

Электромагнитный износ подшипников турбокомпрессоров на нефтехимических предприятиях

В. М. Курмакаев – ООО «ЮВТЕК», С.-Петербург

Электроэрозионный износ подшипниковых узлов турбокомпрессоров и приводных двигателей, вызванный намагничённостью и паразитными наводками на валу, является актуальной проблемой. В статье даны основные характерные признаки повреждений, методы контроля и критерии их оценки. Изложены методы диагностирования электромагнитного состояния как в период ремонта, так и во время эксплуатации компрессоров.

In brief

Electromagnetic wear of turbocompressor bearings at petrochemical enterprises.

Electromagnetic wear of turbocompressor bearings and driving engines caused by magnetization and parasitical crosstalk on output shaft are always challenging issue. The article presents the main specific features of damages, their evaluation criteria.

Diagnostics methods of electromagnetic condition during repair period and over the operation of turbocompressors are described in the article. On compressors driving by synchronous electric motors with thyristor excitation system electroerosion wear is possible at the output of 1...2 MW.

Электроэрозионные повреждения подшипниковых узлов

Эксплуатация крупных вращающихся машин (турбины, турбокомпрессоры, насосы, приводные электродвигатели) неизбежно сопровождается ростом намагничённости их узлов и наводкой паразитного напряжения на валу. Первые повреждения подшипников, связанные с электроэрозионным износом баббита, появились на приводных паровых турбинах мощностью 12...20 МВт, работающих на тепловых электрических станциях в 1920–30-е гг. Проведенные исследования показали, что причиной являются паразитные токи, протекающие между ротором и подшипниками [1].

На компрессорах, приводимых во вращение синхронным электродвигателем с тиристорной системой возбуждения, электроэрозионный износ подшипников возможен уже при мощности агрегата 1...2 МВт. Это обусловлено применением тиристорного выпрямителя, который вызывает наводки «высокочастотных» токов на роторе двигателя.

Увеличение удельной мощности приводных паровых турбин также может приводить к

повышению интенсивности электроэрозионных процессов за счет роста остаточной намагничённости узлов (опытные данные компании «ЮВТЕК» по размагничиванию и диагностике электромагнитного состояния более 150 паровых и газовых турбин различной мощности).

Казалось бы, «несущественная» проблема паразитных наводок на роторе компрессора приводит к существенным убыткам из-за проста оборудования. Так, например, на осевом воздушном турбокомпрессоре 21A12-6 фирмы Elliott (США), вращаемого паровой турбиной 2SRQV5, за год эксплуатации из-за отсутствия заземляющих щеток ротора произошел электроискровой износ сегментов опорных подшипников и аварийное отключение по причине роста вибрации опор (фото 1).

Проблема диагностирования

В настоящее время, на нефтехимических предприятиях РФ не внедрены мероприятия защиты вращающегося оборудования от электроэрозионного износа. Объясняется это отсутствием каких-либо предписаний в отраслевых руководящих документах и норм у заводов-изготовителей энергетического оборудования в части снижения намагничённости и защиты турбин (компрессоров) от паразитных токов [1–5].

Во-вторых, за работу турбины/компрессора отвечают механики цехов. Но как следует из названия, первопричиной данных повреждений являются именно электромагнитные процессы, протекающие в оборудовании. В итоге проблемой электроэрозионных повреждений вынуждены заниматься специалисты-теплотехники.

Электроэрозионный износ подшипниковых узлов компрессоров вызывают:

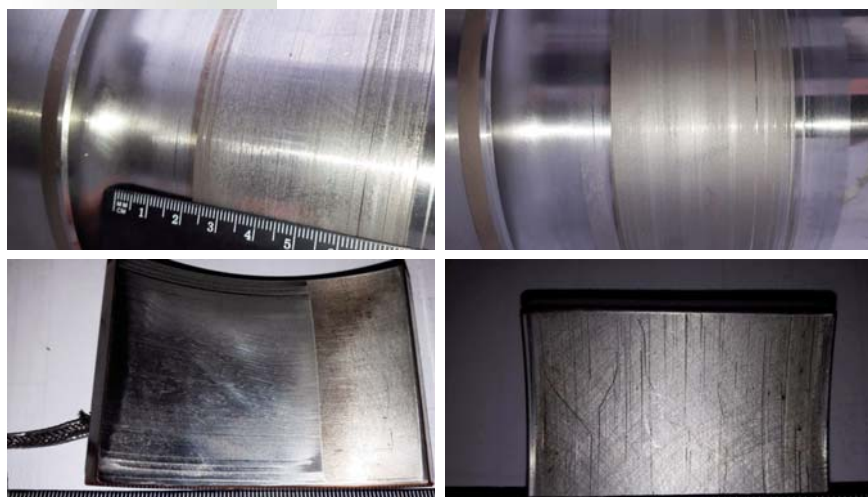


Фото 1. Повреждение сегментов подшипника и шейки ротора осевого турбокомпрессора Elliott

