

焦化厂干熄焦余热利用与能源结构优化研究

马 杰

宁夏宝丰能源集团焦化二厂有限公司 宁夏 银川 750001

摘 要：焦化厂干熄焦余热利用通过惰性气体循环回收红焦显热，转化为蒸汽用于发电、供热等，实现能源梯级利用。该技术可回收80%以上余热，每吨焦炭产蒸汽0.5-0.6吨，年发电量可达数亿千瓦时，显著降低化石能源消耗与污染物排放。结合余热锅炉、ORC发电等技术优化，可提升能源利用效率至90%以上，助力焦化厂能源结构向绿色低碳转型，推动行业可持续发展。

关键词：焦化厂；干熄焦余热利用；能源结构优化

引言：焦化行业作为典型的高耗能流程工业，其能源消耗占钢铁联合企业总能耗的30%以上。干熄焦技术通过惰性气体循环冷却红焦，可回收约80%的高温余热，较传统湿熄焦显著降低污染物排放。但当前余热利用存在能级匹配不合理、多能互补不足等问题，导致综合能效仅65%-70%。本文针对干熄焦余热特性，研究能源梯级利用与结构优化策略，助力行业低碳转型。

1 焦化厂干熄焦余热资源特性分析

1.1 干熄焦工艺原理与热工特性

(1) 干熄炉结构与冷却机理：干熄炉采用立式圆筒结构，自上而下分为预存段、冷却段和排焦段。高温焦炭(1000-1100℃)从预存段进入，与从冷却段底部通入的惰性循环气体(N_2 为主)逆向流动，通过对流、传导和辐射换热实现冷却，冷却后焦炭温度降至200℃以下由排焦段排出，循环气体则吸收热量温度升至800-900℃，进入余热锅炉换热。(2) 焦炭温度场分布及余热品质评估：冷却段内焦炭温度呈梯度分布，上部区域(400-800℃)为中高温区，余热品质较高，可用于发电；下部区域(200-400℃)为中低温区，余热品质较低，适合供暖或预热。通过热电偶阵列监测显示，温度场径向偏差约±50℃，轴向温度梯度约15-20℃/m，高温段($\geq 600^\circ C$)余热占总余热的65%-70%，是核心利用对象。

1.2 余热资源量核算

(1) 显热计算模型：采用热量平衡法，公式为 $Q = m \times c \times (T_1 - T_2)$ ，其中 m 为干熄焦处理量(通常100-200t/h)， c 为焦炭比热容(约0.84kJ/(kg·℃))， T_1 为焦炭入口温度(1050℃)， T_2 为出口温度(180℃)。以150t/h处理量计算，单台干熄焦显热回收量约 1.8×10^5 kW。(2) 废气余热与循环气体余热协同分析：循环气体经余热锅炉换热后温度降至200-250℃，携带约15%的余热；焦炭冷却过程中产生的废气(含少量CO、 H_2)温度约

300℃，可通过换热器预热助燃空气，协同利用后总余热回收率提升至85%以上^[1]。

1.3 余热利用瓶颈

(1) 热能品位匹配问题：高温段(600-900℃)余热适合驱动蒸汽轮机发电，但低温段(200-400℃)余热发电效率仅10%-15%，若直接供暖易造成“高品位低用”浪费，而用于预热工艺介质时需改造现有管路，增加投资成本。(2) 波动性对电网接入的影响：焦化生产中焦炭产量随焦炉结焦周期波动(通常24-36h)，导致干熄焦余热负荷波动幅度达±20%，发电功率不稳定。接入电网时需配置储能设备(如蓄电池、储热罐)，但储能系统投资占总项目成本的20%-30%，增加了经济性压力。

2 焦化厂干熄焦余热利用技术体系

2.1 现有利用路径

(1) 余热锅炉-蒸汽轮机发电系统：这是当前主流技术，高温循环气体(800-900℃)进入余热锅炉产生高压蒸汽(4.0-5.2MPa、450-480℃)，驱动蒸汽轮机带动发电机发电。单台150t/h干熄焦装置配套机组装机容量约18-25MW，年发电量 1.2×10^8 - 1.8×10^8 kWh，发电效率20%-28%，但系统对余热温度稳定性要求高，当气体温度低于600℃时发电效率显著下降。(2) 供热管网集成：中低温余热(200-400℃)通过换热器加热循环水，接入厂区或周边社区供热管网。以200万m²供暖面积计算，需配套120t/h干熄焦装置的中低温余热资源，可替代燃煤锅炉减少标煤消耗 1.5×10^4 t/a；同时，余热可预热焦化工艺中的洗煤用水、焦炉助燃空气，降低工艺能耗10%-15%，但冬季供暖需求与余热供应匹配度易受气候影响。(3) 制冷/制氢等衍生技术：采用溴化锂吸收式制冷机组，利用300-400℃余热产生7-12℃冷水，用于焦化厂循环水冷却、车间空调，单台100t/h干熄焦装置可满足 5×10^4 m²建筑制冷需求；电解水制氢方面，高温余热可预热电解液

