по причине повреждений подшипников. Так, по данным ОРГРЭС [4], на ТЭС страны за 1989–1990 гг. отказ из-за повреждений подшипников составлял 11–12%. В 2000–2003 гг. это число составляло уже 16.0%, причем был отмечен рост «эрозионных» повреждений (анализ повреждений турбоагрегатов «Центрэнерго» [5]). По данным УралВТИ [6], за последние 25 лет повреждения подшипников составили 25% общего числа повреждений (результаты обследования более 800 турбоустановок). При этом повреждения, которые могут быть отнесены к электроэрозионным, составили 44% для радиальных подшипников (подплавления, выкрашивание, отслоение, скол, растрескивание) и 39% для осевых подшипников (подплавления и выплавление баббитовой заливки колодок). Время восстановления по причине отказов подшипников доходит до 30% общего времени ремонта. По данным РАО «ЕЭС России» [7], в 1991–1996 гг. электроэрозионные повреждения подшипников и валов встречались на 40% обследованных турбоагрегатах.

Так, казалось бы, несущественная проблема электроэрозионных повреждений приводит к существенным убыткам из-за простоя энергооборудования. Например, для турбины К-200 единичный аварийный останов, вызванный повышением температуры подшипника вследствие электроэрозионных процессов, обойдется в 42 млн руб.

### **Проблемы диагностирования**

Чем объясняется растущее число отказов, вызванных электроэрозионными повреждениями? Во-первых, это недоработки в руководящих документах (РД), хотя они были выпущены еще в 80-е годы, и в них были определены минимально необходимые меры защиты [1, 8]. Однако отсутствие конкретных норм в РД, отсутствие норм у заводов-изготовителей энергооборудования и противоречия в научной литературе [9] приводят к тому, что нет четких правил эксплуатации, нет критериев оценки повреждений и, как следствие, – продолжение отказов оборудования и по сей день [1–3, 5–7, 13–14].

Во-вторых, это разделение энерговырабатывающего оборудования на тепломеханическую и электромеханическую части. Со стороны электротехнических служб электростанций отсутствует заинтересованность в данной проблеме, так как большая часть электроэрозионных повреждений происходит или на узлах турбины, или на узлах, примыкающих к валопроводу, что является зоной ответственности турбинного цеха. К тому же у заводов-изготовителей турбогенераторов вообще отсутствуют какие-либо нормативные документы на эту тему. В итоге, проблемой, имеющей электромагнитную природу, вынуждены заниматься специалисты-тепломеханики [1].

Первопричиной данных повреждений являются именно электромагнитные процессы, протекающие в турбоагрегате, к ним относятся:

- электризация роторов турбины из-за трения рабочих лопаток о пар;
- повышенная намагниченность узлов турбоагрегата;
- несимметрия магнитного поля генератора;
- работа тиристорных систем возбуждения.

Существующий подход и методы борьбы не способны в полной мере предотвратить электроэрозионные повреждения [9]. Необходимо учитывать, что они происходят при одновременном воздействии как электрических, так и механических факторов. К механическим относятся качество масла, повышенная вибрация, задевание вала о корпус, перекосы (опрокидывание) вкладышей, снижение сопротивления изоляции подшипников и т.п. В настоящее время борьба осуществляется на уровне устранения причин механического характера. А это весьма затратное мероприятие и может идти в ущерб текущей выработки электроэнергии, так как связано с технически сложными работами. Из практики ЮВТЕК следует, что в большинстве случаев устранение “электромагнитной” составляющей оказывается более действенным методом.

Эксплуатационные и ремонтные службы недостаточное внимание уделяют данной проблеме. Подавляющая часть повреждений просто списывается на технологические и эксплуатационные причины (механический износ, усталость металла, некачественная заливка подшипников, повышенная вибрация, низкое качество масла). Это происходит из-за незнания характерных признаков повреждений и отсутствия методик по определению электроэрозионного состояния [1].

В свою очередь, электроэрозия возникает на ответственных узлах турбины/генератора и может приводить к серьезным повреждениям, таким как изменение рабочих зазоров в подшипниковых узлах, частичное или полное выплавление баббитовой заливки вкладышей подшипников, задевание роторов о проточную часть цилиндров при изменении осевых и радиальных зазоров в подшипниках, неравномерный износ шеек валов, повреждение рабочих поверхностей деталей узла регулирования, повреждение зеркал жестких муфт, ускоренный износ зубчатых пар, высокий уровень остаточной намагниченности деталей и узлов. Это приводит к существенным потерям за счет простоя и ремонта оборудования. В связи с этим становится актуальным применение методов по диагностированию электроэрозионных процессов для своевременного выявления и предотвращения повреждений.

