

循环流化床锅炉烟气污染物排放测试及特性分析

方朝君¹,周 健¹,白晓龙²,马先波³,王建阳¹,张 庚¹,郭 磊¹

(1. 西安热工研究院有限公司 苏州分公司,江苏 苏州 215153;2. 华能福州电厂,福建 福州 350200;3. 华能淮阴电厂,江苏淮安 223001)

摘要:针对额定蒸发量分别为240 t/h和450 t/h的2台循环流化床锅炉(分别记为U1和U2),在100% BMCR 负荷条件下,根据行业试验规范进行了现场测试,分析了循环流化床锅炉主要烟气污染物的排放特征、设备协同脱除效率及环境效益。测试结果表明:污染控制设备的协同脱除作用使得循环流化床锅炉具有清洁高效的特性,U1 锅炉的烟尘、SO₂、NO_x、Hg、NH₃ 及 SO₃ 排放浓度分别为13.1、16.0、71.4、5.6×10⁻³、1.7、1.6 mg/m³,U2 锅炉上述指标排放浓度分别为4.8、10.4、95.7、4.9×10⁻³、0.4、0.6 mg/m³。2台锅炉的SO₂ 排放绩效分别为0.085 8、0.040 1 g/kWh,NO_x 排放绩效分别为0.370 1、0.354 4 g/kWh。故只须对烟尘和NO_x 进行控制削减,就能达到现行的超低排放标准。

关键词:循环流化床锅炉;超低排放;实测;减排

中图分类号:TM611;X502

文献标志码:A

文章编号:1006-6772(2017)05-0082-06

Experimental investigation of pollutants emission characteristics from circulating fluidized bed boilers

FANG Zhaojun¹, ZHOU Jian¹, BAI Xiaolong², MA Xianbo³, WANG Jianyang¹, ZHANG Geng¹, GUO Lei¹

(1. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Suzhou Branch, Suzhou 215153, China; 2. Huaneng Fuzhou Power Plant, Fuzhou 350200, China; 3. Huaneng Huaiyin Power Plant, Huaiyin 223001, China)

Abstract: In order to provide basic data for further emission reduction and technical supervision, different pollutants emissions are actually measured according the test codes under the condition of 100% BMCR load of two circulating fluidized bed boilers recorded as U1 and U2 with evaporation capacities of 240 t/h and 450 t/h respectively. The pollutants emission characteristics, coordinated removal efficiencies and environmental benefit were obtained from monitoring results that provided the basic data support for the enterprise sewage declaration, technical supervision and further emission reduction. The measurement results show that circulating fluidized bed boilers have the characteristics of high efficiency and clean performance, because common pollutants and others are effectively reduced through the pollution control equipment and coordinated control system. The average concentrations of dust, SO₂, NO_x, Hg, NH₃ and SO₃ are 13.1, 16.0, 71.4, 5.6×10⁻³, 1.7, 1.6 mg/m³ of U1 boiler, and 4.8, 10.4, 95.7, 4.9×10⁻³, 0.4, 0.6 mg/m³ of U2 boiler, respectively. The emission of SO₂ are 0.085 8 and 0.040 1 g/kWh; while the emission of NO_x are 0.370 1 and 0.354 4 g/kWh respectively. Consequently, only dust and NO_x is needed be further removal to meet the ultra-low pollutants emission.

Key words: circulating fluidized bed boiler; ultra-low emission; actual measurement; emission reduction

0 引 言

《关于开展火电、造纸行业和京津冀试点城市高架源排污许可管理工作的通知》要求在2017年6月底前,完成全国火电(和造纸)行业企业排污许可

证申请与核发,火电的烟气排污依据GB 13223—2011 火电厂大气污染物排放标准。对于现有循环流化床火力发电锅炉中上述标准规定重点地区的锅炉执行大气污染物特别排放限值(烟尘、SO₂、NO_x、Hg及其化合物的允许排放浓度分别为20、50、100、

收稿日期:2017-03-27;责任编辑:孙淑君 DOI:10.13226/j.issn.1006-6772.2017.05.016

基金项目:华能集团科技支撑资助项目(HNKJ14-H08)

作者简介:方朝君(1984—),男,河南唐河人,高级工程师,从事新能源与电厂环保方面的研究。E-mail:fangzjok@163.com

引用格式:方朝君,周健,白晓龙,等.循环流化床锅炉烟气污染物排放测试及特性分析[J].洁净煤技术,2017,23(5):82-87.

