

SCR 脱硝工艺

烟气脱硝装置分为选择性催化还原（SCR）脱硝，选择性非催化还原（SNCR）脱硝和同步脱硫脱硝等类型。目前绝大部分都用（SCR）脱硝法，（SCR）脱硝法仅占5%，少数燃煤电厂采用活性焦同步脱硝脱硫法进行烟气脱硝。

选择性催化还原系统的系统又催化剂反应器、催化剂和氨储存和喷射系统所组成。催化剂反应器在锅炉烟道中的布置有两种可行方案：

- ① 锅炉省煤器后，空气预热器前温度约为350℃左右的位置（以下简称前置式布置）。
- ② 布置在 FGD 之后（以下简称后置式布置）

当锅炉尾部烟道装有湿法脱硫装置时，可将催化剂反应器装于 FGD 之后，使催化剂工作在无尘、无 SO₂ 的烟气中，故可采用高活性催化剂，并使反应器布置紧凑，但由于烟气温度低（50—60℃），难以达成催化剂的工作温度，因此，须在烟道内加装燃油或燃气的燃烧器或蒸汽加热器来加热烟气，从而增长了能源消耗和运营费用。目前采用最多的布置方式是前置式布置。

目前市场广泛使用的脱硝还原剂有三种：液氨、氨水、尿素。

SCR 的催化剂目前有三种：贵金属催化剂、金属氧化物催化剂、沸石催化剂。

火电厂烟气脱硝解决方案

孙克勤 周长城 徐海涛

江苏苏源环保工程股份有限公司，江苏省南京市北京西路22号，邮编：210024

摘要: 氮氧化物是大气重要污染物之一，是导致酸雨和光化学烟雾的重要因素。本文在综述世界发达国家 NO_x 控制的法规政策、学术理论、控制手段的基础上，对目前主流的烟气脱硝技术即选择性催化氧化还原法(SCR)及选择性非催化氧化还原法(SNCR)的工艺特点 and 设计规定进行了较为具体的论述，并给出了 NO_x 脱除效率曲线。并结合苏源环保公司在烟气脱硫(FGD)装置国产化上的经验，对烟气脱硝(DeNO_x)技术自主化、装备国产化提出了若干建议。

关键词: 氮氧化物；烟气脱硝；选择性催化氧化还原法；选择性非催化氧化还原法；国产化

Abstracts: Research in NO_x formation and control has advanced significantly since Zeldovich first postulated the thermal NO formation mechanism in 1943. This paper begins with a brief review of the history of NO_x control policies, theories and implementations. Two main processes Selective Catalytic Reduction (SCR) and Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR) were discussed in detail, and NO_x reduction performance was given. Various proposals were given based on SYEPE's experience on FGD to accelerate the process of DeNO_x "made in China".

Key words: nitrogen oxides; DeNO_x; Selective Catalytic Reduction (SCR); Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR); made in China

1 前言

氮氧化物是大气重要污染物之一，是导致酸雨和光化学烟雾的重要因素。20世纪40年代美国洛杉矶市发生的光化学烟雾事件促使了相关氮氧化物控制法规的诞生。从1947年 California 的第一个“空气污染控制区(Air Pollution Control Districts)”的提案到1969年美国第一个关于 NO_x 排放法规(APCD)的制定，从20世纪70年代美国清洁空气法案(Clean Air Act, CAA)的通过到1990年的清洁空气修正案(Clean Air Act Amendments, CAAA)的制定，从德国的“大型燃烧设备规定”到日本六易其稿(分别为1973年、1974年、1975年、1977年、1983年和1987年)制定的世界上最低的 NO_x 排放标准，世界各国特别是发达国家对氮氧化物的控制作了不懈的努力。

与发达国家相比，我国燃煤电厂在氮氧化物排放控制方面起步相对较晚，以致氮氧化物排放总量的快速增长抵消了对近年来卓有成效的二氧化硫控制效果。假如不加强对 NO_x 的治理， NO_x 的排放总量将会继续增长，甚至有也许超过 SO_2

而成为大气中最重要的污染物。随着我国环保意识的增强，相应法律法规的健全和执法力度的加大，特别是将在2023年7月1日正式实行的《排污费征收使用管理条例》的颁布，燃煤电厂氮氧化物的控制势在必行。因此对现有各种脱硝工艺进行调研研究，从而寻求一种适合我国国情的火电厂烟气脱硝解决方案，最终实现烟气脱硝装置的国产化显得尤为重要。

苏源环保公司在成立之初就把大中型燃煤电厂的环境工程总承包作为其主营业务，并积极推动烟气脱硫装备国产化的进程，在设计个性化、工艺自主化、设备国产化等方面作出了不懈的努力，其自主开发的OI²-WFGD技术已通过江苏省经贸委和科技厅的鉴定，并成功用于600MW级机组的烟气脱硫工程中。烟气脱硫需要装备的国产化，烟气脱硝也应当有国人自己的技术。本文在介绍世界上各种主流脱硝工艺的同时，对工艺自主化、装备国产化提出了若干见解，供各政府机关、科研院所、发电公司参考，希望藉此能对我国烟气脱硝产业的发展及其国产化进程的推动尽一点绵薄之力。

