

双碳目标下油气集输系统低碳化改造路径浅析

尚春阳

河南油田工程科技股份有限公司 河南 郑州 450000

摘要: 在“双碳”目标驱动下,油气集输系统作为连接油气生产与消费的关键枢纽,涵盖原油集输、天然气处理、管道输送等核心环节,其碳排放占油气行业总排放量的30%以上,是油气行业实现碳达峰、碳中和目标的重点攻坚领域与核心技术难点。本文系统梳理双碳目标下国内油气行业低碳发展的政策框架与行业硬性要求,精准分析油气集输系统碳排放的总量规模、结构分布与区域特征,深度剖析低碳转型过程中面临的技术、经济、政策、标准、人才等多重核心挑战,从节能降耗、新能源替代、碳捕集与资源化利用三大核心技术维度,结合数字化智能化赋能手段,构建全链条、多维度的低碳化改造路径体系,同时结合国内各大油田的典型工程实践案例论证各路径的技术可行性与经济适用性,为油气集输系统的绿色低碳转型提供坚实的理论支撑、具体的技术参考与可复制的实践模板。

关键词: 双碳目标; 油气集输系统; 低碳化改造; CCUS技术; 新能源替代; 数字化转型

全球温室气体减排已成共识,碳中和成为各国能源转型核心目标,高耗能产业绿色升级势在必行。油气行业作为主要碳排放来源,其低碳转型直接影响“双碳”目标实现,而油气集输系统作为核心枢纽,是行业减排的关键环节。我国明确“2030年前碳达峰、2060年前碳中和”目标,将油气行业低碳转型纳入生态文明建设重点任务。据统计,油气行业碳排放量占我国总碳排放的15%左右,其中集输系统占比超30%,主要源于热力加热、机械压缩及甲烷泄漏,是行业碳达峰的核心瓶颈。传统集输模式存在工艺落后、能耗高、资源回收不足等问题,低碳改造仍处于起步阶段,现有研究多聚焦单一技术,缺乏全链条路径梳理,基于此,本文构建科学可行的改造路径,为行业转型提供支撑。

1 双碳目标与油气集输系统低碳化的背景及挑战

1.1 双碳目标的政策框架与行业要求

我国已构建以双碳目标为核心,覆盖法律法规、规划纲要、政策补贴、市场机制的多层次政策框架。以《能源法》《石油天然气管道法》等为依托,强化碳排放刚性监管;2021年印发的双碳工作意见与碳达峰行动方案,明确油气行业节能降碳、新能源替代、CCUS技术研发应用等任务。同时,财政补贴、税收减免等激励政策降低企业改造成本,全国碳排放权交易市场加快建设,油气行业被纳入体系,碳税、绿色金融等配套机制持续完善,以市场化手段倒逼减排。行业发展逻辑从“规模扩张、产量优先”转向“质量效益、绿色低碳优先”,聚焦节能、降耗、减碳、增效协同目标,全面推进低碳转型。

1.2 油气集输系统碳排放现状与核心挑战

据《中国油气行业低碳发展报告(2024)》,2023年

我国油气集输系统碳排放达1.2亿吨二氧化碳当量,占油气行业总碳排放的35%,其中原油集输占60%,天然气处理与输送占40%;直接排放占70%,间接排放占30%。直接排放主要来自加热炉、压缩机等设备运行(60%以上)、工艺化学反应释放(15%)、伴生气回收不足与甲烷泄漏(25%);间接排放源于系统电力消耗,火电主导的能源结构加剧碳排放。区域上,东部管网老化、西北集输能耗高、西南工艺排放多,均为碳排放重点区域,整体减排潜力巨大。

油气集输系统低碳转型面临五大核心挑战:一是低碳技术成熟度不足,CCUS处于商业化初期,风光发电稳定性与储能技术受限,老旧设备改造难度大;二是经济性矛盾显著,低碳改造资金投入大,项目回报周期超10年,油价波动加剧企业投资顾虑;三是政策与市场协同不足,碳交易未覆盖集输全链条,碳价偏低,补贴政策针对性与执行力度不足;四是行业标准缺失,碳排放核算口径不一,监管以行政手段为主,资源共享程度低;五是复合型人才短缺,产学研合作不深入,技术突破与成果转化缓慢^[1]。

2 油气集输系统低碳化改造的技术路径

技术革新是低碳化改造的核心驱动力,结合碳排放现状与技术瓶颈,构建“节能优先、替代补充、捕集兜底”的技术改造体系,依托数字化智能化赋能提升改造成效,结合典型案例验证路径可行性。

