



不同成品油收率下渣油加工方案与碳排放研究

参考资料：崔华松，等. 不同成品油收率下多种渣油加工路线总流程方案及碳排放研究[J]. 石油学报（石油加工），2026，42（4）：.1001-1013

整理推荐：中国化工学会烃资源评价加工与利用专委会 田松柏



目录

CONTENTS

1

研究背景
与问题提出

2

研究方法
与方案设计

3

总流程方
案结果分
析

4

经济效益
与财务评
价

5

碳排放核
算与分析

6

结论与展
望



01

研究背景与问题提出

“双碳”目标与炼化转型背景

01

政策驱动

国务院《2030年前碳达峰行动方案》明确将石化化工行业列为重点降碳行业，要求通过“碳达峰十大行动”推动炼化产业结构优化，包括控制汽油消费、开发生物燃料、加快非常规气利用等。

02

市场需求转变

成品油消费达峰背景下，化工产品需求持续增长，炼化企业需加速“减油增化”，2030年前将成品油收率压降至50%以下，2050年进一步降至30%。

03

技术路径探索

炼厂需通过绿氢炼化、CCUS、流程再造等技术实现低碳转型，同时面临工艺排放升高（如催化裂化烧焦）与生命周期碳排放降低的矛盾。

04

产能过剩预警

2030年后炼油能力过剩问题凸显，企业需提前布局低碳技术，应对碳排放双控政策下的硬约束。

渣油加工路线选择的重要性

碳排放差异显著

燃料型炼厂碳排放强度（0.15~0.3吨/吨原油）低于炼化一体化炼厂（0.2~0.45吨/吨），但后者通过化工产品固碳可降低全生命周期排放。

资源高效利用

渣油作为重质组分，其加工路线（如焦化、加氢裂化）直接影响氢气消耗、能源效率及碳排放强度，需平衡短流程与长流程技术选择。

产品结构适配

渣油加工需与“油转化”“油转特”战略协同，生产高附加值化工原料（如乙烯、PX）或特种材料，减少低效燃料产出。

研究目标与核心问题



技术经济性评估

量化不同渣油加工路线（延迟焦化、沸腾床加氢、溶剂脱沥青）的碳排放强度与投资回报周期，明确低碳转型成本。



政策适配性分析

探究碳排放双控下，渣油加工如何满足原料用能豁免、绿电替代等政策要求，规避产能限制风险。



全生命周期视角

比较燃料型与炼化一体化路线的净碳排放差异，验证“减油增化”对碳中和目标的贡献潜力。



多目标优化模型

构建兼顾碳排放、能效、产品价值的渣油加工方案决策框架，支撑炼厂中长期战略规划。



02

研究方法与方案设计

研究框架与情景设定

1

多维度分析框架

构建涵盖原料特性、工艺参数、产品分布及碳排放强度的综合评价体系，通过设定不同原油性质（硫含量、金属含量、残炭值）和加工深度（转化率70%-95%）的情景组合，系统评估技术路线的适用性。

2

基准情景与优化情景

基准情景采用传统延迟焦化工艺（转化率50%-60%），优化情景引入JESO浆态床加氢技术（转化率90%-95%）和溶剂脱沥青-沥青气化组合工艺，对比碳排放与轻质油收率差异。

3

全生命周期评估

结合炼厂实际运行数据，模拟从原油进料到成品油出厂的全流程碳足迹，包括直接排放（工艺燃烧）和间接排放（电力消耗、氢气生产等）。



原油选择与馏分切割

重质含硫原油特性

选取API度低于25、硫含量 $>2.5\%$ 的劣质原油（如中东重质油），其减压渣油收率可达40%-50%，且富含金属（ $\text{Ni}+\text{V}>200\mu\text{g/g}$ ）和高沥青质（ $>10\text{wt}\%$ ），需针对性设计切割方案。

