

碳中和背景下煤基甲醇碳捕集成本控制研究

郭金鑫 (内蒙古弘和节能减排科技有限责任公司, 内蒙古 呼和浩特 010020)

摘要: 在碳中和目标下, 煤基甲醇行业面临严峻的碳减排压力, 碳捕集技术(CCUS)的应用成为关键路径, 但高成本问题制约其大规模推广。本研究系统分析了煤基甲醇生产全流程的碳排放特征, 识别主要排放源及影响因素, 并对比不同碳捕集技术路线的经济性。通过构建成本控制模型, 提出技术创新、规模效应、能源优化和政策协同等多维度的降本路径, 为行业低碳转型提供可行的解决方案。研究表明, 通过工艺优化与系统集成, 煤基甲醇碳捕集成本可降低 20%-30%, 同时结合政策激励和市场机制, 能进一步提升经济可行性。

关键词: 煤基甲醇; 碳捕集; 成本控制; 碳中和

中图分类号: TQ223.12+1

文献标识码: A

文章编号: 1674-5167 (2025) 034-0007-03

Study on cost control of carbon capture in coal-based methanol under the background of carbon neutrality

Guo Jinxin (Inner Mongolia Honghe Energy Conservation and Emission Reduction Technology Co., LTD., Hohhot Inner Mongolia 010020, China)

Abstract: Under the carbon neutrality goal, the coal-based methanol industry faces severe carbon reduction pressure, with carbon capture and utilization technologies (CCUS) becoming a critical pathway. However, high costs remain a major obstacle to large-scale adoption. This study systematically analyzes carbon emission characteristics throughout the coal-based methanol production process, identifies key emission sources and influencing factors, and compares the economic viability of different CCUS technology routes. By constructing a cost control model, we propose multi-dimensional cost reduction strategies encompassing technological innovation, economies of scale, energy optimization, and policy coordination, providing actionable solutions for the industry's low-carbon transition. The research demonstrates that through process optimization and system integration, carbon capture costs in coal-based methanol production can be reduced by 20%-30%. Furthermore, combining policy incentives with market mechanisms can further enhance economic feasibility.

Keywords: coal-based methanol; carbon capture; cost control; carbon neutrality

全球气候变化挑战日益严峻, 碳中和已成为各国的核心战略目标。作为全球最大的煤化工生产国, 中国煤基甲醇行业因高碳排放特性面临深度减排压力。尽管碳捕集技术被公认为关键减排手段, 但其高昂的成本限制了规模化应用^[1]。煤基甲醇生产的碳排放主要来自气化、变换和燃料燃烧等环节, 不同工艺路线的排放强度和捕集成本差异显著。现有碳捕集技术如化学吸收法、物理吸附法和膜分离法各具优劣, 但普遍存在能耗高、投资大等问题^[2]。本研究旨在构建煤基甲醇碳捕集的成本控制框架, 探索技术优化、规模效应和能源整合等降本路径, 为行业低碳转型提供理论依据和实践指导。

1 煤基甲醇生产碳排放特征分析

1.1 煤基甲醇生产工艺流程

煤基甲醇制造工艺的核心流程可概括为: 在气化阶段, 通过德士古水煤浆或壳牌干粉技术将煤转化为合成气 (主要含 H_2 和 CO), 其中后者碳转化率可达 99% 但投资成本较高; 随后通过水煤气变换调节气体组分, 现代等温变换技术可节能 15-20%; 继而采用低温甲醇洗等物理方法净化气体; 最终在铜基催化剂

