

# 脱硫系统中烟气换热器堵塞原因分析及解决措施

刘平华,李武平

(国华徐州发电有限公司,江苏 徐州 221166)

**摘要:**分析脱硫系统中烟气换热器(GGH)堵塞原因,指出了GGH堵塞后对系统运行带来的危害和抽出GGH受热元件后吸收塔、烟道及其他相关系统存在的问题,提出了解决GGH堵塞的措施。

**关键词:**脱硫系统;烟气换热器;堵塞;化学清洗

**中图分类号:**TK224.9<sup>3</sup>

**文献标志码:**B

**文章编号:**1009-0665(2010)03-0076-04

徐州发电有限公司7号、8号炉烟气脱硫(FGD)工程中的FGD装置由上海龙净环保科技有限公司设计,采用石灰石—石膏湿法脱硫工艺,为两炉一塔制,处理2台220 MW机组的锅炉100%烟气流,脱硫装置脱硫率大于95%。每炉设1台增压风机与2台引风机配套运行来克服FGD系统阻力,将烟气引入FGD净化后顺利排入锥形筒钢筋混凝土烟囱。吸收塔为目前广泛采用的逆流喷淋空塔,吸收塔反应罐采用了德国鲁奇公司富有特色的分隔装置和脉冲悬浮搅拌装置。2006年10月20日脱硫系统整组启动,10月21日零点脱硫系统正式进入168 h试运行。脱硫系统于168 h试运后仅1个月,烟气换热器(GGH)单侧差压从500 Pa上升到800~900 Pa,并继续增大,最大时达1 200 Pa。蒸汽吹扫、在线高压水(10 MPa)冲洗均未能有效遏制GGH差压上升。脱硫专业人员3次用30 MPa的高压水在线冲洗,第一次效果稍好,后2次均告无效。为保证系统安全运行,在没有有效解决GGH堵灰、结垢的情况下,经研究决定于2007年11月利用脱硫系统A级检修的机会将换热元件全部抽出,GGH空壳运行。

## 1 GGH 结垢造成的危害

### 1.1 增压风机能耗增加

GGH 换热面结垢后表面粗糙度增大,烟气流通面积减小,阻力增大。据《徐州发电有限公司脱硫运行规程》,对于600 MW 机组,GGH 阻力每增加100 Pa,电耗大约增加100 kW·h。如果结垢特别严重,烟气流通面积减小致使烟气通流量减小,风机出口压力升高。当GGH 烟气通流量与风机出口压力处于风机失速区,风机处于小流量高压头工况下运行,易造成风机喘振,从而影响增压风机的安全经济运行。

### 1.2 净烟气不能达到设计要求的烟气排放温度

GGH 换热面结垢后,其导热系统比换热元件表面的防腐镀层小,热阻增大。在原烟气侧高温原烟气热量不能被GGH 换热元件有效吸收,换热元件蓄

存热量达不到设计值。而换热元件回转到净烟气侧时,因GGH 换热元件本身没有储存到充足热量,从而导致净烟气吸收不到充足的热量,净烟气的温度也就达不到设计值。

### 1.3 吸收塔耗水量增加

由于结垢,GGH 换热元件与高温原烟气不能有效进行热交换,经过GGH 的原烟气未能有效降温,进入吸收塔的烟气温度超过设计值。进入吸收塔的烟气温度越高,从吸收蒸发带走的水量就越多。

