

中国燃煤电站脱硫和脱硝技术现状与发展

中国电力投资集团公司

1 中国燃煤发电厂主要大气污染物排放现状和面临的形势

中国是以煤炭作为主要一次能源生产电能的国家。2003 年,中国发电装机容量为 384.5GW,其中火电装机容量约为 285.6GW,占 74.3%。根据电力发展规划,2010 年全国发电装机容量将达到 580 GW 左右,其中火电 380 GW,占 65.5%。2020 年全国发电装机容量达到 900 GW 左右,其中火电 580 GW,占 64.4%。2030 年,全国火电装机容量占有率仍将保持在 58%左右。在未来 30 年间,虽然煤电所占比重将逐年有所下降,但其在电源结构中的主导地位不会改变。

燃煤发电在给中国电力工业快速发展提供有力保证的同时,也给环境造成巨大的压力。这是中

国电力工业可持续发展当前面临的主要问题。2002 年发电锅炉直接燃烧的煤炭占中国煤炭消费量的 49.12%,而且比例还在逐年增加。煤炭燃烧产生大量烟尘、二氧化硫(SO₂)、氮氧化物(NO_x)等污染物,这些污染物直接排入大气,破坏生态环境。表 1 为 2000 年和 2002 年中国燃煤电厂的烟尘、二氧化硫(SO₂)、氮氧化物(NO_x)排放量和 1999 年日本电厂上述主要污染物排放量的有关数据[1]。从该表可以计算出:在两年间,燃煤发电排放的烟尘、SO₂ 分别减少了 12.9%,7.9%,NO_x 增加了 10.8%;SO₂ 虽然减少了 7.9%,但每年燃煤电厂 SO₂ 排放的绝对量在 800 万吨以上。与日本火电厂相比,2000 年度中国燃煤发电机组 SO₂、NO_x 实际排放水平分别比日本 1999 年的排放水平分别高出 7.81 和 3.96 g/kWh。

表 1 中国火电厂的烟尘、SO₂ 和 NO_x 排放量以及与日本排放量的比较

年份	火力发电量 (TWh)	烟尘排放量 (万吨)	SO ₂ 排放量 (万吨)	NO _x 排放量 (万吨)
2000	1092	310	890	460
2002	1342	270	820	520
2000 (中国)		----	8.03 (g/kWh)	4.23(g/kWh)
1999 (日本)		----	0.22 (g/kWh)	0.27(g/kWh)

中国现在装机容量已居世界前列,随着国民经济快速发展,对电力的需求增长量巨大,致使 2000 年中国的 SO₂ 和 NO_x 等破坏臭氧层物质的排放绝对量均居世界第一位^[2]。

1998 年,中国燃煤电厂排放的 SO₂ 占当年全国 SO₂ 排放总量的 1/3 左右,到 2000 年增至 40%^[3]。2002 年全国火电厂的 SO₂ 排放量达到 820 万吨。可以预见,随着煤炭转换成电力比重的提高,火电厂排放的 SO₂ 占排放总量的比例还将提高。燃煤排放的 SO₂ 是导致酸雨的主要原因之一。目前,中国继欧洲和北美之后成为世界第三大酸雨区。酸雨区已覆盖西南、华南、华中和华东大部分地区,平均降水 pH 值低于 5.6 的地区占国土面积的 40%左右,

造成的经济损失每年几千亿元^[4]。

中国燃煤电站 NO_x 排放的现状是:1991 年 193 万吨,1995 年 265 万吨,2000 年 469 万吨,2002 年 520 万吨。预计到 2010 年将达到 550 万吨。如果按燃煤电厂目前的排放情况,只控制了 SO₂ 的排放,而不采取有效的烟气脱硝技术控制 NO_x 的排放,2010 年以后的 5-10 年,NO_x 排放总量将会超过 SO₂,成为电力行业的第一大酸性气体污染排放物。

中国政府历来重视燃煤电厂污染物排放所造成的环境污染问题。根据国民经济可持续发展的需要,国家环保法规对火电厂 SO₂ 和 NO_x 排放限制越来越严格。近十年,国家先后两次制定和修改了火电厂大气污染物排放标准;2003 年,又根据 2000