FANG Zhaojun, ZHOU Jian, BAI Xiaolong, et al. Experimental investigation of pollutants emission characteristics from circulating fluidized bed boilers[J]. Clean Coal Technology, 2017, 23(5): 82-87.

0.03 mg/m³)。国内烟气常规污染物监测技术成熟^[1-3],数据可实时上传监管部门。然而大多数经过超低排放改造的燃煤锅炉未对烟气中的汞及其化合物进行控制与监测,烟气中汞及其化合物排放监测成为需解决的问题;另一方面,脱硝引入了氨基还原剂或SCR钒钛基催化剂,新增了NH₃和SO₃的排放。段守保^[4]以2台300 MW CFB锅炉为对象,从脱硫、脱硝、除尘角度研究了合理的超低排放改造路线。武成利等^[5]采用吸附法(30B法)采集循环流化床燃煤锅炉(CFB)烟气中汞,但无法得知颗粒汞的浓度,若采用安大略法(OHM法)采样可弥补此不足^[6-7]。由于学者对电厂室燃煤粉炉的污染物排放研究相对较多,对循环流化床炉的检测较少^[8-9]。本文针对循环流化床炉的常规及其特征烟气污染物排放进行了测试分析,为烟气污染物控制和深度减排改造提供基础数据,为设备安全环保运行提供技术参考。

1 锅炉及环保设备简介

某自备电站2台循环流化床锅炉(分别记为U1和U2),均为单汽包、单炉膛、自然循环锅炉,环保设施采用了炉内加石灰石预脱硫、选择性非催化还原

(SNCR)脱硝技术、高效除尘器、炉外单塔湿法脱硫(WFGD)。其中U1锅炉额定蒸发量为240 t/h,燃料消耗量为31.4 t/h,石灰石消耗量为1.6 t/h,采用电袋复合式除尘、石灰石膏法脱硫;U2锅炉额定蒸发量为450 t/h,燃料消耗量为57.0 t/h,石灰石消耗量为3.6 t/h,采用袋式除尘器除尘、炉外采用钠基强碱法脱硫,计划进一步降低NO_x排放浓度并采购SCR催化剂。

2 检测方法与条件

2.1 检测标准与方法

测试方法及主要仪器见表1。在现场实际测量时采样枪外加装有伴热装置,以排除液滴、冷凝水气对测量造成的误差。采样分析要点如下:低浓度烟尘采样选取代表点使用滤膜等速法,同时记录采气体积;SO₂和NO_x采用烟气分析仪测量,取样点布置采用网格法;SO₃采样选取代表点采用化学吸收法,使用高氯酸钡溶液滴定时仔细观察变色情况,防止滴定过量;NH₃采样选取代表点选用氨电极法分析,标准工作曲线应准确。计算结果均取算术平均值。除非特别说明,文中结果均为测试工况及煤种下,折算到标态、干基、6% O₂条件下的数值。

表1 测试分析方法和主要仪器

Table 1 Test instruments and analysis methods

污染物	分析原理	方法依据	设备名称	型号
烟尘	重量法	GB/T 16157	自动烟尘采样仪	青岛崂应 3012H
SO ₂	非分散红外吸收法	HJ 629—2011	烟气分析仪 1	ROSEMOUNT
NO	化学发光法	《空气和废气监测分析方法》(第四版)	烟气分析仪 2	热电公司 42i 型
Hg	原子荧光法	EPA-OHM,《水和废水监测分析方法》	原子荧光汞分析仪	AFS-2100
SO ₃	过氧化氢-高氯酸钡-钼试剂法	GB/T 21508—2008	采样管与采样泵设备	螺旋管与 TD-TX 采样装置
NH ₃	氨电极法	EPA CTM027	氨分析仪	410P

2.2 测试位置

依据考察对象和测试目的不同,分别在锅炉省煤器出口、脱硫塔入口和出口及烟囱入口等手工测点处设置测点,对不同设备出口的烟气污染物浓度进行测试。SO₂和NO_x现场直接读数,其他样品采样后送至实验室进行称量或者化验分析。

