



考虑层状非均质性对 CO₂ 在海域咸水层中迁移过程及封存量的影响

乔翔宇, 王全荣*

中国地质大学(武汉)环境学院, 武汉 430074

第一作者, E-mail: qiaoxy@cug.edu.cn

* 通信作者, E-mail: wangqr@cug.edu.cn

2024-06-30 收稿; 2024-09-18 修回; 2024-09-19 接受

基金项目: 国家自然科学基金优秀青年基金项目(42222704); 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”; 海南省院士创新平台科研项目“莺-琼盆地 CO₂ 地质封存关键技术研究”

中图分类号: P642.5

文章编号: 2096-8523(2025)04-0107-09

doi: 10.19509/j.cnki.dzqj.tb20240365

摘要: 数值模拟是研究咸水层中 CO₂ 迁移机理及地质封存量的主要手段。然而, 前人研究往往假设储层是规则且均质的长方体, 并且关于 CO₂ 在海域咸水层中迁移过程的数值模拟研究鲜见报道。依托南海某储集体, 考虑地层的非均质性与岩性圈闭的实际位置, 利用地震反射特征和钻孔资料建立了非均质地质模型, 采用 TOUGHREACT 软件模拟了不同注入位置对 CO₂ 在地层中迁移和封存的影响。结果表明: CO₂ 向上迁移过程受到泥岩的阻挡, 横向迁移更加显著。对于不同的注入方案, 储层压力分布存在显著差异。在储层顶部注入时储层压力可达到 40.1 MPa; 在储层底部注入时, 储层压力最高可达到 39.7 MPa; 当完整井注入时, 储层的压力最高可达到 40.3 MPa。因此完整井注入和顶部注入方案长期实行导致的压力积聚可能破坏储盖层结构, CO₂ 泄露的风险更大, 在储层底部和中部注入的方案更加安全。当持续注入 100 a 时, CO₂ 以超临界相为主, 占总封存量的 77% 以上。在相同的井口注入压力下, 均质模型会高估储集体的封存量, 非均质模型中在储层顶部注入和中部注入比底部注入分别多 55.1% 和 49.3%。敏感性分析结果表明孔隙度和渗透率对结果的影响比毛管压力显著。研究查明了考虑储层的层状非均质性时注入井位置对 CO₂ 迁移机理和封存量的影响, 可以为 CO₂ 封存的布井设计提供理论依据。

关键词: CO₂ 地质封存; 非均质模型; 数值模拟; 注入位置; 海域咸水层; 迁移过程; 封存量

1 研究背景

碳捕集、利用与封存(CCUS)是助力我国早日实现“双碳”目标的托底技术手段, 其中地质封存是 CCUS 的关键环节^[1-2]。由于深部咸水层分布广、地下水资源经济价值小、容易满足超临界态 CO₂ 的温压条件(温度>31℃、压力>7.38 MPa), 是封存 CO₂ 的有利场所。然而, 目前的 CCUS 项目主要集中于陆地上, 例如: 鄂尔多斯、渤海湾、松辽、塔里木和准

格尔等盆地^[3]。事实上, 与陆地相比, 海域盆地一般具有良好的储盖层性质和圈闭特征, 面积大且远离人类生活区, 因此海域地质封存技术具有选址容易、安全性高、环境影响小、封存规模大等优势^[1, 4]。目前, 国外已经开展了一些海域 CCUS 封存项目, 例如: 挪威的 Sleipner 项目、澳大利亚的 Gorgon 项目、加拿大的 Quest 项目和英国的 White Rose 项目等^[5-8]。国内关于海域地质封存项目起步比较晚, 我国首个百万 t 级的海上 CO₂ 封存项目于 2023 年在珠江口

著录信息: 乔翔宇, 王全荣. 考虑层状非均质性对 CO₂ 在海域咸水层中迁移过程及封存量的影响 [J]. 地质科技通报, 2025, 44(4): 107-115.

QIAO Xiangyu, WANG Quanrong. Considering the effect of layered heterogeneity on CO₂ migration processes and sequestration in marine saline aquifers [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2025, 44(4): 107-115.

盆地正式启动^[9]。

自 CCUS 提出以来,国内外学者对 CO₂ 地质封存进行了广泛的研究,CO₂ 地质封存的研究方法主要有室内试验、数值模拟、现场试验与监测等,大量学者利用试验和数值模拟手段对非均质储层中 CO₂ 地质封存进行了研究,如:JHA 等^[10]、HE 等^[11] 通过室内试验研究了砂岩非均质性、盖层对 CO₂ 迁移的影响;众多学者^[12-16] 通过不同类型的非均质模型数值模拟研究了储层条件对 CO₂ 在储层中迁移行为的影响。但这些数值模拟研究均是基于二维或三维的概念模型,而基于实际三维地质模型的研究较少。

国际上提出了很多关于 CO₂ 在咸水层中封存量的计算方法,常用方法有美国能源部(DOE)假设所有孔隙均可用于封存量的计算方法和碳埋存领导人论坛(CSLF)依据封存机理提出的方法等^[17]。这些方法均可初步计算 CO₂ 的封存量,而在实际的封存中,CO₂ 封存受到储层非均质性、浮力、注入技术等因素的影响,实际的有效封存量远小于计算的理论封存量。为解决这个问题,研究人员引入了有效封存系数 E 用于估算有效封存量,目前有效封存系数一般采用蒙特卡洛模拟计算,当置信区间为 50% 时, E 的取值为 2.4%^[18],但这样的方法也仅仅是对有效封存量的简单估算,并不能准确地解决储层非均质性、构造、浮力等带来的影响。因此,根据实际情况建立储层的地质模型,利用数值模拟方法计算封存量备受关注。例如靖晶等^[19-24] 采用数值模拟研究不同储层条件、储层温度、不同的注入方案(注入速率、时间)对 CO₂ 地质封存量的影响^[19-24]。然而,这些研究主要集中于陆地 CCUS 储层,而且大多数假设地层是均质的。海域储层往往具有较大的地层温度梯度和压力梯度、复杂的水化学组成且地层水一般为矿化度小于 50 g/L 的微咸水和半咸水^[25],在进行模拟时需要赋予模型合理的温度、压力和水化学条件,以反映储集体的真实条件,为实际的封存工作提供可靠的参考结果。因此,本研究针对南海盆地中的某储集体建立三维地质模型,在此基础上开展数值模拟研究,以查明考虑储层的层状非均质性时注入井位置对 CO₂ 迁移机理和封存量的影响,旨在为 CO₂ 封存的布井设计提供理论依据。