2.1 节能降耗技术:优化集输工艺与核心设备

节能降耗是最直接、见效最快的减排方式,核心通过工艺、设备、运维优化降低单位能耗,减少化石能源消耗。工艺优化方面,推广密闭集输工艺可减少油气损

耗50%以上,胜利油田应用后年减排二氧化碳当量约31万吨;优化管网布局能降低输送能耗,长庆油田苏里格气田改造后年减排二氧化碳约8万吨;常温集输工艺替代传统热力脱水,辽河油田应用后年减排二氧化碳约1.1万吨。核心设备升级方面,真空相变、电磁感应加热炉热效率超94%,新疆油田应用后年减排二氧化碳约1.7万吨;变频调速离心式压缩机、高效节能泵及变频改造,可降低设备能耗15%-25%,西南油气田、大庆油田应用后分别年减排二氧化碳约1万吨、6600吨。管网运维优化方面,升级保温材料可减少散热损失,华北油田应用后年减排二氧化碳约6300吨;光纤传感、无人机巡检等技术提升泄漏检测准确率,中国海油渤海湾产区应用后年减排二氧化碳当量约5600吨;建立设备全生命周期维护制度,新疆油田核心设备故障发生率降低25%,节约能耗成本超500万元。

2.2 新能源替代:构建清洁供能体系

新能源替代是深度脱碳的关键路径,利用风光、地热、生物质能等降低化石能源依赖。风光发电替代方面,建设分布式风光电站,西南油气田37座光伏电站年减排二氧化碳约34万吨;风光储一体化项目保障供电稳定,大庆油田21.21万千瓦光伏电站实现采油厂100%绿电供应;大型风光基地协同供电,新疆油田引入清洁电力满足60%集输用电需求,年减排二氧化碳约82万吨。地热能与生物质能利用方面,华北油田地热供热站年减排二氧化碳约4200吨;西南油气田利用农业废弃物制备生物质气、建设生物质发电项目,合计年减排二氧化碳约6200吨。

2.3 碳捕集与资源化:闭环碳管理技术

CCUS技术是大幅度减碳、实现负碳排放的核心手段,通过捕集、提纯二氧化碳,结合资源化利用或地质封存实现闭环管理。碳捕集以燃烧后捕集为规模化推广方向,新型吸附剂使捕集效率超90%,大庆榆树林油田年捕集量超10万吨,成本降至200元/吨以下;燃烧前捕集技术处于示范阶段,西南油气田年捕集CO₂超5万吨。碳利用以地质利用为主,将二氧化碳注入油气藏提高采收率,大庆榆树林油田累计注入157万吨,近9年产油量稳定在4万吨以上;胜利油田年注入50万吨,原油采收率提升8%-12%;吉林油田国家级CCUS示范工程累计封存二氧化碳10.5亿立方米,实现“减排+增效”。碳封存依托深部盐水层、枯竭油气藏等地质构造,吉林油田深部盐水层封存安全性得到验证,大庆油田在枯竭油藏累计封存二氧化碳超50万吨,实现原油二次采收^[2]。

3 数字化与智能化赋能低碳转型

在数字经济时代,数字化、智能化技术是提升油气

集输系统低碳化改造成效的关键赋能手段。通过物联网、大数据、人工智能、数字孪生、虚拟现实等新一代信息技术,重构油气集输系统的运行管理模式,实现集输系统的精细化管控、智能化运维、优化调度,进一步提升系统的运行效率,减少能源浪费与碳排放,推动油气集输系统向数字低碳、智能低碳转型。

3.1 智能运维系统:实时监控与预测性维护

构建基于物联网的油气集输系统实时监测体系,在集输管道、站场、加热炉、压缩机、泵组等核心设备与关键节点部署智能传感器、数据采集终端,实时采集设备运行参数、能源消耗数据、碳排放数据及设备状态数据,通过物联网技术将数据实时上传至云端大数据平台,实现数据的集中采集、存储、处理与分析。利用大数据与人工智能算法对采集的海量数据进行深度挖掘,优化设备运行参数与系统工况,实现集输系统的最优运行,某油田应用智能运维系统后,关键装置运行效率提升15%,设备维护成本降低20%;西南油气田通过AI算法对集输系统运行参数进行智能优化后,集输效率提升15%,综合能耗降低12%,年减排CO₂约5万吨。基于设备运行数据与状态数据,建立设备预测性维护模型,运用机器学习算法预判设备故障隐患与剩余使用寿命,实现设备的预防性维护与精准保养,替代传统的事后维修模式,某油田应用预测性维护模型后,核心设备故障发生率降低25%,设备非计划停机时间减少30%,年节约能耗成本超300万元。

