

文章编号:1005-6548(2022)04-0336-07
DOI:10.13357/j.dlxb.2022.043

中图分类号:TK229.66

文献标识码:B

学科分类号:47040

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



大型CFB锅炉的SNCR-SCR耦合脱硝技术应用

胡 刚,刘 伟

(陕西能源麟北发电有限公司,陕西 宝鸡 721500)

摘 要:基于低温燃烧方式的优势特点,CFB锅炉普遍采用SNCR(选择性非催化还原)烟气脱硝技术。在基本负荷(50%~100%BMCR)下,锅炉燃烧工况稳定,旋风分离器入口烟气温度适当(800℃~950℃),SNCR脱硝能力可满足 NO_x 超低排放要求,若CFB锅炉机组参与电网深度调峰(30%~50%BMCR)期间,锅炉燃烧工况减弱,旋风分离器入口烟气温度低(650℃~750℃),采用单一的SNCR脱硝技术会导致脱硝效率明显下降,无法满足新的火电厂大气污染物 NO_x 排放标准。以某电厂2×350 MW超临界循环流化床锅炉为例,对低于50%额定负荷工况下,SNCR反应窗口温度失调而导致的脱硝尿素耗量大、效率低、氨逃逸率高、空预器堵塞、尾部烟道及设备腐蚀等问题进行分析,提出了大型CFB锅炉SNCR-SCR耦合脱硝技术应用改造方案。利用机组检修窗口期,在锅炉后端空间安装一层SCR低温(280℃~420℃)催化剂。改造后,机组在30%~100%负荷下,脱硝效率可达到75%以上,尿素消耗量最高可下降近50%。运行实践证明,SNCR-SCR耦合脱硝技术具有脱硝效率高、投资及运行费用低,可以分步实施优化改造等特点,对大型CFB锅炉烟气脱硝技术改造方案的选择具有借鉴价值。

关键词:CFB锅炉;SNCR-SCR; NO_x ;氨逃逸

Application and Discussion of SNCR-SCR Coupling Denitrification Technology in Large CFB Boiler

HU Gang, LIU Wei

(Shaanxi Energy Linbei Power Generation Co., Ltd., Baoji 721500, China)

Abstract: Based on the advantages of low temperature combustion, SNCR (selective non-catalytic reduction) is widely used in flue gas denitrification technology of CFB boilers. Under the basic load of CFB boiler (50%~100%BMCR), the boiler combustion condition is stable, the flue gas temperature of cyclone separator inlet is appropriate (800℃~950℃), and the SNCR denitrification capacity can meet the requirements of NO_x ultra-low emission. If the CFB boiler unit is involved in the depth peak regulation of the power grid (30%~50% BMCR), the boiler combustion condition is weak, the flue gas temperature at the inlet of the cyclone separator is low (650℃~750℃), and the denitrification efficiency of the single SNCR denitrification technology decreases significantly. It cannot meet the NO_x emission standard of the new thermal power plant. A 2×350 MW supercritical circulating fluidized bed boiler unit in a power plant is taken as the example, and typical problems such as large consumption of denitrification urea, low efficiency, high ammonia escape rate, air preheater blockage, tail flue and equipment corrosion caused by the temperature imbalance of SNCR reaction window under the condition that the two units are lower than 50% rated load are analyzed. During the unit grade maintenance window,

* 收稿日期:2022-05-08

作者简介:胡 刚(1985—),男,工程师,从事大型循环流化床锅炉运行技术管理工作,342787136@qq.com;

刘 伟(1985—),男,工程师,从事大型循环流化床锅炉运行技术管理工作,76598168@qq.com。

引文格式:胡刚,刘伟.大型CFB锅炉的SNCR-SCR耦合脱硝技术应用[J].电力学报,2022,37(04):336-342. DOI:10.13357/j.dlxb.2022.043.

a layer of SCR low-temperature ($280\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 420\text{ }^{\circ}\text{C}$) catalyst was installed in the rear end space of the boiler. After the transformation, the denitrification efficiency of the unit can reach more than 75% under 30%~100% load, and the maximum urea consumption can be reduced by nearly 50%. The operation practice proved that, SNCR-SCR coupled denitrification technology has the characteristics of high denitrification efficiency, low investment and operation cost, and can be implemented step by step to optimize the transformation. It has reference value for the selection of flue gas denitrification transformation technology of large CFB boiler units.

