

碳达峰目标下油气管道低碳技术规划

许贝尔（中石化石油工程设计有限公司，山东 东营 257000）

摘要：在“双碳”目标驱动下，油气管道作为能源输送的核心基础设施，其低碳化改造成为实现碳达峰的关键环节。本文聚焦新能源供热与碳捕捉技术（CCUS）在油气管道中的创新应用，构建了“现状诊断—技术适配—规划建模—实施路径”的全流程低碳技术规划框架。通过分析太阳能、风能、地热能等新能源供热模式，以及燃烧后碳捕捉、生物碳捕捉等技术路径，结合典型案例验证了技术组合的减排效果。研究表明，新能源供热与 CCUS 协同应用可使油气管道碳排放强度降低 30%-40%，为油气行业碳达峰提供了可操作的技术方案与实施策略。

关键词：碳达峰；油气管道；新能源供热；碳捕捉；低碳技术规划

中图分类号：TE832 **文献标识码：**A **文章编号：**1674-5167（2025）027-0115-03

Low-Carbon Technology Roadmap for Oil & Gas Pipelines Under Carbon Peak Targets

Xu Beier(Sinopec Petroleum Engineering Corporation Limited, Dongying Shandong 257000, China)

Abstract: Driven by China's "Dual Carbon" goals, the decarbonization of oil & gas pipelines—as critical energy infrastructure—has become pivotal for achieving carbon peak. This study investigates innovative applications of renewable heating (solar/wind/geothermal) and carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies in pipeline systems. A comprehensive planning framework encompassing “status assessment-technology matching-modeling-implementation” is established. Through analyzing post-combustion capture, bio-CCUS pathways, and renewable heating integration, case studies demonstrate 30%-40% reduction in carbon emission intensity. The research provides actionable decarbonization strategies for the hydrocarbon sector's carbon peak compliance.

Keywords: carbon peak; oil & gas pipelines; renewable heating; CCUS; low-carbon planning

中国“双碳”目标明确要求，2030年前实现碳达峰，能源行业需率先启动深度脱碳进程。油气管道作为连接油气田与消费端的“能源动脉”，其运行过程中产生的碳排放占油气产业链总量的15%-20%（国家能源局，2023）。传统油气管道依赖燃煤、燃气供热及高能耗压缩机组，碳排放强度高达0.5-0.8kgCO₂/t·km，远超国际先进水平（0.3-0.5kgCO₂/t·km）。在碳达峰目标约束下，迫切需要通过技术革新重构油气管道的能源消费结构与碳排放管理体系。

1 新能源供热技术在油气管道中的应用路径

1.1 太阳能供热技术

1.1.1 技术原理与适用性

太阳能供热系统通过集热器将光能转化为热能，为管道加热、站场供暖提供热源。根据集热方式可分为平板集热器与真空管集热器，前者适合低温场景（如站场热水供应），后者可实现中高温供热（100-150℃），适用于原油管道加热。

在西北、华北等光照资源丰富地区（年日照时数≥2200h），太阳能供热系统的年均能效比（COP）可达3.0-3.5，即每消耗1kWh电能可获取3-3.5kWh热能。某原油管道加热站应用500m²真空管集热器后，冬季燃煤消耗量减少60%，年减排CO₂约800t。

1.1.2 系统集成方案

①多能互补模式：太阳能与燃气锅炉并联运行，通过智能温控阀自动切换热源，确保极端天气下供热稳定性。②储热技术配套：配置相变储热装置（如熔盐储热），将白天过剩热能储存至夜间使用，解决太阳能间歇性问题，储热效率可达90%以上。

1.2 风能供热技术

1.2.1 技术类型与场景

风能供热分为直接电热转换与热交换两种模式：

①电加热模式：利用风力发电机产生的电能驱动电加热器，适用于风能资源丰富且电网接入困难的偏远地区管道站场。②热交换模式：通过风力机驱动热泵系统，从空气中提取热量，能效比（COP）可达4.0-5.0，较电加热节能75%。

在东北、内蒙古等风能资源富集区（年平均风速≥5m/s），1台50kW风力热泵机组可满足一座小型输气站场的供暖需求，年节约标煤约20t，减排CO₂52t。

1.2.2 经济性分析

风能供热的初始投资约为1.5-2.0万元/kW，运行成本仅为传统燃煤供热的1/3-1/2。以10年生命周期计算，内部收益率（IRR）可达8%-10%，具备显著

的成本优势。

1.3 地热能供热技术

1.3.1 浅层地热能应用

通过地埋管换热器提取地表以下 200m 内的浅层地热资源，经热泵系统提升温度后用于供热。该技术适用于地下水位适宜、岩土热导率较高的区域（如华北平原），供热季 COP 可达 3.5–4.0。

