

ГЕРВИКОН
HERVICON

ЭККОН
ЕККОН



6 - 9 сентября 2011, СумГУ, г. Сумы, Украина

XIII Международная научно-техническая конференция "ГЕРВИКОН-2011"

Международный форум "НАСОСЫ-2011"

Семинар "ЭККОН-11"

ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО СОСТОЯНИЯ ТУРБОАГРЕГАТА НА РАБОТОСПОСОБНОСТЬ ЕГО УЗЛОВ. ДИАГНОСТИКА, ДЕМАГНИТЕЗАЦИЯ

Кухарев И.Е.¹, Боряк А.С.²

АННОТАЦИЯ

Рассмотрены условия возникновения электроэрозионных повреждений узлов турбоагрегатов, а так же их характерные признаки. Даны рекомендации по диагностике и устранению электроэрозии на турбоагрегатах находящихся в эксплуатации.

Ключевые слова: электроэрозия, остаточная намагниченность, размагничивание, демагнетизатор, ротор, подшипник.

Электроэрозия – повреждение, вызванное переносом материала с поверхностей деталей при протекании через них электрических токов.

Основным условием электроэрозионного повреждения деталей и узлов турбоагрегатов является наличие роторных токов, общей причиной появления которых является наличие остаточной намагниченности на роторных и, или статорных элементах.

Каждому из случаев электроэрозионных повреждений соответствуют определенные электрофизические процессы.

¹ Овсейко Игорь Викторович, гл. конструктор, ООО «ТРИЗ», ул. Машиностроителей, 1, 40020, г. Сумы, Украина.

² Боряк Александр Сергеевич, руководитель проекта ООО "ТРИЗ", ул. Машиностроителей, 1, 40020, г. Сумы, Украина.

В зависимости от конструктивных особенностей узла, частоты и амплитуды вибрации, рода, направления, частоты и плотности протекающего тока виды повреждения могут существенно различаться.

Электроэрозионные повреждения проявляются в следующих видах [1]:

- перенос ионов материала одного элемента на другой;
- фреттинг оксидных пленок приводящий к увеличению сил молекулярного сцепления между чистыми металлами и последующему микросхватыванию с глубинным вырыванием;
- искрение и дугообразование, приводящее к выделению большой тепловой энергии в зазор между контактами и к испарению металла или его разбрызгиванию в контактный зазор с резким ухудшением качества поверхности, что в свою очередь, увеличивает механический износ.

Протекание электроэрозии приводит, как правило, к следующим повреждениям:

- перегреву и задирам шеек, упорных гребней и колодок подшипников, растрескиванию, выкрашиванию или износу баббита вкладышей и колодок;
- интенсивное окисление, а иногда и сваривание (или образование каверн) поверхностей разъемов вкладышей и корпусов подшипников;
- износ уплотнений и шеек ротора под уплотнениями;
- сварке и усиленному износу крепежа, штифтов разного рода;
- свариванию и разрушению зубчатой муфты и передач.

Характерными признаками электроэрозионных повреждений являются:

- сильная остаточная намагниченность деталей;
- матовые пятна на блестящей, приработанной поверхности шеек и вкладышей;
- треки (следы), ветвящиеся или почти прямые неглубокие (до 0,2 мм) отпечатки электрического разряда на поверхностях деталей;
- отпечатки на поверхности контуров прилегающей детали;
- наличие прижогов на поверхностях деталей в виде точечных углублений чаще всего покрытых черным налетом продуктов высокотемпературного окисления масла;
- наличие электроэрозионных каверн, нередко покрытых теми же продуктами окисления масла (асфальтены, карбены, карбоиды, возникающие при окислении масел в электрическом разряде, не растворяются в органических растворителях – спирте, ацетоне, бензоле, толуоле).

Электроэрозионные повреждения подшипников нередко маскируются абразивным износом подшипниковых сплавов и стальных деталей. В этих случаях для уточнения диагноза полезно исследовать подшипниковые сплавы на наличие в баббите твердых включений – частиц закаленной цементированной стали, карбидов и молибдена. Такие включения могут

появляться в баббите или подшипниковой бронзе только при электроэрозии вследствие разрушения поверхности стальных деталей, а также деструкции масла в плазменном разряде с образованием карбидов ванадия и молибдена, входящих в состав многих нефтей, и созданием условий цементации и спекания частиц стали.