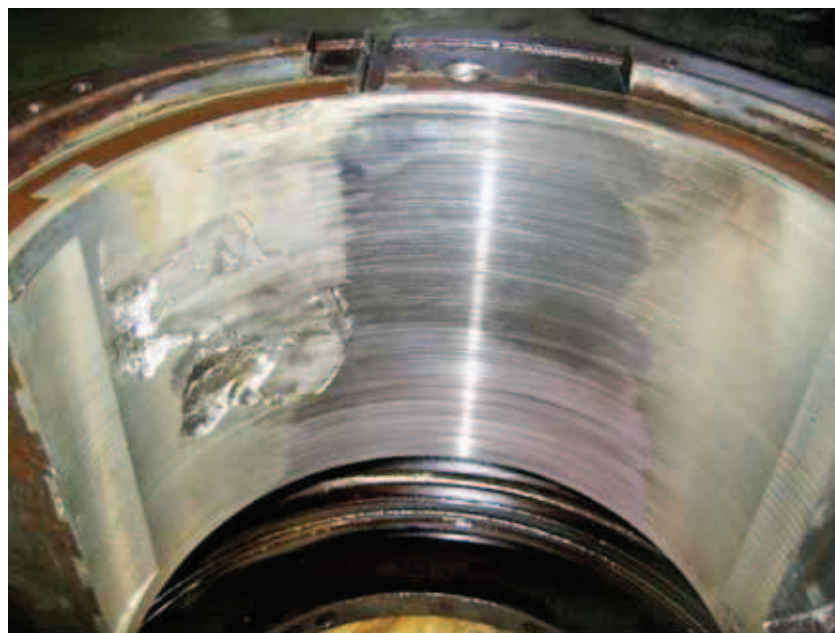
## **Методы диагностирования**

### ***Выявление повреждений***

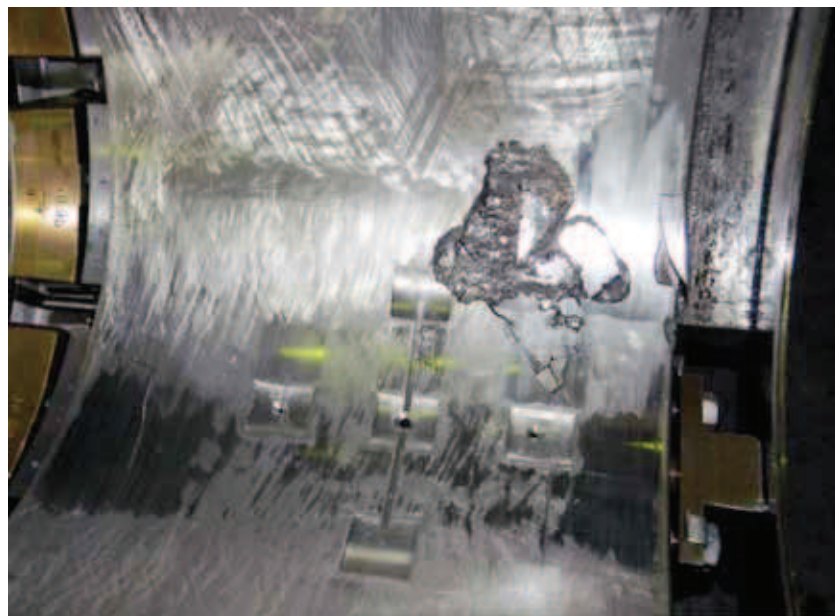
Основным методом диагностирования на данный момент является выявление повреждений в период ремонтов. Электроэрозионные процессы, протекающие в турбоагрегате, вызывают вполне конкретное воздействие и, как следствие, конкретные повреждения узлов, что с боль-

шой достоверностью позволяет их определять. Многолетний опыт специалистов ЮВТЕК позволил выявить признаки и разработать методику определения повреждений. При наличии у персонала определенного опыта данный метод обладает высокой достоверностью.

**Повреждения опорных подшипников.** Большинство электроэрозионных повреждений происходит в подшипниковых узлах, а именно на вкладышах в зоне максимального давления (в области обрыва масляного клина) (рис. 1).



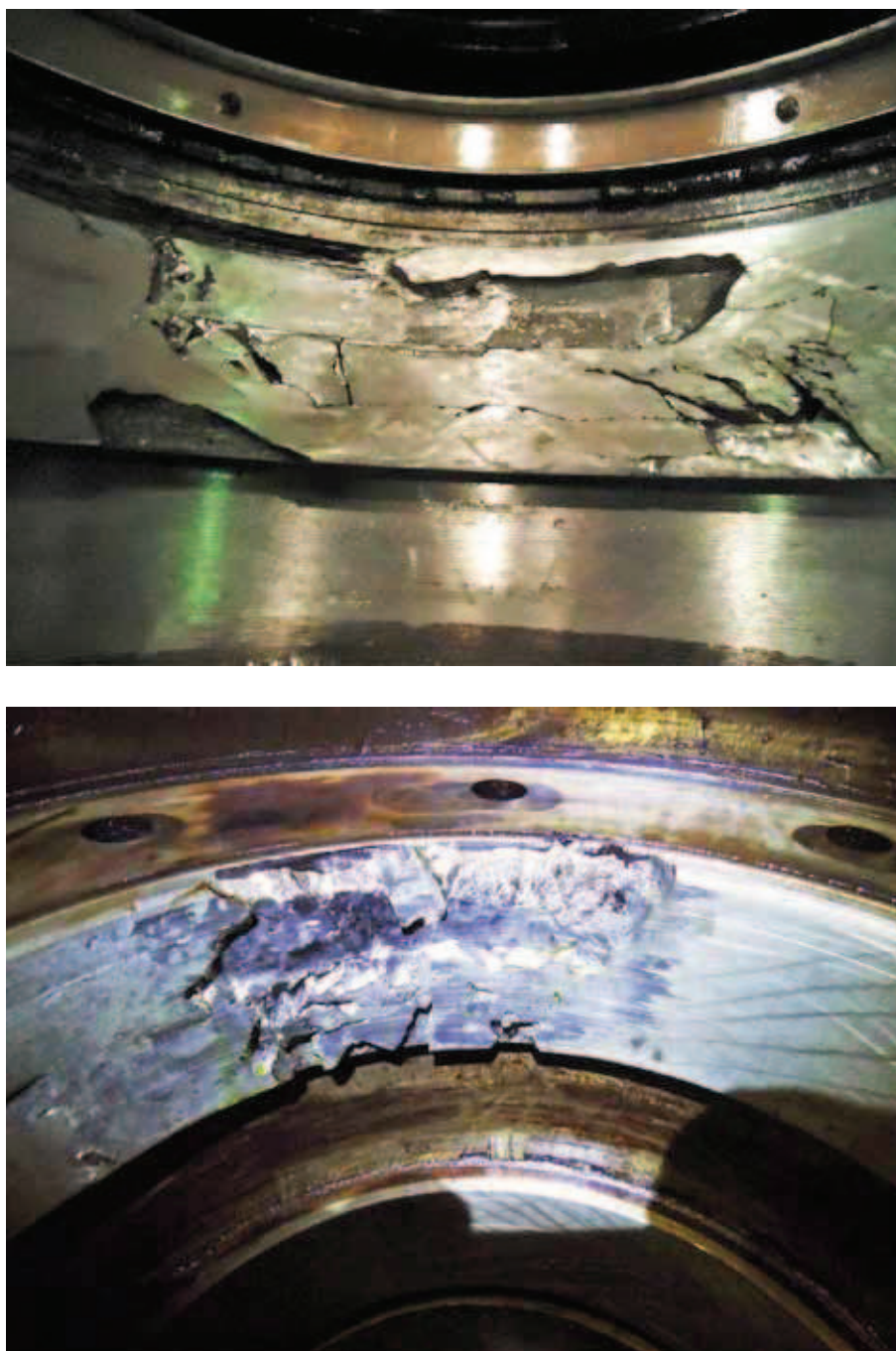
а)



б)

**Рис. 1.** Типичное место (а) и вид электроэрозионных повреждений (б) на вкладышах втулочного подшипника

При цилиндрической расточке – это нижняя половина вкладыша, при “лимонной” расточке добавляется область на верхней половине, расположенная диаметрально (рис. 2). Течение масла, выходящего из-под вала, имеет турбулентный характер (вспенивается). Это вызывает снижение



**Рис. 2.** Электроэрозионное выплавление (выкрашивание) баббита на верхних вкладышах втулочного подшипника с “лимонной” расточкой

диэлектрической проницаемости среды [10] и уменьшение омического сопротивления масляной пленки, что приводит к искровому пробую именно в этом месте.

