

湿法脱硫后烟气提水及污染物脱除技术研究

刘高军¹, 姜岸², 郭玥¹, 李庆¹

(1. 华北电力科学研究院有限责任公司, 北京 100045; 2. 北京清新环境技术股份有限公司, 北京 100142)

摘要: 为了研究湿法脱硫后烟气提水能力及污染物脱除效果, 采用理论计算和实际测试相结合的方法, 针对某 660 MW 机组在不同工况下进行相关试验。对比分析发现试验工况下实测烟气提水能力分别为 121.24, 81.42, 93.15 和 70.43 t/h, 对应的理论烟气提水能力分别为 165.73, 108.94, 133.28 和 88.12 t/h, 实际烟气提水量与理论烟气提水量的比值介于 0.7~0.8 之间。100% 负荷下烟气提水装置开启后 SO_3 脱除率由 51.2% 上升到 92.9%, 固体颗粒物质量浓度降低 33.3%; 50% 负荷下 SO_3 脱除率由 11.1% 上升到 24.5%, 固体颗粒物质量浓度降低 34.9%。研究表明: 实际烟气提水量与理论烟气提水量的偏差一方面是由于烟气提水装置不能完全除雾, 另一方面是环境参数、烟气参数和煤质参数等变化影响提水量理论计算结果。烟气提水装置对污染物脱除具有促进作用。

关键词: 脱硫; 烟气提水; SO_3 ; 固体颗粒物

中图分类号: TK221 文献标识码: A DOI: 10.16146/j.cnki.rndlge.2021.12.009

[引用本文格式] 刘高军, 姜岸, 郭玥, 等. 湿法脱硫后烟气提水及污染物脱除技术研究[J]. 热能动力工程, 2021, 36(12): 56-61. LIU Gao-jun, JIANG An, GUO Yue, et al. Research on flue gas water recovering and pollutant removal technologies after wet FGD [J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2021, 36(12): 56-61.

Research on Flue Gas Water Recovering and Pollutant Removal Technologies after Wet FGD

LIU Gao-jun¹, JIANG An², GUO Yue¹, LI Qing¹

(1. North China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing, China, Post Code: 100045;
2. Beijing SPC Environment Protection Tech Co., Ltd., Beijing, China, Post Code: 100142)

Abstract: In order to study the capacity of flue gas water recovering and the effect of pollutant removal after wet flue gas desulfurization (FGD), the relevant tests were carried out for a certain 660 MW unit under different experimental conditions by the combined method of theoretical calculation and practical measurement. By the comparative analysis it was found that the measured capacities of flue gas water recovering were 121.24 t/h, 81.42 t/h, 93.15 t/h and 70.43 t/h respectively under the experimental conditions, and the corresponding theoretical capacities of flue gas water recovering were 165.73 t/h, 108.94 t/h, 133.28 t/h and 88.12 t/h respectively, so the ratio of actual flue gas water recovering volume to theoretical flue gas water recovering volume was between 0.7 and 0.8. The removal rate of SO_3 increased from 51.2% to 92.9%, and the mass concentration of solid particles was reduced by 33.3% under 100% load after the flue gas water recovering device was turned on. Similarly, the removal rate of SO_3 increased from 11.1% to 24.5%, and the mass concentration of solid particles was reduced by 34.9% under 50% load. The research results show that one aspect of the reasons of deviation between the actual flue gas water recovering volume and the theoretical flue gas water recovering volume is because the flue gas water recovering device can't be defogged completely, and the other aspect of those is because the

changes of environmental parameters, flue gas parameters and coal quality parameters affect the theoretical calculation results of flue gas water recovering volume. The flue gas water recovering device can promote the removal of pollutants.

Key words: desulfurization, flue gas water recovering, SO₃, solid particles

引 言

湿法脱硫是超低排放的有效措施之一,但也存在一些问题^[1-5],如耗水量大^[2]、烟囱腐蚀^[3-4]、易出现白烟、石膏雨^[5]等现象。聂鹏飞等人^[2]基于某 600 MW 机组发现吸收塔内蒸发水量占系统水耗的 90% 以上。张丛生等人^[3]通过腐蚀烟囱样板氧化皮发现氧化皮的能谱分析硫元素含量 0.84%,远高于原材料初始含硫量 0.01%,推断烟气中含有腐蚀性气体。周洪光等人^[5]认为烟道中设置汽水分离器是消除“白烟”、“石膏雨”切实可行的方法。

