

火电厂烟气超低排放改造中脱硫脱硝协同控制策略

王 刚 马 瑞 乔仙保

北方联合电力有限责任公司临河热电厂 内蒙古 巴彦淖尔 015000

摘 要: 文章聚焦火电厂烟气超低排放改造中的脱硫脱硝协同控制策略。阐述了脱硫（湿法、干法、半干法）与脱硝（SCR、SNCR）技术原理，分析协同控制的必要性与挑战。介绍了协同控制关键技术，包括协同反应机理、催化剂与吸附剂协同作用、系统建模与仿真。说明系统集成设计要点，涵盖总体架构、设备选型布置与控制系统设计。最后提出运行优化策略，涉及运行参数、负荷适应性及故障诊断预警等方面。

关键词: 火电厂；烟气超低排放；脱硫脱硝；协同控制策略

1 脱硫脱硝技术原理

1.1 脱硫技术

脱硫技术旨在去除烟气中的二氧化硫（ SO_2 ），以减少酸雨等环境危害。常见的脱硫方法包括湿法脱硫、干法脱硫和半干法脱硫。湿法脱硫应用最为广泛，其中石灰石-石膏湿法脱硫技术成熟、脱硫效率高。其原理是将石灰石（ CaCO_3 ）制成浆液，与烟气中的 SO_2 发生化学反应。首先， SO_2 溶于水生成亚硫酸（ H_2SO_3 ），然后与石灰石浆液中的碳酸钙反应生成亚硫酸钙（ CaSO_3 ），亚硫酸钙再被空气中的氧气氧化为硫酸钙（ CaSO_4 ），即石膏，可作为副产品回收利用。该过程不仅能高效脱除 SO_2 ，还能去除部分烟尘。干法脱硫则是在干燥状态下进行脱硫反应，如循环流化床脱硫技术。将石灰石粉等脱硫剂喷入循环流化床内，与烟气中的 SO_2 充分接触反应，生成硫酸钙等产物^[1]。干法脱硫系统简单、占地面积小，但脱硫效率相对较低，适用于对脱硫效率要求不高或空间有限的场合。半干法脱硫结合了湿法和干法的特点，例如旋转喷雾干燥法。将石灰浆液通过旋转雾化器喷成细小的雾滴，与烟气接触，水分迅速蒸发，脱硫反应在干燥状态下完成，生成亚硫酸钙和硫酸钙的混合物。半干法脱硫具有投资和运行成本较低、无废水排放等优点。

1.2 脱硝技术

脱硝技术主要针对烟气中的氮氧化物（ NO_x ），包括一氧化氮（ NO ）和二氧化氮（ NO_2 ）等。目前主流的脱硝技术有选择性催化还原（SCR）技术和选择性非催化还原（SNCR）技术。SCR技术是在催化剂的作用下，将还原剂（如氨水或尿素）喷入烟气中，在适宜的温度范围内（通常为300-420℃），还原剂与 NO_x 发生选择性催化还原反应，生成氮气（ N_2 ）和水（ H_2O ）。该技术脱硝效率高，可达80%-90%以上，是目前火电厂应用最广泛的脱硝技术。SNCR技术无需催化剂，直接将还原剂喷入炉

膛内，在高温（850-1100℃）条件下，还原剂与 NO_x 发生非催化还原反应，生成氮气和水。SNCR技术系统简单、投资成本低，但脱硝效率相对较低，一般为30%-60%，且对反应温度窗口要求严格。

2 脱硫脱硝协同控制的必要性与挑战

2.1 协同控制的必要性

随着环保要求的日益严格，火电厂烟气排放标准不断提高，仅依靠单一的脱硫或脱硝技术已难以满足超低排放要求。脱硫脱硝协同控制能够实现多种污染物的同步高效脱除，减少污染物排放总量，降低对环境的综合影响。从经济角度考虑，协同控制可以避免分别建设脱硫和脱硝设施带来的重复投资和高额运行成本。通过优化工艺流程和设备配置，实现资源共享和能量梯级利用，提高能源利用效率，降低整体运行费用。协同控制有助于简化烟气净化系统，减少占地面积和设备数量，提高系统的可靠性和稳定性。同时，便于实现自动化控制和智能化管理，提升火电厂的环保管理水平和运行效益。

2.2 协同控制面临的挑战

脱硫脱硝协同控制涉及多种污染物的同时脱除，反应过程复杂，相互之间存在干扰和影响。例如，脱硫过程中产生的某些物质可能会影响脱硝催化剂的活性和寿命，而脱硝反应的条件也可能对脱硫效率产生不利作用。不同污染物脱除技术对反应条件（如温度、压力、停留时间等）的要求差异较大，难以在一个系统中同时满足所有反应的最佳条件。如何优化工艺参数，实现多种反应条件的协调匹配，是协同控制面临的关键问题之一。协同控制系统的设备选型和布置需要综合考虑多种因素，确保各设备之间能够有效协同工作。同时，系统的运行管理和维护难度较大，需要专业的技术人员和完善的运行管理制度，以保障系统的稳定运行和高效脱除污染物^[2]。