Типичные повреждения баббитовой заливки имеют вид выплавлений (см. рис. 1, 2), разнообразных каверн (рис. 3) и хрупкого растрескивания (рис. 4). Каверны/язвы представляют собой бесформенные области с оплавленной поверхностью и острыми краями глубиной 1.0–5.0 мм, которые никак нельзя классифицировать как механические/термомеханические, так как последние имеют вид “наплывов”, “натаскиваний”, “задиров”, “надрывов”, “натиров”, “вмятин” [6, 11, 12].



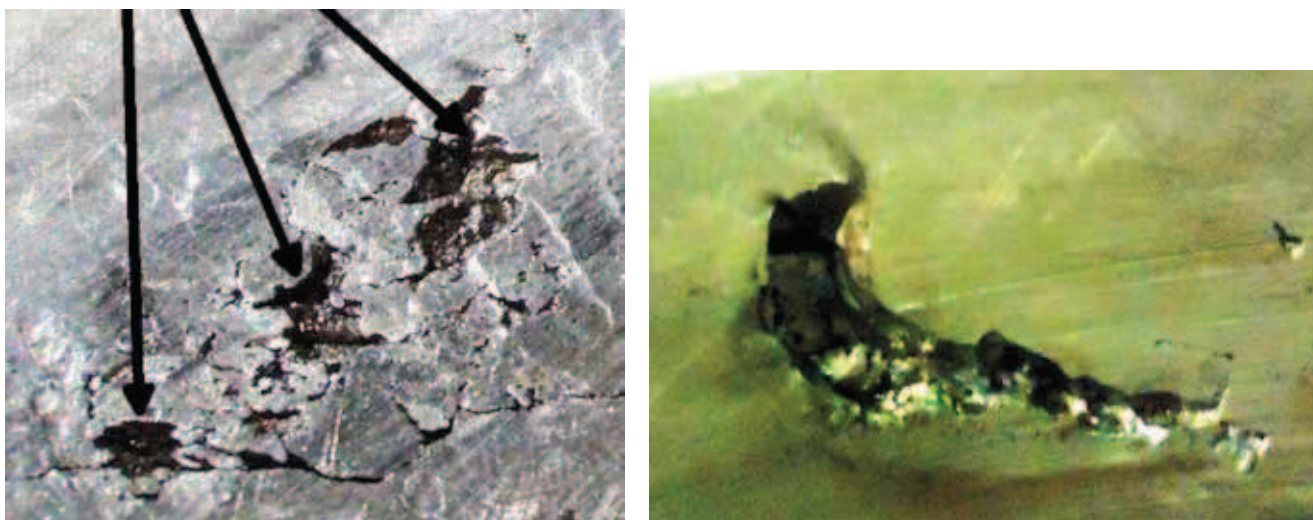


Рис. 3. Повреждение баббитовой заливки подшипника в виде каверн

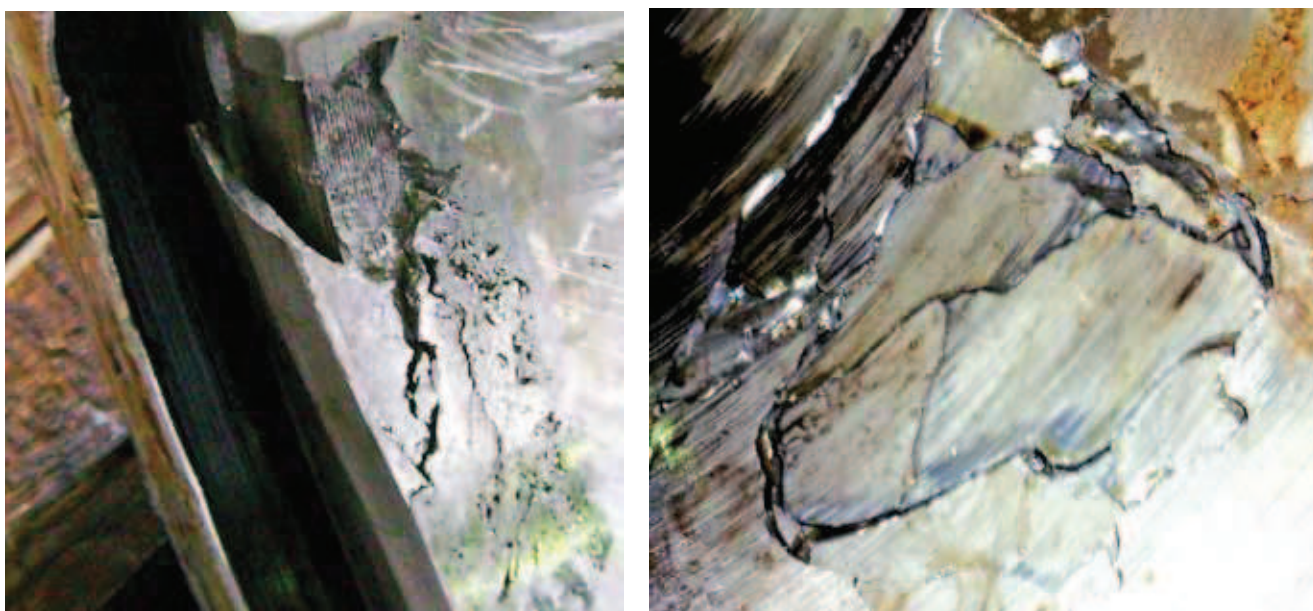


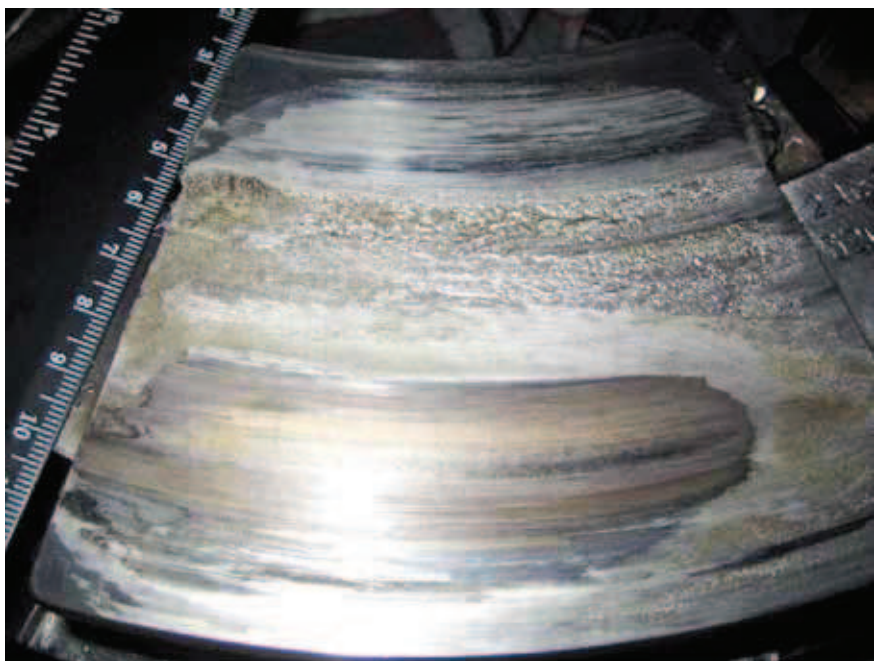
Рис. 4. Повреждение баббитовой заливки подшипника в виде хрупкого растрескивания

