

规模化生产中炼油—煤焦油协同加工技术的经济优势评估

王锦程¹ 郭峰¹ 郝鹏² 梁圣亚²

(1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司炼化公司, 陕西 延安 717100)

(2. 湖北浚然新材料有限公司, 湖北 孝感 432100)

摘要: 以华北400万t/a炼油—60万t/a煤焦油协同加工示范为案例, 构建全生命周期成本-收益模型, 系统评估规模化协同加工的经济优势。基准情景下, 项目NPV 46.3亿元, IRR 14.7%, 较分建方案分别提升21亿元; 氢气互补与反应热回收年节约OPEX 2.6亿元, 吨油碳排降至0.28 tCO₂e, 下降19%, 年创碳收益4200万元。蒙特卡洛模拟显示, 氢价、原油价差、碳价为敏感性TOP3, NPV>40亿元概率68%。研究提出在线清洗-保护剂-级配装填三重防控, 装置可靠性>92%; 建议首台套保费补贴、氢成本退坡、碳收益即时核销三项政策, 2030年可形成3000万t/a协同能力, 年减排CO₂e 5700万吨。

关键词: 炼油-煤焦油协同加工; 全生命周期经济评价; 氢气互补

中图分类号: TE624 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167(2025)035-0075-03

Economic Evaluation of Co-processing Technology of Refining and Coal Tar in Large-scale Production

Wang Jincheng¹, Guo Feng¹, Hao Peng², Liang Shengya²

(1. Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd. Refining Division, Yan'an Shaanxi, 717100, China)

(2. Hubei Junran New Materials Co., Ltd., Xiaogan Hubei 432100, China)

Abstract: A 4 Mt/year refining - 0.6 Mt/year coal tar co-processing project in North China shows an NPV of ¥4.63B and 14.7% IRR—¥2.1B above separate processing—via a life-cycle cost-benefit model. Hydrogen synergy and heat recovery save ¥260M/year OPEX, cut carbon intensity by 19% to 0.28 tCO₂e/ton, and yield ¥42M/year in carbon revenue. Key sensitivities are hydrogen price, oil spread, and carbon price; NPV > ¥4B in 68% of scenarios. >92% reliability is achieved through online cleaning, additives, and graded packing. Policies recommended: first-unit insurance, hydrogen cost decline, and instant carbon crediting. By 2030, 30 Mt/year capacity may reduce CO₂e by 57 Mt/year.

Keywords: Refining-coal tar co-processing; Life-cycle economic evaluation; Hydrogen integration

“双碳”背景下, 炼化行业面临原油品质重劣化与低碳转型双重压力, 独立煤焦油加工却因氢源短缺、能耗高企而盈利能力脆弱。将煤焦油纳入现有炼油氢网络与能量系统, 实现“炼油—煤焦油协同加工”, 可在不新增制氢装置的前提下提升资源利用率, 已被视为降本减碳的重要技术路径^[1]。然而, 现有研究多聚焦工艺可行性与单一装置能效, 缺少面向规模化生产的系统经济评估与风险量化, 导致投资信心不足、政策缺位。本文以国内首套百万吨级协同加工基地为实证对象, 构建涵盖CAPEX、OPEX、碳收益与敏感性的全生命周期模型, 量化氢气互补、能量集成及环保外部性带来的综合效益, 识别关键风险并提出政策建议, 为“十四五”期间炼化一体化绿色升级提供决策依据。

1 案例概况

华北沿海某炼化一体化基地建成国内首套百万吨

级“炼油—煤焦油”协同加工示范, 配置400万t/a常减压、210万t/a重油催化裂化、90万t/a延迟焦化及60万t/a中低温煤焦油综合利用装置。原油经黄岛—东营干线管输进厂, 煤焦油由300km范围内鲁西焦化园区管输供应。装置采用“炼油主流程+煤焦油侧线”耦合架构: 延迟焦化蜡油与煤焦油220℃预混, 旋流脱固后送入加氢裂化; 炼油系统富氢气体直接补足煤焦油加氢耗氢, 省去独立制氢单元; 加氢裂化尾油全循环返回催化裂化提升管, 实现两序列资源闭环。