年 9 月修正颁布的《大气污染防治法》，制定了新的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-003)，并于 2004 年 1 月 1 日实施。新标准对上述出自燃煤电厂的三种大气污染物排放的限制更加严格。发电企业依据国家环保法规对新建机组增加了脱硫装置，并制定了环保改造计划，对已运行机组有计划的改造，满足国家对污染物排放总量的控制要求。

2 中国燃煤发电厂脱硫技术的现状与发展

2.1 燃煤电站的二氧化硫控制概况

为了解决二氧化硫造成的污染问题，中国政府除制定了相应法规外，还在全国几十个省市划分了二氧化硫和酸雨污染控制区（即“两控区”），实行对二氧化硫排放收费的原则，并在“两控区”内实行污染物排放总量控制；同时，还推出了一系列环保优惠政策（如将企业缴纳的 90% 二氧化硫排放费返还给企业用于治理，对进行二氧化硫治理的项目提供贴息贷款等）；要求对新建燃煤机组配备烟气脱硫装置，对污染严重地区的已运行火电机组进行改造、加装脱硫装置。这一系列政策、措施促进了企业的二氧化硫治理工作，并取得一定效果。在“十五”期间，中国可完成近 30GW 的火电机组配备烟气脱硫装置，“十一五”期间将会有更多的机组配备安装烟气脱硫装置。目前，国内烟气脱硫技术国产化已取得重大进展，具备了承包建设大型燃煤电站烟气脱硫装置的工程实力，烟气脱硫产业已初具规模。近几年，国内单机容量 50-600MW 的烟气脱硫招标工程，全部由国内脱硫公司中标。

据统计^[5]，到 2003 年底已经建成投产和立项建设配有脱硫装置机组的总容量为 35155MW，其中 2003 年立项建设的机组容量为 21980MW；新建机组占 58%，老机组改造占 42%。未来 5 年每年将新增配有脱硫装置的火电机组 20000MW 以上。SO₂ 排放量迅速增长势头基本得到了控制。按照国家环保规划，在新增发电装机容量年均增长率 6.2% 的前提下，2010 年全国燃煤发电机组 SO₂ 的排放总量为 800 万吨，比 2000 年降低 10.1%。预计在未来的几年内，国内电力行业的脱硫产业将会进入一个较快的发展时期。

国际上控制 SO₂ 排放的方法有上百种。国外燃煤电厂已经实现工业应用的工艺主要有 9 种：湿法烟气脱硫技术，喷雾干燥法，烟气喷氨吸收法，炉内喷钙+尾部烟气增湿法，烟气循环流化床-悬浮吸

收法，NID 脱硫技术，海水脱硫法，活性炭吸收法和电子束脱硫法。目前，得到广泛应用的有四种，即：湿法烟气脱硫技术、烟气循环流化床脱硫技术、海水脱硫技术和活性焦脱硫技术。

2.2 燃煤电站的烟气脱硫技术

2.2.1 湿法烟气脱硫技术

自 20 世纪 60 年代末湿法烟气脱硫技术出现以来，经过不断的改进和发展，石灰石-石膏法脱硫工艺已成为烟气脱硫技术中技术最为成熟，应用最为广泛的脱硫技术，目前占全球脱硫装机总容量的 85%。

湿法脱硫技术的核心装置——反应塔，是脱硫厂商研究改进的关键技术。通过提高烟气流速、均匀塔内流体分布、提高喷嘴雾化效果、强化气液传质过程、减少反应时间等技术手段，使反应塔结构紧凑、高度降低、系统简化，从而达到节省投资、减少占地面积、提高运行性能、减少运行费用、方便维护等目标。湿法脱硫技术的发展趋势为：由早期的填料塔向喷淋空塔、喷淋筛板组合塔直至喷淋高速塔、液柱塔、鼓泡塔发展。

目前，中国已经引进的吸收塔主要有喷雾式吸收塔、喷雾/筛板式吸收塔、液柱式吸收塔、鼓泡式吸收塔。典型的工程为北京第一热电厂、重庆珞璜发电厂、太原第一热电厂等，还有大量的正在建设中的工程项目，均将在 2~3 年内相继投产运行。