Еще одним характерным признаком электроэрозии могут являться следы протекания электрического тока в виде прижогов и темных пятен высокотемпературного окисления масла на нерабочих (тыльных) поверхностях деталей узлов трения: на обратных сторонах колодок, штифтах и т.п., а также желтоватые отложения (цвета олифы) окисленного масла на поверхности деталей вне зоны интенсивного износа. Нередко наблюдается также значительное количество шлама и продуктов высокотемпературного окисления масла в застойных зонах подшипников.

Поверхность масляных холодильников вкладышей вблизи разъема может быть шероховатой вследствие эрозионного износа током, протекающим через масло.

Вероятность электроэрозионных процессов возрастает в подшипниках с повышенной удельной нагрузкой или с перекосом вала (очень тонкий смазочный слой, не налаженная система гидростатического подъема шейки вала), при обводнении и зашламлении масла, а также повышенном содержании растворенных газов, стимулирующих ионизацию токопроводящего «мостика» [3].

Для борьбы с электроэрозией подшипников скольжения традиционно применяются токосъемники различной конструкции. Однако если их установка не была предусмотрена при проектировании машины, то, чаще всего, установить их в процессе эксплуатации не представляется возможным.

Процесс электроэрозии подшипников вызывается стеканием на землю электростатических разрядов в обход контура заземления *ротор – токосъемные щетки – «земля»* с образованием нового контура *ротор – подшипники – «земля» (корпус)*. Причиной этого является нарушение контакта токосъемных щеток и ротора. Поскольку подшипники являются наиболее близко расположенными узлами к ротору, то они являются потенциально наиболее уязвимыми местами для протекания токов в указанном контуре.

В подшипниках конструкции ООО «ТРИЗ» предусмотрена установка протектора (защиты) выполненного из электропроводного материала (рис. 1). Его конструкция разработана таким образом, что он постоянно контактирует с корпусом подшипника и ротором машины, даже если изнашивается в процессе работы [6], [7], [8].

Приведенные характерные признаки и основные виды повреждений соответствуют электроискровому, электроимпульсному, электроконтактному разрушению [2].

Электроискровой износ происходит в результате воздействия электрических разрядов длительностью $10^{-7} - 10^{-11}$ с при напряжении пробоя порядка 100 В на зазоре 0,01 – 0,06 мм, среднем напряжении 10 – 25В. При этом виде износа больше разрушается положительно заряженная деталь. Само повреждение – матовые пятна, кратеры в виде булавочных уколов или воронок $d=0,05 - 2$ мм, глубиной 0,015 – 0,05 мм.

Износ такого вида чаще всего связан со статическим электричеством и некачественным заземлением ротора.

Электроимпульсный износ происходит под воздействием разрядов длительностью $10^{-5} - 10^{-1}$ с при прохождении постоянного или переменного электрического тока. Интенсивность износа "-" заряженной детали (при протекании постоянного тока) больше, чем "+" заряженной. Следы эрозии неглубоки, могут иметь характер напыления (распыления) поверхности, образовывать треки. Электроимпульсное разрушение может быть связано с вибрационным состоянием или с наличием на роторе сравнительно высокопотенциальных, высокочастотных пиков, пробивающих масляную пленку и играющих роль "поджигающих" разрядов.