Области хрупкого растрескивания (при многократном увеличении) состоят из отдельно расположенных каверн и выплавлений меньшего размера (примерно 0.1–0.5 мм), через которые распространяются трещины (см. рис. 4). Каверны/выплавления образуются при локальном температурном воздействии, которое может быть вызвано только электродуговыми разрядами [11, 13–15]. При этом на остальной поверхности вкладыша, как правило, отсутствуют следы температурных воздействий.

**Повреждения упорных подшипников.** Довольно большое число аварийных отключений по причине осевого сдвига спровоцировано электроэрозионным износом. Особенно часто это встречается, где турбогенератор имеет тиристорную систему возбуждения. Подавляющее число повреждений происходит на рабочих колодках, в зоне минимальной толщины масляного клина (рис. 5).



а)



б)

**Рис. 5.** Расположение повреждений на рабочих колодках упорного подшипника.  
*а* – электроэрозионное воздействие; *б* – термомеханическое воздействие

На упорном гребне, как правило, обнаруживаются последствия только термомеханических процессов. Связано это с тем, что электродуговые разряды ухудшают качество рабочей поверхности, а также уменьшают плотность масляного клина вследствие наличия газовых полостей разрядов. Это вызывает снижение несущей способности подшипника и последующее повреждение поверхности колодок (натаскивание, выплавление) и упорного гребня (износ, натирь) уже вследствие термомеханического воздействия. Здесь проблема заключается в сложности выявления электроэрозионного износа и принятия правильных мер при последующей эксплуатации.

В “чистом виде” электроэрозия колодок выглядит, как каверны и области “шероховатости”, расположенные со стороны сбегającego края (в зоне максимального давления) (рис. 6).

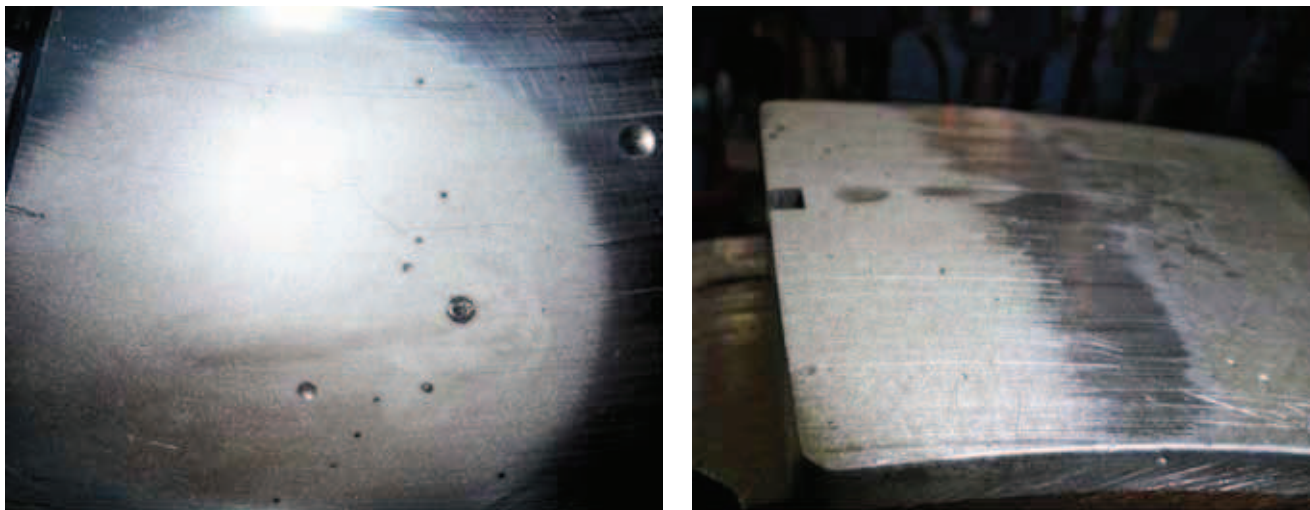
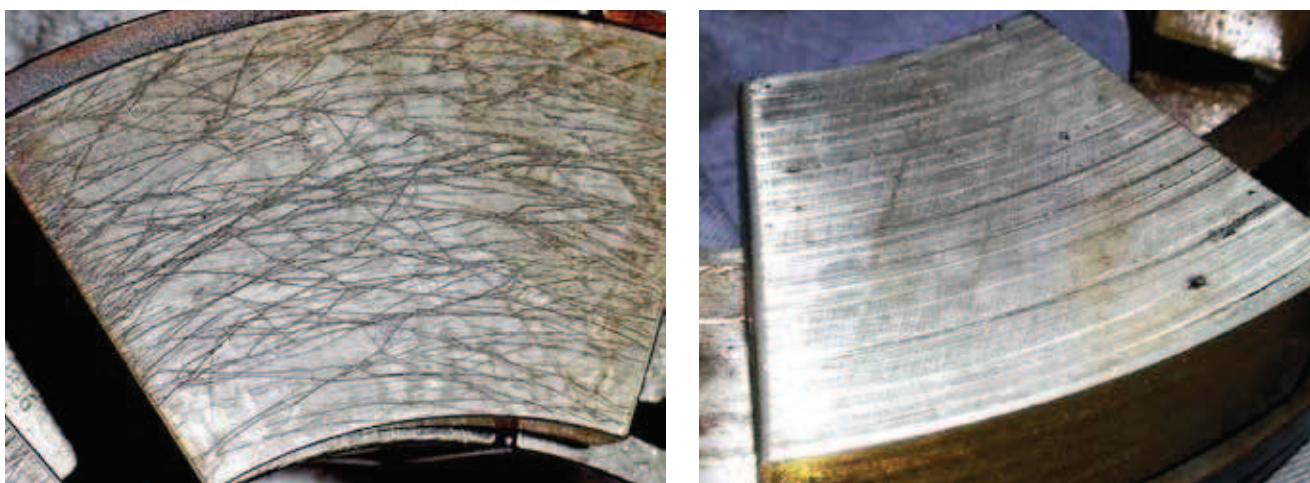


