

# CFB 锅炉 SNCR 脱硝技术常见问题及对策

赵鹏勃<sup>1</sup> 孙涛<sup>2</sup> 高洪培<sup>1</sup> 余武高<sup>2</sup> 安城<sup>2</sup> 刘冬<sup>1</sup> 惠小龙<sup>1</sup>

(1. 中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司, 北京 102209; 2. 中电投江西电力有限公司分宜发电厂, 江西分宜 336600)

**摘要:** 为降低火电燃煤机组烟气  $\text{NO}_x$  排放, 介绍了循环流化床 (Circulating Fluidized bed, 简称 CFB) 锅炉选择性非催化还原法 (Selective Non-Catalytic Reduction, 简称 SNCR) 脱硝系统原理和方法, 对该技术在 CFB 锅炉应用中存在的问题进行归纳, 为该技术的推广应用提供支持。以国产 330 MW CFB 锅炉的 SNCR 脱硝法为例, 分析了该脱硝法的工艺特点, 对工程应用中出现的脱硝效率偏低、氨水耗量大、氨逃逸浓度高等问题进行分析, 提出改变喷枪布置位置、锅炉低氮燃烧优化、喷枪雾化效果优化等对策。工程应用表明, CFB 锅炉 SNCR 脱硝技术成熟, 脱硝效率完全满足环保要求。

**关键词:** 煤炭燃烧; CFB 锅炉; SNCR 脱硝; 低氮燃烧

中图分类号: X773 文献标志码: A 文章编号: 1006-6772(2016)01-0086-04

## Common problems and countermeasures of CFB boiler SNCR denitrification technology

ZHAO Pengbo<sup>1</sup>, SUN Tao<sup>2</sup>, GAO Hongpei<sup>1</sup>, YU Wugao<sup>2</sup>, AN Cheng<sup>2</sup>, LIU Dong<sup>1</sup>, HUI Xiaolong<sup>1</sup>

(1. Huaneng Clean Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China;

2. CPI JIANGXI electric power Co., Ltd., FENYI Power Generation Fenyi 336600, China)

**Abstract:** In order to reduce  $\text{NO}_x$  emission of coal-fired power plant, the principle of SNCR was introduced. The common problems of the technology in CFB boiler were summarized. Taking a homegrown 330 MW CFB boiler SNCR denitration method as research object, the characteristics of denitration process were analyzed. The denitration efficiency was low, the ammonia consumption and escaping ammonia were large. The problems were resolved by changing spray gun position, optimizing low nitrogen combustion and pulverization.

**Key words:** coal combustion; CFB boiler; SNCR denitration; low nitrogen combustion

## 0 引 言

我国是世界上主要的煤炭生产和消费国,  $\text{NO}_x$  是煤炭燃烧产生的主要大气污染物之一,  $\text{NO}_x$  对人体、动植物有损害作用, 是形成酸雨、酸雾的主要原因之一, 与碳氢化合物形成光化学烟雾; 同时亦参与臭氧层的破坏。据国家统计局数据, 2013 年全国  $\text{NO}_x$  排放总量已经达到 2227 万 t, 火电厂锅炉在燃烧过程中产生的  $\text{NO}_x$  占大气中总排放量的 35% ~ 40%。可见火电燃煤产生的  $\text{NO}_x$  对大气污染严重<sup>[1]</sup>。为应对环境问题, 2011 年 9 月中旬我国发布了新的《火电厂大气污染物排放标准》, 严格控制火

电厂燃煤污染物排放, 其中在役 CFB 机组  $\text{NO}_x$  排放低于  $200 \text{ mg/m}^3$  (6%  $\text{O}_2$ ), 新建 CFB 机组执行  $100 \text{ mg/m}^3$  (6%  $\text{O}_2$ ) 的标准<sup>[2]</sup>。目前, 对火电燃煤机组烟气  $\text{NO}_x$  排放控制技术主要有选择性催化还原法 (SCR 法)、选择性非催化还原法 (SNCR 法) 和 SCR+SNCR 联合脱硝法。本文主要介绍 SNCR 法。SNCR 脱硝法是一种不使用催化剂, 在 850 ~ 1150 °C 烟气中直接还原 NO 的工艺。SNCR 法中将还原剂如氨气、氨水、尿素稀溶液等喷入炉膛温度为 850 ~ 1150 °C 的区域, 还原剂迅速热分解出  $\text{NH}_3$  并与烟气中的  $\text{NO}_x$  反应生成  $\text{N}_2$  和  $\text{H}_2\text{O}$ 。在无催化剂作用下, 氨或尿素等氨基还原剂可选择性地还原烟