2 燃煤电厂烟气脱硝的重要工艺

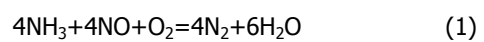
氮氧化物排放标准的日趋严格促使学术界去更加进一步地理解NO_x的产生机理和减排措施，从而使工程界有了更为有效的NO_x解决方案，而若干脱硝工业装置的成功运营又使得立法越发的完善。

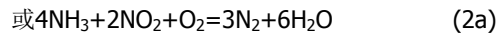
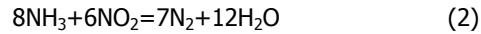
从1943年Zeldovich提出热力NO的概念，到1989年一个基于化学反映动力学软件CHEMKIN的包含234个化学反映的NO_x预测模型的建立，再到现今计算流体力学(Computational Fluid Dynamics, CFD)软件STAR-CD(或FLUENT)与CHEMKIN的完全耦合解算NO_x的生成，无一不给工程界提供了完备的技术后盾。从低氧燃烧、排气循环燃烧、二级燃烧、浓淡燃烧、分段燃烧、低氮燃烧器等各种炉内燃烧过程的改善到现今形式各异的脱硝工艺，立法界、学术界和工程界的交替作用使得脱硝工艺和市场日趋成熟和完善。

2.1 选择性催化还原法(Selective Catalytic Reduction, SCR)

选择性催化还原法(Selective Catalytic Reduction, SCR)是指在催化剂的作用下，以NH₃作为还原剂，“有选择性”地与烟气中的NO_x反应并生成无毒无污染的N₂和H₂O。其原理一方面由Engelhard公司发现并于1957年申请专利，后来日本在该国环保政策的驱动下，成功研制出了现今被广泛使用的V₂O₅/TiO₂催化剂，并分别在1977年和1979年在燃油和燃煤锅炉上成功投入商业运用。SCR目前已成为世界上应用最多、最为

成熟且最有成效的一种烟气脱硝技术，其重要反映方程式为：





选择适当的催化剂可以使反映(1)及(2)在200℃~400℃的温度范围内进行，并能有效地克制副反映的发生。在 NH_3 与 NO 化学计量比为1的情况下，可以得到高达80%~90%的 NO_x 脱除率。目前，世界上采用 SCR 的装置有数百套之多，技术成熟且运营可靠。我国电力系统目前最大的烟气脱硝装置——福建后石电厂600MW 机组配套烟气脱硝系统采用的就是 PM 型低 NO_x 燃烧器加分级燃烧结合 SCR 装置的工艺，其 SCR 部分的示意工艺流程如图1所示，重要由氨气及空气供应系统、氨气/空气喷雾系统、催化反映器等组成。液氨由槽车运送到液氨贮槽，输出的液氨经氨气蒸发器后变成氨气，将之加热到常温后送氨气缓冲槽备用。缓冲槽的氨气经减压后送入氨气/空气混合器中，与来自送风机的空气混合后，通过喷氨隔栅 (Ammonia Injection Grid, AIG) 之喷嘴喷入烟气中并与之充足混合，继而进入催化反映器。当烟气流经催化反映器的催化层时，氨气和 NO_x 在催化剂的作用下将 NO 及 NO_2 还原成 N_2 和 H_2O 。 NO_x 的脱除效率重要取决于反映温度、 NH_3 与 NO_x 的化学计量比、烟气中氧气的浓度、催化剂的性质和数量等。

图1 SCR 工艺流程图

Fig.1 Schematic Selective Catalytic Reduction (SCR) process

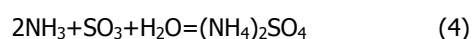
SCR 系统的布置方式有三种，上述后石电厂的布置方式称为高温高尘布置方式，此外尚有高温低尘及低温低尘的布置形式。高温高尘布置方式是目前应用最为广泛的一种，其优点是催化反映器处在300~400℃的温度范围内，有助于反映的进行，然而由于催化剂处在高尘烟气中，条件恶劣，磨刷严重，寿命将会受到影响。高温低尘布置方式是指 SCR 反映器布置在省煤器后的高温电除尘器和空气预热器之间，该布置方式可防止烟气中飞灰对催化剂的污染和对反映器的磨损与堵塞，其缺陷是电除尘器在300~400℃的高温下运营条件差。低温低尘布置(或称尾部布置)方式是将 SCR 反映器布置在除尘器和烟气脱硫系统之后，催化剂不受飞灰和 SO_2

