

文章编号: 1004-4051(2025)02-0190-14

DOI: 10.12075/j.issn.1004-4051.20242290

CCUS-EOR 产业的发展现状、经济效益与未来展望

杨永钊¹, 周进生², 胡海文³, 郭春雨², 罗淼木²,
马江波¹, 郭飞¹, 黄子容¹

(1. 延长油田股份有限公司杏子川采油厂, 陕西 延安 717400;

2. 中国地质大学(北京)经济管理学院, 北京 100083;

3. 西安石油大学碳中和未来技术研究院, 陕西 西安 710065)

摘要: 碳捕集、利用与封存(CCUS)技术是应对气候变化、实现碳中和目标的重要手段之一。其中, CO₂ 捕集强化原油开采(CCUS-EOR)作为 CCUS 技术的核心应用形式, 兼具减少碳排放和提升油田采收率的双重效益。基于国内外典型 CCUS-EOR 项目案例, 结合前沿文献, 围绕 CCUS-EOR 产业的特点、现状与未来发展方向进行了系统分析。重点探讨了 CO₂ 驱油机制、核心环节及应用现状, 并介绍了国内外案例的最新进展及其取得的成效。结合中国“双碳”政策要求, 进一步评估了政策支持对 CCUS-EOR 技术发展的促进作用。研究结果表明, 在经济效益方面, CCUS-EOR 项目的成本主要集中于 CO₂ 捕集和运输环节, 而其效益则与增油量、油价及碳交易价格密切相关。通过分析国内外典型工程案例, 总结了各项目在技术应用、经济回报及政策支持方面的成功经验。目前, 国内 CCUS-EOR 的推广潜力巨大, 面临的主要瓶颈是产业化基础设施不足和政策激励缺失。未来, 随着碳市场的逐步完善、技术创新的持续推进、政策激励力度的加大, CCUS-EOR 将拥有广阔的应用前景, 有望成为推动全球碳减排与能源安全的重要支柱。通过政策支持、技术研发与基础设施建设的联动发展, 中国有望弥补在技术成熟度与大规模应用上的差距, 进一步提升 CCUS-EOR 的经济效益与推广可行性。

关键词: CCUS-EOR; 经济效益; 碳排放; 捕集技术; 碳封存

中图分类号: TD-9; F407.1 **文献标识码:** A

Development status, economic benefits and future prospects of CCUS-EOR industry

YANG Yongzhao¹, ZHOU Jinsheng², HU Haiwen³, GUO Chunyu², LUO Miaomu²,
MA Jiangbo¹, GUO Fei¹, HUANG Zirong¹

(1. Xingzichuan Oil Production Plant, Yanchang Oilfield Co., Yan'an 717400, China;

2. School of Economics and Management, China University of Geosciences(Beijing), Beijing 100083, China;

3. Carbon Neutral Future Technology Research Institute, Xi'an Petroleum University, Xi'an 710065, China)

Abstract: Carbon capture, utilization and storage (CCUS) technology is one of the most important

收稿日期: 2024-11-13 责任编辑: 刘硕

基金项目: 自然资源部矿山生态效应与系统修复重点实验室开放基金课题项目资助(编号: MEER-2022-06)

第一作者简介: 杨永钊(1984—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事 CO₂ 驱油与封存、油田注水开发相关研究, E-mail: 624159632@qq.com。

通讯作者简介: 周进生(1963—), 男, 河北高碑店人, 博士, 教授, 博士生导师, 从事自然资源管理、矿业经济、地勘经济及自然资源科普研究, E-mail: 13601005388@163.com。

引用格式: 杨永钊, 周进生, 胡海文, 等. CCUS-EOR 产业的发展现状、经济效益与未来展望[J]. 中国矿业, 2025, 34(2): 190-203.

YANG Yongzhao, ZHOU Jinsheng, HU Haiwen, et al. Development status, economic benefits and future prospects of CCUS-EOR industry[J]. China Mining Magazine, 2025, 34(2): 190-203.

means to combat climate change and achieve the goal of carbon neutrality. Among them, carbon dioxide captures with enhanced oil recovery (CCUS-EOR), as a core application form of CCUS, has the dual benefits of reducing carbon emissions and enhancing oilfield recovery. Based on typical CCUS-EOR project cases at home and abroad, combined with cutting-edge literature, this paper systematically analyzes the characteristics, current status and future development direction of the CCUS-EOR industry. It focuses on the mechanism of CO₂ oil drive, the core link and the current status of its application, and introduces in detail the latest progress of domestic and foreign cases and their achieved results. Combined with the requirements of China's "dual-carbon" policy, this paper further evaluates the role of policy support in promoting the development of CCUS-EOR technology. The results show that in terms of economic benefits, the costs of CCUS-EOR projects are mainly concentrated in CO₂ capture and transportation, while the benefits are closely related to the increase in oil volume, oil price and carbon trading price. By analyzing typical project cases at home and abroad, the successful experiences of each project in terms of technology application, economic returns and policy support are summarized. Currently, the potential for the promotion of CCUS-EOR in China is enormous. The main bottlenecks it faces are the insufficient industrial infrastructure and the lack of policy incentives. In the future, with the gradual improvement of the carbon market, the continuous advancement of technological innovation, and the increased strength of policy incentives, CCUS-EOR will have a broad application prospect and is expected to become an important pillar for promoting global carbon reduction and energy security. Through the integrated development of policy support, technological research and development, and infrastructure construction, China is expected to bridge the gap in technological maturity and large-scale application, and further enhance the economic benefits and promotion feasibility of CCUS-EOR.

Keywords: CCUS-EOR; economic efficiency; carbon emission; capture technology; carbon sequestration

0 引言

气候变化已经成为21世纪全球面临的重大环境威胁,应对气候变化并实现可持续发展已成为全球共识^[1]。因此,管理和控制温室气体,尤其是CO₂,已成为应对气候变化和促进可持续发展的关键手段^[2-3]。随着《联合国气候变化框架公约》的实施,以及多个国家和地区提出在2050年前后实现碳中和的目标,碳捕集、利用与封存(CCUS)作为关键减排技术受到了广泛关注。CCUS技术通过从工业和能源活动的排放源中分离CO₂,并将其长期封存,已成为多个国家碳中和计划的重要组成部分^[4]。根据国际能源署(IEA)的预测,到2050年,CCUS技术将贡献全球减排量的15%,即约2 400亿t CO₂,主要应用于化石燃料相关的减排工作。

在石油和天然气行业中,CCUS技术尤为重要。它不仅支持CO₂的有效封存与利用,还在实现净零排放目标方面发挥着重要作用^[5]。其中,CO₂捕集强化原油开采(CCUS-EOR)技术是CCUS的核心应用形式,涵盖了从CO₂的捕集、运输到驱油和封存的全过程。通过将捕集的CO₂注入油藏作为驱油剂,不仅提高油田采收率,还实现了CO₂的地质封存^[6-8]。这一技术不仅能够有效减少温室气体排放,推动碳中和进程,还能提高油田采收率、延长老油田的生产寿命,从而带来显著的经济效益和社会效益。在碳定

价机制的支持下,CO₂的捕集与封存还能带来碳信用收入,进一步提升项目的经济性。对于老油田而言,CCUS-EOR技术不仅能够延长生产寿命,提高资源利用效率,还具备显著的经济价值与环境价值^[9]。随着这一技术的逐步推广,全球许多已进入成熟期或衰退期的油田将其作为兼具环境效益与经济效益的解决方案。特别是在低渗透油藏中,CCUS-EOR技术的应用能够显著提高采收率,并对保障能源供应具有重要意义^[10]。因此,CCUS-EOR技术无疑将成为中国石油化工企业实现碳中和目标的核心途径^[11]。

1 CCUS-EOR技术特点与技术路线

1.1 技术原理与驱油机制

CO₂-EOR(Enhanced Oil Recovery)技术,即CO₂增强采油技术,是CCUS-EOR产业的核心技术,主要关注利用CO₂进行驱油的过程,重点在于提升原油的采收率并实现CO₂的地质封存。该技术主要依托于CO₂的物理属性和化学属性来增进油田的采收效率。在油藏中,CO₂的封存机制主要包括构造埋存、溶解埋存、游离埋存和矿物埋存四种方式^[12]。CO₂-EOR技术相较于其他封存方法具有较低的实施难度和较高的安全性。

CO₂驱油机理主要有四方面^[13]:①CO₂与原油互溶导致原油体积膨胀110%~200%,增加孔隙率,改善流动性,促进原油的驱出^[14-16];②CO₂与水反应生

成碳酸,酸化原油,降低其黏度,便于原油的驱出;③ CO_2 溶解于原油中萃取轻质组分,破坏胶体结构,提高流动性,减少黏度;④ CO_2 溶于原油后产生混相效应,能大幅提高驱油效率^[17]。

1.2 技术路线与关键环节

在 CO_2 -EOR(碳捕集、利用与封存强化采油)技术应用过程中,气源筛选与预处理环节是确保技术有效性和经济性的重要步骤。 CO_2 的来源直接影响其物理化学性质,包括纯度、压力、温度等关键参数,这些因素共同决定了 CO_2 在油藏中的注入效率及其与原油的相互作用效果。因此,合理的气源选择不仅为后续注气作业提供了坚实的技术支持,也在成本控制方面起到了至关重要的作用^[18]。例如,在高纯度 CO_2 的应用下,能够更有效地减少气体预处理的复杂性,同时降低后期注入成本,提高驱油效率。然而,低纯度的 CO_2 可能需要更复杂的预处理过程,这将增加额外的操作成本和技术难度。因此,气源的选择和预处理的合理性直接影响到整个 CO_2 -EOR 项目的成本效益和长远可持续性。