Рис. 6. Типичный вид электроэрозии на колодках упорного подшипника

Каверны представляют собой “ванну” диаметром до 5.0 мм с оплавленной поверхностью. Области “шероховатости” (при детальном рассмотрении) состоят из хаотично расположенных точечных каверн (как “проколы” от иголки) диаметром менее 0.1 мм. Представленные повреждения имеют классический вид от воздействия высокотемпературных процессов, вызванных электродуговыми разрядами [6, 11, 13, 14, 15]. Встречаются электроэрозионные повреждения колодок и вкладышей подшипников в виде криволинейных канавок (рисок) на поверхности баббитовой заливки, называемых “подшипниковые черви” (рис. 7). Они не могут быть вызваны механическим воздействием, так как в этом случае имели бы вид круговых (концентрических) “рисок” и “натаскиваний” на рабочей поверхности без резких изменений траектории.



а)

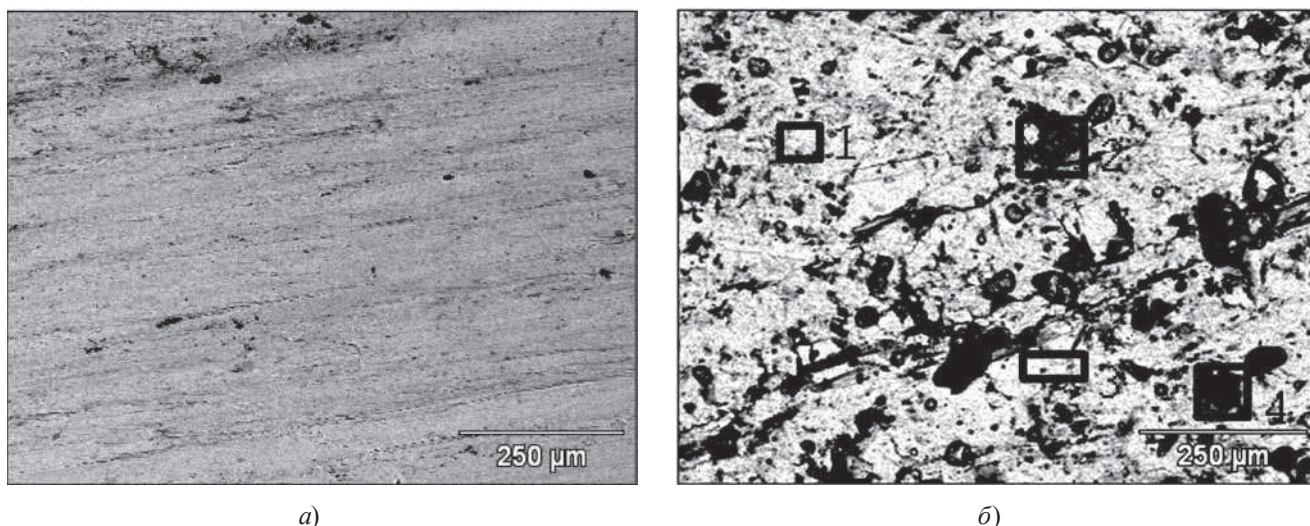
б)

Рис. 7. Повреждение рабочих колодок упорного подшипника.

а – электроэрозионный износ “подшипниковые черви”; б – механический износ

Объективным методом выявления электроэрозионных повреждений в период ремонтов является контроль при помощи электронного микроскопа и спектральный анализ поверхности баббита. При этом исследуются поврежденные и неповрежденные участки баббита с одного вкладыша.

Неповрежденные участки имеют однородную поверхность со следами “рисок”, получаемых в процессе изготовления, и однородную микроструктуру баббита (рис. 8, 9). Участки с электроэрозионным повреждением имеют неоднородную (рыхлую) поверхность, как правило, состоящую из кратеров/каверн, и неоднородную микроструктуру баббита на границе в виде повышенной концентрации твердых кристаллов (фазы “медь–олово”), вызванной локальным перегревом поверхности вследствие электродуговых разрядов. Кратеры в этом случае имеют явно выраженный поверхностный характер и вызваны внешним воздействием, но не механического происхождения, так как отсутствуют следы “натаскиваний”, “задиоров”, “наплывов”, “натиров”, “вмятин” [6, 11, 12].

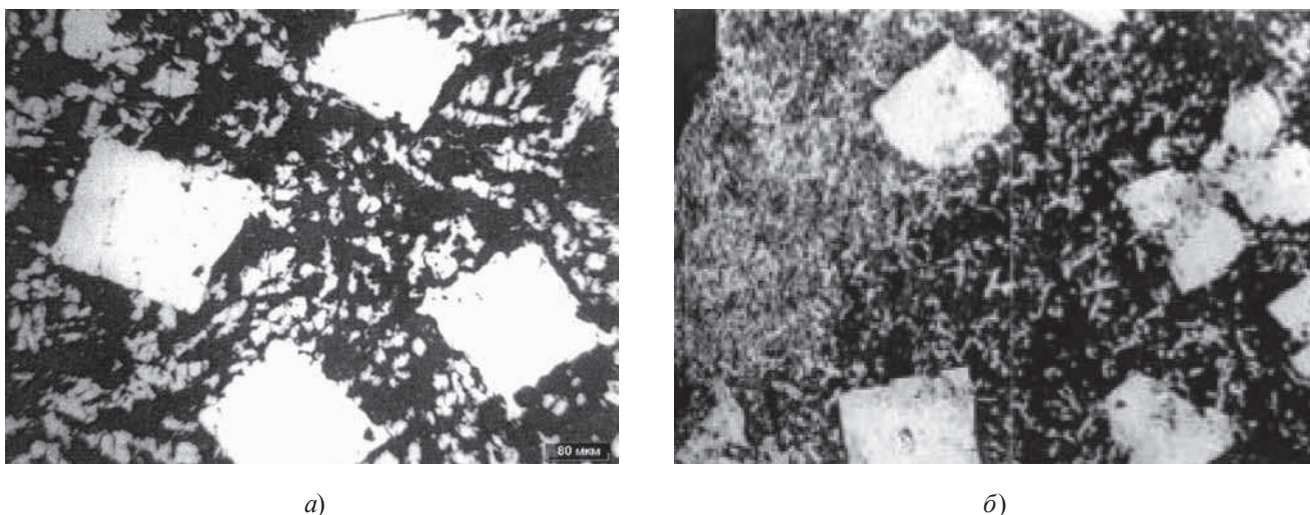


**Рис. 8.** Структура поверхности баббитовой заливки подшипника.

*a* – неповрежденная область; *б* – область электроэрозионного повреждения

При спектральном анализе определяется процентное содержание углерода на поверхности баббита. Углерод в большом количестве может появиться только как продукт сгорания нефтяного масла [11, 13, 14, 15]. Как правило, неповрежденная поверхность в своем составе содержит не более 1.0% углерода, поврежденная поверхность содержит до 30.0% углерода. Причем, области с максимальным содержанием располагаются локально – в кратерах (см. рис 8, *б*, области 2, 4).