收稿日期: 2015-08-28; 责任编辑: 孙淑君 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.2016.01.017

作者简介: 赵鹏勃 (1980—), 男, 陕西兴平人, 高级工程师, 从事循环流化床锅炉技术研发、技术服务及火电厂污染物排放控制技术研究。E-mail: 252763209@qq.com

引用格式: 赵鹏勃, 孙涛, 高洪培, 等. CFB 锅炉 SNCR 脱硝技术常见问题及对策 [J]. 洁净煤技术, 2016, 22(1): 86-89, 104.

ZHAO Pengbo, SUN Tao, GAO Hongpei et al. Common problems and countermeasures of CFB boiler SNCR denitrification technology [J]. Clean Coal Technology, 2016, 22(1): 86-89, 104.

气中 NO。该方法是以炉膛或尾部烟道为反应器,应用于 CFB 锅炉时通常以分离器入口水平烟道为反应器,并对反应条件有较高的要求<sup>[3-5]</sup>。

由于 SNCR 脱硝技术具有投资少、改造工程量小、运行维护成本低、容易联合其他脱硝技术同时使用等特点,因而在火电厂脱硝改造中得到了一定程度的应用。SNCR 脱硝技术应用于煤粉炉时,受炉膛尺寸、反应温度条件、停留时间等因素影响,还原剂利用率低,SNCR 的脱硝效率一般低于 40%<sup>[6-7]</sup>。但是当 SNCR 脱硝技术应用于 CFB 锅炉时,由于该锅炉独特的燃烧方式和低 NO<sub>x</sub> 燃烧特性,可取得令人满意的效果,满足环保要求。实际工程应用也表明,当 SNCR 脱硝技术应用于 CFB 锅炉时,其脱硝效率可达到 75% 以上<sup>[8-10]</sup>。笔者以国内某 330 MW CFB 锅炉 SNCR 实际应用工程为例,针对该系统常见的问题进行分析并提出解决方案。

### 1 某 330 MW CFB 锅炉脱硝系统介绍

国内某工程 330MW CFB 锅炉 SNCR 脱硝系统还原剂采用 20% 浓度氨水,该锅炉基本特点和脱硝系统特点简述如下。

#### 1) 锅炉特点及脱硝喷枪安装位置

该锅炉系国内首台具有完全自主知识产权的 330 MW 级 CFB 锅炉,锅炉为“H”型结构,4 个分离器布置于锅炉两侧,每个分离器带一个外置床;单汽包、自然循环,露天布置。锅炉设计燃用当地贫煤,低位发热量 14.95 MJ/kg,该锅炉于 2014 年安装了 SNCR 脱硝系统,脱硝系统喷枪布置于 4 个分离器入口水平烟道的位置,每个分离器布置 6 支喷枪,共计 24 支喷枪,锅炉总图及脱硝系统喷枪安装位置如图 1 所示。

