

刘江峰, 刘书源, 张馨月, 等. 深部煤层 CO₂ 封存与煤层气强化开采研究进展及展望[J]. 采矿与岩层控制工程学报, 2026, 8(2): 023542.

LIU Jiangfeng, LIU Shuyuan, ZHANG Xinyue, et al. A review of research progress and future prospects of CO₂ sequestration and enhanced coalbed methane recovery in deep coal seams[J]. Journal of Mining and Strata Control Engineering, 2026, 8(2): 023542.

深部煤层 CO₂ 封存与煤层气强化开采 研究进展及展望

刘江峰¹, 刘书源², 张馨月¹, 陈跃都³, 马庆⁴, 刘浪⁵

(1. 中国矿业大学 深地工程智能建造与健康运维全国重点实验室, 江苏 徐州 221116; 2. 东北大学 资源与土木工程学院, 辽宁 沈阳 110819; 3. 太原理工大学 原位改性采矿教育部重点实验室, 山西 太原 030024; 4. 北京科技大学 资源与安全工程学院, 北京 100083; 5. 西安科技大学 能源与矿业工程学院, 陕西 西安 710054)

摘要: 随着全球碳减排需求的日益增长, 煤层 CO₂ 封存与煤层气强化开采 (CO₂-ECBM) 技术凭借其“能源开发-碳减排”协同发展中的独特优势, 逐渐受到国际社会的广泛关注。本文系统梳理了 CO₂-ECBM 技术在科学机理、工程实践及政策经济层面的研究进展, 阐述其在吸附封存、毛细封存、构造圈闭封存、溶解封存及矿化封存等多机制协同作用下的封存机理, 并评估其技术成熟度与经济可行性。研究表明: CO₂-ECBM 技术不仅能有效提升煤层气采收率, 还具有显著的封存潜力和良好的地质稳定性。通过对比分析国内外典型示范项目的实施效果, 指出该技术在推广中仍面临煤层可注性差、注入导致渗透率衰减、长期封存安全性评估不足以及经济可行性受制于技术成本与碳价波动等关键挑战。基于文献计量与热点演化分析, 指出当前研究态势与发展路径, 提出未来需重点突破封存区域地质适应性评价体系、煤层高效增渗改造技术、多场耦合下 CO₂ 多尺度运移机理及封存稳定性智能监测预警系统等关键领域。建议加强技术集成与政策支持, 推动 CO₂-ECBM 技术向商业化、规模化发展, 为全球碳中和目标的实现提供支撑。

关键词: 深部煤层; CO₂-ECBM; CO₂ 地质封存; 封存机理; 封存潜力

中图分类号: TD712

文献标志码: A

文章编号: 2096-7187(2026)02-3542-19

A review of research progress and future prospects of CO₂ sequestration and enhanced coalbed methane recovery in deep coal seams

LIU Jiangfeng¹, LIU Shuyuan², ZHANG Xinyue¹, CHEN Yuedu³, MA Qing⁴, LIU Lang⁵

(1. State Key Laboratory of Intelligent Construction and Healthy Operation and Maintenance of Deep Underground Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 2. School of Resources and Civil Engineering, Northeastern University, Shenyang 110819, China; 3. Key Laboratory of In-situ Modified Mining of Ministry of Education, Taiyuan University of Technology, Taiyuan 030024, China; 4. School of Resources and Safety Engineering, University of Science and Technology-Beijing, Beijing 100083, China; 5. College of Energy and Mining Engineering, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an 710054, China)

Abstract: With the escalating global demand for carbon emission reduction, CO₂ sequestration and enhanced coal-

收稿日期: 2025-08-20

修回日期: 2025-10-07

责任编辑: 付玉凯

DOI: 10.13532/j.jmsce.cn10-1638/td.2025-1322

基金项目: 中国科协全国学会服务国家战略专项资助项目 (XMSB20240925040); 江苏省自然科学基金资助项目 (BK20240107)

作者简介: 刘江峰 (1984—), 男, 安徽灵璧人, 教授, 博士, 主要从事低渗岩体多尺度渗流力学研究。E-mail: jeafliu@hotmail.com

通信作者: 刘书源 (1993—), 男, 山东济宁人, 副研究员, 博士, 主要从事 ScCO₂ 压裂增透与封存机理研究。E-mail: shuyuanliu@mail.neu.edu.cn

bed methane (CO₂-ECBM) has attracted widespread international attention due to its distinctive advantages in promoting the synergistic development of energy development and carbon emission reduction. This paper systematically reviewed recent advances in CO₂-ECBM research across scientific, engineering, and policy-economic dimensions. Besides, it elucidated the sequestration mechanisms governed by a synergistic suite of processes, including adsorption trapping, capillary trapping, structural trapping, solubility trapping, and mineral trapping, and further evaluated the technological maturity and economic feasibility of the technology. The results demonstrate that CO₂-ECBM technology not only effectively promotes coalbed methane recovery but also offers substantial sequestration potential and favorable geological stability. Through a comparative analysis on typical demonstration projects conducted worldwide, it is pointed out that practical applications of this technology still face challenges such as poor injectability of coal seams, permeability decline induced by CO₂ injection, insufficient assessment of long-term sequestration safety, and economic feasibility hampered by technical costs and carbon price volatility. Drawing on bibliometric analysis and hotspot evolution mapping, this study outlines the current research landscape and development trajectory, highlighting critical future priorities such as geological suitability evaluation systems for sequestration sites, high-efficiency technologies for coal seam permeability enhancement, multi-field coupled multi-scale CO₂ migration mechanisms, and intelligent monitoring and early warning systems for sequestration stability. Concurrently, it is imperative to strengthen technology integration and policy support to accelerate the commercialization and scaling of CO₂-ECBM technology. These initiatives are critical for underpinning global efforts toward achieving carbon neutrality goals.

Key words: deep coal seams; CO₂-ECBM; CO₂ geological sequestration; sequestration mechanisms; sequestration potential

CO₂ 的过量排放是导致全球气温上升的关键因素。据政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 报告, 每排放 1 万亿 t CO₂, 全球平均气温将上升约 0.45 °C, 因此需设定 CO₂ 排放上限, 以将温升控制在可接受范围内^[1-2]。2024 年, 全球年平均气温较工业化前 (1850—1900 年) 水平升高约 1.55 °C, 首次突破 2015 年《巴黎协定》设定的“1.5 °C”温控目标^[3]。如此剧烈的气候变暖趋势, 可能会加剧洪水、热浪、风暴等极端天气事件的发生, 严重威胁生态系统稳定性与人类生存环境^[4]。尽快减少 CO₂ 排放量, 缓解其环境负面影响已成为全球共识。面对全球变暖、极端天气频发、能源安全压力与绿色转型的多重挑战, 世界各国纷纷调整发展战略, 加速向低碳、零碳方向转型。我国亦提出“双碳”战略目标, 力争于 2030 年前实现碳达峰, 2060 年前实现碳中和。这一承诺不仅彰显了中国积极应对全球气候变化的坚定决心, 也为全球气候治理提供了重要示范。

在全球能源结构转型与“双碳”目标的战略背景下, 国务院于 2021 年印发《2030 年前碳达峰行动方案》, 将“CO₂ 捕集、利用与封存 (Carbon Capture,

Utilization and Storage, CCUS)”纳入“绿色低碳科技创新行动”需要强化的应用技术研究^[5]。其中, CO₂ 地质封存技术 (Carbon Capture and Storage, CCS) 作为减少碳排放的有效途径, 受到广泛关注^[6-7]。该技术利用具备良好封闭性和稳定性的深部地质储层, 实现长期、安全封存^[8-10], 如图 1 所示^[11-12]。其中, 深部不可采煤层 (800 m 以深) 是 CO₂ 存储的潜在地质体之一。同时, 煤层气 (Coalbed Methane, CBM) 作为一种重要的非常规天然气资源, 其高效开发对于优化能源供给结构、提高能源利用效率以及减少温室气体排放具有极其重要的意义^[13-14]。基于此, 煤层 CO₂ 地质封存与煤层气强化开采 (CO₂ Enhanced Coalbed Methane Recovery, CO₂-ECBM) 技术应运而生。该技术通过注入 CO₂ 置换煤层中的煤层气, 兼具煤层气增产与碳减排双重效益, 符合当前全球能源绿色低碳发展的战略导向, 展现出广阔的发展前景^[15-16]。

CO₂-ECBM 技术的核心原理在于利用 CO₂ 对煤体的强吸附能力及其对 CH₄ 的竞争吸附特性。具体而言, 当 CO₂ 被注入煤层后, 首先通过扩散和

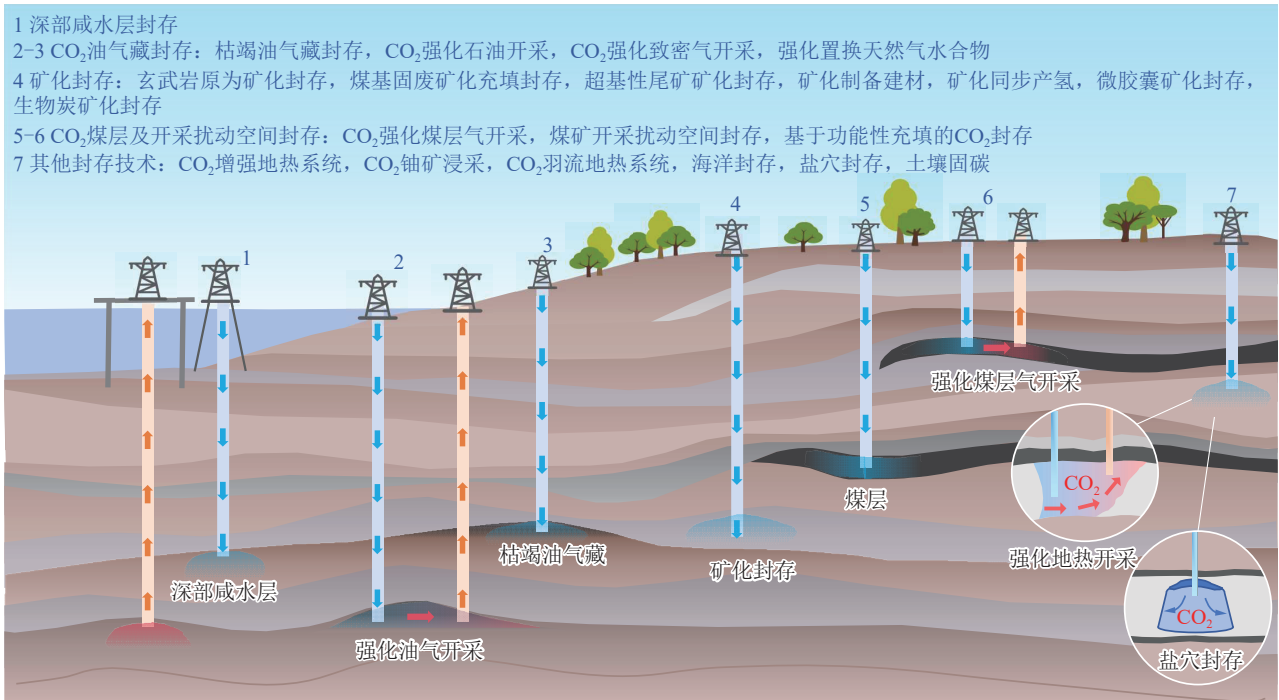


图 1 CO₂ 地质封存潜在模式 (由文献[11-12] 改编)

Fig. 1 Potential models of CO₂ geological storage(adapted from Refs.[11-12])

渗流作用在煤体中运移,并以吸附态和游离态 2 种主要形式存在于孔隙结构中^[17]。由于煤体对 CO₂ 的吸附能力是 CH₄ 的 2~10 倍,CO₂ 可优先占据吸附位点,置换出吸附态的 CH₄,使其转化为游离态从而实现解吸。同时,CO₂ 的注入降低了煤层中 CH₄ 的分压,进一步促进了 CH₄ 的解吸。在注采压差的驱动下,游离态 CH₄ 向采出井迁移,从而提升煤层气的采收率,同时实现了 CO₂ 的长期封存^[18],如图 2 所示。

