

非均质咸水层中 CO₂ 地质封存热-水-气-力耦合数值模拟

廖晋^{1,2}, 李才², 杨其辉³, 金澳涵³, 王全荣^{3*}

1. 中国地质大学(武汉)资源学院, 湖北 武汉 430078

2. 中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海口 570100

3. 中国地质大学(武汉)环境学院, 湖北 武汉 430078

摘要: 深入理解储层非均质性及多场耦合效应对于准确评估封存过程中 CO₂ 运移、转化及封存机制具有重要意义。本文综合考虑了气-水两相流动机制、储层孔渗结构的动态演化及非等温条件下温度对 CO₂ 物性的影响, 构建了热-水-气-力耦合模型, 旨在探讨非均质咸水层中 CO₂ 的迁移动态与封存效率。模拟结果表明, 储层非均质性对平均孔隙压力的积聚具有显著影响, 低孔隙度地层中孔隙压力增幅约为 1.96 MPa, 而较高孔隙度地层中仅为约 1.64 MPa, 进而影响了 CO₂ 的物性参数与运移路径。同时, 热锋的最大迁移距离仅为约 161 m, 而 CO₂ 羽流的最大横向迁移距离可达约 1782 m。在 CO₂ 注入过程中, 储层渗透率和孔隙度分别以约 1.01-1.13 的比率和 2.10%-12.8% 的幅度变化, 且低渗储层的孔渗结构对压力扰动更为敏感。在低渗非均质储层中, CO₂ 最大封存效率系数约为 0.88, 显著高于高渗储层, 证明了在此类地层中保持低于岩石破裂压力的注气速率有助于提升 CO₂ 的有效封存能力与长期稳定性。

关键词: CO₂ 地质封存; 非均质咸水层; 热-水-气-力耦合; 数值分析

中图分类号: X701; P75

收稿日期: 2025-07-19

0 引言

CO₂ 地质封存是缓解全球变暖引起的气候变化和实现碳中和目标的最有效技术之一 (Allen et al., 2025; 文冬光 et al., 2014)。过去三十年里, 该技术已在全球范围内得到广泛研究与应用。通常, CO₂ 首先从气藏或大型工业排放源中捕集, 如基于化石燃料的火力发电厂、水泥厂及钢铁厂等 (Kim et al., 2019; Lin et al., 2024)。随后, 捕集的 CO₂ 被注入地下深部地质构造中进行长期封存, 常见的封存场址包括枯竭或废弃的油气藏、深部咸水层及不可开采的煤层 (Nath et al., 2024; 蒋恕 et al., 2023)。相比之下, 深层咸水含水层因其广泛分布、储量丰富, 被认为是最具潜力的 CO₂ 地质封存场所之一 (Bachu, 2015; 梁涛 et al., 2024)。然而, 深部咸水层常由多种岩性组成, 普遍发育裂缝、断层等构造, 导致孔隙度与渗透率分布不均, 表现出强烈的非均质性 (Pettersson et al., 2022; 袁哲 et al., 2024)。这种由非均质性引起的空间迁移特征对 CO₂ 在地层中的运移行为造成显著影响, 增加了多相流过程的复杂性, 从而给安全与高效的碳封存带来挑战 (Kim et al., 2019; Wei et al., 2025; 盛丹娜 et al., 2025)。在 CO₂ 注入初期, 构造与毛细力捕集机制通常占主导地位, 对初始封存行为产生决定性影响 (Bashir et al., 2024; Massarweh and Abushaikh, 2024)。然而, 这些捕集机制多发生于地质时间尺度, 其演化过程常伴随孔隙度与渗透率等储层参数的动态变化, 导致对封存过程中复杂物理过程的理解变得尤为困难。

已有大量室内实验研究针对不同类型的非均质岩心样品, 揭示了孔隙度与渗透率的空间变异性对 CO₂ 分布的显著影响 (Ali et al., 2022; Fujii et al., 2024; Shi et al., 2011)。然而, 室内实验通常依赖于有限的岩心样本, 这些样本采集成本高昂, 且往往无法代表整个咸水层的地质特征 (Ershadnia et al., 2020; Pavan et al., 2024)。事实

基金项目: 本文为“中国海油南海油气能源院士工作站”科研项目成果, 受中国海油有限公司综合科研项目《莺琼盆地 CO₂ 与地热能综合利用关键技术研究》(合同编号 KJZH-2023-2203) 及海南省科技专项资助项目《莺-琼盆地 CO₂ 地质封存关键技术研究》(编号 ZDYF2024GXJS037) 资金联合资助。

第一作者简介: 廖晋 (1979-), 男, 资源勘查工程专业, 高级工程师, 现任中海石油(中国)有限公司海南分公司科技与信息化部经理, 中国海油南海油气能源院士工作站站长, 主要从事海上油气勘探开发研究及管理工作。E-mail: liaoj@cnooc.com.cn

*通信作者: 王全荣 (1984-), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事 CO₂ 地质封存、多相流过程数值模拟等方面研究。E-mail: wangqr@cug.edu.cn, ORCID: 0000-0002-6560-6340

上, 地层中的非均质性具有明显的尺度效应, 从实验室尺度下观察到的微孔隙结构延伸至储层尺度下的宏观孔隙体系, 空间变异程度大, 必须通过尺度放大方法对流体分布特征进行研究, 才能更准确地评估深部咸水层中的 CO₂ 封存容量 (Hosseini et al., 2024; Li and Benson, 2015)。Guo et al. (2017) 和 Keykhosravi et al. (2025) 的实验研究揭示了考虑地层岩石物理性质的小尺度变化在预测气体分布和准确羽流厚度方面的重要性。此外, 由于孔隙压力增加, 在低渗透条件下注气期间, 地层的孔隙度和渗透率会发生显著变化。Pini and Benson (2017) 和 Jonk et al. (2022) 的研究表明, 地层物性参数 (包括孔隙度与渗透率) 的变化也导致毛细管压力呈现非均质性特征, 这种毛细管非均质性会形成气体运移障碍, 限制羽流扩展范围, 进而影响封存效率与安全性。总之, 在 CO₂ 地质封存过程中, 有必要全面考虑岩石物理参数 (如孔隙度、渗透率及毛细作用) 的内在非均质性特征, 以提高气体迁移与储存行为的模拟准确性。

为研究非均质深部咸水层中 CO₂ 羽流动态, 本研究综合考虑气-水两相流动机制、储层孔隙度与渗透率的动态演化过程、以及非等温条件下温度对 CO₂ 物性参数 (密度、粘度、比热容和热导率) 的影响, 并引入 Leverett J 函数将毛细管压力有效扩展至场地尺度, 表征其非均质介质中的空间分布及其耦合效应。在此基础上, 构建了耦合热-水-气-力过程的两相流数值模型, 用以模拟和评估非均质咸水层中 CO₂ 地质封存的动态演化特征及封存效率。

