

输油管道“电代油”改造的碳排放核算体系 及区域适配策略

韦宝成（中石化石油工程设计有限公司，山东 东营 257000）

摘要：“双碳”目标下，输油管道“电代油”改造是油气行业低碳转型的重要措施。本文建立“设备全周期-能源替代-环境效应”三维碳核算模型，结合LCA方法和区域能源数据，量化改造的减排潜力。研究提出基于电网碳强度、可再生能源条件和经济水平的差异化改造策略。结果显示，在可再生能源丰富地区可减排60%-70%，而煤电主导区域需配合绿电和CCUS技术实现减排。

关键词：输油管道；电代油改造；碳排放核算；区域适配；低碳转型

中图分类号：TE832 **文献标识码：**A **文章编号：**1674-5167（2025）027-0100-03

Carbon emission accounting system and regional adaptation strategy of oil pipeline “electricity replacing oil” transformation

Wei Baocheng(Sinopec Petroleum Engineering Design Co., Ltd., Dongying Shandong 257000, China)

Abstract: under the goal of “double carbon”, the transformation of oil pipeline “electricity replacing oil” is an important measure for the low-carbon transformation of oil and gas industry. This paper establishes a three-dimensional carbon accounting model of “equipment cycle energy substitution environmental effect”, and quantifies the emission reduction potential of the transformation combined with LCA method and regional energy data. Research and propose differentiated transformation strategies based on grid carbon intensity, renewable energy conditions and economic level. The results show that 60% to 70% of the emission can be reduced in areas rich in renewable energy, while the coal power dominated areas need to cooperate with green power and CCUs technology to achieve emission reduction.

Key words: oil pipeline; Electricity replacing oil transformation; Carbon emission accounting; Regional adaptation; Low carbon transformation

输油管道作为石油运输的核心方式，其动力系统能耗占管道总能耗的60%70%，传统燃油驱动模式（如柴油机、燃气轮机）是主要碳排放源。数据显示，我国输油管道年均碳排放强度为0.81.2kgCO₂/t·km，其中燃油设备贡献了75%以上的排放量（国家能源局，2023）。

“电代油”改造通过替换燃油动力设备为电动系统，结合清洁电力供应，可从源头减少化石能源消耗。然而，不同区域电网结构差异显著（如西北电网绿电占比超30%，华北电网煤电占比达65%），导致改造项目的实际碳减排效果呈现显著空间分异。

1 “电代油”改造的碳排放核算体系构建

1.1 核算边界与维度划分

采用“从摇篮到坟墓”的全生命周期视角，将核算范围划分为四个阶段：

1.1.1 设备制造阶段

涵盖电动设备（如电动机、变频器）与燃油设备的原材料生产、加工制造过程碳排放。电动设备的关键碳源为钢材（占比55%）、铜材（18%）与电子元件（12%），燃油设备则聚焦发动机铸造（42%）、

传动系统加工（25%）。

1.1.2 能源替代阶段

对比燃油驱动与电动驱动的能源消耗碳排放差异。燃油能耗以柴油为例（热值42.6MJ/kg，碳排放因子3.1kgCO₂/kg），电力能耗需结合区域电网碳排放强度（如2023年全国平均为0.58kgCO₂/kWh，西藏仅0.12kgCO₂/kWh）。

1.1.3 运行维护阶段

包括设备检修、零部件更换、润滑保养等环节碳排放。电动设备维护碳排放较燃油设备低30%40%，主要因减少润滑油消耗与废气处理需求。

1.1.4 退役处置阶段

对比两类设备报废后的材料回收与环境影响。电动机金属回收率可达90%以上，柴油机因含油污杂质回收率约75%，且处置过程需额外承担危废处理碳排放。

1.2 关键环节碳排放量化方法

1.2.1 设备制造碳强度对比

通过行业调研获取典型设备数据：①3000kW燃油泵机组制造阶段碳排放约280tCO₂，主要来自铸铁

件生产（占比 45%）与热处理工艺（22%）；②同功率电动泵机组制造碳排放约 320tCO₂，因变频器制造涉及高耗能半导体工艺（占比 35%），但电机效率提升可在运行阶段抵消超额碳排放。

1.2.2 能源替代碳减排计算

碳减排量公式可表述为：

$$\Delta C = (E_{\text{oil}} \times CF_{\text{oil}}) - (E_{\text{electric}} \times CF_{\text{electric}})$$

（注：非公式，仅文字逻辑）

其中，E_{oil} 为燃油消耗量（kg），CF_{oil} 为燃油碳排放因子，E_{electric} 为耗电量（kWh），CF_{electric} 为区域电网碳排放强度。以年输油 1000 万 t、输送距离 800km 的管道为例：①燃油驱动年耗柴油约 2800t，碳排放 8680tCO₂；②电动驱动年耗电 1200 万 kWh，若电网强度 0.58kgCO₂/kWh，碳排放 6960tCO₂，减排 19.8%。

