

# 生物质气化制绿色甲醇合成气氢碳比多工艺调控路线评估与分析

吴子波, 罗 橙, 杨运超, 周 翔, 刘力豪,  
李俊英, 严 芳, 李 林, 吴路平, 郑 珩

(西南化工研究设计院有限公司 多孔材料与分离转化全国重点实验室, 国家碳一化学工程技术研究中心,  
四川 成都 610225)

**摘 要:** 生物质气化制绿色甲醇工艺中, 合成气氢碳比调控是整个工艺流程的关键, 其直接决定了工艺的碳原子利用率、能耗水平和经济效益。以 75000 m<sup>3</sup>/h(标况)的生物质合成气处理规模为基准, 对合成气原位耦合绿氢氢碳比调控工艺、变换-低温甲醇洗协同氢碳比调控工艺、变换-变压吸附(PSA)协同氢碳比调控工艺和变换-N-甲基二乙醇胺(MDEA)协同氢碳比调控工艺进行了综合分析。结果表明, 在当前技术水平和市场价格体系下, 变换-MDEA 协同氢碳比调控工艺具有最低的投资强度和良好的运营经济性, 其单位产能投资为 4032 CNY/(t·a), 财务内部收益率为 35.26%, 动态投资回收期为 5.10 a。合成气原位耦合绿氢氢碳比调控工艺虽然具有较高的碳利用率和负碳排放潜力, 但其经济性极度依赖于绿氢成本, 属于长期战略性技术。

**关键词:** 生物质气化; 绿色甲醇; 氢碳比调控; 绿氢

中图分类号: TQ223.12 文献标志码: A 文章编号: 2097-2547(XXXX)XX-001-10

## Evaluation and analysis of multi-process regulation routes for the modulus ratio of syngas from biomass gasification for green methanol production

WU Zibo, LUO Cheng, YANG Yunchao, ZHOU Xiang, LIU Lihao,  
LI Junying, YAN Fang, LI Lin, WU Luping, ZHENG Heng

(C1 Chemistry, Southwest Institute of Chemical Co., Ltd., Chengdu 610225, Sichuan, China)

**Abstract:** In the process of methanol production from biomass gasification, the adjustment of hydrogen-to-carbon ratio of syngas serves as the key of entire process. It directly determines the carbon atom utilization efficiency, energy consumption level and ultimately the economic benefits of process. Based on a biomass syngas processing capacity of 75000 m<sup>3</sup>/h (standard conditions), the green hydrogen coupling process, shift-low methanol synergistic process, shift-pressure swing adsorption (PSA) synergistic process and shift-N-methyl diethanolamine (MDEA) synergistic process were synthetically analyzed. The results indicate that under the current technological level and market pricing system, the shift-MDEA synergistic process demonstrates the lowest investment intensity and excellent operational economy, with the investment per unit capacity of 4032 CNY/(t·a), the financial internal rate of return of 35.26% and the dynamic payback period of 5.10 a. Although the green hydrogen coupling process has a high carbon utilization rate and potential for negative carbon emissions, its economic viability is highly dependent on the cost of green hydrogen and it is a long-term strategic technology.

**Keywords:** biomass gasification; green methanol; hydrogen-to-carbon ratio adjustment; green hydrogen

在全球应对气候变化和加速能源体系低碳转型的背景下, 开发可再生低碳液体燃料已成为共识<sup>[1-2]</sup>。“绿色甲醇”是一种能量密度高、储运方便且基础设施兼容性好的燃料, 在国际航运领域被视为

未来十年最有前景的脱碳解决方案之一<sup>[3]</sup>。甲醇生产路径多样, 其中以生物质为原料的气化合成路线不仅能实现废弃资源的高值化利用, 还能形成有效的碳循环, 若耦合碳捕集技术甚至能实现负碳

收稿日期: 2026-03-16; 修回日期: 2026-05-14。

基金项目: 煤炭重大专项(2026ZD1703704)。

第一作者: 吴子波(1985—), 硕士, 高级工程师, 研究方向为碳一化工, E-mail: 155338531@qq.com。

排放<sup>[4-6]</sup>。

生物质气化制甲醇的核心挑战之一在于气化产生的合成气具有“富碳贫氢”特性。典型的生物质合成气中,  $H_2$  和  $CO$  体积比通常在 0.5~1.5 之间<sup>[7]</sup>, 而甲醇合成所需最佳氢碳比(以  $n(H_2 - CO_2)/n(CO + CO_2)$  计)为 2.05~2.10<sup>[8]</sup>。因此, 以高效、经济的方式调整合成气氢碳比是整个工艺流程中承上启下的关键, 该过程直接决定了整个系统的碳原子利用率、能耗水平和经济效益。

目前, 氢碳比调整技术路线主要分为两条: 一条是基于水煤气变换反应的传统路线, 通过消耗  $CO$  来产生  $H_2$ , 再辅以各种技术脱除多余  $CO_2$  达到目标氢碳比<sup>[9-11]</sup>; 另一条是基于补充外部“绿氢”的新型路线, 即通过引入可再生能源电解水制得的绿氢直接弥补合成气的氢缺口, 极限情况下该路线可实现合成气中碳的完全利用<sup>[12]</sup>。两种路线中有不同的净化技术可供选择, 其技术成熟度、投资成本、能耗特征和经济性差异显著。

研究人员已经对单一工艺或少数路径进行了比较和分析<sup>[13-16]</sup>, 如引入电解水制绿氢、变压吸附(PSA)分离和变换脱碳等一种或两种工艺。然而, 已有研究的侧重不同, 在系统边界和经济假设方面存在差异, 缺乏统一的对比框架, 未能以统一规模、统一边界条件对主流工艺进行系统性经济对比, 尤其缺乏针对  $75000\text{ m}^3/\text{h}$ (标况, 下同)这一具有代表性的中型商业化规模项目的研究。本研究选取 4 条具有代表性的工艺路线: 合成气原位耦合绿氢氢碳比调控工艺(简称“绿氢耦合调控工艺”)、变换-低温甲醇洗协同氢碳比调控工艺(简称“变换-低甲协同调控工艺”)、变换-变压吸附协同氢碳比调控工艺

(简称“变换-PSA 协同调控工艺”)和变换-N-甲基二乙醇胺(MDEA)湿法脱碳协同氢碳比调控工艺(简称“变换-MDEA 协同调控工艺”)进行分析和比较。在介绍相关工艺流程的基础上, 就 4 种工艺的总投资、单位甲醇生产成本、综合财务指标和敏感性等进行分析, 以期量化彼此的优劣, 形成具体结论, 为投资者、政策制定者和工程技术人员提供参考。