2.3 测试煤种与工况

烟气检测在锅炉100% BMCR负荷下进行测试,控制负荷最大波动≤5%。测试期间同步对每台

机组的入炉煤质进行取样分析,结果见表2。

3 结果与讨论

3.1 烟尘排放特性分析

烟尘测试在脱硫塔入口和脱硫塔出口分别进行取样测试,结果如图1所示。在喷淋塔内,气流中的烟尘主要靠液滴来捕集,捕集机理主要有惯性碰撞、布朗扩散、静电沉降、截留、凝聚和重力沉降等,前3个机理占主导地位^[1]。烟气经过湿法脱硫塔的二

表2 入炉煤质分析

Table 2 Proximate and ultimate analyses of coal sample as fired

样品	工业分析/%				元素分析/%					痕量元素/($\mu\text{g} \cdot \text{g}^{-1}$)	
	M_t	A_{ar}	V_{daf}	FC_{ad}	C_{ar}	H_{ar}	O_{ar}	N_{ar}	S_{ar}	Hg	Pb
U1 锅炉	16.6	14.79	47.94	39.02	51.76	3.81	11.41	0.96	0.67	0.18	1
U2 锅炉	7.20	20.44	36.08	49.11	59.58	3.72	7.31	0.95	0.80	0.12	8

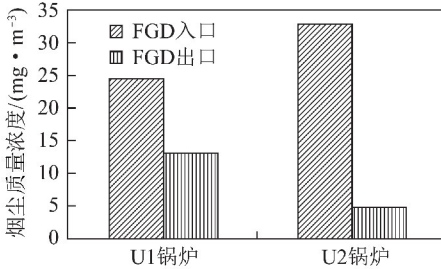


图1 脱硫塔后的烟尘浓度

Fig. 1 Dust concentrations after desulfurization tower

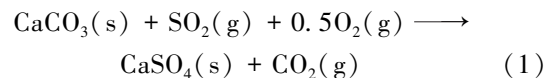
次除尘进入烟囱排入大气,实测 U1 和 U2 锅炉的烟尘浓度分别为 13.1 mg/m^3 和 4.8 mg/m^3 。两者均小于重点地区的大气污染物特别排放限值 20 mg/m^3 ,但是前者大于、后者接近于超低排放烟尘浓度限值 5 mg/m^3 。U1 和 U2 锅炉脱硫塔二次除尘效率分别为 46.5% 和 85.4%,二次除尘效率差距较大,钠基强碱脱硫系统的除尘效果相对较高,主要与烟尘性质、脱硫剂性质、浆液喷淋密度及安装的除雾器性能等有关。在脱硫塔入口烟尘在 40 mg/m^3 低浓度的条件下,其除雾效果直接影响脱硫塔出口烟尘浓度的达标与否。U1 和 U2 锅炉脱硫塔内均加有合金托盘,改造后都采用了屋脊式除雾器,主要区别是 U2 锅炉脱硫塔出口与烟囱入口之间水平烟道里增设了塔外水平烟道式除雾器,增加了再次捕集雾滴和烟尘的能力,故二次除尘效果较好。

尽管《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》(2015 年 12 月发布)暂时未要求循环流化床锅炉实施超低排放改造,但是随着环保要求的收严和环境保护税法的引导,进一步减排是基本方向。若进行超低排放除尘改造,对 U1 锅炉可在脱硫出口与烟囱入口之间增设湿式电除尘设备,将出口浓度控制到小于 5 mg/m^3 。考虑到从脱硫除雾器出口至烟囱入口之间部分烟尘可能再次发生碰撞凝聚,造成烟囱排放口烟尘浓度较脱硫除雾器出口有一定程度偏高,对 U2 锅炉可将脱硫除雾器改造为深度除雾除尘装置,为烟尘的排放留有余量,保证稳定达标排放。

