

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.

咸水层 CO₂ 地质封存研究进展及前景展望

马馨蕊^{1,2,3,4,5,6}, 梁杰^{2,3,4,5,6*}, 李清^{2,3,4,5,6}, 袁勇^{2,3,4,5,6}, 陈建文^{2,3,4,5,6}, 骆迪^{2,3,4,5,6}, 赵化淋^{2,3,4,5,6}, 宋鹏^{1,3}

(1 中国海洋大学海洋地球科学学院, 青岛 266100; 2 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 青岛 266237; 3 青岛海洋科技中心海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 青岛 266237; 4 青岛市海洋地质碳封存重点实验室, 青岛 266237; 5 青岛市海洋地质碳封存工程研究中心, 青岛 266237; 6 海洋地质碳封存山东省工程研究中心, 青岛 266237)

摘要: 针对全球变暖问题, 众多国家在巴黎气候变化大会上签署的协定为后续碳排放和控制气温上升提供了新思路。碳捕集、利用与封存 (Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS) 是处理过度排放 CO₂ 的方法之一。作为 CO₂ 封存方法之一, 咸水层封存具有储层分布广、与碳排放源匹配性好、封存潜力大、环境影响小的特点。本文从咸水层封存中的构造、毛细管、溶解和矿化封存这 4 种主要机理出发, 从盖层地质条件、储层物性参数、CO₂ 纯度、封存操作 4 种主控因素入手, 结合全球应用咸水层进行 CO₂ 封存的工程项目案例, 通过分析和对比全球咸水层封存项目实施的地质构造背景、封存过程、封存潜力以及环境监测方法等, 总结适宜 CO₂ 封存的地点和合适的监测机制, 以期为中国咸水层 CO₂ 地质封存工作提供借鉴。

关键词: CCUS; CO₂ 地质封存; 咸水层; CO₂ 封存机制

中图分类号: P744.4

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2023.266

0 引言

19 世纪工业化以来, CO₂ 的人为排放已被认为是导致全球气候变化的主要原因。美国国家海洋与大气管理局的专家提出, 上一次地球大气层出现如此之高的 CO₂ 含量时, 地球的海平面比现在高约 20 m, 随着 CO₂ 在空气中的含量不断攀升, 人类的生存环境正遭受严峻的考验^[1-3]。为了应对这一

现象, 中国在《巴黎协定》达成^[4]的背景下, 于第 75 届联合国大会上郑重宣布了“2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和”的愿景^[5], 这是中国为完善气候治理体系和推进治理能力现代化而提出的重要举措^[6-7]。“双碳”目标的提出, 不仅成为着力解决资源环境突出问题的方式, 更是实现中华民族可持续发展的必然选择^[8]。近十年来, 中国意识到增加大气中的碳捕获和减少碳排放是减少净碳排放量的有效方法^[9], 由于基于自然的解决方案和林业碳汇存在限制, 因此, 通过增强陆地和海洋生态系统以及在海底和地下建立人工碳汇^[10-11], 能够极大地促进实现碳中和, 改善生态环境, 形成可持续的碳循环系统。碳捕集、利用和封存技术 (CCUS) 作为一种针对气候问题的新型缓解技术和重要方法之一^[1], 旨在从源头捕获化石能源发电和工业过程中产生的 CO₂, 并进一步将其利用或安全封存^[12]。从实现碳中和的目标减排要求来看, 依照现有技术, 2060 年需要通过 CCUS 实现的 CO₂ 减排量为 $(10\sim 18)\times 10^8$ t^[13]。

大量研究表明, 碳捕集、利用和封存的过程

收稿日期: 2023-11-27

资助项目: 国家自然科学基金“南黄海崂山隆起二叠系储层油气成藏破坏与流体演化过程还原研究”(42076220), “南黄海 CSDP-2 井二叠系砂岩储层致密化过程及其对油气充注事件的响应”(42206234); 中国地质调查局项目“渤海等海域新生界油气地质条件与碳封存选区”(DD20230401); 山东省自然科学基金“南黄海盆地崂山隆起石炭系油气保存条件的主控因素分析”(ZR2020MD071), “南黄海盆地崂山隆起上二叠统特低渗砂岩致密层储层表征研究”(ZR2020QD038)

第一作者: 马馨蕊(2000—), 女, 在读硕士, 主要从事 CO₂ 地质封存与利用方面的研究工作。E-mail: katherine00k@foxmail.com

* 通讯作者: 梁杰(1979—), 男, 博士, 正高级工程师, 主要从事海域油气资源调查方面的研究工作。E-mail: cgslijie@mail.cgs.gov.cn

中, CO₂ 地质封存是最能实现 CO₂ 长久减排的手段^[14-15]。地质封存通常是指将 CO₂ 从工业或相关能源中分离出来, 运输并注入到深层地质构造中^[16], 以完成 CO₂ 与大气长期隔绝的过程。在选择合适封存场址时, 不仅要综合考虑多项因素, 如地质条件、储盖层特征、水文地质和工程条件^[17], 也要考虑盆地、坳陷、圈闭和远景这 4 个尺度^[18], 在经济封存的前提下开展封存工作。目前适宜地质封存的介质包括废弃的油气田、煤层、地下深部咸水层, 其中, 咸水层封存潜力最大^[19]。从广义上来说, 赋存在地面岩石孔隙之下的水称为地下水, 根据矿化度划分为: 淡水(矿化度 < 1 g/L)、微咸水(矿化度 1~3 g/L)、咸水(矿化度 3~10 g/L)、盐水(矿化度 10~50 g/L); 根据埋藏条件划分为上层滞水、潜水、承压水^[20]。咸水层结合了上述 2 个分类的特点, 是指地下深处多孔地层中矿化度较高(3~50 g/L)的承压水^[21], 即埋藏较深、赋存于 2 个隔水层之间的地下水。它们广泛分布于世界大部分地区, 封存空间广、体积大、靠近 CO₂ 排放源^[22], 有潜力实现长期安全封存。由于国内对于 CO₂ 咸水层封存的机理和影响因素研究起步较晚, 因此, 在总结国内外前人研究的基础上, 本文基于 CO₂ 地质封存的 4 种不同介质, 重点阐述了咸水层封存的重要意义及 4 种封存机理, 分析了对封存过程产生影响的 4 种主控因素, 同时展示了全球主要咸水层封存项目及封存场址的储盖层特征、封存量、运输方式以及后续监测等关键参数。示范项目主要包括挪威的 Sleipner^[23]、Snøhvit^[24], 阿尔及利亚的 In Salah^[25-26], 中国的神华^[27], 澳大利亚的 Otway^[28-29]、Gorgon^[30], 加拿大的 Quest^[31-32], 美国的 Decatur^[33-34] 等, 详情见表 1 所示。这些工程示范项目的封存场址选择、封存过程、封存后续监测对于中国发展咸水层封存工作具有借鉴意义。

1 咸水层封存概况

CO₂ 是一种常见的温室气体。常温常压下密度比空气大, 溶于水后会产生碳酸, 与碱性氧化物反应生成稳定的碳酸盐矿物。CO₂ 在不同温压场条件下呈现液态、气态和超临界态 3 种形态, 温度 > 31.1 °C 且压力 > 7.38 MPa (临界点) 时处于超临界状态(图 1)^[35]。在超临界状态下, CO₂ 既有气体的黏度, 又有液态的密度^[36], 高密度有助于提高封存能力, 低黏度使其能更好地流动和扩散, 有利于

充填储层中的孔隙^[37]。除此之外, 超临界 CO₂ 的性质适用于大多数地质条件和储层类型, 且在注入过程中不需要保持特定的温度和压力^[38], 易于实现工程化封存过程。

对于 CO₂ 地质封存的介质而言, 咸水层被定义为在岩石颗粒间的孔隙中含有盐水的多孔、可渗透的储层, 深度位于可饮用含水层的下部^[39], 广泛分布于沉积盆地^[40]。受到盐分和深度的影响, 咸水层中的地下水不能直接被人们所利用^[41], 因此, 利用咸水层进行 CO₂ 封存, 需要将加压后的高密度气体通过注入井注入地下地层的孔隙中, 以代替或溶解于原位的咸水^[42]。全球研究数据表明, 咸水层封存潜力是枯竭油气藏的十多倍, 煤层封存量的数百倍^[43], 但适宜封存 CO₂ 的咸水层需要满足渗透率高、孔隙度高、容积大等特点, 同时, 利用咸水层地质封存涉及到 CO₂ 与深部地质环境间的相互作用, 因此, 需要对其安全、稳定性进一步研究, 并评估合适的封存区域。4 种地质封存介质及封存方式如图 2 所示, 即分别将 CO₂ 注入枯竭油气藏、不可开采煤层、玄武岩地层及咸水层。

2 咸水层封存机制

为了确保 CCUS 的有效性并最终实现缓解全球变暖的基本目标, CO₂ 在地下的保留时间应该在几千年或更长时间, 年泄漏率不超过 0.01%^[44], 因此对封存机制的了解至关重要。将 CO₂ 注入咸水层实现封存包括 4 个主要的封存机制, 分别是构造、毛细管、溶解和矿化封存。根据 CO₂ 状态和变化过程又可以分为物理封存过程、化学封存过程, 其中, 构造和毛细管封存属于物理封存过程, 此过程封存量, 但 CO₂ 状态极不稳定, 容易通过封存层上方的密封层或地质断层泄露, 属于 CO₂ 注入初期的封存过程; 溶解和矿化封存是化学封存过程, 需要的反应时间长, 但地质时间尺度下, 封存过程中固定的 CO₂ 气体更加稳定和安全。图 3 为 CO₂ 咸水层地质封存不同阶段示意图。

2.1 构造封存

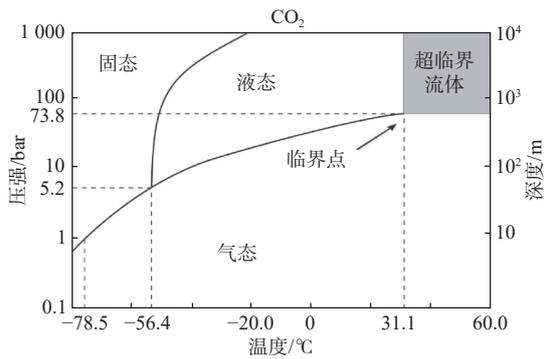
构造封存是 CO₂ 咸水层封存的首要阶段。有众多学者对咸水层封存的各个阶段研究后发现, 一旦 CO₂ 注入地层, 构造封存就作为防止其迁移回地表的首要机制发挥作用, 属于静态封存形式^[45-47]。具体来说, CO₂ 以超临界态或气态被注入低渗透、

表 1 全球主要咸水层碳封存项目统计
Table 1 Statistics of projects on major global carbon sequestration in saline aquifer

