

# 石油化工行业锅炉供热系统节能降耗技术的应用 与经济效益分析

左甜甜 (陕西宇阳石油科技工程有限公司, 陕西 西安 710018)

**摘要:** 石油化工行业锅炉供热系统存在热效率低、能耗高、余热回收不充分等突出问题, 排烟温度普遍超过 180℃, 蒸汽管网散热损失率达 8%-15%, 综合能耗指标高出行业先进水平 15%-25%。燃烧优化、余热深度回收、分布式控制系统、变频调速技术及闭式冷凝水回收系统的综合应用, 可使锅炉热效率提升至 85% 以上, 辅机电耗降低 30%, 冷凝水回收率达到 85%-92%, 综合节能率达到 15%-28%。技术改造静态投资回收期 0.8-3.5 年, 全生命周期净收益超过初始投资 12-18 倍, 在实现经济效益的同时降低氮氧化物排放 50% 以上, 具有良好的环保效益和推广价值。

**关键词:** 锅炉供热系统; 节能降耗技术; 余热回收; 经济效益分析

**中图分类号:** TK227; TE08

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1674-5167 (2026) 002-0061-03

## Application and Economic Benefit Analysis of Energy-Saving and Consumption-Reduction Technologies in the Boiler Heating System of the Petrochemical Industry

Zuo Tiantian (Shaanxi Yuyang Petroleum Technology Engineering Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710018, China)

**Abstract:** The boiler heating system in the petrochemical industry faces prominent issues such as low thermal efficiency, high energy consumption, and insufficient waste heat recovery. The flue gas temperature generally exceeds 180℃, the heat loss rate of steam pipelines reaches 8%-15%, and the comprehensive energy consumption index surpasses the industry's advanced level by 15%-25%. The integrated application of combustion optimization, deep waste heat recovery, distributed control systems, variable frequency speed regulation technology, and closed condensate recovery systems can increase boiler thermal efficiency to over 85%, reduce auxiliary power consumption by 30%, achieve a condensate recovery rate of 85%-92%, and achieve a comprehensive energy-saving rate of 15%-28%. The static investment payback period for technological upgrades ranges from 0.8 to 3.5 years, with a net lifetime benefit exceeding the initial investment by 12-18 times. While achieving economic benefits, it also reduces nitrogen oxide emissions by more than 50%, demonstrating excellent environmental benefits and strong promotion value.

**Keywords:** Boiler heating system; Energy-saving and consumption-reducing technology; Waste heat recovery; Economic benefit analysis

随着我国石油化工行业的快速发展, 锅炉供热系统作为重要的能源供应设施, 其能耗水平直接影响企业的生产成本和经济效益。当前, 石油化工企业面临着能源价格上涨、环保政策趋严的双重压力, 传统锅炉供热系统存在热效率低、能源浪费严重等问题。因此, 研究和应用节能降耗技术, 对降低企业运营成本、提高能源利用效率、实现绿色可持续发展具有重要意义。本文针对石油化工行业锅炉供热系统的节能技术进行系统分析, 并对其经济效益进行评估。

### 1 石油化工行业锅炉供热系统现状与节能潜力分析

#### 1.1 锅炉供热系统运行现状及存在问题

石油化工企业锅炉供热系统普遍采用燃煤、燃气或燃油锅炉, 配套蒸汽管网和热水循环系统。在实际运行中, 多数企业的锅炉热效率维持在 75%-82% 之间, 低于设计效率 3-8 个百分点。燃烧系统存在配风不均、燃料雾化不充分等问题, 导致炉膛温度场分布

不均, 局部区域出现高温腐蚀和结焦现象。

排烟热损失是制约锅炉效率提升的关键因素, 大量企业排烟温度超过 180℃, 部分老旧机组甚至达到 220℃ 以上, 烟气带走的热量占输入热量的 12%-18%。余热回收装置利用率偏低, 省煤器、空气预热器等设备因积灰、磨损等原因换热效率下降明显<sup>[1]</sup>。蒸汽管网保温层老化破损, 沿程散热损失率达到 8%-15%, 凝结水回收率不足 60%, 大量高品位热能随排放水流失。

