

УДК 621.311

КРУПНЫЕ АВАРИИ НА ТЭС В РЕЗУЛЬТАТЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ РОТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Таранчук А.С.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Качан С.А.

В практике эксплуатации паровых турбин тепловых электростанций известны серьезные аварии в результате повреждения роторов. Информация о технологических нарушениях и причинах их возникновения должна быть доступна специалистам электростанций, заводов-изготовителей и ремонтных организаций. Правильное распознавание дефектов, которые послужили причиной технологических нарушений в работе турбогенераторов, позволяет избежать повторения аналогичных аварий или инцидентов и разработать эффективные мероприятия по их предупреждению.

Роторы представляют собой один из самых ответственных узлов паровой турбины. Конструкции роторов и применяемые при их изготовлении материалы определяются особенностями и условиями их работы: высокой частотой вращения, значительными усилиями от центробежных сил, длительным воздействием высоких температур и быстрым их изменением, коррозионно-эрозионным разрушением металла.

Наиболее часто встречаются следующие неисправности [1, 2]:

- увеличенный статический прогиб роторов;
- абразивный, эрозионный износ, "коррозионное растрескивание под напряжением" и "коррозионное усталостное растрескивание" в разгрузочных отверстиях роторов и в ступицах дисков.
- коррозионные повреждения роторов, включая все детали (стояночная коррозия), происходящие при длительных простоях оборудования без консервации.
- повреждения шеек роторов, происходящие вследствие полного или частичного прекращения подачи масла в подшипники, а также использования грязного или обводненного турбинного масла.
- исходные металлургические дефекты заготовок роторов или отклонения по механическим характеристикам металла роторов паровых турбин.
- трещины, в осевых каналах роторов высокого и среднего давления, работающих в зоне высоких температур, происходящие, как правило, из-за термической усталости или дефектов изготовления.

Одной из главных причин аварий и катастрофических разрушений роторов турбин является накопление усталостной поврежденности вследствие крутильных колебаний ротора [3]. Появление трещин на расточках, в ободьях дисков и придисковых галтелях высокотемпературных роторов возможно вследствие исчерпания длительной прочности материала. Появление трещин на поверхности цельнокованых роторов в зоне концевых и диафрагменных уплотнений и в придисковых галтелях происходит чаще всего вследствие термической усталости материала. Появление трещин вследствие коррозии под напряжением наблюдается на расточках насадных дисков, в ободьях, галтелях и разгрузочных отверстиях насадных дисков

Не смотря на диагностику и ремонтное обслуживание, катастрофические аварии турбогенераторов продолжают сопровождать электроэнергетику. Рассмотрим некоторые из них.

Наиболее ярким примером повреждения роторов из-за исходных металлургических дефектов является авария **турбины блока мощностью 225 МВт станции «Галлатин» (США)**, произошедшая **19 июня 1974 г.** [4].

При пуске турбины из холодного состояния произошло разрушение ротора среднего-низкого давления (РСНД) при частоте вращения 3400 об/мин. Номинальная частота вращения роторов турбин данного типа составляет 3600 об/мин. Температура свежего пара

на входе в турбину и пара после перегрева на входе в цилиндр среднего давления (ЦСД) равна 565 °С.

До аварии блок отработал 106 тыс. ч и имел 183 пуска из горячего и 105 пусков из холодного состояния.

РСНД был изготовлен из хромомолибденованадиевой стали. При его изготовлении неразрушающий контроль роторов со стороны осевого канала не производился. Слиток под заготовку ротора выплавлялся в трех отдельных электропечах, выложенных из основного огнеупора, с использованием двухшлаковой технологии.

Ротор разрушился с образованием 30 крупных фрагментов (рисунок 1) [2].

