

doi: 10.20237/j.issn.1007-7545.2025.02.023

CO₂-咸水-岩石相互作用对储层孔隙度的影响： 以准噶尔盆地东沟组砂岩层为例

金将伟¹, 杨国栋¹, 刘思雨¹, 马鑫², 张银银¹, 韩顺琦¹

(1. 武汉科技大学资源与环境工程学院, 武汉 430081;

2. 中国地质调查局水文地质环境地质调查中心, 河北 保定 071051)

摘要:为探究实际工程情况下超临界CO₂注入咸水层地质封存过程中储层孔隙度的变化,考虑CO₂-咸水-岩石相互作用对储层孔隙度的影响。以准噶尔盆地东沟组砂岩储层为研究对象建立三维地质模型,采用全耦合方法进行多相多组分流动模拟超临界CO₂注入咸水层后的溶解与扩散过程。结果表明,模拟期间储层孔隙度随CO₂羽迁移呈现出4种不同变化趋势;温度和地层水盐度梯度变化均会改变孔隙度变化趋势。基于数据分析,发现CO₂-咸水-岩石相互作用抑制了CO₂的迁移速率,导致不同区域矿物溶解或沉淀状态不同,进而造成了对孔隙度影响的差异性;封存过程中CO₂的持续注入导致储层内pH降低,产生矿物溶解,进而增加了孔隙空间,其中钙长石的溶解作用最显著,后期方解石持续生成则导致孔隙度增速放缓或减小;温度升高可促进矿物反应,并导致矿物变化量的增加,进而影响储层孔隙度的变化量;高盐度地层条件下不利于地化反应发生,进而减少孔隙度的变化量。研究结果可为CO₂地质封存的储层多场耦合模拟、地球化学响应特征研究提供一定的技术支撑,也为CO₂地质封存的长期性和稳定性评价提供了理论依据。

关键词: CO₂-咸水-岩石相互作用; 孔隙度; CO₂地质封存; 咸水层; 准噶尔盆地; 数值模拟

中图分类号: F205

文献标志码: A

文章编号: 1007-7545(2025)02-0204-13

The Influence of CO₂-Brine-Rock Interaction on Reservoir Porosity: A Case Study of Sandstone Reservoir of Donggou Formation in Junggar Basin

JIN Jiangwei¹, YANG Guodong¹, LIU Siyu¹, MA Xin², ZHANG Yinyin¹, HAN Shunqi¹

(1. College of Resources and Environmental Engineering, Wuhan University of Science and Technology, Wuhan 430081, China;

2. Center for Hydrogeology and Environmental Geology of China Geological Survey, Baoding 071051, Hebei, China)

Abstract: To investigate the variations in reservoir porosity during the geological storage of supercritical CO₂ injection into saline aquifers under actual engineering conditions, the influence of CO₂-brine-rock interaction on reservoir porosity was considered. A three-dimensional geological model was established based on the sandstone reservoir of the Donggou Formation in the Junggar Basin, and a fully coupled method was used to simulate the dissolution and diffusion processes of supercritical CO₂ injection into saline aquifers after multiphase and multicomponent flow. The results show that the reservoir porosity presents four different trends during the simulation period as the CO₂ plume migrates. The change of temperature and formation water salinity gradient will

收稿日期: 2024-09-15

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(42141009); 自然资源部地质环境监测工程技术创新中心开放基金项目(2022KFK1212006); 企业委托项目(2022H10418)

作者简介: 金将伟(2000-), 男, 硕士研究生; **通信作者:** 杨国栋(1986-), 男, 博士, 副教授

change the trend of porosity change. Based on data analysis, it is found that the interaction between CO₂-brine-rock inhibit the migration rate of CO₂, resulting in different mineral dissolution or precipitation states in different regions, which in turn causes differences in the impact on porosity. The continuous injection of CO₂ during the sealing process leads to a decrease in pH value in the reservoir, resulting in mineral dissolution, which in turn increases the pore space. The dissolution of plagioclase is the most significant, and the continuous formation of calcite in the later stage leads to a slowdown or decrease in porosity growth. An increase in temperature can promote mineral reactions and lead to an increase in the amount of mineral changes, which in turn affects the amount of porosity changes in the reservoir. High-salinity formation conditions are not conducive to geochemical reactions, thereby reducing the amount of porosity change. The results of this study can provide technical support for the multi-field coupling simulation of CO₂ geological storage reservoirs and the study of geochemical response characteristics, as well as provide theoretical basis for the long-term and stability evaluation of CO₂ geological storage.