的影响，但由于烟气温度较低，一般需要气气换热器或采用加设燃油或天然气的燃烧器将烟温提高到催化剂的活性温度，势必增长能源消耗和运营费用。

SCR 也许产生的问题主要有：

(1)氨泄漏(NH₃slip)，是指未反应的氨排出系统，导致二次污染，采用合理的设计通常可以将氨的泄漏量控制在5ppm 以内；

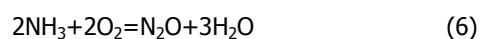
(2)当燃用高硫煤时，烟气中部分 SO₂将被氧化生成 SO₃，这部分 SO₃以及烟气中原有的 SO₃将与 NH₃进一步反应生成氨盐，从而导致催化剂中毒或堵塞。其发生的重要副反应有：



这重要通过燃用低硫煤、减少氨泄漏量或将 SCR 反应器置于 FGD 系统后来控制或减少氨盐的生成。

(3)飞灰中的重金属(主要是 As)或碱性氧化物(主要有 MgO，CaO，Na₂O，K₂O 等)的存在会使催化剂中毒或活性显著减少。

(4)过量的 NH₃也许和 O₂反应生成 N₂O，尽管 N₂O 对人体没有危害，但近来的研究成果表明，N₂O 是导致温室效应的气体之一。其也许发生的反应为：



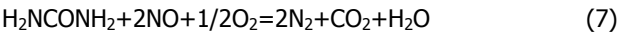
然而所有这些问题都可以通过选择合适的催化剂、控制合理的反应温度、调节氨氮的化学计量比等方法使之危害降到最低。SCR 技术对锅炉烟气 NO_x 的控制效果十分显著，具有占地面积小、技术成熟可靠、易于操作等优点，是目前唯一大规模投入商业应用并能满足任何苛刻环保政策的控制措施，可作为我国燃煤电厂控制 NO_x 污染的重要手段之一。然而由于 SCR 需要消耗大量的催化剂，因此也存在运营费用高，设备投资大的缺陷，同时对改造机组亦有场地限制，对设计水平提出了更高的规定。

2.2选择性非催化还原法(Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR)

SCR 技术的催化剂费用通常占到 SCR 系统初始投资的50-60%左右，其运营成本很大程度上受催化剂

寿命的影响，选择性非催化氧化还原法应运而生。选择性非催化氧化还原法(SelectiveNon-Catalytic

Reduction,SNCR)工艺，或被称为热力 DeNOx 工艺最初由美国的 Exxon 公司发明并于1974在日本成功投入工业应用。其基本原理是上述反映(1)在没有催化剂的情况下可以在800℃~1100℃这一狭窄的温度范围内进行，并且基本上不与 O₂作用。SNCR 法的还原剂除了 NH₃以外还可以采用尿素或其它氨基，其反映机理相称复杂。当用尿素作还原剂时其反映方程式可简朴表达如下如下：



同 SCR 工艺类似，NO_x 的脱除效率重要取决于反映温度、NH₃与 NO_x 的化学计量比、混合限度，反映时间等。研究表白，SNCR 工艺的温度控制至关重要，若温度过低，NH₃的反映不完全，容易导致 NH₃泄漏；而温度过高，NH₃则容易被氧化为 NO，抵消了 NH₃的脱除效果。温度过高或过低都会导致还原剂损失和 NO_x 脱除率下降。通常，设计合理的 SNCR 工艺能达成高达30-70%的脱除效率，甚至80%的效率亦见文献报道。

SNCR 也许出现的问题同 SCR 工艺相似，比如氨泄漏，N₂O 的产生，当采用尿素作还原剂时，还也许产生 CO 二次污染等问题。然而通过合理的工艺设计和参数控制，这些隐患均可以降到最小。

SNCR 与 SCR 相比运营费用低，旧设备改造少，特别适合于改造机组，仅需要氨水贮槽和喷射装置，投资较 SCR 法小，但存在还原剂耗量大、NO_x 脱除效率低等缺陷，温度窗口的选择和控制也比较困难，同时锅炉型式和负荷状态的不同需要采用不同的工艺设计和控制策略，设计难度较大。

SCR 工艺与 SNCR 工艺的比较如表1所示。

表1 SCR 与 SNCR 工艺比较

Table 1 Comparison of SCR and SNCR		
工艺名称	选择性催化氧化还原法(SCR)	选择性非催化氧化还原法(SNCR)
NO _x 脱除效率(%)	70-90	30-80
操作温度(℃)	200-500	800-1100
NH ₃ /NO _x 摩尔比	0.4-1.0	0.8-2.5
氨泄漏(ppm)	<5	5-20
总投资	高	低
操作成本	中档	中档