1 概念模型

假设目标咸水层位于地下 1000 m 深度, 长 5000 m, 厚 100 m; 地温梯度为 25 K/km, 地表温度为 288.15 K, 因此, 储层的温压条件可以保证 CO₂ 处于超临界态 (压力 > 7.38 MPa, 温度 > 31.1 °C), 有利于 CO₂ 地质封存 (Bashir 等, 2024; Pavan 等, 2024)。CO₂ 注入非均质咸水层后, 克服毛细管压力向上运移, 在盖层下方积聚, 形成富二氧化碳羽流。该迁移过程主要受浮力驱动, 同时受到注入的 CO₂ 与咸水之间密度差所引起的粘滞力的影响, 如图 1 所示。

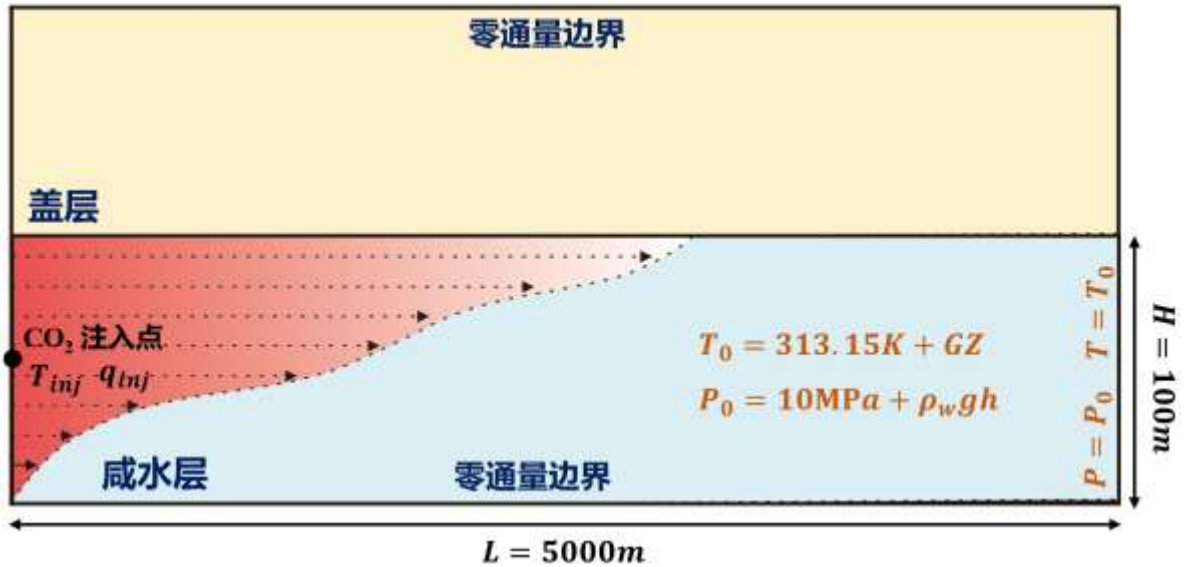


图 1 CO₂ 深部咸水层封存概念模型示意图

Fig.1 Schematic diagram of the conceptual model for CO₂ storage in deep saline aquifers

2 数学模型

2.1 控制方程

根据多孔介质中多相 (水相和 CO₂ 相) 流体的质量守恒关系, 描述 CO₂ 流动规律的连续性方程:

$$-\frac{\partial(\phi\rho_w s_w)}{\partial t} = \nabla \cdot (\rho_w u_w) \quad (1)$$

$$-\frac{\partial(\phi\rho_{CO_2} s_{CO_2})}{\partial t} = \nabla \cdot (\rho_{CO_2} u_{CO_2}) \quad (2)$$

式中, ϕ 为储层孔隙度[-]; ρ_w 和 ρ_{CO_2} 分别为水相和 CO_2 相的密度[kg/m³]; u_w 和 u_g 分别为水相和 CO_2 相的渗流速度[m/d]; t 为时间[d]。当考虑重力作用时, 水相和气相的渗流速度可用达西定律分别表示为:

$$u_w = -\frac{k k_{rw}}{\mu_w} (\nabla p_w - \rho_w g) \quad (3)$$

$$u_{CO_2} = -\frac{k k_{rCO_2}}{\mu_{CO_2}} (\nabla p_{CO_2} - \rho_{CO_2} g) \quad (4)$$

式中, k 为多孔介质的绝对渗透率[m²]; k_{rw} 和 k_{rg} 分别为水相、气相的相对渗透率[-]; μ_w 和 μ_{CO_2} 分别为水相和气相的动力粘度[Pa·s]; ∇p_w 和 ∇p_{CO_2} 分别为水相和 CO_2 相的压力梯度[Pa]; g 为重力加速度[m/s²]。

储层中水相和 CO_2 相的饱和度满足如下关系:

$$s_w + s_{CO_2} = 1 \quad (5)$$

式中, s_w 为水的饱和度[-]; s_{CO_2} 为 CO_2 饱和度[-]。

在毛细力的作用下, 非润湿相和润湿相之间会产生压力差:

$$p_c(s_w) = p_{nw} - p_w \quad (6)$$

式中, p_c 为毛细管压力[Pa]; p_w 湿润相压力[Pa]; p_{nw} 为非润湿相压力[Pa]。由孔隙度和渗透率变化导致的毛管压力非均质性会影响微尺度的流动动力学。本文使用 Leverett J 函数(Leverett, 1941)计算了随孔隙度和渗透率变化的毛管压力:

$$J(s_w) = 0.1 \times s_e^{\left(-\frac{1}{\lambda}\right)} \quad (7)$$

$$p_c(s_w) = \beta \cdot J(s_w) \sqrt{\frac{\phi}{k}} \quad (8)$$

式中, $J(s_w)$ 为 Leverett J 函数; β 为 Leverett J 函数的放缩因子。水相和 CO_2 相的相对渗透率是使用 Brook-Corey 关系式(Brooks and Corey, 1966)计算的:

$$k_{rw} = s_e^{\left(\frac{2+3\lambda}{\lambda}\right)} \quad (9)$$

$$k_{rg} = (1 - s_e)^2 \left(1 - s_e^{\left(\frac{2+\lambda}{\lambda}\right)}\right) \quad (10)$$

$$s_e = \left(\frac{s_w - s_{wr}}{1 - s_{wr} - s_{gr}}\right) \quad (11)$$

式中, s_e 为有效饱和度[-], s_{wr} 为残余水饱和度[-], s_{gr} 为残余气饱和度[-]。

在 CO_2 注入过程中, 注入井附近不断压力积聚, 进而引起含水层孔隙度与渗透率的变化, 孔隙度和渗透率与孔隙压力之间的关系为(Dong et al., 2010; Pavan et al., 2024):

$$\phi = \phi_0 e^{c_\phi(p-p_0)} \quad (12)$$

$$k = k_0 e^{c_k(p-p_0)} \quad (13)$$

式中, ϕ_0 为储层的初始孔隙度[-]; k_0 为储层的初始渗透率[m²]; p_0 为储层的初始压力[Pa]; c_ϕ 和 c_k 分别为储层的孔隙压缩系数[1/Pa]和渗透率压缩系数[1/Pa]。