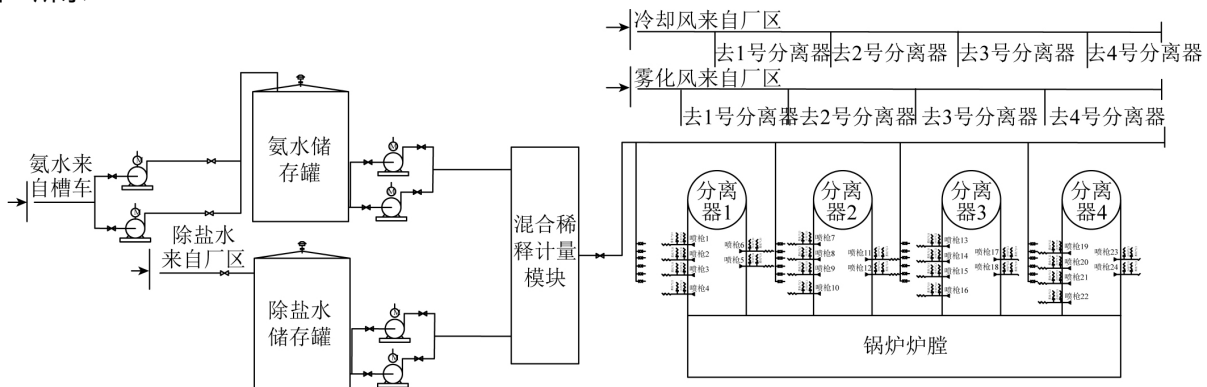


图 2 脱硝系统工艺流程

Fig. 2 The process of denitration system

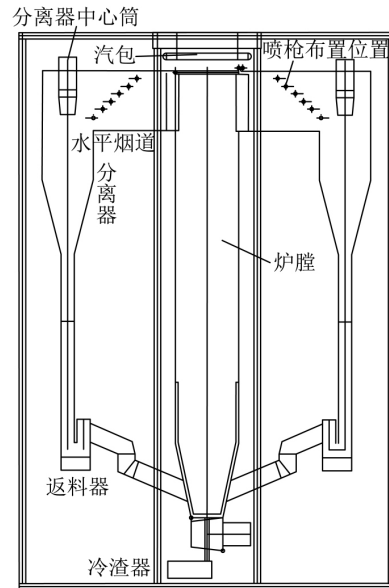


图 1 330 MW CFB 锅炉结构及脱硝喷枪布置

Fig. 1 The structure of the 330 MW CFB boiler and denitration spray gun

#### 2) 330 MW CFB 锅炉 SNCR 脱硝系统流程

该脱硝系统主要设计参数为:锅炉原始 NO<sub>x</sub> 排放浓度以 250 mg/m<sup>3</sup> 计算,氨氮比 (NSR) 按照 1.5 设计,还原剂耗量 (20% 浓度氨水耗量) 设计值为 900 kg/h,设计脱硝效率 70%,脱硝反应区温度 850 ~ 950 °C。

脱硝系统工艺流程如图 2 所示,脱硝系统主要由卸车系统、氨水储存供应系统、稀释混合计量系统及喷氨系统 4 个部分组成。还原剂从厂外采购进场,然后通过卸氨泵卸载进入氨水储存罐,由输送泵泵出,与稀释水泵送出的除盐水在线混合稀释并计量后,通过管道输送至炉前,通过喷氨系统喷入分离器入口烟道烟气中进行脱硝还原反应(喷枪设置雾化风和冷却风)。

## 2 SNCR 脱硝系统存在问题及对策分析

系统试运行主要试验数据对比见表1。

### 2.1 氨水耗量偏大的问题

1) 脱硝系统投运初期,在高负荷时发现氨水消

耗量偏大。经测试发现,锅炉原始  $\text{NO}_x$  排放随燃烧工况波动较大(主要是氧量),高出原设计值约  $50 \text{ mg/m}^3$ ,最高时达到  $350 \text{ mg/m}^3$ 。控制同样的排放指标,需要消耗更多的氨水。

基于此,对 CFB 锅炉进行了燃烧优化调整,在

表1 SNCR 脱硝系统优化前后试验数据对比

Table 1 Comparison of experimental data in the optimization of SNCR denitrification system