某天然气分输站应用浅层地热能供热系统，建筑面积 3000 m²，年消耗电能 12 万 kWh，较传统燃气锅炉节约费用 8 万元，减排 CO₂ 78t。

1.3.2 中深层地热能开发

对于深度 2000–3000m 的中深层地热，可采用“取热不取水”技术，通过套管热交换器提取地热能。该技术单井供热能力可达 500–1000kW，适合大型管道枢纽站场，但初期钻井成本较高（单井投资 500–800 万元）。

2 碳捕捉技术在油气管道中的应用策略

2.1 燃烧后碳捕捉（PCC）技术

2.1.1 化学吸收法

以乙醇胺（MEA）溶液为吸收剂，捕获压缩机站烟气中的 CO₂，纯度可达 99% 以上。该技术成熟度高，已在全球 50 余个 CCUS 项目中应用，但存在吸收剂损耗大（约 3–5kg/tCO₂）、能耗高（2.5–3.5MJ/tCO₂）的问题。

某天然气压缩机站安装 MEA 法碳捕捉装置，年处理烟气体积 500 万 m³，捕获 CO₂ 约 2 万 t，用于提高石油采收率（EOR），可增产原油 3000t/a，实现碳捕捉成本与收益平衡。

2.1.2 膜分离法

利用选择性渗透膜分离 CO₂，具有流程简单、能耗低（1.0–1.5MJ/t CO₂）的优点，但膜材料寿命较短（3–5 年），需定期更换。在页岩气管道脱水脱碳场景中，膜分离法可同步实现 CO₂ 捕集与天然气提浓，综合效益显著。

2.2 生物碳捕捉技术

2.2.1 微藻固碳

通过培养微藻吸收压缩机站废气中的 CO₂，每公顷微藻年固碳量可达 10–15t，同时产出藻蛋白等高附加值产品。某原油管道站场建设 0.5 公顷微藻培养池，年固定 CO₂ 约 6t，创造经济效益 2 万元。

2.2.2 生物质能碳捕捉与封存（BECCS）

在管道沿线种植能源作物（如柳枝稷），利用其光合作用吸收 CO₂，收获后作为生物质燃料用于供热，燃烧产生的 CO₂ 通过地质封存实现“负排放”。该技术每公顷土地年固碳量可达 8–10t，兼具生态修复与

碳汇功能。

2.3 碳封存与利用路径

提高石油采收率（EOR）：将捕集的 CO₂ 注入油藏，可提高采收率 8%–15%，同时实现永久封存。美国得克萨斯州某油田应用 CO₂-EOR 技术，累计封存 CO₂ 超 1 亿 t，增产原油 2000 万桶。

地质封存：选择深层咸水层或枯竭油气藏进行封存，需通过地震监测、压力监测确保长期安全性。挪威 Sleipner 项目是全球首个海上 CO₂ 封存项目，累计封存 CO₂ 超 1700 万 t。

资源化利用：将 CO₂ 转化为甲醇、碳酸盐等产品，如某管道企业与化工企业合作，年利用 CO₂ 生产甲醇 5000t，减少碳排放 6500t。

3 低碳技术规划模型与实施框架

3.1 规划目标设定

以 2030 年碳达峰为时间节点，设定阶段性目标：

① 2025 年前：新能源供热替代率达 15%–20%，CCUS 覆盖率超 10%，碳排放强度降低 15%–20%。② –2030 年前：新能源供热替代率提升至 30%–40%，CCUS 覆盖率超 25%，碳排放强度降低 30%–40%。

3.2 技术适配矩阵构建

根据管道所处区域的资源禀赋（光照、风能、地热）、地质条件（封存潜力）、经济水平，建立技术适配矩阵：

光照丰富区（如西北）：优先部署太阳能供热 + MEA 法碳捕捉，配套建设 CO₂-EOR 项目。

风能富集区（如东北）：主推风能供热 + 膜分离法碳捕捉，结合生物质能实现零碳站场。

地热资源区（如华北）：采用地热能供热 + 微藻固碳，探索深层地热与 CCUS 耦合模式。

3.3 空间布局优化方法

运用 GIS 空间分析技术，叠加光照辐射量、风能密度、地热等温线、封存靶点等图层，生成技术布局专题图。对于新建管道，优先选择新能源资源丰富、封存条件良好的路径；对于老旧管道，按“一站一策”原则制定技改方案，如在太阳能资源一类区（年辐射量 ≥ 5850MJ/m²）的加热站，强制要求太阳能供热比例不低于 50%。

3.4 成本效益分析模型

建立“全生命周期成本 – 碳减排量”双维度评估模型：

① 成本项：包括技术设备投资、运维成本、碳捕捉成本等，采用年金法分摊至各年。② 收益项：碳减排收益（碳价 × 减排量）、能源节约收益、副产品收益（如微藻蛋白、甲醇）等。③ 决策指标：净现值