SNCR/SCR 联合烟气脱硝技术结合了两者的优势，将 SNCR 工艺的还原剂喷入炉膛，用 SCR 工艺使逸出的 NH_3 和未脱除的 NO_x 进行催化还原反应。典型的联合装置能脱除84%的 NO_x ，同时逸出 NH_3 浓度低于 10ppm。图2给出了 SNCR/SCR 联合工艺 NO_x 的理论脱除效率曲线，横坐标和纵坐标分别表达单纯采用 SNCR 或 SCR 工艺时 NO_x 的脱除效率，从图中可以看出，假如要达成50%的总脱除效率，并假如 SNCR 的效率为20%，那么 SCR 的效率只要不低于37.5%就能满足规定。应当指出的是，图2并未考虑低氮燃烧器或燃烧改善引起的氮氧化物脱除，假如该效率以50%计，SNCR 和 SCR 的效率分别为20%和37.5%，那么总的 NO_x 效率将高达75%。该分析方法也同样适合于其它联合工艺效率的估计，然而应当注意的是总的投资成本和运营费用并不一定由于联合工艺的采用而减少，烟气脱硝工艺的选择应根据具体的锅炉型式和负荷、烟气条件和 NO_x 浓度、需要达成的效率、还原剂供应条件、场地条件、预热器和电除尘器情况、FGD 装置特点等因素综合考虑，以达成最佳的技术经济性能。

图2SNCR/SCR 联合工艺 NO_x 脱除效率

Fig.2 SNCR/SCRprocess NO_x control performance

2.3其它烟气脱硝工艺

除了上述主流的 SCR 及 SNCR 工艺，尚有液体吸取法、微生物吸取法、非选择性催化还原法、火热炭还原法、催化分解法、液膜法、SNRB 工艺脱硝技术、反馈式氧化吸取脱硝技术等，除此之外，一些联合脱硝脱硝工艺亦在兴起，如活性炭吸附法，等离子体法，电子束法、脉冲电晕放电等离子体法、 CuO 法、 NoxSO 工艺、SNAP 法等。这些方法或已被淘汰，或处在实验室研究阶段，或效率不高，难以投入大规模工业应用，这里就不一一赘述，各重要工艺的比较如表2所述。

表2 重要烟气脱硝工艺的比较

Table 2 Comparison of main post-combustion NO_x control methods				
	合用性及特点	特点	NO_x 脱除率	投资费用
SCR	适合排气量大，连续排放源	二次污染小，净化效率高，技术成熟；设备投资高，关键技术含量高	80%~90%	高
SNCR	适合排气量大，连续排放源	不用催化剂，设备和运营费用少； NH_3 用量大，二次污染，难以保证反应温度和停留时间	30%~60%	较低
液体吸取	解决烟气量很小	工艺设备简朴、投资少，收效显著，有些方	效率低	较低

法 的情况下可取 法能回收 **NOx**：效率低，副产物不易解决，
目前常用的方法不适于解决燃煤电厂烟气

微生物法	合用范围较大	工艺设备简朴、能耗及解决费用低、效率高、无二次污染；微生物环境条件难以控制，仍处在研究阶段	80%	低
活性炭吸附法	排气量不大	同时脱硫脱硝，回收 NO_x 和 SO_2 ，运营费用低；吸取剂用量多，设备庞大，一次脱硫脱硝率低，再生频繁	80%~90%	高
等离子体法	合用范围较大	同时脱硫脱硝，无二次污染；运营费用高，关键设备技术含量高，不易掌握。	85%	高

3 烟气脱硝装备国产化的几点建议

从日本、美国和德国等氮氧化物控制法规及相应的污染控制技术的发展过程不难看出， NO_x 控制技术的进步和工业装置的应用状况在很大程度上取决于环保立法的健全限度。随着二氧化硫污染治理的进一步，我国已逐步开始加强对氮氧化物治理的力度，针对工业锅炉和燃煤电厂氮氧化物排放的浓度提出了新的限制规定，相应的排放收费条例将于2023年7月开始正式实行，届时将对氮氧化物实行与二氧化硫相同的排污费征收标准。可见脱硝产业的市场需求即将形成规模，烟气脱硝市场也将成为目前以烟气脱硫业务为主的环保公司拓展业务的战场。而国内科研院校对烟气脱硝的研究还处在起步阶段，由于烟气脱硝系统复杂、技术含量高、投资大，短期内很难形成有我国自主知识产权的烟气脱硝技术。然而烟气脱硝不能再走 FGD 只引进不吸取的老路，脱硝工艺的选择和装置的设计与锅炉型式和负荷、烟气条件和 NO_x 浓度、需要达成的效率、还原剂供应条件、场地条件、预热器和电除尘器情况、FGD 装置特点等因素都有一定的关系，照搬国外的技术不一定完全适合中国的国情。美国就曾对当时日本和德国已成功运营的 SCR 装置进行了工业规模的研究，以考察在美国煤质中也许独有的重金属对催化剂性能的影响。

中国钒资源丰富，在已探明的钒储量(约15980万吨)中占11.6%，居世界第四位，位于南非(46%)\独联体(23.6%)和美国(13.1%)之后，并且在磷肥和尼龙行业所用的 V_2O_5 催化剂的国产化开发方面具有一定的经验，应充足运用这些优势，突破行业壁垒，实现优势资源组合，开发适合中国国情的 SCR 催化剂。

