

西南高硫煤脱硫工艺选择探讨

蔡 邦, 吴庄俊

(四川电力设计咨询有限责任公司, 四川 成都 610016)

摘 要:针对中国西南地区高硫煤分布广泛的特点,结合国家环保新要求,以折算硫分为基础来分析锅炉 SO₂ 排放情况,并从燃烧前、燃烧中和燃烧后 3 个阶段计算并探讨了高硫煤脱硫工艺选择。结果表明:折算硫分更能直接反映 SO₂ 排放情况;采用循环流化床炉内脱硫加炉后烟气脱硫的两级脱硫工艺方法,可以满足高硫煤排放限值标准。

关键词:西南;高硫煤;折算硫分;排放限值;两级脱硫

中图分类号:TK09

文献标志码:A

文章编号:1000-582X(2014)S2-246-05

在中国一次能源中煤炭约占 70%,且在未来很长一段时间内,煤炭的基础能源地位不会变。截止 2013 年,中国煤炭总产量约 37 亿吨,其中有相当一部分为高硫煤,工业 SO₂ 大量排放给中国的环境保护带来了极大压力。中国高硫煤主要集中在西南地区,平均硫含量 2.43%,除云南省高硫煤比例较少外,贵州大部分为高硫煤,平均硫分达到 2%~6%,四川 3/4 左右的煤平均硫分在 4%,而高硫煤低位热值普遍不高,一般在 16 MJ/kg 左右。国家“十二五”规划明确提出,要加快建设资源节约型、环境友好型社会,提高生态文明水平,落实减排目标责任制,强化污染物减排和治理,严格污染物排放标准。而从 2011 年修订发布的《锅炉大气污染物排放标准》对 SO₂ 的排放也提出了更严格规定,所以,为了响应国家政策和保护环境,相应地对高硫煤脱硫工艺选择提出了更高要求^[1-2]。

目前,由于各种单一脱硫方法均有一定局限性,对于高硫煤尚没有特别有效地处理方法,因此,脱硫工艺的选择则显得更加重要。同时,对电厂锅炉而言,即使是硫分相同的煤,但如果煤的低位热值不同,煤质对锅炉出口 SO₂ 的影响也大不相同。笔者针对高硫煤脱硫特点,采用折算硫分为基础来进行锅炉出口 SO₂ 排放量和所需脱硫效率计算,以探索适合西南高硫煤脱硫的工艺方法^[3-4]。

1 脱硫工艺选择基础

1.1 常用脱硫方法简介

目前常用脱硫方法中,若以硫的存在阶段为线

索,可以将脱硫方法归类为燃烧前、燃烧中和燃烧后脱硫。

燃烧前脱硫技术主要是指原煤在投入使用前,采用物理、化学或生物方法将煤中硫脱除,中国大部分地区高硫煤可通过物理法脱除煤中 50%~60% 硫分。该方法可以有效降低原煤中硫分,但是成本较高,而且即使经过洗选,精煤的硫分也很难低于 1.5%,有时甚至高达 2%^[5],一般对于煤炭资源距离较近,能大幅节约运输成本或其他特殊情况下才予以考虑。

燃烧中脱硫技术主要是循环流化床锅炉燃烧、炉内喷钙型煤燃烧等。循环流化床特别适合中小机组或者燃用煤质较差煤种时脱硫,具有投资省、占地小、系统简单等特点,脱硫系统设计效率可达到 85%。炉内喷钙技术在采用增压措施后炉内固硫效率可以 70%~80%,具有投资省、脱硫效率高、系统简单等特点,适合燃用中低硫煤的机组脱硫,但是该方法需要喷入大量钙,这也会相应地增加除尘器负荷和设备磨损,还会影响锅炉效率^[6-7]。

燃烧后脱硫也即烟气脱硫技术可以分为湿法、半干法和干法等,其中湿法应用最广泛,脱硫效果比较好,主要有石灰石-石膏法、双碱法和氨法脱硫等,石灰石-石膏法已有近 30 年的运行经验,整套系统稳定、可靠、脱硫效率高,对高、中、低硫煤种脱硫都适用,在不装设 GGH 装置情况下,系统可以达到 97% 的脱硫效率。同时该方法也具有系统复杂、占地大、投资高等特点,对于 300 MW 及以上机组脱硫该方法更受青睐。近年来,湿法中双碱法和氨法等