此外,油藏的地质特征如渗透率、孔隙度、原油黏度、油藏温度和压力等对驱油效果有着显著影响。渗透率和孔隙度是影响 CO_2 注入与扩散的两大重要地质参数。渗透率较高的油藏提供了更为顺畅的 CO_2 流动路径,能够有效扩大 CO_2 的波及范围,从而提高驱油效率。孔隙度较高的油藏具有更多的储存空间,这有利于 CO_2 的长期封存,以及其与原油的良好接触。在油藏的注气作业中,渗透率的高低决定了 CO_2 能够在多大程度上渗透到油藏的深层区域,因此,对于渗透率较低油藏,注气过程可能面临更多的挑战,需要更多的技术手段来确保 CO_2 能够有效驱动原油流动^[19]。

原油的黏度也是影响驱油效果的重要因素之一。对于原油黏度较高的油藏,尤其是在重油和高黏度油藏中, CO_2 注入后能够显著降低原油黏度,改善原油的流动性,从而大幅提高采收率。 CO_2 与原油的相互作用通过物理溶解、体积膨胀等机制,能够减少原油的流动阻力,使其更易于被抽取。这一过程不仅提高了油田的采油效率,也在一定程度上优化了油田的生产成本和资源利用率。

油藏的温度和压力条件对 CO_2 的相态特性起着至关重要的作用。 CO_2 的物理性质,如溶解度、密度、黏度等,随着温度和压力的变化而发生显著变化,这将直接影响其与原油的相互作用及其在油藏中的驱油效果。例如,在超临界状态下, CO_2 具有较高的密度和较强的溶解能力,能够在油藏中与原油发生更

强的相互作用,从而提高驱油效率。温度和压力的匹配是确保 CO_2 能够维持超临界状态的关键因素,若油藏条件不符合 CO_2 的理想注入状态,可能导致 CO_2 无法充分发挥最佳的驱油作用^[20]。因此,在 CCUS-EOR 项目实施前,详细评估油藏的地质特征(如渗透率、孔隙度、原油黏度、温度和压力等)是至关重要的。在实际应用中,依据油藏的特性调整 CO_2 注入方案,可以显著提高注气效率和采收率,最大化技术的环境效益和经济效益。注气系统设计是 CO_2 -EOR 技术的关键环节之一。注气速率、注气压力等参数的确定需要综合考虑油藏地质特征、 CO_2 气源条件,以及项目经济可行性等因素。合理的注气速率能够确保 CO_2 在油藏中均匀推进,避免出现气窜现象,提高波及效率。注气压力则直接影响 CO_2 在油藏中的分布和驱油效果,过高的压力可能导致储层破裂,引发安全隐患和地层水窜流等问题;而过低的压力则无法保证 CO_2 在油藏中的有效驱替作用^[21]。这些参数的优化不仅能够提高驱油效率,还能够降低操作成本,从而提高整个项目的经济效益。同时在 CO_2 驱油过程中,实时监测油藏压力变化有助于了解驱油的动态。

1.3 工程技术应用

1.3.1 技术前沿

CO_2 -EOR 技术主要应用于能源行业,尤其是油气行业。在全球石油资源逐渐枯竭且开采难度增大的背景下,该技术为提高老油田采收率提供了有效途径。通过将 CO_2 注入油藏,改善油藏的流体性质和流动特性,从而提高原油的可采储量。油田 CCUS 项目已成为该技术商业化推广的主要方向^[22]。通过这一方式,CCUS 项目的成本得以通过额外采油的经济效益部分抵消。相比传统水驱油技术, CO_2 驱油在采收率提升和环境效益方面具有明显优势。

提高采收率方面,ZHANG 等^[23]指出水气交注(WAG)技术是控制 CO_2 流度优先采用的方法,可再与机械技术相结合来帮助控制 CO_2 驱波及,以实现提高石油采收率的目标。AL-SHARGABI 等^[24]发现纳米颗粒与表面活性剂相结合可以稳定 CO_2 泡沫,从而使其在储层中更有效地提高采收率。

在流程优化方面,李阳^[10]提出了 CO_2 提高油气采收率与地质封存关键技术的发展建议,强调了在 CO_2 /油/水/岩石相互作用机制、数值模拟技术等方面的研究需求。HE 等^[25]提出了基于机器学习方法和贪心算法的 CO_2 -EOR 项目操作优化工作流程,并通过在中国北方的一个实际项目中应用,证实了该工作流程的准确性、有效性、效率和可靠性。LIU 等^[26]

建立了一种原位方法,用于在广泛的压力-温度条件下测量CO₂在十六烷烃中的溶解度,为在广泛的条件下测定多种流体溶解度的原位探测技术提供了解决方案,过程支持CO₂-EOR及地下碳封存操作。

1.3.2 工程应用

CO₂-EOR技术作为经济与环境均有收益的碳封存技术,被世界各国广泛利用。在全球范围内,美国、加拿大和欧洲的应用较为普遍^[27],而中国由于资源条件的限制,CO₂-EOR技术的应用案例相对较少^[28]。欧美发达国家自20世纪50年代起研究CCUS-EOR技术,并在90年代实现技术成熟。截至2024年7月,全球范围内正在建设与实施的CO₂-EOR项目就有100个以上,总捕集能力达4.2亿t CO₂/a,在建项目捕集能力相比2023年提高57%。

在CO₂-EOR技术实践领域,众多学者进行了深入研究,多个CO₂-EOR项目取得了显著成果。捕集技术方面,中国石油化工集团有限公司(以下简称“中国石化”)成功实施了50 000 Nm³/d的示范项目,该项目达到了国际先进水平。通过技术改进,将吸收法碳捕集技术的再生能耗从传统MEA技术的4.0 GJ/t CO₂降低至2.4 GJ/t CO₂,每年为企业节约蒸汽成本约1 800万元,展现了明显的经济效益。目前,中国石化正在进行30 Nm³/h混合基质膜烟气碳捕集技术的试验,投产后有望进一步降低捕集成本,实现CCUS-EOR的商业化应用。国家能源集团建立有机胺分子数据库,结合有机胺特性、应用场景及需求,复配获得综合性能较优的复合胺吸收剂应用于泰州50万t/a火电CCUS项目,CO₂捕集率90.86%,纯度99.94%,脱碳总成本为208元/t CO₂。截至2024年12月已连续运行10个月。针对吸收剂降解问题,开发复合抗降解剂,抗氧热稳定性提升35%以上,能耗降至2.0 GJ/t CO₂以下。

中国从20世纪60年代开始进行CO₂-EOR实验,累计驱油注入CO₂达500万t,平均提高采收率的幅度约为7.4%^[29]。截至2023年9月,中国CCUS示范项目109个,具备600万t/a的CO₂捕集能力和400万t/a的注入能力^[30],但其中以CCUS-EOR技术为核心的示范项目数量较少。尽管国内的CCUS-EOR研究与应用相对较晚,但近年来发展迅速,多个油田相继开展了相关项目实践,如吉林油田、大庆油田、胜利油田、中原油田和延长油田等。目前,已投运的和规划建设中的示范项目规模明显扩大,多个百万吨级的CO₂-EOR示范项目也在建设中,具备了大规模CO₂捕集、利用与封存的工程能力^[31-32]。预计到2050年,中国CCUS产业的产值将达到3 300亿元人民币^[33]。

2 国内外CCUS-EOR工程项目现状分析

2.1 国内典型CCUS-EOR工程项目

2.1.1 延长石油CCUS-EOR项目

陕西延长石油(集团)有限责任公司(以下简称“延长石油”)CCUS-EOR项目地处鄂尔多斯盆地,地表为100~200 m厚的第四系黄土覆盖,地形条件较复杂。地面海拔1 100~1 600 m,地表高差150~250 m。该区油层平均埋深1 250 m,原始地层压力8.9 MPa,饱和压力6.47 MPa。目前地层压力5.2 MPa,油藏原始气油比68 m³/t。油层温度43℃左右。该项目成功地将煤化工CO₂捕集与油藏CO₂封存驱油技术结合,形成了煤炭清洁利用、碳减排和原油增产的全流程一体化技术解决方案。

自2007年起,延长石油开展煤化工CO₂捕集技术与低渗透致密油田CO₂驱油与封存技术的协同攻关,通过对CO₂注入前的封存评价、注入过程中的实时监测、注入后的封存效果跟踪,项目先后经历了先导试验、示范工程和推广应用三个发展阶段^[34]。在靖边乔家洼和吴起油沟油区,已成功建设了5万t/a规模的先导试验区,同时在杏子川化子坪油区建设了10万t/a的示范工程。杏子川化子坪油区作为CO₂驱油的示范区,符合CO₂驱油的地质条件,并在实际操作中连续三年保持稳定注入。截至2024年7月,该示范区已累计注入CO₂约10.54万t^[34]。

杏子川化子坪油区的示范工程采用了上下游产业一体化的模式,在捕集阶段,项目依托上游化工厂的煤制甲醇装置及相关设施,通过低温甲醇洗工艺对副产气中的CO₂进行捕集和提纯。该气源CO₂的浓度为98.8%,其捕集成本约为105元/t。捕集后的CO₂在运输阶段通过加压液化,并经槽车运输至研究区的中心注入站,经过二次增压后,以管道方式实现对各井场和井口的精准配注。这一运输方式确保了CO₂能够高效、安全地输送至目标区域。

