

УДК 621.311

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ДИСКОВ И ЛОПАТОЧНОГО АППАРАТА ПАРОВЫХ ТУРБИН

Семук В.Е.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

В настоящее время надежность работы тепломеханического оборудования ТЭС является актуальной проблемой, которая в значительной степени обусловлена, наряду с другими факторами, повреждаемостью рабочих поверхностей конструкционных материалов. Повреждаются поверхности элементов проточных частей турбин (рабочие и сопловые лопатки, диски и роторы, корпуса, обоймы, диафрагмы и др.), стопорные и регулирующие клапаны, насосы, регенеративные и сетевые подогреватели турбоустановок. Повреждения обуславливаются целым рядом причин: различные виды износа поверхностей, присутствие органических и неорганических примесей в рабочем теле, высокий уровень тепловых и механических напряжений, наличие отложений и продуктов коррозии на теплообменных поверхностях, переменные режимы работы, конструктивные особенности, а также нарушения инструкций по эксплуатации оборудования. Износ элементов оборудования по современным представлениям понимается как разрушение поверхностных слоев конструкционных материалов, являющееся следствием протекания коррозионных и эрозионных процессов, обусловленных наличием целого ряда усугубляющих факторов.

Элементы проточных частей турбин подвержены не только эрозионному, абразивному и эрозионно-коррозионному износу, но и также различным видам коррозии. Воздействию коррозии подвергаются поверхности всего лопаточного аппарата (рабочие лопатки, сопла и направляющие лопатки, ленточные и проволочные бандажи и др.) роторов, дисков, корпусов и других элементов турбины. Наиболее значительным коррозионным повреждениям подвергается лопаточный аппарат и диски в зоне фазового перехода.

Коррозия металлов – процесс самопроизвольного разрушения металлов или их сплавов при их физико-химическом взаимодействии с окружающей средой. Первопричиной коррозии металлов является их термодинамическая неустойчивость в различных, в том числе водных средах. В процессе коррозии металлы переходят в оксиды, являющиеся термодинамически более устойчивыми по сравнению с чистыми металлами.

Коррозия приводит к частичному или полному разрушению кристаллической решетки и изменению свойств металла, вплоть до его разрушения. Коррозия может вызываться химическими, электрохимическими, механическими причинами, влиянием нейтронного поля и другими факторами.

Химическая коррозия подчиняется законам химических гетерогенных реакций и не сопровождается возникновением электрического тока. Она является результатом протекания химических реакций между металлом и рабочим телом (теплоносителем), когда теплоноситель не является электролитом (сухие газы, перегретый пар).

Электрохимическая коррозия — это химическая коррозия, которая сопровождается протеканием электрического тока. Она возникает в случае, когда теплоноситель является электролитом, при этом на границе металл-рабочее тело возникают микрогальванические (коррозионные) элементы. Электрохимической коррозии подвержены все поверхности энергетических блоков, омываемые водой и пароводяной смесью.

Деление на химическую и электрохимическую коррозии условно. Во многих случаях они протекают одновременно, влияя друг на друга.

Коррозия-эрозия — процесс разрушения металлов вследствие эрозионного воздействия коррозионной среды (разрушение лопаток турбин под воздействием влажного пара, разрушения (износ) перепускных труб у турбин и других агрегатов, по которым с большой скоростью движется пароводяная смесь).

По внешним признакам различают общую и местную коррозию.

Общая коррозия — охватывает всю поверхность металла, смачиваемую теплоносителем; *местная коррозия* проявляется на отдельных участках поверхности и разделяется на питтинг-коррозию, крекинг-коррозию и избирательную.

Питтинг-коррозия протекает на отдельных небольших участках и проявляется в виде язв, коррозионных точек или пятен.

Крекинг-коррозия (коррозионное растрескивание) возникает на участках металла, находящихся под большим механическим напряжением, поэтому его называют также *коррозионным растрескиванием под напряжением*. Проявляется крекинг-коррозия в виде трещин, проходящих по границам зерен металла или через сами зерна.

Избирательная коррозия представляет собой растворение какого-либо элемента, входящего в сплав.