组分定向分离

通过溶剂脱沥青（正戊烷/正庚烷）分离脱沥青油（DAO）和沥青质，DAO的金属含量可降低80%以上，适合后续加氢处理；沥青质则进入气化装置生产氢气或合成气。



窄馏分切割技术

采用减压深拔工艺将 $565^{\circ}\text{C}+$ 渣油进一步分割为轻脱油（ $565\text{-}650^{\circ}\text{C}$ ）和重脱油（ $650^{\circ}\text{C}+$ ），前者适合催化裂化，后者优先进入加氢或焦化装置。

馏分性质关联分析

建立渣油四组分（饱和分、芳香分、胶质、沥青质）与加工性能的关联模型，预测不同切割方案下的催化剂中毒风险与结焦倾向。

三种渣油加工技术路线

01

延迟焦化路线

以高温裂解为核心，生成焦炭、轻油及气体，适用于高残炭渣油，但碳排放强度较高（约1.8t CO₂/吨原料）。

02

渣油加氢裂化

通过高压加氢转化生产清洁轻质油品，需配套高活性催化剂，碳排放较低（1.2t CO₂/吨原料），但投资成本较高。

03

溶剂脱沥青-气化组合

先提取脱沥青油（DAO）后气化残渣，实现近零渣油排放，碳排放强度最低（0.9t CO₂/吨原料），但系统复杂度高。

九种总流程方案构建



方案1-3（焦化主导）



分别耦合催化裂化、加氢处理及芳烃联合装置，焦化渣油收率40%-50%，碳排放范围1.6-2.0t CO₂/吨原油。

方案4-6（加氢裂化主导）



整合渣油加氢、催化重整及异构化单元，轻油收率提升至60%-70%，碳排放降至1.1-1.4t CO₂/吨原油。

方案7-9（气化集成）



结合IGCC（整体煤气化联合循环）与化学品合成，渣油转化率超90%，碳排放强度0.8-1.0t CO₂/吨原油，但需考虑经济性平衡。



03

总流程方案结果分析

装置加工负荷对比

01

延迟焦化负荷差异

延迟焦化装置在低成品油收率方案中负荷率显著降低（约60%-70%），而高收率方案通过优化进料配比可提升至85%-90%，但需注意焦炭产率上升带来的处理压力。

03

催化裂化负荷弹性

催化裂化装置负荷与原料性质强相关，轻质原料下负荷率可维持90%以上，重质渣油掺炼时需降至80%左右以避免催化剂失活。

02

加氢处理负荷波动

渣油加氢装置在高收率方案中负荷率可达95%以上，但需配套高压设备应对腐蚀风险；低收率方案因原料劣质化可能被迫降至75%-80%。

04

溶剂脱沥青负荷稳定性

该装置负荷率受收率影响较小（通常维持85%-90%），但沥青气化单元需匹配负荷变化，否则易造成沥青积压。

产品分布与收率分析

汽油收率敏感性

高收率方案通过两段提升管催化裂化可使汽油收率达45%-50%，而传统焦化路线仅能实现25%-30%，但需牺牲部分柴油收率。

低碳烯烃产出差异

浆态床加氢技术在高收率方案中烯烃收率可达12%-15%，较延迟焦化路线（5%-8%）提升显著，但氢气消耗量增加30%-40%。

