

# 湿烟羽治理中脱硫系统水平衡影响因素分析

杨爱勇, 舒喜, 韦飞, 祝业青

(国电环境保护研究院有限公司, 江苏 南京 210031)

**摘要:**目前各地政府对湿烟羽治理越来越重视,燃煤电厂、钢铁、焦化等行业陆续开展湿烟羽治理改造工作,但设计中对影响脱硫水平衡的因素缺少系统分析,导致脱硫水平衡难以控制或排烟温度超标等问题。通过对历史在线数据、理论分析与计算,对燃煤电厂脱硫水平衡的影响因素进行全面总结与量化分析。明确燃煤煤质、环境条件、脱硝等环保设施对脱硫水平衡的影响。燃煤煤质的全水和氢含量影响最大,几种典型煤种的脱硫排烟温度差异可达 10 ℃ 以上。环境温度和湿度的影响明显,环境温度从 0 ℃ 升到 40 ℃ 时(假定环境相对湿度为 60%),脱硫排烟温度差异达 4.6 ℃。空气过剩系数(或氧量)也有较大影响,氧含量从 4% 增到 8% 时,排烟温度相差超过 2.5 ℃。采用 SNCR 等工艺时,尿素溶液中含大量水,对脱硫排烟温度的影响可达 1 ℃。脱硫入口烟温对脱硫排烟温度的影响明显,具体差异与脱硫入口烟温和煤质有关。此外,机组负荷等因素也会对脱硫水平衡产生较大影响。全厂废水零排放方案中,常将冷却塔排污水等高含盐废水用于脱硫除雾器冲洗等,决定了脱硫系统必须接受补给水的同时保证水平衡。不同湿烟羽治理技术方案对脱硫水平衡的影响存在差异,其中烟气冷凝工艺无影响,而浆液冷却技术影响较大。因此,在湿烟羽治理在方案选择和工艺参数设计时,要综合考虑各因素之间的匹配性,选取合适的方案和设计参数对降低投资运行费用、提高系统的可靠运行方面具有重要意义。

**关键词:**湿烟羽治理;脱硫;水平衡;影响因素

中图分类号:TK16

文献标志码:A

文章编号:1006-6772(2020)06-0217-07

## Analysis of influencing factors on water balance of desulfurization system in wet plume treatment

YANG Aiyong, SHU Xi, WEI Fei, ZHU Yeqing

(National Environmental Protection Research Institute for Electric Power, Nanjing 210031, China)

**Abstract:** At present, local governments pay more and more attention to the treatment of wet plume. Coal fired power plants, iron and steel, coking and other industries have carried out wet plume treatment reform. However, there is a lack of systematic analysis on the factors affecting the desulfurization water balance, which leads to the difficulty of controlling the desulfurization water balance or the flue gas temperature exceeding the standard. Based on the historical online data, theoretical analysis and calculation, in this paper, the influencing factors of desulfurization water balance in coal-fired power plants were comprehensively summarized and quantitatively analyzed. For the first time, the influence of coal quality, environmental conditions, denitrification and other environmental protection facilities on the water balance of desulfurization was clarified. The results show that the total water and hydrogen content of coal are the most important factors, and the difference of flue gas temperature of several typical coals is more than 10 ℃. The influence of environmental temperature and humidity is obvious. When the ambient temperature rises from 0 ℃ to 40 ℃ (assuming the relative humidity is 60%), the difference of flue gas temperature is 4.6 ℃. Air excess coefficient (or oxygen content) also has a great influence. When the oxygen content increases from 4% to 8%, the difference of exhaust gas temperature is more than 2.5 ℃. When SNCR and other processes are used, urea solution contains a lot of water, and the influence on flue gas temperature of desulfurization can reach 1 ℃. The influence of flue gas temperature at desulfu-

收稿日期:2019-12-23;责任编辑:张晓宁 DOI:10.13226/j.issn.1006-6772.19122303

基金项目:国家科技支撑计划资助项目(2015BAA05B01)

作者简介:杨爱勇(1979—),男,湖南石门人,高级工程师,从事电力环保技术研发、咨询、设计等工作。E-mail:13913979182@163.com

引用格式:杨爱勇,舒喜,韦飞,等.湿烟羽治理中脱硫系统水平衡影响因素分析[J].洁净煤技术,2020,26(6):217-223.

YANG Aiyong, SHU Xi, WEI Fei, et al. Analysis of influencing factors on water balance of desulfurization system in wet plume treatment[J]. Clean Coal Technology, 2020, 26(6): 217-223.