2.2.2 烟气循环流化床脱硫技术

循环流化床烟气脱硫技术具有良好的发展前景，与湿法脱硫相比，系统简单、造价低廉、结构紧凑、占地面积小、节水，适合于 50MW-300MW 级的燃煤机组，特别对场地窄小的老机组改造和缺水地区具有很大优势。在国际上，比较成熟的烟气循环流化床技术有，德国鲁奇公司(Lurgi)、的 CFB 技术、丹麦的 FLS.miljo 公司的旋转喷雾技术、德国沃尔福(wulff)公司的 RCFB 技术以及 Alstom 公司的 NID 技术。中国对以上几种技术均有引进并进行了工程实施，主要工程有云南小龙潭电厂、浙江衢州化工厂、广州恒运发电厂。从已投产运行的装置看，Alstom 公司的 NID 技术具有更好的运行可靠性和较好的技术经济指标。

2.2.3 海水脱硫技术

利用海水的天然碱度来脱除 SO₂ 的海水脱硫技术具有脱硫效率高（可达 95%）、工艺简单、投资和运行费用低、无结垢、堵塞问题等优点，但仅适

用于沿海电厂且占地面积大。Alstom 公司的海水脱硫技术在全球具有较好的工程业绩，深圳西部电厂为该技术在我国的示范工程，投产以来运行良好。青岛电厂的海水烟气脱硫工程正在建设之中。

2.2.4 活性焦炭脱硫技术

活性焦炭脱硫技术是上世纪 60 年代发展起来，以物理-化学吸附原理为基础的干法脱硫技术，具有吸附容量大、吸附过程和催化转换动力快的优点。吸附过二氧化硫的活性焦炭再生后可重复使用，还可获得硫酸、液体二氧化硫和单质硫等副产品。90 年代初，我国豆霸电厂建成 5000 Nm³/h 的活性焦炭脱硫中试装置，在 1997 年建成 100000 Nm³/h 的烟气处理装置。实践证明，这套装置运行费用低，投资少。但由于设备腐蚀严重，没有得到推广。目前该技术存在的主要问题是降低活性焦炭的制备成本、提高硫资源回收率。因此，研制高活性、高强度、低价格活性焦炭的新生产工艺成为关键。

2.3 脱硫技术的选择

中国地域广大，各地区煤种和环境差异性很大。对于烟气脱硫技术的选择要综合考虑技术的特点和煤种特性、机组容量、周边环境、资源利用及环保法规的具体要求。

从机组容量分析，对于大机组尽量采用湿法脱硫技术，中小型机组可以选择投资相对较低的干法脱硫技术；我国西部地区缺水较为严重，应选择较小耗水量的脱硫技术，比如：NID 脱硫技术、循环流化床烟气脱硫技术、活性焦炭脱硫技术；对于场地窄小的中小型改造机组，NID 脱硫技术无疑是较好的选择；另外，对于石膏副产品利用经济性较差的地区，可以采用湿法-副产品抛弃法，以降低投资和运行费用。

3 燃煤电厂脱硝技术的分析和中国的发展路线

在燃煤发电厂氮氧化物(NO_x)生成物中，通常燃料型 NO_x 占 75%，热力型 NO_x 占 25%。但对运行在很高温度下的旋风炉和其他锅炉，这种比例是不同的，而且热力 NO_x 的比例可能会大大高于燃料 NO_x 的比例。燃料的含氮量、燃烧采用的过剩空气量，燃料和空气的混合程度、火焰温度以及在该温度下停留时间等因素决定了烟气中的 NO_x 含量。

控制氮氧化物排放的方法分为两大类：1) 低 NO_x 燃烧技术--在燃烧过程中控制氮氧化物的生成；2) 烟气脱硝技术--使生成后的氮氧化物还原。

第一类的技术有：低 NO_x 燃烧器 (LNB)、空气分级法的紧密耦合燃尽风 (CCOFA) 和分离燃尽风 (SOFA)，以及燃料和空气都分级的燃料 (包括煤粉) 的再燃技术 Rebruning) 等。第二类技术包括选择性催化还原技术 (SCR) 和选择性非催化还原技术 (SNCR)，以及 SNCR/SCR 的组合技术。

我国低 NO_x 燃烧技术工作起步较早而脱硝工作也已经起步。目前，国内新建的 300MW 及以上火电机组已普遍采用 LNB 技术。对现有 100-300MW 机组也开始进行 LNB 技术改造。已立项攻关的 (CCOFA) 和分离燃尽风(SOFA)以及超细煤粉的再燃技术 (MCR)，已处于现场实验和设计施工阶段。烟气脱硝(SCR、SNCR 以及 SNCR/SCR) 技术正积极与外商合作，加紧进行可行性研究，争取早日立项实施。