## 2 脱硫系统存在的问题

### 2.1 GGH 换热元件堵塞严重

已抽出的GGH 换热元件堵塞严重,其端部堵灰见图1,侧面堵灰见图2。

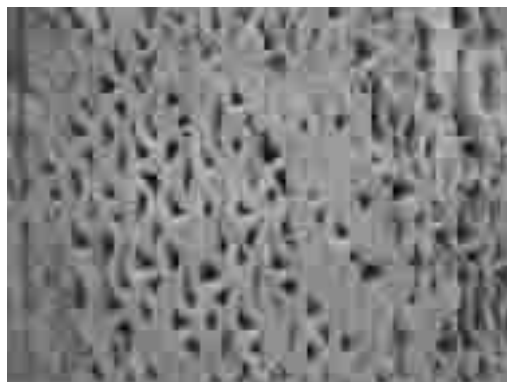


图1 GGH 换热元件端部堵灰



图2 GGH 换热元件侧面堵灰

## 2.2 烟囱腐蚀

由于没有GGH加热,烟囱进口净烟气温度的80℃以上降低到50℃左右,导致烟囱内壁酸性液体大量增加,经取样化验凝结水pH为1.7~2.4,SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>约2000 mg/L,电导率约8000 μS/cm,氯离子约50 mg/L,烟囱冷凝水属强腐蚀性水。当SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>质量浓度大于1000 mg/L时,SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>能对硬化水泥浆产生较强的腐蚀。7号、8号炉的烟囱是钢筋混凝土结构,其内壁只做了简单的防腐处理,现烟囱的运行环境已与原设计运行环境有很大的区别。目前烟囱经受不住长期的酸性腐蚀,长此以往将严重影响烟囱安全。为减少烟气冷凝水对烟囱及净烟气水平烟道的腐蚀,在净烟气水平烟道低处安装了冷凝水引出管,但仍然不能从根本上解决净烟气烟道的腐蚀问题。烟囱入口烟道底部腐蚀见图3,烟囱入口流出的强酸液体见图4。



图3 烟囱入口烟道底部腐蚀



图4 烟囱入口处流出的强酸液体

## 2.3 GGH退出运行还有其他负面影响

(1) 吸收塔入口烟温升高,塔内水蒸发量增加,烟气带走水蒸气的量增加,吸收塔水耗量增大;

(2) 净烟气温度的降低,烟囱出口烟气抬升高度降低,不利于污染物的输运扩散;

(3) 净烟气侧在线化学仪表的腐蚀损坏。目前7号净烟气分析仪内部腐蚀严重,已不能修复,其他

相关配件也已进行了不同程度的更换。

## 3 GGH堵灰、结垢的原因

根据公司脱硫系统的运行参数分析及系统解体检查发现,本次脱硫系统GGH换热元件积灰、结垢有以下几个方面的因素。

### 3.1 静电除尘器运行情况

7号、8号炉均是四电场静电除尘器,由于投运时间有20多年,其除尘效果较差。从以前试验测得数据得知,脱硫系统入口烟气烟尘含量为220~250 mg/m<sup>3</sup>,超过了设计值210 mg/m<sup>3</sup>,原烟气通过GGH时,大量的烟尘附着在换热元件表面。由于GGH入口原烟气烟道未装烟尘分析仪,所以无确切的原烟气粉尘含量数据。

另外,原烟气粉尘含量较高,既降低了脱硫效率,又影响了脱水石膏的品质。现场石膏颜色为黄褐色,表面含水率15%左右,有时高达18%。

### 3.2 GGH吹灰器运行情况

GGH吹灰器采用蒸汽吹灰,汽源取自锅炉低温再热器进口母管,汽源点压力2.6 MPa,汽温330~340℃。吹灰蒸汽管道规格为D57×3.5,长约100 m,管路上有2路疏水。查阅吹灰控制程序设定值,蒸汽压力达到0.4 MPa吹灰器就启动吹灰,而吹灰器的工作压力设计值为0.8 MPa。从换热元件表面堵灰结垢的特点,结合程控设定值可判断蒸汽吹扫可能存在两方面的问题:一是吹灰压力不足,无法吹去换热元件表面的初始积灰,以至越积越厚;二是蒸汽管道较长,吹灰器启动前,疏水不够充分,蒸汽温度没有达到设计要求的340℃,蒸汽含水量大,蒸汽中的水分吹到换热元件上,引起沾灰。

