

气动乳化脱硫技术在2×200 MW机组中的应用

Application of Pneumatic Emulsifying Desulphurization Technique in 2×200 MW Units

陈永胜¹, 齐玉胜¹, 任秀勤^{1,2}, 丰建宁¹

(1.海勃湾发电厂, 内蒙古 乌海 016034; 2.华北电力大学, 河北 保定 071003)

[摘要] 从技术经济角度分析了气动乳化技术的特点, 以海勃湾发电厂2×670 t/h锅炉烟气脱硫工程为例, 阐述了设计理念和系统配置, 并进行了技术经济性比较, 结合系统投运后出现的问题, 提出见解、给出解决办法, 同类型机组改造可借鉴。

[关键词] 气动乳化技术; 火电厂; 烟气; 脱硫工程; 应用

[中图分类号] TQ028.2+5; X773 **[文献标识码]** B

[文章编号] 1008-6218(2007)07-0031-04

0 引言

燃煤生成的SO₂是产生酸雨的主要来源, 随着电力工业的飞速发展, 削减火电行业SO₂排放总量显得至关重要。海勃湾发电厂(以下简称海电)2×200 MW(3号、4号)机组为2006年北方电力公司的重点脱硫改造项目, 于2004年相继投产, 煤粉和锅炉系统已经定型, 采用燃烧前脱硫、燃烧中脱硫不适合电厂的实际情况, 可选择的脱硫方案仅为燃烧后脱硫, 即烟气脱硫。经过技术经济分析, 目前行之有效的AFGD技术, 最终确定采用中国航天空气动力技术研究院自主研发、具有独立知识产权的AFGD(Aerodynamic Flue Gas Desulfurization)气动脱硫技术, 对2台670 t/h锅炉的烟气进行治理。

1 AFGD脱硫技术原理

气动脱硫吸收塔为AFGD脱硫技术的核心, 是运用流动剪切、紊流掺混传质物化原理和风洞设计方法研制的脱硫设备, 其基本原理为: 经加速的待处理原烟气从吸收塔的下方进入吸收塔, 形成旋转气流, 与吸收塔上端流下的液体相遇, 气体高速旋切液体并将液体托住反复破碎, 液粒变得越来越细微, 气液充分混合形成一段动态稳定的液滴悬浮层(称之为

为乳化层), 最早形成的悬浮液将被新形成的悬浮液所取代, 捕集到的杂质排出吸收塔, 从而使气体得到净化。该吸收塔具有以下特点:

(1) 单位液量捕集吸收效率较大, 尤其对难以净化的微细粉尘吸收效果显著, 更有利于化学反应的进行, 提高了反应速度和反应效率, 其除尘效率达98%以上, 脱硫效率达90%以上。

(2) 在液气比极低的情况下, 可保证较高的脱硫效率。由于吸收液循环量小, 故所需水处理设备规模小、一次性投资少、运行费用低。

(3) 烟气通过气动脱硫单元的流速高, 可减小设备结构的尺寸, 节省占地面积, 降低设备投资费用。

(4) 主塔占地面积小, 不仅适用于新建项目, 也适用于老厂改造。

2 AFGD系统的设计

2.1 设计基础数据

根据气动乳化技术原理, 对2×670 t/h烟气锅炉进行烟气净化治理, 设计基础数据如下: AFGD入口烟量1 984 212 m³/h; AFGD入口SO₂浓度3 402 mg/m³; AFGD入口烟尘浓度300 mg/m³; AFGD脱硫效率95%; AFGD入口烟气温度167℃; 烟囱出口SO₂浓度

[收稿日期] 2007-06-27

[作者简介] 陈永胜(1964—), 男, 内蒙古人, 毕业于山西太原电力学院, 工学学士, 高级工程师, 现从事电厂生产经营管理工作

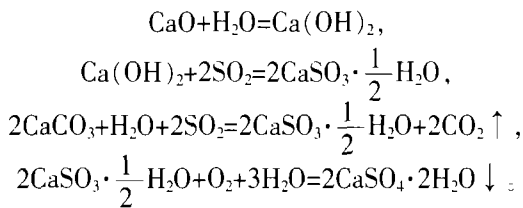
169 mg/m³; 烟囱出口烟尘浓度 < 50 mg/m³; 烟囱入口烟气温度 48.5 ℃; 钙硫比 < 1.03; SO₂ 脱除量 5.96 t/h; 石灰石粒径 < 20 mm; CaCO₃ 纯度 ≥ 91.13%; 石灰石耗量 10.52 t/h; 湿磨后 CaCO₃ 细度 90% > 325 目。

