中国科学: 地球科学 2023 年 第 53 卷 第 9 期: 1937 ~ 1957
SCIENTIA SINICA Terrae earthcn.scichina.com
《中国科学》杂志社 SCIENCE CHINA PRESS

评 述

二氧化碳地质利用与封存场址的地质评价

祁生文[1,2,3*], 郑博文[1,2,3], 王赞[1,2,3], 赵海军[1,2,3], 崔振东[1,2,3], 黄天明[1,2,3], 郭松峰[1,2,3], 付雷[4], 董平川[5,6]

1. 中国科学院地质与地球物理研究所页岩气与地质工程重点实验室, 北京 100029;
2. 中国科学院地球科学研究院, 北京 100029;
3. 中国科学院大学地球与行星科学学院, 北京 100049;
4. 中国地质调查局水文地质环境地质调查中心, 保定 071051;
5. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;
6. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249
* 通讯作者, E-mail: qishengwen@mail.iggcas.ac.cn

收稿日期: 2022-12-03; 收修改稿日期: 2023-03-03; 接受日期: 2023-04-17; 网络版发表日期: 2023-08-19
国家自然科学基金项目(批准号: 42141009)和中国科学院地质与地球物理研究所重点部署项目(编号: IGGCAS-202201)资助

摘要 二氧化碳地质利用与封存(Carbon Dioxide Geological Utilization and Storage, CGUS)是二氧化碳捕集、利用与封存(Carbon Dioxide Capture, Utilization and Storage, CCUS)技术的关键环节. 二氧化碳埋存场地的地质体结构精细表征是CGUS技术的重要前提. 本文对二氧化碳封存的多尺度三维地质体结构表征与埋存场地选址方面进行了综述, 发现主要存在如下问题: 二氧化碳埋存场地的多尺度三维工程地质结构和水文地质结构的透明化表征缺乏系统性的、高精度的方法; 对二氧化碳注入扰动下的多尺度地质体结构的破裂演化和气液运移过程认识不清; 二氧化碳地质封存潜力的动态定量化评价方法不足; 二氧化碳埋存场地选址的地质适宜性评价方法粗放且适用性差, 难以满足未来一体化、规模化、产业化全过程中CGUS选址的迫切需求. 因此, 需要对二氧化碳埋存场地的地质体结构透明化表征和智能选址进行研究, 这对CGUS工程实践具有重要意义.

关键词 工程地质结构, 水文地质结构, 二氧化碳注入扰动响应, 封存潜力评估, 埋存场地选址

1 引言

政府间气候变化专门委员会(IPCC)于2021年8月9日正式发布了《2021年气候变化: 自然科学基础》(以下简称报告)及其《政策制定者摘要》(SPM). 报告指出, 人类活动导致大气、海洋和陆地变暖, 大气、海洋、冰冻圈和生物圈发生了广泛且快速的变化, 如图1所示.

自2000年以来, 人类活动导致的气候变暖正以前所未有的速度发生, 观测到的气候变化主要是由人类活动产生的排放所驱动的. 近期整体气候系统变化的规模和气候系统具体方面的现状在过去几个世纪甚至数万年都未曾见过. 人类活动引起的气候变化影响了世界各地许多极端天气和气候事件. 报告给出了全球

中文引用格式: 祁生文, 郑博文, 王赞, 赵海军, 崔振东, 黄天明, 郭松峰, 付雷, 董平川. 2023. 二氧化碳地质利用与封存场址的地质评价. 中国科学: 地球科学, 53(9): 1937–1957, doi: 10.1360/N072022-0351
英文引用格式: Qi S, Zheng B, Wang Z, Zhao H, Cui Z, Huang T, Guo S, Fu L, Dong P. 2023. Geological evaluation for the carbon dioxide geological utilization and storage (CGUS) site: A review. Science China Earth Sciences, 66(9): 1917–1936, https://doi.org/10.1007/s11430-022-1107-x

© 2023 《中国科学》杂志社

气候敏感性的最佳估计, 即在全球二氧化碳排放水平是工业化前的两倍的情况下, 全球平均气温将上升3℃, 置信区间为2.5℃~4℃ (IPCC, 2021).

据《2021年低碳科技白皮书》, “碳达峰、碳中和”已逐渐成为全球性问题(阿里云创新中心和前瞻产业研究院, 2021). 在“碳峰值”方面, 截至2020年, 全球54个国家的碳排放已达到峰值, 占全球碳排放总量的40%; 在“碳中和”方面, 不丹和苏里南已经实现了“碳中和”, 29个国家和地区通过制定政策或立法做出了“碳中和”承诺. 到2021年底, 碳排放量占全球65%以上、经济总量占全球70%以上的国家作出了“碳中和”承诺(阿里云创新中心和前瞻产业研究院, 2021). 近年来, 世界主要国家纷纷采取应对气候变化的行动, 将科技创新作为实现“碳中和”目标的重要保障.

二氧化碳捕集、利用和储存(CCUS)技术是一项大规模的温室气体减排技术, 如图2所示. 为了实现碳中和目标, 大力发展CCUS技术不仅是未来减少二氧化碳排放、保障能源安全的战略选择, 也是实现可持续发展的重要手段(蔡博峰等, 2021; 张贤等, 2021). IPCC第五次评估报告指出CCUS对全球温室气体减排具有重要意义(IPCC, 2014). 大多数不考虑CCUS技术的模型都无法在2100年前实现450ppm(1ppm=1μg g^{-1})二氧化碳当量浓度的目标. IPCC在关于全球升温1.5℃的特别报告中评估了90种情景, 几乎所有情景都需要CCUS技术的参与才能将气温上升控制在1.5℃以内(蔡博峰等, 2021).

CCUS技术在世界范围内得到了广泛的研究, 如图3所示. 世界上众多国家和地区, 包括中国、美国、

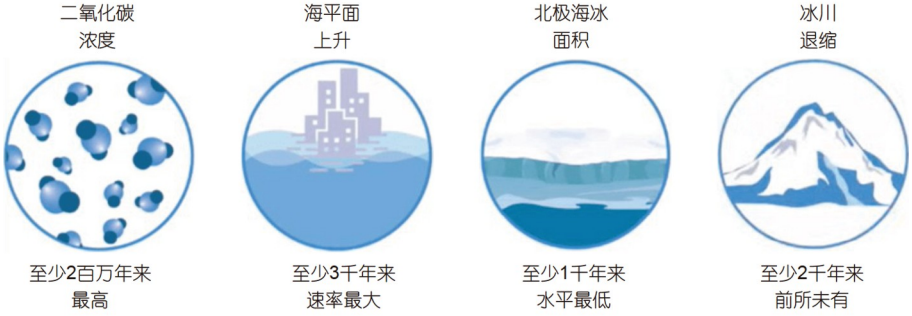

图 1　人类活动导致大气、海洋和陆地变暖(IPCC, 2021)

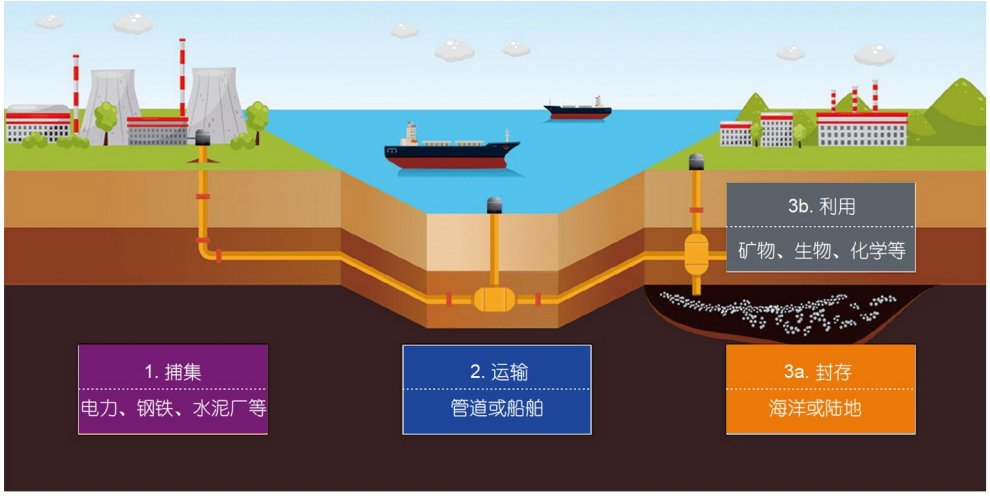

图 2　CCUS技术示意图

引自IOGP(https://www.iogp.org/blog/news/developing-low-carbon-technologies)

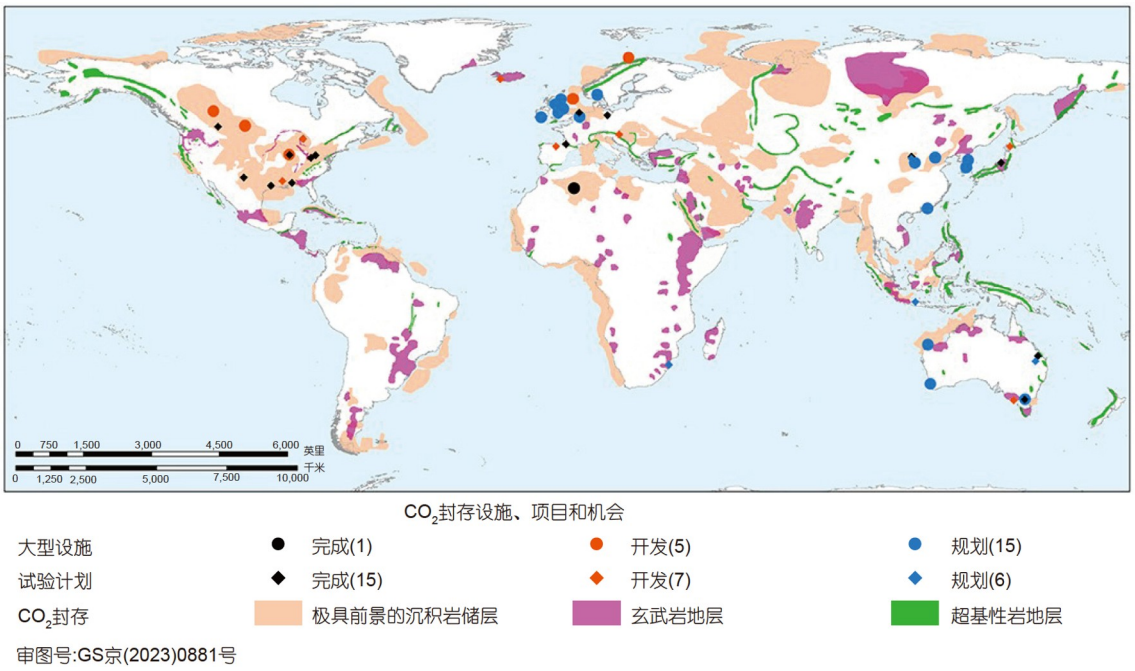

图 3　全球的CCUS设施、项目和机会

修改自Kelemen等(2019), Copyright © 2019 The Authors

欧盟、澳大利亚和日本，都已经进行了不同规模的封存试验和示范. 其中，截至2021年，中国已投入运营或在建的CCUS示范项目大约40个(如图4所示). 美国在2020年增加了12个CCUS商业项目，运营中的CCUS项目数量增加到38个, 约占全球运营项目总数的一半. 在欧盟，2020年有13个商用CCUS项目投入运营，计划在2030年前投入运营的项目约有11个(Gale, 2004; Li等, 2013; 蔡博峰等, 2021).