注气井网的设计采用了不规则的反七点井网形式,涵盖8座井场和21口注气井、89口生产井,采用水气交替的驱油方式,以确保CO₂能够充分覆盖油藏区域并提高采收率。油田的CO₂理论封存量为8.84×10³ t,为实现更大规模的减排目标,项目还进一步扩展了示范工程的规模。2023年12月,延长石油新建的26万t/a示范工程正式投入使用,目前该项目的CO₂注入总能力已经达到41万t/a,显著提高了CO₂的注入能力和封存效果。

2.1.2 齐鲁石化-胜利油田CCUS-EOR项目

齐鲁石化-胜利油田CCUS-EOR项目是中国石化主导的中国首个百万吨级CCUS全产业链示范项

目。CO₂捕集等一体化工程于2021年7月启动建设,2022年8月注气运行,覆盖多油藏区块,有众多注气井、采油井与新建注气站。预计15 a累计注气1 068万t、增油300万t,提高采收率11.6%。该项目通过捕集齐鲁石化尾气CO₂提纯后输至胜利油田驱油封存,年减排量超百万吨。该工程具有三个特点。第一,包括100万t/a碳捕集工程,运用低温精馏技术回收高浓度CO₂。低温精馏法是一种基于物质沸点差异的分离技术。在低温条件下,通过控制温度和压力,使CO₂与其他气体组分实现分离。这种方法具有高纯度、高效率的特点。齐鲁石化高浓度工业尾气中的CO₂经低温精馏和增压,得到纯度大于99%的CO₂^[30]。第二,具备采用数字孪生技术的超临界压力CO₂长输管道。该运输管道是中国首条百万吨、百公里高压常温密相CO₂输送管道,全长109 km,设计最大输送量可达170万t/a。长输管道于2023年7月运营,标志着中国首次实现CO₂长距离密相管输。该运输项目每年可减少4万辆罐车行驶损耗,节省车用天然气约200万m³^[30]。一方面,长输管道降低了碳泄漏风险,提升了CO₂净埋存量,另一方面,相比于高昂的汽运成本,0.2元/km的管运成本降低了CCUS项目的运行成本。第三,开发高压混相驱油等技术实现增油与封存效益最大化。中国石化通过高压密相注入泵,将高纯度CO₂注入地层,实现高压混相、连续自喷,并在采出端建立集中处理站,对采出液进行脱碳处理并回注,实现全流程密闭利用封存。CO₂高压混相驱油与封存理论技术破解了“轻烃含量低混相难、非均质性强易气窜”的技术难题,示范区平均地层压力已提高10.1 MPa,恢复至32 MPa,整体实现高压混相。预计采收率提高11.6个百分点,达到24.1%^[35]。截至2024年6月,项目生产区已累计注入CO₂90万t,有21口油井实现自喷,日产原油从220 t提升至415 t^[36]。当前胜利电厂100万t CO₂捕集装置在建,建成后将推动形成渤海湾枢纽工程,促进相关技术在CO₂高效利用与地质封存领域发展。

2.1.3 宁夏300万t/a CCUS-EOR示范项目

宁夏300万t/a CCUS-EOR示范项目由宁东能源化工基地管委会、国家能源集团宁夏煤业有限责任公司(国能宁夏煤业)与中国石油长庆油田分公司合作打造,总投资约102亿元。产业上下游形成一体化格局,国能宁夏煤业作为碳源,收集400万t/a煤炭间接液化项目的CO₂排放,经槽车运输至长庆油田负责驱油封存。该项目是中国最大碳捕集利用与封存全产业链示范基地,助力地区低碳经济可持续发展。

该项目2023年5月启动建设,截至2024年10月,碳捕集一期工程(10万t/a工业级)已建成运营。期间已新投产注气井23口,日注气量达到587 t,累计注入液态CO₂28.2万t,累计增油4.3万t,预计可以提高原油采收率15.1%,可增加原油产量28.2万t。该项目CO₂的主要来源是利用低温槽车,将上游煤化工企业捕集的液态CO₂运至站内储存罐,通过注入泵增压注入至各单井,达到驱油效果。此项目首创现代煤化工与大型油气田开采绿色减碳合作模式,利用先进技术高效捕集利用CO₂。针对长庆油田低渗透油藏普遍发育边底水的特点,项目运用气顶纵向蓄能压锥、横向平面混相驱油的技术,使部分100%水淹井实现重新开井生产,平均含水下降近40%,日产油量增加了2倍以上。

该项目预计在“十四五”期间分两期建100万t/a CCUS项目并启动130 km碳源管道建设;“十五五”期间扩至300万t/a,覆盖1.7亿t地质储量,实现CCUS潜力油藏全覆盖,为中国碳减排战略及相关技术发展应用提供范例与数据支撑。

2.2 国外典型CCUS-EOR工程项目

2.2.1 澳大利亚桑托斯Moomba项目

桑托斯Moomba项目坐落于澳大利亚南澳大利亚州库珀盆地Moomba天然气厂周边区域,是全球规模最大的CCUS项目之一。其核心目标在于对Moomba天然气处理厂所排放的CO₂进行捕集,并将其永久性地封存在库珀盆地的枯竭气藏之中,以此达成削减大气中CO₂含量的目的。该项目于2024年正式投入运营,在调试阶段所测定的CO₂注入速率高达每天237.72万m³,这一数据超出了项目初始的预期水平。在项目的第一阶段,其每年能够实现170万t CO₂的储存量,最终的年储存能力有望提升至200万t CO₂。

从环境效益角度来看,Moomba CCUS项目对于桑托斯和Beach Energy两大能源企业削减碳足迹具有极为关键的意义,其能够抵消南澳大利亚地区超过7%的CO₂排放量。在经济成本方面,项目第一阶段的预计成本约为2.2亿澳元(折合1.65亿美元),其中,澳大利亚碳捕集利用与封存发展基金为该项目提供了1 500万澳元(约合1 162万美元)的资金援助。

Moomba CCUS项目涵盖了多级离心压缩机、三甘醇(TEG)脱水单元等核心设施,并且针对CO₂的捕获、压缩、脱水、运输、封存等一系列流程提供了全面的工程设计服务。此外,在项目的设计与建设过程中,严格遵循了澳大利亚标准AS2885,并充分参考了国际相关指南,以此确保CO₂管道在运行过程中

的安全性与可操作性,为项目的长期稳定运行奠定了坚实的技术规范基础,也为全球CCUS项目的标准化建设提供了有益的参考范例。

2.2.2 加拿大 Boundary Dam 燃煤电厂项目

Boundary Dam 项目位于加拿大,是全球首个大型燃煤电厂烟气碳捕集项目,已于2014年投入运行。该项目针对发电厂三号锅炉进行了110 MW的改装工程,具备每年捕获100万t CO₂的能力。Boundary Dam 项目运用了SO₂-CO₂联合捕集工艺,将捕集到的高浓度CO₂输送至70 km外的油田用于驱油作业,增强原油采收。就成本而言,其CO₂的捕集成本约为105美元/t。然而,该项目的总投资额高达14.67亿加元,显示出高昂的初期成本。鉴于此高昂成本,项目在缺乏政府补贴和支持的情况下,将难以实现盈利,凸显出此类碳捕集项目在商业化运营过程中对政策扶持的高度依赖性,以及在成本控制方面面临的严峻挑战。

2.2.3 加拿大壳牌 Quest 项目

Quest 项目由壳牌主导开展,项目总投资达13.5亿加元,其中,8.65亿加元来源于政府资金支持。该项目于2015年11月正式启动运行,其碳捕集作业基于Scotford SMR制氢装置展开,具备100万t/a的CO₂捕集能力,捕集效率处于77%~82%的区间范围。目前成效显著,每年能够直接削减Scotford沥青精炼厂35%的CO₂排放量,地下封存的碳量接近100万t,累计封存CO₂量已达600万t,此项目作为油砂行业首个CCUS项目,为该行业在碳减排与碳封存实践方面提供了重要的范例与参考依据,对后续相关项目的规划与实施具有重要的借鉴意义。

2.3 项目选区与技术路径选择

根据国内外典型CCUS-EOR项目发展现状,当前国内外CCUS-EOR项目具有一定的共性,其工程特征和技术装备选型在一定程度上决定了项目的实施效果与经济效益。

2.3.1 项目选区以低渗透油田为主要目标

该类型油田通常具备较高的CO₂封存潜力,可通过驱油提高采收率。例如,延长石油项目和宁夏300万t/a项目均采用了低渗透油田,并通过收集工业废气捕集CO₂,提高油田的采收率。与之类似,齐鲁石化-胜利油田项目中,低渗透、致密油储量丰富,在探明未动储量、控制储量中的比例较高^[9],通过工业尾气CO₂的利用实现了产业上下游的一体化,进一步提高了经济效益。国外项目如Moomba项目和Boundary Dam项目也选择了富集的油气盆地作为CO₂封存场所,凸显了资源整合和优化选择的重要性。