2.2 工艺流程

海电脱硫改造工艺流程如图 1 所示。

2.3 SO₂ 吸收系统

2 台机组配备 1 套 SO₂ 吸收系统, 吸收塔采用离心式防腐浆液泵, 浆液循环泵采用单元制, 每台对应一层喷雾层, 不设备用。配置 2 台全容量氧化风机, 1 运 1 备, 以保证亚硫酸钙强制氧化所需的空气量。烟气中的 SO₂ 在吸收塔内与石灰石浆液接触, 进行吸收反应, 对落入吸收塔浆液池的反应物再进行氧化反应, 得到脱硫副产品石膏。这两个过程的化学反应方程式如下:



2.4 烟气系统

海电改造工程不设 GGH 加热系统, 烟气系统采用 2 炉 1 塔设计, 每炉设 1 台静叶可调轴流式增压风机, 设 100% 旁路挡板。烟气从引风机出来后进入混凝土主烟道, 在混凝土主烟道上设置旁路门, 作为脱硫系统的旁路烟道。从混凝土主烟道出来的原烟气经烟道挡板门、增压风机后进入吸收塔, 在吸收塔内脱硫净化, 经除雾器除去水雾, 经净烟气挡板门由烟囱排入大气。

2.5 吸收剂制备系统

进入的石灰石粒径不大于 20 mm, 采用湿式球

磨机的浆液制备系统, 2 台 AFGD 配 1 套公用石灰石浆液制备系统。用自卸车将石灰石送入石灰石卸料斗, 再由振动给料机、斗式提升机输送至石灰石料仓, 料仓下设 1 个出料口, 经电动插班阀、称重给料机送到湿式球磨机, 溢流石灰石浆液进入磨机循环箱, 经磨机循环泵、石灰石漩流器后, 合格的浆液溢流至石灰石浆液箱, 通过石灰石浆液泵送至吸收塔。

2.6 石膏脱水系统

脱硫岛内设 1 套石膏脱水系统, 配 1 台真空皮带脱水机, 出力按 2×200 MW 机组设计工况下石膏产量 150% 选择, 脱水石膏储存于石膏储存间, 石膏储存间容积满足 2×200 MW 机组运行 12 h 的储量。从吸收塔排出的石膏浆经吸收塔排出泵输送到石膏旋流站, 旋流站浓缩后的底流浆液流到真空皮带脱水机上, 上溢浆液自流到浆液返回箱后, 再通过浆液返回箱返回吸收塔。脱水机的滤液经气水分离器分离后自流至滤液水箱, 经滤液泵输送至球磨机用于磨制石灰石浆液, 过剩的滤液经滤液泵输送至浆液返回箱回塔。经过真空皮带脱水机脱水后, 石膏含水量小于 10%, 脱水后的石膏通过石膏输送机皮带机送至石膏储存间。

2.7 用水系统

用水系统分工业水系统和工艺水系统。工业水来自电厂工业水, 工艺水来自电厂辅机冷却水的排污水, 工业水主要用于石膏洗涤、辅机冷却。工艺水系统设 1 个工艺水箱, 2 台工艺水泵 (即除雾器冲洗水泵) 1 运 1 备, 位于脱硫泵房。

