

深部碳储空间探测与地质评价关键技术

李文平^{1,2}, 曹丹平³, 乔伟^{1,2}, 周正武⁴, 常庆粮⁵, 张松航⁶, 刘双星⁷, 沈奕³, 李万军⁸,
付欣³, 刘博^{1,2}, 王衍⁴, 王启庆^{1,2}, 李小琴^{1,2}, 杨志^{1,2}, 刘聪^{1,2},
张政^{1,2}, 徐宏杰⁹, 朱振南¹⁰, 程香港^{1,2}

(1. 中国矿业大学 资源与地球科学学院, 江苏 徐州 221116; 2. 矿区深部零碳负碳技术教育部工程研究中心, 江苏 徐州 221116; 3. 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 4. 国家能源集团新能源技术研究院有限公司, 北京 102206; 5. 中国矿业大学 矿业工程学院, 江苏 徐州 221116; 6. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 7. 中国石油集团安全环保技术研究院有限公司, 北京 102206; 8. 新疆维吾尔自治区煤田地质局煤层气研究开发中心, 新疆 乌鲁木齐 830099; 9. 安徽理工大学 地球与环境学院, 安徽 淮南 232000; 10. 中国矿业大学 力学与土木工程学院, 江苏 徐州 221116)

摘要:在全球气候变暖 and “双碳”目标驱动下, 深部碳储空间的高效开发与安全封存成为实现碳中和的关键路径。系统综述了深部咸水层、枯竭油气藏、不可采煤层及玄武岩层等碳储空间的探测技术、场地适宜性评价方法及规模化封存的关键理论技术难题。结果表明: CO₂ 注入引发的多场耦合效应(热-流-力-化学)可能导致断层活化、盖层泄漏及地震风险, 需通过多物理场数值模拟与动态监测构建风险评估框架。深部咸水层占我国理论封存潜力的 98.64%, 但其非均质性显著, 适宜性评价需结合地质稳定性(断裂发育、盖层封闭性)和封存能力(孔隙率、渗透率)构建多尺度指标体系, 联合层次分析法、GIS 及机器学习方法优化选址决策。针对深部碳储空间复杂性, 地震与电法联合探测技术可以显著提升储层识别精度, 其中全波形反演(FWI)可刻画孔隙-裂隙结构, 重磁反演技术实现深部构造建模, 多物理场数据融合技术降低反演多解性。在煤矿绿色转型方面, 创新提出“负碳充填”技术, 通过 CO₂ 矿化钢渣、粉煤灰等工业固废制备充填材料, 实现高固碳率, 同时兼顾生态修复与动力灾害防控。深部不可采煤层 CO₂ 封存与煤层气驱替(ECBM)协同效应显著, 需优化压裂—驱替—封存全生命周期管理模式。采空区 CO₂ 封存则面临碎裂煤岩体复杂渗流-吸附机理挑战, 需构建多相动态模型评估游离态、吸附态及溶解态封存潜力。潜力计算方法随储层类型差异显著, 咸水层采用封存机理法(构造圈闭、溶解、矿化耦合), 枯竭油气藏结合物质平衡法与数值模拟, 煤层依赖吸附容量与置换效率评估。注入技术创新方面, 微纳米气泡注入技术可提升 CO₂ 溶解率, 玄武岩“水混合溶解态注入”模式实现高矿化率。未来需强化多学科交叉, 通过多物理场联合智能探测与精细成像, 突破多类型、立体碳储空间精细探测的行业难题, 研发深部负碳高效充填开采材料与技术装备; 构建深部立体集成空间 CO₂ 封存潜力计算与适宜性评价方法体系, 形成技术标准体系和信息决策系统, 为“双碳”目标下地质封存规模化应用提供理论与工程支撑。

关键词: 深部碳储空间; 多场耦合; 地质评价; 探测技术; 固碳封存

中图分类号: X701; TE37 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2025)05-2333-22

收稿日期: 2025-04-15 策划编辑: 韩晋平 责任编辑: 官在芹 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2025.0527

基金项目: 地球深部探测与矿产资源勘查国家科技重大专项资助项目(2024ZD1004200)

作者简介: 李文平(1965—), 男, 湖南常德人, 教授, 博士生导师。E-mail: wpli1688@126.com

通讯作者: 乔伟(1984—), 男, 山东蒙阴人, 教授, 博士生导师。E-mail: qiaowei@cumt.edu.cn

引用格式: 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.



移动阅读

Key technologies for exploration and geological evaluation of deep carbon storage spaces

LI Wenping^{1,2}, CAO Danping³, QIAO Wei^{1,2}, ZHOU Zhengwu⁴, CHANG Qingliang⁵, ZHANG Songhang⁶,
LIU Shuangxing⁷, SHEN Yi³, LI Wanjun⁸, FU Xin³, LIU Bo^{1,2}, WANG Yan⁴, WANG Qiqing^{1,2}, LI Xiaoqin^{1,2},
YANG Zhi^{1,2}, LIU Cong^{1,2}, ZHANG Zheng^{1,2}, XU Hongjie⁹, ZHU Zhennan¹⁰, CHENG Xianggang^{1,2}

(1. School of Resources and Geosciences, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 2. Zero Carbon Negative Carbon in Deep Mining Area Engineering Research Center of Ministry of Education, Xuzhou 221116, China; 3. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China; 4. National Energy Group New Energy Technology Research Institute Co., Ltd., Beijing 102206, China; 5. School of Mines, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 6. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 7. CNPC Research Institute of Safety and Environmental Technology, Beijing 102206, China; 8. CBM Research and Development Center of Xinjiang Coal Geological Bureau, Urumqi 830099, China; 9. School of Earth and Environment, Anhui University of Science and Technology, Huainan 232000, China; 10. School of Mechanics and Civil Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China)

Abstract: Driven by global climate change and the “dual carbon” goals, the efficient development and safe storage of deep carbon storage spaces have emerged as a critical pathway to achieve carbon neutrality. This paper systematically reviews the exploration technologies, site suitability evaluation methods, and key theoretical challenges for large-scale carbon storage in deep saline aquifers, depleted oil and gas reservoirs, unminable coal seams, and basalt formations. The study reveals that multiphysical field coupling effects (thermal-fluid-mechanical-chemical) induced by CO₂ injection may trigger risks such as fault activation, caprock leakage, and seismic activity, necessitating the construction of a risk assessment framework through multiphysical field numerical simulation and dynamic monitoring. Deep saline aquifers account for 98.64% of China’s theoretical carbon storage potential, but their significant heterogeneity requires suitability evaluation that integrates geological stability (fault development, caprock sealing capacity) and storage capacity (porosity, permeability) to construct a multi-scale index system. Methods such as the analytic hierarchy process (AHP), GIS, and machine learning are combined to optimize site selection decisions. To address the complexity of deep carbon storage spaces, integrated seismic and electrical exploration technologies significantly improve reservoir identification accuracy: full-waveform inversion (FWI) characterizes pore-fracture structures, gravity-magnetic inversion constructs deep structural models, and multiphysical data fusion reduces the non-uniqueness of inversion results. In the context of green transformation in coal mines, the innovative “negative carbon backfilling” technology is proposed: CO₂ is used to mineralize industrial solid wastes such as steel slag and fly ash to prepare backfilling materials, achieving high carbon sequestration rates while balancing ecological restoration and dynamic disaster prevention. The synergistic effect of CO₂ storage in deep unminable coal seams and enhanced coalbed methane (ECBM) recovery is significant, requiring optimization of the full-life-cycle management model for “fracturing-displacement-storage”. CO₂ storage in goafs faces challenges from the complex seepage-adsorption mechanisms in fractured coal-rock masses, necessitating the development of multiphase dynamic models to assess storage potential in free, adsorbed, and dissolved states. Potential calculation methods vary significantly by reservoir type: Saline aquifers use the storage mechanism method (coupling structural trapping, dissolution, and mineralization), depleted oil and gas reservoirs combine material balance methods with numerical simulation, and coal seams rely on adsorption capacity and displacement efficiency evaluations. In terms of injection technology innovation, micro-nano bubble injection enhances CO₂ dissolution rates, while the “water-mixed dissolved-state injection” mode in basalt formations achieves high mineralization rates. Future research must emphasize interdisciplinary integration: Developing intelligent multiphysical field exploration and fine imaging to overcome challenges in detailed characterization of multi-type three-dimensional carbon storage spaces; researching and developing high-efficiency deep negative carbon backfilling materials and technical equipment; and constructing a comprehensive system for calculating CO₂ storage potential and evaluating suitability in deep integrated three-dimensional spaces, form technical standard systems and information decision-making platforms, and provide theoretical and engineering support for large-scale geological storage under the “dual carbon” goals.

Key words: deep carbon storage spaces; multiphysical field coupling; geological evaluation; exploration technologies; carbon sequestration

0 引言

在全球气候变暖的严峻挑战下,碳捕集与封存(CCS)作为应对气候变暖的战略核心,成为国内外研究的前沿和热点^[1]。我国作为最大的CO₂排放国之一,在“双碳”目标驱动下面临着能源安全与低碳转型的双重挑战^[2]。如何经济高效地找到大规模碳储空间是碳封存特别是“双碳”目标实现的关键,深部咸水层、枯竭油气藏、不可开采煤层等为规模化碳封存提供了优质空间。其复杂的立体组合特征(如多类型储层叠置、孔隙结构异质性、温压环境差异等)对地球物理探测精度、封存潜力评估及长期安全性保障提出了极高要求^[3-4]。

当前CO₂注入的目标储层主要包括深部咸水层、在采或枯竭油气藏、深部不可采煤层及玄武岩层等^[5-6],CO₂注入后与目标储层形成应力、变形、渗流、化学及温度多场耦合作用:在深部咸水层中,CO₂受浮力驱动向上运移,直至被低渗透性盖层圈闭^[7],其在孔隙介质内的运移受毛细压力控制,并伴随矿物溶解与沉淀等缓慢地球化学反应^[8-9];深部不可采煤层封存CO₂兼具双重效益,既能实现碳减排,又可置换煤层甲烷(CH₄)产出清洁高热值能源。全球范围内,美国圣胡安盆地、加拿大阿尔伯塔盆地、波兰Kaniow地区及中国沁水盆地等开展的CO₂-ECBM先导试验与工程示范成效显著^[10-11],证实该技术兼具可行性与经济性,为碳中和目标提供重要路径。作为提高采出率(EOR)与碳封存(CCS)的核心手段,CO₂驱替油气技术(CO₂-EOR)近年进展显著,但规模化应用仍面临技术、经济及政策挑战。典型如国内首个百万吨级CCUS全产业链项目——齐鲁石化-胜利油田工程,年捕集CO₂达100万t,经109 km高压密相管道输送至胜利油田,累计注入CO₂超150万t,单井产量提升36.8%,封存率60%~70%^[12];全球运行最久的加拿大Weyburn油田CO₂-EOR项目,累计注入CO₂超4000万t,封存率90%,采出率提高65%,其“大气-土壤-地下水”立体监测体系验证了废弃油气藏封存的长期安全性^[13]。玄武岩CO₂矿化封存技术(BCM)是CCUS领域前沿方向,利用玄武岩中钙、镁、铁等阳离子与CO₂发生矿物碳化反应,将气态CO₂转化为固态碳酸盐矿物实现永久封存。冰岛Carbfix项目作为全球最大玄武岩封存工程,累计注入超2.3万t CO₂,95%以上在2 a内矿化为碳酸盐矿物,其“CO₂-水混合注入”技术在400~800 m深玄武岩层实现快速矿化^[14]。

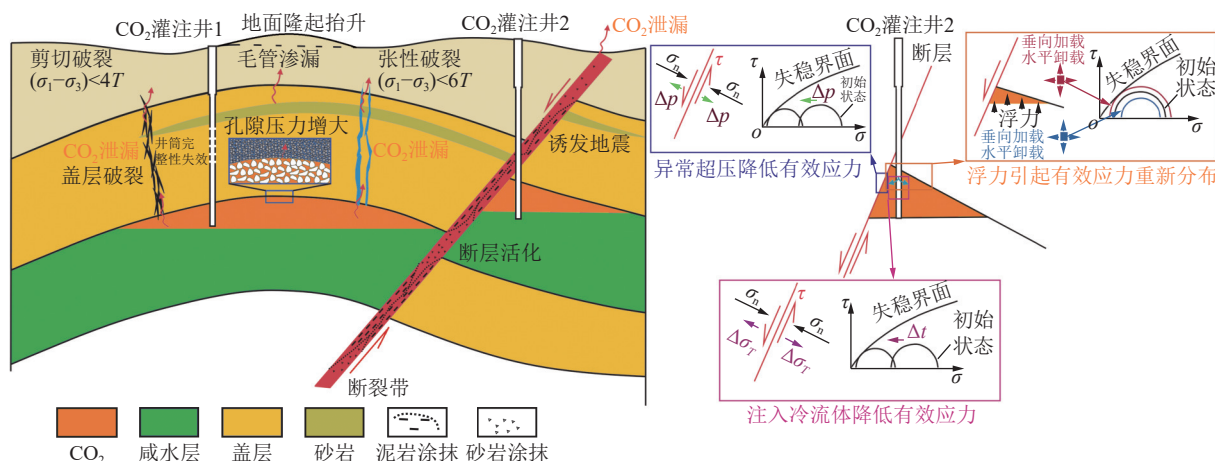
我国中东部地区历经多年机械化、高强度开采,煤炭资源渐近枯竭,开发重心逐步向深部转移,千米级深井开采已成常态^[15-16]。深部煤炭开采面临矿压显现剧烈、采场失稳加剧、巷道围岩大变形与强流变、冲击地压及煤与瓦斯突出等非线性动力灾害频发的严峻挑战,严重制约着资源的安全高效开发^[17-18]。作为煤炭绿色开采的核心技术,深部采动空间负碳充填可实现煤矿“近零生态损害、近零冲击地压”(简称“双近零”)安全生产目标,同时可推动煤炭行业向“低碳-零碳-负碳”转型,对保障国家能源安全与生态环境保护具有战略意义。值得关注的是,煤矿采动形成的巨量地下空间——采空区及顶底板采动裂隙网络,为CO₂地质封存提供了独特载体^[19]。这类空间兼具规模宏大、充注压力低的优势,是理想的碳封存场所。然而,经采矿扰动后的采空区碎裂煤岩体,其孔-裂隙结构、力学特性及流体(CH₄、H₂O)赋存状态发生显著改变,导致超临界CO₂(ScCO₂)在其中的吸附-扩散-渗流机理相较于原位煤层CO₂驱替CH₄过程更为复杂。此外,深部采空区空间结构的高度复杂性,使得完整技术路线与规模化封存体系尚未形成。当前,CO₂地质封存面临多重技术瓶颈,包括高压注入引发的断层活化、盖层失效、井筒泄漏等地质灾害风险,以及复杂储层中多相流动机理不明、探测评价精度不足等认知与技术缺口;同时,长期稳定性监测手段滞后、工程成本高及规模化应用工艺优化难度大,共同构成了制约其规模化应用的核心挑战。

笔者针对深部二氧化碳封存储层非均质性精准刻画与场地碳封存潜力及适宜性评价的核心难题,系统梳理深地高压注碳与地质环境互馈机理、多类型立体碳储空间探测技术、深部采动空间负碳充填减灾减损关键技术、不可采煤层及采掘空间封碳理论等研究现状。通过构建多物理场联合探测技术体系破解储层复杂结构识别难题,建立多机制耦合的封存潜力计算模型优化大规模注入策略,开发“负碳充填-灾害防控-固碳减排”一体化技术赋能煤矿绿色转型,为我国深部碳储空间的高效开发与安全封存提供理论支撑与创新路径,助力“双碳”目标下地质封存技术的突破与应用。

1 深地高压注碳与地质环境互馈机理及场地适宜性评价方法

1.1 深部高压注碳与地质环境互馈机理

深部高压注碳与地质环境之间相互作用,形成多场耦合效应,可能进一步引起断层活化、地震、储层结构变化及CO₂泄漏等一系列地质环境问题,如图1所



注: σ 为正应力, MPa; σ_1 为最大主应力, MPa; σ_3 为最小主应力, MPa; σ_n 为垂直断面的应力分量, MPa; T 为盖层抗拉强度, MPa; τ 为剪切应力, MPa; Δp 为注入流体引起的流体压力增加值, MPa; Δt 为注入冷流体引起地层温度降低值, $^{\circ}\text{C}$; $\Delta\sigma_T$ 为注入冷流体引起断面上有效应力降低值, MPa。