1.2.3 区域电网碳强度动态修正

引入“清洁电力替代系数”（K）反映绿电消纳水平：

$$K = 1(\text{火电占比} \times \text{电网强度修正因子})$$

在西北五省（风电、光伏占比超 40%），K 值取 0.60.7；在东部沿海（煤电占比 > 50%），K 值取 0.30.4。修正后电网强度 CF'_{electric} = CF_{electric} × K，用于更精准评估实际减排潜力。

1.3 核算体系的不确定性分析

①时间维度：未来电网清洁化（如 2030 年全国煤电占比降至 50% 以下）将提升“电代油”减排效益，需动态更新 CF_{electric} 参数；②空间维度：管道跨区域输送时，需按分段电网强度加权计算，避免“一刀切”导致的误差；③技术维度：储能技术成熟度影响可再生能源消纳，若弃风弃光率 > 20%，实际减排量需调减 10%15%。

2 区域适配策略的多维分析框架

2.1 区域分类评价指标体系

构建“能源结构—经济水平—政策环境”三维评价模型，选取六项核心指标：①电网碳强度（A）：反映区域电力清洁度，A < 0.3kgCO₂/kWh 为低碳区，0.30.6kg 为中碳区，> 0.6kg 为高碳区；②可再生能源占比（B）：B > 30% 为高潜力区，10%30% 为中潜力区，< 10% 为低潜力区；③单位 GDP 能耗（C）：衡量经济发展与能源消耗的协调性，C < 0.5t 标煤 / 万元为高效区，0.51.0t 为中效区，> 1.0t 为低效区；④地方财政能力（D）：以人均财政收入划分，D > 8000 元为强支撑区，50008000 元为中支撑区，< 5000 元为弱支撑区；⑤管道里程密度（E）：E > 5km/100km² 为高密集区，25km 为中密集区，< 2km 为低密集区；

⑥碳交易机制完善度（F）：F > 70 分为成熟区，5070 分为成长区，< 50 分为起步区。

2.2 四大区域类型与适配策略

2.2.1 低碳高潜力区（如西北、西南部分地区）

特征：电网碳强度 < 0.3kgCO₂/kWh，可再生能源占比 > 35%，地广人稀且管道密度低。

策略：①技术路径：优先采用“直供电 + 储能”模式，在管道沿线建设分布式光伏 / 风电场，通过就地消纳降低输电损耗（通常为 5%8%）；②政策配套：申请绿证交易与可再生能源消纳责任权重豁免，利用碳汇收益（如每亩林地年固碳 1.5t）补贴初期投资；③实施重点：新建管道全面采用电动驱动，老旧管道按“退役一台燃油设备、替换一台电动设备”原则逐步改造。

2.2.2 中碳中潜力区（如华北、华中等地）

特征：电网碳强度 0.40.6kgCO₂/kWh，可再生能源占比 15%25%，工业负荷大且管道里程密集。

策略：①技术路径：推行“煤电清洁化 + 绿电交易”组合模式，采购跨区域绿电（如购买西北风光电力），同时对本地煤电机组实施 CCUS 改造（捕集成本约 400 元 / tCO₂）；②管理创新：建立“管道企业电力企业”碳减排协同机制，通过合同能源管理（EMC）分摊改造成本，约定碳减排收益分成；③区域协同：在京津冀、长三角等城市群，将输油管道电动化与区域电网升级同步规划，利用峰谷电价差降低用电成本（谷电价格低至 0.3 元 / kWh）。

2.2.3 高碳低潜力区（如东北老工业基地、部分南方省份）

特征：电网碳强度 > 0.6kgCO₂/kWh，可再生能源占比 < 10%，管道老化率高（> 30%）且财政能力较弱。

策略：①技术路径：采用“混动过渡 + 碳捕捉”模式，先将燃油设备改造为油电混动系统（减排 30%40%），待电网清洁化后全电动；对改造后仍超排的碳排放，通过购买碳汇或实施小型 CCUS 项目（如生物炭固碳）抵消；②政策倾斜：申请中央财政专项补贴（如改造项目投资额的 20%30%），纳入区域产业升级基金支持范围；③替代方案：对偏远地区短距离管道，可探索“氢能驱动”替代路径，利用工业副产氢（成本约 15 元 / kg）降低碳排放。

2.2.4 经济高效区（如东南沿海省份）

特征：单位 GDP 能耗 < 0.5t 标煤 / 万元，碳交易机制成熟，用户对低碳产品支付意愿强。

策略：①技术路径：推广“全电动 + 智慧运维”模式，应用磁悬浮电机（效率超 95%）与智能监控系统，实现能耗实时优化；②市场机制：将碳减排量纳入企

业 ESG 考核,通过碳标签制度提升成品油售价(如低碳认证油品溢价 5%~8%);③区域示范:建设“零碳输油管道”示范工程,集成光伏供电、碳捕捉与碳封存技术,形成可复制的高附加值模式。