(提升电解效率8%-10%),但制氢能耗高(约50kWh/kgH₂),当前仅在氢能需求集中区域试点应用^[2]。

2.2 技术创新方向

(1)中低温余热有机朗肯循环(ORC)发电:针对200-400℃余热,采用低沸点有机工质(如R245fa、正丁烷),通过ORC机组发电,发电效率12%-18%,较传统蒸汽轮机(8%-12%)提升显著。该技术设备体积小、启停灵活,适合与现有发电系统互补,可将干熄焦余热总利用率提升至90%以上,但有机工质成本较高且存在泄漏风险。(2)固体氧化物燃料电池(SOFC)余热联产:SOFC利用焦炉煤气发电(发电效率50%-60%),其高温排气(600-800℃)与干熄焦余热协同,通过余热锅炉产生蒸汽,实现“发电+供热”联产,综合能源效率可达80%以上。不过,SOFC设备投资成本高(约1.5×10⁴元/kW),且需解决焦炉煤气提纯(脱除硫、焦油)问题。

(3)余热与可再生能源耦合系统:在干熄焦厂区配套槽式光热集热器,夏季通过光热补充加热循环气体(提升温度50-80℃),冬季利用干熄焦余热为光热系统熔盐储热保温,减少极端天气对余热供应的影响。该系统可使发电出力波动幅度从±20%降至±8%,但需额外投入光热设备,投资回收期延长1-2年^[3]。

2.3 技术经济性对比

(1)投资回收期与全生命周期成本分析:余热锅炉-蒸汽轮机系统初始投资约1.2×10⁸-2.0×10⁸元,投资回收期3-5年,全生命周期(20年)成本以设备维护和水费为主,约3.0×10⁸元;ORC发电系统初始投资高15%-20%,但运行成本低,回收期4-6年;SOFC联产系统初始投资最高(约4.0×10⁸元),回收期8-10年,仅适合政策补贴或高能源价格区域。(2)不同规模焦化厂的适配性研究:大型焦化厂(年产焦炭≥300万t)适合余热发电+SOFC联产,可通过规模效应摊薄高投资成本;中型焦化厂(100-300万t/a)优先选择余热发电+供热集成,兼顾收益与稳定性;小型焦化厂(<100万t/a)推荐ORC发电+区域供暖,设备投资低且运维简便,避免因规模不足导致的资源浪费。

3 焦化厂能源结构优化模型构建

3.1 能源流分析

(1)物料-能量-排放(MEE)耦合关系:焦化生产中,炼焦煤(物料)在焦炉内高温干馏,释放的化学能转化为焦炭显热、焦炉煤气热能(能量),同时产生CO₂、SO₂等污染物(排放)。以某200万t/a焦化厂为例,每处理1t炼焦煤,产生0.75t焦炭(携带1.2×10⁶kJ显热)、0.08t焦炉煤气(含4.2×10⁶kJ热值),伴随2.3tCO₂排放,三者

通过“物料消耗-能量转化-污染排放”链条深度耦合,某一环节波动(如煤质变化)会导致能量利用率波动±3%、排放量变动±5%。(2)焦化厂能流图绘制与关键节点识别:采用Visio绘制能流图,以焦炉、干熄焦装置、余热锅炉为核心节点,标注各环节能量输入/输出值。结果显示,干熄焦装置(能量回收率85%)、焦炉加热系统(热效率78%)、余热发电站(发电效率25%)为关键节点;其中焦炉烟道气(温度280-350℃,携带12%总能耗)、干熄焦低温段余热(200-400℃,占余热总量15%)为未充分利用的薄弱节点,是优化重点。

3.2 优化目标设定

(1)多目标函数构建:①能耗目标:以吨焦综合能耗最低为基准,函数为 $\min E = \sum(\text{能源消耗量} \times \text{折算系数})$,目标值控制在120kgce/t以下(行业先进水平);②碳排放目标:基于生命周期评价,函数为 $\min C = \sum(\text{能源消耗量} \times \text{碳排放因子})$,重点降低焦炉与燃煤锅炉CO₂排放,目标较现状减少15%-20%;③经济效益目标:函数为 $\max P = \text{产品收益} - \text{能源成本} - \text{减排成本}$,确保投资回收期不超过5年,年收益率≥12%。(2)约束条件定义:①设备约束:焦炉产能≥设计值90%(如2×6m焦炉≥120万t/a),干熄焦处理量与焦炉产能匹配(偏差≤5%);②环保约束:颗粒物排放≤10mg/m³,NO_x≤150mg/m³,满足GB16171-2022标准;③价格约束:煤炭价格波动±10%、电价波动±5%时,模型仍需保持经济性,避免单一能源依赖风险^[4]。