Key words: CFB boiler; SNCR-SCR; NO_x ; ammonia escape

0 引言

为实现“双碳”目标,多数火电机组需要频繁参与电网深度调峰任务,造成锅炉燃烧工况(温度场)不稳定、烟气脱硝效率低,常规的SNCR或SCR脱硝技术已无法满足新的火电厂大气污染物 NO_x 排放标准的要求,急需对CFB锅炉脱硝系统进行技术升级改造,以便更好地适应电网灵活性服务^[1-2]。本文以某电厂 $2\times 350\text{ MW}$ 超临界循环流化床锅炉为例,分析脱硝系统改造方案。该机组摸底试验发现SNCR脱硝系统在30%BMCR工况下的 NO_x 排放浓度无法满足超低排放要求,通过研究SNCR-SCR耦合脱硝工艺技术特点^[3-4]提出了脱硝系统改造方案,设计了该厂SNCR-SCR耦合脱硝技术参数、反应器设备参数和SCR系统设备的布置方案。改造后,通过对比分析改造前后的脱硝效率、尿素耗量、脱硝能力和机组性能,验证了SNCR-SCR耦合脱硝技术是一种具有脱硝效率高,投资及运行费用低,可以分步实施的实用型烟气脱硝技术。

1 设备概况

某电厂 $2\times 350\text{ MW}$ 机组选用东方锅炉股份有限公司自主开发的新一代超临界循环流化床锅炉,型号为DG1121/25.73-II 1型,采取单炉膛、M型布置、平衡通风、一次中间再热、全紧身封闭、循环流化床燃烧方式。二次风系统配风采用高效二次风设计理念,原脱硝系统采用锅炉前端SNCR烟气脱硝工艺,SNCR系统由尿素溶解系统,尿素溶液储存、输送系统,稀释水系统,尿素溶液稀释、计量与分配系统和尿素溶液喷射系统组成。SNCR尿素喷枪布置于锅炉旋风分离器入口烟道,每个旋风分离器入口烟道设4支SNCR尿素喷枪,每台炉共12支尿素溶液喷枪,分内、外、上、下布置。同时在原结构设计基础上两台锅炉后端均预留SCR(1+1)两层设备安装空间和荷载能力(如图1所示),便于后期进行SCR脱硝系统改造。

