

烟气再热器换热元件堵塞原因分析及处理

马志海¹, 马静娴²

(1. 宁夏银仪电力设备检修安装有限公司, 宁夏 银川 750001)

2. 宁夏马莲台发电厂, 宁夏 银川 750001)

摘要: 针对宁夏马莲台发电厂2台机组脱硫系统GGH换热元件频繁堵塞的问题,从GGH吹灰器吹扫效果、堵塞垢样成分入手进行分析,找出了造成GGH换热元件堵塞的原因,并采用增大除雾面积、更改吹灰介质的方法对吹GGH换热元件进行了改造。改造结果表明:GGH换热元件堵塞现象消除,确保了脱硫系统安全稳定运行。

关键词: 吸收塔; GGH; 除雾器; 吹灰器

中图分类号: TK223.27 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-3643(2013)04-0061-05

有效访问地址: <http://dx.doi.org/10.3969/j.issn.1672-3643.2013.04.015>

Cause analysis and treatment for components of gas-gas heater emphraxis

MA Zhihai¹, MA Jingxian²

(1.Ningxia Yinyi Electric Power Equipment Maintenance & Installation Co.,Ltd., Yinchuan Ningxia 750001, China;

2. Ningxia Maliantai Power Plant, Yinchuan Ningxia 750001, China)

Abstract: Aiming at problem of the Gas-Gas Heater(GGH) components frequently emphraxis of desulfurization system in two power generation units of Ningxia Maliantai Power Plant, analyzes the blowing and sweeping effect of the soot blower and the components of dirt sample, finds out the causation of the GGH heat exchanging components frequently emphraxis. By the methlds of augment demisting area and rejiggering medium of blowing ash reconstructs the GGH heat exchanging components. The reconstructing result shows that eliminates the fault of GGH heat exchanging components emphraxis, insures the safe and stabilization of desulfurization system.

Key words: absorption tower; Gas-Gas Heater (GGH); demister; blower

DOI: 10.3969/j.issn.1672-3643.2013.04.015

随着各级环保部门执法力度的加强,电厂脱硫设施安全、稳定、长周期运行显得日益重要。脱硫系统重要设备烟气再热器(Gas Gas Heater, GGH)的换热元件^[1],在实际运行中经常出现堵塞,严重威胁机组安全稳定运行和脱硫系统的投入

率,有必要进行技术改造。

1 脱硫系统主要设备及运行中存在的主要问题

马莲台电厂1号、2号脱硫系统各安装有1台

收稿日期: 2013-04-16

作者简介: 马志海(1975),男,工程师,从事火电厂锅炉燃运技术管理工作。

GGH和2级平板式除雾器。GGH作用是提高净烟气温(加热到80℃左右),达到减轻或避免下游设备产生酸腐蚀;提高烟气抬升高度,加强烟气扩散,减小主要污染物的落地浓度;解决烟囱周围地区的烟囱雨和烟囱冒白烟问题^[2-3]。而水平安装在吸收塔上部的除雾器作用是:当烟气垂直穿过其中时,气流在除雾叶片内发生偏离,受重力的作用,在薄片上形成液体薄膜向下流出,从而避免大颗粒的烟尘与浆液发生的反应物随气流进入GGH换热元件。脱硫系统在实际投运中,当含有水蒸汽、石膏浆液颗粒的烟气通过GGH蓄热元件时,很容易凝结并板结在蓄热片上,如果冲洗不理想就会导致蓄热元件的堵塞,增大GGH压差,造成增压风机电耗增大、被迫开旁路运行、炉膛负压产生剧烈波动、脱硫系统被迫退出运行等,严重威胁机组安全稳定运行和脱硫系统的投入率^[4-6]。目前马莲台电厂每台GGH原烟侧上部各安装1台吹灰器,吹扫介质为压缩空气(压力0.9 MPa)、低压水(压力0.4 MPa)和高压水(压力95 MPa),3种介质轮流对GGH进行吹扫,但GGH还是多次发生堵塞。为了确保GGH正常运行,只能每1.5个月申请停用脱硫系统1次,进行换热元件高压水冲洗,采用50 MPa压力的高压水冲洗需要3天时间。