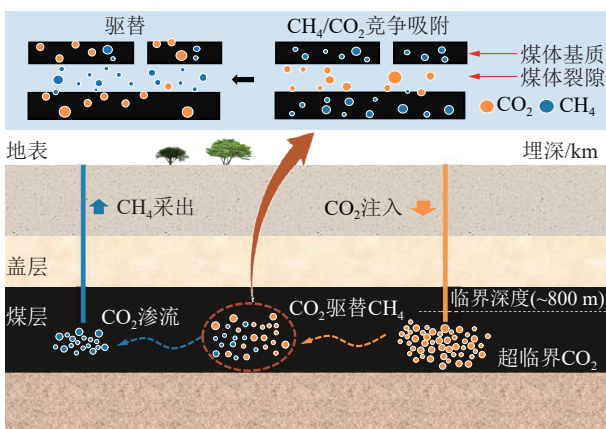


图 2 CO₂ 驱替煤层 CH₄ 示意

Fig. 2 Schematic diagram of CO₂ displacing CH₄ in coal seams

CO₂-ECBM 技术的优势主要体现在以下三方

面: ① 资源基础与协同效益显著。中国煤层气资源丰富,总量约 36 万亿 m³,其中埋深超过 1 000 m 的资源量达 23 万亿 m³,占总量的 61%。这类深部煤层普遍渗透率较低,传统排水采气法的采收率仅为 35% 左右^[14, 19]。采用 CO₂-ECBM 技术可将采收率提升至 59%,并减少水资源消耗与地表生态扰动^[20]。相较于深部咸水层封存,煤层封存可利用现有煤层气井,避免额外钻井成本。此外,中国北方约 98% 的封存潜力区与主要 CO₂ 排放源高度重合,有利于降低运输成本^[20]。② 封存潜力巨大。中国煤层资源分布广泛,尤其是鄂尔多斯盆地、沁水盆地等^[20-21] 富煤区域。这些区域的煤层通常具有发达的微纳米孔隙结构,为 CO₂ 提供了丰富的吸附位点,使其能够以密集吸附态存储。刘延峰等^[20] 基于全国范围内 300~1 500 m 埋深范围的中国煤层气资源数据,引入动态置换比参数 (CO₂/CH₄ 体积置换比 1.5~3.0),计算得出主要含煤盆地 CO₂ 理论封存量达 120.78 亿 t (表 1、表 2),表明我国煤层 CO₂ 封存潜力巨大。③ 地质稳定性良好,封存安全性高。煤层的低渗透率特性及其上覆致密盖层 (如泥岩、砂岩) 可有效限制 CO₂ 向上运移,降低泄漏风险。同时,煤体对 CO₂ 的强吸附作用使吸附态 CO₂ 难以解吸,进一步增强了封存安全性。稳定的煤层地质结

表 1 中国主要含煤盆地 CO₂ 封存量^[20]
Table 1 CO₂ sequestration capacity in major coal-bearing basins in China^[20]

评价区	CO ₂ 封存量/10 ⁸ t	评价区	CO ₂ 封存量/10 ⁸ t	评价区	CO ₂ 封存量/10 ⁸ t	评价区	CO ₂ 封存量/10 ⁸ t
准噶尔北部	5.30	张家口	0.72	依兰—伊通	0.06	昆明—开远	0.10
准噶尔东部	6.54	宣化—蔚县	0.44	蛟河—辽源	0.06	鄂中	0
准噶尔南部	3.42	大同—宁武	1.64	敦化—抚顺	0.11	川鄂湘边	0.01
三塘湖	9.91	承德	0.11	延边	0.05	桂中北	0.01
吐鲁番—哈密	21.95	北京—唐山	0.55	浑江—红阳	0.03	百色	0.05
伊犁	5.63	大城	0.25	松辽南缘	0.28	南宁	0.03
尤尔都斯	0.26	沁水	6.13	阜新—彰武	0.07	涟源—邵阳	0.04
焉耆盆地	1.19	太行山东麓	0.51	北票—建昌	0.08	郴州—资兴	0.03
塔里木北部	0.36	豫西	0.56	唐古拉	0.01	鄂赣边	0
塔里木东部	1.01	豫东	0.04	土门—巴青	0	萍乐	0.04
柴达木北部	0.301	鲁西	0.68	昌都—芒康	0.01	吉仪	0
中祁连	0.25	鲁中	0.04	广旺	0.01	粤北	0.01
北祁连	0.11	济南	0.07	雅乐	0	广州	0
靖远—景泰	0.14	鲁南	0	华蓥山—永荣	0.11	苏浙皖边	0.02
桌子山—贺兰山	0.38	徐州—淮北	0.78	川南—黔北	0.79	长江下游	0.01
鄂尔多斯	44.52	淮南	1.22	六盘水	1.07	浙赣边	0.01
青南—乌拉山	0.27	三江—穆棱河	2.37	渡口楚雄	0.02	永梅	0.02

表 2 中国 45 个主要含煤盆地 CO₂ 封存量^[27]
Table 2 CO₂ sequestration capacity in 45 major coal-bearing basins in China^[27]

评价区	CO ₂ 封存量/10 ⁸ t	评价区	CO ₂ 封存量/10 ⁸ t	评价区	CO ₂ 封存量/10 ⁸ t	评价区	CO ₂ 封存量/10 ⁸ t
鄂尔多斯	44.5	六盘水	1.1	柴达木北部	0.30	北票	0.08
三塘湖	9.9	塔里木东部	1.0	松辽盆地南部	0.28	济南	0.07
吐鲁番—哈密盆地	22	川南—黔北	0.79	大青山—乌拉山	0.27	阜新—彰武	0.07
准噶尔东部	6.5	徐州—淮北	0.78	尤尔都斯	0.26	依兰—伊通	0.06
沁水盆地	6.1	张家口	0.72	祁连山脉中部	0.25	延边	0.05
伊犁	5.6	山东西部	0.68	大城	0.25	百色	0.05
准噶尔南部	5.3	河南西部	0.56	靖远—景泰	0.14	河南东部	0.04
准噶尔北部	3.4	北京—唐山	0.55	涟源山脉北	0.11	山东中部	0.04
三江	2.4	太行山东部	0.51	承德	0.11	涟源—邵阳	0.04
大同—宁武	1.6	宣化—蔚县	0.44	敦化—抚顺	0.11	—	—
焉耆盆地	1.2	桌子山—贺兰山	0.38	华蓥山—永荣	0.11	—	—
淮南	1.2	塔里木北部	0.36	昆明—开远	0.10	—	—

构有利于维持 CO₂ 长期封存状态, 为安全封存提供了可靠保障^[15, 22]。

据《中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告》显示, CO₂-ECBM 技术目前处于示范阶段, 尚未实现大规模商业化推广^[9](图 3)。虽然 CO₂-ECBM 技术已在多国试验与应用中验证其可行性, 并展现出良好的发展前景, 但在实际推广中仍面临诸多挑战, 如煤层可注性差、封存安全性评估不足以及经济可行性受技术成本、碳价波动等因素制

约^[23-24]。基于此, 本文综述了 CO₂-ECBM 技术在科学研究与应用层面的最新进展, 深入分析现存问题, 并结合当前研究热点展望未来研究方向, 旨在为该技术的商业化与规模化推广提供理论支撑与参考依据。

1 CO₂-ECBM 科学层面研究进展

尽管 CO₂-ECBM 技术的研究已从早期对吸附机制的探索, 逐步拓展为涵盖多种封存机制、封存

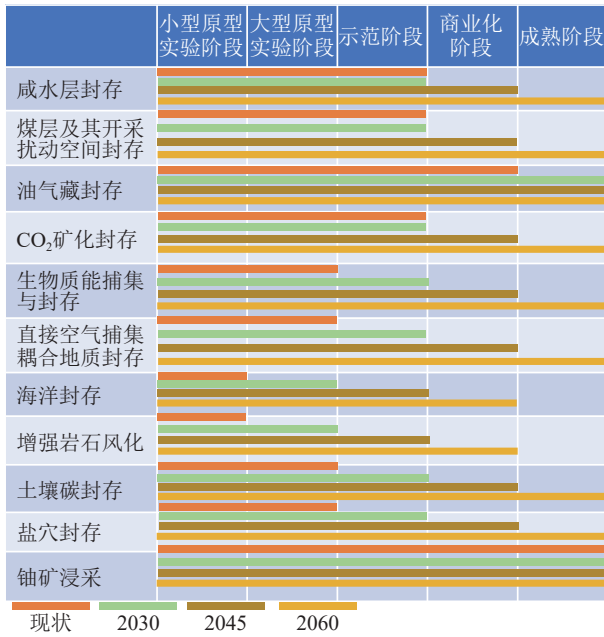


图3 代表性CO₂地质封存与利用技术类型及发展阶段^[25-26]

Fig. 3 Representative types and development stages of CO₂ geological storage and utilization technologies^[25-26]

容量评估、注CO₂驱替CH₄机理、多源数据监测下的封存稳定性评估等多维度研究体系,但该技术从实验室走向工程应用的过程中仍面临诸多挑战。基于国内外典型示范工程的实践经验,结合最新研究成果,本文对CO₂-ECBM技术在科学层面的研究进展进行了系统梳理与分析。

1.1 煤层CO₂封存机制

当前,CO₂地质封存项目多集中于咸水层,其相关理论与技术体系相对成熟^[8]。而煤层因其特殊的气体吸附性,展现出不同于咸水层的封存特性,如图4所示,主要包括以下5种机制:

(1) 吸附封存是煤层封存CO₂的主要方式^[28]。CO₂分子进入煤基质孔隙后,通过范德华力或化学键吸附于基质表面。煤层孔隙结构复杂且微孔丰富,吸附位点较多,使其具有较强的吸附能力。在高压低温的条件下,CO₂的吸附能力会进一步增强。然而,煤层中原有的CH₄和水分会与CO₂产生竞争吸附,CO₂因吸附能力较强可优先置换出CH₄,而水分则通过氢键作用占据吸附位点,抑制CO₂的吸附量。

(2) 毛细(残余气)封存是依靠毛细管力将CO₂封存在煤层孔隙和裂隙中的封存机制。注入的CO₂被毛细管力束缚于煤层的孔喉结构中,形成不可自由迁移的残余气泡^[28-29]。煤层孔隙喉道的大

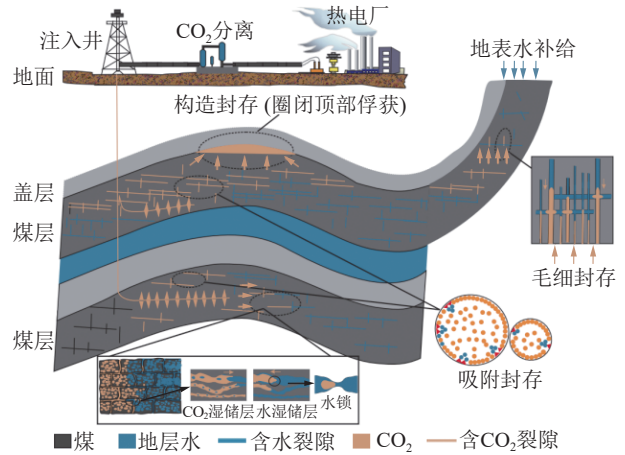


图4 煤层CO₂地质封存机理示意^[28]

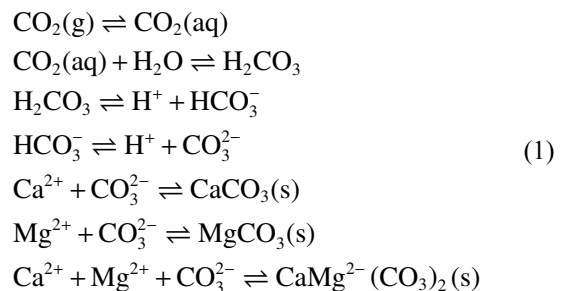
Fig. 4 Coal-gas-water interactions for geological storage of CO₂ in coal seams^[28]