## 1 绿色甲醇氢碳比调控工艺

### 1.1 整体工艺流程和原料气特性

生物质合成气制绿色甲醇的工艺流程见图 1。该工艺涉及的主要环节包括气化、合成气预处理、氢碳比调控、联合压缩、甲醇合成、氢气回收、甲醇精馏和甲醇储存等。具体流程为: 首先生物质在气化装置中进行气化, 生成粗合成气; 随后进入预处理工段, 通过洗涤除尘和冷却等方法去除固体颗粒并降低温度回收热量。预处理后所得粗合成气主要成分为  $CO$ 、 $H_2$  和  $CO_2$ , 同时含有少量  $H_2S$ 、 $COS$ 、 $CH_4$ 、 $N_2$  以及微量  $Cl_2$ 、 $NH_3$  等杂质。粗合成气中所含硫化物、 $Cl_2$  和镍等均会对甲醇合成催化剂产生毒害作用, 必须通过净化予以脱除。此外, 粗合成气的氢碳比亦不满足甲醇合成要求, 需通过专门的氢碳比调控单元对其进行调整。完成净化与氢碳比调控后所得合成气, 经联合压缩系统增压至甲醇合成所需操作压力后进入甲醇合成反应器进行催化转化。反应后产生的弛放气中含未反应的氢气, 为提高原料利用率和甲醇产率, 设置氢气回收单元对其进行分离和循环利用。反应产物经甲醇精馏工序提纯, 最终得到满足标准的绿色甲醇, 并输送至储存单元进行储运。

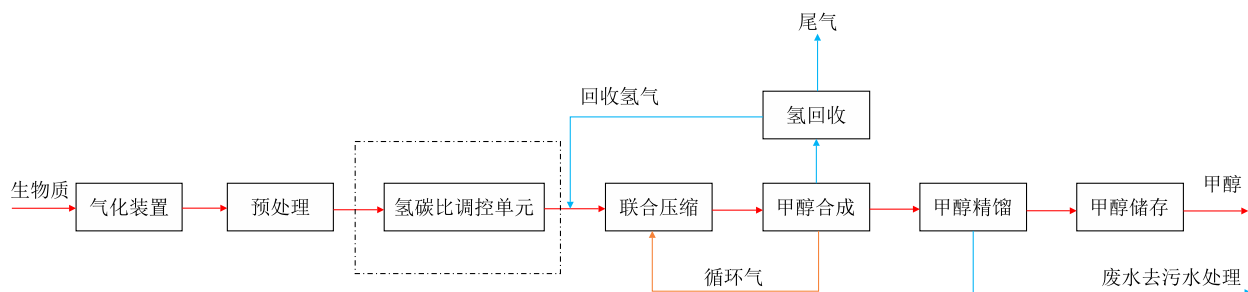


图 1 绿色甲醇合成工艺流程

Fig. 1 Process flow of green methanol synthesis

本研究设定生物质(以玉米秸秆为代表)气化合成气的处理规模为  $75000\text{ m}^3/\text{h}$ (干基), 年运行时间  $8000\text{ h}$ , 生物质气化装置采用气流床技术, 气化介质为纯氧和水蒸气。净化前粗合成气典型组成(干

基, 体积分数计)参考文献<sup>[17]</sup>数据:  $40\% H_2$ 、 $35\% CO$ 、 $20\% CO_2$ 、 $2\% CH_4$  和  $3\% N_2$ (含杂质)。后续所有氢碳比调控单元工艺路线均以该粗合成气为进料, 并采用相同的前端预处理和后端联合压缩、甲醇合成

和精馏单元。各工艺路线的核心区别在于氢碳比调控单元。

### 1.2 绿氢耦合调控工艺

绿氢耦合调控工艺以生物质气化产生的可循环碳为碳源,以绿电电解制氢为氢源,构建了绿色甲醇合成所需的氢碳比环境,从而满足绿色甲醇认证的前置条件。通过补充绿氢调整绿色甲醇合成所需的氢碳比是一种绿色低碳、技术成熟度高的工艺路线<sup>[18-19]</sup>。该工艺以外部绿氢直接补充合成气中缺乏的氢元素,并将尽可能多的碳(CO和CO<sub>2</sub>)高效转化为绿色甲醇。氢碳比调控单元的关键步骤是绿电电解制氢,其具体流程包括核心的电解槽,以及氢氧系统、碱液系统和冷却水系统。可再生电力具有不稳定性,会导致绿氢流量波动,因而需要设置绿氢储存单元,在可再生电力充足的时间段储存富裕的绿氢,然后在可再生电力匮乏的时间段释放,从而保证绿色甲醇合成处于相对稳定的操作工况。绿氢耦合调控工艺的氢碳比调控工艺流程见图2,该单元包括绿电电解制氢、氢气压缩和合成气脱硫工序。气化装置来合成气氢碳比 $\approx 0.36$ ,通过调控绿氢的补入量,将送联合压缩原料气氢碳比调控至 $\approx 2.05$ 。

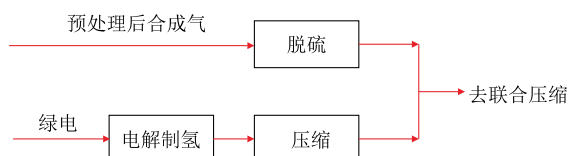


图2 绿氢耦合调控工艺氢碳比调控单元工艺流程

Fig. 2 Process flow of hydrogen-to-carbon ratio adjustment unit of green hydrogen coupling process

在绿氢耦合调控工艺中,来自生物质气化粗合成气中的CO和CO<sub>2</sub>都最终转化成了绿色甲醇,碳原子利用率较高,可实现零碳甚至负碳排放,产品具有无可争议的绿色认证优势。然而,由于绿氢供应的不稳定性,该工艺较传统煤制甲醇工艺更复杂、集成难度更大,同时需要采取柔性控制方式,整体的经济性高度依赖绿氢的供应成本,电解水制氢的高电耗使绿电价格成为除生物质价格外项目是否盈利的决定因素。

### 1.3 变换-低甲协同调控工艺

变换-低甲协同调控工艺以生物质气化产生的固有氢和碳分别作为氢源和碳源,通过氢碳比调控单元选择性脱除过剩碳组分,从而构建了符合绿色甲醇合成要求的氢碳比环境,以满足绿色甲醇认证

的前置条件。该工艺的氢碳比调控单元工艺流程见图3,该单元包括合成气变换、低温甲醇洗和硫回收工序。气化装置来合成气氢碳比 $\approx 0.36$ ,通过调控变换深度和低温甲醇洗脱碳深度,将送联合压缩原料气氢碳比调控至 $\approx 2.05$ ,以实现绿色甲醇的最优合成。

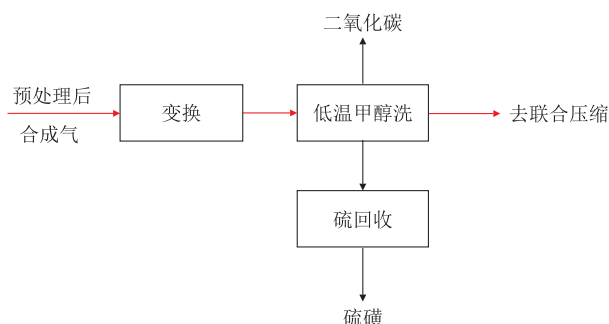


图3 变换-低甲协同调控工艺氢碳比调控单元工艺流程

Fig. 3 Process flow of hydrogen-to-carbon ratio adjustment unit of shift-low methanol synergistic process