考虑非等温条件对 CO_2 注入过程的影响, 根据能量守恒定律, 刻画储层中非稳态热传导-对流过程的方程为:

$$(\rho C_p)_{eff} \frac{\partial T}{\partial t} + (\rho_w C_{pw} u_w + \rho_g C_{pg} u_g) \cdot \nabla T - \nabla \cdot (\lambda_{eff} \nabla T) = Q_T \quad (14)$$

$$(\rho C_p)_{eff} = \phi(\rho_w C_{pw} s_w + \rho_g C_{pg} s_g) + (1 - \phi) \rho_r C_{pr} \quad (15)$$

$$\lambda_{eff} = \phi(\lambda_w s_w + \lambda_g s_g) + (1 - \phi) \lambda_r \quad (16)$$

式中, T 为温度[K]; C_{pw} 、 C_{pg} 和 C_{pr} 分别为水、 CO_2 和岩石的比热容[J/(kg·K)]; Q_T 为体积热源项[W/m³]; ρ_r 为岩石密度[kg/m³]; λ_{eff} 为有效热导率[W/(m·K)]; λ_w 、 λ_g 和 λ_r 分别水、 CO_2 和岩石的热导率 W/(m·K)。

由于注入的 CO₂ 的温度与初始地层温度的差异，因此：

$$Q_h = C_{pg} \times M_{inj} \times (T_{inj} - T) \quad (17)$$

式中， M_{inj} 为 CO₂ 注入的质量通量[kg/m/s]； T_{inj} 为注入 CO₂ 的温度[K]。考虑到深部井筒半径较小，为简化模型计算，本研究采用点质量源作为近似替代，并借助 COMSOL Multiphysics® 的“井接口”功能加以实现，其中井筒半径设定为 0.1 m。

由于注入的 CO₂ 的物性参数受储层中压力和温度变化的影响，因此本文将 CO₂ 的物性参数（粘度、密度、比热容和热导率）确定为温度和压力的函数(Gudala et al., 2023; Qu et al., 2017)，所采用的本构关系适用于 15 MPa-40 MPa 的压力范围和 273 K-553 K 的温度范围，方程如下：

$$\mu_g(T, p_g) = \left[\begin{array}{c} 7.14 \times 10^{-9} T^2 - 5.642 \times 10^{-6} T - 5.71 \times 10^{-9} p_g^2 \\ + 2.186 \times 10^{-6} p_g + 0.0011 \end{array} \right] \quad (18)$$

$$\rho_g(T, p_g) = \left[\begin{array}{c} 0.00036 T^3 - 0.3693 T^2 + 122 T - 0.333 p_g^2 \\ + 32.54 p_g - 12720 \end{array} \right] \quad (19)$$

$$C_{pg}(T, p_g) = \left[\begin{array}{c} -4.9 \times 10^{-5} T^3 + 0.084 T^2 - 49.11 T + 0.47 p_g^3 \\ - 42.1 p_g^2 + 1200 p_g + 276.3 \end{array} \right] \quad (20)$$

$$\lambda_g(T, p_g) = \left[\begin{array}{c} -1.75 \times 10^{-8} T^3 + 2.29 \times 10^{-5} T^2 - 0.01 T \\ - 1.89 \times 10^{-5} p_g^3 + 0.0007 p_g^2 - 0.006 p_g + 1.46 \end{array} \right] \quad (21)$$

式中， $\mu_g(T, p_g)$ 、 $\rho_g(T, p_g)$ 、 $C_{pg}(T, p_g)$ 、 $\lambda_g(T, p_g)$ 分别代表超临界 CO₂ 的粘度、密度、比热容和热导率为温度和压力的函数。

2.2 初始条件和边界条件

假设定标储层初始静水压力和温度随深度线性增加的，模型的初始条件设定如下：

$$p(x, y, t)|_{t=0} = p_t + \rho_w g z \quad (22)$$

$$T(x, y, t)|_{t=0} = T_t + G z \quad (23)$$

与初始条件一致，假定目标储层侧向边界处的压力和温度维持静水状态与地温分布不变，即在水平方向上无压差与热通量输入，模型侧向边界条件如下：

$$p(x, y, t)|_{x=L} = p_t + \rho_w g z \quad (24)$$

$$T(x, y, t)|_{x=L} = T_t + G z \quad (25)$$

式中， p_t 和 T_t 分别是储层上边界的压力[MPa]和温度[K]； G 为储层的地温梯度[K/km]。表 1 列出了本研究中数值模型使用的参数。

表 1 本研究中数值模型使用的参数
Table 1. Parameters used in the numerical model in this study

参数	取值	参数	取值
注入速率 (M_{inj})	0.02 kg/m/s	水相粘度 (μ_w)	0.001 Pa·s
残余水饱和度 (s_{wr})	0.1	水相热导率 (λ_w)	0.59 W/(m·K)
残余气饱和度 (s_{gr})	0.05	固相密度 (ρ_r)	2600 kg/m ³
储层长度 (L)	5000 m	固相比热容 (C_{pr})	874 J/(kg·K)
储层厚度 (H)	100 m	固相热导率 (λ_r)	1.5 W/(m·K)
储层上边界温度 (T_0)	313.15 K	孔隙大小分布指数 (λ)	2
储层上边界压力 (p_0)	10 MPa	储层孔隙压缩系数 (c_ϕ)	1×10^{-8} Pa ⁻¹
水相密度 (ρ_w)	1000 kg/m ³	储层渗透率压缩系数 (c_k)	1×10^{-8} Pa ⁻¹
水相比热容 (C_{pw})	4200 J/(kg·K)	注入温度 (T_{inj})	288.15 K

参数来源：Pavan 等（2024），魏子俊和高科（2025），Wei 等（2025）

3 结果与讨论

3.1 数值解的验证

本研究基于有限元软件 COMSOL Multiphysics 开发了一个二维 CO₂ 咸水层封存的水-热-力耦合数值模型。通过修改多孔介质相传递和传热的控制方程，构建适用于 CO₂-盐水系统的物理模型。模型域离散采用更精细的

四节点四边形单元网格，以提高模拟精度。在完成网格离散后，对构建的场地尺度咸水层 CO₂ 封存模型进行数值仿真，求解水相与超临界 CO₂ 相的温度、压力和饱和度分布。总模拟时长设置为 1500 天，时间步长为 1 天。

为验证本研究所开发数值模型的可靠性，将计算的 CO₂ 气体饱和度分布与 Buckley and Leverett (1942) 提出的解析解模型进行对比。通过对比饱和度前沿在含水层中的推进长度，可以清晰观察到：不考虑非等温效应和储层孔渗演变的情形下，本研究所开发的数值模型所捕获的饱和度变化趋势与 Buckley and Leverett (1942) 报道的解析解高度一致，其中 100h 的平均误差为 2.52%，500h 的平均误差为 1.64%，2000h 的平均误差为 1.67%。从而验证了本研究所提出模型的准确性与适用性。