- электризация роторов из-за трения рабочих лопаток о рабочее тело;
- повышенная намагниченность узлов турбины, компрессора;
- несимметрия магнитного поля приводного электродвигателя;
- паразитные наводки от тиристорной системы возбуждения электродвигателя.

В свою очередь, повреждения возникают на ответственных узлах (турбины, компрессора, редуктора, приводного двигателя) и могут приводить к серьезным повреждениям. Это изменение рабочих зазоров в подшипниках, частичное или полное выплавление баббитовой заливки, задевание роторов о проточную часть турбины/компрессора при изменении осевых и радиальных зазоров в подшипниках, неравномерный износ шеек роторов, ускоренный износ шестерен редуктора, высокий уровень остаточной намагниченности деталей.

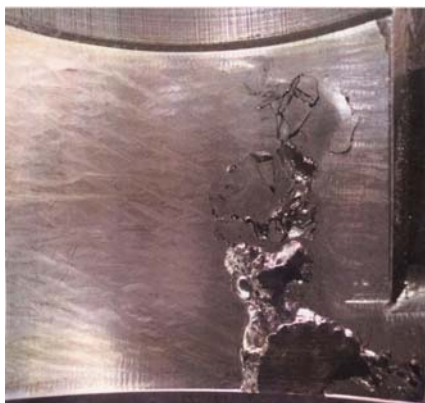
Однако подавляющее число электроэрозионных повреждений подшипников списывается на технологические и эксплуатационные причины. Повреждения часто интерпретируются как механический износ, некачественная заливка баббита, повышенная вибрация ротора, низкое качество масла, усталость металла. Происходит это из-за незнания характерных признаков и отсутствия методики определения электроэрозионного износа [1, 4, 5, 7].

Признаки электроэрозионных повреждений

Электроэрозионные процессы, протекающие в турбоагрегате, вызывают вполне конкретное воздействие и, как следствие, конкретные повреждения узлов, что позволяет их определять с большой достоверностью. Многолетний опыт специалистов «ЮВТЕК» позволил выявить признаки и разработать методику их определения. При наличии у персонала определенного опыта данный метод обладает высокой достоверностью.

Повреждения опорных подшипников. Большинство электроэрозионных повреждений происходит на вкладышах в зоне максимального давления, в области обрыва масляного клина (фото 2). При цилиндрической расточке это нижняя половина вкладыша, при «лимонной» расточке – добавляется область на верхней половине, расположенная диаметрально (фото 3). В сегментном подшипнике поврежденная область располагается на каждом сегменте на стороне сбегавшего края.

Масло, выходящее из-под вала, имеет турбулентный характер течения (вспенивается). Это вызывает снижение диэлектрической проницаемости среды [6, 7, 9], и как следствие, уменьше-



☉ Фото 2. Типичное место и вид электроэрозионных повреждений на нижнем вкладыше втулочного подшипника



ние омического сопротивления масляной пленки и последующий электроискровой пробой.

Электроэрозионные повреждения баббитовой заливки имеют вид разнообразных каверн, хрупкого растрескивания и матовых областей шероховатостей (фото 4, 5, 6 соответственно).

Каверны/язвы представляют собой бесформенные области с оплавленной поверхностью и острыми кромками глубиной 0,5...2,0 мм, которые никак нельзя классифицировать как механические/термомеханические, так как последние имеют вид «наплывов», «натаскиваний», «задигов», «надрывов», «натиров», «вмятин» [4, 7, 8].

