

基于深部煤炭地下气化的 CO₂ 地质封存潜力及研究进展

王炜彬^{1,2}, 刘淑琴^{1,2}, 戚川^{1,2}, 刘岳明^{1,2}, 杨瑞召¹, 蒋斌斌^{3,4}, 李井峰^{3,4}

(1. 中国矿业大学(北京) 内蒙古研究院, 鄂尔多斯 017000; 2. 中国矿业大学(北京) 化学与环境工程学院, 北京 100083;

3. 煤炭开采水资源保护与利用国家重点实验室, 北京 102209; 4. 北京低碳清洁能源研究院, 北京 102209)

摘要: 深部煤炭地下气化耦合 CO₂ 封存 (UCG-CCS) 是实现煤炭清洁开发与碳减排的关键技术, 在提高燃空腔利用率的同时, 将 CO₂ 进行地质封存, 具有注入性好、密闭性复杂、节约运输成本和埋存潜力巨大等特点, 近年来成为 CO₂ 封存研究的热点。从机理研究、稳定性评价、封存效能及泄漏监测 4 个维度系统综述其研究进展: ① 深部煤炭地下气化燃空腔深度、温度有利于超临界 CO₂ 封存, 燃空腔的高渗透性可保证 CO₂ 良好注入; 气化残焦、灰渣和垮落的岩石具有吸附和矿化能力; 与燃空腔内咸水层的长期相互作用有利于 CO₂ 溶解封存。② 空腔密闭性与气化煤层厚度、气化面宽度、留存煤柱宽度、地层深度和地质构造等因素有关, 通过气化炉结构综合设计确保密闭性; 需控制 CO₂ 注入压力避免突破盖层压力; CO₂ 地质封存长期运移依赖于长周期数值模拟及工程观测; 注入井和生产井是 CO₂ 泄漏的重要途径。③ 地下气化燃空腔封存能力取决于燃空腔形貌、产气量和产气组分, 目前亟需一种准确的煤炭地下气化燃空腔封存 CO₂ 封存能力评价模型。④ 泄漏监测是工程封存 CO₂ 必不可少的风险管控环节, CO₂ 封存需长期监测地表变形、井筒泄漏及污染物迁移, 但面临地层非均质性、高温腐蚀、信号衰减等挑战, 需构建多相渗流模型及环境可持续性指数评估体系保障安全。

关键词: 深部煤炭地下气化; 燃空腔; CO₂; 地质封存; 封存机理

中图分类号: TD841 **文献标志码:** A **文章编号:** 1006-6772(2025)04-0014-10

Potential and research progress of CO₂ geological storage based on deep coal underground gasification

WANG Weibin^{1,2}, LIU Shuqin^{1,2}, QI Chuan^{1,2}, LIU Yueming^{1,2}, YANG Ruizhao¹, JIANG Binbin^{3,4}, LI Jingfeng^{3,4}

(1. Inner Mongolia Research Institute, China University of Mining and Technology-Beijing, Ordos 017000, China; 2. School of Chemistry and Environmental Engineering, China University of Mining and Technology-Beijing, Beijing 100083, China; 3. State Key Laboratory of Water Resource Protection and Utilization in Coal Mining, Beijing 102209, China; 4. National Institute of Clean and Low Carbon Energy, Beijing 102209, China)

Abstract: Deep coal underground gasification coupled CO₂ storage (UCG-CCS) is a key technology to achieve clean coal development and carbon emission reduction. While improving the utilization rate of combustion cavity, the geological storage of CO₂ has the characteristics of good injection, complex sealing, saving transportation cost and great storage potential, etc., and has become a hot spot in CO₂ storage research in recent years. In this paper, the research progress is systematically reviewed from four dimensions: mechanism research, stability evaluation, storage efficiency and leakage monitoring: ① The depth and temperature of deep coal underground gasification combustion cavity are conducive to supercritical CO₂ storage, and the high permeability of combustion cavity can ensure good CO₂ injection; Gasification residue, ash and caved rock have adsorption and mineralization ability. The long-term interaction with the salt water layer in the combustion cavity is conducive to CO₂ dissolution and storage. ② The cavity tightness is affected by multiple factors,

收稿日期: 2024-12-19; 策划编辑: 常明然; 责任编辑: 刘雅清 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.QZ24122901

基金项目: 鄂尔多斯市科技突围“揭榜挂帅”重大资助项目 (JBGS2024005); 国家能源集团科技资助项目 (GJNY-23-91); 中国矿业大学(北京) 越崎杰出学者资助项目 (2020JCB02)

作者简介: 王炜彬(2000—), 男, 山东青岛人, 博士。E-mail: w15054225562@163.com

通讯作者: 刘淑琴(1972—), 女, 山西吕梁人, 教授, 博士生导师。E-mail: 13910526026@163.com

引用格式: 王炜彬, 刘淑琴, 戚川, 等. 基于深部煤炭地下气化的 CO₂ 地质封存潜力及研究进展 [J]. 洁净煤技术, 2025, 31(4): 14-23.

WANG Weibin, LIU Shuqin, QI Chuan, et al. Potential and research progress of CO₂ geological storage based on deep coal underground gasification [J]. Clean Coal Technology, 2025, 31(4): 14-23.



and is related to the thickness of the gasification coal seam, the width of the gasification surface, the width of the retained coal pillar, the depth of the formation and the geological structure, etc. The comprehensive design of the gasifier structure ensures the tightness; The CO₂ injection pressure should be controlled to avoid breaking through the cap pressure. The long-term transport of CO₂ geologic storage depends on the long-period numerical simulation and engineering observation. Injection Wells and production Wells are important ways of CO₂ leakage. ③ The storage capacity of underground coal gasification depends on the shape of the combustion cavity, gas production and gas production components. At present, an accurate CO₂ storage capacity evaluation model for underground coal gasification and gas storage is urgently needed. ④ Leakage monitoring and environmental risk assessment is an essential risk control link for engineering CO₂ storage. CO₂ storage requires long-term monitoring of surface deformation, wellbore leakage and pollutant migration, but faces challenges such as formation heterogeneity, high-temperature corrosion, signal attenuation, etc., and needs to build a multiphase seepage model and environmental sustainability index evaluation system to ensure safety.