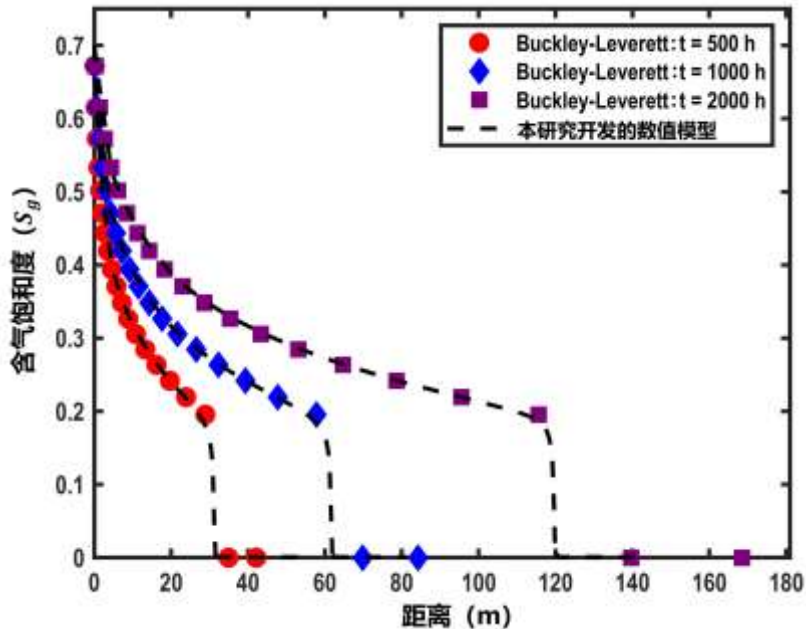


图 2 本研究所提出数值模型与 Buckley 和 Leverett (1942) 解析模型的含气饱和度曲线对比图

Fig.2 Comparison of the gas saturation curves of the numerical model proposed in this study with the analytical model of Buckley and Leverett (1942)

3.2 非均匀性对 CO₂ 羽流特征的影响

在本研究中，咸水层的非均质性是通过初始孔隙度 (ϕ_o) 分布的变化引入的，且渗透率-孔隙度关系可由下列公式刻画(Costa, 2006)：

$$k_o = C_c \left(\frac{\phi_o^m}{1 - \phi_o} \right) \quad (26)$$

式中， C_c 和 m 分别是 Kozeny 系数和胶结因子。假设孔隙度分布服从正态分布 (Ghojeh Beyglou, 2021; Safari et al., 2021)，方差为 0.01，其均值分别为 0.25 和 0.3。本研究考虑了 C_c 和 m 的两种组合，以表示不同渗透率的岩性，例如页岩和砂岩地层 (Costa, 2006; Pavan et al., 2024)。其中， $C_c = 1.46 \times 10^{-13}$ 和 $m = 1.47$ 的组合代表低渗地层 (L(a) 和 L(b))，而 $C_c = 2.8 \times 10^{-12}$ 和 $m = 2.76$ 的组合代表高渗地层 (H(a) 和 H(b))。表 2 列出了本研究构建的四种非均质场景及参数范围。图 3 显示了四种非均质物理模型孔隙度分布情况。

表 2 本研究构建的四种非均质场景及参数范围

Table 2 Four heterogeneous scenarios and parameter ranges constructed in this study			
案例	平均孔隙度 (-)	渗透率范围 (mD)	平均渗透率 (mD)
L(a)	0.25	2.32-79.4	26.40
L(b)	0.30	6.16-102	36.80
H(a)	0.25	1.12-534	92.70
H(b)	0.30	6.64-788	160.0

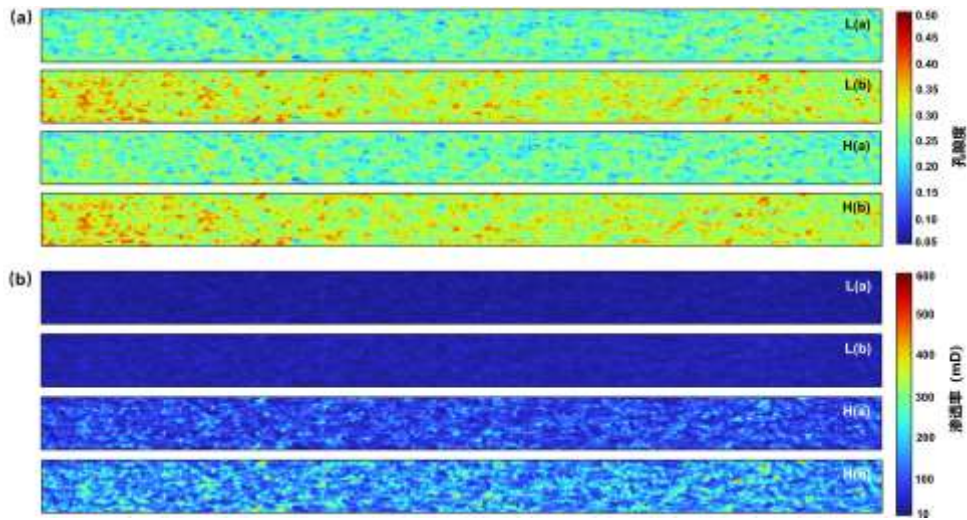


图3 具有不同孔渗分布特征的非均质咸水层 (y 轴放大 5 倍)

(a) 孔隙度分布特征; (b) 渗透率分布特征

Fig.3 Heterogeneous saline aquifers with different cases of porosity and permeability distributions (Y-axis magnified by 5 times)

(a) Porosity distribution characteristics; (b) Permeability distribution characteristics

图 4 显示了不同非均质性条件下 1500 天时 CO_2 饱和度的分布。可以观察到, 由于毛细管力相对于浮力的主导地位, 增强了 CO_2 羽流的横向迁移, 抑制了其垂向迁移。与平均渗透率为 92.70 mD 和 160.0 mD 的高渗储层 (H(a)和 H(b)) 相比, 平均渗透率为 26.40 mD 和 36.80 mD 的低渗储层 (L(a)和 L(b)) 导致储层顶部 CO_2 的体积分数较低, 饱和前沿的分布较小, 羽流厚度较大。在低渗储层中, CO_2 羽流的横向迁移距离最短, 分别约为 1474 m 和 1352 m; 在高渗储层中, CO_2 羽流的横向迁移距离增加至 1782 m 和 1721 m, 分别增大了 20.9%和 27.3%。值得注意的是, 相较于高孔隙度的储层, 低孔隙度储层的 CO_2 羽流的横向迁移距离分别增大了 3.54%和 9.20%, 这可以归因于低孔隙度储层单位体积的封存能力有限, 在相同的注入量下, CO_2 羽流需沿横向扩展更大范围。另一方面, 低孔高渗的储层 (如 H(a)) 则有利于 CO_2 在储层顶部的积聚, 表现出更高的 CO_2 体积分数与更长的羽流长度, 对应的 CO_2 饱和度可达约 0.45, 如图 5(b)所示。此外, 如图 5(a)所示, 平均孔隙度为 0.3 储层中孔隙压力的增幅 (约 1.64MPa) 小于平均孔隙度为 0.25 储层 (约 1.96MPa), 这主要归因于 CO_2 羽流在高孔隙度储层中可利用迁移路径相对增强。可以看出, 孔隙分布引起的渗透率变化对储层的影响, 比孔隙度大小的变化更为显著。在此基础上, 有望通过优化注气速率, 确保储层及盖层中的孔隙压力增量低于破裂压力阈值, 从而实现安全高效的 CO_2 封存。