低温甲醇洗是在-40℃低温条件下利用甲醇对二氧化碳、硫化氢和羰基硫等酸性气体溶解度大的物理特性,同时或分段脱除粗合成气中酸性气体的一种物理吸收方法,该方法在石油工业、煤化工、化肥工业和城市煤气等领域得到了广泛应用<sup>[20-22]</sup>。变换-低甲协同调控工艺氢碳比调控单元的关键步骤是低温甲醇洗,其具体流程包括酸性气体吸收和吸收液再生。低温甲醇洗技术在煤化工领域应用非常成熟,其优势在于可以在一个单元内同时实现二氧化碳和硫化物的深度脱除,较好地保护了下游贵金属催化剂。缺点是投资较高,能耗较大,涉及到大量的低温换热设备、特殊材料和冷冻技术,操作较复杂。

### 1.4 变换-PSA协同调控工艺

变换-PSA协同调控工艺以生物质气化产生的固有氢和碳分别作为氢源和碳源,通过氢碳比调控单元选择性脱除过剩碳,构建了符合绿色甲醇合成要求的氢碳比环境,以满足绿色甲醇认证的前置条件。变换-PSA协同调控工艺氢碳比调控单元工艺流程见图4,该单元主要由变换和PSA脱碳构成。气化装置来合成气氢碳比 $\approx 0.36$ ,通过调控变换深度和PSA脱碳深度,将送联合压缩原料气氢碳比调控至 $\approx 2.05$ ,以实现绿色甲醇的最优合成。

氢碳比调控单元关键步骤是PSA脱碳,PSA脱碳通过周期性的压力变化实现吸附剂再生与CO<sub>2</sub>解吸,无需引入外部溶剂或热量<sup>[23-24]</sup>。变换-PSA协同

调控工艺流程简单、自动化程度高、无液体污染、开停车方便且负荷调控灵活,适合与波动性可再生能源耦合。然而,该工艺存在一定的有效气损失,部分氢气会随解吸的 $\text{CO}_2$ 尾气排出,影响碳氢综合产率。此外,吸附剂需定期更换。对于处理变换气,需要前段脱水,以避免水蒸汽对吸附剂性能的影响。变换-PSA协同调控工艺技术成熟,在氢气提纯、沼气升级等领域应用广泛,在合成气净化领域的应用案例也较多<sup>[25]</sup>。

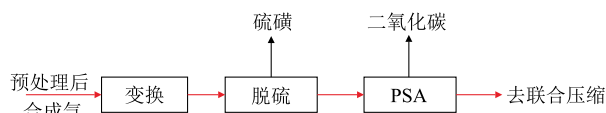


图4 变换-PSA协同调控工艺氢碳比调控单元工艺流程

Fig. 4 Process flow of hydrogen-to-carbon ratio adjustment unit of shift-PSA synergistic process

### 1.5 变换-MDEA协同调控工艺

变换-MDEA协同调控工艺也是以生物质气化产生的固有氢与碳分别作为氢源和碳源,通过氢碳比调控单元选择性脱除过剩碳,构建了符合绿色甲醇合成要求的氢碳比环境,以满足绿色甲醇认证的前置条件。变换-MDEA协同调控工艺氢碳比调控单元工艺流程见图5,该单元主要由变换和MDEA脱碳构成。气化装置来合成气氢碳比 $\approx 0.36$ ,通过调控变换深度和MDEA脱碳深度,将送联合压缩原料气氢碳比调控至 $\approx 2.05$ ,以实现绿色甲醇的最优合成。

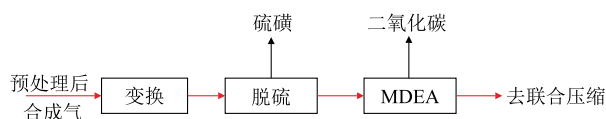


图5 变换-MDEA协同调控工艺氢碳比调控单元工艺流程

Fig. 5 Process flow of hydrogen-to-carbon ratio adjustment unit of shift-MDEA synergistic process

氢碳比调控单元关键步骤为MDEA脱碳工序,MDEA脱碳属于化学吸收法脱碳,在天然气处理、合成氨和甲醇合成气净化等领域应用广泛<sup>[26]</sup>,其具体流程包括酸洗气体吸收和胺液再生。在MDEA脱碳过程中,可通过工艺集成将工艺废热作为再生塔热源,实现热量的跨单元梯级利用。MDEA脱碳技术成熟可靠,投资成本相对较低、操作弹性大,并且对 $\text{CO}_2$ 具有高选择性,腐蚀性较低。该技术的主要缺点是再生能耗较高,再生过程的热耗通常在 $0.8\sim 1.2\text{ GJ/t}$ ,同时存在溶剂发泡和微量降解产物管理问题<sup>[26]</sup>。

## 2 工艺经济性

### 2.1 经济性评价模型和基础参数

依据《建设项目经济评价方法与参数(第三版)》<sup>[27]</sup>,对4种工艺进行了经济性评价。为保障数据一致性与可比性,采用统一的基础参数。

#### 2.1.1 主体方案

气化装置采用气流床,合成气压力 $\geq 3.0\text{ MPa}$ ;电解制氢采用碱性液电解槽,单台电解槽处理能力 $1000\text{ m}^3/\text{h}$ ,氢气出口压力 $\geq 1.5\text{ MPa}$ ;甲醇合成采用等温轴向反应器,合成压力 $8.0\text{ MPa}$ ;氢回收采用膜分离工艺;甲醇精馏采用三塔精馏工艺。

#### 2.1.2 计算参数

公用工程价格因地区差异较大,本文取值与前期研究保持一致<sup>[28]</sup>,即蒸汽价格为 $160\text{ CNY/t}$ ,仪表空气和氮气价格为 $0.2\text{ CNY/t}$ ,脱盐水价格为 $30\text{ CNY/t}$ ;其他主要原辅料为生物质原料(秸秆),参考文献<sup>[29]</sup>与实际投产项目,价格取 $800\text{ CNY/t}$ ;可再生能源绿电取 $0.2\text{ CNY}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ <sup>[30]</sup>;甲醇产品售价综合考虑当前市场实际价格及未来绿色溢价空间,设定为 $5000\text{ CNY/t}$ 。

#### 2.1.3 固定资产投资估算方法

固定资产投资涵盖设备购置费、安装工程费、建筑工程费和其他费用。估算方法主要依据《石油化工项目可行性研究投资估算编制办法2020年版》和《石油化工工程建设费用定额》[中国石化建[2018]207号]等相关标准,具体计算流程与前期研究相同<sup>[28]</sup>。

