

燃煤电厂脱硫工艺及工艺选择要素探讨

常艳君

(辽宁省环境科学研究院, 沈阳 110031)

摘要:针对我国燃煤电厂 SO_2 排放及污染现状和目前国内外燃煤电厂普遍采用的几种典型脱硫工艺的比较,对脱硫工艺及其工艺选择的主要影响因素进行了概述。根据脱硫工艺的选择要素,从应用条件、技术、经济和环境等方面进行分析,并结合我国的实际情况,提出了燃煤电厂脱硫工艺的技术路线。

关键词:燃煤电厂;烟气;脱硫工艺

1 引言

人为排放到大气中的 SO_2 和 NO_x 主要来源于化石燃料燃烧产生的烟气^[1]。长期以来,在中国能源的生产与消费结构中,煤炭一直占主导地位,这种格局在比较长的一段时间内不会改变^[2]。随着国民经济的不断增长,人民生活水平的不断提高,家用电器大量涌入家庭,从而使电力需求不断增长。据调查,我国最新的电力消费为居民、工业、商业、农业等电力消费类型。而在一定时间内,工业等用电消费相对稳定,只有居民生活消费用电波动幅度较大,占总用电量的比例也越来越大^[3]。据统计,1991年全国 SO_2 排放量为1 622万 t,燃煤电厂排放为460万 t,占总排放量的28.40%。1995年全国 SO_2 排放总量达到2 370万 t,燃煤电厂排放的 SO_2 约占排放总量的30.00%。2000年,燃煤电厂煤消费量为5.4亿 t, SO_2 排放量为1 100万 t,全国 SO_2 排放总量为2 163万 t,燃煤电厂排放 SO_2 占总排放量的50.86%。预计到2010年,我国燃煤电厂火电装机容量可达0.37 GkW, SO_2 排放量占全国的67.00%,2000—2010年,90%的煤炭增加量用于发电。由此可见,燃煤电厂的脱硫处理是我国 SO_2 总量控制的重点^[4]。

2 燃煤电厂的烟气脱硫治理方法

烟气治理的脱硫技术,在国内外已经进行实验、研究和应用的方法有几百种,有的已达到技术成熟程度较高的商业化应用水平,有的尚处于试验和研究阶段,其中典型的脱硫方法有石灰石法、循环流化床法和电子束法等^[5]。

2.1 脱硫技术的分类

近年来,世界各发达国家在烟气脱硫(FGD)方

面均取得了较大的进展。所谓烟气脱硫就是应用化学或物理方法将烟气中的硫予以固定和脱除^[6]。根据脱硫工艺在电力生产中所处的位置, SO_2 控制技术基本上可分为3大类,即燃烧前脱硫、燃烧中脱硫和燃烧后烟气脱硫。燃烧前脱硫,主要选择原煤洗选、煤气化等脱硫技术。燃烧中脱硫即炉内脱硫,是在煤燃烧过程中加入吸收剂(多为石灰石)吸收燃烧所生成的 SO_2 ,如流化床燃烧固硫、炉内喷钙固硫及型煤固硫等。燃烧后烟气脱硫一般分为干法(包括半干法)和湿法2种。前者如喷雾干燥法、烟道喷入吸收剂等,后者主要是石灰石—石膏湿法脱硫。