小、形状及煤层水的润湿性等因素均会影响毛细封存效果。

(3) 构造圈闭封存是通过将CO₂注入低渗透或致密盖层下方的煤层中,利用背斜、断层等构造圈闭实现CO₂封存。盖层的渗透性、厚度和完整性是决定封存安全性与持久性的关键因素。

(4) 溶解封存是由于部分CO₂溶解于煤层水中形成碳酸,进而通过降低游离CO₂浓度并抑制其再次逸出,从而实现长期封存^[30]。其效果受水体pH值、矿化度、水动力条件及温压环境等因素共同制约。其中,温度和压力是影响CO₂溶解度的关键因素,较高的压力和较低的温度均有利于提升CO₂的溶解度。

(5) 矿化封存则是溶解状态下的CO₂与煤层水中存在的多种不同的二价金属阳离子(如Ca²⁺、Mg²⁺等)反应,从而形成方解石(CaCO₃)、菱镁矿(MgCO₃)和白云岩(CaMg(CO₃)₂)等稳定的碳酸盐矿物,从而实现永久封存。该过程中涉及的地球化学反应如下所示:



矿化封存效果主要取决于煤层中矿物质的种类和含量,以及反应条件(温度、压力和pH值)^[8]。

从作用时间顺序上看, 各机制依次为: 构造封存 < 吸附封存 < 毛细封存 < 溶解封存 < 矿化封存; 而按封存安全性排序则为: 矿化封存 > 溶解封存 > 毛细封存 > 吸附封存 > 构造封存^[29, 31]。不同 CO₂ 封存方式封存比例随时间的变化^[31] 如图 5 所示。

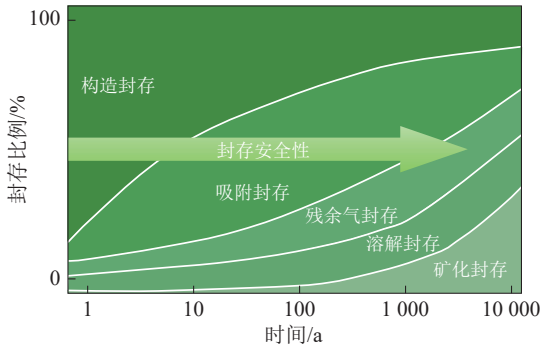


图 5 不同 CO₂ 封存方式封存比例随时间的变化^[31]
Fig. 5 Change in storage ratio of different CO₂ storage methods over time^[31]

1.2 煤层地质封存容量评估

煤层地质封存容量评估是确定 CO₂ 封存潜力的关键手段, 为 CO₂ 地质封存项目的规划、设计和实施提供重要依据^[20, 32-33]。该评估依赖于煤层埋深、厚度、孔渗性、煤质特性、构造条件等地质参数。目前, 用于估算不可开采煤层中 CO₂ 封存储量的通用方法主要有以下 4 种^[16, 21, 32]。

(1) CSLF 法 (Carbon Sequestration Leaders Forum): 由碳封存领导人论坛提出, 假设 CO₂ 能够占据与开采煤层气相同的体积空间, 结合储层原位条件下的 CO₂ 密度、封存层中的残余气以及含水量等参数, 估算封存 CO₂ 的质量^[34]。CSLF 方法操作简便, 数据易得, 但仅考虑了空间体积和吸附容量, 未纳入 CO₂ 溶解、运移和矿化等动态过程, 存在一定局限性。其计算公式为

$$M_{CO_2} = P_{PGI} \rho_g R_E \quad (2)$$

式中, M_{CO_2} 为 CO₂ 封存量, kg; ρ_g 为 CO₂ 密度, kg/m³; P_{PGI} 为煤层可产气量, 是煤储层体积、煤密度、甲烷含量、完成率、采出率的乘积, m³; R_E 为 CO₂ 与 CH₄ 的体积置换比。

(2) DOE 法: 美国能源部 (DOE) 的方法基于封存储层的地质参数 (如孔隙度、渗透率、厚度等), 计算封存层的有效容积, 进而结合 CO₂ 密度和注入压力估算 CO₂ 的封存量^[35]。该方法考虑了地质因素对封存容量的影响, 评估结果更准确, 但计算过程

复杂, 需大量地质数据和数值模拟支持。其计算公式为

$$M_{CO_2} = \rho_g A_{coal} h (V_a + V_f) E \quad (3)$$

式中, A_{coal} 为目标煤层面积, m²; h 为目标煤层厚度, m; V_a 为单位体积煤的 CO₂ 吸附量, kg; V_f 为单位体积煤中 CO₂ 游离量, kg; E 为 CO₂ 储层的有效因子, 包括煤中 CO₂ 封存的适用性、吸附能力、浮力特征、运移能力、饱和吸附量等。

(3) 多机制叠加法: 综合考虑吸附、溶解、游离等多种机制, 估算 CO₂ 总封存量^[21], 适用于精细化评价。其计算公式为

$$M_{CO_2} = M_v + M_w + M_{ads} + M_a \quad (4)$$

式中, M_v 为煤层中游离态 CO₂ 质量, kg; M_w 为煤层中溶解态 CO₂ 质量, kg; M_{ads} 为目标区煤的剩余探明地质储量中总的 CO₂ 吸附量, kg; M_a 为目标区煤的新增探明地质储量中总的 CO₂ 吸附量, kg。

(4) 简化 CSLF 法: 将封存量与煤层气资源量及采出率进行简化关联^[21], 忽略了储层物性、流体运移和地球化学效应等关键影响因素。其计算公式为

$$M_{CO_2} = 0.1 \rho_g G R_f R_E \quad (5)$$

式中, G 为煤层气资源量; R_f 为煤层气采出率。

尽管传统的 CO₂ 地质封存量评估方法在盆地级与区域级评估中得到了广泛应用, 但由于参数不确定性、储层非均质性及吸附、溶解、矿化等多种封存因素考虑不全, 估算结果差异较大^[32]。鉴于我国复杂的地质背景以及各大盆地储层参数的显著差异, 建立适用于不同盆地特征的评估方法仍是未来研究的重点方向。

1.3 注入压力动态调控机制

在 CO₂ 注入过程中, 强吸附效应会诱发煤基质膨胀, 导致渗透率迅速降低, 影响 CO₂ 持续注入与 CH₄ 开采^[36]。煤层作为一种双重孔隙-裂隙介质, 其内部的孔隙、裂隙和层理等结构, 在受力过程中表现出复杂的变形和强度特性。当注入压力过高或作用时间过长时, 煤岩基质会发生塑性变形, 进一步加剧渗透率的退化^[37]。而过载注入甚至可能会诱发剪切滑移型微震事件, 导致煤层盖层裂隙扩展和井筒损坏, 严重威胁封存的安全性^[38]。为缓解上述问题, 研究者提出了多种注入优化策略, 如脉冲式注入、间歇式注入以及 CO₂ 与 N₂ 交替注入等, 但这些方法的实际效果因煤层地质条件的不同而

存在显著差异^[39]。例如, 脉冲式注入可在一定程度上缓解煤层的塑性变形, 从而提高渗透率; 而与 N₂ 交替注入则通过降低煤层膨胀程度, 减缓渗透率的衰减速度。然而, 在实际应用中, 针对不同煤层地质条件, 如何选择最优注入方式并实时调控注入参数, 仍是亟待深入研究的关键问题^[24]。

1.4 CO₂ 驱替 CH₄ 效率的影响因素

CO₂-ECBM 技术的驱替效率受煤层物理性质、气体竞争吸附机制及注入条件等多因素的综合影响。煤层自身的低渗透性、复杂孔隙结构以及煤体吸附膨胀变形等特性均会限制 CO₂ 的运移能力, 从而降低驱替效率^[40]。为解决这些问题, 研究者建立了综合考虑煤层各向异性、非均质性、竞争吸附、热流固耦合效应以及渗透率演化的数值模型, 初步揭示了 CO₂-ECBM 过程中煤储层内吸附场、渗流场、温度场和应力场之间的动态耦合演化规律^[37, 41-44], 当前研究正逐步将化学场纳入多场耦合体系。渗透率是控制 CO₂-ECBM 驱替效率的核心参数。CO₂ 驱替 CH₄ 过程中存在 2 类相互竞争的物理-化学作用: CO₂ 吸附诱发煤基质膨胀, 降低渗透率; 而 CO₂-H₂O 流体的地球化学反应通过溶解矿物组分, 增强孔隙连通性, 从而提高渗透能力。然而, 这 2 种机制的竞争关系与动态平衡尚未明确, 现有模型多未能充分考虑矿物组分、含量及微观结构在反应过程中的动态演化, 限制了化学-力学-渗流全耦合行为的准确表征。此外, 研究表明, 适度提高注入压力可以增加煤基质表面的活化能, 促进 CO₂ 与 CH₄ 的接触, 从而提高 CH₄ 的产出效率和 CO₂ 储存量。温度上升可以活化气体分子, 使 CH₄ 更容易解吸, 为 CO₂ 提供更多吸附位点^[45]。然而, 随着温度的升高, CH₄ 产出量与 CO₂ 储存量的差值趋于减小^[45]。此外, 注入速率直接影响 CO₂ 的分布与接触时间, 合理调控注入速率能够确保 CO₂ 与煤层充分接触, 进而提升驱替效率^[46]。然而, 注入压力、温度、注入速率、含水率、渗透率等多因素间存在复杂的交互作用, 其对驱替效率的影响机制尚未完全明确, 成为提高驱替效率的技术瓶颈^[41]。同时, 增强煤层对 CO₂ 的吸附能力也是关键问题之一, 这不仅取决于煤层本身的物理化学性质, 还与 CO₂ 的注入状态和方式密切相关^[41]。

1.5 煤层 CO₂ 封存的结构稳定性及其监测评估

煤层对 CO₂ 的长期封存能力受孔隙度、含水率、

pH 值、矿物成分及温压环境等因素影响, 这些因素引发力学-渗流-温度-化学多场耦合作用, 进而影响储(盖)层力学性质和渗透性能, 可能会导致储层破裂、盖层破坏、井筒失效、断层滑动等地质体结构失稳, 最终形成 CO₂ 泄漏^[47-49], 如图 6 所示。因此, 为确保 CO₂ 地质封存的安全性和有效性, 必须进行长期、系统的安全监测。

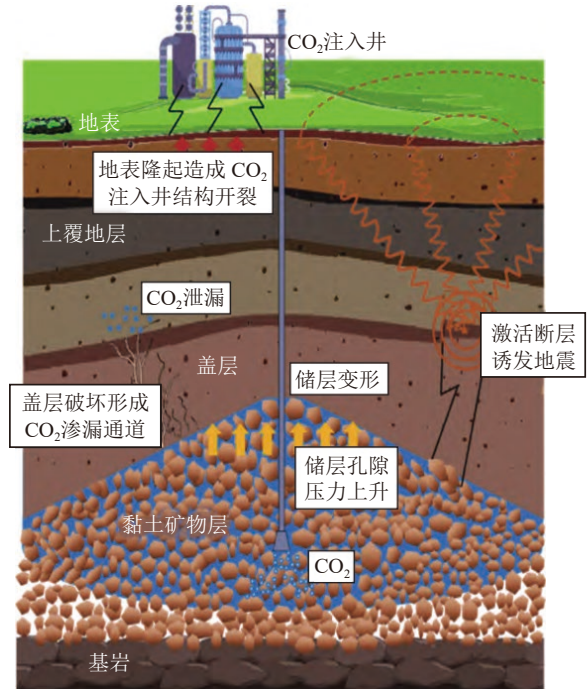


图 6 CO₂ 注入诱发的力学问题^[50]

Fig. 6 Geomechanical issues induced by CO₂ injection^[50]