序号	名称	注入时间	经营公司	所在地点	目的	沉积环境	构造特征	注入位置	储层孔隙度/%	储层渗透率/ μm^2	盖层厚度/m	储层特征	埋深/m	运输类型	储存量/(t/a)	监测机制	所在洲	运营情况	性质	注入方式	参考文献	
1	Sleipner	1996年	挪威能源公司 Equinor	挪威北海中部	为天然气和油田寻找解决方案	海相浊积岩	无断层、夹层发育, 中、大型背斜构造	深盐含水层 Utsira组	37	>1	0.0004	500	中新世晚期—上新世晚期砂岩	800	管道和船舶	100万	重力法、地震法、岩石物理建模、电磁测量等	欧洲	运行中	世界首个商业规模的深部咸水层封存工程	海上注入	[23, 48]
2	In Salah	2004年	Sonatrach, BP 和 StatoilHydro	阿尔及利亚中部	从生产的天然气中去除CO ₂	潮沙三角洲	平缓背斜, 裂缝相对发育	Toumaian 砂岩的咸水层地层单元	17	0.01~0.1	0.0001	900	潮沙三角洲沉积, 主要由石英组成	1880	管道和船舶	120万	4D地震、岩石分析、干涉量测等	非洲	运行中	世界首个枯竭气田工业规模储存项目	陆上注入	[25-26]
3	Snohvit	2008年	挪威国家石油公司	巴伦支海西部的哈默费斯特盆地	开发巴伦支海3个气田的资源	三角洲平原分流河道	细长的EW走向断块系统	Tubaen组咸水层	10~15	185~883	60~100	石英和长石发育, 富含生物碎屑和绿帘角闪岩	2600	管道	70万	三维地震数据用于监测断层	欧洲	运行中	挪威大陆架首个没有固定或浮动单元的咸水层封存项目	海上注入	[24, 48]	
4	神华	2011年	神华集团	鄂尔多斯盆地	为煤炭清洁转化和碳减排做出贡献	三角洲、滨海浅海	单斜构造, 局部发育小幅度隆起, 断层发育	1690~2450 m 的多个含水层	5~12.9	0.0001~0.00658	700	陆相沉积地层, 发育多套可注入砂岩及碳酸盐岩咸水层	1600~2500	管道	10万	地震监测、井下监测	亚洲	监测中	中国首个以封存为目的的全流程CO ₂ 咸水层封存示范 CCS 项目	陆上注入	[27, 48]	
5	Otway 盆地示范工程	2007—2020年 (第2阶段)	澳大利亚温室气体技术中心	澳大利亚南部	证明CCS是一种环境安全的方式	海相和河口三角洲相	水平延伸, 没有明显的构造圈闭特征	上白垩统 Paaratte 咸水含水层	25~30	/	1128~1528	粉细砂、粗砂和钙质泥岩地层交错	15050 t	管道	共 15050 t	VSP地震、压力成像	澳洲	开发中	澳大利亚首个CO ₂ 地质封存示范项目	陆上注入	[28-29]	
6	Tomakomai	2016年	JCCS 公司	日本北海道	证明捕获、注入和储存在盐水中完整系统的技术可行性	/	具有背斜构造	Moebetsu 地层的砂岩层 Takinoue 火山岩层	5~40	0.009~0.025	200	中新世含水层, 由火山岩和火山碎屑岩组成	2400~3000	管道	10万	综合海上和陆上监测设施	亚洲	监测中	日本首个全链 CCS 项目	陆上注入	[49]	

续表 1

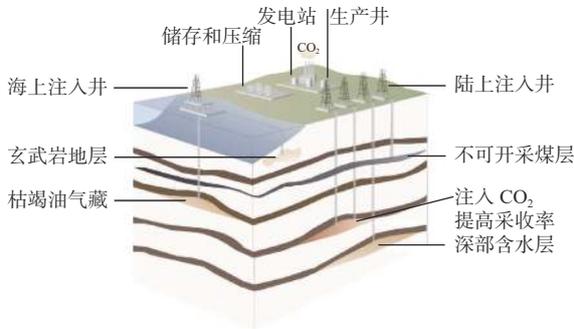
序号	名称	注入时间	经营公司	所在地点	目的	沉积环境	构造特征	注入位置	孔隙度/%	储层孔隙率/ μm^2	渗透率/ μm^2	盖层厚度/m	储层特征	埋深/m	运输类型	储量/(t/a)	监测机制	所在洲	运营情况	性质	注入方式	参考文献
7	Gorgon	2019年	雪佛龙澳大利亚子公司	西澳大利亚海岸	减轻澳大利亚的碳排放压力	海相沉积,深水斜坡环境	背斜构造	Dupuy深层储层单元	22	30~100	/	/	侏罗纪晚期沉积在海底斜坡上的互层砂岩和粉砂岩	2000~2500	船舶	超过1亿t	4D地震、评估井	澳洲	运行中	世界上最大的CO ₂ 地质封存项目	海上注入	[25, 30]
8	Quest	2015年	壳牌	加拿大阿尔伯塔省	显著地降低碳排放	潮汐、河流、海相沉积	砂岩型圈闭	基底寒武系砂岩	8~24	1~1000	/	250	加拿大西部沉积盆地中部、底部的深盐开放含水层,又称BCS	2000	管道	120万	延时地震、同位置追踪	北美洲	监测中	世界首个与油砂升级相关的CCS项目	陆上注入	[25, 31-32]
9	恩平15-1	2021年	中海油	珠江口盆地	实现CCUS技术在石油行业的温室气体处理功能	/	油田浅部水层为自圈闭构造,圈闭面积大	800 m深处的穹顶式咸水层中	/	/	/	/			管道	30万	/	亚洲	运行中	中国首个海上CO ₂ 封存示范工程	海上注入	/
10	Decatur	2011年	GSC、ADM公司、Trimeric	美国伊利诺伊州迪凯特	以商业模式评估和测试CCS技术	河流、边缘海相沉积	长石颗粒的溶解产生良好的二次孔隙率	较低的西蒙山砂岩	20	185	<1	151	寒武系西蒙山砂岩	2129~2149	管道	共550万t	微地震监测	北美洲	监测中	世界首个生物能源碳捕集与封存项目	陆上注入	[33-34]
11	Northern Lights	2024年	Equinor、Shell和Total	挪威北海	捕获和储存约80万t的CO ₂	/	/	海床以下2500 m处, Troll油田以南	/	/	/	/			管道和船舶	1.5M	4D地震	欧洲	计划中	有史以来首个跨境、开源的CO ₂ 运输和储存基础设施网络	海上注入	/
12	CStore1	/	deepC Store	西、北澳大利亚和维多利亚州近海	接收和储存多行业来源的CO ₂	/	/	/	/	/	/	/		管道	2.1万~5万	/	澳洲	研究中	首个大型离岸多用户中心	海上注入	/	



据文献 [38] 修改

图 1 不同温压条件下 CO₂ 相图

Fig.1 CO₂ phase diagram under different temperature-pressure conditions



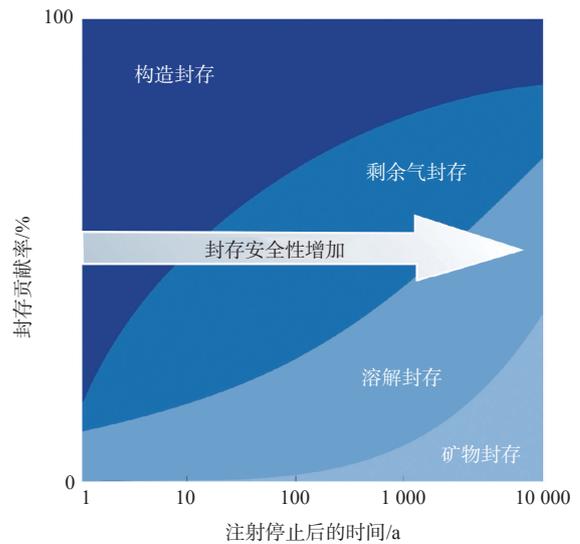
据文献 [15] 修改

图 2 地质封存方式

Fig.2 Geological storage method

不渗透的地层下方,在此过程中,由于超临界态 CO₂ 密度(0.6~0.7 g/cm³)低于盐水密度(1~1.05 g/cm³),注入的气体会在浮力、重力、毛细管力等作用下向上运动穿过多孔岩石,直到不透水的盖层下方^[50],这种物理封存机制受到构造圈闭、地层压力和盖层完整性的综合影响,极大地限制了 CO₂ 注入后的封存效率和稳定性,是其他封存方式的先决条件。当 CO₂ 大量注入时,可能会导致因地层压力过大而发生变形、破裂^[51] 现象,致使封存的安全性和有效性遭到破坏;除了 CO₂ 量,地质构造的容量和形态也会对注入过程产生副作用。有石油研究者通过模拟实验提出,如果在距离含水层或者储层边界较远的地点注入 CO₂ 会减小构造对封存效果的影响^[52]。

在此封存阶段,浮力引导 CO₂ 垂直向上运动,可能导致其穿过含水层上方盖层的裂缝而发生泄露,同时,也有其他实验证明,在 CO₂ 停止注入后一段时间内,气体不仅会继续在浮力的作用下迁移,也会在水平方向扩散^[53],其进入咸水层后具体封存机制见图 4。了解 CO₂ 注入后中的运动形式对后续羽流的监测乃至有效封存至关重要^[54]。



据文献 [16] 修改

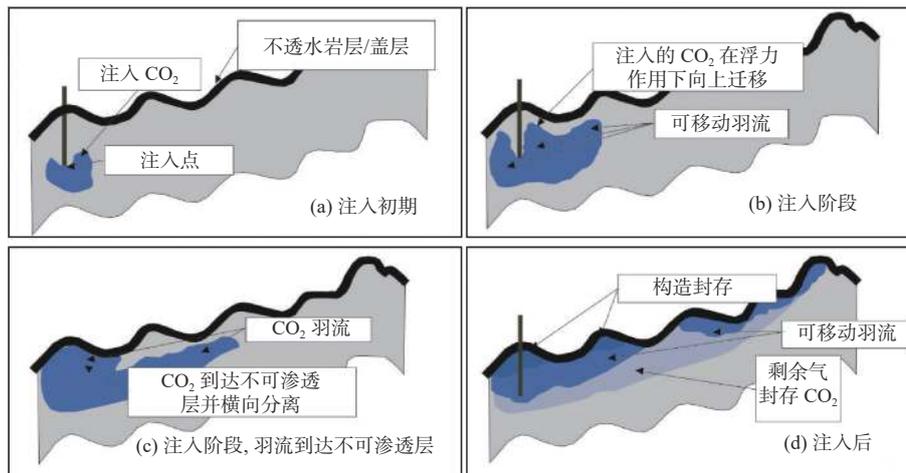
图 3 CO₂ 咸水层地质封存不同阶段示意图

Fig.3 Schematic diagram of the different stages of geological storage of CO₂ in saline aquifer

2.2 毛细管封存

当 CO₂ 以超临界态被注入咸水含水层后,除了借助盖层的物理特性使其安全固定在指定地点,毛细管力也参与盐水-CO₂ 的两相流动系统^[55],低渗透性盖层和地质构造产生的高毛细管力相互作用,能延长 CO₂ 在地层中封存的时间。而且与构造、溶解和矿化封存相比,毛细管封存在短时间尺度内的效率更高,且固定速度更快。这种毛细管力在封存过程中普遍存在,是在岩石孔隙中对气体进行固定并实现最大化容量封存和完整性的关键过程^[56]。KREAVOR 和 IGLAUER 等^[56-57] 发现,CO₂ 进入后会先取代原来的液体,通常为盐水,然后在浮力和压力梯度的作用下迁移,当原本占据盐水的 CO₂ 气体迁移后,储层咸水又被重新吸收回孔隙空间,此时孤立的 CO₂ 羽流团块被分成许多微米大小的气泡,并在毛细管力作用下固定在岩石孔隙的网络中。