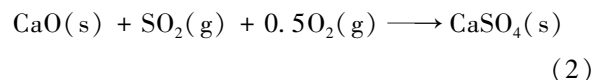
3.2 SO₂ 排放特性分析

在脱硫塔入口和出口(均为矩形烟道)分别以网格法进行 SO₂ 浓度取样测定,网格大小为 $1.0 \text{ m} \times 0.5 \text{ m}$,每个测孔内的浓度均值结果见表 3。循环流化床锅炉因炉内加石灰石预脱硫,减轻了炉外脱硫塔处理 SO₂ 的压力。测得 U1 和 U2 锅炉脱硫塔入口 SO₂ 浓度均值分别为 995.1 和 357.2 mg/m^3 。根据燃煤硫含量,计算 U1 和 U2 锅炉燃煤燃烧理论上产生 SO₂ 浓度分别为 1871 、 1936 mg/m^3 ,故炉内干法脱硫效率分别为 46.8% 和 81.6%。湿法脱硫塔的脱硫效率分别为 98.4% 和 97.1%,其出口 SO₂ 浓度均值分别为 16.0 mg/m^3 和 10.4 mg/m^3 ,均优于超低排放对 SO₂ 浓度的要求(不大于 35 mg/m^3)。由于 U1 锅炉的炉内脱硫效率不高,其炉外脱硫系统运行效率较高,炉内和炉外 2 个脱硫系统协同可实现 SO₂ 超低排放。2 台锅炉投入的石灰石脱硫剂品质基本一致,而 U1 锅炉的炉内干法脱硫效率却较低,这主要和运行氧量有关。炉内除了发生直接和间接的脱硫反应(CaO 由石灰石在一定条件下煅烧分解产生,式(1)~(2)),还会发生式(3)的 SO₂ 重新释放反应^[7-8]。锅炉运行氧量较低时,容易因燃烧不充分导致炉内 CO 的排放量增加、同时意味着 CO₂ 浓度也较高。一方面高浓度 CO 促进了 SO₂ 重新释放;另一方面,高浓度 CO₂ 抑制了石灰石脱硫反应产生的 CO₂ 从石灰石表面向外的扩散,这两者都由运行氧量浓度偏低引起。

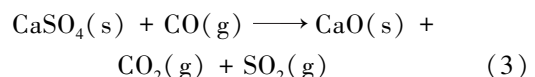
炉内直接脱硫反应:



炉内间接脱硫反应:



炉内 SO₂ 重新释放反应:



U1 锅炉习惯运行氧量偏低为 2.2% (U2 锅炉

表3 脱硫塔入口和出口SO₂浓度

Table 3 SO₂ concentration before and after

测孔 编号	desulphurization			
	U1 锅炉 WFGD SO ₂ 浓度		U2 锅炉 WFGD SO ₂ 浓度	
	mg/m ³			
	入口	出口	入口	出口
K1	938.7	17.5	348.1	8.6
K2	979.1	16.1	343.5	8.5
K3	1 062.7	16.8	371.4	8.1
K4	913.4	19.5	369.0	11.0
K5	1 042.5	12.9	358.9	13.9
K6	1 033.9	13.2	352.3	12.1

运行氧量为4.1%)。尝试提高运行氧量至3.0%时,炉内干法脱硫效率上升至60.3%,可见运行氧量对炉内脱硫效率影响很大。鉴于入炉煤质及锅炉特性的不同,后期可以通过运行燃烧优化试验,在保证锅炉安全运行的条件下,寻找获得经济脱硫效率时的最佳运行氧量。U2锅炉的脱硫剂NaOH成本较高,在保证达标的前提下,控制脱硫效率不宜过高,有利于节约运行成本。

3.3 NO_x 排放特性分析

图2为U1和U2锅炉省煤器出口烟道截面上的NO_x浓度分布。根据省煤器出口实际烟道尺寸,以孔间距1m、孔深度0.7m划分网格。在100%负荷SNCR喷枪系统正常投运的条件下,图3(a)中NO_x浓度均值为71.4mg/m³,浓度分布相对标准偏差17.7%。图3(b)中NO_x浓度均值为95.7mg/m³,浓度分布相对标准偏差11.1%。NO_x浓度比在烟囱入口处测定值分别偏高2mg/m³和4mg/m³,这与NO_x浓度分布均匀性和湿法脱硫喷淋洗涤烟气有关。两者均小于重点地区大气污染物特别排放限值100mg/m³,但是均远大于超低排放限值。若要进行超低排放脱硝改造,可增设烟道型SCR催化剂或O₃脱硝装置等协同脱除NO_x。前者主要缺点是需对省煤器出口与空预器入口烟道进行改造,烟气系统阻力增加约200Pa,若选用钒钛基催化剂,烟气中SO₃浓度亦将增加约0.5%(SO₂转化生成)。后者缺点是需要配置臭氧制造车间,运行电费较高。

