

超临界 600MW 汽轮机通流部分结垢分析与处理

张姚广，朱志坚

(江苏利港电力有限公司，江苏 江阴 214444)

摘 要：上汽超临界 600MW 汽轮机高压缸及低压缸通流部分结垢、腐蚀较严重，本文分析了结垢和腐蚀产生的原因及对汽轮机效率的影响，提出了有针对性的解决方法和防止对策。

关键词：汽轮机；结垢；影响；处理对策

江阴利港发电股份有限公司#6 汽轮机型号为 N600-24.2/538/566，是上海汽轮机有限公司引进美国西屋公司技术制造的超临界、一次中间再热式、高中压合缸、三缸四排汽单轴凝汽式汽轮机。高压缸部分由 1 级单列调节级（冲动式）加 11 级压力级（反动式）组成；中压缸全部采用 8 级反动式压力级；低压缸是双流、4×7 级反动式叶片。低压缸末级叶片长为 1050mm。

该机组投产后，主要存在的问题是各项经济指标未能达到预期的设计性能，根据经济分析报表情况看，汽轮机的热耗值均偏高。机组投产后在 6 号机组上所做的性能试验没有达到合同所要求的值，汽轮机内效率较低，热耗为 7733.2 kJ/kWh，高出合同保证值 161kJ/kWh。为了解决汽轮机热耗高的问题，2010 年 3 月，#6 汽轮机进行了投产后的首次大修。

1 高低压缸通流部分结垢情况

#6 机组解体以后检查发现高低压缸内各级叶片及静叶栅喷嘴均存在结垢，见图 1、2、3。



图 1 高压缸积盐情况

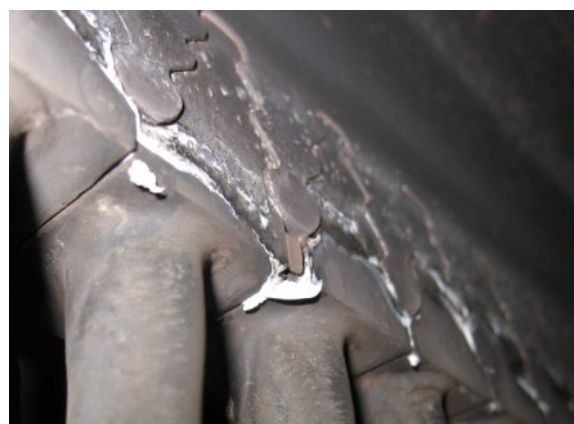


图 2 低压缸积盐情况



图 3 低压缸腐蚀情况

高压缸后 4 级积盐的量比较大，积盐疏松，积盐下金属表面光滑、无腐蚀，动、静叶积盐状况一致。中压缸积盐量小。低压缸叶根部有白色积盐，易溶于水；5、6、7 级抽气口也发现有白色积盐；4、5 级表面呈锈蚀状，虽然表象难看，但量比较小，无法取样分析，锈蚀腐蚀物易吸潮，腐蚀物下有腐蚀坑；末 2 级叶片光滑，无腐蚀。

化学检测结果见表 1~6。

表 1 中压转子第 1 级积盐

组分名称	组分含量/%
铁 Fe ₂ O ₃	93.59
铜 CuO	0.08
铝 Al ₂ O ₃	0.67
锌 ZnO	0.01
锰 MnO	0.50
硅 SiO ₂	0.45
钙 CaO	0.03
镁 MgO	/
磷 P ₂ O ₅	0.06
硫 SO ₃	/
铬 Cr ₂ O ₃	2.49
钠 Na ₂ O	1.22
钾 K ₂ O	/
钼 MoO ₃	0.32
砷 As ₂ O ₃	/
铅 PbO	/