2 数学模型与数值模拟

2.1 研究区概况

中国南海位于中国的南部,处在三大板块的交

界处^[26]。南海总体为 NE 向展布的陆缘裂谷海盆,海盆四周被 4 个不同的边界包围,分别为北部的陆架张裂大陆边缘、西部的 SN 向越南陆坡大型平移断裂带、南部的南沙海槽碰撞构造带和东部的正在活动的马尼拉海沟俯冲带。断裂十分发育,以 NE 向的张性断裂和 NW 向的剪性断裂为主^[27]。南海的盆地主要发育古近纪和新近纪地层,广泛发育始新统和渐新统的烃源岩,且厚度较大,是良好的油气来源。储层主要岩性为砂岩和碳酸盐岩,发育了背斜、生物礁、古潜山等多种类型的圈闭,为油气藏富集提供了良好的条件^[28]。

目标储集体是南海西北部的一处岩性圈闭,位于海底扇部位,周围泥岩封闭性好,边缘厚度薄,整个储集体平面面积 58.9 km²,体积 1.93 km³,储层最厚处达到 120 m。储集体为半深海沉积相,岩性以砂岩和泥岩为主,砂岩的孔隙度约为 0.2,渗透率介于 2.5×10⁻³ ~ 7.0×10⁻³ μm² 之间,厚度介于 0.9 ~ 15.1 m 之间;泥岩的孔隙度介于 0.12 ~ 0.18 之间,厚度介于 0.5 ~ 0.9 m 之间。

2.2 数学模型

CO₂ 地质封存的数值模拟是基于多相流达西定律和流体质量和能量守恒定律进行的,质能方程可表示为:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_n} M^K dV_n = \int_{\Gamma_n} F^K \cdot n d\Gamma_n + \int_{V_n} q^K dV_n, \quad (1)$$

式中: V_n 为流动系统的体积, m³; M 为单位体积的质量, kg/m³; K 为组分; F 为质量通量, kg/(m²·s); n 为表面单元 $d\Gamma_n$ 上的法向量; q 为源汇项, kg/(m³·s)。

CO₂ 被注入咸水层后,会与水、岩石矿物发生化学反应,化学反应的早期以溶解为主,即溶解封存,与环境的压力、温度及盐度有关。随着溶解的进行,储层中开始产生固相次生矿物,可能会堵塞介质孔隙,改变咸水含水层的孔隙特征^[29-30]。根据储集体的水化学分析结果,除常规的咸水层离子外,储集体含水层中还含有 Sr²⁺、Zn²⁺ 和 Fe³⁺ 等。

目标储集体是由岩性圈闭构成的一个封闭区域,上下均为厚度大于 30 m 的泥岩,四周边缘厚度极小(接近 0 m),模型的边界均设定为零通量边界。据地层的压力梯度和地温梯度,将储集体的初始地层压力设置为随深度变化的函数,压力梯度为 1.1 MPa,地层温度设置为 75℃,初始 CO₂ 质量分数为 0,初始离子浓度见表 1。

2.3 安全注入压力设置

模型采用的安全注入压力通过计算井筒和盖层

表 1 模型中初始水化学离子浓度

Table 1 Initial water chemical ion concentrations in the model

指标	质量浓度/(mg·L ⁻¹)	指标	质量浓度/(mg·L ⁻¹)
矿化度	29509.89	Mn ²⁺	0.54
HCO ₃ ⁻	589.00	Sr ²⁺	21.88
Cl ⁻	17843.32	Zn ²⁺	0.26
SO ₄ ²⁻	24.00	Li ⁺	0.34
Ca ²⁺	361.10	Br ⁻	0.17
K ⁺	78.90	As ³⁺	1.30
Mg ²⁺	83.57	I ⁻	0.26
Na ⁺	10530.00	Fe ³⁺	0.18
Ba ²⁺	1.61	溶解氧	0.83

的破裂压力,以其中较小值的 0.8 倍作为储集体的安全注入压力。井筒压力采用 GUO 等^[31] 在 2017 年推导的最大允许压力公式计算:

$$\text{MaxPP} = \frac{[(r_{so}^2 + r_{si}^2) - \nu(r_{so}^2 - r_{si}^2)][\sigma_T(r_{co}^2 + r_{so}^2) + 2P_p r_{co}^2]}{2r_{si}^2(r_{so}^2 + r_{co}^2)}, \quad (2)$$

式中: MaxPP 为最大允许压力, MPa; r_{so} 为钢套管外半径, m; r_{si} 为钢套管内半径, m; r_{co} 为水泥套管外半径, m; r_w 为井眼到砂面的半径, m; P_p 为地层孔隙压力, MPa; ν 为泊松比; σ_T 为水泥的抗拉强度, MPa。

盖层破碎压力的计算采用以下公式^[32]:

$$P_f = P_p + \frac{2\nu}{1-\nu}(P_v - \alpha P_p), \quad (3)$$

式中: P_f 为盖层破碎压力, MPa; P_v 为上覆岩层压力, MPa; α 为无量纲参数。

结果表明目标储集体的井筒最大允许压力为 49.54 MPa, 盖层破碎压力为 52.52 MPa, 注入 CO₂ 的安全压力为 39.63 MPa。

2.4 模型建立与参数设置

本研究采用 Petrel 软件实现目标储集体的三维地质建模, 如图 1。

模型通过解译钻孔的测井曲线获得各层的孔隙度和渗透率, 相对渗透率通过 Van Genuchten-Mualem 模型计算^[33], 其中液相相对渗透率模型如下:

$$k_{rl} = \begin{cases} \sqrt{S^*} \left\{ 1 - \left[1 - (S^*)^{1/\lambda} \right]^\lambda \right\}^2, & S_1 < S_{ls} \\ 1, & S_1 \geq S_{ls} \end{cases}, \quad (4)$$