Key words: deep coal underground gasification; combustion cavity; CO₂; geological storage; storage mechanism

0 引 言

煤炭地下气化 (Underground Coal Gasification, UCG) 是将地下煤层进行有控制的热作用及化学作用, 将其原位转化为以 H₂、CO、CH₄ 为主要成分的一种特殊的化学工艺过程^[1]。气化过程受到地下水涌入、煤层顶板岩石垮落等多种地质因素影响, 会在地下形成燃空腔, 燃空腔的形成是煤炭地下气化特有的现象。随着轴向及径向反应进行, 燃空腔体积不断扩展, 成为很好的二氧化碳地质封存场所。1888 年, 前苏联著名的化学家门捷列夫在世界上第一次提出煤炭地下气化的设想。20 世纪 30 年代, 前苏联开始进行煤地下气化现场试验, 并在 1940—1961 年建成 5 个试验性气化站。美国和西欧在 20 世纪 50 年代也进行了相关研究, 但因技术瓶颈而停止^[2]。截至 2012 年, 前苏联地区有超过 250 套地下煤气化中试装置, 美国的数量为 50 套左右, 此外, 在南非、中国、澳大利亚、加拿大、新西兰和西欧等地区也分布着 50 多套地下煤气化中试装置。中国对煤炭地下气化技术进行了大量研究和试验, 形成了“长通道、大断面”巷道式煤炭地下气化工工艺。2007—2012 年, 中国矿业大学 (北京) 和新奥集团合作在内蒙古乌兰察布地区开展了中国首次浅层钻井式煤炭地下气化试验并取得技术进展。近年来, 多个企业积极开展中—深层煤炭地下气化试验。例如, 2024 年 2 月, 新疆亚新煤层气投资开发 (集团) 有限责任公司在新疆阜康地区深部煤层 (埋深约为 1 000 m) 点火成功^[3]。这表明中国在深层煤气化技术方面取得了重要突破。

二氧化碳地质封存通常被称为碳捕集与封存 (Carbon Capture and Storage, CCS), 是将 CO₂ 捕集并埋存于地下进行封存^[4], 是一种减少大气中温室气体排放的技术, 因其潜在的大规模减排能力和技术成熟度而备受关注^[5]。燃空腔封存二氧化碳 (UCG-CCS) 是一种将 CO₂ 注入 UCG 气化后的地

下燃空腔进行长期封存的技术。在提高燃空腔空间利用率的同时进行地质封存, 不但能实现燃空区的有效利用, 同时也可以缓解全球温室效应, 是煤炭清洁利用、减缓温室效应的主要手段之一^[6]。

与传统的 CO₂ 封存方式相比, UCG-CCS 具有注入性好、密闭性复杂、节约运输成本、埋存潜力巨大以及埋存机理复杂等特点^[7]。UCG 与 CO₂ 封存的协同机理尚未完全明晰, 燃空腔长期稳定性、封存容量动态演化及泄漏风险等问题亟待系统性研究。笔者从机理、稳定性、效能与监测 4 个维度展开综述, 旨在厘清多场耦合作用下的科学规律, 突破“气化-封存”一体化技术瓶颈, 为构建清洁、安全、高效的深部能源开发新模式提供理论支撑, 对推动能源结构低碳转型和碳中和目标实现具有重要战略意义。

1 燃空腔 CO₂ 封存机理及研究现状

燃空腔 CO₂ 封存主要有 4 种主要的封存机制^[8]: ① 地层圈闭封存^[9]: 利用地层构造圈闭进行封存, 这是燃空腔 CO₂ 的主要方式; ② 煤层和岩石吸附封存: 利用岩层的毛细力阻止 CO₂ 上升扩散^[10]; ③ 地下咸水溶解封存^[11]: 利用地下咸水溶解进行封存, 此时 CO₂ 主要以溶解态的形式存在; ④ 矿物封存^[12-13]: 利用 CO₂ 与岩石反应, 形成稳定的碳酸盐类矿物进行封存, 这是最为稳定的封存方式, 所需的时间也最长。UCG-CCS 技术路线如图 1 所示。

1.1 地层圈闭

地层圈闭是利用地质构造来安全有效地隔离和封存 CO₂, 区别于常规地质封存 (咸水层、玄武岩等), 在 UCG-CCS 中主要是利用燃空腔围岩对 CO₂ 进行圈闭封存, 是 UCG-CCS 的主要封存机制。超临界 CO₂ 是处于临界温度 (31.1 ℃) 及临界压力 (7.38 MPa) 以上的超临界流体, 其密度和溶解能力类似于液体, 黏度和扩散能力则更接近于气体, 有助于在更广泛的区域内进行二氧化碳的扩

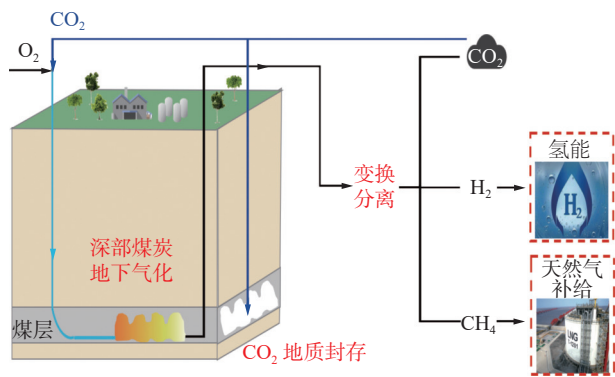


图 1 近零碳排放的 UCG-CCS 技术路线

Fig. 1 Near zero carbon emission UCG-CCS technology route

散和封存^[14]。深部煤炭地下气化一般位于 1 000 m 以深，地下 1 000 m 时地层压力约为 10 MPa^[15]，地层温度约为 (46.5±7.9) °C^[16]，此时二氧化碳达到超临界态，具有较大的密度和扩散系数，有利于地质封存。单位体积 CO₂ 体积随深度的变化见表 1。

表 1 单位体积 CO₂ 体积随深度的变化^[17]

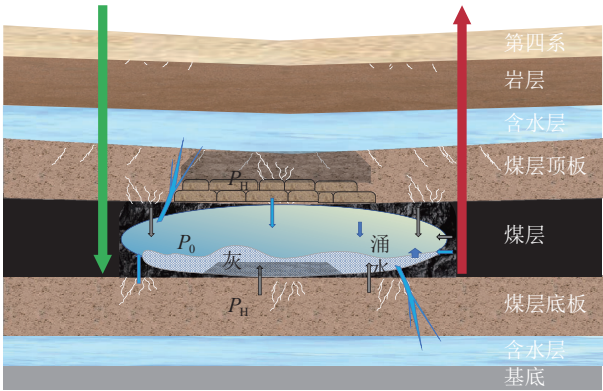
Table 1 Variation of CO₂ volume per unit volume with depth^[17]

深度/km	体积/m ³	状态
0	1 000	气态
0.5	15	气态
0.8	3.8	超临界态
1.0	3.2	超临界态
1.5	2.8	超临界态
2.0	2.7	超临界态
2.5	2.7	超临界态

地质封存 CO₂ 需要拥有高渗透性储层，以保证良好的可注入性。煤炭地下气化将煤层气化为可燃气体后会形成燃空腔，横截面如图 2 所示。燃空腔主要由煤、半焦、灰、碎石、地下咸水和空洞组成，形状和大小随着气化过程的进行而变化。燃空腔提供了一个高渗透性的区域，这种高渗透性区域有助于 CO₂ 的注入和进一步扩散。根据 JIANG 等^[18-19]的研究，燃空腔的渗透率可高达 49.35 μm²，是原煤渗透性的 5 000 倍。将 CO₂ 注入空腔后，CO₂ 会向四周扩散并在浮力的作用下上浮到空腔顶部。空腔顶部低渗透性岩层阻挡 CO₂ 向上逸出至浅层含水层或地表，产生圈闭作用^[20]。