在实际应用中,毛细管封存受到诸多物理因素的限制和影响,其中,流体-流体和流体-岩石界面相互作用的支配至关重要^[58]。在该相互作用下,界面张力和湿润性为主控特性,因为其进一步决定着相对渗透率和毛细压力^[59]。一方面,相对渗透率被定义为流体在某一特定饱和度下有效渗透率与岩石固有渗透率的比值,展示着流体间的表面张力效应^[60],是多相介质中的重要参数;另一方面,湿润性取决于饱和流体与岩石间的接触角,也会对渗透率



据文献 [61] 修改

图4 CO₂ 进入咸水层后的封存机制

Fig.4 Mechanisms of CO₂ storage after entry into the saline aquifer

产生影响^[62]。除此之外,有实验表明,渗透率并不是流体的单一函数饱和,而是表现出明显的滞后效应,由于多相流体的性质,相对渗透率和毛细压力不仅与当前区域流体有关,还与历史饱和度和流经区域等因素有关,受该效应作用,特征曲线的吸湿和排泄过程不一致^[63],导致在同一区块 CO₂ 的迁移、最终分布和气体饱和度呈现不同结果^[64]。因此,在毛细管封存过程中,毛细管压力和滞后饱和度共同决定了控制 CO₂ 迁移能力和封存设计的有效性^[65]。

2.3 溶解封存

CO₂ 溶解封存主要特征是 CO₂ 与咸水层中的地层水接触后以超临界或气相溶解在其流体中^[66],这是一个连续的、依赖于时间的过程,也是在封存过程中发生的永久性捕获机制。因此,发生溶解封存后气体不再作为单独的相存在,迁移也不再由浮力驱动^[67],随着注入气体的增多,CO₂-咸水的稠度越来越大,直到溶解在水中的气体迁移到地层底部并被安全封存^[68]。在该过程中,CO₂ 的溶解度受到压力、温度、地层水矿化度等条件的影响^[69],一般而言,随压力增加和温度降低,溶解的 CO₂ 量显著增加^[70]。进一步研究发现,在溶解封存的初期,CO₂ 以扩散的形式转移到盐水中,使得本来密度均一的盐水出现界面不稳定状况^[71],充满了 CO₂ 的盐水密度在大于周围羽流未扩散区域的情况下向下移动,形成对流作用,在该作用下溶解速率增大,CO₂ 进入咸水层的效率也大大提高。

但对流混合需要在扩散边界厚度达到临界厚

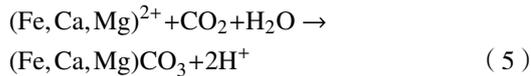
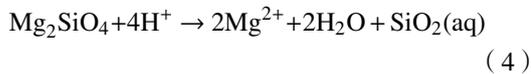
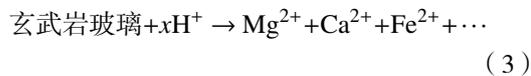
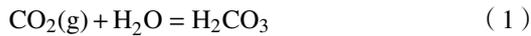
度时才能进行^[72],基于理论的分析,RIAZ 等^[61]又提出了临界时间和特征波长间的关系,可以用于准确解释对流混合中的不稳定机制。基于此研究,GILFILLAN 等^[73]利用惰性气体和碳同位素示踪,量化了北美、中国等多个地区 CO₂ 注入地层后发生溶解、矿化反应的过程,从而评估注入 CO₂ 后地层内部的变化,并发现 pH 值为 5~5.8 的地层水中的溶解是 CO₂ 的主要汇;此外,PUNNAM 等^[74]通过研究不同地区注入 CO₂ 后发生的化学反应发现,顶层形态、岩石物理性质、注入位置等参数都对溶解封存有着显著影响^[75]。

2.4 矿化封存

作为将 CO₂ 固定在地下的最安全的封存机制,矿化封存是指通过 CO₂ 与储层中含钙镁硅酸盐矿物进行沉淀反应,使得 CO₂ 以稳定碳酸盐形式永久储存^[76]。对早期咸水层封存项目研究后发现,Sleipner、In Salah 等注入气体后化学反应发生极其缓慢^[77],WILKINSON 等^[78]也通过模拟实验,得出注入后约 70%~95% 的 CO₂ 在数千万年后仍然以自由态的形式存在。正因如此,矿化封存一般在注入后几年到几十年以上才能显示出影响^[47]。反应过程可概括为,CO₂ 最初溶于水后形成弱碳酸,并与碳酸盐或硅酸盐矿物反应生成碳酸氢根,随着反应时间的持续,碳酸氢根将与硅酸盐矿物中的铁、镁离子结合,生成稳定的碳酸盐岩^[79]。尽管 SHIRAKI 等^[80]提出,在孔隙中形成碳酸盐沉淀会降低渗透率,对气体的封存造成阻碍,在注入部位尤其明显,并实际上影响 CO₂ 的迁移,但从长期来

看, 该方式不仅能提高封存能力, 也能提高其稳定性和安全性, 与溶解封存相比减少了 CO₂ 以游离态形式释放的可能性^[66]。

矿化封存的程度主要取决于矿物类型、沉积结构、水文条件等, 含有高比例 Mg²⁺、Ca²⁺ 等碱性硅酸盐矿物的含水层, 具有高摩尔比例的二价阳离子^[81], 与溶解的 CO₂ 能够反应生成方解石 (CaCO₃)、镁铁矿 (MgCO₃)、菱铁矿 (FeCO₃), 其反应可以由下式表示^[82-84]:



因此, 矿化封存在理论上具有封存 CO₂ 的最大潜力, 如绿泥石、长石, 矿物在 CO₂-水中的反应速率与未被浸湿和已经溶解在水中的超临界气体含量和比例有关, 大量干燥超临界 CO₂ 流过储层时, 可能与湿润超临界 CO₂ 产生反应^[85], 从而影响封存效率。除此之外, 封存环境很大程度上也对矿化反应过程产生了影响, 比如在靠近井筒的环境中, 一方面, 该位置气体浓度大于下部地区且具有更高的温度; 另一方面, 井筒位置是注入的起点, CO₂ 会在此处与矿物和地下水反应并产生沉淀。针对 In Salah 项目的相关研究, 通过地球化学建模展示了这些矿物产物会阻碍 CO₂ 的迁移^[86], 即矿化反应倾向于发生在封闭近井筒环境中的潜在泄漏点^[71]。同时, 在化学反应发生的阶段, 岩层的渗透率、孔隙度^[87] 等物理性质在气体的影响下也会变化, 这是封存过程中应该注意的问题。

3 咸水层封存效率主控因素

咸水层封存效率涉及到 CO₂ 在咸水层中的封存能力以及该过程的稳定性和持久性, 一般来说, 其主控因素包括以下 4 类。

3.1 盖层地质条件

作为覆盖于储层之上的岩层^[88], 盖层有泥岩、

页岩等多种类型, 均为在压密、固结成岩、演化过程中形成的具有较低孔隙度和渗透率、颗粒小的致密岩石。在 CO₂ 发生运移时, 盖层边界的毛细压力差会阻止气体泄露, 这种天然地质体对流体向上移动产生很强的阻力作用, 对气体安全长期封存具有重要影响^[89], 因此, CO₂ 在储层中的封存稳定性很大程度上取决于气体通过盖层的迁移率。当 CO₂ 注入地层深部后, 对于短期内起主要作用的物理封存而言, 盖层的完整性和稳定性是众多问题的关键和重要安全指标^[90]。

前人研究主要通过通过对盖层的厚度、垂直渗透率^[91]、岩性、含沙量^[92] 等方面对封闭性进行评价^[93], 但 POKPOVSKY 等^[94] 发现, 不同矿物组合也会对盖层的密封效果产生影响, 主要表现为有机物、碳酸盐矿物和黏土矿物性质的差异, 其中, 有机物只在部分地区的盖层中出现, 且含量较少; 碳酸盐矿物如方解石等在短期内会与 CO₂ 溶解于水的碳酸溶液反应; 而伊利石和蒙脱石等矿物有长期失稳的趋势, 在长期实验中可能会完全溶解^[95], 这是因为黏土矿物具有可塑性、湿润性和颗粒排列的可变性^[96], 这些性质不仅使得盖层能抵抗构造变形中的次生裂缝, 更能增加毛细管压力, 从而增大盖层封闭能力。除此之外, 候连华等^[97] 通过研究不同地区盖层组合的自密封机理, 揭示了可能会导致盖层破裂和泄漏的 3 个过程, 分别是沿盖层中存在的断层、气体封存的过度加压引起盖层渗透性^[98] 和密封性的变化以及矿物溶解引起的裂缝^[99]。当 CO₂ 注入后, 孔隙压力增大, 垂直压力梯度产生^[99], 在梯度移动的条件下, 湿润性、应变、强度会随之发生改变, 导致盖层发生坍塌的可能性大大增加^[94]。在该过程中, 注入速率也是改变盖层性质的一个影响因素, 速率很低的情况下对盖层几乎没有影响, 而速率提高会导致渗透率急剧下降^[99]。因此, 在实际应用的过程中, 对盖层物性参数的监测必不可少。

3.2 储层物性参数

CO₂ 注入地层后, CO₂-水-岩相互作用的复杂体系就受到储层物性参数的影响, 如果将盖层封存 CO₂ 当作封存的第 1 步, 那么在储层中发生的溶解、矿化等一系列反应则是真正有效封存的阶段。RICHARDSON^[100] 对巴西帕拉纳盆地的伊拉蒂和里奥博尼托地层评估后提出, 储层的厚度、孔隙度、渗透率、温压条件、水盐度等参数都影响着物理化

学反应的过程,该研究还特别指出,不同的岩石单元(如玄武岩、页岩、碳酸盐岩和粉砂岩)对CO₂的封存都有各自的局限性^[101]。

除此之外,储层的湿润性也是工程地质中的关键因素之一,由于有机物吸附、流体运动等作用,该参数从微观和宏观角度都呈现非均匀分布^[102]。基于此,Al-Khdheawi等^[103-104]通过构建模型、数值模拟,得出储层湿润性直接影响着CO₂在地层中的运移,非均质性越强,CO₂羽流在垂直方向上的迁移距离越大,尤其体现在对溶解封存的促进和剩余气封存的抑制作用。因此,在封存选址的过程中,要综合考虑储层的地质条件以及时间尺度的变化率对安全性的威胁。

3.3 CO₂ 气体纯度

因CO₂提纯成本高、技术难度大,故杂质气体会和CO₂一起注入地层中,与岩石、井筒、流体相互作用,最终对封存的安全性产生威胁^[105]。针对纯度问题,中外学者通过对比不同杂质与CO₂混合后进入地层所产生的化学反应,提出不同杂质对其影响结果不同。具体来说,杂质可大致分为2类:①对物理性质产生影响的杂质,如Ar、N₂、O₂等,通过增加CO₂羽流的浮力,降低气体溶解在盐水中的效率,在注入气体的过程中,需要更低的温度和额外的超压以避免管道输送中的两相流^[106],但相比于化学影响作用较小^[107];②SO₂、NO₂等高活性杂质^[108],在水中溶解后形成的酸与碳酸的性质存在差异,会导致盐水酸化加剧^[109],对储层和盖层的完整性产生影响。