移动阅读

rization inlet on flue gas temperature is obvious, and the specific difference is related to flue gas temperature and coal quality. In addition, the unit load and other factors will also have a greater impact on the desulfurization water balance. In the scheme of zero discharge of wastewater, high salinity wastewater from cooling tower wastewater is often used for demister flushing, which determines that the desulfurization system must receive make-up water and ensure water balance. The influence of different wet plume treatment schemes on the water balance of desulfurization is also different. The flue gas condensation technology has no effect, while the slurry cooling technology has a great impact. Therefore, in the technical solution selection and parameter design of wet plume treatment, the above factors should be considered comprehensively. Selecting the appropriate technical solution and design parameters is of great significance to reduce the investment and operation cost and improve the reliable operation of the system.

**Key words:** wet plume treatment; desulfurization system; water balance; influencing factors

## 0 引言

2016年上海市出台了DB 31/963—2016《燃煤电厂大气污染物排放标准》，要求燃煤发电锅炉应采取烟温控制及其他有效措施消除“石膏雨”、“有色烟羽”等现象，此后天津、浙江、河北、陕西、江苏、江西等地也陆续出台要求治理湿烟羽（又称“有色烟羽”、“可见烟羽”、“大白烟”、“白雾”、“白色烟羽”等）的标准或政策文件<sup>[1-3]</sup>，以通过进一步降低煤电厂<sup>[4-9]</sup>、钢铁<sup>[5]</sup>、焦化<sup>[5]</sup>等行业烟囱排放的污染物（常规污染物和非常规污染物），实现降低环境空气PM<sub>2.5</sub>的目的。

目前国外湿烟羽主要集中于冷却塔湿烟羽的形成及消散机理研究，但由于没有治理政策需求，因此未有相关技术应用<sup>[10-12]</sup>，仅德国和日本由于烟气扩散的需要，分别开发了GGH和MGGH技术，但该技术仅能改善湿烟羽视觉效果，无助于减排<sup>[2,13]</sup>。最初我国多采用德国GGH技术，部分电厂采用日本MGGH技术。随着近年来常州、上海外高桥等烟气冷凝技术的应用，湿烟羽治理技术才开始逐步应用<sup>[14-18]</sup>。

目前湿烟羽治理技术路线可分为烟气冷凝、烟

气冷凝再热、烟气再热3种<sup>[19]</sup>，各技术路线有多种技术方案，各技术方案的污染物减排效益、投资和运行成本、对脱硫水平衡的影响都有很大差异。

目前厂家大多是以换热器设计和制作为主，设计中对于燃煤电厂脱硫系统及水平衡未考虑或考虑不全。早先研究缺少燃煤煤质、环境条件、脱硝等环保设施对脱硫水平衡的影响分析<sup>[20-24]</sup>。忽略了湿烟羽治理中脱硫水平衡的影响因素更加复杂，设计中如果考虑不全会对排烟温度达标、系统安全稳定运行带来不利影响。

本文针对湿烟羽治理过程中脱硫水平衡的影响因素，从煤质、环境条件、脱硝等环保设施对脱硫水平衡的影响分析等方面进行分析，并提出设计中需要注意的问题，为科学合理地确定湿烟羽治理方案与设计参数提供参考。

## 1 计算假定条件

### 1.1 脱硫水平衡主要影响因素

影响脱硫水平衡的因素主要有：脱硫入口烟气含水量、脱硫系统进水量、脱硫系统排水量（图1）。脱硫入口烟气含水的主要来源包括燃煤燃烧、空气带水、设备运行带水（蒸汽、脱硝还原剂等）以及废

