

某燃气轮机热电减温水喷嘴频繁堵塞原因分析及防治措施

刘祥亮¹, 周 臣¹, 洪新华¹, 赵立群², 王 宁², 王春霞³

(1. 中电华创电力技术研究有限公司, 上海 200081;

2. 北京欧林特技术咨询有限公司, 北京 110048;

3. 中电商丘热电有限公司, 河南 商丘 476000)

摘 要:某燃气轮机电站运行中制冷站减温水喷嘴频繁堵塞, 喷嘴需经常人工清理, 管道输送泵压力、频率和开度增大, 电耗增加, 严重影响制冷机系统正常运行状态。通过现场系统查定、减温水水质分析、堵塞物能谱分析等技术手段, 分析发生异常现象的原因并得出初步结论, 并针对性提出合理有效的防治措施。

关 键 词:减温水; 喷嘴堵塞; 流动加速腐蚀; 胶体脱稳; 防治措施

中图分类号: TK478

文献标志码: A

文章编号: 1009-2889(2019)03-0060-04

某燃气轮机项目总装机规模 1 300 MW, 包括两台 9E 机组 (2×180 MW) 和两台 9F 机组 (2×470 MW)。四台机组均为燃气-蒸汽联合循环机组, 其中 9E 机组为两台 GE 公司生产的重型燃气轮发电机组, 与国产余热锅炉和汽轮发电机组构成两套 1 + 1 + 1 配置的联合循环发电机组; 9F 机组锅炉选用东方日立三压、再热、无补燃、卧式、自然循环锅炉, 燃气轮机选用东方三菱 M701F4 重型燃气轮机。该项目设计配套高、中、低压三种参数抽汽供热及溴化锂吸收式集中制冷站, 通过对发电过程余热进行利用, 实现冷热电三联供。

机组近阶段制冷站减温水喷嘴运行过程中存在频繁堵塞的现象, 对系统安全运行造成较多的危害, 主要体现在减温水喷嘴需不定期人工拆卸清理, 增加检修工作量, 影响制冷机系统正常运行状态; 单位时间内通入的水流量减少, 造成冷却效果不佳, 蒸汽过热; 堵塞物污染减温水水质, 降低蒸汽品质; 减温水喷嘴堵塞造成管道输送泵压力增大, 泵频率和开度增大, 工作电耗增加, 增加运行成本; 管道若发生腐蚀会缩短设备的使用寿命^[1-2]。

通过设备检查、水样检测和堵塞物质化学成分分析等工作, 初步诊断出减温水喷嘴频繁堵塞的原

因, 并提出了相应的防治措施和建议。

1 设备宏观检查

减温水管道位于制冷站厂房顶棚外部, 余热锅炉热水供制冷机回水管处。设备 KKS 编码为 I4601, 水源取自凝结水加热器出口, 介质即为凝结水。I4601 管道配 1 备 1 用 2 套不锈钢滤网, 投入运行约一年, 拆开滤网见片状乳白色垢皮, 厚度约 0.7 mm, 质地脆弱易折, 残留的杂质。拆开喷嘴检查发现堵塞的黑色粘状物质见图 1。



图 1 减温水滤网处杂质和喷嘴处堵塞物质

对 I4601 管道喷嘴区域进行系统检查, 流程示意图见图 2。

从图 2 中可见, 从余热锅炉侧凝结水加热器出口引至制冷站的减温水管道, 规格为 $\Phi 219$ 的普通

收稿日期: 2019-03-12 改稿日期: 2019-05-05

作者简介: 刘祥亮 (1987—), 男, 吉林敦化人, 硕士, 工程师, 从事电厂化学技术研究与应用工作, E-mail: 13555880736@163.com。

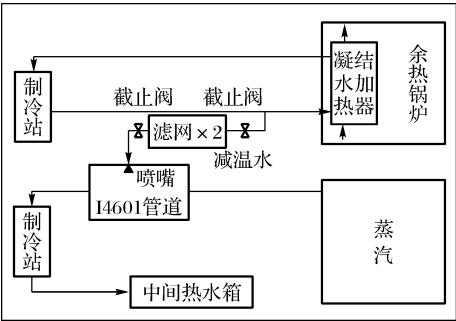


图2 I4601 管道流程系统示意图

碳钢材质,长度约 200 m,管道内部热水(汽)为 140 ℃左右,压力 2.0 MPa,流量为 120 t/h ~ 200 t/h,经制冷站换热后回水重新送至凝汽器加热器入口,回水温度为 70 ℃左右。从回水管引约 70 ℃减温水,通过滤网过滤,从喷嘴直接喷淋至 I4601 蒸汽管道,I4601 管道蒸汽由约 240 ℃减温至约 160 ℃,减温方式为介质直接混合式。I4601 管道内蒸汽经制冷机后降温至 85 ℃,疏水收集在中间热水箱。