1.2 吸附和矿化封存

与常规地质封存不同，UCG 燃空腔内存在对 CO₂ 吸附能力更强的热解半焦、气化残焦、气化灰



注: P_0 为气化压力; P_H 为静水压力。

图 2 燃空腔横截面示意

Fig. 2 Schematic diagram of combustion cavity

渣和部分垮落的顶板岩石^[21]。CO₂ 由于扩散作用渗流穿过多孔煤层或岩石时，受孔隙结构差异与孔隙毛细管压力的影响，部分 CO₂ 气体会残留在孔隙中^[22-23]。其中，气化残焦的孔隙结构发达，具有较大的比表面积和孔容^[24]，对 CO₂ 有较强的吸附能力；气化渣的化学成分主要以 SiO₂ 为主要成分，同时包括 Al₂O₃、CaO、Fe₂O₃、Na₂O、MgO 等氧化物，具有较高的比表面积和孔容，可以矿化 CO₂ 永久封存，进一步提高了燃空腔 CO₂ 的封存量^[25]。SRIPADA 等^[26]对不同煤质在不同气化温度的半焦对 CO₂ 吸附能力的影响进行了研究，结果表明，次烟煤在 1 000 °C 的半焦 CO₂ 吸附量最高；德国学者 Thomas Kempka 用德国 2 种不同的高挥发性烟煤（Prosper-Haniel、Ibbenburen）和一种无烟煤（Lippe）在 800 °C、10 L/min 的空气中气化 200 min，模拟实际地下气化过程，并测定了煤炭气化前后 0 ~ 20 MPa 的最大过量 CO₂ 吸附量，见表 2。试验结果显示，Lippe、Prosper-Haniel 和 Ibbenburen 煤矿的气化半焦 CO₂ 最大过量吸附量比原煤分别增加了 74.3%、46.4% 和 45.1%，这表明在地下气化燃空腔中封存 CO₂ 是一种可行的选择。

表 2 气化半焦在 45 °C、0 ~ 20 MPa 的最大过量 CO₂ 吸附量^[27]

Table 2 Maximum excess CO₂ adsorption capacity of gasification semi-coke at 45 °C, 0–20 MPa

样品	原煤CO ₂ 最大过量 吸附量/(g·t ⁻¹)	气化半焦CO ₂ 最大过量 吸附量/(g·t ⁻¹)
Lippe	44.79	78.07
Prosper-Haniel	41.14	60.23
Ibbenburen	56.72	82.29

CUI 等^[28]基于多相流方程和 Peng-Robinson 状态方程，模拟了 CO₂ 在地质封存过程中被矿化封存 CO₂ 的比例随时间的变化。结果表明，地质封存

时间从 40 a 到 300 a, 矿化封存比例由 2% 增长为 17%。

1.3 溶解封存

由于深部煤炭地下气化位于地下 1 000 m 以深, 地下咸水层也通常位于千米以下, 在煤炭地下气化后, 会有大量地下咸水涌入燃空腔。因此, 二氧化碳在地下咸水中的溶解和扩散特性对提高封存效率和安全性至关重要, 二氧化碳越有效地溶解在地下咸水中, 就会有越多的二氧化碳被永久地封存于地下^[29]。CO₂ 溶于水后呈酸性, 可与燃空腔中的煤、半焦、灰渣、顶底板岩石和围岩产生协同作用, 增强 CO₂ 的地质封存作用。长期的超临界 CO₂-H₂O-煤/岩静态相互作用会对煤以及燃空腔围岩孔隙结构特征、主要含氧官能团以及高压 CO₂ 吸附和解吸能力产生影响。ZHANG 等^[30] 在实验室进行了 4 种煤的超临界 CO₂-H₂O-煤的长期静态相互作用试验。结果表明: 超临界 CO₂-H₂O 对煤微孔表面积和体积影响较小, 对中孔的影响较显著; 超临界 CO₂-H₂O 作用于煤体时, 会引发煤基质膨胀与矿物溶解现象, 进而致使煤的孔隙结构发生改变。在这一过程中, 超临界 CO₂-H₂O 使得煤的孔隙表面粗糙度增加, 孔隙结构愈发复杂。与此同时, 煤中主要的含氧官能团, 如 C—O、C=O 和 —COOH 的数量减少, 这一变化使 CO₂ 的封存状态更为稳定。超临界 CO₂-H₂O 反应还会破坏煤的晶体完整性和碳有序度, 改变了煤的大分子结构, 且对低阶煤和中—高阶煤具有不同的影响, 反应提高了低阶煤的平行定向程度, 使其结构更加紧凑, 减小了面网间距, 而使中-高阶煤中无序单元增加, 面网间距增大^[31]; 吴潇等^[32] 通过室内模拟地层温压条件 (压力 69 MPa、温度 97 ℃), 开展了 CO₂-水-岩相互作用试验, 结果表明矿物的溶蚀作用改变了碳酸盐岩的孔隙结构, 孔隙间连通性增强, 孔隙半径增大, 孔隙率和渗透率增加, 进而增大了储层的孔隙空间, 且 CO₂ 体积分数越高, 碳酸盐岩的物性和孔隙结构的变化越显著。

地下裂缝可增强盐水回流上升作用, 抑制 CO₂ 扩散, 也可作为 CO₂ 快速扩散通道, 促进 CO₂ 溶解封存, 增强封存效率^[33]。二氧化碳在地下咸水层的溶解和扩散不仅受到裂缝特性的影响, 还受到温度、压力和盐水的盐度等因素的影响。较高的温度和压力有助于二氧化碳的溶解, 盐度的增加则抑制二氧化碳的溶解, 这些因素共同作用, 影响二氧化碳在地下的迁移和封存效率^[34]。

2 燃空腔 CO₂ 封存稳定性评价

在 UCG 过程中, 煤层气化形成空腔, 上覆岩

层因为失去支撑而垮落, 可能会导致覆岩运移, 影响燃空腔的密闭性, 进而导致 CO₂ 发生泄漏。影响燃空腔密闭性的主要因素有煤层覆岩运移、CO₂ 注入压力、CO₂ 长期运移和通过注入井或生产井泄漏。

2.1 燃空腔覆岩运移

煤炭地下气化过程会产生高温和一定的压力, 导致燃空腔上覆岩层产生裂隙以及发生位移和变形现象, 从而影响燃空腔的密闭性。煤层覆岩运移与气化煤层厚度、气化面宽度、留存煤柱宽度、地层深度和地质构造等因素有关, 在 UCG 过程中需要进行综合考虑, 应综合考虑设计气化炉结构以确保燃空腔覆岩的密闭性^[35]。LI 等^[36-38] 运用数值模拟软件基于随机介质理论建立了无竖井 UCG 地表沉降预测方法。然而, 该方法的预测精度相对较低, 不能很好地反映气化空腔围岩的高温效应和顶板-煤柱-底板的变形。为了更科学评价地表沉降程度, 更准确地预测地表沉降, 又提出了一种基于连续-随机介质理论的无竖井地表沉降预测新方法对无竖井 UCG 地表沉降程度的评价过程进行了研究, 并对无竖井 UCG 地表沉降程度的评价过程进行了研究。CHEN 等^[39] 用 flac 3D 数值模拟软件根据内蒙古乌兰察布地下气化区 19 号钻孔图建立了深度 800 m, 长、宽均为 1 200 m 的模型, 研究超临界 CO₂ 封存下“双曲线”型保护煤柱的应力分布及承载特性。根据数值模拟结果, 当燃空腔宽度为 40 m, 保护煤柱宽度为 56 m, 超临界 CO₂ 注入压力为 7.38 MPa, 深度为 800 ~ 1 200 m 时, 由于超临界 CO₂ 对煤柱和顶板的压力作用, 保护煤柱处于稳定状态。