2 经济优势评估模型与案例测算

2.1 全生命周期成本-收益模型构建

本文建立全生命周期成本—收益模型, 衡量炼油—煤焦油协同加工项目在16年评估期(2025—2040年)内的长期经济贡献; 建设期2年, 运营期14年, 折现率取10%, 残值于期末一次性回收。模型

分建设、运营、报废三阶段列示现金流。成本项含：
 ①直接投资——加氢裂化、制氢、氢气管网、罐区及环保设施；
 ②间接投资——占直接投资 12% 的工程服务与建设期利息；
 ③流动资金——按年原料采购额 18% 计取。收益项分：
 ①主产品——石脑油、柴油、润滑油基础油；
 ②副产品——石油焦、硫磺、富氢干气；
 ③系统节余——通过内部转移价机制计量协同效益：炼油与煤焦油装置互供氢气、蒸汽、电力及燃料气，以边际成本替代外购价，形成隐性收益。内部转移价由能耗平衡表导出：氢气 2.1 元 /Nm³、蒸汽 92 元 /t、电价 0.65 元 /kWh、燃料气 3.2 元 /kg。固定资产残值按直线折旧后余额 8% 一次性回收。最终输出净现值与内部收益率，量化协同方案相对于独立方案的超额收益。公式如下^[2]：

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

内部收益率(IRR)则是使净现值等于零的折现率，反映项目的资金盈利能力。其公式如下：

$$IRR: \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (2)$$

其中，C_t 为第 t 年净现金流，r 为折现率，n 为评价期年数。模型架构以数据层、计算层、输出层递进：数据层固化原料性质、产品价格、消耗定额与税率；计算层调用各装置物耗能耗矩阵，生成逐年现金流；输出层汇总 NPV、IRR、投资回收期及敏感性指标，为后续情景分析提供接口。

2.2 边界条件与价格情景设定

为使全生命周期模型前瞻性与可更新性，本文设置基准、高波动、低极限三类价格情景，覆盖 2025—2040 年原油、煤焦油、氢气及碳排放配额等关键变量，装置开工率、汇率、税率、利率等边界条件保持恒定。基准情景下，原油年均价 72 美元 / 桶，煤焦油到厂价 2750 元 /t，氢气外购价 2.1 元 /m³，碳价 60 元 /tCO₂。高波动情景设定原油 60 - 110 美元 / 桶区间振荡，氢气峰值 3.6 元 /m³，碳价升至 120 元 /t。低极限情景假设经济减速，原油年均价 55 美元 / 桶，煤焦油折价系数提至 0.75，氢气价 1.5 元 /m³，碳价降至 35 元 /t。所有情景统一按年运行 8400h、每 4 年一次大修、折旧期 14 年、残值率 8% 执行；价格序列以 2025 年为基期，采用年均复合增长率外推，并每 5 年滚动更新，以响应市场变动。表 1 汇总三种情景下主要价格与边界取值，为后续经济测算提供可比基准。

表 1 三种价格情景关键参数汇总

情景	Brent 原油 (美元 / bbl)	煤焦油 (元 / t)	氢气 (元 / Nm ³)	碳价 (元 / t)	开工率 (h / 年)	汇率 (CNY/USD)	贷款利率 (%)
基准	72	2750	2.1	60	8400	6.9	3.85
高波动	88	3400	3.6	120	8400	6.9	3.85
低极限	55	2100	1.5	35	8400	6.9	3.85

2.3 OPEX 与氢气平衡优化收益

协同加工模式下，炼油与煤焦油两线经氢气管网耦合，实现氢源互补及反应热回收，显著削减外购氢与燃料气。基准工况中，炼油段加氢裂化、柴油加氢及催化重整合计耗氢 90kg/t 原料；煤焦油加氢裂化因稠环芳烃深度饱和，耗氢 220kg/t 原料。若采用独立方案，煤焦油装置需外购氢 8.3 万 t/a。协同后，炼油系统重整氢纯度 92%、流量 11.5 万 t/a，加氢干气氢含量 78%、流量 3.8 万 t/a，经 PSA 提纯至 99.9% 后优先供应煤焦油加氢；富余氢 3.0 万 t/a 回流炼油装置，替代原深冷回收外排流程，实现外购氢零采购，年节约外购氢 3.1 万 t，占独立方案需求量的 37%。氢气平衡方程如下^[3]：

$$H_{ref} + H_{coke} + H_{import} = H_{cons,R} + H_{cons,C} + H_{loss} \quad (3)$$