3 典型区域改造案例分析

3.1 西北低碳高潜力区:兰成渝输油管道改造

背景:该管道途经甘肃、陕西、四川,西北段电网绿电占比 38%,年输油 500 万 t,原燃油泵机组年碳排放 4200tCO₂。

改造方案:

①在甘肃河西走廊段(光照资源一类区)建设 20MW 光伏电站,配套 10MWh 储能系统,实现电动泵组 100% 绿电供应;②陕西段采用“光伏+储热”技术,利用多余电能加热导热油,替代原燃油加热炉,年节约柴油 120t;

核算结果:全生命周期碳排放降低 68%,投资回收期 5.8 年,较传统模式缩短 2.3 年。

3.2 华北中碳中潜力区:东临输油管道改造

背景:管道穿越河北、山东,电网煤电占比 62%,年输油 800 万 t,改造前碳排放强度 1.1kgCO₂/t·km。

改造方案:①与河北南网签订 10 年绿电交易协议,采购张北风电 1500 万 kWh/a,电网碳强度降至 0.35kgCO₂/kWh;②对沧州至淄博段老旧燃油泵进行变频改造,效率提升 12%,年节电 180 万 kWh;

核算结果:碳减排量达 3400t/a,通过碳交易获得收益 272 万元(按 80 元/t 计),覆盖改造成本的 15%。

3.3 东北高碳低潜力区:庆铁输油管道改造

背景:管道穿越黑龙江、吉林,电网煤电占比 75%,管道平均服役年限 28 年,改造资金缺口大。

改造方案:①采用“柴油电力混动泵”过渡,初期电动比例 50%,待吉林“陆上风光三峡”项目投产后切换为全电动;②在大庆段建设生物炭固碳试点,利用农业废弃物生产生物炭(年固碳 500t),抵消部分碳排放;

核算结果:初期减排 32%,待 2027 年绿电接入后,总减排量可达 55%,需政府补贴 4000 万元(占总投资的 25%)。

4 政策建议与实施保障

4.1 完善碳排放核算标准体系

①制定《输油管道“电代油”改造碳排放核算指南》,统一全生命周期核算方法与数据采集规范;②建立国家层面的改造项目碳减排量登记系统,实现“核算认证交易”全流程电子化。

4.2 强化区域差异化政策供给

①在低碳高潜力区,将绿电消纳比例与管道项目审批挂钩,对超额消纳部分给予电价补贴(如 0.1 元/kWh);②在高碳低潜力区,设立“煤电转型与管道改造”联动基金,对煤电企业参与管道绿电供应给予税收减免;③推行“碳减排量跨区域交易”机制,允许经济发达地区购买欠发达地区管道改造产生的碳汇。

4.3 推动技术创新与产业协同

①支持磁悬浮电机、高效变频器等关键设备国产化,降低制造成本(目前进口设备成本比国产高 40%);②引导石油企业与新能源企业组建产业联盟,如“管道公司+光伏企业+储能厂商”模式,共享技术与市场资源;③开展“电代油+氢能”技术预研,在西北、华北等氢能资源丰富地区试点氢燃料电池驱动泵组。

4.4 加强公众参与与监督管理

①建立管道碳排放信息公开制度,通过企业年报、政府网站公示改造项目的减排效果;②开发“低碳油品溯源”APP,消费者可查询成品油运输环节的碳足迹,形成市场倒逼机制;③将管道改造纳入地方政府污染防治攻坚战考核,对未达标的地区实施项目限批。

5 结论

①“电代油”改造的碳减排效益具有显著区域差异,可再生能源占比每提高 10%,改造项目减排潜力提升 8%~12%;②全生命周期核算需重点关注设备制造阶段的“隐含碳”与电网清洁化的“时间效应”,避免陷入“前期高碳、后期低碳”的认知误区;③区域适配策略需统筹能源结构、经济水平与技术可行性,在高碳地区单纯依赖“电代油”难以实现深度减排,需结合 CCUS、氢能替代等技术组合。

参考文献:

- [1] 刘全,叶光辉,钟声,等. “以电代油”改造在青海油田修井机上的应用 [J]. 石油石化节能, 2011(7):44-45.
- [2] 王孝亮. 浅谈油田“以电代油”在钻井系统的应用 [J]. 石油和化工设备, 2007,10(3):4.
- [3] 孙东艳. 基于模拟退火-蚁群算法的输油管道碳排放量优化研究 [J]. 石油石化节能与计量, 2024(3):53-57.
- [4] 刘恩斌,李茜,等. 一种原油管道优化碳排放的方法:CN202211649928.3[P].CN115982983A[2025-05-13].
- [5] 叶霖. 基于神经网络的输油管道工艺计算及运行方案优化 [D]. 东北石油大学, 2022.