此外,这些项目的规模普遍较大,从早期的试验阶段到示范区建设,再到大规模应用,项目采取了逐步推进的方式,有效降低了技术实施风险,确保了项目的成功实施。

2.3.2 技术路径有差异目标一致

技术路径选择方面,国内外项目采用了不同的CCUS-EOR技术。延长石油项目和宁夏300万t/a项目选择煤化工产业作为碳源,采用低温甲醇洗工艺以提高CO₂的捕集效率;而齐鲁石化-胜利油田项目则利用低温精馏技术进行高效CO₂回收,适应高浓度CO₂气源的捕集需求。Moomba项目和Boundary Dam项目则主要依靠气体压缩和脱水技术,确保CO₂的高效运输与稳定封存。在CO₂运输方面,齐鲁石化和延长石油项目(26万t项目)选择了高压液化和管道运输,以减少运输成本并提高运输效率。在封存和驱油方面,项目普遍采用了增强油气采收技术,但驱油技术存在些微差异。例如,齐鲁石化-胜利油田项目和宁夏项目通过高压混相驱油技术,提高了油田采收率的同时解决了气窜问题。延长石油则在非混相的条件下,结合水气交替驱油技术,以确保CO₂的充分注入并提高油田采收率。这些工艺和技术的创新在提升CO₂注入效率的同时,也为油田延长生产周期和经济效益创造了有利条件。

2.3.3 CCUS-EOR 产业链一体化模式是更有利于商业化推广

上游捕集量的保障、中游运输安全抵达、下游驱油与埋存产业链一体化运营模式是关键,尤其是延长石油和齐鲁石化-胜利油田项目通过上游产业(如煤化工、化肥生产等)与下游油气田的联动,降低了捕集成本,优化了资源配置。此类一体化模式不仅提升了CO₂捕集的经济性,还为油气田带来了额外的埋存效益,尤其在当前碳交易市场尚未完全成熟的背景下,产业整合显得尤为重要。此外,技术突破对于CCUS-EOR项目的成本控制与效率提升至关重要。项目中采用的低温精馏、高压混相驱油、数字孪生等技术,提升了CO₂捕集与运输的效率,有效降低了能耗与运行成本,有利于CCUS-EOR技术的商业化应用。

2.4 产业发展难点与瓶颈

尽管CCUS-EOR产业在全球范围内已经取得了阶段性的成果,然而其发展进程中仍面临诸多亟待解决的问题,这些问题在很大程度上限制了CCUS-EOR产业进一步大规模推广与深度优化。通过对前文介绍的典型CCUS-EOR项目现状进行分析,发现了当前CCUS-EOR产业发展的难点与瓶颈。

2.4.1 CO₂捕集成本高仍是最大障碍

CCUS-EOR 项目在建设与运营过程中展现出显著的高成本特性,碳捕集环节尤为突出。根据相关项目数据,多数 CCUS 项目的净减排成本处于 300~700 元/t CO₂ 的区间范围,仅在高油价下少数条件较好的强化采油项目具备盈利能力。部分产业加装碳捕集设备前后产品生产成本大幅提升,例如煤电厂原生产成本约为 0.325 元/kW·h,加装捕集设备后提升至 0.525 元/kW·h,成本提升 62%。在燃煤电厂 Boundary Dam 碳捕集项目中,设备购置、安装调试,以及运行过程中的能耗与物料消耗等费用总和,使得碳捕集成本居高不下。与其他大多数成熟的减排技术,如传统的脱硫脱硝技术相比,碳捕集成本明显偏高。当前,在整个 CCUS 技术体系中,尚未建立起一套行之有效的成本疏导机制,这使得项目投资者与运营者面临较大的经济压力,也阻碍了潜在参与者进入该领域。

2.4.2 工程体系各环节断裂及技术短板是经济运行拦路虎

在碳捕集技术领域,相对国际先进水平,中国 CCUS-EOR 项目处于部分并跑及整体跟跑阶段。传统技术方面,中国吸收法捕集技术已进展至工业示范阶段,吸附法仅处在中试阶段,而国际上已进入商业应用领域。部分新兴的负排技术,如生物质能碳捕集与封存(BECCS)和空气直接捕集(DAC)技术,其发展尚处于不成熟阶段。以 BECCS 技术为例,生物质原料的收集、预处理,以及与碳捕集过程的高效耦合技术仍有待进一步研究与优化。目前,大部分相关技术研究仍处于实验室探索或小规模试验阶段,许多关键技术环节尚属空白。在海底碳封存技术方面,虽然其具有巨大的潜在封存容量,但海底封存设施的建设、运行监测以及对海洋生态环境的长期影响评估等技术研发与示范工作才刚刚起步。

通过科技研发和项目示范,CCUS-EOR 各环节的技术发展水平均有了不同程度的显著提升,但各环节之间存在着较为严重的失衡、断裂问题,亟需加强 CCUS-EOR 集成优化技术攻关。个别关键技术,以及商业化集成水平相对滞后,例如,在碳运输环节,虽然长距离管道运输被认为是大规模、高效运输 CO₂ 的理想方式,但目前相关的管道铺设技术、运输过程中的安全监控技术,以及与不同源汇匹配的管网优化技术等,在大规模应用方面仍面临诸多挑战。并且,在整个 CCUS-EOR 技术链中,缺乏多种技术组合的大规模全流程工业化示范项目,与规模化商业应用仍存在明显差距。

2.4.3 基础设施建设滞后及激励政策缺失是产业规模扩大的瓶颈

集群化发展模式对于 CCUS-EOR 产业发展而言具有重要意义,通过共享运输与封存基础设施,可以有效分摊高昂的初始投资与运营成本。从全球范围来看,尽管目前正在或计划建设的 CO₂ 运输管道长度已接近 1.45 万 km,其中,美国已建成约 9 000 km 的管道,年输送量近 7 000 万 t,其在 CO₂ 管道运输基础设施建设方面处于世界领先地位。然而,中国在这方面相对滞后,目前 CO₂ 运输仍主要依赖低温储藏公路运输方式,这种运输方式不仅运输效率相对较低,而且运输成本较高。在管道运输技术方面,尚处于工业示范阶段,仅有少数地区开展了小规模 CO₂ 管道运输试点项目。

政策支持和市场激励在 CCUS-EOR 产业经济效益中发挥着关键作用。当前,国内只在政策倡导方面较多,减排激励、埋存补贴等还没有实质性的动作。Boundary Dam 项目和 Quest 项目通过政府的资金补贴和税收优惠政策,克服了高初期投资带来的经济压力,为中国 CCUS-EOR 项目的融资模式和政策支持提供了实践参考。

3 CCUS-EOR 项目经济效益分析

3.1 CCUS-EOR 项目经济效益构成因素分析

CCUS-EOR 项目的效益由成本和收益两个方面决定。在成本方面,捕集环节通常占据项目总成本的 65%~85%。不同浓度气源对捕集投资的差异影响显著:捕集规模越大、CO₂ 浓度越高,单位建设投资成本越低^[38]。例如,中国典型燃煤电厂的 CO₂ 捕集成本为 300~450 元/t,其中,吸附法约为 300 元/t,吸收法约为 350 元/t,而短期内这种成本仍将维持高位^[39]。美国能源部(DOE)认为,当工业源 CO₂ 捕集成本降至 30 美元/t 时可实现盈利^[40]。而现阶段中国多数 CCUS-EOR 项目净减排成本为 300~700 元/t CO₂,仅在高油价下,少数条件较好的强化采油项目具备盈利能力。对燃煤电厂、钢铁、水泥等产业进行 CCUS 改造存在较大的资金压力。

此外,CO₂ 的运输成本也是影响项目经济性的重要因素。现阶段 CO₂ 的运输主要依赖罐车运输,这种方式的运输费用相对较高,单位运费约为 0.8 元/km/t。以延长石油 CCUS-EOR 项目为例,罐车运输成本约占总成本比重的 27%。与之相比,管道运输的单位成本较低,在 0.2~0.4 元/km/t 的范围内。管道作为大规模运输的主要方式,成本受运输距离、地形、地貌和人口密度的影响显著^[41]。但不可忽视的是,管道运输的前期投资较大,对于缺乏盈利能力

的行业,如钢铁、水泥、造纸业,可能需要额外的资金支持帮助其降低前期成本。

收益方面,CCUS-EOR 项目的收益来源于原油产出增效和 CO₂ 埋存增收,其经济性受油价、增油量、换油率和建设投资等因素的影响;国内埋存增收政策国内尚未实施。对中国四个典型项目的经济评价表明,即使当 CO₂ 的捕集成本处于较低水平,即 300 元/t 时,大部分的 CCUS-EOR 项目仅在国际油价达到约 70 美元/桶才能满足内部收益率标准^[42]。为保证项目的正常运行与商业化推广,捕集阶段的成本需要低于 300 元/t,换油率需要大于 0.22 t 油/t CO₂。CO₂ 捕集成本和建设投资越低,项目内部收益率越高。

基于此,众多学者对 CCUS-EOR 全流程的经济性进行了广泛研究^[43]。钟林发等^[44]构建的 CCS 经济性评价模型表明,在油价 50 美元/桶、驱油比 4 t CO₂/t 油的条件下,年处理 80 万 t CO₂ 的项目可实现约 9.36 亿元的净收益,内部收益率达 8.44%。此外,根据国外项目经验,CO₂ 埋存增收在项目总收益中占有很大比重,这反映了全球碳定价机制的发展趋势,碳价已成为影响油气公司战略和投资决策的关键因素^[44]。李森圣等^[45]提出了 CCUS-EGR 全产业链的经济评价方法,得出天然气价格、碳交易价格和换气比对效益具有显著影响,碳价格的敏感性较强。白宏山等^[46]通过对 CCUS-EOR 全流程的系统建模及敏感性分析,发现碳价、电价、油价是影响 CCUS-EOR 项目经济性的三大关键因素。李忠诚等^[47]研究发现,在设定的油价和碳价条件下,CCUS-EOR 项目全产业链具有经济可行性,但仍需政策支持以覆盖全流程成本。不同情景下 CCUS 各环节技术成本变化趋势见表 1。