Key words: CO₂-brine-rock interaction; porosity; CO₂ geological sequestration; saline aquifer; Junggar Basin; numerical simulation

由CO₂排放引起的环境问题是各国保持可持续发展面临的共同挑战^[1-2]。为此,我国将“双碳”战略作为新时代标志性的国家战略目标。碳捕集与封存(Carbon capture and storage, CCS)是应对全球变暖最具价值的方法之一,而且已被证明在经济上是可行的^[3],环境风险是可预估的^[5],其中深部咸水层CO₂地质封存因储量大、分布广等优点^[5-6]被认为是最具前景的封存方式。

大部分咸水层分布于沉积盆地,这些盆地通常具有较高的孔隙度和渗透性,能够容纳大量气体。其中,准噶尔盆地是我国西部的主要能源战略基地之一,年碳排放量约为2亿t,面临低碳减排的挑战。刘思楠等^[7]的研究表明,准噶尔盆地深部咸水层具备较高的封存潜力,是我国优先考虑的CO₂封存场地。马鑫等^[8]通过模型分析,评估了准噶尔盆地在地尺度下的CO₂-EWR技术潜力,结果显示,相较于单独的CO₂地质封存,该技术可将封存量提升5.22倍。肖贝等^[9]对准噶尔盆地深部咸水层的封存潜力进行了初步评估,结果表明适宜区的储层CO₂理论封存潜力为606.08亿t。

深部咸水层的地质封存过程不仅受到储层封闭条件和岩石矿物组成等因素的影响,还包括渗流、吸附以及CO₂-咸水-岩石之间的物理化学相互作用^[10-12]。其中,储层孔隙特征是评估封存能力的重要指标,微观孔隙结构的研究尤为关键^[13-14]。CO₂-咸水-岩石相互作用对储层孔隙度影响显著,具有双重效应^[15-16]。一方面,矿物溶解会增加富碳酸盐岩石的孔隙度和渗透率,提升储层连通性,从而增强封存能力;另一方面,CO₂注入会促使储层中次生矿物沉淀,进而影响岩石的孔隙度和渗透率^[17-18]。然而,以往关于

准噶尔盆地深部咸水层CO₂地质封存的研究多集中于宏观层面,且通常基于单一模型,未能充分考虑CO₂-咸水-岩石相互作用对储层孔隙度的影响,因而难以准确反映该区域在实际地质条件下CO₂的反应过程、运移和分布,导致对CO₂封存量的预测与实际情况存在较大偏差。

针对上述原因和问题,本研究选取准噶尔盆地东沟组砂岩储层为研究对象,在结合研究区地质条件的基础上,开展CO₂-咸水-岩石相互作用的多耦合模拟,系统分析了CO₂注入过程中深部咸水层在不同条件下的CO₂-咸水-岩石相互作用及其对储层孔隙度的影响。本研究不仅有助于优化CO₂地质封存策略,还为咸水层的多场耦合模拟和地球化学响应特征的研究提供一定理论依据和技术支持。

1 研究区地质概况

研究区位于准噶尔盆地的阜康凹陷内,沉积地层经历了从晚古生代到第四纪的多次构造运动,包括海西、印支、燕山和喜马拉雅运动^[19-20]。这些构造活动使得区域内湖泊反复扩张和收缩,形成了多期沉积旋回、沉积体系和沉积类型。研究区内的白垩系东沟组沉积相划分为辫状河相,进一步划分为河床沉积和泛滥平原沉积两个亚相,是CO₂地质封存的理想场所^[21],研究区地层分布见图1^[22-23]。

白垩系东沟组岩石以砖红色为主色调,夹杂青灰、红褐和少量黄褐色,主要岩石类型包括砂岩、砾岩、粉砂岩和泥岩,部分砂岩呈透镜状分布^[22]。东沟组下部主要由长石、岩屑和砂岩组成,石英、长石和岩屑各占总成分的约30%,成分分布较均匀,填隙物以伊利石为主的黏土杂质基为主,并含少量方解石形