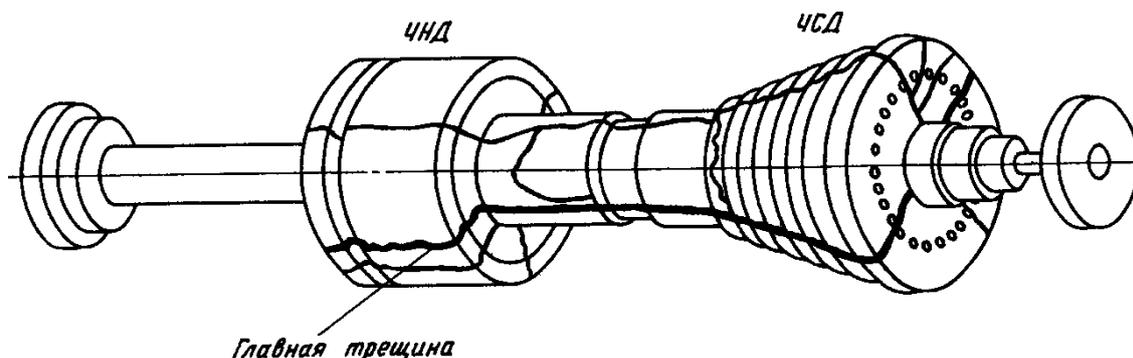


Рисунок 1 – Хрупкое разрушение РСНД

При фрактографическом анализе в очаге разрушения были обнаружены два единичных дефекта литья, выходящие на поверхность осевого канала и имеющие форму полуэллипса под седьмой ступенью ротора СД, и значительно большие по размеру аксиально-радиальные докритические трещины, проходящие через все сечение данной части ротора.

Дефекты располагались в радиально-осевой плоскости на диаметрально противоположных сторонах окружности в зонах наиболее высокой плотности включений сульфида марганца, а также в зонах расслоения металла, возникших в процессе затвердевания слитка. Протяженность наибольшего дефекта в момент разрушения составила 350 мм. Характер распространения трещины в очаге - межзеренный, при лавинообразном распространении в здоровом металл внутризеренный скол с отчетливо наблюдаемыми фасетками скола по кристаллографическим плоскостям металла [3].

Скопление включений типа сульфида марганца облегчило образование межзеренных трещин по механизму ползучести. При пуске турбины в феврале 1974 г. произошло увеличение образовавшихся трещин до критического размера (на изломе ротора виден след ускоренного подрастания и остановки трещины). При следующем пуске турбины из холодного состояния в июне 1974 г. произошло разрушение ротора.

В октябре 2002 г. на турбоагрегате ст. № 3 Каширской ГРЭС произошла тяжелейшая авария [5]. Практически полностью были разрушены паровая турбина, генератор, конденсатор, повреждены фундамент турбоагрегата и несущие колонны стеновых ограждений со стороны генератора, возник пожар и обрушилась кровля машзала в четырех пролетах (рисунок 2). Повреждено и не подлежит восстановлению многочисленное вспомогательное оборудование, выведено из строя около 300 единиц приборов и датчиков различного назначения, сгорело около 15 км контрольного и силового кабелей.

Разрушенный турбоагрегат состоял из паровой турбины К-300-240 производства ЛМЗ номинальной мощностью 300 МВт на начальные параметры 23,5 МПа/540 °С и генератора ТВМ-300.

К моменту аварии паровая турбина имела наработку 228,5 тыс. ч при назначенном индивидуальном ресурсе 250 тыс. ч. Число накопленных пусков – 190. Генератор турбоагрегата был введен в эксплуатацию в 1968 г. и за этот период ремонтировался 14 раз.

После 26 лет работы (в 1994 г.) ротор генератора был заменен на новый с титановыми бандажными кольцами вместо колец из нержавеющей стали.



Рисунок 2 – Последствия аварии на 3-м энергоблоке Каширской ГРЭС-4 (6×300 МВт) в 2002 г. Вид на машинное отделение аварийного энергоблока

В 1998 г. в одном из колец были обнаружены трещины, и его также заменили. Таким образом, к моменту аварии срок службы ротора генератора составил всего 8 лет, а число пусков – 72. В 2002 г. турбоагрегат прошел капитальный ремонт, в течение которого были проведены все регламентные работы по паровой турбине и генератору. Было выполнено обследование электрической части генератора. Сведения о каких-либо повреждениях механической части ротора генератора в протоколах обследования до и после ремонта отсутствуют.

На момент аварии турбоагрегат отработал 11 суток после капитального ремонта. Непосредственно перед аварией он функционировал нормально и нес нагрузку, равную 235 МВт. Параметры пара, вибрация и другие показатели, регламентируемые ПТЭ, находились в пределах нормы.

Авария произошла 5 октября в 15-31 через 11 суток после окончания капремонта. В течение этих 11 суток энергоблок работал без замечаний с нагрузкой $P = 235$ МВт. В результате аварии произошло полное разрушение турбины и генератора.