残渣处理路径影响

采用IGCC气化方案时，沥青转化率超95%且可联产电力；若选择焦化路线则产生15%-20%石油焦，需配套脱硫设施。



全厂综合能耗变化

01

加氢路线能耗特征

渣油加氢处理吨油综合能耗达65-75kg标油，主要来自高压反应器电耗与氢气制备；溶剂脱沥青路线能耗较低（40-50kg标油），但需额外计算气化单元能耗。

03

公用系统耗能占比

蒸汽动力系统占全厂能耗35%-45%，采用热泵精馏技术可减少低压蒸汽用量20%以上。

02

热集成优化空间

通过装置间低温热联合（如催化裂化余热用于常减压蒸馏）可降低全厂能耗8%-12%，尤其在高收率方案中效果更显著。

04

碳排放强度关联性

能耗每降低1kg标油/吨原料，对应CO₂排放减少2.5-3kg，加氢路线因氢耗高其碳排强度比焦化路线高15%-20%。

投入产出平衡分析

原料适应性成本

处理重金属含量 $> 200\mu\text{g/g}$ 的渣油时，加氢催化剂更换频率增加导致操作成本上升30%-50%，需与产品增值部分平衡。

碳交易敏感性

当碳价 > 200 元/吨时，加氢路线需配套CCUS才具经济性，而焦化路线因碳排放基数大面临更高履约成本。

1

投资回报周期差异

延迟焦化方案初始投资低（约焦化装置3-4亿元/百万吨），但高收率加氢方案虽投资高（8-10亿元/百万吨），因轻油溢价可在5-7年收回成本。

2

3

副产品收益影响

石油焦销售可抵消焦化路线15%-20%操作成本；IGCC方案电力外售收益能覆盖气化单元60%-70%运行费用。

4



04

经济效益与财务评价

不同价格体系下吨油效益



原油价格波动影响

渣油加工效益与原油价格高度相关，高油价下焦化路线因低附加值产品占比高而效益下降，而溶剂脱沥青-加氢处理-气化路线因轻质油收率提升更具经济性。需结合实时价格模型动态调整加工方案。

产品结构优化

通过数字算法优化减压渣油掺炼比例，提高汽油等高附加值产品收率（如案例中汽油收率提升3%），降低低效产品产出，直接提升吨油边际效益。



区域价差因素

不同地区成品油（如燃料油、沥青）价格差异显著，需结合区域市场需求调整渣油加工方向，例如山东地炼延迟焦化利润受本地石油焦价格波动影响较大。

方案投资指标与回收期

01

初始投资对比

溶剂脱沥青-气化路线虽需配套加氢与气化装置，投资高于传统焦化，但长期轻质油收率提升可缩短回收期；焦化路线设备简单但产品附加值低，回收期受油价压制。

02

运行成本差异

高硫渣油加工需考虑腐蚀防护成本，溶剂脱沥青路线因流程简化（减少二次加工）可降低维护费用，而焦化路线催化剂单耗高且环保合规成本递增。

03

政策补贴影响

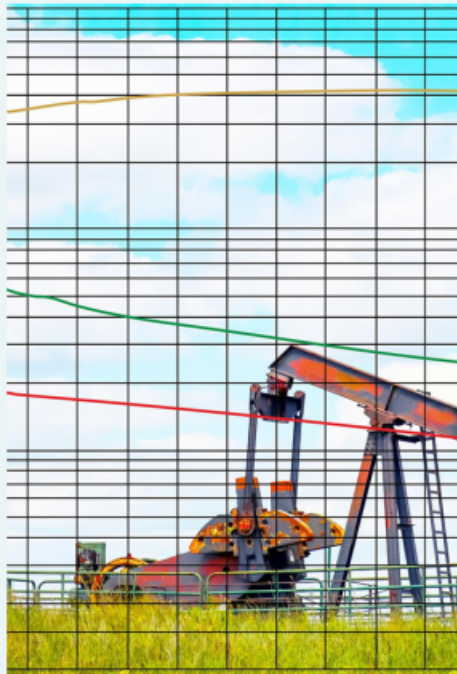
碳税或绿色工艺补贴可显著改善脱沥青-气化路线的财务指标，需纳入回收期测算，例如IGCC联产制氢可能获得低碳政策支持。