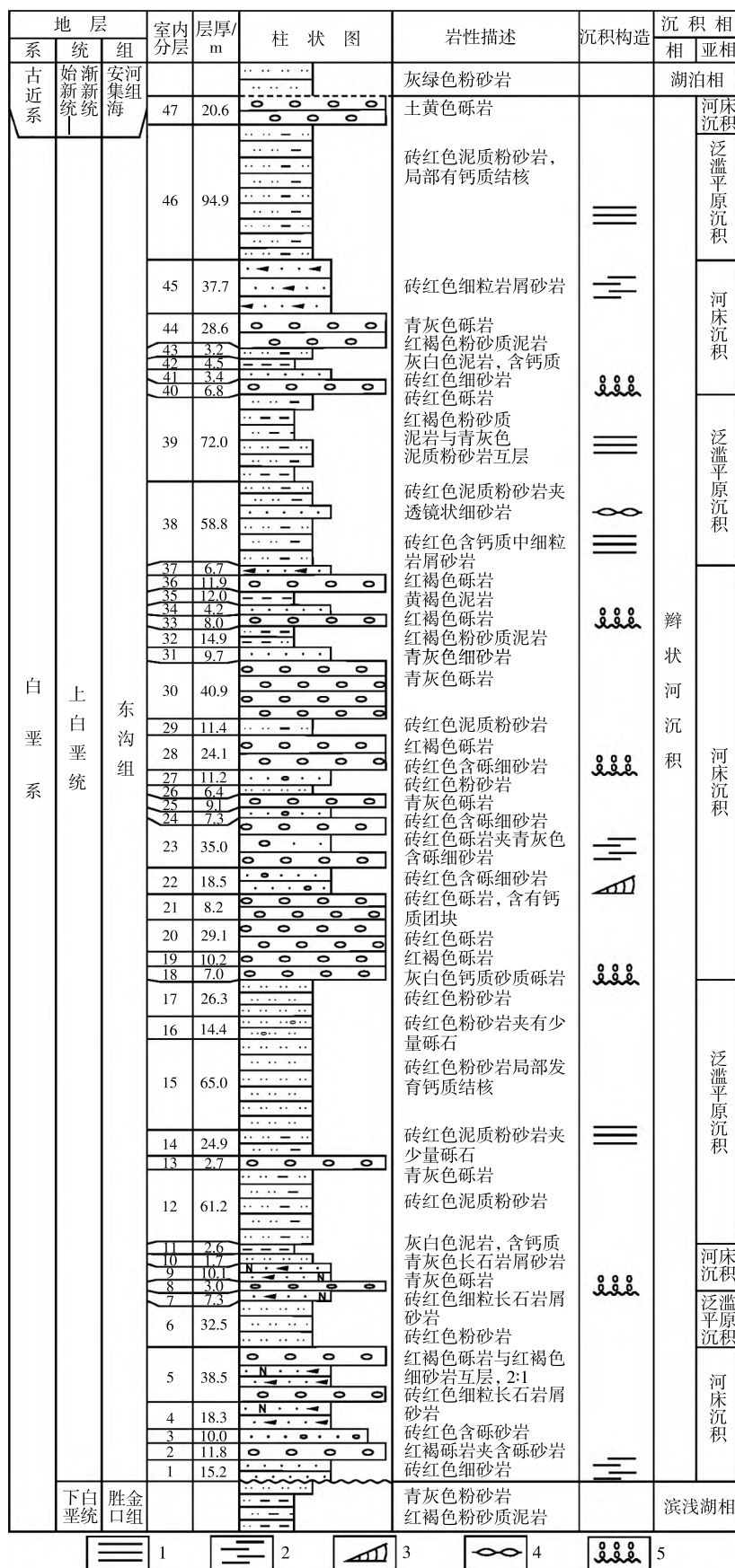


图 1 研究区白垩系东沟组地层柱状图(改自文献[22])

Fig. 1 Stratigraphic column of Donggou Formation of the Cretaceous in study area (Redraw from literature [22])

成的钙质胶结物；东沟组上部则主要为砂岩和岩屑，石英、长石和岩屑的含量分别为20%、5%和65%左右，填隙物以方解石形成的钙质胶结物为主^[24]。

2 研究方法

2.1 模拟方法

基于准噶尔盆地东沟组砂岩储层的地质特征，采用Petrel软件构建了三维地质模型，并将模型导入油藏模拟器CMG/GEM以建立动态油藏模型。该模型综合考虑了滞后效应、CO₂在水中的溶解度、离子溶解及地球化学矿物捕集等机制，模拟了CO₂注入咸水层后的溶解和扩散过程，从而为地下复杂地层条件和各种不确定因素下的CO₂地质封存提供了更科学的模拟结果。

在GEM模块中进行的深部咸水层CO₂封存模拟采用全耦合方法，实现了具有相平衡和化学平衡的自适应隐式多相多组分流动模拟，并包含速率相关的矿物溶解/沉淀模拟。结合试验分析^[23]及Kozeny-Carman渗透率公式^[25]可推断，模拟期内岩石孔隙度变化对渗透率影响极小，因此忽略两者间的耦合作用。模型利用Henry定律计算CO₂在水中的溶解度，采用LI等^[26]的方法对Henry定律常数进行模拟，以精确描述水相中的气体溶解度；CO₂气体的逃逸度通过Peng-Robinson状态方程EOS进行建模^[27]。气水相对渗透率采用Corey模型和Van Genuchten模型计算^[28]，并使用Land模型对每个网格单元的CO₂残余气饱和度进行模拟^[29-30]。表1列出了模拟过程中主要使用的方法和方程。