二氧化碳地质利用和储存(CGUS)是CCUS技术的关键环节，即将工业捕集的二氧化碳以超临界状态注入地下，以实现加强能源生产、促进资源开发的过程，最终达到与大气长期隔离的目的(Metz等, 2005; Bickle, 2009; 崔振东, 2010; Zahid等, 2011; Gan等, 2020; 蔡博峰等, 2021). 根据不同的封存地质体，潜在的二氧化碳埋存场地包括深部咸水层、油气藏、煤层和其他潜在的地下储存空间，如图5所示(孙枢, 2006; Michael等, 2010; Godec等, 2014; Bai等, 2016; Kelektsoglou, 2018; Pan等, 2018; Jia等, 2019; Rani等, 2019). 上述储集体既能满足深部咸水层开采、提高石油和天然气开采的地质利用要求，又能实现二氧化碳地质封存过程. 相较于其他储集体，深部咸水含水层的二氧

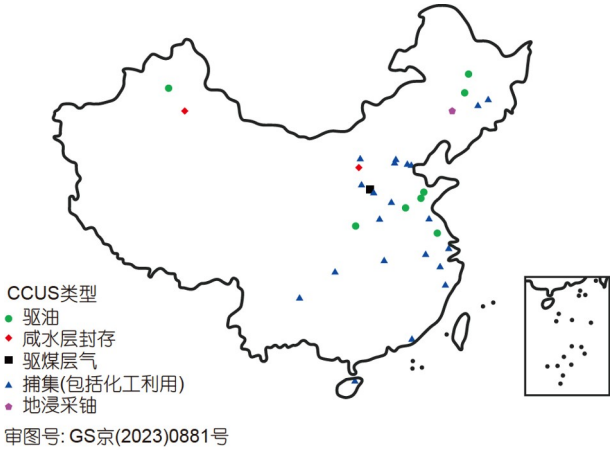

图 4　中国的CCUS项目分布

修改自蔡博峰等(2021)

化碳储存潜力大得多，是实现大规模二氧化碳地质封存的主要力量. 在油气藏方面，经历了一定的勘探过程后获得了更详细的地质数据. 其中，煤层对二氧化碳的吸收比对甲烷(CH_4)的吸收更强. 一般来说，在超临界二氧化碳注入过程中，煤层总压力基本保持不变，从而提高了煤层气的生产和回收效率. 目前，上述

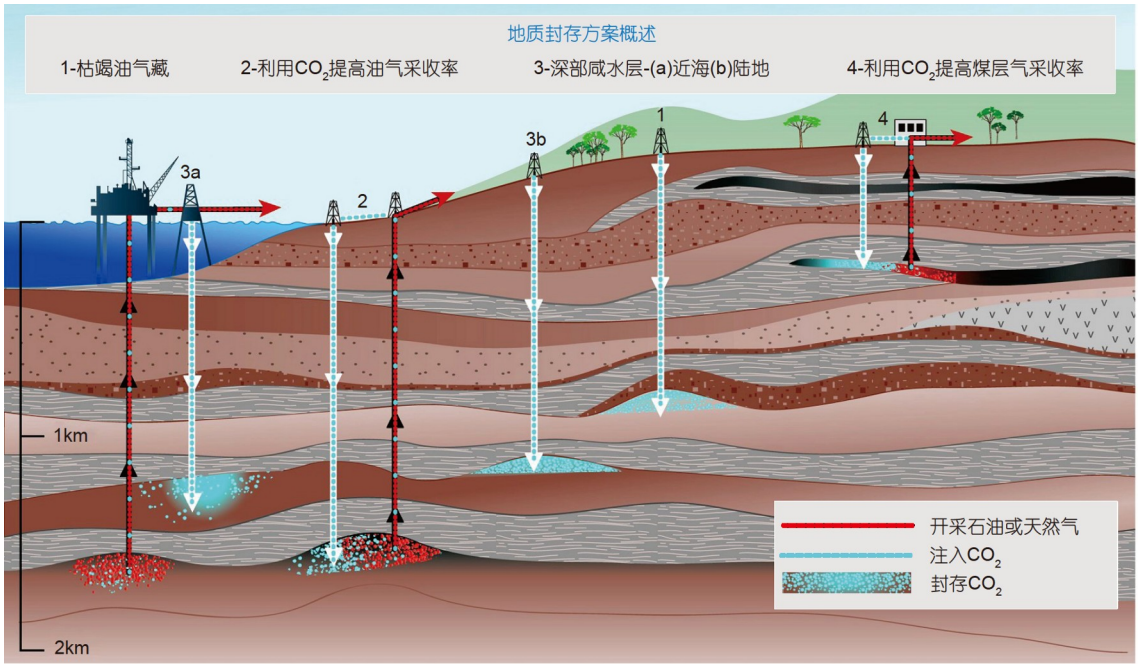

图 5　考虑封存地质体类型的CGUS分类

修改自Metz等(2005)

CGUS技术的发展水平不同(蔡博峰等, 2021). 其中, 截至2021年, 深部咸水层CGUS技术处于工业示范阶段, 而油气藏CGUS技术处于商业利用和基础研究阶段, 煤层CGUS技术处于试点阶段(科学技术部社会发展科学技术司和中国21世纪议程管理中心, 2019; 张贤等, 2021).

实施CGUS技术的基本原则是"有地方存, 存的住, 并且安全、没有泄露的环境危险"(孙枢, 2006). 二氧化碳封存的地质体结构表征和埋存场地选址关系到CGUS的实施效果. 随着CGUS理论研究和工程实践的不断深化, 特别是在从示范工程规模向商业规模发展的阶段, 对埋存场地的地质信息的透明化、封存潜力评价和预测的准确性、选址的适宜性等要求越来越高.

以往的研究在二氧化碳封存的地质体结构表征和埋存场地选址方面开展了一些相关工作, 涉及的关键问题有: (1) 二氧化碳埋存场地的工程地质与水文地质结构是什么? (2) 二氧化碳注入后与地质体结构如何相互作用? (3) 预选埋存场地封存二氧化碳的潜力有多大? (4) 预选埋存场地是否可行? 针对上述问题, 本文从五个方面进行综述, 即多尺度三维工程地质结构表征、多尺度三维水文地质结构表征、多尺度地质体结构响应、封存潜力评价指标体系、埋存场地的地质适宜性评价及选址五个方面.

2　多尺度三维工程地质结构表征

二氧化碳地质封存的多尺度三维工程地质结构表征离不开三维地质建模与可视化技术. 随着计算机建模技术向地球科学与工程领域拓展应用, 三维地质建模与可视化技术应运而生, 极大地提升了人们对地球及地质信息的认知与表达能力(Turner, 2006; Zanchi等, 2009). 目前, 三维地质建模与可视化技术发展迅速(Soleimani和Shokri, 2015), 其技术发展的主要趋势是把三维地质填图、三维地质模型构建与天-空-地-深部探测技术密切结合, 并逐步向精细化、透明化、智能化方向发展(如图6所示)(Kaufmann和Martin, 2008; Wu等, 2015).

三维地质建模与可视化技术受到了世界各国的重视, 出现了一批用于三维地质建模与可视化的软件(如图7所示), 如GOCAD、Petrel等(Moore和Johnson, 2001; Sirakov和Muge, 2001; Mallet, 2002; 潘炜等,

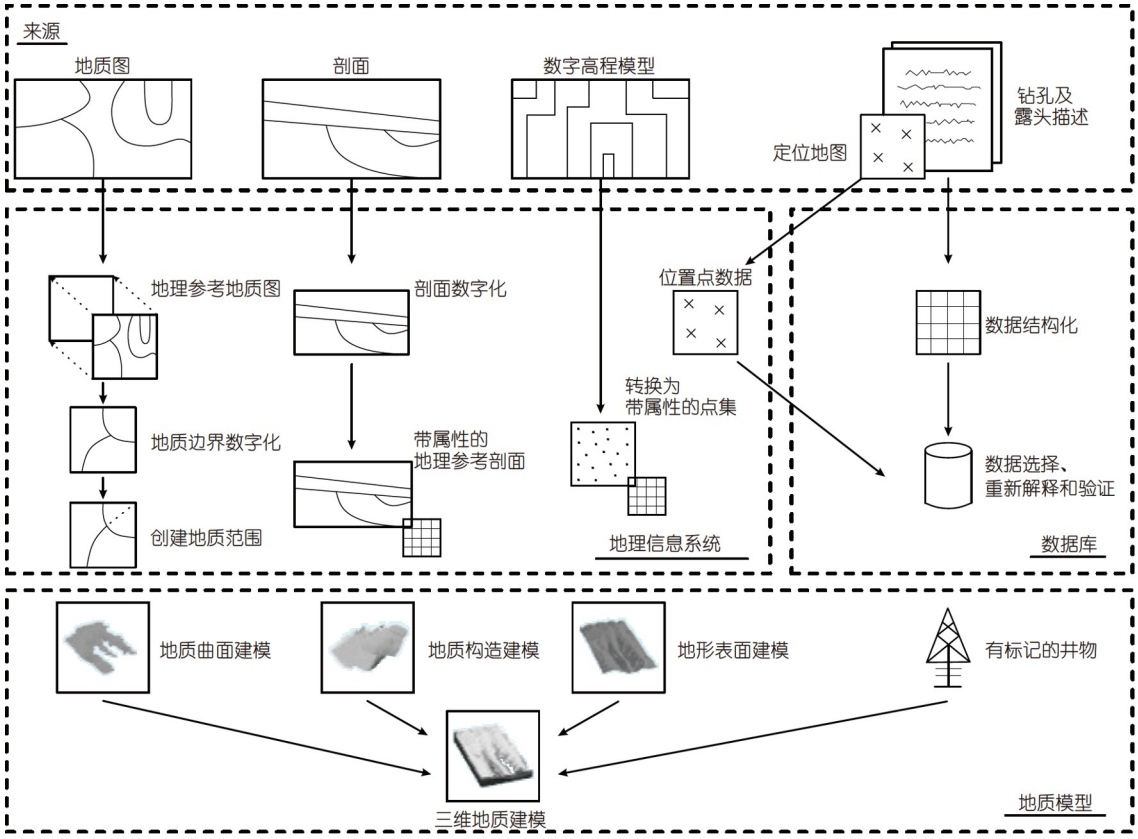

图 6　三维地质建模与可视化技术组织结构图

修改自Kaufmann和Martin(2008), Copyright © 2008 Elsevier

2005; Jones等, 2009; 吴冲龙等, 2011)以及GeoTools、LeadingGIS等(黄地龙等, 2001; 孟晓红等, 2001). 同时, 一些学者在三维层状地层、断层错断岩层、倒转褶皱岩体、风化带分布等复杂地质属性建模方面取得了突破性进展(张菊明等, 1995; 潘炜等, 2005; 钟登华等, 2005; 徐卫亚等, 2010). 近年来, 三维地质建模与可视化技术在“数字地球”建设、地下空间开发、矿产资源勘探与开发、油气藏储量评估与开发、地质灾害风险评价与防控、地热与页岩气开采、地下水开发利用、二氧化碳地质封存等领域均得到了广泛应用(吴冲龙和刘刚, 2015).

在二氧化碳地质封存领域, 三维地质建模与可视化技术作为一种非常重要的技术手段, 常被用来开展二氧化碳封存潜力评价、封存安全性与泄漏风险评价、地质适宜性评价与选址、二氧化碳运移范围监测、诱发断层活化风险评估等工作(Fornel和Estublier, 2013; Sundal等, 2015; Thanh等, 2019; Diao等, 2020; Shinn等, 2020; Umar等, 2020), 为研发二氧化碳地质封存技术和辅助政府决策、管理提供了有力的技术支撑. 随着二氧化碳地质封存工程向集群化、产业化发展, 为了进一步提高二氧化碳地质封存工程的全流程工作效率, 迫切需要对二氧化碳封存场址的多尺度地质体结构进行精细化描述和透明化表征(如图8所示), 从而为定量地开展封存场址的储层-盖层表征、封存潜力和地质适宜性评价、封存安全性评估、封存工程风险监测评价与防控提供更加精确的三维地质模型.

然而, 目前已经建立的模型大多是三维地质框架模型, 难以对地层或岩体内的基质非均质性及断裂、裂隙系统进行多尺度精细刻画, 建立的模型精细化、透明化程度不足, 尺度较小的地质信息(如岩芯尺度微观-细观孔隙、裂隙等)往往容易被概化或忽略, 无法精确评价二氧化碳埋存场地的封存潜力(Liu等, 2002; 吴冲龙和刘刚, 2015). 尽管目前采用计算机断层扫描(CT)技术、聚焦粒子束扫描电镜(FIB-SEM)技术及三



图 7　(网络版彩图)三维地质建模与可视化技术应用的代表性软件

修改自Jones等(2009), Copyright © 2009　Elsevier

维数字岩芯重构技术等，可以对岩芯进行定量刻画和可视化模型构建(Kelly等，2016; Hasnan等，2020)，但在基质、微纳米孔隙、裂隙等结构特征及孔隙度、渗透率、强度等物理力学参数非均匀分布情况等方面，透明化表征的精确程度仍有待提高. 并且, 当前的三维地质建模过程中需要大量的专家经验判断和人为操作, 在很大程度上降低了三维建模的效率. 传统的三维建模过程是在粗糙框架模型基础上的不断细化，这进一步降低了建模效率. 虽然机器学习算法在一定程度上提高了建模效率，但由于机器学习的可用数据样本有限，因此建立的三维地质模型无法完全满足应用要求. 此外，目前对盆地尺度、场地尺度及岩芯尺度等不同尺度地质体的三维模型构建虽有报道，但是缺乏不同尺度模型之间的跨尺度联系和融合技术，使得不同尺度、不同分辨率的三维地质结构模型之间的跨尺度融合存在不兼容的问题，严重制约着二氧化碳埋存场地的地质适宜性评价及选址的准确性.