3.4 汞及其化合物排放特性分析

图3为脱硫塔入口和出口的气态汞排放浓度的测定结果。U1和U2锅炉脱硫塔入口的气态汞质

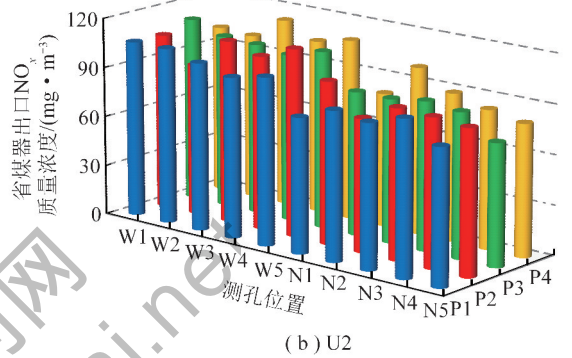
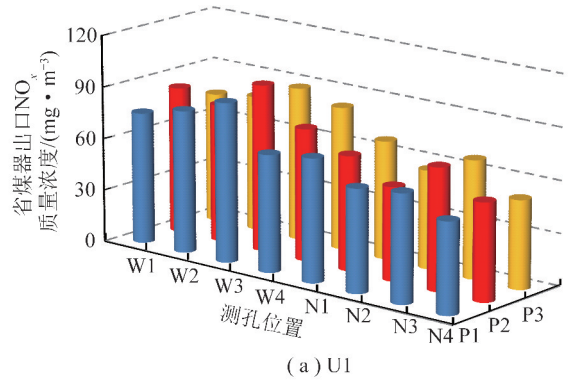


图2 锅炉省煤器出口NO_x浓度分布
W—外; N—内; P1~3(4)表示由前墙至后墙顺序

Fig. 2 NO_x concentration distribution at ECO outlet

量浓度分别为7.7和7.0μg/m³,出口的气态汞质量浓度分别为5.6和4.9μg/m³。两者均远小于大气污染物排放限值0.03mg/m³。湿法脱硫塔对气态汞的脱除效率分别27.3%和30.0%,其协同脱汞效率接近协同除尘效率的一半,可能是由于烟尘浓度较低及烟气中Hg²⁺的占比有关。

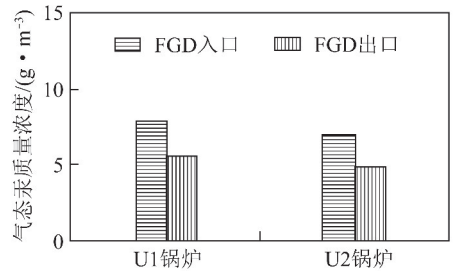


图3 脱硫塔进口和出口气态Hg质量浓度

Fig. 3 Mercury concentration before and after desulphurization

循环流化床锅炉燃烧过程中添加了石灰石预脱硫和脱汞,有的掺烧低反应活性燃料,飞灰含碳量较高。未燃尽碳的比表面积大吸附作用强,提高了对汞的吸附能力;燃料和脱硫剂多次循环,飞灰在炉内停留时间长,也增加了对汞的吸附机率。循环流化床锅炉的汞分布结果表明,底渣和除尘器的脱汞效

率分别为0.55%、83.4%^[5],湿法脱硫塔对汞的脱除依赖于烟气中 Hg^{2+} 的比例,随着液气比(L/G)、pH的增加,其脱汞效率逐渐增加。可见,因循环流化床锅炉烟气中颗粒汞比例较高,电袋或袋式除尘器协同脱汞效果明显,到达湿法脱硫塔入口的烟气中汞浓度较低。

3.5 NH_3 排放特性分析

氨排放主要来自SNCR脱硝喷入的未反应完全的还原剂。在省煤器出口和除尘器出口、脱硫出口、烟囱入口处分别采用代表点采样法,结果如图4所示。U1和U2锅炉省煤器出口的氨逃逸浓度分别为7.5和3.1 mg/m^3 ,脱硫出口的氨逃逸浓度分别为1.7和0.4 mg/m^3 。从省煤器出口到脱硫入口的 NH_3 浓度快速下降,可能是由于烟气中的 SO_3 与 NH_3 的结合以及飞灰对 NH_3 的吸收作用导致的。U1和U2锅炉湿法脱硫塔对 NH_3 的脱除率分别为23.7%和17.0%。U2锅炉脱硫塔对 NH_3 的脱除率较低,这与烟气中 NH_3 的分压低、钠基强碱脱硫浆液pH值高有关。