湿法脱硫后烟气提水是解决上述问题的有效手段之一。马双忱等人^[6-7]对烟气提水技术涉及的冷凝法、膜法以及吸收法对比总结,发现冷凝法回收水质较差、具有腐蚀性、水回收量大。田路泞等人^[8]研究发现,脱硫后湿烟气中每千克干烟气含湿量约 80 g,70% 余热以水蒸气潜热的形式存在。熊英莹等人^[9]研究发现,流量为 2 500 km³/h 时烟气温度降低 9 ~ 10 ℃,可回收水量为 92.25 t/h。已有文献^[1-10]中没有明确对比理论提水量和实际提水量的差别,缺乏对烟气提水后典型污染物变化情况进行有针对性研究。因此,有必要展开脱硫后烟气提水及污染物脱除相关研究。

1 理论模型

1.1 湿法脱硫后烟气状态

湿法脱硫后烟气为 45 ~ 60 ℃ 的饱和湿烟气状态。通过降温除湿过程提取烟气中的水分,如图 1 所示。曲线 ACF 代表饱和烟气的含湿量与温度的关系曲线。A 点为吸收塔出口烟气参数参照点,G 点代表环境参数参照点。烟气提水过程在烟气状态由 A 点到 G 点的过程中实现。只有直接冷凝法排放过程线 ACEG 和冷凝再热法排放过程线 ACDFG 可实现烟气提水。

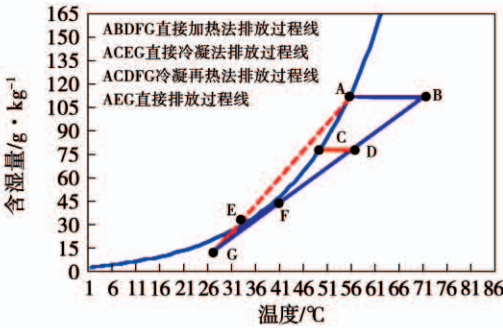


图 1 烟气提水过程线

Fig. 1 Process lines of flue gas water recovering

1.2 湿法脱硫后烟气提水过程热力计算模型

因提水前后标准状态干烟气成分几乎不变,其热力学模型可简化为:

$$p_s = \exp\left(9.387\,6 - \frac{3\,826.36}{T - 45.47}\right) \tag{1}$$

$$d = 622 \frac{p_s}{p - p_s} \tag{2}$$

$$\varphi = \frac{\rho d}{\rho d + 1\,000\rho_w} \times 100 \tag{3}$$

$$W = \frac{18}{22.4} \cdot Q \cdot \left(\frac{\varphi_A}{100 - \varphi_A} - \frac{\varphi_C}{100 - \varphi_C}\right) \times \frac{1}{1\,000} \tag{4}$$

式中: p —烟气压力,MPa; p_s —饱和水蒸气的分压力,MPa; T —烟气温度,K; d —烟气含湿量,g/kg; φ_A 、 φ_C —水蒸气在饱和和烟气状态 A、C 点的相对百分比,%; ρ_w —水蒸气的密度,kg/m³; ρ —干烟气的密度,kg/m³; W —提水量,t/h; Q —吸收塔出口标准状态干烟气量,m³/h。公式(1)参考文献[3]。

2 装置概况

某 660 MW 燃煤机组烟气提水装置布置于脱硫装置后方,工艺流程如图 2 所示。饱和净烟气经过湍流器层与喷淋下来的冷却循环水进行强烈的气液接触混合实现降温,降温后的净烟气与喷淋层的液滴继续接触,大部分细小的液滴被捕悉与喷淋液一起落下,其余的细小液滴在上部的除雾器层被捕悉,

极少部分随冷凝洁净烟气排放。烟气流经提水装置后,被加热的低温循环水和烟气冷凝水靠重力自流到蓄水箱中。除所需低温循环水量外,其余水分供脱硫系统工艺补水。

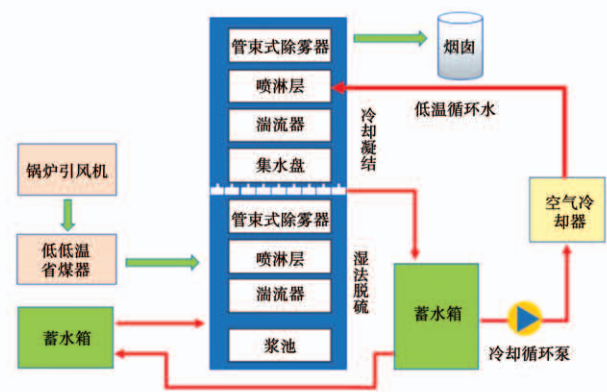


图2 湿法脱硫后烟气提水技术工艺流程图
Fig.2 Process flow diagram of flue gas water recovering technology after wet FGD