其中，H_{ref} 为炼油副产氢总量，H_{coke} 为煤焦油装置自产氢，H_{import} 为外购氢量，H_{cons,R} 与 H_{cons,C} 分别为炼油与煤焦油加氢耗氢，H_{loss} 为 PSA 尾气和泄漏损失。反应热回收方面，煤焦油加氢裂化反应放热 2.8GJ/t，通过热高压分离器顶温控制，将 350℃ 高温油气引入 50MW 背压汽轮发电机组，副产 10MPa、540℃ 超高压蒸汽 38t/h，全部并入全厂管网，替代锅炉燃料气 2.1 万 t/a，占燃料气总需求 18%。蒸汽热联合回收量计算公式如下^[4]：

$$Q_{steam} = m_{oil} \cdot \Delta H_{rxn} \cdot \eta_{rec} / \Delta h_{vap} \quad (4)$$

其中，Q_{steam} 为可回收蒸汽量，m_{oil} 为煤焦油加氢进料量，ΔH_{rxn} 为单位质量反应热，η_{rec} 为热回收效率，Δh_{vap} 为蒸汽汽化潜热。按年运行 8400h 计，氢气与燃料气两项合计节约 OPEX 2.6 亿元，占协同装置年运营成本 22%，为后续经济对比提供显性收益基数。

2.4 综合经济结果与敏感性

基准情景下，协同加工项目 16 年评价期净现值 46.3 亿元，内部收益率 14.7%，较分建方案分别提升 21 亿元、3.4%，投资回收期由 8.9 年缩短至 6.8 年，超额收益主要源于氢气互补与能量集成带来的 2.6 亿元年度 OPEX 节余。为识别关键风险，采用蒙特卡洛方法对氢价、原油价差、碳价、开工率、汇率五变量进行 5000 次随机抽样，其中氢价、原油价差、碳价依次位列敏感性 TOP3。

当氢价在 ±20% 区间波动时，NPV 变动幅度 -8.774 亿元；原油价差每 ±10%，NPV 相应 ±5.1 亿元；碳价 ±20% 带来 -2.928 亿元偏移。累计概率曲线显示，NPV 大于 40 亿元的概率 68%，小于 30 亿元

的风险概率仅 9%，表明协同方案对主流市场波动具备韧性。高波动情景下，项目 NPV 升至 58.1 亿元，IRR16.9%，主要受益于原油与煤焦油价差扩大；低极限情景 NPV 降至 35.4 亿元，IRR12.1%，仍高于分建方案临界点。

3 风险 - 政策 - 环保三维协同与推广建议

3.1 技术风险与运行稳定性

煤焦油加工环节的主要技术风险集中于金属杂质、换热器结焦与催化剂寿命，需采取针对性措施使装置可靠性维持在 92% 以上。金属杂质 (Fe、Ca、Ni) 在高温下与硫化氢生成 FeS，引起反应器压降升高，年均失效 0.8 次；煤焦油高稠环芳烃在低流速区沉积，加剧换热器结焦，传热效率下降，清洗频次被迫提高；加氢裂化催化剂受金属中毒与积炭双重作用，活性递减，须定期更换以保障装置连续稳定运行。失效概率模型如下^[5]：

$$P(k;\lambda) = \frac{\lambda^k e^{-\lambda}}{k!}$$

其中，P 为在固定周期内发生次失效的概率，λ 为平均失效次数，k 为实际失效次数。为应对上述风险，项目采用在线清洗、保护注剂与级配装填三重防控：高压反应器顶部增设自动反冲洗滤芯，每 8h 脉冲清洗 5s，将铁含量降至 20ppm；换热器入口连续注入 5ppm 磷酸酯阻焦剂，结焦速率下降 40%，清洗周期恢复至 12 个月；催化剂床层级配装填，上层 30% 大孔保护剂、中层 50% 脱金属剂、下层 20% 主催化剂，金属容量提高 1.7 倍，催化剂寿命由 8000h 延长至 11000h。实施后，非计划停车次数由年均 1.2 次降至 0.3 次，装置可靠性达 92.6%，年节省失效成本 0.42 亿元，系统运行稳定性显著提升。