地球物理监测技术是保障封存安全的重要手段, 可实时监测 CO₂ 的运移、分布及潜在泄漏情况。常用的监测手段包括微震监测、时移地震、重力监测、电阻率层析成像和合成孔径雷达等^[22], 具体见表 3。然而, 现有监测多侧重于环境层面的影响评估, 针对煤层封存 CO₂ 后地质体结构稳定性的长期监测研究较少^[22, 50-52]。尽管已开发了多参数、多尺度监测体系, 但仍存在诸多问题: ① 监测时间短, 无法全面反映长期稳定性; ② 监测数据在空间和参数上覆盖有限, 部分项目仅追踪基本指标, 忽略矿物转化等关键信息; ③ 现有监测技术存在精度不足、维护成本高、数据实时性差等问题, 难以满足长期、高效、低成本、精准化的监测需求。这些问题不仅增加了监测难度和成本, 还制约了对 CO₂ 封存状态及时、准确评估, 进而对封存安全性和环境风险的长期管理构成挑战。如何借助先进的数据分析技

表3 CO₂封存效果的监测技术^[22]
Table 3 Main monitoring methods for CO₂ leakage^[22]

监测位置/ 类型	监测方法	监测内容
地表以下	压力监测	封存蓄积层压力/上层渗透层压力
	电磁性能监测	地下水电导率/断层扫描
	热导性能监测	水平测井温度分布
	CO ₂ 剩余饱和度	地质层 CO ₂ 剩余饱和度
	声学传感器	偶极声纳成像
	电力势能监测	CO ₂ 剩余饱和度变化引起的自电位变化
	pH 测量传感器	地下水 pH
	生态系统/生物学监测	植被/微生物变化
	地球化学效应监测	地下矿物质溶解、迁移和沉降变化
	红外气体分析仪	大气 CO ₂ 浓度
地表以上	长程开放路径红外探测和调制激光	给定长度路径上 CO ₂ 的累积浓度
	涡量相关监测	环境 CO ₂ 通量
	集气室检测	土壤气体中 CO ₂ 的集聚速率
	激光雷达	激光探测大气, 扫描封存区域
	示踪剂追踪监测	环境示踪气体泄漏
	测井微震	封存地质层扫描
	氧气/二氧化碳比率	封存前后大气 O ₂ 、CO ₂ 浓度及比率
	超光谱成像检测	植被种群生长健康
	无线传感器监测	大气表层 CO ₂ 浓度

术, 快速、精准地从海量监测数据中筛选风险信号, 并高精度预测 CO₂ 在复杂地质环境中的运移与泄露路径, 已成为制约 CCS 技术大规模应用的关键瓶颈^[22, 53-54]。

2 CO₂-ECBM 应用层面研究进展

CO₂-ECBM 技术在国际上起步较早, 已有多个示范项目验证了其工程可行性与技术潜力, 积累了较为丰富的实践经验^[55]。美国圣胡安盆地 Allison 项目作为早期代表工程之一, 累计向煤层注入 33.6 万 t CO₂, 使得煤层气产量提高约 3 倍, 验证了其技术可行性。该项目虽未量化 CO₂ 封存量, 但其良好的增产效果有力证实了 CO₂ 注入对煤层气开发的促进作用^[56]。加拿大 Fenn Big Valley 试验通过 3 个阶段的单井吞吐试验, 系统评估了 CO₂-ECBM 技术的增产效果: 第一阶段注入 CO₂、CH₄ 和烟道气, 初步验证了该技术可行性; 第二阶段在 Mannville

组煤层中进行 CO₂ 与烟气混合注入试验, 首次注入 201 t 纯 CO₂ 后, CH₄ 产量提升 147%, 但因渗透率大幅下降, 改用含 87%CO₂ 的烟气进行注入以恢复渗透率; 第 3 阶段采用 CO₂-N₂ 交替注入技术, 结果表明混合注入策略可有效改善煤层渗透性, 进一步提升增产效果^[57]。

波兰 Silesian 盆地的 RECOPOOL 项目在试验初期以 20 t/d 的速率向煤层注入液态 CO₂, 然而由于吸附膨胀作用, 渗透率由 1.5 mD 骤降至 0.05 mD, 降幅高达 96.7%, 注入过程受阻。经过水力压裂改造, 渗透率恢复至 1.3 mD, 实现了 12~15 t/d 的连续注入, 累计注入 760 t 液态 CO₂, 其中 89.5% 实现有效封存, 尽管 CH₄ 采收率未达预期, 但仍有较大提升^[58]。日本 Ishikari 盆地试验同样表明, CO₂ 注入可有效提高煤层气产量, 但煤基质膨胀导致的渗透率衰减仍是制约注入能力的重要因素^[59]。

相较而言, 我国在 CO₂-ECBM 领域起步较晚, 但发展迅速, 试验规模和技术水平不断提升^[55, 60]。中联煤层气有限责任公司联合加拿大 ARC 公司, 在沁水盆地南部 TL-003 井开展了国内首个煤层 CO₂ 微型先导性注入试验。通过间歇式注入液态 CO₂ 共 192.8 t, 该井日产气量由 218~824 m³/d 稳定增至 1 015~1 231 m³/d, 试验 2 年后日产仍维持在 1 200 m³/d, 显示出良好的增产持续性。此后, 在柿庄北区块 SX-001 井的深部煤层试验中, CO₂ 注入使 CH₄ 产量增至原产量的 2.45 倍, 烃类气体置换效率为 14.18 cm³/g, CO₂ 置换总量为 19.746 m³/t, 置换比为 0.718, 显示出良好的 CH₄ 采收和 CO₂ 封存协同效益 (图 7)。尽管试验初期储层渗透率有所降低,

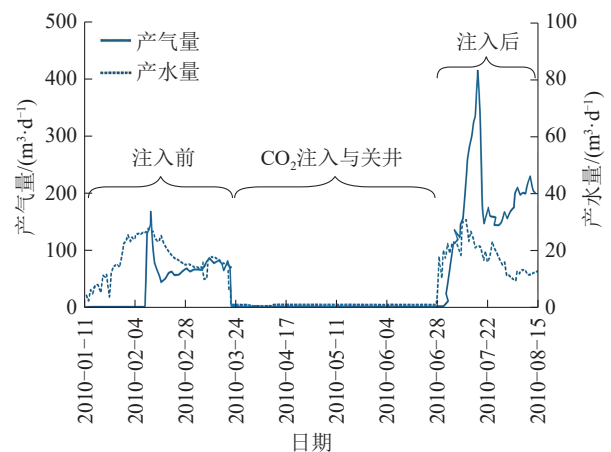


图7 柿庄北区块 SX-001 井微型先导性试验前后产气量变化^[62]

Fig. 7 Variations in gas and water production of well SX-001 in the Shizhuangbei Block before and after the micro-pilot test^[62]

但经排采后可恢复甚至提高^[55, 61-62]。

中联煤层气有限责任公司还在鄂尔多斯盆地柳林区块开展了多分支水平井 CO₂ 注入试验。结果显示, 水平井布置显著提高了 CO₂ 注入率, 但井筒内煤粉堵塞在一定程度上限制了 CH₄ 的置换效果^[60]。随后, 在柿庄北区块实施的深煤层井组注入现场试验进一步表明, 注入完成一年后平均日产气量较注入前提升 25%, 达到 500 m³/d, 验证了井组注入相较单井注入在提升煤层气产量方面的明显优势^[62-63]。在 TS-634 井组进行的 CO₂ 驱煤层气现场

试验中, 采用阶梯式增注与限压注入相结合的优化工艺, 在 150 d 内累计注入 CO₂ 达 2 001.04 t, 注入过程稳定顺利, 进一步证明注入工艺优化对提升驱替效率具有显著效果^[39]。

综上所述, CO₂-ECBM 技术在煤层气增产和 CO₂ 地质封存方面均展现出广阔的发展潜力。然而, 当前工程实践规模仍偏小, CO₂ 注入效率亟待进一步提升, 封存总量和 CH₄ 增产效果尚有较大优化空间^[55, 64]。但相关试验积累的宝贵经验, 为技术的后续规模化推广奠定了基础。

表 4 代表性 CO₂-ECBM 工程^[65]
Table 4 Major CO₂-ECBM demonstration projects worldwide^[65]

工程位置	注入时间	CO ₂ 注入量	井口布置/监测手段	国家
柿庄南煤层气区块 ECBM 工程, 沁水盆地	2004.4—2004.6	192.8 t/13 d	单井间歇式/水化学、气体组分	
柿庄北煤层气区块 ECBM 工程, 沁水盆地	2010.4—2010.5	233.6 t/17 d	单井间歇式/压力、气体组分	
柳林煤层气区块 APP-ECBM 工程, 鄂尔多斯盆地东缘	2011.9—2012.2	460 t/70 d	多分支水平注入井 1 口, 监测井 1 口	中国
柿庄北煤层气区块多组注入工程, 沁水盆地	2013—2015	4491 t/460 d	注入井 3 口、生产井 8 口/瞬变电磁, 水样	
柿庄南煤层气区块 ECBM 工程, 沁水盆地	2019—至今	未知	注入井 1 口、生产井 8 口	
Allison 试验场, 圣胡安盆地	1995.4—2001.8	336000 t	注入井 4 口, 生产井 16 口, 压力监测井 1 口	
Pump 峡谷, 圣胡安盆地	2007.7—2009.5	16669 t	注入井 1 口, 生产井 3 口	
Tanquray 农场试验, 伊利诺伊盆地	2008 夏	92.1 t	注入井 1 口, 监测井 3 口	
Virginia, 阿巴拉契亚盆地中试验	2009.11—2009.2	约 900 t	注入井 1 口, 生产井 7 口	美国
褐煤区块有效性试验, 威利斯顿盆地	2009.3	90 t/16 d	注入井 1 口, 监测井 4 口	
黑武士盆地, 亚拉巴马州	2010.6—2010.8	225 t	注入井 1 口, 水力压裂, 监测井 3 口	
Marshall, 阿巴拉契亚盆地北部, 西弗吉尼亚州	2009.9—2013.12	4500 t	水平注入井 2 口, 相邻生产井若干	
Ruchanan 县, 阿巴拉契亚盆地中部, 弗吉尼亚州	2015.7—2015.8	1470 t	注入井 3 口	
FBV 4A 微型先导试验工程, Fenn—Big 区, 阿尔伯塔省	1998	201 t	注入井 1 口	加拿大
CSEMP, Alber Flats, 阿尔伯塔省	2006.6	2 次注入, 注入量未知	未知	
RECOPOL, Kaniow, Silesian 盆地	2004.8—2005.5	692 t	注入井 1 口, 生产井口	波兰
Yubari, ishikari 盆地, 北海道	2004.7—2007.9	约 800 t	注入井 1 口, 生产井口	日本

3 CO₂-ECBM 政治经济层面研究进展

CO₂-ECBM 技术的成本主要集中在 CO₂ 捕集、运输和注入等环节, 其中高能耗和设备投资是限制其大规模推广的核心瓶颈。运输方式在成本控制中尤为关键: 管道适合大规模、长距离项目, 但建设投入巨大; 而罐车运输灵活, 适用于中短途或分散化项目, 却不利于长期经济性。因此, 通过优化源汇匹配和运输网络设计, 可在一定程度上降低整体成本。同时, 注入井建设与长期维护也构成重要支出, 合理的注入与封存策略不仅关系到效率提升, 也影响全生命周期成本。

在收益方面, CO₂-ECBM 技术兼具“资源开发”与“碳减排”双重价值: 一方面, 通过提高煤层气采收率可延长气井寿命并增加煤层气销售收益; 另一方面, 作为典型负排放路径, 其减排量可进入碳交易市场, 带来额外经济回报。随着碳市场的完善和煤层气开发潜力的释放, 该技术的商业化前景正在逐步增强。

在全球碳减排背景下, 政策推动是 CO₂-ECBM 技术推广的重要保障。其中, 碳交易市场机制是控制温室气体排放、促进碳封存技术应用及实现“双碳”目标的核心经济工具, 其有效运行依赖于市场