式中: k_{rl} 为液相相对渗透率; S^* 为有效水饱和度, $S^* = (S_1 - S_{lr}) / (S_{ls} - S_1)$, S_1 为液体饱和度; S_{lr} 为剩余水饱和度; S_{ls} 为饱和水饱和度; λ 为与土体孔隙结构有关的特性参数。以上均无单位。

气相相对渗透率模型如下:

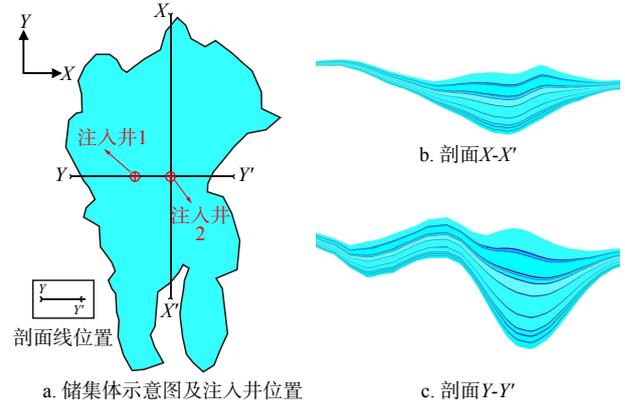


图 1 储集体模型示意图及注入井位置 (注入井 1 为薄处注入位置, 注入井 2 为厚处注入位置)

Fig. 1 Schematic diagram of the reservoir group model and injection well locations

$$k_{rg} = \begin{cases} 1 - k_{rl}, & S_{gr} = 0 \\ \left(\frac{1 - \widehat{S}}{1 - \widehat{S}^*} \right)^2 (1 - \widehat{S}^*)^2, & S_{gr} > 0 \end{cases}, \quad (5)$$

式中: k_{rg} 为气相相对渗透率; $\widehat{S} = (S_1 - S_{lr})(1 - S_{gr} - S_{gr})$; S_{gr} 为残余气体饱和度。以上均无单位。

毛细管压力由 Van Genuchten 函数计算^[34]:

$$P_{cap} = -P_0 \left[(S^*)^{-1/\lambda} - 1 \right]^{1-\lambda}, \quad (6)$$

式中: P_{cap} 为液态毛细管压力, Pa; P_0 为进气压力值, Pa。

本研究设置参数为: Van Genuchten-Mualem 模型中 $\lambda = 0.457$, $S_{lr} = 0.3$, $S_{ls} = 1.0$, $S_{gr} = 0.05$; Van Genuchten 函数中 $S_{lr} = 0.0$, $S_{ls} = 0.999$, $1/P_0 = 5.1 \times 10^{-5}$ 。本研究采用 TOUGHREACT 软件实现咸水层中 CO₂ 迁移过程的数值模拟。为了提高数值模拟精度, 采用泰森多边形法在井周围加密剖分。模型水文地质学及热力学参数设置见表 2。

表 2 水文地质学及热力学参数

Table 2 List of hydrogeological and thermodynamic parameters

参数	砂岩	泥岩
水平渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	2.3 ~ 7	0.01
垂向渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.23 ~ 0.70	0.001
孔隙度	0.19 ~ 0.21	0.15
岩层热导率/($\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$)	2.51	
岩石颗粒特殊焓/($\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$)	920.0	
岩石密度/($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	2600	
温度/ $^{\circ}\text{C}$	75.0	
压力/MPa	25 ~ 26.7	

3 结果与讨论

为研究储层的层状非均质性对储集体 CO₂ 地质

封存的影响,本研究基于地震反射特征和钻孔资料建立了储集体的层状非均质模型,同时对钻孔的孔渗数据进行了加权平均计算并建立了均质模型,在储层的最厚和最薄处以及不同深度进行了注入模拟,注入时间为 100 a。

3.1 注入井位置对 CO₂ 在咸水层中迁移的影响

CO₂ 地质封存机制主要为构造封存、残余气封存、溶解封存和矿化封存^[35-40]。构造封存是指由于 CO₂ 在迁移时遇到低渗层(盖层)后被束缚封存的机理;残余气封存是指在 CO₂ 停止注入后在毛细管力的作用下被封存在孔隙中;溶解封存是指 CO₂ 因其溶于水且与水发生化合的特性阴离子(CO₃²⁻、HCO₃⁻)的形式封存在地层水中;矿化封存是指 CO₂ 溶解后产生的酸性离子在储层中发生矿物溶解及沉淀,使 CO₂ 以沉淀的方式封存在地层中。模拟仅仅进行了 100 a,而矿化封存往往需要上千年时间才开始发挥作用,因此模拟中的 CO₂ 封存主要为水动力封存和溶解封存。由于在储层条件下 CO₂ 均为超临界态,本研究以模拟的气体饱和度代表超临界态的 CO₂ 进行分析。

通过对比均质模型和非均质模型中气体饱和度

分布,模型的非均质性对 CO₂ 的迁移情况影响明显。均质模型中,CO₂ 会在浮力的作用下向上迁移,在储层中呈现上宽下窄的锥形分布。而在非均质模型中 CO₂ 的纵向迁移受到泥岩夹层的阻挡,在横向上的迁移更为明显,且迁移方向受储层倾向的影响。