Область хрупкого растрескивания (фото 5) при многократном увеличении состоит из отдельно расположенных каверн и выплавленных меньшего размера (0,1...0,5 мм), через которые распространяются трещины. Каверны/выплавления образуются при

☉ Фото 3. Электроэрозионное выплавление (выкрашивание) баббита на верхних вкладышах втулочного подшипника с «лимонной» расточкой

☉ Фото 4. Повреждение баббитовой заливки подшипника в виде каверн





Фото 5. Повреждение баббитовой заливки подшипника в виде хрупкого растрескивания

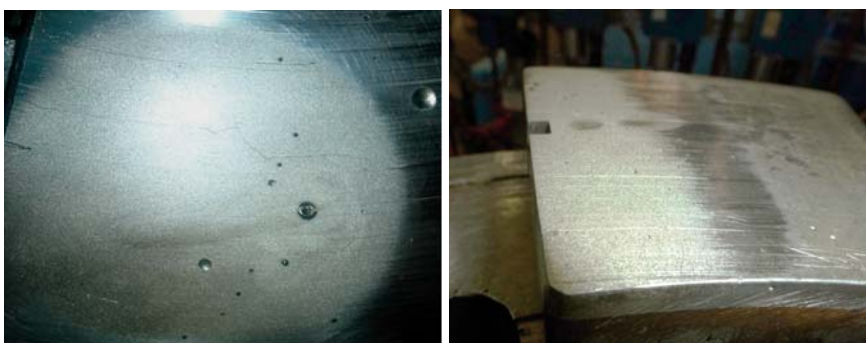


Фото 6. Износ упорных колодок в виде областей шероховатости

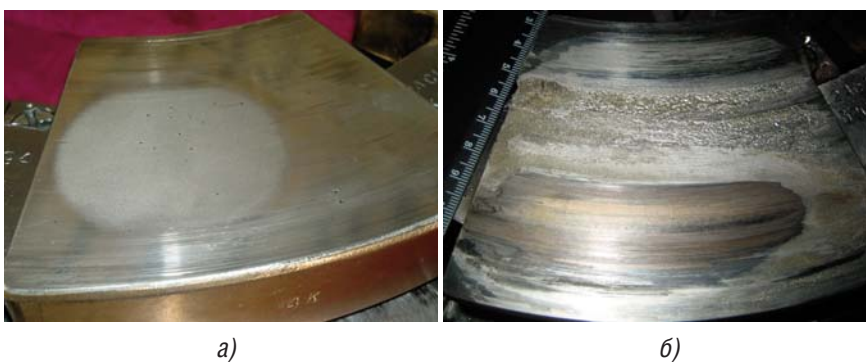


Фото 7. Расположение повреждений на рабочих колодках упорного подшипника:
а – электроэрозионное воздействие; б – термомеханическое воздействие

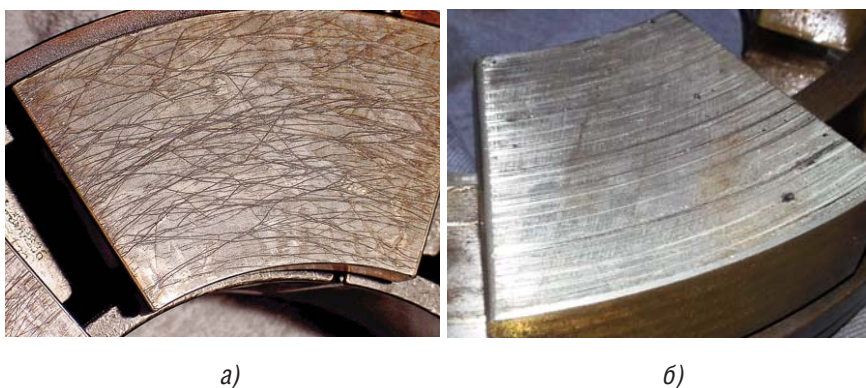


Фото 8. Повреждение рабочих колодок упорного подшипника:
а – электроэрозионный износ «подшипниковые черви»; б – механический износ

локальном температурном воздействии, которое может быть вызвано только электродуговыми разрядами [1, 4, 7, 9]. При этом на остальной поверхности вкладыша, как правило, отсутствуют следы высокотемпературного воздействия.

Повреждения упорных подшипников. Довольно большое число аварийных остановов по причине осевого сдвига спровоцировано электроэрозионным износом колодок подшипника. Особенно часто это встречается на осевых компрессорах, вращаемых паровой турбиной без редуктора.