2 减温水及堵塞物检测分析

2.1 减温水水质检测分析

对 I4601 管道减温水取样,首先采用原子吸收光谱仪检测水质铁离子含量,原子吸收光谱仪检测结果超出了仪器的检测上限,随后采用分光光度法测定,取样的减温水铁离子含量为 0.999 mg/L,减温水铁含量异常。

2.2 堵塞物扫描电镜、能谱及定量分析

对减温水喷嘴堵塞物进行取样检测分析,扫描电镜、能谱分析及定量分析检测结果见图 3。

2.2.1 扫描电镜和能谱分析

从图 3 可见,放大后垢样尺寸不均匀,由很多微小颗粒粘结合在一起,有些颗粒物可见发暗物质,有些颗粒物只含有微小颗粒物。大部分颗粒物只含有 Fe 和 O 元素,含发暗物的颗粒物含有 O、Si、Fe 或 Ca 元素,有些颗粒物含有 O、S、Cr、Fe 和 Ni 元素。说明减温水喷嘴处垢样主要成分为铁氧化物,其次为含硅化合物以及铬的氧化物等物质。

2.2.2 定量分析

根据 DL/T 1151 - 2012《火力发电厂垢和腐蚀产物分析方法》中相关方法,对水分、Fe₃O₄ 含量等指标进行化学定量分析,测试结果见表 1。

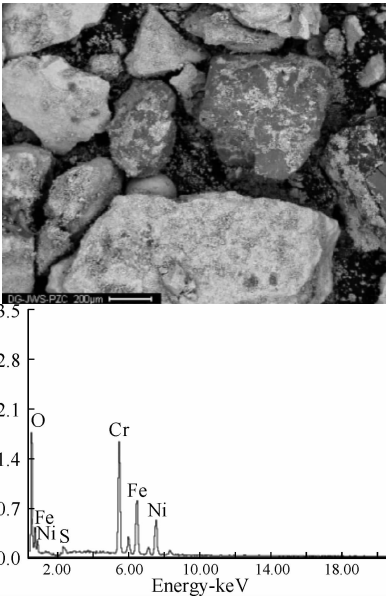


图3 堵塞物质扫描电镜和能谱分析

表 1 垢样化学定量分析结果

水分	450 ℃灼烧 减(增)量	900 ℃灼烧 减(增)量	酸不溶物	Fe ₃ O ₄
0.08%	1.81%	-1.63%	8.05%	89.49%

综上所述,减温水喷嘴处垢样为粉末状,含有少量的半透明物质和灰白色物质,大部分物质有磁性。能谱分析结果表明减温水喷嘴处垢样的主要元素为 Fe 和 O,局部含有少量的 Si、S、Ca、Cr 和 Ni 等元素。化学定量分析显示垢样中 Fe₃O₄ 含量为 89.49%,酸不溶物含量为 8.05%。

3 原因初步分析

3.1 减温水前端水质

I4601 管道减温水源自余热锅炉侧凝汽器加热器出口,凝加出口未设置取样点,无法直接对减温水前端(凝加出口)水质进行分析检测。查阅了化验班凝结水历史分析记录,凝结水水质较好,不存在铁离子超标现象。参考了 2018 年 10 月 24 日广东特种设备检测院出具的《电站锅炉水汽质量检验报告》(报告编号 BJJ - S01804891),见图 4。

