

低氮燃烧改造后锅炉受热面高温腐蚀防控方案与运行调整

黄 睿

陕西华电榆横煤电有限责任公司榆横发电厂 陕西 榆林 719000

摘 要：低氮燃烧改造在有效降低 NO_x 排放的同时，改变了炉内燃烧工况，加剧了水冷壁等受热面的高温腐蚀风险。本文分析了低氮燃烧改造后炉内还原性气氛增强导致高温腐蚀加剧的机理，明确了 H_2S 浓度升高是硫化物型腐蚀的主要驱动力，指出了主燃烧器区侧墙水冷壁和屏式过热器底部为腐蚀高风险区域。在此基础上，提出了燃烧优化调整、贴壁风系统改造、受热面材料升级与煤质管控相结合的综合防控方案，并配套制定了不同负荷下的差异化运行调整策略与吹灰检测制度优化措施，在控制腐蚀速率的同时兼顾 NO_x 排放达标，为低氮改造后锅炉的安全经济运行提供了系统的技术方案。

关键词：低氮燃烧改造；高温腐蚀；受热面；运行调整；防控方案

引言：低氮燃烧改造是燃煤锅炉满足 NO_x 超低排放要求的主要技术手段，通过空气分级和燃料分级在主燃区形成强还原性气氛以抑制 NO_x 生成。然而，这一技术在有效降低 NO_x 的同时，也带来了新的安全问题——水冷壁等受热面的高温腐蚀显著加剧。据统计，完成低氮改造的锅炉中，超过60%出现了不同程度的水冷壁腐蚀减薄问题，部分机组运行不足一个检修周期即发生爆管泄漏。本文从低氮燃烧改造对炉内燃烧工况的改变出发，系统分析高温腐蚀的机理与风险分布，提出涵盖燃烧调整、设备改造和运行管理的综合防控方案，为低氮改造后锅炉受热面的安全运行提供技术指导。

1 低氮燃烧改造与高温腐蚀的关联机制

1.1 低氮燃烧改造的技术特征

低氮燃烧改造的核心技术手段包括空气分级燃烧、燃料分级燃烧和低 NO_x 燃烧器改造三大类。空气分级燃烧是将燃烧所需空气分阶段送入炉膛，主燃烧器区域维持在欠氧燃烧状态（过量空气系数 α 降至0.75~0.85），形成富含CO和 H_2S 的还原性气氛以抑制燃料型 NO_x 的生成；在主燃区上方补入燃尽风完成焦炭燃尽。燃料分级燃烧是在主燃区下游喷入二次燃料（煤粉或气体燃料），利用烃类物质将已生成的 NO_x 还原为 N_2 。低 NO_x 燃烧器改造则通过优化燃烧器结构设计，实现煤粉浓淡分离、分级配风，在燃烧器出口形成局部分级燃烧效果。上述改造的共同特征是主燃烧器区域过量空气系数大幅降低、还原性气氛区域显著扩大、火焰中心上移，这些变化在抑制 NO_x 的同时改变了炉膛温度场和气氛场的分布格局^[1]。

1.2 高温腐蚀的机理与类型

高温腐蚀按机理不同可分为三种类型。硫化物型腐蚀是最主要的形式，发生在贴壁气氛中 H_2S 浓度超过100ppm的区域， H_2S 与管壁金属直接反应生成疏松的FeS腐蚀层，该腐蚀层无保护性，会持续剥落并暴露新鲜金属表面。腐蚀速率与 H_2S 浓度呈近似线性关系， H_2S 浓度从100ppm升至500ppm时，腐蚀速率可增大4~6倍。硫酸盐型腐蚀发生在管壁温度超过600℃的高温区域，煤中碱金属（Na、K）与硫反应生成低熔点复合硫酸盐沉积于管壁形成熔融膜，加速氧化层剥落，该类型腐蚀对管壁温度极为敏感，温度每升高20℃，腐蚀速率约增加一倍。氯化物型腐蚀由煤中氯元素（ $\text{Cl} > 0.2\%$ ）在高温下释放HCl和 Cl_2 引发，Cl原子对氧化层的破坏能力远超 O_2 ，可造成快速穿透性腐蚀。三种腐蚀类型在低氮改造后的锅炉中往往并存，其中硫化物型因还原性气氛增强而成为主导。