3.2 数字孪生与虚拟现实:模拟优化与远程协作

构建油气集输系统全流程数字孪生模型,通过高精度建模技术将集输系统的物理实体精准映射至虚拟数字空间,形成与物理实体实时同步、交互联动的虚拟镜像,精准反映集输系统的实际运行状态,实现集输系统的可视化监控与模拟优化。依托数字孪生模型,可模拟不同工况下集输系统的运行特征、能耗水平与碳排放情况,提前预判不同低碳改造方案的实施效果,优化改造方案与运行策略,降低低碳改造的技术风险与能耗损失,中国海油在渤海湾油气集输系统应用数字孪生技术后,改造方案优化效率提升40%,系统综合能耗降低10%以上。融合VR/AR(虚拟现实/增强现实)技术搭建远程协作平台,将现场设备运行画面、故障信息与虚拟维修指导相结合,实现集输系统的远程操作、远程故障排查与远程技术培训,大幅缩短故障处理时间,提升运维效率,某油田应用VR/AR远程协作平台后,设备故障处理时间缩短50%,运维人员培训效率提升60%。大庆油田将数字孪生技术与CCUS项目深度融合,通过数字孪生模型动态优化二氧化

碳注入参数与油藏开发方案,单井原油采收率提升25%以上,显著提升了低碳开发与高效生产的综合效益^[1]。

3.3 数字化调度与协同管控

构建油气集输系统数字化调度平台,整合集输系统运行数据、新能源供应数据、碳排放数据、管网输送数据等多源数据,依托大数据与人工智能技术实现集输系统的协同调度与精细化管控。平台可实时统筹风光发电、储能系统与集输系统的供电需求,根据风光发电的出力情况智能优化新能源消纳分配方案,提升新能源利用率;同时牵头制定天然气碳足迹国家标准,推动行业碳排放标准化管理;依托平台构建“风光-地热-天然气”多能互补能源网络,实现偏远井场、集输站点100%绿电供应,打造了数字化赋能低碳转型的标杆案例。

4 结论与展望

双碳目标下,油气集输系统低碳化改造是油气行业实现绿色转型、保障国家能源安全、履行碳排放减排责任的必然选择,也是推动油气行业高质量发展的核心举措。节能降耗、新能源替代、碳捕集与资源化利用是油气集输系统低碳化改造的三大核心技术路径,三者相互支撑、协同发力,构建起集输系统从源头节能、能源结构替代到末端碳捕集的全流程减排体系,而数字化、智能化技术是提升低碳改造成效的关键赋能手段,为集输系统低碳转型提供了技术支撑与管理保障。国内各大油田的典型工程实践案例充分表明,将技术创新与管理优化相结合,可有效实现油气集输系统“减排+增效”的协同发展,为行业低碳转型提供了可复制、可推广的实践

经验。

未来,随着双碳目标的深入推进与低碳技术的不断突破,油气集输系统将向清洁化、数字化、智能化、一体化方向深度发展。为推动油气集输系统低碳转型走深走实,行业需重点做好以下几方面工作:一是加大低碳技术研发与人才培养投入,聚焦CCUS、储能、新能源与集输系统融合、甲烷泄漏防控等核心技术开展联合攻关,推动低碳技术的规模化、工程化应用,同时加强复合型低碳人才的培养与引进,完善人才培养体系;二是完善政策与市场协同机制,进一步健全碳交易、碳税等市场化减排机制,提高碳价水平,扩大政策覆盖范围,强化对中小企业与偏远产区的政策支持,激发企业主动减排的内生动力;三是加快制定统一的行业标准,构建标准化的碳排放核算、监测、评估体系,完善监管机制;四是深化国际合作与产学研融合,加强与国际油气企业、科研机构的低碳技术交流与合作,引进先进的低碳技术与管理经验,最终助力油气行业如期实现碳达峰、碳中和目标。

参考文献

- [1]赵阳,李娟.新能源在油气集输系统中的应用研究[J].石油机械,2022,50(7):134-140.
- [2]陈明,王丽.油气集输系统CCUS技术集成应用案例分析[J].石油炼制与化工,2023,54(3):112-118.
- [3]刘军,张海波.油气集输系统甲烷泄漏防控技术与应用进展[J].天然气工业,2024,44(1):129-138.