不同注入位置的气体饱和度分布如图 2,当注入井位于储层不同厚度时,均质模型的横向迁移范围为 30 ~ 780 m,而非均质模型的迁移距离最远可达到 960 m。在储层薄处注入时,均质模型的浮力仍然影响 CO₂ 的迁移,在分布上仍然呈现上宽下窄,底部的气体饱和度也较顶部更低。在非均质模型中由于泥岩夹层在注入层中的比例增加,CO₂ 向上迁移受到多层泥岩的阻挡,在储层中以横向迁移为主。同时,储层各层的埋深相近,注入压差也相近,CO₂ 在储层每一层的迁移距离和气体饱和度都相近,迁移距离均在 310 ~ 817 m 之间。在储层厚处注入时具有相似的规律,但由于注入的厚度大,顶部与底部的地层压力相差达到 1 MPa 以上,在底部的注入压差较小,CO₂ 迁移较慢,迁移距离也较短。

不同注入深度的气体饱和度分布如图 3,当注入井位于储层不同深度时,均质模型无论在哪个位置

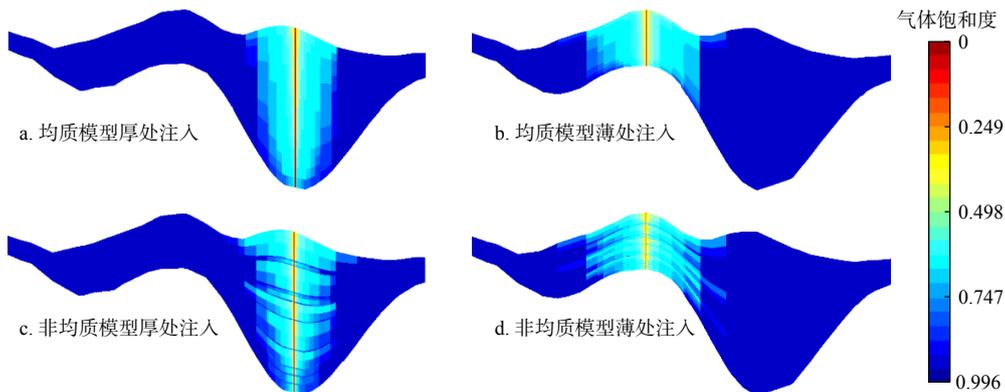


图 2 不同注入位置 100 a 储层气体饱和度分布

Fig. 2 Distribution of gas saturation in reservoirs for different injection locations at 100th year

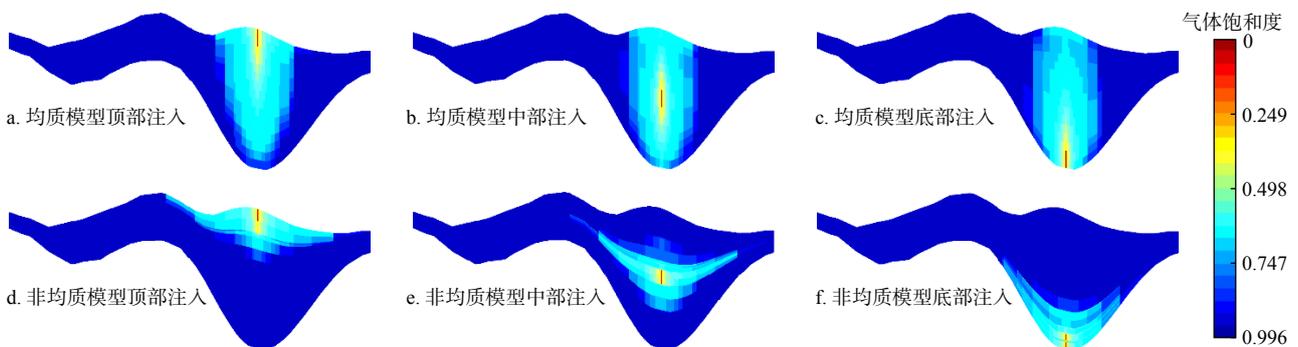


图 3 不同注入深度 100 a 储层气体饱和度分布

Fig. 3 Distribution of gas saturation in reservoirs for different injection depths at 100th year

注入,均可以观察到 CO₂ 在顶部堆积的现象,即使在底部注入,CO₂ 羽顶端的气体饱和度仍然较高。非均质模型受泥岩夹层影响十分明显,在垂向上的迁移距离远小于均质模型。各非均质模型中的 CO₂ 均已穿过注入层位附近的泥岩夹层,同时,从模拟结果中可以看到 CO₂ 在横向上的迁移距离远大于均质模型。各均质模型的迁移距离一般在 200~540 m 之间,而非均质模型的迁移距离分别达到了 1196, 1097, 777 m。

不同注入方案的压力分布如图 4,在储层顶部注入时,CO₂ 向下方的迁移穿透了 1 层泥岩夹层,CO₂ 大都堆积在储层上方,储层压力最高达到 40.1 MPa,储层的底部和注入井附近均为高压区域。当 CO₂ 在底部注入,受储集体底部构造的影响,CO₂ 沿储层的倾向迁移到较高的位置,但仍未穿透第 2 层泥岩夹层,此时,储层压力最高达到 39.7 MPa,高压力区分布在储层底部和中部。当 CO₂ 在储层中间注入时,CO₂ 穿透了储层的上下各 1 层泥岩夹层,储层压力最高达到 39.7 MPa,高压力区仅分布在底部的注入井附近。当完整井注入时,储层的压力最高达到 40.3 MPa,注入井底部的两侧均为高压力区。综上,完整井注入和顶部注入方案长期实行导致的压力积聚可能破坏储盖层结构,存在 CO₂ 泄露的风险,底部和中部注入的方案更加安全。

3.2 注入井位置对 CO₂ 封存量的影响

在 CO₂ 地质封存的前 100 a 中,CO₂ 以超临界相 CO₂ 为主,占总封存量的 77% 以上,以溶解相 CO₂ 为辅。由于注入时间较短,矿物封存尚未发挥作用,固相 CO₂ 无明显变化。