除此之外,H₂S也可能作为杂质进入地质储层中,尽管含量不高^[110],但对CO₂的对流混合过程产生负作用,表现为降低相应的水溶液质量密度来减弱密度驱动的对流^[111]。过去十年中,许多油田和天然气田都面临减少含H₂S的酸性气体的大气排放问题^[112],但针对这一结果,也有学者通过试验证明,H₂S有可能加速浮力驱动不稳定性的发生,并可能导致更有效的溶解捕获^[113]。

3.4 封存操作

除了盖层、储层等客观条件外,即使CO₂注入的地质构造适合其长期封存,注入量、注入方式的失误也会导致封存结果与预测值存在较大偏差。在含水层注入大量CO₂后,会导致一定规模内的压

力积聚和咸水位移,从而限制封存容量和安全性^[114]。特别是在封闭、半封闭构造中,在注射停止后的一段时间内,这种现象依然存在,如果不对其监测、控制注入压力,就可能出现顶层岩石压裂、废弃井泄漏和诱发地震活动等风险^[115]。在空间上,注入井处的压力最高,并随远离注入井的方向呈径向衰减^[116];在数量上,WANG等^[117]利用数值模拟评估了不同井的设计和注入方案,并提出随注入井数量增加,封存效率总是先增加然后保持在稳定范围内;在距离上,有学者对波兰下侏罗统深含水层的圈闭构造进行影响分析,结果表明,储层性质良好的结构中,CO₂封存效率随着注入井距结构顶部距离的增加和与结构顶部深度差的增加而提高,对于储层性能较差的结构,情况正好相反^[118]。除此之外,地层水的盐度对压力积聚也有影响,一旦盐度超过一定值,最大额外压力积聚就会急剧增加^[119]。因此,在实际操作中,应全方位考虑注入井的布置方式等,借鉴成功项目的经验,更安全有效地封存CO₂。

4 咸水层封存典型案例

目前,全球正在进行和计划中的主要咸水层封存项目如图5所示,下文对其中4个典型的咸水层封存项目进行了介绍。详细参考文献见表1。

4.1 挪威 Sleipner 项目

几个世纪以来,挪威始终是世界海洋探索的主要参与者之一,也是全球最早开展CO₂海底地质封存的^[120]。作为世界首例商业规模的CO₂深部咸水层封存工程,挪威Sleipner项目持续时间最长,工程量最大,属于离岸的CCS项目,其平台如图6所示。从1996年开始注射后,迄今为止已封存CO₂超过2×10⁷t,并且未发现任何CO₂泄漏现象。

该天然气田项目注入点位于北海中部,距离挪威的斯塔万格市西部约155 mile,起初是由于挪威政府为了限制各个石油公司的碳排放量,对排在空气中的CO₂征收碳排放税^[121],在这种情况下,Sleipner的提出大大缓解了空气中的碳含量,当气体注入名为Ustira的充满盐水的砂岩层后,高渗透率、高孔隙度的咸水层使得CO₂能迅速到达侧面并向上穿过岩石层,将砂粒间的水排开,同时,层内页岩和盖岩确保CO₂的持久性封存^[122]。周银邦等^[48]通过对比其他咸水层封存案例后提出,Sleipn-

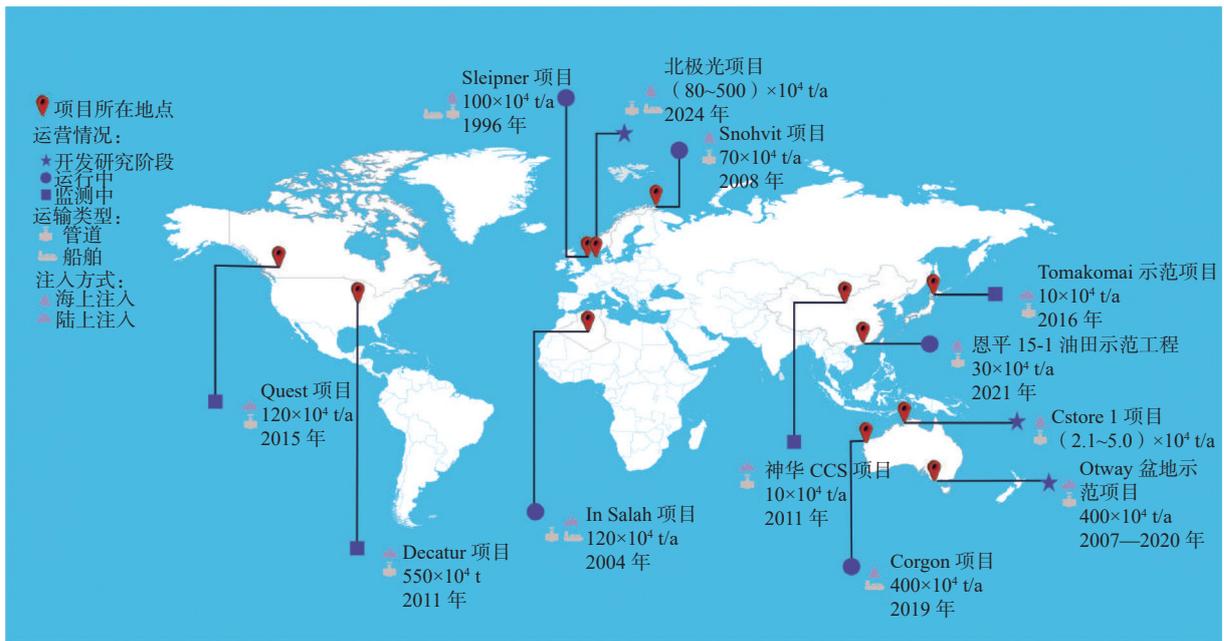


图 5 全球主要咸水层碳封存项目示意图

Fig.5 Major projects in the world on carbon storage in saline aquifer



图片来源于: Harald Pettersen © Equinor

图 6 Sleipner 平台

Fig.6 The Sleipner platform

er 的成功实施很大程度取决于其优越的地质条件, 构造简单, 为中大型背斜构造, 且不发育断层; 储层的顶部光滑, 只有局部起伏的构造特征, 最大程度地提高了气体封存的封闭性。

除了选址外, 该项目的后期监测经验也有助于后续研究者提高对咸水层封存的认识, 并制定指导方针^[23]。目前已有学者提出采用岩石物理建模的方法, 利用地震数据对速度进行观测, 以映射 CO₂ 羽流^[123]; 或是利用电磁测量揭示注入气体后的运移^[124]等。

4.2 日本苦小牧咸水层封存项目

作为日本第 1 个全链 CCS 项目, 即日本 CCS 技术的基石, 其最初的目的是证明从 CO₂ 捕获到注入、封存在咸水层中的完整技术可行性^[125]。通过

现场调查和评审, 苦小牧由于存在适合封存 CO₂ 的目标储层、发育背斜构造、附近存在大规模的 CO₂ 排放源等特点, 从日本 115 个候选地点中脱颖而出。对中国而言, 日本苦小牧咸水层封存项目的 CO₂ 封存监测工作为中国离岸封存项目的开展提供了重要的实践参考及技术指导^[126]。

为确保 CO₂ 注入储层不影响周围环境, 日本安装了地层和地震数据监测系统, 并在注入前获得基线数据^[49], 部署了由 3 口观测井、2 口注入井、4 个 OBS 和 1 个陆上地震站组成的综合海上和陆上监测设施, 并于 2017 年 2 月开始监测^[127], 2016—2019 年间捕获并封存了北海道沿海炼油厂的大量 CO₂, 2019 年 11 月达到了累计 CO₂ 排放量 30×10⁴ t 的重要里程碑。在注入前、注入期间和注入后, 包括 2018 年北海道伊布里东部地震前后, 在水库深度范围内及周围未检测到地震活动, 且每个季节进行的海洋环境调查中都没有发现 CO₂ 渗漏。

4.3 神华 CCS 项目

神华集团是中国国有大型企业, 肩负着节能减排的工作, 这项 10×10⁴ t/a CCS 项目的实施, 符合国内外发展低碳经济的趋势, 更符合国家可持续发展的战略要求, 它的成功实施给国内和国际带来了重大影响^[128]。该项目位于内蒙古鄂尔多斯市, 是典型的克拉通盆地, 具有单斜构造, 地质条件呈低孔隙率、低渗透率等特点。从 2009 年开始工作至今,

分别经历了三维地震勘探、试验、注入以及监测阶段。不仅完善了CO₂地质封存数值模拟技术、创立了整套的安全、环境监测体系,更首次实现了煤化工高浓度CO₂排放源捕集工艺与低孔低渗深部咸水层CO₂封存工艺相结合。

除此之外,作为中国首个以封存为目的的全流程陆地CO₂咸水层封存示范CCS项目^[129],该项目采用了多种方法对注入地区进行安全、有效的监测。传统的监测方式以大气监测为主,通过空气中溢出的CO₂含量判断工区是否发生泄露,但这种方式会受到植物呼吸作用、光合作用的影响。因此,该项目采用示踪技术^[130]和时移垂直地震(VSP)检测技术来观测CO₂运移^[131]。有研究表明,该项目中运用中神注1井为注入井、中神监1井为监测井,对于井筒材料的防腐性、抗压性等有很大要求,汤少兵等^[132]针对这一问题研发出新型材料,有效降低了水泥对CO₂的腐蚀作用,提高了封存效果。

4.4 中国恩平15-1油田群首期项目

相比于欧洲各国的CCUS项目而言,中国的碳封存工作起步较晚,并且大多在提高石油采收率项目方面研究较多,从1967年开展室内试验开始,至今完成了单井吞吐、先导试验和全面推广工作,但中国作为海洋大国,目前已有计划将CO₂封存的工作重心放在具有封存潜力的海上^[133]。2021年8月,中国海油对外宣布恩平15-1油田群正式启动中国首个海上CO₂封存示范工程,不仅填补了中国海上CO₂封存技术的空白,开拓了中国CO₂封存的新产业和新业态,更对海上油气田的绿色开发具有重要意义。

有数据表明,珠江口盆地恩平15-1油田所在海域平均水深约90 m,是南海东部首个高含CO₂的油田。该油田浅部水层为自圈闭构造,圈闭面积大,“囤货力”强,水层上部发育多套泥岩,盖层密封性好,可将CO₂气体牢牢锁住,水层埋藏深度浅,储层物性好,能减小注入压力。该项目平台是亚洲最大的甲板面积最大、组块重量最重、设备最多、功能最齐全的海上原油生产平台,CO₂回注封存示范工程建成后,预计每年可封存的CO₂量约为30×10⁴ t,5年内累计碳封存量可达1.46×10⁶ t以上^[134]。