2 GGH换热原件堵塞原因

2.1 吹灰器吹扫效果差

通过多次的现场观察与现场检测发现,造成GGH换热元件堵塞的原因之一是:在煤质相对较差,灰分含量较大时,用0.9 MPa压缩空气由上往下吹扫,由于设计工况与实际运行工况存在着较大的差异,压缩空气压力较低造成灰垢淤积在靠近蓄热元件的底部堆积,灰垢不能被有效冲洗掉,因此蓄热元件容易从下部开始结垢、淤积,进而发展成整个蓄热元件堵塞。

2.2 烟气流速快,除雾器失效

检测发现吸收塔除雾器后烟气流速达到了5.8 m/s,超过了原设计5.5 m/s的烟气流速,马莲台电厂采用的是美国Agilis 2级平板式除雾器。除雾器立板间距为35 mm,除雾效果差,从而造成大

颗粒被烟气携带至GGH换热元件上,尤其在机组负荷较高时,烟气流速过快造成除雾器失效,浆液携带量较大,堵塞GGH。

3 改造方案

3.1 吹灰器改造方案论证

现有的吹灰器所使用的介质和具体吹扫效果反映出,较低压力的压缩空气、低压水和高压水配合使用已不能满足现场工况。

目前很多电厂在脱硫系统GGH换热元件的吹扫,采用上下2只吹灰器对吹式布置。或是每次GGH发生蓄热元件堵塞时,由人工在线上下进行冲洗。这种人工上下进行的方法,冲洗得比较干净。通过调研所知,也有一些电厂在GGH底部加装了吹灰器(仍采用压缩空气、低压水为介质吹扫),吹扫效果也比较好,GGH蓄热元件堵塞现象很少发生。对比以上3种方法:2台吹灰器上下轮流进行吹扫的形式与人工在线冲洗相似,可有效地清除蓄热元件上的污垢;购置整套吹灰器安装在换热元件下部,同时增加其他配套设备及装置,改造成本较高(购置1套吹灰器费用70万元,空压机加之配套管件等费用约为120万元),且需要的检修工期长,影响机组发电。

从GGH换热元件吹扫的原理进行分析,无论是采用压缩空气、低压水吹扫,对吹扫介质的压力要求较高,如同在停机时对换热元件进行50 MPa高压水进行冲洗一样,在确保换热元件自身质量的前提下,压力越高越容易将污垢清理(冲洗压力超过50 MPa对换热元件表面的搪瓷有损伤);此外,在对GGH换热元件的垢样进行分析,温度高、流速快时,垢样容易从换热元件表面剥离。因此,经过多方论证,将现有吹灰器介质改造为蒸汽吹扫,在高温高压蒸汽的吹扫下效果优于压缩空气吹扫。在与吹灰器设计生产厂家豪顿华公司进一步交流后,将现有压缩空气、低压水吹扫更改为蒸汽吹扫,在压力1.5 MPa以下、温度350℃以内,原有吹灰器部件均能满足使用要求,仅需增加吹灰气源管路费用,极大地节约了改造成本。

通过对比分析和论证,从吹扫效果方面,采用

蒸汽吹扫压力高于新增加吹扫设备的压力,且改造费用低,不会破坏现有GGH烟道的严密性,且不影响脱硫系统的正常投运。因此,吹灰器的改造方案确定为将现有的吹灰器去掉原压缩空气和低压水吹扫,改为蒸汽吹扫(1.5 MPa, 340 ℃)和高压水配合使用。