图 1 CO_2 高压封存过程中与地质环境作用导致盖层泄漏及断层活化^[4]

Fig.1 Schematic diagram of high-pressure CO_2 storage interaction with geological environment causing caprock leakage and fault activation^[4]

示,是目前二氧化碳地质封存研究的热点与焦点问题之一。

深地高压注碳引发的多场耦合效应是地质环境互馈的核心,其与储层相互作用过程中可能诱发断层活化、盖层失效及 CO_2 泄漏等关键问题^[20],是当前二氧化碳地质封存研究的热点与难点。

1) 多场耦合效应与储层响应。 CO_2 注入不同储层会引发差异化的物理化学响应:在咸水层中, CO_2 受浮力驱动向上运移,直至被低渗透性盖层圈闭,其在孔隙介质中的运移受控于毛细压力,并伴随矿物溶解与沉淀等缓慢地球化学反应^[7,9];在枯竭油气藏中, CO_2 溶解于原油促使体积膨胀、黏度降低,通过改善油水流度比扩大水驱波及体积^[21];在煤层中, CO_2 与煤基质、水及矿物发生反应,重塑孔裂隙系统并弱化煤层力学性能,吸附膨胀效应进一步改变储层原始应力状态,引发煤储层变形破裂^[22-23];在玄武岩层, CO_2 与地下水反应生成碳酸,解离出的 CO_3^{2-} 与岩石中的阳离子结合形成碳酸盐矿物,实现永久矿化封存^[24-25]。此外,注入流体温度低于储层地温引发的岩石热收缩,可能导致孔隙压力分布不均及应力状态改变,影响储层长期稳定性^[26]。

2) 断层活化与地震风险。高压注碳导致储层孔隙压力升高,降低断层面有效正应力,当超过断层摩擦强度时易触发滑动并诱发地震^[27]。流体注入引发的储层体积膨胀及岩石化学改性(如强度降低、渗透率升高)进一步加剧断层失稳^[28]。美国 Illinois 盆地 Decatur 项目注入 CO_2 期间监测到万余次微震事件^[29],加拿大 Weyburn 油田注入 CO_2 后观测到近百次

M1~M3 级地震^[30],以上结果表明岩层裂隙发育较高或含断层区域, CO_2 注入后易诱发地震,且诱发机制复杂,涉及孔隙压力扩散以及化学作用诸多耦合过程。综上,受断层渗透率、内摩擦角、黏聚力等参数条件,储层温压、地层岩性、地应力状态等不同地质构造特征,以及流体注入速率、注入量、注入压力及位置等不同工程条件影响, CO_2 注入诱发断层活化与地震是一个极为复杂的地质环境互馈过程,不同影响因素对断层活动及诱发地震风险存在较大差异^[31]。因此,后续研究需构建多参数耦合分析框架,系统解析断层活化与诱发地震机制。

3) 盖层失效与井筒泄漏。盖层失效主要包括分子扩散泄漏(速率极慢)和渗透泄漏(依赖突破压力)^[32-33]。突破压力作为盖层封闭性的关键指标,与岩石最大连通孔隙、温压条件、黏土含量等密切相关^[34-36],目前主要依赖室内试验确定。进行现场的实时监测以探明超临界 CO_2 注入后盖层渗透率、孔隙特征等相关因素的变化规律是未来安全开展 CO_2 地质封存的重要需求。井筒泄漏风险则源于高压 CO_2 引发的井筒周围应力集中及水泥环化学侵蚀,硅酸钙水合物与 CO_2 反应生成方解石导致微裂隙形成,需关注水泥环参数、套管类型与注入工艺(注入温度、速率、时间及周期等)的协同优化^[37-39]。

1.2 深地 CO_2 封存适宜性评价方法

深地 CO_2 封存的适宜性评价是保障碳封存安全性、长期稳定性及工程可行性的核心环节,需从多尺度、多维度构建科学的评价体系,综合考量地质特征、封存潜力及环境风险等关键因素。

1) 适宜性评价指标体系。深地 CO₂ 封存选址遵循“规模性、注入性、安全性、经济性”四大原则, 评价体系涵盖区域、盆地、靶区、场地、灌注五级尺度, 聚焦地质条件、封存潜力、环境风险三大核心维度^[40]。地质条件是选址基础, 区域尺度关注沉积盆地稳定性, 既要满足 CO₂ 超临界态储存的温压条件, 又避免超压储层的注入风险^[41-44]。盆地级需细化地壳稳定性, 包括断裂发育程度、盖层封闭性(突破压力与孔隙结构、黏土含量相关)及水动力条件^[42-43]。场地级与灌注级则侧重储层压力系数、地形坡度等工程适配参数, 优化注入效率与安全性^[40]。封存潜力是规模化核心, 评估依赖储盖层参数(厚度、孔隙率、渗透率等), 如深部咸水层占我国理论封存潜力的 98.64%, 但其多相流动(溶解、矿化等)机制增加了评价复杂度^[45]。相较于枯竭油气藏或深部不可采煤层, 咸水层 CO₂ 封存涉及复杂的多相流动过程, 包括相间传质、吸附、溶解及矿化等, 使其封存潜力评价更具挑战性^[46-47]。环境风险是长期保障, 高压注碳可能诱发断层活化、地震、盖层失效等问题。综合来看, 深地高压注碳适宜性评价指标需从多尺度、多层次出发, 结合地质特征、封存能力及环境影响, 建立科学系统的评价指标体系, 以确保碳封存的安全性、稳定性及可行性。

2) 多因素耦合分析与综合评价方法。深地 CO₂ 封存涉及多场耦合过程, 单一指标难以全面表征, 需采用多因素耦合分析方法, 从地质结构、流体性质、力学响应、热力学效应及水-岩-气相互作用等多个方面进行系统评估^[48-49]。在深地高压注碳的适宜性综合评价中, 常采用层次分析法(AHP)、模糊综合评价法以及地理信息系统(GIS)空间分析等方法。AHP 通过构建多级指标体系并赋权计算, 实现多因素的定量评价^[50]; 模糊综合评价法适用于数据不确定性较大的情况, 能够灵活融合专家意见与实际数据^[51]; GIS 空间分析则用于区域尺度的适宜性分布研究, 通过叠加不同评价因子, 直观划分适宜性等级^[52]。在评价过程中, 考虑地质条件(储层岩性、盖层完整性、断裂构造发育程度等)、储层特性(厚度、孔隙率、渗透率)、地震活动性(区域地震频率和强度)、水文地质条件(地下水流动性和化学性质)以及环境风险(CO₂ 泄漏风险及生态影响)等核心指标。此外, 适宜性评价还需结合风险评估方法, 如蒙特卡洛模拟或数值模拟, 以分析 CO₂ 可能的泄漏路径、地层稳定性及环境影响, 从而确保注碳工程的安全实施。最终, 基于多指标的综合评分, 可将场地划分为最优区、次优区、限制区和禁入区, 为工程选址提供科学依据。

3) 数值计算与数据驱动的适宜性预测。随着计

算机模拟技术和大数据分析的快速发展, 数值模拟与数据驱动方法已成为深地高压注碳场地适宜性评估的重要手段, 数值模拟技术涵盖多相流、流固耦合及 THMC 多场模拟^[53]。例如, 利用 TOUGH2 模拟 CO₂ 在咸水层中的溶解扩散, 利用 CMG-GEM 优化枯竭油气藏驱油封存参数, 利用 FLAC^{3D} 评估断层活化风险^[54]。除了传统的数值模拟方法, 人工智能和大数据分析在适宜性预测中的作用日益增强。深度学习模型、支持向量机(SVM)、随机森林(RF)等机器学习方法可用于自动提取复杂地质数据的关键特征, 提高适宜性预测精度^[55]。此外, 结合 GIS 空间分析与大数据挖掘技术, 可以利用聚类分析、关联分析等方法, 从全球或区域地质数据库中筛选出适宜的储层类型与封存场地^[56]。然而, 为确保适宜性评价的可靠性, 仍需对模型进行验证和优化。一方面, 可通过对比国内外已实施的 CO₂ 地质封存案例, 检验评价方法的适用性; 另一方面, 试验研究与现场监测可提供直接验证数据, 例如, 通过岩石力学试验、渗透试验等, 验证模拟计算的准确性, 并利用现场地震监测、压力传感器和气体示踪技术, 动态调整适宜性评价参数。通过数值模拟、数据驱动方法与实验监测的协同应用, 可不断优化深地高压注碳的适宜性评价体系, 提升封存安全性与工程可行性。

2 深部多类型立体碳储空间探测技术

深部碳储空间具有多类型叠置、孔隙结构异质性强、温压环境复杂等特征, 亟需构建多技术融合的探测体系, 实现储层结构、流体分布及封存安全性的精准评估。

2.1 地震探测技术

地震探测咸水层、煤层、采空区以及油气层的机理主要基于地震波在不同介质中的传播特性, 包括速度对比、波阻抗、振幅变化、波形衰减及频散效应, 从而实现对不同储层的识别与刻画。地震探测时, 咸水层的波阻抗变化、速度变化、波场衰减等地震特征可用于区分不同岩性。煤层以低密度、低波速、强衰减、强各向异性为主要地震特征, 在地震剖面上通常与高波速、高波阻抗的泥岩和砂岩形成明显反射界面。采空区内地层疏松, 地震波传播速度显著下降, 这与周围地层的性质形成了较强的非均匀性, 地震波在部分采空区传播过程中会经历快速的能量衰减, 并伴随有绕射现象。油气层的赋存形态、裂隙系统及其与围岩的关系决定了其在地震数据中的响应特征。结合地震 AVO(振幅随入射角变化)分析、Q(品质因子)反演、全波形反演(FWI)、井间地震等技术, 可精确刻画不

同碳储层的分布特征,岩性特征,以及含流体情况。

地震勘探根据数据采集方式可分为陆地地面地震、海洋地面地震和井中地震。陆地地面地震采用检波器阵列记录地震波,广泛用于陆地地下资源勘探,涉及炮点排列、信号增强等技术^[57]。海洋地震利用拖缆 (Streamer) 或海底节点 (OBN) 采集地震波,其中海底节点采集覆盖范围大,成本较高。井中地震包括垂直地震剖面 (VSP) 和井间地震 (Crosswell Seismic)。VSP 在井中布设检波器记录地震波,而在 2 口井间布置震源与接收器,即为井间地震,均可提高成像精度,精细刻画储层,识别裂缝并监测储层^[58]。利用分布式声波传感 (DAS) 作为检波器,可实现长井段连续监测,广泛用于储层监测、地震监测和 CO₂ 封存监测^[59]。综合考虑目标、震源、接收、观测系统、采样参数、施工条件及成本,才能制定优化的地震采集方案,提高数据质量和勘探成功率。

基于数据处理方法的地震勘探技术包括地震层析成像、FWI、AVO 分析、地震属性分析和时移地震 (4D Seismic)。地震层析成像利用多路径波速变化重建地下速度模型,实现高分辨率成像^[60]。FWI 基于完整波场信息迭代优化地下参数,提供高精度模型^[61]。AVO 分析研究振幅随偏移距变化特性,用于识别流体类型和储层性质^[62]。地震属性分析提取振幅、频率、相位等信息,辅助岩性预测和储层评价^[63]。时移地震通过不同时间的重复采集,监测地质体随时间变化^[64]。这些技术均可用于油气层、咸水层及煤层的探测,在储层流体识别、物性参数估算及长期动态监测等方面发挥重要作用,具体应用需结合目标场景、数据可获得性及经济成本等因素综合考虑。

2.2 重磁探测技术

重磁探测通过观测地球重力场和磁场,建立地下空间密度和磁性分布,从而实现地球内部结构研究。相比于地震与电磁探测方法,重磁场观测手段丰富且高效,包括地面、航空和卫星数据采集系统^[65-66]。利用重磁探测方法能够快速获取区域物理场分布特征,建立地质结构、构造体系以及演化过程等关键地质信息宏观认识,为碳储空间进一步精细探测提供依据^[67]。

观测重磁场是地下所有物质的共同响应,包含了丰富的地球结构信息,但也导致深层目标信息不易识别,探测目标异常被掩盖^[68-69]。目前,识别深部场源弱信息方法可被分为位场分离和信息增强 2 类。位场分离方法基于重磁异常频谱特征差异,提取不同深度场源引起的重磁异常,从而获得多尺度地质结构信息^[70]。信息增强方法则通过位场变换放大探测目标信号特征,实现场源信息识别^[71-72]。

重磁异常反演方法是重构地下空间密度和磁性分布的有效途径,根据探测目标不同可分为界面反演和物性反演。界面反演通过建立物性分界面深度与重磁频率域响应关系,获取密度或磁性分界面深度信息,可用于结晶基底、居里等温面及储层盖层面研究^[73]。物性反演是将地下空间剖分为规则或不规则等效源网格,通过计算各等效源的物性值,分析地下空间物性分布特征。目前,已提出重力异常、磁异常及重磁梯度异常数据的反演方法,也可实现井-地-空多观测模式重磁数据的联合,并最终建立密度、感磁、剩磁、退磁以及磁各向异性等多类型地球物理属性模型^[74-76]。该方法能够被用于刻画咸水层、油气层、采空区等碳储空间模型,具备碳储空间精细结构探测应用潜力^[77-78]。发展井、地、空多维度重磁观测技术以及多物理场联合探测方法,并提升重磁探测的信息感知能力和反演分辨率,从而实现深部结构的精细刻画。

2.3 地震与电法联合探测

地震勘探方法能够精细刻画储层结构等特征,但在孔隙率和流体特征刻画方面存在明显的多解性,特别是地震波速度对 CO₂ 饱和度变化超过一定界限时不够敏感。电磁法在流体和物性识别方面具有明显的优势,并且已经在 CO₂ 封存选址和监测中取得成功。在咸水层碳储空间勘探中,因为咸水的充填使深部咸水层表现为低电阻率的特征,而随着 CO₂ 的不断注入会使深部咸水层局部出现高电阻响应^[79]。地震勘探方法能提供高分辨率成像,电磁对碳储空间饱和度变化更为敏感,两者的联合是提升碳储空间探测和评价可靠性的有效手段^[79-81]。

2.4 多物理场多观测系统联合探测

多物理场多观测系统联合探测,如图 2 所示,通过整合地面地震、井中地震、重力、电磁等多种观测手段,从不同物理机制出发,提供地下介质更全面、互补的信息,显著提升了复杂地质体的识别与解释精度。相较单一物探方法,多物理场联合不仅能有效降低反演的不确定性,还能增强对储层流体变化、构造细节及封存完整性的综合判断能力。

在碳封存领域,多物理场联合探测技术已成为 CO₂ 储层探测的核心手段。以挪威 Sleipner 项目为代表,研究人员综合采用时移地震、电阻率、电磁法、重力及井中观测等多种手段,实现对地下 CO₂ 羽状体形态、饱和度分布及封存稳定性的多维度刻画^[82-83]。其中,地震资料具有高分辨率,可清晰追踪 CO₂ 在储层中的层间迁移路径;电阻率和 CSEM 技术则对流体替代敏感,弥补了地震对低饱和区不敏感的不足;高精度重力监测可反演储层密度变化,估算注入质量;井