2.8 烟囱

由于采用湿法脱硫, 脱硫岛内不设 GGH, 脱硫后含饱和水蒸气的净烟气, 其主要成分为水蒸气、二氧化硫、三氧化硫。含硫气体特别容易冷凝成带有腐

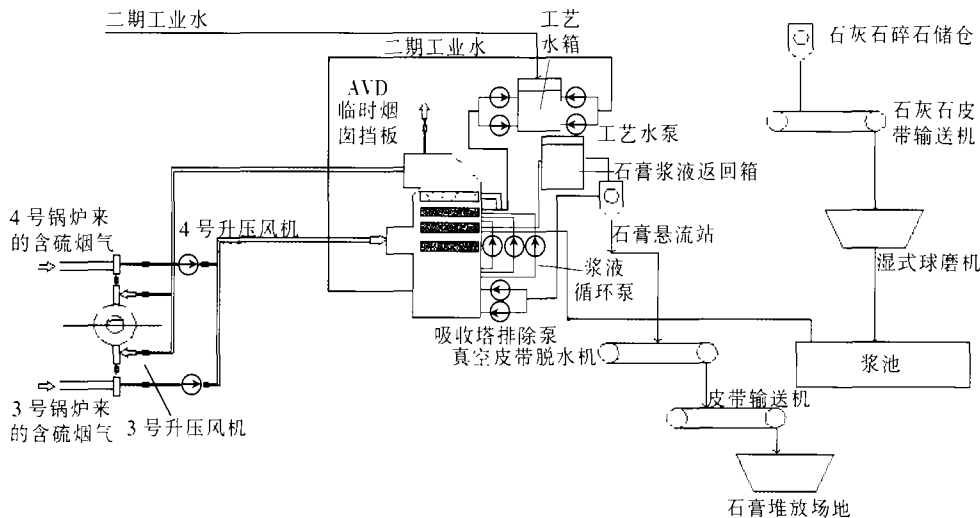


图 1 海勃湾发电厂脱硫改造流程

蚀性的酸液(硫酸、亚硫酸),其pH值必须在1~2。由于烟气处于全结露状态,对烟囱腐蚀严重。因此在脱硫系统正式投运前,必须对烟囱进行防腐处理,避免出现机组停运的情况,增加临时烟囱的设计。经过脱硫除尘后排放污染物以SO₂和粒径小于10 μm的可吸入颗粒物为主,基于大气环境影响预测模式计算得到的污染物地面最大落地浓度,如低于《环境空气质量标准》中SO₂和可吸入颗粒物浓度标准,可以认为脱硫塔烟囱的设计高度是合理可行的。海电二期脱硫改造工程执行GB 13223—2003《火电厂大气污染物排放标准》第Ⅲ时段排放标准SO₂浓度≤400 mg/m³和粉尘浓度≤50 mg/m³。

2.8.1 污染物最大落地浓度计算

采用基于有风点源正态羽扩散计算模式,该计算模式是基于统计理论而发展起来的高斯模式。有风(距地面10 m高处平均风速1.5 m/s)模式如下:

$$C(x, y, z) = \frac{Q}{2\pi U \sigma_y \sigma_z} \cdot \exp\left(-\frac{y^2}{2\sigma_y^2}\right) \cdot \left\{ \exp\left[-\frac{(Z+H_e)^2}{2\sigma_z^2}\right] + \exp\left[-\frac{(Z-H_e)^2}{2\sigma_z^2}\right] \right\}, \quad (1)$$

式中 Q —单位时间排放量,mg/s;

U —排气筒出口处的平均风速,m/s;

σ_y —横向扩散参数,m;

σ_z —垂直扩散参数,m;

H_e —烟囱筒有效高度,m;

H —烟囱几何高度, $H_e=H+\Delta H$,m;

ΔH —烟气抬升高度,m。

2.8.2 烟气抬升高度计算方法

烟气抬升高度按下列条件计算:

当 $Q_H \geq 21\,000$ kJ/s 且 $\Delta T \geq 35$ K 时:城市、丘陵, $\Delta H=1.303Q_H^{1/3}H^{2/3}/U$;平原农村, $\Delta H=1.427Q_H^{1/3}H^{2/3}/U$ 。

当 $2\,100 \leq Q_H \leq 21\,000$ kJ/s 且 $\Delta T \geq 35$ K 时:城市、丘陵, $\Delta H=0.292Q_H^{1/3}H^{2/3}/U$;平原农村, $\Delta H=0.332Q_H^{1/3}H^{2/3}/U$ 。

当 $Q_H < 2\,100$ kJ/s 或 $\Delta T < 35$ K 时: $\Delta H=2(1.5V_e d + 0.010Q_H)/U$ 。