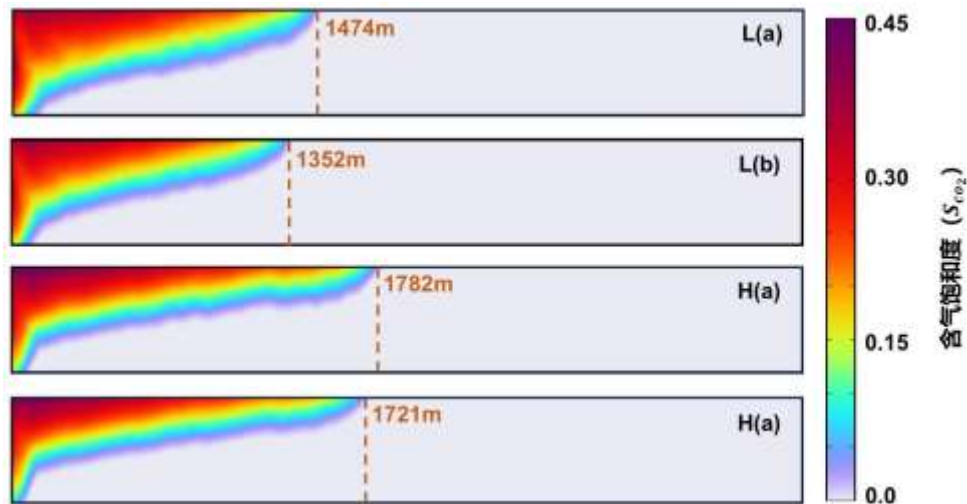


图 4 不同非均质条件下 1500 天时超临界 CO_2 饱和度的分布 (y 轴放大 5 倍)

Fig.4 Gas saturation distribution of CO_2 at 1500 days for different heterogeneous conditions (Y-axis magnified by 5 times)

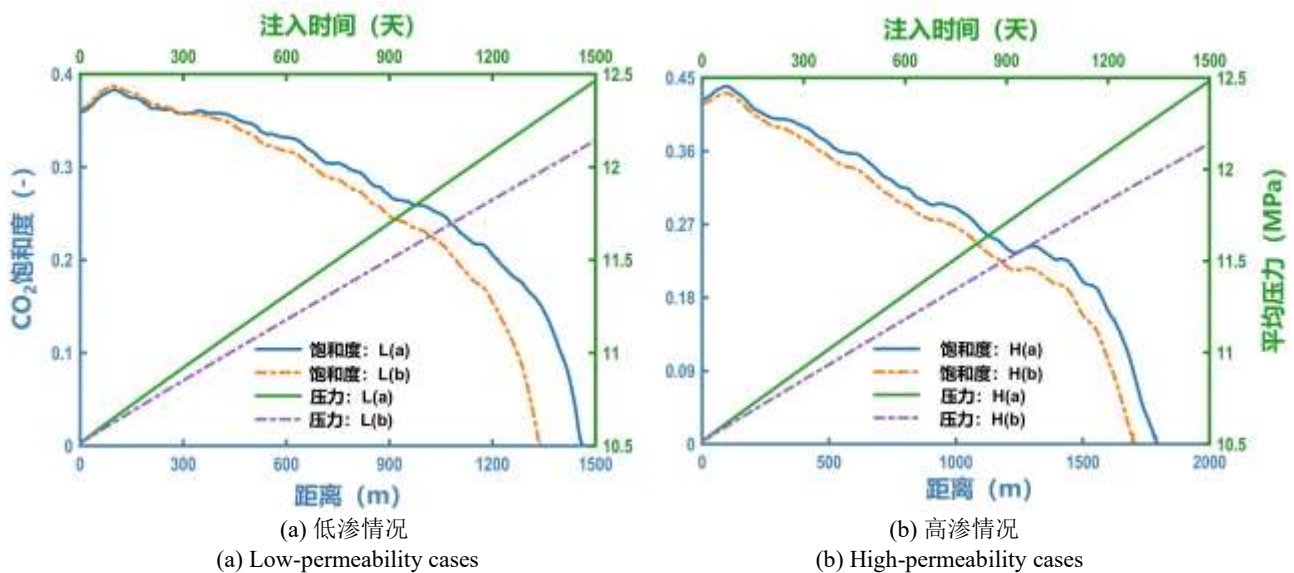


图 5 不同非均质条件下储层平均压力和沿顶部边界 CO₂ 饱和度的变化图

Fig.5 Variations in the average pressure and CO₂ saturation along the top boundary for different heterogeneous conditions

图 6 展示了注入 1500 天后注入井范围内的温度场的空间分布特征。值得注意的是，在距注入井 200 m 以外，热锋的变化幅度显著减弱，几乎可以忽略不计。这种现象可归因于 CO₂ 在储层中迁移的过程中会逐渐被加热，最终趋于与储层温度平衡，从而转变为超临界状态。而在注入井附近，由于受到低温流体的影响，CO₂ 更倾向于以液态形式分布。相较于超临界态，液态 CO₂ 具有更高的黏度，这在一定程度上进一步抑制了低温区域内的扩散行为。在注入井附近，储层中热传递过程较为显著，呈现出明显的局部热扰动特征。此外，热锋沿咸水层层顶部传播过程受储层非均质性影响显著。由于热对流传输在整个过程中占主导地位，渗透率较高的地层对热前沿传播的阻力相对较小，导致热锋迁移相对迅速，如 H(a)和 H(b)所示。相比之下，在低渗透地层中，热传导效应占主导地位，热锋迁移受阻更明显，如 L(a)和 L(b)所示。

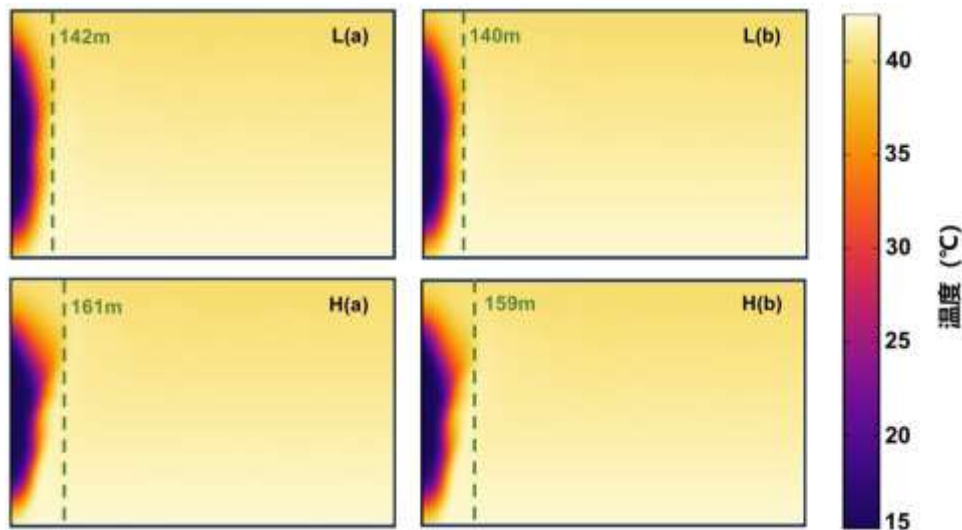


图 6 不同非均质条件下热锋的空间变化图 (y 轴放大 5 倍)