表1 主控方程
Table 1 Governing equation

机理	主控方程
	$F=x\times H$
Henry 定律	$\ln H=\ln Q+V\times\frac{(P-P_1)}{RT}$ <p>式中，F为组分的逸度，x为水相中组分组成，H为Henry定律常数，Q为亨利常数，P_1为参考压力(kPa)，V为无限稀释时的摩尔体积(m³/mol)，R为摩尔气体常数(J·mol⁻¹·K⁻¹)，P为压力(kPa)，T为温度(℃)</p>
	$H_i=H_i^*\times\exp\left[V_i^\infty\times\frac{P-P_{\text{ref}}}{RT}\right]$
Li and Nghiem 模型	$X_i=\frac{f_i}{H_i}$ <p>式中，H_i^*为参考压力下i的亨利常数，X_i为组分i在水相中的摩尔分数，f_i为组分i在水相中的逸度(kPa)，P_{ref}为参考压力(kPa)，V_i^∞为无限稀释时组分i的偏摩尔体积(m³/mol)</p>
	$\ln\frac{f}{P}=Z-1-\ln(Z-B)-\frac{A}{2\sqrt{2}B}\ln\left(\frac{Z+2.414B}{Z-0.414B}\right)$
Peng-Robinson 方程	$Z=\frac{PV}{RT}\quad A=\frac{aP}{R^2T^2}\quad B=\frac{bP}{RT}$ <p>式中，Z为气压系数，f为CO₂在水相中的逸度(kPa)，a、b为范德华方程中的常数，可求得参数A、B</p>
	$k_{\text{rg}}=\left(1-\hat{S}\right)^2\left(1-\hat{S}^2\right)$
Corey 模型	$\hat{S}=\frac{\left(S_1-S_{\text{lr}}\right)}{\left(1-S_{\text{lr}}-S_{\text{gr}}\right)}$
	$k_{\text{rl}}=\sqrt{S^*}\left\{1-\left[1-\left(S^*\right)^{\frac{1}{\lambda}}\right]^{\lambda}\right\}^2$
Van Genuchten 模型	$S^*=\frac{\left(S_1-S_{\text{lr}}\right)}{S_{\text{ls}}-S_{\text{lr}}}$ <p>式中，k_{rg}为气相相对渗透率(μm²)，k_{rl}为液相相对渗透率(μm²)，S_1为液相饱和度(%)，S_{lr}为残余液相饱和度(%)，S_{gr}为残余气相饱和度(%)，S_{ls}为残余固体饱和度(%)，λ为经验参数，与孔隙分布有关</p>
	$S_{\text{gr}}=S_{\text{gcrit}}+\frac{S_{\text{g,max}}-S_{\text{gcrit}}}{1+C\times\left(S_{\text{g,max}}-S_{\text{gcrit}}\right)}$
Land 模型	$C=\frac{1}{S_{\text{gr,max}}^*}-1$ <p>式中，S_{gr}为残余气体饱和度(%)，S_{gcrit}为临界气体饱和度(%)，$S_{\text{g,max}}$为最大气体饱和度(%)，C为Land参数，由试验测定的最大残余气体饱和度$S_{\text{gr,max}}^*$计算</p>

2.2 模型建立与参数设置

准噶尔盆地东沟组砂岩储层为目标储层,综合研究区域地质背景与岩石样品测试结果^[14],构建了更符合实际工程情况的地质模型。模型X、Y方向均为10 km,

网格设置为 $66 \times 65 \times 79$,注入井的水平坐标为(33, 33),垂直方向各层均设有注入点。模型在垂直方向上存在空间变化,在水平方向上呈现良好的分层效果,更加贴合实际储层中的 CO_2 羽迁移过程,如图2所示。

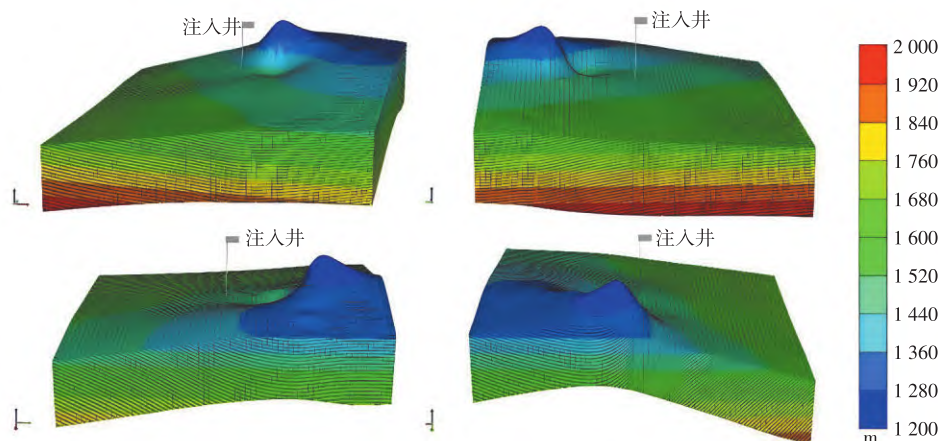


图2 东沟组地层地质模型四向图

Fig. 2 Four-way diagram of the stratigraphic model of the Donggou Formation

基于准噶尔盆地白垩系东沟组的地层及测井资料^[20, 31-32],本研究设置储层初始压力为20.6 MPa,垂向渗透率与水平渗透率比值设为0.3,最大残余气体饱和度设为0.4,深度为1 540 m。目标储层的地下水化学类型为Cl—Na—Ca,矿化度为30~50 g/L,本研究在模拟中通过改变 Na^+ 和 Cl^- 的浓度来调节地层水盐度,研究地层水盐度对 CO_2 -咸水-岩

