

文章编号: 1005-8893 (2006) 01-0001-04

扬子石化电站5#锅炉排烟温度升高的 原因分析及治理措施

陈宏¹, 黄冬良², 肖立川¹

(1. 江苏工业学院 机械工程系, 江苏 常州 213016; 2. 扬子石油化工股份有限公司 热电厂, 江苏 南京 210048)

摘要: 锅炉排烟温度偏高导致热损失增加, 严重地影响了锅炉的经济性。扬子石化公司热电厂5# HG-220/100-10型燃煤锅炉设计排烟温度为138℃, 但实际运行排烟温度高达到170℃以上, 较设计值高30~40℃。对其运行及测量数据进行了分析, 发现并总结了锅炉运行中排烟温度升高的原因, 并针对其提出了相应的整改措施。

关键词: 排烟温度升高; 原因; 措施

中图分类号: TK 229.6

文献标识码: B

Analysis of Higher Exhaust Temperature of 5# Boiler in Yangtze Petrochemical Power Plant

CHEN Hong¹, HUANG Dong-liang², XIAO Li-chuan¹

(1. Department of Mechanical Engineering, Jiangsu Polytechnic University, Changzhou 213016, China;
2. Yangzi Petrochemical Corporation Thermal Power Plant, Nanjing 210048, China)

Abstract: The higher exhaust fuel temperature results in the increase of heat loss, and badly affects the economics of the boiler. The design exhaust fuel gas temperature of Yangtze petrochemical Thermal Power Plant HG-220/100-10 boiler is 138℃, but it operates at above 170℃, which is 30~40℃ higher than the design value. This paper analyses the boiler's operation and measure data, then finds out and summarizes the causes of higher exhaust temperature of the fuel gas. Finally relevant measures are suggested.

Key words: higher exhaust temperature of the fuel gas; causes; measures

排烟温度升高一直是影响电站锅炉经济运行的主要原因, 排烟损失在各项热损失中是最大的一项, 一般约为5%~12%, 占锅炉热损失的60%~70%。排烟温度每增加10~15℃, 将使热损失增加1%左右^[1]。但为保证低温受热面不受腐蚀, 又不能使排烟温度过低, 一般电站锅炉排烟温度为110~150℃, 但在实际运行中由于各种原因, 排烟温度经常超过设计值20~50℃。因此降低排烟

温度对提高锅炉效率, 节约燃料和减少污染有重要的实际意义。扬子石化公司热电厂5# HG-220/100-10型燃煤锅炉设计排烟温度为138℃, 由于种种原因, 实际运行排烟温度高达到170℃以上, 有时高达180℃以上, 较设计值高30~40℃, 使经济效益受到严重的影响。

本文通过对扬子石化电站 HG-220/100-10型燃煤锅炉运行及测量数据进行了分析, 归纳总结

收稿日期: 2005-05-06

作者简介: 陈宏 (1981-), 女, 江苏常州人, 硕士研究生; 联系人: 肖立川。

了锅炉运行排烟温度升高的原因,并提出了相应的整改措施。

1 运行数据分析

根据扬子石化公司提供的 5 号锅炉运行日志数据,分析了在 70% 及 100% 负荷下影响排烟温的主要运行参数,并与设计值进行比较。表 1 列出了在 70% 及 100% 负荷下 7 组各有关变量的平均运行值,并与设计值进行了比较。从表 1 可以看出:①给水温度较设计值高 5~10℃;②空气入口温度在冬天较设计值低,但在夏季要较设计值高达 20℃ 左右;③二级空预器出口空气温度较设计值高 38~48℃,热空气温度偏高使制粉系统和一次风掺冷风量增加;④进入各尾部受热面时烟气温度是偏低的,但离开各尾部受热面时烟气温度却升高了。图 1 为 100% 负荷和 70% 负荷时进入各尾部受热面的烟气温度及排烟温度与设计值相比的超温情况。

表 1 运行数据分析 (7 组数据平均值)

Table 1 Analysis of operation data (average of 7 group data)