在线高压水冲洗程序中启动高压水冲洗的水压也没有达到设定的10.0 MPa,故冲洗效果也不好。此外,脱硫系统在168 h试验中,吹灰器损坏未正常投用,因而有一段时间GGH在运行过程中未进行吹灰,GGH受热元件表面积灰给以后的GGH有效运行带来了极大的危害。

### 3.3 除雾器运行情况

在总烟气流量1800~2000 km<sup>3</sup>/h时,除雾器差压显示0.50 kPa,并长时间没有变化,经处理现场变送器后,差压值变为0.33 kPa左右,远高于厂家保证值0.08 kPa。依此差压值来看,可能除雾器叶片有脏污、堵塞现象,除雾效率降低,净烟气中雾滴含量可能较高,雾滴中的石膏成分在GGH换热元件上积累,形成石膏堵灰。除雾器冲洗水压力为0.72 MPa,平时每6 h冲洗1次。在脱硫系统A检过程中,专业人员对除雾器进行了检查,情况与推测结果一致。

### 3.4 吸收塔运行情况

在总烟气流量  $1\ 800\sim 2\ 000\ \text{km}^3/\text{h}$ , 吸收塔液位  $10.20\ \text{m}$ , pH 值为  $5.2\sim 5.5$ , 浆液密度  $1\ 120\sim 1\ 150\ \text{kg}/\text{m}^3$ , 浆液各成分基本在合理范围内。溢流管有过溢流现象, 在 A 检过程中, 专业人员发现原烟气烟道从 GGH 到吸收塔段有沉积的浆液及石膏混合物, 厚约  $10\ \text{cm}$ 。

## 4 GGH 堵灰解决方案及运行调整措施

### 4.1 改造方案

#### 4.1.1 换热元件清洗后装复

2008 年 3 月 21 日在 GGH 换热元件表面分上、中、下 3 个部位, 堵灰取样, 送相关单位化验, 明确成分, 研究针对性的化学清洗方案, 并请有经验的专业公司进行化学清洗, 彻底去除换热元件表面灰垢。

本次清洗的 GGH 换热元件共 336 包, 其中离线清洗 288 包, 在线清洗 48 包。离线清洗工艺采用添加了各种助剂的碱性清洗液和酸性清洗液交替清洗, 然后进行高压水冲洗, 如此反复  $2\sim 4$  次; 在线清洗采用高压水冲洗方式。清洗工作从 2008 年 5 月 5 日开始至 2008 年 6 月 2 日结束。本次 GGH 换热元件化学清洗除垢率大于  $95\%$ , 金属平均腐蚀速率为  $1.67\ \text{g}/(\text{m}^2\cdot\text{h})$ , 搪瓷板平均腐蚀速率为  $0.71\ \text{g}/(\text{m}^2\cdot\text{h})$ 。清洗后 GGH 换热元件见图 5、图 6。GGH 换热元件清洗验收合格后按原图纸装复。



图 5 清洗后的 GGH 换热元件(侧面)

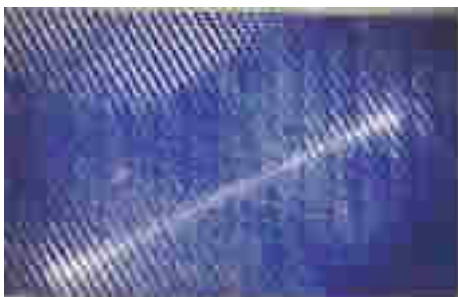


图 6 清洗后的 GGH 换热元件(单片)

#### 4.1.2 GGH 吹灰系统改造

(1) 加装吹灰器。在 GGH 下部加装 1 套吹灰

器, 吹灰器的型式与上部吹灰器一致。吹灰器的布置方式及相应的安装施工图、开孔位置、开孔尺寸由吹灰器供应商提供。新增吹灰器的工作方式: 在线蒸汽吹灰, 采用上、下吹灰器同时工作的方式; 在线高压水冲洗, 采用上、下吹灰器单独工作的方式; 离线冲洗水, 采用上、下吹灰器单独工作的方式。