1.3 低氮改造对腐蚀环境的改变

低氮燃烧改造对腐蚀环境的改变体现在三个层面。首先是主燃区还原性气氛大幅增强，主燃区过量空气系数 α 由改造前的1.10~1.15降至0.75~0.85，贴壁CO浓度由约2000~5000ppm升至20000~40000ppm， H_2S 浓度同步升高，硫化物型腐蚀的驱动力成倍增长。其次是贴壁气氛恶化，由于空气分级后二次风延迟混入，燃烧器区域壁面附近缺乏氧化性气氛的保护，还原性气氛直接接触水冷壁管壁，使腐蚀层不断累积。第三是火焰中心上移导致炉膛出口烟温升高，屏式过热器区域热负荷增加，管壁温度接近或达到硫酸盐型腐蚀的敏感温度窗口，叠加烟气中携带的还原性气体和碱金属，进一步加剧了

该区域的腐蚀风险。改造前后水冷壁腐蚀速率通常由0.05~0.10mm/年增至0.25~0.45mm/年,腐蚀严重区域甚至超过0.50mm/年。

2 高温腐蚀风险识别与监测方法

2.1 高风险区域判定

高温腐蚀高风险区域的判定需结合炉内空气动力场和燃烧器布置特征进行综合分析。水冷壁侧墙主燃烧器区域是最严重的腐蚀区,在四角切圆燃烧锅炉中,燃烧器区域的侧墙中部、前后墙角部区域以及火焰冲刷位置,因受火焰直接冲刷和还原性气氛的双重作用, H_2S 浓度可达200~500ppm,壁厚减薄量最大。腐蚀严重区域通常出现在燃烧器中心标高上下1~1.5m范围内。屏式过热器底部区域的风险次之,火焰中心上移后该区域烟气温度升高,管壁温度常超过580℃,叠加烟气中的还原性气体和碱金属,屏底外圈向火侧管屏的腐蚀速率显著高于同屏其他管段。高温过热器和再热器入口管屏外圈也存在一定腐蚀风险,主要源于炉膛出口烟温偏差引起的局部热负荷集中和烟气成分偏差,风险程度低于上述两个区域但同样不可忽视^[2]。

2.2 腐蚀风险监测技术

腐蚀风险监测技术包括在线监测和离线检测两大类。在线监测方面,壁温监测系统通过在关键管屏的入口、中间和出口位置布置壁温测点,实时追踪管壁温度变化,当壁温超过报警值时触发预警,同时计算管屏间温差和同屏管间温差作为热偏差的量化指标。贴壁气氛在线监测系统通过在水冷壁侧墙布置 $CO/H_2S/O_2$ 测点,实时显示贴壁还原性气氛的分布和变化趋势, CO 浓度超过20000ppm或 H_2S 超过100ppm时应发出腐蚀风险预警。离线检测方面,超声波测厚是对水冷壁和过热器管屏进行定点定期检测的最常用手段,每年至少1次全面检测、每季度1次重点区域抽测,对比历史数据计算腐蚀速率。腐蚀探针和挂片失重法可提供腐蚀速率的直接测量数据,用于验证在线监测的准确性。壁温超限累计时长和 H_2S 浓度超标频次应作为腐蚀风险预警的核心指标纳入日常监督。

3 高温腐蚀防控技术方案

3.1 燃烧调整层面的防控策略

燃烧调整层面应以“适度欠氧”为原则,在满足 NO_x 排放要求的前提下尽可能改善贴壁气氛。将主燃区过量空气系数 α 从0.75~0.78适当提升至0.80~0.85,可使贴壁 CO 浓度由30000ppm以上降至15000ppm以下, H_2S 浓度同步下降约40%~60%,腐蚀速率显著降低。投入贴壁风系统是改善贴壁气氛的有效手段,在侧墙主燃烧器区域