名称	设计值/%		运行值/%		差值/%	
	100	70	100	70	100	70
蒸发量/(t/h)	220	154	219	154	-1	0
蒸汽压力/MPa	9.8	9.3	9.6	9.6	-0.2	0.3
蒸汽温度/℃	540	540	537	536	-3	-4
给水温度/℃	215	205	220	215	5	10
空气入口温度/℃	30	30	34	27	4	-3
二级空预器出口空气温度/℃	327	302	365	350	38	48
一级减温水量/(t/h)	5.0	1.3	4.7	2.3	-0.3	1.1
一级减温器调温幅度/℃	13	3	23	13	10	10
二级减温水量/(t/h)	3.5	0.5	2.0	1.1	-1.5	0.6
二级减温器调温幅度/℃	15	4	25	23	10	19
二级省煤器入口烟温/℃	539	494	520	479	-19	-15
二级空预器入口烟温/℃	399	360	411	386	12	26
一级省煤器入口烟温/℃	324	295	373	353	49	59
一级空预器入口烟温/℃	292	266	308	291	16	25
排烟温度/℃	138	124	174	164	36	40

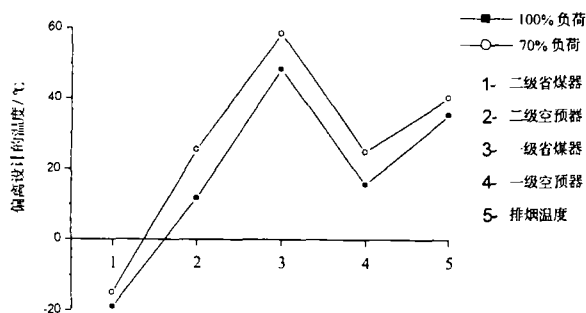


图 1 烟气进入尾部受热面时的超温情况

Fig. 1 Exceeding temperature of fuel gas going to the tail heat surface

其中横坐标分别代表进入二级省煤器、二级空预器、一级省煤器、一级空预器的入口烟温和锅炉的排烟温度,纵坐标表示为超出设计值的温度。从图 1 可以看出除一级省煤器外,二级省煤器、二级空预器、一级空预器的吸热量都明显不足。

2 排烟温度升高的原因分析

根据实际燃烧煤种变化及以上运行数据分析,5 号锅炉排烟温度偏高的可能原因有以下几点。

2.1 混烧了石化装置可燃废气体燃料

由于在本锅炉上加设了石化装置中排放的难以回收的可燃气体燃烧装置,而且可燃气体占额定蒸发量时所需燃料的 15%~21%。与固体燃料相比,由于气体燃料不含固体颗粒,火焰黑度减小,使炉膛辐射传热量减少,炉膛出口烟气温度升高,相应锅炉排烟温度升高。根据掺入气体后燃烧的热力计算,在 100% 负荷时,排烟温度由设计的 138℃ 升高到 150℃,升高了 12℃。

2.2 燃烧煤种的变化

扬子石化电站 5 号锅炉实际运行采用的煤种与设计煤种有较大的区别,实际运行采用的煤种与原锅炉设计煤种数据如表 2。

表 2 设计煤种与运行煤种的成分比较

Table 2 Component compare between design coal and operation coal

元素分析	运行煤种	设计煤种
碳/%	50.26	58.91
氢/%	3.01	3.79
氧/%	5.41	3.63
氮/%	0.77	0.77
硫/%	1.50	1.40
灰份/%	29.36	23.50
水份/%	9.11	8.00
挥发份/%	22.16	28.00
低发热值/(kcal/kg)	4 614.3	5 650.0

从表 2 可以看出,运行煤种的灰份、水份升高了,而挥发份和低位发热值都有所下降,这些因素都会促使排烟温度升高^[2]。为了找出实际运行煤种对排烟温度的影响,对运行煤种进行了热力计算校核,各受热面的出口烟温的计算结果与原设计值的比较见表 3。

由表 3 可以看出,煤种的变化使得尾部受热面各处的烟气温度升高,理论排烟温度由设计煤种的 138℃ 升高为 148℃,比原来升高了 10℃。

表 3 根据设计煤种和运行煤种热力计算各受热面的出口烟温值
Table 3 Outlet temperature of heat surface computed according to the design and operation coal

受热面	设计煤种/℃	运行煤种/℃
屏式过热器	932	940
一级过热器	724	732
二级过热器	560	568
转向室	539	547
二级省煤器	399	410
二级预热器	324	335
一级省煤器	292	138
一级预热器	302	148