Fig.6 Spatial variation in the thermal front for different heterogeneous conditions (Y-axis magnified by 5 times)

3.3 非均匀性对储层孔渗演变的影响

在 CO₂ 注入过程中，注入井附近区域由于持续注入所引发的压力积聚，会显著改变储层的孔隙结构，进而导致储层孔隙度与渗透率发生演化。这种物理响应源于压力变化对地层骨架的扰动效应，其影响在非均质地层条件下尤为显著，进而影响注入 CO₂ 的迁移路径和封存效率。根据方程 (12) 和 (13)，可以看出孔隙度与渗透率均与孔隙压力之间呈指数型依赖关系。这种关系反映了压力积聚对地层微观结构的增强扰动效应。为量化

CO₂ 注入过程对储层渗透率的影响，本文引入了无量纲渗透率比作为表征指标。该比值定义为当前时刻地层的平均渗透率 k 与初始状态（即注气前）地层平均渗透率 k_0 之间的比率。

图 7 和图 8 展示了在不同初始平均孔隙度条件下，非均质咸水层在 1500 天时孔隙度变化率及渗透率比（ k/k_0 ）的空间分布情况。结果显示，含水层的孔隙度和渗透率沿水平方向呈现逐渐衰减的趋势，这与孔隙压力沿注入方向的分布特征相一致。此外，低渗储层的孔渗更易受到压力变化的影响，其最大孔隙度变化率及渗透率比分别为 12.8% 和 1.13，如 L(a) 和 L(b) 所示；相反，高渗储层的孔渗对压力变化的响应较小，其孔隙度变化率及渗透率比分别为 8.69% 和 1.09，如 H(a) 和 H(b) 所示。这可以归因于低渗储层中压力扩散和传播速度较慢，导致低渗储层注入井附近压力积聚显著，显著改变了储层的孔渗。



图 7 1500 时储层孔隙度的空间变化图（y 轴放大 5 倍）

Fig.7 Spatial variation of porosity of the reservoir at 1500 days (Y-axis magnified by 5 times)



图 8 1500 天时储层渗透率的空间变化图（y 轴放大 5 倍）

Fig.8 Spatial variation of permeability of the reservoir at 1500 days (Y-axis magnified by 5 times)

需要注意的是，渗透率的空间分布对于控制注入 CO₂ 在地层中的运移行为具有重要意义。特别是在靠近储层顶部和盖层区域，渗透率的升高可能加速超临界 CO₂ 向上逸散的风险。因此，注入速率的优化策略应充分考虑低渗透条件下的压力扩散与渗透率增强效应。若不加控制，局部渗透率的异常增加可能反而不利于 CO₂ 的稳定封存。

3.4 非均匀性对 CO₂ 封存效率的影响

地质构造中的 CO₂ 封存容量通常与储层的孔隙度成正比。然而，CO₂ 在咸水层中实际能够占据的孔隙体积受到其可进入性的限制，这主要取决于储层渗透率对 CO₂ 迁移路径的控制作用。为更准确地评估咸水层的有效封存能力，本文引入了一个无量纲参数—封存效率系数（ ϵ ），其定义为超临界 CO₂ 实际占据的孔隙面积与沿最大 CO₂ 羽流路径所对应的总孔隙面积之间的比值。该参数有效表征了 CO₂ 羽流在地层中的分布范围与潜在有效封存容量之间的关系。

图 9 展示了不同非均质条件下，封存效率系数（ ϵ ）随时间的变化趋势。结果表明，CO₂ 羽流在咸水层中的运移速度受控于孔隙度分布与渗透率特征。整体来看，低渗储层的封存效率系数（ ϵ ）要远大于高渗储层。在低渗储层中，CO₂ 羽流迁移速度较慢，但随着注入的持续，CO₂ 羽流能够逐渐迁移至更大的横向区域。连续注入过程增强了气体在低孔隙度区域的横向扩散，从而提高了封存效率系数，如情形 L(a) 所示。相反，当孔隙度较高时，尽管 CO₂ 羽流迁移阻力降低，但由于其优先沿高孔通道运移，导致横向迁移范围相对减小，封存效率系数（ ϵ ）反而降低，如情形 L(b) 所示。综上所述，低渗储层中通过合理优化注气速率可促进气体更广泛地分布于横向孔隙空间，从而增强咸水层的有效 CO₂ 封存能力，具有潜在的工程应用价值。

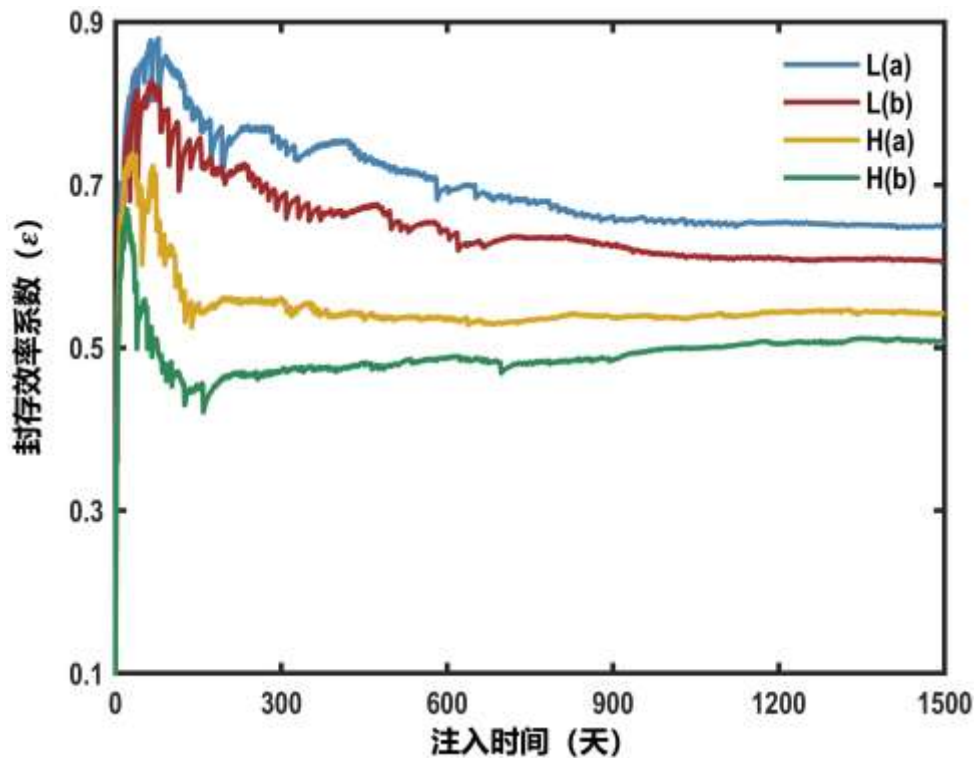


图 9 不同非均质条件下咸水层封存效率系数 (ε) 的时间变化

Fig.9 Temporal variation in the storage efficiency coefficient (ε) of the saline aquifer for different heterogeneous conditions