На упорном гребне, как правило, обнаруживаются только повреждения от термомеханических процессов. Связано это с тем, что электродуговые разряды ухудшают качество рабочей поверхности масляного клина и уменьшают его плотность (из-за наличия газовых полостей разрядов). Это приводит к снижению несущей способности подшипника и повреждению колодок и упорного гребня в виде натаскивания, выплавления, износа, натиров уже вследствие термомеханического воздействия. Проблема заключается в сложности выявления электроэрозионного износа и принятия нужных мер при последующей эксплуатации.

Электроэрозионное повреждение упорного подшипника выглядит как каверны и области «шероховатостей», расположенные на стороне сбегающего края колодки, в зоне максимального давления (фото 6, 7). Каверны представляют собой «ванну» диаметром до 5,0 мм с оплавленной поверхностью. Область «шероховатости» при детальном рассмотрении состоит из хаотично расположенных точечных каверн (подобно «проколам» от иголки) диаметром менее 0,1 мм.

Представленные повреждения имеют классический вид от воздействия высокотемпературных процессов, вызванных электродуговыми разрядами [1, 4, 7, 9]. Встречаются электроэрозионные повреждения колодок и вкладышей подшипников в виде криволинейных канавок (рисок) на поверхности баббитовой заливки, называемых «подшипниковыми червями». Они не могут быть вызваны механическим воздействием, так как имели бы вид круговых (концентрических) «рисок» и «натаскиваний» на рабочей поверхности без резких изменений траектории (фото 8).

Повреждения шеек ротора. Вследствие прохождения токов между ротором и подшипником, шейки ротора могут иметь значительный износ – до 0,5 мм (фото 9). Как правило, это вызывает неравномерный износ (эллипсность), который приводит к росту поперечной вибрации опор.

Методы контроля

Лабораторный метод

Наиболее объективный метод выявления электроэрозионных повреждений в период ремонтов – контроль при помощи электронного микроскопа и спектральный анализ поверхности баббита. При этом исследуются поврежденные и неповрежденные участки баббита с одного сегмента подшипника. Неповрежденные участки, как правило, имеют однородную поверхность со следами рисок, получаемых в процессе изготовления, и однородную микроструктуру баббита (фото 10, 11).

Участки с электроэрозионным повреждением имеют неоднородную (рыхлую) поверхность, состоящую из кратеров/каверн, и неоднородную микроструктуру баббита на границе в виде повышенной концентрации твердых кристаллов (фазы медь-олово), вызванных локальным перегревом поверхности вследствие электродуговых разрядов. Кратеры в этом случае имеют явно выраженный поверхностный характер и вызваны внешним воздействием, но не механического происхождения, поскольку отсутствуют следы натаскиваний, задигов, наплывов, натиров, вмятин [4, 7, 8, 9].

При спектральном анализе определяется процентное содержание углерода на поверхности баббита. Углерод в большом количестве может появиться только как продукт сгорания нефтяного масла [4, 7]. Как правило, неповрежденная поверхность имеет в своем составе углерода не более 1 %, поврежденная поверхность содержит до 30 % углерода. Причем места с максимальным содержанием располагаются локально – в кратерах (области 2 и 4 на фото 10б).

Контроль остаточной намагниченности

В связи с вышеизложенным, становится актуальным выявление электроэрозионных процессов уже в период эксплуатации для своевременного принятия методов защиты.

В период ремонтов необходимо контролировать намагниченность узлов турбины и компрессора [1, 5, 10], так как ее повышение вызывает паразитные наводки на роторе турбокомпрессора. В руководящих документах отсутствуют данные по предельному уровню намагниченности, периодичности контроля и какой-либо количественной оценке влияния этой намагниченности на степень электроэрозионных повреждений. За «нормальный» уровень остаточной намагниченности принимаются следующие отраслевые значения для приводных паровых турбин [10]:

- 3Э (0,3 мТл), или 240 А/м для всех частей ротора, жестких и зубчатых муфт, деталей



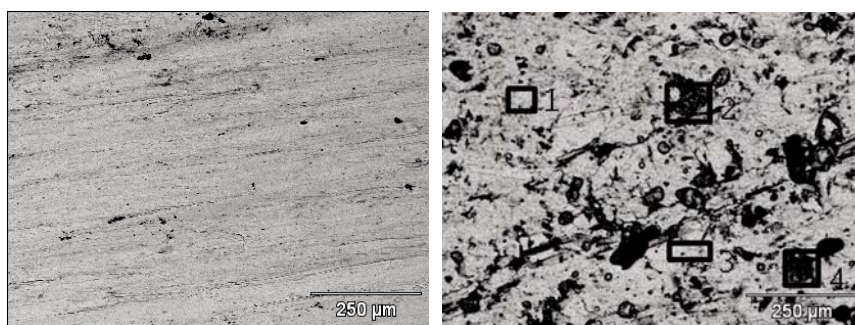
Фото 9. Электроискровой износ шеек ротора

подшипников и корпуса, примыкающих к ротору;

- 6Э (0,6 мТл), или 480 А/м для наружных частей корпуса турбины, паропроводов и т.п.