燃煤前脱硫中建设洗选厂,由于投资高,运行成本大,致使电厂燃煤标煤价提高,目前已很少采用。火电厂主要注重燃烧中和燃烧后烟气脱硫技术的应用。

2.2 烟气脱硫的基本原理

(1)酸性。 SO_2 属于中等强度的酸性氧化物,可用碱性物质吸收,生成稳定的盐。

(2)与钙等碱性土族元素生成难溶物质。

(3) SO_2 在水中有中等溶解度,溶于水后生成 H_2SO_3 ,可与其他阳离子生成稳定的盐或氧化成不易挥发的 H_2SO_4 。

(4)还原性。与强氧化剂接触或有催化剂及氧存在时,可被氧化成 SO_3 ,易用吸收剂吸收。

(5)氧化性。当 SO_2 与还原剂(H_2S 、 CH_4 和 CO 等)接触时,可被还原成元素硫。

2.3 几种典型的脱硫工艺

2.3.1 石灰石—石膏湿法烟气脱硫

将石灰石、熟石灰等的细粉末作为泥浆吸收 SO_2 ,副产品为石膏。基本工艺是将废气冷却,用吸收塔吸收 SO_2 ,生成的亚硫酸钙在氧化塔内进行空

气氧化,作为石膏回收^[7]。该方法是目前应用最广的烟气脱硫方法,其突出优点:(1)脱硫率高,一般脱硫率大于95%;(2)吸收剂利用率高,可超过90%;(3)设备运转率高;(4)吸收剂资源丰富,价格便宜;(5)可适合高、中、低硫煤;(6)脱硫副产物便于综合利用。缺点是设备庞大,占地面积大,投资和运行费用高。但该项技术进步较快,可以通过技术进步和创新,缩小占地面积和降低工程投资。

石灰石湿式脱硫工艺是目前世界上技术最为成熟、应用范围最为广泛的脱硫方法。特别在美国、德国和日本,应用该脱硫法的机组容量约占电站脱硫装机总容量的80%以上^[8]。我国最早示范项目为重庆珞璜电厂2台360 MW机组^[9],于1991年投运,目前运行稳定,脱硫效率达90%,而且脱硫副产物全部综合利用。

2.3.2 电子束法烟气脱硫

将废气冷却到70—90℃,在注入氨的同时,用高压电子射线照射,将废气中的SO₂和NO_x制成硫酸铵和硝酸铵肥料,再用集尘装置回收。该工艺最大特点是其副产品可作肥料而无废弃物、废水等,还可在脱硫的同时进行脱硝,减少NO_x污染。缺点是控制系统复杂,要求严格,能耗高。

日本荏原公司提出的电子束法,在日本试验并已在中国成都热电厂投运。在成都热电厂200 MW机组上抽取30万m³/h烟气进行脱硫,于1998年投运,脱硫效率为90%以上^[10]。

2.3.3 旋转喷雾干法烟气脱硫

向热烟气流中喷入石灰浆雾滴,烟气中的SO₂与雾滴中的Ca(OH)₂发生化学反应,生成性质稳定、溶解度低的CaSO₃·1/2H₂O及少量的CaSO₄·2H₂O,实现脱硫目的。在灰浆雾滴吸收SO₂的同时,被烟气加热干燥,形成固体粉末,随烟气流排出脱硫反应塔,经除尘器过滤,将粉末收集,净化后的烟气排入大气中。该工艺流程简单,设备少,占地小,不需对脱硫产品进行二次处理,因而运行费用低。该方法适用于燃烧中低硫煤锅炉的烟气脱硫。

该工艺在美国及西欧一些国家应用较为广泛,脱硫效率为80%左右。我国旋转喷雾干法示范工程为山东黄岛电厂200 MW机组上抽取30万m³/h烟气进行脱硫,于1994年投运,脱硫效率为70%以上^[11]。

2.3.4 炉内喷钙/增湿活化脱硫

该方法向燃煤锅炉适当温度区喷入石灰石粉进行脱硫,并在空气预热器后安装活化反应器,将烟气增湿,延长滞留时间,使剩余的吸收剂继续和SO₂发生反应。它适用于中、低硫煤锅炉,当Ca/S为2.5时,脱硫效率可达80%;占地面积小,适合老厂改造。

该脱硫工艺在芬兰、美国、加拿大、法国等国家得到应用,采用此脱硫技术的最大单机容量已达300 MW。我国炉内喷钙/增湿活化脱硫示范工程为下关电厂2台125 MW机组脱硫,于1999年投运,脱硫效率为75%。

2.3.5 循环流化床

燃料和吸收剂进入燃烧室燃烧,燃烧室下部和中部送风,使燃料颗粒、石灰石粉、灰在循环床内强烈扰动,充满整个燃烧室。高温烟气通过旋风分离器至尾部对流竖井,再经除尘器净化后,烟气排放。旋风分离器出来的固态物,一部分返回燃烧室,其余部分可通过外置流化床热交换器冷却后送回燃烧室,也可直接排除^[12]。该系统特点:(1)燃烧效率高,一般脱硫率为97%—99%;(2)控制烟气污染物效果好,如加入石灰石,当Ca/S为1.5—3.0时,脱硫率为80%—90%;(3)灰渣便于利用。灰渣未经高温熔化,活性较好,且可燃物少,有利于制成混凝土掺合料或其他建筑材料的原料。

