

火力发电厂烟气脱硫脱硝技术研究

马 乾 李思聪 王旭东 杨生睿
华能平凉发电有限责任公司 甘肃 平凉 744000

摘要: 火力发电厂烟气排放中的二氧化硫(SO_2)和氮氧化物(NO_x)是大气污染的主要来源,脱硫脱硝技术是控制污染物排放的关键。本文围绕火力发电厂烟气脱硫脱硝技术展开研究,系统概述了湿法脱硫(如石灰石-石膏法、海水脱硫)、干法脱硫(如循环流化床脱硫、喷雾干燥脱硫)及脱硝技术(SCR、SNCR)的工艺原理与特点。同时分析了当前技术应用中存在的设备落后、材料质量不达标、运行成本高及二次污染等问题,并从技术研发、材料控制、成本优化及污染治理等方面提出对策,为提升脱硫脱硝技术的高效性与经济性提供参考。

关键词: 火力发电厂; 烟气脱硫脱硝; 技术研究

引言:随着工业化进程加快,火力发电作为能源供应的重要支柱,其排放的 SO_2 和 NO_x 导致酸雨、雾霾等环境问题日益严峻。我国对大气污染物排放制定了严格标准,如《火电厂大气污染物排放标准》不断加严限值,推动脱硫脱硝技术的升级应用。目前,湿法、干法脱硫及SCR、SNCR脱硝技术已在工程中广泛应用,但受技术成熟度、运行条件及成本等因素制约,仍存在效率不稳定、能耗高、副产物处理困难等挑战。因此,深入研究脱硫脱硝技术的优化路径,对实现火力发电行业的绿色低碳发展具有重要现实意义。

1 火力发电厂烟气脱硫脱硝技术概述

火力发电厂在燃烧煤炭等化石燃料发电过程中,会产生大量包含二氧化硫、氮氧化物等污染物的烟气,这些污染物不仅危害人体健康,还会引发酸雨、光化学烟雾等环境问题。因此,烟气脱硫脱硝技术成为火力发电厂污染物控制的核心手段。烟气脱硫技术旨在脱除烟气中的二氧化硫,根据工艺特点,可分为湿法脱硫和干法脱硫两大类。湿法脱硫通过碱性吸收剂与二氧化硫发生化学反应进行吸收,具有脱硫效率高、技术成熟的优势;干法脱硫则利用粉状或粒状吸收剂在干燥状态下与二氧化硫反应,具有无废水产生、设备简单的特点。烟气脱硝技术主要用于去除氮氧化物,常见的有选择性催化还原(SCR)和选择性非催化还原(SNCR)技术。SCR技术借助催化剂的作用,在较低温度下将氮氧化物还原为氮气和水,脱硝效率较高;SNCR技术则是在高温环境中,利用氨或尿素等还原剂与氮氧化物反应。烟气脱硫脱硝技术的发展与应用,对于减少火力发电厂污染物排放、改善大气环境质量、实现可持续发展具有重要意义^[1]。

2 火力发电厂烟气脱硫脱硝技术分析

2.1 湿法脱硫技术

2.1.1 石灰石-石膏湿法脱硫

石灰石-石膏湿法脱硫是目前应用最广泛的湿法脱硫技术。该技术以石灰石或石灰浆液作为吸收剂,通过烟气与吸收剂在吸收塔内充分接触,使二氧化硫(SO_2)与吸收剂发生化学反应生成亚硫酸钙,再经强制氧化转化为硫酸钙,最终结晶形成石膏副产品。其核心流程:含硫烟气从吸收塔底部进入,与自上而下喷淋的石灰石浆液逆向接触,气液充分混合实现 SO_2 吸收;反应后的浆液经氧化、脱水处理,产出高纯度石膏,可用于建筑材料生产。该技术脱硫效率高达95%以上,对煤种适应性强,运行稳定性好,但存在设备腐蚀严重、需定期更换防腐材料、运行能耗较高及产生大量废水等问题,需配套复杂的废水处理系统以避免二次污染。

2.1.2 海水脱硫

海水脱硫利用海水天然的碱度(主要由碳酸盐、重碳酸盐等组成)作为吸收剂脱除烟气中的 SO_2 。工艺流程中,烟气经除尘后进入吸收塔,与喷淋的海水充分接触, SO_2 被海水吸收并发生酸碱中和反应,生成亚硫酸根离子,随后在曝气池中被氧化为硫酸根离子,最终达标排放。该技术无需额外添加化学吸收剂,运行成本低,系统简单,且脱硫效率可达90%以上。同时,反应产物随海水稀释后可通过海洋自身的物理、化学及生物作用实现自然净化。然而,海水脱硫对电厂选址要求严格,需靠近海岸且海水碱度满足条件;且海水的强腐蚀性对设备材质要求极高,需采用特种防腐材料,增加了初期投资成本。