Коррозией лопаток называется химическое разъедание их поверхности под влиянием кислорода (ржавления), щелочи, накипи и других воздействий. Действию коррозии подвергаются лопатки первых и средних ступеней, а главным образом—лопатки в месте перехода пара из сухого во влажное состояние. В ряде случаев наблюдается одновременное действие на лопатки процессов коррозии и эрозии.

Коррозия в большей части поражает бандажи, выходные кромки и стенки лопаток, покрывая последние бугорчатыми наростами, под наростами обычно обнаруживаются язвины, нередко доходящие до 2–3 мм по сечению металла лопаток, а у кромок — язвины, проходящие насквозь и образующие узорчатые, легко ломающиеся края. Наиболее сильно действие коррозии сказывается во время стоянки турбины в случае неплотности вентилей и задвижек, дающих возможность просачиваться пару в турбину, где он совместно с имеющимся в ней воздухом вызывает сильное ржавление лопаток. Корродирующее действие оказывают также воздух, подсасываемый через уплотнения вала на холостом ходу, и накипь, отлагающаяся на лопатках, составные части которой могут активно окислять поверхность лопаток.

Для предотвращения коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата турбины проводят следующие действия:

1. Контроль металла насадных дисков.
2. Контроль металла рабочих лопаток.
3. Нормирование качества свежего пара перед турбинами.
4. Автоматизированный химический контроль качества свежего пара.
5. Применение ингибирующих присадок в пар перед зоной фазового перехода турбины.
6. Материал дисков и рабочих лопаток ступеней турбин в зоне фазового перехода при высокой минерализации исходной воды.
7. Консервация оборудования турбинных установок при их останове.

Контроль металла насадных дисков

В качестве методов контроля применяются визуальный осмотр, магнитопорошковая или цветная дефектоскопия, ультразвуковой контроль.

Контролю в объеме 100% подвергаются обод, гребень, полотно с разгрузочными отверстиями, ступичная часть, шпоночный паз. Если с диска снимаются рабочие лопатки, дефектоскопии подвергаются внутренние поверхности гребня диска и хвостовики рабочих лопаток.

При использовании отремонтированных дисков они проходят повторную дефектоскопию после ремонта и при удовлетворительных результатах допускаются к дальнейшей эксплуатации по согласованию с заводом-изготовителем. Дефектоскопический контроль отремонтированных дисков необходимо проводить не реже, чем через 2-3 года эксплуатации. Если на отремонтированных дисках при эксплуатации вновь образовались трещины, диски к дальнейшей работе не допускаются.

Контроль металла рабочих лопаток

В качестве методов контроля применяют визуальный осмотр, магнитопорошковую или цветную дефектоскопию, вихретоковый и ультразвуковой контроль (рисунок 1). Контролю

подвергаются перо, входные и выходные кромки в доступных местах, хвостовики лопаток, проволочные и покрывные бандажи, бандажные отверстия и шипы лопаток.

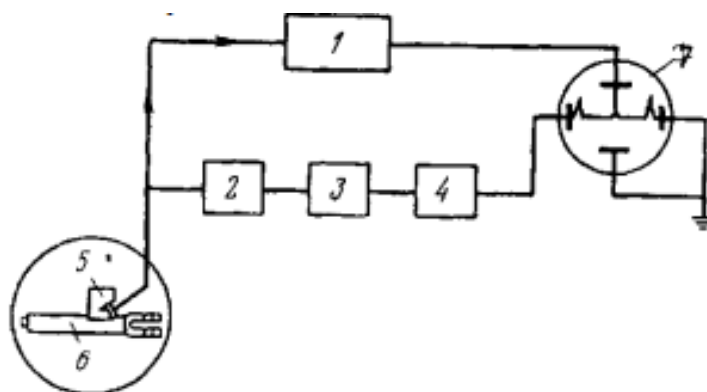


Рисунок 1. Блок схема для ультразвукового контроля лопаток. 1- усилитель импульсов, 2 – генератор импульсов, 3 – задающий генератор, 4 – генератор развертки, 5 - призматический щуп, 6 – лопатка, 7 – ультразвуковой дефектоскоп

Нормирование качества свежего пара перед турбинами

Качество свежего пара перед турбинами определяет качество первичного конденсата в зоне фазового перехода, являющееся одним из факторов, влияющих на интенсивность коррозионных процессов в проточной части турбины. Это обуславливает необходимость строгого соблюдения норм качества свежего пара, регламентированных ПТЭ, и выполнение мероприятий по предотвращению их нарушения.