2.3 给水温度偏高

该锅炉设计给水温度在 100% 负荷时为 215℃, 70% 负荷时为 205℃, 而实际运行时, 给水温度一般为 215~225℃, 高出设计值 0~20℃。当给水温度升高时, 一方面为保持相应的蒸发量和工质出口参数减少燃料供给量, 炉膛出口温度降低, 相应排烟温度降低; 而另一方面, 给水温度的升高会使省煤器的传热温差减小, 这样会使省煤器的吸热量减少, 从而使锅炉的排烟温度升高。当给水温度在 ±20℃ 范围内波动时, 第二个影响占主要方面^[3]。经计算, 给水温度升高使排烟温度升高约 0~6.2℃。

2.4 送风机入口空气温度偏高

设计送风机入口空气温度为 30℃, 在冬季时空气入口温度较设计值偏低, 一般为 15℃ 左右, 而在夏季运行时空气入口温度为 30~38℃。冬季环境温度降低使空气预热器入口风温降低, 空气预热器的传热温压变大, 烟气的放热量变大, 从而使排烟温度降低; 而夏季环境温度升高使空气预热器入口风温升高, 空气预热器的传热温压就变小, 烟气的放热量就小, 使排烟温度升高。通过计算, 扬子石化电站锅炉由于送风机入口温度变化使得排烟温度变化 -8~4.5℃ 左右。

2.5 炉膛、制粉系统及烟道漏风

在炉膛出口空气过剩系数为一定时, 炉膛、制粉系统的漏风使经过空气预热器加热的空气量减少, 相应减少了空预器中空气侧的吸热量, 从而导致锅炉排烟温度的升高。

根据扬子石化电站给出的实测漏风系数报告, 其总漏风系数比设计值增加 0.045~0.075, 经计算扬子石化电站 5 号锅炉的漏风使排烟温度比设计

值升高 3~5℃ 左右。

2.6 掺冷风

为了控制风粉混合物的温度, 通常要在一次风中直接掺入冷风送入炉膛, 未经空气预热器加热将会造成预热器内的通风量减少, 传热系数及温压均降低, 使空气预热器吸热量降低, 排烟温度升高。据统计掺冷风使排烟温度普遍高于设计值 10~20℃^[4]。扬子石化电站一次风掺冷风系数比设计值增加 0.06~0.09, 经计算排烟温度比设计值升高 6~10℃。

2.7 受热面积灰或面积不足

除以上原因外, 受热面积灰或面积不足是引起排烟温度直接升高的原因。水冷壁、过热器、省煤器或空气预热器的积灰增加了传热热阻, 将使传热系数降低, 烟气的放热量减少, 受热面的吸热量减少, 出口烟温升高, 最后使排烟温度升高。除了受热面结渣、积灰之外, 受热面面积可能设计不足, 这将使传热量减少, 烟气温降减小, 烟气经过该段时烟温升高, 最后导致排烟温度升高。特别是二级省煤器、一、二级空气预热器的吸热量明显低于设计值, 其受热面不足的可能性最大。根据分析, 由于受热面积灰或面积不足估计使扬子石化电站 5 号锅炉排烟温度升高在 6~9℃ 左右。

2.8 总 结

根据以上分析, 5 号锅炉排烟温度升高原因为: 混烧可燃气体 12℃, 煤种变化 10℃; 给水温度升高 0~6.2℃; 环境温度升高 -8~4.5℃; 漏风 3~5℃; 掺冷风 6~10℃; 受热面积灰或面积不足 6~9℃。分析计算总和 29.0~56.7℃, 实际运行值 19~56℃。

3 解决措施

由于燃烧煤种的变化客观因素较多, 难以变更; 环境温度变化引起送风机入口温度的变化也是无法改变的, 给水温度由汽轮机高压加热器出口运行工况所决定, 这涉及到系统优化问题, 因此也较难调整。我们就针对其他方面的原因, 采取了下列措施。

