

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。研究结果表明，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H₂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 CO₂，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 CO₂^[4]。间接排放涉及原料煤运输（50-80km运距约产生0.05t CO₂/t甲醇）和网电消耗（按中国电网因子计，约0.2-0.3t CO₂/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 CO₂，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%。其通过气化细渣回用替代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/a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CO₂30%)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(CCER)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%)和所得稅“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总承包费用降低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] 叶帆, 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。