2.2 注入压力

随着 CO₂ 的注入, 燃空腔覆岩压力增大, 可能会突破岩层极限, 覆岩和盖层发生破坏^[40], 形成裂缝导致 CO₂ 泄漏。盖层突破压力是衡量气藏盖层密封能力的关键参数^[41], 盖层能承受多少二氧化碳压力, 需要通过试验和数值模拟方法进一步研究确定^[42]。PERERA 等^[43] 用 COMSOL Multiphysics 数值模拟软件研究 CO₂ 注入对煤层和其他邻近岩层的影响, 构建的煤层模型长 200 m、厚 5 m 位于地表以下 1 000 m, 上方的岩石盖层长 200 m、厚 3 m。由于二氧化碳的运动, 盖层在注入后立即向上方发生了相当大的变形, 变形量很大程度上取决于注入气体的压力。当注入气体压力从 10.2 MPa 增加到 30 MPa 时, 盖层抬升从 0.2 mm 提高至 15 mm。在研究的第二阶段, 在盖层和煤层之间插入一个小的岩石裂缝, 观察到通过裂缝向盖层泄漏的二氧化碳突然增加, 岩石破裂的存在可能性很大, 这种裂缝大大增加了二

氧化碳迁移到大气中的风险。

2.3 CO₂ 长期运移

CO₂ 封存的长期运移是一个复杂的过程, 受到多种地质条件和工程因素的影响, 是 UCG-CCS 关键的基础问题。

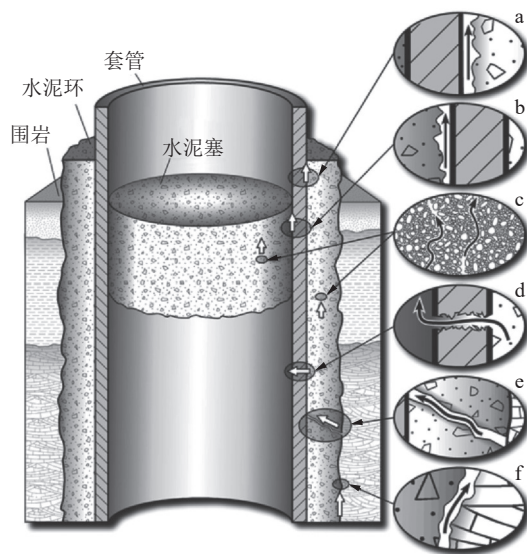
数值模拟可以预测二氧化碳在地下封存的长期行为, 将超临界 CO₂ 在燃空腔和煤层中的流动和渗流可视化, 评估封存效果的持久性, 为实现长期稳定封存提供依据。MA 等^[44] 应用分子动力学模拟 (MD) 研究了燃空腔环境和结构因素对 CO₂ 吸附、扩散、界面张力、接触角和其他重要参数的影响。JIANG 等^[45] 借助 Computer Modeling Group Ltd.(CMG) 软件构建了一个 990 m×60 m×24 m 的燃空腔模型, 以研究二氧化碳在浮力、扩散和吸附作用下的流动情况, 并模拟了 1 000 m 深度下二氧化碳在岩层中 138 a 左右的渗流情况, 研究结果表明: 长期封存过程中 CO₂ 运移和赋存的主要控制因素, 早期以浮力为主, 后期以扩散和吸附为主; 低渗透上覆岩层可以阻止 CO₂ 沿纵向逃逸; 煤吸附 CO₂ 会发生膨胀和渗透率降低, 限制 CO₂ 沿横向运移, 同时还模拟了超临界 CO₂ 在地下燃空腔封存 10 000 d 的运移情况^[18]。

在高温作用下, 盖层的物理力学特性会发生变化, 盖层会产生裂隙, 加剧 CO₂ 运移。YANG 等^[46] 对热处理至 250、500、750、1 000 ℃ 的预裂砂岩样品在 30 MPa 的围压下进行了渗透率测量, 观察表明引发热裂缝所需的临界阈值温度为 500 ℃, 在 750 ℃ 时裂缝强度会降低。经过热处理的岩石样本表现出更高的渗透率, 因为它们含有更多的热裂纹并提供更多数量的气体传输连通道。燃空腔盖层可能存在较多热裂缝, 导致 CO₂ 泄漏, 建议煤炭气化后等待一段时间使热裂缝在地壳压应力作用下闭合后再进行 CO₂ 封存。

2.4 井筒泄漏

注入井或生产井是 CO₂ 泄漏的重要途径, 井筒作为连接地面与地下燃空腔的桥梁, 不仅是煤炭地下气化技术的核心组成部分, 更直接决定了 CO₂ 封存的稳定和安全。二氧化碳溶于水呈酸性, 会对注入井材料造成一定的腐蚀, 也可能改变近井区域的储层性质, 导致 CO₂ 泄漏^[47]。经验表明, 在二氧化碳封存项目中, 井筒泄漏是泄漏风险最高的因素^[48]。JAHANBAKSH 等^[49] 利用 X 射线微计算机断层扫描 (X-CT)、X 射线衍射 (XRD) 和扫描电子显微镜-X 射线能谱 (SEM-EDX) 对 CO₂ 封存后的井筒水泥进行了分析, 结果显示: 由于二氧化碳和盐水的化学作用, 导致水泥降解出现了微裂缝, 为

CO₂ 和盐水提供了高渗透通道。燃空腔封存 CO₂ 可能导致的井筒泄漏途径如图 3 所示。同时, 由于 UCG 合成气的高温和部分气体可能会对 UCG 生产井造成腐蚀, 因此建议使用 UCG 注入井而不是生产井进行 CO₂ 注入^[51]。



a—套管和固井水泥环界面; b—水泥井塞和套管界面; c—水泥腐蚀形成的孔隙; d—套管腐蚀; e—水泥环内裂隙; f—固井水泥—围岩界面^[50]

图 3 CO₂ 地质封存井筒潜在泄漏通道示意^[52]

Fig. 3 Schematic diagram of potential leakage path of CO₂ geological storage wellbore

为评估 CO₂ 地质封存场地的 CO₂ 沿井筒泄漏风险, 甘满光等^[53] 自主研发了可对 CO₂ 井筒泄漏风险进行量化评价的数值模拟 WellRisk 软件, 将软件应用于 CO₂ 地质封存场地定量评估该场地 CO₂ 沿注入井和监测井的泄漏量, 实现了 CO₂ 沿井筒泄漏风险的量化评价, 定义了井筒泄漏系数, 即井筒发生泄漏的有效截面积和井筒总截面积的比值, 并将井筒泄漏系数作为量化表征井筒固井质量的重要参数。