我国内江发电总厂的内江循环流化床锅炉示范电站,1994年动工建设,装有从芬兰引进的1×100 MW循环流化床锅炉机组,于1996年9月投产发电,是我国第一座100 MW循环流化床锅炉示范电站。目前设备运行正常,脱硫效率为87%。

2.3.6 海水脱硫法

该工艺利用海水的天然碱度来吸收烟气中的SO₂,最终生成稳定的硫酸盐。海水烟气脱硫具有技术成熟、工艺简单、系统运行可靠、脱硫效率高和投资运行费用低等特点;缺点是占地面积大,系统存在腐蚀问题。该工艺可能导致海水pH偏低(pH约为7),对渔业(要求pH约为8)不利,还可能导致重金属污染和尘污染,而且该技术严格受地域限制。因此,在环境质量比较敏感和环保要求较高的区域应用时需慎重选择。

世界上有不少国家如德国、印度、印度尼西亚和西班牙等,已相继安装了海水脱硫装置。我国示范工程为深圳西部电厂4#机组(300 MW),1999年投运。目前,设备运行正常,系统主要性能指标达到或超过设计值,脱硫效率为92%—97%。

3 燃煤电厂脱硫工艺的选择

在环境约束条件下,如何结合火电厂的内外部资源条件,科学合理地选择切合实际的脱硫工艺显得十分重要,它直接关系到脱硫系统乃至机组的安全可靠性和经济运行。因此,在选择脱硫工艺时,应对脱硫工程建设的内外部资源条件、脱硫工艺的技术性能、脱硫工艺的经济指标和脱硫工艺的环境影

响进行合理的评价^[13]。

3.1 脱硫条件

3.1.1 机组条件

新机组或老机组、机组容量、剩余寿命、燃煤硫分、漏风率和含尘量等参数必须设计准确。若设计参数不正确,将会出现以下问题:(1)机组漏风,烟气体量大,脱硫投资增加;(2)实际燃煤含硫量远超过设计值,不能达到100%烟气脱硫;(3)烟气含尘量过高,导致石膏品质不合格。

3.1.2 资源条件

脱硫吸收剂的来源直接影响到脱硫工艺的选择。另外,脱硫用水的水源水质作为脱硫吸收剂的载体也起着重要作用。因此,吸收剂及脱硫用水的来源也直接影响到脱硫工艺的选择。

3.1.3 建设条件

包括场地和施工条件、施工周期等。脱硫装置的布置空间是脱硫工艺选择的一个重要条件,不同的脱硫工艺布置空间要求不同,只有充分满足其最小布置空间,该脱硫工艺才具备成立的条件。

3.2 技术比较

3.2.1 脱硫效率

选择烟气脱硫工艺时,首先考虑的因素是SO₂排放的控制水平,即环保法规、标准等对脱硫项目削减SO₂排放量的具体要求。有了SO₂削减量,进而计算脱硫项目最低的脱硫效率。脱硫装置要求的工艺系统与脱硫效率关系密切,要求达到的SO₂控制水平不同,脱硫装置的选择结果差异较大。

3.2.2 钙硫比

钙硫比是表示达到一定脱硫效率时所需钙基吸收剂的过量程度,是影响脱硫效率的重要因素。一般来说,钙硫比越高,脱硫效率越高,同时脱硫工艺费用也越高。所以,选择脱硫工艺或在不同脱硫工艺的脱硫性能作比较时,必须注意达到该脱硫效率所需的钙硫比。

3.2.3 对机组影响和生产运行的适应性

3.2.3.1 对锅炉和烟气系统的影响

不同工艺脱硫设备对锅炉和烟气系统影响各不相同,如湿法工艺安装在除尘器的下游,对锅炉和除尘器影响最小,但对出口烟道和烟囱会产生腐蚀。同时,脱硫工艺通常需要增置脱硫风机或提高引风机出力,因此必须考虑增加的压力在瞬时变化过程中对锅炉结构强度可能产生的影响。