3 火电厂烟气超低排放改造中脱硫脱硝协同控制关键技术

3.1 协同反应机理

深入研究脱硫脱硝协同反应机理是实现高效协同控制的基础。在协同反应过程中, SO_2 和 NO_x 在催化剂或反应介质的作用下, 发生一系列复杂的化学反应。例如, 在有催化剂存在时, SO_2 可能被氧化为 SO_3 , 然后与水反应生成硫酸, 同时 NO_x 被还原为 N_2 。通过实验研究和理论模拟, 揭示不同反应条件(如温度、反应物浓度、催化剂种类等)对协同反应的影响规律, 明确反应路径和中间产物, 有助于优化反应条件, 提高协同脱除效率。例如, 研究发现某些新型催化剂能够同时促进 SO_2 的氧化和 NO_x 的还原反应, 显著提高协同脱除效果。

3.2 催化剂与吸附剂的协同作用

催化剂和吸附剂在脱硫脱硝协同控制中起着关键作用。研发具有高效协同催化吸附性能的材料是提高协同控制效果的重要途径。一些新型复合催化剂不仅具有对 NO_x 的选择性催化还原活性, 还能同时吸附和催化氧化 SO_2 , 实现两种污染物的高效协同脱除。吸附剂可以通过物理吸附或化学吸附作用去除烟气中的污染物。将吸附剂与催化剂合理组合, 利用吸附剂的预吸附作用, 提高反应物在催化剂表面的浓度, 增强催化反应效果。同时吸附剂还可以吸附反应过程中产生的中间产物和副产物, 防止其对催化剂产生毒害作用, 延长催化剂的使用寿命。

3.3 协同控制系统的建模与仿真

建立脱硫脱硝协同控制系统的数学模型, 通过仿真模拟研究系统的动态特性和优化控制策略, 对于指导实际系统的设计和运行具有重要意义。模型应综合考虑烟气流动、传热、传质以及化学反应等多个过程, 准确描述系统中各参数之间的相互关系。利用计算机仿真技术, 对不同工况下的系统运行情况进行模拟分析, 预测系统的性能指标, 如脱硫脱硝效率、能耗等。通过优化模型参数, 寻找最佳的运行控制策略, 为实际系统的调试和优化提供理论依据。仿真模型还可以用于培训运行人员, 提高其对系统运行的理解和操作能力。

4 脱硫脱硝协同控制系统集成设计

4.1 系统总体架构

脱硫脱硝协同控制系统的总体架构应根据火电厂的实际情况和环保要求进行合理设计。一般包括烟气预处理单元、脱硫脱硝反应单元、后处理单元以及控制系统等部分。烟气预处理单元主要对进入系统的烟气进行除尘、调温、调湿等处理, 以满足后续反应单元的要求。

脱硫脱硝反应单元是系统的核心部分, 根据所选用的协同控制技术, 合理布置反应设备和催化剂或吸附剂^[3]。后处理单元则对反应后的烟气进行进一步处理, 如去除残留的污染物和水分, 确保达标排放。控制系统负责对整个系统的运行参数进行实时监测和调控, 实现系统的自动化运行和优化控制。

4.2 关键设备选型与布置

关键设备的选型与科学布置, 对系统性能及运行效果起着决定性作用。在脱硫设备选型上, 需综合考量烟气特性、脱硫效率以及运行成本等多方面因素。不同特性的烟气, 对脱硫技术的要求各异。比如, 对于高硫煤火电厂, 其烟气中硫含量高, 为确保达标排放, 可选用脱硫效率高的石灰石-石膏湿法脱硫设备, 该技术成熟可靠, 脱硫产物还能综合利用。脱硝设备选型时, 脱硝效率、催化剂寿命和运行成本是关键考量点。SCR技术脱硝效率高, 能有效降低氮氧化物排放, 但催化剂成本较高。因此, 要依据实际情况合理选择催化剂类型和反应器结构, 以平衡成本与效率。设备布置环节也不容忽视, 要充分考慮烟气流动的均匀性, 保证反应时间合理, 让污染物与反应介质充分接触反应。另外, 还需高度重视设备之间的连接和密封, 采用可靠的密封材料和连接方式, 防止烟气泄漏, 避免对环境造成二次污染。

4.3 控制系统设计

控制系统是脱硫脱硝协同控制系统的“大脑”, 负责实现对系统运行参数的实时监测、控制和优化。控制系统应具备数据采集与处理、自动控制、故障诊断与预警等功能。通过安装在系统各关键部位的传感器, 实时采集烟气温度、压力、流量、污染物浓度等参数, 并将数据传输至控制中心。控制中心根据预设的控制策略, 对脱硫脱硝设备进行自动调节, 如调整还原剂喷入量、催化剂活性等, 确保系统始终处于最佳运行状态。控制系统应具备故障诊断与预警功能, 能够及时发现设备故障和异常运行情况, 并发出警报信号, 以便运行人员及时采取措施进行处理。