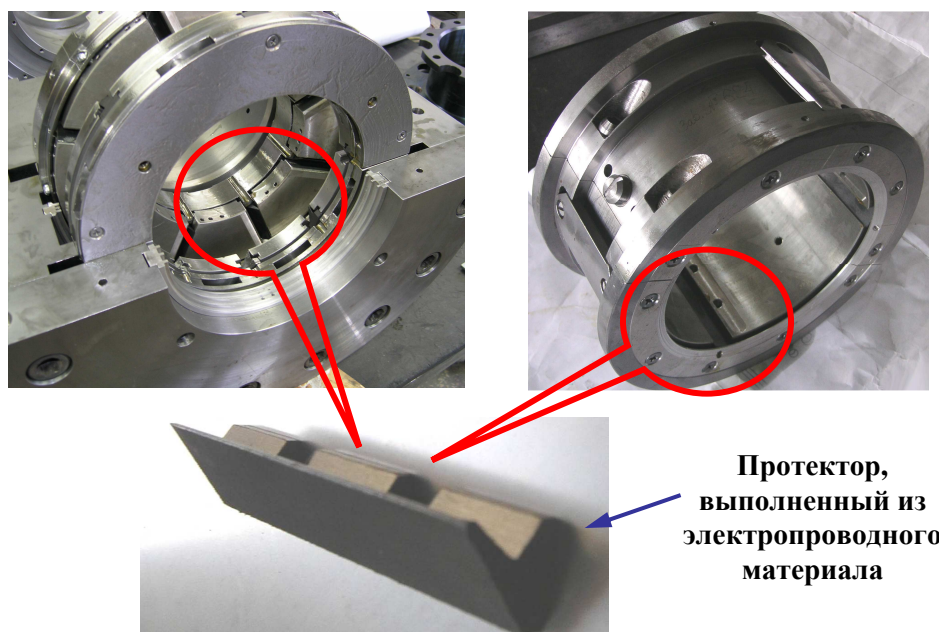


Рисунок 1 - Подшипники ООО «ТРИЗ» с установленными протекторами защиты от электроэрозии

Для электроконтактной эрозии характерно испарение и плавление металла поверхности с образованием значительных каверн. При электроконтактной эрозии пиковые напряжения могут составлять 1 – 5 В при сопротивлении соединения (зацепления, муфта) по постоянному и низкочастотному току 0,01 – 0,2 Ом. Соответственно пиковые значения тока, вызывающие оплавление и испарение металла деталей, достигают десятков и сотен Ампер. Основная причина – протекание электричества между деталями, при замыкании и размыкании контакта между поверхностями.

Все названные виды эрозии взаимосвязаны друг с другом и действуют одновременно.

Ниже приведены фотографии, демонстрирующие электроэрозионный износ деталей и узлов турбоагрегата (рис. 2 - 6).

Особенно большое значение имеет изучение условий возникновения эффекта самовозбуждения, т.е. резкого возрастания токов и напряжений на роторе турбоагрегата. При эффекте самовозбуждения турбоагрегат подобен генератору или электродвигателю с короткозамкнутым ротором. Из-за остаточной намагниченности деталей и узлов турбоагрегата при вращении ротора в нем, вследствие униполярной индукции, возникают роторные токи, замыкающиеся по валу через подшипники («подшипниковые токи»).

Основным способом размагничивания является воздействие на деталь знакопеременного магнитного поля с плавно убывающей до нуля амплитудой. Размагничивание – процедура, позволяющая уменьшить остаточную намагниченность образца до таких значений, когда ею можно пренебречь.

В литературе и нормативных документах встречаются следующие допустимые нормы остаточной намагниченности:

- в докладе «Опыт ввода в промышленную эксплуатацию и запуск компрессорной на «AlexFert» И.А. Эл-Ашри Компания «Alexandria Fertilizers Co» Александрия, Египет: «нормальный диапазон плотности магнитной индукции – не более 10 Гс»;

- в соответствии с API 617 «Центробежные компрессоры для нефтяной, химической и газовой промышленности»: «для предотвращения увеличения статического электричества, остаточный магнетизм вращающихся деталей не должен превышать 5 Гс» [4];

- в Российской Федерации приняты нормы, разработанные НПО ЦКТИ им. Ползунова, которые составляют для турбины 3 Гс [5].

Существующие установки размагничивания в промышленности позволяют обрабатывать практически любые машины и агрегаты вплоть до больших военно-морских кораблей. Это требует использования крупногабаритных стационарных установок, используемых, как правило, только в кораблестроении. Применение данного типа установок для

размагничивания турбоагрегатов в цеховых условиях является дорогостоящим и трудоемким мероприятием.

Распространение получили более мобильные и дешевые установки, использующие для размагничивания низкое напряжение 60 В постоянного тока и токи порядка 100 – 200 А. для этого, как правило, используется сварочное оборудование: выпрямитель диодный типа ВД, балластное сопротивление и непосредственно сама размагничивающая установка. Данная схема требует организации специальных рабочих мест на ремонтных площадках, что ведет к необходимости использования крановых работ для концентрации узлов подвергаемых размагничиванию. Это приводит к задержке работ и сдвигу ремонтного графика, а также требуется больше времени для размагничивания.