3.1 几种脱硝技术的分析

3.1.1 LNB 技术

采用 LNB 技术，只需用低 NO_x 燃烧器替换原来的燃烧器，燃烧系统和炉膛结构不需作任何更改。因此，它是在原有炉子上最容易实现的最经济的降低 NO_x 排放的技术措施。其缺点是，单靠这种技术无法满足更严格的排放法规标准。因此，LNB 技术应该和其他 NO_x 控制技术联合使用。在国外，LNB 技术通常和烟气脱氮技术联合使用。

3.1.2 CCOFA 和 SOFA 技术

CCOFA 和 SOFA 属于空气垂直分级供给的燃烧技术。CCOFA 和 SOFA 技术分别通过与现有燃烧系统端部风出口相毗邻和隔一段距离设置燃尽风口，把燃烧需要的一部分空气送入炉膛，实现二次燃烧。这种供风方式与低 NO_x 同心偏置风 (CFS) 系统结合，可以使 NO_x 减排 20%~50%，而系统的材料费用为 1\$/kW (200MW 机组) 到 10\$/kW。NO_x 减排效率高于 LNB 系统，需要对现有的供风系统和炉膛进行一定程度的改造。

3.1.3 再燃技术

再燃技术是将锅炉炉膛分成三个区域：主燃区、再燃区和燃尽区。主燃区供入全部燃料的 70%~90%，采用常规的低过剩空气系数 ($\alpha \leq 1.2$)；与主燃区相邻的再燃区，只供给 10%~30% 的燃料，而不供入空气，保证了该区的还原性气氛 ($\alpha = 0.8-0.9$)。在此区域内，来自主燃区生成的 NO_x 与再燃燃料分子破裂生成的碳氢化合物碎片产生还原反应，生成 N₂ 分子；与再燃区相连的燃尽区

只供入燃尽风,其作用是将未燃烧的 CO 和飞灰中的碳燃烧掉。此区采用正常的过剩空气 ($\alpha=1.1$)。为了减少未完全燃烧损失,通常采用天然气或平均粒径小于 43 微米的超细煤粉 (Micronized Coal) 作为再燃燃料。超细煤粉再燃 (MCR) 技术的关键是煤粉的超细化和创造再燃区的还原性气氛。采用 MCR 技术时,需要对原燃烧和制粉系统以及炉子进行较大的改造,添置超细煤粉磨煤机和/或动态分离器。成本通常为 \$10-30/kW。再燃技术的脱硝效率一般为 40%, 最高达 50%。

3.1.4 SCR 和 SNCR 技术

SCR 和 SNCR 技术都是通过向烟气中喷入氨或尿素等还原剂,使烟气中的氮氧化物 (NO_x) 还原为无害的水和氮气 (N_2)。SCR 技术采用催化剂加速 NO_x 的还原反应,反应温度较低 ($300\sim 450^\circ\text{C}$),可将还原剂喷入锅炉尾部烟道中。此工艺的脱硝效率可达 90%以上。但需要场地,用来安装有催化剂的反应塔、氨水喷淋装置和附属设备。初装费和运行费用较高,约 $40\sim 60\$/kW$ 。SNCR 技术不用催化剂,喷入还原剂,直接将 NO_x 还原成氮气。要求很高的反应温度 ($900\sim 1100^\circ\text{C}$),因此还原剂要喷入锅炉炉膛上部和水平烟道,效率一般为 $30\sim 40\%$,工程造价约 $5\sim 10/kW$ 。值得注意的是,SNCR 应用的条件相对苛刻:首先,烟气与还原剂在适用的 $900\sim 1100$ 温度范围内充分混合和反应,应有 1 秒或更长的停留时间。其次,对燃用高硫煤种有一定的限制。因为在上述温度范围未反应 NH_3 将与燃烧产物中的 SO_3 反应生成硫酸氢铵 [NH_4HSO_4],会粘结在空气预热器或其他下游部件上,造成堵塞和腐蚀,影响机组正常运行。最后,会发生由于与 NO_x 不完全反应而导致的氨的逃逸现象,不仅产生刺鼻的气味和白色的氯化铵烟雾,而且氨吸附在飞灰上,使灰尘的处理和利用变得困难。目前,SCR 技术占国际上所采用的烟气脱硝技术的绝大部分。在采用烟气脱硝技术的发达国家中,烟气脱硝技术的应用情况也不尽相同。选择 SCR 技术还是选择 SNCR 技术,受各国家的环保排放标准、有关产业政策和运行经济性等因素影响。