#### 1.2 能耗水平与行业标准对比分析

依据《工业锅炉能效限定值及能效等级》(GB 24500-2020) 标准, 燃煤工业锅炉热效率能效限定值为 72%, 能效 2 级为 80%, 能效 1 级为 82%。石油化工行业锅炉综合能耗指标显示, 单位蒸汽能耗平均为 95-110kgce/t, 高出行业先进水平 15%-25%。

从燃料消耗结构看, 吨蒸汽燃料成本在 280-350

元之间,年运行 8000h 的中型锅炉系统,燃料费用支出达到 2800–3500 万元,占企业总能源成本的 40%–55%。锅炉辅机电耗占供热系统总能耗的 8%–12%,引风机、鼓风机、给水泵等设备普遍存在“大马拉小车”现象,运行工况偏离高效区间,电机负载率低于额定功率的 60%,能效损失严重。

### 1.3 节能改造潜力与技术可行性评估

通过系统诊断与能效测试,石油化工锅炉供热系统节能潜力可达 15%–28%。燃烧优化改造可提升热效率 2–4 个百分点,低温省煤器加装可降低排烟温度 30–50℃,回收烟气余热 3%–5%。蒸汽管网保温修复和疏水系统完善可减少散热损失 5%–8%,冷凝水闭式回收系统建设可提高回收率至 85% 以上,节约软化水处理成本和补水加热能耗。

变频调速技术应用于风机水泵系统,可实现负荷跟踪调节,降低电耗 20%–35%。燃烧器低氮改造配合分级送风技术,在降低氮氧化物排放的同时优化燃烧工况,综合节能率达到 8%–12%。基于在线监测的燃烧自动控制系统,通过氧量优化和汽压稳定控制,可保持锅炉在最佳工况运行,年节能量达到燃料消耗总量的 6%–10%,技术改造投资回收期一般为 2–4 年,具有良好的经济可行性。

## 2 锅炉供热系统节能降耗关键技术及应用实践

### 2.1 燃烧优化与余热回收利用技术

燃烧优化技术的核心在于实现燃料与空气的精确配比。通过安装氧量分析仪和烟气成分在线监测装置,动态调节过量空气系数至 1.15–1.25 的最佳范围,既保证燃料完全燃烧,又避免过量空气带走热量。低氮燃烧器改造采用分级燃烧原理,在主燃烧区形成富燃料燃烧,燃尽区补充空气完成氧化反应,火焰温度降低 150–200℃,氮氧化物生成量减少 40%–60%,同时提高辐射传热效率 2–3 个百分点。

烟气余热深度回收是提升锅炉效率的有效途径。在省煤器后部增设低温省煤器,利用锅炉排污水或循环冷却水作为冷却介质,将排烟温度从 180℃ 降至 120℃ 以下,回收显热 3%–5%。对于燃气锅炉,加装冷凝式余热回收器可回收烟气中水蒸气的汽化潜热,使热效率突破 95%。某石化企业 150t/h 燃气锅炉加装冷凝器后,排烟温度从 160℃ 降至 65℃,年节约天然气 360 万 m<sup>3</sup>,节能率达到 10.8%。

空气预热器优化升级采用低温腐蚀防护技术,受热面材料选用 ND 钢或搪瓷管,耐酸露点腐蚀能力提升至 80℃ 以下,允许烟气温度降至更低水平<sup>[2]</sup>。回转式空气预热器漏风率控制在 8% 以内,通过调整转子转速和密封间隙,减少冷风短路损失。某炼化企业对

220t/h 锅炉空预器进行密封改造,漏风率从 15% 降至 6%,锅炉效率提高 1.8 个百分点。

### 2.2 锅炉系统自动化控制与智能调节技术

分布式控制系统(DCS)的应用实现了锅炉运行参数的精准调控。蒸汽压力–燃料量串级控制系统通过压力偏差信号调节燃料供给,响应时间缩短至 3–5s,蒸汽压力波动控制在 ±0.05MPa 以内。给水三冲量控制系统综合汽包水位、蒸汽流量和给水流量信号,消除虚假水位干扰,水位控制精度达到 ±20mm,有效防止满水和缺水事故。