3.2 典型 CCUS-EOR 项目经济效益分析

以延长石油 CCUS-EOR 项目为案例,采用投入产出要素分析法,系统评估典型 CCUS-EOR 项目的经济可行性。项目前期投资主要聚焦于开发井工程、地面工程、水气两相转化注入工程三大核心领域。开发井工程投资覆盖从钻前准备到试油阶段的全过程;地面工程投资涉及集输管道、分离设施、储油罐等关键设备的购置与建设;水气两相转化注入工程投资则专注于构建提升采收率的先进系统。依据《石油天然气开采企业的成本核算》相关规定,油气生产成本涵盖矿区权益折耗、井设备折旧、辅助设备折旧及操作费用等项目,其中,操作费用作为核心成本,通常占总成本较大比例,且受生产工艺和油田规模显著影响。延长油田 CCUS-EOR 项目产出要素主要分为驱油量和埋存量。驱油量指通过注入水和

表 1 不同情景下 CCUS 各环节技术成本变化趋势

Table 1 Trends in technology costs of CCUS segments under different scenarios

情景	年份	捕集/(元/t)	封存/(元/t)	运输(元/km/t)	碳价格/(元/t)
低速	2035	70~400	35~40	0.40~0.60	200
	2040	60~310	30~35	0.35~0.50	300
	2050	50~200	25~30	0.30~0.45	600
	2 060	30~150	20~25	0.25~0.40	800
高速	2035	60~350	30~35	0.03~0.50	300
	2040	50~250	20~30	0.25~0.45	400
	2050	30~150	15~25	0.20~0.30	800
	2 060	20~100	10~20	0.15~0.20	1 000

资料来源:文献[48~55]。注:低速情景指 CCUS 工程项目以较低速度发展,主要考虑 CCUS 捕集成本较高且未能快速下降,同时碳市场 CO₂ 价格保持较为稳定的增长速度。高速情景指 CCUS 不断实现技术突破,CCUS 成本持续显著下降,且碳市场 CO₂ 价格保持较快增长趋势。

CO₂ 驱替原油所产生的增产量,直接影响生产收入,产生显著经济效益;埋存量指注入过程中未随原油开采而永久封存于地下的 CO₂ 量,其封存效应有助于减少温室气体排放,与碳补贴政策耦合后具有可观经济潜力。

在捕集阶段,碳源主要来自上游煤化工企业,碳捕集装置总投资约 5 000 万元。捕集每吨 CO₂ 需消耗约 50.2 kW·h 电量及低压蒸汽、氮气、甲醇等辅助能源,捕集成本约 100 元/t CO₂。运输阶段采用槽车运输,综合油耗、人员费、过路费、维护费等成本,运费核算为 0.8 元/km/t CO₂。利用阶段运行成本由能耗、人工、材料和管理等费用组成,能耗成本约占总运行成本 23%(注水能耗约 9.5%)。运行费用涵盖能耗、人工、材料及维护等费用,另需考虑污水处理费用 30 元/t。CO₂ 换油率从初期 0.66 t 油/t CO₂ 降至后期 0.44 t 油/t CO₂,生产成本约 412.83 元/t。

延长石油 CCUS-EOR 项目自 2021 年 5 月运行,各环节成本如图 1 所示。运输阶段成本占比最高,达 32.14%;捕集阶段占 20.33%;注入阶段和生产阶段占总成本约 47.53%,是传统水驱油与 CO₂ 驱油技术的主要差异。水驱油生产阶段成本占比 78.16%,注水成本 21.84%;CO₂ 驱油模式注气成本占比 38.75%,远高于注水模式。生产阶段成本与年产油量正相关,随产油量减少而递减;其他阶段成本与 CO₂ 捕集量密切相关。注入阶段和捕集阶段虽是两种模式主要差异,但占总成本比重小,技术较成熟。因此,运输阶段应作为下一阶段生产流程优化的关键环节。截至 2024 年 5 月,项目区累计产油 4.73 万 t,单月平均产油 1 391.74 t,高于传统注水驱油模式。运营期间总计注入 CO₂ 约 10.54 万 t,注水 1.9 万 t。按 2024 年 1 月—

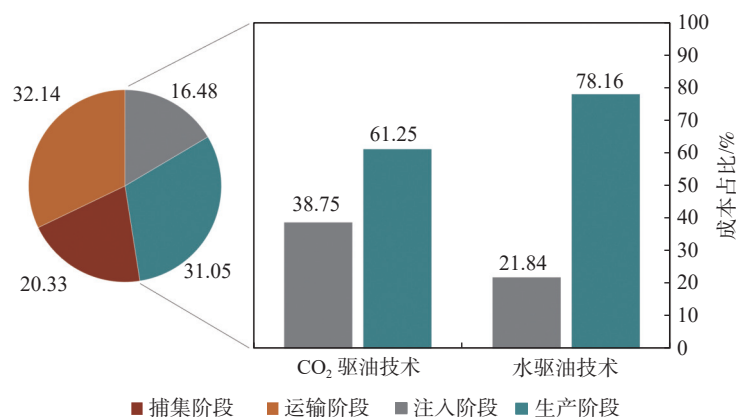


图1 延长石油 CCUS-EOR 项目各环节成本占总成本比重

Fig. 1 Cost share of each segment of the Yanchang Petroleum CCUS-EOR Project

10月平均油价74美元/桶、汇率7.1082元/美元计算,CCUS-EOR项目周期内总计销售收入18184.75万元(税前),总成本约12182.69万元。按79%实际注入率计算,项目周期内总计封存19.36万t CO₂。

综合分析表明,延长石油 CCUS-EOR 项目在现阶段已展现出良好的经济可行性,项目周期内能产生额外经济收益。为进一步提升经济效益,需要降低 CO₂ 的捕集成本,并重点优化运输阶段。通过这些优化措施,该项目在环境和社会效益方面将具有重大意义,为中国实现碳达峰、碳中和目标提供有力支持。

4 政策驱动与激励措施

4.1 国内外政策环境

美国早在2007年就立法将温室气体列为污染物,大力推动 CCUS-EOR 技术,特别是在电力、工业和石油天然气领域。美国通过投资税收抵免和生产税收抵免等激励措施吸引私人投资,同时提供“45Q”税收减免政策,每吨捕集 CO₂ 给予财政补贴,降低运营成本,促进项目落地。此外,项目最迟投产日期从2026年延长至2033年,退税窗口为12a,电厂和其他工业源的年捕集量最低要求也大幅降低,同时增加了退税交易手段,这些措施有效降低了项目运营成本,促进了 CCUS-EOR 项目的落地。

欧盟于2023年5月17日生效、10月1日启动了《碳边境调节机制》(CBAM),并将于2026年正式征收碳税,这是首个采用贸易政策应对碳风险的政策工具。该机制涵盖钢铁、水泥、铝、化肥、电力和氢六个行业。以钢铁行业为例,中国对欧出口钢铁约占四分之三比例,若按照每吨 CO₂ 60欧元计,将影响贸易额超过160亿元,导致出口钢铁成本增加约25%。这一政策将促使相关行业积极寻求碳减排措施,包括推动 CCUS-EOR 技术的应用。同时,欧盟碳市场

已较为成熟,2022年3月碳价达到创纪录的接近110美元/t,较高的碳价为 CCUS-EOR 项目提供了一定的经济激励,使得企业在成本效益分析中更倾向于选择碳减排技术。

截至2023年底,全球已出台了73个碳定价机制(比2022年增加了5个,包括奥地利和印度尼西亚等国家),覆盖约23%的全球温室气体排放。许多地区的碳定价机制已将 CCUS-EOR 项目捕集的 CO₂ 纳入 CCER 等减排机制中。通过对碳排放设定价格,碳定价机制有效激励企业减少排放并投资于减排技术。全球较高的碳价格为 CCUS-EOR 项目的经济可行性提供了更为有利的环境,进一步推动企业积极实施 CCUS-EOR 项目,从而降低碳排放成本。

在中国,随着对气候变化问题的重视,CCUS-EOR 技术也逐渐得到政策支持。目前,中国已将 CCUS 纳入国家应对气候变化战略,相关部门积极推动 CCUS-EOR 技术的研发和示范项目建设。例如,在“十四五”规划中,明确提出要加强 CCUS 相关技术的研究与应用,鼓励企业开展 CCUS-EOR 示范项目。一些地方政府也出台了相应的支持政策,如给予 CCUS-EOR 项目税收优惠、财政补贴等,以降低项目成本,提高企业参与积极性。同时,中国也在积极探索建立适合本国国情的碳定价机制,全国碳市场已初步建立并运行,截至2023年12月29日,碳配额累计成交量4.42亿t,成交额约249亿元,覆盖年 CO₂ 排放量约51亿t,2023年全国的平均碳市场交易价格为68.15元/t。此外,中国还在加强国际合作,借鉴国际先进经验,推动 CCUS-EOR 技术的创新和发展。

4.2 现存政策堵点

政策激励性不足,尚未形成市场化驱动力。现行政策主要侧重于技术研发和示范支持,如《“十三五”控制温室气体排放工作方案》、“十四五”规划等

文件中明确提到支持CCUS-EOR技术的研发、示范和应用,但在财税补贴、创新基金及绿色金融等方面仍存在短板,这在一定程度上制约了CCUS-EOR技术的大规模应用和社会资本的流入。