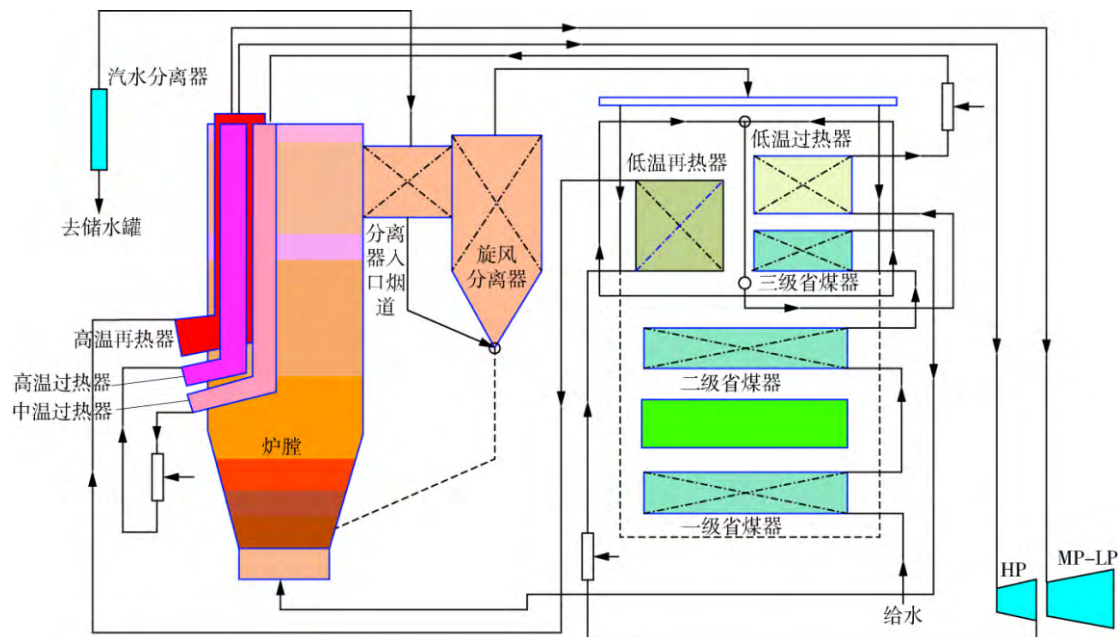


图1 锅炉设备布置情况

Fig. 1 Boiler equipment arrangement

2 技术应用背景

该电厂为了提升机组灵活性服务能力,更进一步参与电网深度调峰。2020年8月分别对两台机组进行摸底试验,在保证锅炉燃料品质稳定(接近设计值)的前提下,探索机组各负荷阶段的运行参数,掌握了目标负荷下的锅炉运行床温、氧量、分离器入口烟温、NO_x排放浓度、SNCR投入效率(氨逃逸浓度)等影响机组脱硝因素的边界条件。并结合相关运行数据比较分析发现:两台机组在低负荷(30%~50%BMCR)运行工况时,因锅炉燃烧工况减弱,旋风分离器入口烟气温度低(650℃~750℃),两台锅炉在该区间运行时脱硝效率降低,氨逃逸浓度增大,极易导致锅炉NO_x排放超标、空预器堵塞等问题发生。

表1为该电厂2[#]机组摸底试验期间的相关数据,从中可以看出该电厂在现有SNCR脱硝装置条件下,机组约在30%BMCR负荷工况运行,即110 MW负荷工况下仅投入现有SNCR脱硝系统时NO_x排放浓度为126.90 mg/m³(基准氧体积分数6%条件下),无法满足超低排放标准要求。因此需要在现有脱硝装置的基础上,结合生产现场实际情况进行脱硝改造以便提升烟气脱硝装置的整体脱硝效率,确保锅炉在30%~100%负荷工况下运行时,烟气NO_x排放浓度均能满足超低排放的要求。

表 1 某电厂 2[#]机组试验数据
Tab. 1 Test data of unit 2[#] in a power plant

项目		工况 1	工况 2	工况 3	工况 4
负荷/MW		350	263	150	110
旋风分离器入口烟气温度/℃		905	845	725	668
省煤器入口氧量/%		2.42	2.63	4.68	6.20
NO _x 质量浓度/(mg·Nm ⁻³)	未投运 SNCR 脱硝系统	229.50	180.60	168.60	184.70
	投运 SNCR 脱硝系统	33.30	29.10	99.05	126.90
脱硝效率/%		85.49	83.89	41.25	31.29
氨逃逸浓度(质量浓度)/(mg·Nm ⁻³)		1.18	1.48	3.82	5.63