04

案例实证分析

某炼厂采用沥青气化路线后，因沥青转化为高附加值产品（如费托合成油），投资回收期较焦化缩短1.5-2年。

效益持平价 (PBP) 定义与应用



技术选择临界点

PBP指不同加工方案效益相等时的原油价格，如焦化与脱沥青路线在油价80美元/桶时效益持平，高于此价则后者更优，为工艺路线切换提供量化依据。

风险对冲工具

PBP可与期货市场联动，锁定原料与成品价差，例如在沥青供应紧张时优先选择气化路线以规避价格波动风险。

动态调整机制

结合实时产品价格（如燃料油周均价4653元/吨时）与原料成本，通过PBP模型指导生产计划，避免低效产能运行。

PETROLEUM
PRICE



化工品价格与转型时机

市场供需敏感性

石油焦利润波动剧烈（如山东地炼周利润从208元/吨跌至-35元/吨），需监测其与沥青价差，适时转向化工品（如丙烯）生产以稳定收益。



政策驱动窗口期

低碳法规下，低硫燃料油需求增长可能推动渣油加氢处理产能建设，需在政策实施前完成技术储备。



产业链协同效应

炼化一体化项目中，渣油加工路线需与下游烯烃、芳烃需求匹配，例如高乙炔价格时段优先选择催化裂化增产低碳烯烃。

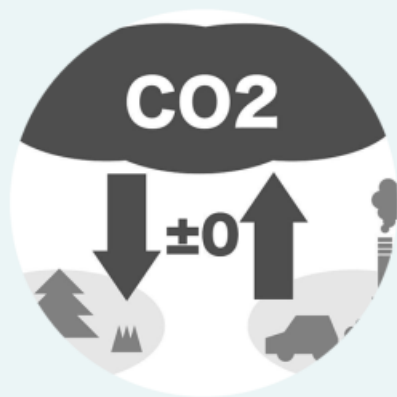




05

碳排放核算与分析

碳排放核算边界与方法



范围1直接排放

包括企业控制范围内静止燃烧（如锅炉）、移动燃烧（如厂内车辆）、化工生产过程（如催化裂化）及设备无组织逸散（如阀门泄漏）产生的碳排放，需通过连续监测或物料平衡法精确计量。

范围2间接排放

涵盖外购电力、蒸汽等能源的隐含碳排放，采用排放因子法计算，需结合区域电网平均排放因子或供应商提供的特定能源碳排放数据。

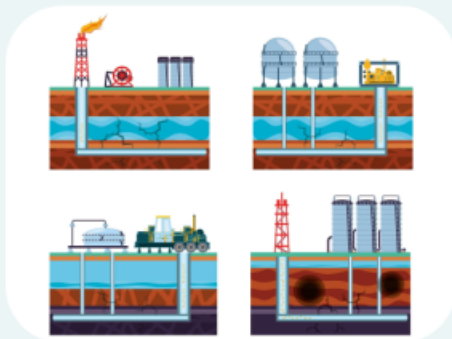
范围3价值链排放

涉及原油开采运输、催化剂生产等上游活动，以及成品油运输分销等下游环节，通常采用行业平均数据或生命周期数据库（如Ecoinvent）进行估算。

过程碳排放量对比

延迟焦化工艺

焦化反应产生大量焦炭和油气，碳排放集中于焦炭燃烧（范围1）和高温加热能耗（范围2），单位渣油加工的碳排放强度通常高于加氢工艺。



渣油加氢处理

通过高压加氢裂化减少残炭值，碳排放主要来自制氢单元（范围1）和高压反应能耗（范围2），但硫化物转化可能增加酸性气处理负荷。

溶剂脱沥青技术

物理分离沥青质过程能耗较低，但沥青副产品若用于燃料将计入范围3排放，需对比不同溶剂回收系统的能源效率差异。



催化裂化优化

调整催化剂类型和反应温度可改变轻油收率，但催化剂再生烧焦过程（范围1）可能成为主要碳排放源，需平衡产品分布与碳排放关系。

成品油燃烧碳排放量



燃料类型排放系数差异

汽油燃烧排放因子约 $2.31\text{kgCO}_2/\text{L}$ ，柴油为 $2.68\text{kgCO}_2/\text{L}$ ，低硫燃料油达 $3.15\text{kgCO}_2/\text{L}$ ，加工方案导致的成品油收率变化直接影响全生命周期碳排放。