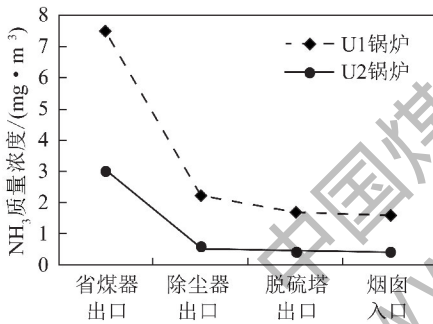


图4 NH_3 质量浓度分布变化

Fig. 4 Ammonia slips concentration of the sampling point in the flue gas

根据烟囱入口 NH_3 浓度估算U1和U2锅炉 NH_3 的年排放量分别约为2.40 t和1.12 t,虽然单台锅炉的氨年排放量不大,但是一个地区多台机组

的脱硝设备同时投运排入大气环境的总氨量对局部地区雾霾形成的影响尚须深入评估。

3.6 SO_3 排放特性分析

燃煤烟气中 SO_3 是造成烟道系统腐蚀和空预器硫酸氢铵堵塞的主要因子,在脱硫塔入口和烟囱入口分别采用代表点法对 SO_3 浓度进行了测试。结果表明U1和U2锅炉脱硫塔入口 SO_3 浓度分别为2.38和1.87 mg/m^3 ,烟囱入口 SO_3 浓度分别为1.6和0.60 mg/m^3 ,脱硫塔对 SO_3 的脱除率分别为31.5%和67.9%,这与文献[9]的测定结果接近。虽然到达脱硫塔入口烟气中 SO_3 浓度均较低,而脱硫浆液吸收 SO_3 作用有限,故仍有一定量的排放,这主要受以下因素影响^[6,10]:①炉内喷钙基脱硫剂脱除了部分 SO_2 和大部分 SO_3 (约90%);②SNCR投运时逃逸的部分 NH_3 与 SO_3 结合并黏附在飞灰上当烟气流经除尘器时被去除;③未能脱除的 SO_3 呈酸雾状态,基本处于亚微米级粒径范围,同时 SO_3 酸雾又可冷凝吸附在飞灰表面,促使颗粒物长大,在脱硫塔中随着烟尘被协同脱除。

3.7 污染物排放绩效

U1和U2锅炉烟囱处污染物排放浓度和排放绩效见表4。由于机组入炉煤质和运行条件的差异,环保设备的设计工艺及建造存在不同,烟气污染物排放浓度存在区别。其中U1锅炉 SO_2 和 NO_x 浓度分别为16.0和71.4 mg/m^3 ,排放绩效分别为0.085 8和0.383 0 g/kWh 。U2锅炉 SO_2 和 NO_x 浓度分别为10.4和95.7 mg/m^3 ,排放绩效分别为0.040 1和0.368 6 g/kWh 。 NO_x 排放浓度明显高于超低排放限值,但是从排放绩效角度,两者均优于文献[3]依据特别排放限值测算的排放绩效0.21和0.42 g/kWh 。烟尘和汞及其化合物的排放也处于较低水平,体现了循环流化床燃煤技术的清洁性。

表4 烟囱入口污染物浓度与绩效

Table 4 Pollutants emission concentration and emission performance at chimney entry outlet

项目	U1 锅炉排放浓度/ ($\text{mg} \cdot \text{m}^{-3}$)	U2 锅炉排放浓度/ ($\text{mg} \cdot \text{m}^{-3}$)	U1 锅炉排放绩效/ ($\text{g} \cdot \text{kWh}^{-1}$)	U2 锅炉排放绩效/ ($\text{g} \cdot \text{kWh}^{-1}$)
SO_2	16.0	10.4	0.085 8	0.040 1
NO_x	71.4	95.7	0.383 0	0.368 6
烟尘	13.1	4.8	0.070 3	0.018 5
Hg 及其化合物	5.6×10^{-3}	4.9×10^{-3}	3.0×10^{-5}	1.9×10^{-5}

4 结 论

1) 循环流化床技术具有高效清洁性,U1 锅炉烟尘、SO₂、NO_x 及 SO₃ 的排放浓度分别为 13.1、16.0、71.4、1.6 mg/m³;U2 锅炉上述指标排放浓度分别为 4.8、10.4、95.7、0.6 mg/m³,故只须对烟尘和 NO_x 作进一步控制,就能达到国家现行超低排放标准。

2) 锅炉在燃烧过程中添加了石灰石,预脱硫的同时具有一定的脱汞能力,再经除尘器及 WFGD 的协同脱除作用,不需要额外增加汞控制设备,气态汞排放浓度可分别达到 5.6×10^{-3} 和 4.9×10^{-3} mg/m³,均远小于大气污染物排放限值要求。