#### 2.1.4 评价指标

为全面评估各工艺的经济性,选取总投资、单位甲醇生产成本、财务内部收益率、动态投资回收期、财务净现值和盈亏平衡点作为关键指标。其中,总投资为建成并启动一个项目所投入的全部资本性资金总和。该指标是计算折旧、摊销和评估项目资金需求的基础。单位甲醇生产成本是指生产每单位甲醇所消耗的全部资源的货币价值。该成本由随产量变化的变动成本和与产量无关的固定成本构成,是衡量生产环节经济性的核心指标。财务内部收益率是使项目全周期净现金流量现值之和为零的折现率。该指标代表了项目投资方案对占用资金的动态盈利能力。动态投资回收期是指以项目净收益的现值抵偿全部投资现值所需的时间。该指标在考虑资金时间价值的基础上,衡量了项目的投资回收速度和风险。财务净现值是按基

准收益率将项目各年净现金流量折现至期初的现值累计值。该指标直接反映了项目具有的超额净收益价值。盈亏平衡点是项目年总收入等于年总成本(固定成本与变动成本之和)时的产量或产能利用率。该指标标定了项目实现盈亏平衡的临界状态,可用于评估其抗风险能力。

## 2.2 经济性评价分析

### 2.2.1 总投资估算分析

投资估算采用规模指数法,并参考近期同类项目数据进行校准。总投资分为气化装置与净化(前端)、氢碳比调整单元(核心)和甲醇合成与精馏(后端)投资三大部分。前端和后端投资在所有工艺中基本相同,核心区别在于氢碳比调整单元。4种工艺的固定资产投资对比见表1。

表1 4种工艺的固定资产投资对比

| 项目                    | 投资 <sup>①</sup> /× 10 <sup>4</sup> CNY |                          |                           |                            |
|-----------------------|--|--------------------------|---------------------------|----------------------------|
|                       | 绿氢耦合调控工艺 <sup>②</sup>                  | 变换-低甲协同调控工艺 <sup>③</sup> | 变换-PSA协同调控工艺 <sup>④</sup> | 变换-MDEA协同调控工艺 <sup>⑤</sup> |
| 气化装置                  | 26000                                  | 26000                    | 26000                     | 26000                      |
| 预处理                   | 4000                                   | 4000                     | 4000                      | 4000                       |
| 氢碳比调整单元               | 78600                                  | 23700                    | 19130                     | 18300                      |
| 甲醇合成(含压缩和氢回收)         | 13500                                  | 9000                     | 9000                      | 9000                       |
| 甲醇精馏                  | 5250                                   | 3500                     | 3500                      | 3500                       |
| 公用工程及界区外 <sup>⑥</sup> | 66705                                  | 26390                    | 22019                     | 22670                      |
| 总投资                   | 194055                                 | 92590                    | 83649                     | 83470                      |

注:①包括设备购置费、安装工程费、建筑工程费和其他费等;②甲醇产能45.8×10<sup>4</sup> t/a,单位产能投资4237 CNY/(t·a);③甲醇产能20.7×10<sup>4</sup> t/a,单位产能投资4473 CNY/(t·a);④甲醇产能20.7×10<sup>4</sup> t/a,单位产能投资4041 CNY/(t·a);⑤甲醇产能20.7×10<sup>4</sup> t/a,单位产能投资4032 CNY/(t·a);⑥包括罐区(粗醇罐、精醇罐、计量罐和装车)、公用工程(给排水、空分)、辅助工程(变配电、火炬和环保消防安全卫生设施)和全厂配套(外管廊、地管、采暖通风、分析化验和总图运输)。

由表1可知,绿氢耦合调控工艺投资显著高于其他3种工艺,电解槽、储氢储能投资是其主要成本,占总投资的20%以上。变换-低甲协同调控工艺投资次之,价格高昂的制冷设备、特殊材质和复杂系统导致成本较高。变换-MDEA协同调控工艺投资最低,其单位产能投资为4032 CNY/(t·a),体现了其设备相对简单和技术成熟带来的成本优势。变换-PSA协同调控工艺投资与变换-MDEA协同调控工艺投资基本相当,其单位产能投资为4041 CNY/(t·a)。对比单位产能投资,变换-低甲协同调控工艺高于绿

氢耦合调控工艺,说明在设定条件下,补入绿氢单位投资更低,主要由于补充绿氢能够提高碳利用率和甲醇产能。

### 2.2.2 单位甲醇生产成本分析

单位甲醇生产成本主要包括变动成本与固定成本两部分。其中,变动成本主要由原料、辅料和公用工程消耗构成;固定成本则包括人工、维修费用和设备折旧等。单位甲醇生产成本为变动成本与固定成本之和。4种工艺的单位甲醇生产成本对比见表2。

表2 4种工艺的单位甲醇生产成本对比

| 项目            | 成本/(CNY·t <sup>-1</sup> ) |             |              |               |     |
|---------------|---------------------------|-------------|--------------|---------------|-----|
|               | 绿氢耦合调控工艺                  | 变换-低甲协同调控工艺 | 变换-PSA协同调控工艺 | 变换-MDEA协同调控工艺 |     |
| 1原料           | 922                       | 2050        | 2051         | 2050          |     |
| 2公用工程         | 1295                      | 23          | 59           | 55            |     |
| 2.1电力/绿电      | 1286                      | 87          | 90           | 94            |     |
| 变动成本(A)       | 2.2循环水                    | 99          | 50           | 50            | 40  |
| 2.3脱盐水        | 103                       | 110         | 101          | 102           |     |
| 2.4仪表空气和氮气    | 2                         | 4           | 4            | 4             |     |
| 2.5蒸汽         | -196                      | -229        | -186         | -186          |     |
| 小计            | 2217                      | 2073        | 2110         | 2105          |     |
| 3人工           | 109                       | 217         | 144          | 144           |     |
| 4维修费          | 113                       | 118         | 106          | 106           |     |
| 固定成本(B)       | 5设备折旧                     | 283         | 298          | 269           | 269 |
| 6利息           | 68                        | 72          | 65           | 65            |     |
| 7其他           | 186                       | 277         | 223          | 223           |     |
| 小计            | 759                       | 982         | 807          | 807           |     |
| 单位甲醇生产成本(A+B) | 2976                      | 3055        | 2917         | 2912          |     |

由表2可知,绿氢耦合调控工艺的变动成本最高,绿电成本占单位甲醇生产成本的40%以上,是影响其经济性的主要因素。受绿电不稳定性的影响,考虑储能等因素后的平准化绿电价格高于0.2 CNY/(kW·h),进一步增大了该工艺的经济不确定性。变换-MDEA协同调控工艺和变换-PSA协同调控工艺的单位甲醇生产成本较低。变换-低甲协同调控工艺的单位甲醇生产成本最高,主要归因于其投资折旧和综合能耗较高,进一步说明了在本文研究的气量规模下该工艺的不适配性。在本研究的设定基准情景下,4种工艺的单位甲醇生产成本均显著低于4500~5000 CNY/t的市场售价,但随着