脱硫工艺运用也越来越多,相对石灰石-石膏法而言该类方法占地小、能耗低、投资少,无需复杂的原料处理工序,也保持了湿法高效脱硫的特点,脱硫效率可达 95%~98%,比较适合中、高硫煤的脱硫,但是该类方法还未形成大规模的市场应用,其稳定性有待进一步观察。半干法一般有旋转喷雾干燥法等,半干法脱硫效率可以达到 90%左右,工艺简单、投资和运行费用低,比较适合中小机组脱硫。干法包括干式循环流化床烟气脱硫等,具有投资小,占地少等特点,但是其脱硫效率相对而言不是很高,一般只有 70%~80%左右^[8-10]。

1.2 脱硫环保新要求

为适应环保要求,国家对大气污染物排放标准有了更严格的要求,《锅炉大气污染物排放标准》—GB13223—2011 规定,新的 SO₂ 排放标准适用于单台出力 65 t/h 以上除层燃炉、抛煤机炉外的燃煤发电锅炉,燃油、燃气发电锅炉,采用煤矸石、生物质、油页岩、石油焦等燃料的发电锅炉;各种容量的煤粉发电锅炉、燃气轮机组的火电厂。火力发电锅炉及燃气轮机组 SO₂ 排放限值见表 1。

表 1 火力发电锅炉及燃气轮机组大气污染物排放浓度限值

燃料转化 设施类型	污染物项目	适用条件	排放限值/ (mg·m ⁻³)
燃煤锅炉	SO ₂	新建锅炉	100
			200*
		现有锅炉	200
			400*

说明: * 表示广西壮族自治区、重庆市、四川省和贵州省的火力发电锅炉执行该限值。

1.3 脱硫计算基础

实际结果表明,由于不同煤质低位发热量不同,只从煤中含硫量来判断锅炉 SO₂ 排放量还不够,因此,以折算硫分为计算基础,这样可以更清楚地判断锅炉 SO₂ 排放情况,从而为脱硫工艺选择提供准确依据。笔者总结出一套适合 SO₂ 排放量近似计算的表达式^[11]。

锅炉最大连续出力工况时燃煤量 B_g 可按式(1)计算,即:

$$B_g = \frac{Q_1}{Q_{\text{net,ar}} \eta_g} \quad (1)$$

式中: Q_1 为锅炉有效利用热量,对于主参数给定的锅炉,它是常数; $Q_{\text{net,ar}}$ 为入炉煤质低位发热量; η_g 为锅炉效率,对于大、中型锅炉,它在 0.90~0.94 之间,

可认为变化不大。

锅炉的 SO₂ 排放量(t/h)可按式(2)计算,即:

$$M_{\text{SO}_2} = 2B_g \left(1 - \frac{\eta_{\text{S}_1}}{100}\right) \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \left(1 - \frac{\eta_{\text{S}_2}}{100}\right) \frac{S_{\text{ar}}}{100} \quad (2)$$

式中: M_{SO_2} 为锅炉 SO₂ 排放量; S_{ar} 为燃煤硫分; q_4 为锅炉机械未完全燃烧损失,数值较小,故 $(1 - q_4/100) \approx 1$; k 为燃料中硫生成 SO₂ 的份额,煤粉炉在 0.85~0.90 之间; η_{S_1} 为除尘器的脱硫效率,对于干式除尘器为 0,故 $(1 - \eta_{\text{S}_1}/100) \approx 1$; η_{S_2} 为脱硫装置的脱硫效率,在计算锅炉出口 SO₂ 浓度时, $(1 - \eta_{\text{S}_2}/100) \approx 1$; 对计算式(2)化简分析可知, M_{SO_2} 可近似地视为与 B_g 和燃煤硫分 S_{ar} 的乘积成正比。