从模拟结果(表 3)来看,在同样的注入压力下,均质模型的封存量均大于非均质模型,高估的封存量 7.6~138.5 万 t 不等。

注入位置和注入深度对均质模型封存量的影响较小,均质模型的 100 a 总封存量均在 400 万 t 左右。注入位置对非均质模型封存量的影响较小,自储层薄处和厚处注入的 100 a 总封存量仅相差 3 万 t,但不同注入深度的 100 a 总封存量有明显的差异。在相同的注入压力下,自储层底部注入的 100 a 封存量仅有 248.89 万 t,在顶部注入和中部注入较底部注入封存量多出了 55.1% 和 49.3%。推测出现该现象的原因为储层是一个向斜褶皱,底部可用于封存的体积相对于中部和顶部较小。同时,根据靖晶等^[19]的研究结果,储层底部的地层倾角较大,CO₂ 不易压缩,CO₂ 注入的速率较小和注入量相对较少,与模拟结果吻合。

3.3 敏感性分析

在数值模拟中,储层的孔隙度、渗透率等水文地质参数很可能大大影响模型的模拟结果,对其进行敏感性分析也十分重要。本研究通过将非均质模型的储层渗透率 k 扩大和缩小 10 倍、孔隙度 n 增加和缩小 10%、毛细压力 P_c 扩大和缩小 10 倍进行敏感性分析。

模拟结果如图 5 所示,由于渗透率和孔隙度的变化,CO₂ 在储层中的封存量和封存速率也发生了变化。当渗透系数扩大 10 倍时,储层渗透率为 $23 \times 10^{-3} \sim 70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储集体 100 a 的总封存量达到了 417.30 万 t,注入第 1 a 的封存速率达到了 71.58 kg/s,随着 CO₂ 的注入,封存速率迅速降低,在注入第 4 a 就低于原始模型,此时的总封存量已经达到了 379.52 万 t,相当于原始模型 40 a 的总封存量。而当渗透率缩小到 1/10 时,注入 100 a 时储层仍未达到注入平衡,总封存量仅有 225.63 万 t,仅仅相当于原始模型 10 a 的封存量。

当孔隙度扩大 10% 和缩小 10% 时,储层的注入

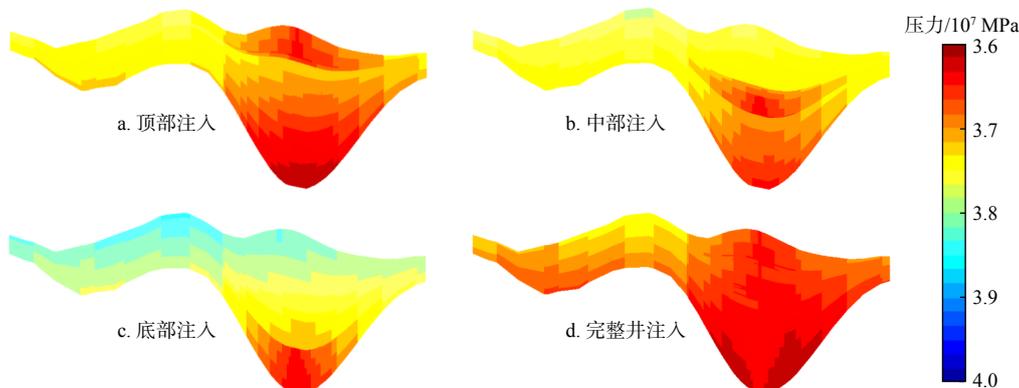


图 4 非均质模型不同注入方案储层压力分布

Fig. 4 Distribution of reservoirs pressure for different injection options of heterogeneous model

表3 模型100 a封存量

方案	均质模型	非均质模型
顶部注入	415.28	386.00
中部注入	402.35	371.71
底部注入	387.35	248.89
厚层注入	407.38	398.57
薄处注入	409.09	401.50

速率与原始模型的注入速率的差值均呈现先增大后减小的趋势,且变幅随孔隙度的增加而减小。在第11 a时,孔隙度缩小10%的模型的注入速率比原始模型小0.39 kg/s,速率降幅达到9.1%。在第13 a时,孔隙度扩大10%的模型的注入速率比原始模型大0.35 kg/s,速率增幅达到9.8%。在封存量上表现为总封存量随孔隙度的增加而增大,持续注入100 a时,孔隙度扩大和缩小的模型的总封存量相较原始模型分别变化了39.26万t和39.32万t。

针对毛细压力 P_c 进行敏感性模拟的结果表明:当持续注入 CO_2 时,毛细压力对 CO_2 的注入速率和总封存量影响较小。当毛细压力缩小到1/10时,第1 a的注入速率为11.39 kg/s,随着 CO_2 的注入,在100 a时速率降至0.026 kg/s,储集体100 a的总封存

量减小了2.62万t,变幅仅有0.66%。而当毛细压力扩大10倍时,注入速率从第1 a的11.57 kg/s降低到0.021 kg/s,储集体100 a的总封存量仅仅增加了0.23万t,变幅仅有0.06%。

敏感性分析的结果表明,本研究的模型中孔隙度和渗透率是影响模型结果的重要参数,在模拟时须保证这2个参数的精度才能得到可靠的模拟结果,从而为实际地质封存工作提供参考。

4 结论

(1)模型的层状非均质性对 CO_2 的迁移情况影响明显。 CO_2 的纵向迁移受到泥岩夹层的阻挡,在横向上的迁移更为明显,且迁移方向受储层倾向的影响。完整井注入和储层顶部注入方案长期实行导致的压力积聚可能破坏储盖层结构,存在 CO_2 泄露的风险,储层底部和中部注入的方案更加安全。

(2)均质模型的封存量均大于非均质模型,注入位置和注入深度对均质模型封存量的影响较注入位置对非均质模型封存量的影响较小,但不同注入深度的100 a总封存量有明显差异。受储层构造的影响,在相同的注入压力下,底部注入的总封存量远小