3.1 治漏、防漏、堵漏

首先对炉底排渣井和炉顶密封进行了检查,

采用了比较好的门、孔结构,在运行时随时关闭了各门、孔。同时,注意制粉系统冷风门的严密性,在给煤机落煤管处加装了锁气器,降低了制粉系统漏风。

3.2 掺冷风的改善

根据实验室用示差热天平得到的挥发份燃点与可燃基挥发份含量的关系^[4](图 2),计算出了煤粉的燃点。运行中,在保证风粉混合物的温度低于其燃点的前提条件下,尽量提高了风粉混合物的温度。哈尔滨热电厂 321—230/9.8 型锅炉逐渐减少掺入一次风箱的冷风量,使送粉风温从 230℃增至热风温度 310℃,保持一次风率基本不变,排烟温度由 175℃降至 160℃。

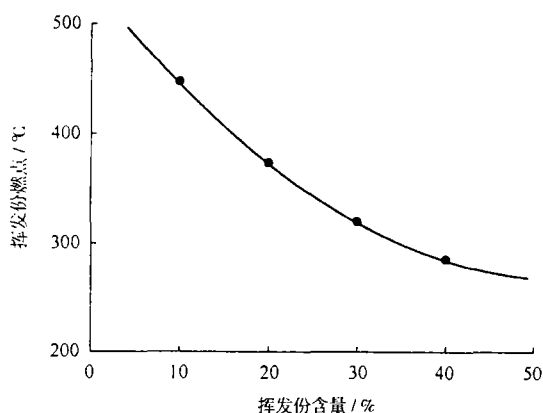


图 2 挥发份燃点与可燃基挥发份含量的关系

Fig. 2 Relation between volatile content and burning point

3.3 吹灰

运行时,对燃烧室进行了吹灰,使辐射受热面的热有效系数上升,被水冷壁吸收的热量份额增加^[5];同时加强了对流受热面的有效吹灰,增加了对流受热面的吸热能力,使排烟温度得到了下降。

3.4 进行燃烧调整,保证优化运行

对喷燃器角度进行调节,尽量使喷燃器角度向下,以降低火焰中心位置,增加炉膛辐射吸热量,从而使炉膛出口温度降低,排烟温度也随之降低。

3.5 效果

在采用了以上措施后,锅炉排烟温度降低了

15℃左右,取得了很好的效果。

4 总 结

(1) 导致扬子石化电站 3# 锅炉排烟温度升高,混烧了化工可燃气体燃料和煤种变化是客观原因,环境温度变化和给水温度升高是较难调整的外部原因,尾部受热面面积不足或积灰是直接的原因,锅炉掺冷风和炉膛、制粉系统及烟道漏风是重要的原因。

(2) 为降低扬子石化电站 3# 炉排烟热损失,采取了如下措施:①优先采用了吹灰器吹灰;②加强了炉膛、制粉系统及尾部受热面的防漏、堵漏;③对掺冷风进行调整,提高了风粉混合物的温度,同时保持制粉系统的合理运行;④调节喷燃器角度。在采取了以上几项措施后,排烟温度下降了 15℃左右。但是由于其混烧了化工可燃气体燃料,原有的对流受热面面积显得不足,在有可能时还可以加装省煤器,增加尾部受热面的面积,进一步降低排烟温度。

(3) 经济效益:采取有效措施,排烟温度降低了 15℃左右,排烟热损失减少 1%左右,锅炉每小时燃煤可减少标煤 0.44 t 左右,以每吨标准煤 400 元计算,每年可减少损失约为 150 万元,这是非常可观的经济效益。

参考文献:

- [1] 闫顺林,李永华,周兰欣.电站锅炉排烟温度升高原因的归类分析[J].中国电力,2000,33(6):20—22.
- [2] 肖立川.金陵石化热电厂 3# 燃煤锅炉排烟温度偏高的分析及对策[J].江苏石油化工学院报,2000,12(3):50—53.
- [3] 曾新春.山西铝厂 TCl60/3.63—1 型锅炉排烟温度过高的原因分析及对策[J].电力学报,2002,17(1):54—57.
- [4] 鞠胤宏.试谈热风送粉外流送粉介质选择对排烟温度影响[J].电站辅机,1994,4:37—40.
- [5] 王敏文,李功龙.声波清灰器在扬子石油化工公司热电厂的应用[J].电力建设,2002,23(6):43—44.