3 技术路线

SNCR-SCR耦合脱硝技术能够将SNCR脱硝系统未反应而流失的还原剂得到充分利用。其工艺流程:首先通过布置在锅炉内高温区域的SNCR喷射系统,将还原剂(尿素溶液)喷入第一个反应区(炉膛),在高温环境下还原剂(尿素溶液)热解生成NH₃后与烟气中NO_x发生非催化还原反应;然后未反应完的还原剂(NH₃)顺着烟气一起被携带进入混合工艺的第二个反应区(SCR反应器),在低温下进行催化还原反应,最终实现更高效的烟气脱硝目的。该耦合技术能够使锅炉SNCR脱硝系统对氨的利用率更高,大幅降低氨逃逸浓度,同时也可省去复杂的AIG(氨喷射)系统,进而降低SCR系统的装置成本和设备占用空间。

采用SNCR-SCR耦合脱硝技术,理论设计上可满足机组在低负荷(30%~50%BMCR)工况运行期间,当炉内烟气温度较低的时候,仍然能实现NO_x排放浓度不超标的目标。相关设计参数如表2所示,由表可知,当机组在启动初期或低负荷工况运行时,且原烟气中NO_x浓度不超过140 mg/Nm³,投入现有SNCR-SCR耦合脱硝装置后,在基准氧含量6%(体积分数)条件下,理论上锅炉NO_x排放浓度不超过40 mg/Nm³。

表 2 SNCR-SCR 耦合脱硝技术设计参数
Tab. 2 Design parameters of SNCR-SCR coupling denitration technology

序号	项目	数值
1	现阶段低负荷排烟NO _x 浓度(质量浓度)/(mg·Nm ⁻³)	140
2	SCR入口NO _x 浓度(质量浓度)/(mg·Nm ⁻³)	140
3	脱硝效率/%	75
4	氨逃逸浓度(质量浓度)/(mg·Nm ⁻³)	<1
5	SCR出口NO _x 浓度/(mg·Nm ⁻³)	35

4 技术应用

4.1 设备参数

每个反应器中共装填催化剂 108 块(含 4 块样品催化剂),4 个催化剂样品内各装有 22 个催化剂样品片,便于技术人员定期对样品催化剂测试,预估其使用寿命和替换时间。反应器设备参数见表 3。

4.2 系统组成

SCR 脱硝系统主要由反应器、脱硝催化剂、耙式蒸汽吹灰器、声波吹灰器等设备组成,不设反应器旁路和省煤器旁路。SCR 脱硝技术没有副产物,不造成二次污染,装置结构简单,并且具有脱除效率高、运行可靠、系统阻力小、便于维护等优点。

(1)还原剂:利用现有 SNCR 脱硝系统的逃逸氨作为 SCR 脱硝还原剂,不增加额外的喷氨装置。

(2)催化剂:由于循环流化床锅炉尾部烟气灰浓度较大,且统筹考虑后期维护、引风机电耗增加、阻力增加等因素,SCR 脱硝催化剂(二氧化钛载体)采用平板式,结构简单,阻力较小,不易堵塞,且价格较低。

(3)安装位置:布置在一二级省煤器之间的预留空间,安装一层 1 655 mm 低温催化剂(反应温度范围 280 ℃~420 ℃),新增的 SCR 脱硝系统能适应锅炉的启动、停机及负荷变动情况。

(4)辅助设备:为防止烟气中的灰尘堵塞催化剂表面,导致脱硝率下降,在催化剂上方布置 6 支耙式吹灰器(左右侧各 3 支)、6 台声波吹灰器(后烟道水平均匀分布),减少催化剂层积灰影响脱硝效率。

4.3 设备布置

SCR 系统利用省煤器预留空间,在该空间安装一层脱硝催化剂(如图 2 所示)模块(260.2 m²/台),在催化剂上部布置 6 支耙式蒸汽吹灰器(左右侧各 3 支)、后墙均匀布置 6 台声波吹灰器。利用现有 SNCR 系统氨逃逸作为 SCR 系统的还原剂。烟气经催化剂上部流入,催化剂下部流出,经催化还原反应,降低烟气 NO_x 的排放浓度。