5 展望和讨论

CO₂咸水层地质封存作为实现中国碳中和目

标的重要支撑技术,在与枯竭油气藏、不可开采的煤层以及可矿化的岩石3种介质的共同作用下,正作为CCUS技术中的关键环节发挥作用。咸水层,即深部含盐水层,因其普遍存在且具有潜在的大规模封存能力,成为了地质封存CO₂的重要选择。

通过对表1中10项已经投入使用的咸水层封存项目地质特征的系统分析和对比,从构造、储层、盖层、注入方式、监测手段等5个方面总结,以期为中国咸水层封存发展提供借鉴。同时,针对这10个项目,在张森琦等^[135]研究的基础上总结了咸水层CO₂封存选址和评价的综合评价表,包括储层宏观^[136-137]、地热^[138]、物性参数^[139]、储存前景、盖层稳定性^[140-142]、经济评价指标层等(表2)。研究发现,就构造类型而言,大多封存项目为背斜、单斜或断块构造,不发育或发育小断层,且断层存在时封闭性好、地应力可控,因此,具有背斜、单斜构造或者岩性圈闭构造可以作为选址的初步地点。就储层参数而言,宏观上,超临界CO₂地质储存的埋深应处于800 m与国际公认的储存经济深度3500 m之间,储层厚度>80 m时理论储存量可达到最大;储层沉积环境影响物性参数,陆相沉积盆地沉积环境最好的是大型河流相、三角洲相。微观上,项目中储层孔隙度均<40%,其中大部分孔隙度在20%附近,在Sleipner项目的优质储层中,孔隙度可达36%。孔隙度是储层评价的重要参数,高孔隙度意味着有更多的空间用于存储CO₂,且在岩石中扩散和渗透的效率更高,但孔隙度过高也存在易泄漏、岩石完整性差的缺点,项目中大多数渗透率介于(0.1~1000)×10⁻³ μm²,少部分渗透率>1 μm²。针对不同的储层岩性而言,优选的咸水层封存地点应该具有不同的参数,如好的砂岩储层孔隙度>15%、渗透率>50×10⁻³ μm²;碳酸盐岩孔隙度>12%、渗透率>10×10⁻³ μm²,在评价时应分别制定,不宜一概而论。对于盖层,油气地质学认为任何类型的岩石都可以作为盖层,实际上在进行盖层地质情况勘察过程中应该优先考虑蒸发岩类如石膏、盐岩,其次是泥质岩,最差为页岩、灰岩等;单层和累计厚度对CO₂注入后泄漏的可能性和封存的有效性也具有影响,具体来看,项目中岩性以泥岩、泥质粉砂岩为主,渗透率大多<0.0001×10⁻³ μm²,厚度集中在100~900 m,因此,大部分为优质盖层;此外,还要注意盖层分布的连续性和区域性,一般而言,厚度、面积越大,横向分布连续性越好,具区域性,对CO₂地质储层越安全。就注入方式而言,

表 2 咸水层 CO₂ 封存选址和评价综合评价表

Table 2 Comprehensive evaluation for site selection and evaluation of CO₂ storage in saline aquifer

指标层	指标亚层	具体指标	排序标准			参考文献
			好	一般	差	
技术指标层	储层宏观特征	埋深/m	800~3 000	>3 500	<800	文献[135-137]
		厚度/m	>80	30~80	<30	
		陆相	冲积平原、三角洲平原、前缘	冲积扇、三角洲前缘、滨浅湖	湖底扇、粉泥质砂岩	
		海相	封闭半封闭浅水碳酸盐	潮上带、潮下带、碳酸岩盐	其他	
		矿化度/(g/L)	10.0~50	3.0~10	<3、>50	
	储层地热地质特征	地表温度/°C	<-2		>10	《地热储层评价方法》(NB/T 10263—2019), 文献[138]
		地温梯度/(°C/100 m)	<2	2~4	>4	
	储层物性参数	孔隙度	砂岩 >15	15~10	<10	《油气储层评价方法》(SY/T 6285—1997), 文献[139]
		%	碳酸盐岩 >12	12~4	<4	
		渗透率/10 ⁻³ μm ²	砂岩 >50	50~10	<10	
储层储存前景	有效储存量/10 ⁴ t	>900	900~300	<300	文献[135]	
	使用年限/a	>30	30	<30		
安全性评价指标层	盖层稳定性评价指标	盖层岩性	蒸发岩类	泥质岩类	页岩和致密灰岩	文献[140-142]
		盖层单层厚度/m	>20	10~20	<10	
		盖层累计厚度/m	>300	150~300	<150	
		盖层分布连续性	连续, 具区域性	基本连续	不连续, 局限	
经济评价指标层		碳源距离/km	<100	100~200	>200	文献[135]
		运输方式	管道	公路、铁路	轮船	
		基础设施	完善	中等	不完善	

项目中大多采用多井注入的方式, 但注入的压力和速率均不一致, 如 In Salah 和 Gorgon 的注入压力约为 Sleipner 的 4 倍, 储层温度也从 20~100 °C 不等。在监测羽流运移方面, 项目大多采取地球物理方法, 如 3D、4D 地震监测, 重力、电磁学监测等, 通过获取 CO₂ 在地层中动力学分布的具体图像, 来确定其注入后的安全稳定性是封存的重要过程之一。

就中国而言, CO₂ 咸水层地质封存仍面临诸多挑战。展望未来, CO₂ 咸水层地质封存技术的发展方向包括提高封存效率、降低成本和最小化环境影响。随着地质学、流体力学和化学等领域的研究深入, 可以期待更高效的封存方法和更准确的风险评估模型, 结合经济评价指标筛选出在碳源距离、运输方式、公众认可度、基础设施都优先的区域进行封存, 在有效储存量和使用年限最大化前提下为注入和后续监测打好坚实基础。

6 结论

中国对于咸水层封存技术的研究还处在起步阶段, 通过分析和借鉴国内外的典型项目得出了以

下认识:

(1) 对于 CO₂ 咸水层封存的选择而言, 发育背斜、单斜构造或岩性圈闭等结构是重要选址构造; 封闭性良好、地应力可控为后续工作的基石, 在进行区域地质调查过程中应将这些区域作为备选。

(2) 针对储层宏观特征而言, 在选择优质储层时优选埋深浅(800~3 000 m)、孔隙度渗透率高且储层面积大、储层厚度大(>80 m)的区块, 同时需要注意矿化度应在 10~50 g/L 范围内; 沉积环境对储层发育至关重要, 陆相和海相沉积环境优选的标准不同, 但总的来说, 河流相、三角洲相等沉积环境下形成的储层较为优质, 在选址过程中应作为优先考虑的区块。

(3) 盖层稳定性评价也是选择优质区域的过程之一。盖层岩性为蒸发岩, 具有单层厚度、累计厚度大, 分布连续且具有区域性的地区是防止 CO₂ 泄漏的优质区域。同时, 盖层低渗透率是确保封存 CO₂ 安全封存的重要条件之一, 应筛选冲积平原等沉积环境下形成的较为致密的盖层作为 CO₂ 封存的盖层进行后续注入工作。

(4) 实际操作中, 要考虑过快或过高压力的注

入可能会导致储层的过度压力化,增加地层破裂或泄漏的风险;确定合适的注入策略,包括连续注入或间歇注入;注入井的设计和布局,基于储层的具体地质特征和环境条件,精心规划和实施。

(5)多种方法组合监测,如地球物理方法结合示踪剂、地下水、地表气体能提高封存有效性,多维度、多方面提高封存的效率和经济效益。

(6)经济评价指标也是需要考虑的指标之一,如碳源与封存地点的距离、运输方式以及公众对于封存地的认可度,配套设施是否完善等具体指标,在有效储存量、使用年限最大化的前提下发展封存工作。

参考文献:

- [1] 向勇,侯力,杜猛,等. 中国 CCUS-EOR 技术研究进展及发展前景 [J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(2): 1-17.
XIANG Yong, HOU Li, DU Meng, et al. Research progress and development prospect of CCUS-EOR technologies in China[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(2): 1-17.
- [2] 于恩毅,邸元,吴辉,等. CO₂ 地质封存风险分析的多场耦合数值模拟技术综述 [J]. 力学学报, 2023, 55(9): 2075-2090.
YU Enyi, DI Yuan, WU Hui, et al. Numerical simulation on risk analysis of CO₂ geological storage under multi-field coupling: a review[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2023, 55(9): 2075-2090.
- [3] AMINU M D, NABAVI S A, ROCHELLE C A, et al. A review of developments in carbon dioxide storage[J]. Applied Energy, 2017, 208: 1389-1419.
- [4] 黄晶. 碳捕集利用与封存 (CCUS) 技术发展的几点研判 [J]. 中国人口·资源与环境, 2023, 33(1): 100.
HUANG Jing. Some observations on the development of carbon capture, utilization and storage (CCUS) technologies[J]. China Population Resources and Environment, 2023, 33(1): 100.
- [5] 刘国伟. 中国等 57 国将在 2030 年实现碳达峰 各国携手迈向碳中和 [J]. 环境与生活, 2021(1): 8-23.
LIU Guowei. China, 57 other countries to reach peak carbon by 2030, countries join hands to move toward carbon neutrality[J]. Green Living, 2021(1): 8-23.
- [6] 可行,陈建文,龚建明,等. 东海陆架盆地 CO₂ 地质封存适宜性评价 [J]. 海洋地质前沿, 2023, 39(7): 1-12.
KE Xing, CHEN Jianwen, GONG Jianming, et al. Suitability evaluation of CO₂ sequestration in the East China Sea Shelf Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 2023, 39(7): 1-12.
- [7] 蔡立亚,郭剑锋,石川,等. “双碳”目标下中国能源供需演变路径规划模拟研究 [J]. 气候变化研究进展, 2023, 19(5): 616-633.
CAI Liya, GUO Jianfeng, SHI Chuan, et al. Simulation re-
- search on the evolution pathway planning of energy supply and demand in China under the dual carbon targets[J]. Advances in Climate Change Research, 2023, 19(5): 616-633.
- [8] 赵晓春,吴子珺,孙群,等. 双碳目标下的中国碳排放政策评价 [J]. 统计与决策, 2023(2): 167-172.
ZHAO Xiaochun, WU Zijun, SUN Qun, et al. Evaluation of China's carbon emission policies under dual carbon targets[J]. Statistics and Decision, 2023(2): 167-172.
- [9] TURKENBURG W C. Sustainable development, climate change, and carbon dioxide removal (CDR)[J]. Energy Conversion and Management, 1997, 38: 3-12.
- [10] LIRO C R, ADAMS E E, HERZOG H J. Modeling the release of CO₂ in the deep ocean[J]. Energy Conversion and Management, 1992, 33(5): 667-674.
- [11] GUNTER W D, WONG S, CHEEL D B, et al. Large CO₂ sinks: their role in the mitigation of greenhouse gases from an international, national (Canadian) and provincial (Alberta) perspective[J]. Applied Energy, 1998, 61(4): 209-227.
- [12] YAN J Y, ZHANG Z E. Carbon capture, utilization and storage (CCUS)[J]. Applied Energy, 2019, 25: 1289-1299.
- [13] ZHANG X, LI Y, MA Q, et al. Development of carbon capture, utilization and storage technology in China[J]. Chinese Journal of Engineering Science, 2021, 23: 70-80.
- [14] QIN J Z, ZHONG Q H, TANG Y, et al. CO₂ storage potential assessment of offshore saline aquifers in China[J]. Fuel, 2023, 341: 127681.
- [15] ALI M, JHA N K, PAL N, et al. Recent advances in carbon dioxide geological storage, experimental procedures, influencing parameters, and future outlook[J]. Earth-Science Reviews, 2022, 225: 103895.
- [16] BENSON S M, COLE D R. CO₂ sequestration in deep sedimentary formations[J]. Elements, 2008, 4(5): 325-331.
- [17] WANG J Q, YUAN Y, CHEN J W, et al. Geological conditions and suitability evaluation for CO₂ geological storage in deep saline aquifers of the Beibu Gulf Basin (South China)[J]. Energies, 2023, 16(5): 2360.
- [18] LI Y, WANG R, ZHAO Q N, et al. A CO₂ storage potential evaluation method for saline aquifers in a petroliferous basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 484-491.
- [19] JAFARI M, CAO S C, JUNG J. Geological CO₂ sequestration in saline aquifers: implication on potential solutions of China's power sector[J]. Resources, Conservation and Recycling, 2017, 121: 137-155.
- [20] 林桂艳. 水文地质视角下的矿山地下水分类分析 [J]. 科技风, 2009(13): 138.
LIN Guiyan. Analysis of mine groundwater classification from a hydrogeological perspective[J]. Technology Trend, 2009(13): 138.
- [21] BENSON S, COOK P, ANDERSON J, et al. Chapter 5-Underground Geological Storage [M]//METZ B, DAVIDSON O, de CONINCK H, et al. Carbon Dioxide Capture and Storage. New