| 项目    | 工况<br>编号 | 负荷/<br>MW | 还原剂流量/<br>( $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ ) | 除盐水流量/<br>( $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ ) | 稀释后氨<br>水浓度/% | DCS 氧<br>量/% | 氨氮比<br>NSR | 脱硝后 $\text{NO}_x$ 浓度/<br>( $\text{mg} \cdot \text{m}^{-3}$ ) | 脱硝效<br>率/% | 氨逃逸/<br>$10^{-6}$ |
|-------|----------|-----------|--|--|---------------|--------------|------------|--|------------|-------------------|
| 改造优化前 | B1       | 199       | 0.35   | 1.00   | 4.88          | 6.59         | 0.79       | 140  | 50.00      | 0.30              |
|       | B2       | 252       | 0.94   | 1.65   | 6.89          | 7.50         | 1.34       | 170  | 48.48      | 1.50              |
|       | B3       | 276       | 1.19   | 2.80   | 5.64          | 6.87         | 1.56       | 182  | 48.00      | 2.00              |
|       | B4       | 290       | 1.30   | 2.10   | 7.27          | 6.11         | 1.58       | 166  | 55.14      | 2.15              |
|       | B5       | 300       | 1.51   | 3.10   | 6.20          | 5.58         | 1.79       | 165  | 55.41      | 4.88              |
|       | B6       | 300       | 2.21   | 4.00   | 6.75          | 5.56         | 2.61       | 163  | 55.95      | 1.10              |
| 改造优化后 | F1       | 200       | 0.35   | 2.0  | 2.78          | 7.74         | 0.74       | 78   | 77.71      | 0.2               |
|       | F2       | 255       | 0.95   | 2.72   | 4.88          | 6.20         | 1.46       | 82   | 76.57      | 1.0               |
|       | F3       | 272       | 1.21   | 3.38   | 4.97          | 5.40         | 1.74       | 73   | 79.14      | 0.9               |
|       | F4       | 290       | 1.30   | 2.30   | 5.11          | 5.54         | 1.64       | 83   | 76.29      | 1.82              |
|       | F5       | 300       | 1.46   | 3.56   | 5.34          | 5.02         | 1.80       | 87   | 75.14      | 2.45              |
|       | F6       | 300       | 1.76   | 4.30   | 5.48          | 4.49         | 2.24       | 56   | 84.00      | 2.51              |

注:还原剂指 20% 浓度氨水;稀释后氨水浓度即入炉氨水浓度。

保证锅炉正常运行前提下,对锅炉运行氧量、一二次风配比、上下二次风分配进行了调整,保证了 CFB 锅炉炉膛密相区的还原性气氛,使得氮与氧反应生成燃料型  $\text{NO}_x$  的量得到有效控制,从而在源头降低了锅炉  $\text{NO}_x$  排放值。锅炉运行氧量与脱硝效率的关系(250 MW 负荷,其他条件相同)如图3所示,在 250 MW 负荷时,保持脱硝系统运行条件相同,锅炉燃烧侧改变氧量运行;随着运行氧量的降低, $\text{NO}_x$  排放值逐渐降低,脱硝效率逐渐升高。

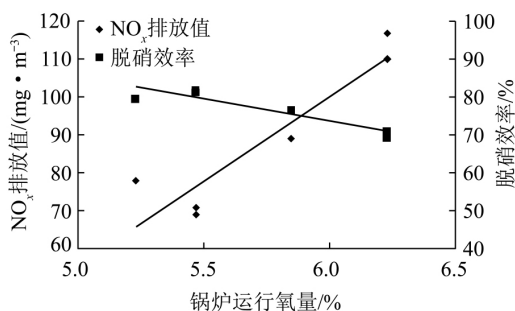


图3 锅炉运行氧量与脱硝效率的关系

Fig. 3 Relationship between oxygen and denitrification operation efficiency of boiler

2) 脱硝系统设计稀释后入炉氨水浓度约 5%,实际运行发现锅炉负荷大于 250 MW 时该浓度基本

合适;但是当负荷降低至 250 MW 以内时,如果仍然按照稀释至 5% 浓度控制,还原剂消耗量并未有明显降低。相反大幅降低氨水量,则  $\text{NO}_x$  指标失控。

经过调试对比发现,只降低氨水量不提高稀释水量,造成总的入炉氨水溶液量降低。这不利于氨水溶液在烟道内扩散,还原剂与烟气混合均匀性变差,影响脱硝效果;而在总的氨水溶液量有保证前提下,适当降低氨水耗量,提高稀释水比例(稀释后浓度控制在 3%),脱硝效果满意,同时也降低了 20% 浓度氨水耗量<sup>[11]</sup>。氨水浓度与脱硝效率的关系(200 MW)如图4所示,在 200 MW 左右低负荷时,入炉氨水浓度控制在 3% 左右更有利于提高脱硝效率(见表1,典型工况 B1 与 F1 的数据对比)。