Прогрессивным методом выявления электроэрозионных повреждений в период эксплуатации является совмещенная вибро- и электромагнитная диагностика подшипников скольжения. Так, измеряя при определенных условиях значение и характер паразитного напряжения на валу, тока утечки, мест электродуговых разрядов и имея данные вибрационного состояния подшип-



**Рис. 9.** Микроструктура баббита подшипника.  
*а* – неповрежденная область; *б* – область электроэрозионного повреждения

ника, можно выявлять/прогнозировать наличие электроэрозионных повреждений. В настоящий момент идет накопление статистических данных, отработка методики замеров.

### ***Контроль остаточной намагниченности***

В период ремонтов обязателен контроль намагниченности узлов [8, 17], т.к. повышенное ее значение является одной из основных причин, вызывающих паразитные наводки в узлах турбоагрегата. В руководящих документах отсутствуют данные по предельному уровню намагниченности, периодичности контроля и какой-либо количественной оценке влияния этой намагниченности на степень электроэрозионных повреждений [8, 17, 1]. За “нормальный” уровень остаточной намагниченности принимаются следующие рекомендательные значения [16]:

- 3 Э (3 Эрстед), или 240 А/м, для всех частей ротора, жестких и зубчатых муфт, деталей подшипников и корпуса, примыкающих к ротору;
- 6 Э, или 480 А/м, для наружных частей корпуса турбины, паропроводов и т.п.

По результатам исследований ЮВТЕК, для более 100 турбоагрегатов различного типа и мощности были разработаны нормы, обеспечивающие безаварийную эксплуатацию. Необходимо руководствоваться следующими “предельными” значениями:

- 6 Э, или 480–640 А/м, для всех частей ротора, подшипников и деталей, примыкающих к валопроводу;
- 12 Э, или 960–1120 А/м, для наружных частей корпуса турбины, паропроводов и т.п.

При остаточной намагниченности выше “нормальных” значений [16] операция размагничивания является рекомендуемой. При значениях выше “предельных” – размагничивание узлов необходимо выполнять обязательно для предотвращения повреждений в период эксплуатации [8, 17].

В настоящее время существует широкий выбор средств контроля намагниченности, на рынке представлены разнообразные приборы стоимостью от 30 до 100 тыс. руб. как отече-

ственного, так и зарубежного производства. Для контроля применяются магнитометры (миллитесламетры), или измерители напряженности магнитного поля, с диапазоном не менее 1.0–100 Э (0.1–10 мТл), или 80–8000 А/м. Измерения следует проводить в период капитальных ремонтов (не реже 1 раза в 5–6 лет). Контроль и размагничивание турбоагрегатов в сборе вообще не имеет смысла, так как при этом размагничиваются только шейки роторов и внешние части цилиндра.

Измерения осуществляются на доступных поверхностях узлов турбины/генератора. Датчик следует располагать радиально к поверхности контролируемой детали на расстоянии 5 мм. Для контроля необходимо выбирать “прямые” участки поверхности не ближе 10 мм от углов и выступов, так как в этих местах сконцентрированы магнитные поля рассеивания (что искажает результаты измерения).

На генераторе и возбuditеле контролируют: вал (без активной части ротора), полумуфты ротора и подшипники. На турбине контролируют: роторы, рабочие ступени роторов (лопатки), полумуфты роторов, подшипники, проточную часть цилиндров (диафрагмы, обоймы паровых уплотнений).

### ***Контроль изоляции узлов генератора***

В настоящее время основным методом контроля в период эксплуатации является выявление замыканий изолированных узлов генератора, примыкающих к валу со стороны возбuditеля [8, 17]. Данные узлы изолируют относительно корпуса (“земли”) для разрыва возможных контуров паразитных токов. Персонал электростанций сталкивается с проблемами контроля изоляции в период эксплуатации, а также при каждой сборке узлов генератора во время ремонтных работ. Во-первых, контролируются не все изолированные узлы, во-вторых, контроль осуществляется с нарушением требований руководящих документов и норм заводов-изготовителей.

К изолированным узлам относятся: задний подшипник генератора и подшипники возбuditеля/подвозбuditеля; маслопроводы изолированных подшипников; заднее водородное уплотнение генератора или задний торцевой щит при воздушном охлаждении; диффузоры генератора со стороны возбuditеля; торцевые щиты возбuditеля, имеющие металлические уплотнения; “кронштейн” релейных щеток схемы контроля замыкания ротора (КЗР).

**В период эксплуатации** контролируется изоляция подшипников, заднего водородного уплотнения, масляных пленок. Измерение осуществляется не реже одного раза в месяц в соответствии с [8]. Однако указанные средства измерения не обеспечивают достоверность показаний и не удовлетворяют характеристикам современного оборудования. Прибор серии Э59 (используемый для контроля напряжения вала) предназначен для измерения напряжения только синусоидальной формы, имеет малый диапазон рабочей частоты (45–55 Гц) и малое входное сопротивление (7.5–75 Ом). Первое обуславливает невозможность применения данного прибора на генераторах, работающих от “высокочастотных” систем возбуждения с тиристорными или диодными выпрямителями. Малое входное сопротивление шунтирует вал на “землю” и вызывает заниженные показания. При контроле рекомендуется использовать цифровые мульти-

метры (вольтметры) с большим входным сопротивлением (не менее 1 МОм) с измерением среднеквадратичного значения (True RMS), диапазоном измерения от 0.1 мВ, рабочим диапазоном частот не менее 30 кГц.

Минимальные значения изоляции подшипника (водородного уплотнения) должны быть не менее 2 кОм, для сопротивления масляной пленки – не менее 1 кОм. “Нормальные” значения изоляции для подшипника составляют 10–30 кОм, для масляной пленки – 2–10 кОм. При сопротивлениях, близких к минимально допустимым, контроль рекомендуется проводить один раз в неделю, при сопротивлениях ниже нормы – ежедневно. Сопротивление подшипника 0.1–0.5 кОм указывает на загрязнение подступовой изоляции или изоляции маслопроводов, сопротивление менее 0.1 кОм – на прямое “замыкание” корпуса подшипника. Сопротивление масляной пленки менее 1 кОм может свидетельствовать о загрязнении масла (наличие влаги, механических примесей и прочее). Сопротивление менее 0.5–0.1 кОм указывает на прямой контакт вала с корпусом подшипника (замыкание под маслозащитными уплотнениями, перекокс сферического вкладыша). Сопротивление свыше 50–100 кОм может свидетельствовать о неправильно проведенных замерах.