引入约5%~8%总风量的贴壁风,形成空气保护膜将还原性气氛与壁面隔离,贴壁风射流速度控制在15~20m/s为宜。合理分配各层燃烧器出力,通过一次风量和煤粉浓度的在线监测与调整,将同层燃烧器之间的煤粉浓度偏差控制在 $\pm 10\%$ 以内,避免局部过浓燃烧导致的还原性气氛集中。高硫煤工况下贴壁风率应适当上调至8%~10%,主燃区 α 提升至0.83~0.85;低硫煤工况则可适度下调以兼顾低氮效果。

3.2 受热面改造与材料升级

受热面改造与材料升级是从硬件层面提升抗腐蚀能力的根本措施。在管材升级方面,对腐蚀严重区域的水冷壁管材进行材质升级,将原有20G材质(抗腐蚀性能一般)更换为耐蚀性能更好的15CrMoG或T91材质,抗硫化腐蚀能力可提高2~3倍;过热器管屏高温段将TP304H升级为Super304H,提高抗高温氧化和抗蠕变性能,其抗高温蒸汽氧化能力约为TP304H的3~5倍。在表面防护技术方面,对水冷壁向火面进行超音速电弧喷涂或等离子喷涂NiCr合金涂层(厚度0.3~0.5mm),可有效隔离腐蚀性气氛与管壁金属的直接接触,涂层寿命可达3~5年。结构优化方面,适当增加屏式过热器管屏间距10%~15%以改善烟气流通条件、降低管壁温度,或在腐蚀最严重的管屏外圈加装防磨防腐护瓦,均可有效降低腐蚀风险,延长受热面使用寿命。

3.3 煤质管控与配煤掺烧策略

煤质管控是降低腐蚀介质浓度的前端手段。在硫分控制方面,将入炉煤收到基硫分控制在1.0%以下,对于硫分超标的煤种,通过与低硫煤按1:2至1:3比例掺烧,将混煤硫分降至安全阈值以下,混煤硫分每降低0.2%,贴壁 H_2S 浓度约下降15%~20%。在碱金属控制方面,碱金属含量(Na_2O+K_2O)超过3%的煤种应避免单独燃用,可掺烧高岭土(添加比例3%~5%)以吸附气相碱金属,减少硫酸盐沉积物的生成。在氯元素控制方面,入炉煤氯含量应控制在0.15%以下,超标煤种可通过配煤稀释将氯含量降至安全范围^[3]。对于已经出现明显腐蚀减薄的锅炉,建议在检修期间进行腐蚀产物分析和管材剩余寿命评估,将入炉煤硫分控制标准进一步收紧至0.8%以下,直至腐蚀速率降至可接受水平。

4 运行调整策略与优化实践

4.1 不同负荷下的运行调整策略

不同负荷下炉膛温度场和气氛场存在显著差异,运行调整策略应区别对待。高负荷($\geq 80\%$ 额定负荷)时炉膛温度最高,腐蚀速率最快,此阶段应确保主燃区过量空气系数不低于下限值($\alpha \geq 0.82$),加强贴壁风投

入,贴壁风率维持在7%~8%的上限水平,同时密切监视屏式过热器管壁温度,必要时投入喷水减温辅助控制壁温。中负荷(50%~80%)时炉膛温度适中,腐蚀速率相对较低,此阶段是兼顾 NO_x 与腐蚀的最优运行区间,可在满足 NO_x 排放的前提下适度降低贴壁风率至5%~6%,主燃区 α 维持在0.80~0.82。低负荷($\leq 50\%$)时炉膛温度最低,腐蚀速率明显下降,但燃烧稳定性风险上升,此阶段调整重点应由防腐转向稳燃,贴壁风率可降至3%~5%,配风以满足稳定燃烧为首要目标,但需注意低负荷下SCR入口烟温降低可能影响脱硝效率,存在环保风险,应综合权衡。