绿色甲醇市场溢价的进一步降低,绿氢耦合调控工艺和变换-低甲协同调控工艺的成本劣势将进一步凸显。

### 2.2.3 综合财务指标分析

基于装置全生命周期,对各工艺的财务内部收益率、动态投资回收期、财务净现值和盈亏平衡点进行对比,结果见表3。由表3可知,在本文基准

条件下,变换-PSA协同调控工艺和变换-MDEA协同调控工艺具有显著且相近的经济优势,两种工艺的财务内部收益率分别为34.98%和35.26%,动态投资回收期分别为5.13 a和5.10 a。变换-低甲协同调控工艺有一定经济性但回报率相对较低。绿氢耦合调控工艺的财务内部收益率虽然有32.19%,但考虑到绿色甲醇溢价的不可控性,潜在风险较高。

表3 4种工艺的财务指标对比

Table 3 Comparison of financial indicators of four processes

| 工艺            | 财务内部收益率 <sup>①</sup> / % | 动态投资回收期 <sup>①</sup> / a | 财务净现值 <sup>①</sup> / ×10 <sup>4</sup> CNY | 盈亏平衡点 / % |
|---------------|--------------------------|--------------------------|---|-----------|
| 绿氢耦合调控工艺      | 32.19                    | 5.44                     | 287372                                    | 27.96     |
| 变换-低甲协同调控工艺   | 30.33                    | 5.73                     | 124048                                    | 34.18     |
| 变换-PSA协同调控工艺  | 34.98                    | 5.13                     | 142343                                    | 28.04     |
| 变换-MDEA协同调控工艺 | 35.26                    | 5.10                     | 143905                                    | 27.84     |

注:①税后。

### 2.2.4 敏感性分析

敏感性分析是一种用于识别导致成本波动的关键因素的分析方法<sup>[31]</sup>。对4种工艺进行了全投资税后敏感性分析,以评估关键不确定因素对财务内部收益率的潜在影响。分析选取产品价格、产品产量、建设投资和经营成本作为关键变量,并分别设定±5%、±10%、±15%和±20%的变动幅度进行了单因素敏感性分析,结果见图6。

由图6可知,绿氢耦合调控工艺对产品价格极度敏感。若绿色甲醇价格从5000 CNY/t降至4500 CNY/t,其财务内部收益率会降至26.16%;若绿色甲醇价格从5000 CNY/t降至4000 CNY/t,财务内部收益率会

降至19.54%,而绿色甲醇溢价是会受制于地缘政治、外部环境等不确定性因素的显著指标。第二敏感指标为经营成本,经营成本中40%以上来自电解制绿氢的成本,进一步说明了该工艺有赖于平准化后绿电价格。变换-MDEA协同调控工艺和变换-PSA协同调控工艺的敏感因素相似,敏感因素依次为产品价格和经营成本,绿色甲醇价格是此类项目第一重点关注点,同时经营成本中约70%来自原料生物质成本,需制定生物质“收储制用”的方案以应对其波动风险。综上可知,所有工艺均对绿色甲醇价格极度敏感,变换-低甲协同调控工艺、变换-MDEA协同调控工艺和变换-PSA协同调控工艺受原料生物质成本影响最大。