3.2.3.2 对机组运行的适应性

对于调峰机组,负荷变动较大,选择脱硫工艺时,脱硫系统必须能适应经常起停的状况,能耐受经常性的热冲击;有良好的负荷跟踪特性;脱硫系统停

运后的维护工作量要小。由于燃煤供应渠道复杂,来源多样,脱硫工艺必须对燃煤的变化有较好的适应性。

3.3 经济评价

脱硫装置的投资费用与经济社会效益是影响脱硫工艺选择的主要因素之一。经济评价应考虑主要因素:投资费用、年运行费用及经济效益。在技术性能相当或相差不多的条件下,经济性好的脱硫工艺为首选。

3.4 环境评估

脱硫工程属于环保工程,但作为一个建设项目也同样存在环境影响,如考虑不够周全,则会导致二次污染^[14]。潜在的环境影响主要有:脱硫吸收剂制备系统产生的扬尘和噪声;脱硫副产品处置,包括副产品抛弃堆存时对环境的影响;脱硫废水对水体的影响;脱硫后净烟气的抬升影响。在选择脱硫工艺时,需要对脱硫装置建设进行环境评估,以确保脱硫工程建设的环境效益。

几种主要烟气脱硫工艺比较如表1所示。由表1可以看出,石灰石—石膏湿法工艺在适用范围、单机应用规模、脱硫吸收剂、脱硫效率、工程投资、运行费用和市场占有份额以及相关副产品利用等方面均占较大优势,具有较好的经济效益和环境效益。其他脱硫方法对适用煤种、单机容量均有一定要求,目前市场占有份额较小,且运行费用较高。

4 结论与讨论

(1)脱硫工艺的选择是火电厂脱硫工程建设的关键,为此应从应用条件、技术、经济和环境4方面进行慎重考虑。我国地域大,各地情况不同,工程项目必须因地制宜进行技术、经济比较,确定适宜的脱硫工艺。

(2)目前,单机容量在20万kW以上的火电机组容量占火电总装机容量的55%,高参数、大容量火电机组是当前和今后相当长时间内国内火电发展的方向^[15]。因此,大机组脱硫是火电厂脱硫的工作重点,是控制SO₂的关键,而湿法脱硫工艺是当前国际上通行的大机组火电厂烟气脱硫的基本工艺,且目前我国湿法脱硫设备已基本实现国产化,投资费用可达到300元/kW,比照其他脱硫工艺,投资较低,比照脱硫设备靠进口,可节省50%投资;运行费用较低;脱硫效率高;技术成熟,运行可靠性好;对煤种变化的适应性强;而且脱硫副产物便于综合利用,所以目前阶段我国应重点发展湿法脱硫技术。

(3)烟气循环流化床脱硫工艺脱硫效率高、建设投资较小,占地面积较少,在能满足高质量的石灰供

表 1 几种主要烟气脱硫工艺比较

项目	工艺系统	石灰石-石膏湿法	旋转喷雾半干法	海水脱硫	电子束	炉内喷钙加湿活化	循环流化床干法
应用条件	适用煤种含硫量/(%)	适用广泛	<2.0	<1.0	2.5	<2.0	<2.0
技术条件	应用单机规模	没有限制	用于 10 万—25 万 kW 中型机组	30 万, 60 万 kW 机组, 应用较少	已有 10 万 kW 机组的试验装置投运	多用于 10 万—20 万 kW 中型机组	多为中小型机组; 20 万—30 万 kW 机组, 已应用
经济条件	成熟程度	成熟	成熟	成熟	工业试验	成熟	成熟
	吸收剂	石灰石	消石灰	海水	氨	石灰石	消石灰
	Ca/S	<1.1	1.5 左右	—	—	>2.0	1.3—1.5
	设计脱硫效率	>95%	80% 左右	>90%	90% 左右	65%—80%	85%—90%
	投资费用/(元·kW ⁻¹)	300	350—500	600	1050	350—500	200—300
	年运行费用	较低	较高	低	较高	较低	较高
	占有市场份额	80%	8%	较少	较少	2%	较少
副产品	种类	石膏(湿)	亚硫酸钙(半干)	—	硫酸铵/硝酸铵(干)	脱硫废渣(半干)	亚硫酸钙(干)
	出路	用途广	可利用	—	可利用	可利用	可利用

