

# 低温脱硝技术在火电厂的应用研究

王二所 李 昊

哈尔滨锅炉厂有限责任公司 黑龙江哈尔滨 150046

**摘要:**为落实火电厂超低排放政策及“双碳”战略部署,破解传统脱硝技术在低温烟气工况下能耗偏高、适配性不足的突出问题,本文聚焦低温脱硝技术在火电厂的工程应用开展系统性研究。阐述低温脱硝技术的核心反应原理与主流工艺类型,重点分析低温SCR催化剂的种类及核心特性、系统结构组成与运行流程,结合火电厂实际烟气工况探讨影响脱硝效率的关键因素及工程优化方案,通过典型应用实例验证技术可行性与实用性,最后展望低温脱硝技术的未来发展趋势。研究表明,低温脱硝技术可有效适配火电厂湿法脱硫后120~250℃的烟气工况,通过催化剂改性处理与系统运行参数优化,能够实现NO<sub>x</sub>去除率90%以上,且显著降低系统运行能耗,为火电厂环保升级改造提供经济高效的技术支撑。

**关键词:**火电厂;低温脱硝;SCR技术;催化剂;超低排放

## 引言

随着《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)及超低排放政策的持续推进,火电厂NO<sub>x</sub>排放管控标准逐步严苛,排放限值已收紧至50mg/Nm<sup>3</sup>以下,部分重点管控区域更是提出30mg/Nm<sup>3</sup>的严格要求。传统选择性催化还原(SCR)脱硝技术需在300~420℃的高温工况下运行,通常布置于锅炉省煤器与空气预热器之间,以保障催化反应所需温度。但近年来,火电厂普遍增设湿法脱硫、湿式电除尘等末端大气治理设备,导致锅炉尾部烟气温度降至90~150℃,若采用烟气再热系统提升烟气温度以适配传统SCR技术,将大幅增加设备投资成本与机组运行能耗,与节能降碳的发展理念相悖。

## 一、火电厂低温脱硝技术核心原理与工艺类型

### (一) 核心反应原理

在火电厂低温脱硝技术体系中,低温选择性催化还原(SCR)技术占据主导地位,其核心反应逻辑与传统高温SCR技术保持一致,均以氨(NH<sub>3</sub>)作为核心还原剂,借助催化剂表面的催化活性位点,促使NH<sub>3</sub>与烟气中的氮氧化物(NO<sub>x</sub>)发生选择性还原反应,最终生成对环境无害的氮气(N<sub>2</sub>)和水(H<sub>2</sub>O),从源头实现NO<sub>x</sub>的无害化转化。该过程的核心反应方程式如下:  
 $4NO+4NH_3+O_2 \rightarrow 4N_2+6H_2O$ ;  $6NO_2+8NH_3 \rightarrow 7N_2+12H_2O$ 。  
值得关注的是,相较于传统SCR技术适配的300~420℃高温工况,120~250℃的低温环境会显著减缓催化反应

动力学速率,导致主反应效率易受抑制,同时NH<sub>3</sub>被氧气氧化生成NO<sub>2</sub>、NH<sub>3</sub>与烟气中SO<sub>2</sub>反应生成硫酸铵((NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>)和硫酸氢铵(NH<sub>4</sub>HSO<sub>4</sub>)等副反应的发生概率大幅上升。这些副反应不仅会造成还原剂浪费、降低脱硝效率,生成的铵盐还可能沉积在催化剂表面,引发催化剂堵塞与中毒问题,因此低温SCR技术对催化剂的低温活性、抗硫抗水性能及抗中毒能力提出了更为严格的技术要求。

### (二) 主流工艺类型

结合火电厂烟气温度、NO<sub>x</sub>浓度、硫含量及机组负荷特性等实际工况差异,目前工业应用中的低温脱硝工艺已形成多元化技术路径,主要可分为三类。其一为单一低温SCR工艺,该工艺通过研发适配120~250℃工况的专用低温催化剂,无需对烟气进行再热处理,直接对尾部低温烟气进行脱硝净化,因其工艺流程简洁、设备集成度高、脱硝效率稳定,能够适配绝大多数火电厂湿法脱硫后的烟气条件,成为当前应用范围最广、技术成熟度最高的低温脱硝工艺。其二为SNCR+低温SCR联合脱硝工艺,针对火电机组低负荷运行时炉膛温度不足、SNCR工艺脱硝效率大幅下滑的问题,采用“前置预处理+深度净化”的组合模式,先通过SNCR工艺在炉膛内对NO<sub>x</sub>进行初步脱除,降低后续低温SCR系统的处理负荷,再经低温SCR装置实现深度脱硝,可有效覆盖机组30%~110%全负荷区间,保障不同运行工况下NO<sub>x</sub>排放均满足超低标准。其三为氧化-吸收协同工艺(COA),