碳排放权交易尚无法应用于CCUS-EOR项目。自愿碳市场和强制碳市场是提升CCUS-EOR商业可行性、降低成本的重要工具。通过碳交易,市场能够引导私人投资、优化资源配置,并有效调节资金流向。然而,当前中国尚未将碳交易机制纳入CCUS-EOR项目,法律支撑不足,缺乏明确的法律法规来规范CCUS-EOR项目参与碳市场的流程和规则,导致CCUS-EOR项目在碳市场的准入门槛高、操作复杂,这限制了市场对CCUS-EOR技术的支持和激励。

CCUS-EOR项目中碳减排核算方法学体系不完善。尤其是在碳捕集技术的核算边界、CO₂封存泄漏量的核准,以及减排量的认证过程中,仍存在较大的不确定性。例如,CO₂封存过程中泄漏量的监测与核定存在困难,减排量的核证也容易发生双重计算。此外,缺乏适用于CCUS-EOR项目的标准化减排核算示范体系,影响了行业整体的减排效果评估和数据的可靠性。

项目审批、安全许可等法规欠缺。目前,国内CCUS项目采取备案制,项目审批流程及长期监管机制尚不明确。在土地出让、环境影响评价等领域,虽然可以参考现有的相关法规或指南,但在地下空间权属、CO₂的属性分类、长期监测和泄漏责任分担等方面,仍面临较大的制度性障碍,缺乏针对性的法规和标准,增加了项目的安全风险和运营成本。

上下游衔接不畅。产业链各环节之间缺乏有效对接,特别是跨行业和跨部门的合作模式尚不成熟,不同行业和部门之间在技术标准、政策法规、利益分配等方面存在差异,无法实现有效的协同和优化配置,导致CO₂的稳定供应成为一大挑战。虽然示范项目主要由国有企业或大型跨行业企业主导,但其他类型企业的参与仍然较为困难,商业模式创新的缺乏无法吸引更多的社会资本和企业参与,限制了CCUS-EOR技术的广泛推广和应用。

5 未来发展方向及展望

5.1 加强技术创新领域研发:突破瓶颈,引领绿色变革

一方面需着力于研发更为高效、低成本且环境友好的碳捕集技术,更要以前瞻性的视角,探索能够颠覆传统模式的创新路径。例如,探索新型吸附剂与吸收剂材料的过程中,不仅要追求吸附效率的提升和成本的降低,更要深入挖掘材料的可再生性和环境适应性,使其在复杂的工业排放场景中,能够稳

定、持久地发挥作用^[56],从而突破当前碳捕集过程中面临的成本高、能耗大等瓶颈问题。完善工程技术,绝非简单的技术修补,而是要以系统思维,对单管与双管分注、高气液比举升和腐蚀防护技术等关键环节进行全方位升级改造^[57]。通过跨学科的协同创新,引入先进的材料科学、流体力学和化学工程等领域的前沿成果,打造智能化、自动化的工程技术体系,实现碳捕集、运输、利用与封存过程的无缝衔接和高效协同。同时在CCUS-EOR全流程中开展核心技术攻关,优化CO₂的压缩、液化和封存技术,并探索CO₂的高价值转化利用新途径,将CO₂从一种单纯的温室气体,转化为具有高附加值的化工原料、能源载体或生物资源,从而实现碳资源的循环利用和经济增值^[58-59]。另一方面,需要紧密围绕排放源的各类特征展开深入探究,充分考量可再生能源的供应状况、负排放技术的发展水平,以及不同地质条件下的封存适宜性等多方面因素,构建起科学合理且具有高度适应性的空间布局策略^[60-61],以此显著提升整体的减排潜力,实现区域可持续协调发展战略。

5.2 优化“能-源-汇”匹配:实现系统协同,迈向碳中和新时代

“能-源-汇”的高效匹配,绝非简单的资源调配,而是要以系统工程的理念,将排放源特征、可再生能源供应、负排放技术和封存(固碳)适宜性等要素有机融合,构建一个动态平衡、协同发展的生态系统。通过时空分析和智能的决策支持,实现碳排放源的时空分布与捕集、利用和封存技术方案的精准对接,从而最大限度地挖掘减排潜力。具体而言,要充分认识到可再生能源的利用状况、DAC(直接空气捕集)技术的发展,以及地质空间的封存潜力之间的相互依存、相互促进关系。通过优化CCUS-EOR项目的空间布局,提高CO₂的捕集与封存效率,促进可再生能源的大规模开发和利用,推动负排放技术的创新突破,实现能源、资源与环境的良性互动和协调发展。

5.3 源-汇优化的“驱油封存中心”建设:打造产业集群,引领能源转型

含油气盆地作为重要的能源富集区域,具备丰富的油气藏和大量咸水层,具备数万亿吨的封存潜力,因此具有极高的源-汇匹配性。在中国,分布广泛的含油气盆地不仅是能源开发的重要基地,更是构建“驱油封存中心”、推动能源转型的战略高地。“驱油封存中心”的建设要以创新驱动为核心,以产业集群为载体,打造一个集捕集、输送、封存和利用为一体的综合性能源转型示范区。通过整合产业链上下游资源,形成协同创新、优势互补的发展格局,

实现技术突破、产业升级和经济效益的有机统一^[30]。比如,渤海湾盆地 CCUS-EOR 产业集群将以渤海湾为核心,辐射至京津冀,形成千万吨级 CO₂ 捕集和驱油封存项目,这不仅将为区域经济发展注入新动力,更将为中国能源安全保障和应对气候变化提供有力支撑;长三角地区亦可建设以华东、江苏、上海为中心的千万吨级组合式 CCUS-EOR 产业集群,通过区域协同合作,打造具有全球影响力的 CCUS-EOR 创新高地和产业中心,引领中国能源转型和高质量发展。

5.4 构建全链条、智能化的 CCUS-EOR 系统:提升系统效能,保障环境安全

由于地质封存环节中的不确定性和风险,环境影响监测技术至关重要。提高监测精度和可靠性,及时评估 CO₂ 封存场地的环境状况,将有助于提升公众对 CCUS-EOR 技术的信任,同时也是实现 CCUS-EOR 系统可持续发展的基础保障。全链条、智能化的 CCUS-EOR 系统的构建不是简单的技术集成,而是要以数据驱动为核心,以智能调控为手段,实现碳捕集、运输、利用与封存各个环节的深度融合和协同优化。运用物联网、大数据、人工智能等前沿技术手段,打造实时感知、智能决策、自动控制的智能化系统,实现对系统的实时监测、智能调控与优化运行。最大程度地提高 CCUS-EOR 系统的整体效率、可靠性与安全性,降低运行风险与成本,同时也为 CCUS-EOR 技术的大规模应用和商业化推广提供有力支撑,推动中国在全球 CCUS-EOR 领域的领先地位。

5.5 政策、金融和市场共同驱动 CCUS-EOR 产业发展:协同发力,助力产业腾飞

CCUS-EOR 产业的发展不是一蹴而就的,必须充分发挥政策、金融和市场机制的协同作用,形成强大的发展合力。政策方面,要以战略眼光和全局思维,通过完善法律法规、建立标准化碳市场、征收碳税及推动绿色金融等,为 CCUS-EOR 技术发展提供全方位、多层次的政策支持与保障。在当前的政策环境下,政府采取了差异化的策略来应对碳排放问题。具体而言,政策倾向于对上游产业实施限制性调控,通过设定严格的排放标准和征收碳税等手段,促使企业减少碳排放,从而在源头上控制温室气体的产生。这种限制性措施不仅有助于降低整体碳排放量,还能推动企业进行技术创新和产业升级,以适应更严格的环保要求。与此同时,对于下游的自愿性碳排放,政策则采取了鼓励性埋存政策。通过碳市场机制、专项补贴和税收优惠等激励措施,鼓励企业积极参与 CCUS-EOR 项目。这种鼓励性的市场机制政策通过将 CCUS-EOR 封存的 CO₂ 纳入碳交易体

系,引导企业加大技术研发和应用力度,激发市场主体的创新活力和投资热情,推动 CCUS-EOR 产业的规模化、市场化发展,增强企业主体参与减排的积极性。金融支持则通过优化资源配置、强化风险管理和市场定价等功能,为 CCUS-EOR 项目的实施提供资金支持,助力其跨越技术研发、示范应用和商业化推广的各个阶段,实现商业化落地。

下一阶段的政策决策焦点在于如何在这两者之间实现平衡。一方面,需要确保上游的限制性调控措施能够有效减少碳排放,避免对经济造成过大冲击。通过建立地方碳排放目标评价考核制度,合理分解碳排放双控指标,确保各地区、各行业在碳达峰、碳中和目标下的协调发展。另一方面,要通过合理的激励机制,激发下游企业的埋存积极性,确保 CCUS-EOR 项目的经济可行性和可持续性。进一步完善全国碳排放权交易市场,扩大碳市场的行业覆盖范围,严格碳市场数据质量管理。同时加快研究出台中国碳税制度,与碳交易市场形成互补关系,通过合理的碳定价、税收优惠、投资补贴、清洁电价补贴等激励措施,增强抑制碳排放和促进绿色生产和绿色消费的效果。通过这种双管齐下的策略,既限制上游排放,又激励下游埋存,最终实现整体的减排目标,为应对气候变化和实现碳中和目标提供有力支持。