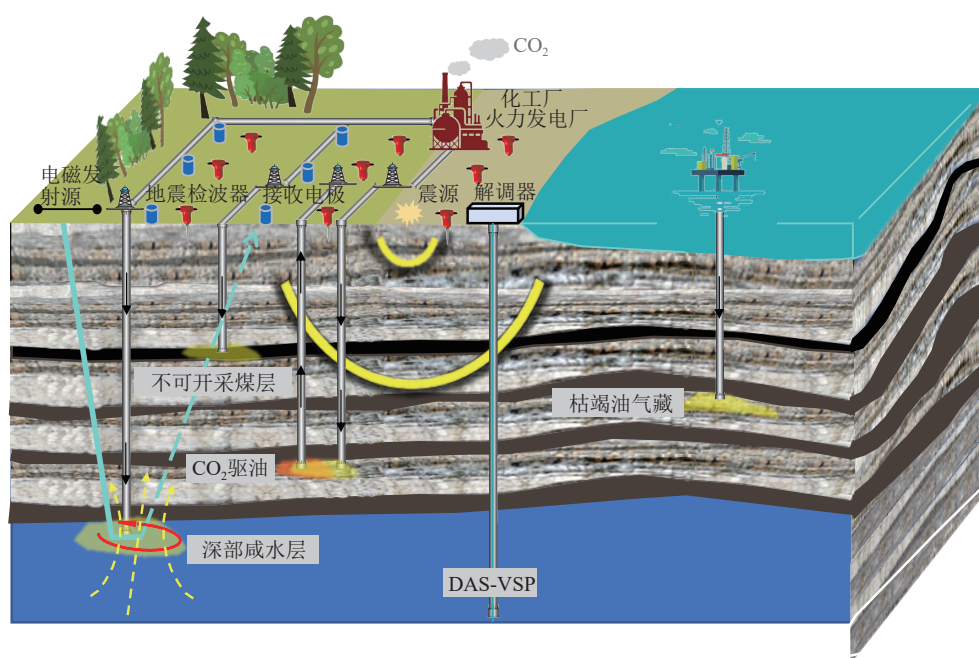


图2 多类型探测空间与多物理场多观测系统探测示意

Fig.2 Schematic diagram of multi-type detection spaces and multi-physical fields multi-observation systems detection

中 DAS-VSP 技术则提供近井区高精度验证,有效辅助地表模型校正。通过多源数据的融合与耦合反演,可充分利用不同物理场的互补性,提高监测精度与解释可靠性,确保封存过程的安全与高效。

随着传感技术、智能处理和高性能计算的发展,多物理场多观测系统联合探测正向实时化、智能化、三维精细化方向快速演进,未来将在碳储空间探测(包括监测)、非常规资源开发、地下空间利用等领域展现巨大应用潜力和战略价值。

3 深部采动空间负碳充填减灾减损关键技术

我国煤炭消费系统全生命周期碳足迹不仅包含直接燃烧排放,且开采活动引发的深层生态损伤更具隐蔽性与累积性,包括采空区地表沉降导致耕地损毁、地下水系破坏、矿区固废堆积造成的土地资源侵占、重金属污染及生态环境破坏。传统的充填技术虽能缓解部分生态压力,但尚未触及煤炭消费系统碳循环调控的本质矛盾。大型碳源矿区是实现碳循环、碳中和重要场地,针对西部地区煤矿、煤电、煤化工产业集群发展特点,基于煤矿采动空间利用与膏体充填开采技术相融合的思路,提出将 CO_2 以管道运输至煤矿充填系统,并将富含钙、镁、硅酸盐的固体废弃物经过物理化学改性,与 CO_2 发生矿物碳酸化反应形成负碳膏体充填材料,替代传统矸石石膏体充填材料充填采空区的技术构想,以兼顾煤系地层采动灾损控制与煤炭消费系统全生命周期的碳足迹调控,突破传统膏体充填仅侧重岩层控制的局限,实现二氧化碳永久地质封

存,从而在固碳减排、灾害防控、固废消纳 3 个维度形成良性循环,最终构建“以废固碳、以碳减灾”的协同技术体系(图 3)。

3.1 充填矿化技术研究进展

针对 CO_2 充填矿化封存诸多学者进行了大量研究。谢和平院士等^[84]定义了负碳高效充填开采科学内涵,建立了负碳高孔隙充填材料 CGIF 固碳理论、快速黏凝胶结材料反应动力学理论、充填开采防治冲击地压等负碳高效充填理论与技术构想。王双明院士等^[85-86]构建了二氧化碳封存协同固废消纳的二氧化碳充填理论,探究了矿化反应机理、碳封存量及充填体强度的影响因素及规律,提出了 CO_2 充填材料制备工艺及充填矿化封存工艺。奚弦等^[87]系统性地分析了矿区固废处置与资源化利用现状及固废固定与封存 CO_2 技术进展,构建了矿区固废处置-煤基 CCUS-采空区充填技术体系。马立强等^[88]采用低钙粉煤灰研制 CO_2 矿化煤基固废负碳充填材料 (NCFM),探究了 NCFM 的力学性能及微观结构。

现有煤矿充填矿化 CO_2 技术多聚焦于提高 CO_2 封存量,如充填构造 CO_2 封存储库,研发高孔隙负碳充填材料,实现 CO_2 物理化学协同封存,最大程度封存 CO_2 。但对于深部煤炭资源负碳充填开采而言,首要是防治采动造成的动力灾害与生态损害,其次才是 CO_2 矿化封存量。 CO_2 矿化通过生成碳酸盐提升充填体密实度,但过量反应可能破坏胶凝结构,导致强度衰减,进而导致动力灾害防治与岩层控制效果不佳,引发一系列生态损伤。因此,深部采动空间负碳充填

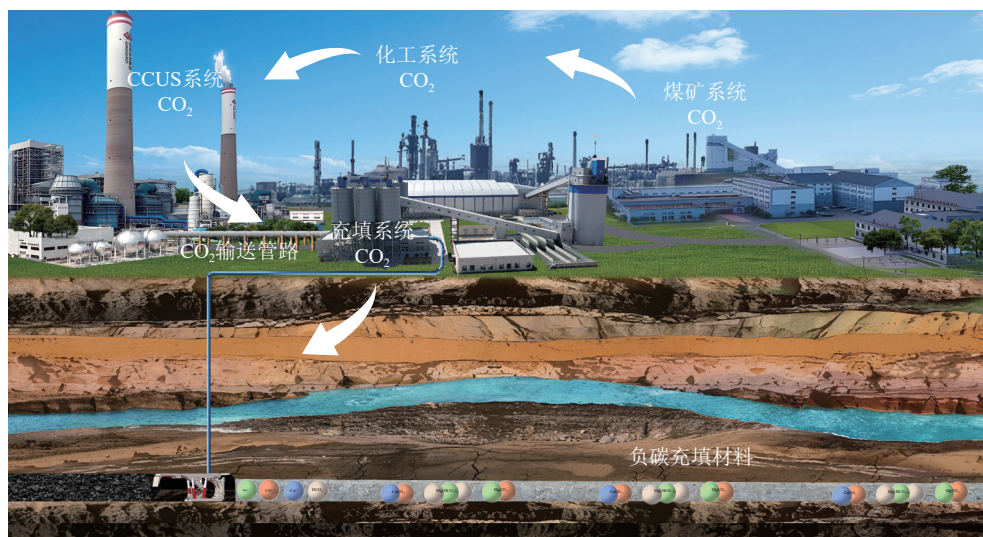


图3 煤电化基地负碳膏体充填绿色开采模式

Fig.3 Green mining mode of carbon-negative paste backfilling in coal-electric-chemical base

减灾减损的核心是控制开采灾损阈值,同时寻求最高固碳量,即探索负碳充填材料固碳性能与力学性能的耦合响应特征,形成兼具良好固碳性能与充填适应性的负碳充填材料,进而实现深部资源“双近零”负碳绿色充填开采。

3.2 深部采动空间充填适应性负碳材料研发

基于谢和平院士提出的煤矿负碳高效充填开采理论与技术构想,研发深部采动空间充填适应性负碳充填材料,实现深部资源“双近零”负碳绿色开采,其技术实现路径如图4所示。基于工业固废钢渣、粉煤灰等,筛选具备高活性炭酸化潜力的基材,结合化学活化(如碱性激发剂调控)与机械活化(如超细研磨)技术优化原料配比,提升 CO_2 矿化固碳效率;通过调控材料水化-碳酸化协同反应路径,设计梯度孔隙结构以兼顾固碳容量与力学强度,利用胶凝材料或纤维增强技术实现充填体早期强度与长期稳定性的平衡;借助多尺度表征手段揭示固碳产物的微观结构演

变与力学性能的耦合机制,建立“固碳量-孔隙率-强度”定量关联模型;最终结合数值模拟与现场试验,验证负碳材料在深部复杂应力-渗流环境下的充填适应性,形成以固废资源化、碳封存最大化、岩层损伤最小化为目标的负碳充填材料体系。

4 深部不可采煤层碳封存关键理论技术

4.1 深部不可采煤层碳封存核心机制

由于 CO_2 地质封存需实现“短期可控注入、中期物理圈闭、长期化学固化”的多阶段协同,并通过全生命周期监测确保较长时期的安全性。因此,深部不可采煤层中 CO_2 封存煤层要足够深,确保其在近千年尺度内不可采(常规采掘方式开采)。一般而言,在可预见的时间内,从中浅层资源保有量和开采技术2方面,极薄煤层和薄煤层、构造复杂煤层、高硫煤层、突出煤层以及埋藏深度大于1500 m的煤层等不适宜开采的煤层可视为深部不可采煤层。由于深部不可采煤

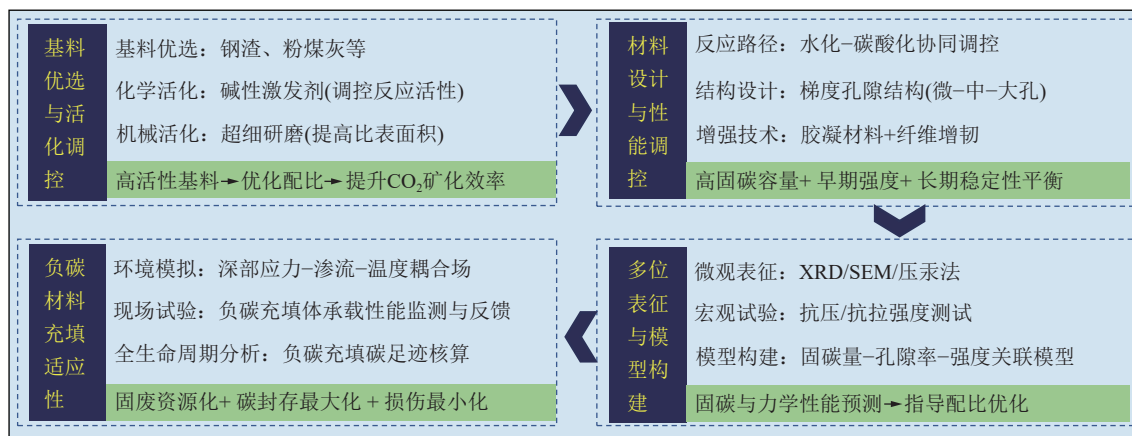


图4 深部采动空间负碳充填材料技术原理

Fig.4 Schematic diagram of technical principles for carbon-negative backfilling materials in deep mining-induced space

层具有含气量高的特点,其煤层气的高效产出为 CO_2 的高效封存提供了空间。且深部不可采煤层本身具有低渗透性,造成 CO_2 注入困难,而深部煤层气开发

压裂所形成的裂缝通道可为 CO_2 封存运移通道,因此,深部不可采煤层 CO_2 封存依托深层煤层气的开发,二者相互促进,具有协同效应(图5)。

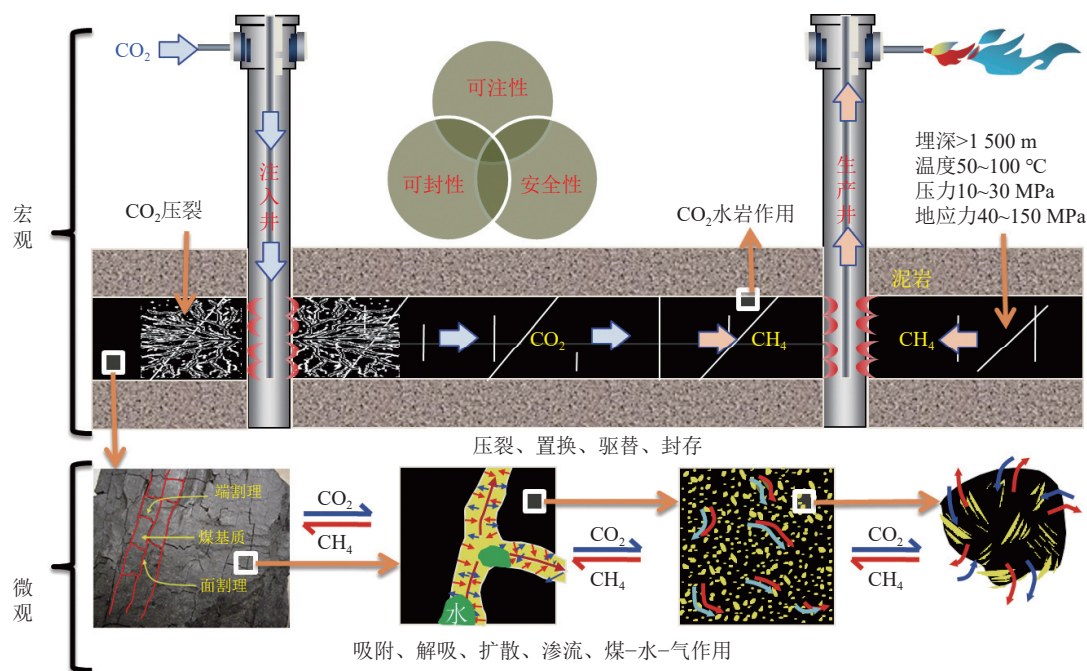


图5 深部不可采煤层 CO_2 封存利用适宜性评价及开发模式

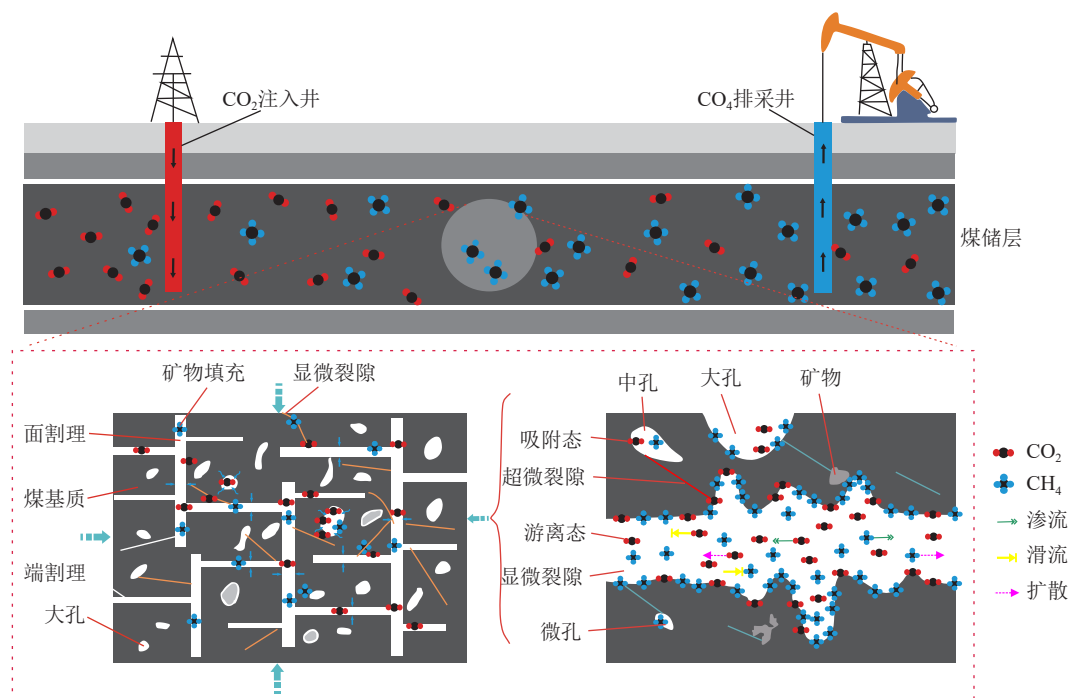
Fig.5 Schematic diagram of suitability evaluation and development model for CO_2 storage and utilization in deep unminable coal seams