### 2.2 脱硝效率偏低的问题

系统投运初期,发现脱硝效率偏低,系统效率在 40% ~ 50%,达不到设计值 70% 的要求;同时远低于同类工程的脱硝效率,在低负荷时情况尤为突出。

经过现场研究发现,主要是喷枪布置位置存在问题(同时也有喷枪雾化效果差、燃烧侧运行参数不合理等因素)。原喷枪位置布置时考虑水平烟道较长且存在积灰情况,喷枪在水平烟道两侧布置,且位置较高,呈对冲状。喷枪布置位置优化

示意如图 5 所示。

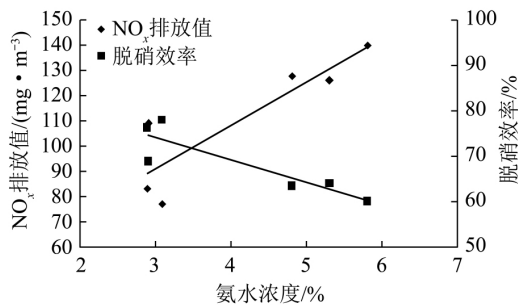


图 4 氨水浓度与脱硝效率的关系

Fig. 4 The relationship between ammonia concentration and denitrification efficiency

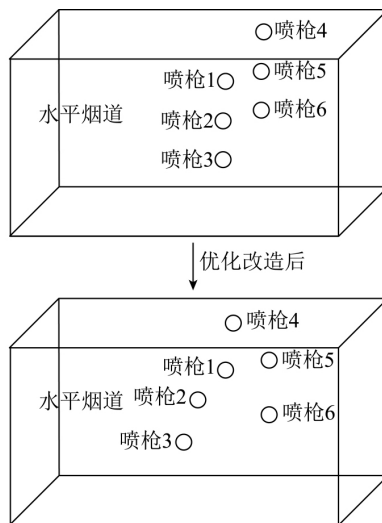


图 5 喷枪布置位置优化示意

Fig. 5 Position optimization of spray gun

经过优化布置,采用同截面错列对冲布置,并在水平烟道的顶部布置一只喷枪,达到烟道截面还原剂的全覆盖,从而保证喷入烟道还原剂和烟气的充分均匀混合。采用该布置方法后,脱硝效率明显提高,达到 70% 以上,同时节约了还原剂耗量,具体对比数据见表 1(典型工况 B5 与 F5 的对比)。

### 2.3 氨逃逸偏高问题

SNCR 脱硝过程若还原剂不能充分利用,会造成氨逃逸。 $\text{NH}_3$  是高挥发性和有毒物质,氨的逃逸会造成新的环境污染,国家环保相关法规和技术规范(HJ 563—2010, GB 14554—1993) 要求逃逸氨浓度小于  $8 \text{ mg/m}^3$ <sup>[12-13]</sup>。同时,氨逃逸后容易和烟气中  $\text{SO}_3$  结合形成硫酸氢氨或硫酸氨,黏附在灰尘中,附着在烟道尾部的空预器上,造成空预器堵塞甚至腐蚀。所以,SNCR 脱硝系统氨逃逸值愈低愈好。试运中发现氨逃逸量不稳定,在  $4 \sim 10 \text{ mg/m}^3$  波动,甚至存在超标现象,同时伴有脱硝效率偏低、氨水消

耗量大的问题。

1) 喷枪雾化空气压力偏低,原喷枪设计雾化空气压力 0.45 MPa,实际检查发现系统压力最低时仅 0.25 MPa,是由于雾化空气管道入口滤网堵塞所致。雾化空气压力低、流量小导致喷枪雾化效果差,还原剂不能与烟气充分混合,一部分还原剂随烟气直接排放,进而导致脱硝效率低、氨水耗量大、氨逃逸量增加。

2) 喷枪枪头堵塞,系统运行中对流量显示偏低的部分喷枪进行了检查。发现喷枪脏污堵塞现象,造成喷枪雾化效果差,并影响脱硝效果。经现场查看分析,是由于系统管道残留物和氨水携带的杂质造成,后期加强系统管道排污、氨水品质控制,并定期检查喷枪雾化效果(每周一次),问题得到解决。

通过采取以上措施,系统脱硝效率明显提高,氨逃逸量显著降低并保持稳定(见表 1 工况 F1 ~ F6,  $\text{NH}_3$  逃逸值可以控制在  $3 \text{ mg/m}^3$  以内)。