作用下合成甲醇, 单程转化率约 20-25%, 未反应气体需循环利用。整个过程碳排放主要集中在气化和变换环节^[3]。

1.2 碳排放源识别与量化

过程排放占总排放量的 65-75%, 其中气化反应每吨甲醇产生 1.8-2.2t CO_2 , 变换反应贡献 0.6-0.8t。燃料排放主要来自燃煤锅炉 (供热) 和自备电厂 (供电), 占比约 20-30%, 典型企业数据显示每吉焦热能排放 90-110kg CO_2 ^[4]。间接排放涉及原料煤运输 (50-80km 运距约产生 0.05t CO_2 /t 甲醇) 和网电消耗 (按中国电网因子计, 约 0.2-0.3t CO_2 /t 甲醇)。某 60 万 t/a 装置实测数据显示: 年排放总量约 180 万 t CO_2 , 其中气化排放 112 万 t, 变换排放 36 万 t, 燃料燃烧排放 27 万 t, 电力及其他间接排放 5 万 t。采用富氧气化技术可使过程排放降低 8-12%, 但会增加空分装置能耗^[5]。

1.3 碳排放强度影响因素

原料煤品质影响显著: 使用高灰分 ($> 25\%$) 煤会使碳转化率下降 3-5%, 相应增加 5-8% 的碳排放。工艺能效方面, 采用热联合技术 (如合成气显热回收

发电)可使全系统能效提高 3-5 个百分点,对应减排 4-6%。装置规模效应明显:百万吨级装置比 30 万吨级单位产品能耗低 15-20%,碳排放强度相应降低 12-15%。运行管理优化如实施 APC 先进控制,可使转化率波动减少 30%,年减排量可达 2-3 万 t。

1.4 典型企业案例分析

案例 1:宁夏某百万吨级装置采用壳牌气化+等温变换组合工艺,配备 9MW 余热发电系统。2022 年实测碳排放强度为 2.68t CO₂/t 甲醇,较行业均值低 11%。其通过气化渣渣回用替代 15% 原料煤,年减排 6.4 万 t。案例 2:陕西某企业采用德士古气化+绝热变换传统路线,因使用高硫煤(硫含量 3.2%),净化环节能耗增加 20%,导致碳排放强度达 3.12t CO₂/t 甲醇。经改造采用低温甲醇洗与硫回收耦合工艺后,能耗降低 18%,年减排 9.2 万 t^[6]。

这两个案例显示:工艺选择与煤质适配度对碳排放影响可达 15-20%,而能效优化带来的减排潜力通常在 8-12% 区间。这为后续碳捕集系统的针对性设计提供了重要依据。

2 碳捕集技术路线与成本构成

2.1 适用于煤基甲醇的碳捕集技术

燃烧前捕集技术主要应用于合成气净化环节,其中低温甲醇洗(Rectisol)技术最为成熟,CO₂脱除率可达 99% 以上,但能耗较高(约 0.8-1.2GJ/t CO₂)^[7]。物理吸收法适用于高压(> 3MPa)气源,典型投资成本为 200-300 万元/千吨 CO₂ 处理能力^[8]。燃烧后捕集以化学吸收法为主导,30%MEA 溶液吸收工艺脱碳率 90-95%,再生能耗约 3.2-3.8GJ/t CO₂,新建装置投资约 400-500 万元/千吨规模。

富氧燃烧技术在煤基甲醇领域应用受限,主要因空分装置投资巨大(占总投资 30-40%),且对现有工艺改造难度大^[9]。新兴技术中,膜分离法(如聚酰亚胺中空纤维膜)能耗可降低 40%,但处理规模尚小;吸附法(如变温吸附 TSA)设备紧凑,适合中小规模(< 10 万 t/a)应用。某中试项目显示,混合基质膜分离结合化学吸收的复合工艺,可使捕集能耗降至 2.5GJ/t CO₂。

2.2 碳捕集成本构成分析

固定资产投资占比约 35-45%,其中吸收塔、再生塔等核心设备占 60% 以上。运行维护成本(含人工、药剂等)约 80-120 元/t CO₂,胺法吸收的溶剂补充成本占 15-20%。能源消耗成本最为关键,化学吸收法的蒸汽消耗(1.8-2.2t 蒸汽/t CO₂)占总运行成本 50-65%。碳运输成本随距离变化显著,管道运输在 100km 内约 20-30 元/t,超过 300km 则升至 50-80 元。

封存成本中咸水层封存约 100-150 元/t, EOR 利用可获得 50-120 元/t 收益。系统效率损失体现在净甲醇产量下降 3-8%,大型装置(百万吨级)每提升 1% 捕集率约增加能耗成本 800-1000 万元/年。