2.2 干法脱硫技术

2.2.1 循环流化床脱硫

循环流化床脱硫技术通过将粉状脱硫剂(如消石灰)与烟气在特殊设计的流化床反应器内充分混合,实

现高效脱硫。在反应过程中,含硫烟气从流化床底部进入,与向上流动的脱硫剂颗粒形成湍流状态,气固两相充分接触,二氧化硫迅速被吸收。未反应完全的脱硫剂颗粒及反应产物经除尘器分离后,返回流化床继续参与反应,大幅提高脱硫剂利用率。该技术具有反应速度快、脱硫效率可达85%-95%、设备占地面积小、无废水排放等优势,适用于中低硫煤的处理。但由于系统内部气固两相流态复杂,对设备耐磨性能要求较高,运行中需定期检查维护。

2.2.2 喷雾干燥脱硫

喷雾干燥脱硫技术是将脱硫剂制成浆液,通过高速旋转的雾化器喷入干燥吸收塔,形成微米级雾滴。含硫烟气从吸收塔底部进入,与雾滴逆向接触,二氧化硫在雾滴表面发生化学反应生成固态脱硫产物。由于热烟气的快速干燥作用,雾滴中的水分迅速蒸发,最终以固态粉末形式被除尘器收集。该技术结合了湿法脱硫的高吸收效率与干法脱硫的无废水排放特点,系统简单,投资成本较低,脱硫效率可达80%-90%。然而,其对脱硫剂浆液的雾化效果和烟气温度控制要求严苛,若雾化不均或烟气温度过低,易导致吸收塔内壁粘料、结垢,影响设备稳定运行。

2.3 脱硝技术

2.3.1 SCR技术

SCR(选择性催化还原)技术是目前应用广泛且高效的脱硝方法。该技术以氨或尿素为还原剂,在催化剂的作用下,将烟气中的氮氧化物选择性还原为无害的氮气和水。在实际应用中,含氮氧化物的烟气首先与喷入的还原剂充分混合,随后进入装有催化剂的反应器。催化剂降低了反应的活化能,使反应在较低温度(300-420℃)下快速进行,显著提升脱硝效率,通常可达80%-95%。SCR技术对氮氧化物的脱除具有高度选择性,几乎不与烟气中的氧气发生反应,从而避免副反应消耗还原剂。不过,该技术对催化剂要求极高,催化剂易受烟气中粉尘、重金属等物质影响而中毒失活,需定期更换,增加了运行成本。

2.3.2 SNCR技术

SNCR(选择性非催化还原)技术通过在高温炉膛内(850-1100℃)直接喷入氨或尿素等还原剂,使还原剂与氮氧化物发生还原反应,生成氮气和水。该技术无需使用催化剂,依靠炉膛内的高温环境促使反应进行,系统相对简单,初期投资成本较低。在实际操作中,还原剂经喷嘴喷入合适的高温反应区域,与烟气中的氮氧化物充分混合并快速反应,脱硝效率通常在30%-60%。但由

于反应温度窗口狭窄,若温度过高,还原剂会被氧化为氮氧化物,导致脱硝效率下降;若温度过低,反应不充分,同样影响效果。此外,SNCR技术对还原剂的喷射位置、剂量控制要求严格,还原剂利用率较低,过量喷射易造成氨逃逸,污染环境并腐蚀后续设备,因此需通过优化喷射系统与精准控制参数来提升技术稳定性^[2]。

3 火力发电厂烟气脱硫脱硝技术存在的问题与对策

3.1 存在的问题

3.1.1 技术与设备较为落后

当前部分火力发电厂仍沿用早期引进或自主研发的脱硫脱硝技术,这些技术在原理和工艺上已难以满足日益严格的环保标准。例如,一些干法脱硫设备对烟气中二氧化硫的脱除效率不足80%,远低于新国标要求;老旧的SCR脱硝装置因催化剂活性衰减,导致氮氧化物排放超标。同时,设备的自动化控制水平低,无法根据烟气成分、负荷变化实时调整运行参数,容易出现脱硫脱硝不彻底的情况。此外,设备更新换代速度慢,部分电厂因资金限制,未能及时采用高效的新型脱硫脱硝一体化设备,导致整体处理效率低下,难以实现污染物稳定达标排放。

3.1.2 所需材料与条件质量不达标

脱硫脱硝过程对吸收剂、催化剂等材料质量要求极高。部分电厂为降低成本,采购的石灰石粉纯度不足,导致湿法脱硫中二氧化硫吸收效率下降,且杂质易堵塞管道、磨损设备;在SCR脱硝技术中,劣质催化剂活性低、抗中毒能力差,极易因烟气中的粉尘、重金属附着而失效,缩短使用寿命。此外,运行条件也影响技术效果:如喷雾干燥脱硫中,若烟气温度控制不当,会造成吸收塔内粘壁、结垢。SNCR脱硝技术中,炉膛温度波动超出反应窗口,会使还原剂利用率大幅降低。材料与条件的不稳定,直接削弱了脱硫脱硝技术的实际效能。