烟气提水装置设计参数如表1所示。设计进、出口烟温分别为55和49℃。实际运行时受煤质和环境参数变化影响,提水装置实际进出口烟温与设计参数略有变化,造成烟气实际提水量与设计提水量产生偏差。

表1 装置设计参数

参数	数值
烟气量/ $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$	2 437 646
进口烟温/ $^{\circ}\text{C}$	55
湿饱和烟气含水率/%	17.15
出口烟温/ $^{\circ}\text{C}$	49
烟气侧流速/ $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$	3.3
烟气侧阻力/Pa	1 000
回收水量/ $\text{t} \cdot \text{h}^{-1}$	90
空气冷却器进水温度/ $^{\circ}\text{C}$	48
空气冷却器出水温度/ $^{\circ}\text{C}$	40
循环水循环流量/ $\text{t} \cdot \text{h}^{-1}$	7 700
换热负荷/MW	72

3 烟气提水试验及理论分析

3.1 烟气提水试验

烟气提水试验分6个工况进行。试验中控制变

量为机组负荷和循环水流量。工况1:100%负荷,循环冷却水流量7 700 m^3/h ;工况2:50%负荷,循环冷却水流量7 700 m^3/h ;工况3:100%负荷,循环冷却水流量0 m^3/h ;工况4:50%负荷,循环冷却水流量0 m^3/h ;工况5:100%负荷,循环冷却水流量3 850 m^3/h ;工况6:50%负荷,循环冷却水流量3 850 m^3/h 。测点A和测点B分别表示烟气提水装置入口测点和出口测点。

试验期间,测点位置烟气参数如表2所示。烟气提水量按照外界零补水和系统内无消耗水条件下,试验前后统计蓄水箱液位变化数据。

表2 测点位置烟气参数

Tab.2 Flue gas parameters at the measuring point locations

工况	测点	温度/ $^{\circ}\text{C}$	湿度/%	静压/Pa
1	A	54.7	18.28	850
	B	46.5	12.21	-177
2	A	54.0	17.29	322
	B	43.2	8.91	-166
3	A	55.5	18.49	480
	B	55.8	19.14	-156
4	A	52.4	15.83	93.4
	B	53.7	16.36	-160
5	A	55.8	19.12	665
	B	50.2	14.41	-145
6	A	52.4	15.87	240
	B	43.0	8.98	-120

3.2 试验结果分析

通过现场实际测试和理论计算相结合的方法,确定烟气提水装置回收水能力,如图3所示。其中,理论提水量由表2结合公式(1)~(4)确定,环境压力为89 kPa,水蒸气的密度取0.803 6 kg/m^3 ,按照测试烟气成分确定的标干烟气密度为1.373 5 kg/m^3 。

在烟气提水装置开启情况下,工况1、工况2、工况5和工况6实际烟气提水能力分别为121.24, 81.42,93.15和70.43 t/h ;理论烟气提水能力分别为165.73,108.94,133.28和88.12 t/h 。实际烟气

提水量与理论烟气提水量的比值分别为 0.73, 0.75,0.70和 0.80。

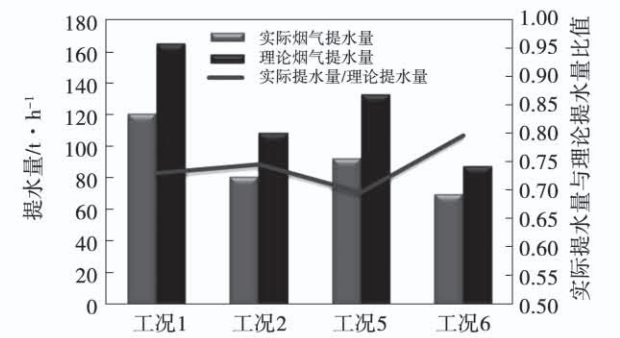


图3 脱硫后烟气提水实际值和理论值比较

Fig.3 Comparison of actual values and theoretical values of flue gas water recovering after wet FGD