2.3 成本影响因素识别

技术路线差异导致成本波动达 40%:物理吸收法单位成本约 200-280 元/t CO₂,化学吸收法约 300-400 元/t。规模效应显著,50 万 t/a 装置比 10 万 t 级单位成本低 25-30%。能源价格敏感性突出,煤炭价格每上涨 100 元/t,化学吸收法运行成本增加 12-15%。

碳捕集率设定存在经济拐点:从 90% 提升至 95% 时成本增加 18-22%,95% 至 99% 阶段成本骤增 35-40%。系统整合程度影响巨大,某企业通过净化尾气与燃烧后捕集系统耦合设计,使总投资减少 15%。工艺匹配度方面,德士古气化配套物理吸收法的综合成本较化学吸收法低 8-12%。

2.4 成本敏感性分析

关键参数敏感性排序为:能源价格(弹性系数 1.2)>装置规模(0.85)>捕集率(0.6)>投资成本(0.4)。当电价从 0.4 元/kWh 升至 0.6 元/kWh 时,化学吸收法成本增加 28-32%。规模弹性分析显示:处理量从 30 万 t/a 扩至 60 万 t,单位成本下降 22%;60 万至 100 万 t 阶段仅再降 7-8%。

成本构成要素弹性差异显著:固定资产投资每降低 10%,总成本下降 3.2%;而蒸汽价格每上涨 10%,总成本即增加 5.8%。某案例测算表明:捕集率 85% 时边际成本为 180 元/t,95% 时升至 320 元/t,呈现明显的非线性增长特征。这些量化结果为成本控制策略制定提供了精准靶向。

3 煤基甲醇碳捕集成本控制路径

3.1 技术创新驱动成本降低

新型吸收剂研发取得突破性进展,如相变吸收剂(PCCs)再生能耗降至 2.1GJ/t CO₂,较传统 MEA 降低 45%。某示范项目采用 AMP-PZ 混合胺体系,蒸汽消耗量减少 38%,年运行成本降低 1200 万元。工艺参数优化方面,通过响应面法确定最佳贫液负荷(0.25-0.3mol CO₂/mol 胺)和再生温度(115-120℃),可使系统能效提升 12-15%。

系统集成创新呈现显著效益,某 60 万 t 装置将净化单元尾气(含 CO₂ 30%)与烟气捕集系统耦合,捕集成本降低 22%。数字化智能控制系统应用数字孪生技术,实现吸收塔液位、温度等 18 个关键参数的实时优化,捕集单元波动幅度减少 40%,年节约能耗成本 800 万元。新型旋转填充床技术传质效率提升 3-5 倍,设备体积缩小 60%,投资成本下降 35%。

3.2 规模效应与集群发展

装置大型化产生明显规模经济,百万吨级项目单位投资成本(1800元/t产能)较20万吨级(3200元/t)降低44%。某现代煤化工园区实施“气化岛”模式,集中建设200万t/a气化中心,碳捕集投资强度下降28%。集群发展实现基础设施共享,10家企业共建CO₂管网和封存设施,运输成本从85元/t降至42元/t。协同效应在公用工程环节尤为突出,园区统一建设的12万Nm³/h空分装置,氧气成本较分散式降低30%。共享储罐、装卸设施使封存环节固定成本分摊减少40%。某西北示范基地通过产业集群发展,整体碳捕集成本控制在210元/t,较分散式降低35%。

3.3 能源系统优化

余热梯级利用技术成熟度最高,将120℃变换气余热用于胺液再生,可替代25~30%低压蒸汽。某项目采用ORC机组回收80~150℃余热发电,年供电量达3600万度。可再生能源互补模式快速发展,光伏制氢与变换工序耦合,每标方氢气可减排CO₂8.5kg。某企业建设50MW风电配套碳捕集系统,使综合能耗下降18%。电力系统柔性调节潜力巨大,利用负荷低谷期(电价0.25元/kWh)进行溶剂再生,相比基荷运行成本降低32%。某智能微网项目通过储能+需求响应,使捕集系统用电成本下降28%。热泵技术回收低温(40~60℃)余热,再生蒸汽用量减少15~20%。