3 燃空腔 CO₂ 封存能力及效率评价

根据超临界 CO₂ 的热物理性质及深部煤炭地下气化的产气量和组分粗略计算燃空腔封存二氧化碳的最大可封存量。若深部煤炭地下气化空腔在地质安全风险评估的前提下用于 CO₂ 地质封存, 封存量可以达到 CO₂ 排放总量的 61.8%^[54]。在 800 m 深处封存合成气产生的 CO₂ 所需的体积可能是气化的煤炭所占用体积的 4 或 5 倍^[55], 实际的存储容量取决于地层的压缩性, 而不超过岩石的破裂极限, 并且需要通过试验或通过更详细的建模来确定。在地下煤炭气化时, 上覆岩层会由于地应力而塌陷, 导致

渗透性、孔隙和裂隙增大, 实际可用封存体积大于开采的煤炭所占据的体积。图 4 显示了若要容纳煤气化产生的所有二氧化碳所需的变形地层厚度, 用煤层厚度的倍数表示。当上覆岩层孔隙率为 5% 时, 上覆岩层变形厚度为气化煤层厚度的 60 倍时才能完全封存气化产生的 CO₂。美国能源部国家能源技术实验室基于 DOE 方程开发了 CO₂-SCREEN 软件, 输入物理地质参数 (厚度、孔隙率) 和效率因子范围为各种地质构造提供准确可靠的 CO₂ 封存能力估算, 提升 CCS 项目规划能力, 降低 CCS 项目执行风险^[56]。

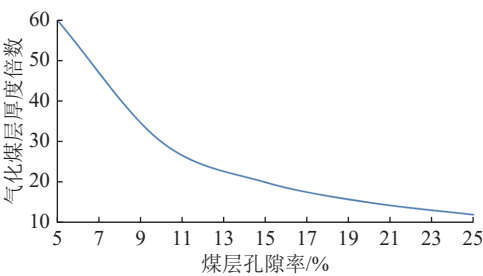


图 4 不同孔隙率煤层要封存所有气化产生的 CO₂ 其上覆变形地层的总厚度 (用煤层厚度的倍数表示)^[57]

Fig. 4 Total thickness of the overlying deformation strata to store all CO₂ produced by gasification in coal seams with different porosity (Expressed as a multiple of the thickness of the coal seam)^[57]

CO₂ 封存理论存储容量的评价方法有很多, 不同封存潜力评估方法计算方式不同, 所得评估结果也不同^[58]。目前比较权威且使用较多的 CO₂ 封存潜力评估方法是基于质量平衡理论得到的 CSLF 法^[59]。但是, CSLF 的方法没有考虑溶解度捕获机制, 地下水中溶解度封存量很大, 不容忽视。目前亟需一种准确的煤炭地下气化燃空腔封存 CO₂ 存储容量评价方法。

将煤炭地下气化与二氧化碳捕集利用及封存相结合, 可以实现“氢能利用零碳排放”和“能量回收零碳排放”。按照理想热力学条件进行计算, 氢能利用零碳排放的碳能量利用率可达 91.5%, 能量回收零碳排放的碳能量利用率可达 92.7%, 可形成非常有价值的零碳排放的能源供应技术^[60]。YU 等^[61]通过在 TOUGH2 中开发新的模块, 建立二维模型, 模拟 CO₂-N₂-O₂ 混合物在含水层中的迁移和溶解, 评价了杂质 N₂ 和 O₂ 对深层含盐含水层 CO₂ 封存效率和封存成本的影响。研究发现, 在迁移过程中, 二氧化碳与杂质之间的分配会提高气相杂质浓度, 从而降低二氧化碳的封存效率。当氮气的摩尔分数为 10% 时, CO₂ 封存效率降低至少

32%, 封存成本增加约 0.01 美元/t

4 燃空腔封存 CO₂ 泄漏监测及环境风险评价

为了保证 CO₂ 封存的有效性以及安全性, 需要对封存项目进行长期的监测与预警^[62-63]。二氧化碳封存监测主要包括对地表变形、井筒完整性及二氧化碳泄漏进行监测^[64], 监测技术主要包括地震监测、电磁监测、微地震监测、合成孔径雷达干涉测量 (InSAR)、地面形变监测、遥感监测、井下监测、地质化学监测、光纤监测、无人机监测等技术^[65-67]。深部地层的非均质性可能导致 CO₂ 运移路径不可预测, 增加封存监测的难度, 易形成监测盲区。深部煤炭地下气化后燃空腔的具有高温 (>90 ℃) 和高压 (>10 MPa) 特征, 燃空腔会残留硫化氢、二氧化碳等腐蚀性物质, 监测设备易受腐蚀、结垢或机械损伤, 需耐高温、高压和耐腐蚀的特种设备。监测设备在深部地层中受背景噪声 (如原生矿物反应) 干扰, 信号难以分离。声波、电磁波等信号在深部地层中衰减严重, 数据回传存在延迟, 难以实现实时动态监测, 需高功率发射设备或密集布设接收器。

CO₂ 长期封存后通过渗流作用可能会进入地下含水层与水进行碳酸反应使水呈酸性, 随着地下含水层的流动污染土壤产生环境风险^[68-69], 需要基于多孔介质渗流模型进行研究。SCHIFFRIN^[70] 认为煤焦油中存在的各种有机污染物可以溶解于超临界 CO₂ 中并随之流动、迁移, 从而对环境产生污染。NAVARRO TORRES^[71] 开发了一种创新的数值模型来量化原位地下煤气化和二氧化碳封存过程的环境可持续性状况, 并以环境可持续性指数 (ESI) 表示。该方法基于 4 个环境指标: 岩石和土壤、地下水、地表水和大气。开发的 ESI 定量模型是 4 个组成指数的函数: 沉降可持续性指数、地下水可持续性指数、地表水可持续性指数和大气可持续性指数。李琦等^[72] 为澳大利亚最大的二氧化碳咸水层封存工程进行环境风险评估, 系统地介绍了其评估程序和风险特点; 同时指出, 中国二氧化碳封存项目风险水平的确定要进一步依据我国封存地的敏感受体, 如人口分布、植被等具体情况考虑, 为我国开展类似项目提供借鉴。

5 燃空腔封存 CO₂ 关键科学问题及研究方向

UCG 是一个复杂的热-水-化-力多场耦合过程, 包括腔体空间和孔隙空间中的非等温多相流动、气-水-灰/渣/煤/岩的相互化学作用、物质的迁移转化和温压变化引起的应力应变等。目前, 对于

燃空腔封存 CO₂ 的研究还存在大量空白，后续研究可以从以下 4 个方面着手开展：

1) 煤炭地下气化耦合 CO₂ 封存选址评价：UCG 是一个复杂的热-水-化-力多场耦合过程，由于高温和地下水的涌入，周围地层会产生热致裂和热破碎，因此良好的选址评价是保证 CO₂ 封存不泄漏的重要前提。原始地层的盖层密闭性、地表沉降情况、地下含水层发育情况以及周围地层裂隙发育是选址评价需着重考虑的关键问题。