(2) 吹扫蒸汽管路改造。改造时, 汽源仍从原取样点取出, 蒸汽管道改为  $D\ 108\times 5.0$ , 加大通流能力, 保留原来的路由及疏水系统, 支架进行加固。改造后, 保证 2 台吹灰器同时工作, 吹灰器前的蒸汽参数为: 压力  $\geq 1.0\ \text{MPa}$ , 温度  $\geq 300\ ^\circ\text{C}$ 。

高压冲洗水系统加装滤网。现有高压冲洗水采用水塔补水, 水源不做改动。

#### 4.1.3 完善监控手段

(1) 吹灰器电动阀前加装蒸汽温度测点, 参数引进 DCS 系统, 并作为蒸汽吹灰投入的允许信号; 原有的压力测点保留, 信号进 DCS 系统, 也作为蒸汽吹灰器投入的允许信号。当温度  $\geq 330\ ^\circ\text{C}$ , 且压力  $\geq 1.0\ \text{MPa}$  时允许投入蒸汽吹灰。

(2) 吸收塔入口 CEMS 加装粉尘测量装置, 粉尘测量信号进 DCS 系统, 并作为报警信号, 当粉尘含量大于  $200\ \text{mg}/\text{m}^3$  时, 进行报警, 提醒运行人员注意, 检查静电除尘器的工作状况。

(3) DCS 增加的 I/O 点应考虑新增的吹灰器和电动门及新增的仪表测点。完善相应的控制功能。

### 4.2 运行调整改进

对于化学清洗后相对干净的换热元件, 恢复运行后关键在于防止结硬垢, 并尽量延长其换热元件的离线高压水冲洗(或化学清洗)的周期。为此, 运行调整应注意以下方面:

(1) 锅炉启动或停炉吹扫时, 脱硫装置不投入运行, 烟气暂走旁路, 等锅炉不投油稳燃时再投入。

(2) 加强静电除尘器的运行监视和维护工作, 提高除尘效率, 降低脱硫系统入口烟尘浓度。在除尘器单个通道故障或 2 个通道的一电场均故障时, 可打开旁路挡板, 关小增压风机动叶。

(3) 密切关注脱硫装置入口烟气温度不高于  $130\ ^\circ\text{C}$ , 防止 GGH 的积垢烧结为硬垢。

(4) 蒸汽吹灰前, 要充分疏水, 保证吹灰蒸汽的参数, 防止水分进入 GGH 引起沾灰。蒸汽吹灰的频次可在运行中摸索, 根据 GGH 差压的上升情况, 长期运行后可适当提高每天的吹扫频次。

(5) 在线高压水冲洗其压力可以由  $10\ \text{MPa}$  提高到  $12\ \text{MPa}$ (柱塞泵出口压力为  $13.5\ \text{MPa}$ ), 对运行操作进行改进, 根据 GGH 的差压变化情况, 在运行中摸索何时启动高压水冲洗, 注意高压水冲洗投入

的时机。

(6) 加强对除雾器差压监视,其上、下差压不应超过 200 Pa,否则应增加冲洗频次。每次检修时要对除雾器进行检查,检查其叶片脏污程度、冲洗喷嘴是否堵塞及冲洗水覆盖面是否完整。

(7) 在吸收塔运行调整方面,控制吸收塔液位在 10 m 以下,不要高液位运行。pH 保持在 5.2 左右,最好不要超过 5.5。可以通过试验确定最佳的 pH 值范围。在保证脱硫效率的前提下,适当地调整浆液密度运行范围在 1 085~1 125 kg/m<sup>3</sup>。可以通过试验确定最佳浆液密度值范围。此项工作目前正在试验中。

(8) 下部吹灰器改造后,应保证吹灰管伸缩自如,不能有任何卡涩现象,当处于热态时,应确保吹灰器呈水平状态。调试时吹扫时间和步长时间设定不合理,阀门及执行机构等不能正确动作,均会造成吹扫装置不能正常运行,易造成 GGH 积灰结垢。可通过试验找出机组在低负荷(如 120 MW 或 130 MW)稳燃情况下保证吹灰蒸汽的参数。