该工艺适用于高湿度、高硫含量、低浓度 $\text{NO}_x$ 等复杂烟气工况，其核心逻辑是先向烟气中喷射次氯酸钠、臭氧等强氧化剂，将烟气中难溶于水的 $\text{NO}$ 氧化为易吸收的 $\text{NO}_2$ 等高价态氮氧化物，再通过钙基吸收剂浆液或碱性吸收塔对氧化后的烟气进行喷淋吸收，实现 $\text{NO}_x$ 与 $\text{SO}_2$ 的协同脱除，尤其适配垃圾焚烧配套机组、燃煤与生物质混燃机组等特殊场景。

## 二、低温SCR催化剂类型及特性分析

催化剂是低温脱硝技术的核心组件，其性能直接决定脱硝效率、系统运行稳定性及设备使用寿命。火电厂低温SCR催化剂按材质可分为四类，各类型催化剂的特性不同，适配的烟气工况也存在差异，具体分析如下：

贵金属型催化剂以Pt、Pd、Ag等为活性组分，具备优异的低温活性，可在120~200℃工况下实现高效脱硝，但存在成本昂贵、易受 $\text{SO}_2$ 中毒的明显缺陷，仅适用于小型火电机组或特殊烟气处理场景，在大型火电厂中的应用受到限制。

过渡金属氧化物型催化剂以Mn、Fe、Cu、Co等为活性组分，活性温区范围宽（100~300℃）且成本低廉，是当前火电厂低温脱硝的主流选择。其中，锰系催化剂的低温活性最优，但耐硫性能较差；铜铁复合型催化剂通过组分调控与优化，兼顾了低温活性与抗 $\text{SO}_2$ 中毒能力，适配含硫量中等的火电厂烟气工况。

碳基催化剂以活性炭、碳纳米管为载体，其表面比面积大，可在100~200℃工况下实现高效催化反应，同时具备一定的吸附除尘能力，但在火电厂氧化性较强的烟气环境中易被烧损，使用寿命通常不超过20000小时，需频繁更换催化剂，增加运维成本。

新型复合催化剂通过稀土元素（Ce、La、Zr）掺杂改性，如Mn-Ce/TiO<sub>2</sub>、Cu-Fe-ZrO<sub>2</sub>等复合体系，可显著提升催化剂的低温还原能力、抗硫性与抗水性，能够在高湿高硫烟气环境中保持90%以上的催化活性，是当前火电厂低温脱硝催化剂的研发重点与规模化推广方向。

## 三、火电厂低温脱硝系统结构与运行影响因素

### （一）系统结构与流程

火电厂低温SCR脱硝系统通常与湿法脱硫装置串联布置，可实现脱硫脱硝一体化协同运行，其典型结构主要包括四段：烟气入口段，经除尘、脱硫处理后的低温烟气（温度120~200℃）进入脱硝系统；氨喷射与混合段，通过扇形喷枪向烟气中喷入尿素分解气或氨气，经静态混合器实现烟气与还原剂的均匀混合，避免局部氨

逃逸超标；反应器段，采用2~3层蜂窝式催化剂布置，烟气与还原剂在催化剂表面发生选择性还原反应，可根据脱硝负荷需求灵活调节催化层的启停数量；出口监测段，设置 $\text{NO}_x$ 分析仪、 $\text{NH}_3$ 逃逸检测仪，实现喷氨量的闭环自动控制，确保 $\text{NO}_x$ 排放达标。针对部分高湿工况运行的电厂，系统额外增设微加热装置，防止烟气冷凝结晶堵塞设备管路。

### （二）关键运行影响因素

反应温度是影响低温脱硝效率的核心因素，最佳运行工况为150~250℃：当温度低于150℃时，催化反应速率显著下降，脱硝效率随之降低；当温度高于250℃时， $\text{NH}_3$ 氧化副反应加剧，不仅造成还原剂浪费，还可能生成 $\text{NO}_2$ 引发二次污染。

氨氮比（ $\text{NH}_3/\text{NO}_x$ ）需严格控制在0.9~1.05之间，比值过低会导致 $\text{NO}_x$ 脱除不彻底，无法满足排放要求；比值过高则会增加氨逃逸风险，氨逃逸量需严格控制在3ppm以下，否则过量的 $\text{NH}_3$ 易与烟气中的 $\text{SO}_2$ 反应生成硫酸铵，堵塞空气预热器，影响机组正常运行。

空速（GHSV）与烟气成分也会对脱硝效果产生显著影响：空速越低，烟气与催化剂的接触时间越长，脱硝效率越高，但会增加反应器体积与设备投资成本；烟气中的水蒸气和 $\text{SO}_2$ 是主要的催化抑制因子，需通过催化剂稀土掺杂改性等方式提升抗中毒性能，同时定期监测烟气成分变化，动态优化系统运行参数，保障脱硝效率稳定。