石相互作用的影响,分别设置 Na^+ 和 Cl^- 的浓度为20 000、35 000、50 000、65 000 mg/L^[9, 14]。具体的基础模型初始物性参数设置见表2。通过分析准噶尔盆地白垩系东沟组储层的相关地质资料,再进一步结合XRD测定结果(图3)与上述引用文献中的目标储层岩心矿物分析所得检测数据,最终确定本次模型的矿物组分类型和初始矿物含量设置见表3。

表2 基础模型初始物性参数设置

Table 2 Initial physical property parameter settings for the baseline model

参数	取值	参数	取值
储层埋深/m	1 540	Ca^{2+} 浓度/(mg · L ⁻¹)	16 477
储层初始压力/MPa	20.6	Mg^{2+} 浓度/(mg · L ⁻¹)	1 431.86
储层初始温度/℃	65	K^+ 浓度/(mg · L ⁻¹)	1.622
注入井最大井底压力/MPa	50	Na^+ 浓度/(mg · L ⁻¹)	35 000
最大残余气体饱和度	0.4	Al^{3+} 浓度/(mg · L ⁻¹)	0.012 3
垂向渗透率与水平渗透率比值	0.3	地层水盐度/%	3.5
平均孔隙度/%	16.91	平均渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	41.07

根据实际工程目标,模型中 CO_2 将以恒定速率注入50 a,累计注入量达到 6.3×10^6 t,总模拟周期为100 a。考虑到砂岩层主要次生矿物片钠铝石的形成温度为73~85 ℃^[33],菱镁石的形成温度为20~50 ℃,以及白云石在初始酸性条件下发生全等溶解^[34],鉴于目标储层的实际温度及钙、镁、氢离子浓度的比例,模型中未考虑上述次生矿物沉淀对孔隙度的影响。基于储层矿物组分类型,对表4中所列矿物反应进行了建模。

2.3 模型模拟机理

孔隙度作为岩石能够储存流体的空间大小的直接指标,是评估储层质量的关键参数之一。由于结合实际工程情况建立的模型在垂直和水平方向上存在空间变化,储层中每一个点位的孔隙度变化存在梯度,各区域地化反应造成的孔隙度变化趋势存在差异,储层 CO_2 羽迁移机理如图4^[23]所示。为了探究 CO_2 -咸水-岩石长时间相互作用对储层孔隙度的影响,本研究选取了随 CO_2 羽迁移过程中储层出现的

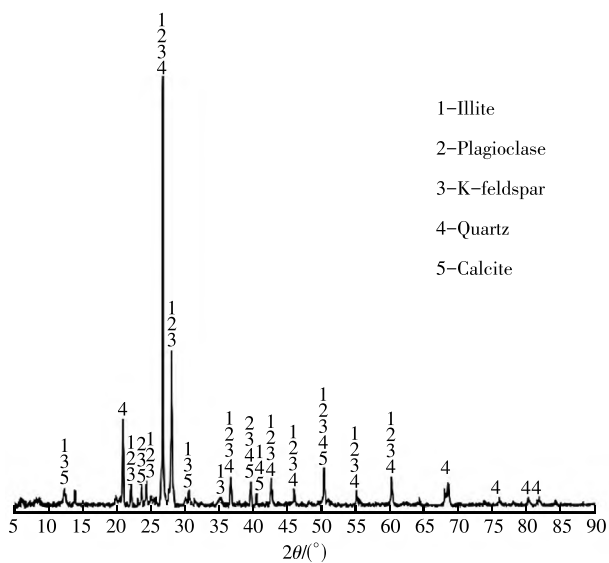


图3 东沟组砂岩层 XRD 谱

Fig. 3 XRD pattern of sandstone layer in Donggou Formation

表 3 模型中矿物组分类型和初始矿物体积含量

Table 3 Mineral component types and initial mineral volume fractions in the model

矿物类型	英文名	化学式	体积分数 / %
石英	Quartz	SiO ₂	30
方解石	Calicite	CaCO ₃	5
钙长石	Anorthite	CaAl ₂ Si ₂ O ₈	15
钠长石	Albite	NaAlSi ₃ O ₈	15
伊利石	Illite	K _{0.6} Mg _{0.25} Al _{2.3} Si _{3.5} O ₁₀ (OH) ₂	17
钾长石	K-feldspar	KAlSi ₃ O ₈	18