2) 燃空腔 CO₂ 封存能力评价：燃空腔是 CO₂ 封存的主要场所，燃空腔体积对封存能力的影响至关重要。根据产气组分和产气量，建立燃空腔体积预测模型；采用气-水两相多组分热力学平衡方法和水-矿物之间的化学反应理论，构建相态和 CO₂ 溶解度预测评价模型以及建立气-水-矿物动态评价模型，联合吸附模型，建立气化腔的 CO₂ 封存静态容量评价方法。

3) CO₂ 泄漏监测：目前对于煤炭地下气化燃空腔封存 CO₂ 的泄漏监测和污染物迁移行为研究非常少，当前亟需研究和发展出一套针对煤炭地下气化燃空腔封存 CO₂ 泄漏监测的风险管理体系和超临界 CO₂ 流动模型以评估对环境的潜在影响。以质量、能量和动量守恒为基础，考虑气体多组分扩散、溶解和吸附，以及水、气多相流动、温度对流和传导等多物理过程，建立气化腔上部空腔和周围/下部孔隙空间中的非等温多相多组分流动评价方法；基于溶质运移和气-水-灰渣反应，建立腔体孔隙介质的反应流动评价方法；建立气化腔周围和底部多孔介质中的反应流动模型，预测超临界 CO₂ 和污染物迁移范围。

4) 工程化示范：以科学选址为基础，寻找合适煤层进行 UCG-CCS 工程化示范，在 UCG 燃空腔中注入超临界 CO₂，通过多种检测方法进行长期 CO₂ 泄漏监测和污染物迁移行为探测，为后续产业化应用建立基础和积累经验。

6 结 语

在碳达峰、碳中和目标下，UCG-CCS 是减少温室气体排放的重要途径，是实现“双碳”目标的不可或缺的重要手段。目前，对于燃空腔封存 CO₂ 的研究尚没有实际工程案例。燃空腔 CO₂ 地质封存研究主要包括：封存机理研究、封存稳定性评价、封存能力及效率评价和泄漏监测及环境风险评价 4 个方面。UCG-CCS 主要依靠燃空腔围岩圈闭封存 CO₂，吸附、矿化和溶解封存是 CO₂ 地质封存的重要手段；稳定性评价包括燃空腔覆岩运移、

CO₂ 注入压力、CO₂ 长期运移和井筒泄漏 4 个方面；封存能力评价可以借鉴其他地质封存能力评价提出一种 UCG-CCS 专用封存量评价模型；由于地质条件复杂，CO₂ 泄漏监测效果不佳，环境风险评价研究也较少，需要进一步深入研究。未来可以从选址评价、超临界 CO₂-水-灰渣相互作用和气-灰渣/煤的吸附试验、封存能力模型建立、热-水-化-力多场耦合模型评价方法、CO₂ 泄漏监测和进行工程化示范等方面进行研究，促进现代煤炭地下气化封存 CO₂ 技术的示范与应用，丰富 CCUS 体系,推动煤炭资源的清洁化和低碳化利用，打造未来能源技术应用场景，加速形成零碳排放的未来能源产业。

参考文献 (References) :

[1] 刘淑琴, 戚川, 纪雨彤, 等. 煤炭地下气化制氢技术路径 [J]. 洁净煤技术, 2023, 29(8): 1-10.
LIU Shuqin, QI Chuan, JI Yutong, et al. Research on hydrogen production pathway by underground coal gasification[J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(8): 1-10.

[2] 刘淑琴, 梅霞, 郭巍, 等. 煤炭地下气化理论与技术研究进展 [J]. 煤炭科学技术, 2020, 48(1): 90-99.
LIU Shuqin, MEI Xia, GUO Wei, et al. Progress of underground coal gasification theory and technology[J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(1): 90-99.

[3] 王峰, 喻岳钰, 方惠军, 等. 中国石油中—深层煤炭地下气化理论与技术研究进展 [J]. 石油学报, 2024, 45(12): 1863-1876.
WANG Feng, YU Yueyu, FANG Huijun, et al. Research progress in the theory and technology of middle-deep coal underground gasification in CNPC[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(12): 1863-1876.

[4] 杨国栋. 鄂尔多斯盆地二氧化碳地质封存机理研究 [D]. 武汉: 中国地质大学, 2015.

[5] 封官宏. 二氧化碳置换煤层气(CO₂-ECBM)地质工程中多相渗流和相态转化过程分析与数值模型 [D]. 长春: 吉林大学, 2018.

[6] EFTEKHARI A A, WOLF K H, ROGUT J, et al. Energy and exergy analysis of alternating injection of oxygen and steam in the low emission underground gasification of deep thin coal[J]. Applied Energy, 2017, 208: 62-71.

[7] 李龙龙, 方惠军, 葛腾泽, 等. 煤炭地下气化腔 CO₂ 封存的研究进展及发展趋势 [J]. 力学学报, 2023, 55(3): 732-743.
LI Longlong, FANG Huijun, GE Tengze, et al. CO₂ sequestration in ucg cavities: Research progress and future development trends[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2023, 55(3): 732-743.

[8] METZ B, DAVIDSON O, CONINCK H, et al Carbon dioxide capture and storage. Summary for policymakers[J]. 2005: 62.

[9] IGLAUER S. Optimum storage depths for structural CO₂ trapping[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2018, 77: 82-87.