- York: Cambridge university press, 2005: 195-265.
- [22] CUI G D, HU Z, NING F, et al. A review of salt precipitation during CO₂ injection into saline aquifers and its potential impact on carbon sequestration projects in China[J]. *Fuel*, 2023, 334: 126615.
- [23] FURRE A K, EIKEN O, ALNES H, et al. 20 years of monitoring CO₂-injection at Sleipner[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 3916-3926.
- [24] HANSEN O, GILDING D, NAZARIAN B, et al. Snøhvit: the history of injecting and storing 1 Mt CO₂ in the fluvial Tubåen Fm[J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 3565-3573.
- [25] 王紫剑, 唐玄. 中国年封存量百万吨级 CO₂ 地质封存选址策略 [J]. *现代地质*, 2022, 36(5): 1414-1431.
WANG Zijian, TANG Xuan. Site selection strategy for an annual million-ton scale CO₂ geological storage in China[J]. *Geoscience*, 2022, 36(5): 1414-1431.
- [26] RINGROSE P S, MATHIESON A S, WRIGHT I W, et al. The In Salah CO₂ storage project: lessons learned and knowledge transfer[J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 6226-6236.
- [27] YU Y, LI Y L, YANG G D, et al. Simulation and analysis of long-term CO₂ trapping for the Shenhua CCS demonstration project in the Ordos Basin [J]. *Geofluids*, 2017, 2017:1-18. DOI:10.1155/2017/2595701.
- [28] 张二勇. 澳大利亚 Otway 盆地二氧化碳地质封存示范工程介绍 [J]. *水文地质工程地质*, 2012, 39(2): 131-138.
ZHANG Eryong. Overview on the Otway Basin CO₂ geo-sequestration demonstrate project in Australia[J]. *Hydrogeology and Engineering Geology*, 2012, 39(2): 131-138.
- [29] COOK P J. 11-The CO₂ CRC Otway Project in Australia [M]// GLUYAS J, MATHIAS S. Geological Storage of Carbon Dioxide (CO₂). Cambridge: Woodhead Publishing, 2013: 251-277.
- [30] HERZOG H. Financing CCS Demonstration Projects: lessons learned from two decades of experience[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 5691-5700.
- [31] HARVEY S, HOPKINS J, KUEHL H, et al. Quest CCS facility: time-lapse seismic campaigns[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022, 117: 103665.
- [32] ROCK L, O'BRIEN S, TESSAROLO S, et al. The Quest CCS Project: 1st year review post start of injection[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 5320-5328.
- [33] GOLLAKOTA S, MCDONALD S. Commercial-scale CCS Project in Decatur, Illinois: construction status and operational plans for demonstration[J]. *Energy Procedia*, 2014, 63: 5986-5993.
- [34] SENEL O, CHUGUNOV N. CO₂ injection in a saline formation: pre-injection reservoir modeling and uncertainty analysis for Illinois Basin: Decatur Project[J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 4598-4611.
- [35] 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.
- [36] CABEZA L F, DE GRACIA Á, FERNANDEZ A I, et al. Supercritical CO₂ as heat transfer fluid: a review[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2017, 125: 799-810.
- [37] METZ B, DAVIDSON O, CONINCK H D, et al. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage [M]. New York: Cambridge University Press, 2005.
- [38] OLDENBURG C M, BENSON S M. CO₂ injection for enhanced gas production and carbon sequestration[C]//Proceedings of the SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, 2002.
- [39] JI X Y, ZHU C. Chapter 10-CO₂ Storage in Deep Saline Aquifers [M]//MORREALE B, SHI B. Novel Materials for Carbon Dioxide Mitigation Technology. Amsterdam: Elsevier, 2015: 299-332.
- [40] 陈建文, 孙晶, 杨长清, 等. 东海陆架盆地新生代咸水层二氧化碳封存地质条件及封存前景 [J]. *海洋地质前沿*, 2023, 39(10): 14-21.
CHEN Jianwen, SUN Jing, YANG Changqing, et al. Geological conditions and prospects of carbon dioxide storage in the Cenozoic saline water layers of the East China Sea Shelf Basin[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2023, 39(10): 14-21.
- [41] 可行, 陈建文, 龚建明, 等. 珠江口盆地二氧化碳地质封存条件及源汇匹配性分析 [J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2023, 43(2): 55-65.
KE Xing, CHEN Jianwen, GONG Jianming, et al. Assessment on geological condition for carbon dioxide sequestration and source-sink matching in the Pearl River Mouth Basin[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2023, 43(2): 55-65.
- [42] 叶斌, 叶为民. 地下咸水层封存 CO₂ 的研究现状及展望 [J]. *科技资讯*, 2012(36): 66-69.
YE Bin, YE Weimin. Research status and prospects of CO₂ sequestration in underground saline aquifers[J]. *Science and Technology Information*, 2012(36): 66-69.
- [43] 张二勇, 李旭峰, 何锦, 等. 地下咸水层封存 CO₂ 的关键技术研究 [J]. *地下水*, 2009, 31(3): 15-19.
ZHANG Eryong, LI Xufeng, HE Jin, et al. Research on key technologies for CO₂ sequestration in underground saline aquifers[J]. *Ground Water*, 2009, 31(3): 15-19.
- [44] ALCALDE J, FLUDE S, WILKINSON M, et al. Estimating geological CO₂ storage security to deliver on climate mitigation[J]. *Nature Communications*, 2018, 9(1): 2201.
- [45] 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.
- [46] BACON D H. 6-Modeling Long-term CO₂ Storage, Sequestration and Cycling [M]//JON GLUYAS J, MATHIAS S. Geological Storage of Carbon Dioxide (CO₂): Geoscience, Technology, Environmental Aspects and Legal Frameworks. Oxford: Woodhead Publishing, 2013: 110-146.
- [47] ZHOU J P, TIAN S F, YANG K, et al. Chapter Eleven-Enhanced Gas Recovery Technologies aimed at Exploiting Captured Carbon Dioxide [M]//WOOD D A, CAI J C. Sustainable

- Natural Gas Reservoir and Production Engineering. Boston: Gulf Professional Publishing, 2022: 305-347.
- [48] 周银邦, 王锐, 何应付, 等. 咸水层 CO₂ 地质封存典型案例分析及对比 [J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(2): 162-167
ZHOU Yinbang, WANG Rui, HE Yingfu, et al. Analysis and comparison of typical cases of CO₂ geological storage in saline aquifer[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(2): 162-167.
- [49] SAWADA Y, TANAKA J, TANASE D, et al. Overall Review of Tomakomai CCS Demonstration Project: target of 300 000 tonnes CO₂ injection achieved [J]. SSRN Electronic Journal, 2021. DOI:10.2139/ssrn.3812038.
- [50] KUMAR S, FOROOZESH J, EDLMANN K, et al. A comprehensive review of value-added CO₂ sequestration in subsurface saline aquifers[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 81: 103437.
- [51] JUNG S. Expansion of geological CO₂ storage capacity in a closed aquifer by simultaneous brine production with CO₂ injection[J]. *Sustainability*, 2023, 15(4): 3499.
- [52] BERGMO P E S, GRIMSTAD A A, LINDBERG E. Simultaneous CO₂ injection and water production to optimise aquifer storage capacity[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(3): 555-564.
- [53] 郑艳, 陈胜礼, 张炜, 等. 江汉盆地江陵凹陷二氧化碳地质封存数值模拟 [J]. 地质科技情报, 2009, 28(4): 75-82.
ZHENG Yan, CHEN Shengli, ZHANG Wei, et al. Numerical simulation on geological storage of carbon dioxide in Jiangling Depression, Jianghan Basin, China[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2009, 28(4): 75-82.
- [54] ZAPATA Y, KRISTENSEN M R, HUERTA N, et al. CO₂ geological storage: critical insights on plume dynamics and storage efficiency during long-term injection and post-injection periods[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 83: 103542.
- [55] LUO A, LI Y M, CHEN X, et al. Review of CO₂ sequestration mechanism in saline aquifers[J]. *Natural Gas Industry B*, 2022, 9(4): 383-393.
- [56] KREVER S, BLUNT M J, BENSON S M, et al. Capillary trapping for geologic carbon dioxide storage: from pore scale physics to field scale implications[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 40: 221-237.
- [57] IGLAUER S. CO₂-water-rock wettability: variability, influencing factors, and implications for CO₂ geostorage[J]. *Accounts of Chemical Research*, 2017, 50(5): 1134-1142.
- [58] CHALBAUD C, ROBIN M, LOMBARD J M, et al. Interfacial tension measurements and wettability evaluation for geological CO₂ storage[J]. *Advances in Water Resources*, 2009, 32(1): 98-109.
- [59] CHALBAUD C, ROBIN M, LOMBARD J M, et al. Brine/CO₂ interfacial properties and effects on CO₂ storage in deep saline aquifers [J]. *Oil & Gas Science and Technology*, 2010, 65(4): 541-555.
- [60] BURNSIDE N M, NAYLOR M. Review and implications of relative permeability of CO₂/brine systems and residual trapping of CO₂ [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 23: 1-11.
- [61] RIAZ A, HESSE M, TCHELEPI H A, et al. Onset of convection in a gravitationally unstable diffusive boundary layer in porous media[J]. *Journal of Fluid Mechanics*, 2006, 548: 87-111.
- [62] SPITERI E J, JUANES R, BLUNT M J, et al. A new model of trapping and relative permeability hysteresis for all wettability characteristics[J]. *SPE Journal*, 2008, 13(3): 277-288.
- [63] 郭朝斌, 张可霓, 鲁维丰, 等. 滞后现象对 CO₂ 深部咸水层地质封存的影响 [J]. 水文地质工程地质, 2014, 41(2): 91-97.
GUO Chaobin, ZHANG Keni, LU Weifeng, et al. Influence of hysteretic phenomena on the process of CO₂ injection into deep saline aquifers[J]. *Hydrogeology & Engineering Geology*, 2014, 41(2): 91-97.
- [64] 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): W12418.
- [65] PENTLAND C H, EL-MAGHRABY R, IGLAUER S, et al. Measurements of the capillary trapping of super-critical carbon dioxide in Berea sandstone [J]. *Geophysical Research Letters*, 2011, 38(6): L06401.
- [66] AL HAMELI F, BELHAJ H, AL DHUHOORI M. CO₂ Sequestration overview in geological formations: trapping mechanisms matrix assessment[J]. *Energies*, 2022, 15(20): 7805.
- [67] ROCHELLE C A, CZERNICHOWSKI-LAURIOL I, MILODOWSKI A E, et al. The impact of chemical reactions on CO₂ storage in geological formations: a brief review [J]. *Geological Society London Special Publications*, 2004, 233(1): 87-106.
- [68] AJAYI T, GOMES J S, BERA A. A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches[J]. *Petroleum Science*, 2019, 16(5): 1028-1063.
- [69] KLINS M A. Carbon Dioxide Flooding: Basic Mechanisms and Project Design[M]. Amsterdam: Springer Netherlands, 1984.
- [70] CHANG Y B, COATS B K, NOLEN J S. A compositional model for CO₂ floods including CO₂ solubility in water[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1998, 1(2): 155-160.
- [71] CHEN Y W, CHEN S H, LI D D, et al. Density-driven convection for CO₂ solubility trapping in saline aquifers: modeling and influencing factors[J]. *Geotechnics*, 2023, 3(1): 70-103.
- [72] RINGROSE P S, FURRE A K, GILFILLAN S M V, et al. Storage of carbon dioxide in saline aquifers: physicochemical processes, key constraints, and scale-up potential[J]. *Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering*, 2021, 12(1): 471-494.
- [73] GILFILLAN S M V, LOLLAR B S, HOLLAND G, et al. Solubility trapping in formation water as dominant CO₂ sink in