式中 ΔT —烟囱出口处烟气温度与环境温度之差

$$(\Delta T = T_e - T_a), \text{K};$$

T_e —烟囱出口处烟气温度(可用烟囱入口处烟气温度按-5℃/100 m递减率换算所得值),K;

T_a —烟囱出口处环境平均温度,K;

Q_H —烟气热释放率, $Q_H=C_p V_0 \Delta T$,kJ/s;

C_p —烟气平均定压比热,1.38 kJ/m³·K;

V_0 —烟气体积,m³/h;

U_e —烟囱出口处的环境风速, $U_e=\bar{U}_{10}(H_s/10)^{0.15}$,m/s;

U_c —烟气抬升计算风速,m/s;

\bar{U}_{10} —地面10 m高度处平均风速(当 $\bar{U}_{10} < 1.3$ m/s时取 $\bar{U}_{10}=1.3$ m/s;当 $\bar{U}_{10} < 2.0$ m/s时取 $\bar{U}_{10}=2.0$ m/s),m/s;

H_s —烟囱几何高度,m;

V_e —烟囱出口处的实际烟速,m/s;

d —烟囱出口内径,m。

2.8.3 落地浓度计算参数的选取

过渡烟囱距地面高度50 m,烟囱出口内径6.2 m,塔出口烟气体积/湿态2 328 094 m³/h、热/湿态3 195 266 m³/h,烟囱出口烟温53.7℃,烟囱出口烟速23.5 m/s,粉尘排放量标/干态50 mg/m³,二氧化硫排放量标/干态169 mg/m³。

2.8.4 计算结果

烟气抬升高度 ΔH :1月份烟囱出口环境温度-15℃, ΔH 为145 m,7月份烟囱出口环境温度31℃, ΔH 为85 m。年平均出口环境温度11℃, ΔH 为125 m。污染物最大落地浓度:日平均二氧化硫最大落地浓度0.090 mg/m³(浓度限值0.15 mg/m³),日平均可吸入颗粒物最大落地浓度0.015 mg/m³(浓度限值0.15 mg/m³)。

计算结果表明,在脱硫塔顶部架设高度14.6 m(总高度50 m)的烟囱后,环境空气质量达到GB 3095—1996《环境空气质量标准》及2000年国家环保总局颁布的“GB 3095—1996关于发布《环境空气质量标准》修改单的通知”的标准。由于烟囱距离锅炉主厂房比较近,所以过渡烟囱出口标高定为70 m。

3 存在的问题

3.1 脱硫副产品的处理

据内蒙古环境监测站2007—09关于海电二期3、4号机组烟气脱硫工程监测报告,二期脱硫工程投入后,SO₂年排放量减少32 573 t,产生脱硫石膏约8 250 t。由于脱硫石膏质地松散,其质量无法与矿石石膏相比,所以导致大量脱硫石膏未进行综合利用,全部拉至灰场贮存堆放。堆放的脱硫石膏经太阳暴晒后发出刺鼻的酸味,挥发后的酸性物质又加重了酸雨的危害。另外,经雨水冲刷后的脱硫石膏渗入土

地、农田,污染地下和地表水,进入食物链,使虽然治理了烟气中的二氧化硫污染,但又新增加了大气中的二氧化碳排放量,产生了新的污染,以每吨SO₂排放0.7 t CO₂计算,海电额外排放CO₂约22 801 t,形成了脱硫石膏和增加CO₂气体排放的污染源,如果不采取积极有效的措施,其释放的有害物质将诱发对人体造成极大伤害的新病情。

3.2 烟气含硫量大于设计值

由于目前燃用煤种变化太大,煤的含硫量常大于设计值,使得脱硫系统超负荷运行。从海电2006—08—2007—09入炉煤煤质分析结果统计:煤质收到基硫分为1.01%~2.29%,3号、4号炉AFGD入口烟气SO₂浓度常维持在4 000~5 000 mg/m³左右,远远高于设计值3 402 mg/m³。由于脱硫系统处理的是锅炉部分烟气,因此脱硫系统烟道出口CEMS显示的浓度值与实际吸收塔烟气脱硫后浓度有些偏差。