可以发现:对比工况 1 和工况 5,在机组负荷稳定且煤质不变条件下,循环冷却水流量减半时烟气提水量降低 23.2%,这主要是由于回收热量降低,烟气温降降低,回收水量减少。对比工况 1 和工况 2,煤质不变且循环水量不变情况下,机组负荷减半,烟气提水量降低 32.8%,这主要是由于机组负荷低,烟气量较少,回收水量减少。将工况 2 与工况 6、工况 5 与工况 6 对比得出的结论与此相同。试验期间,实际烟气提水量与理论烟气提水量的比值介于 0.7~0.8 之间。造成两者差值的原因在于饱和烟气中冷凝析出的雾滴不能完全被捕集。

4 协同污染物脱除

4.1 烟气提水装置对 SO₃的脱除

目前国内燃煤电厂低浓度 SO₃测试方法主要分为异丙醇吸收法和控制冷凝法^[11-13]。采用控制冷凝法对烟气提水装置进出口进行 SO₃测试,结果如表 3 所示。

对比表中数据,可以发现:烟气提水装置运行对 SO₃脱除有一定作用。工况 1 时,烟气提水装置入口 SO₃质量浓度(标态,干基,6% O₂)为 1.13 mg/m³,烟气提水装置出口 SO₃质量浓度(标态,干基,6% O₂)为 0.08 mg/m³,SO₃质量浓度通过烟气提水装置的脱除率为 92.9%。工况 3 时对应的脱除率为

51.2%。同样,工况 2 时对应的脱除率为 24.5%,工况 4 时对应的脱除率为 11.1%。相同负荷下,烟气提水装置运行有利于 SO₃脱除。试验期间,烟气提水装置出入口 SO₃质量浓度(标态,干基,6% O₂)均低于 1.2 mg/m³,脱硫出口 SO₃质量浓度已经处于较低水平。

表 3 SO₃质量浓度测试结果(mg/m³)

Tab.3 Test results of SO₃ mass concentration(mg/m³)

工况	测点	次数	实测值	实测均值	O ₂ /%	折算值	折算均值
1	A	(1)	2.22	1.25	4.37	2.00	1.13
		(2)	0.29			0.26	
	B	(1)	0.12	0.09	4.62	0.11	0.08
		(2)	0.05			0.05	
2	A	(1)	0.61	0.47	6.66	0.63	0.49
		(2)	0.33			0.35	
	B	(1)	0.50	0.34	7.24	0.55	0.37
		(2)	0.23			0.25	
		(3)	0.29			0.31	
3	A	(1)	0.66	0.47	3.85	0.57	0.41
		(2)	0.33			0.29	
		(3)	0.43			0.37	
	B	(1)	0.26	0.22	4.65	0.24	0.20
		(2)	0.19			0.18	
		(3)	0.21			0.20	
4	A	(1)	0.40	0.42	6.99	0.42	0.45
		(2)	0.39			0.42	
		(3)	0.48			0.51	
	B	(1)	0.32	0.34	8.41	0.38	0.40
		(2)	0.39			0.46	
		(3)	0.31			0.37	

4.2 烟气提水装置对固体颗粒物的脱除

采用滤膜法^[14-15]测试固体颗粒物质量浓度。仪器选用青岛崂山应用技术研究所生产的自动烟尘/气测试仪,型号为 3012H-D。滤膜称重采用十万分之一天平。测试方法参照《GB/T16157-1996 固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》,采样后数据处理按照公式(5)进行。

$$C = \frac{G_1 - G_2}{V_N} \times 1\,000$$

(5)

式中: C —烟气中固体颗粒物质量浓度, mg/m^3 ; G_1 —采样后滤膜质量, g ; G_2 —采样前滤膜质量, g ; V_N —采样烟气标态体积, m^3 。

现场试验环境不满足烟气提水装置入口固体颗粒物质量浓度测试,故烟气中固体颗粒物的测试结果仅包含烟气提水装置出口试验数据,如表 4 所示。对比工况 1 和工况 3,在相同负荷和相同煤质情况下,开启烟气提水装置时其出口固体颗粒物质量浓度明显低于未开启状态,工况 1 较工况 3 固体颗粒物质量浓度低 33.3%。同样,工况 2 较工况 4 固体颗粒物质量浓度低 34.9%。整体而言,烟气提水装置对固体颗粒物脱除具有促进作用。

表 4 固体颗粒物质量浓度测试结果 (mg/m^3)

Tab.4 Test results of solid particle mass concentration (mg/m^3)