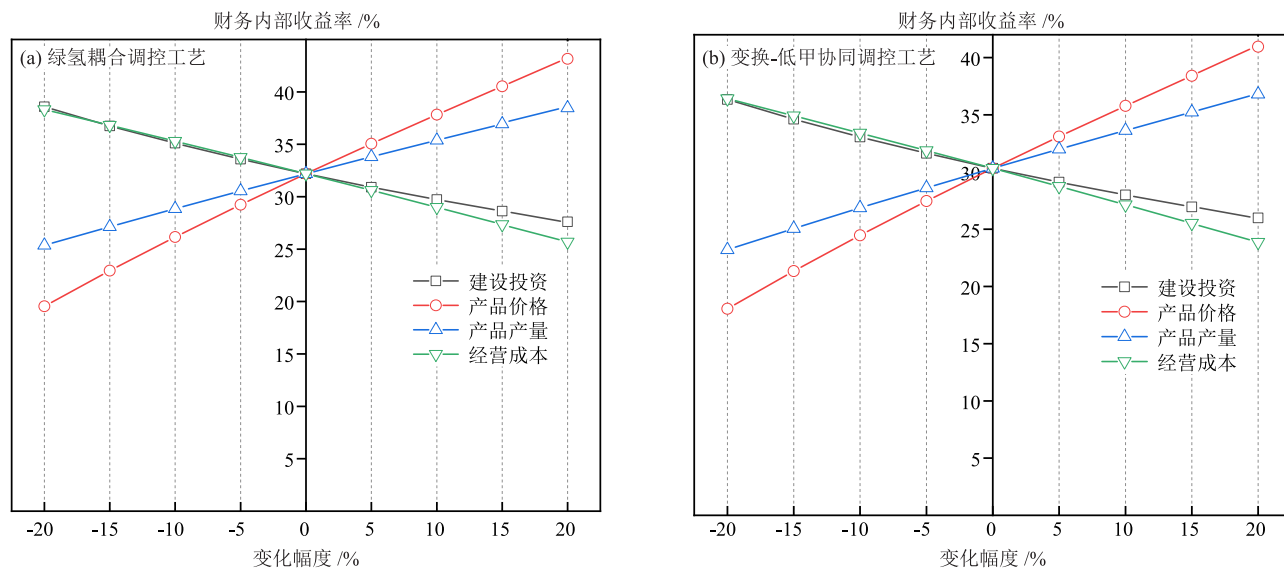


图6 4种工艺的敏感性分析结果

Fig. 6 Sensitivity analysis results of four processes

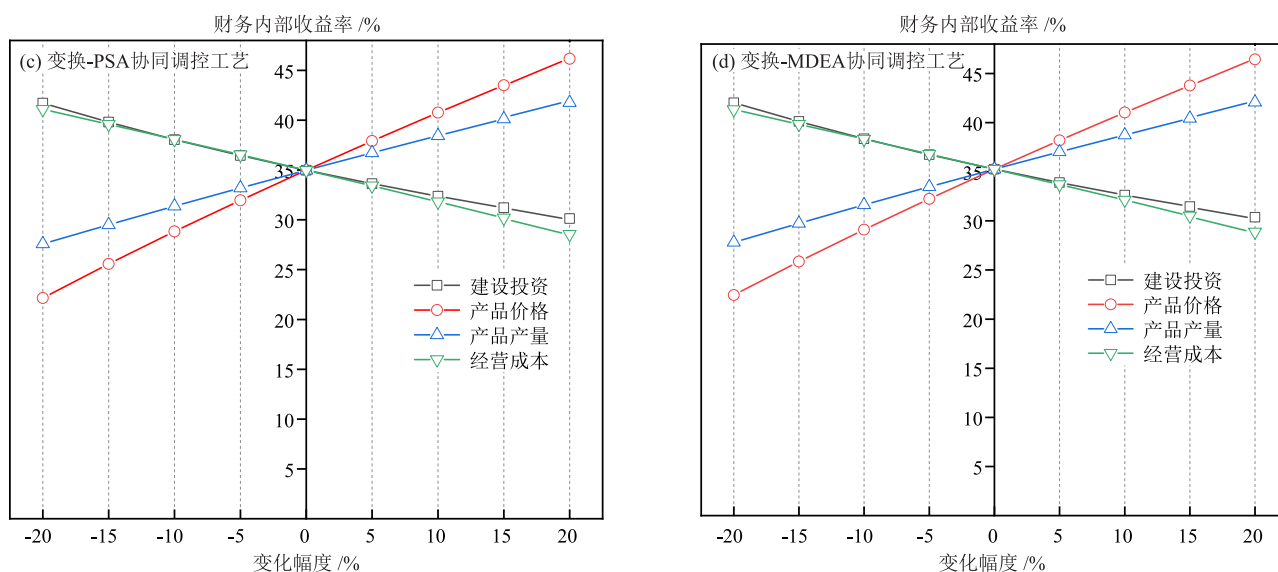


图6 4种工艺的敏感性分析结果(续)

Fig. 6 Sensitivity analysis results of four processes (continued)

### 3 调控工艺评价与分析

#### 3.1 多维度综合评价

##### 3.1.1 评价模型

为系统评估不同工艺的综合表现,本研究基于多准则决策分析(MCDA)框架,构建了一个多维度综合评价模型。该模型采用加权评分法,从技术(T)、经济(E)、环境(EN)和资源与风险(R)4个核心维度,对4种工艺进行了量化评估与比较。维度选取旨在涵盖可持续性工业化可行性的关键方面<sup>[32-33]</sup>,其权重分配则依据商业化项目的普遍优先序及领域专家调研的共识确定<sup>[34]</sup>。具体而言,经济性权重为40%,重点关注资本支出、运营成本

和潜在收益;技术成熟度权重为25%,主要评价工艺的可靠性、可扩展性和工业化准备程度;环境效益(EN)权重为25%,依托生命周期评价(LCA)原则,评估工艺的全生命周期环境影响,以呼应碳中和目标<sup>[35]</sup>;资源与风险(R)权重为10%,综合考察原料供应稳定性、安全风险和长期运行不确定性。

##### 3.1.2 评价结果与分析

通过本研究设定的加权模型,可将多量纲指标归一化处理,得出反映工艺整体优劣的综合评价价值,从而为决策提供结构化、透明化的依据。依据多维度综合评价模型,对4种工艺进行了多维度综合评价,结果见表4。

表4 4种工艺的多维度综合评价结果

Table 4 Multi-dimensional comprehensive evaluation results of four processes

| 项目 <sup>①</sup> | 评价结果               |                |               |                |           |
|-----------------|--------------------|----------------|---------------|----------------|-----------|
|                 | 绿氢耦合调控工艺           | 变换-低甲协同调控工艺    | 变换-PSA 协同调控工艺 | 变换-MDEA 协同调控工艺 |           |
| T               | 1 技术成熟与可靠性         | 70(示范)         | 100(极成熟)      | 90(成熟)         | 95(很成熟)   |
|                 | 2 操作复杂性与弹性         | 65(复杂)         | 80(复杂但可靠)     | 90(简单,弹性好)     | 85(弹性好)   |
|                 | 3 投资强度             | 60(最高)         | 75(高)         | 90(中)          | 95(最低)    |
| E               | 4 运营成本             | 55(高)          | 80(较高)        | 95(低)          | 90(低)     |
|                 | 5 盈利能力             | 50(差)          | 75(尚可)        | 95(优)          | 100(最优)   |
| EN              | 6 碳效率 <sup>②</sup> | 100            | 60            | 70             | 60        |
|                 | 7 过程清洁度            | 95(近零污染)       | 80(有废水)       | 90(无废液)        | 80(有化学废水) |
| R               | 8 关键资源依赖度          | 50(极度依赖绿电)     | 90(依赖蒸汽)      | 80(依赖电力)       | 90(依赖蒸汽)  |
|                 | 9 市场/政策风险          | 75(政策利好,价格风险高) | 85(风险低)       | 85(风险低)        | 90(风险最低)  |
|                 | 加权综合得分             | 68.5           | 82.5          | 88.5           | 88.8      |
| 综合评价排名          | 4                  | 3              | 2             | 1              |           |

注:①1~9权重依次为15%、10%、15%、15%、10%、15%、10%和5%;②绿氢耦合工艺、变换-低甲协同工艺、变换-PSA 协同工艺和变换-MDEA 协同工艺的碳效率依次为> 90%、~ 65%、~ 70%和~ 65%。

由表4可知,按整体优劣顺序排序依次为变换-MDEA协同调控工艺、变换-PSA协同调控工艺、变换-低甲协同调控工艺和绿氢耦合调控工艺。其中,变换-MDEA协同调控工艺(综合得分88.8)以微弱的综合优势排名第一,这得益于其在经济性上的卓越表现和技术上的高度成熟可靠,虽环境效益一般,但无短板;变换-PSA协同调控工艺(综合得分88.5)紧随其后,其在环境清洁度和操作简便性上得分更高;变换-低甲协同调控工艺(综合得分82.5)的技术得分较高,但经济性影响了整体排名;绿氢耦合调控工艺(综合得分68.5)在环境维度比较突出,但技术和经济维度的短板相对比较明显。

### 3.2 适用场景与选型决策建议

4种工艺在技术性能、经济可行性、环境效益和资源与风险等不同方面表现出各自的优缺点,不存在绝对的最优工艺,工艺选择高度依赖于项目所处的具体技术经济环境和战略目标。基于评估结果,分场景提出以下建议。

(1)对于常规商业化项目,如追求最优经济回报,推荐采用变换-MDEA协同调控工艺或变换-PSA协同调控工艺。在生物质原料供应稳定且无极端能源价格优势的普遍情景下,两种工艺均能提供最优的投资回报与最短的投资回收期。具体选择需结合本地公用工程条件确认:若项目所在地蒸汽价格显著低廉或者有大量低位热浪费,宜优选变换-MDEA协同调控工艺;若电力资源丰富稳定或所在地区水资源紧张、需追求无废液排放,则变换-PSA协同调控工艺更为适宜。

(2)对于特定高要求项目,如原料含硫量高或需深度净化,推荐采用变换-低甲协同调控工艺。当采用变换-低甲协同调控工艺处理高硫生物质原料时,该工艺的深度净化性能具有优势。尽管其经济性指标相对其他工艺稍逊,但为确保下游催化剂长期安全运行和产品质量稳定,一定程度的成本增大通常是可以接受的。

(3)对于战略性与示范性项目,如具备特殊资源或政策支持,建议关注绿氢耦合调控工艺,该工艺的可行性依赖于相对有利的外部条件。例如在风光可再生资源丰富、绿电长期成本低于0.2 CNY/(kW·h)的区域,或碳税高达300~500 CNY/t的区域,可以将该工艺作为未来低碳转型的重点关注对象。