## 四、低温脱硝技术在火电厂的应用案例与优化措施

### （一）典型应用案例

某火电厂4×75t/h循环流化床锅炉环保升级项目，采用SNCR+炉内低温SCR+COA联合脱硝工艺，以适配机组30%~110%全负荷运行工况。该系统选用Fe-Cu-Zr/TiO<sub>2</sub>新型复合催化剂，布置于锅炉尾部烟道（烟气温度160℃），入口 $\text{NO}_x$ 浓度为450mg/Nm<sup>3</sup>，通过优化氨喷射角度与催化剂装填结构，系统出口 $\text{NO}_x$ 浓度降至40mg/Nm<sup>3</sup>以下，脱硝效率达到91%，氨逃逸量<2ppm，系统运行稳定可靠，年减少 $\text{NO}_x$ 排放量63t，环保效益显著。

另一江苏火电厂配套垃圾焚烧机组，采用Mn-Ce/TiO<sub>2</sub>蜂窝式催化剂低温SCR系统，处理烟气量为18万m<sup>3</sup>/h，烟气温度180℃，氨氮比控制在1.0左右，运行结果显示， $\text{NO}_x$ 去除率达到92%，催化剂使用寿命长达22000小时，该系统与湿式脱硫系统共用塔体设计，大幅降低了设备投资成本与占地面积。

## （二）运行优化措施

催化剂防护方面，定期监测烟气中SO<sub>2</sub>浓度、氨逃逸量及灰分含量，防止硫酸铵沉积与催化剂中毒；当脱硝效率下降10%以上时，采用蒸汽吹扫+酸洗联合工艺对催化剂进行再生处理，延长催化剂使用寿命，降低运维成本。

系统控制优化方面，通过CFD仿真技术优化烟气场分布，避免局部偏流导致催化剂磨损；采用AI预测模型与在线监测数据联动控制，动态调节喷氨量与反应温度，实现系统能耗与脱硝效率的最优平衡。

检修维护方面，建议每2年检测一次催化剂活性，每4~5年进行催化剂更换或再生处理；定期清理氨喷射喷枪与混合器，确保还原剂与烟气混合均匀，减少副反应发生，保障系统稳定运行。

## 五、技术发展趋势与展望

未来，火电厂低温脱硝技术将向超低温化、高效化、智能化方向持续发展。在催化剂研发领域，重点突破100~150℃超低温催化剂技术，通过稀土元素与碳基材料复合改性，进一步提升催化剂的抗硫抗水性能与使用寿命；在系统集成方面，开发“湿式低温SCR+脱硫吸收塔”一体化塔体设计，实现烟气多污染物协同净化，大幅降低设备占地与运行能耗。

智能化运维将成为低温脱硝技术升级的重要方向，通过大数据分析 with AI算法，构建催化剂寿命预测模型、喷氨量动态优化系统，实现脱硝系统全生命周期智能化管理与运维。同时，结合碳污协同监管要求，推动低温脱硝技术与碳捕集技术深度融合，进一步降低火电厂综

合碳排放，助力“双碳”目标实现。

## 结论

低温脱硝技术适配火电厂尾部低温烟气工况，无需额外设置烟气再热系统，具备能耗低、集成性强、脱硝效率高的显著优势，是火电厂实现超低排放与节能降碳目标的核心技术路径。通过选用Mn-Ce/TiO<sub>2</sub>、Cu-Fe-ZrO<sub>2</sub>等新型复合催化剂，优化系统结构与运行参数，可实现NO<sub>x</sub>去除率90%以上，满足严苛的排放管控要求。当前，低温脱硝技术仍面临催化剂耐硫性不足、低温工况效率波动等问题，需通过催化剂改性升级、智能化运维优化、系统一体化集成等手段持续完善。随着技术的不断突破与创新，低温脱硝技术将在火电厂存量改造与增量建设中得到广泛应用，为电力行业绿色低碳转型提供有力支撑。

## 参考文献

- [1] 张磊, 王鹏, 李丽. 低温SCR脱硝催化剂研究进展[J]. 环境工程学报, 2023, 17(5): 1324-1333.
- [2] 刘军, 赵阳, 陈勇. 火电厂SNCR+低温SCR联合脱硝工艺应用实践[J]. 电力环境保护, 2024, 40(2): 45-49.
- [3] 王健, 李红兵, 张敏. Mn-Ce/TiO<sub>2</sub>催化剂抗硫性能改性研究[J]. 燃料化学学报, 2023, 51(8): 1278-1286.
- [4] 陈强, 刘刚, 王丽. 火电厂低温脱硝系统运行优化与能耗分析[J]. 热力发电, 2024, 53(3): 102-107.