3.1.5 LNB、SCR 和 SNCR 三种脱氮技术的比较

根据国外的实践经验 (6),在 LNB、SCR 和 SNCR 三种脱氮技术中,SCR 技术脱硝效率最高,可达 90%, NO_x 排放浓度可降到 $200\text{ mg}/\text{Nm}^3$ 以下。低 NO_x 燃烧器技术和 SNCR 脱硝技术脱硝效率较

低,一般为 40%左右,最高也只能达到 65%。SCR 技术的工程造价为约 $40\sim 60\$/kW$,总运行成本最高。SNCR 技术的工程造价约 $5\sim 10\$/kW$,最低,总运行成本居中;而 LNB 技术的工程造价约为 $8\sim 12\$/kW$,稍高于 SNCR 技术,总运行成本最低。在发达国家,LNB 燃烧器技术是最先得到普遍应用的,紧接着是烟气脱硝技术。日本从 20 世纪 80 年代初开始商业应用烟气脱硝技术;德国从 20 世纪 80 年代中期开始在中、低含硫量的燃煤电站锅炉上采用烟气脱硝技术;美国从 20 世纪 90 年代才开始在使用中、高含硫量的燃煤锅炉上进行烟气脱硝项目示范研究和商业应用。到 20 世纪 90 年代初,日本和德国的配有烟气脱硝装置的装机容量分别都已超过了 30GW。目前配有烟气脱硝装置的发电机组单机最大装机容量超过了 1000MW。

3.2 我国燃煤电站 NO_x 排放控制的技术路线

现阶段中国应采取的技术路线是:大力普及低 NO_x 燃烧器 (LNB) 技术,积极开发和示范空气分段供给的燃烧 (CCOFA 和 SOFA) 技术和超细煤粉再燃 (MCR) 技术,推进各种烟气脱硝技术 (SCR、SNCR、SNCR/SCR 混合) 的中、外合作工作并实现烟气脱硝技术的国产化。

(1) 由于 LNB 燃烧技术相对简单、改造和运行费用低。目前国内新建的 300MW 及以上火电机组已普遍采用 LNB 技术。现有 100-300MW 机组也开始进行 LNB 技术改造。目前应该在各种机组上大力普及 LNB 技术并促进 LNB 技术的国产化。但 LNB 技术只能达到 40%左右的脱硝效率。根据对国内燃煤电站机组的调查结果,采用 LNB 技术、燃煤挥发份低于 10%的煤粉锅炉 NO_x 排放浓度仍高达 $1000\text{ mg}/\text{Nm}^3$ 左右,液态排渣煤粉锅炉的 NO_x 的排放浓度更高。这不仅比国外同类机组的排放水平高出很多,而且也不能满足燃煤电厂新的排放标准要求。因此,还需要积极推进其它各种 NO_x 控制技术的应用。

(2) 积极开发和示范适合中国国情的其它低 NO_x 燃烧技术。如空气分级燃烧技术 (CCOFA, SOFA 等),在充分调查和现场实验的基础上,现有机组可以进行上述低 NO_x 燃烧技术改造。在国外,再燃技术的再燃燃料通常选用气体燃料和液体燃料。但我国的具体情况是气体燃料和液体燃料缺乏,为适应国情,我们选择超细煤粉作为再燃燃料。由于超细煤粉再燃 (MCR) 技术对现有机组改动较大,

应在煤粉超细化 (MCR) 技术问题解决基础上, 根据实验和模化研究的结果, 选好设计参数, 进行设计和锅炉改造。然后作好示范工程, 取得经验后推广。

(3) 在处于环保空间已满的地区和有经济承受能力新建的燃煤大型超临界机组 (600MW) 上, 安装国外的 SCR 烟气脱硝设备。因为 SCR 系统的脱硝效率在 90% 以上, 氨的逃逸量小。虽然初投资较高, 但可一步达到新环保标准的要求。从长远上考虑, SCR 应该是我国烟气脱硝的基本技术。在 SCR 工艺中, 开发适合我国国情的催化剂是关键。目前, 对位于经济发达、环保排放指标较严格城市的燃煤电厂来说, 应首选 SCR 烟气脱硝技术。首先建设示范工程, 然后推广应用。这既解决了这些城市的已建电厂的 NO_x 排放的污染问题, 也为 SCR 的大型化和产业化奠定基础。