[10] LUO S, XU R N, JIANG P X. Effect of reactive surface area of

- minerals on mineralization trapping of CO₂ in saline aquifers[J]. *Petroleum Science*, 2012, 9(3): 400–407.
- [11] BIAN X Q, XIONG W, KASTHURIARACHCHI D T K, et al. Phase equilibrium modeling for carbon dioxide solubility in aqueous sodium chloride solutions using an association equation of state[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2019, 58(24): 10570–10578.
- [12] 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.
- [13] 谢和平, 刘虹, 吴刚. 中国未来二氧化碳减排技术应向 CCU 方向发展 [J]. *中国能源*, 2012, 34(10): 15–18.
XIE Heping, LIU Hong, WU Gang. China's carbon dioxide emissions technology should be developed in the direction of CCU[J]. *Energy of China*, 2012, 34(10): 15–18.
- [14] QI D, ZHANG S, SU K. Risk assessment of CO₂ Geological storage and the calculation of storage capacity[J]. *Petroleum Science and Technology*, 2010, 28(10): 979–986.
- [15] ZHOU J P, TIAN S F, ZHOU L, et al. Experimental investigation on the influence of sub- and super-critical CO₂ saturation time on the permeability of fractured shale[J]. *Energy*, 2020, 191: 116574.
- [16] 唐晓音, 黄少鹏, 杨树春, 等. 南海珠江口盆地钻井 BHT 温度校正及现今地温场特征 [J]. *地球物理学报*, 2016, 59(8): 2911–2921.
TANG Xiaoyin, HUANG Shaopeng, YANG Shuchun, et al. Correcting on logging-derived temperatures of the Pearl River Mouth Basin and characteristics of its present temperature field[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2016, 59(8): 2911–2921.
- [17] 徐友友. 煤炭地下气化耦合二氧化碳封存围岩变形与裂隙发育模拟研究 [D]. 徐州: 中国矿业大学, 2020.
- [18] JIANG L L, CHEN Z X, FAROUQ ALI S M. Feasibility of carbon dioxide storage in post-burn underground coal gasification cavities[J]. *Applied Energy*, 2019, 252: 113479.
- [19] JIANG L L, CHEN S S, CHEN Y P, et al. Underground coal gasification modelling in deep coal seams and its implications to carbon storage in a climate-conscious world[J]. *Fuel*, 2023, 332: 126016.
- [20] CAO C, LIU H J, HOU Z M, et al. A review of CO₂ storage in view of safety and cost-effectiveness[J]. *Energies*, 2020, 13(3): 600.
- [21] CHEN R, BAO Y X, LV F R, et al. Coal measure energy production and the reservoir space utilization in China under carbon neutral target[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2023, 11: 1122040.
- [22] 叶航, 郝宁, 刘琦. CO₂ 咸水层封存关键参数及其实验表征技术研究进展 [J]. *发电技术*, 2022, 43(4): 562–573.
YE Hang, HAO Ning, LIU Qi. Review on key parameters and characterization technology of CO₂ sequestration mechanism in saline aquifers[J]. *Power Generation Technology*, 2022, 43(4): 562–573.
- [23] REN B. Local capillary trapping in carbon sequestration: Parametric study and implications for leakage assessment[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 78: 135–147.
- [24] 马爱玲, 谌伦建, 徐冰. 煤炭地下气化“三带”残留物的物化特性研究 [J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(11): 217–223.
MA Ailing, CHEN Lunjian, XU Bing. Study on physicochemical properties of “three zone” residues during underground coal gasification[J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(11): 217–223.
- [25] CHEN R, LV F R, BAO Y X, et al. A discussion on CO₂ sequestration in the UCG space based upon the review of the UCG residue physicochemical properties[J]. *Minerals*, 2023, 13(5): 616.
- [26] SRIPADA P, KHAN M M, RAMASAMY S, et al. Influence of coal properties on the CO₂ adsorption capacity of coal gasification residues[J]. *Energy Science & Engineering*, 2018, 6(4): 321–335.
- [27] KEMPKA T, FERNÁNDEZ-STEGER T, LI D Y, et al. Carbon dioxide sorption capacities of coal gasification residues[J]. *Environmental Science & Technology*, 2011, 45(4): 1719–1723.
- [28] CUI G D, ZHU L H, ZHOU Q C, et al. Geochemical reactions and their effect on CO₂ storage efficiency during the whole process of CO₂ EOR and subsequent storage[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 108: 103335.
- [29] HEINEMANN N, STEWART R J, WILKINSON M, et al. Hydrodynamics in subsurface CO₂ storage: Tilted contacts and increased storage security[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 54: 322–329.
- [30] ZHANG H, HU Z C, XU Y, et al. Impacts of long-term exposure to supercritical carbon dioxide on physicochemical properties and adsorption and desorption capabilities of moisture-equilibrated coals[J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(15): 12270–12287.
- [31] 王恬, 桑树勋, 刘世奇, 等. ScCO₂-H₂O 作用下不同煤级煤化学结构变化的实验研究 [J]. *煤田地质与勘探*, 2018, 46(5): 60–65.
WANG Tian, SANG Shuxun, LIU Shiqi, et al. Experiment study on the chemical structure changes of different rank coals under action of supercritical carbon dioxide and water[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2018, 46(5): 60–65.
- [32] 吴潇, 刘润昌. CO₂ 作用下碳酸盐岩物性及孔喉结构变化特征 [J/OL]. *油气藏评价与开发*, 1-10[2024-09-03]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1825.TE.20240911.2055.002.html>.
WU Xiao, LIU Runchang. Changes in physical properties and pore-throat structure of carbonate rocks under the influence of CO₂[J/OL]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 1-10[2024-09-03]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1825.TE.20240911.2055.002.html>.
- [33] 谭启贵, 田健, 田瑞超, 等. 二氧化碳在裂缝性咸水层内溶解-扩散特性研究 [J]. *工程科学学报*.
TAN Qigui, TIAN Jian, TIAN Ruichao, et al. Research on dissolution-diffusion characteristics of carbon dioxide in fractured saline aquifers[J]. *Chinese Journal of Engineering*.
- [34] 高诚, 胥蕊娜, 姜培学. 超临界 CO₂ 在地下盐水体层内弥散现象的数值模拟 [J]. *清华大学学报(自然科学版)*, 2015, 55(10): 1105–1109, 1116.
GAO Cheng, XU Ruina, JIANG Peixue. Numerical simulation of the dispersion of supercritical CO₂ storage in saline aquifers[J]. *Journal of Tsinghua University (Science and Technology)*, 2015, 55(10): 1105–1109, 1116.
- [35] YANG D M, SARHOSIS V, SHENG Y. Thermal-mechanical modelling around the cavities of underground coal gasification[J]. *Journal of the Energy Institute*, 2014, 87(4): 321–329.