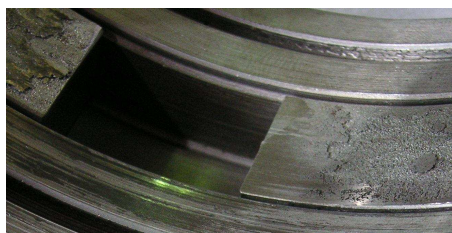


Рисунок 2 - Электроэрозионный износ опорных колодок плавающего уплотнения



Рисунок 3 - Электроэрозионное разрушение опорных колодок подшипника



Рисунок 4 - Электроэрозионное разрушение упорной поверхности опорно-упорного подшипника

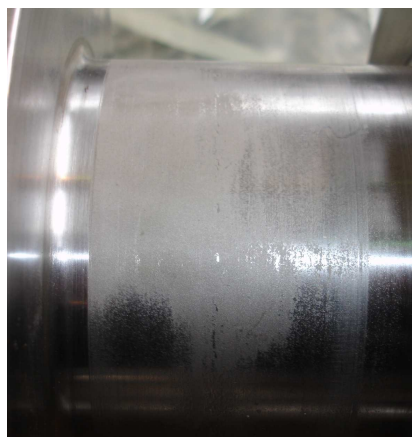


Рисунок 5 - Следы электроэрозии на шейке ротора



Рисунок 6 - Отложения масляного кокса и электрохимическая коррозия на уплотнительном кольце «масло-газ»

Портативный ручной демагнетизатор, применяемый ООО «ТРИЗ», имеет уникальную систему размагничивания, при которой интенсивность магнитного поля регулируется автоматически в соответствии с размером или объемом размагничиваемого объекта. Это дает следующие преимущества:

- низкое потребление энергии;
- высокое качество размагничивания;
- ограниченное тепловыделение.

Напряжение электропитания осуществляется от штатной сети 220 В, поэтому отсутствует необходимость в использовании вспомогательного крупногабаритного оборудования с последующими проблемами его подключения и перебазирования. Он позволяет производить размагничивание, как на ремонтных площадках, так и на самом турбоагрегате без привлечения ремонтного персонала, не требует организации специального рабочего места. Детали и узлы турбоагрегата обрабатываются по отдельности.

При ревизии ротора компрессора 4VRM 200/490 ОАО «Лукойл-ОНПЗ» были обнаружены сильные электроэрозионные повреждения шпоночного паза и кольцевая борозда в месте упорного бурга на посадочной поверхности под полумуфту. Для устранения данных повреждений шпоночный паз был расширен и установлена переходная шпонка, а в месте кольцевой борозды был выполнен плавный переход по радиусу с заглублением в тело ротора (рис. 7, 8).

На компрессоре технологического воздуха поз.101-Ж цеха Аммак-3 ОАО «Гродно Азот» при вскрытии подшипников (14.10.2008 г.) на подшипниковых шейках практически всех роторов агрегата (включая мультипликатор), была обнаружена электроэрозия (рис. 9 - 13).

На роторе КВД диаметр шеек уменьшился на 0,03 мм. На опорных подшипниках (штатной японской конструкции) КВД произошло увеличение диаметрального зазора от 0,14 мм до 0,44 мм - механический износ при этом отсутствует.



Рисунок 7 - Электроконтактная эрозия шпоночного паза



Рисунок 8 - Устранение последствий электроэрозии

На роторе турбины на стороне ОУП дефект шейки был тоже достаточно сильный, хотя именно там стоят токосъемные щетки (2 шт. штатные, и еще 2 шт. дополнительные).

В дальнейшем было выявлено нарушение в работе заземляющего контура.

В таблице 1 приведено техническое состояние компрессора поз. 101-Ж/ТТ.

В процессе эксплуатации компрессора поз. 101Ж цех аммиака №2 на ОАО НАК «Азот», возникла проблема – существенное увеличение масляных зазоров (от 0,61 до 0,95 мм). На опорных шейках зубчатого колеса обнаруживали матовый налет и уменьшение толщины баббитовой заливки подшипников зубчатого колеса и на опорном подшипнике КВД (свободный конец), с периодичностью приблизительно раз в полгода.

Специалистами ООО «ТРИЗ» была выполнена проверка остаточной намагниченности зубчатой пары мультипликатора и ротора КВД, при этом было выявлено следующее:

1. На вал-шестерни, в местах установки подшипников, магнитная индукция (МИ) была:

- со стороны свободного конца вала от минус 40 до +24 Гс;
- со стороны муфты от минус 33 до +42 Гс.