Качество свежего пара прямоточных котлов (таблица 1) должно удовлетворять нормам.

Таблица 1 – Нормы качества свежего пара и питательной воды для прямоточных котлов на давление пара 14 и 25 МПа (ПТЭ, изд. 1989 г.)

Показатели качества	Пар	Питательная вода
Соединения натрия (в пересчете на Na), мкг/кг, не более	5*	5*
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более	0,3	0,3
pH , не менее	7,5***	9,1±0,1***; ГАР 7,7±0,2; ГР 8,0±0,5; КАР 7,0±0,5; НКР
Кремниевая кислота (в пересчете на $SiCб$), мкг/кг, не более		15

* Для котлов на давление 14 МПа при отсутствии конденсатоочистки на 100% допускается до 10 мкг/кг.

** Н-катионированной или дегазированной пробы при 25 °С.

*** При нейтрально-кислородном водно-химическом режиме допускается не менее 6,5.

**** В зависимости от принятого водно-химического режима (ГАР - гидразинно-аммиачный режим, ГР - гидразинный режим, КАР - кислородно-аммиачный режим, НКР - нейтрально-кислородный режим).

Качество свежего пара барабанных котлов (таблица 2) на давление 14 МПа после всех устройств для регулирования его температуры должно удовлетворять нормам.

Для ограничения работы турбин при существенном отклонении от норм качества свежего пара в ПТЭ регламентирована продолжительность допускаемых нарушений норм качества свежего пара перед турбинами, при которых должны приниматься соответствующие меры по нормализации водного режима или останову турбины.

Таблица 2 – Нормы качества свежего пара и питательной воды для барабанных котлов (ПТЭ, изд.1989 г.)

Давление пара, МПа	Качественные показатели	Пар		Питательная вода
		ГРЭС	ЭЦ	
4	Соединения натрия (в пересчете на Na), мкг/кг, не более	60	100	-
10		15	25	-
14		5	5	50
10 14	Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более	Устанавливается энергообъединением		
4-14	рН, не менее	7,5 15	7,5	9,1±0,1
4-14	Кремниевая кислота (в пересчете на SiO ₂), мкг/кг, не более		25	80* 40** 120***

Автоматизированный химический контроль за качеством свежего пара

Целью автоматизированного химического контроля является быстрое выявление отклонений качества теплоносителя от установленного уровня для принятия соответствующих мер по их устранению.

Автоматизированная система химического контроля (АСХК) - это информационно-измерительная система, выполняющая оперативный контроль за показателями качества теплоносителя, отражающими текущее состояние водно-химического режима (ВХР) по тракту энергоблока.

Выдаваемая АСХК оперативная информация используется оператором для управления ВХР при установившемся режиме работы энергоблока. Применение средств вычислительной техники в АСХК дает возможность выполнять логические и вычислительные операции информационно-диагностического характера и выдавать оператору совет о месте и возможной причине нарушения ВХР энергоблока, а также о состоянии технических средств, входящих в систему.

Применение ингибирующих присадок в пар перед зоной фазового перехода турбины

Снижение интенсивности коррозионных процессов на конструкционных материалах дисков и лопаток в проточной части турбины может быть осуществлено защитой поверхности металла от воздействия агрессивных соединений с помощью ингибитора, который подается в пар непосредственно перед зоной фазового перехода и регулирует качество первичного конденсата ЗФП.

В качестве ингибиторов в проточной части турбины применяют летучие щелочные и пленкообразующие реагенты - гидразин, пиперидин, морфолин и др. Ингибитор должен обладать благоприятным коэффициентом межфазового распределения, определяющим способность его концентрирования в первичном конденсате. Также ингибитор должен иметь свойство регулировать значение рН первичного конденсата, обладать термостойкостью, определяемой коэффициентом термического разложения, и ингибирующим эффектом, обуславливающим защиту поверхности металла от коррозионных процессов.