参考文献(References):

- [1] 樊大磊,李富兵,王宗礼,等.碳达峰、碳中和目标下中国能源矿产发展现状及前景展望[J].中国矿业,2021,30(6):1-8.
FAN Dalei, LI Fubing, WANG Zongli, et al. Development status and prospects of China's energy minerals under the target of carbon peak and carbon neutral[J]. China Mining Magazine, 2021, 30(6): 1-8.
- [2] 张宁宇,王建良,刘明明,等.碳中和目标下欧美国际石油公司低碳转型差异性原因探讨及启示[J].中国矿业,2021,30(9):8-15.
ZHANG Ningning, WANG Jianliang, LIU Mingming, et al. Discussion and enlightenment on the causes of differences in low carbon transformation of European and American international oil companies under the goal of carbon neutrality[J]. China Mining Magazine, 2021, 30(9): 8-15.
- [3] 刘招平,郭云清,蒋颖,等.“双碳”战略目标下矿山企业减排增汇路径分析[J].中国矿业,2024,33(S2):6-9.
LIU Zhaoping, GUO Yunqing, JIANG Ying, et al. Analysis of emission reduction and carbon sink increase in mining enterprises under the dual carbon goals[J]. China Mining Magazine, 2024, 33(S2): 6-9.
- [4] 薛华.“碳中和”背景下中国油气行业 CCUS 业务发展策略[J].油气与新能源,2021,33(3):67-70.
XUE Hua. Strategic study on “carbon neutrality” targeted CCUS development in China petroleum industry[J]. Petroleum and New Ener-

- gy, 2021, 33(3): 67-70.
- [5] 彭雪婷, 吕昊东, 张贤. IPCC AR6 报告解读: 全球碳捕集利用与封存(CCUS)技术发展评估[J]. 气候变化研究进展, 2022, 18(5): 580-590.
- PENG Xueting, LYU Haodong, ZHANG Xian. Interpretation of IPCC AR6 report on carbon capture, utilization and storage (CCUS) technology development[J]. Climate Change Research, 2022, 18(5): 580-590.
- [6] 杨康, 杨红, 沈振振, 等. 延长油田 CO₂ 大气扩散数值模拟研究及监测点位优化[J]. 中国矿业, 2024, 33(2): 201-207.
- YANG Kang, YANG Hong, SHEN Zhenzhen, et al. Numerical simulation of atmospheric diffusion of CO₂ and optimization of monitoring points in Yanchang Oil Field[J]. China Mining Magazine, 2024, 33(2): 201-207.
- [7] 杨红, 赵习森, 陈龙龙, 等. 气相示踪技术在延长油田特低渗透油藏 CO₂ 驱中的应用[J]. 中国矿业, 2019, 28(9): 148-152.
- YANG Hong, ZHAO Xisen, CHEN Longlong, et al. Gas tracer technology application in CO₂ flooding of extra-low permeability reservoir[J]. China Mining Magazine, 2019, 28(9): 148-152.
- [8] 聂向荣, 江绍静, 余华贵. 延长靖边油田 CO₂ 地质封存矿场实践[J]. 中国矿业, 2017, 26(12): 157-160, 70.
- NIE Xiangrong, JIANG Shaojing, YU Huagui. Filed application of CO₂ storage in reservoir geology for Jingbian Oilfield of Yangchang[J]. China Mining Magazine, 2017, 26(12): 157-160, 70.
- [9] 张悦泽, 刘牧心, 黄菲菲, 等. 碳关税全球化背景下碳捕集利用与封存技术的价值评估与未来展望[J/OL]. 洁净煤技术: 1-13[2024-11-10].
- ZHANG Yuezze, LIU Muxin, HUANG Feifei, et al. Value assessment and future outlook of carbon capture, utilization and storage technologies in the context of carbon tariff globalization[J/OL]. Clean Coal Technology: 1-13[2024-11-10].
- [10] 李阳. 低渗透油藏 CO₂ 驱提高采收率技术进展及展望[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 1-10.
- LI Yang. Technical advancement and prospect for CO₂ flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 1-10.
- [11] 张贤. 碳中和目标下中国碳捕集利用与封存技术应用前景[J]. 可持续发展经济导刊, 2020(12): 22-24.
- ZHANG Xian. The application prospect of CCUS in China under the target of carbon neutrality[J]. China Sustainability Tribune, 2020(12): 22-24.
- [12] 毕凤琴, 李芳, 梁辉. “CO₂-EOR”技术的国内外研究及应用现状[J]. 价值工程, 2011, 30(11): 206-207.
- BI Fengqin, LI Fang, LIANG Hui. Domestic and foreign research and application progress on CO₂-EOR technology[J]. Value Engineering, 2011, 30(11): 206-207.
- [13] 何奇, 宋维宾, 韩颖. CO₂ 驱油封存研究与应用现状综述[J]. 矿业科学学报, 2024, 9(5): 668-677.
- HE Qi, SONG Weibin, HAN Ying. Research progress and application of CO₂ flooding oil storage: a review[J]. Journal of Mining Science and Technology, 2024, 9(5): 668-677.
- [14] 韩海水, 袁士义, 李实, 等. 二氧化碳在链状烷烃中的溶解性能及膨胀效应[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 88-93.
- HAN Haishui, YUAN Shiyi, LI Shi, et al. Dissolving capacity and volume expansion of carbon dioxide in chain n-alkanes[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 88-93.
- [15] 李海峰, 王强. CCUS 中 CO₂ 利用和地质封存研究[J]. 现代化工, 2022, 42(10): 86-90, 5.
- LI Haifeng, WANG Qiang. Study on utilization and geological storage of CO₂ in CCUS[J]. Modern Chemical Industry, 2022, 42(10): 86-90, 5.
- [16] 薛振乾, 谢祥, 马浩铭, 等. CO₂ 捕集、利用和封存在能源行业的应用: 全球案例分析和启示[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(1): 14-21.
- XUE Zhenqian, XIE Xiang, MA Haoming, et al. Applications of CO₂ capture, utilization and storage in energy industry: global cases review and insights[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(1): 14-21.
- [17] ZHANG N, WEI M, BAI B. Comprehensive review of worldwide CO₂ immiscible flooding; proceedings of the SPE improved oil recovery conference, F, 2018[C]//SPE Improved Oil Recovery Conference. 2018.
- [18] SARAF S, BERA A. Chapter 7-Carbon dioxide injection for enhanced oil recovery and underground storage to reduce greenhouse gas[J/OL]. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780323994293000023?via%3Dihub>.
- [19] LINDBERG E, BERGMO P. The long-term fate of CO₂ injected into an aquifer[C]//International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. 2003.
- [20] DAVOODI S, AL-SHARGABI M, WOOD D A, et al. Carbon dioxide sequestration through enhanced oil recovery: a review of storage mechanisms and technological applications[J]. Fuel, 2024, 366: 131313.
- [21] YUAN S, MA D, LI J, et al. Progress and prospects of carbon dioxide capture, EOR-utilization and storage industrialization[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 955-962.
- [22] 张凯, 陈掌星, 兰海帆, 等. 碳捕集、利用与封存技术的现状及前景[J]. 特种油气藏, 2023, 30(2): 1-9.
- ZHANG Kai, CHEN Zhangxing, LAN Haifan, et al. Status and prospect of carbon capture, utilization and storage technology[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(2): 1-9.
- [23] ZHANG T, TANG M, MA Y, et al. Experimental study on CO₂/Water flooding mechanism and oil recovery in ultralow: permeability sandstone with online LF-NMR[J]. Energy, 2022, 252: 123948.
- [24] AL-SHARGABI M, DAVOODI S, WOOD D A, et al. Carbon dioxide applications for enhanced oil recovery assisted by nanoparticles: recent developments[J]. ACS Omega, 2022, 7(12): 9984-9994.
- [25] HE R, MA W, MA X, et al. Modeling and optimizing for operation of CO₂-EOR project based on machine learning methods and greedy algorithm[J]. Energy Reports, 2021, 7: 3664-3677.
- [26] LIU X, HUANG Y, BABAEI S, et al. Experimental and molecular simulation of carbon dioxide solubility in hexadecane at varying pressures and temperatures[J]. Chemical Engineering Journal, 2024, 502: 157721.
- [27] SONG X, WANG F, MA D, et al. Progress and prospect of carbon dioxide capture, utilization and storage in CNPC oilfields[J].

- Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(1): 229-244.
- [28] 阳平坚, 彭栓, 王静, 等. 碳捕集、利用和封存(CCUS)技术发展现状及应用展望[J]. 中国环境科学, 2024, 44(1): 404-416.
YANG Pingjian, PENG Shuan, WANG Jing, et al. Carbon capture, utilization and storage(CCUS) technology development status and application prospects[J]. *China Environmental Science*, 2024, 44(1): 404-416.
- [29] 袁士义, 王强, 李军诗, 等. 注气提高采收率技术进展及前景展望[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1623-1632.
YUAN Shiyi, WANG Qiang, LI Junshi, et al. Technology and prospects of enhanced oil recovery by gas injection[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(12): 1623-1632.
- [30] 陆晓如. 推动形成 CCUS 战略产业: 专访中国工程院院士李阳[J]. 中国石油石化, 2024(S1): 16-19.
LU Xiaoru. Promote the formation of CCUS strategic industries: interview with Li Yang, Academician of the Chinese Academy of Engineering[J]. *China Petrochem*, 2024(S1): 16-19.
- [31] 杨勇. 中国碳捕集、驱油与封存技术进展及发展方向[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 325-338.
YANG Yong. Technology progress and development direction of carbon capture, oil-flooding and storage in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(1): 325-338.
- [32] 中国 21 世纪议程管理中心, 全球碳捕集与封存研究院, 清华大学. 中国碳捕集利用与封存年度报告(2023) [R]. 2023.
- [33] 生态环境部环境规划院. 中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021) [R]. 2021.
- [34] 王香增, 杨红, 刘芳娜, 等. 延长石油 CO₂ 捕集与封存技术及实践[J]. 煤炭科学技术, 2024, 52(9): 248-262.
WANG Xiangzeng, YANG Hong, LIU Fangna, et al. Technology and practice of CO₂ capture and storage from Yanchang Petroleum[J]. *Coal Science and Technology*, 2024, 52(9): 248-262.
- [35] 程强, 魏佳琪, 秦紫函. 化学驱和气驱: 老油田的“回春丹” [N]. 2024-05-27.
- [36] 李蕊. 二氧化碳变为宝驱动石油产出来 [N]. 2024-08-05.
- [37] 杨勇. 胜利油田特低渗透油藏 CO₂ 驱技术研究与实践[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 11-19.
YANG Yong. Research and practice of CO₂ drive technology in extra-low permeability reservoirs in Shengli Oilfield[J]. *Oil and Gas Geology and Recovery*, 2020, 27(1): 11-19.
- [38] 付迪, 唐国强, 赵连增, 等. CCUS 全流程经济效益分析[J]. 油气与新能源, 2022, 34(5): 109-115.
FU Di, TANG Guoqiang, ZHAO Lianzeng, et al. Analysis on the economic benefit of the whole process of CCUS[J]. *Petroleum and New Energy*, 2022, 34(5): 109-115.
- [39] 刘牧心, 梁希, 林千果. 碳中和背景下中国碳捕集、利用与封存项目经济效益和风险评估研究[J]. 热力发电, 2021, 50(9): 18-26.
LIU Muxin, LIANG Xi, LIN Qianguo. Economic analysis and risk assessment for carbon capture, utilization and storage project under the background of carbon neutrality in China[J]. *Thermal Power Generation*, 2021, 50(9): 18-26.
- [40] 秦阿宁, 孙玉玲. 国际碳捕集、利用与封存发展战略与科技态势分析[J]. 中国科学院院刊, 2024, 39(8): 1486-1496.
QIN Aning, SUN Yuling. International development strategy and analysis of science and technology trends in carbon capture, utilization, and storage (CCUS) [J]. *Bulletin of Chinese Academy of Sciences*, 2024, 39(8): 1486-1496.
- [41] MCCOY S T, RUBIN E S. An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2008, 2(2): 219-229.
- [42] 孟新. 中国 CCUS-EOR 项目经济效益及其提升手段研究[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(2): 181-186.
MENG Xin. Research on economic effect of China's CCUS-EOR projects and its improvement methods[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(2): 181-186.
- [43] 彭云, 熊靛, 李嘉, 等. 全球碳定价机制发展现状、趋势及对油气行业影响[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(6): 41-53.
PENG Yun, XIONG Liang, LI Jia, et al. Status and trend of global carbon pricing mechanism and its impacts on petroleum industry[J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(6): 41-53.
- [44] 钟林发, 林千果, 王香增, 等. 碳捕集与封存-提高石油采收率全流程经济性评价模型[J]. 现代化工, 2016, 36(11): 7-10.
ZHONG Linfa, LIN Qianguo, WANG Xiangzeng, et al. Economic evaluation of carbon capture and storage enhanced oil recovery technology[J]. *Modern Chemical Industry*, 2016, 36(11): 7-10.
- [45] 李森圣, 王盟浩, 徐程浩, 等. CCUS-EGR 全产业链经济评价方法[J]. 天然气技术与经济, 2023, 17(6): 34-43.
LI Sensheng, WANG Menghao, XU Chenghao, et al. Economic evaluation on the whole industrial chain of CCUS-EGR[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2023, 17(6): 34-43.
- [46] 白宏山, 赵东亚, 田群宏, 等. CO₂ 捕集、运输、驱油与封存全流程随机优化[J]. 化工进展, 2019, 38(11): 4911-4920.
BAI Hongshan, ZHAO Dongya, TIAN Qunhong, et al. Stochastic optimization of the whole process of CO₂ capture, transportation, utilization and sequestration[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2019, 38(11): 4911-4920.
- [47] 李忠诚, 陈栗, 项东, 等. CCUS-EOR 项目经济系统评价方法及其应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(1): 168-174.
LI Zhongcheng, CHEN Li, XIANG Dong, et al. Research and application of economic system evaluation method for CCUS-EOR project[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2024, 43(1): 168-174.
- [48] 刘佳佳, 赵东亚, 田群宏, 等. CO₂ 捕集、运输、驱油与封存全流程建模与优化[J]. 油气田地面工程, 2018, 37(10): 1-5.
LIU Jiajia, ZHAO Dongya, TIAN Qunhong, et al. Modeling and optimization of the whole process of CO₂ capture, transportation, oil displacement and storage[J]. *Oil-Gas Field Surface Engineering*, 2018, 37(10): 1-5.
- [49] 王枫, 朱大宏, 鞠付栋, 等. 660 MW 燃煤机组百万吨 CO₂ 捕集系统技术经济分析[J]. 洁净煤技术, 2016, 22(6): 101-105, 39.
WANG Feng, ZHU Dahong, JU Fudong, et al. Technology and economy analysis of 660 MW coal-fired power unit with 1 Mt/a CO₂ capture system[J]. *Clean Coal Technology*, 2016, 22(6): 101-105, 39.
- [50] 王涛, 刘飞, 方梦祥, 等. 两相吸收剂捕集二氧化碳技术研究进展[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1186-1196, 525.

- WANG Tao, LIU Fei, FANG Mengxiang, et al. Research progress in biphasic solvent for CO₂ capture technology[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(4): 1186-1196, 525.
- [51] 魏宁,姜大霖,刘胜男,等. 国家能源集团燃煤电厂 CCUS 改造的成本竞争力分析[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(4): 1258-1265, 416.
- WEI Ning, JIANG Dalin, LIU Shengnan, et al. Cost competitiveness analysis of retrofitting CCUS to coal-fired power plants[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(4): 1258-1265, 416.
- [52] BO Y, YI-MING W, LAN-CUI L, et al. Life cycle cost assessment of biomass co-firing power plants with CO₂ capture and storage considering multiple incentives[J]. *Energy Economics*, 2021, 96: 1-13.
- [53] FAN J L, XU M, YANG L, et al. How can carbon capture utilization and storage be incentivized in China? A perspective based on the 45Q tax credit provisions[J]. *Energy Policy*, 2019, 132: 1229-1240.
- [54] 中国 21 世纪议程管理中心. 中国碳捕集、利用与封存技术发展路线图 2019[M]. 2019.
- [55] 生态环境部环境规划院. 中国二氧化碳捕集、利用与封存 (CCUS) 报告 (2019) [R]. 2020.
- [56] 刘彝,吴均,宋颖志,等. 南堡油田低渗透油藏双表面活性剂增注技术的应用研究[J]. *中国矿业*, 2022, 31(S1): 460-464.
- LIU Yi, WU Jun, SONG Yingzhi, et al. Study and application of low permeability quaternary binary surfactant on-line injection technology in Nanpu Oil Field[J]. *China Mining Magazine*, 2022, 31(S1): 460-464.
- [57] 蔡萌,杨志刚,赵明. CCUS-EOR 工程技术进展与展望[J]. *石油科技论坛*, 2023, 42(2): 49-56.
- CAI Meng, YANG Zhigang, ZHAO Ming. Progress and prospect of CCUS-EOR engineering technology[J]. *Petroleum Science and Technology Forum*, 2023, 42(2): 49-56.
- [58] 秦阿宁,吴晓燕,李娜娜,等. 国际碳捕集、利用与封存 (CCUS) 技术发展战略与技术布局分析[J]. *科学观察*, 2022, 17(4): 29-37.
- QIN Aning, WU Xiaoyan, LI Nana, et al. Analysis on international strategy and technology development of carbon capture, utilization and storage (CCUS) [J]. *Science Focus*, 2022, 17(4): 29-37.
- [59] 樊大磊,王宗礼,李剑,等. 2023 年国内外油气资源形势分析及展望[J]. *中国矿业*, 2024, 33(1): 30-37.
- FAN Dalei, WANG Zongli, LI Jian, et al. Analysis of domestic and international oil and gas resources situation in 2023 and outlook[J]. *China Mining Magazine*, 2024, 33(1): 30-37.
- [60] 房琪,李绍萍. 高质量发展背景下中国油气企业“能源-环境-经济”绩效评价研究[J]. *中国矿业*, 2022, 31(10): 1-8.
- FANG Qi, LI Shaoping. Research on “energy-environment-economy” performance evaluation of Chinese oil and gas enterprises under the background of high-quality development[J]. *China Mining Magazine*, 2022, 31(10): 1-8.
- [61] 丹美涵,张厚和,车超,等. 大能源视角下中国能源安全形势及中央企业作用研究[J]. *中国矿业*, 2024, 33(2): 1-9.
- DAN Meihan, ZHANG Houhe, CHE Chao, et al. Research on China's energy security situation and the role of central SOEs from the perspective of generalized energy[J]. *China Mining Magazine*, 2024, 33(2): 1-9.