通常一层催化剂(高度 1 500 mm 左右)可获得 60% 以上的脱硝效率,该项目选用高度为 1 655 mm 的一层催化剂,脱硝效率可达到 75% 以上,尾部烟道阻力设计值的增量不超过 250 Pa。

表 3 反应器设备参数

Tab. 3 Parameters of reactor equipment

项目名称	数据
机组反应器数量/台	1
单台反应器尺寸($w \times l$)/mm ²	11 960 × 17 731
一台机组催化剂体积/m ³	260.2
催化剂模块布置形式	9 × 12
单台反应器催化剂层数/层	1
一台机组催化剂的模块数/个	108
催化剂模块尺寸($w \times l \times h$)/mm ³	948 × 1 881 × 1 655



图 2 SCR 系统设备布置图

Fig. 2 SCR system equipment layout diagram

5 技术成果与讨论

2021年4月,该厂利用机组检修窗口期对2[#]机组锅炉增设了SCR脱销系统,并于当年5月,在2[#]机组的启动过程中验证了SNCR-SCR耦合脱硝技术的综合效果。

5.1 脱硝效率

采用SNCR-SCR耦合技术脱硝,锅炉在基本负荷(50%~100%BMCR)工况下运行,机组综合脱硝效率提高约5%~10%。最重要的是在超低负荷(30%~50%BMCR)工况下运行,新增SCR脱硝装置能够发挥低负荷脱硝优势,改造前、后的试验数据如表4所示。

表4 改造前、后脱硝效率分析
Tab. 4 Analysis of denitration efficiency before and after transformation

负荷/MW	NO _x 原始排放/ (mg·Nm ⁻³)	改造前(投入SNCR脱硝系统)		改造后(投入SNCR-SCR脱硝系统)	
		净烟气NO _x 浓度/(mg·Nm ⁻³)	脱硝效率/%	净烟气NO _x 浓度/(mg·Nm ⁻³)	脱硝效率/%
350	229.5	33.3	85.5	23.5	89.8
263	180.6	29.1	83.9	24.3	86.5
175	168.6	37.8	77.6	28.1	83.3
150	172.5	99.1	42.6	36.2	79.0
120	165.3	108.3	34.5	34.6	79.1
105	131.2	113.5	13.5	32.7	75.1

注:表中烟气NO_x浓度为质量浓度。

试验结果表明:机组在30%~100%负荷下,脱硝效率可达到75%以上,满足设计要求。在基准氧含量6%(体积分数)的条件下,NO_x排放浓度(质量浓度)均低于35 mg/Nm³,SNCR与SCR耦合脱硝效果良好,锅炉宽负荷(30%~100%BMCR)工况下运行时,可实现NO_x超低排放。

5.2 尿素耗量

表5为尿素消耗量对比情况。SCR改造前,锅炉在基本负荷(50%~100%BMCR)工况下运行,SNCR脱硝系统运行时,尿素消耗量约0.86 g/(kW·h),满足锅炉脱硝尿素耗量设计值0.96 g/(kW·h);当锅炉负荷低于50%BMCR工况运行,此时烟温低于800℃,SNCR尿素反应效率急剧下降,尿素耗量、氨逃逸浓度均呈现几何倍数增高的趋势,机组脱硝成本也大幅上升。SCR改造后,锅炉在30%~100%BMCR负荷工况下运行,SCR脱硝装置能够有效耦合SNCR脱硝反应后的逃逸氨,提高系统脱硝效率,减少尿素消耗量。

表5 改造前、后尿素消耗量指标
Tab. 5 Urea unit consumption index before and after modification

机组负荷/MW	SNCR尿素消耗量/(g·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	SNCR-SCR尿素消耗量/(g·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	节约尿素/%
350	0.75	0.58	22.67
265	0.78	0.60	23.08
175	1.03	0.68	33.98
150	1.15	0.73	36.52
120	1.26	0.81	35.71
105	1.68	0.87	48.21