从图 4 中可见,凝结水硬度接近 0,CC、Na⁺、Fe²⁺、Cu²⁺、SiO₂ 未检,尚无法完全排除凝汽器加热器出口水质较差从而引起减温水喷嘴堵塞。

3.2 管道发生流动加速腐蚀

该厂凝结水 pH 值要求控制在 9.40 ~ 9.60,实际运行中因调峰启停补水量大和监控调整不及时的原因,有时控制偏低,在 9.20 ~ 9.60 之间。

电站锅炉水汽质量检验报告

序号	名称	单位	标准	检测结果	备注
1	炉水 pH 值		9.0~9.6	9.4	
2	炉水电导率	$\mu\text{S/cm}$	≤ 10	8	
3	炉水溶解氧	$\mu\text{g/L}$	≤ 10	5	
4	炉水铁含量	$\mu\text{g/L}$	≤ 10	8	
5	炉水铜含量	$\mu\text{g/L}$	≤ 10	5	
6	炉水氯离子	mg/L	≤ 10	5	
7	炉水硫酸根	mg/L	≤ 10	5	
8	炉水磷酸根	mg/L	≤ 10	5	
9	炉水氨氮	mg/L	≤ 10	5	
10	炉水亚硝酸盐	mg/L	≤ 10	5	
11	炉水联氨	mg/L	≤ 10	5	
12	炉水硅酸根	mg/L	≤ 10	5	
13	炉水硼酸	mg/L	≤ 10	5	
14	炉水磷酸盐	mg/L	≤ 10	5	
15	炉水氯根	mg/L	≤ 10	5	
16	炉水硫酸根	mg/L	≤ 10	5	
17	炉水磷酸根	mg/L	≤ 10	5	
18	炉水氨氮	mg/L	≤ 10	5	
19	炉水亚硝酸盐	mg/L	≤ 10	5	
20	炉水联氨	mg/L	≤ 10	5	
21	炉水硅酸根	mg/L	≤ 10	5	
22	炉水硼酸	mg/L	≤ 10	5	
23	炉水磷酸盐	mg/L	≤ 10	5	
24	炉水氯根	mg/L	≤ 10	5	
25	炉水硫酸根	mg/L	≤ 10	5	
26	炉水磷酸根	mg/L	≤ 10	5	
27	炉水氨氮	mg/L	≤ 10	5	
28	炉水亚硝酸盐	mg/L	≤ 10	5	
29	炉水联氨	mg/L	≤ 10	5	
30	炉水硅酸根	mg/L	≤ 10	5	
31	炉水硼酸	mg/L	≤ 10	5	
32	炉水磷酸盐	mg/L	≤ 10	5	
33	炉水氯根	mg/L	≤ 10	5	
34	炉水硫酸根	mg/L	≤ 10	5	
35	炉水磷酸根	mg/L	≤ 10	5	
36	炉水氨氮	mg/L	≤ 10	5	
37	炉水亚硝酸盐	mg/L	≤ 10	5	
38	炉水联氨	mg/L	≤ 10	5	
39	炉水硅酸根	mg/L	≤ 10	5	
40	炉水硼酸	mg/L	≤ 10	5	
41	炉水磷酸盐	mg/L	≤ 10	5	
42	炉水氯根	mg/L	≤ 10	5	
43	炉水硫酸根	mg/L	≤ 10	5	
44	炉水磷酸根	mg/L	≤ 10	5	
45	炉水氨氮	mg/L	≤ 10	5	
46	炉水亚硝酸盐	mg/L	≤ 10	5	
47	炉水联氨	mg/L	≤ 10	5	
48	炉水硅酸根	mg/L	≤ 10	5	
49	炉水硼酸	mg/L	≤ 10	5	
50	炉水磷酸盐	mg/L	≤ 10	5	

电站锅炉水汽质量检验报告

序号	名称	单位	标准	检测结果	备注
1	炉水 pH 值		9.0~9.6	9.4	
2	炉水电导率	$\mu\text{S/cm}$	≤ 10	8	
3	炉水溶解氧	$\mu\text{g/L}$	≤ 10	5	
4	炉水铁含量	$\mu\text{g/L}$	≤ 10	8	
5	炉水铜含量	$\mu\text{g/L}$	≤ 10	5	
6	炉水氯离子	mg/L	≤ 10	5	
7	炉水硫酸根	mg/L	≤ 10	5	
8	炉水磷酸根	mg/L	≤ 10	5	
9	炉水氨氮	mg/L	≤ 10	5	
10	炉水亚硝酸盐	mg/L	≤ 10	5	
11	炉水联氨	mg/L	≤ 10	5	
12	炉水硅酸根	mg/L	≤ 10	5	
13	炉水硼酸	mg/L	≤ 10	5	
14	炉水磷酸盐	mg/L	≤ 10	5	
15	炉水氯根	mg/L	≤ 10	5	
16	炉水硫酸根	mg/L	≤ 10	5	
17	炉水磷酸根	mg/L	≤ 10	5	
18	炉水氨氮	mg/L	≤ 10	5	
19	炉水亚硝酸盐	mg/L	≤ 10	5	
20	炉水联氨	mg/L	≤ 10	5	
21	炉水硅酸根	mg/L	≤ 10	5	
22	炉水硼酸	mg/L	≤ 10	5	
23	炉水磷酸盐	mg/L	≤ 10	5	
24	炉水氯根	mg/L	≤ 10	5	
25	炉水硫酸根	mg/L	≤ 10	5	
26	炉水磷酸根	mg/L	≤ 10	5	
27	炉水氨氮	mg/L	≤ 10	5	
28	炉水亚硝酸盐	mg/L	≤ 10	5	
29	炉水联氨	mg/L	≤ 10	5	
30	炉水硅酸根	mg/L	≤ 10	5	
31	炉水硼酸	mg/L	≤ 10	5	
32	炉水磷酸盐	mg/L	≤ 10	5	
33	炉水氯根	mg/L	≤ 10	5	
34	炉水硫酸根	mg/L	≤ 10	5	
35	炉水磷酸根	mg/L	≤ 10	5	
36	炉水氨氮	mg/L	≤ 10	5	
37	炉水亚硝酸盐	mg/L	≤ 10	5	
38	炉水联氨	mg/L	≤ 10	5	
39	炉水硅酸根	mg/L	≤ 10	5	
40	炉水硼酸	mg/L	≤ 10	5	
41	炉水磷酸盐	mg/L	≤ 10	5	
42	炉水氯根	mg/L	≤ 10	5	
43	炉水硫酸根	mg/L	≤ 10	5	
44	炉水磷酸根	mg/L	≤ 10	5	
45	炉水氨氮	mg/L	≤ 10	5	
46	炉水亚硝酸盐	mg/L	≤ 10	5	
47	炉水联氨	mg/L	≤ 10	5	
48	炉水硅酸根	mg/L	≤ 10	5	
49	炉水硼酸	mg/L	≤ 10	5	
50	炉水磷酸盐	mg/L	≤ 10	5	