## 4 结论

本研究通过对75000 m<sup>3</sup>/h规模下,生物质合成

气制甲醇4种氢碳比调整工艺的技术经济性分析,再次验证了技术选择中的权衡性。成功的项目决策必须基于多维度综合评价结果,并结合当地资源禀赋明确优先目标。根据本研究结果,得出如下结论。

(1)在当前技术水平和市场价格体系下,4种工艺的经济竞争力由高到低依次为变换-MDEA协同调控工艺 $\approx$ 变换-PSA协同调控工艺 $>$ 绿氢耦合调控工艺 $>$ 变换-低甲协同调控工艺。其中,变换-MDEA协同调控工艺和变换-PSA协同调控工艺的投资强度较低且经济性较高,两种工艺的单位产能投资分别为4032 CNY/(t·a)和4041 CNY/(t·a),财务内部收益率分别35.26%和34.98%,动态投资回收期分别为5.10 a和5.13 a。

(2)4种工艺的经济敏感性来源不同。绿氢耦合调控工艺的成本主要受绿氢价格(即绿电成本)影响,其对甲醇产品价格波动最为敏感;变换-低甲协同调控工艺因投资和能耗高,经济性受限于固定资产折旧与冷量消耗;变换-MDEA与变换-PSA工艺的成本则主要受生物质原料价格影响。所有工艺均对绿色甲醇售价高度敏感,价格风险是共性关键因素。

(3)基于技术性能、经济可行性、环境效益和资源与风险四维加权评分,变换-MDEA协同调控工艺的综合得分(88.8)最高,变换-PSA协同调控工艺次之(88.5),两者适合常规商业化项目;变换-低甲协同调控工艺(82.5)适用于高硫原料或对深度净化有严格要求的场景;绿氢耦合调控工艺(68.5)尽管环境效益最优,但经济性与技术成熟度相对不足,属于长期战略性技术。

### 参考文献

- [1] 武国庆,薛晓舟,闵剑,等.全球能源低碳转型下生物液体燃料产业现状与展望[J].中国生物工程杂志,2024,44(1): 88-97.  
WU G Q, XUE X Z, MIN J, et al. Status and prospects of liquid biofuel industry under the background of global low-carbon energy transition [J]. China Biotechnology, 2024, 44(1): 88-97.
- [2] 雪晶,王红秋,王双庆.生物液体燃料在未来能源体系中的作用与前景[J].油气与新能源,2022,34(3): 60-65.  
XUE J, WANG H Q, WANG S Q. Function and outlook of biology liquid fuel in future energy system [J]. Petroleum and New Energy, 2022, 34(3): 60-65.
- [3] 张中亮,李剑,马宗虎,等.生物燃气制绿色甲醇技术路线探析及模型构建[J].石油与天然气化工,2024,53(6):

- 56-61.  
ZHANG Z L, LI J, MA Z H, et al. Technology route analysis and commercial model construction of biomass gas to green methanol [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2024, 53(6): 56-61.
- [4] 张轩, 历一平. 绿色甲醇生产工艺技术经济分析[J]. *现代化工*, 2023, 43(3): 209-212.  
ZHANG X, LI Y P. Technological economic analysis on green methanol production process [J]. *Modern Chemical Industry*, 2023, 43(3): 209-212.
- [5] SHI J, ZHU Y Q, FENG Y M, et al. A prompt decarbonization pathway for shipping: green hydrogen, ammonia, and methanol production and utilization in marine engines [J]. *Atmosphere*, 2023, 14(3): 584-584.
- [6] 金仕胜, 诸林, 何阳东, 等. 生物质气化耦合化学链技术氨电联产系统的焓分析[J]. *石油与天然气化工*, 2023, 52(5): 50-58.  
JIN S S, ZHU L, HE Y D, et al. Exergy analysis of ammonia-electricity cogeneration system by biomass gasification coupled with chemical looping technology [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2023, 52(5): 50-58.
- [7] 李学琴, 刘鹏, 吴幼青, 等. 生物质气化技术的发展现状及展望[J]. *林产化学与工业*, 2022, 42(5): 113-121.  
LI X Q, LIU P, WU Y Q, et al. Development status and prospect of biomass gasification technology [J]. *Chemistry and Industry of Forest Products*, 2022, 42(5): 113-121.
- [8] 张固. 甲醇新鲜合成气氢碳比的优化方法探讨[J]. *化工设计*, 2004, (5): 6-10+23-1.  
ZHANG G. Probe on optimization method of ratio of hydrogen and carbon of fresh synthesis gas for methanol [J]. *Chemical Engineering Design*, 2004, (5): 6-10+23-1.
- [9] 季旭华, 王晓旭. 低温甲醇洗净化气硫含量超标原因分析及应对措施[J]. *大氮肥*, 2019, 42(5): 298-302.  
JI X H, WANG X X. The factors analysis and treatment for excessive sulfur content in low temperature methanol washing purification gas [J]. *Large Scale Nitrogenous Fertilizer Industry*, 2019, 42(5): 298-302.
- [10] 刘长伟, 孟挺, 吴函, 等. 多变量预测控制(MPC)在甲醇合成氢碳比调控的应用分析[J]. *煤化工*, 2024, 52(4): 12-15.  
LIU C W, MENG T, WU H, et al. Application analysis of multivariable predictive control (MPC) in regulation of hydrogen-to-carbon ratio for methanol synthesis [J]. *Coal Chemical Industry*, 2024, 52(4): 12-15.
- [11] 马宏方, 张海涛, 应卫勇, 等. 焦炉气与煤气生产甲醇的研究[J]. *天然气化工—C1化学与化工*, 2010, 35(1): 13-16.  
MA H F, ZHANG H T, YING W Y, et al. Methanol synthesis from coke-oven gas and coal gas [J]. *Natural Gas Chemical Industry*, 2010, 35(1): 13-16.
- [12] 吴子波, 张敬宇, 吴路平, 等. 不同绿氢耦合生物质气化制绿色甲醇工艺经济性分析[J]. *低碳化学与化工*, 2025, 50(3): 97-105.  
WU Z B, ZHANG J Y, WU L P, et al. Economic analysis of different processes of green hydrogen coupled with biomass gasification for green methanol production [J]. *Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering*, 2025, 50(3): 97-105.
- [13] 王挺业. 基于生物质气化的绿色甲醇制备系统性能评估[J]. *化学工程与装备*, 2025, (8): 42-44.  
WANG T Y. Performance evaluation of green methanol preparation system based on biomass gasification [J]. *Chemical Engineering & Equipment*, 2025, (8): 42-44.
- [14] 马达夫, 温霄璿, 闻哲, 等. 生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析[J]. *现代化工*, 2025, 45(1): 250-255+260.  
MA D F, WEN X J, WEN Z, et al. Technology and economic analysis on green methanol production from biomass [J]. *Modern Chemical Industry*, 2025, 45(1): 250-255+260.
- [15] 李博, 孙昊, 陈衡, 等. 基于生物质气化的绿色甲醇制备系统性能分析[J]. *现代化工*, 2025, 45(1): 232-238.  
LI B, SUN H, CHEN H, et al. Performance analysis on biomass gasification-based green methanol production system [J]. *Modern Chemical Industry*, 2025, 45(1): 232-238.
- [16] 季东, 王健, 王可, 等. 不同CO<sub>2</sub>捕集技术的CO<sub>2</sub>耦合绿氢制甲醇工艺研究[J]. *化工学报*, 2022, 73(10): 4565-4575.  
JI D, WANG J, WANG K, et al. Process research of methanol production by CO<sub>2</sub> coupled green hydrogen with different CO<sub>2</sub> capture technologies [J]. *CIESC Journal*, 2022, 73(10): 4565-4575.
- [17] RIBEIRO A M, SANTOS J C, RODRIGUES A E. PSA design for stoichiometric adjustment of bio-syngas for methanol production and co-capture of carbon dioxide [J]. *Chemical Engineering Journal*, 2010, 163(3): 355-363.
- [18] KOTOWICZ J, WĘCEL D, BRZĘCZEK M. Analysis of the work of a “renewable” methanol production installation based on H<sub>2</sub> from electrolysis and CO<sub>2</sub> from power plants [J]. *Energy*, 2021, 221: 119538.
- [19] WANG D L, MENG W L, ZHOU H R, et al. Green hydrogen coupling with CO<sub>2</sub> utilization of coal-to-methanol for high methanol productivity and low CO<sub>2</sub> emission [J]. *Energy*, 2021, 231: 120970.
- [20] KOYUN T, KUNDUZ M, OZTOP H F, et al. Comparison of purification processes of natural gas obtained from three different regions in the world [J]. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 2012, 21(1): 61-68.
- [21] LU X, YU Z F, WU L X, et al. Policy study on development and utilization of clean coal technology in China [J]. *Fuel Processing Technology*, 2008, 89(4): 475-484.
- [22] 何忠, 崔晓曦, 范辉, 等. 煤制天然气工艺技术和催化剂的研究进展[J]. *化工进展*, 2011, 30(S1): 388-392.  
HE Z, CUI X X, FAN H, et al. Research of coal-to-synthetic