主体间的合作与制度设计的科学性。近年来,中国相继出台《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》《2030年前碳达峰行动方案》及《碳排放权交易管理暂行条例》等政策文件,明确了全国碳市场建设路径^[66]。自2011年设立8个省市碳排放权交易试点以来,中国已形成“1+8+1”市场格局,但在体系完整性、覆盖度、协同性及活跃度等方面仍有不足^[66-67]。研究表明,及时、透明、合理的政策发布有助于稳定碳价、提升市场信心^[68]。中国正积极推进《碳捕集、利用与封存(CCUS)项目温室气体减排量化和核查技术规范》的制定。未来应通过扩大行业覆盖范围、将CCUS项目减排量纳入碳交易体系、建立统一的核算方法及优化配额分配机制^[69],增强碳市场对CO₂封存项目的激励作用;同时,加强监管、防范价格投机与碳泄漏,并推动企业参与国际碳市场交易,以拓展收益空间。

财政税收政策同样在降低项目成本、提高经济可行性方面具有关键作用。政府可通过增值税优惠、企业所得税抵扣及差异化财政补贴等方式,降低建设与运营成本,尤其是在前期投资阶段缓解企业资金压力。针对高成本项目,可利用碳配额拍卖收益实施定向补贴,避免公共资源浪费,并引导资金投入减排潜力高的项目。从国际经验看,欧美国家对CCUS技术的政策支持体系较为成熟,涵盖直接资金支持、碳减排税收抵免及碳税反向激励等多种手段。例如,美国通过《45Q 税收抵免法案》及《通胀削减法案》(Inflation Reduction Act, IRA)为碳捕集企业提供长期税收优惠;欧盟碳排放交易体系(EU ETS)与英国设立的“CCS 基础设施基金”,共同构成了推动区域低碳转型的重要政策组合。前者通过市场机制激励减排,并为绿色项目创造资金渠道;后者以定向财政投入支持碳捕集与封存基础设施建设,两者在欧盟整体碳中和目标的引领下,有效促进了跨产业链的协同发展与技术融合。当前,我国碳排放权交易市场仍处于建设完善期,交易机制、价格发现功能及监管体系均有待健全。对于CO₂强化煤层气开采等地质利用与封存项目,可在满足封存有效性核查要求的前提下给予资源税减征优惠。为防止补贴政策导致市场集中度过高,应在补贴力度与公平竞争间保持平衡,鼓励中小企业参与技术研发与示范应用^[70]。

此外,在CO₂-ECBM技术领域,知识产权保护

对推动煤层气增产与碳封存协同技术发展具有关键作用。建议构建涵盖超临界CO₂注入、裂隙监测、矿化封存等核心技术的专利池,建立行业标准许可模式。通过搭建CCUS领域知识产权交易平台,推动压裂增渗、封存监测等关键技术市场化应用。需在技术保护与行业共享间保持平衡,既保障企业研发投入收益,又促进煤层气开发区块间的技术交流。同时,应积极参与国际碳封存技术联盟,推动CO₂-ECBM技术标准的国际互认,通过联合研发、技术许可等合作模式,加速我国企业在全域碳减排技术市场的布局,提升在深部煤层碳封存领域的国际话语权与竞争力。综上,CO₂-ECBM技术的推广需要经济可行性与政策环境的双重保障。通过优化成本结构、提升碳市场激励作用、完善财政税收支持体系及加强知识产权保护,可有效降低投资风险、增强商业化潜力,并为实现碳中和目标提供坚实的政治经济支撑。CO₂-ECBM政治经济层面研究进展如图8所示。



图8 政治经济层面研究进展

Fig. 8 Research progress at the political and economic level

4 研究热点与未来展望

4.1 中英文研究热点聚类分析

为系统分析近年来CO₂-ECBM领域的研究热点与发展脉络,笔者以中国知网(CNKI)和Web of Science核心合集数据库作为数据来源,检索2014—2024年间以“CO₂-ECBM”为检索词的中英文文献。关键词作为反映文献核心内容的重要信息,其高频出现往往意味着研究关注的重点。利用VOSviewer软件进行关键词聚类分析,结果显示中英文文献在研究聚焦上存在一定差异,如图9所示。

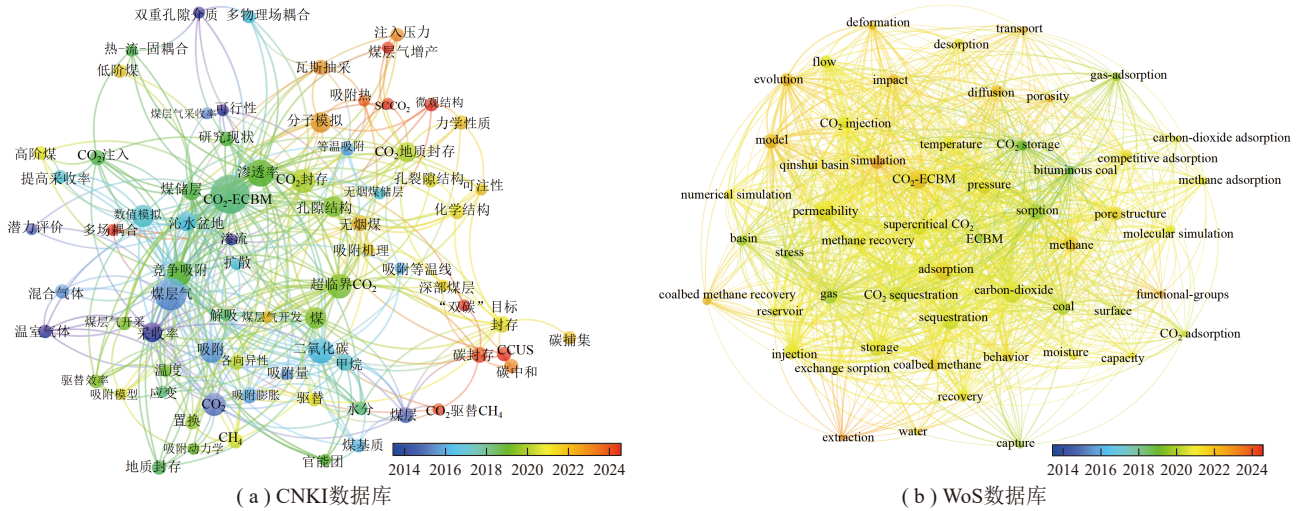


图 10 CNKI 与 WoS 数据库中 CO₂-ECBM 研究关键词演化图谱 (2014—2024 年)

Fig. 10 Keyword evolution map of CO₂-ECBM research in CNKI and WoS databases (2014—2024)

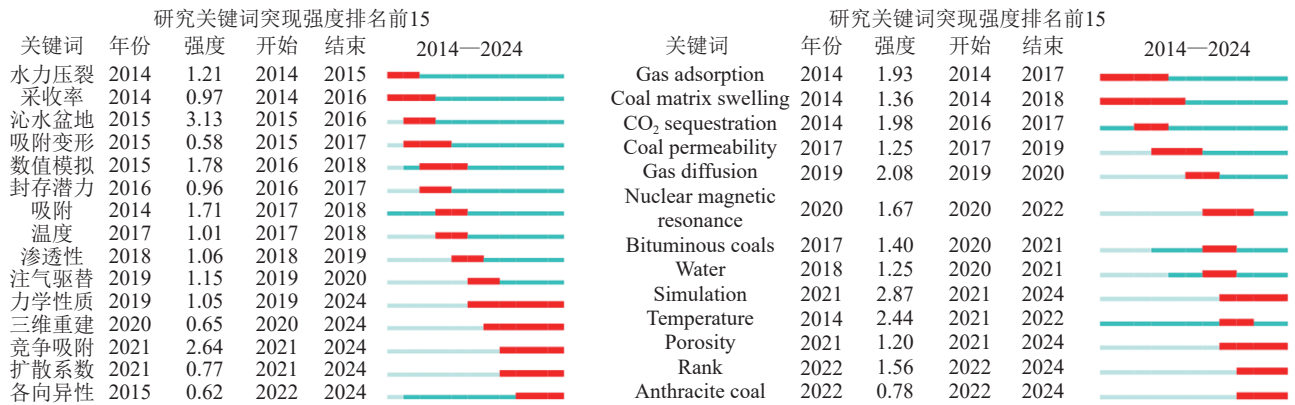


图 11 CNKI 与 WoS 数据库中 CO₂-ECBM 研究关键词突现强度排名前列的关键词 (2014—2024 年)

Fig. 11 Top keywords by emergent strength in CO₂-ECBM research from CNKI and WoS databases (2014—2024)

“采收率”为最早突现词,反映早期研究侧重通过增透工艺增产煤层气;而“力学性质”作为持续时间最长的突现词,表明其在研究周期中始终占据核心地位。与此同时,近两年突出的关键词还包括“三维重建”、“竞争吸附”、“扩散系数”以及“各向异性”,显示当前研究已深入到微观吸附行为与煤岩响应机制的精细化探索阶段。英文文献的分析结果显示,突现词“Coal matrix swelling (煤基质膨胀)”为持续时间最长的突现词,表明其在 CO₂ 驱替过程中的重要性长期受到关注。而“Simulation (模拟)”和“Porosity (孔隙度)”作为自 2021 年出现后持续保持高热度的突现词,分别代表当前主流的研究手段与核心量化参数。此外,“Rank (煤阶)”和“Anthracite coal (无烟煤)”在近两年内持续出现,凸显了不同煤阶条件下甲烷赋存与驱替行为研究的持续热度。

整体可见,中英文文献在研究视角和方法上有

所差异。中文研究更注重工程背景下的煤层响应与结构变化,强调实际应用场景与物理响应过程的紧密联系;而英文研究则倾向于构建理论模型与数值模拟方法的综合运用,强调多场耦合机制的量化表达。

4.4 未来展望

近年来,煤层 CO₂ 封存与煤层气强化开采的研究进展迅速,但在系统性研究方面仍存在不足,尤其在封存场所筛选、CO₂ 高效注入以及长期封存安全性评价等关键环节,亟待加强研究。未来,需突破渗透率时变效应与长期封存安全验证等关键问题,以推动技术的规模化应用^[5]。同时,通过技术优化、政策支持和市场激励,加快该技术的商业化推广。CO₂-ECBM 技术的进一步发展应聚焦于以下几个方面:

(1) 煤层特性与 CO₂ 注入效果的区域适应性

研究。部分 CO₂-ECBM 项目初期因未根据地质条件调整注入参数, 导致注入效果不理想, 而后期通过优化注入压力和速率显著提升了效果^[60]。这表明, 技术推广时需因地制宜, 结合煤层地质特征灵活制定封存方案。不同地区煤层在成分、结构、孔隙度和渗透率等方面存在显著差异, 这些差异决定了 CO₂ 在煤层中的存储能力和运移规律, 直接影响 CO₂ 的注入效果与甲烷置换效率。因此, 亟须开展区域适应性研究, 系统分析不同地质条件下煤层的封存潜力, 优化注入策略, 提高技术适配性。

(2) 煤层压裂增透及 CO₂ 高效注入技术。深部煤层通常具有高应力梯度、低渗透率和强压缩性, 有效应力升高会使渗透率指数衰减, 且 CO₂ 注入会诱发基质膨胀, 限制其可注性, 这是制约 CO₂-ECBM 技术发展的关键因素。常规水力压裂技术因对煤层伤害大、难以形成复杂裂缝网络, 限制了煤层渗透性的有效提升, 进而影响 CO₂ 注入量和封存效果^[36, 71]。相比之下, 超临界 CO₂ 压裂凭借其强扩散性和低黏度, 可更高效地渗透至微小孔隙, 促进裂隙扩展, 减少煤层损害^[72-74]。因此, 需深入研究超临界 CO₂ 压裂诱导复杂裂缝的起裂和扩展机制, 包括压裂裂缝与天然裂缝的交互规律、裂缝的支撑与自支撑机制, 地球化学反应与吸附作用以及热应力与相变的协同作用等^[73, 75-76]。在上述机理研究的基础上, 建立适应不同煤体结构及地应力场条件的压裂方案, 精确优化注入压力、注入速率和 CO₂ 总注入量等关键操作参数^[77]; 进一步发展优化如脉冲式注入、间歇式注入等多种注入策略, 通过动态