5 火电厂烟气超低排放改造中脱硫脱硝协同控制运行优化策略

5.1 运行参数优化

运行参数的优化在提高脱硫脱硝协同控制效率、降低运行成本方面起着决定性作用。脱硫脱硝协同控制系统运行过程中会产生海量数据, 通过对这些数据的深入分析和研究, 运用专业的数据分析工具与模型, 能够精准找出影响脱硫脱硝效率的关键参数。像烟气温度, 它直接影响化学反应的速率和方向; 反应物浓度决定了

反应的剧烈程度；停留时间则关乎反应是否能够充分进行。以SCR脱硝系统为例，反应温度对脱硝效率的影响极为显著。催化剂只有在特定的最佳活性温度范围内，才能高效地促使还原剂与氮氧化物发生反应。若温度过低，反应速率缓慢，脱硝效率低下；温度过高，催化剂可能会因烧结而失去活性。为此，可通过调整锅炉运行参数，如改变燃料供应量、风量配比等，或者采用烟气旁路技术，精准地将反应温度控制在最佳范围内，从而大幅提升脱硝效率。同时还原剂的喷入量也需合理控制，过量喷入不仅会造成还原剂的浪费，增加运行成本，还会导致氨逃逸增加，形成二次污染，对环境造成新的危害。

5.2 负荷适应性调整

火电厂的负荷并非一成不变，而是会随着电力需求的动态变化而频繁波动。这就要求脱硫脱硝协同控制系统必须具备良好的负荷适应性，以应对不同工况下的运行要求。在不同负荷工况下，烟气的流量、温度和污染物浓度等关键参数都会发生明显变化。例如，高负荷运行时，烟气流量大、温度高，污染物浓度也可能相对较高；低负荷运行时则相反。以低负荷运行情况为例，此时烟气流量减小，反应物在反应器内的停留时间相应增加。如果反应物浓度保持不变，就极有可能导致过度反应，不仅浪费反应物，还可能产生一些不必要的副产物，影响系统的正常运行。因此需要建立负荷适应性调整模型，该模型能够实时感知负荷变化，并根据预设的算法自动调整系统运行参数，如调整反应物的喷入量、改变反应器的风速等，确保系统在不同负荷工况下都能保持稳定高效的运行状态，实现脱硫脱硝效果的最大化。

5.3 故障诊断与预警

在火电厂脱硫脱硝协同控制系统的运行过程中，及时准确的故障诊断与预警是保障系统安全稳定运行的核心要素。一旦系统出现故障，若不能及时发现和处理，

可能会导致污染物排放超标，对环境造成严重污染，同时还会影响火电厂的正常生产，造成巨大的经济损失。利用先进的传感器技术，能够在系统的各个关键部位实时采集运行数据，如温度、压力、流量、污染物浓度等。通过数据分析方法，对这些采集到的数据进行深度挖掘和分析，建立科学合理的故障诊断模型。当系统出现异常时，该模型能够迅速对异常数据进行处理和分析，快速准确地判断故障类型和位置，并及时发出预警信号^[4]。例如，通过持续监测催化剂前后压差的变化，若压差超出正常范围，就可以判断催化剂可能出现了堵塞情况；通过分析烟气中污染物浓度的异常波动，能够推断反应设备是否出现故障。同时为应对可能出现的故障，需建立完善的故障应急处理预案，为运行人员提供详细的操作指导，使其在故障发生时能够迅速采取有效的处理措施，最大限度地减少故障对系统运行的影响。

结束语

火电厂烟气超低排放改造中，脱硫脱硝协同控制策略意义重大。通过深入研究技术原理、攻克协同控制难题、掌握关键技术、合理设计集成系统以及优化运行策略，可实现多种污染物的高效协同脱除，满足日益严格的环保要求。这不仅有助于火电厂降低运行成本、提升能源利用效率，还能减少对环境的污染，推动火电厂的可持续发展，为我国环保事业做出积极贡献。

参考文献

- [1]王春杰.火电厂锅炉烟气脱硫脱硝协同控制技术研究[J].化工管理,2020,(15):118-119.
- [2]朱骏.火电厂锅炉烟气脱硫脱硝协同控制技术探析[J].电力设备管理,2024,(18):283-285.
- [3]杨敏.火电厂锅炉烟气脱硫脱硝协同控制技术研究[J].清洗世界,2023,39(03):69-71.
- [4]张胜梅.燃煤锅炉的烟气治理和脱硫脱硝技术探究[J].中国资源综合利用,2022,40(08):128-130.