ScCO_2 流体同时具备气、液两相流体的优点,既有气体的低界面张力和易扩散性,也有液体的高密度和溶解性好的特点,具有超强的流动、传递和渗透性能,使其与煤岩的相互作用机制呈现出显著的复杂性。这种复杂性不仅体现在高压条件下过剩吸附曲线的异常降低现象,而且 ScCO_2 还会引起煤岩物理化学结构的改变,进而影响 ScCO_2 的吸附能力^[89-92]。近十几年来,国内外研究团队针对不同煤阶煤样开展了大量的高温-高压 CO_2 吸附试验,并基于 Langmuir 单分子吸附模型、微孔填充模型及气体密度状态方程等理论构建了多种改进的 ScCO_2 吸附模型。关于 CO_2 注入煤层的解吸扩散、渗流、驱替模型研究已取得长足进展,其流体连续性过程如图6^[93]所示。其中,单孔扩散模型和双扩散模型常用来描述 CO_2 注入煤层的吸附解吸-扩散动力学过程^[94-97]。被广泛采用的 CO_2 注入煤层渗透率模型有 Palmer-Mansoori(PM)模型、Shi-Durucan(SD)模型、Advanced Resources International (ARI)模型,其基础是煤储层体积和应力的变化与煤储层渗透率的关系。此外,相关学者进一步考虑煤层结构、力学性质、煤基质吸附变形等因素,提出了一些改井的渗透率模型^[98-100]。此外,针对 CO_2 压裂前人也开展过大量的研究,明确了 CO_2 的压裂破岩-造缝机理,压裂增产作用和压裂地质封存作用,并实践应

用了 CO_2 泡沫压裂、 CO_2 干法压裂、 CO_2 酸化压裂和 CO_2 混合压裂技术,对煤储层也提出了 ScCO_2 相变致裂增渗方式,显示了 ScCO_2 在我国中西部深煤层压裂中具有的独特潜力和优势^[101]。因此,结合浅部煤层中 CO_2 封存先导试验的成果,探索 ScCO_2 储层压裂技术,封存利用 ScCO_2 具有广阔的前景^[102]。其难点在于“深部不可采煤层碳封存潜力和适宜性评价”和“深部不可采煤层碳封存负碳开发模式与对策”2方面内容。

4.2 深部不可采煤层碳封存潜力和适宜性评价

针对深部煤层“五高两低”(高温、高压、高应力、高灰分、高矿化度;低渗透率、低含水)复杂地质条件下碳储空间优势成储机理不明、多相作用评价缺失及工程适配性不足等科学难题,聚焦4大核心研究方向:一为沉积构造与封存空间分布规律,基于多源地质数据(三维地震、测井、岩心)构建沉积微相-构造样式耦合模型,解析深部煤层孔隙-裂隙协同演化机制,揭示构造控储与优势储层空间展布规律;二为多场耦合作用机理与动态响应,研发高温高压条件下温度-渗流-力学-化学四场联测系统,定量表征 CO_2 -水-煤-甲烷相互作用对封存效率、封存容量的影响,并建立跨尺度封存容量数值计算模型(孔隙-岩心-场地);三为地质与 CO_2 压裂-驱替的优化匹配机

图 6 CO₂-ECBM 连续性过程示意^[93]Fig.6 Schematic diagram of continuous process of CO₂-ECBM^[93]

制,明确 CO₂ 压裂参数与煤层气产出耦合机制,探明影响 CO₂ 压裂效率及驱替效果提升和促进煤层气高效开发与 CO₂ 封存同步实现的关键地质因素,查明与当前 CO₂ 压裂技术和驱替工艺匹配的深部煤层碳储空间;四为多维适宜性评价体系构建,研究高温高压高应力条件下封存适宜性评价方法,建立考虑地质构造、封存容量、压驱效果、封存稳定性等多维度的综合评价体系,形成关键指标体系,实现深煤层碳储封存利用的适宜性科学评价,为碳封存利用选址和技术优化提供决策依据。

4.3 深部不可采煤层碳封存负碳开发模式与对策

深部煤层封存利用 CO₂ 负碳开发模式与对策研究,针对深部煤层 CO₂ 压裂煤储层过程中面临的多场耦合(温度-渗流-应力-化学场)作用机制不明、多尺度(孔隙-裂隙-储层)渗流规律复杂及化学封存效率与安全性评价不足等关键挑战,研究提出“压裂增渗-驱采增效-封存稳碳”全生命周期联动的负碳开发模式,系统构建以下研究框架。① 深部煤层多场耦合超临界 CO₂ 压裂提采作用过程研究,通过开展大尺度物理模拟试验,结合数值模拟技术,探究深部煤层 CO₂ 压裂起裂、裂缝扩展机制及影响因素,评价 CO₂ 煤层压裂增产作用效果;② 深部煤层多尺度通道 CO₂ 运移-驱采过程研究,基于室内岩心尺度物理模拟及微观分子模拟技术,阐明压裂-关井增产-开井生产不同阶段深部煤层 CO₂ 相变及流动规律,评价深部煤层 CO₂ 注入能力;探究多场耦合下 CO₂ 对煤层甲烷

置换与驱替动态耦合过程及影响机制,阐明甲烷逆向运移机制及影响因素;③ 深部煤层、盖层 CO₂-水赋存规律及 CO₂ 封闭机制研究,借助低场核磁共振技术,通过分子模拟及岩心尺度物理模拟试验,揭示煤储层及其顶底板中 CO₂-水相互作用机制和赋存规律,揭示前缘地层水回渗规律,阐明储层自封闭、顶板封盖及地层边水封闭作用,综合阐明深部煤层 CO₂ 封闭安全性机制;④ 综合阐明 CO₂ 压裂-驱采增产煤层气及深部煤层封存的一体化模式机制,建立深部煤层 CO₂ 压裂-驱采-封存全生命周期综合联动的负碳开发模式,为深部煤层全生命周期的负碳开发提供科学支撑。

总体上,深层煤层气开发的成功得益于选区评价技术从“高渗富集”有利区到地质-工程一体化“甜点”的转变^[103],深部不可采煤层二氧化碳封存利用在选址上除地质因素外,更应该考虑地质、工程和注入等多因素的结合,为项目的成功实施提供基础条件。而集二氧化碳“压裂-驱替-封存”全生命周期的深煤层封存利用 CO₂ 负碳开发模式,是实现深煤层封存利用 CO₂ 的关键保障。

5 深部采掘空间碳封存关键理论技术难题

5.1 深部采掘空间碳封存关键技术

煤矿作为人类大规模地下开发活动的载体,在煤炭生产过程中产生的采空区及顶底板采动裂隙,为 CO₂ 地质封存提供了巨大潜在空间^[19]。据不完全统计

计,“十三五”期间累计退出煤矿约 7 448 处,“十四五”期间煤矿数量还将进一步压缩,预计到 2030 年,我国煤矿关闭数量将达到 1.5 万处,煤矿采掘空间预计 234.52 亿 m^3 ^[104]。然而,采空区内的碎裂煤/岩体在经历采矿扰动后,其孔-裂隙结构、力学性质和流体(CH_4 、 H_2O)赋存状态及含量等均发生显著改变,导致与 ScCO_2 驱替 CH_4 相比,采空区内的碎裂煤/岩体

ScCO₂ 封存的吸附-扩散-渗流机理复杂化, 成为制约其封存潜力评价的核心难题。由于 ScCO₂ 封存过程中, 深部煤矿采空区遗留煤柱、岩石、地下水、空气、甲烷等组成了多场多相的空间场, 深部采掘空间 CO₂、地下水、气(空气、甲烷等)、煤岩以及岩石等多相介质之间将会产生复杂的多场耦合作用^[105], 如图 7 所示。

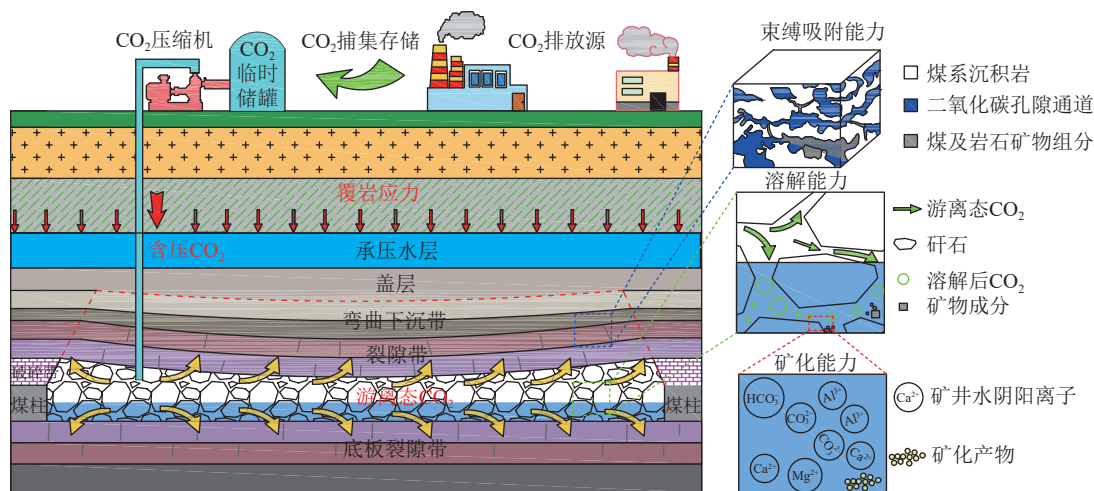
图 7 煤矿采动空间 CO₂ 地质封存、运移与固化工程效果^[106]

Fig.7 Effect of geological storage, migration and solidification of CO₂ in mining-induced space^[106]

由于采动影响,采空区内煤/岩体的次生裂隙网络与原生裂隙系统共存,构成更为复杂的“多重孔隙-裂隙”系统;现有扩散-渗流模型尚未充分考虑采掘空间特有因素对 CO_2 运移行为的影响,这在一定程度上限制了深部采掘空间碳封存评估中的准确性和适用性。此外,在 CO_2 渗透作用下采空区封存空间盖层、底板岩层以及遗留煤柱力学性质变化发生蠕变,影响深部采空区空间碳封存的长期稳定性^[106]。因此,深入研究煤/岩体应力、渗流、损伤与 CO_2 封存状态动态演化耦合过程,阐明受开采扰动影响的深部采掘空间 CO_2 封闭能力、封存潜力及其地质控制机制是要解决的关键问题。

5.2 深部煤矿采掘空间 ScCO_2 吸附-扩散-渗流机理及封存潜力

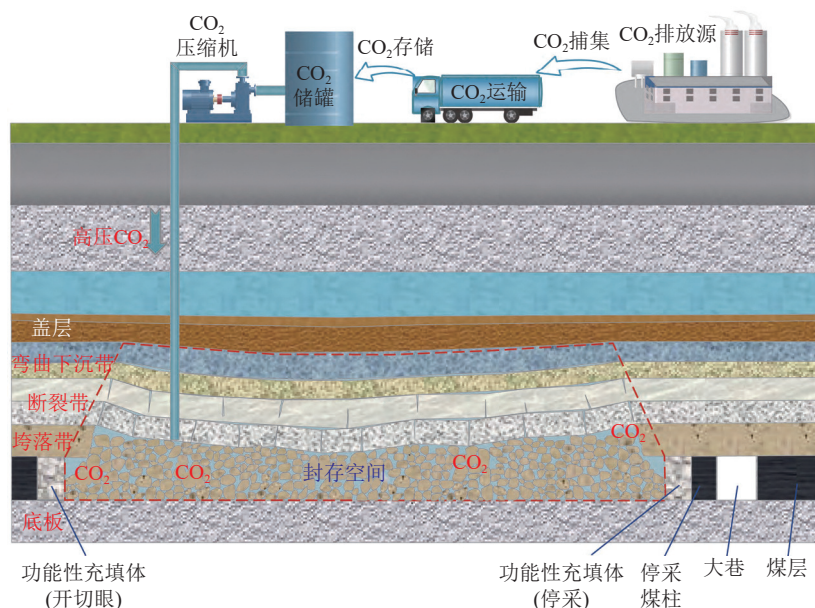
以往的扩散和渗流模型,都是基于地层原位条件下煤层完整所构建,而真实采掘空间煤岩体连续性遭到破坏,如图 8 所示。其物理结构和化学性质已发生改变,包括裂隙发育程度、孔隙分布特征以及表面性质等方面都与原始煤岩有所不同,这些变化会显著影响 SeCO_2 的吸附特性。因此,亟需针对深部采掘空间工程地质环境开展深入研究,构建更为符合实际的扩散-渗流理论模型。

由于深部采掘空间工程地质环境的复杂性,

ScCO₂ 封存潜力评估需综合考虑多种封存形式。这些形式主要包括游离态 CO₂、吸附态 CO₂ 以及在地下水存在条件下的溶解态 CO₂。游离态 CO₂ 封存量评估应重点关注采空区碎裂煤岩体的有效孔隙度及现场温度-压力条件;而吸附态 CO₂ 封存量评估则需综合考虑多重关键因素,包括:现场温度-压力条件、地应力场分布、煤岩体扩散-渗流特性、煤阶、吸附特性、水分含量、灰分产率、煤基质吸附膨胀效应,以及煤岩体与上覆/下伏岩层的孔-裂隙结构特征及其空间分布规律等因素。值得注意的是,现有煤层 CO₂ 封存潜力模型多局限于静态封存量的评估,难以准确反映深部废弃采空区的复杂实际情况。亟需深入研究 CO₂ 注入后在采空区内的吸附-扩散-渗流动力学过程,以精确刻画 CO₂ 的迁移路径与空间分布特征,开发采空区超临界 CO₂ 动态封存潜力计算模型,为深部废弃采空区碳封存工程实践提供坚实的理论支撑。

5.3 深部废弃采空区碳封存多相多场耦合机理及稳定性评价技术

CO₂地质封存的时间跨度通常要延续几百年甚至几千年时间,针对其长期封存条件下围岩稳定性评估是至关重要的。深部采掘空间碳封存过程中,由于CO₂注入引起的注入压力、孔隙压力变化、热应力以及CO₂-水-岩(煤)产生部分化学反应,可能会导致封

图8 煤层采空区碎裂岩体CO₂封存空间^[19]Fig.8 CO₂ storage space in fractured rock mass of coal mined-out area^[19]

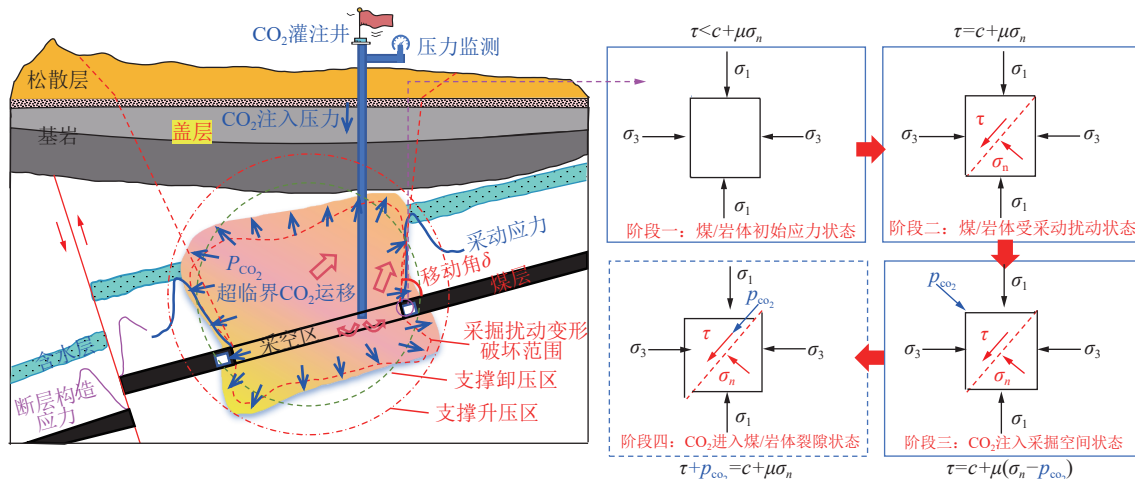
存空间周围岩体的力学性质和参数发生变化,甚至造成封存空间上覆盖层、底板、周围煤(岩)柱等产生较大塑性变形、损伤断裂以及地层完整性破坏等一系列地质力学问题,致使碳封存空间的密闭性变差、长期稳定性降低,更严重的会造成CO₂直接泄露、地表隆起和断层活化诱发地震活动等生态环境破坏^[107-108]。因此,揭示深部煤矿采空区在碳封存过程中CO₂、地下水、气(空气、甲烷等)、煤岩以及岩石等多相介质之间产生复杂的多场耦合作用,分析评价深部采掘空间碳封存盖层稳定性,是成功实现深部采掘空间CO₂地质封存的重要前提。