Измерение сопротивления торцевых щитов/диффузоров, имеющих металлические уплотнения вала, и изолированных фланцев маслопроводов в период эксплуатации требует специальных навыков у персонала станции или применения готовых схем контроля, например серии JUVTEK Anti-Erosion System-G (ЮВТЕК).

**В период ремонта** контроль необходимо осуществлять в соответствии с требованиями сборочно-монтажного формуляра. При отсутствии требований следует руководствоваться следующими рекомендациями:

- контролировать изоляцию подшипников, изолированных фланцев маслопроводов, торцевого щита и диффузоров генератора со стороны возбуждителя; торцевых щитов возбуждителя; “кронштейна” щеток схемы КЗР;
- контроль производить при каждом снятии/установке данных узлов;
- сопротивление каждой изоляционной “вставки” должно быть не менее 1 МОм;
- контроль проводить мегаомметром напряжением 1000 В.

Изоляцию подшипников необходимо измерять при изолированном вкладыше от шейки ротора с помощью электроизоляционного картона. При этом должны быть полностью обтянуты болты крепления стула подшипника и фланцев подходящих маслопроводов, подключены датчики теплоконтроля и вибрации. Измеряется общее сопротивление стула относительно “земли” и по отдельности каждый изоляционный лист и каждый изолированный фланец маслопроводов. В случае обнаружения замыкания стула на “землю” необходимо последовательно отсоединять крепление (датчиков вибрации и теплоконтроля, болты маслопроводов и стула подшипника) и повторять измерение изоляции. Если вкладыш не изолирован от шейки вала, то возможен контроль только отдельных листов подступовой изоляции и фланцев маслопроводов, но не общего сопротивления подшипника относительно “земли”.

### **Контроль электромагнитных параметров турбоагрегата**

Очевидно, что самым достоверным способом является анализ повреждений, однако этот метод не предупреждает появления самих повреждений. Как было отмечено выше, в действующих руководящих документах существуют недоработки как в части контроля повреждений, так и в части контроля электроэрозионного состояния. В этой связи становится актуальным применение действенных методов по выявлению повреждений на ранней стадии. Основным из них является контроль электромагнитных параметров в период эксплуатации. При контроле рекомендуется использовать цифровые мультиметры (вольтметры) с большим входным сопротивлением (не менее 1 МОм) с измерением среднеквадратичного значения (True RMS), диапазон измерения от 0.1 мВ, рабочий диапазон частот – не менее 30 кГц.

Опираясь на анализ многочисленных случаев электроэрозионных повреждений, специалистами ЮВТЕК определены значения параметров, обеспечивающих безопасную эксплуатацию энергооборудования.

**Паразитное напряжение на валу.** Каждому типу генераторов присуще свое напряжение. Оно определяется как мощностью генератора, так и типом возбуждения. За “нормальный” уровень необходимо принять привычное значение на валу конкретного генератора при номинальной нагрузке. В табл. 1 представлены типичные значения паразитных напряжений, основанные на статистических данных многочисленных исследований ООО “ЮВТЕК”. Напряжение конкретного генератора зависит от индивидуальных особенностей сборки и эксплуатации и может отличаться от представленных. Так, на генераторах типа ТВФ-120-2 (Электросила) привычное (“нормальное”) напряжение может составлять 40–80 В.

Таблица 1

**Типичные паразитные напряжения, В, на валу генератора**

Система возбуждения	Мощность генератора, МВт				
	20–30	60	100	200–300	500–800
Электромашинная	1–2	2–3	5–8	30	50
Статическая тиристорная	5	10	15	50	100

Контроль напряжения необходимо осуществлять между ротором генератора и “землей” со стороны контактных колец при работающих заземляющих щетках вала турбины. Если напряжение меньше “нормального” (привычного) значения, то это может указывать на существование контура паразитных токов вокруг генератора (снижение изоляции узлов относительно “земли”, примыкающих к ротору генератора со стороны возбuditеля). Превышение “нормальных” значений свидетельствует об увеличении несимметрии магнитной системы генератора, которая может быть вызвана межвитковыми замыканиями обмотки ротора или статора, замыканиями активной стали сердечника, увеличением несоосности ротора и статора.



Также следует контролировать напряжение на валу турбины при отключенных заземляющих щетках. “Нормальное” значение должно составлять не более 10% напряжения вала генератора. Превышение “нормальных” значений указывает на существование контура паразитных токов вокруг генератора. Малое значение напряжения (примерно 50 мВ и ниже) указывает на замыкание валопровода на корпус турбины в проточной части или в подшипниках. Как правило, касание вала происходит по паровым и маслозащитным уплотнениям (является весьма распространенным явлением) или в подшипниковых узлах при перекосе (опрокидывании) сферического вкладыша.

### ***Паразитный ток (или ток заземления вала)***

Электроэрозионные повреждения вызываются именно паразитными токами и зависят от их величины. В табл. 2 приведены типичные значения токов заземления.

Замеры необходимо выполнять на заземляющих щетках валопровода турбины. Увеличение тока выше *представленных* значений свидетельствует о существовании контура паразитных токов. Снижение *привычных* значений указывает на плохую работу заземляющих щеток или на шунтирование токов в турбинной части (электроэрозию узлов).

Таблица 2

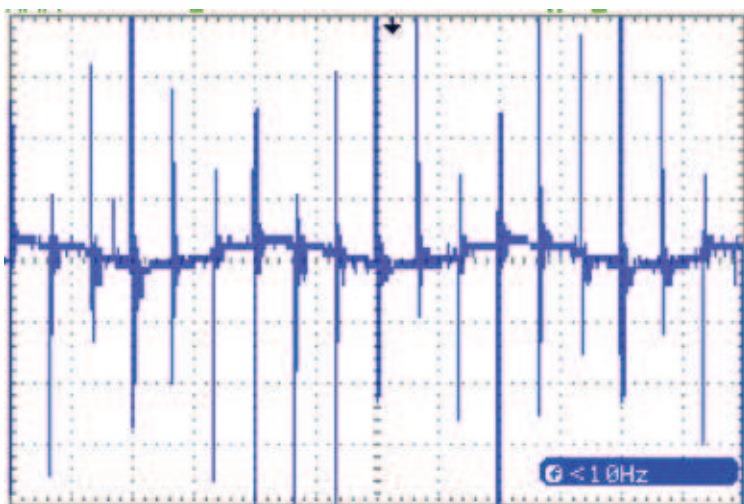
**Типичные значения токов заземления, мА, с валопровода турбоагрегата**