调整注入模式, 有效提升 CO₂ 在煤储层中的可注性及后续的煤层气采收率。

(3) 多场耦合作用下 CO₂ 多尺度运移机理。CO₂ 在煤层中的运移涉及纳米孔隙吸附、微裂隙渗流和宏观裂缝扩展, 受温度场、压力场、地应力场和化学场等多物理场耦合作用调控^[42, 78]。现有模型难以统一描述这些复杂过程, 且因简化关键耦合机制, 难以准确表征这些复杂耦合机制。尤其在深部煤层中, 超临界 CO₂ 与煤层的相互作用复杂且尚未完全探明, 而地下岩层的地质结构、理化性质、渗透性、含水率和温度等因素进一步增加了 CO₂ 封存和运移机制的复杂性^[79]。关于 THM 之间的交叉耦合作用已形成初步认识, 与化学场之间的耦合也正在积极尝试, 其中涉及到的 CO₂-H₂O 系统与矿物的作用机理是该耦合效应的重点。此外, 如图 12 所示, 为系统揭示 CO₂ 在煤层中的跨尺度运移机制, 亟需构建分子—孔隙—裂隙—储层四级嵌套的 THMC 全耦合框架: 在分子尺度, 应用分子动力学与密度泛函理论量化超临界 CO₂ 与煤大分子网络的吸附位能、扩散系数及诱导塑性变化^[39, 80-83]; 在孔隙尺度, 结合三维 CT 数字岩心与格子 Boltzmann 方法, 耦合动态吸附层模型计算纳米至微米级有效扩散系数; 在裂隙尺度, 运用离散裂缝网络与扩展有限元模拟天然裂缝-压裂裂缝交互及其应力-化学溶蚀耦合演化; 在储层尺度, 利用深度学习算法分析煤层气采收阶段的大规模、高维度储层现场复杂数据, 识别储层在不同注入条件下的响应规律, 建立注入参数 (如压力、温度) 与采收率之间的动态关联。最终

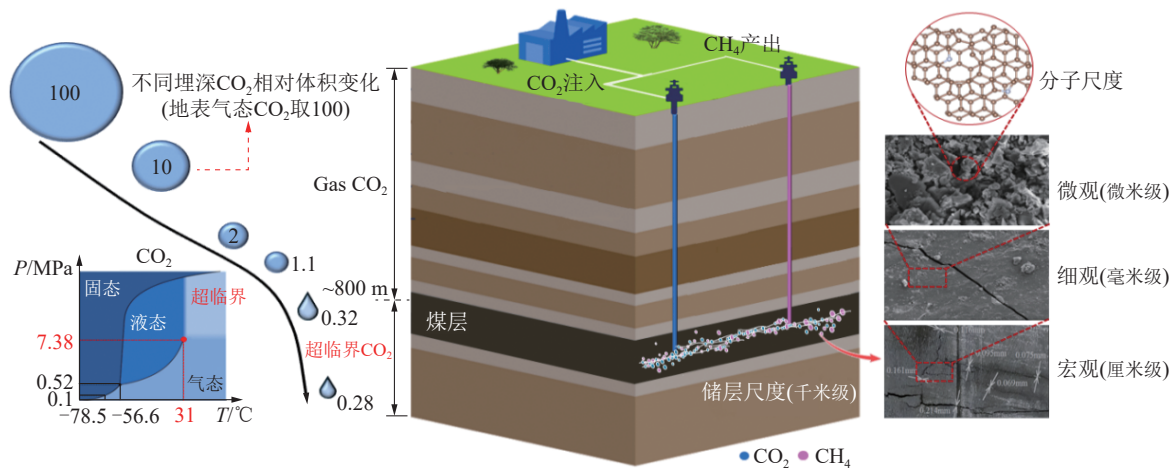


图 12 深部煤层 CO₂ 地质封存的多尺度运移^[84]

Fig. 12 Multi-scale migration of CO₂ geological storage in deep coal seams^[84]

通过 TOUGH、COMSOL Multiphysics 等软件平台实现热-流-固-化四场耦合求解, 精确刻画 CO₂ 注入过程中煤层的变形、气体的运移和化学反应, 系统地揭示 CO₂ 在煤层中的运移机制, 为注入参数优化与封存安全评估提供一体化理论支撑^[84]。

(4) 监测预警与应急处理系统开发。深部煤层 CO₂ 地质封存技术开发需针对煤储层低渗透性、非均质性强和裂隙复杂等特点, 突破多场耦合下的风险动态感知与响应瓶颈。科学上, 需揭示超临界 CO₂ 与储层相互作用的失稳机制, 明确渗流通道形成临界判据, 建立多尺度灾变演化模型, 并量化断层活化、盖层破裂与井筒腐蚀的联动效应, 构建耦合的泄漏风险预测框架^[38, 53]。技术上, 要发展智能化监测设备, 如无线传感网络、光纤测温测压系统等, 提升数据传输和处理能力; 加强物探新技术开发, 利用三维地震、高精度电磁法等技术查明地质结构; 结合人工智能算法建立安全评估体系^[85]。技术突破方向包括: ①智能感知系统, 研发耐高温高压的光纤阵列与联合成像探头, 实现毫米级泄漏通道识别; ②多源异构数据融合, 构建数字孪生预警平台, 实时动态评估封存状态; ③自适应应急封堵技术, 研制多参数响应材料和纳米机器人封堵剂, 形成闭环控制体系; ④风险决策智能体, 建立动态优化模型, 实现泄漏量分级管控与自愈调控。同时, 亟须攻克多相流示踪精度提升和材料界面稳定性调控等共性技术难题, 推动系统从“被动响应”向“主动防御”转变^[86]。

(5) 推动 CO₂ 煤层封存技术的商业化与规模化应用。当前我国企业在 CCUS 节能减排方面的经济收益尚未充分体现, 需通过多项措施提升企业参与积极性与项目经济可行性^[50, 87]。首先, 通过直接财政资金支持, 降低企业投资风险与运营成本, 激发企业参与 CO₂-ECBM 项目的积极性。其次, 完善碳交易市场机制, 确保 CCUS 项目减排量合理定价与有效交易, 从而为企业额外提供经济激励, 促进碳市场与 CCUS 项目深度融合^[88]。同时, 对从事 CO₂ 煤层封存技术研发、应用和运营的企业, 给予税收减免或优惠政策, 减轻企业财务负担, 鼓励企业加大投入。此外, 我国尚缺乏完整的 CO₂ 地质储存法律法规, 从项目选址到后期监测的相关规范亟待健全, 以协调各方利益和要求。未来, 推广 CO₂-ECBM 技术应以技术优化、政策支持和商业模式创

新为核心, 加快示范工程建设, 优化成本控制策略, 建立封存监测与安全保障体系。随着碳中和目标的推进, CO₂ 煤层封存技术有望在全球能源结构调整和气候变化应对中发挥重要作用。

5 结 论

系统综述了深部煤层 CO₂ 封存与煤层气强化开采技术的研究进展与应用前景, 分析了其多种封存机制, 技术优势、成熟度及经济可行性, 并结合典型案例进行了深入探讨。主要结论如下:

(1) CO₂-ECBM 技术兼具能源增产与碳减排双重效益, 应用前景广阔。其封存机制多样, 包括吸附封存、毛细封存、构造圈闭封存、溶解封存和矿化封存, 这些机制相互配合, 可确保 CO₂ 长期稳定封存。该技术在提升资源采收率、增强封存潜力和维持地质稳定性方面优势显著, 为我国深部煤层气资源开发提供了新思路。

(2) 尽管 CO₂-ECBM 技术已在多个国家得到初步验证, 但其在工程实践中仍面临一系列挑战。首先, CO₂ 捕获、运输和注入成本高, 设备投入大、能耗高是其经济可行性的关键限制因素; 碳市场机制尚不完善, 进一步影响项目收益。其次, 煤层对 CO₂ 可注性差, CO₂ 注入易诱发煤基质膨胀, 导致渗透率降低, 影响注入和开采。此外, 封存安全性评估不足, 缺乏对封存场所的系统筛选和长期封存安全性的验证, 技术成熟度有待提高。

(3) CO₂-ECBM 技术的发展需聚焦于以下几个方面: 开展煤层特性与 CO₂ 注入效果的区域适应性研究, 因地制宜确定注入方案, 优化封存策略; 加强煤层压裂增透及 CO₂ 高效注入技术研发, 提升低渗透煤层的注入能力与封存效率; 构建多物理场耦合下 CO₂ 多尺度运移机制模型, 提升封存过程预测精度; 建立智能化监测预警与应急响应体系, 增强封存过程的风险防控能力。

(4) 应通过强化政策激励、加大财政支持、完善碳市场机制等措施, 推动 CO₂-ECBM 技术商业化落地与规模化发展, 提升企业参与意愿与经济效益, 助力 CO₂ 煤层封存技术在全球能源结构调整和应对气候变化中发挥重要作用。

参考文献 (References):