因此，目前的三维地质建模与可视化技术无法满足二氧化碳埋存场地的地质信息的透明化、封存潜力评价的准确性、选址的地质适宜性等更高的要求，亟须借助现代多维度探测方法和大数据、人工智能算法等高新技术，加强多尺度、多源地质结构信息融合建模方法研究，进而实现跨尺度、多分辨率地质结构信息的一体化、可视化和透明化.

3　多尺度三维水文地质结构表征

水文地质结构表征主要依靠野外水文地质调查、水文地质钻探与测试、测井和水文物探等手段. 受限于地层不均一性和钻孔数量有限等因素，往往不足以精细透明地表征多尺度三维水文地质结构. 借助电磁类地球物理方法可以获取简明水文地质结构，目前主要采用大地电磁法(Ghiglieri等，2020)、瞬变电磁法(Kim等，2021)等获得区域尺度二维电阻率剖面，以此刻画含水层的分布, 构建水文地质模型, 如图9所示. 由于地球物理方法本身的限制，单一电磁方法(单一参数：电阻率)误差较大，不能满足水文地质结构精细刻画的要求.

与此同时，含水层的封闭性及含水层间水力联系是表征水文地质模型的重要方面，常用的含水层封闭性及水力联系的评价方法包括数值模拟及同位素示踪法. 对于数值模拟，由于缺乏详细的物理参数(孔隙

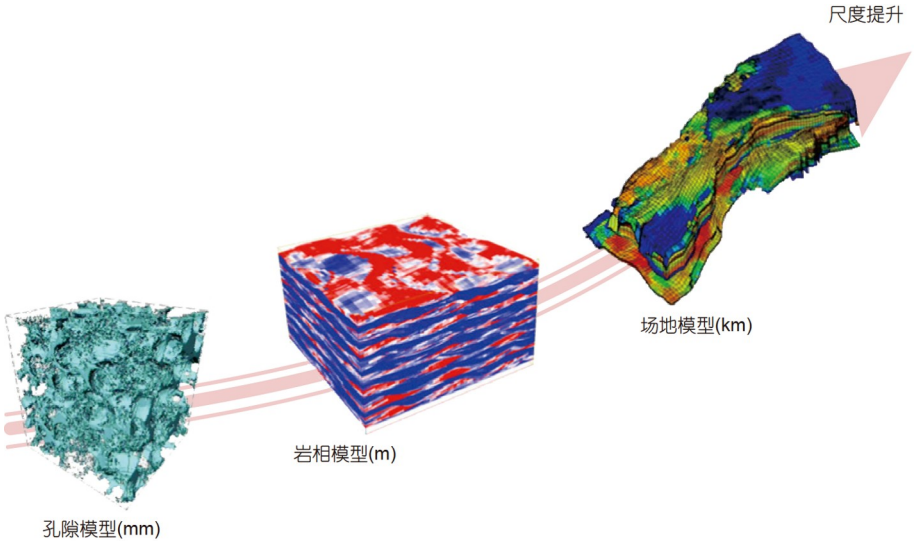

图 8　不同尺度下的三维工程地质结构

修改自Ringrose和Bentley(2015), Copyright © 2015 Springer Nature

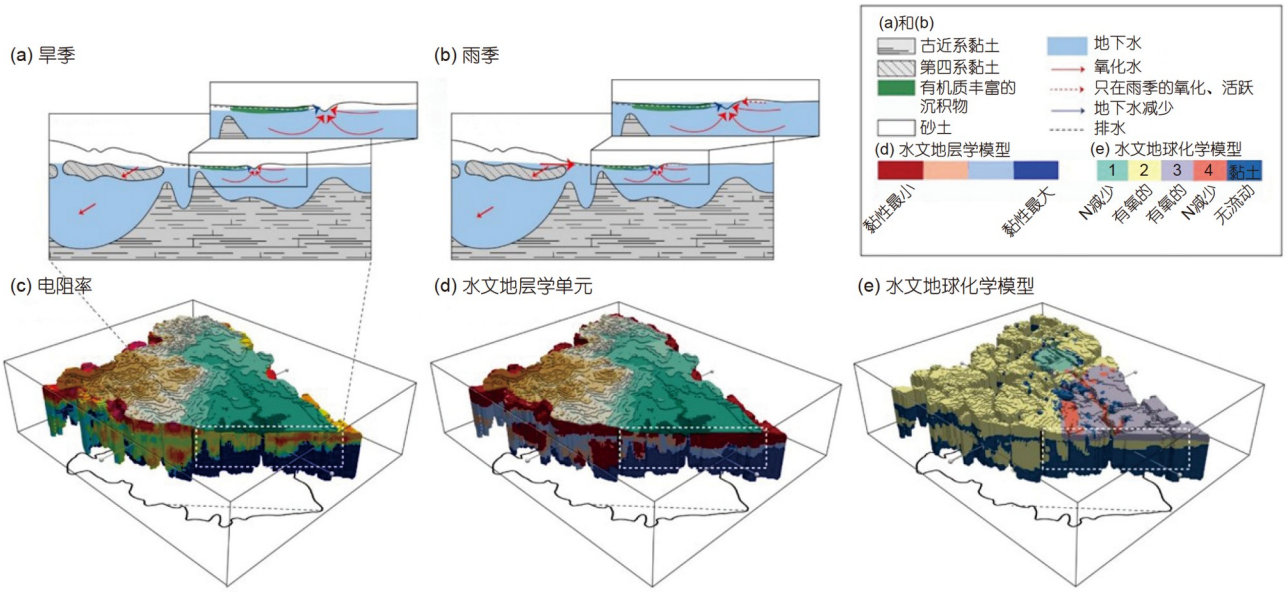

图 9　电磁地球物理方法在水文地球化学建模技术中的应用

修改自Kim等(2021), Copyright © 2021 Elsevier

度、渗透率、弥散系数、毛管力关系等)和化学参数(岩石矿物组成、流体化学等)作为约束条件，特别是潜在的导水部位的参数，可能造成较大偏差(Vilarrasa等, 2010; Xiao等, 2021), 因此同位素方法成为重要选择. 同位素的指纹效应可很好地识别水中成分来源, 放射性同位素可提供年龄信息，这为识别空间尺度上储层与其他含水层的水力联系以及发生的地球化学作用提供直接有力的证据. 目前, 对于沉积盆地深部含水层定年主要依靠^{14}C等传统定年手段(Sprenger等，2019), 在此基础上，前人也提出了地下水^{14}C年龄校正新模型，如图10所示(Li等，2022). 然而深部含水层年龄一般较老，超过^{14}C的测年范围(1~40ka)，^{14}C测年方法不

满足深部含水层定年要求, 如河北雄县1000~1500m的碳酸盐岩热储地下水年龄为76万年(Kong等, 2020). 同时, 单一指标可能不足以识别不同含水层间(特别是潜在断裂带附近)的水力联系, 当上下含水层地下水水分来源或岩性相似时, 氢氧稳定同位素及常规的指标如锶同位素($^{87}Sr/^{86}Sr$)等对于评价水力联系并不敏感(Pang等, 2012; Warner等, 2012; Yang等, 2013), 因此以往基于地下水年龄评价含水层封闭性及含水层间水力联系(很多接近^{14}C定年极限)有待进一步验证. 同时, 新发展的同位素如锂($\delta^{7}Li$)、硼($\delta^{11}B$)、钙($\delta^{44/40}Ca$)、镁($\delta^{26}Mg$)、铀($^{234}U/^{238}U$)等在评价含水层间水力联系时缺乏应用. 目前尚缺乏针对二氧化碳地质封存中评价含水层间水力联系的特征指标, 缺乏对深部含水层地下水年龄的约束.

在野外水文地质调查、测井和物探的基础上, 结合地下水水力联系, 目前常用数学插值方法(Calcagno等, 2008; Hassen等, 2016), 并结合GIS工具, 融合水文地质钻孔、地表高程等多源数据进行联合约束, 获得三维水文地质结构(Ghiglieri等, 2016, 2020; 万晓明等, 2020), 构建水文地质模型, 如图11所示. 然而, 实际地层结构复杂多变, 简单利用数学插值方法不能真实地构建出三维水文地质结构精细化模型. 此外, 目前构

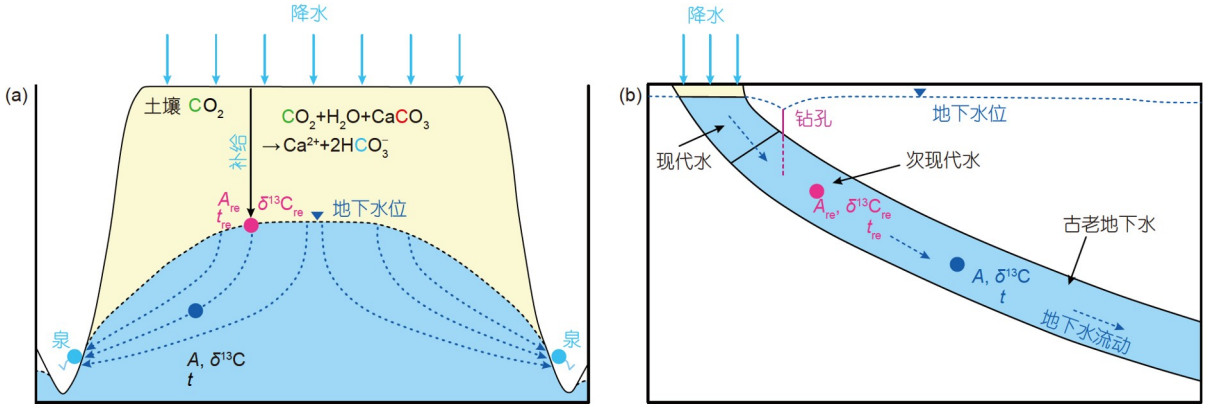

图 10　地下水^{14}C年龄校正新模型

(a) 河间地块潜水含水层; (b) 承压含水层. 参考Li等(2022), Copyright © 2022 Elsevier

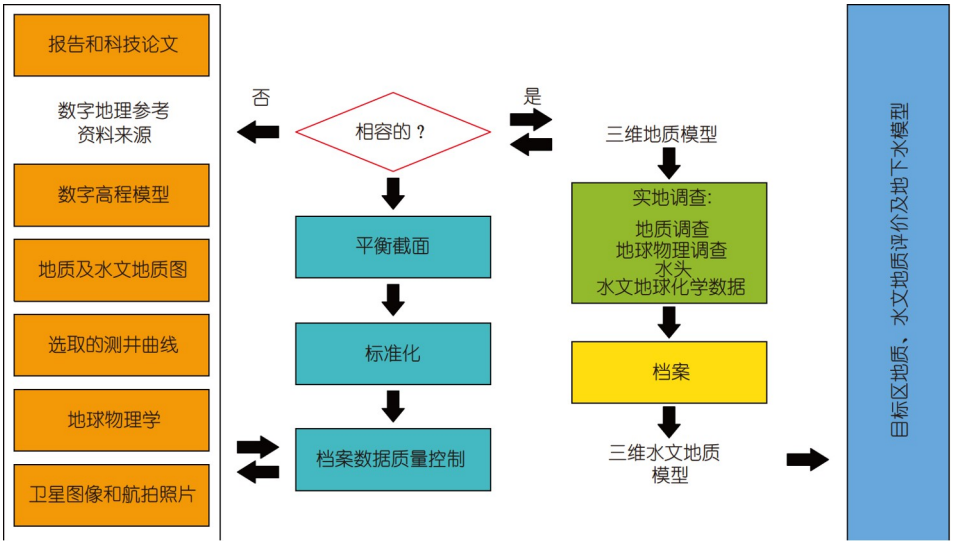

图 11　三维水文地质建模过程

修改自Ghiglieri等(2020), Copyright © 2020 Elsevier

建的三维水文地质模型仅是层状构架，缺乏岩体的微观水文地质学参数，参数定量研究仅局限在岩芯尺度，由微观到细观-宏观尺度的水文地质参数追踪刻画鲜有报道.