锅炉在基本负荷(50%~100%BMCR)工况下运行,与改造前相比,尿素消耗量可降低20%以上。特别在锅炉低负荷(30%~50%BMCR)工况下运行,能够充分发挥SNCR-SCR耦合技术脱硝效率的高效性,尿素消耗量最高可下降近50%。

5.3 脱硝能力

改造前,2[#]锅炉110 MW燃烧工况画面(如图2所示),SCR脱硝装置预留空间的左、右两侧烟气流场分布不均,烟温偏差近30℃,NO_x排放浓度波动较大,控制难度大,易发生机组NO_x排放浓度瞬时值超标现象。

改造后,运行人员经过燃烧方式及烟气流程调整,锅炉尾部烟道烟气流程相对均匀,SCR入口烟气温度偏差小于 3°C , NO_x 排放浓度相对稳定。机组80 MW负荷运行工况(如图3所示),SCR脱硝装置预留空间的左、右两侧烟气温度为 $283^{\circ}\text{C}/283^{\circ}\text{C}$, NO_x 排放浓度 $25.09\text{ mg}/\text{Nm}^3$,实现了锅炉烟气 NO_x 超低排放的要求,较机组的脱硝能力较设计($35\text{ mg}/\text{Nm}^3$)值提高约28%。

2021年09月01日,2[#]机组在停机过程中,运行人员借助循环流化床锅炉较大的热惯性和蓄热能力,通过有效控制锅炉燃烧和合理风量等手段,最终实现了滑参数停机过程中全负荷工况,烟气 NO_x 排放浓度超低排放要求。



图3 2[#]炉改造前、后燃烧工况画面图

Fig. 3 Picture of combustion conditions before and after modification

5.4 机组性能

机组改造前,SNCR脱硝尿素喷射量过大,还原剂不能充分利用,会造成氨逃逸,逃逸的氨主要与烟气中的 SO_3 及飞灰在低温下发生固化反应,导致空预器的严重堵灰和设备腐蚀现象,严重影响机组安全、经济、稳定运行。改造后氨逃逸浓度(如图4所示)完全可以控制在 $1\text{ mg}/\text{Nm}^3$ 以下,除尘器所收集的飞灰中氨含量大大降低,空预器堵塞、氨盐的腐蚀问题均大幅改善,机组性能得到了提升。

运行实践验证:机组满负荷工况运行,SCR反应器差压可控制在 120 Pa 以内,符合设计值小于 140 Pa 的要求,对整个烟风系统影响不大。由于SCR脱硝系统改造后,氨逃逸浓度可控制在 $1\text{ mg}/\text{Nm}^3$ 以下,空预器堵灰问题得到了解决,锅炉满负荷工况下,空预器差压由改造前的 2.2 kPa 降至改造后的 1.4 kPa ;烟风系统