现代力学及计算机技术的发展使得复杂的流动、换热、化学反映的数值预测成为也许，如今采用计算流体动力学软件和化学反映动力学软件 CHEMKIN 的耦合可以实现内锅炉内的 NO_x 生成进行比较精确的模拟，这对 SNCR 工艺温度窗口的选择和控制显得尤为重要。图3给出了锅炉内的温度、CO 和 NO_x 的 CFD 模拟结果。

改造机组通常存在场地条件的限制，这对 SCR 装置的设计提出了很高的技术规定。运用我们在烟气脱硫技术开发过程积累的经验，采用三维工厂设计软件 Vantage PDMS 可完整个脱硫脱硝岛的全三维布置，并可实现工艺、仪表、设备、土建、热控及电气等专业的并行协同设计，满足客户的个性化需求。

烟气脱硫需要装备的国产化，烟气脱硝也应当有国人自己的技术。国内的工程公司在烟气脱硝产业中大有可为。

图3 炉膛内温度、CO 及 NO_x 分布(CFD 模拟结果)

Fig.3 Numerical prediction of temperature, CO and NO_x distribution in boiler

参考文献:

- [1] 严艳丽, 魏玺群. NO_x 的脱除和回收技术[J]. 低温与特气, 2023(4):24~30
- [2] 高润良, 王睿. 氮氧化物污染防治技术进展[J]. 环境保护科学, 2023(8): 1~3
- [3] 李勇. 后石电厂600MW 机组烟气脱硝系统及工艺特点介绍[J]. 山东电力技术, 2023(4):41~44
- [4] 钟秦. 燃煤烟气脱硫脱硝技术及工程实例[M]. 北京:化学工业出版社, 2023
- [5] 韦章兵, 姜旭峰, 吴艳丽. 燃煤 SO₂、NO_x 污染防治及同时脱硫脱硝技术[J]. 洁净煤技术, 1997(2):49~51
- [6] 李靖华. 德国火电厂烟气净化的法规及技术[J]. 中国电力, 1997(2): 56~57
- [7] Radojevie M. Reduction of nitrogen oxides in flue gas[J]. Environmental Pollution, 1998(102): 685-689
- [8] Control nitrogen oxide emissions: Selective Catalytic Reduction [R]. U.S. Department of Energy, 1997
- [9] Selective Non-Catalytic reduction for controlling NO_x emissions [R]. Institute of Clean Air Companies, Inc., 2023
- [10] Demonstration of selective catalytic reduction technology to control nitrogen oxide emissions from high-sulfur, coal-fired boilers: A DOE assessment [R]. U.S. Department of Energy, 1998
- [11] Lyon R K. Thermal DeNO_x [J]. Environmental Science and Technology, 1987(21): 231-236

SCR 烟气脱硝核心技术

选择性催化还原（SelectiveCatalyticReduction）技术，简称 SCR 技术，是20世纪80年代初开始逐渐应用于工业锅炉和电站锅炉烟气脱硝的工艺，也是目前应用最广、最有成效的烟气脱硝技术。SCR 技术是在金属催化剂作用下，以 NH_3 （或尿素）作为还原剂，将 NO_x 还原成 N_2 和 H_2O 。 NH_3 不和烟气中的残余的 O_2 反映，而假如采用 H_2 、 CO 、 CH_4 等还原剂，它们在还原 NO_x 的同时会与 O_2 作用，因此称这种方法为“选择性”。

SCR 催化剂一般用使用 TiO_2 作为载体的 $\text{V}_2\text{O}_5/\text{WO}_3$ 及 MoO_3 等金属氧化物，其它组成结构的催化剂也已做了大量的实验研究，其催化性能不均。对于氧化钒类（纯氧化钒或以铝土、硅土、氧化锆、氧化钛为载体）、纯的或担载的铁、铜、铬、锰的氧化物均已进行过进一步的研究。在沸石的多孔结构中引入过渡金属，构成如 X、Y 和 ZSM-5 离子交换沸石，对 SCR 催化活性具有改善。大部分工业催化剂的载体采用 TiO_2 或沸石等多孔结构，也有研究报导了使用活性炭和活性焦作为 SCR 催化剂的载体，并且在低温下具有较高的 SCR 活性。

SCR 工艺的基本原理图如图,其重要反映方程式为 $4\text{NH}_3 + 4\text{NO} + \text{O}_2 = 4\text{N}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$ ，该过程重要由以下环节组成：

- ① NO 、 NH_3 、 O_2 自烟气扩散至催化剂的外表面；
- ② NO 、 NH_3 、 O_2 进一步向催化剂中的微孔表面扩散；
- ③ NO 、 NH_3 、 O_2 在催化剂的微孔表面上被吸附；
- ④ 被吸附的 NO 、 NH_3 、 O_2 反映转化成 N_2 和 H_2O ；
- ⑤ N_2 和 H_2O 从催化剂表面上脱附下来；
- ⑥ 脱附下来的 H_2O 和 N_2 从微孔内向外扩散到催化剂外表面；
- ⑦ H_2O 和 N_2 从催化剂外表面扩散到主流气体中被带走。