4) SNCR 烟气脱硝技术具有投资少、运行成本低和不需要很大的场地的优点, 但混合、温度、停留时间和还原剂喷入方式等限制条件较多, 脱硝效率不高, 需要严格控制氨的逃逸量。该技术可以在现有燃烧低硫煤电厂的中小型机组试验应用。对于那些已经装备有低 NO_x 燃烧器的、NO_x 排放基线不高的电厂, 采用 SNCR 技术还可将 NO_x 浓度降低 40%。可以满足现阶段环保标准的要求。

(5) SNCR/SCR 组合技术。由于 SCR 技术的初投资高, 新建电厂难以承受时, 可以采取在 SNCR 脱硝效果的基础上, 再加上 SCR 脱硝技术。SNCR/SCR 组合技术是把 SNCR 工艺中喷入炉膛还原剂所发生的还原反应与 SCR 工艺利用逃逸氨与 SCR 工艺中催化反应结合起来, 进一步脱除 NO_x。这种组合技术可以将采用低 NO_x 燃烧技术后锅炉出口 NO_x 排放浓度而再降低 50~60% 左右, 氨的逃逸量小于 5 mg/Nm³。初投资只需 SCR 的一半左右。混合技术适用于资金不是很充足的新建大型燃煤机组。

4 结语

今后 30 年, 燃煤发电机组仍然是中国发电的主力机组。为了实现电力工业的可持续发展, 必须推广和应用烟气脱硫和脱硝技术, 以减少 SO₂ 和 NO_x 的排放。

经过十多年的发展, 中国燃煤电厂的脱硫工作取得了显著成效, SO₂ 排放量迅速增长的势头基本

得到了控制。烟气脱硫技术国产化取得了重大进展, 中国的脱硫产业已初具规模。在未来的几年内, 燃煤电厂的脱硫工作将会有较大的进展。中国电力投资集团公司系统目前在建脱硫项目 6 台 (套), 已列入技改建设计划的 14 台 (套), 新建火电机组全部考虑进行脱硫。

燃煤电站烟气脱硫技术的选择要综合考虑技术特点和应用机组具体环境条件和环保法规的具体要求。大容量机组尽量采用湿法脱硫技术, 而中小型机组则可以选择投资相对较低的干法脱硫技术; 我国西部地区缺水较为严重, 应选择较小耗水量的 NID 脱硫技术、循环流化床烟气脱硫技术、活性炭脱硫技术。

中国燃煤电厂的脱硝工作已经起步。近年来, 低 NO_x 燃烧器技术得到了较为广泛的应用; 今后在大力普及低 NO_x 燃烧器技术的同时, 积极进行其他脱硝技术的引进、消化和示范工作。对于有条件的新建大型燃煤机组, 应把使用低 NO_x 燃烧技术和烟气脱硝技术作为主要脱硝手段; 环保要求严格的老机组改造应使用选择性催化还原技术 (SCR)。努力研究和开发适合中国国情的包括选择性催化还原技术 (SCR) 和选择性非催化还原技术 (SNCR) 在内的效率更高的烟气脱硝技术。

参考文献

- [1] 国家电站燃烧工程技术中心和美国燃料技术公司, 崂山电厂 600MW 燃煤发电机组烟气脱硝示范工程项目可行性研究报告, 2005.5
- [2] 中国国电集团公司科技环保部, 国电环境保护研究所, 发展清洁能源 促进可持续发展, 电力环境保护, 2003, 19 (2), 1-4
- [3] 朱法华, 谭国柱, 西布大开发与电力工业可持续发展, 中国电力, 2001, (1) 1-5
- [4] 秦大河, 张坤民, 牛文元. 中国人口资源环境和可持续发展, 新华出版社, 2002
- [5] 李振中, 中国电站环保现状与发展, 国家电站燃烧工程技术中心, 2004.5
- [6] Stuart Dalton, US Industry Experience Overview of NO_x and SO₂ Control, 中美低氧
- [7] 化氨燃烧和二氧化硫控制研讨会资料汇编, 中国国家电站燃烧工程研究中心, 1-26.