При выборе ингибитора учитывают его стоимость, наличие в промышленности, допустимые концентрации в сбросных водах.

Материал дисков и рабочих лопаток ступеней турбин в зоне фазового перехода при высокой минерализации исходной воды.

Для электростанций с повышенной минерализацией воды с целью повышения коррозионной стойкости металла в зоне фазового перехода, по согласованию с заводом-изготовителем турбины возможна при технико-экономическом обосновании установка рабочих лопаток турбины из титановых сплавов или более коррозионностойких сталей, а для дисков турбин без промперегрева - использование стали 26ХНЗМ2ФАА.

Консервация оборудования турбинных установок при их останове.

Для предотвращения повреждений, вызываемых стояночной коррозией, наиболее эффективной мерой является консервация оборудования. Способы консервации различны и должны выбираться в зависимости от продолжительности и вида простоя консервируемого оборудования, наличия схем консервации, типа консерванта и затрат на проведение консервации.

В настоящее время на тепловых электростанциях следует применять следующие способы консервации турбоустановок: осушенным или подогретым воздухом и летучими ингибиторами ИФХАН (ингибированным воздухом). Способы консервации с использованием атмосферного воздуха основаны на снижении и поддержании в процессе простоя турбоустановки внутри ее объема воздушной среды с относительной влажностью не более 40%, что практически исключает возможность возникновения стояночной коррозии.

Консервация подогретым воздухом.

Используется динамический способ осушки воздуха, при котором в полость консервируемого оборудования постоянно нагнетается воздух пониженной относительной влажности. Для нагнетания воздуха используют вентиляторы, а понижают его влажность подогревом в калориферах. В качестве мест подвода воздуха используют трубопроводы регенеративных и отопительных отборов или перепускные трубы. Для постоянной вентиляции консервируемого объема выпуск воздуха организуют таким образом, чтобы исключить застойные зоны и невентилируемые полости. Для этой цели используют штатные дренажи, воздушные линии опорожнения или специально устанавливаемые вентиляционные штуцера с запорной арматурой, а также систему концевых уплотнений.

Консервация осушенным воздухом.

Воздух до поступления в турбину проходит адсорбционный осушитель, поглощающий значительную часть влаги. Благодаря этому и после поглощения влаги и охлаждения в турбине относительная влажность воздуха остается в допустимых пределах, исключающих возникновение атмосферной коррозии. При этом исключается конденсация водяных паров в местах с низкой температурой.

Осушители устанавливают стационарно. Они могут быть переносными и использоваться на нескольких турбинах. Воздух выпускается через концевые уплотнения и другие специальные отверстия, выбранные так, чтобы он проходил все поверхности консервируемого объема турбоустановки. Чтобы исключить тупиковые зоны, иногда устанавливают несколько воздуходувок, разделив турбоустановку на части. Производительность осушителей и воздуходувок должна обеспечить полную замену воздуха в консервируемом объеме 1-2 раза в час. Осушенный воздух используется для консервации регенеративных и сетевых подогревателей, резервуаров, питательных насосов, конденсаторов и электрических генераторов.

Консервация летучими ингибиторами ИФХАН.

Летучие ингибиторы ИФХАН имеют большую скорость испарения, защищают от коррозии ряд черных и цветных металлов. Способ консервации апробирован на тепловых и атомных электростанциях и заключается в следующем: турбина герметизируется по валу и всем подключенным к ней трубопроводам и сообщается с источником воздуха, содержащим летучие ингибиторы коррозии (рисунок 2). Ингибированный воздух просасывается с помощью насоса или эжектора через цилиндры турбины. На выходе из турбины (из конденсатора турбины) определяется защитная концентрация и улавливается (поглощается) ингибитор, оставшийся в воздухе. При достижении внутри консервируемого объема защитной концентрации турбина герметизируется по подводу и отводу воздуха и оставляется в таком виде на все время простоя (до 2,5-3,0 лет). Контроль за состоянием металла при простое проводится по скорости коррозии индикаторов, изготовленных из стали 3.

Расконсервация проводится пропуском воздуха через турбину, на выходе из которой ингибитор поглощается, что обеспечивает полную экологическую чистоту процесса как расконсервации, так и предыдущей консервации.