锅炉的烟气量可按式(3)和(4)计算,即:

$$V_s = B_g \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \times \left[\frac{Q_{\text{net,ar}}}{4 \times 0.26} + 0.77 + 1.016(\alpha - 1)V_0 \right] / 3.6, \quad (3)$$

$$V_g = V_s - V_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (4)$$

式中: V_s 为湿烟气量; V_0 为理论空气量; α 为过剩空气系数; V_g 为干烟气量; $V_{\text{H}_2\text{O}}$ 为湿烟气中水蒸气量。所以,对于特定火电工程而言, B_g 与燃料的低位发热量 $Q_{\text{net,ar}}$ 的乘积,可以近似地视为常数。

锅炉出口 SO₂ 浓度可按式(5)计算,即:

$$C_{\text{SO}_2} = \frac{M_{\text{SO}_2}}{V_g} \quad (5)$$

通过式(1)~(5)分析可得,可以认为锅炉出口 SO₂ 浓度与 $S_{\text{ar}}/Q_{\text{net,ar}}$ 的比值近似成正比,而 $S_{\text{ar}}/Q_{\text{net,ar}}$ 即为折算硫分。因此,折算硫分可以直接反映锅炉出口 SO₂ 浓度,而单靠煤中含硫量还不能直接反映,这还与煤质低位热值有关。

此外,大量工程设计资料统计平均证明,当燃煤低位发热量每兆焦/千克对应的折算硫分每万分之一时,近似相当于锅炉出口 SO₂ 浓度为 500 mg/m³。再考虑 SO₂ 排放限值要求,可以计算得到不同折算硫分的煤对应所需要脱硫效率^[11]。

2 结果与分析

2.1 主要计算结果

经计算,不同煤质所对应的折算硫分见图 1。由图可知,当煤的低位热值一定时,煤中含硫量越高,则煤的折算硫分也越高,以低位热值 4 000 kCal/kg 为例,煤中含硫量变化范围从 1%~6%,折算硫分万分值相应地变化范围为 6.0~35。当煤中含硫量一定时,煤的低位热值越低,则煤的折算硫分越高。以含硫量 3% 为例,当煤的低位热值变化范围从 3 000

~5 500 kCal/kg, 煤的折算硫分万分值变化范围为 24~13。此外, 图 1 中若硫分为 3%, 低位热值 3 500 kCal/kg 时, 折算硫分为 20.5; 若硫分为 4%, 低位热值 5 000 kCal/kg 时, 折算硫分为 19.1。前一种煤质中硫分虽然比后一种煤质低, 但是相应的低位热值也低, 所以, 折算硫分反而比后一种情况要高。因此, 煤的含硫量和低位热值对折算硫分影响都很大, 煤的低位热值越低, 含硫量越高, 折算硫分也越高, 反之折算硫分就低。

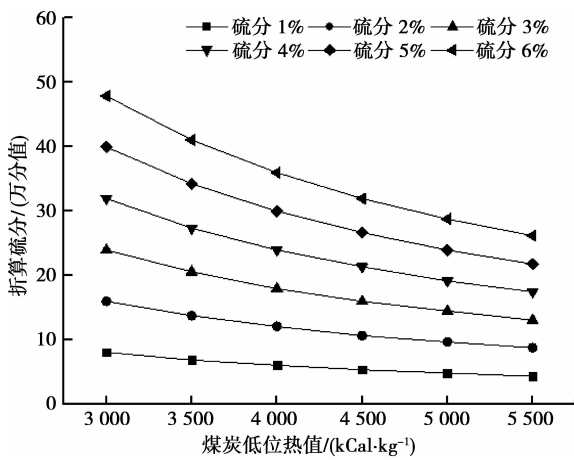


图 1 不同煤质对应的折算硫分

不同折算硫分煤质对应所需脱硫效率见图 2。由图可知, 如果排放限值要求一定, 随着折算硫分增加, 所需脱硫效率也更高。当折算硫分一定时, 随着排放限值要求越来越严格, 所需脱硫效率也越来越高。以西南地区新建锅炉为例, 其 SO₂ 排放限值要求为 200 mg/m³, 当折算硫分从 5 增加到 35 时, 对应所需的脱硫效率从 92% 增加到 98.86%, 这对绝大多数脱硫工艺提出了更苛刻的要求。