(9) 在线仪表校验。所有的热工测量仪表、化学分析仪表、电气测量仪表必须全面进行校验,确保测量数据的准确性。相关数据 DCS 均有历史记录并至少保存半年,为运行分析提供可靠参考依据。

(10) 增压风机性能试验。联系原脱硫设计单位,提交增压风机选型时系统各段阻力设计值、风机

选型资料,并组织人员对增压风机的性能及烟气系统各段阻力进行测试,提出解决方案。

(11) 进一步完善化学化验制度,吸收塔浆液、脱水石膏等需每天化验。

## 5 GGH 恢复后设备运行状况

自 2008 年 6 月 13 日 GGH 恢复运行至今,脱硫系统运行良好。目前 GGH 压差稳定在 600 Pa,烟囱、净烟气烟道受到冷凝水腐蚀的问题基本解决,脱硫石膏的质量也在设计范围内。

7 号、8 号炉的烟囱,自 GGH 换热元件撤出后运行了 4 个月,烟囱内壁有一定的腐蚀,为日后安全运行带来了一定的隐患。脱硫系统 GGH 堵灰对系统运行影响很大,单纯的将 GGH 受热元件抽出的解决措施也是不可取的。徐州发电有限公司采取脱硫系统 GGH 堵灰的解决措施是有效、可行的。

### 参考文献:

- [1] 石英.湿法烟气脱硫 GGH 结垢问题探讨[J].国华电力技术,2008,11(9):63-65.
- [2] 况延良.徐州发电有限公司脱硫运行规程[S].2009.

### 作者简介:

- 刘平华(1973-),女,江苏淮安人,高级工程师,主要从事发电厂化学技术监督管理工作;
- 李武平(1967-),男,江苏徐州人,工程师,主要从事发电厂锅炉技术管理工作。

## Analysis and Solutions for the Flue Gas Heat Exchanger Blocking Phenomena in Desulphurization System

LIU Ping-hua, LI Wu-ping

(Xuzhou Guohua Power Generation Co. Ltd., Xuzhou 221166, China)

**Abstract:** The reasons for the blocking phenomena occurred in the Desulphurization System are analyzed in the paper. The harm of the blocking phenomena to the operation as well as the problems caused by the removal of elements heated in GGH is pointed out, and the solutions for the blocking phenomena are also proposed.

**Key words:** desulphurization; GGH; blocking; chemical cleaning

## 沉浸于“魔盒”的“魔法”之中

展示通过参观者与自然能量的“相遇”、与未来能量新生活的“相知”、与不可思议能量浸润的“相融”及与创新实践的相随四个“乐章”展开。其中与不可思议能量浸润的“相融”(魔盒主展区)是核心部分,也是展示心理曲线中的最高潮部分。其他展示部分围绕魔盒进行理念与愿景的铺垫,以确保“魔盒”展示效果的最大化。

国家电网世博企业馆中的“魔盒”可谓又一神来之笔。“魔盒”六面式大体量展示方式,在世博历史上绝无仅有,是一场身临其境的体验,一次绝妙的视听之旅。与多数展览采用的“行走式”、“乘坐式”等常规手段不同,魔盒为观众展示了“沉浸式”体验。参观者将通过一个奇妙的体验和发现之旅,在感叹和震撼中体验清洁能源的应用和展望,体现未来的自然、人、社会和谐共生关系。

经过前 2 个展区的铺垫,参观者将进入魔盒主展区,体验与不可思议能量浸润的“相融”。魔盒的景象象征着国家电网对绿色能源持之以恒的支持,对可持续发展目标的不断追求。通过有效转换、疾速传输和广泛分配,将绿色能量通过电网带入我们的生活,为人类城市、农村的发展和美好生活作出巨大贡献。观众将带着惊诧不已的心情,意犹未尽地离场。