(NPV)、投资回收期(PP)、碳减排边际成本(MCER)。

某案例显示,太阳能供热+CCUS组合方案的NPV为正,投资回收期7.2年,MCER为180元/tCO₂,优于单一技术应用。

4 典型案例:某天然气管道低碳技术示范工程

4.1 项目概况

某输气管道较长,途经多个省份。管道沿线气候寒冷,加热需求高,压缩机站年均能耗占总能耗的65%。

4.2 低碳技术组合方案

①新能源供热系统:在某省段(年日照时数2400h)的5座加热站部署太阳能+相变储热系统,单站集热面积1200m²,储热容量500kWh,替代原有燃煤锅炉,年节约标煤2800t,减排CO₂7300t。在某省段风能资源区(年平均风速6.5m/s)建设10座分散式风电场(单机容量2MW),为压缩机站提供绿电,年供电量1.2亿kWh,减少电网购电碳排放9.6万t。

②碳捕捉与利用工程:在某省段压缩机站安装膜分离法碳捕捉装置,年捕获CO₂1.5万t,其中80%用于附近油田EOR,增产原油1.2万t/a;20%注入深层咸水层封存,封存效率达99%。

③智能化管理平台:开发“新能源-CCUS协同调控系统”,实时监测太阳能、风能出力与碳捕捉装置运行状态,通过负荷预测算法优化能源分配,系统综合效率提升12%。

4.3 实施效果

①碳排放强度:从0.62kgCO₂/Nm³降至0.41kgCO₂/Nm³,降幅33.9%,提前达到2030年减排目标。②经济效益:年节约能源成本1.1亿元,碳交易收益(按80元/t计)1200万元,投资回收期6.8年。③环境效益:相当于每年植树4.5万公顷,减少PM2.5排放210t,生态效益显著。

5 政策建议与保障措施

5.1 完善激励政策体系

①财政补贴:对新能源供热项目给予初始投资30%-50%的补贴,对CCUS项目按捕集量给予200-300元/t的运营补贴。

②税收优惠:对应用低碳技术的企业减免增值税、企业所得税,如风能供热企业可享受增值税即征即退政策。

③碳市场机制:将油气管道纳入全国碳市场,允许CCUS项目产生的碳汇量抵扣企业碳排放配额。

5.2 强化技术创新与标准建设

①设立专项科研基金:重点支持高效太阳能集热器、长寿命膜材料、深部地质封存等关键技术研发。

②制定行业标准:出台《油气管道新能源供热设计规范》《CCUS项目环境风险管控指南》,统一技术参数与安全要求。

③建立认证体系:对低碳技术产品(如高效热泵、碳捕捉装置)实施认证制度,推动国产化替代。

5.3 推动区域协同与产业联动

①能源互联网建设:在管道沿线布局“源网荷储”一体化项目,实现新能源与管道用能的就地消纳,减少弃风弃光率。

②产业链合作:引导油气企业与新能源企业、化工企业组建低碳产业联盟,如“管道公司+光伏企业+CCUS服务商”模式,共享技术与市场资源。

③国际合作平台:参与“一带一路”低碳管道建设,输出中国技术标准,如在中亚管道项目中推广太阳能供热+EOR技术组合。

6 结论与展望

6.1 研究结论

新能源供热与碳捕捉技术的协同应用,是油气管道实现碳达峰的核心路径。本文构建的低碳技术规划框架,通过“资源评估—技术适配—系统集成—政策保障”的闭环管理,可有效提升技术应用的科学性与经济性。案例表明,该体系能显著降低管道碳排放强度,同时创造能源成本节约与碳汇收益,实现环境效益与经济效益的双赢。

6.2 未来展望

①技术融合创新:探索“新能源供热+绿氢制备+CCUS”的多能协同模式,如利用太阳能电解水制氢,替代管道压缩机燃料,同时捕捉制氢过程中产生的CO₂。②数字化深度赋能:引入数字孪生、区块链技术,实现碳足迹全程可追溯、碳资产可信交易,提升低碳技术规划的精准性与透明度。③政策机制突破:推动“碳减排量与管输费挂钩”等市场化政策,将低碳竞争力转化为企业经济效益,形成长效激励机制。

参考文献:

- [1] 乞孟迪,柯晓明,等.中国石油峰值与石化行业低碳转型发展[J].石油石化绿色低碳,2021(05):14-16.
- [2] 辛靖;王连英.“双碳”愿景对炼化产业的影响及其路径展望[J].石油学报(石油加工),2021(06):22-25.
- [3] 刘德生,刘平,等.浅谈新型加热炉研制与应用[J].中国设备工程,2021(S1):56-57.
- [4] 刘振平.油田相变加热炉盘管换热计算方法研究[J].油气田地面工程,2017(11):02-02.
- [5] 田羽辰,杜军,王博,王伟伦.稀油处理站与天然气处理站供暖及原油加热系统改造特点及效果评估[J].中国石油石化,2017(04):11-11.