В качестве места подачи ингибированного воздуха могут быть использованы трубопроводы подачи уплотняющего пара или отсоса паровоздушной смеси и пара из переднего концевое уплотнения турбины (или другого концевое уплотнения в зависимости от конструктивной схемы турбины). Воздух отводится из трубопроводов заднего концевое уплотнения (противодавленческая турбина) или из трубопровода отсоса паровоздушной смеси конденсатора. Для пропуска ингибированного воздуха через турбины может быть использован основной или пусковой эжектор.

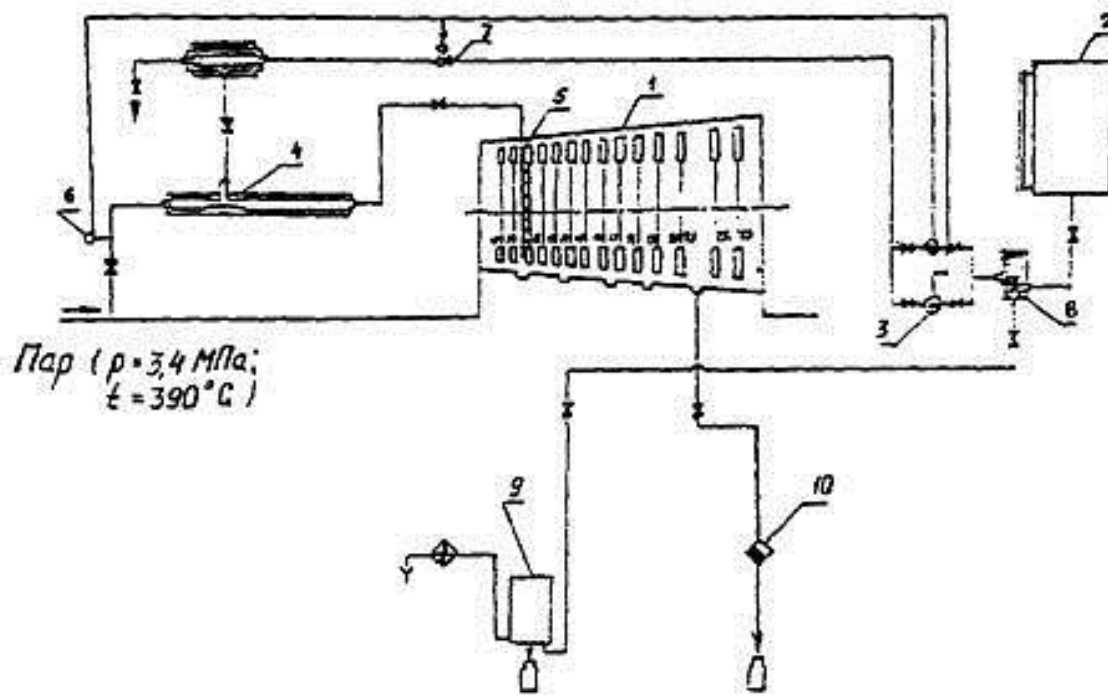


Рисунок 2. Схема ингибирования элементов проточной части турбин
1 – турбина, 2 – бак водного раствора гидразина, 3 – насосы-дозаторы, 4 – инжектор-испаритель, 5 – кольцевой коллектор, 6 – манометр, 7 – электропривод, 9, 10 – отборы проб пара.

Литература

1. Глазырин, А.И. Консервация энергетического оборудования / А.И. Глазырин, Б.Ю. Кострикина. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 258 с.
2. Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – Москва, 2005. – 592 с.
3. Маргулова, Т.Х. Водные режимы тепловых и атомных электростанций / Т.Х. Маргулова, О.И. Мартынова. – Москва: Высш.школа, 1987. – 319 с.
4. Молочек В.А. Ремонт паровых турбин / В.А. Молочек. – Москва, 1968. – 323 с.
5. РД 34.30.507-912, М. изд-во ВТИ, 1993.
6. РД 34.37.303-88, М. изд-во ВТИ, 1993.
7. РД 34-20.591-87, М. ВТИ, 1987.