## 3 结 语

本工程应用实例表明,CFB 锅炉 SNCR 脱硝系统的设计及运行中,喷枪布置位置选择、氨水稀释浓度控制、喷枪雾化效果都是重要因素,应重点考虑。同时,CFB 锅炉本身具有低氮燃烧的特性,可以在锅炉燃烧过程中进行优化,从源头控制  $\text{NO}_x$  的生成量,从而节约脱硝成本。CFB 锅炉作为资源综合利用电站的首选,是煤粉炉发电机组的有效补充,控制  $\text{NO}_x$  的排放仍是今后一项重要而紧迫的任务。随着国家环保标准的日益严格,SNCR 脱硝技术将会在 CFB 脱硝领域朝着超净排放方向进一步发展。

### 参考文献:

- [1] 中国国家统计局. 2013 年度国家数据 [EB/OL]. [2015-10-08]. <http://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01&zb=A0C05&sj=2013>.
- [2] GB 13223—2011 火电厂大气污染物排放标准[S].
- [3] 孙献斌,黄中. 大型循环流化床锅炉技术与工程应用[M]. 北京:中国电力出版社,2009:3-6.
- [4] 蒋敏华,肖平. 大型循环流化床锅炉技术[M]. 北京:中国电力出版社,2009:2-5.
- [5] 宋连华,刘继民,许衍,等. 循环流化床(CFB)锅炉脱硝研究[J]. 山东交通学院学报,2013,21(2):77-80.  
Song Lianhua, Liu Jimin, Xu Yan, et al. Denitration Analysis for CFB Boilers[J]. Journal of Shandong Jiaotong University, 2013, 21(2):77-80.

(下转第 104 页)

- 油钻探技术 2011 39(3):17-23.  
Jiang Shu. Geological theory innovations and advances in drilling and completion technology for shale gas development [J]. Petroleum Drilling Techniques 2011 39(3):17-23.
- [2] 何金先,段毅,张晓丽,等. 贵州地区下寒武统牛蹄塘组黑色页岩地质特征及其油气资源意义[J]. 西安石油大学学报(自然科学版) 2011 26(3):37-42.  
He Jinxian, Duan Yi, Zhang Xiaoli, et al. Lower cambrian series cattle hoof black shale geologic feature oil and gas resources significance in Guizhou area [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition) 2011 26(3):37-42.
- [3] 董大忠,邹才能,杨桦,等. 中国页岩气勘探开发进展与发展前景[J]. 石油学报 2012 33(1):107-114.  
Dong Dazhong, Zou Caineng, Yang Hua, et al. Progress and prospects of shale gas exploration and development in China [J]. Acta Petrolei Sinica 33(1):107-114.
- [4] 胡文瑞. 贵州页岩气评价的示范意义[J]. 中国石油石化 2012(10):32.  
Hu Wenrui. The set an example of shale gas estimated in Guizhou Province [J]. Chian Petroleum and Petrochemical 2012(10):32.
- [5] 李俊良,谢瑞永,游君君,等. 贵州黔北地区页岩气成藏条件与勘探情景[J]. 中国矿业 2012 21(2):55-59.  
Li Junliang, Xie Ruiyong, You Junjun, et al. Reservoir forming condition and exploration prospect of shale-gas in Guizhou qianbei area [J]. China Mining Magazine 2012 21(2):55-59.
- [6] 卢树藩,陈厚国,安亚运. 黔南寒武系渣拉沟组页岩气地质条件分析[J]. 贵州地质 2013 30(3):198-202.  
Lu Shupan, Chen Houguo, An Yayun. Analyses on geological condition of shale gas of zhalagou formation cambrian system in south guizhou [J]. Guizhou Geology 2013 30(3):198-202.
- [7] 张鹤林. 贵州页岩气开发前景看好: 黔东南等地区具找矿潜力 [EB/OL]. (2011-12-20) [2015-10-22]. [http://www.mlr.gov.cn/xwdt/dfdt/201112/t20111220\\_1047371.htm](http://www.mlr.gov.cn/xwdt/dfdt/201112/t20111220_1047371.htm).  
Zhang Helin. The shale gas development prospect look to further increase southeast of guizhou province to look for potential [EB/OL]. (2011-12-20) [2015-10-22]. [http://www.mlr.gov.cn/xwdt/dfdt/201112/t20111220\\_1047371.htm](http://www.mlr.gov.cn/xwdt/dfdt/201112/t20111220_1047371.htm).
- [8] 武音茜,金中国,蔡贤德. 贵州页岩气资源潜力评价与开发思考[J]. 矿物学报 2012 32(4):569-575.  
Wu Yinqian, Jin Zhongguo, Cai Xiande. Evaluation on resource potential and thoughts on exploitation of shale gas from guizhou province china [J]. Acta Mieralogica Sinica 2012 32(4):569-575.
- [9] 贵州省能源局油气处. 贵州省能源局张应伟局长率队调研我省煤层气勘探开发及“十三五”能源发展规划 [EB/OL]. (2015-04-07) [2015-10-22]. <http://www.gzcoal.gov.cn/article.jsp?id=5809&itemId=12>.  
Bureau of energy oil gas in Guizhou Province. Zhang Yingwei investigate and survey Coalbed Methane exploration and development & energy development and planning for Thirteen five years [EB/OL]. (2015-04-07) [2015-10-22]. <http://www.gzcoal.gov.cn/article.jsp?id=5809&itemId=12>.
- [10] 宋继伟,李勇. 贵州省页岩气调查井施工工艺 [J]. 探矿工程(岩土钻掘工程) 2013 40(8):26-30.  
Song Jiwei, Li Yong. Summary of shale gas investigation well construction technology in Guizhou province [J]. Exploration Engineering (Rock Soil Drilling and Tunneling) 2013 40(8):26-30.
- [11] 郭思刚,梁国伟. 大方地区页岩气采集参数试验分析 [J]. 油气藏评价与开发 2011 1(5):72-75.  
Guo Sigang, Liang Guowei. Experimental analysis of acquisition parameters of shale gas in Dafang area [J]. Reservoir Evaluation and Development 2011 1(5):72-75.
- [12] 李岩,牟博佼. 国外页岩气开发实践对我国的启示 [J]. 中国矿业 2013 22(3):4-7.  
Li Yan, Mu Bojiao. Lessons of foreign development practices of shale gas for China [J]. China Mining Magazine 2013 22(3):4-7.