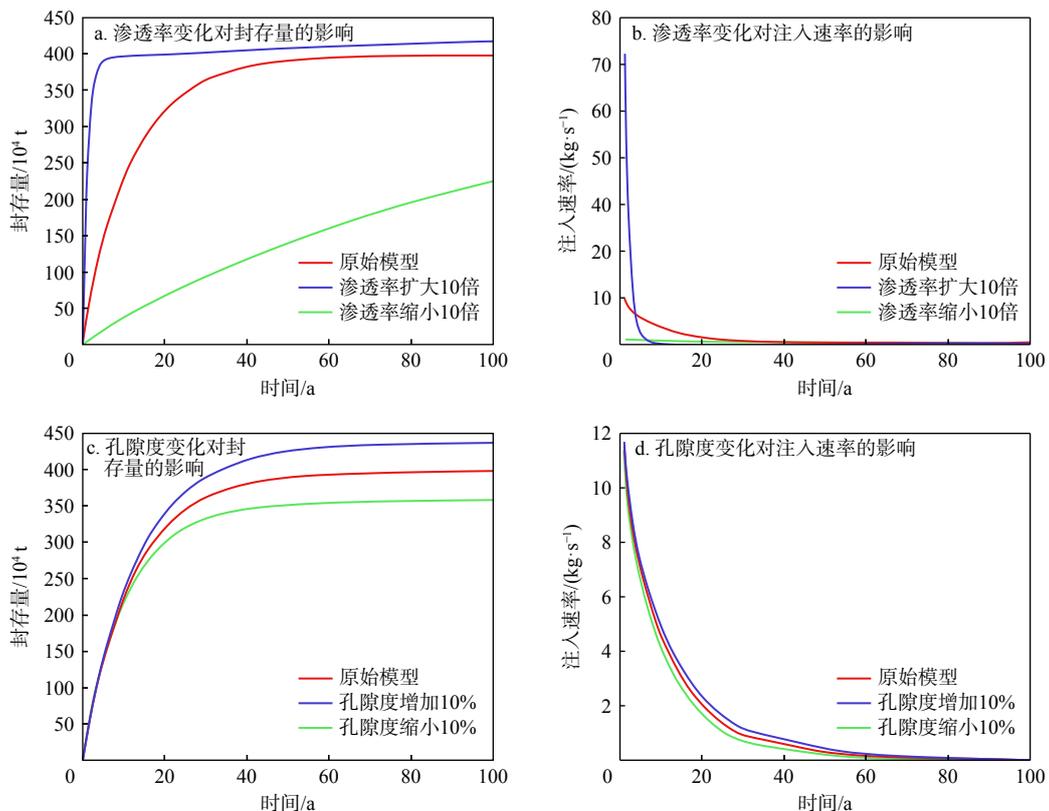


图5 敏感性分析结果

Fig. 5 Sensitivity analysis results

于其他方案。

(3)对模型敏感性分析的结果表明, 储层的孔隙度和渗透率对 CO₂ 的储量存在明显的影响, 而毛细压力主要影响注入速率, 长时间尺度下对总封存量影响较小。因此要为实际封存工作提供可靠的模拟结果, 需要保证模型孔隙度和渗透率参数的精度。

所有作者声明不存在利益冲突。

The authors declare that no competing interests exist.

参考文献:

- [1] 赵金洲, 郑建超, 任岚, 等. 海洋 CO₂ 地质封存研究进展与发展趋势 [J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(1): 1-13.
ZHAO J Z, ZHENG J C, REN L, et al. Research progress and development trend of marine CO₂ geological storage[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(1): 1-13. (in Chinese with English abstract)
- [2] 赵改善. 二氧化碳地质封存地球物理监测: 现状、挑战与未来发展 [J]. 石油物探, 2023, 62(2): 194-211.
ZHAO G S. Geophysical monitoring for geological carbon sequestration: Present status, challenges, and future development[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2023, 62(2): 194-211. (in Chinese with English abstract)
- [3] 桑树勋, 袁亮, 刘世奇, 等. 碳中和和地质技术及其煤炭低碳化应用前瞻 [J]. 煤炭学报, 2022, 47(4): 1430-1451.
SANG S X, YUAN L, LIU S Q, et al. Geological technology for carbon neutrality and its application prospect for low carbon coal exploitation and utilization[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(4): 1430-1451. (in Chinese with English abstract)
- [4] SUN X, SHANG A R, WU P, et al. A review of CO₂ marine geological sequestration[J]. *Processes*, 2023, 11(7): 2206.
- [5] KHUDAIDA K J, DAS D B. A numerical analysis of the effects of supercritical CO₂ injection on CO₂ storage capacities of geological formations[J]. *Clean Technologies*, 2020, 2(3): 333-364.
- [6] MARSHALL J P. A social exploration of the west Australian gorgon gas, carbon capture and storage project[J]. *Clean Technologies*, 2022, 4(1): 67-90.
- [7] 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.
- [8] METCALFE R, THATCHER K, TOWLER G, et al. Sub-surface risk assessment for the endurance CO₂ store of the white rose project, UK[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 4313-4320.
- [9] 宋爽, 韩建波, 陈虹, 等. “双碳”目标下二氧化碳海底地质封存在中国的发展潜力及建议 [J]. 科技导报, 2023, 41(22): 30-37.
SONG S, HAN J B, CHEN H, et al. Development potential and countermeasures of sub-seabed CO₂ sequestration under the target of carbon peaking and carbon neutrality in China[J]. Science & Technology Review, 2023, 41(22): 30-37. (in Chinese with English abstract)
- [10] JHA N K, ALI M, SARMADIVALEH M, et al. Low salinity surfactant nanofluids for enhanced CO₂ storage application at high pressure and temperature[M]. Utrecht, Netherlands: EAGE Publications BV, 2018: 1-4.
- [11] HE D, JIANG P X, XU R N. The influence of heterogeneous structure on salt precipitation during CO₂ geological storage[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2023, 7(3): 189-198.
- [12] 谢健, 张可霓, 胡立堂. 神华鄂尔多斯 CO₂ 地质封存场地多井并注模拟初探 [J]. 北京师范大学学报(自然科学版), 2015, 51(6): 636-642.
XIE J, ZHANG K N, HU L T. Numerical investigation of geological CO₂ storage with multiple injection wells for the Shenhua Ordos CCS Project[J]. Journal of Beijing Normal University (Natural Science), 2015, 51(6): 636-642. (in Chinese with English abstract)
- [13] FLETT M, GURTON R, WEIR G. Heterogeneous saline formations for carbon dioxide disposal: Impact of varying heterogeneity on containment and trapping[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 57(1/2): 106-118.
- [14] 赵锐锐, 成建梅. 使用水力屏障控制单一倾斜储层中 CO₂ 羽的迁移 [J]. 地球科学, 2016, 41(4): 675-682.
ZHAO R R, CHENG J M. Using hydraulic barrier control CO₂ plume migration in sloping reservoir[J]. Earth Science, 2016, 41(4): 675-682. (in Chinese with English abstract)
- [15] 高志豪, 赵锐锐, 成建梅. 砂岩含水层 CO₂ 封存中考虑盐沉淀反馈作用的数值模拟: 以鄂尔多斯盆地为例 [J]. 地质科技通报, 2022, 41(1): 269-277.
GAO Z H, ZHAO R R, CHENG J M. Numerical simulation of CO₂ sequestration in sandstone aquifers with feedback effect of salt precipitation: A case study of Ordos Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2022, 41(1): 269-277. (in Chinese with English abstract)
- [16] 任俊帆, 薛亮, 聂捷, 等. 基于随机森林算法的二氧化碳驱油与封存主控因素研究 [J]. 地质科技通报, 2024, 43(3): 147-156.
REN J F, XUE L, N J, et al. Research on the main control factors of carbon dioxide flooding and storage based on random forest algorithm[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(3): 147-156. (in Chinese with English abstract)
- [17] 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.
- [18] 马永法, 周学军, 董俊领, 等. 黑龙江林甸地区深部咸水层 CO₂ 地质储存条件与潜力评估 [J]. 水文地质工程地质, 2022, 49(6): 179-189.
MA Y F, ZHOU X J, DONG J L, et al. Geological storage conditions and potential assessment of CO₂ in deep saline aquifers in Lindian of Heilongjiang Province[J]. Hydrogeology & Engineering Geology, 2022, 49(6): 179-189. (in Chinese with English abstract)
- [19] 靖晶, 苑艺琳, 杨艳林, 等. 地层倾角对 CO₂ 地质封存的影响研究: 以鄂尔多斯 CCS 工程为例 [J]. 工程勘察, 2014, 42(6): 39-44.
JING J, YUAN Y L, YANG Y L, et al. Influence of strata dip on CO₂ geological storage: A case study of Ordos CCS Project[J]. Geotechnical Investigation & Surveying, 2014, 42(6): 39-44. (in Chinese with English abstract)