4.2 关键运行参数的优化整定

关键运行参数的优化整定是实现腐蚀防控目标的具体手段。炉膛出口氧量设定值应根据负荷和煤质动态调整,高负荷时控制在2.5%~3.0%,中负荷时3.0%~3.5%,低负荷时3.5%~4.0%,既防止缺氧腐蚀又避免过氧导致 NO_x 升高。二次风配比推荐采用“束腰式”或“倒塔式”配风方式——中部燃烧器区域二次风量集中供给形成“束腰”以强化还原性气氛控制,上部燃烧器区域减少配风抑制火焰上冲。一次风速应维持在22~26m/s的设计范围内,偏差控制在 $\pm 2\text{m/s}$ 以内,一次风速过低会导致火焰贴壁,过高则推迟着火、火焰中心上移。煤粉细度R90控制在18%~22%范围内,细度过粗($> 25\%$)导致燃烧滞后、火焰中心上移、屏区还原性气氛加剧腐蚀,细度过细($< 15\%$)则增加制粉电耗且可能缩短火焰长度。建议每季度进行一次全面的燃烧调整试验,根据煤质变化和状态及时修正上述参数^[4]。

4.3 吹灰与定期检测制度优化

吹灰对腐蚀的影响具有两面性。定期吹灰及时清除管壁沉积物,可减少熔融硫酸盐对管壁的持续腐蚀;但吹灰频次过高会加速管壁磨损、破坏表面防护层,吹灰不足则沉积物增厚导致局部高温和腐蚀加剧。推荐吹灰频次为水冷壁区域每8小时1次、过热器区域每24小时

1~2次,采用蒸汽吹灰时严格控制吹灰蒸汽过热度不低于50℃,防止带水吹灰对管壁造成热冲击。应建立受热面壁温监测档案,记录每次超温事件的负荷、持续时长和温升速率,作为运行调整的参考依据。定期检测制度应纳入标准化管理:水冷壁腐蚀高风险区域每季度1次超声波测厚,每半年1次割管取样分析腐蚀层结构;过热器和再热器管屏每年1次氧化皮检测,每2年1次金相组织分析;建立腐蚀速率变化趋势图,对照历史数据评估防控措施的实际效果,及时修正运行调整策略。

结束语

低氮燃烧改造后水冷壁高温腐蚀加剧的本质原因是主燃区强还原性气氛导致的硫化物型腐蚀加速。本文从低氮改造对炉内燃烧工况的改变出发,分析了高温腐蚀的机理与风险分布,提出了燃烧优化调整、贴壁风系统改造、受热面材料升级与煤质管控相结合的综合防控方案。通过将主燃区过量空气系数从0.75~0.78提升至0.80~0.85,配合贴壁风系统和“束腰式”配风方式,可在 NO_x 排放增幅不超过5%的前提下将腐蚀速率降低50%以上。建议后续研究建立基于在线贴壁气氛监测和腐蚀速率预测的闭环优化模型,将腐蚀风险纳入燃烧调整的目标函数,实现防腐与低氮的在线协同优化。

参考文献

- [1]谢建斌. 670MW超临界对冲燃烧直流锅炉低氮改造技术探讨[J].现代制造技术与装备,2023,59(9):152-154.
- [2]舒晓.高温分离循环流化床锅炉低氮燃烧改造小结[J].纯碱工业,2022(6):37-39.
- [3]彭志敏,杜艳君,贺拴玲,等. 350 MW四角切圆锅炉水冷壁高温腐蚀及 H_2S 在线监测预警[J].锅炉技术,2022,53(6):1-7.
- [4]程超,韩建伟,任建辉. 300 MW电站锅炉水冷壁高温腐蚀现象产生原因的探讨[J].电站系统工程,2023,39(2):22-24.