图 4 近期电站锅炉水汽质量检验报告

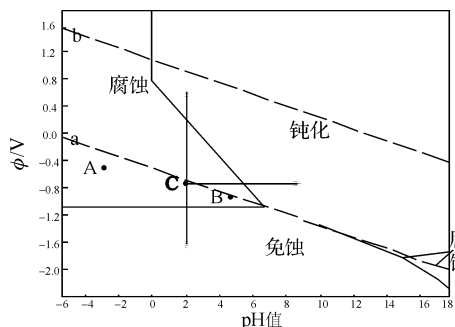


图 5 铁/水电位—pH 理论图

图 5 为铁水与 pH 值腐蚀的理论关系，一般意义上，pH 值 9.60 条件下静态溶液中金属铁处于钝化或免蚀区域（非腐蚀状态）^[3]。但 Woolsey^[4] 和 Baranenko^[5] 等国外专家研究发现当温度处于 120 ~ 160 ℃ 的水汽环境下，水分子电离平衡常数会改变，导致溶液真实 pH 变化，管道介质与金属基体处于高流速冲刷状态，微观上会发生不同程度的流动加速腐蚀反应（FAC），特别是在管道弯头处发生 FAC 的风险较高如图 6 所示。从动态方面分析，管道内表面的铁开始溶解，并与水中的 OH^- 结合生成 $\text{Fe}(\text{OH})_2$ ，在水中溶解氧充足时， $\text{Fe}(\text{OH})_2$ 氧化成致密的氧化膜层 Fe_2O_3 ，随着氧的不断消耗，水中的氧不足以将 $\text{Fe}(\text{OH})_2$ 完全氧化为 Fe^{3+} ，此时则转化为磁性氧化膜 Fe_3O_4 ，该层氧化物结构较为疏松^[6-7]。这也解释了垢样成分局部含有少量的 Cr 和 Ni 等元素的原因。

3.3 $\text{Fe}(\text{OH})_3$ 胶体变径处摩擦脱稳聚沉

无论是减温水水质较差含有胶体态 $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ，还是微观 FAC 反应生成的 $\text{Fe}(\text{OH})_3$ 胶体，原本稳定分散在减温水中的同类电荷胶体态 $\text{Fe}(\text{OH})_3$ 会在喷嘴孔隙变径处发生碰撞摩擦脱稳反应，生成磁性 Fe_3O_4 在喷嘴处沉积堵塞^[8-9]。

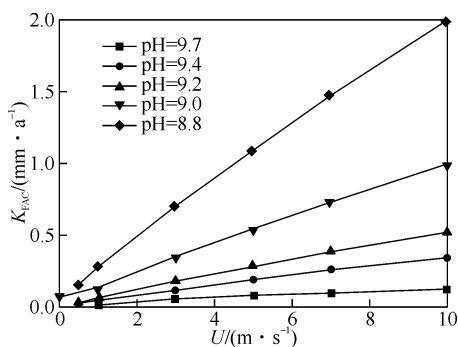
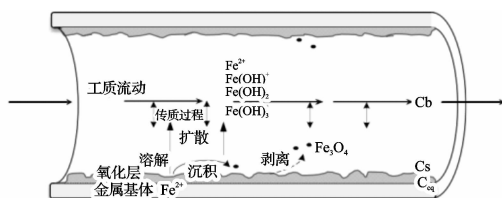