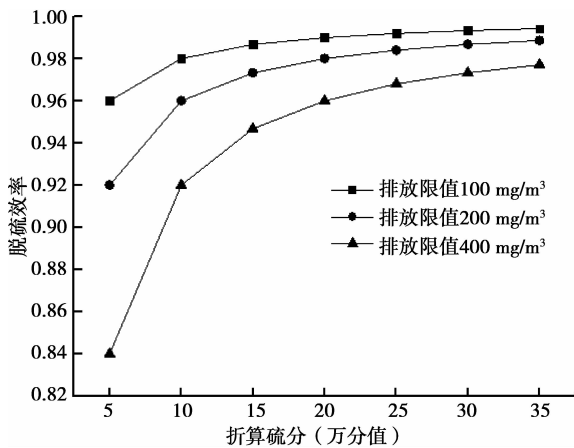


图 2 不同折算硫分煤质对应所需脱硫效率

对具体工程而言, 可以确定该地区的排放限值要求, 通过试选脱硫工艺, 计算后可以得到该工程所需煤质含硫量限值, 这可以为工程煤质选择提供直接参考依据。笔者选取低位热值为 3 000、4 000、5 000 kCal/kg 的煤质情况作为算例, 对应的煤质含硫量限值计算结果见图 3~5。

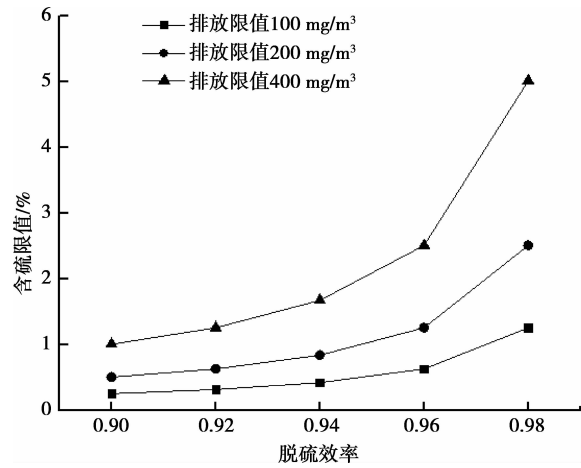


图 3 低位热值 3 000 kCal/kg 时硫分限值

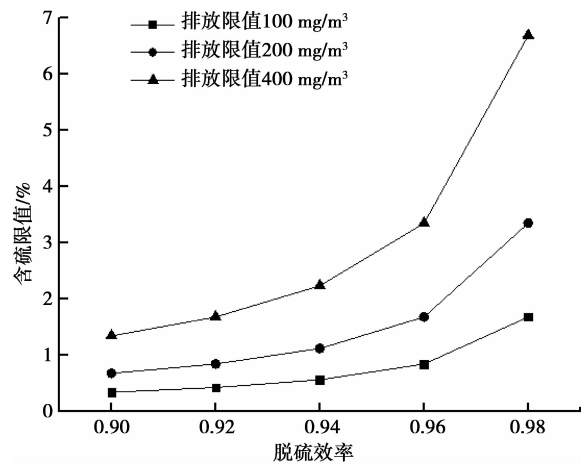


图 4 低位热值 4 000 kCal/kg 时硫分限值

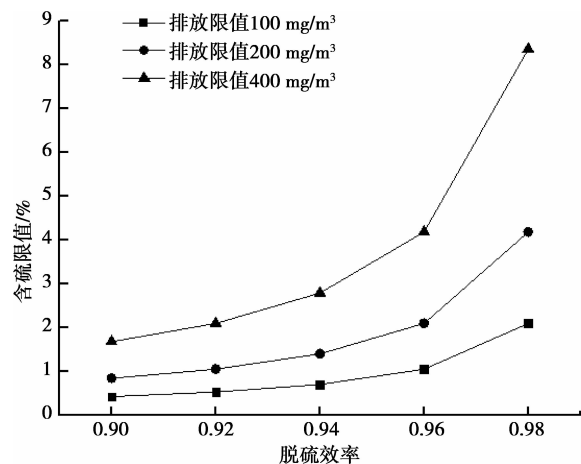


图 5 低位热值 5 000 kCal/kg 时硫分限值

由图 3~5 可知,当某种脱硫工艺脱硫效率一定时,随着排放限值要求提高,煤质含硫限值减小,即排放要求越严格,煤中含硫量应越低。当煤中含硫量确定时,亦可以根据排放限值的要求来确定所需脱硫效率,从而选择合适的脱硫工艺。以煤质低位热值 4 000 kCal/kg,SO₂ 排放限值要求 200 mg/m³ 为例,随着脱硫工艺脱硫效率增加,煤中含硫限值也适当放宽。脱硫效率为 93%、94%、95%、96% 和 97% 时,煤中含硫限值分别为 0.96%、1.11%、1.34%、1.67% 和 2.23%。从分析中可以看出,在这一条件下,如果湿法脱硫工艺可达到 97% 的脱硫效率,那么它的含硫限值仍然只有 2.23%,还不能满足高硫煤脱硫要求,此时仅靠单一脱硫工艺达仍很难达到要求,可以考虑多种方案结合的多级脱硫方案。

2.2 脱硫工艺选择分析

目前循环流化床锅炉容量主要以 300 MW 及以下为主,且对于中小机组的脱硫而言具有运行稳定、燃烧劣质煤效果较好、投资省等特点,因此通常建议中小机组宜采用循环流化床锅炉。对于 300 MW 及以上机组,煤粉炉具有稳定、可靠等特点,且大型机组的循环流化床脱硫还不能实现大规模应用,建议大型机组宜采用煤粉炉燃烧。笔者以西南地区新建燃煤机组为作为探讨基础,SO₂ 排放限值即为 200 mg/m³。