По результатам исследований ООО «ЮВТЕК» более 150 турбоагрегатов различного типа и мощности удалось оценить и разработать нормы, обеспечивающие безаварийную эксплуатацию. Необходимо руководствоваться следующими предельными значениями:

- 6Э (0,6 мТл), или 480...640 А/м для всех частей ротора, подшипников и деталей, примыкающих к валопроводу;

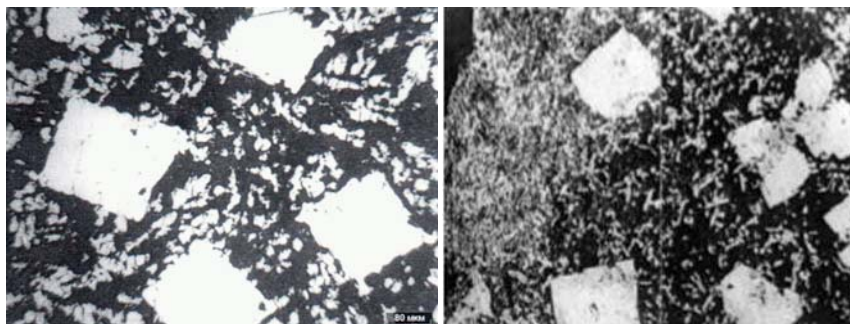


а)

б)

Фото 10. Структура поверхности баббитовой заливки подшипника:

а - неповрежденная область; б – область электроэрозионного повреждения



а)

б)

Фото 11. Микроструктура баббита подшипника:

а - неповрежденная область; б – область электроэрозионного повреждения

- 12Э (1,2 мТл), или 960...1120 А/м для наружных частей корпуса турбины, паропроводов и т.п.

При остаточной намагниченности выше нормальных значений операция размагничивания является рекомендуемой. При значениях выше предельных – размагничивание узлов нужно выполнять обязательно для предотвращения повреждений подшипников в период эксплуатации.

В настоящее время существует широкий выбор средств контроля намагниченности. На рынке представлены разнообразные приборы (от 30 до 100 тыс. рублей) как отечественного, 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.

Контроль намагниченности и размагничивание следует проводить в период капитальных ремонтов (не реже 1 раза в 5–6 лет) при полном разборе оборудования. Размагничивание турбины, компрессора в сборе не имеет смысла, поскольку при этом размагничиваются только шейки ротора и внешние части корпуса на глубину не более 5...8 см.

Измерения осуществляются на доступных поверхностях узлов турбины (приводного электродвигателя), редуктора и компрессора.

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 приводном электродвигателе контролируют: вал (без активной части ротора), полушары ротора и подшипники. На турбине и компрессоре – роторы, рабочие ступени (лопатки) и полушары роторов, подшипники, проточную часть (направляющие лопатки).

Контроль электромагнитных параметров турбоагрегата

Очевидно, что самым достоверным способом является анализ повреждений, однако этот метод не предупреждает появления самих повреждений. В этой связи важно применять действенные методы по выявлению повреждений на ранней стадии. Основным из них является контроль электромагнитных параметров в период эксплуатации. Опираясь на анализ многочисленных случаев электроэрозионных повреждений, специалисты компании «ЮВТЕК» разработали методики диагностирования электромагнитного состояния турбокомпрессоров «на ходу».

Предупреждение электроэрозионного износа подшипников

Для предотвращения электроэрозии турбокомпрессоров обязательными мероприятиями на турбинах любого типа и мощности являются:

- установка токосъемных щеток заземления ротора для стекания электростатических зарядов;
- размагничивание деталей турбины/компрессора при остаточном уровне намагниченности выше нормы;
- контроль сопротивления изоляции подшипников приводного электродвигателя.