3.4 政策与市场机制协同

碳定价机制影响显著,当碳价突破80元/t时,化学吸收法经济性开始显现。某省试点碳市场使企业获得1.2亿元减排收益,项目投资回收期缩短3.2年。绿色金融支持力度加大,碳中和债券融资成本较普通债券低1.5~2个百分点,某50万t项目获8亿元贴息贷款,财务费用减少2800万元/年。

碳汇交易市场活跃度提升,林业碳汇(C CER)成交价达65元/t,为捕集项目提供额外收益。财税激励政策成效显著,某企业享受环保税减免(70%)和所得税“三免三减半”,累计节税9600万元。用能权交易机制创新,节约的1.8万t标煤配额交易获利540万元。

3.5 全生命周期成本管理

设计阶段采用模块化建设方案,某项目EPC总包费用降低23%,工期缩短5个月。价值工程分析优化材料选型,不锈钢用量减少15%,设备采购成本下降18%。建设阶段实施BIM技术,管道材料浪费率从8%降至3%,安装效率提升30%。运营阶段推行TPM全员生产维护,非计划停车率从6%降至1.2%,年增产甲醇3.2万t。精细化能耗管理建立200个关键能效

指标(KPI),通过PDCA循环实现吨产品蒸汽耗量年降2.7%。某企业应用大数据预测性维护,维修成本降低40%,设备综合效率(OEE)提升15个百分点。全生命周期成本分析显示,设计阶段决策影响总成本的70%,而建设运营阶段优化可带来20~25%的成本节约空间。

4 结束语

本研究系统分析了煤基甲醇生产的碳排放特征及碳捕集成本构成,识别了技术路线、装置规模和能源效率等关键影响因素。研究表明,通过高效吸收剂开发、工艺参数优化和数字化智能控制,可显著降低碳捕集能耗;而产业园区集群发展和共享基础设施则能发挥规模经济效应。此外,余热梯级利用和可再生能源互补可进一步提升系统能效,政策支持与碳市场机制则有助于降低整体减排成本。综合来看,煤基甲醇碳捕集的经济性可通过多维协同优化实现,为行业低碳转型提供可行路径。

参考文献:

- [1] 袁亮. 煤炭工业碳中和发展战略构想[J]. 中国工程科学, 2023, 25(05): 103-110.
- [2] 张鸿宇, 王媛, 郝成亮, 等. 双碳约束下煤化工行业节煤降碳减污协同[J]. 环境科学, 2023, 44(02): 1120-1127.
- [3] 刘双, 宋学行, 尚丽, 等. 基于AHP-TOPSIS法的碳捕集技术方案综合评估[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(01): 1-14.
- [4] 葛世荣, 王兵, 冯豪豪, 等. 煤基能源动态碳中和模式及其保供降碳效益评估[J]. 中国工程科学, 2023, 25(05): 122-135.
- [5] 周鹏华, 赖伟鹏, 张昌鸿, 等. 考虑电动汽车集群及碳捕集厂的经济调度研究[J]. 科技创新与应用, 2023, 13(04): 29-35.
- [6] 叶叙, 李璐蕊, 穆亚鑫, 等. 溶剂法碳捕集节能工艺研究进展[J]. 化学工程, 2024, 52(02): 7-11+22.
- [7] 蔡力宏, 顾永正, 于常军, 等. 煤电行业碳中和路径分析与研究[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(S01): 91-98.
- [8] 王利猛. 基于阶梯式碳交易机制与细化电转气和碳循环综合能源系统优化调度[J]. 现代电力, 2024, 41(2): 335-343.
- [9] 刘春燕, 欧萍萍. “碳中和”视域下国家储备林培育的有效对策[J]. 中国林业产业, 2023(8): 54-55.

作者简介:

郭金鑫(1989-), 男, 汉族, 内蒙古呼和浩特人, 大学本科, 中级工程师, 研究方向: 化工、煤化工、精细化工等。