3) SNCR 脱硝装置的投运在减排 NO_x 时,存在氨逃逸,排放浓度分别为 1.7 和 0.4 mg/m³,对应年排放量约为 2.40 和 1.12 t。

4) U1 和 U2 锅炉 SO₂ 排放绩效分别为 0.085 8、0.040 1 g/kWh,NO_x 排放绩效分别为 0.370 1、0.354 4 g/kWh,均优于依据特别排放限值测算的排放绩效。

参考文献 (References) :

[1] 原永涛,齐立强,岳焕玲.燃煤电厂湿法脱硫系统辅助除尘效率的数学模型[J].科技导报,2007,25(19):17-22.
YUAN Yongtao, QI Liqiang, YUE Huanling. The model of dust-removal efficiency in sprayer of limestone/gypsum wet flue gas desulfurization system in power plants [J]. Science & Technology Review, 2007, 25(19): 17-22.

[2] 余昭,何育东,李兴华,等.石灰石-石膏法串联脱硫塔系统[J].热力发电,2016,45(2):91-95.
YU Zhao, HE Yudong, LI Xinghua, et al. Design and operation characteristics of limestone gypsum desulfurization double-tower series system [J]. Thermal Power Generation, 2016, 45(2): 91-95.

[3] 钟悦之,蒋春来,宋晓晖,等.火电行业“十三五”主要大气污染物减排潜力情景分析研究[J].环境科学与管理,2016,41(12):58-62.

ZHONG Yuezhi, JIANG Chunlai, SONG Xiaohui, et al. Scenario analysis of main air pollutant reduction potentials in thermal power industry during “The 13th Five-year Plan” [J]. Environmental Science and Management, 2016, 41(12): 58-62.

[4] 段守保.300 MW CFB 锅炉大气污染物超低排放改造技术研究[J].洁净煤技术,2016,22(6):88-94.
DUAN Shoubao. Technical route of air pollutants ultra low emission modification for 300 MW CFB boilers [J]. Clean Coal Technology, 2016, 22(6): 88-94.

[5] 武成利,曹晏,李寒旭,等.循环流化床燃煤锅炉中的汞迁移研究[J].燃料化学学报,2012,40(10):1276-1280.
WU Chengli, CAO Yan, LI Hanxu, et al. Study on mercury migration in a circulating fluidized bed combustion boiler [J]. Journal of Fuel Chemistry and Technology, 2012, 40(10): 1276-1280.

[6] 吕太,冯银行,索利慧,等.燃煤电厂现有烟气净化设备脱汞特性分析[J].热力发电,2017,46(3):59-63.
LYU Tai, FENG Yinhang, SUO Lihui, et al. Mercury removal properties of current flue gas purification devices in coal-fired power plants [J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(3): 59-63.

[7] 于敦喜,温昶.燃煤 PM_{2.5} 和 Hg 控制技术现状及发展趋势[J].热力发电,2016,45(12):1-8.
YU Dunxi, WEN Chang. Current status and development of control technologies for PM_{2.5} and Hg during pulverized coal combustion [J]. Thermal Power Generation, 2016, 45(12): 1-8.

[8] LYNGFELT A, LECKNER B. SO₂ capture in fluidised-bed boilers; Re-emission of SO₂ due to reduction of CaSO₄ [J]. Chemical Engineering Science, 1989, 44(2): 207-213.

[9] 潘丹萍,吴昊,姜业正,等.应用水汽相变促进湿法脱除烟气中 PM_{2.5} 和 SO₃ 酸雾脱除的研究[J].燃料化学学报,2016,44(1):113-119.
PAN Danping, WU Hao, JIANG Yezheng, et al. Improvement in removal of fine particles and SO₃ acid mist from desulfurized flue gas with heterogeneous condensation [J]. Journal of Fuel Chemistry and Technology, 2016, 44(1): 113-119.

[10] 陆军,刘永强,周飞,等.高硫煤机组低低温省煤器 SO₃ 协同脱除试验研究[J].热力发电,2016,45(12):30-36.
LU Jun, LIU Yongqiang, ZHOU Fei, et al. Experimental research on simultaneous removal of SO₃ by low-low temperature economizer in units firing high-sulfur coal [J]. Thermal Power Generation, 2016, 45(12): 30-36.