2. На валу зубчатого колеса, в местах установки подшипников, МИ была:

- со стороны свободного конца вала от минус 35 до +48 Гс;
- со стороны муфты от минус 43 до +27 Гс.

3. На роторе КВД, в местах установки подшипников, МИ была от минус 30 до +70 Гс.

Таблица 1 - Техническое состояние компрессора поз. 101-И/ИТ

Обозначение замеров		Допустимая величина по паспорту (мм)	Фактические замеры (мм)			
			После ремонта 2006г (по формуляру)	Ремонт 2008 г.		
				Фактический	Величина износа	Наличие следов коррозии
Турбина						
Сторона ОУП	Ø вала	109,79-109,77	109,79	109,77	0,02	Присутс.
Сторона ОП	Ø вала	109,79-109,77	109,79	109,79		Присутс.
Редуктор (замена 15.08.2008г)						
Сторона ОУП	Ø вала	112,74-112,76	111,50	111,50		Присутс.
Сторона ОП	Ø вала	112,74-112,76	111,50	111,50		Присутс.
КВД						
Сторона ОУП	Ø вала	89,90-89,87	89,89	89,86	0,03	Присутс.
	Зазор в подшипнике	0,11-0,14	0,14	0,38-0,40	0,26	Присутс.
Сторона ОП	Ø вала	89,90-89,87	89,90	89,87	0,03	Присутс.
	Зазор в подшипнике	0,11-0,14	0,135	0,43-0,44	0,3	Присутс.



Рисунок 9 - Следы электроэрозии на шейке ротора турбины



Рисунок 10 - Следы электроэрозии на шейке ротора турбины

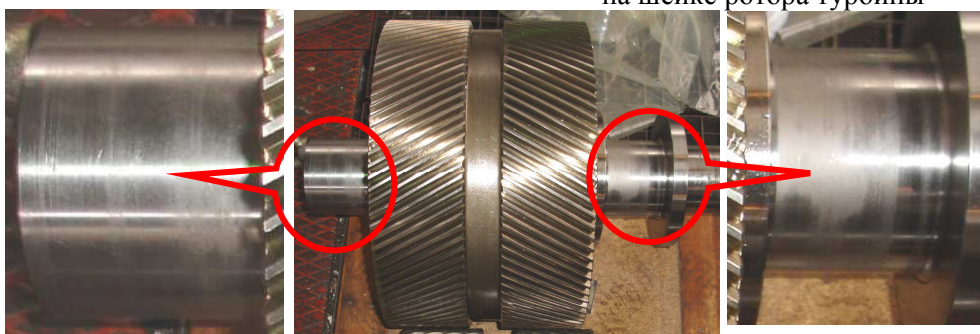


Рисунок 11 - Следы электроэрозии на шейках вала зубчатого колеса



Рисунок 12 - Электроэрозионное разрушение упорной поверхности опорно-упорного подшипника турбины

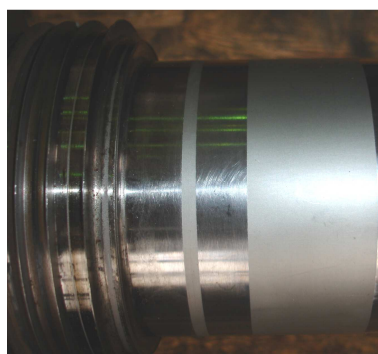


Рисунок 13 - Следы электроэрозии на шейке ротора КВД в месте установки опорного подшипника и его уплотнения

Также была выявлена остаточная намагниченность:

1. Корпуса мультипликатора в области подшипников от минус 2 до +37 Гс.

2. Зубчатого колеса - намагничена лишь одна область в пределах 7-10 зубьев вдоль всего зубчатого венца: со стороны муфты до +27 Гс, со стороны свободного конца до минус 16 Гс.

3. Торцов свободных концов вала зубчатого колеса и вал-шестерни от минус 26 до +23 Гс (также видны следы точечной коррозии в местах с наибольшим значением МИ).

В связи с этим было произведено размагничивание в выше указанных местах, после чего значение индукции магнитного поля составило от минус 2 до +4 Гс, что соответствует нормам.