3.1.3 运行成本高

火力发电厂脱硫脱硝系统运行成本居高不下,主要体现在能源消耗、材料损耗和设备维护三方面。湿法脱硫技术需持续消耗大量电力驱动循环泵、氧化风机等设备,同时为维持吸收塔内反应条件,还需消耗蒸汽或热水,导致能耗成本显著增加。脱硝过程中,尿素或液氨作为还原剂,市场价格波动大,且SNCR和SCR技术对还原剂用量需求大,进一步推高运行成本。此外,脱硫脱硝设备长期处于高腐蚀、高磨损环境,像海水脱硫装置的防腐涂层需定期更换,SCR催化剂每3-5年需整体更新,设备维护与更换费用加重了电厂的经济负担。

3.1.4 二次污染问题

现有脱硫脱硝技术在污染物治理过程中,常伴生新的环境问题。湿法脱硫产生的脱硫废水含有大量重金属离子(如汞、镉)和高浓度悬浮物,若未经有效处理直接排放,会对土壤和水体造成污染;脱硫石膏若因杂质含量过高无法资源化利用,大量堆存易引发土地资源浪费和二次扬尘。脱硝过程中,SNCR技术因氨逃逸,会形成氨气、硫酸氢铵等二次污染物,不仅腐蚀后续设备,还会与大气中的颗粒物反应生成PM_{2.5}。SCR技术若催化剂处置不当,其中的重金属成分渗入土壤或水体,也会造成生态危害,加剧环境治理的复杂性。

3.2 解决对策

3.2.1 加强技术研发与创新

为提升火力发电厂脱硫脱硝效率,需加大技术研发与创新力度。一方面,鼓励科研机构与企业合作,聚焦新型脱硫脱硝一体化技术开发,例如探索活性炭联合脱硫脱硝技术,利用活性炭的吸附与催化特性,同步去除多种污染物,简化工艺流程。另一方面,对现有技术进行优化升级,通过改进催化剂配方提升SCR脱硝技术的活性与抗中毒能力,延长使用寿命;针对循环流化床脱硫技术,研发高效耐磨材料和优化气固流态化设计,提高设备稳定性与脱硫效率。

3.2.2 严格材料与条件质量控制

建立严格的材料质量管控体系是保障脱硫脱硝效果的关键。电厂应与优质供应商合作,制定吸收剂、催化剂等原材料的严格采购标准,例如要求石灰石粉纯度不低于95%,SCR催化剂需通过抗粉尘、抗重金属中毒性能测试。在材料验收环节,采用先进检测设备(如X射线荧光光谱仪)对成分和杂质含量进行快速分析,杜绝不合格材料进厂。同时,加强运行条件监控,在喷雾干燥脱硫系统中安装高精度温度传感器,实时调节烟气温度。在SNCR脱硝技术中,通过红外测温装置精准定位炉膛高温反应区域,确保还原剂在最佳条件下反应,从源头上提升脱硫脱硝效率。

3.2.3 降低运行成本

降低脱硫脱硝运行成本需从多维度着手。在能源消耗方面,推广节能设备和优化系统设计,例如采用高效

变频电机驱动循环泵,根据实际工况调节转速,减少电力浪费;对湿法脱硫的氧化风机进行余热回收,用于预热吸收剂浆液,降低蒸汽消耗。在材料成本控制上,探索低成本还原剂替代方案,如利用工业副产物氨水替代液氨,或开发新型吸附剂降低对高价格催化剂的依赖。此外,建立设备全生命周期管理机制,通过定期维护和预防性检修延长设备使用寿命,减少更换频率。

3.2.4 解决二次污染问题

解决脱硫脱硝二次污染需构建系统化治理方案。针对湿法脱硫废水,采用“预处理+膜处理+蒸发结晶”组合工艺,通过化学沉淀去除重金属离子,利用反渗透膜分离盐分,最终将浓缩液蒸发结晶,实现水资源循环利用和固废无害化处置。对于脱硫石膏,研发杂质去除技术,提升其纯度以满足建材行业标准,促进资源化利用;在脱硝方面,优化SNCR喷射系统,加装氨逃逸监测装置,实时调整还原剂用量,降低氨气排放;对失效的SCR催化剂进行专业化回收处理,提取其中的稀有金属,减少重金属对环境的危害,实现污染物治理的闭环管理^[3]。

结束语

综上所述,火力发电厂烟气脱硫脱硝技术的发展对改善大气环境、推动电力行业绿色转型意义重大。尽管当前技术在实际应用中仍面临设备落后、成本高昂、二次污染等挑战,但通过技术创新、严格质量管控、成本优化及污染综合治理等措施,可有效提升脱硫脱硝效率与经济性。未来,随着环保标准持续升级,需进一步加强产学研协同创新,探索低碳、高效、资源化的新型脱硫脱硝技术,同时推动智能化、数字化管理在电厂的深度应用,实现污染物减排与能源清洁化的协同发展,助力“双碳”目标的达成。

参考文献

- [1]胥帅.火力发电厂烟气脱硫脱硝技术应用与节能环保措施[J].化学工程与装备,2021,(04):239-240+246.
- [2]周东瑜.火力发电厂脱硫超低排放改造技术探讨[J].当代化工研究,2021,(05):150-151.
- [3]周东瑜.火力发电厂脱硫超低排放改造技术[J].节能与环保,2021,(02):48-49.