表 2 低压缸隔板第 1 级（白色积盐）

组分名称	组分含量/%
铁 Fe ₂ O ₃	5.09
铜 CuO	0.19
铝 Al ₂ O ₃	0.31
锌 ZnO	/
锰 MnO	0.03
硅 SiO ₂	6.76
钙 CaO	0.15
镁 MgO	/
磷 P ₂ O ₅	0.07
硫 SO ₃	0.71
铬 Cr ₂ O ₃	0.72
钠 Na ₂ O	44.88
钾 K ₂ O	0.09
钼 MoO ₃	2.85
氯 Cl	36.93
钨 WO ₃	1.13

表 3 高压隔板 10-11 级积盐

组分名称	组分含量/%
铁 Fe ₂ O ₃	9.73
铜 CuO	5.75
铝 Al ₂ O ₃	26.77
锌 ZnO	0.07
锰 MnO	0.12
硅 SiO ₂	24.20
钙 CaO	0.08
镁 MgO	/
磷 P ₂ O ₅	6.36
硫 SO ₃	0.62
铬 Cr ₂ O ₃	0.08
钠 Na ₂ O	20.40
钾 K ₂ O	0.13
钼 MoO ₃	4.14
砷 As ₂ O ₃	0.02
铅 PbO	/

表 4 水冷壁垢样 EDS 能谱成份

元素名称	元素平均含量/%	氧化物名称	氧化物含量/%
P	4.11	P ₂ O ₅	9.59
Ca	6.19	CaO	8.82
Mn	6.80	MnO ₂	10.95
Fe	48.55	Fe ₂ O ₃	70.64

表 5 2009. 11. 14, #6 炉 B 侧水冷壁管垢样成份分析

组分名称	组分含量/%
Fe ₂ O ₃	86.71
MnO ₂	6.22
CaO	2.25
P ₂ O ₅	2.04
Cr ₂ O ₃	1.1

表 6 本次次大修，省煤器、水冷壁割管垢量

部位	垢量/(g/m ²)
省煤器（中间水平段）	360
省煤器进口联箱 B-A 第 44 排	473
省煤器中间联箱 A-B 第 80 排	67
后墙水冷壁（D11 吹灰枪下部）向火侧	167
后墙水冷壁（D11 吹灰枪下部）背火侧	113
B 侧水冷壁（D15 吹灰枪下部第 6 根）向火侧	125
B 侧水冷壁（D15 吹灰枪下部第 6 根）背火侧	107

2 通流部分结垢对机组出力及效率的影响

汽轮机通流部分的结垢将使通流面积减小，在同样的进排汽压力下，汽轮机进汽做功的流量将减少，从而造成汽轮机出力降低，若要保持汽轮机的出力不变，势必要提高新蒸汽的参数，这必然使调节级及结垢级的压降陡然增大，当超过制造厂压力限值时就有可能造成动叶片的损坏。

汽轮机动静部分叶片的结垢，同时也改变了叶片的型线，造成蒸汽在汽缸内的流体分布状态严重偏离叶片的三维设计工况，增加了结垢级内部分蒸汽涡旋和脱离叶片的趋势，减少了新蒸汽做功的能力，因而同时造成了高压缸内各级做功能力和效率的下降。

3 通流部分结垢原因的分析

对于高压缸通流部分结垢。该机组调试、投产 3 年多，运行稳定，叶片的积盐没有影响机组的负荷。从表六可以看到，省煤器结垢速率异常，机组调试期间的汽水品质合格率低。表 3 中，铝、硅、钠的含量高。这些说明，高压缸叶片的沉积，主要是基建期间异物存在于热力系统，溶解、携带后沉积。整个热力系统金属材料中，含铝的成份极微，

因此高压缸中铝沉积的来源,主要为系统外的异物带入。以硅、铝、钠(钙)为主要成分的保温材料在锅炉管道、炉前设备保温中大量使用,不排除有保温材料或碎屑不慎遗留在设备及管道中,或者有施工单位在管道进行氩弧焊焊接时,采用保温岩棉板作为管道封堵氩气的材料,焊接施工完成后未彻底取出并清理干净。热力系统整个受热面很大,系统复杂、死角很多,残存在系统中的保温碎屑在化学清洗和冲管阶段也不能完全排出系统。这些杂物,在温度和介质的作用下慢慢溶解并释放,最终沉积在高压缸叶片上。