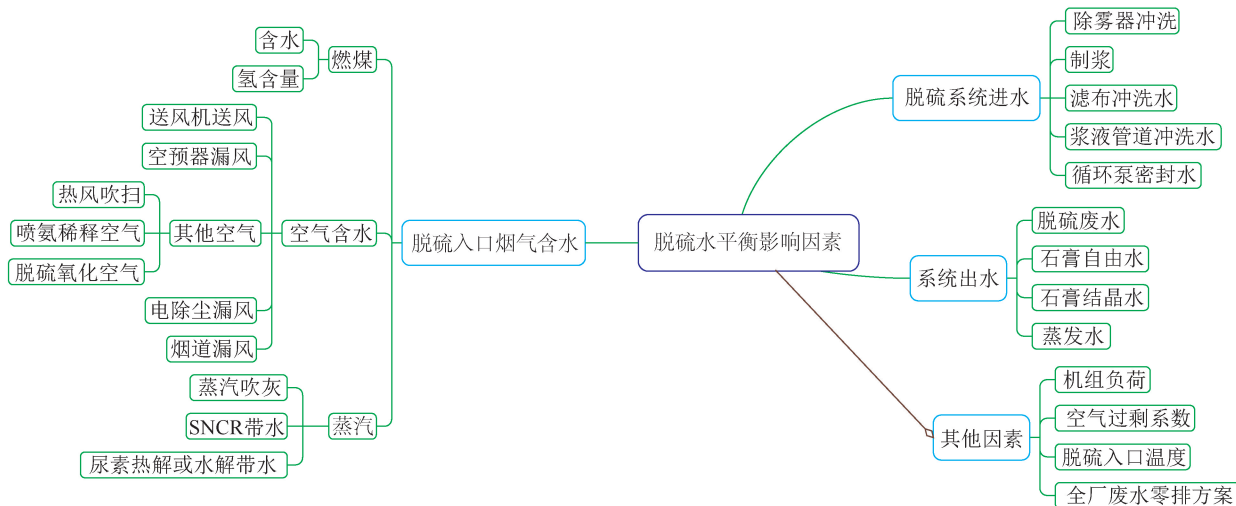


图1 影响脱硫水平衡的因素

Fig.1 Influencing factors on desulfurization water balance

水零排放工艺中的烟道喷雾蒸发水;脱硫系统进水主要包括除雾器冲洗水、浆液管道冲洗水、真空泵密封水、滤布冲洗水、浆液制浆水、脱硫设备密封冷却水等<sup>[20]</sup>;脱硫系统出水主要包括石膏带水(自由水和结晶水)、脱硫废水、烟气蒸发水<sup>[21]</sup>。

## 1.2 假定条件

本文计算过程中,若无特别说明,作如下假定:

1) 脱硫入口烟温为 130 ℃, 脱硫出口氧含量为 6%(本文氧含量均为干基), 环境空气温度和相对湿度分别为 15 ℃、60%, 吸收塔散热率为 3%。

2) 脱硫出口烟气认为是饱和湿烟气, 烟气压力按大气压考虑, 水蒸气分压按纯水表面水汽分压计算公式计算。

表 1 典型煤质燃烧后烟气中水蒸气体积比

Table 1 Water vapor volume ratio in flue gas after typical coal combustion

煤种	工业分析		元素分析/%					低位发热量/ (kJ·kg <sup>-1</sup> )	烟气中水蒸气 体积比/%	水露点/ ℃	排烟温 度/℃
	M <sub>ar</sub> /%	A <sub>ar</sub> /%	C <sub>ar</sub>	H <sub>ar</sub>	O <sub>ar</sub>	N <sub>ar</sub>	S <sub>ar</sub>				
晋东南贫煤	7.82	30.11	53.33	3.51	3.53	1.22	0.48	21 173	6.99	39.6	49.8
双鸭山煤	8.14	24.48	54.37	3.75	8.27	0.81	0.18	22 840	7.34	40.5	50.0
内蒙古伊泰煤	16.40	15.55	54.81	3.43	8.93	0.67	0.21	21 890	8.15	42.5	51.2
达州煤	4.31	38.33	48.49	2.84	4.48	0.72	0.83	18 700	6.15	37.2	48.8
俄霍布拉克煤	7.50	17.09	60.97	4.24	8.95	0.64	0.61	23 560	8.26	42.8	51.5
霍林河褐煤	28.65	27.49	31.57	2.22	9.07	0.57	0.43	11 304	13.20	52.0	57.8
乌拉盖	38.31	11.10	35.19	2.78	10.10	1.84	0.68	12 950	14.68	54.2	59.6
神华煤	15.00	8.50	61.45	3.95	8.90	0.70	1.50	23 500	7.74	41.6	51.3

注:环境空气温度和相对湿度分别为 15 ℃、60%, 脱硫出口烟气氧含量和脱硫入口烟温分别为 6%、130 ℃。

燃煤煤质对脱硫入口烟气露点和排烟温度的影响主要由燃煤中全水和氢含量的差异引起,这是由于燃煤中水和氢含量越高,原烟气中水汽比重越高,进而影响净烟气中的水汽比重。

图 2 为燃煤全水和燃煤中氢含量对脱硫入口水蒸气体积比、脱硫出口排烟温度的影响。由图 2(a)可以看出,燃煤中全水从 3% 增至 24% 时,脱硫入口烟气的水蒸气体积比从 5.49% 增到 9.51%, 脱硫排烟温度则从 48.1 ℃ 增到 53.79 ℃。从图 2(b)可以看出,燃煤中氢含量从 1% 增到 4.5% 时,脱硫入口烟气的水蒸气体积比从 4.51% 增到 8.28%, 脱硫排烟温度从 46.87 ℃ 增加到 52.08 ℃。综上,燃煤煤质中全水和氢元素含量对排烟温度影响很大。在湿烟羽治理工程设计参数选取时,需要详细分析燃煤煤质全水和氢含量的历史分布以及趋势,确定合理的设计燃煤煤质。