轻质化产品减排效应

提高汽柴油收率虽增加炼厂过程排放，但替代高碳燃料（如重油）的终端燃烧可净减碳8%-12%，需结合LCA（生命周期评价）综合评估。

非燃料利用路径

将渣油转化为化工原料（如烯烃）可避免燃烧排放，每吨原料碳足迹较燃料路线减少1.8-2.5吨 CO_2 当量。

总碳排放量变化趋势

01

加工深度与碳效率关系

深度转化工艺（如加氢裂化）初期碳排放高，但高附加值产品产出可摊薄单位产值碳排放，长期看呈下降趋势。

02

碳价敏感性分析

当碳价超过50美元/吨时，溶剂脱沥青-加氢路线经济性优于焦化，总碳排放成本差异可达20%-25%。

03

技术迭代影响

CCUS（碳捕集、利用与封存）与可再生能源电力渗透率提升可使渣油加工总碳排放量在2030年后下降40%-60%。





06

结论与展望

主要研究发现总结

渣油加工工艺选择 对碳排放影响显著

研究表明，脱碳型工艺（如延迟焦化）虽然投资低，但碳排放强度高，液体收率较低；而加氢型工艺（如渣油加氢裂化）虽投资较高，但碳排放减少30%以上，轻质油收率提升显著。

JESO技术展现高 效转化潜力

浆态床加氢技术对劣质渣油（高金属、高硫）的转化率可达90%-95%，远超传统焦化工艺（50%-60%），且尾油残留量低于5wt%，为高碳渣油处理提供新方向。

溶剂脱沥青组合工 艺的环保优势

针对含硫渣油（重金属200-300 $\mu\text{g/g}$ ），溶剂脱沥青—加氢处理—沥青气化路线可实现原油彻底利用，轻质油收率高，腐蚀少，是绿色低碳的优选方案。

延迟焦化仍占主导 但面临转型压力

国内渣油加工中延迟焦化占比超40%，但其高硫石油焦副产物和VOCs排放问题突出，需结合密闭除焦等技术升级以减少环境负担。

不同加工路线的效益与碳排放差异

01

延迟焦化

投资成本低（占新增产能80%以上），但碳排放强度高（石油焦副产物含硫）、轻油收率仅50%-60%，适合低油价环境但不符合碳中和目标。

02

渣油加氢裂化

液体收率提升20%-30%，碳排放减少30%以上，但设备投资大（需耐高压反应器）、催化剂成本高，适合高油价下长期运营。

03

溶剂脱沥青— 气化路线

轻质油收率提高15%-20%，沥青气化联产氢气或电力（IGCC），实现零渣油残留，综合碳排放最低，但需配套气化装置投资。

04

催化裂化

适用于低硫低金属渣油，经济效益好，但高残炭原料易结焦，碳排放集中于再生烧焦环节，需结合烟气脱硫技术。

炼化企业转型路径建议



原料适应性改造

针对含硫渣油特性（如胶质/沥青质比、金属含量）选择工艺，重金属 $>200\mu\text{g/g}$ 优先考虑溶剂脱沥青预处理，低硫渣油可采用沸腾床加氢裂化。



低碳技术集成

推广沥青气化联产IGCC、费托合成等碳循环利用技术，配套密闭除焦（如广东石化方案）、尾气净化系统（脱硫率 $>97\%$ ）减少无组织排放。



装置协同优化

构建"分子炼油"短流程（如乙烯-芳烃联产），通过轻石脑油馏分精准切割提升高值化学品收率，降低无效加工能耗20%以上。

未来研究方向与挑战

催化剂寿命突破

开发抗金属沉积 ($\text{Ni/V} < 50\mu\text{g/g}$) 和抗氮中毒的新型催化剂, 延长渣油加氢周期至2年以上。

低成本制氢方案

研究电解水制氢与渣油气化制氢耦合技术, 降低氢能成本至\$2/kg以下。

沥青高值化利用

探索沥青质制备碳材料 (如石墨烯) 或化工原料路径, 替代传统气化路线。



感谢关注, 敬请指正!

参考资料: 崔华松, 等. 不同成品油收率下多种渣油加工路线总流程方案及碳排放研究[J]. 石油学报(石油加工), 2026, 42 (4): 1001-1013

整理推荐: 中国化工学会烃资源评价加工与利用专委会 田松柏