综上，目前关于二氧化碳埋存场地选址的水文地质模型构建从理论到方法均不成熟，缺乏从微观尺度到细观尺度，再到宏观尺度的描述，前人单一的电磁手段难以刻画水文地质结构，定量化和精细化不足，导致地球物理参数与水文地质参数之间关系不明；同时，缺乏全范围定年和示踪技术，无法满足储层封闭性评价的要求，难以支撑二氧化碳地质封存潜力和适宜性评价. 结合地震探测方法，以钻孔数据作为三维模型的约束，可以有效地追踪地质结构细节，构建多尺度三维水文地质结构精细化模型. 基于目标储层及相邻含水层地下水的物理化学及同位素特征，结合原子阱示踪分析(ATTA)技术(Lu等，2014)等先进的定年方法以及$^{2}H/^{18}O$、$^{87}Sr/^{86}Sr$、^{7}Li和^{11}B等多种同位素特征(Huang等, 2020), 可以评价含水层封闭性.

4　多尺度地质体结构响应

岩体是由岩石基质和断裂、裂隙组成的具有多尺度结构特征的地质体(Hoek, 1983). 岩石基质和断裂、裂隙共同决定岩体的物理力学及渗流特性. 超临界二氧化碳注入将会扰动埋存场地中的地质体，使其发生复杂的化学、物理、力学响应. 断层有可能被激活并诱发地震(Gan和Elsworth，2014；Rutqvist等，2016；Espinoza和Santamarina，2017). 定量预测多尺度地质体结构对超临界二氧化碳注入扰动的响应过程，是科学、合理指导埋存场地选址的关键.

岩石基质孔隙度、渗透率等物性参数的变化会影响埋存场地的渗流力学性质和封存潜力. 一方面, 注入的超临界二氧化碳会与岩石基质孔隙中的水、油、CH_4等多相流体和矿物发生溶解、沉淀等地球化学反应(如图12所示)，从而改变流体的渗透路径以及岩石基质的孔隙度和渗透率(Kharaka等，2006；Luquot和Gouze, 2009；Tian等, 2015；Nguyen等, 2016). 另一方面，超临界二氧化碳注入会引起岩石的有效应力降低、基质膨胀、变形强度参数变化，进而引起孔隙度、渗透率的变化(张玉军和张维庆，2010；Moore, 2012；Liu等, 2013；Chen等, 2015), 并最终影响超临界二氧化碳的注入速率、注入体积以及运移速度等(Diao等, 2020). 尽管上述研究分别从化学、物理、力学方面对超临界二氧化碳注入下岩石基质的孔隙度、渗透率变化规律有了一定认识(如图13所示)，但是没有融合地球化学反应与物理力学作用. 实际上，超临界二氧化碳注入后, 岩石基质参数的变化受到温度-渗流-应力-化学的多场耦合效应的制约(Li等，2007, 2017；Castelletto等，2013；Li和Laloui，2016；Zou等, 2018), 进而影响超临界二氧化碳与储层之间的相互作用. 以深部咸水层为例, 随着大量超临界二氧化碳注入储层，可能会由于渗透性降低而导致流体压力急剧增加(超压)，从而加速盖层中封闭裂缝的活化或新裂缝的产生(Vilarrasa等, 2010). 并且, 超临界二氧化碳可能以低于周围储层的温度到达注入井底部，使得岩石基质被超临界二氧化碳冷却. 这种冷却与超压相结合，易引起储层中的裂缝张开, 从而提高注入能力(Vilarrasa等, 2017). 此外, 不同地质条件下不同类型储层的多场耦合机制复杂且多样(Preisig和Prévost, 2011；Saliya等, 2015；Elyasi等, 2016；Gou等, 2016). 因此难以准确预测超临界二氧化碳注入扰动下岩石基质孔隙度、渗透率及其渗流力学性质的动态变化，从而制约二氧化碳地质封存潜力及适宜性的科学、有效评价.

超临界二氧化碳注入会引起断裂裂隙系统及其渗

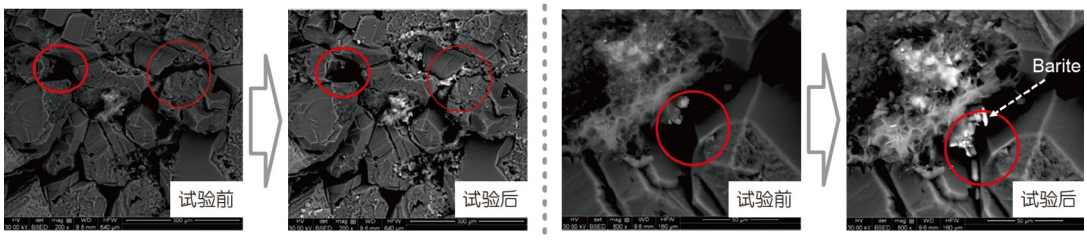

图 12　(网络版彩图)二氧化碳/盐水试验前后砂岩试样的SEM图像

修改自Soong等(2014)

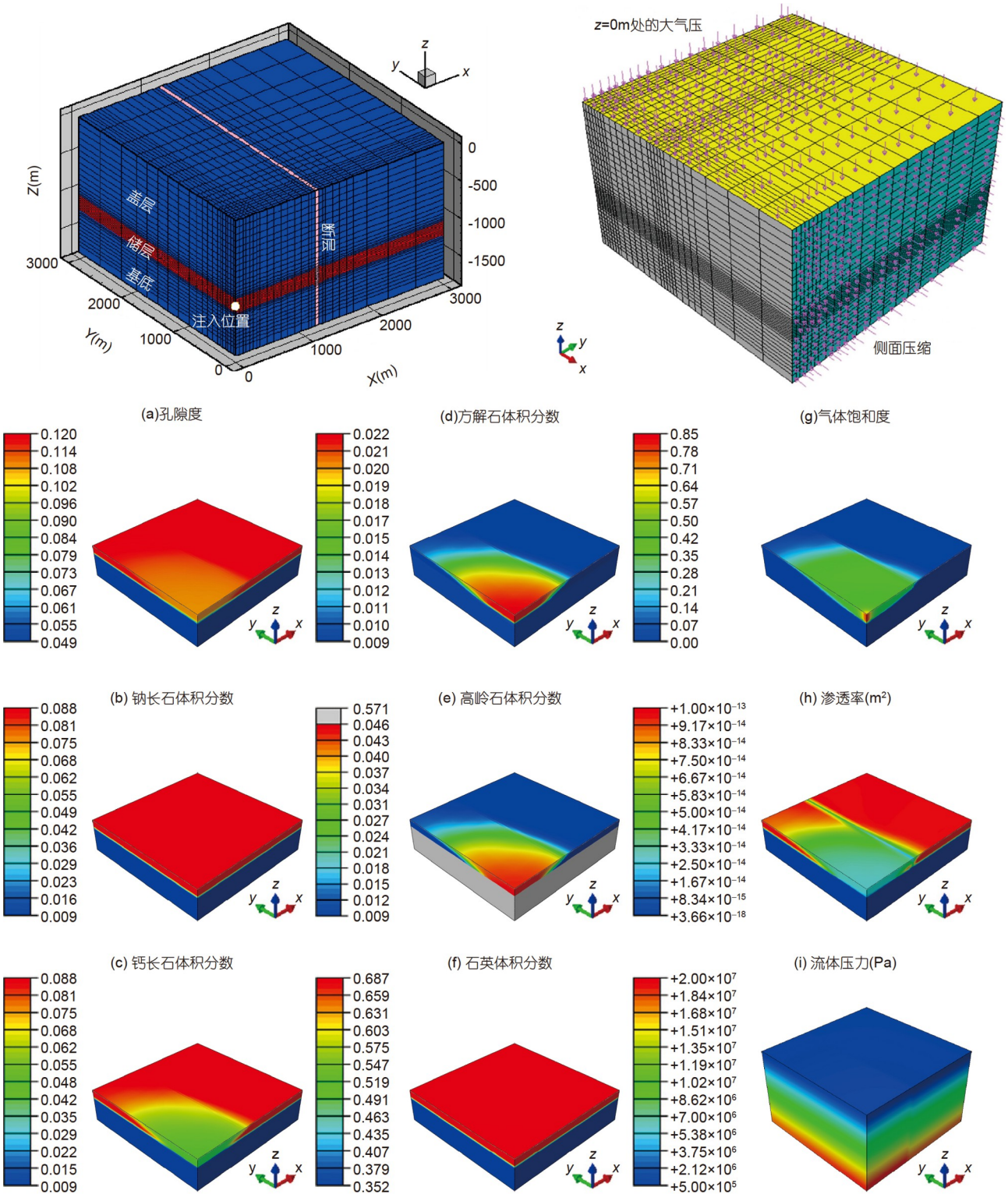

图 13　STOMP-CO_2-R/ABAQUS预测储层20年后的参数

(a) 孔隙度; (b) 钠长石; (c) 钙长石; (d) 方解石; (e) 高岭石; (f) 石英; (g) 二氧化碳气饱和度; (h) 固有渗透率; (i) 孔隙流体压力. 修改自Nguyen等(2016), Copyright © 2016 Elsevier

流力学性质的演变. 前人主要从试样尺度开展室内试验, 研究了注入超临界二氧化碳后裂隙结构及渗流力学性质的变化规律(Ishida等, 2012; Kumar等, 2015; He等, 2016; Zhang等, 2017). 一方面, 超临界二氧化碳注入后原生裂缝面的几何形貌、有效应力等参数发生变化, 从而影响裂缝的渗透性(如图14所示); 另一方面, 注入超临界二氧化碳会诱发裂缝起裂、扩展, 且超临界二氧化碳黏度越低, 裂缝起裂压力越低, 越易形成复杂缝网(如图15所示).

然而, 前人缺乏大型物理模拟试验研究, 所得单条裂缝的研究结果难以反映岩体中复杂裂缝网络对注入超临界二氧化碳的响应规律, 同时传统室内试验难以实时可视化追踪岩体内部多尺度破裂演化与气液运移过程. 为了研究超临界二氧化碳注入条件下储层-盖层地质结构和渗流场的变化特征, 前人利用含裂缝岩芯进行了二氧化碳吞吐试验, 并利用核磁共振技术评估了裂缝在不同渗透率下对二氧化碳吞吐和剩余油分布的影响. 研究表明, 裂缝和循环次数的增加显著提高了二氧化碳吞吐的采收率(Bai等, 2019). 受核磁共振装置数量的限制, 前人主要通过多场耦合数值模拟来研究超临界二氧化碳注入下储层-盖层地质结构和渗流场的变化, 发现超临界二氧化碳注入会引起区域地质体的孔隙压力增大、有效应力降低和结构演变, 造成地层的封闭性破坏、断层活化和诱发地震等(Li等, 2002; Gan和Elsworth, 2014; Rutqvist等, 2016; Espinoza和Santamarina, 2017). 然而, 由于实际地层结构复杂多变, 以往研究未能精细刻画二氧化碳埋存场地的多尺度三维工程地质结构、水文地质结构特征, 难以准确分析超临界二氧化碳注入扰动下地质体结构和渗流力学性质的跨尺度时空演变过程, 因而难以支撑当前二氧化碳地质封存潜力和适宜性评价的需求.