## 2.2 空气含水量

空气中水蒸气体积比取决于环境空气温度与相对湿度。燃煤燃烧需要大量空气,因此空气的水蒸气体积比会影响烟气的水蒸气体积比。同时,空气

3) 笔者认为,目前常用的含水率、含湿量、湿度等无法准确表示烟气中水蒸气的体积分数,因此采用国际气象组织标准名称——水蒸气体积比。

## 2 脱硫入口烟气含水影响因素

### 2.1 燃煤煤质

不同燃煤煤质对烟气含水量的影响很大。表 1 为典型燃煤煤质(数据取自各区域电厂设计煤质等相关资料)对烟气水蒸气体积比的影响。脱硫入口烟气水蒸气体积比在 6.15%~14.28%, 相应的烟气水露点、排烟温度范围分别为 37.2~54.2、48.8~59.6 ℃,与目前燃煤电厂实际运行情况基本相符,计算值与实际值基本一致。

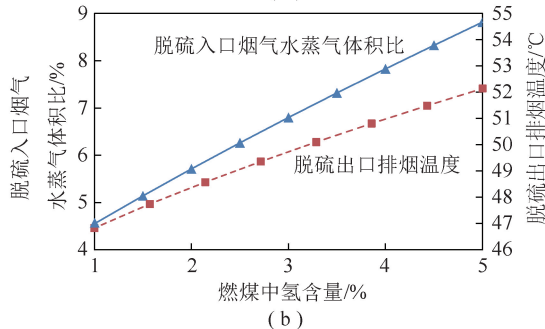
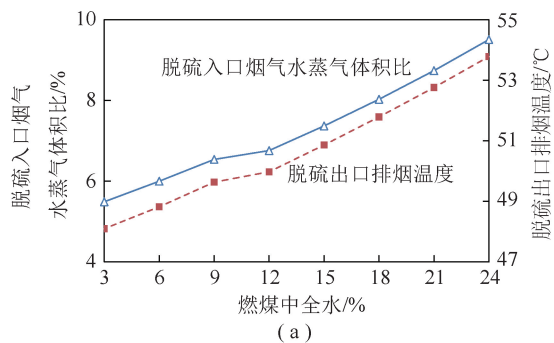


图 2 燃煤全水和燃煤中氢含量对脱硫入口水蒸气体积比、脱硫出口排烟温度的影响

Fig.2 Influence of total water content and hydrogen content of coal on water vapor volume ratio and flue gas discharge temperature of desulfurization inlet

与烟气的比例不同(即空气过剩系数)也会影响脱硫入口烟气的水蒸气体积比。图3为环境空气温度对脱硫入口水蒸气体积比、脱硫出口排烟温度的影响,可以看出,环境空气温度从0℃升至40℃时(相对湿度60%),脱硫入口烟气水蒸气体积比从7.17%升到10.72%,脱硫排烟温度从50.56℃升到55.2℃。

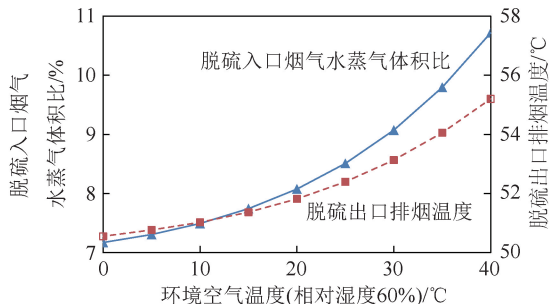


图3 环境空气温度对脱硫入口水蒸气体积比、脱硫出口排烟温度的影响

Fig.3 Influence of ambient air temperature on the water vapor volume ratio and flue gas discharge temperature of the desulfurization inlet

燃煤烟气中的空气来源主要有送风机送风(一次风、二次风、三次风等)、空预器漏风、电除尘器漏风、烟道和设备漏风,其对烟气水蒸气体积比的影响无本质区别,可归为烟气中氧含量(或空气过剩系数)。由于空气水蒸气体积比一般低于烟气水蒸气体积比,因此氧含量越高,烟气水蒸气体积比越低。图4为脱硫入口烟气中氧含量对脱硫入口水蒸气体积比、脱硫出口排烟温度的影响,可以看出,氧含量从4%增至8%时,脱硫入口烟气的水蒸气体积比从8.57%降到6.90%,脱硫排烟温度从52.59℃降至50.05℃。此外,电除尘器绝缘箱热风吹扫、喷氨稀释空气、脱硫氧化空气等的空气量较少,对烟气水蒸气体积比影响较小,且前两者最终可反映到脱硫入口烟气的空气过剩系数中。