SCR 系统重要由液氨存储与供应系统、氨/空气喷雾系统、SCR 控制系统、SCR 反应器、SCR 的吹灰和输灰系统组成。液氨由槽车运送到液氨贮槽，输出的液氨经氨蒸发器后变成气氨，将其送至气氨缓冲槽备用。缓冲槽内的气氨经减压后送入气氨/空气混合器中，与来自稀释风机的空气混合后，通过喷氨隔栅 (Ammonia Injection Grid, AIG) 的喷嘴喷入烟气中并与之充足混合，继而进入催化反应器。当烟气流经催化反应器的催化层时，发生上述气固催化反映。

工作原理图

脱硝工艺流程图

脱硝工艺技术特点

良好的 NO_x 与 NH_3 的混合和速度均布是保证脱硝效率的前提，也是选用经济合适的催化剂体积的基础。SCR 装置通常置于锅炉省煤器与空预器之间，烟气温度较高，常规的冷态实验模型虽可依据相似原理获取一定准则数相同下的烟气速度分布规律，但对氨的扩散和分布以及喷氨隔栅数量巨大的喷嘴与下游催化剂上方氨分布的相应关系却无能为力。OI²-SCR 开发项目以国华太仓发电有限公司2×600MW 烟气脱硝示范工程为依托，采用有限体积法对 SCR 反应器及其连接烟道内的流体流动及氨扩散过程进行数值模拟，揭示了其内部流动规律并给出一系列的定性定量分析结果，同时结合现场测试结果，对数值计算结果进行验证和修正，建立 SCR 反应器及其连接烟道的设计理论和方法。重要技术特点有：

I 通过改善烟道形状、布置及加设导流叶片等措施，使得第一层催化剂上表面的速度标准偏

差小于8%(国外公司一般规定为15%)。

- I 通过数值计算，获取了喷氨隔栅上每一位置的开孔喷出的氨的流动轨迹及迁徙规律，并对其进行了优化设计。通过调整开孔位置及大小，使得第一层催化剂上表面的 NH_3/NO_x 摩尔比标准偏差小于4%(国外公司一般规定为10%)。
- I 对100%、75%和50%负荷等不同工况下的烟气速度分布及氨扩散规律进行分析，使其在任一工况下速度及 NH_3/NO_x 摩尔比标准偏差满足上述数值。
- I 对飞灰在 SCR 反应器及其连接烟道中的运动规律进行了分析，得出理论上也许发生积灰的部位，并通过声波吹灰、振打装置、加设灰斗等工程措施加以改善。
- I 对实际运营的烟气脱硝装置用网格法(Testo360)测得各层催化剂上表面的速度、 NO_x 浓度等的分布规律并对计算结果进行修正，同时将结果应用于系统的调试及运营优化。

重要技术性能参数

脱硝机组	MW	50~1000
烟气量	Nm3/h	250,000~3,400,000
烟气温度	℃	300~400
NO _x 浓度	mg/Nm3	300~3000
脱硝效率	%	最大可达90%
氨逃逸率	ppm	<3
SO ₂ 转化率	%	<1

烟气脱硫脱硝一体化方案

一、 前 言

某某热电厂4×300MW 亚临界燃煤锅炉，锅炉出口烟气量为110万 m³/h 燃煤含硫量≤1%，设计采用“三电场静电除尘技术”。本次贵公司烟气脱硫脱硝一体化技术项目，重要特点是对亚临界燃煤锅炉进行烟气治理，在达成 GB13223—2023国家标准—烟尘排放浓度≤50mg/Nm³、林格曼黑度≤1级(重要由电除尘供应商保证，我公司可以进一步提高总体除尘效率，详见后面技术介绍)；规定脱硫效率≥95%，SO₂排放浓度≤170mg/Nm³。苏州盛科环境工程公司烟气脱硫脱硝一体化技术方案 公司自主项目《循环还原法烟气脱硫脱销除尘一体化装置》是公司从“七五”计划以来，在国内外烟气脱硫预研、科技攻关、基础研究和与公司横向合作过程中，通过20数年的积累形成的科研成果。该项目先后完毕了还原剂的制备技术、环境性能考核和产品研制开发等方面的基础研究、应用基础研究到产品研制等环节，突破了国内外烟气治理从脱硫、脱硝、除尘、二氧化碳减排四步走的模式的制造关键技术，成功研制了循环还原法烟气脱硫脱销除尘一体化装置等系列化的产品，已经在有色金属冶炼等高新技术领域得到成功应用应用。