- [1] LEE H, CALVIN K, DASGUPTA D, et al. Climate

- change 2023: synthesis report: longer report[R]. Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2023.
- [2] 关大博, 中国碳核算数据库工作组. 新兴经济体二氧化碳碳排放报告 2024[R]. 北京: 中国碳核算数据库, 2024.
- [3] BEVACQUA E, SCHLEUSSNER C F, ZSCHEISCHLER J. A year above 1.5 °C signals that earth is most probably within the 20 year period that will reach the Paris Agreement limit[J]. *Nature Climate Change*, 2025, 15: 262–265.
- [4] ALI M, JHA N K, PAL N, et al. Recent advances in carbon dioxide geological storage, experimental procedures, influencing parameters, and future outlook[J]. *Earth-Science Reviews*, 2022, 225: 103895.
- [5] ZHANG Tao. Interpretation of the "Action Plan for Carbon Peaking before 2030"[J]. *Ecological Economy*, 2022, 38(1): 9–12.
- [6] RATHNAWEERA T D, RANJITH P G. Nano-modified CO₂ for enhanced deep saline CO₂ sequestration: a review and perspective study[J]. *Earth-Science Reviews*, 2020, 200: 103035.
- [7] LI Xiaochun, FANG Zhiming, WEI Ning, et al. Discussion on technical roadmap of CO₂ capture and storage in China[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2009, 30(9): 2674–2678.
- [8] PALANDRI J L, KHARAKA Y K. A compilation of rate parameters of water-mineral interaction kinetics for application to geochemical modeling[R]. US Geological Survey, 2004.
- [9] 蔡博峰, 李琦, 张贤. 中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)——中国CCUS路径研究[R]. 武汉: 生态环境部环境规划院, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 2021.
- [10] HAMZA A, HUSSEIN I A, AL-MARRI M J, et al. CO₂ enhanced gas recovery and sequestration in depleted gas reservoirs: a review[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 196: 107685.
- [11] 桑树勋. 二氧化碳地质存储与煤层气强化开发有效性研究述评[J]. *煤田地质与勘探*, 2018, 46(5): 1–9.
SANG Shuxun. Research review on technical effectiveness of CO₂ geological storage and enhanced coalbed methane recovery[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2018, 46(5): 1–9.
- [12] AMINU M D, NABAVI S A, ROCHELLE C A, et al. A review of developments in carbon dioxide storage[J]. *Applied Energy*, 2017, 208: 1389–1419.
- [13] 云箭, 覃国军, 徐凤银, 等. 低碳视角下中国非常规天然气的开发利用前景[J]. *石油学报*, 2012, 33(3): 526–532.
YUN Jian, QIN Guojun, XU Fengyin, et al. Development and utilization prospects of unconventional natural gas in China from a low-carbon perspective[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(3): 526–532.
- [14] 徐凤银, 李曙光, 王德桂. 煤层气勘探开发的理论与技术发展方向[J]. *中国石油勘探*, 2008, 13(5): 1–6.
XU Fengyin, LI Shuguang, WANG Degui. Development trend of CBM exploration and development theories and technologies[J]. *China Petroleum Exploration*, 2008, 13(5): 1–6.
- [15] MUKHERJEE M, MISRA S. A review of experimental research on enhanced coal bed methane (ECBM) recovery via CO₂ sequestration[J]. *Earth-Science Reviews*, 2018, 179: 392–410.
- [16] 桑树勋, 刘世奇, 朱前林, 等. CO₂地质封存潜力与能源资源协同的技术基础研究进展[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(7): 2700–2716.
SANG Shuxun, LIU Shiqi, ZHU Qianlin, et al. Research progress on technical basis of synergy between CO₂ geological storage potential and energy resources[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(7): 2700–2716.
- [17] BUSCH A, GENSTERBLUM Y. CBM and CO₂-ECBM related sorption processes in coal: a review[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2011, 87(2): 49–71.
- [18] TALAPATRA A. A study on the carbon dioxide injection into coal seam aiming at enhancing coal bed methane (ECBM) recovery[J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, 10(5): 1965–1981.
- [19] QIN Y, MOORE T A, SHEN J, et al. Resources and geology of coalbed methane in China: a review[J]. *International Geology Review*, 2018, 60(5/6): 777–812.
- [20] 刘延锋, 李小春, 白冰. 中国CO₂煤层储存容量初步评价[J]. *岩石力学与工程学报*, 2005, 24(16): 2947–2952.
LIU Yanfeng, LI Xiaochun, BAI Bing. Preliminary estimation of CO₂ storage capacity of coalbeds in China[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2005, 24(16): 2947–2952.
- [21] 孙腾民, 刘世奇, 汪涛. 中国二氧化碳地质封存潜力评价研究进展[J]. *煤炭科学技术*, 2021, 49(11): 10–20.
SUN Tengmin, LIU Shiqi, WANG Tao. Research advances on evaluation of CO₂ geological storage potential in China[J]. *Coal Science and Technology*, 2021, 49(11): 10–20.
- [22] 何学秋, 田向辉, 宋大钊. 煤层CO₂安全封存研究进展与展望[J]. *煤炭科学技术*, 2022, 50(1): 212–219.
HE Xueqiu, TIAN Xianghui, SONG Dazhao. Progress and expectation of CO₂ sequestration safety in coal seams[J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(1): 212–219.
- [23] 滕莹, 李佳洁, 刘颖, 等. 离岸CO₂地质封存适宜性评价与源汇匹配研究进展[J]. *华南师范大学学报(自然科学版)*, 2025, 57(1): 100–112.
TENG Ying, LI Jiajie, LIU Ying, et al. Research progress in off shore CO₂ geological sequestration: suitability eval-

- uation and source-sink matching[J]. Journal of South China Normal University(Natural Science Edition), 2025, 57(1): 100-112.
- [24] 王晓锋, 朱卫平. 注 CO₂ 提高煤层气采收率技术研究现状[J]. 资源与产业, 2010, 12(6): 125-129.
WANG Xiaofeng, ZHU Weiping. Reviews on CO₂ injection to increase coalbed methane recovery[J]. Resource & Industries, 2010, 12(6): 125-129.
- [25] 何满潮, 刘江峰, 张力为, 等. “双碳”背景下碳封存模式及技术路线图[R]. 北京: 中国科协全国学会服务国家战略专项咨询报告, 2025.
- [26] SU X, LIU S, ZHANG L, et al. Wellbore leakage risk management in CO₂ geological utilization and storage: a review[J]. Energy Reviews, 2023, 2(4): 100049.
- [27] LI X, WEI N, LIU Y, et al. CO₂ point emission and geological storage capacity in China[J]. Energy Procedia, 2009, 1(1): 2793-2800.
- [28] 姚艳斌, 孙晓晓, 万磊. 煤层 CO₂ 地质封存的微观机理研究[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(2): 146-157.
YAO Yanbin, SUN Xiaoxiao, WAN Lei. Micro-mechanism of geological sequestration of CO₂ in coal seam[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(2): 146-157.
- [29] 包琦, 叶航, 刘琦, 等. 不同地质体中 CO₂ 封存研究进展[J]. 低碳化学与化工, 2024, 49(3): 87-96.
BAO Qi, YE Hang, LIU Qi, et al. Research progress on CO₂ storage in different geological formations[J]. Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering, 2024, 49(3): 87-96.
- [30] WANG F, DREISINGER D B, JARVIS M, et al. The technology of CO₂ sequestration by mineral carbonation: current status and future prospects[J]. Canadian Metallurgical Quarterly, 2017, 57(1): 46-58.
- [31] 鞠斌山, 杨怡, 杨勇, 等. 高含水油藏 CO₂ 驱油与地质封存机理研究现状及待解决的关键问题[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(2): 53-67.
JU Binshan, YANG Yi, YANG Yong, et al. Present research situation and key pending issues of CO₂ flooding and geological storage mechanism in high water-cut reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(2): 53-67.
- [32] 刘廷, 马鑫, 刁玉杰, 等. 国内外 CO₂ 地质封存潜力评价方法研究现状[J]. 中国地质调查, 2021, 8(4): 101-108.
LIU Ting, MA Xin, DIAO Yujie, et al. Research status of CO₂ geological storage potential evaluation methods at home and abroad[J]. Geological Survey of China, 2021, 8(4): 101-108.
- [33] 祁生文, 郑博文, 路伟, 等. 二氧化碳地质封存选址指标体系及适宜性评价研究[J]. 第四纪研究, 2023, 43(2): 523-550.
QI Shengwen, ZHENG Bowen, LU Wei, et al. Investigation of indexes system and suitability evaluation for carbon dioxide geological storage site[J]. Quaternary Sciences, 2023, 43(2): 523-550.
- [34] BACHU S, BONIJOLY D, BRADSHAW J, et al. Phase II, final report from the task force for review and identification of standards for CO₂ storage capacity estimation[R]. 2007.
- [35] GOODMAN A, HAKALA A, BROMHAL G, et al. US DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the national and regional scale[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2011, 5(4): 952-965.
- [36] ZHU W, LIU S, ZHANG X, et al. Coupled coal-gas interaction during CBM and CO₂-ECBM recovery in coal seams: a critical review[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-energy and Geo-resources, 2022, 8(6): 195.
- [37] 刘世奇, 方辉煌, 桑树勋, 等. 基于多物理场耦合求解的煤层 CO₂-ECBM 数值模拟研究[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(9): 51-59.
LIU Shiqi, FANG Huihuang, SANG Shuxun, et al. Numerical simulation study on coal seam CO₂-ECBM based on multi-physics fields coupling solution[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(9): 51-59.
- [38] 李文平, 曹丹平, 乔伟, 等. 深部碳储空间探测与地质评价关键技术[J]. 煤炭学报, 2025, 50(5): 2333-2354.
LI Wenping, CAO Danping, QIAO Wei, et al. Key technologies for exploration and geological evaluation of deep carbon storage spaces[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(5): 2333-2354.
- [39] 张守仁, 桑树勋, 吴见, 等. CO₂ 驱煤层气关键技术研发及应用[J]. 煤炭学报, 2022, 47(11): 3952-3964.
ZHANG Shouren, SANG Shuxun, WU Jian, et al. Progress and application of key technologies for CO₂ enhancing coalbed methane[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(11): 3952-3964.
- [40] 刘泽源, 魏晨慧, 刘书源, 等. 煤层气解吸-扩散-渗流过程的气-固-热耦合模型[J]. 矿业研究与开发, 2021, 41(6): 97-104.
LIU Zeyuan, WEI Chenhui, LIU Shuyuan, et al. A gas-solid-thermal coupling model for desorption-diffusion-seepage process of coal-bed methane[J]. Mining Research and Development, 2021, 41(6): 97-104.
- [41] 姜延航, 白刚, 周西华, 等. 煤层注 CO₂ 驱替 CH₄ 影响因素试验研究[J]. 中国安全科学学报, 2022, 32(4): 113-121.
JIANG Yanhang, BAI Gang, ZHOU Xihua, et al. Experimental study on influence factors of CH₄ displacement by CO₂[J]. China Safety Science Journal, 2022, 32(4): 113-121.
- [42] FAN C, ELSWORTH D, LI S, et al. Thermo-hydro-me-

- chanical-chemical couplings controlling CH₄ production and CO₂ sequestration in enhanced coalbed methane recovery[J]. *Energy*, 2019, 173: 1054–1077.
- [43] 宋浩然, 林柏泉, 赵洋, 等. 各向异性和非均质性对煤层抽采钻孔瓦斯渗流的影响作用机制[J]. *西安科技大学学报*, 2019, 39(3): 461–468, 482.
SONG Haoran, LIN Baiquan, ZHAO Yang, et al. Effect mechanism of anisotropy and heterogeneity on gas seepage during coal seam drainage[J]. *Journal of Xi'an University of Science and Technology*, 2019, 39(3): 461–468, 482.
- [44] LIU J, CHEN Z, ELSWORTH D, et al. Interactions of multiple processes during CBM extraction: a critical review[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2011, 87(3): 175–189.
- [45] 黎力, 梁卫国, 李治刚, 等. 注热 CO₂ 驱替增产煤层气试验研究[J]. *煤炭学报*, 2017, 42(8): 2044–2050.
LI Li, LIANG Weiguo, LI Zhigang, et al. Experimental investigation on enhancing coalbed methane recovery by injecting high temperature CO₂[J]. *Journal of China Coal Society*, 2017, 42(8): 2044–2050.
- [46] 谢启红, 邵先杰, 战南, 等. 注 CO₂ 驱替煤层气过程的影响因素分析[J]. *辽宁石油化工大学学报*, 2015, 35(6): 38–41.
XIE Qihong, SHAO Xianjie, ZHAN Nan, et al. Influencing factors of coal-bed methane recovery by CO₂ injection[J]. *Journal of Liaoning Petrochemical University*, 2015, 35(6): 38–41.
- [47] 马险峰, 马勃龙, 唐国航, 等. 双碳背景下深层地下空间用于碳封存的若干问题[J]. *上海建设科技*, 2024(2): 6–11.
MA Xianfeng, MA Bolong, TANG Guohang, et al. Several issues on carbon sequestration in deep underground space under the background of carbon peaking and carbon neutrality[J]. *Shanghai Construction Science & Technology*, 2024(2): 6–11.
- [48] 吴韬, 梁卫国, 于永军, 等. 超临界 CO₂ 浸泡作用下煤岩力学特性应变率效应实验研究[J]. *岩石力学与工程学报*, 2023, 42(11): 2727–2738.
WU Tao, LIANG Weiguo, YU Yongjun, et al. Experimental study of loading strain rate effect on mechanical properties of supercritical CO₂ soaked coal rock[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2023, 42(11): 2727–2738.
- [49] 韦婕, 陈跃都, 梁卫国. 超临界 CO₂ 作用下煤体结构面剪切硬化特征与本构模型[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(12): 4487–4498.
WEI Jie, CHEN Yuedu, LIANG Weiguo, et al. Shear hardening characteristics and constitutive model of coal structural plane after supercritical CO₂ soaking[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(12): 4487–4498.
- [50] 熊文杰, 涂远东, 张婧欣, 等. 双碳背景下中国 CCUS 技术发展现状与建议[J]. *石油学报(石油加工)*, 2025, 41(5): 1202–1210.
XIONG Wenjie, TU Yuandong, ZHANG Jingxin, et al. Current status and strategic suggestions for the development of CCUS technology under the dual carbon goals in China[J]. *Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section)*, 2025, 41(5): 1202–1210.
- [51] 崔振东, 刘大安, 曾荣树, 等. CO₂ 地质封存工程的潜在地质环境灾害风险及防范措施[J]. *地质论评*, 2011, 57(5): 700–706.
CUI Zhendong, LIU Daan, ZENG Rongshu, et al. Potential geological and environmental risks and its prevention measures for CO₂ geological storage projects[J]. *Geological Review*, 2011, 57(5): 700–706.
- [52] 李琦, 刘桂臻, 蔡博峰, 等. 二氧化碳地质封存环境风险评估的空间范围确定方法研究[J]. *环境工程*, 2018, 36(2): 27–32.
LI Qi, LIU Guizhen, CAI Bofeng, et al. Principle and methodology of determining the spatial range of environmental risk assessment of carbon dioxide geological storage[J]. *Environmental Engineering*, 2018, 36(2): 27–32.
- [53] 章月华, 刘彦, 吕庆田, 等. 二氧化碳地质封存地球物理监测技术研究进展与应用展望[J]. *中国地质*, 2025, 52(1): 159–179.
ZHANG Yuehua, LIU Yan, LYU Qingtian, et al. Progress and prospect of geophysical monitoring technology for carbon dioxide geological storage[J]. *Geology in China*, 2025, 52(1): 159–179.
- [54] FANG Z, YANG C, WANG R. Monitoring technologies for CO₂ storage in coal seams and enhanced coalbed methane recovery: a review of field applications[J]. *Fuel Processing Technology*, 2025, 276: 108274.
- [55] 刘世奇, 皇凡生, 杜瑞斌, 等. CO₂ 地质封存与利用示范工程进展及典型案例分析[J]. *煤田地质与勘探*, 2023, 51(2): 158–174.
LIU Shiqi, HUANG Fansheng, DU Ruibin, et al. Progress and typical case analysis of demonstration projects of the geological sequestration and utilization of CO₂[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(2): 158–174.
- [56] REEVES S, OUDINOT A. The Allison Unit CO₂-ECBM pilot-a reservoir and economic analysis[C]. *International Coalbed Methane Symposium*, Tuscaloosa, 2005: 16–20.
- [57] GUNTER B. Alberta field pilot to test CO₂ enhanced coalbed methane recovery[J]. *Chemical Technology Bedfordview*, 2004: 31–34.
- [58] VAN W W, MAAS J G. Reservoir simulation and interpretation of the RECOPOL ECBM pilot in Poland[R]. 2007.
- [59] FUJIOKA M, YAMAGUCHI S, NAKO M. CO₂-ECBM