Поскольку значительную роль в остаточной намагниченности деталей играют технологические операции, проходящие с использованием сильных магнитных полей, то после укладки зубчатой пары мультипликатора и замера радиального биения с помощью индикатора на магнитной стойке, закрепляемой вблизи указанных мест, был произведен замер остаточной намагниченности. МИ на торцах свободных концов валов составила от минус 24 до +23 Гс, вследствие чего было произведено дополнительное размагничивание.

Все выше изложенное позволяет дать следующие рекомендации по устранению электроэрозии при эксплуатации:

- необходимо обеспечить надежный контакт токосъемных щеток с валом, и надежную работу контура заземления турбоагрегата;

- при проведении ремонтных работ необходимо тщательно обследовать подшипники, уплотнения, муфты на наличие электроэрозионных повреждений. При наличии повреждений целесообразно немедленно проверить остаточную намагниченность деталей, определить места замыкания токового контура и тщательно очистить соответствующие узлы, карманы, зазоры и полости от частиц зашлаковавшегося масла и металлической пыли, возникшей при электроэрозии;

- восстанавливать качество поверхности шеек, вкладышей, гребней, колодок подшипников и уплотнений, так как шероховатость этих деталей способствует концентрации электрического поля и пробую пленок масла в соответствующих узлах;

- после проведения ремонтных работ связанных с использованием сильных магнитных полей (электросварка, магнитно-порошковая дефектоскопия, использование магнитных стоек и др.) необходим контроль уровня остаточной намагниченности деталей и узлов. В случае превышения МИ необходимо выполнить дополнительное размагничивание;

- при проведении различных испытаний на холостом ходу и во время эксплуатации необходимо обеспечить отсутствие вблизи машины работающих сварочных генераторов, нештатных кабелей для сварки и электроотпуска, а также других посторонних источников электрических полей;

- необходимо применение масляных и газовых уплотнений, уменьшающих обводнение и растворение газов в масле;

- маслосистемы компрессорных агрегатов должны иметь эффективные системы очистки масла;

- перед пуском агрегата масло должно пройти очистку;

- компрессорные агрегаты должны иметь защиту по осевому сдвигу, т.к. электроэрозионное разрушение баббита происходит без существенного изменения температуры подшипников и если осевой разбег ротора в направлении нагружения меньше толщины несущего антифрикционного слоя (1...2 мм) произойдет касание вращающегося ротора с элементами статора.

Выше перечисленные рекомендации являются неполными, поскольку измерению необходимо подвергать ротора, подшипники, проточные части и корпуса. В связи с этим размагничивание необходимо производить в период капитальных ремонтов при разобранной машине.

ПЕРЕЧЕНЬ ССЫЛОК

1. Chichinadze A.V. Friction, wear and lubrication.- Moscow: Mashinostroenie, 2003 .- 576 p.
2. Rosenberg N.L., Safonov L.P., Khomenok L.A. Study of powerful steam turbines in power plants.- Moscow: Energoatomizdat, 1994 .- 272p.
3. Kazansky, V.N. Lubrication systems of steam turbines .- Moscow: Energoatomizdat, 1986.- 152 p.
4. API 617 Centrifugal Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry.- 2002. - 235 p.
5. Operational circular number C-05-88 [E] of 22 June 1988. "On prevention of erosion of turbine generators", the Ministry of energy and electrification.
6. A utility model patent. 62 184, Russia, F16C 31/00. The support bearing assembly (specias). V.S. Martsinkovsky.
7. A utility model patent. 3489, the Republic of Belarus, F16C 32/00. The support bearing assembly (species). V.S. Martsinkovsky, I.V. Ovseenko.
8. Patent for utility model 74963, Ukraine, F16C32/00. Bearing bearing unit (specias). V.S. Martsynkovskyy

**INFLUENCE OF TURBINE UNIT ELECTROMAGNETIC STATE ON ITS
ASSEMBLY UNITS WORKING CAPACITY; PROBLEMS OF
DIAGNOSTICS, DEMAGNETIZATION**

**Igor Kuharev, Alexander Boryak,
TRIZ Ltd**

SUMMARY

There considered conditions resulting in occurring electroerozion damage sites in turbine unit, as well as their characteristic features. There given recommendations concerning diagnosis and elimination of electroerozion on turbine units being in operation.

Keywords: electroerosion, residual magnetization, demagnetization, demagnetization demagnetizer, rotor, bearing.