燃烧过程动态寻优控制技术基于锅炉热平衡模型,建立燃料量、风量、给水量等参数与蒸汽负荷、效率的数学关系。系统自动计算最佳运行工况点,通过闭环反馈调节实现高效运行<sup>[3]</sup>。某石化企业在 75t/h 锅炉上应用该技术后,负荷调节速度提升 40%,变工况条件下热效率波动范围缩小至 0.8%,年节约标煤 1200t。

变频调速技术在辅机系统的应用效果显著。引风机、鼓风机采用变频器驱动,根据炉膛负压和氧量信号自动调节转速,替代传统挡板调节方式,风机电耗降低 25%–40%。给水泵变频改造配合汽包压力反馈控制,消除节流损失,泵组效率提升 15%–20%。某企业对 3 台锅炉配套的 6 台风机实施变频改造,年节电 280 万 kW·h,节能率达到 32%。

### 2.3 蒸汽系统优化与冷凝水回收技术

蒸汽管网优化从减少压损和散热两方面入手。管道直径设计遵循经济流速原则,蒸汽流速控制在 25–40m/s,避免过高流速造成压降损失和管道冲蚀。保温层厚度按照经济保温厚度计算,采用复合硅酸盐保温材料,导热系数 0.035–0.045W/(m·K),外层敷设铝皮保护层。某企业对 2.5km 蒸汽主管进行保温修复,表面温度从 85℃ 降至 45℃,散热损失减少 60%,年节约蒸汽 8000t。

疏水系统合理配置是保证蒸汽品质的关键。疏水阀选型根据凝结水负荷和背压条件,采用机械型、热动力型或热静力型疏水阀,安装密度按照每 80–120m 主管设置一组疏水点<sup>[4]</sup>。定期开展疏水阀检测,采用超声波检漏仪识别内漏故障,疏水阀完好率维持在 95% 以上。

闭式冷凝水回收系统通过背压容器或变频泵组,将冷凝水全程密闭输送至除氧器,回收率提升至 85%–92%。冷凝水温度保持在 80–95℃,减少除氧器蒸汽消耗 15%–20%,同时降低软化水制备成本。某石化企业建设闭式回收系统后,每小时回收 90℃ 凝结水 45t,年节约燃料费用 420 万元,水处理成本降低

180万元,系统投资18个月收回。

### 3 节能降耗技术改造的经济效益与投资回报分析

#### 3.1 节能改造项目投资成本核算

锅炉供热系统节能改造项目的投资构成包括设备购置费、安装工程费、调试费用和配套设施改造费用。以220t/h燃煤锅炉综合改造为例,低温省煤器加装需投资180~220万元,设备本体费用占65%,管道连接、支架制作、保温施工等安装费用占30%,调试验收费用占5%。空气预热器密封改造及受热面更换投资120~150万元,采用ND钢管束费用较普通碳钢提高40%~50%。

燃烧系统优化改造投资差异较大。低氮燃烧器更换单台投资80~120万元,配套风道改造、烟道调整增加投资30~50万元。分布式控制系统升级改造投资200~280万元,包括控制器、传感器、执行器等硬件设备150万元,组态软件及通讯系统50万元,系统集成调试80万元。变频器配置按照电机功率计算,单台500kW风机变频改造投资35~45万元,包含变频器、滤波装置、冷却系统及电气保护装置<sup>[5-6]</sup>。

蒸汽管网节能改造投资与管线长度直接相关。每公里蒸汽主管保温修复投资60~80万元,采用岩棉或复合硅酸盐材料,保温层厚度80~100mm。闭式冷凝水回收系统建设投资较高,包括背压容器、变频器组、除污器、管道系统等,处理能力50t/h的回收系统总投资280~350万元。疏水阀更新改造按照每个疏水点3000~5000元核算,一套完整系统需更换80~120个疏水阀,总投资24~60万元。