- [36] LI H Z, GUO G L, ZHA J F, et al. Research on the surface movement rules and prediction method of underground coal gasification[J]. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2016, 75(3): 1133–1142.
- [37] LI H Z, ZHA J F, GUO G L, et al. Evaluation method of surface subsidence degree for underground coal gasification without shaft[J]. *Combustion Science and Technology*, 2022, 194(3): 608–621.
- [38] LI H Z, GUO G L, ZHA J F, et al. Stability evaluation method for hyperbolic coal pillars under the coupling effects of high temperature and ground stress[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2017, 76(20): 704.
- [39] CHEN F, LI H Z, DAI G L, et al. The new way for realizing carbon neutrality of coal and analysis of bearing characteristics and stability of coal pillar in production[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2023, 415: 137766.
- [40] BERGMO P E S, GRIMSTAD A A, LINDEBERG E. Simultaneous CO₂ injection and water production to optimise aquifer storage capacity[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(3): 555–564.
- [41] WU T, PAN Z J, CONNELL L D, et al. Gas breakthrough pressure of tight rocks: A review of experimental methods and data[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 81: 103408.
- [42] KOPERNA G, OUDINOT A, MCCOLPIN G, et al. CO₂-ECBM/storage activities at the San Juan basin's pump canyon test site[J]. *Society of Petroleum Engineers*, 2011, 16: 864–879.
- [43] PERERA M S A, RANJITH P G, CHOI S K, et al. A parametric study of coal mass and cap rock behaviour and carbon dioxide flow during and after carbon dioxide injection[J]. *Fuel*, 2013, 106: 129–138.
- [44] MA Z Y, RANJITH P G. Review of application of molecular dynamics simulations in geological sequestration of carbon dioxide[J]. *Fuel*, 2019, 255: 115644.
- [45] JIANG L L, CHEN Z X, FAROUQ ALI S M, et al. Storing carbon dioxide in deep unmineable coal seams for centuries following underground coal gasification[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2022, 378: 134565.
- [46] YANG S Q, TANG J Z, ELSWORTH D. Creep rupture and permeability evolution in high temperature heat-treated sandstone containing pre-existing twin flaws[J]. *Energies*, 2021, 14(19): 6362.
- [47] CAILLY B, LE THIEZ P, EGERMANN P, et al. Geological storage of CO₂: A state-of-the-art of injection processes and technologies[J]. *Oil & Gas Science and Technology*, 60(3): 517–525.
- [48] 连威, 王能昊, 李军, 等. CO₂ 地质封存泄漏机理与井筒完整性研究进展 [J]. *华南师范大学学报(自然科学版)*, 2024, 56(5): 1–15.
LIAN Wei, WANG Nenghao, LI Jun, et al. Research progress on CO₂ geological storage leakage mechanism and wellbore integrity[J]. *Journal of South China Normal University (Natural Science Edition)*, 2024, 56(5): 1–15.
- [49] JAHANBAKSH A, LIU Q, HADI MOSLEH M, et al. An investigation into CO₂-brine-cement-reservoir rock interactions for wellbore integrity in CO₂ geological storage[J]. *Energies*, 2021, 14(16): 5033.
- [50] LI W, LI H Z, CHEN Y P, et al. Risk analysis and production safety design of supercritical carbon dioxide storage in gasification combustion cavity[J]. *Energy*, 2024, 293: 130757.
- [51] SHENG Y, BENDEREV A, BUKOLSKA D, et al. Interdisciplinary studies on the technical and economic feasibility of deep underground coal gasification with CO₂ storage in Bulgaria[J]. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 2016, 21(4): 595–627.
- [52] GASDA S E, BACHU S, CELIA M A. Spatial characterization of the location of potentially leaky wells penetrating a deep saline aquifer in a mature sedimentary basin[J]. *Environmental Geology*, 2004, 46(6): 707–720.
- [53] 甘满光, 雷宏武, 张力为, 等. 基于数值模拟的 CO₂ 地质封存项目井筒泄漏风险量化评价方法 [J]. *工程科学与技术*, 2024, 56(1): 195–205.
GAN Manguang, LEI Hongwu, ZHANG Liwei, et al. Quantitative evaluation method of wellbore leakage risk of CO₂ geological storage project based on numerical simulation[J]. *Advanced Engineering Sciences*, 2024, 56(1): 195–205.
- [54] 刘淑琴, 刘欢, 纪雨彤, 等. 深部煤炭地下气制氢碳排放核算及碳减排潜力分析 [J]. *煤炭科学技术*, 2023, 51(1): 531–541.
LIU Shuqin, LIU Huan, JI Yutong, et al. Carbon emission accounting and carbon reduction analysis for deep coal underground gasification to hydrogen[J]. *Coal Science and Technology*, 2023, 51(1): 531–541.
- [55] LAW D H, BACHU S. Hydrogeological and numerical analysis of CO₂ disposal in deep aquifers in the Alberta sedimentary basin[J]. *Energy Conversion and Management*, 1996, 37(6–8): 1167–1174.
- [56] SANGUINITO S, GOODMAN A L, SAMS J I. CO₂-SCREEN tool: Application to the oriskany sandstone to estimate prospective CO₂ storage resource[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 75: 180–188.
- [57] YOUNGER P L. Hydrogeological and geomechanical aspects of underground coal gasification and its direct coupling to carbon capture and storage[J]. *Mine Water and the Environment*, 2011, 30(2): 127–140.
- [58] 叶航, 刘琦, 彭勃. 基于二氧化碳驱油技术的碳封存潜力评估研究进展 [J]. *洁净煤技术*, 2021, 27(2): 107–116.
YE Hang, LIU Qi, PENG Bo. Research progress in evaluation of carbon storage potential based on CO₂ flooding technology[J]. *Clean Coal Technology*, 2021, 27(2): 107–116.
- [59] BACHU S. Comparison between methodologies recommended for estimation of CO₂ storage capacity in geological media[C]//Cape Town: Carbon Sequestration Leadership Forum, Phase III Report, 2008.
- [60] 王创业, 刘猛, 葛藤泽, 等. 煤炭地下气化的零碳排放能量转换技术研究 [J]. *化工技术与开发*, 2022, 51(5): 22–25.
WANG Chuangye, LIU Meng, GE Tengze, et al. Research on energy conversion technology of zero carbon emission from underground coal gasification[J]. *Technology & Development of*

Chemical Industry, 2022, 51(5): 22–25.

[61] YU Y, YANG G D, CHENG F, et al. Effects of impurities N₂ and O₂ on CO₂ storage efficiency and costs in deep saline aquifers[J]. *Journal of Hydrology*, 2021, 597: 126187.

[62] 马建华, 周永章, 郑益军. CO₂ 地质封存及其泄露在线监测技术与方法 [C]//珠海: 2023 年中国地球科学联合学术年会, 2023: 52–53.

[63] LE GUÉNAN T, ROHMER J. Corrective measures based on pressure control strategies for CO₂ geological storage in deep aquifers[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(3): 571–578.

[64] RUTQVIST J. The geomechanics of CO₂ storage in deep sedimentary formations[J]. *Geotechnical and Geological Engineering*, 2012, 30(3): 525–551.

[65] 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, LÜ Qingtian, et al. Progress and prospect of geophysical monitoring technology for carbon dioxide geological storage[J]. *Geology in China*, 2025, 52(1): 159–179.

[66] 赵改善. 二氧化碳地质封存地球物理监测: 现状、挑战与未来发展 [J]. *石油物探*, 2023, 62(2): 194–211.
ZHAO Gaishan. Geophysical monitoring for geological carbon sequestration: Present status, challenges, and future development[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2023, 62(2): 194–211.

[67] 李旭豪, 张双成, 樊茜佑, 等. 时序 InSAR 用于 CO₂ 地质封存地表形变监测与反演研究 [J]. *大地测量与地球动力学*, 2024, 44(11): 1112–1118.
LI Xu hao, ZHANG Shuangcheng, FAN Qianyou, et al. Surface deformation monitoring and inversion in CO₂ geological storage using time-series InSAR[J]. *Journal of Geodesy and Geodynamics*, 2024, 44(11): 1112–1118.

[68] RODDY D J, YOUNGER P L. Underground coal gasification with CCS: A pathway to decarbonising industry[J]. *Energy & Environmental Science*, 2010, 3(4): 400–407.

[69] FISCHER S, KNOFF S, MAY F, et al. CO₂ storage related groundwater impacts and protection[J]. *Grundwasser*, 2016, 21(1): 5–21.

[70] SCHIFFRIN D J. The feasibility of *in situ* geological sequestration of supercritical carbon dioxide coupled to underground coal gasification[J]. *Energy & Environmental Science*, 2015, 8(8): 2330–2340.

[71] NAVARRO TORRES V F. A quantitative assessment of the environmental sustainability of UCG and CO₂ storage[J]. *Dyna*, 2020, 87(215): 34–38.

[72] 李琦, 赵楠, 刘兰翠, 等. 澳大利亚 Gorgon 二氧化碳咸水层封存项目环境风险评估方法 [J]. *环境工程*, 2019, 37(2): 22–26, 34.
LI Qi, ZHAO Nan, LIU Lancui, et al. Environmental risk assessment method for geologic carbon dioxide storage: Case study of Australian gorgon project[J]. *Environmental Engineering*, 2019, 37(2): 22–26, 34.