表 4 模型中矿物反应类型

Table 4 Mineral reaction types in the model

反应方程式
$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_2\text{CO}_3(\text{aq})$
$\text{H}_2\text{CO}_3(\text{aq}) \leftrightarrow \text{H}^+ + \text{HCO}_3^-$
$\text{HCO}_3^- \leftrightarrow \text{H}^+ + \text{CO}_3^{2-}$
$\text{Si}(\text{OH})_4 \leftrightarrow \text{石英}(\text{SiO}_2) + 2\text{H}_2\text{O}$
$\text{方解石}(\text{CaCO}_3) + \text{H}^+ \leftrightarrow \text{Ca}^{2+} + \text{HCO}_3^-$
$\text{钙长石}(\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8) + 8\text{H}^+ \leftrightarrow 2\text{Al}^{3+} + \text{Ca}^{2+} + 4\text{H}_2\text{O} + 2\text{SiO}_2$
$\text{钠长石}(\text{NaAlSi}_3\text{O}_8) + 4\text{H}^+ \leftrightarrow \text{Al}^{3+} + \text{Na}^+ + 2\text{H}_2\text{O} + 3\text{SiO}_2$
$\text{伊利石}(\text{K}_{0.6}\text{Mg}_{0.25}\text{Al}_{2.3}\text{Si}_{3.5}\text{O}_{10}(\text{OH})_2) + 8\text{H}^+ \leftrightarrow 2.3\text{Al}^{3+} + 0.6\text{K}^+ + 0.25\text{Mg}^{2+} + 5\text{H}_2\text{O} + 3.5\text{SiO}_2$
$\text{钾长石}(\text{KAlSi}_3\text{O}_8) + 4\text{H}^+ \leftrightarrow \text{Al}^{3+} + \text{K}^+ + 2\text{H}_2\text{O} + 3\text{SiO}_2$

4 种不同孔隙度变化趋势区域的中心点进行孔隙度变化分析, 4 种变化趋势区域中心坐标点依次为 A(59, 31, 34)、B(56, 41, 34)、C(35, 33, 34)、D(37, 49, 34), 其中 C 点靠近 CO₂ 注入点。根据数值模拟结果, 观察孔隙度随时间的变化规律, 分析矿物溶解、沉淀对储层孔隙度的影响, 进一步研究不同温度、地层水盐度下 CO₂-咸水-岩石相互作用对储层孔隙度的影响。

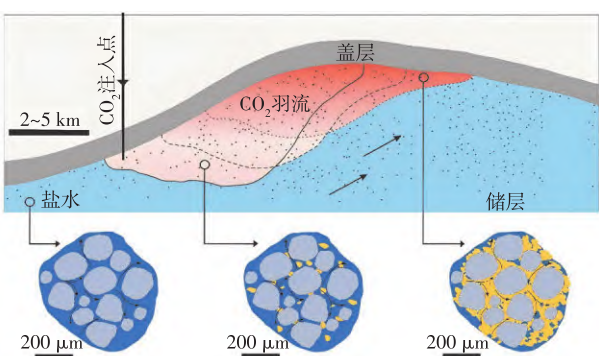


图 4 研究区咸水层 CO₂ 羽迁移机理图^[23]

Fig. 4 Mechanism map of CO₂ plume migration in saltwater layer in the study area^[23]

3 结果与讨论

3.1 CO₂-咸水-岩石长时间相互作用下 CO₂ 羽迁移及孔隙度变化规律

CO₂ 的气体饱和度能够揭示其在空间中的扩散规律, 从而反映出储层不同区域在长时间 CO₂-咸水-岩石相互作用下的孔隙度变化。图 5 展示了不同时间节点下砂岩储层中 CO₂ 气体饱和度的空间分布。在初始状态下, 储层内的 CO₂ 摩尔分数为零。随着 CO₂ 以超临界状态注入地层, 注入井附近形成了高浓度 CO₂ 区域, 并逐渐达到区域平衡状态。随着时间的推移, 受到重力和压力梯度的驱动, CO₂ 开始在储层的孔隙中移动, 并逐步溶解在储层的咸水中, 导致远离 CO₂ 注入井区域的气体饱和度也发生变化。然而, 值得注意的是, 即使在 CO₂ 注入达 100 年后, CO₂ 仍未扩散至模型的顶部, 这一现象可能受到实际储层厚度和垂直渗透率的影响, 因此本研究中未考虑盖层矿物的变化。

在 CO₂ 注入停止后的 50 年内, CO₂ 羽流面积持续增大, 但其在储层中的迁移速度减缓, 这表明溶解

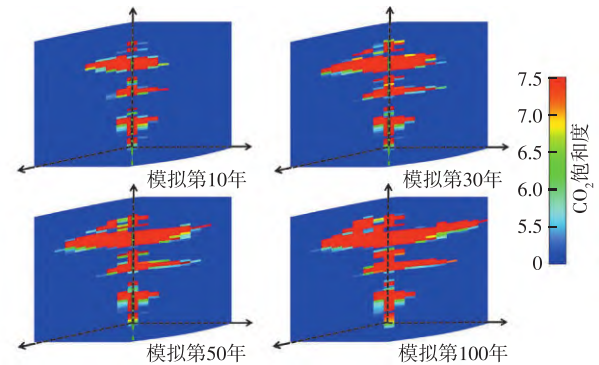


图 5 不同时期储层中 CO₂ 空间分布情况

Fig. 5 Spatial distribution of CO₂ in reservoirs at different periods

态的 CO_2 与储层岩石发生化学反应,部分 CO_2 的存在形态发生变化,从而不再受浮力和扩散作用的影响,显著抑制了 CO_2 的迁移速率。这一转变提高了 CO_2 的封存效率 and 安全性,降低了 CO_2 从储层逃逸到地表或大气中的可能性,增强了地质封存作为温室气体减排策略的可靠性。