На рисунке 3, *a* и *б* показана турбина и отмечены сечения, по которым произошло разделение валопровода.

К наиболее значимым следует отнести разрушения:

- болтовых соединений всех муфт (сечения 1, 4, 5 и 8).
- цельнокованой части ротора ЦСНД турбины в области 5-й ступени в месте перехода на увеличенный диаметр (сечение 2);
- валов по галтелям шеек заднего опорного подшипника ЦСНД и обоих опорных подшипников ЦНД (сечения 3, 6 и 7).
- шпилек горизонтального фланцевого разъема передней части корпуса ЦСНД с забросом ее верхней части на 14 отметку в зону паропроводов БРОУ.

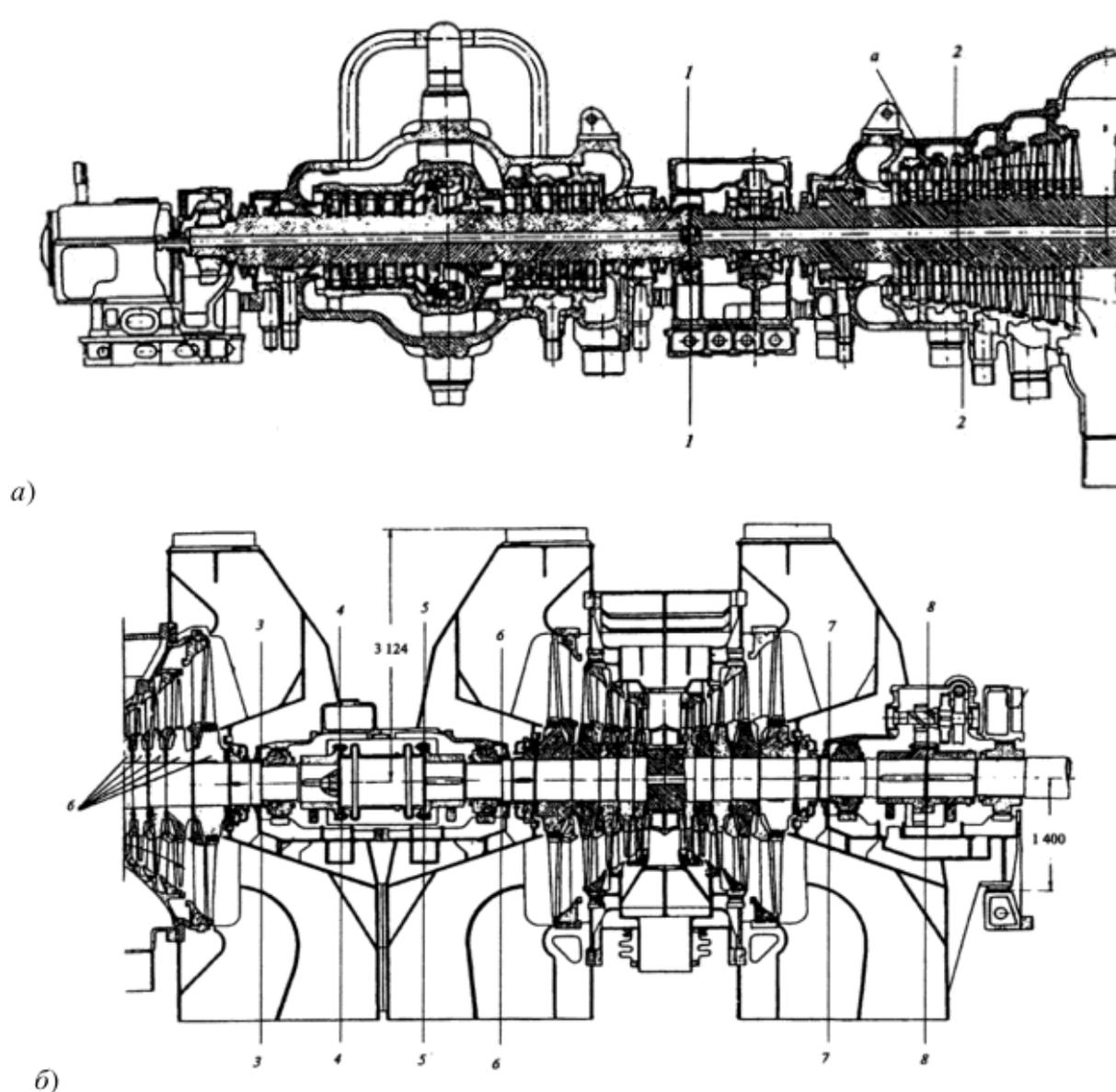


Рисунок 3 – Продольный разрез турбины К-300-240 и сечения, по которым был разрушен валопровод