5　地质封存潜力评价指标体系

二氧化碳地质封存潜力评价是科学制定二氧化碳地质封存规划和安全实施二氧化碳地质封存工程的关键前提和决策依据之一(梁凯强等, 2018). 为此, 碳封存领导人论坛(CSLF, 2005)提出了二氧化碳地质封存潜力金字塔分级图, 将封存潜力划分为国家级、盆地级、区域级、目标区级、封存地点级. 按国际惯例, 国家级和盆地级的潜力评价由国家政府机构完成, 区域级、目标区级和封存地点级的潜力评价由实施二氧化碳地质封存的企业或科研机构完成(郭建强等, 2014). 国际上一些国家和组织对不同类型储层二氧化碳地质封存潜力的理论埋存量和有效埋存量计算方法进行了研究, 如针对不同类型储层的有效容积计算方法, 围绕深部咸水层的溶解机制计算方法, 针对油气藏和煤层的物质平衡计算方法, 考虑多种捕获机制的综合计算方法等(Gunter等, 1997; Bachu和Adams, 2003; Bachu等, 2004, 2007; CSLF, 2007; van der Meer

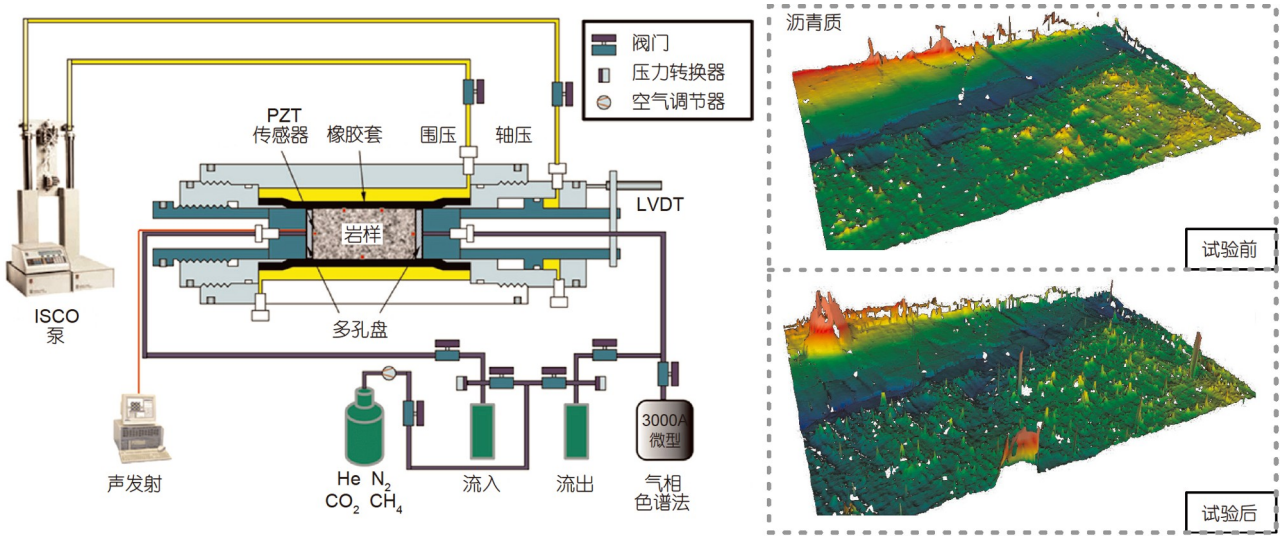

图 14　超临界二氧化碳注入后沥青表面的变化

修改自Kumar等(2015), Copyright © 2015 Elsevier

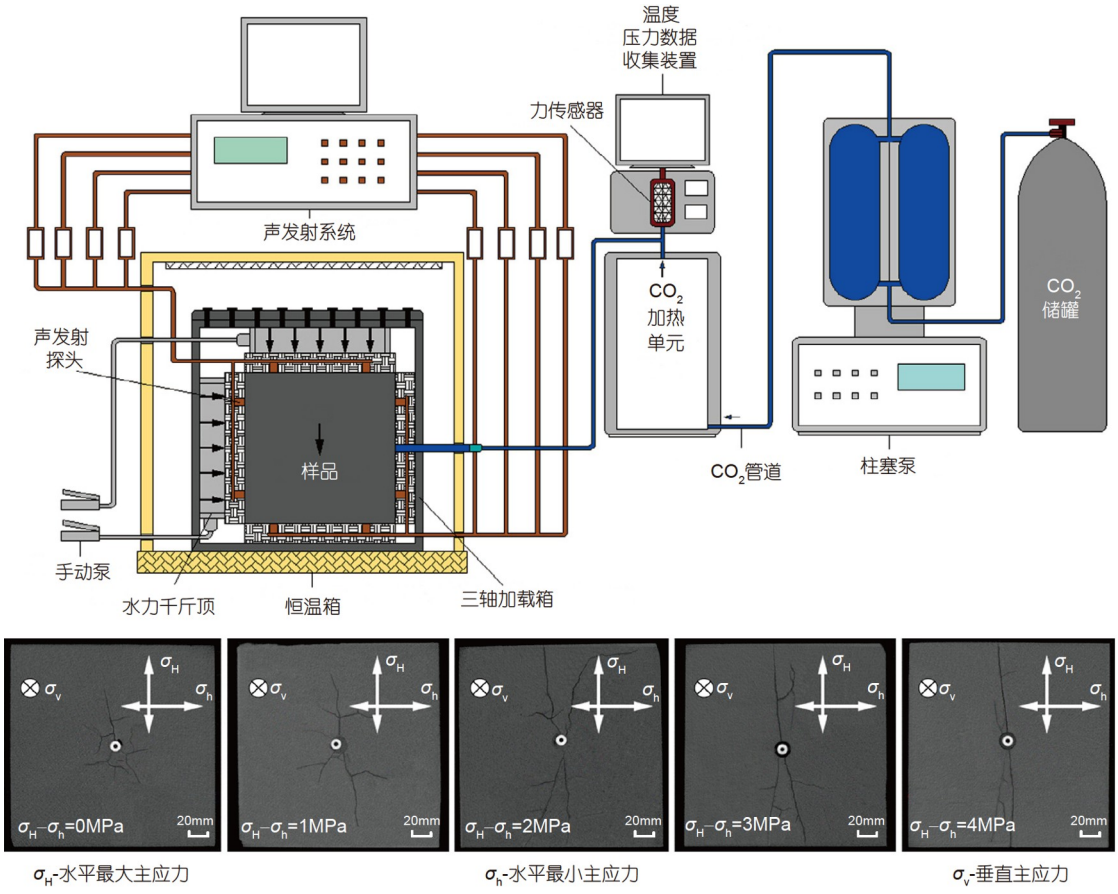

图 15　超临界二氧化碳注入后裂缝的萌生和扩展

修改自Zhang等(2017), Copyright © 2017 Elsevier

和Yavuz, 2009; Goodman等, 2011; 刁玉杰等, 2019; 刘廷等, 2021).

根据二氧化碳地质封存潜力计算方法，初步预测了二氧化碳地质封存潜力的理论封存量：全球二氧化碳地质封存潜力陆上理论封存容量为6~42万亿吨，海底理论封存容量为2~13万亿吨. 在所有封存类型中，广泛分布的咸水层具有最大的封存潜力，约占估计总量的98%. 油气藏由于存在完整的构造、详细的地质勘探基础等条件，是适合二氧化碳封存的早期地质场所, 如图16所示(蔡博峰等, 2021).

下面以中国二氧化碳地质封存潜力评价为例进行说明. 中国地质调查局于2010年设立了“全国二氧化碳地质储存潜力评价与示范工程”项目, 在充分考虑中国区域构造、沉积盆地的复杂性以及二氧化碳地质封存研究现状等因素的基础上，借鉴碳封存领导人论坛及二氧化碳地质封存潜力评价相关研究成果(张洪涛等, 2005; CSLF, 2007; 沈平平和廖新维, 2009), 将中国二氧化碳地质封存潜力评价工作分为五个阶段(如图17所示). 研究对象分别为全国单个盆地、盆地一/二级构造单元、盆地三级构造单元、储存场地、二氧化碳地质储存工程场地. 在此基础上, 从区域级和盆地级两个级别出发，初步制定了评价单元概化与基本计算原则. 对于不同类型的二氧化碳地质封存储层，分别考虑了二氧化碳密度、压力、温度、溶解系数，以及咸水层尺寸、地层孔隙度、油气藏采收率和尺寸、油气藏孔隙度和饱和度、油气藏储量、注入水和产出水的体积、封存效率因子、煤层尺寸和密度、煤层气储量等指标，并提出了二氧化碳地质封存的区域级预测潜力计算方法和盆地级推定潜力计算方法(郭建强等, 2011; 张森琦, 2011; 刁玉杰等, 2012; 中国21世纪议程



审图号: GS京(2023)0881号

图 16　全球主要国家和地区二氧化碳地质封存潜力(百亿吨)

修改自蔡博峰等(2021)

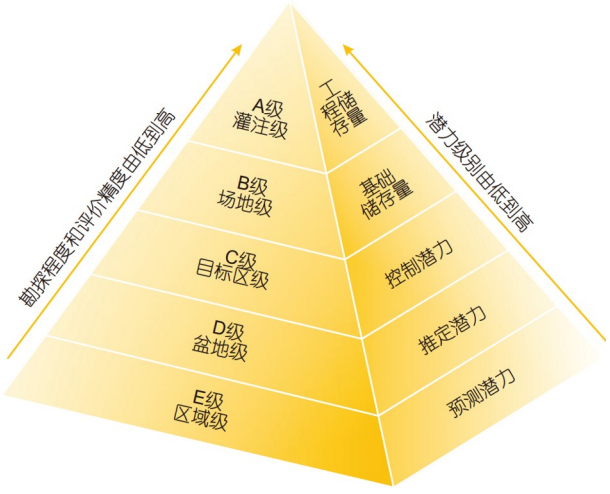

图 17　中国二氧化碳地质封存潜力评价阶段

修改自中国21世纪议程管理中心等(2012)

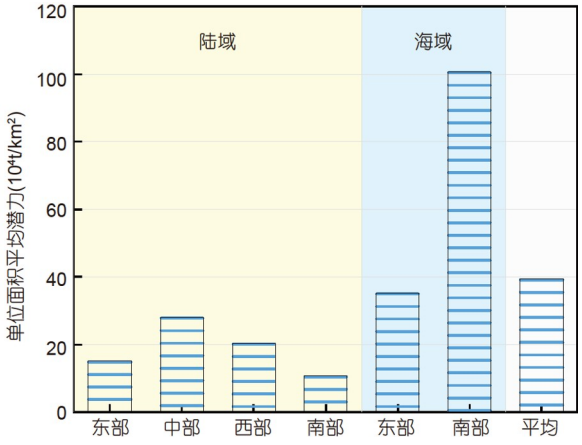

图 18　中国不同区域单位面积的平均潜力

修改自中国21世纪议程管理中心等(2012)

管理中心等, 2012).

在此基础上, 中国初步完成了二氧化碳地质封存远景区面积、盆地级总推定潜力及单位面积平均潜力评价(如图18所示), 初步评价结果表明中国适宜二氧化碳地质封存的盆地主要为大中型沉积盆地, 主要介质类型为咸水层, 其封存潜力巨大, 远远超过了油气藏和煤层(郭建强等, 2014).

前人围绕二氧化碳地质封存区域级预测潜力和盆地级推定潜力评价方面取得了一些创新成果. 然而, 现有区域级和盆地级二氧化碳地质封存潜力预测方法未考虑多尺度三维工程地质结构、水文地质结构精细评价指标; 同时, 现有二氧化碳地质封存潜力评价指标中

仅包含静态评价指标, 缺乏基于物理化学力学多过程的多尺度结构与多相态物质多场耦合互馈及其时空演变的动态评价指标; 并且缺乏系统的二氧化碳地质封存目标区级控制潜力、场地级基础储层量、灌注级工程储存量的预测方法, 无法开展不同级别(从盆地级到灌注级)不同类型储层的多尺度二氧化碳地质封存潜力预测.

综上所述, 现有的二氧化碳地质封存潜力评价指标仍然比较粗略, 难以支撑二氧化碳埋存场地的封存潜力预测、地质适宜性评价及选址, 亟须建立既考虑埋存场地多尺度三维工程地质结构、水文地质结构的静态指标, 又考虑二氧化碳注入下多尺度地质体结构响应的动态指标, 为二氧化碳埋存场地的地质适宜性评价与选址的系统理论方法研究提供科学依据.

6 二氧化碳埋存场地的地质适宜性评价与选址

二氧化碳埋存场地选址的成功与否直接制约着二氧化碳地质封存工程的可使用性和安全性, 而关于二氧化碳埋存场地的地质体结构及其地质安全性、封存潜力及地质适宜性评价是进行二氧化碳埋存场地选址的关键前提(刁玉杰等, 2011; 中国21世纪议程管理中心等, 2012; 郭建强等, 2014). 针对不同类型的二氧化碳地质封存储层, 美国、澳大利亚、英国、德国、挪威和日本等发达国家相继发布了二氧化碳埋存场地选址指南(IEA, 2009). 在场地属性表征与评价方法方面, 多是根据选定的封存容量、可灌注性、长期运行的安全风险和经济性等重要指标按权重进行赋值评价(Metz等, 2005; Wong等, 2006; Li等, 2009; 王键等, 2012; Aminu等, 2017; Anderson, 2017; Ajayi等, 2019; Kelemen等, 2019).

中国的地质单元特性与其他国家不同, 其中沉积盆地类型和结构复杂, 区域地壳稳定性总体较差, 二氧化碳埋存场地的地质适宜性评价与选址理论技术方法与其他国家不同(中国21世纪议程管理中心等, 2012; 郭建强等, 2014). 目前, 中国二氧化碳埋存场地的地质适宜性评价与选址研究尚处于起步阶段, 在科学技术部的支持下(科学技术部等, 2007), 科研院所、高校及国企围绕咸水层、油气藏、煤层选址等方面取得了一些成果(中联煤层气有限公司等, 2008; 沈平平和廖新维, 2009; 李小春等, 2010; 张森琦等, 2010; 郭建强等, 2011; 李琦等, 2011; Zhang等, 2011; 郭建强等, 2014), 包括初步完成了中国区域级和盆地级二氧化碳地质储存适宜性评价成果并绘制了相关图系图集, 实施了一些二氧化碳地质封存试验和示范(如表1所示; 蔡博峰等, 2021).