Заземляющие токосъемные щетки. Одной из основных мер защиты турбокомпрессора от электроэрозионных повреждений является установка заземляющих щеток ротора. Компания «ЮВТЕК» производит заземляющие щетки JUVTEK K10-1 для всех типов паровых турбин и турбокомпрессоров. Устройство позволяет предотвратить электроэрозию вкладышей подшипников, применяется в энергетике, нефтехимической и газовой отраслях промышленности, судоходстве.

Заземляющие щетки JUVTEK K10-1 имеют два исполнения: одно для токосъема с открытого участка вала, второе – в масляном



Фото 12. JUVTEK K10-1, токосъем с открытого участка ротора



Фото 13. JUVTEK K10-1, токосъем в масляном картере



картере (фото 12, 13). Щетки обеспечивают надежное заземление ротора в течении двух лет без замены сменных элементов.

Преимущества щеток JUVTEK K10-1:

- конструкция из коррозионно стойких материалов;
- надежная работа при температурах +450 °С;
- возможно обслуживание на работающей турбине;
- отработанные решения для турбин большинства типов;
- для установки не требуется демонтаж и доработка узлов турбины;
- в комплекте имеются сменные щетки.

При монтаже устройства JUVTEK K10-1 не требуется демонтаж и доработка узлов турбомашин – устройство можно устанавливать на узел турбины как цилиндрической, так и прямоугольной формы.

Размагничивание турбокомпрессоров. Работа массивных ферромагнитных механизмов неизбежно сопровождается ростом намагниченности их узлов в условиях воздействия магнитного поля земли, полей электрического оборудования и операций, проводимых в процессе ремонта и технического обслуживания (магнитная дефектоскопия, сварка и т.п.).

Операция размагничивания является необходимым методом профилактики электроэрозионных повреждений. При этом снижается остаточный уровень намагниченности узлов турбоагрегатов до безопасных норм и, как следствие, уменьшаются наводки паразитного электричества на роторе турбокомпрессора.

Существенный опыт работы компании «ЮВТЕК» позволил разработать методику и осуществлять размагничивание крупных вращающихся машин и механизмов в энергетике, тяжелой промышленности и газовой отрасли (фото 14).

Выводы

Использование представленных методов позволит правильно интерпретировать повреждения, выявлять электроэрозионные процессы и защитить подшипниковые узлы турбокомпрессора. Это могут быть как самостоятельные решения: установка заземления вала, размагничивание, восстановление изоляции подшипников, так и привлечение специализированных организаций.

Данные методы диагностики являются малозатратными и не требуют высокой квалификации. Экономическая выгода заключается в существенном сокращении убытков при отсутствии ремонтов и простоем генерирующего оборудования, вызванных электроэрозионными повреждениями ответственных узлов. **Т**



Использованная литература:

1. Курмакаев В.М., Хоменок Л.А. Проблема электроэрозионных повреждений турбоагрегатов на ТЭЦ, ГРЭС и АЭС. «Энергосбережение и водоподготовка», №5(67), 2010.

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. Статья: *Technical guidelines – Bearing currents in VFD machines – Version 2. July 2012, ELIN Motoren GmbH / Markus Frickh.*

4. Языков А.Е., Мурманский Б.Е. Повреждения подшипников паровых турбин. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2014 – 94с.: ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып. 1 (193)].

5. Курмакаев В.М., Хоменок Л.А. Проблема электроэрозионных повреждений турбоагрегатов на ТЭЦ, ГРЭС и АЭС. Часть 2. «Энергосбережение и водоподготовка», №5 (73), 2011.

6. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В., Чечурин В.Л. Теоретические основы электротехники. Том 1. – 4-е издание. СПб.: Питер, 2006.

7. ВТИ. Экспериментальное исследование электроэрозионных повреждений моделей подшипников на стенде подшипников УралВТИ. ТО-612.

8. РД 34.30.507-92. Методические указания по предотвращению коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата паровых турбин в зоне фазового перехода.

9. Е.Ф. Немилев. Электроэрозионная обработка материалов. Учебник для ПТУ. Машиностроение, Ленинград. 1983.

10. Методика определения остаточной намагниченности деталей турбоагрегатов с помощью микровеберметра, НПО «ЦКТИ», министерство тяжелого, энергетического, и транспортного машиностроения СССР.

📷 Фото 14.

Размагничивание паровых турбин и компрессоров специалистами ООО «ЮВТЕК»