Система возбуждения	Мощность генератора, МВт				
	25–30	60	100	200–300	500–800
Электромашинная	Не более 10	10	20	30–50	50–80
Статическая тиристорная	10–15	20	40	80	100

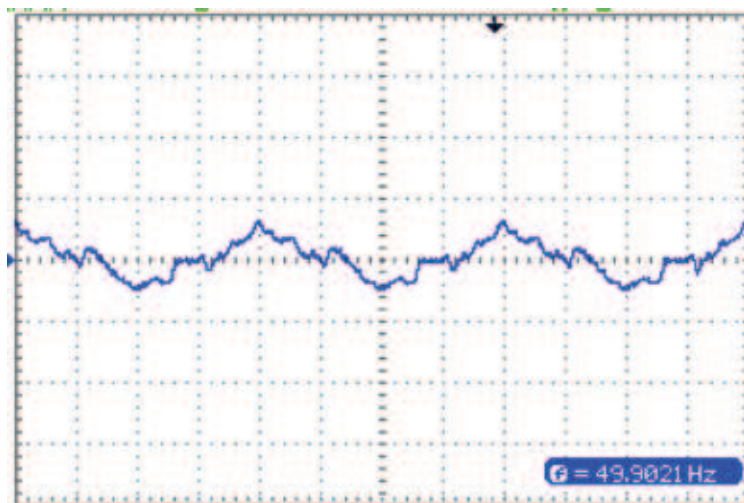
**Всплески паразитного напряжения** на валу генератора, вызванные работой системы возбуждения. Контроль необходимо осуществлять при помощи осциллографа, подключенного со стороны контактных колец между валом генератора и “землей” при работающих заземляющих щетках вала турбин. Типичный характер паразитной наводки от тиристорной системы представлен на рис. 10.

Всплески происходят каждые 3.3 мс в момент коммутации тиристоров, всего 6 всплесков на один период (20 мс). Максимальные значения пиков паразитного напряжения могут достигать 200–300 В на генераторах мощностью 800–1000 МВт. Электромашинные системы с выпрямительными диодами, как правило, вызывают всплески до 50–100 В. Системы возбуждения с машинами постоянного тока оказывают наименьшее влияние.

Амплитуда всплесков более 20–30 В уже может вызывать электрический пробой масляных пленок в подшипниках при снижении изоляции подшипников и последующий электроэрозионный износ.



а)



б)

**Рис. 10.** Характер паразитного напряжения на валу генератора.  
*а* – тиристорная система возбуждения; *б* – электромашинное возбуждение

### Выводы

1. Использование представленных методов персоналом электростанций и ремонтных организаций позволит правильно интерпретировать повреждения, выявлять электроэрозионные процессы и применять действенные методы их предотвращения уже на ранней стадии. Это могут быть как самостоятельные действия (установка заземления вала, размагничивание, восстановление изоляции подшипников), так и привлечение специализированных организаций.

2. Представленные методы диагностики являются малозатратными и не требуют высокой квалификации. Экономическая выгода заключается в существенном сокращении убытков из-за отсутствия ремонтов и простоя энерговырабатывающего оборудования, вызванных электроэрозионными повреждениями ответственных узлов.

## Список литературы

1. Курмакаев В.М., Хоменок Л.А. Проблема электроэрозионных повреждений турбоагрегатов на ТЭЦ, ГРЭС и АЭС // Энергосбережение и водоподготовка. 2010. № 5 (67).
2. Алексеев В.Г., Евдокимов С.А., Левиуш А.И. Повышение надежности заземления вала турбоагрегата и защита от замыкания на землю в обмотке статора турбогенератора, работающего на сборные шины // Relay Protection and Substation Automation of Modern Power Systems. Cheboksary, September 9–13, 2007.
3. **Technical** guidelines – Bearing currents in VFD machines. Version 2. ELIN Motoren GmbH. July 2012.
4. **Обзор** повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 1989 (1990 г.). М.: СПО ОРГРЭС, 1991.
5. Поздышев А.А., Рабенко В.С. О повреждениях паровых турбин ТЭС // Вестник ИГЭУ. 2004. Вып. 2.
6. Языков А.Е., Мурманский Б.Е. Повреждения подшипников паровых турбин. М.: НТФ “Энергопрогресс”, 2014. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу “Энергетик”; Вып. 1 (193)].
7. **Информационное** письмо ИП-04-2000(Э) от 08.06.2000. Департамент стратегии развития и научно-технической политики, РАО “ЕЭС РОССИИ”.
8. **Эксплуатационный** циркуляр Ц-05-88(Э) “О предотвращении электроэрозии турбоагрегатов”. М.: Министерство энергетики и электрификации СССР, 1988 г.
9. Курмакаев В.М., Хоменок Л.А. Проблема электроэрозионных повреждений турбоагрегатов на ТЭЦ, ГРЭС и АЭС. Часть 2 // Энергосбережение и водоподготовка. 2011. № 5 (73).
10. **Теоретические** основы электротехники. Том 1. 4-е издание / К.С. Демирчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин, В.Л. Чечурин. СПб.: Питер, 2006.
11. **ТО-612**. Экспериментальное исследование электроэрозионных повреждений моделей подшипников на стенде подшипников УралВТИ. Челябинск: УралВТИ.
12. **РД 34.30.507-92**. Методические указания по предотвращению коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата паровых турбин в зоне фазового перехода. М.: ВТИ, 1993.
13. Розенберг С.Ш., Сафонов Л.П., Хоменок Л.А. Исследование мощных паровых турбин на электростанциях. М.: Энергоатомиздат, 1994.
14. **Влияние** электрических явлений в тепломеханической части ТЭС и АЭС на надежность энергооборудования / А.А. Вол, В.В. Домбровский, Л.П. Сафонов, Г.М. Хуторецкий // Энергетическое машиностроение. Выпуск № 13. Серия 3. М.: ЦНИИТЭИтяжмаш, 1990.
15. **Немилов Е.Ф.** Электроэрозионная обработка материалов: учеб. для ПТУ. Ленинград: Машиностроение, 1983.
16. **Методика** определения остаточной намагниченности деталей турбоагрегатов с помощью микровеберметра. М.: НПО “ЦКТИ”.
17. **Информационное** письмо № 510-139 “Об электроэрозионном повреждении подшипников турбоагрегатов”. Ленинград: ЛМЗ, 1984.