Кроме того, были отмечены следующие события:

–освобождение от вала всех пяти дисков части низкого давления ЦСНД и их разлет по машинному залу и за его пределы;

–излом рабочих лопаток последних и предпоследних ступеней ЦСНД и ЦНД по корневым сечениям, и закатка рабочих лопаток остальных ступеней этих цилиндров в направлении, противоположном вращению;

–полное разрушение диафрагм ЦСНД и ЦНД и значительное повреждение их обойм.

Кроме разрушения заднего бандажного кольца генератора с образованием четырех фрагментов, разрушился вал ротора генератора по трем сечениям 1, 2 и 3 (рисунок 4):

сечение 1 – по галтели посадочной поверхности втулки вентилятора, установленного на стороне турбины; на поверхности излома обнаружена кольцевая усталостная трещина и зона долома;

сечение 2 – зона радиальных отверстий подвода и отвода дистиллята для охлаждения обмотки ротора»; поверхность излома имеет грубый кристаллический характер; обнаружены трещины коррозионно-усталостного происхождения.

сечение 3 – сечение в зоне контактных колец; излом имеет хрупкий характер.

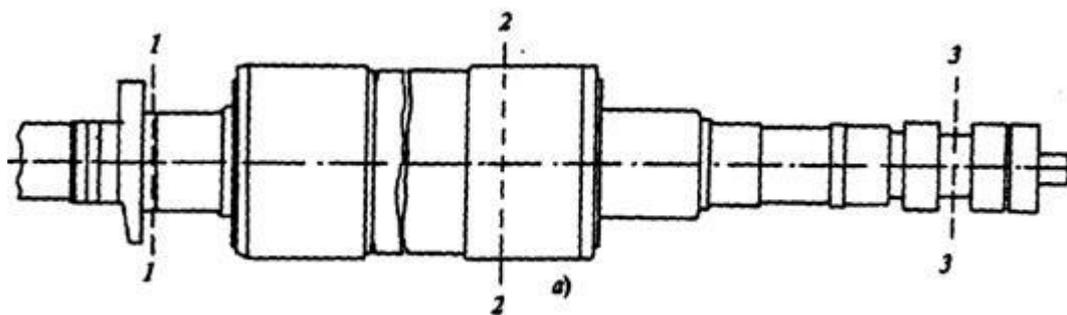


Рисунок 4 – Сечения, по которым разделился вал ротора генератора

Защита блока работала без замечаний, в штатном режиме. Генератор был отключен от сети защитой от замыкания на землю, и лишь после этого началось разрушение генератора и турбины. Как уже было сказано, в результате аварии произошло разрушение генератора и турбины, повреждение фундамента турбоагрегата, колонн стеновых ограждений со стороны турбогенератора. В результате возникшего пожара в 4-х пролетах обрушилась кровля машинного зала. Обгорела и получила механические повреждения 21 сборка 0,4 кВ. Выведены из строя приборы, датчики, манометры, электроприводы – около 300 единиц. Сгорели контрольные и силовые кабели общей длиной 15 км.

Зубцы крайнего пакета активной стали на длине до 250 мм, считая от нажимных пальцев, на стороне контактных колец деформированы, завальцованы и оплавлены. Многие зубцы изогнуты по направлению вращения ротора в зоне крайнего пакета и сместились относительно нажимных пальцев в результате стопорения обломком (рисунок 5), при этом 15 зубцов изогнулись петлей. В одном из зубцов на расстоянии 20 мм от нажимного пальца был обнаружен обломок бандажного кольца размером 25x15 мм, вошедший в расщеп зубца на глубину 26-27 мм. Два обломка размером 100x120 мм и 160x600 мм были найдены в лобовых частях обмотки статора.