已有研究表明,地震或者碳氢化合物聚集以及流体注入地层后,可能会引起储层断层的活化,产生剪切滑移^[109],CO₂注入采掘空间后也可能产生类似的现

象,结合深部采掘空间扰动的特点,将深部采掘空间碳封存过程分为4个阶段,如图9所示。

与理论分析和试验研究等手段相比,数值模拟方法能够更好地解决大尺度范围内复杂地质模型的多场耦合问题,逐渐成为国内外学者开展CO₂长期封存稳定性分析和封存安全性论证的重要手段之一^[110-112]。深部采掘空间CO₂封存数值模拟的研究对象是储层或封存空间周围岩体(包括上覆盖层、底板、四周煤(岩)柱)与流体介质(CO₂、孔隙水、裂隙水或老空水等)组成的多相多组分系统,通常受到岩体自身特性、地层构造及CO₂注入响应等复杂耦合过程^[110],亟需建立化学-渗流-力学-温度多场耦合模型与分析方法,明确在多场耦合条件下的岩石力学行为。

随着我国煤矿开采深度、开采范围与开采强度的

图9 深部采掘空间碳封存CO₂-水-气-煤-岩多相多场耦合机理Fig.9 Multifield and multiphase (CO₂, water, gas, coal and rock) coupling mechanisms of carbon sequestration in deep mining space

增大, 深部煤矿巷道地应力高、采动影响强烈^[113], 围岩出现大变形、持续流变。深部煤矿采空区进行碳封存时, CO_2 渗透作用会导致巷道、石门以及遗留煤柱力学性质变化^[105], 进而影响封存空间的稳定性。因而, 针对深部煤矿采掘空间 CO_2 封存情况, 进一步揭示碳封存空间盖层、底板岩层以及遗留煤柱在 CO_2 注入影响下的力学流变特性, 阐明 CO_2 注入采掘空间后对顶板裂隙带及盖层和底板中原生微裂缝的起裂、扩展等影响作用, 分析评价深部采掘空间碳封存盖层稳定性具有重要意义。

6 多类型碳储空间潜力计算及大规模注入模式创新

6.1 二氧化碳储量潜力计算

1) 多类型碳储空间评价方法。地质碳封存技术主要通过多种地质储层实现, 包括深层咸水含水层、枯竭油气藏、未开采煤层、玄武岩储层以及海底沉积构造。这些储层在孔隙结构、渗透性、矿物组成等地质特征方面存在显著差异, 导致其封存机制、封存容量以及长期安全性各具特点^[114]。

深部咸水层 CO_2 封存量评估方法经历了从静态估算到动态模拟的重要转变。国际研究初期采用容量系数法等简化方法, 后通过 Sleipner 和 In Salah 等示范项目, 发展出基于三维地质建模与地震监测的验证体系^[115-117]。国内研究从传统体积法、溶解度法逐步发展为多机制耦合评估方法, 创新性地提出“构造圈闭+残余气捕集+溶解扩散”的复合计算框架, 提出封存机理法和分级封存容量模型(图 10)^[118-119]。当前

技术前沿聚焦高精度地质建模与三维非均质模拟, 通过耦合流体运移-化学反应-力学变形等多物理场过程, 实现对 CO_2 时空分布与长期行为的动态预测。数值模拟技术虽对数据精度要求较高, 但在表征多机制耦合及储层非均质性方面具有显著优势, 大幅提升了封存潜力评估的可靠性^[120]。

枯竭油气藏 CO_2 封存与强化采油 (CO_2 -EOR) 协同技术已成为碳封存的重要方式, 实现增油与减排双重目标^[121]。该技术通过 2 种核心机制发挥作用: 在油藏中, CO_2 与原油互溶降低黏度并改善流动特性; 在气藏中, CO_2 通过重力置换驱替残余天然气^[122-123]。国际上已发展出 2 种主流评估方法: 碳封存领导人论坛 (CSLF) 提出的物质平衡法基于原始油气储量计算置换量, 该方法适用于已有完备开发资料的枯竭油气藏; 美国能源部 (DOE) 的有效容积法则通过储层参数估算封存潜力, 该方法计算简便、适用性广, 适合于区域尺度的潜力评价^[124-125]。近年来, 欧美项目通过融合物质平衡法与数值模拟技术, 大幅提升了预测准确性^[126-129]。先进的数值模拟平台(如 CMG、TOUGH2) 已实现地质建模与多相流模拟的深度整合, 能够精准模拟 CO_2 运移规律、压力变化及封存空间分布, 为现场应用提供关键技术支持^[130-131]。

煤层 CO_2 封存量的评估主要基于其独特的吸附储存机制。与常规储层不同, 煤层中 CO_2 主要通过吸附态、游离态、溶解态及矿化态等形式封存^[132-133]。目前主要采用 2 种计算方法: ① 有效容积法 (DOE 计算方法), 通过考虑 CO_2 以吸附、游离或溶解状态滞留在煤层中的体积对 CO_2 的赋存能力进行评估, 综合考

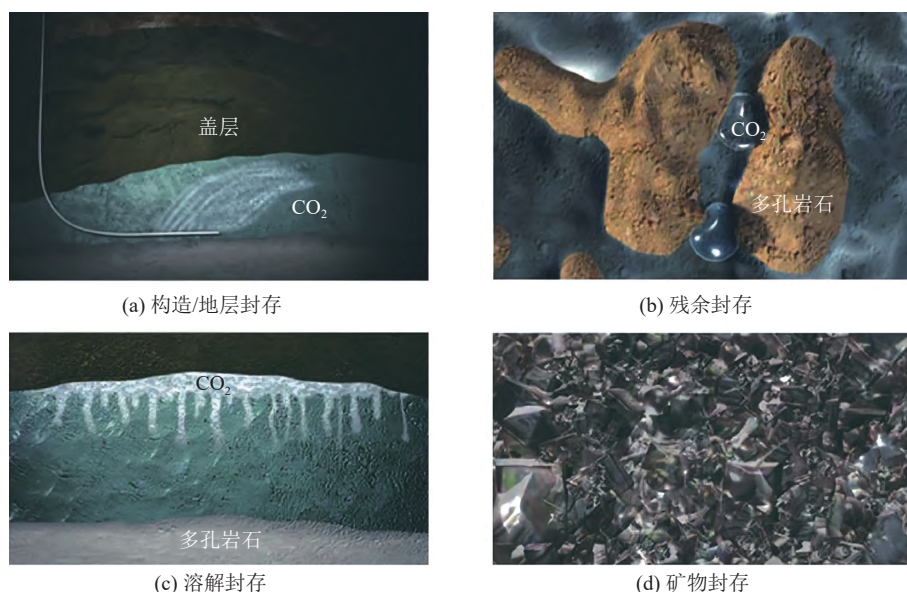


图 10 CO_2 咸水层封存机理^[119]

Fig.10 CO_2 storage mechanisms in saline aquifers^[119]

虑吸附、游离和溶解等储存形式^[134]。② 物质平衡法 (CSLF 计算方法), 基于 CO_2 - CH_4 竞争吸附原理, 通过计算 CO_2 对煤层气的置换量来确定封存量, 尤其适用于已开发煤层气田的封存潜力评估^[135]。这 2 种方法分别从储集空间利用率和气体置换效应 2 个维度, 为煤层 CO_2 封存提供了量化依据。欧盟方法中用于估算深部煤层 CO_2 封存潜力的一种典型方法是基于吸附等温线的体积法, 该方法广泛应用于 CO_2 地质封存相关的区域性评估项目中, 如 EU GeoCapacity 和 CO_2StoP 等欧洲大型碳封存研究计划。该方法基于深部不可开采煤层具备良好的 CO_2 选择性吸附能力, 封存主要依赖物理吸附过程。在恒定温度和压力下, 吸附量可通过 Langmuir 等温线表征, 其封存潜力由煤层的分布面积、有效厚度及储层利用效率共同决定。该方法简便, 适用于区域性、大范围初步封存潜力估算, 但忽略了 CO_2 与 CH_4 竞争吸附对吸附容量的影响^[136]。

玄武岩 CO_2 封存因其独特的矿化封存机制备受关注。当 CO_2 注入后, 与玄武岩中的钙、镁、铁等金属离子发生碳酸盐化反应, 生成稳定的方解石、菱镁矿等矿物, 实现永久性封存^[137]。目前评估方法主要分为 3 类: ① 单位矿化法, 基于反应化学计量计算矿化量, 适用于试验数据较丰富的区域; ② 矿物置换法, 考虑原生矿物溶解与新矿物沉淀, 是理论性较强的一种方法; ③ 孔隙充填法, 评估有效孔隙空间对矿化产物的容纳能力, 适用于孔隙率较高或反应矿物较丰富的储层^[138]。最新研究趋势是整合多种方法优势, 通过多参数协同分析, 显著提升了封存潜力评估的准确性和可靠性。

海底沉积构造 CO_2 封存依托稳定的地质圈闭和优质盖层, 其封存机制与陆地储层类似, 但具有显著的环境优势: 高压低温条件增强 CO_2 相态稳定性, 厚层沉积物提供天然屏障, 且远离人类活动区^[139-140]。目前主要采用基于储层参数的体积法进行潜力评估, 并通过有效封存因子校正和数值模拟提升计算精度^[141]。研究重点聚焦于: 高分辨率海底地质建模; CO_2 -沉积物-海水相互作用机理; 长期封存安全监测技术^[142]。然而, 深海作业的高成本、复杂环境下的工程实施以及长期监测技术的可靠性仍是亟待突破的技术瓶颈。

2) 多类型碳储空间潜力计算式。国际碳封存潜力评估主要采用欧盟、CSLF 和 DOE 等机构的标准方法。我国已发布 DZ/T 0474—2024《咸水层二氧化碳地质封存潜力评价技术指南》, 但其他储层类型尚缺乏统一计算方法。表 1 系统总结了典型碳储空间 (包

括咸水层、油气藏、煤层等) 的潜力计算式及其适用条件, 为不同地质条件下的碳封存潜力评估提供技术参考。

6.2 注入模式创新

CO_2 封存注入技术正向高效安全协同方向发展, 各类技术在驱替增效、封存固化和储层适配方面展现差异化优势, 推动碳封存向多模式集成应用演进。

1) CO_2 注入驱替效率优化创新。当前 CO_2 封存注入技术呈现多元化发展趋势, 各类创新方法在提升驱替效率、增强封存稳定性及适应复杂储层条件方面展现出显著优势。混合气注入技术通过将 CO_2 与氮气、烟道气等气体混合, 有效降低混相压力并优化驱替效果。例如, 美国 Wasson 油田采用 CO_2 与天然气混合注入方案, 使原油采出率提升至 55%^[145]。微纳米气泡注入技术利用纳米级气泡的低浮力、高比表面积及强布朗运动特性, 显著延长 CO_2 在孔隙中的滞留时间, 并加速溶解与矿化过程, 封存效率可提升数十倍, 但其工业化应用仍受限于制备成本与技术瓶颈^[146-148]。

水气交替驱 (WAG) 管理系统通过周期性注入水和 CO_2 , 优化油藏流体流动, 实现油气增产与封存协同。中国石油在梅罗油田项目中结合 WAG 与 4D 地震监测技术, 成功验证了 CO_2 的高效回注与长期封存安全性^[149]。该技术的核心优势在于减少 CO_2 无效循环, 并可根据油藏动态调整注入比例。低张力气体驱 (LTG) 通过降低 CO_2 与原油间的界面张力, 显著增强混相能力, 尤其适用于低渗透储层。结合表面活性剂的使用, LTG 可进一步提升 CO_2 在复杂岩性 (如碳酸盐岩) 中的扩散效率^[150-152]。

这些技术的工程实践表明, CO_2 封存正从单一模式向多技术协同方向发展, 未来需进一步优化成本效益比并突破规模化应用瓶颈。

2) CO_2 封存稳定性增强创新。溶解性 CO_2 注入技术通过将 CO_2 预溶于水或盐水后回注地层, 显著提升封存安全性。冰岛 CarbFix 项目开发了井下气液混合装置, 确保注入液始终处于欠饱和状态, 完全避免游离 CO_2 的生成^[153-154]。矿化封存技术则利用富含钙、镁的地层与 CO_2 反应生成稳定碳酸盐, 实现永久封存。我国雷州半岛项目通过玄武岩地层催化矿化反应, 使封存效率较常规方法提升 30%^[155]。更具创新性的是原位生物修复耦合技术, 通过调控油藏微生物群落, 在降解残余原油的同时固定 CO_2 。中国石油在伊拉克西古尔纳油田的成功实践证明, 该技术可实现环境修复与碳封存的双重效益^[156-158]。这些技术突破为 CO_2 封存提供了更安全、更持久的解决方案。

表1 多类型碳储空间潜力计算公式

Table 1 Calculation formulas for potential of multi-type carbon storage spaces

碳储空间	计算方法	计算式
深部盐水层 ^[143]	封存机理法	$M_{\text{CO}_2}^{\text{S}} = \rho V_{\text{tr}} \phi (1 - S_{\text{wi}}) = \rho_{\text{CO}_2} A h \phi (1 - S_{\text{wi}})$
		$M_{\text{CO}_2}^{\text{r}} = \rho_{\text{CO}_2} \Delta V_{\text{tr}} \phi S_{\text{CO}_2}^{\text{t}}$
		$M_{\text{CO}_2}^{\text{d}} = A h \phi (\rho_{\text{s}} X_{\text{s}}^{\text{CO}_2} - \rho_{\text{i}} X_{\text{i}}^{\text{CO}_2}) / 10^6$
		$M_{\text{CO}_2}^{\text{t}} = M_{\text{CO}_2}^{\text{S}} + M_{\text{CO}_2}^{\text{r}} + M_{\text{CO}_2}^{\text{d}}$
	体积法	$V_{\text{CO}_2} = A h \phi E$
	面积法	$M_{\text{CO}_2} = A C_{\text{ds}} F_{\text{s}} h$
	溶解度法	$S_{\text{CO}_2} = a A h \eta n X_{\text{w}}^{\text{CO}_2} \rho_{\text{i}} m_{\text{CO}_2}$
	容量系数法	$C = C^{\text{g}} + C^{\text{w}} = S_{\text{g}} + S_{\text{wi}} X_{\text{w}}^{\text{CO}_2} \rho_{\text{i}} / \rho_{\text{CO}_2}$
	DOE计算方法	$M_{\text{CO}_2} = \rho_{\text{CO}_2, \text{std}} A \phi B (1 - S_{\text{wi}}) E_{\text{oil/gas}}$
	CSLF计算方法	$M_{\text{CO}_2} = \rho_{\text{CO}_2, \text{r}} R_{\text{f}} (1 - F_{\text{IG}}) G \left[\frac{P_{\text{s}} Z_{\text{r}} T_{\text{r}}}{P_{\text{r}} Z_{\text{s}} T_{\text{s}}} \right]$
枯竭油气藏 ^[43,144]		$M_{\text{CO}_2} = \rho_{\text{CO}_2, \text{r}} \left[\frac{R_{\text{f}} N}{B_{\text{f}}} - V_{\text{iw}} + V_{\text{pw}} \right]$
	有效容积法	$M_{\text{CO}_2} = \rho_{\text{CO}_2, \text{std}} A_{\text{coal}} h_{\text{coal}} (V_{\text{a}} + V_{\text{f}}) \xi$
未开采深层煤层 ^[119]	基于吸附等温线的体积法	$M_{\text{CO}_2} = P_{\text{PGI}} \rho_{\text{CO}_2, \text{std}} R_{\text{E}} \zeta$