3.2 除雾器改造方案的确定

马莲台电厂脱硫系统设计为2级平板式,如图1所示。安装在吸收塔上部,除雾器为水平安装布置,其作用是分离SO₂气流中所含的液滴(水分)。第1级粗除雾器的上下两侧装有冲洗层,第2级精除雾器下侧装有冲洗层,烟气垂直从中穿过,气流在除雾叶片内发生偏离,受重力的作用,在薄片上形成液体薄膜向下流出。运行时要分离的液体含有大量的固体颗粒,为了避免这些固体颗粒沉积在叶片上堵塞除雾器,系统需要定期冲洗。冲洗系统由垂直排列的管道和用螺纹连接固定在其上的锥型喷嘴组成。第1级冲洗管布置在除雾器前后两侧,第2级冲洗管布置在除雾器前侧。经西安热工院采用网格法检测马莲台电厂除雾器后的烟气最大流速20 m/s,从而验证了现有的平板式除雾器没有达到降低烟气流速效果。

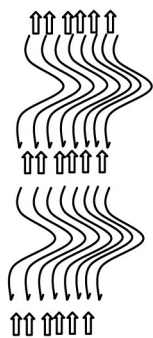


图1 2级板式除雾器工作原理

目前,脱硫系统的除雾器除了平板式外,还广泛应用如图2所示的屋脊式除雾器。板式和屋脊式除雾器技术参数进行对比如下。

平板式除雾器:1级叶片间距40 mm,2级叶片间距25 mm;除雾面积为吸收塔的面积;烟气极限流速5.5 m/s;本身结构不太稳定,容易堵塞;允许通过的最大颗粒为28 μm。

屋脊式除雾器:1级叶片间距30 mm,2级叶片

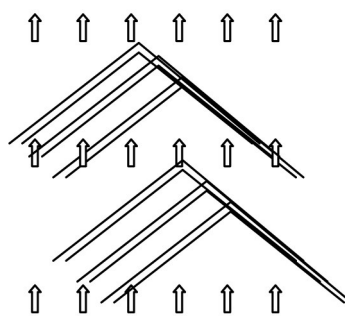


图2 2级屋脊式除雾器工作原理

间距27.5 mm,但是屋脊式除雾器2级叶片中间有个钩子,所以间距只有15 mm;除雾面积比平板式除雾器多20%;烟气极限流速7.5 m/s;“人”字形结构稳定,不易坍塌和堵塞;允许通过的最大颗粒为22 μm。

屋脊式除雾器的优点是烟气通过叶片法线的流速小于塔内水平截面的平均流速,这样,即使塔内烟气流速过高,在通过除雾器时,由于流通面积增大而使得烟气流速减小。屋脊式除雾器结构较平板式优越之处是:(1)全塔无除雾死角,安装形式为三角形、稳定性好;(2)特有的角度设计使雾滴爬距短、除雾更彻底;(3)带钩叶片的设计模拟了窄间距、气速增加、液滴收集加速提高分离效率,不易造成烟气的两次携带,可以承受较高温度。

现场除雾器高压水冲洗时发现,2级平板式除雾器叶片均较为干净,叶片没有挂垢现象,而在吸收塔出口的水平烟道底部却堆积有大量的沉积石灰石,从而进一步验证了现场吸收塔内板式除雾器在烟气流速5.8 m/s的工况下运行时,除雾器没有真正发挥作用,烟气携带灰尘和浆液颗粒进入GGH换热元件,造成换热元件堵塞。在吸收塔运行中,检测到烟气携带的雾滴颗粒达到350 μm。

综上所述,为了从源头上解决GGH换热元件堵塞问题,确定将2级板式除雾器更改为2级屋脊式除雾器,此外还增加1级管式除雾器。

4 改造方案实施

4.1 GGH吹灰器吹灰介质更改为蒸汽

GGH吹灰器改用蒸汽吹灰,汽源取自锅炉后

屏过热器(压力约17 MPa,温度约450℃),经吹灰器母管减压阀减压后,压力在1.5 MPa左右,温度约340℃,管径为 $\phi 89$ mm(20G),经锅炉引至脱硫GGH吹灰器平台与原吹灰枪压缩空气管路连接。为了确保吹扫蒸汽温度达到340℃,降低蒸汽含水量,在120 m的管路上设有两处疏水自动排放装置。在不停止脱硫系统运行的工况下,该改造方案在2010年3月先后在马莲台电厂1号、2号脱硫系统实施,改造工期15天。改造后的GGH吹灰器采用蒸汽吹扫和高压水(95 MPa)分段吹扫方式。