3.3 锅炉开脱硫系统旁路挡板的运行方式

由于脱硫系统设备运行不太稳定,关旁路投入脱硫系统后电厂对机组运行的稳定性持怀疑态度,担心脱硫系统运行出现故障时可能造成机组停运,所以大部分机组脱硫调试期间及运行时开旁路挡板运行,防止脱硫系统突然出现故障时,对锅炉炉膛负压产生影响,造成机组跳闸。采用此种运行方式会对脱硫系统运行产生以下影响:

(1) 增压风机动叶或静叶是根据引风机出口风压、旁路挡板压差、锅炉负荷等信号进行调节风量的,开旁路后由于烟气流向发生变化,而造成反馈信号失准,上述热工保护无法投入自动。

(2) 锅炉的部分原烟气走旁路烟道,脱硫系统只对部分烟气进行脱硫。

(3) 部分净烟气回流至增压风机,增加增压风机负荷,并且由于净烟气温度低(48℃左右),使进入增压风机的烟气温度较低、烟气含湿量大,而增压风机一般设计在热端,且不设防腐,旁路净烟气回流会造成增压风机的腐蚀。

3.4 吸收塔溢流

本厂脱硫系统在168 h试运结束后,检查净烟气出口水平烟道处,发现存在大量溢流液体,在排除差压液位变送器测量准确性、DCS组态及吸收塔溢流口几何高度等因素后,分析认为:由于吸收塔内真实液位是气泡或泡沫,其引起的“虚假水位”已经达到了溢流口的高度,再加上脉冲扰动、氧化空气鼓入、浆液喷淋等因素的综合作用,引起液位波动,从而导致吸收塔间产生间歇性溢流。

3.5 烟囱防腐

由于整套系统不设GGH,吸收塔后48℃左右的净烟气直接进入烟囱,低温下含饱和水蒸气的净烟气容易产生冷凝酸,其pH值在1~2,具有强烈的腐蚀作用。现脱硫系统已投运,采用净烟气走临时烟囱的办法许多参数无法监视,且不是长久之计,故急需尽快对烟囱进行防腐处理。

4 效益分析

2007—07,海勃湾发电厂委托内蒙古自治区环境监测中心站对新建脱硫系统进行监测,监测时采用定电位电解法分析二氧化硫,依据HJ/T 57—2000标准,监测仪器使用3012H型智能烟尘烟气测试仪和德图350烟气分析仪。监测期间3号机组负荷为75.3%~89.8%,4号机组负荷为79.9%~95.0%,满足国家环保总局《建设项目竣工环境保护验收管理办法》中达到设计能力75%以上生产负荷的要求,该阶段脱硫设施运行正常。监测期间电厂燃用煤质收到基灰分为31.58%,收到基硫分为0.94%。通过对脱硫系统的连续监测,脱硫设施的SO₂排放浓度监测值为70.5~76.6 mg/m³,符合GB 13223—2003《火电厂大气污染物排放标准》第2时段(2005—01—01)二氧化硫最高允许排放浓度2100 mg/m³及二氧化硫最高允许排放浓度2100 mg/m³(2010—01—01)标准限值的要求,脱硫设施的效率为96.2%~96.6%,高于设计效率95%的要求;按验收结果推算,海电3、4号机组SO₂排放量为751.35 t/a,符合环评2 742.85 t/a的总量要求。3号、4号机组脱硫系统排放废水6 m³/h。经混凝、澄清处理后全部回用不外排,用作干灰调湿用水,对周围环境不产生影响。脱硫吸收塔内的石灰石浆液通过脱水系统真空脱水皮带机脱水后转换为石膏粉,年产石膏82 500 t,用汽车外运至贮灰场贮存,灰场设独立区域放置石膏,以便综合利用。本期工程脱硫系统增压风机、氧化风机与密封风机等均按噪声限值选用设备,石灰石浆液循环泵布置于泵房内,以减小系统的噪声影响。

5 结束语

海电二期脱硫改造后,极大地减轻了SO₂、烟尘排放对环境的污染程度,明显改善了当地环境空气质量,环境、社会效益显著。

编辑:刘宇萍