- natural gas fields[J]. *Nature*, 2009, 458(7238): 614-618.
- [74] PUNNAM P R, KRISHNAMURTHY B, SURASANI V K. Investigations of structural and residual trapping phenomena during CO₂ sequestration in Deccan Volcanic Province of the Saurashtra Region, Gujarat[J]. *International Journal of Chemical Engineering*, 2021, 7(8): 1-16.
- [75] PUNNAM P R, KRISHNAMURTHY B, SURASANI V K. Investigation of solubility trapping mechanism during geologic CO₂ sequestration in Deccan Volcanic Provinces, Saurashtra, Gujarat, India[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022, 120: 103769.
- [76] CIVAN F. Chapter 16 - Inorganic Scaling and Geochemical Formation Damage [M]//CIVAN F. *Reservoir Formation Damage*. Boston: Gulf Professional Publishing, 2007: 407-467.
- [77] BLACK J R, CARROLL S A, HAESE R R. Rates of mineral dissolution under CO₂ storage conditions[J]. *Chemical Geology*, 2015, 399: 134-144.
- [78] WILKINSON M, HASZELDINE R S, FALLICK A E, et al. CO₂-mineral reaction in a natural analogue for CO₂ storage: implications for modeling[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79(7): 486-494.
- [79] BACHU S, GUNTER W D, PERKINS E H. Aquifer disposal of CO₂: hydrodynamic and mineral trapping[J]. *Energy Conversion and Management*, 1994, 35(4): 269-279.
- [80] SHIRAKI R, DUNN T L. Experimental study on water-rock interactions during CO₂ flooding in the Tensleep Formation, Wyoming, USA[J]. *Applied Geochemistry*, 2000, 15(3): 265-279.
- [81] MATTER J M, KELEMEN P B. Permanent storage of carbon dioxide in geological reservoirs by mineral carbonation[J]. *Nature Geoscience*, 2009, 2(12): 837-841.
- [82] RAZA A, GLATZ G, GHOLAMI R, et al. Carbon mineralization and geological storage of CO₂ in basalt: mechanisms and technical challenges[J]. *Earth-Science Reviews*, 2022, 229: 104036.
- [83] KHATIWADA M, ADAM L, MORRISON M, et al. A feasibility study of time-lapse seismic monitoring of CO₂ sequestration in a layered basalt reservoir[J]. *Journal of Applied Geophysics*, 2012, 82: 145-152.
- [84] GISLASON S R, BROECKER W S, GUNNLAUGSSON E, et al. Rapid solubility and mineral storage of CO₂ in basalt[J]. *Energy Procedia*, 2014, 63: 4561-4574.
- [85] ZHANG D X, SONG J. Mechanisms for geological carbon sequestration[J]. *Procedia IUTAM*, 2014, 10: 319-327.
- [86] MCNAB W W, CARROLL S A. Wellbore integrity at the Krechba Carbon Storage Site, in Salah, Algeria: 2. reactive transport modeling of geochemical interactions near the cementation interface[J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 5195-5202.
- [87] KAMPMAN N, BICKLE M, WIGLEY M et al. Fluid flow and CO₂-fluid-mineral interactions during CO₂-storage in sedimentary basins[J]. *Chemical Geology*, 2014, 369: 22-50.
- [88] 陈博文, 王锐, 李琦, 等. CO₂地质封存盖层密闭性研究现状与进展 [J], *高校地质学报*, 2023, 29(1): 85-99
- CHEN Bowen, WANG Rui, LI Qi, et al. Status and advances of research on caprock sealing properties of CO₂ geological storage[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2023, 29(1): 85-99.
- [89] 崔振东, 乔群, 刘大安, 等. CO₂地质封存盖层岩石物性封闭能力评价 [J], *工程地质学报*, 2017, 25(1): 428-433.
- CUI Zhendong, QIAO Qun, LIU Da'an, et al. Evaluation on the physical sealing capacity of caprocks in CO₂ sequestration sites[J]. *Journal of Engineering Geology*, 2017, 25(1): 428-433.
- [90] 马鑫, 李义连, 杨国栋, 等. 盖层不确定性对 CO₂地质封存安全性的影响 [J], *安全与环境工程*, 2013, 20(4): 45-50.
- MA Xin, LI Yilian, YANG Guodong, et al. Impact of the uncertainties of caprocks on the security of CO₂ geological storage[J]. *Safety and Environmental Engineering*, 2013, 20(4): 45-50.
- [91] CHEN Z X, ZHOU F, RAHMAN S S. Effect of cap rock thickness and permeability on geological storage of CO₂: laboratory test and numerical simulation[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2014, 32(6): 943-964.
- [92] 王欢, 王琪, 张功成, 等. 琼东南盆地梅山组泥岩盖层封闭性综合评价 [J], *地球科学与环境学报*, 2011, 33(2): 152-158
- WANG Huan, WANG Qi, ZHANG Gongcheng, et al. Comprehensive evaluation of the closure of the mudstone cover of the Meishan Formation in the Qiongdongnan Basin[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2011, 33(2): 152-158.
- [93] 赵子娟, 李义连, 马鑫, 等. 黏土矿物组合类型对盖层封闭性的影响 [J], *安全与环境工程*, 2014, 21(6): 84-91.
- ZHAO Zijuan, LI Yilian, MA Xin, et al. Influence of assemblage types of clay minerals on the sealing ability of caprock[J]. *Safety and Environmental Engineering*, 2014, 21(6): 84-91.
- [94] POKROVSKY O, GOLUBEV S, CASTILLO A. Calcite, dolomite and magnesite dissolution kinetics in aqueous solutions at acid to circumneutral pH, 25 to 150 °C and 1 to 55 atm pCO₂: new constraints on CO₂ sequestration in sedimentary basins[J]. *Chemical Geology*, 2009, 265: 20-32.
- [95] CREDOZ A, BILDSTEIN O, JULLIEN M, et al. Experimental and modeling study of geochemical reactivity between clayey caprocks and CO₂ in geological storage conditions[J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 3445-3452.
- [96] 黄海平, 邓宏文. 泥岩盖层的封闭性能及其影响因素 [J], *天然气地球科学*, 1995, 6(2): 20-26
- HUANG Haiping, DENG Hongwen. Closure properties of mudstone caps and their influencing factors[J]. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 1995, 6(2): 20-26.
- [97] HOU L, YU Z, LUO X, et al. Self-sealing of caprocks during CO₂ geological sequestration[J]. *Energy*, 2022, 252: 124064.
- [98] VIALLE S, DRUHAN J L, MAHER K. Multi-phase flow simulation of CO₂ leakage through a fractured caprock in response to mitigation strategies[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 44: 11-25.