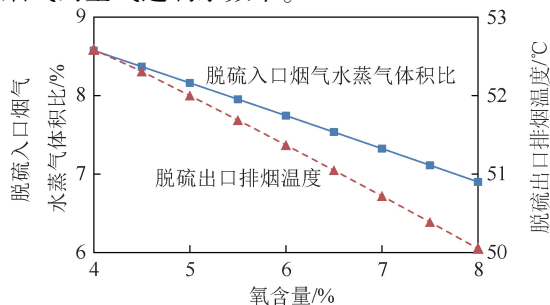


图4 脱硫入口烟气中氧含量对脱硫入口水蒸气体积比、脱硫出口排烟温度的影响

Fig.4 Influence of oxygen content in flue gas at desulfurization inlet on water vapor volume ratio and flue gas discharge temperature

## 2.3 脱硝还原剂

SCR反应器中的催化剂、空预器、低温省煤器等需要采用蒸汽吹灰方式,瞬间蒸汽用量大,在使用时烟气水蒸气体积比和排烟温度瞬间上升,但该因素不是长期影响,设计时可不考虑。

SNCR/SCR采用氨水、尿素作为还原剂时,需要大量的溶解水,对燃煤烟气中的水蒸气体积比、排烟温度有一定影响,特别是SNCR的尿素用量更高。

以燃神华煤300MW机组为例,采用SNCR工艺满负荷喷入尿素溶液含水量为10t时,不考虑尿素蒸发对空预器排烟温度和换热的影响,脱硫排烟温度可从51.37℃升至52.66℃,温升幅度可达1.29℃。实际中由于空预器排烟温度略有降低,排烟的温升幅度略小于1.29℃。

## 3 脱硫系统进水与出水的影响因素

### 3.1 脱硫系统进水

脱硫系统进水主要包含除雾器冲洗水、滤布冲洗水、浆液制浆水、浆液管道冲洗水、循环泵密封冷却水等<sup>[20]</sup>。

根据脱硫对水质的要求,尽量提高回用,降低系统进水。如浆液制浆对水质要求很低,应采用滤液水或回用水制浆,减少脱硫水耗。

滤布冲洗水、设备机封水、冷却水等对水质要求相对较高,一般无法采用回用水;但设备机封水、冷却水的回水大部分均直接进入脱硫系统,增加了系统进水,可进行收集回收用于除雾器或管路冲洗等对水质要求不高的环节,实现分级利用,有效控制水平衡<sup>[24]</sup>。

采用浆液冷却技术时,由于冷凝水直接进入脱硫系统,为维持水平衡需要增设一套水处理装置将浆液澄清液去除悬浮物后冲洗除雾器。由于未经除硬处理,冲洗除雾器存在较大的结垢倾向,对设备的安全运行存在一定隐患。

### 3.2 脱硫系统出水

脱硫系统出水主要包含石膏带水(自由水和结晶水)、脱硫废水、烟气蒸发水<sup>[21]</sup>。

石膏带水与烟气硫含量、脱硫效率、石膏脱水率等因素有关,与烟气其他性质无关,波动较小,水量也相对较少。

脱硫废水排放量取决于燃煤中Cl含量、工艺补充水中Cl含量以及脱硫排放废水中Cl含量<sup>[24]</sup>。其中脱硫废水排放Cl浓度对废水排放量影响很大。采用冷却塔排水等高含盐废水作为脱硫补水时,会导致脱硫废水排放量一定程度的增加,可以降低废

水零排放的整体投资,但不利于脱硫水平衡控制,湿烟羽治理与废水零排放方案需要根据实际情况综合考虑。

烟气蒸发水量主要取决于脱硫入口烟温与烟气水蒸气体积比,且呈正相关关系,一般可根据脱硫塔热量平衡计算脱硫出口排烟温度及水蒸气体积比。

## 4 其他因素

### 4.1 脱硫入口烟温

脱硫入口烟温越低,脱硫出口温度越低。图5为脱硫入口烟气温度对脱硫出口温度的影响,可以看出,燃烧神华煤,脱硫入口温度从80℃升到160℃时,脱硫出口温度从46.88℃升到53.67℃,温升达6.79℃。燃烧乌拉盖褐煤和晋东南贫煤时,脱硫出口温度分别从55.9、44.99℃升到60.99、52.26℃,温升幅度分别为5.08、7.27℃。说明燃烧褐煤时,脱硫入口温度对出口排烟温度的影响相对较小,燃烧低水高灰的晋东南贫煤时,脱硫入口烟温对出口排烟温度影响更大。因此,脱硫入口含水量越低,脱硫入口温度对排烟温度影响越大。