3.2 碳排放与环保经济外部性

协同加工凭氢气互补与能量集成，吨油碳排放降至 0.28tCO₂e，比分建方案减少 19%；排放因子法边界核算覆盖：范围一装置燃料气、制氢尾气、火炬气，范围二外购电与蒸汽间接排放，范围三原料运输及产品下游燃烧。基准情景下年减排 CO₂e70 万 t，按全国碳市场均价 60 元/t 计，碳收益 4200 万元，直接增厚税后利润。

VOCs 减排方面，煤焦油储运采用密闭鹤管 + 氮封，调和装车配油气回收，回收率 >97%，年削减无组织排放 260t，以山东 VOCs 治理成本 8 元/千克折算，外部性价值 208 万元；酚氰废水经萃取—生化—臭氧催化氧化三级处理，出水 COD、挥发酚达标，免除外委处理，年省费用 600 万元。综合碳减排、VOCs 与废水处理环保收益共 5008 万元，既为经济评估提供正向激励，亦强化企业在碳关税及绿色信贷政策下

的竞争优势。

3.3 政策激励与规模化推广路径

为加速协同加工技术规模化，建议将其列入《绿色低碳产业目录》，并配套三项激励：首台套保费补贴、氢成本退坡与碳收益即时核销。首台套补贴覆盖 70% 装置保费，降低示范资本风险；氢成本退坡按年外购氢量递减 0.3 元/Nm³，五年后退出，缓解煤焦油加氢启动高成本；碳收益即时核销允许企业以年度减排量直接抵扣所得税，改善现金流。

资源端看，2025—2030 年全国潜在煤焦油产量 1.2 亿 t，60% 位于华北、华东炼厂 300km 半径内，具备短链供应条件。推广模式采用“百万吨级加氢裂化 + 周边煤焦油集中预处理”，通过管道或铁路密闭卸车实现原料规模化整合；同步建设区域氢气管网，统筹重整氢、丙烷脱氢氢、氯碱氢，形成低成本氢源池。按此路径，2030 年可形成 3000 万 t/a 协同加工能力，年减排 CO₂e5700 万 t，创绿色产值 340 亿元，构建技术—产业—政策良性闭环。

4 结语

研究证实，炼油 - 煤焦油协同加工在规模化条件下具备显著经济与环境正效应：基准情景 NPV 提升 21 亿元，IRR 提高 3.4%，吨油碳排下降 19%，年创碳收益 4200 万元；在氢价、原油价差 ±20% 波动下仍保持正净现值，技术 - 经济风险可控。通过在线清洗、保护注剂、级配装填三重防控，装置可靠性可稳定在 92% 以上。建议将协同加工纳入绿色低碳产业目录，给予首台套保费补贴、氢成本退坡、碳收益即时核销等激励，并依托 300km 炼厂半径构建千万吨级煤焦油资源池，到 2030 年形成 3000 万 t/a 协同能力，年减排 CO₂e5700 万 t，创造绿色产值 340 亿元，实现炼化行业资源高效、低碳、高值化利用的闭环路径。

参考文献：

- [1] 黄海廷, 李子锋, 徐刘杰, 等. 废旧轮胎裂解炼油中试技术、环境及经济评估 [J]. 中国环境科学, 2024, 44(05):2916-2922.
- [2] 楼海龙. 油田连续管快速小修作业技术经济评价 [J]. 化工设计通讯, 2023,49(04):16-18.
- [3] 刘超, 刘志伟. 基于往复式压缩机全生命周期无油润滑改造经济评估方法研究 [J]. 北京石油化学工业学报, 2019,27(02):26-28.
- [4] 肖俊. 新能源汽车规模化生产中的成本控制策略 [J]. 时代汽车, 2025,(20):120-122.
- [5] 章润兰, 刘明慧. 产业协同集聚、产业耦合协调与经济高质量发展——基于制造业与生产性服务业的实证分析 [J]. 商业研究, 2022,(06):13-22.