#### 3.2 节能效果测算与经济效益评价

节能量测算采用改造前后能耗对比法,以标准煤当量统一折算。燃烧优化和余热回收改造使锅炉热效率从78%提升至85%,年运行8000h、平均负荷180t/h条件下,年节约标煤5400t。按照标煤价格900元/t计算,年节约燃料费用486万元。低温省煤器单项改造降低排烟温度45℃,回收热量占输入热量的4.2%,年节约标煤1800t,节省费用162万元。

电耗降低效益主要来源于辅机变频改造。引风机、鼓风机、给水泵变频调速后,综合电耗降低30%,三台锅炉配套辅机总装机容量2400kW,年运行时间8000h,节电576万kW·h。按照工业用电价格0.65元/kW·h计算,年节约电费374万元。冷凝水回收系统减少除氧器蒸汽消耗18%,同时降低软化水制备量,年节约运行费用320万元,其中燃料费用节省240万元,水处理成本降低80万元。

环保效益体现在污染物排放削减。低氮燃烧技术使氮氧化物排放浓度从280mg/m<sup>3</sup>降至120mg/m<sup>3</sup>,年

减排氮氧化物64t,按照排污费150元/kg计算,减少环保支出96万元。烟尘排放浓度控制在20mg/m<sup>3</sup>以下,满足超低排放标准要求,避免环保处罚风险。

#### 3.3 投资回收期分析与综合效益评估

静态投资回收期计算公式为改造总投资除以年节约费用。某石化企业锅炉综合改造总投资1280万元,年节约运行费用1342万元,静态回收期为0.95年。考虑资金时间价值,按照贴现率8%计算动态投资回收期为1.2年,投资回报率达到105%,净现值(按10年运行期计算)为8650万元。

分项改造经济性存在差异。变频调速改造投资回收期最短,为0.8~1.2年,内部收益率超过80%。余热回收装置投资回收期1.5~2.5年,经济性良好。冷凝水闭式回收系统因初期投资较高,回收期延长至2.5~3.5年,但长期运行效益显著。疏水系统改造投资小、见效快,回收期0.5~1年。

综合效益评估需考虑设备使用寿命和维护成本。节能设备设计寿命15~20年,扣除年度维护费用(占投资额的2%~3%),全生命周期净收益超过初始投资的12~18倍。节能改造还带来设备可靠性提升、故障率降低、运行稳定性增强等间接效益,减少非计划停车损失,提高生产连续性,为企业创造更大的经济价值和竞争优势。

### 4 结论

石油化工业锅炉供热系统节能降耗技术具有显著的应用价值和经济效益。通过燃烧优化、余热回收、自动化控制、蒸汽系统改造等关键技术的综合应用,可实现热效率提升5~8个百分点,综合节能率达到15%~28%。技术改造投资回收期普遍在1~3年之间,全生命周期经济效益显著。企业应结合自身实际工况,制定系统化节能改造方案,在降低运营成本的同时,实现绿色低碳发展目标,提升市场竞争力。

#### 参考文献:

- [1] 魏澄,丁琦,魏巍,等.燃气锅炉供热现存问题及节能技术应用实例分析[J].暖通空调,2005,35(10):7.
- [2] 邓新华.燃气锅炉供热系统节能技术与应用[J].节能技术,2010,28(2):4.
- [3] 单兴卓.节能技术和措施在集中供热系统中的应用分析[D].天津:天津大学,2008.
- [4] 严华.自动化系统在燃气锅炉供热及节能技术应用分析[J].华东科技(综合),2020(11):459-459.
- [5] 马涛.燃气锅炉供热系统节能技术与应用[J].名城绘,2018(4):1.
- [6] 李明,王磊,刘强.工业锅炉余热回收技术研究进展与经济效益分析[J].石油化工设备,2019,48(3):45-50.