4.2 除雾器改造方案的实施

经过对马莲台电厂脱硫系统吸收塔内原设计2层板式除雾器的钢结构梁和其空间位置的分析 and 计算,原有钢结构梁能够满足第1级管式、2、3级屋脊式除雾器的承载需要,除雾器冲洗系统原设计冲洗水泵的压力也能满足现场工况,仅仅在吸收塔顶部增加了5组DN150冲洗水管,需要重新打孔。

4.2.1 改造方案实施

利用吸收塔内原除雾器钢梁,安装第一级MET管式除雾器,第2级MEV 30屋脊式除雾器和第3级MEV 27屋脊式除雾器。优化布置除雾器冲洗水,第1级MET管式除雾器上方和第2级MEV 30的下侧公用1层冲洗系统;第2级MEV 30屋脊除雾器上、下侧配冲洗;第3级MEV 27屋脊式除雾器下侧配冲洗。

4.2.2 改造方案说明

此次改造工作中,由于考虑到吸收塔内部气流流场和流速的实际状况,在2级屋脊式除雾器前增加了1级管式除雾器,即管式MET除雾器+屋脊MEV27/30除雾器(图5)。管式MET除雾器功能:去除雾滴大于400~500 μm 的大雾滴,减轻后方除雾器的负担,效果显著;降低除雾器堵塞风险,阻止大部分携带石膏固体的浆液直接进入除雾器(这部分的石膏固体一旦粘在除雾器片上很难冲洗,会导致除雾效果降低);使吸收塔内烟气均布。管式除雾器见图3和图4。

如图6所示,由于屋脊式除雾器的第2级叶片间距为30 mm,第3级叶片间距为27.5 mm且中间有带钩的叶片,所以它能够拦截更小的雾滴,使



图3 利用原钢结构梁安装的第1级MET管式除雾器



图4 第2级MEV30屋脊式下方的第1级MET管式除雾器

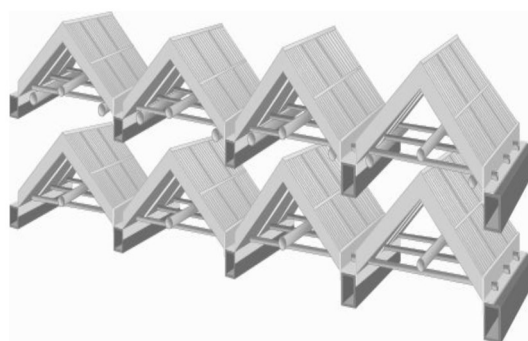


图5 2层屋顶除雾器+管式除雾器并配套冲洗系统

除雾效果更好。吸收塔除雾器及其冲洗水管路系统的改造安装工作,有效利用了2010年10月马莲台电厂机组C级检修18天时间,确保了脱硫系统的正常投运。

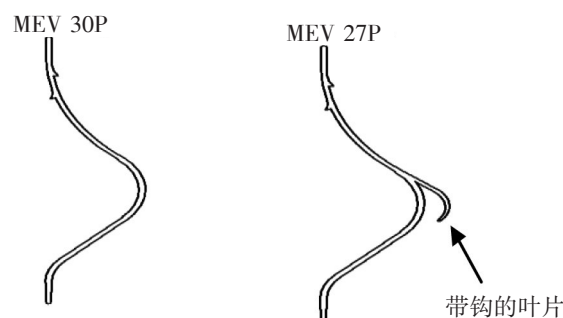


图6 第2级MEV30和第3级MEV27除雾器叶片

表1 改造前后GGH差压和增压风机电流

机组负荷/MW	GGH 差压(改造前)/Pa	增压风机(改造前)电流/A	GGH 差压(改造后)/Pa	增压风机(改造后)电流/A
200	680~750	215	550~800	185
250	770~860	225	350~420	191
330	850~1 200	200	460~700	193