- field tests in the Ishikari Coal Basin of Japan[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2010, 82(3): 287–298.
- [60] PAN Z, YE J, ZHOU F, et al. CO₂ storage in coal to enhance coalbed methane recovery: a review of field experiments in China[J]. *International Geology Review*, 2018, 60(5/6): 754–776.
- [61] 叶建平, 冯三利, 范志强, 等. 沁水盆地南部注二氧化碳提高煤层气采收率微型先导性试验研究[J]. *石油学报*, 2007, 28(4): 77–80.
YE Jianping, FENG Sanli, FAN Zhiqiang, et al. Micro-pilot test for enhanced coalbed methane recovery by injecting carbon dioxide in south part of Qinshui Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(4): 77–80.
- [62] 叶建平, 张兵, WONG Sam. 山西沁水盆地柿庄北区块3#煤层注入埋藏 CO₂ 提高煤层气采收率试验和评价[J]. *中国工程科学*, 2012, 14(2): 38–44.
YE Jianping, ZHANG Bing, WONG Sam. Test of and evaluation on elevation of coalbed methane recovery ratio by injecting and burying CO₂ for 3# coal seam of north section of Shizhuang, Qingshui Basin, Shanxi[J]. *Strategic Study of CAE*, 2012, 14(2): 38–44.
- [63] 叶建平, 张兵, 韩学婷, 等. 深煤层井组 CO₂ 注入提高采收率关键参数模拟和试验[J]. *煤炭学报*, 2016, 41(1): 149–155.
YE Jianping, ZHANG Bing, HAN Xueting, et al. Well group carbon dioxide injection for enhanced coalbed methane recovery and key parameter of the numerical simulation and application in deep coalbed methane[J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(1): 149–155.
- [64] 桑树勋, 滕卫卫, 刘世奇, 等. 火力电厂大规模全流程 CCUS 技术研究进展与前瞻[J]. *天然气工业*, 2024, 44(12): 187–198.
SANG Shuxun, TENG Weiwei, LIU Shiqi, et al. Research progress and prospects of large-scale full process CCUS technology in power plants[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(12): 187–198.
- [65] 桑树勋, 刘世奇, 王文峰, 等. 深部煤层 CO₂ 地质存储与煤层气强化开发有效性理论及评价[M]. 北京: 科技出版社, 2020.
- [66] 李林玲, 金陶胜, 赵星. 我国多层次碳市场体系构建的思考[J]. *财会通讯*, 2024(16): 144–149.
LI Linling, JIN Taosheng, ZHAO Xing. Reflections on the construction of a multi-level carbon market system in China[J]. *Finance and Accounting Monthly*, 2024(16): 144–149.
- [67] 梁冬青. 碳排放权交易机制对煤炭行业碳减排效果的影响研究[J]. *中国煤炭*, 2024, 50(10): 1–7.
LIANG Dongqing. Research on the influence of carbon emission trading mechanism on carbon emission reduction effect in coal industry[J]. *China Coal*, 2024, 50(10): 1–7.
- [68] 王利鑫. 我国碳交易价格形成机制研究综述[J]. *科技创业月刊*, 2024, 37(7): 195–199.
WANG Lixin. A review on the formation mechanism of carbon trading prices in China[J]. *Science & Technology Entrepreneurship Monthly*, 2024, 37(7): 195–199.
- [69] 于欣鑫, 姜明栋, 李佳楠, 等. 碳交易政策的减排机制及其行业异质性: 来自省际工业细分部门的证据[J]. *环境科学*, 2025, 46(9): 1–15.
YU Xinxin, JIANG Mingdong, LI Jianan, et al. Emission reduction mechanism of carbon trading policy and industry heterogeneity: evidence from inter-provincial industrial sub-sectors[J]. *Environmental Science*, 2025, 46(9): 1–15.
- [70] 刘牧心, 梁希, 林千果, 等. 碳中和驱动下 CCUS 项目衔接碳交易市场的关键问题和对策分析[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(14): 4731–4739.
LIU Muxin, LIANG Xi, LIN Qianguo, et al. Key issues and countermeasures of CCUS projects linking carbon emission trading market under the target of carbon neutrality[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(14): 4731–4739.
- [71] FU C, LIU N. Waterless fluids in hydraulic fracturing—a review[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 67: 214–224.
- [72] 王海柱, 李根生, 郑永, 等. 超临界 CO₂ 压裂技术现状与展望[J]. *石油学报*, 2020, 41(1): 116–126.
WANG Haizhu, LI Gensheng, ZHENG Yong, et al. Research status and prospects of supercritical CO₂ fracturing technology[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(1): 116–126.
- [73] 周大伟, 张广清. 超临界 CO₂ 压裂诱导裂缝机理研究综述[J]. *石油科学通报*, 2020, 5(2): 239–253.
ZHOU Dawei, ZHANG Guangqing. A review of mechanisms of induced fractures in SC-CO₂ fracturing[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 5(2): 239–253.
- [74] MIDDLETON R S, CAREY J W, CURRIER R P, et al. Shale gas and non-aqueous fracturing fluids: opportunities and challenges for supercritical CO₂[J]. *Applied Energy*, 2015, 147: 500–509.
- [75] HOU L, ZHANG S, ELSWORTH D, et al. Review of fundamental studies of CO₂ fracturing: fracture propagation, propping and permeating[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 205: 108823.
- [76] LIU S, ZHU W, ZHANG X, et al. A breakdown pressure model for supercritical CO₂ fracturing considering fluid infiltration effect using the point stress criterion[J]. *Engineering Fracture Mechanics*, 2024, 307: 110294.
- [77] 刘书源, 朱万成, 刘赫洋, 等. 低渗透储层超临界 CO₂ 压裂裂缝起裂与扩展机制研究进展[J]. *有色金属(矿山部分)*, 2024, 76(6): 70–83.
LIU Shuyuan, ZHU Wancheng, LIU Heyang, et al. Re-

- search progress on fracture initiation and propagation mechanism in supercritical CO₂ fracturing of low permeability reservoirs[J]. *Nonferrous Metals (Mining Section)*, 2024, 76(6): 70–83.
- [78] ZHU W C, WEI C H, LIU J, et al. A model of coal-gas interaction under variable temperatures[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2011, 86(2): 213–221.
- [79] SAMPATH K H S M, PERERA M S A, RANJITH P G, et al. CO₂ interaction induced mechanical characteristics alterations in coal: a review[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2019, 204: 113–129.
- [80] 韩思杰, 桑树勋, 梁晶晶. 沁水盆地南部中高阶煤高压甲烷吸附行为[J]. *煤田地质与勘探*, 2018, 46(5): 10–18.
HAN Sijie, SANG Shuxun, LIANG Jingjing. High pressure methane adsorption of medium and high-rank coal in southern Qinshui Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2018, 46(5): 10–18.
- [81] YU S, BO J, CHONGTAO W, et al. A review on the application of molecular dynamics to the study of coalbed methane geology[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2021, 9: 775497.
- [82] 洪祥宇, 徐亨宇, 崔风路, 等. 分子模拟在非常规油气开发中的应用[J]. *计算力学学报*, 2021, 38(3): 313–320.
HONG Xiangyu, XU Hengyu, CUI Fenglu, et al. Application of molecular simulation in unconventional oil and gas development[J]. *Chinese Journal of Computational Mechanics*, 2021, 38(3): 313–320.
- [83] 陈尚斌, 张楚, 刘宇. 页岩气赋存状态及其分子模拟研究进展与展望[J]. *煤炭科学技术*, 2018, 46(1): 36–44.
CHEN Shangbin, ZHANG Chu, LIU Yu. Research progress and prospect of shale gas occurrence and its molecular simulation[J]. *Coal Science and Technology*, 2018, 46(1): 36–44.
- [84] WANG J, CHEN Y, YAO H, et al. Study on directed modification mechanism of surface functional groups of anthracite by supercritical CO₂ for improved adsorption [J]. *Fuel*, 2025, 386: 134196.
- [85] 廖志伟, 羊俊敏, 钟翔宇, 等. 二氧化碳地质封存技术研究进展综述[J]. *地下空间与工程学报*, 2024, 20(S1): 497–507.
LIAO Zhiwei, YANG Junmin, ZHONG Xiangyu, et al. Review on research progress of carbon dioxide geological sequestration technology[J]. *Chinese Journal of Underground Space and Engineering*, 2024, 20(S1): 497–507.
- [86] 撒占友, 吴静波, 陆卫东, 等. 注二氧化碳强化煤层气开采研究进展[J]. *煤矿安全*, 2022, 53(10): 32–43.
SA Zhanyou, WU Jingbo, LU Weidong, et al. Research progress of enhanced coalbed methane exploitation by carbon dioxide injection[J]. *Safety in Coal Mines*, 2022, 53(10): 32–43.
- [87] 郭百红, 顾学华, 赵文景. 碳达峰碳中和背景下 CCUS 产业发展现状及未来发展策略研究[J]. *环境科学与管理*, 2025, 50(4): 23–28.
GUO Baihong, GU Xuehua, ZHAO Wenjing. Current status and future strategies of CCUS industry under background of carbon peak and carbon neutrality[J]. *Environmental Science and Management*, 2025, 50(4): 23–28.
- [88] 刘克峰, 董卫刚, 胡雪生, 等. 推动二氧化碳捕集、输送、应用和封存发展的政策和举措[J]. *化工进展*, 2025, 44(9): 4879–4897.
LIU Kefeng, DONG Weigang, HU Xuesheng, et al. Policies and measures to promote the development of CCUS[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2025, 44(9): 4879–4897.