- [20] 郑长远, 雷宏武, 崔银祥, 等. 西宁盆地南部天然 CO₂ 泄漏和浅部含水层响应 [J]. 地质科技通报, 2023, 42(6): 223-232.
ZHENG C Y, LEI H W, CUI Y X, et al. Natural CO₂ leakage and responses of shallow aquifers in the southern Xining Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(6): 223-232. (in Chinese with English abstract)
- [21] 李义连, 房琦, 柯怡兵, 等. 高盐度卤水对 CO₂ 地质封存的影响: 以江汉盆地潜江凹陷为例 [J]. 地球科学, 2012, 37(2): 283-288.
LI Y L, FANG Q, KE Y B, et al. Effect of high salinity on CO₂ geological storage: A case study of Qianjiang Depression in Jianghan Basin[J]. Earth Science, 2012, 37(2): 283-288. (in Chinese with English abstract)
- [22] 卜繁婷, 许天福, 王福刚, 等. 储层温度对 CO₂ 矿物封存的影响 [J]. 水文地质工程地质, 2014, 41(1): 101-105.
BU F T, XU T F, WANG F G, et al. The influence on CO₂ mineral sequestration of reservoir temperature[J]. Hydrogeology & Engineering Geology, 2014, 41(1): 101-105. (in Chinese with English abstract)
- [23] 盛丹娜, 王惠民, 盛金昌, 等. CO₂ 地质封存中随机裂隙网络走向对盖层密封性影响 [J]. 地球科学, 2025, 50(1): 349-360.
SHENG D N, WANG H M, SHENG J C, et al. Effect of random fracture network orientations on sealing performance of caprock in CO₂ geological sequestration[J]. Earth Science, 2025, 50(1): 349-360. (in Chinese with English abstract)
- [24] URYCH T, SMOLINSKI A. Numerical modeling of CO₂ migration in saline aquifers of selected areas in the Upper Silesian Coal Basin in Poland[J]. Energies, 2019, 12(16): 3093.
- [25] LI Y M, PANG Z H. Hydrogeochemical characteristics of deep saline aquifers in sedimentary basins in China and implications for CO₂ geological storage with emphasis on total dissolved solids (TDS) and water type[J]. Greenhouse Gases (Science and Technology), 2017, 7(1): 53-64.
- [26] 商松华. 海底沉积物甲烷冷泉泄漏的碳-硫循环过程与数值模拟研究 [D]. 长春: 吉林大学, 2023.
SHANG S H. Study on carbon-sulfur cycle process and numerical simulation for the leakage of methane cold seep in marine sediments[D]. Changchun: Jilin University, 2023. (in Chinese with English abstract)
- [27] 谢建华. 南海新生代构造演化及其成因数值模拟 [D]. 广州: 中国科学院研究生院(广州地球化学研究所), 2006.
XIE J H. Cenozoic tectonic evolution of the South China Sea and a numerical simulation study on its formation[D]. Guangzhou: Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, 2006. (in Chinese with English abstract)
- [28] 刘晓涵. 中国南海常规油气资源潜力综合评价: 以生烃潜力法为例 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
LIU X H. Comprehensive evaluation of conventional oil and gas resources potential in the South China Sea: Taking the method of hydro carbon generation potential as an example[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021. (in Chinese with English abstract)
- [29] 李海燕, 彭仕宓, 许明阳, 等. CO₂ 在深部咸水层中的埋存机制研究进展 [J]. 科技导报, 2013, 31(2): 72-79.
LI H Y, PENG S M, XU M Y, et al. CO₂ storage mechanism in deep saline aquifers[J]. Science & Technology Review, 2013, 31(2): 72-79. (in Chinese with English abstract)
- [30] 廖晋, 金澳涵, 李才, 等. 莺-琼盆地咸水层二氧化碳地质封存适宜性及潜力评价 [J]. 地质科技通报, 2025, 44(3): 344-352.
LIAO J, JIN A H, LI C, et al. Suitability and potential evaluation of geological storage of carbon dioxide in saline aquifers of Ying-Qiong Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2025, 44(3): 344-352. (in Chinese with English abstract)
- [31] GUO B Y, WEI N, SONG J Z, et al. Prediction of the maximum allowable bottom hole pressure in CO₂ injection wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 156: 575-581.
- [32] 李传亮. 油藏工程原理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
LI C L. Principle of reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011. (in Chinese)
- [33] MUALEM Y. A new model for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated porous media[J]. Water Resources Research, 1976, 12(3): 513-522.
- [34] VAN GENUCHTEN M T. A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils[J]. Soil Science Society of America Journal, 1980, 44(5): 892-898.
- [35] 王涛, 于海洋, 朱旭晨, 等. 水气交替 CO₂ 咸水层地质封存数值模拟研究 [J]. 中国海上油气, 2023, 35(4): 198-204.
WANG T, YU H Y, ZHU X C, et al. Numerical simulation study on geological storage of CO₂ in saline aquifers assisted by water alternating gas[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(4): 198-204. (in Chinese with English abstract)
- [36] 刘阳, 王媛. 深部咸水层 CO₂ 地质封存研究现状 [J]. 水利水电科技进展, 2011, 31(6): 74-79.
LIU Y, WANG Y. State-of-the-art researches on CO₂ geologic storage in deep saline aquifer[J]. Advances in Science and Technology of Water Resources, 2011, 31(6): 74-79. (in Chinese with English abstract)
- [37] 郑展鹏. 多孔介质内 CO₂/盐水岩心驱替数值模拟研究 [D]. 辽宁大连: 大连理工大学, 2018.
ZHENG Z P. Numerical simulation study of CO₂ and brine core flooding in porous media[D]. Dalian Liaoning: Dalian University of Technology, 2018. (in Chinese with English abstract)
- [38] 靖晶. CO₂ 储存过程多因素影响的数值模拟研究: 以鄂尔多斯盆地石千峰组为例 [D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2021.
JING J. Numerical simulation of multiple factors influence on CO₂ storage process[D]. Wuhan: China University of Geosciences (Wuhan), 2021. (in Chinese with English abstract)
- [39] 孟庆亮. 超临界二氧化碳在盐水层多孔介质条件下迁移的数值模拟研究 [D]. 合肥: 中国科学技术大学, 2014.
MENG Q L. A numerical study of supercritical carbon dioxide migration in porous media under conditions of saline aquifers[D]. Hefei: University of Science and Technology of China, 2014. (in Chinese with English abstract)
- [40] 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.

Summary for “考虑层状非均质性对 CO₂ 在海域咸水层中迁移过程及封存量的影响”

Considering the effect of layered heterogeneity on CO₂ migration processes and sequestration in marine saline aquifers

QIAO Xiangyu , WANG Quanrong*

School of Environmental Studies, China University of Geosciences(Wuhan), Wuhan 430074, China

First author, E-mail: qiaoxy@cug.edu.cn

* Corresponding author, E-mail: wangqr@cug.edu.cn

Abstract: Numerical modeling is a primary tool for studying the migration mechanisms and sequestration of CO₂ in saline aquifers. However, previous studies often assume that reservoirs are regular rectangular shapes and homogeneous, with few reports on numerical simulations of CO₂ migration in marine saline aquifers. **[Objective & Methods]** This study focuses on a reservoir in the South China Sea, taking into account the heterogeneity of the formation and the actual location of the lithological traps. The study establishes a heterogeneous geological model based on seismic reflection characteristics and drilling data, using TOUGHREACT to simulate the effects of different injection locations on CO₂ migration and sequestration in the formation. **[Results]** The results indicate that the upward migration of CO₂ is hindered by mudstone, while lateral migration is more pronounced. For different injection scenarios, significant variations in reservoir pressure distribution were observed. The reservoir pressure reaches 40.1 MPa when injecting at the top, 39.7 MPa at the bottom, and 40.3 MPa when injecting in a complete well. Therefore, the pressure buildup from long-term implementation of complete well injection and top injection schemes may damage the reservoir cap rock, increasing the risk of CO₂ leakage. The bottom and middle injection schemes are safer. When injected continuously for 100 years, CO₂ is predominantly in the supercritical phase, accounting for more than 77% of the total sequestration, with the dissolved phase making up less than 23%. At the same wellhead injection pressure, the homogeneous model overestimates the storage volume of the reservoir. The heterogeneous model injects 55.1% and 49.3% more CO₂ at the top and middle, respectively, compared to the bottom. Sensitivity analysis results show that porosity and permeability have a more significant impact on the results than capillary pressure. **[Conclusion]** This study aims to investigate the impact of injection well locations on CO₂ migration mechanisms and storage capacity when considering the layered heterogeneity of the reservoir, with the aim of providing theoretical guidance for the design of well placement for CO₂ storage.

Key words: CO₂ geological storage; heterogeneous model; numerical simulation; injection location; marine saline aquifer; migration process; sequestration

Received: 2024-06-30; Revised: 2024-09-18; Accepted: 2024-09-19

doi: [10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240365](https://doi.org/10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240365)