注: $M_{\text{CO}_2}^{\text{S}}$ 为二氧化碳在深部盐水层中构造地层圈闭的理论封存量, 10^6 t ; V_{tr} 为构造或地层圈闭的体积, 10^6 m^3 ; A 为圈闭面积, km^2 ; h 为深部盐水层的平均厚度, m ; ϕ 为深部盐水层岩石的孔隙率, %; S_{wi} 为残余水饱和度, %; $M_{\text{CO}_2}^{\text{r}}$ 为二氧化碳在深部盐水层中残余气封存的理论封存量, 10^6 t ; ΔV_{tr} 为原先被 CO_2 饱和然后被水侵入的岩石体积, 10^6 m^3 ; $S_{\text{CO}_2}^{\text{t}}$ 为液流逆流后被圈闭的 CO_2 饱和度, %; ρ_{CO_2} 为储层二氧化碳的密度, kg/m^3 ; $M_{\text{CO}_2}^{\text{d}}$ 为 CO_2 在深部盐水层中溶解封存的理论封存量, 10^6 t ; ρ_{s} 为被二氧化碳饱和时的地层水的平均密度, kg/m^3 ; ρ_{i} 为初始地层水的平均密度, kg/m^3 ; $X_{\text{s}}^{\text{CO}_2}$ 为地层水被二氧化碳饱和时二氧化碳占地层水中的质量分数, %; $X_{\text{i}}^{\text{CO}_2}$ 为原始二氧化碳占地层水的质量分数, %; $M_{\text{CO}_2}^{\text{t}}$ 为二氧化碳在深部盐水层中的理论封存量, 10^6 t ; E 为有效封存因子; C_{ds} 为深部盐水层覆盖系数; M_{CO_2} 为二氧化碳在深部盐水层中的理论封存量, 10^6 t ; F_{s} 为封存系数, $10^6 \text{ t}/(\text{km}^2 \cdot \text{m})$; S_{CO_2} 为盐水层中二氧化碳的封存量, g ; a 为用于封存二氧化碳的盐水层平面分布范围占总盆地的比例; η 为盐水层厚度占总沉积层的比例; n 为孔隙率, %; $X_{\text{w}}^{\text{CO}_2}$ 为地层水中二氧化碳的溶解度, mol/kg ; m_{CO_2} 为二氧化碳的摩尔质量, 取 44 g/mol ; m 为盐水中盐水的质量, kg ; C 为圈闭控制区内可用于封存二氧化碳的容积空间比例系数; S_{g} 为圈闭控制区内二氧化碳的气体饱和度; $\rho_{\text{CO}_2, \text{std}}$ 为标准大气压下 CO_2 密度, 取值 1.997 kg/m^3 ; B 为初始油气形成体积系数; $E_{\text{oil/gas}}$ 为储集效率系数, 表示可注入的 CO_2 所占据的部分与产生的油气相关的总孔隙的比例; G 为气藏地质储量; N 为油藏地质储量; R_{f} 为采收率, %; F_{IG} 为注入气体分数; P 为压力; T 为温度; Z 为气体偏差系数; 下标 s 和 r 分别代表储层和地表条件; V_{iw} 为注入水的体积, m^3 ; V_{pw} 为采出水的体积, m^3 ; B_{f} 为将油体积从标准状态带到实际状态的地层体积分数; A_{coal} 为目标煤层面积, km^2 ; h_{coal} 为目标煤层厚度, m ; V_{a} 为单位体积煤的 CO_2 吸附量, kg/m^3 ; V_{f} 为单位体积煤中 CO_2 游离量, kg/m^3 ; ξ 为 CO_2 储层的有效因子。 P_{PGI} = 煤储层体积 $\times$ 煤密度 $\times$ 甲烷含量 $\times$ 完成度 $\times$ 采收率; R_{E} 为 CO_2 与 CH_4 的体积置换比, 通常取常数值为 1; ζ 为可采系数, 取值 0.1%。

7 结 论

1) CO_2 注入不同储层 (咸水层、煤层、玄武岩等) 引发多场耦合效应, 包括热-流-力-化学 (THMC) 相互作用, 可能导致断层活化、盖层失效及地震风险, 数值模拟与试验验证, 可揭示储层动态响应规律, 提出了断层活化风险评估框架。场地适宜性评价方法形成多尺度指标体系 (区域-盆地-场地级), 结合层次分析法与 GIS 技术等, 实现封存潜力、安全性与经济性的综合评价。深部咸水层在我国具有较高封存潜力, 需重点关注非均质性与长期稳定性。

2) 地震、重磁、电法及多物理场联合探测技术显著提升储层识别精度。地震 AVO 分析、全波形反演 (FWI) 与井间地震可刻画孔隙-裂隙分布; 电磁法对流体敏感, 联合地震技术降低多解性; 重磁探测结合多源数据反演实现深部构造精细建模。

3) 提出了“负碳充填-灾害防控-固碳减排”一体化技术, 通过 CO_2 矿化工业固废 (钢渣、粉煤灰) 制备充填材料, 兼顾岩层控制与固碳效益。关键技术挑战在于平衡固碳量与充填体力学强度, 避免胶结结构破坏。

4) 深部不可采煤层通过 CO_2 驱替煤层气 (ECBM) 是实现 CO_2 封存与清洁能源开发协同的战略路径, 其核心优势在于“封存-驱替”一体耦合。结合浅部煤层中 CO_2 封存先导试验的成果, 探索 CO_2 “压裂-驱替-封存”全生命周期的深煤层封存利用 CO_2 负碳开发模式, 是实现深煤层封存利用 CO_2 的关键保障。

5) 深部采掘空间碎裂煤岩体形成复杂孔隙网络, 需构建多相 (CO_2 - H_2O - CH_4) 渗流-吸附动态模型, 评估游离态、吸附态与溶解态封存潜力。而开采扰动后深部采掘空间盖层、底板岩层以及遗留煤柱在 CO_2 注入影响下不断演化, 亟需建立化学-渗流-力学-温度

多场耦合模型与分析方法,分析评价深部采掘空间碳封存盖层稳定性。

6) 咸水层采用封存机理法(构造圈闭+溶解+矿化),枯竭油气藏结合物质平衡法与数值模拟。创新注入技术如微纳米气泡注入可提升封存效率,玄武岩采用“溶解态 CO₂-水混合”模式实现快速矿化。

参考文献(References):

- [1] LEUNG D Y C, CARAMANNA G, MAROTO-VALER M M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 39: 426–443.
- [2] 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.
- [3] SAKUROVS R, DAY S, WEIR S. Relationships between the sorption behaviour of methane, carbon dioxide, nitrogen and ethane on coals[J]. *Fuel*, 2012, 97: 725–729.
- [4] CHENG Y X, LIU W N, XU T F, et al. Seismicity induced by geological CO₂ storage: A review[J]. *Earth-Science Reviews*, 2023, 239: 104369.
- [5] AMINU M D, ALI NABAVI S, ROCHELLE C A, et al. A review of developments in carbon dioxide storage[J]. *Applied Energy*, 2017, 208: 1389–1419.
- [6] 桑树勋, 袁亮, 刘世奇, 等. 碳中和地质技术及其煤炭低碳化应用前瞻[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(4): 1430–1451.
SANG Shuxun, YUAN Liang, LIU Shiqi, et al. Geological technology for carbon neutrality and its application prospect for low carbon coal exploitation and utilization[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(4): 1430–1451.
- [7] 马瑾, 胥蕊娜, 罗庶, 等. 超临界压力 CO₂ 在深部咸水层中运移规律研究[J]. *工程热物理学报*, 2012, 33(11): 1971–1975.
MA Jin, XU RuiNa, LUO Shu, et al. Core-scale experimental study on supercritical-pressure CO₂ migration mechanism during CO₂ geological storage in deep saline aquifers[J]. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2012, 33(11): 1971–1975.
- [8] JUANES R, SPITERI E J, ORR JR F M, et al. Impact of relative permeability hysteresis on geological CO₂ storage[J]. *Water Resources Research*, 2006, 42(12): 395–397.
- [9] JIANG X. A review of physical modelling and numerical simulation of long-term geological storage of CO₂[J]. *Applied Energy*, 2011, 88(11): 3557–3566.
- [10] 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.
- [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] 李阳, 张建, 范振宁, 等. 齐鲁石化-胜利油田 CO₂ 长输管道数智化关键技术与创新实践[J]. *天然气工业*, 2024, 44(9): 1–12.
LI Yang, ZHANG Jian, FAN Zhenmin, et al. Key technologies for digital intelligence of long-distance CO₂ pipeline and their innovative practices in the Qilu Petrochemical-Shengli Oilfield CO₂ pipeline[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(9): 1–12.
- [13] CONDOR J, SUEBSIRI J, WILSON M, et al. Carbon footprint and principle of additionality in CO₂-EOR projects: The weyburn case[C]//SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. SPE, 2010: SPE-138885-MS.
- [14] GISLASON S R, WOLFF-BOENISCH D, STEFANSSON A, et al. Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010, 4(3): 537–545.
- [15] 谢和平, 周宏伟, 薛东杰, 等. 煤炭深部开采与极限开采深度的研究与思考[J]. *煤炭学报*, 2012, 37(4): 535–542.
XIE Heping, ZHOU Hongwei, XUE Dongjie, et al. Research and consideration on deep coal mining and critical mining depth[J]. *Journal of China Coal Society*, 2012, 37(4): 535–542.
- [16] 谢和平. “深部岩体力学与开采理论”研究构想与预期成果展望[J]. *工程科学与技术*, 2017, 49(2): 1–16.
XIE Heping. Research framework and anticipated results of deep rock mechanics and mining theory[J]. *Advanced Engineering Sciences*, 2017, 49(2): 1–16.
- [17] 康红普, 王国法, 姜鹏飞, 等. 煤矿千米深井围岩控制及智能开采技术构想[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(7): 1789–1800.
KANG Hongpu, WANG Guofa, JIANG Pengfei, et al. Conception for strata control and intelligent mining technology in deep coal mines with depth more than 1000m[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(7): 1789–1800.
- [18] 谢和平, 高峰, 鞠杨, 等. 深地科学领域的若干颠覆性技术构想和研究方向[J]. *工程科学与技术*, 2017, 49(1): 1–8.
XIE Heping, GAO Feng, JU Yang, et al. Novel idea and disruptive technologies for the exploration and research of deep earth[J]. *Advanced Engineering Sciences*, 2017, 49(1): 1–8.
- [19] 王双明, 申艳军, 孙强, 等. “双碳”目标下煤炭开采扰动空间 CO₂ 地下封存途径与技术难题探索[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(1): 45–60.
WANG Shuangming, SHEN Yanjun, SUN Qiang, et al. Underground CO₂ storage and technical problems in coal mining area under the “dual carbon” target[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(1): 45–60.
- [20] 魏恒飞, 方杰, 时俊杰, 等. 深部地下储存空间利用理论、技术及前景[J]. *煤田地质与勘探*, 2025, 53(2): 67–83.
WEI Hengfei, FANG Jie, SHI Junjie, et al. Theories, technologies, and prospects for the utilization of deep underground storage space[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2025, 53(2): 67–83.
- [21] 谢启红, 褚程程, 邵先杰, 等. 基于不同地质体封存二氧化碳机理的泄漏路径分析[J]. *煤炭技术*, 2024, 43(11): 152–156.
XIE Qihong, CHU Chengcheng, SHAO Xianjie, et al. Analysis of leak path based on CO₂ storage mechanism in different geological

- bodies[J]. *Coal Technology*, 2024, 43(11): 152–156.
- [22] 桑树勋, 牛庆合, 曹丽文, 等. 深部煤层 CO₂ 注入煤岩力学响应特征及机理研究进展[J]. *地球科学*, 2022, 47(5): 1849–1864.
SANG Shuxun, NIU Qinghe, CAO Liwen, et al. Mechanical response characteristics and mechanism of coal-rock with CO₂ injection in deep coal seam: A review[J]. *Earth Science*, 2022, 47(5): 1849–1864.
- [23] NIU Q H, CAO L W, SANG S X, et al. The adsorption-swelling and permeability characteristics of natural and reconstituted anthracite coals[J]. *Energy*, 2017, 141: 2206–2217.
- [24] 王晓, 文凯星, 石祥超, 等. 扩散作用控制下 CO₂ 矿化封存实验及模拟研究[J]. *煤炭学报*, 2024, 49(10): 4235–4251.
WANG Xiao, WEN Kaixing, SHI Xiangchao, et al. Experimental and simulation study on CO₂ mineralization under diffusion control[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(10): 4235–4251.
- [25] MATTER J M, STUTE M, SNÆBJÖRNSDÓTTIR S Ó, et al. Rapid carbon mineralization for permanent disposal of anthropogenic carbon dioxide emissions[J]. *Science*, 2016, 352(6291): 1312–1314.
- [26] SHEN W, MA T, ZUO L, et al. Advances and prospects of supercritical for shale gas extraction and geological sequestration in gas shale reservoirs[J]. *Energy & Fuels*, 2024, 38(2): 789–805.
- [27] 刘贺娟, 童荣琛, 侯正猛, 等. 地下流体注采诱发地震综述及对深部高温岩体地热开发的影响[J]. *工程科学与技术*, 2022, 54(1): 83–96.
LIU Hejuan, TONG Rongchen, HOU Zhengmeng, et al. Review of induced seismicity caused by subsurface fluid injection and production and impacts on the geothermal energy production from deep high temperature rock[J]. *Advanced Engineering Sciences*, 2022, 54(1): 83–96.
- [28] 张志雄, 谢健, 戚继红, 等. 地质封存二氧化碳沿断层泄漏数值模拟研究[J]. *水文地质工程地质*, 2018, 45(2): 109–116.
ZHANG Zhixiong, XIE Jian, QI Jihong, et al. Numerical simulation of CO₂ leakage along faults from geologic carbon dioxide sequestration[J]. *Hydrogeology & Engineering Geology*, 2018, 45(2): 109–116.
- [29] 张建勇, 崔振东, 周健, 等. 流体注入工程诱发断层活化的风险评估方法[J]. *天然气工业*, 2018, 38(8): 33–40.
ZHANG Jianyong, CUI Zhendong, ZHOU Jian, et al. Risk assessment methods for fault reactivation induced by fluid injection[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(8): 33–40.
- [30] 禹海涛, 张改, 闫晓. CO₂ 封存诱发近断层活化机制研究进展[J]. *华侨大学学报 (自然科学版)*, 2024, 45(2): 136–149.
YU Haitao, ZHANG Gai, YAN Xiao. Research progress on mechanism of near-fault reactivation induced by CO₂ geological storage[J]. *Journal of Huaqiao University (Natural Science)*, 2024, 45(2): 136–149.
- [31] SANO Y, KAGOSHIMA T, TAKAHATA N, et al. Groundwater anomaly related to CCS-CO₂ injection and the 2018 Hokkaido eastern iburi earthquake in Japan[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2020, 8: 611010.
- [32] 蒋林桐, 马天然, 李采, 等. CO₂ 地质封存诱发断层活化和流体泄漏模型及数值研究[J]. *地质学报*, 2024, 98(11): 3418–3432.
JIANG Lintong, MA Tianran, LI Cai, et al. The modeling and numerical study of fault activation and fluid leakage in CO₂ geological storage[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2024, 98(11): 3418–3432.
- [33] 陈博文, 李琦, 谭永胜, 等. 不同有效应力下泥岩盖层二氧化碳突破压力演化特征的试验研究[J]. *岩土力学*, 2024, 45(12): 3681–3693.
CHEN Bowen, LI Qi, TAN Yongsheng, et al. Experimental study on evolutionary characteristics of CO₂ breakthrough pressure for mudstone caprock under different effective stresses[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2024, 45(12): 3681–3693.
- [34] ZHANG C, WANG M L. A critical review of breakthrough pressure for tight rocks and relevant factors[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 100: 104456.
- [35] 魏宁, 李小春, 王颖, 等. 不同温压条件下泥质粉砂岩二氧化碳突破压的试验研究[J]. *岩土力学*, 2014, 35(1): 98–104.
WEI Ning, LI Xiaochun, WANG Ying, et al. Experimental studies of CO₂ breakthrough pressure of argillaceous siltstone under different pressures and temperatures[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2014, 35(1): 98–104.
- [36] CHEN B W, LI Q, TAN Y S, et al. Experimental measurements and characterization models of caprock breakthrough pressure for CO₂ geological storage[J]. *Earth-Science Reviews*, 2024, 252: 104732.
- [37] CUI Y N, BAI J J, LIAO S L, et al. Suggestions on the development of environmental monitoring technology of CO₂ geological storage and leakage under the background of China's "double-carbon" strategy[J]. *Atmosphere*, 2023, 14(1): 51.
- [38] 任韶然, 李德祥, 张亮, 等. 地质封存过程中 CO₂ 泄漏途径及风险分析[J]. *石油学报*, 2014, 35(3): 591–601.
REN Shaoran, LI Dexiang, ZHANG Liang, et al. Leakage pathways and risk analysis of carbon dioxide in geological storage[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(3): 591–601.
- [39] WATSON T L, BACHU S. Identification of wells with high CO₂-leakage potential in mature oil fields developed for CO₂-enhanced oil recovery[C]//SPE Symposium on Improved Oil Recovery. SPE, 2008; SPE-112924-MS.
- [40] GHOLAMI R, RAZA A, IGLAUER S. Leakage risk assessment of a CO₂ storage site: A review[J]. *Earth-Science Reviews*, 2021, 223: 103849.
- [41] 刁玉杰, 张森琦, 郭建强, 等. 深部咸水层二氧化碳地质储存场址选址储盖层评价[J]. *岩土力学*, 2012, 33(8): 2422–2428.
DIAO Yujie, ZHANG Senqi, GUO Jianqiang, et al. Reservoir and caprock evaluation of CO₂ geological storage site selection in deep saline aquifers[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2012, 33(8): 2422–2428.
- [42] 郭建强, 文冬光, 张森琦, 等. 中国二氧化碳地质储存适宜性评价与示范工程[M]. 北京: 地质出版社, 2014.
- [43] 许文波. CO₂ 封存的地质评价与风险分析: 以靖边油田 CO₂ 试验区为例[D]. 西安: 西北大学, 2017.
XU Wenbo. Geological assessment and risk analysis in CO₂ geological sequestration[D]. Xi'an: Northwest University, 2017.
- [44] 师庆三. 碳中和约束下新疆塔里木、准噶尔、吐哈盆地 CO₂ 理论储存潜力评估[J]. *环境与可持续发展*, 2021, 46(5): 99–105.