由中国地质调查局牵头, 初步建立了中国不同类型储层二氧化碳埋存场地选址的地质适宜性评价方法. 例如, 在深部咸水层选址方面, 初步划分了规划选址阶段和比选场地选址、优选场地选址和选定场地选址的工程选址阶段, 从选址技术、安全性、经济适宜性和地面地质-社会环境条件4个方面初步建立了咸水层二氧化碳埋存场地选址的地质适宜性评价方法. 在油气藏选址方面, 利用层次分析法(AHP)确定各指标的权重(如图19所示), 结合GIS空间分析模型构建合理的宏观选址综合分析模型; 通过对各指标数据的量化处理, 采用多级加权求和的方法, 尝试对宏观选址进行定量化评价(中国21世纪议程管理中心等, 2012; 郭建强等, 2014).

由已有研究可知, 国内外对二氧化碳埋存场地的地质适宜性评价已开展了一些前期工作, 然而目前的评价指标多为宏观指标, 缺乏埋存场地多尺度精细化地质体结构指标的支撑, 各个评价指标之间相互耦合作用机理尚不明确, 指标遴选缺乏优化理论和智能方法的支撑; 同时, 评价方法只是一个粗略的宏观架构, 物理基础不明, 无法考虑二氧化碳注入扰动下地质体结构时空演变的影响, 适用性受限. 因此, 亟须深化不同级别、不同类型储层二氧化碳埋存场地的地质适宜性评价与选址研究.

7 讨论和建议

为了科学合理地开展二氧化碳埋存场地选址, 首先需要研究不同类型储层二氧化碳埋存场地选址的多尺度三维工程地质结构、水文地质结构特征并进行透明化表征. 在工程地质结构方面, 建议开展三维工程地质体结构模型的跨尺度融合研究. 在水文地质结构方面, 建议开展地表水/地下水的物理-化学-力学特性、储层封闭性和含水层间水力联系评价研究. 就提高透明化表征的准确性而言, 建议基于天-空-地手段获取更多的二氧化碳埋存场地的储层-盖层地质结构信息.

表 1　中国CGUS试验和示范项目[a)]

处置单位/企业	处置地点	处置技术	CO_2年利用/注入量(万吨)	CO_2总利用量(万吨)	产能(万吨/年)	资源总产量(万吨)	CO_2成本(元/吨)	投运年份	2021年状态
国家能源投资集团有限责任公司煤制油分公司	鄂尔多斯盆地	咸水层封存	10	30.26	–	–	249	2011	于2016年停止注入, 监测中
大庆油田	长垣外围树101区块, 海拉尔油田贝14区块	EOR	20	–	–	–	–	2003	运行中
中石化华东分公司	华东油气田真武、花庄、帅垛、草舍和海安区块	EOR	10	40	–	13	–	2005	运行中
吉林油田	大情字井油田	EOR	25	200	–	7.5	166	2008	运行中
胜利油田	东营市胜利油田G89区块	EOR	4	–	–	–	450	2010	运行中
延长石油	陕西榆林靖边油田	EOR	5	13	–	–	120	2013	运行中
中原油田	中原油田	EOR	10	74	–	–	350	2015	运行中
新疆油田	准噶尔盆地新疆油田	EOR	5~10	123.9	1.4~3.9	49.51	800	2015	运行中
长庆油田	陕西省定边县长庆油田姬塬油区	EOR	5	37.6	–	–	–	2017	运行中
胜利油田	东营、淄博	驱油封存	100	100	30	–	–	2022	正式启动建设
中联煤	沁水盆地柿庄区块	ECBM	0.1	–	–	–	–	2004	运行中
中联煤	鄂尔多斯盆地柳林区块	ECBM	0.1	–	–	–	–	2012	运行中

a) 修改自蔡博峰等(2021)

亟待加强对二氧化碳埋存场地的地质演化历史的分析, 以尽量减少地质结构模型的不确定性和失真. 有必要进一步优化插值算法, 以便在不同区域和尺度上对地质结构信息进行精细化表征和预测.

同时, 预测不同类型储层二氧化碳埋存场地的多尺度地质体结构对超临界二氧化碳的注入扰动响应是至关重要的. 一方面, 亟待研究岩石基质在多相流体作用下的物理-化学-力学响应; 另一方面, 亟须探索断裂裂隙系统和地下水流场的注入扰动响应. 在此基础上, 优化不同类型储层二氧化碳地质封存潜力动态评价指标体系, 提出动态预测方法, 最终建立二氧化碳封存的地质适宜性评价指标数据集、智能选址模型和应用示范. 本文建议了地质体结构透明化表征和二氧化碳封存智能选址的研究流程, 如图20所示.

通过区域地质调查、工程地质勘察、水文地质调查、地球物理探测、地球化学分析、宏细观-微纳观多尺度结构观测、地表水/地下水/储层-盖层岩体物理化学力学性质测试等, 建立盆地尺度-场地尺度-岩芯尺度的三维地质结构模型和水文地质结构精细化模型. 基于建立的不同尺度的可视化模型, 提出不同类型二氧化碳埋存场地多尺度三维地质结构透明化表征方法. 通过三维数字岩芯建模, 多场、多相、多过程测试, 大型物理模拟试验, 精细数值模拟, 阐明二氧化碳注入扰动下多尺度地质体结构的响应规律. 通过数据库建设、多源异构数据融合、机器学习、大数据挖掘与人工智能等手段, 提出二氧化碳地质封存潜力的动

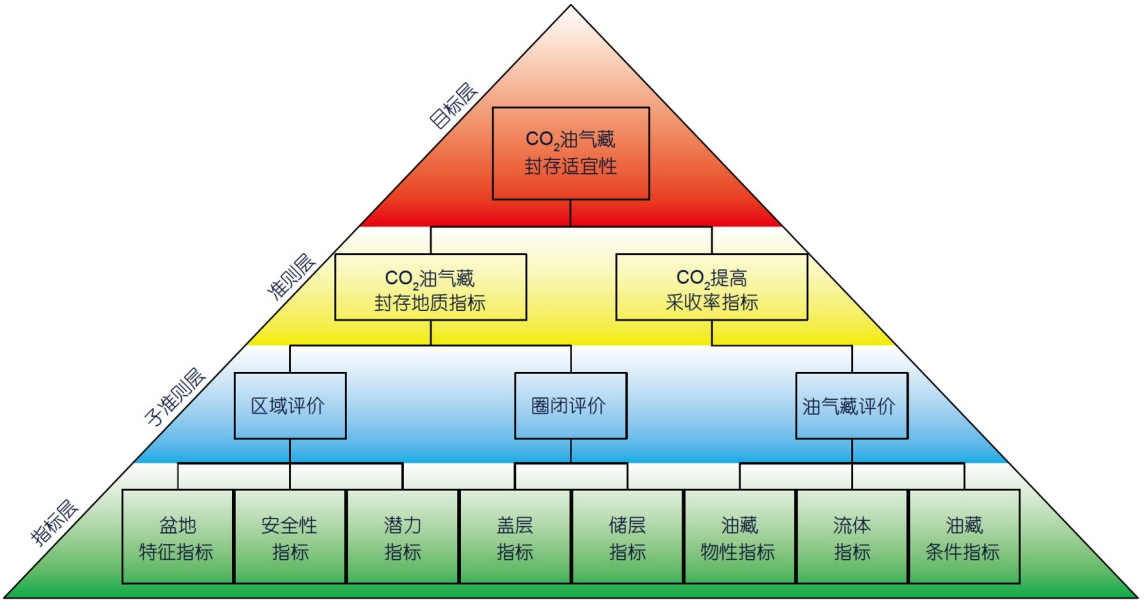

图 19　(网络版彩图)油气藏选址指标和层次分析法

修改自中国21世纪议程管理中心等(2012)

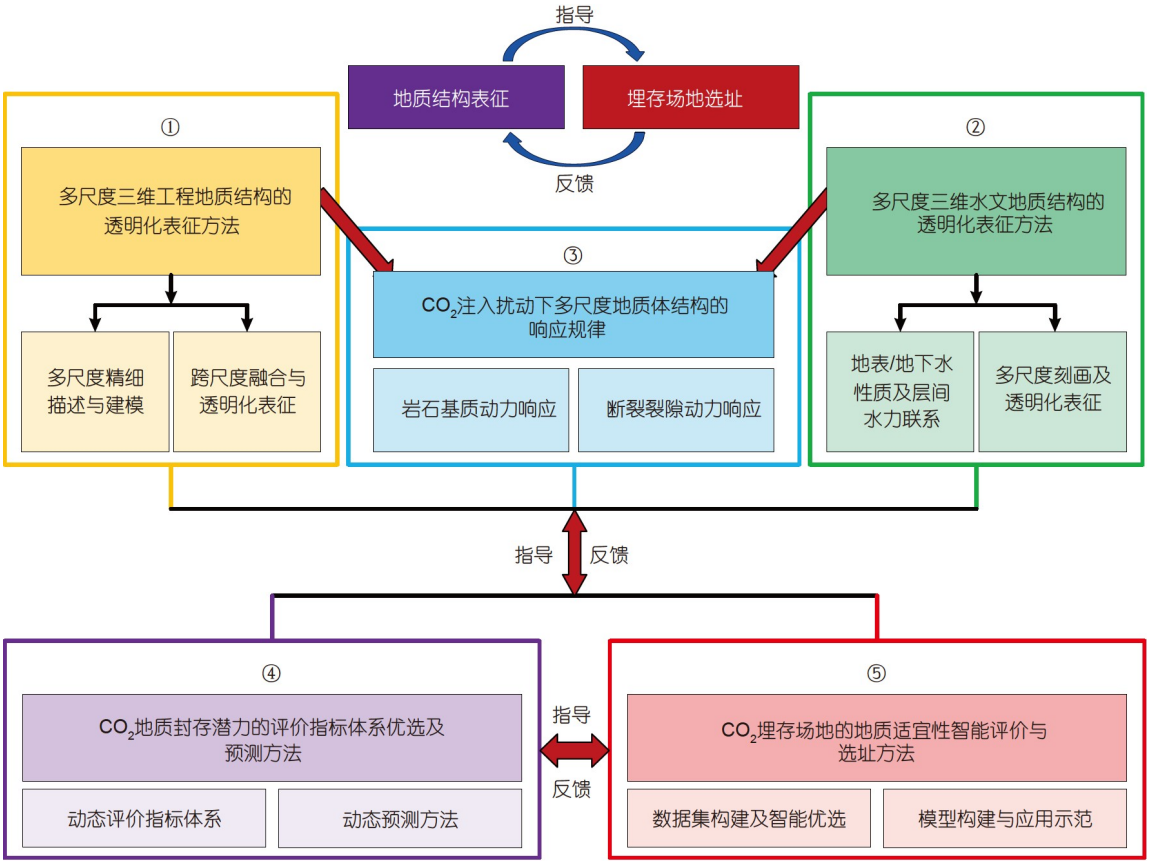

图 20　(网络版彩图)二氧化碳封存的地质体结构透明度化表征与智能选址研究流程

态评价指标体系及动态预测方法, 建立二氧化碳埋存场地的地质适宜性智能评价与选址方法.

8　结论

本文综述了二氧化碳封存的多尺度三维地质体结构表征及埋存场地选址的研究进展. 综述表明, 二氧化碳埋存场地的多尺度三维工程地质结构和水文地质结构透明化表征的系统性、高精度方法不足. 当前研究欠缺对二氧化碳注入扰动下多尺度地质体结构的破裂演化和气液运移过程的清晰认识, 缺乏二氧化碳地质封存潜力动态评价的定量方法. 二氧化碳埋存场地的地质适宜性评价方法适用性受限, 难以满足未来CGUS选址的迫切需求. 亟须开展二氧化碳封存的地质体结构透明化表征和埋存场地智能选址研究, 从而为二氧化碳地质封存多相场长时耦合机制, 二氧化碳驱替提高油、气、热采收率, 源-汇匹配及多资源协同, 安全评价与风险防控等提供关键支撑, 对CGUS工程实践具有重大的理论意义和现实意义.