阻力降低,引风机、一次风机电流大幅下降。同时,引风机动叶卡涩问题得到有效解决,再未出现引风机动叶卡涩现象,机组主要辅机安全性进一步提高。

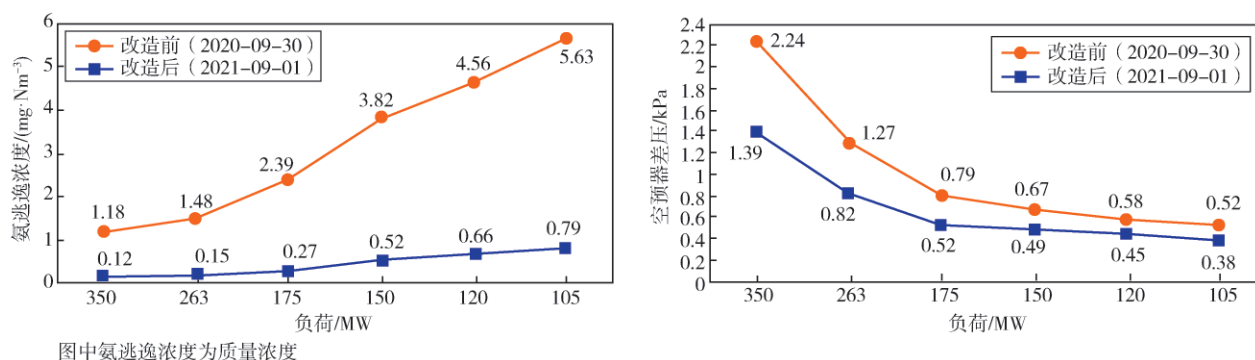


图 4 改造前、后参数变化情况

Fig. 4 Parameter changes before and after modification

6 结语

(1) 本文以某电厂 2×350 MW 超临界 CFB 锅炉为例对 SNCR-SCR 耦合脱硝技术的脱硝效果进行分析。在机组参与电网深度调峰期间,锅炉负荷低(30%~50%BMCR),尿素消耗量最高可下降近 50%。同时,在机组滑参数停机过程中,运行人员通过燃烧方式及烟气流场调整,能够实现机组全负荷工况,烟气 NO_x 排放浓度达到超低排放要求。

(2) 采用 SNCR-SCR 耦合脱硝技术,能够减少尿素和催化剂使用量,降低脱硝系统的烟风阻力。该 CFB 锅炉后端预留了增设 SCR 脱硝装置的空间,无需对原有引风机进行增容、更换或改造,系统相对简单,可节省安装费用和安装时间,有效克服了 SNCR 工艺脱硝效率低、SCR 工艺投资大等缺点,利用机组检修窗口期即可完成脱硝系统改造。

(3) 尿素和催化剂使用量减少,可以降低氨逃逸浓度,削弱 SO₂ 转化为 SO₃ 的几率,从源头上消除因亚硫酸铵、硫酸雾烟气造成的空预器冷端的堵塞、引风机动叶腐蚀卡涩等系列问题,保障了机组辅机设备安全可靠运行。在锅炉燃用高硫煤时,SNCR-SCR 耦合技术的这个优势就特别明显。

参考文献:

- [1] 赵强,向轶,张玉洋,等. 煤泥循环流化床锅炉 SNCR 脱硝系统的优化措施研究[J]. 工业加热,2019,48(3):15-19.
ZHAO Qiang, XIANG Yi, ZHANG Yu-xiang, et al. Research on Optimization measures of SNCR Denitrification System for Coal Slime Circulating Fluidized Bed Boiler[J]. Industrial Heating, 2019, 48(03): 15-19.
- [2] 赵强,向轶,冷健,等. SNCR 脱硝技术在中高温分离器型循环流化床锅炉上的运行分析[J]. 工业炉,2020,42(1): 41-45.
ZHAO Qiang, XIANG Yi, LENG Jian, et al. Operation Analysis of SNCR Denitrification Technology on Circulating Fluidized Bed Boiler with Medium and High Temperature Separators[J]. Industrial Furnace, 2020, 42(01): 41-45.
- [3] 钟礼金,宋玉宝. 锅炉 SCR 烟气脱硝空气预热器堵塞原因及其解决措施[J]. 热力发电,2012,41(8):45-47,50.
ZHONG Li-jin, SONG Yu-bao. Air Preheater Blocking in Boiler with SCR Denitrification Device: Reason Analysis and Solutions [J]. Thermal Power Generation, 2012, 41(8): 45-47, 50.
- [4] 郭伟,崔宁. 尿素热解制氨 SCR 脱硝技术在电厂的应用与优化[J]. 锅炉技术,2012,43(3):77-80.
GUO Wei, CUI Ning. Application and Optimization of Urea Pyrolysis to Prepare Ammonia SCR Denitrification Technology in Power Plant[J]. Boiler Technology, 2012, 43(3): 77-80.

[责任编辑:常建峰]