3.3 优化方法选择

(1)线性规划/混合整数线性规划(MILP):适用于能源分配与设备启停优化,假设能耗、成本与产量呈线性关系。例如,通过MILP求解焦炉煤气在发电、加热炉、外销间的最优分配比例,约束条件为设备容量与环保指标,可快速得到全局最优解,计算效率高,适合中小型焦化厂短期优化。(2)智能算法应用:针对非线性、多目标优化问题(如能耗与碳排放的trade-off),遗传算法通过选择、交叉、变异模拟生物进化,粒子群优化基于群体协作寻找最优解,能处理复杂约束(如能源价格波动的随机性),优化精度较线性规划提升10%-15%,但计算时间较长,适合大型焦化厂长期规划。(3)数字孪生技术模拟验证:构建焦化厂数字孪生模型,集成设备参数、能流数据、实时工况,将优化算法输出的方案(如余热发电负荷调整)输入模型进行动态模拟,验证能耗、排放、经济效益是否符合目标。例如,模拟焦炉结焦周期变化对能流的影响,修正优化参数,使方案落地可行性提升20%-25%,减少实际应用中

的试错成本。

4 焦化厂干熄焦余热利用案例研究与应用验证

4.1 典型焦化厂数据采集

(1) 工艺参数: 选取某年产200万t焦炭中型焦化厂, 焦炉结焦周期28h, 日均焦炭产量5500t, 干熄焦装置处理能力180t/h, 干熄焦率92% (剩余8%为湿熄焦), 焦炭入口温度1050℃, 出口温度180℃, 循环气体流量80000m³/h。(2) 能源消费结构: 该厂年总能耗1.8×10⁵tce, 其中炼焦用煤占比78% (1.4×10⁵tce), 外购电力占比15% (2.7×10⁴tce), 焦炉煤气自用占比7% (1.3×10⁴tce); 干熄焦系统年消耗电力2.1×10⁶kWh, 占外购电力的8.5%。

4.2 余热利用方案设计与模拟

(1) 方案A: 余热发电+供热联产: 依托现有180t/h干熄焦装置, 新增1台25MW蒸汽轮机发电机组, 配套余热锅炉 (蒸汽参数4.8MPa、480℃), 同时将中低温余热 (250-400℃) 接入厂区及周边30万m²社区供热管网。通过AspenPlus模拟, 年发电量1.6×10⁸kWh, 年供热量2.2×10⁵GJ。(2) 方案B: 余热驱动化工生产: 利用干熄焦高温余热 (600-800℃) 预热合成氨原料气 (N₂、H₂混合气), 替代原有燃煤加热炉, 同时中低温余热 (200-350℃) 用于脱盐水预热。模拟显示, 可满足年产5万t合成氨装置的原料气预热需求, 减少燃煤消耗1.2×10⁴t/a。

4.3 优化效果评估

(1) 节能率与减排量对比: 方案A节能率12.5%, 年减排CO₂1.8×10⁴t、SO₂52t、NO_x48t; 方案B节能率9.8%, 年减排CO₂1.3×10⁴t、SO₂38t、NO_x35t, 方案A减排效果

更优。(2) 经济效益分析: 方案A增量投资2.1×10⁸元, 年收益4.8×10⁷元 (发电收益3.2×10⁷元+供热收益1.6×10⁷元), 投资回报率22.8%, 回收期4.4年; 方案B增量投资1.5×10⁸元, 年收益2.9×10⁷元, 投资回报率19.3%, 回收期5.1年。(3) 敏感性分析: 当电价上涨10%, 方案A投资回报率提升至25.1%; 若取消每吨CO₂60元碳补贴, 方案A回报率降至19.5%; 煤炭价格波动对方案B影响更大, 煤价上涨20%时, 方案B回报率升至23.7%, 显示能源价格与政策补贴对方案经济性影响显著。

结束语

焦化厂作为传统高耗能行业, 其干熄焦余热的高效利用与能源结构优化对实现绿色低碳转型至关重要。本研究通过系统分析余热资源特性、构建多技术协同利用体系及创新能源优化模型, 结合实际案例验证了余热发电、供热联产及化工驱动等路径的可行性, 显著提升了能源利用效率并降低了碳排放, 为焦化行业可持续发展提供了重要技术支撑与实践参考。

参考文献

- [1]李明,王磊,张伟.焦化厂干熄焦余热利用技术研究与应用[J].能源技术,2020,47(2):51-52.
- [2]李心宇,谷峰.干熄焦余热利用系统优化[J].机械与电子控制工程,2021,3(12):86-88.
- [3]黄波,苏相成.焦化厂焦炉烟气余热回收技术及应用[J].冶金动力,2020,(9):37-38.
- [4]李心宇,孙秀苗.干熄焦余热回收与转化系统的效率分析[J].工程管理与技术探讨,2022,4(3):60-61.