4 结论

为评估非均质深部咸水层中 CO_2 羽流的运移特征, 本文综合考虑了气-水两相流动机制、储层孔隙度与渗透率的动态演化过程、以及非等温条件下温度对 CO_2 物性参数的影响, 构建了热-水-气-力耦合模型, 系统揭示了地层非均质性程度对咸水层中压力响应、 CO_2 运移动态及封存效率的影响, 主要结论如下:

(1) 在高渗储层中, CO_2 羽流的最大横向迁移距离约为 1782 m, 而热传输主要集中在注入井邻近区域, 热锋在咸水层中的最大横向迁移距离约为 161 m。这主要归因于注入井附近 CO_2 更倾向以液态形式存在, 其较高的黏度在一定程度上抑制了低温区域的热扩散;

(2) 储层非均质性对平均孔隙压力积聚具有显著影响。平均孔隙度为 0.3 的储层中, 压力增幅约为 1.64 MPa, 显著小于平均孔隙度为 0.25 储层中约 1.96 MPa 的增幅。此外, 由孔隙度分布引起的渗透率变化对压力响应的的影响程度, 超过了孔隙度本身变化的影响;

(3) CO_2 注入过程中引起了储层孔渗结构的演化, 沿水平方向表现出逐渐衰减的趋势, 且低渗储层的孔隙度与渗透率对压力变化更为敏感。模拟结果显示, 储层孔隙度增幅在 2.10%-12.8% 之间, 渗透率比为 1.01-1.13。

(4) 在低渗非均质咸水层中, CO_2 的封存效率系数最高可达约 0.88, 显著高于高渗非均质储层中的约 0.75。这表明, 在低渗储层中采用低于岩石破裂压力的最优注气速率, 更有助于提升 CO_2 的有效封存能力。

需要指出的是, 本文主要关注热-水-气-力多场耦合效应, 尚未显式考虑 CO_2 -水-岩反应对孔隙结构与溶解封存的影响。未来研究可进一步引入地球化学反应模块, 结合实测资料与多尺度模拟, 探讨矿物反应动力学对封存长期稳定性的作用机制, 并在此基础上开展耦合化学效应的模型验证与预测分析, 以完善 CO_2 地质封存的综合评估体系。

References

Ali, M. et al., 2022. Effects of Various Solvents on Adsorption of Organics for Porous and Nonporous Quartz/ CO_2 /Brine Systems: Implications for CO_2 Geo-Storage. Energy & Fuels, 36(18): 11089-11099.

DOI:<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c01696>

- Allen, M.R. et al., 2025. Geological Net Zero and the need for disaggregated accounting for carbon sinks. *Nature*, 638(8050): 343-350. DOI:<https://doi.org/10.1038/s41586-024-08326-8>
- Bachu, S., 2015. Review of CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40: 188-202. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.01.007>
- Bashir, A. et al., 2024. Comprehensive review of CO₂ geological storage: Exploring principles, mechanisms, and prospects. *Earth-Science Reviews*, 249: 104672. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104672>
- Brooks, R.H., Corey, A.T., 1966. Properties of porous media affecting fluid flow. *Journal of the Irrigation and Drainage Division*, 92(2): 61-88. DOI:<https://doi.org/10.1061/JRCEA4.0000425>
- Buckley, S.E., Leverett, M.C., 1942. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Transactions of the AIME*, 146(01): 107-116. DOI:<https://doi.org/10.2118/942107-G>
- Costa, A., 2006. Permeability-porosity relationship: A reexamination of the Kozeny-Carman equation based on a fractal pore-space geometry assumption. *Geophysical Research Letters*, 33(2). DOI:<https://doi.org/10.1029/2005GL025134>
- Dong, J.-J. et al., 2010. Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP Hole-A. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 47(7): 1141-1157. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2010.06.019>
- Ershadnia, R., Wallace, C.D., Soltanian, M.R., 2020. CO₂ geological sequestration in heterogeneous binary media: Effects of geological and operational conditions. *Advances in Geo-Energy Research*, 4(4): 392-405. DOI:<https://doi.org/10.46690/ager.2020.04.05>
- Fujii, T., Oikawa, Y., Lei, X., Sorai, M., 2024. Experimental investigation of the hydro-mechanical response of soft rocks in the CO₂ injection process-Impacts of fracture roughness and brittleness index on the evolution of permeability behavior. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 177: 105742. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2024.105742>
- GhojehBeyglou, M., 2021. Geostatistical modeling of porosity and evaluating the local and global distribution. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(12): 4227-4241. DOI:<https://doi.org/10.1007/s13202-021-01308-w>
- Gudala, M., Govindarajan, S.K., Yan, B., Sun, S., 2023. Comparison of supercritical CO₂ with water as geofluid in geothermal reservoirs with numerical investigation using fully coupled thermo-hydro-geomechanical model. *Journal of Energy Resources Technology*, 145(6). DOI:<https://doi.org/10.1115/1.4055538>
- Guo, X., Zou, G., Wang, Y., Wang, Y., Gao, T., 2017. Investigation of the temperature effect on rock permeability sensitivity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156: 616-622. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.045>
- Hosseini, M., Ali, M., Fahimpour, J., Keshavarz, A., Iglaier, S., 2024. Energy storage in carbonate and basalt reservoirs: Investigating secondary imbibition in H₂ and CO₂ systems. *Advances in Geo-Energy Research*, 11(2): 132-140. DOI:<https://doi.org/10.46690/ager.2024.02.05>
- Jonk, R., Bohacs, K.M., Davis, J.S., 2022. Evaluating Top Seals within a Sequence-Stratigraphic Framework: Impact on Geological Carbon Sequestration. *Marine and Petroleum Geology*, 146: 105920. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105920>
- Keykhosravi, A. et al., 2025. Permeability decline due to fines migration during CO₂ injection in sandstones. *Gas Science and Engineering*, 138: 205613. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2025.205613>
- Kim, M., Kim, K.-Y., Han, W.S., Oh, J., Park, E., 2019. Density-driven convection in a fractured porous media: Implications for geological CO₂ storage. *Water Resources Research*, 55(7): 5852-5870. DOI:<https://doi.org/10.1029/2019WR024822>