- SHI Qingsan. Evaluation of theoretical CO₂ storage potential capacity in Tarim, Junggar and Turpan-Hagar basins of Xinjiang under carbon neutrality constraints[J]. *Environment and Sustainable Development*, 2021, 46(5): 99–105.
- [45] 廖晋, 金澳涵, 李才, 等. 莺-琼盆地咸水层二氧化碳地质封存适宜性及潜力评价[J/OL]. *地质科技通报*, 1–8[2025–03–07]. <https://doi.org/10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240366>.
- LIAO Jin, JIN Aohan, LI Cai, et al. Suitability and potential evaluation of geological storage of carbon dioxide in saline aquifer of Yingqiong Basin[J/OL]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 1–8 [2025–03–07]. <https://doi.org/10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240366>.
- [46] 贺凯. CO₂ 地质封存系统完整性演化及其泄漏研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2019.
- HE Kai. Research on integrity evolution and leakage of CO₂ geological storage system[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2019.
- [47] 任相坤, 崔永君, 步学朋, 等. 鄂尔多斯盆地 CO₂ 地质封存潜力分析[J]. *中国能源*, 2010, 32(1): 29–32.
- REN Xiangkun, CUI Yongjun, BU Xuepeng, et al. Analysis on CO₂ storage potentiality in Ordos Basin[J]. *Energy of China*, 2010, 32(1): 29–32.
- [48] 张冰, 梁凯强, 王维波, 等. 鄂尔多斯盆地深部咸水层 CO₂ 有效地质封存潜力评价[J]. *非常规油气*, 2019, 6(3): 15–20.
- ZHANG Bing, LIANG Kaiqiang, WANG Weibo, et al. Evaluation of effective CO₂ geological sequestration potential of deep saline aquifer in Ordos Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2019, 6(3): 15–20.
- [49] 马馨蕊, 梁杰, 李清, 等. 咸水层 CO₂ 地质封存研究进展及前景展望[J]. *海洋地质前沿*, 2024, 40(10): 1–18.
- MA Xinrui, LIANG Jie, LI Qing, et al. Progress and prospects of CO₂ geological storage in saline aquifer[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2024, 40(10): 1–18.
- [50] 闫华敏, 李磊, 李林涛, 等. 基于层次分析法和模糊评价法的中国近海盆地 CO₂ 封存适宜性评价[J]. *海洋地质前沿*, 2024, 40(1): 79–93.
- YAN Huamin, LI Lei, LI Lintao, et al. Suitability assessment on CO₂ storage in offshore basins of China based on AHP and fuzzy comprehensive evaluation[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2024, 40(1): 79–93.
- [51] 张公, 简康. 层次分析与模糊数学综合评价在矿山地质环境质量评价中的应用[J]. *煤炭科技*, 2024, 45(3): 25–30.
- ZHANG Gong, JIAN Kang. Application of analytic hierarchy process and fuzzy mathematics comprehensive evaluation in mine geological environment quality evaluation[J]. *Coal Science & Technology Magazine*, 2024, 45(3): 25–30.
- [52] 秦先燕, 彭苗枝, 焦团理, 等. 基于 GIS 的环巢湖地区地质环境承载能力评价[J]. *地质与资源*, 2020, 29(2): 180–186.
- QIN Xianyan, PENG Miaozhi, JIAO Tuanli, et al. Assessment of gis-based geological environment carrying capacity in circum-Chaohu lake area, Anhui, China[J]. *Geology and Resources*, 2020, 29(2): 180–186.
- [53] FAN Z J, XU T F, YANG B, et al. Numerical simulation of thermo-hydro-mechanical-chemical response caused by CO₂ injection into saline geological formations: A case study from the Ordos Project, China[J]. *Acta Geologica Sinica - English Edition*, 2023, 97(3): 889–910.
- [54] GOU Y, HOU Z M, LIU H J, et al. Numerical simulation of carbon dioxide injection for enhanced gas recovery (CO₂-EGR) in Altmark natural gas field[J]. *Acta Geotechnica*, 2014, 9(1): 49–58.
- [55] WANG J H, LIU Y, ZHANG N. Advancing practical geological CO₂ sequestration simulations through transfer learning integration and physics-informed networks[J]. *Gas Science and Engineering*, 2025, 134: 205523.
- [56] LU W, QI S W, ZHENG B W, et al. Optimisation study of carbon dioxide geological storage sites based on GIS and machine learning algorithms[J]. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2025, 11(1): 19.
- [57] DON W. Seismic characterization and time-lapse imaging during seven years of CO₂ flood in the Weyburn field, Saskatchewan, Canada[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, 16: S78–S94.
- [58] CAI X H, HU Q, INNANEN K A, et al. Rapid-repeat time-lapse vertical seismic profile imaging of CO₂ injection[J]. *Geophysics*, 2025, 90(2): B91–B99.
- [59] Harris K, White D, and Samson C. Imaging the Aquistore reservoir after 36 kilotonnes of CO₂ injection using distributed acoustic sensing[J]. *Geophysics*, 82(6): 81–96.
- [60] AJO-FRANKLIN J B. Optimal experiment design for time-lapse traveltome tomography[J]. 2009, 74(4): Q27–Q40.
- [61] QUEIBER M, SINGH S C. Localizing CO₂ at Sleipner—Seismic images versus P-wave velocities from waveform inversion[J]. 2013, 78(3): B131–B146.
- [62] LANDRÅ M. Discrimination between pressure and fluid saturation changes from time-lapse seismic data[J]. *Geophysics*, 2001, 66(3): 836–44.
- [63] MARTIN L, JAN S. Quantitative estimation of compaction and velocity changes using 4D impedance and traveltome changes[J]. *Geophysics*, 2004, 69(4): 949–957.
- [64] LUMLEY D E. Time-lapse seismic reservoir monitoring[J]. *Geophysics*, 2001, 66(1): 50–53.
- [65] 刘云祥, 司华陆, 乔海燕, 等. 中国油气重磁勘探技术进步与展望[J]. *物探与化探*, 2023, 47(3): 563–574.
- LIU Yunxiang, SI Hualu, QIAO Haiyan, et al. Progress and prospect of gravity and magnetic techniques for hydrocarbon exploration in China[J]. *Geophysical and Geochemical Exploration*, 2023, 47(3): 563–574.
- [66] 熊盛青, 毛景文, 刘敏, 等. 航空地球物理勘查技术发展战略研究[J]. *中国工程科学*, 2024, 26(5): 104–116.
- XIONG Shengqing, MAO Jingwen, LIU Min, et al. Development strategy of airborne geophysical exploration technology[J]. *Strategic Study of CAE*, 2024, 26(5): 104–116.
- [67] 杨鑫, 赵永强, 兰明杰, 等. 塔里木新元古代原型盆地与深层油气勘探意义[J]. *地质学报*, 2021, 95(5): 1426–1447.
- YANG Xin, ZHAO Yongqiang, LAN Mingjie, et al. Tarim prototypic basin in Neoproterozoic and its significance for deep-ultra

- deep oil and gas exploration[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2021, 95(5): 1426–1447.
- [68] 杨文采, 施志群, 侯遵泽, 等. 离散小波变换与重力异常多重分解[J]. *地球物理学报*, 2001, 44(4): 534–541, 582.
YANG Wencai, SHI Zhiquan, HOU Zunze, et al. Discrete wavelet transform for multiple decomposition of gravity anomalies[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2001, 44(4): 534–541, 582.
- [69] ZHU D, HU X Y, LIU S, et al. Can targeted source information be extracted from superimposed magnetic anomalies?[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2022, 127(5): e2022JB024279.
- [70] 严加永, 吕庆田, 张永谦, 等. 江南造山带深部边界及成矿制约: 来自综合地球物理的认识[J]. *岩石学报*, 2022, 38(2): 544–558.
YAN Jiayong, LÜ Qingtian, ZHANG Yongqian, et al. The deep boundaries of Jiangnan orogenic belt and its constraints on metallogenic: From the understanding of integrated geophysics[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2022, 38(2): 544–558.
- [71] LI D, LIANG Q, DU J S, et al. Transforming total-field magnetic anomalies into three components using dual-layer equivalent sources[J]. *Geophysical Research Letters*, 2020, 47(3): e2019GL084607.
- [72] ZUO B X, HU X Y, LEÃO-SANTOS M, et al. Downward continuation and transformation of total-field magnetic anomalies into magnetic gradient tensors between arbitrary surfaces using multilayer equivalent sources[J]. *Geophysical Research Letters*, 2020, 47(16): e2020GL088678.
- [73] 滕吉文, 宋鹏汉, 董兴朋, 等. 攀枝花古地幔柱壳、幔结构与地球物理边界场特征[J]. *地球物理学报*, 2019, 62(9): 3296–3320.
TENG Jiwen, SONG Penghan, DONG Xingpeng, et al. The crust-mantle structure and geophysical boundary field characteristics of Panzhihua ancient mantle plume “relics” [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2019, 62(9): 3296–3320.
- [74] GLEN J M G, PONCE D A. Large-scale fractures related to inception of the Yellowstone hotspot[J]. 2002, 30(7): 647–650.
- [75] LIU S, FEDI M, HU X Y, et al. Extracting induced and remanent magnetizations from magnetic data modeling[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2018, 123(11): 9290–9309.
- [76] ZHU D, HU X Y, LIU S, et al. Gravity inversion using L0 norm for sparse constraints[J]. *Geophysical Journal International*, 2023, 236(2): 904–923.
- [77] 蔡梦珂, 王万银, 张义蜜, 等. 渤海湾盆地断裂与莫霍面对油气富集海陆差异性的影响[J/OL]. *地质学报*, 2025: 1–22[2025–03–07]. <https://link.cnki.net/doi/10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2024352>.
CAI Mengke, WANG Wanyin, ZHANG Yimi, et al. The influence of faults and the Moho interface on the differential hydrocarbon accumulation between marine and terrestrial areas in the Bohai Bay basin[J/OL]. *Acta Geologica Sinica*, 2025: 1–22[2025–03–07]. <https://link.cnki.net/doi/10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2024352>.
- [78] 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.
- [79] ALYOUSUF T, COLOMBO D, TURKOGLU E, et al. Multiphysics framework for cost-effective, long-term monitoring of carbon storage in a carbonate reservoir[J]. *The Leading Edge*, 2024, 43(8): 526–536.
- [80] GASPERIKOVA E, APPRIOU D, BONNEVILLE A, et al. Sensitivity of geophysical techniques for monitoring secondary CO₂ storage plumes[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022, 114: 103585.
- [81] FAWAD M, MONDOL N H. Monitoring geological storage of CO₂: A new approach[J]. *Scientific Reports*, 2021, 11: 5942.
- [82] ALNES H, EIKEN O, STENVOLD T. Monitoring gas production and CO₂ injection at the Sleipner field using time-lapse gravimetry[J]. 2008, 73(6): WA155–WA161.
- [83] PARK J, SAUVIN G, VÖGE M. 2.5D inversion and joint interpretation of CSEM data at Sleipner CO₂ storage[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 3989–3996.
- [84] 谢和平, 张吉雄, 高峰, 等. 煤矿负碳高效充填开采理论与技术构想[J]. *煤炭学报*, 2024, 49(1): 36–46.
XIE Heping, ZHANG Jixiong, GAO Feng, et al. Theory and technical conception of carbon-negative and high-efficient backfill mining in coal mines[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(1): 36–46.
- [85] 刘浪, 夏磊, 王双明, 等. 多源固废基固碳矿用材料制备及多场景利用关键技术[J]. *煤炭学报*, 2025, 50(2): 1203–1222.
LIU Lang, XIA Lei, WANG Shuangming, et al. Key technologies for preparation and multi scene utilization of multi-source solid waste based carbon fixation mining materials[J]. *Journal of China Coal Society*, 2025, 50(2): 1203–1222.
- [86] 刘浪, 方治余, 王双明, 等. 煤矿充填固碳理论基础与技术构想[J]. *煤炭科学技术*, 2024, 52(2): 292–308.
LIU Lang, FANG Zhiyu, WANG Shuangming, et al. Theoretical basis and technical conception of backfill carbon fixation in coal mine[J]. *Coal Science and Technology*, 2024, 52(2): 292–308.
- [87] 奚弦, 桑树勋, 刘世奇. 煤矿区固废矿化固定封存 CO₂ 与减污降碳协同处置利用的研究进展[J]. *煤炭学报*, 2024, 49(8): 3619–3634.
XI Xian, SANG Shuxun, LIU Shiqi. Progress in research of CO₂ fixation and sequestration by coal mine solid waste mineralization and co-disposal of pollution and carbon reduction[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(8): 3619–3634.
- [88] 马立强, 翟江涛, NGO Ichhuy. CO₂ 矿化煤基固废制备保水开采负碳充填材料试验研究[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(12): 4228–4236.
MA Liqiang, ZHAI Jiangtao, ICHHUY N. Experimental study on preparation of negative carbon filling material for water protection mining by CO₂ mineralization of coal-based solid waste[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(12): 4228–4236.
- [89] 他旭鹏, 张源, 万志军, 等. 超临界 CO₂ 发泡混凝土的制备及固碳性能研究[J]. *煤炭学报*, 2024, 49(10): 4222–4234.
- [90] TA Xupeng, ZHANG Yuan, WAN Zhijun, et al. Preparation and carbon sequestration properties of supercritical CO₂ foamed concrete[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(10): 4222–4234.
- [90] PINI R, OTTIGER S, BURLINI L, et al. Sorption of carbon dioxide, methane and nitrogen in dry coals at high pressure and moderate temperature[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Con-*