方案 1:燃烧前脱硫。

但是含硫量比较高的电站锅炉项目,通过燃烧前处理,可去除 50%~60% 的硫分,这一过程也会损失一部分挥发分和灰分,煤的低位热值相应有一定程度地提升。

当原设计煤质折算硫分小于 10 时,通过燃烧前处理后,煤的折算硫分可以降到 4 以下,由图 2 可知,此时后续所需脱硫效率为 90% 即可,因此对于中小机组可以采用循环流化床脱硫,对于大机组可采用煤粉炉加半干法烟气脱硫。当原设计煤质折算硫分为 10~30 时,通过燃烧前处理,煤的折算硫分可以降至 4~13 这一范围,由图 2 可知,此时后续所需脱硫效率为 90%~97%,因此应采用炉后湿法烟气脱硫,不适合使用干法或者半干法。

但是该种脱硫方式受方法本身所限,后续燃烧脱硫时对脱硫效率要求仍较高,因此只有对于煤炭资源距离较近,能大幅节约运输成本,才考虑燃烧前脱硫方法。

方案 2:燃烧中脱硫,即全部炉内脱硫。

目前,炉内脱硫主要以循环流化床脱硫为主,其

脱硫效率一般不会超过 90%,通过图 2 可知,只有煤的折算硫分小于 4 才可满足排放要求,而一般高硫煤折算硫分大于 10。通过图 3~5 可知,其对应含硫限值最高也不会超过 1%,远远低于高硫煤含硫量。因此,仅通过循环流化床炉内脱硫一般只能满足煤质较好的煤种脱硫要求,而不能满足高硫煤脱硫要求。

方案 3:燃烧后脱硫,即全部采用炉后脱硫,炉内不再脱硫。

目前常用的烟气脱硫方法中,主要有湿法和半干法等,其中湿法脱硫如石灰石-石膏法和氨法等脱硫效率可以达到 97%,半干法脱硫效率可以达到 90%。当采用湿法脱硫时,由图 2 可知,煤的折算硫分应该小于 13,由图 3~5 可知,其对应含硫限值分别为 1.67%、2.23% 和 2.78%,因此,对于一般的中硫煤,可以满足排放条件,但是仍很难满足高硫煤脱硫要求;当采用半干法脱硫时,由图 2 可知,煤的折算硫分应该小于 4,由图 3~5 可知,其对应含硫限值最高也不会超过 1%,因此只有煤质较好的煤才能满足脱硫要求,很难满足高硫煤脱硫要求。

方案 4:采用循环流化床炉内脱硫加炉后烟气脱硫两级脱硫方式。

该法的与常规脱硫方案不同之处在于在炉后增加设置了烟气脱硫系统,即两级脱硫,其中炉内脱硫部分选择经济性好,技术成熟的循环流化床锅炉。对于尾部烟气脱硫可以选择脱硫效果较好的湿法或半干法。计算过程如下:

1) 湿法脱硫(脱硫效率 96%) + 循环流化床炉内脱硫(脱硫效率 70%)。

2) 半干法脱硫(脱硫效率 90%) + 循环流化床炉内脱硫(脱硫效率 70%)。

对于第 1 种方案,由计算及图 2 可知,没有炉内脱硫时,折算硫分上限可以达到 10,采用两级脱硫方式后,折算硫分最高可以达到 33 左右,已经超过目前国内常见高硫煤的折算硫分。因此采用该脱硫方案,可以满足环保要求。

对于第 2 种方案,由计算及图 2 可知,没有炉内脱硫时,折算硫分上限可以达到 4,采用两级脱硫方式后,折算硫分最高可以达到 13 左右。因此采用该脱硫方案,煤的折算硫分应该小于 13,其结果能够满足中硫煤的脱硫要求,但不能能够满足高硫煤的脱硫要求。

考虑到循环流化床炉内脱硫设计效率为 70%,还具有一定裕量,后期运行中,在保证脱硫工艺运行可靠性前提下通过适当调整,仍可保证 SO₂ 排放浓

度在 200 mg/m^3 以内。

3 结 论

1) 在脱硫计算中,不仅要考虑煤中硫含量,更要考虑其折算硫分,折算硫分可以更准确地反映 SO_2 排放情况。

2) 燃烧前脱硫主要适用于煤炭资源集中,且运输距离短的坑口电站,但其后续燃烧脱硫时对脱硫效率和煤质含硫限值要求仍较高。

3) 对于 300 MW 以上大型机组,循环流化床锅炉还不能实现大规模应用,因此宜采用煤粉炉燃烧。且当折算硫分小于 4 时,可以采用炉后半干法烟气脱硫;当折算硫分大于 4,且小于 13 时,可采用炉后湿法烟气脱硫。

4) 对于 300 MW 及以下中小机组,宜采用稳定可靠、对劣质煤燃烧更好的循环流化床锅炉。且当折算硫分小于 4 时,仅采用循环流化床炉内脱硫即可满足排放要求;当折算硫分大于 4,小于 13 时,可采用循环流化床炉内脱硫加炉后半干法烟气脱硫;当折算硫分大于 13,且小于 33 时,可采用循环流化床炉内脱硫加炉后湿法烟气脱硫,该法适合高硫煤脱硫,可以满足环保要求。

参考文献:

- [1] 郭予超. 我国火电厂烟气脱硫现状及展望[J]. 华东电力, 2001(9): 1-9.
- [2] 罗绍强, 蔡振云. 燃煤电厂烟气脱硫技术进展[J]. 浙江化工, 2007, 38(2): 13-16.
- [3] 刘小燕, 廖永进. 火电厂应对高硫煤的措施探讨[J]. 广东电力, 2011, 24(2): 54-56.
- [4] 徐建平. 高硫煤脱硫可行性研究[J]. 煤炭科学技术, 2001, 29(1): 28-31.
- [5] 路迈西, 刘文礼. 高硫煤中硫的分布和燃烧前脱硫可行性研究[J]. 煤炭科学技术, 2013, 27(2): 42-44.
- [6] 王永鹏, 江建忠, 黄中. 循环流化床锅炉高效脱硫技术研究[J]. 能源工程, 2009(3): 45-48.
- [7] 谭云松, 张雪滨. 几种脱硫技术特点简介[J]. 锅炉制造, 2001(1): 31-32.
- [8] 潘俊斌. CFB 锅炉炉内脱硫与炉后脱硫结合二氧化硫排放计算探讨[J]. 华电技术, 2008, 30(10): 75-78.
- [9] 陈燕. 氨法脱硫在高硫煤燃烧锅炉上的应用[J]. 环境与可持续发展, 2013(5): 120-121.
- [10] 覃绍亮, 秦国伟. 湿法脱硫技术在高含硫燃煤机组上的应用[J]. 电力环境保护, 2008, 24(1): 11-12.
- [11] 杨旭中, 于长友, 康慧. 电力设计专业工程师手册: 火力发电部分[M]. 北京: 中国电力出版社, 2011: 108-123.

(编辑 张 芊)