- Leverett, M.C., 1941. Capillary Behavior in Porous Solids. Transactions of the AIME, 142(01): 152-169. DOI:https://doi.org/10.2118/941152-G
- Li, B., Benson, S.M., 2015. Influence of small-scale heterogeneity on upward CO₂ plume migration in storage aquifers. Advances in Water Resources, 83: 389-404. DOI:https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2015.07.010
- Lin, Z., Kuang, Y., Li, W., Zheng, Y., 2024. Research status and prospects of CO₂ geological sequestration technology from onshore to offshore: A review. Earth-Science Reviews, 258: 104928. DOI:https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2024.104928
- Massarweh, O., Abushaikh, A.S., 2024. CO₂ sequestration in subsurface geological formations: A review of trapping mechanisms and monitoring techniques. Earth-Science Reviews, 253: 104793. DOI:https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2024.104793
- Nath, F., Mahmood, M.N., Yousuf, N., 2024. Recent advances in CCUS: A critical review on technologies, regulatory aspects and economics. Geoenergy Science and Engineering, 238: 212726. DOI:https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212726
- Pavan, T.N.V., Devarapu, S.R., Govindarajan, S.K., 2024. Numerical investigations on the performance of sc- CO₂ sequestration in heterogeneous deep saline aquifers under non-isothermal conditions. Gas Science and Engineering, 130: 205437. DOI:https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2024.205437
- Pettersson, P., Tveit, S., Gasda, S.E., 2022. Dynamic estimates of extreme-case CO₂ storage capacity for basin-scale heterogeneous systems under geological uncertainty. International Journal of Greenhouse Gas Control, 116: 103613. DOI:https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103613
- Pini, R., Benson, S.M., 2017. Capillary pressure heterogeneity and hysteresis for the supercritical CO₂/water system in a sandstone. Advances in Water Resources, 108: 277-292. DOI:https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.08.011
- Qu, Z.-q., Zhang, W., Guo, T.-k., 2017. Influence of different fracture morphology on heat mining performance of enhanced geothermal systems based on COMSOL. International Journal of Hydrogen Energy, 42(29): 18263-18278. DOI:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.04.168
- Safari, H., Balcom, B.J., Afrough, A., 2021. Characterization of pore and grain size distributions in porous geological samples-An image processing workflow. Computers & Geosciences, 156: 104895. DOI:https://doi.org/10.1016/j.cageo.2021.104895
- Shi, J.-Q., Xue, Z., Durucan, S., 2011. Supercritical CO₂ core flooding and imbibition in Tako sandstone-Influence of sub-core scale heterogeneity. International Journal of Greenhouse Gas Control, 5(1): 75-87. DOI:https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2010.07.003
- Wei, Z., Gao, K., Li, S., 2025. Integrated thermo-hydro-mechanical workflow for modeling CO₂ storage with fault activation risk. SPE Journal. DOI:https://doi.org/10.2118/225428-PA

附中文参考文献

- 蒋恕, 张凯, 杜凤双, 崔国栋, 2023. 二氧化碳地质封存及提高油气和地热采收率技术进展与展望. 地球科学, 48(07): 2733-2749.
- Jiang, S., Zhang, K., Du, F. S., et al., 2023. Progress and Prospects of CO₂ Storage and Enhanced Oil, Gas and Geothermal Recovery. *Earth Science*, 48(7): 2733–2749 (in Chinese with English abstract).
- 梁涛, 杨婧晖, 郝清源, 户建华, 2024. 海上咸水层 CO₂ 封存潜力研究进展. 地质论评, 70(S1): 201-204.
- Liang, T., Yang, J. H., Hao, Q. Y., et al., 2024. Research Progress on CO₂ Storage Potential in Saltwater Layers at Sea. *Geological Review*, 70(S1): 201-204 (in Chinese).
- 盛丹娜 等, 2025. CO₂ 地质封存中随机裂隙网络走向对盖层密封性影响. 地球科学, 50(01): 349-360.
- Sheng, D. N., et al., 2025. Effect of Random Fracture Network Orientations on Sealing Performance of Caprock in CO₂ Geological Sequestration. *Earth Science*, 50(1): 349-360 (in Chinese with English abstract).

- 文冬光 等, 2014. 中国二氧化碳地质储存研究进展. 中国地质, 41(05): 1716-1723.
- Wen, D. G., et al., 2014. The Progress in the Research on Carbon Dioxide Geological Storage in China. *Geology in China*, 41(5): 1716-1723 (in Chinese with English abstract).
- 袁哲 等, 2024. 咸水层 CO₂地质封存全地层地质建模技术研究. 地球科学, 50(5): 1987-1998.
- Yuan, Z., et al., 2024. Research on Whole Strata Geological Modeling Technology for CO₂ Geological Storage in Salt Water Layer. *Earth Science*, 50(5): 1987-1998 (in Chinese with English abstract).
- 魏子俊, 高科. 深部咸水层 CO₂封存的热-水-力模型研究. 地质科技通报, 2025, 44(04): 129-141.
- Wei, Z. J., Gao, K., 2025. CO₂ Sequestration in Deep Saline Aquifers with Integrated Thermo-Hydro-Mechanical Model. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 44(4): 129-141 (in Chinese).

Thermo–Hydro–Gas–Mechanical coupled numerical simulation of geological CO₂ sequestration in heterogeneous saline aquifers

Jin Liao^{1, 2}, Cai Li², Qihui Yang³, Aohan Jin³, Quanrong Wang^{3*}

1. School of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430078, China;

2. CNOOC Limited Hainan, Haikou 570100, China;

3. School of Environment Studies, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430078, China

Abstract: A deep understanding of reservoir heterogeneity and multi-field coupling effects is important for assessing CO₂ flow and migration behavior during geological CO₂ storage. This study comprehensively considers the two-phase flow mechanism, the dynamic evolution of reservoir porosity and permeability structures, and the influence of temperature on the physical properties of CO₂ under non-isothermal conditions. A thermal-hydraulic-gas-mechanical (THGM) coupled model is developed to investigate CO₂ migration behavior and storage efficiency behavior in heterogeneous saline aquifers. Simulation results indicate that reservoir heterogeneity significantly influences average pressure build-up within the reservoir. In low-porosity reservoirs, the increase in pore pressure is approximately 1.96 MPa, whereas in higher-porosity reservoirs, it is only approximately 1.64 MPa, thereby affecting the physical properties and migration pathways of injected CO₂. Additionally, the maximum migration distance of the thermal front is only approximately 161 m, while the maximum lateral migration distance of the CO₂ plume can reach approximately 1,782 m. The permeability and porosity within the reservoir vary at a ratio of approximately 1.01-1.13 and an amplitude of 2.10%-12.8% during CO₂ injection, respectively. The porosity and permeability of low-permeability reservoirs is more sensitive to pressure disturbances. The maximum CO₂ storage efficiency factor reached approximately 0.88 in low-permeability heterogeneous reservoirs, significantly higher than those in high-permeability reservoirs, demonstrating that maintaining an injection rate below the rock fracture pressure in such formations helps enhance the effective storage capacity and long-term stability of CO₂.

Keywords: CO₂ geological storage; Heterogeneous saline aquifers; Thermal-hydraulic-gas-mechanical coupling; Numerical Analysis