## (上接第89页)

- [6] 张洁,马骏彪,胡永峰,等. 选择性催化还原法烟气脱硝关键技术分析 [J]. 华电技术 2010 32(12):71-74.  
Zhang Jie, Ma Junbiao, Hu Yongfeng, et al. Selective catalytic reduction process of flue gas denitration key technical analysis [J]. Huadian Technology 2010 32(12):71-74.
- [7] 刘丽梅,韩斌桥,韩正华. 燃煤锅炉 SNCR 脱硝系统常见问题及对策 [J]. 热力发电 2010 39(6):65-67.  
Liu Limei, Han Qiaobin, Han Zhenghua. Common problems appeared in SNCR denitrification system of coal-fired boilers and countermeasures [J]. Thermal Power Generation, 2010, 39(6):65-67.
- [8] 李力. 吉林白山煤矸石发电有限公司 CFB 锅炉脱硝系统调试报告 [R]. 北京: 中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司 2013:3-4.  
Li Li. Jilin Baishan Coal Power CO., LTD. CFB boiler denitration system commissioning report [R]. Beijing: Huaneng Clean Energy Research Institute 2013:3-4.
- [9] 张继瑞. 秦皇岛秦热发电有限公司 CFB 锅炉脱硝系统调试报告 [R]. 北京: 中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司, 2013:6-8.
- [10] 赵鹏勃. 辽宁沈煤红阳热电厂 1、2 号炉脱硝系统调试报告 [R]. 北京: 中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司 2014:2-3.
- [11] 赵鹏勃. 中电投江西电力有限公司分宜发电厂 9 号炉脱硝系统调试报告 [R]. 北京: 中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司 2015:2-4.
- [12] GB 14554—1993 恶臭污染物排放标准 [S].
- [13] HJ 563—2010 火电厂烟气脱硝工程技术规范选择性非催化还原法 [S].