- [99] ELKHOURY J E, DETWILER R L, AMELI P. Can a fractured caprock self-heal?[J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2015, 417: 99-106.
- [100] 喻英, 李义连, 杨国栋, 等. 储层物性参数对 CO₂ 长期封存能力的影响研究 [J]. *安全与环境工程*, 2017, 24(5): 75-83.
YU Ying, LI Yilian, YANG Guodong, et al. A study of the effect of reservoir physical parameters on long-term CO₂ storage capacity[J]. *Safety and Environmental Engineering*, 2017, 24(5): 75-83.
- [101] ABRAHAM A R M, TASSINARI C C G. Carbon dioxide storage efficiency involving the complex reservoir units associated with Irati and Rio Bonito Formations, Paraná Basin, Brazil[J]. *AAPG Bulletin*, 2023, 107(3): 357-386.
- [102] ASPENES E, GRAUE A, RAMSDAL J. In situ wettability distribution and wetting stability in outcrop chalk aged in crude oil[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, 39: 337-350.
- [103] AL-KHDHEEAWI E A, VIALLE S, BARIFCANI A, et al. Impact of reservoir wettability and heterogeneity on CO₂-plume migration and trapping capacity[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2017, 58: 142-158.
- [104] AL-KHDHEEAWI E A, VIALLE S, BARIFCANI A, et al. Effect of wettability heterogeneity and reservoir temperature on CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 68: 216-229.
- [105] STERPENICH J, DUBESSY J, PIRONON J, et al. Role of impurities on CO₂ injection: experimental and numerical simulations of thermodynamic properties of water-salt-gas mixtures (CO₂ + co-injected gases) under geological storage conditions [J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 3638-3645.
- [106] WANG J, RYAN D, ANTHONY E J, et al. Effects of impurities on CO₂ transport, injection and storage[J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 3071-3078.
- [107] WILKE F, VÁSQUEZ M, WIERSBERG T, et al. On the interaction of pure and impure supercritical CO₂ with rock forming minerals in saline aquifers: an experimental geochemical approach[J]. *Applied Geochemistry*, 2012, 27: 1615-1622.
- [108] BRYANT S, LAKE L W. Chapter 18 - Effect of Impurities on Subsurface CO₂ Storage Processes [M]/THOMAS D C. Effect of Impurities on Subsurface CO₂ Storage Processes. Elsevier Science. 2005: 983-996.
- [109] ELLIS B R, CRANDELL L E, PETERS C A. Limitations for brine acidification due to SO₂ co-injection in geologic carbon sequestration[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010, 4(3): 575-582.
- [110] JU L, GUO Z. A multiscale study of the coupling effects of H₂S impurity and dissolution reactions on convective mixing in CO₂ geological storage[J]. *Energy*, 2023, 281: 128261.
- [111] JI X Y, ZHU C. Predicting possible effects of H₂S impurity on CO₂ transportation and geological storage [J]. *Environmental science & technology*, 2013, 47(1): 55-62.
- [112] BACHU S, GUNTER W. Acid-gas injection in the Alberta basin, Canada: a CO₂-storage experience[J]. *Geological Society London Special Publications*, 2004, 233: 225-234.
- [113] JAFARI RAAD S M, HASSANZADEH H. Does impure CO₂ impede or accelerate the onset of convective mixing in geological storage?[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 54: 250-257.
- [114] BUSCHECK T A, SUN Y, CHEN M, et al. Active CO₂ reservoir management for carbon storage: analysis of operational strategies to relieve pressure buildup and improve injectivity[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, 6: 230-245.
- [115] RUTQVIST J, BIRKHOLZER J, CAPP A F, et al. Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO₂ using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis[J]. *Energy Conversion & Management*, 2007, 48(6): 1798-1807.
- [116] BACHU S. CO₂ storage in geological media: role, means, status and barriers to deployment[J]. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2008, 34(2): 254-273.
- [117] WANG Y, ZHANG K, WU N Y. Numerical investigation of the storage efficiency factor for CO₂ geological sequestration in saline formations[J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 5267-5274.
- [118] LUBOŃ K. Influence of injection well location on CO₂ geological storage efficiency[J]. *Energies*, 2021, 14(24): 8604.
- [119] ZHAO R R, CHENG J M. Salt precipitation and associated pressure buildup during CO₂ storage in heterogeneous anisotropy aquifers[J]. *Environmental Science and Pollution Research*, 2022, 29(6): 8650-8664.
- [120] 曹珂, 吴林强, 王建强, 等. 我国海洋地质碳封存研究进展与展望 [J]. *中国地质调查*, 2023, 10(2): 72-76.
CAO Ke, WU Linqiang, WANG Jianqiang, et al. Progress and perspective of marine geological carbon storage in China[J]. *Geological Survey of China*, 2023, 10(2): 72-76.
- [121] AUDIGANE P, GAUS I, CZERNICHOWSKI-LAURIOL I, et al. Two-dimensional reactive transport modeling of CO₂ injection in a saline aquifer at the Sleipner site, North Sea [J]. *American Journal of Science*, 2007, 307: 974-1008.
- [122] ZHANG K, LAU H C, CHEN Z. Extension of CO₂ storage life in the Sleipner CCS project by reservoir pressure management [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 108: 104814.
- [123] CHADWICK A, WILLIAMS G, DELEPINE N, et al. Quantitative analysis of time-lapse seismic monitoring data at the Sleipner CO₂ storage operation[J]. *The Leading Edge*, 2010, 29(2): 170-177.
- [124] FALCON-SUAREZ I, NORTH L, AMALOKWU K, et al. Integrated geophysical and hydromechanical assessment for CO₂ storage: shallow low permeable reservoir sandstones[J]. *Geophysical Prospecting*, 2016, 64(4): 828-847.
- [125] SAWADA Y, TANAKA J, SUZUKI C, et al. Tomakomai CCS demonstration project of Japan, CO₂ injection in progress[J]. *Energy Procedia*, 2018, 154: 3-8.

- [126] 许晓艺, 李琦, 谭永胜, 等. 日本苦小牧 CO₂ 海底地质封存监测技术分析及其启示 [J]. 高校地质学报, 2023, 29(1): 13-24
XU Xiaoyi, LI Qi, TAN Yongsheng, et al. Analysis of monitoring technologies of offshore CO₂ geological storage in Japan's Tomakomai and its enlightenment[J]. Geological Journal of China Universities, 2023, 29(1): 13-24.
- [127] TANASE D, SAITO H, SASAKI T, et al. Progress of CO₂ injection and monitoring of the Tomakomai CCS demonstration project [J]. Earth & Environmental Engineering eJournal, 2019.
- [128] 王建. 钻井取心工艺在神华 CCS 项目的应用 [J]. 中国化工贸易, 2013, 5(5): 321-322.
WANG Jian. Application of drilling and coring process in Shenhua CCS project[J]. China Chemical Trade, 2013, 5(5): 321-322.
- [129] 王保登, 赵兴雷, 崔倩, 等. 中国神华煤制油深部咸水层 CO₂ 地质封存示范项目监测技术分析 [J]. 环境工程, 2018, 36(2): 33-36.
WANG Baodeng, ZHAO Xinglei, CUI Qian, et al. Monitoring technology analysis of Shenhua coal-to-oil deep saltwater formation CO₂ geological sequestration demonstration project in China[J]. Environmental Engineering, 2018, 36(2): 33-36.
- [130] 金显杭, 方佳伟, 王永胜, 等. 咸水层 CO₂ 地质封存泄漏监测的示踪剂优选 [J]. 天然气化工: C1 化学与化工, 2020, 45(5): 72-76.
JIN Xianhang, FANG Jiawei, WANG Yongsheng, et al. Screening gas tracers for leakage monitoring of CO₂ geological storage in saline aquifer [J]. Natural Gas Chemical Industry, 2020, 45(5): 72-76.
- [131] 赵海英, 陈沉忠, 李彦鹏, 等. CO₂ 地质封存时移垂直地震监测技术 [J]. 岩土力学, 2018, 39(8): 3095-3102.
ZHAO Haiying, CHEN Yuanzhong, LI Yanpeng, et al. CO₂ geologic sequestration time-shifted vertical seismic monitoring technology[J]. Rock and Soil Mechanics, 2018, 39(8): 3095-3102.
- [132] 汤少兵, 李宗要, 谢承斌, 等. 防 CO₂ 腐蚀水泥浆在神华 CCS 示范项目中的应用 [J]. 钻井液与完井液, 2011, 28(B11): 17-1983.
TANG Shaobin, LI Zongyao, XIE Chengbin, et al. Application of CO₂ corrosion resistance cement slurry in Shenhua CCS Demonstration Project[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2011, 28(B11): 17-1983.
- [133] XU L B, WANG J L, TIAN D Q, et al. Innovation conceptual design on carbon neutrality deepwater drilling platform [C]//The 32nd International Ocean and Polar Engineering Conference, 2022.
- [134] 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]. Engineering, 2023, 25(3): 122-130.
- [135] 张森琦, 郭建强, 李旭峰, 等. 中国二氧化碳地质储存地质基础及场地地质评价 [M]. 北京: 地质出版社, 2011.
ZHANG Senqi, GUO Jianqiang, LI Xufeng, et al. Geologic basis of carbon dioxide geologic storage and site geologic evaluation in China[M]. Beijing: Geology Press, 2011.
- [136] 沈平平, 廖新维, 刘庆杰. 二氧化碳在油藏中埋存量计算方法 [J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(2): 216-220.
SHEN Pingping, LIAO Xinwei, LIU Qingjie, et al. Methodology for estimation of CO₂ storage capacity in reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(2): 216-220.
- [137] 金毓芬, 隋新光. 陆相油藏开发论 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.
JIN Yusun, SUI Xinguang. Theory of Onshore Reservoir Development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [138] 李冬怀, 袁旭光, 韩军. 地热资源量评价计算方法评述 [J]. 地球科学前沿, 2018, 8(3): 546-554.
LI Donghuai, YUAN Xuguang, HAN Jun. Summarization on calculation and assessment for geothermal resources[J]. Advances in Geosciences, 2018, 8(3): 546-554.
- [139] 胡文瑞. 二次开发挑战开采极限 [J]. 中国石油石化, 2009(1): 42.
HU Wenrui. Secondary development pushes the limits of mining[J]. China Petroleum, 2009(1): 42.
- [140] 庞雄奇, 方祖康. 地震层砂泥含量的地质意义及其应用中需要注意的问题 [J]. 石油地球物理勘探, 1993, 28(1): 84-90.
PANG Xiongqi, FANG Zukang. Geologic significance of sand and mud content in seismic layers and the problems to be noted in its application[J]. Oil Geophysical Prospecting, 1993, 28(1): 84-90.
- [141] 吕延防, 王清海. 盖层封闭天然气有效性研究方法及其应用 [C]//油气成藏机理及油气资源评价国际研讨会论文集, 1996.
LYU Yanfang, WANG Qinghai. Methodology for the study of the effectiveness of capping confinement of natural gas and its application[C]//Proceedings of the International Symposium on Mechanisms of Hydrocarbon Formation and Evaluation of Hydrocarbon Resources, 1996.
- [142] 陈章明, 吴元燕, 吕延防. 油气藏保存与破坏研究 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
CHEN Zhangming, WU Yuanyan, LYU Yanfang. Oil and Gas Reservoir Preservation and Destruction Studies[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.

Progress and prospects of CO₂ geological storage in saline aquifer

MA Xinrui^{1,2,3,4,5,6}, LIANG Jie^{2,3,4,5,6*}, LI Qing^{2,3,4,5,6}, YUAN Yong^{2,3,4,5,6}, CHEN Jianwen^{2,3,4,5,6},
LUO Di^{2,3,4,5,6}, ZHAO Hualin^{2,3,4,5,6}, SONG Peng^{1,3}

(1 School of Marine Geosciences, Ocean University of China, Qingdao 266100, China; 2 Qingdao Institute of Marine Geology, China Geology Survey, Qingdao 266237, China; 3 Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao Marine Science and Technology Center, Qingdao 266237, China; 4 Qingdao Key Laboratory of Offshore CO₂ Geological Storage, Qingdao 266237, China; 5 Qingdao Engineering Research Center of Offshore CO₂ Geological Storage, Qingdao 266237, China; 6 Shandong Province Engineering Research Center of Offshore CO₂ Geological Storage, Qingdao 266237, China)

Abstract: The Paris Agreement signed by numerous countries around the world at the Climate Change Conference have provided new ideas for carbon emissions and temperature control in response to global warming. The Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) is one of the strategies for dealing with excessive CO₂ emissions. As one of the CO₂ storage methods, saline aquifer storage is characterized by wide reservoir distribution, good matching with carbon emission sources, large storage potential, and low environmental impact. Four main mechanisms of saline aquifer storage, including structural, capillary, dissolution, and mineralization storage were reviewed, and four main controlling factors of capping layer, physical parameters of reservoir, CO₂ purity, and storage operation were focused. In addition, the cases of global saline aquifer CO₂ storage projects were introduced, and the suitable CO₂ storage methods were summarized after analyzing and comparing the geological and tectonic backgrounds of the global saline aquifer storage projects, the storage processes, the potentials and the environmental monitoring methods, and so on. At last, suitable sites for CO₂ storage and the appropriate monitoring mechanism, with a view to providing references for the geological storage of CO₂ in saline aquifer in China were synopsized and prospected.

Key words: CCUS; CO₂ geological storage; saline aquifer; CO₂ storage mechanism