- natural gas technology and catalyst [J]. *Chemical Industry Progress*, 2011, 30(S1): 388-392.
- [23] 刘强, 肖金, 于航, 等. 变压吸附捕集 CO<sub>2</sub> 技术研究进展及其在石化行业应用案例分析[J]. *南方能源建设*, 2024, 11(5): 37-49.  
LIU Q, XIAO J, YU H, et al. Research progress of pressure swing adsorption CO<sub>2</sub> capture technology and case analysis of its application in petrochemical industry [J]. *Southern Energy Construction*, 2024, 11(5): 37-49.
- [24] 熊波, 陈健, 李克兵, 等. 工业排放气二氧化碳捕集与利用技术进展[J]. *低碳化学与化工*, 2023, 48(1): 9-18.  
XIONG B, CHEN J, LI K B, et al. Technical progress in carbon dioxide capture and utilization of industrial vent gas [J]. *Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering*, 2023, 48(1): 9-18.
- [25] 姚佳逸, 张东辉, 唐忠利, 等. 基于二级双回流的变压吸附捕碳工艺研究[J]. *化工学报*, 2025, 76(2): 744-754.  
YAO J Y, ZHANG D H, TANG Z L, et al. Research on carbon capture by pressure swing adsorption based on two-stage dual reflux [J]. *CIESC Journal*, 2025, 76(2): 744-754.
- [26] 李亚清, 宋沆, 张玉涛, 等. 醇胺法吸收烟道气中二氧化碳的研究进展[J]. *低碳化学与化工*, 2024, 49(10): 81-91.  
LI Y Q, SONG H, ZHANG Y T, et al. Research progress on absorption of carbon dioxide in flue gas by alcohol amine method [J]. *Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering*, 2024, 49(10): 81-91.
- [27] 国家发展改革委建设部. 建设项目经济评价方法与参数(第三版)[M]. 北京: 中国计划出版社, 2006.  
National Development and Reform Commission, Ministry of Construction. *Methods and parameters for economic evaluation of construction projects (third edition)* [M]. Beijing: China Planning Press, 2006.
- [28] 吴子波, 蹇守华, 吴路平. 不同合成工艺的二氧化碳催化加氢制甲醇装置经济性分析[J]. *低碳化学与化工*, 2023, 48(6): 60-66.  
WU Z B, JIAN S H, WU L P. Plants economic analysis of catalytic hydrogenation of CO<sub>2</sub> synthesis processes [J]. *Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering*, 2023, 48(6): 60-66.
- [29] 贺树民, 彭万旺, 王学云. 不同碳减排下生物质气化制绿色甲醇的经济性分析[J]. *低碳化学与化工*, 2025, 50(6): 89-96.  
HE S M, PENG WW, WANG X Y. Economic analysis of biomass gasification for greenmethanol production under different carbon emissionreduction scenarios [J]. *Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering*, 2025, 50(6): 89-96.
- [30] 贺树民. 粉煤气化耦合绿氢制甲醇过程经济性和减碳研究[J]. *现代化工*, 2024, 44(9): 1-5.  
HE S M. Research on process economic and carbon reduction effect of pulverized coal gasification coupling with green hydrogen to produce methanol [J]. *Modern Chemical Industry*, 2024, 44(9): 1-5.
- [31] HOS T, HERSKOWITZ M. Techno-economic analysis of biogas conversion to liquid hydrocarbon fuels through production of lean-hydrogen syngas [J]. *ACS Engineering Au*, 2022, 2(5): 450-460.
- [32] MOHAMMADFAM I, KAMALINIA M, MOMENI M, et al. Developing an integrated decision making approach to assess and promote the effectiveness of occupational health and safety management systems [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2016, 127: 119-133.
- [33] SAATY T. Decision making with the analytic hierarchy process [J]. *International Journal of Services Sciences*, 2008, 1: 83-98.
- [34] 中华人民共和国国务院新闻办公室. 中国的能源转型 [EB/OL]. 北京: (2024-8-29)[2026-3-14]. [https://www.gov.cn/zhengce/202408/content\\_6971115.htm](https://www.gov.cn/zhengce/202408/content_6971115.htm).  
The State Council Information Office of the People's Republic of China. China's energy transformation [EB/OL]. Beijing: (2024-8-29)[2026-3-14]. [https://www.gov.cn/zhengce/202408/content\\_6971115.htm](https://www.gov.cn/zhengce/202408/content_6971115.htm).
- [35] International Organization for Standardization. Environmental management-life cycle assessment-principles and framework: ISO 14040—2006 [S]. Geneva: International Organization for Standardization, 2006.