本方案根据业主单位4×300MW 进行一炉一塔设计，项目现已具有的各项技术基础条件涉及：突破了脱硫装置建设的低成本、无二次污染、废气有效成分再运用的关键技术，并形成了3项专利技术；突破了一种还原剂一套装置的技术关键，并形成了以废治废的技术；我们参与美国达隆公司集团亚东大气治理设备(上海)有限公司在中国的环保工程建设有深圳沙角电厂5号机组，枣庄电厂等工程技术项目；独立完毕的 WJS 系列烟气脱硫除尘工程项目技术有四川甘孜洲大渡河镍冶炼厂、山东烟台电厂、山西三维集团自备电厂，公司设备成套化、系列化的力度不仅加大。随着国际环保力度不断加大，市场需求连续增长，公司与美国 GE 环保技术系统的美国达隆集团环保工程公司精诚合作，将循环还原法烟气脱硫脱销除尘一体化装置参与美国烟气净化市场竞争，在中国上海浦东生产，整装成套出口美国电厂烟气净化工程市场。通过实验和推广，取得了很好的效果。这些条件为项目的产业化奠定了坚实基础。

不加任何脱硫剂，只用烟气中的 CO₂转化脱硫脱硝,效率分别高达**95.3%**

90.3%，SO₂排放浓度仅为300mg/Nm³以下。并且，烟尘排放浓度也均在50mg/Nm³以下，特别是用户自测时，烟尘排放浓度只有50mg/Nm³，除尘效率高达99.4%以上。

贵公司本次锅炉脱硫技术改造，重要特点是运用烟气中的 CO₂转化脱硫脱硝对锅炉进行烟气治理，达成 SO₂排放浓度≤170mg/m³。本项目的难度在于脱硫系统中的 CO₂转化装置，以解决石灰石法脱硫会产生结垢的问题，并且 SO₂排放浓度在170mg/m³以内。对的选型是这次选型的关键所在，也是项目成败的关键所在。

设计必须最大限度地满足用户的需求，公司的标准必须高于用户的规定，一切应随用户而变，变是正常的，要发明性地变，变出新技术”。我公司的我们所研制的循环还原法烟气脱硫脱硝除尘一体化装置直接替代了石灰石-石膏法技术与装置，是引领世界烟气脱硫脱硝除尘一体化技术的一场革命。公司具有多项自主知识产权的专利技术，高科技环保专利技术产品循环还原法烟气脱硫脱硝除尘一体化技术，该技术是由烟气多管式除尘脱硫塔和循环还原法两部分组成的系统工程,它将烟气中的 CO₂转换为 CO 与 SO₂还原为单质硫回收,NO₂还原为氮气排放，二氧化碳转化为一氧化碳与过热水蒸气反映产生水煤气供锅炉燃烧，为电力环保提供了一揽子工程治理技术方案，重点解决国内外烟气治理从脱硫、脱硝、除尘、二氧化碳减排四步走的模式。

领先的技术:循环还原法烟气脱硫脱硝除尘一体化技术。

技术特点:一套装置一种还原剂同时完毕脱硫脱硝除尘，减少电力环保的运营费用，回收的水煤气替代了电厂调峰时所用燃油，回收的单质硫增长收益。构思设计新奇，人性化的操作控制，装置整体外观美丽美观。

技术优势:本技术(WJS)与石灰石-石膏法相比: 投资少（石灰石-石膏法300元/KW、WJS法200元/KW），运营成本低（以30万 KW 机组为例: 石灰石-石膏法运营3000万元/年、WJS法回收效益抵消运营费用），效果好，付产品运用广阔，设备运营无端障，运营过程腐蚀小，

设备使用寿命长,没有旁通烟道。

服务理念： 以废治废，循环运用。

服务保障:公司面对业绩不断总结，不断创新，以全新的经营理念将循环还原法烟气脱硫脱硝除尘一体化的技术,为业主单位提供全方位服务，该技术由中华财产保险公司承保，并提供终身跟踪服务，终身负责人员的培训和技术指导，解除业主设备使用的后顾之忧。

工程总承包模式(交钥匙模式)

为业主提供量身打造，康宝能源环保负责循环还原法烟气脱硫脱硝除尘一体化装置的设计、采购、建造、运营及工程技术服务，主方享有整个装置的所有权。项目的建设周期一般在8个月以内，整个项目建设调试结束，投入正式运营，环保公司享受五年项目运营收益。业主单位不承担运营费用。这就是我公司给你们推荐产品的设计思绪。

二、技术实力

1、脱硫除尘技术为国家级技术

我公司的除尘脱硫技术以优良的性能，超凡的治理效果赢得了广大专家的赞赏，特别是我公司的 WJS 系列循环还原法脱硫技术，脱硫效率实测高达95%，SO₂排放浓度测得80mg/m³。得到了国家权威机构的认可。