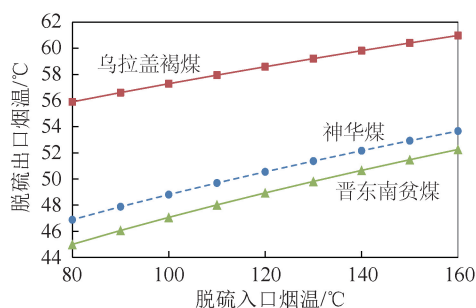


图5 脱硫入口烟气温度对脱硫出口温度的影响  
Fig.5 Effect of flue gas temperature on the flue gas discharge temperature

此外,脱硫入口烟温每降低10℃,对低温区域影响比高温区域大。以神华煤为例,脱硫入口烟温从160、90℃分别降低10℃时,排烟温度分别降低0.74、1℃。

在达到相同排烟温度设计条件下,采用烟气冷凝换热器技术路线时,脱硫入口烟温越高,烟气冷凝器收集水越多,由于该系统水属于系统出水,脱硫系统水平衡相对更易控制;采用浆液冷却技术时,由于冷凝水仍在脱硫系统内,脱硫入口烟温变化对水平衡无影响,但会影响浆液换热器的换热面积。因此,在湿烟羽治理技术参数确定时,应综合考虑煤质、脱硫入口烟温等因素对脱硫排烟温度的影响。

### 4.2 机组负荷与空气过剩系数

负荷与空气过剩系数呈负相关关系,即机组负

荷越高,空气过剩系数(即氧含量)越低。图6为某330 MW机组脱硫入口烟气含氧量与负荷的关系,可以看出,满负荷时氧含量在4%~6%,50%负荷时在8.5%~10.5%。各电厂的实际值存在一定差异,与机组设备型号、运行状态(如送风机、磨煤机、空预器等)等因素有关。

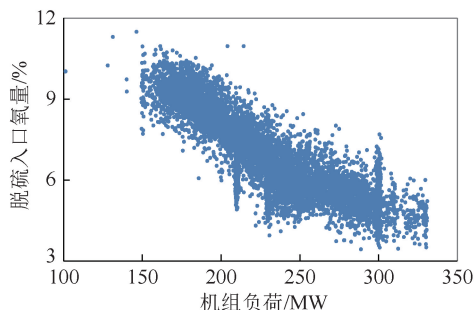


图6 某330 MW机组脱硫入口烟气含氧量与负荷的关系  
Fig.6 Relationship between oxygen content of flue gas and load of a 330 MW unit

负荷降低会使烟气量减少、脱硫入口烟温降低、氧含量升高。在低负荷时,三者均会导致脱硫排烟温度降低,系统带出水量减少,但脱硫系统整体进水量不会等比例减少,水平衡更难以控制。由于氧含量升高(即空气过剩系数增大)以及锅炉效率的影响,50%负荷时的烟气量一般为满负荷时烟气量的70%左右(不同燃煤、空气过剩系数、锅炉效率等有一定差异)。氧含量升高会导致脱硫入口烟气水蒸气体积比降低,低负荷的氧含量达到一定值时,低负荷的水平衡控制有可能比满负荷更易控制,但较高的氧含量会造成风机能耗增加、除尘与SCR效率下降。在湿烟羽治理技术水平平衡分析论证时,应结合机组负荷情况对主要典型负荷进行分析,避免分析错漏。

### 4.3 脱硫废水零排方案

随着燃煤电厂脱硫废水零排放工作的推进,废水零排放的工艺对脱硫水平衡影响越来越明显<sup>[24]</sup>。

1) 脱硫补水方案:电厂冷却塔循环排污水等高含盐废水大多作为脱硫系统除雾器或制浆等补水。采用该方案后,一方面脱硫系统必须有接受此部分补水的余量;另一方面进入脱硫系统的含盐总量(主要是Cl)增加,会增加脱硫废水的排放。前者影响要更大,因此水平衡更难控制。

2) 废水蒸发工艺:采用电除尘器前喷淋工艺(直接喷淋和旁路蒸发)和脱硫入口烟气蒸发等工艺,脱硫废水都会进入脱硫入口烟气中,增大原烟气的水蒸气体积比,导致脱硫出口温度升高。烟气冷凝的难度更大,采用浆液冷却技术时水平衡控制难

度增大。以燃用神华煤的300 MW机组、脱硫入口烟温为130℃为例,5 t脱硫废水蒸发进入脱硫入口烟气中,脱硫出口温度可从51.37℃升到52.02℃(采用旁路蒸发工艺,脱硫入口排烟温度不变)。若采用直接喷淋工艺,脱硫入口烟温降低10℃,此时排烟温度从51.37℃降到51.20℃。因此,需要综合考虑废水蒸发工艺、脱硫入口烟温(如低温省煤器的运行情况)等因素对脱硫水平衡的影响。