在100年的模拟期内,储层孔隙度随 CO_2 羽迁移展现出4种不同的变化趋势,具体区域中心点的变化趋势见图6。随着地层中溶解 CO_2 的增加,原有的水化学平衡被打破,引发一系列新的化学反应。在长期的地球化学反应过程中,新物质的生成与旧物质的溶解将引起储层孔隙度的变化,而储层孔隙度的

变化直接影响咸水层的地质封存能力^[35]。分析表明,孔隙度变化的差异可能源于不同区域内 CO_2 羽迁移过程中溶解或沉淀状态的不同。如图6(a)和图6(b)所示,A点与D点的孔隙度总体呈现增加趋势,但在 CO_2 注入初期,A点 CO_2 的气体饱和度显著上升,孔隙度因 CO_2 羽迁移而短暂下降,2010年时下降了 1.04×10^{-12} 。两点在模拟的前50年内孔隙度变化速率均高于 CO_2 注入停止后的50年,2050年后储层孔隙度表现为平缓上升。这是由于 CO_2 注入导致储层内pH降低,矿物溶解增加了孔隙空间;但随着时间推移,矿物沉淀作用减少了孔隙空间,导致孔隙度增速放缓。

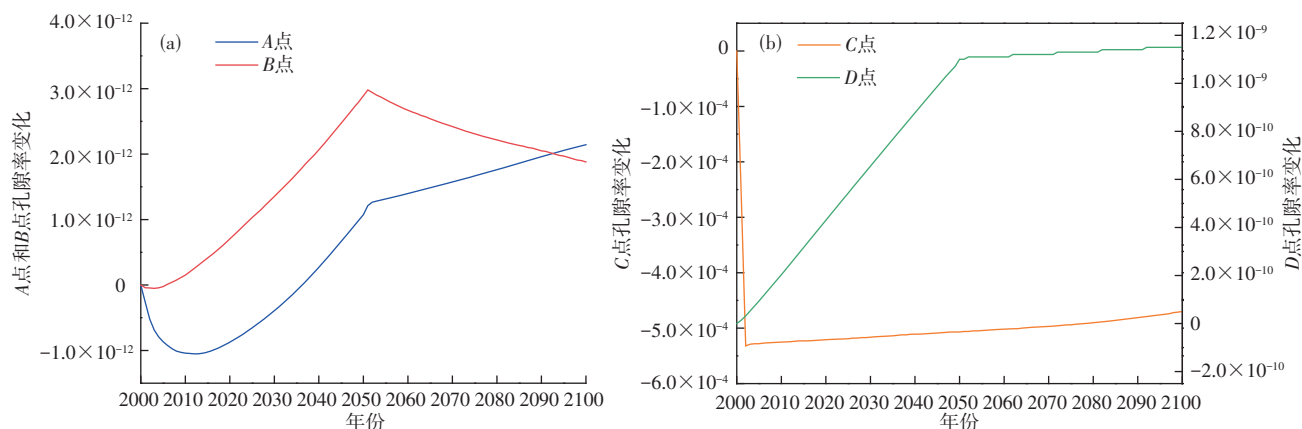


图6 65 °C下四种变化区域中心点孔隙度变化情况

Fig. 6 Changes in porosity of different points at 65 °C

如图6(a)所示,B点孔隙度整体呈现先升后降的趋势,2051年达到峰值 2.98×10^{-12} 后开始下降,表明模拟前期矿物溶解是主要过程,后期矿物沉淀成为主导。在2050年左右,不同温度下B点的孔隙度均达到一个峰值,随后开始下降。这种趋势进一步表明了储层 CO_2 -咸水-岩石作用从溶解主导向沉淀主导的转变,沉淀作用减少了孔隙空间。

如图6(b)所示,模拟初期C点孔隙度呈现出近乎直线型的下降,依据C点的 CO_2 的气体饱和度可知,这是由于C点位于 CO_2 注入井旁,初期 CO_2 的大量注入占据了孔隙空间,导致孔隙度快速下降。随后的99年内,注入后的 CO_2 与储层中的地下水反应,生成大量的 H^+ ,促进了岩石矿物的溶解,从而增加了孔隙空间,孔隙度持续上升。