（1）、脱硫除尘技术被国家环保总局确认为“国家重点环境保护实用技术”，证书编号为239号，排列在烟气湿法除尘脱硫首位。

（2）、我公司脱硫除尘技术由国家环保总局发文推广，详见环发[2023]11号《关于发布2023年国家重点环境保护实用技术推广项目的告知》。

（3）、我公司被中国环境保护产业协会接纳为中国环境保护产业协会会员，证书编号：环协会0558号；

（4）、脱硫除尘装置已通过国家级认定，认定证书编号：HR-2023-017；

(5)、脱硫除尘装置已获国家3项专利

专 利 号 码	专 利 名 称	专 利 类 型	专 利 权 人	性 质	目 单 位 关 系	与 项 进 展 情 况	专 利 范 围
9724	烟气脱硫	实 用 新 型	王 极 绍	自 然 人	公 司 股 东	已 颁 发 专 利 证 书	国 内 专 利
.7	循环还原法烟气脱硫脱硝除尘一体化技术装置	发 明 专 利	王 极 绍	自 然 人	公 司 股 东	已 专 利 公 告	国 内 专 利
.6	CO 还原法烟气脱硫脱硝除尘一体化技术	发 明 专 利	王 极 绍	自 然 人	公 司 股 东		同 时 申 请 国 际 专 利

2、我公司的设计、施工能力

现在，我们的产品已系列化——“容量系列化、结构系列化、材料系列化、工艺指标系列化”。容量系列化从40T/H 炉到2023T/H 炉，结构系列化，全系统国产化、实行了非标设计；同时，不断开发适应性新品种，达成了100%成功。

3. 我公司的产品性能保证

性能保证如下：

装置在试车运营期间（在设计条件下连续运营14天），SO₂脱除率不小于95%，脱硫装置出口 SO₂浓度不超过300mg/nm³（按设计煤种）脱硫付产硫粉运用，实行室温气体减排时，付产物为水煤气二次供锅炉燃烧，烟尘排放浓度50mg/m³，实现废气污染物零排放，技术责任完全补偿，运营费用所有承担，业主无责任。

在任何正常运营况下，烟气排放不携带水份，出口温度不低于70℃，使用寿命不少于25年。

4、技术得到用户认可

我公司的除尘脱硫技术在不断的实践中得到改善，它以高除尘脱硫效率、低阻力、低运营成本、操作方便、自动化程度高、无端障等众多的上佳表现和100%的技改成功率得到了广大用户的认可。

山西三维刚测试不久，烟尘进口浓度为20291mg/m³，烟尘排放浓度只有61.4—66.9mg/m³，除尘效率达成99.7%，SO₂出口浓度为1484mg/m³，SO₂排放浓度洪洞县与省监测站均未测到。

由此可见，我公司有雄厚技术优势来做好贵公司的项目。用我公司的 WJS 系列技术进行脱硫治理，效果是可靠的，有众多的实绩依据，并且我公司承担五年运营费用。

三、脱硫技术方案

1、设计依据

(1)、本公司采用的技术标准

GB13223—2023 《火电厂大气污染物排放标准》

(2)、用户规定

A、锅炉参数

a、型号：

b、形式：-----锅炉

c、生产厂家：-----锅炉厂

d、额定蒸发量：1100t/h

e、蒸汽压力：--MPa

f、排烟温度：140℃

B、燃煤

a、灰份：28~32%

b、挥发份：20%

c、低位发热量：18841——21771Kj/kg

d、硫：≤1%

e、烟煤消耗量：-----Kg/h

C、烟气条件

a、额定烟气量：-----m³/h

b、正常排烟温度：130℃

c、电除尘：烟尘排放浓度 $\leq 100\text{mg/Nm}^3$

D 脱硫塔数量：1台/炉

E、脱硫塔位置位于引风机和烟道之间，脱硫塔属正压运营。

F、脱硫效率 $\geq 90\%$ ；

2、脱硫塔技术方案

(1)、WJS 脱硫塔为复塔结构；

(2)、塔体优先采用防腐解决结构。

(3)、脱硫塔尺寸暂定：塔高约30米，长12米,宽12米，塔重1320吨；

(4)、塔体进口及塔内装设数组多管除尘系统，关键部件特殊解决；

(5)、塔顶设立反映器、控制 CO 与 SO₂的当量浓度；

(6)、塔体进口设立强力送流器；

(7)、塔底设计生成物特殊收集装置。

(8)、塔壁开设人孔，增设平台、扶梯；

(9)、塔体采用耐酸耐碱双粘结性新配方树脂胶泥，使塔体不渗漏、耐高温不开裂；

并采用新奇的塔底结构，解决了塔底渗漏问题；

(11)、还原脱硫剂送回循环系统，重新参与脱硫循环后加水蒸气,产生水煤气缓冲储存供锅炉燃烧。

以上只是初步的技改方案，经双方协调后对上述方案可进行适当修正，以决定最终技术方案。

水煤气
1#
2#
CO 转化炉
CO 储罐
水
煤气炉
水煤气送锅炉
水煤气储罐
还原塔

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。

如要下载或阅读全文，请访问：

<https://d.book118.com/278070037016006104>