表 3 中,次于铝、硅、钠含量的元素为铁、铜、钼、磷。积盐中含铁已是常见现象。铜、钼,在热力系统金属材料中,见于给水管。铜、钼在高压缸出现,负荷超临界机组溶解、沉积特性,而且省煤器进口已发现有冲刷痕迹,这说明炉前系统流动腐蚀的存在。磷在水冷壁垢样中也出现,其来源还需进一步考察,可以请试验班论证下酸洗使用的“低温酸洗钝化”清洗剂是否含磷,检测老厂蒸汽中磷酸盐含量。

中压缸积盐量很小。表 1 中,积盐含量是铁的氧化物,为再热器中少量铁氧化物带来。

低压缸叶片白色积盐。叶片上的白色积盐,在抽汽口也发现,总量不大,积盐极易溶于水。表 2 中,氯和钠的含量占绝大部分。氯的来源:凝汽器泄漏以及长期渗漏;凝结水处理混合离子交换器再生用碱氯离子超标。#5 机组混合离子交换器出水、给水检测出高含量的氯离子,虽然无#6 机组的数据,但再生用碱是同样的。

低压缸叶片腐蚀。主要发生在进汽侧,腐蚀程度轻。腐蚀的 3 个要素:氧、氯、水分,氧、氯的存在已在上述说明。水分的存在:再热蒸汽经过中压缸做功后进入低压缸,由于蒸汽的扩容和温度压力的降低,过热蒸汽将变成干饱和蒸汽甚至是湿蒸汽。这就导致低压缸的末几级叶片,它的工作状态经常处于 4%~14% 的湿度下。这种情况在机组启停过程中蒸汽参数控制不合理如再热气温偏低,或者在冬季低负荷时凝汽器真空过高也会导致湿蒸汽区范围变大。后 2 级叶片不存在腐蚀现象:转子叶片的末级运行在高湿度蒸汽,容易引起侵蚀的区域内。为使湿度引起的叶片侵蚀降至最小,每个叶片的进汽边嵌有司太立合金条。司太立合金是钴和

铬的二元合金,是非常坚硬并且有很好的抗侵蚀作用。

4 结论及运行中应采取的措施

高压缸叶片积盐主要是基建阶段,保温材料在热力系统遗留,溶解、携带,沉积在高压缸叶片上。炉前系统存在流动加速腐蚀,在高压缸叶片积盐中有反应。低压缸白色积盐的成份为氯化钠,叶片存在腐蚀,但程度较轻。

AVT 水化学工况下的流动加速腐蚀,产生铁的氧化物在汽轮机中沉积。超临界机组在保持现有的 AVT 水化学工况下,有必要进行水化学运行工况优化试验,寻找到最佳水汽品质控制范围,从而将热力系统中的腐蚀、结垢、积盐速度降至最低。在化学专业进一步调研的基础上,可考虑将现有的 AVT 水化学工况进一步改为 CWT 水化学工况(即采取给水加氧联合处理方式)。在加氧之前,彻底检测水汽的含氧量,控制在合格的范围内。

机组运行中应严格按照机组运行规程规定进行锅炉上水、加强机组启动前的冷、热态水冲洗;严格按照锅炉启动曲线进行升温升压,控制锅炉升负荷速率,减少热冲击。机组升降负荷时控制主蒸汽和再热蒸汽温度变化率,避免温度过快降低,导致低压缸的蒸汽湿度增加。

作者简介:

张姚广(1982-),男,江苏江阴人,助理工程师、技师,从事汽轮机检修管理工作, E-mail: zhangyg@jlepc.com.cn;

朱志坚(1968-),男,江苏江阴人,高级工程师、高级技师,从事汽轮机设备管理与技术改造工作, E-mail: zhuzhj@jlepc.com.cn。