参考文献

阿里云创新中心、前瞻产业研究院. 2021. 2021年低碳科技白皮书. 技术报告, 10

蔡博峰, 李琦, 张贤, 等. 2021. 中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)——中国CCUS路径研究. 技术报告. 北京: 生态环境部环境规划院, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国21世纪议程管理中心

崔振东. 2010. CO_2地质封存盖层稳定性地质力学评价方法研究. 博士学位论文. 北京: 中国科学院研究生院

刁玉杰, 李旭峰, 金晓琳, 郭建强, 张森琦, 等. 2019. 深部咸水层二氧化碳地质储存勘查评价与工程控制技术. 北京: 地质出版社

刁玉杰, 张森琦, 郭建强, 李旭峰, 范基姣. 2012. 深部咸水层二氧化碳地质储存场地选址储盖层评价. 岩土力学, 33: 2422–2428

刁玉杰, 张森琦, 郭建强, 李旭峰, 张徽. 2011. 深部咸水层CO_2地质储存地质安全性评价方法研究. 中国地质, 38: 786–792

郭建强, 文冬光, 张森琦, 许天福. 2014. 中国二氧化碳地质储存适宜性评价与示范工程. 北京: 地质出版社

郭建强, 张森琦, 刁玉杰. 2011. 深部咸水层CO_2地质储存工程场地选址技术方法. 吉林大学学报(地球科学版), 41: 1084–1091

黄地龙, 柴贺军, 黄润秋. 2001. 岩体结构可视化软件系统研究. 成都理工学院学报, 28: 416–420

科学技术部, 国家发展和改革委员会, 外交部, 教育部, 财政部, 水利部, 农业部, 国家环境保护局, 国家林业局, 中国科学院, 中国气象局, 国家自然科学基金会, 国家海洋局和中国科学技术协会. 2007. 中国应对气候变化科技专项行动

科学技术部社会发展科学技术司, 中国21世纪议程管理中心. 2019. 中国碳捕集、利用与封存技术发展路线图研究(2019). 北京: 科学出版社

李琦, 白冰, 王燕. 2011. 二氧化碳地质封存盆地动力学稳定性分级评价研究成果报告. 武汉: 中国科学院武汉岩土力学研究所, 60

李小春, 魏宁, 方志明, 李琦. 2010. 碳捕集与封存技术有助于提升我国的履约能力. 中国科学院院刊, 25: 170–171

梁凯强, 王宏, 杨红, 康宇龙, 李珊珊. 2018. 二氧化碳地质封存层级和尺度划分标准探讨. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38: 7–8

刘廷, 马鑫, 刁玉杰, 金晓琳, 付杰, 张成龙. 2021. 国内外CO_2地质封存潜力评价方法研究现状. 中国地质调查, 8: 101–108

孟晓红, 王卫民, 姚长利, 胡朝顺. 2001. 地质模型计算机辅助设计原理与应用. 北京: 地质出版社

潘炜, 刘大安, 郭华锋, 程东幸, 钟辉亚, 刘新中. 2005. 向家坝水电站VII坝址三维地质建模研究. 岩土工程学报, 27: 82–87

沈平平, 廖新维. 2009. 二氧化碳地质埋存与提高石油采收率技术. 北京: 石油工业出版社

孙枢. 2006. CO_2地下封存的地质学问题及其对减缓气候变化的意义. 中国基础科学, 3: 17–22

万晓明, 凌丹丹, 马国玺, 马宇梅, 万小红. 2020. 基于GIS的三维水文地质建模及应用——以咸阳市为例. 华南地质, 36: 72–79

王键, 杨剑, 王中原, 宋宝华. 2012. 全球碳捕集与封存发展现状及未来趋势. 环境工程, 30: 118–120

吴冲龙, 何珍文, 翁正平, 刘军旗. 2011. 地质数据三维可视化的属性、分类和关键技术. 地质通报, 30: 642–649

吴冲龙, 刘刚. 2015. “玻璃地球”建设的现状、问题、趋势与对策. 地质通报, 34: 1280–1287

徐卫亚, 孟永东, 田斌, 谈小龙, 刘大文. 2010. 复杂岩质高边坡三维地质建模及虚拟现实可视化. 岩石力学与工程学报, 29: 2385–2397

张洪涛, 文冬光, 李义连, 张家强, 卢进才. 2005. 中国CO_2地质埋存条件分析及有关建议. 地质通报, 24: 1107–1110

张菊明, 孙慧文, 刘承祚. 1995. 局部间断拟合函数在地质曲面分析和显示中的应用. 中国数学地质进展. 北京: 地质出版社

张森琦. 2011. 中国二氧化碳地质储存地质基础及场地地质评价. 北京: 地质出版社

张森琦, 刁玉杰, 程旭学, 张晓娟, 张杨, 郑宝峰, 赵学亮. 2010. 二氧化碳地质储存逃逸通道及环境监测研究. 冰川冻土, 32: 1251–1261

张森琦, 郭建强, 刁玉杰, 张徽, 贾小丰, 张杨. 2017. 规模化深部咸水含水层CO_2地质储存选址方法研究. 中国地质, 38: 1640–1651

张贤, 李阳, 马乔, 刘玲娜. 2021. 我国碳捕集利用与封存技术发展研究. 中国工程科学, 23: 70–80

张玉军, 张维庆. 2010. 孔隙率的应力-剪胀依存性对CO_2地层注入热-气-应力耦合影响的数值分析. 岩石力学与工程学报, 29: 1774–1781

中国21世纪议程管理中心, 中国地质调查局水文地质与环境地质调查中心, 等. 2012. 中国二氧化碳地质封存选址指南研究. 北京: 地质出版社

中联煤层气有限公司, 艾伯塔研究理事会, 等. 2008. 中国二氧化碳注入提高煤层气采收率先导性试验技术. 北京: 地质出版社

钟登华, 李明超, 杨建敏. 2005. 复杂工程岩体结构三维可视化构造及其应用. 岩石力学与工程学报, 24: 575–580

Ajayi T, Gomes J S, Bera A. 2019. A review of CO_2 storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. Pet Sci, 16: 1028–1063

Aminu M D, Nabavi S A, Rochelle C A, Manovic V. 2017. A review of developments in carbon dioxide storage. Appl Energy, 208: 1389–1419

Anderson S T. 2017. Risk, liability, and economic issues with long-term CO_2 storage—A review. Nat Resour Res, 26: 89–112

Bachu S, Adams J J. 2003. Sequestration of CO_2 in geological media in response to climate change: Capacity of deep saline aquifers to sequester CO_2 in solution. Energy Convers Manage, 44: 3151–3175

Bachu S, Bonijoly D, Bradshaw J, Burruss R, Holloway S, Christensen N P, Mathiassen O M. 2007. CO_2 storage capacity estimation: Methodology and gaps. Int J Greenh Gas Control, 1: 430–443

Bachu S, Shaw J C, Pearson R M. 2004. Estimation of oil recovery and CO_2 storage capacity in CO_2 EOR incorporating the effect of underlying aquifers: SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma: ASPE

Bai H, Zhang Q L, Li Z M, Li B F, Zhu D, Zhang L Y, Lv G Z. 2019. Effect of fracture on production characteristics and oil distribution during CO_2 Huff-n-Puff under tight and low-permeability conditions. Fuel, 246: 117–125

Bai M M, Zhang Z C, Fu X F. 2016. A review on well integrity issues for CO_2 geological storage and enhanced gas recovery. Renew Sustain Energy Rev, 59: 920–926

Bickle M J. 2009. Geological carbon storage. Nat Geosci, 2: 815–818

Calcagno P, Chilès J P, Courrioux G, Guillen A. 2008. Geological modelling from field data and geological knowledge. Phys Earth Planet Inter, 171: 147–157

Castelletto N, Teatini P, Gambolati G, Bossie-Codreanu D, Vincké O, Daniel J M, Battistelli A, Marcolini M, Donda F, Volpi V. 2013. Multiphysics modeling of CO_2 sequestration in a faulted saline formation in Italy. Adv Water Resour, 62: 570–587

Chen Y Q, Nagaya Y, Ishida T. 2015. Observations of fractures induced by hydraulic fracturing in anisotropic granite. Rock Mech Rock Eng, 48: 1455–1461

CSLF. 2005. A taskforce for review and development of standards with regards to storage capacity measurement. 16, https://www.cslforum.org/documents/Taskforce_Storage_Capacity_Estimation_Version_2.pdf

CSLF. 2007. Estimation of CO_2 storage capacity in geological media. 43, https://api.semanticscholar.org/CorpusID:13596936

Diao Y J, Zhu G W, Li X F, Bai B, Li J, Wang Y S, Zhao X L, Zhang B. 2020. Characterizing CO_2 plume migration in multi-layer reservoirs with strong heterogeneity and low permeability using time-lapse 2D VSP technology and numerical simulation. Int J Greenh Gas Control, 92: 102880

Elyasi A, Goshtasbi K, Hashemolhosseini H. 2016. A coupled thermo-hydro-mechanical simulation of reservoir CO_2 enhanced oil recovery. Energy Environ, 27: 524–541

Espinoza D N, Santamarina J C. 2017. CO_2 breakthrough—Caprock sealing efficiency and integrity for carbon geological storage. Int J Greenh Gas Control, 66: 218–229

Fornel A, Estublier A. 2013. To a dynamic update of the sleipner CO_2 storage geological model using 4D seismic data. Energy Procedia, 37: 4902–4909

Gale J. 2004. Geological storage of CO_2: What do we know, where are the gaps and what more needs to be done? Energy, 29: 1329–1338

Gan M G, Zhang L W, Miao X X, Oladyshkin S, Cheng X W, Wang Y, Shu Y T, Su X B, Li X C. 2020. Application of computed tomography (CT) in geologic CO_2 utilization and storage research: A critical review. J Nat Gas Sci Eng, 83: 103591

Gan Q, Elsworth D. 2014. Analysis of fluid injection-induced fault reactivation and seismic slip in geothermal reservoirs. J Geophys Res-Solid Earth, 119: 3340–3353

Ghiglieri G, Carletti A, Da Pelo S, Cocco F, Funedda A, Loi A, Manta F, Pittalis D. 2016. Three-dimensional hydrogeological reconstruction based on geological depositional model: A case study from the coastal plain of Arborea (Sardinia, Italy). Eng Geol, 207: 103–114

Ghiglieri G, Pistis M, Abebe B, Azagegn T, Asresahagne Engidasew T, Pittalis D, Soler A, Barbieri M, Navarro-Ciurana D, Carrey R, Puig R, Carletti A, Balia R, Haile T. 2020. Three-dimensional hydrostratigraphical modelling supporting the evaluation of fluoride enrichment in groundwater: Lakes basin (Central Ethiopia). J Hydrol-Regional Studies, 32: 100756

Godec M, Koperna G, Petrusak R, Oudinot A. 2014. Enhanced gas recovery and CO_2 storage in gas shales: A summary review of its status and potential. Energy Procedia, 63: 5849–5857

Goodman A, Hakala A, Bromhal G, Deel D, Rodosta T, Frailey S, Small M, Allen D, Romanov V, Fazio J, Huerta N, McIntyre D, Kutchko B, Guthrie G. 2011. U.S. DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the

national and regional scale. Int J Greenh Gas Control, 5: 952–965

Gou Y, Hou Z M, Li M T, Feng W T, Liu H J. 2016. Coupled thermo-hydro-mechanical simulation of CO_2 enhanced gas recovery with an extended equation of state module for TOUGH2MP-FLAC3D. J Rock Mech Geotech Eng, 8: 904–920

Gunter W D, Gentzis T, Rottenfusser B A, Richardson R J H. 1997. Deep coalbed methane in Alberta, Canada: A fuel resource with the potential of zero greenhouse gas emissions. Energy Convers Manage, 38: S217–S222

Hasnan H K, Sheppard A, Amir Hassan M H, Knackstedt M, Abdullah W H. 2020. Digital core analysis: Improved connectivity and permeability characterization of thin sandstone layers in heterolithic rocks. Mar Pet Geol, 120: 104549

Hassen I, Gibson H, Hamzaoui-Azaza F, Negro F, Rachid K, Bouhlila R. 2016. 3D geological modeling of the Kasserine Aquifer System, Central Tunisia: New insights into aquifer-geometry and inter-connections for a better assessment of groundwater resources. J Hydrol, 539: 223–236

He Z G, Li G S, Tian S C, Wang H Z, Shen Z H, Li J B. 2016. SEM analysis on rock failure mechanism by supercritical CO_2 jet impingement. J Pet Sci Eng, 146: 111–120

Hoek E. 1983. Strength of jointed rock masses. Géotechnique, 33: 187–223

Huang T, Pang Z, Li Z, Li Y, Hao Y. 2020. A framework to determine sensitive inorganic monitoring indicators for tracing groundwater contamination by produced formation water from shale gas development in the Fuling Gasfield, SW China. J Hydrol, 581: 124403