5 改造效果

5.1 改造结果

改造后的脱硫吸收塔除雾器除雾面积增加了30%,所能承受的最大流速可以增加到7.5 m/s,除去雾滴极限粒径可以减小到25 μm,在机组燃煤较差、烟气流速较高时也能确保除雾效果。经西安热工院试验检测:除雾器出口烟气温度分布均匀;烟气流速在烟道截面上垂直分布极不均匀,顶部高、底部低,且水平分布也不甚均匀,但是因为过流面积增大,烟气流速明显降低;除雾器实际烟气流量低于FGD设计值(1 108 700 Nm³/h);除雾器出口雾滴含量小于保证值75 mg/Nm³,达到了除雾器改造的目的。此外,将GGH吹灰器更改为高温高压蒸汽与高压水的配合吹扫,使得换热元件吹扫次数由原来的1个半月吹扫1次减少到3个月吹扫1次,提高了经济效益。

5.2 改造后的效益

通过改造后与改造前的近半年统计对比分析,取得的直接经济效益如下:

5.2.1 降低了GGH差压和增压风机出力,大大减少了电耗

改造前后GGH差压和增压风机电流如表1所示。机组负荷250 MW时,除雾器改造前后增压风机平均电流为215 A和191 A,全年脱硫投入率取95%,机组利用小时数取7 500 h,则:

仅增压风机一项,每年每台机组可节约电量为 $(215-191) \times 6 \times 1.732 \times 7500 \times 0.95 \times 0.85 (\text{kW} \cdot \text{h}) = 1\,510\,477 (\text{kW} \cdot \text{h}) = 1.5 \text{ GW} \cdot \text{h}$,效益非常可观。

5.2.2 减少了GGH冲洗次数,节约了维护费用,提高了脱硫系统投用时间

改造前人工高压冲洗每1个月1次,改造后,通过在线压差检测数据分析,可提高到3个月冲洗1次,在提高效率的同时,大大降低了维护成本。按

照机组全年12个月投运分析,单台脱硫系统可降低冲洗维护成本为

$12 \text{次} \times 3.8 \text{万元/次} - 4 \text{次} \times 3.8 \text{万元/次} = 30.4 \text{万元}。$

6 结论

(1)GGH换热元件堵塞的主要原因是除雾器效果差和吹灰器吹扫效果差。

(2)处理方法是对吹灰器吹扫介质和除雾器进行改造。

(3)改造后,除雾面积增加了30%,所能承受的最大流速可以增加到7.5 m/s,除去雾滴极限粒径可以减小到25 μm,在机组燃煤较差、烟气流速较高时也能确保除雾效果。

(4)改造后的效益显著,单台脱硫系统每年可降低冲洗维护成本30.4万元,增压风机平均电流下降可节约电量1.5 GW·h。

(5)目前燃煤电厂普遍采用湿法烟气脱硫,其安装有GGH的脱硫系统,或多或少存在着GGH堵塞的问题,马莲台发电厂的这次改造可能对其它电厂同类问题具有一定的帮助。

参考文献:

[1] GB 19229-2008,燃煤烟气脱硫设备[S].
[2] 王文义,刘万举,张兵.脱硫系统GGH设置的技术分析[J].山西电力,2006,34(3):47-48.
[3] 田雁冰,禾志强,沈建军,等.湿法烟气脱硫中GGH结垢原因分析及对策[J].内蒙古电力技术.2008,26(4):67.
[4] 杨柳,金定强,吕留根.脱硫除雾器冲洗喷嘴冲洗特性试验研究[J].环境工程学报,2008,2(1):140-143.
[5] 金定强.脱硫除雾器设计[J].电力环境保护,2001,17(4):1-6.
[6] 杨御,王世和,王小册.脱硫除雾器性能研究[J].中国动力工程学报,2005,25(2):28-29.