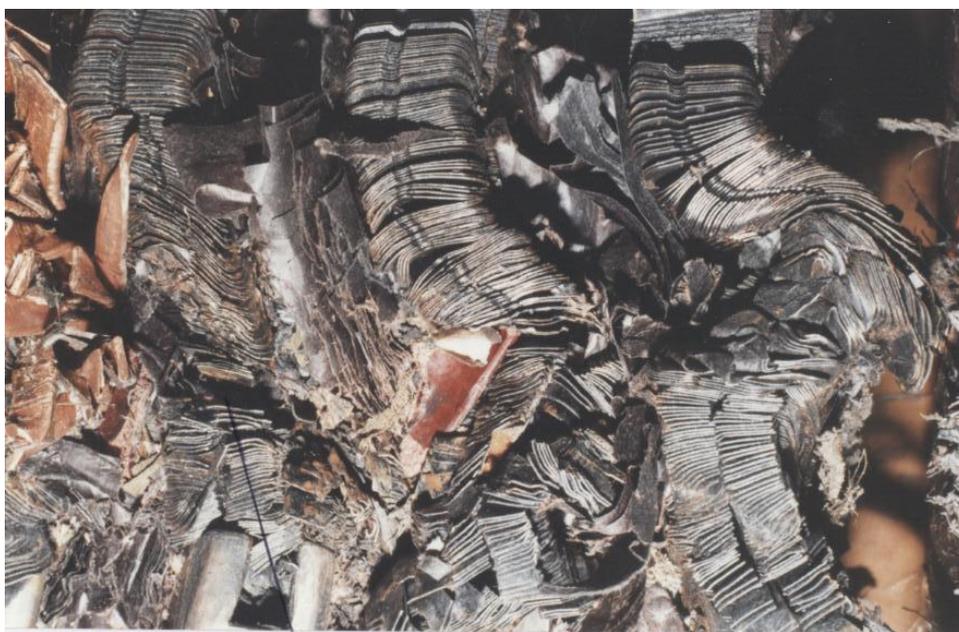


Рисунок 5 – Ударная деформация зубцов крайнего пакета активной стали

Комиссия по расследованию пришла к выводу, что причиной аварии турбоагрегата в целом явилось разрушение ротора генератора в конструктивно и технологически ослабленном узле водоподвода из-за динамического удара и тормозящих усилий, возникших при разрушении бандажного кольца.

Причиной же катастрофических последствий аварии для турбины явилось наличие возникших в процессе эксплуатации усталостных трещин крутильного характера в роторе генератора в районе подшипника № 6. Одна из этих трещин достигла критического размера и привела к мгновенному хрупкому долому вала под вентилятором. Это вызвало появление тормозящих и поперечных сил в ЦСД и ЦНД турбины, что привело к множественному разделению валопровода турбоагрегата.

В заключение отметим, что выполненный обзор современной научно-технической литературы в области повреждаемости роторов паровых турбин показывает, что число технологических нарушений в работе отдельных электростанций велико и во многом определяется недостатками эксплуатации машин, имеющих дефекты.

Результаты статистического анализа технологических нарушений в работе турбогенераторов не подтверждают распространенное мнение об увеличении числа аварий и инцидентов у машин с большими и весьма большими сроками эксплуатации. В то же время следует отметить, что степень износа сборочных единиц и систем таких турбогенераторов, определяемая во время плановых ремонтов, иногда оказывалась весьма значительной и в ряде единичных случаев, когда не удавалось полностью устранить дефекты, она определяла возникновение технологических нарушений.

Литература

1. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС / Под ред. А.И. Андрющенко. - М.: Высшая школа, 1991. - 303 с.
2. Трухний, А.Д. Стационарные паровые турбины. - М.: Энергоиздат, 1990. - 640 с.
3. Смирнов А.Н. Анализ повреждаемости роторов паровых турбин (обзор) / А.Н. Смирнов, Н.В. Быкова, Н.В. Абабков, Б.Р. Фенстер // Технология машиностроения С. 38 – 46.
4. Kramer, L.D. Analysis of the Tennessee Valley Authority, Gallatin unit no 2. Turbine rotor burst / L.D. Kramer, D.D. Randolph, D.A. Weisz. // New York, 1976. December. - P. 5-10.
5. Загретдинов, И.Ш. Разрушение турбоагрегата 300 МВт Каширской ГРЭС: причины, последствия и вывод / И. Ш. Загретдинов, А. Г. Костюк, А. Д. Трухний и др. // Теплоэнергетика, 2004. - № 5. - С. 515.