应和妥善处理脱硫灰的条件下,具有良好的发展前景,尤其适用于中小机组和老机组的脱硫改造。但该法由于固体物料浓度较高,增大了除尘器负荷,系统阻力相对较大;运行费用与普通喷雾干燥法相同,所以循环流化床法应在降低系统阻力、运行费用以及加大脱硫副产品的利用问题上继续进行开发研究。

(4)喷雾干燥法脱硫、炉内喷钙尾部增湿法脱硫、海水脱硫和电子束脱硫等脱硫工艺在国内已有示范项目,应认真总结示范项目的经验,结合当地实际情况充分论证,合理选用。燃煤电厂脱硫工艺在环境保护中的作用越来越重要,而我国燃煤电厂脱硫工艺无论是消化吸收引进国外技术,还是自主研发技术,都存在一定差距。今后应大力开展适合我国国情、不产生二次污染和副产品可资源化的脱硫技术的研究及工业化试验、推广应用等工作,为改善我国的环境质量状况而努力。

参考文献

- [1] Guo Z C, Xie Y S, Hong I, et al. Catalytic oxidation of NO to NO₂ on activated carbon[J]. Energy Conversion and Management, 2001, 42(15/16/17): 2002—2018.
- [2] 叶荣泗. 今日中国电力工业[M]. 北京: 外文出版社, 2004: 35.
- [3] 张梅, 陈玉光, 韩家福, 等. 辽阳地区 6—8 月耗电量与气象条件关系及预报[J]. 气象与环境学报, 2006, 22(2): 62—64.
- [4] 张学荣, 郭耀德, 霍利. 我国燃煤电站烟气脱硫工艺分析评价[J]. 东北电力技术, 2006, 27(4): 18—21.
- [5] Gahinet P, Nemirovski A. LMI control toolbox for use with MATLAB[M]. South Natic: The Mathworks Inc., 1995: 18—25.
- [6] 王斌斌, 仇性启. 烟气脱硫技术研究现状与进展[J]. 新技术新产品, 2006(5): 58—60.
- [7] 王志轩, 朱法华, 刘思涓等. 火电二氧化硫环境影响与控制对策[M]. 北京: 中国环境科学出版社, 2002: 78—126.
- [8] 孟燕, 栾晓伟. 关于烟气脱硫技术的探讨[J]. 房材与应用, 2006, 34(1): 57—58.
- [9] 尹华强, 胡玉英. 我国烟气脱硫技术进展[J]. 四川环境, 1999, 18(4): 45—49.
- [10] 朱文敏, 张跃进, 蒋诚, 等. 火电厂电子束脱硫技术特性的分析与应用[J]. 上海电力学院学报, 2002, 18(2): 55—60.
- [11] 翁玉龙. 电子束脱硫技术在成都热电厂 200MW 机组上的应用[J]. 粉煤灰, 2003(1): 37—39.
- [12] 孔火良, 吴慧芳, 金宝升. 燃煤电厂烟气脱硫技术及其主要工艺[J]. 煤矿环境保护, 2002, 16(6): 22—28.
- [13] 薛建明, 许月阳, 许雪松. 火电厂脱硫工艺的选择要素[J]. 中国电力环保, 2005(2): 92—96.
- [14] 顾念祖. 燃煤电厂脱硫的现状分析和防治对策[J]. 热能动力工程, 2000, 15(2): 91—92, 105.

Discussion on desulfurization process and its elements of selected process in coal burning power plant

CHANG Yanjun

(Liaoning Academy of Environmental Sciences, Shenyang 110031)

Abstract: According to SO₂ emission and the current pollution status as well as the typical desulfurization process employed in coal burning power plant, the desulfurization process and the main elements of selected process were summarized. Based on these elements, the application status, the technology conditions, the economic and environmental conditions of desulfurization process were analyzed. And the technique of desulfurization process in coal burning power plant was brought forward considering the real status in China.

Key words: Coal burning power plant; Smoke; Desulfurization process