图 6 140 ℃ 时流速、pH 与 FAC 速率关系

图 7 碳钢管道胶体 $\text{Fe}(\text{OH})_3$ 脱稳示意图

4 结论与防治措施

结合设备检查、减温水水质检测、堵塞物的扫描电镜和能谱分析数据综合初步分析认为，制冷站 I4601 管道喷嘴堵塞的主要原因为减温水本身水质较差，分散在减温水（介质）中的胶体态 $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ，在管道喷嘴变径处同类电荷摩擦脱稳，微观流动加速腐蚀反应生成疏松的磁性氧化膜，冲刷脱落沉积在喷嘴孔隙之处。针对上述原因，提出以下几点防治措施：

- (1) 在减温水管道进出口设置取样点，加强对 I4601 管道减温水的日常化学监督工作^[10]。
- (2) 利用检修期间对制冷站 I4601 减温水管道弯头处割管检查管壁内部形貌，确认 I4601 减温水管道发生流动加速腐蚀程度。
- (3) 对制冷站 I4601 减温水系统改造，减温水从水质较好的位置引用。
- (4) 因水汽系统控制 pH 值较高，建议查找机组中是否有铜制元件，谨防热力设备发生碱性腐蚀^[11]。

参考文献：

- [1] LIN C C. A review of corrosion product transport and radiation field buildup in boiling water reactors[J]. Progress in Nuclear Energy, 2009, 51(2): 207-224.
- [2] 王洪涛, 周煜. 循环流化床锅炉过热器减温器堵塞事故分析[J]. 华北电力技术, 2013, (9): 57-64.
- [3] 李小华. 再热器事故喷水减温对机组运行的影响[J]. 山东电

力技术, 2002, (1): 53-55.

[4] WOOLSEY I S, QUIRK G. The use of oxygen to control flow accelerated corrosion[C]. FAC 2008 proceedings, Lyon2008.

[5] BARANENKO V I, PROSVIRNOV A A, EVROPIN S V, et al. Development of software means and normative documentation on the flow-accelerated corrosion of pipelines of nuclear power plants [J]. Thermal Engineering, 2012,59(5):378-383.

[6] 黄伟, 匡国强, 李光. 大型锅炉减温器失效原因分析[J]. 湖南电力, 2007, (3): 11-14.

[7] 方海容, 孙启国. 工业锅炉水冷壁垢下腐蚀加速机理分析[J]. 压力容器, 2003, 20(4): 43-46.

[8] 尹德仁. 国产 410t 锅炉减温器缺陷原因分析与处理[J]. 中国电力教育, 2005, (S2):278-279.

[9] 张国军. 电站汽水系统流动加速腐蚀机理及对策研究[D]. 北京:华北电力大学, 2014.

[10] 冯智宇, 周煜, 贺雄, 等. 锅炉过热器减温水调节阀堵塞原因及解决措施[J]. 发电设备, 2013, 27(5):345-348.

[11] 肖强, 霍文敏, 陆明. 锅炉设备碱性腐蚀原因分析及水处理工艺改进[J]. 工业水处理, 2013, 33(7):89-90.

Causes Analysis of Frequent Blocking at Desuperheating Water Nozzle and Prevention Measures in a Gas Cogeneration Power Plant

Liu Xiangliang¹, Zhou Chen¹, Hong Xinhua¹, Zhao Liquan², Wang Ning², Wang Chunxia³

- (1. China Power Hua Chuang Electricity Technology Research Co., Ltd., Shanghai 200081, China;
2. Beijing Orient Engineering Consulting Services, Ltd., Beijing 110048, China;
3. China Power Shangqiu Thermal Electricity Co., Ltd., Henan Shangqiu 476000, China)

Abstract: The desuperheating water nozzle of refrigeration station was frequently blocked during operation. The nozzle was needed cleaning manually. The pressure&frequency of the pipeline transmitting pump was forced to open largely, and the power consumption also increased, which seriously affected the normal operation state of the refrigerating machine system. In allusion to above problems, we took a series of technical means including on-site system verification, water quality analysis, energy spectrum analysis of blocking matter, then we drew a preliminary conclusion and put forward correspondingly reasonable and effective prevention measures.

Key words: desuperheating water; nozzle blocking; flow accelerated corrosion; colloidal instability; prevention measures

来稿请注意：

内容正确 文字简洁 图表清晰

E-mail: RQLJ1988@ 163. com