工况	测点	次数	实测烟尘	实测均值	$\text{O}_2/\%$	折算烟尘	折算均值
1	B	(1)	3.29			3.01	
		(2)	3.33	3.24	4.62	3.05	2.97
		(3)	3.11			2.85	
2	B	(1)	2.67			2.91	
		(2)	2.64	2.58	7.24	2.87	2.82
		(3)	2.45			2.67	
3	B	(1)	4.84			4.44	
		(2)	4.98	4.85	4.65	4.57	4.45
		(3)	4.71			4.33	
4	B	(1)	3.60			4.29	
		(2)	3.55	3.63	8.41	4.23	4.33
		(3)	3.75			4.47	

4.3 烟气提水装置对其他常规污染物的影响

参照《DL/T 998 - 2016 石灰石 - 石膏湿法烟气脱硫装置性能验收试验规范》,对烟气提水装置启停前后装置出口其他常规污染物质量浓度进行测试,结果如图 4 所示。

脱硫后烟气不具备 NO_x 氧化还原条件,现场试验结果也表明,烟气提水装置进出口 NO_x 质量浓度无明显变化。雾滴和 SO_2 质量浓度有一定程度降低,烟气提水装置启停前后两者质量浓度整体仍在设计值范围内。

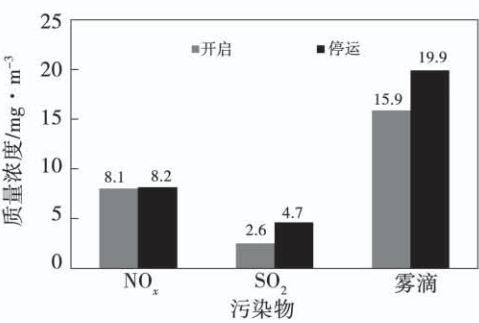


图 4 其他常规污染物质量浓度测试结果

Fig.4 Test results of other conventional pollutant mass concentration

5 结 论

- (1) 烟气提水方案的技术路线主要为直接冷凝法和冷凝再热法。两者排放时均无“白烟”出现,且可实现烟气提水。在实际工程实施案例中,一般先施工冷凝段,再热段暂缓,这样能够减缓“白烟”现象,实现烟气提水,减少工程费用。
- (2) 烟气提水量的主要影响因素为烟气温度和烟气量。烟气量由燃煤参数和机组负荷决定,烟气温度主要由脱硫吸收塔运行状态、循环冷却水流量和空气冷却器出力等因素决定。
- (3) 对于某 660 MW 机组在不同工况下进行烟气提水及污染物脱除试验,实测烟气提水能力分别为 121.24,81.42,93.15 和 70.43 t/h,对应的理论烟气提水能力分别为 165.73,108.94,133.28 和 88.12 t/h。实际烟气提水量与理论烟气提水量的比值介于 0.7 ~ 0.8。这种偏差产生的原因一方面是由于烟气提水装置不能完全除雾,另一方面环境参数、烟气参数和煤质参数等变化也影响理论计算结果。
- (4) 烟气提水装置对污染物脱除具有促进作用。对于某660 MW机组,100% 负荷下烟气提水装置开启前后 SO_3 脱除率由 51.2% 上升到 92.9%,固体颗粒物质量浓度降低 33.3%。同样,50% 负荷下 SO_3 脱除率由 11.1% 上升到 24.5%,固体颗粒物质量浓度降低 34.9%。

参考文献:

- [1] 刘高军,蔡向东,李晓辉,等.浆液中镁离子含量对脱硫反应特性的影响[J].动力工程学报,2020,12(12):65-70.
LIU Gao-jun, CAI Xiang-dong, LI Xiao-hui, et al. Effect of magnesium ion in slurry on flue gas desulfurization reaction[J]. Chinese Journal of Power Engineering, 2020, 12(12): 65-70.
- [2] 聂鹏飞,王洋,吴学民.600 MW机组湿法脱硫装置水耗分析[J].热力发电,2012,41(10):35-37.
NIE Peng-fei, WANG Yang, WU Xue-min. Water consumption of wet FGD device for 600 MW units[J]. Thermal Power Generation, 2012, 41(10): 35-37.
- [3] 张丛生,孙嘉欣,程义.电厂烟囱腐蚀原因分析和防腐措施[J].锅炉制造,2018(1):34-36.
ZHANG Cong-sheng, SUN Jia-xin, CHENG Yi. The corrosion cause analysis and anti-corrosion measures of power plant chimney[J]. Boiler Manufacturing, 2018(1): 34-36.
- [4] 王中伟,孙君建,赵立春,等.湿法脱硫对电厂钢筋混凝土烟囱的腐蚀及防腐方法研究[J].发电技术,2018,39(6):546-553.
WANG Zhong-wei, SUN Jun-jian, ZHAO Li-chun, et al. Study on the anticorrosive methods for reinforced concrete structure chimney of power plant caused by wet desulfurization[J]. Power Generation Technology, 2018, 39(6): 546-553.
- [5] 周洪光,李延兵.火电厂湿法脱硫石膏雨和白雾治理措施及效果分析[J].电力科技与环保,2014,30(6):38-41.
ZHOU Hong-guang, LI Yan-bing. Control measures and effect of gypsum rain and mist in the thermal power plant with FGD[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2014, 30(6): 38-41.
- [6] 马双忱,别璇,孙尧,等.湿法脱硫烟气水回收技术研究进展[J].洁净煤技术,2019,25(1):64-70.
MA Shuang-chen, BIE Xuan, SUN Yao, et al. Research progress on flue gas water recovery technology in wet FGD[J]. Clean Coal Technology, 2019, 25(1): 64-70.
- [7] 马双忱,龚春琴,辜涛,等.烟气回收水水质水量特点及回收水利用[J].华电技术,2020,42(3):45-50.
MA Shuang-chen, GONG Chun-qin, GU Tao, et al. Characteristics of water quality and quantity of flue gas recovery water from coal-fired power plants and analysis of utilization methods of recycled water[J]. Huadian Technology, 2020, 42(3): 45-50.
- [8] 田路泞,韩哲楠,董勇,等.燃煤电厂湿烟气余热及水分回收技术研究[J].洁净煤技术,2017,23(5):105-110.
TIAN Lu-ning, HAN Zhe-nan, DONG Yong, et al. Review of water recovering technologies from flue gas in coal fired power plant[J]. Clean Coal Technology, 2017, 23(5): 105-110.
- [9] 熊英莹,谭厚章,许伟刚,等.火电厂烟气潜热和凝结水回收的试验研究[J].热力发电,2015,44(6):77-81.
XIONG Ying-ying, TAN Hou-zhang, XU Wei-gang, et al. Experimental study on latent heat and condensate recovery from flue gas in coal-fired power plants[J]. Thermal Power Generation, 2015, 44(6): 77-81.
- [10] 李瑞华,朱子琪,王娜娜,等.燃煤锅炉烟气冷凝节水的 thermodynamic analysis[J].锅炉技术,2019,50(6):22-25.
LI Rui-hua, ZHU Zi-qi, WANG Na-na, et al. Thermodynamic analysis on flue gas condensation and water saving in coal-fired boilers[J]. Boiler Technology, 2019, 50(6): 22-25.
- [11] 凤阳,钟犁,吕海生,等.燃煤电厂烟气三氧化硫控制冷凝法测试分析[J].洁净煤技术,2017,23(4):58-62.
FENG Yang, ZHONG Li, LYU Hai-sheng, et al. Detection of SO₃ in flue gas of coal-fired power plants with controlled cooling method[J]. Clean Coal Technology, 2017, 23(4): 58-62.
- [12] 刘含笑,姚宇平,郦建国,等.燃煤电厂烟气中SO₃生成、治理及测试技术研究[J].中国电力,2015,48(9):152-156.
LIU Han-xiao, YAO Yu-ping, LI Jian-guo, et al. Study on SO₃ generation, control and testing technology for coal-fired power plants[J]. Electric Power, 2015, 48(9): 152-156.
- [13] 邵媛,徐劲松.燃煤烟气SO₃检测及控制技术探讨[J].东北电力技术,2016,37(4):49-52.
SHAO Yuan, XU Jin-song. Discussion on SO₃ detection and control technology in flue gas[J]. Northeast Electric Power Technology, 2016, 37(4): 49-52.
- [14] 孟令媛,朱法华,易玉萍,等.燃煤电厂超低排放颗粒物测试方法研究[J].中国电力,2016,49(10):123-126.
MENG Ling-yuan, ZHU Fa-hua, YI Yu-ping, et al. Study on testing methods of particulate matter at ultra-low concentration from coal-fired power plants[J]. Electric Power, 2016, 49(10): 123-126.
- [15] 张其良,马大卫,许勇毅,等.燃煤电厂超低排放改造后颗粒物测试方法探究[J].电力科技与环保,2020,36(1):12-14.
ZHANG Qi-liang, MA Da-wei, XU Yong-yi, et al. Research on test method of particulate matter after ultra-low emission modification in coal-fired units[J]. Electric Power Environmental Protection, 2020, 36(1): 12-14.