#### 4.4 湿烟羽治理方案

目前治理湿烟羽技术包括浆液冷却技术、烟道冷凝换热技术、塔内喷淋技术。

烟道冷凝换热技术由于冷凝水塔外收集,冷凝水的水质好,可简单处理后作为厂区工业水,因此对脱硫水平衡无影响。

浆液冷却技术由于冷凝水完全进入吸收塔,无法分离。设计排烟温度越低,水平衡越难以控制,特别是燃用褐煤的机组。一般需要采用一套水处理装置,利用脱硫系统内部水冲洗除雾器及其他设备。此外,要限制冷却塔排污水等系统排水进入脱硫系统。

塔内喷淋技术一般会另外建塔或塔内设置截水装置,冷凝收集水不会进入吸收塔系统,因此对脱硫系统无影响,但塔内截水装置需避免漏水问题。

## 5 结 论

1) 燃煤煤质、环境空气温度和相对湿度、负荷与空气过剩系数(或含氧量)、脱硫入口烟温、SNCR/SCR的还原剂制备工艺、废水零排放方案(废水蒸发工艺与冷却塔等排污水去处)、烟气冷凝方案对脱硫系统水平衡均有重大影响。各厂需要根据自身实际情况分析,量化各种因素的影响,以便确定合理的设计边界参数。

2) 在设计时充分考虑到各因素之间的匹配性,选取合适的湿烟羽治理设计参数,对于降低电厂的设备投资和运行费用、提高系统可靠性和达标排放稳定性具有重要意义。

#### 参考文献(References):

- [1] 欧阳丽华,庄焯,刘科伟,等.燃煤电厂湿烟羽降雨成因分析[J].环境科学,2015,36(6):1975-1982.  
OUYANG Lihua, ZHUANG Ye, LIU Kewei, et al. Analysis on mechanism of rainout carried by wet stack of thermal power plant [J]. Environmental Science, 2015, 36(6): 1975-1982.
- [2] 刘志坦,惠润堂,杨爱勇,等.燃煤电厂湿烟羽成因及对策研究[J].环境与发展,2017,29(10):43-46.  
LIU Zhitan, HUI Runtang, YANG Aiyong, et al. Research on causes

and countermeasures of the wet plume in coal-fired power plant [J]. Environmental and Development, 2017, 29(10): 43-46.

- [3] 李森,余娟丽,惠世恩,等.湿法脱硫系统中烟气排放问题的探讨[J].热力发电,2003,32(11):2-5.  
LI Sen, YU Juanli, HUI Shien, et al. Discussion on flue gas emission in wet flue gas desulfurization system (in chinese) [J]. Thermal Power Generation, 2003, 32(11): 2-5.
- [4] 朱法华,李军状,马修元,等.清洁煤电烟气中非常规污染物的排放与控制[J].电力科技与环保,2018,34(1):23-26.  
ZHU Fahua, LI Junzhuang, MA Xiuyuan, et al. Emission and control of unconventional pollutants in the clean coal power flue gas [J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2018, 34(1): 23-26.
- [5] SHI J, DENG H, BAI Z, et al. Emission and profile characteristic of volatile organic compounds emitted from coke production, iron smelt, heating station and power plant in Liaoning Province, China [J]. Science of the Total Environment, 2015, 515: 101-108.
- [6] PUDASAINEE D, KIM J H, LEE S H, et al. Hazardous air pollutants emission from coal and oil-fired power plants [J]. Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering, 2010, 5(2): 299-303.
- [7] GARCIA J P, BEYNE-MASCLET S, MOUVIER G, et al. Emissions of volatile organic compounds by coal-fired power stations [J]. Atmospheric Environment. Part A. General Topics, 1992, 26(9): 1589-1597.
- [8] FERNÁNDEZ - MARTÍNEZ G, LÓPEZ - VILARIÑO J M, LÓPEZ - MAHÍA P, et al. Determination of volatile organic compounds in emissions by coal-fired power stations from Spain [J]. Environmental Technology, 2001, 22(5): 567-575.
- [9] DOS SANTOS C Y M, DE ALMEIDA AZEVEDO D, DE AQUINO NETO F R. Atmospheric distribution of organic compounds from urban areas near a coal-fired power station [J]. Atmospheric Environment, 2004, 38(9): 1247-1257.
- [10] LI S, MORADI A, VICKERS B, et al. Cooling tower plume abatement using a coaxial plume structure [J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2018, 120: 178-193.
- [11] CIZEK J, GEMPERLE J, STROB M, et al. Cooling tower plume-model and experiment [C]//EPI Web of Conferences. EDP Sciences, 2017: 02015.
- [12] TAKATA K, MICHIOKA T, KUROSE R. Prediction of a visible plume from a dry and wet combined cooling tower and its mechanism of abatement [J]. Atmosphere, 2016, 7(4): 59.
- [13] 翟尚鹏,黄丽娜,曾艳.湿法脱硫净烟气再热技术的应用[J].环境工程,2015,33(8):52-55.  
ZHAI Shangpeng, HUANG Lina, ZENG Yang. Application of clean flue gas reheat technology in wet desulfurization [J]. Environmental Engineering, 2015, 33(8): 52-55.
- [14] LI S, MORADI A, VICKERS B, et al. Cooling tower plume abatement using a coaxial plume structure [J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2018, 120: 178-193.
- [15] 舒喜,杨爱勇,叶毅科,等.冷凝再热复合技术应用于燃煤电厂湿烟羽治理的可行性分析[J].环境工程,2017,35(12):82-85.  
SHU Xi, YANG Aiyong, YE Yike, et al. Feasibility analysis of