- trol, 2010, 4(1): 90–101.
- [91] OZDEMIR E. Dynamic nature of supercritical CO₂ adsorption on coals[J]. *Adsorption*, 2017, 23(1): 25–36.
- [92] DAY S, FRY R, SAKUROVS R. Swelling of Australian coals in supercritical CO₂[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2008, 74(1): 41–52.
- [93] 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: 科学出版社, 2020: 71–88.
- [94] BUSCH A, GENSTERBLUM Y, KROOSS B M, et al. Methane and carbon dioxide adsorption–diffusion experiments on coal: Upscaling and modeling[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2004, 60(2–4): 151–168.
- [95] GUMRAH F, BALAN H O, ATAY M U. Modeling binary CO₂/CH₄ Flow through coal media[J]. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2008, 30(20): 1903–1914.
- [96] KELEMEN S R, KWIA TEK L M. Physical properties of selected block Argonne Premium bituminous coal related to CO₂, CH₄, and N₂ adsorption[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2009, 77(1–2): 2–9.
- [97] ZHAO W, CHENG Y P, PAN Z J, et al. Gas diffusion in coal particles: A review of mathematical models and their applications[J]. *Fuel*, 2019, 252: 77–100.
- [98] WANG G X, MASSAROTTO P, RUDOLPH V. An improved permeability model of coal for coalbed methane recovery and CO₂ geosequestration[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2009, 77(1–2): 127–136.
- [99] ZHANG H B, LIU J S, ELSWORTH D. How sorption-induced matrix deformation affects gas flow in coal seams: A new FE model[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2008, 45(8): 1226–1236.
- [100] QU H Y, LIU J S, CHEN Z W, et al. Complex evolution of coal permeability during CO₂ injection under variable temperatures[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, 9: 281–293.
- [101] VISHAL V. In-situ disposal of CO₂: Liquid and supercritical CO₂ permeability in coal at multiple down-hole stress conditions[J]. *Journal of CO₂ Utilization*, 2017, 17: 235–242.
- [102] 李根生, 王海柱, 沈忠厚, 等. 超临界 CO₂ 射流在石油工程中应用研究与前景展望[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 76–80, 87.
- LI Gensheng, WANG Haizhu, SHEN Zhonghou, et al. Application investigations and prospects of supercritical carbon dioxide jet in petroleum engineering[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2013, 37(5): 76–80, 87.
- [103] 郭旭升, 赵培荣, 申宝剑, 等. 中国深层煤层气地质特征与勘探实践[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(6): 1511–1523.
- GUO Xusheng, ZHAO Peirong, SHEN Baojian, et al. Geological features and exploration practices of deep coalbed methane in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(6): 1511–1523.
- [104] 张海涛, 许光泉, 陈晓晴, 等. 我国闭坑煤矿矿井水水质演化研究进展与展望[J]. 煤炭学报, 2024, 49(9): 3944–3959.
- ZHANG Haitao, XU Guangquan, CHEN Xiaoqing, et al. Research progress and prospects on the water quality evolution of closed coal mine water in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(9): 3944–3959.
- [105] 王双明, 刘浪, 朱梦博, 等. “双碳”目标下煤炭绿色低碳发展新思路[J]. 煤炭学报, 2024, 49(1): 152–171.
- WANG Shuangming, LIU Lang, ZHU Mengbo, et al. New way for green and low-carbon development of coal industry under the target of “dual-carbon” [J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(1): 152–171.
- [106] 姚强岭, 曹胜根, 闫仑, 等. 煤矿采动空间 CO₂ 地质封存、运移与固化理论和技术框架[J]. 采矿与安全工程学报, 2023, 40(5): 1003–1017.
- YAO Qiangling, CAO Shenggen, YAN Lun, et al. Research framework of theory and technology for CO₂ geological storage, migration and solidification in coal mining-induced space[J]. *Journal of Mining & Safety Engineering*, 2023, 40(5): 1003–1017.
- [107] LIU Q, BENITEZ M D, XIA Z, et al. Pore-scale phenomena in carbon geological storage (Saline aquifers; Mineralization; Depleted oil reservoirs)[J]. *Frontiers in Energy Research*, 2022, 10: 979573.
- [108] AKONO A T, DRUHAN J L, DÁVILA G, et al. A review of geochemical–mechanical impacts in geological carbon storage reservoirs[J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2019, 9(3): 474–504.
- [109] WIPRUT D, ZOBACH M D. Fault reactivation and fluid flow along a previously dormant normal fault in the northern North Sea[J]. 2000, 28(7): 595–598.
- [110] SHUKLA R, RANJITH P, HAQUE A, et al. A review of studies on CO₂ sequestration and caprock integrity[J]. *Fuel*, 2010, 89(10): 2651–2664.
- [111] YIN S D, DUSSEAUULT M B, ROTHENBURG L. Coupled THMC modeling of CO₂ injection by finite element methods[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, 80(1): 53–60.
- [112] 李小春, 袁维, 白冰. CO₂ 地质封存力学问题的数值模拟方法综述[J]. 岩土力学, 2016, 37(6): 1762–1772.
- LI Xiaochun, YUAN Wei, BAI Bing. A review of numerical simulation methods for geomechanical problems induced by CO₂ geological storage[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2016, 37(6): 1762–1772.
- [113] 康红普. 我国煤矿巷道锚杆支护技术发展 60 年及展望[J]. 中国矿业大学学报, 2016, 45(6): 1071–1081.
- KANG Hongpu. Sixty years development and prospects of rock bolting technology for underground coal mine roadways in China[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2016, 45(6): 1071–1081.
- [114] VANGKILDE-PEDERSEN T, ANTHONSEN K L, SMITH N, et al. Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide—the EU GeoCapacity project[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 2663–2670.
- [115] DE SILVA P N K, RANJITH P G. A study of methodologies for CO₂ storage capacity estimation of saline aquifers[J]. *Fuel*, 2012, 93: 13–27.

- [116] ZHOU Q L, BIRKHOLZER J T, TSANG C F, et al. A method for quick assessment of CO₂ storage capacity in closed and semi-closed saline formations[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2008, 2(4): 626–639.
- [117] BACHU S. Review of CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 40: 188–202.
- [118] 刁玉杰, 刘廷, 魏宁, 等. 咸水层二氧化碳地质封存潜力分级及评价思路[J]. *中国地质*, 2023, 50(3): 943–951.
DIAO Yujie, LIU Ting, WEI Ning, et al. Classification and assessment methodology of carbon dioxide geological storage in deep saline aquifers[J]. *Geology in China*, 2023, 50(3): 943–951.
- [119] 贺陆胜, 万建华, 张建强, 等. CO₂ 地质封存研究与中国 CO₂ 地质封存潜力评述[J]. *甘肃地质*, 2024, 33(1): 59–71.
HE Lusheng, WAN Jianhua, ZHANG Jianqiang, et al. CO₂ geological sequestration and evaluation of CO₂ geological sequestration potential in China[J]. *Gansu Geology*, 2024, 33(1): 59–71.
- [120] 舒娇娇. 深部咸水层封存二氧化碳迁移规律研究[D]. 大连: 大连海事大学, 2020.
SHU Jiaojiao. Study on the migration of carbon dioxide in deep salt water layer[D]. Dalian: Dalian Maritime University, 2020.
- [121] 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.
- [122] 刘冰. CO₂ 油气藏埋存技术现状及实例分析[D]. 大庆: 东北石油大学, 2016.
LIU Bing. Research on the control system of oil extraction joint station based on PLC[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2016.
- [123] 周思卓, 王新宇, 朱英海, 等. 二氧化碳地质储存技术比对与现状分析[J]. *山东化工*, 2022, 51(24): 203–207.
ZHOU Sizhuo, WANG Xinyu, ZHU Yinghai, et al. Comparison of CO₂ geological storage technology and analysis of current status[J]. *Shandong Chemical Industry*, 2022, 51(24): 203–207.
- [124] 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.
- [125] 方惠京, 张文永, 丁海, 等. 安徽淮南煤田新庄孜矿煤层二氧化碳封存量评价研究[J]. *安徽地质*, 2024, 34(3): 216–219, 245.
FANG Huijing, ZHANG Wenyong, DING Hai, et al. Assessment of carbon dioxide sequestration potential in coal seams of the Xinzhuangzi mine in the Huainan Coalfield, Anhui[J]. *Geology of Anhui*, 2024, 34(3): 216–219, 245.
- [126] PRESTON C, MONEA M, JAZRAWI W, et al. IEA GHG Weyburn CO₂ monitoring and storage project[J]. *Fuel Processing Technology*, 2005, 86(14–15): 1547–1568.
- [127] WHITTAKER S, ROSTRON B, HAWKES C, et al. A decade of CO₂ injection into depleting oil fields: Monitoring and research activities of the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project[J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 6069–6076.
- [128] AUDIGANE Pascal, LIONS Julie, GAUS Irina, et al. Geochemical modeling of CO₂ injection into a methane gas reservoir at the K12-B field, North Sea[A]. 69th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC[C]. European Association of Geoscientists & Engineers, 2009: 499–519.
- [129] KHAN S, KHULIEF Y, JUANES R, et al. Geomechanical modeling of CO₂ sequestration: A review focused on CO₂ injection and monitoring[J]. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 2024, 12(3): 112847.
- [130] KALAM S, OLAYIWOLA T, AL-RUBAII M M, et al. Carbon dioxide sequestration in underground formations: Review of experimental, modeling, and field studies[J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 2021, 11(1): 303–325.
- [131] RINALDI A P, RUTQVIST J, FINSTERLE S, et al. Inverse modeling of coupled fluid flow and geomechanics with iTOUGH2-PEST and TOUGH-FLAC: Application to In Salah CO₂ storage site[A]. TOUGH Symposium 2015[C]. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2015: 28–30.
- [132] THOMAS H, CHEN M. Insights into carbon dioxide sequestration into coal seams through coupled gas flow-adsorption-deformation modelling[J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2024, 16(1): 26–40.
- [133] XU H J, SANG S X, YANG J F, et al. CO₂ storage capacity of anthracite coal in deep burial depth conditions and its potential uncertainty analysis: A case study of the No. 3 coal seam in the Zhengzhuang Block in Qinshui Basin, China[J]. *Geosciences Journal*, 2021, 25(5): 715–729.
- [134] GOODMAN A, HAKALA A, BROMHAL G, et al. U. S. 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.
- [135] 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.
- [136] POULSEN N, BOCIN-DUMITRIU A, HOLLOWAY S, et al. Reserves and resources for CO₂ storage in Europe: The CO₂StoP project[J]. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*, 2015, 33: 85–88.
- [137] 李万伦, 陈晶, 贾凌霄, 等. 玄武岩 CO₂ 地质封存研究进展[J]. *地质论评*, 2022, 68(2): 648–657.
LI Wanlun, CHEN Jing, JIA Lingxiao, et al. Research progress of CO₂ geological sequestration in basalts[J]. *Geological Review*, 2022, 68(2): 648–657.
- [138] 高志豪, 夏菖佑, 廖松林, 等. 玄武岩 CO₂ 矿化封存潜力评估方法研究现状及展望[J]. *高校地质学报*, 2023, 29(1): 66–75.
GAO Zhihao, XIA Changyou, LIAO Songlin, et al. Progress of methods for assessing CO₂ mineralization storage potential in basalt[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2023, 29(1): 66–75.
- [139] LUO J S, XIE Y C, HOU M Z, et al. Advances in subsea carbon dioxide utilization and storage[J]. *Energy Reviews*, 2023, 2(1):

- 100016.
- [140] HOUSE K Z, SCHRAG D P, HARVEY C F, et al. Permanent carbon dioxide storage in deep-sea sediments[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2006, 103(33): 12291–12295.
- [141] 张少鹏, 刘晓磊, 程光伟, 等. 海底碳封存环境地质灾害风险及监测技术研究[J]. *中国工程科学*, 2023, 25(3): 122–130.
ZHANG Shaopeng, LIU Xiaolei, CHENG Guangwei, et al. Geoenvironmental hazard risks and monitoring technologies for marine carbon sequestration[J]. *Strategic Study of CAE*, 2023, 25(3): 122–130.
- [142] 李姜辉, 余凤玲, 牛雄伟, 等. 海底碳封存监测技术体系研究及未来发展[J]. *地球科学进展*, 2023, 38(11): 1121–1144.
LI Jianghui, YU Fengling, NIU Xiongwei, et al. Advances and future development of monitoring technologies for marine carbon storage[J]. *Advances in Earth Science*, 2023, 38(11): 1121–1144.
- [143] 路萍. 鄂尔多斯盆地陕北斜坡马家沟组深部盐层二氧化碳封存潜力评估[D]. 西安: 西北大学, 2013.
LU Ping. The estimation of carbon dioxide storage capacity of saline aquifer in Majiagou formation in ShanBei slope of Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2013.
- [144] BACHU S. Sequestration of CO₂ in geological media: Criteria and approach for site selection in response to climate change[J]. *Energy Conversion and Management*, 2000, 41(9): 953–970.
- [145] JIN L. Extending CO₂ EOR and associated storage to low-pressure oil reservoirs by adding rich gas components to the injection stream[J]. *SSRN Electronic Journal*, 2022.
- [146] WANG S J, LI S H, LIU D L, et al. Study of the impact of various porous media on pore space utilization and CO₂ storage by injection of microbubbles into oil reservoirs[J]. *Applied Energy*, 2023, 339: 120947.
- [147] WANG H, LAWAL T, ACHOUR S H, et al. Aqueous nanobubble dispersion of CO₂ at pressures up to 208 bara[J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(24): 19726–19737.
- [148] LI X F, PENG B, LIU Q, et al. Micro and nanobubbles technologies as a new horizon for CO₂-EOR and CO₂ geological storage techniques: A review[J]. *Fuel*, 2023, 341: 127661.
- [149] ANJOS S M C, PASSARELLI F M, WAMBERSIE O E, et al. Libra: Applied technologies adding value to a giant ultra deep water pre-salt field - Santos basin, Brazil[C]//Day 2 Wed, October 30, 2019. OTC, 2019: D021S016R001.
- [150] NGUYEN N, REN G W, MATEEN K, et al. Low-tension gas (LTG) injection strategy in high salinity and high temperature sandstone reservoirs[C]//SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference. SPE, 2015: D021S010R005.
- [151] JONG S, NGUYEN N M, EBERLE C M, et al. Low tension gas flooding as a novel EOR method: An experimental and theoretical investigation[C]//SPE Improved Oil Recovery Conference. SPE, 2016: SPE-179559-MS.
- [152] REN G, MATEEN K, MA K, et al. In-depth experimental studies of low-tension gas (LTG) in high salinity and high temperature sandstone reservoir[C]//IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery. European Association of Geoscientists & Engineers, 2019: 1–15.
- [153] SHARIATIPOUR S M, MACKAY E J, PICKUP G E. An engineering solution for CO₂ injection in saline aquifers[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 53: 98–105.
- [154] 廖松林, 马诗佳, 夏菡佑, 等. 玄武岩 CO₂ 矿化封存监测方法和技术体系研究[J]. *水文地质工程地质*, 2024, 51(4): 41–52.
LIAO Songlin, MA Shijia, XIA Changyou, et al. Research on monitoring methods and technical systems of CO₂ mineralization in basalt formation[J]. *Hydrogeology & Engineering Geology*, 2024, 51(4): 41–52.
- [155] JIANG J L, LI P C, XIA C Y, et al. Basalt petrology, water chemistry, and their impact on the CO₂ mineralization simulation at Leizhou Peninsula sites, Southern China[J]. *Journal of Marine Science and Application*, 2024, 23(3): 583–598.
- [156] LU W D, ASRAFUL ALAM M, LIU S J, et al. Critical processes and variables in microalgae biomass production coupled with bioremediation of nutrients and CO₂ from livestock farms: A review[J]. *Science of The Total Environment*, 2020, 716: 135247.
- [157] YADAV G, SEN R. Microalgal green refinery concept for bio-sequestration of carbon-dioxide vis-à-vis wastewater remediation and bioenergy production: Recent technological advances in climate research[J]. *Journal of CO₂ Utilization*, 2017, 17: 188–206.
- [158] 石丽芳. 生物炭固定化微生物对石油烃污染土壤的生物修复研究[D]. 抚顺: 辽宁石油化工大学, 2019.
SHI Lifang. Bioremediation of petroleum hydrocarbon contaminated soil by biochar immobilized microorganisms[D]. Fushun: Liaonign Shihua University, 2019.