IEA. 2009. Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage. Paris: OECD/IEA Publishing

IPCC. 2014. Climate Change 2014: Synthesis Report. 2014. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva: IPCC

IPCC. 2021. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press

Ishida T, Niwa T, Aoyagi K, Yamakawa A, Chen Y, Fukahori D, Murata S, Chen Q, Nakayamaet Y. 2012. AE monitoring of hydraulic fracturing laboratory experiment with supercritical and liquid state CO_2. ISRM International Symposium-EUROCK 2012. OnePetro

Jia B, Tsau J S, Barati R. 2019. A review of the current progress of CO_2 injection EOR and carbon storage in shale oil reservoirs. Fuel, 236: 404–427

Jones R R, McCaffrey K J W, Clegg P, Wilson R W, Holliman N S, Holdsworth R E, Imber J, Waggott S. 2009. Integration of regional to outcrop digital data: 3D visualisation of multi-scale geological models. Comput Geosci, 35: 4–18

Kaufmann O, Martin T. 2008. 3D geological modelling from boreholes, cross-sections and geological maps, application over former natural gas storages in coal mines. Comput Geosci, 34: 278–290

Kelektsoglou K. 2018. Carbon capture and storage: A review of mineral storage of CO_2 in greece. Sustainability, 10: 4400

Kelemen P, Benson S M, Pilorgé H, Psarras P, Wilcox J. 2019. An overview of the status and challenges of CO_2 storage in minerals and geological formations. Front Clim, 1: 9

Kelly S, El-Sobky H, Torres-Verdín C, Balhoff M T. 2016. Assessing the utility of FIB-SEM images for shale digital rock physics. Adv Water Resour, 95: 302–316

Kharaka Y K, Cole D R, Hovorka S D, Gunter W D, Knauss K G, Freifeld B M. 2006. Gas-water-rock interactions in Frio Formation following CO_2 injection: Implications for the storage of greenhouse gases in sedimentary basins. Geology, 34: 577–580

Kim H, Sandersen P B E, Jakobsen R, Kallesøe A J, Claes N, Blicher-Mathiesen G, Foged N, Aamand J, Hansen B. 2021. A 3D hydrogeochemistry model of nitrate transport and fate in a glacial sediment catchment: A first step toward a numerical model. Sci Total Environ, 776: 146041

Kong Y L, Pang Z H, Pang J M, Li J, Lyu M, Pan S. 2020. Fault-affected fluid circulation revealed by hydrochemistry and isotopes in a large-scale utilized geothermal reservoir. Geofluids, 2020: 1–13

Kumar H, Elsworth D, Liu J, Pone D, Mathews J P. 2015. Permeability evolution of propped artificial fractures in coal on injection of CO_2. J Pet Sci Eng, 133: 695–704

Li C, Laloui L. 2016. Coupled multiphase thermo-hydro-mechanical analysis of supercritical CO_2 injection: Benchmark for the In Salah surface uplift problem. Int J Greenh Gas Control, 51: 394–408

Li L, Zhao N, Wei W, Sun Y H. 2013. A review of research progress on CO_2 capture, storage, and utilization in Chinese Academy of Sciences. Fuel, 108: 112–130

Li Q, Ma J L, Fei W B, Niu Z Y, Jing M, Wei X C, Li X C. 2017. Coupling of ABAQUS and ECLIPSE for thermo-hydro-geomechanical modeling of fluid flow and rock deformation associated with carbon dioxide geological sequestration. Wuhan: 15th International Conference of the International Association for Computer Methods and Advances in Geomechanics (15th IACMAG). ACM

Li Q, Wu Z, Lei X L, Murakami Y, Satoh T. 2007. Experimental and numerical study on the fracture of rocks during injection of CO_2-saturated water. Environ Geol, 51: 1157–1164

Li Q, Wu Z S, Li X C, Ohsumi T, Koide H. 2002. Numerical simulation on crust deformation due to CO_2 sequestration in deep aquifers. J Appl Mech, 5: 591–600

Li X C, Wei N, Liu Y F, Fang Z, Dahowski R T, Davidson C L. 2009. CO_2 point emission and geological storage capacity in China. Energy Procedia, 1: 2793–2800

Li Z B, Huang T M, Wang G, Long Y, Zhang F, Pang Z H. 2022. A conceptual model for correcting groundwater ^{14}C age. Appl Geochem, 143: 105360

Liu D A, Zhang J M, Wang S J. 2002. Constrained fitting of faulted bedding planes for three-dimensional geological modeling. Adv Eng Software, 33: 817–824

Liu H H, Zhang G X, Yi Z L, Wang Y X. 2013. A permeability-change relationship in the dryout zone for CO_2 injection into saline aquifers. Int J Greenh Gas Control, 15: 42–47

Lu Z T, Schlosser P, Smethie Jr. W M, Sturchio N C, Fischer T P, Kennedy B M, Purtschert R, Severinghaus J P, Solomon D K, Tanhua T, Yokochi R. 2014. Tracer applications of noble gas radionuclides in the geosciences. Earth-Sci Rev, 138: 196–214

Luquot L, Gouze P. 2009. Experimental determination of porosity and permeability changes induced by injection of CO_2 into carbonate rocks. Chem Geol, 265: 148–159

Mallet J L. 2002. Geo-Modeling. New York: Oxford University Press

Metz B, Davidson O, Coninck H D, Loos M, Meyer L. 2005. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge: Cambridge University Press. 431

Michael K, Golab A, Shulakova V, Ennis-King J, Allinson G, Sharma S, Aiken T. 2010. Geological storage of CO_2 in saline aquifers—A review of the experience from existing storage operations. Int J Greenh Gas Control, 4: 659–667

Moore R R, Johnson S E. 2001. Three-dimensional reconstruction and modelling of complexly folded surfaces using Mathematica. Comput Geosci, 27: 401–418

Moore T A. 2012. Coalbed methane: A review. Int J Coal Geol, 101: 36–81

Nguyen B N, Hou Z S, Bacon D H, Murray C J, White M D. 2016. Three-dimensional modeling of the reactive transport of CO_2 and its impact on geomechanical properties of reservoir rocks and seals. Int J Greenh Gas Control, 46: 100–115

Pan Z J, Ye J P, Zhou F B, Tan Y L, Connell L D, Fan J J. 2018. CO_2 storage in coal to enhance coalbed methane recovery: A review of field experiments in China. Int Geol Rev, 60: 754–776

Pang Z H, Li Y M, Yang F T, Duan Z F. 2012. Geochemistry of a continental saline aquifer for CO_2 sequestration: The Guantao formation in the Bohai Bay Basin, North China. Appl Geochem, 27: 1821–1828

Preisig M, Prévost J H. 2011. Coupled multi-phase thermo-porome-chanical effects. Case study: CO_2 injection at In Salah, Algeria. Int J Greenh Gas Control, 5: 1055–1064

Rani S, Padmanabhan E, Prusty B K. 2019. Review of gas adsorption in shales for enhanced methane recovery and CO_2 storage. J Pet Sci Eng, 175: 634–643

Ringrose P, Bentley M. 2015. Reservoir Model Design: A Practitioner's Guide. Berlin: Springer Press

Rutqvist J, Rinaldi A P, Cappa F, Jeanne P, Mazzoldi A, Urpi L, Guglielmi Y, Vilarrasa V. 2016. Fault activation and induced seismicity in geological carbon storage—Lessons learned from recent modeling studies. J Rock Mech Geotech Eng, 8: 789–804

Saliya K, Grgic D, Giot R, Giraud A. 2015. Thermo-hydro-mechanical modeling with Langmuir's adsorption isotherm of the CO_2 injection in coal. Int J Numer Anal Meth Geomech, 39: 594–617

Shinn Y J, Lee H S, Lee Y, Song I, Park M H. 2020. 3D grid based screening process for large-scale CO_2 geological storage in Gunsan Basin, Yellow Sea, Korea. Int J Greenh Gas Control, 99: 103062

Sirakov N M, Muge F H. 2001. A system for reconstructing and visualising three-dimensional objects. Comput Geosci, 27: 59–69

Soleimani M, Shokri B J. 2015. 3D static reservoir modeling by geostatistical techniques used for reservoir characterization and data integration. Environ Earth Sci, 74: 1403–1414

Soong Y, Howard B H, Hedges S W, Haljasmaa I, Warzinski R P, Irdi G, McLendon T R. 2014. CO_2 sequestration in saline formation. Aerosol Air Qual Res, 14: 522–532

Sprenger M, Stumpp C, Weiler M, Aeschbach W, Allen S T, Benettin P, Dubbert M, Hartmann A, Hrachowitz M, Kirchner J W, McDonnell J J, Orlowski N, Penna D, Pfahl S, Rinderer M, Rodriguez N, Schmidt M, Werner C. 2019. The demographics of water: A review of water ages in the critical zone. Rev Geophys, 57: 800–834

Sundal A, Miri R, Ravn T, Aagaard P. 2015. Modelling CO_2 migration in aquifers; considering 3D seismic property data and the effect of site-typical depositional heterogeneities. Int J Greenh Gas Control, 39: 349–365

Thanh H V, Sugai Y, Nguele R, Sasaki K. 2019. Integrated workflow in 3D geological model construction for evaluation of CO_2 storage capacity of a fractured basement reservoir in Cuu Long Basin, Vietnam. Int J Greenh Gas Control, 90: 102826

Tian H L, Xu T F, Li Y, Yang Z J, Wang F G. 2015. Evolution of sealing efficiency for CO_2 geological storage due to mineral alteration within a hydrogeologically heterogeneous caprock. Appl Geochem, 63: 380–397

Turner A K. 2006. Challenges and trends for geological modelling and visualisation. Bull Eng Geol Environ, 65: 109–127

Umar B A, Gholami R, Nayak P, Shah A A, Adamu H. 2020. Regional and field assessments of potentials for geological storage of CO_2: A case study of the Niger Delta Basin, Nigeria. J Nat Gas Sci Eng, 77: 103195

van der Meer L G H (Bert), Yavuz F. 2009. CO_2 storage capacity calculations for the Dutch subsurface. Energy Procedia, 1: 2615–2622

Vilarrasa V, Bolster D, Olivella S, Carrera J. 2010. Coupled hydromechanical modeling of CO_2 sequestration in deep saline aquifers. Int J Greenh Gas Control, 4: 910–919

Vilarrasa V, Rinaldi A P, Rutqvist J. 2017. Long-term thermal effects on injectivity evolution during CO_2 storage. Int J Greenh Gas Control, 64: 314–322

Warner N R, Jackson R B, Darrah T H, Osborn S G, Down A, Zhao K G, White A, Vengosh A. 2012. Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania. Proc Natl Acad Sci USA, 109: 11961–11966

Wong S, Law D, Deng X H, Robinson J, Kadatz B, Gunter W D, Ye J P, Feng S L, Fan Z Q. 2006. Enhanced coalbed methane—Micro-pilot test at South Qinshui, Shanxi, China. Trondheim: Proceedings of the 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies

Wu Q, Xu H, Zou X K, Lei H Z. 2015. A 3D modeling approach to complex faults with multi-source data. Comput Geosci, 77: 126–137

Xiao S N, Praditia T, Oladyshkin S, Nowak W. 2021. Global sensitivity analysis of a $CaO/Ca(OH)_2$ thermochemical energy storage model for parametric effect analysis. Appl Energy, 285: 116456

Yang F, Pang Z, Lin L, Jia Z, Zhang F, Duan Z, Zong Z. 2013. Hydrogeochemical and isotopic evidence for trans-formational flow in a sedimentary basin: Implications for CO_2 storage. Appl Geochem, 30: 4–15

Zahid U, Lim Y, Jung J, Han C. 2011. CO_2 geological storage: A review on present and future prospects. Korean J Chem Eng, 28: 674–685

Zanchi A, Donatis M D, Gibbs A, Mallet J L. 2009. Imaging geology in 3D. Comput Geosci, 35: 1–3

Zhang X W, Lu Y Y, Tang J R, Zhou Z, Liao Y. 2017. Experimental study on fracture initiation and propagation in shale using supercritical carbon dioxide fracturing. Fuel, 190: 370–378

Zou Y S, Li S H, Ma X F, Zhang S C, Li N, Chen M. 2018. Effects of CO_2-brine-rock interaction on porosity/permeability and mechanical properties during supercritical-CO_2 fracturing in shale reservoirs. J Nat Gas Sci Eng, 49: 157–168

(责任编委: 朱茂炎)