- the condensation and reheating composite technology applied to the wet plume control in coal fired power plant [J]. Environmental Engineering, 2017, 35(12): 82-85.
- [16] 王丰吉, 尤良洲, 朱跃, 等. 冷凝式除雾器在脱硫系统中的应用及性能评价[J]. 中国电力, 2018, 51(4): 143-148.  
WANG Fengji, YOU Liangzhou, ZHU Yue, et al. Application and performance evaluation of condensed mist eliminator in desulfurization system [J]. Electric Power, 2018, 51(4): 143-148.
- [17] 谭厚章, 熊英莹, 王毅斌, 等. 湿式相变凝聚器协同多污染物脱除研究[J]. 中国电力, 2017, 50(2): 128-134.  
TANG Houzhang, XIONG Yingying, WANG Yibin, et al. Study on synergistic removal of multi-pollutants by WPTA [J]. Electric Power, 2017, 50(2): 128-134.
- [18] 程峰, 高翔, 刘国瑞, 等. 简易湿法脱硫跨尘一体化装置烟气除湿性能的试验研究与改进[J]. 热力发电, 2004, 33(3): 40-43.  
CHENG Feng, GAO Xiang, LIU Guorui, et al. Experimental study on flue gas dehumidifying performance of a simple integrated wet dedusting and desulfurization facility [J]. Thermal Power Generation, 2004, 33(3): 40-43.
- [19] 叶毅科, 惠润堂, 杨爱勇, 等. 燃煤电厂湿烟羽治理技术研究[J]. 电力科技与环保, 2017, 33(4): 32-35.  
YE Yike, HUI Runtang, YANG Aiyong, et al. Technical research of wet plume control in coal-fired power plant [J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2017, 33(4): 32-35.
- [20] 齐晓辉, 牛如清. 燃煤电厂石灰石-石膏湿法脱硫系统水平衡分析及节水措施[J]. 当代化工研究, 2017(4): 27-28.  
QI Xiaohui, NIU Ruqing. Water balance analysis and water saving measures of limestone gypsum wet desulfurization system in coal-fired power plant [J]. Modern Chemical Research, 2017(4): 27-28.
- [21] 陈海占, 袁星, 徐钢. 火电机组湿法脱硫系统水耗建模与分析[J]. 现代电力, 2011, 28(5): 68-71.  
CHEN Haizhan, YUAN Xing, XU Gang. Modeling and analysis on the water consumption of the wet flue gas desulfurization system in thermal power plants [J]. Modern Electric Power, 2011, 28(5): 68-71.
- [22] 龚艳艳, 梁兴. 灰钙循环烟气脱硫系统的实验研究[J]. 煤质技术, 2018, 33(4): 58-61.  
GONG Yanyan, LIANG Xing. Experimental study on ash calcium circulating flue gas desulfurization system [J]. Coal Quality Technology, 2018, 33(4): 58-61.
- [23] 赵宁, 汤龙华, 刘海滨. 鼓泡塔烟气脱硫系统水平衡试验[J]. 热力发电, 2016, 45(9): 116-121.  
ZHAO Ning, TANG Longhua, LIU Haibin. Experimental research on water balance of flue gas desulfurization system in jet bubbling reactor [J]. Thermal Power Generation, 2016, 45(9): 116-121.
- [24] 梁凌, 吕洲, 许琦, 等. 火电厂废水处理与分质分量梯级利用研究[J]. 水处理技术, 2018, 44(7): 119-122.  
LIANG Ling, LYU Zhou, XU Qi, et al. Study on wastewater treatment and cascade utilization of different quality components in thermal power plants [J]. Water Treatment Technology, 2018, 44(7): 119-122.