3.2 矿物溶解/沉淀对储层孔隙度的影响

CO_2 -咸水-岩石相互作用中的矿物溶解与沉淀对储层孔隙度的影响尤其明显,对于增强 CO_2 封存与油气回收效率及评估环境安全性具有关键意义。储

层pH的变化反映了 CO_2 与咸水和岩石相互作用的复杂动态过程,极大程度上影响了地化反应。图7反映了 CO_2 注入咸水层的各时间点下pH空间变化情况。结果表明,pH的空间分布特征与 CO_2 气体饱和度的空间分布特征相似。图中 CO_2 注入初期pH迅速下降,这是由于 CO_2 注入砂岩储层后会与地层水反应,释放出 H^+ ,从而导致地层水的酸化。10年后,pH的下

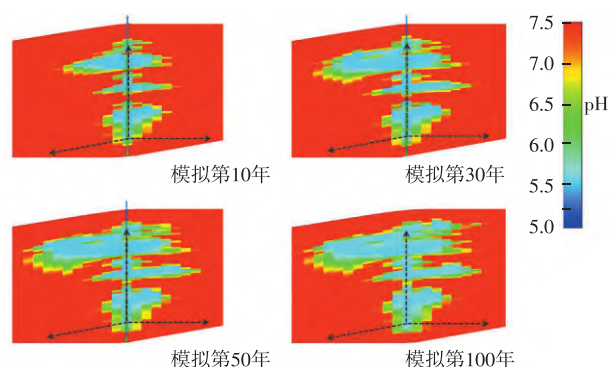


图7 储层流体pH空间变化情况

Fig. 7 Spatial variation of reservoir fluid pH

降趋势逐渐变得平缓,是由于储层中的某些矿物与溶解的 CO_2 反应, H^+ 的消耗减缓了pH的下降。

图8展示了储层矿物变化量随时间的变化情况。在东沟组砂岩储层中,钙长石的溶解作用最为显著。在100年的模拟期内,钙长石始终处于溶解状态,随着 CO_2 迁移过程的推进,其溶解程度持续加剧,到第100年时,钙长石体积分数下降了约2%,从而有助于储层孔隙度的上升。

在模拟初期,方解石的溶解量显著高于钙长石。大约在模拟30 a时,方解石的变化量出现拐点,标志着其开始生成。随着时间推移,方解石的生成量超过了其溶解量,到了第100年,方解石体积分数上升

了1.95%。 CO_2 注入结束后,生成的大量 H^+ 促进了岩石矿物的溶解,增加了孔隙空间,从而表现为孔隙度的上升^[36]。然而,方解石(CaCO_3)的持续生成导致储层后期矿物生成量大于矿物溶解量,孔隙度随之降低。LIU等^[37]也验证了方解石对氧化反应的抑制作用,大量生成的方解石可能进一步抑制其他矿物(如钾长石)的溶解。进一步研究表明,钾长石的变化量在前期始终为负,但随着方解石大量生成,其下降速率开始减缓。

与上述矿物相比,其它矿物的变化量较小,相对而言对孔隙度的变化趋势影响作用可忽略。

3.3 不同温度下 CO_2 -咸水-岩石相互作用对孔隙度的影响

CO_2 -咸水-岩石相互作用对孔隙度的影响十分复杂,而温度是影响地化反应的重要因素。在不同温度条件下,这些相互作用以不同的方式影响岩石的孔隙度,从而影响其封存能力和稳定性^[38-39]。王广华等^[40]研究结果也证明了温度的升高会促进砂岩中长石类矿物的溶蚀。

温度的升高通过影响矿物的反应速率(见图9)加快A点、C点和D点的孔隙度变化,进而导致孔隙度的增加。如图9所示,随着温度的上升,储层中3种主要矿物的变化量均有所增加。在模拟结束时(第100年),温度从65℃升高至95℃时,A点、C点和D点的孔隙度分别增加了 1.11×10^{-11} 、 2.77×10^{-4} 和

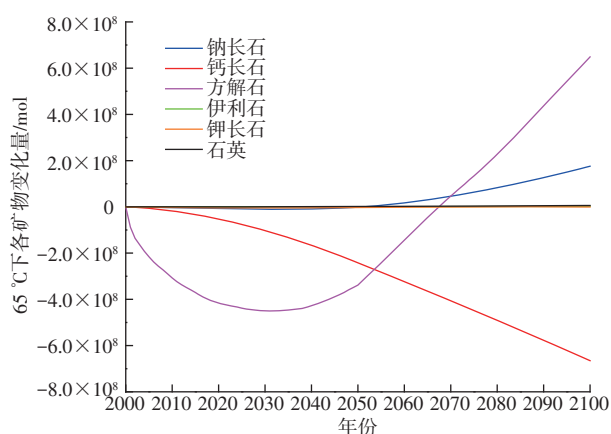


图8 储层各矿物的变化情况

Fig. 8 Changes of minerals in reservoir

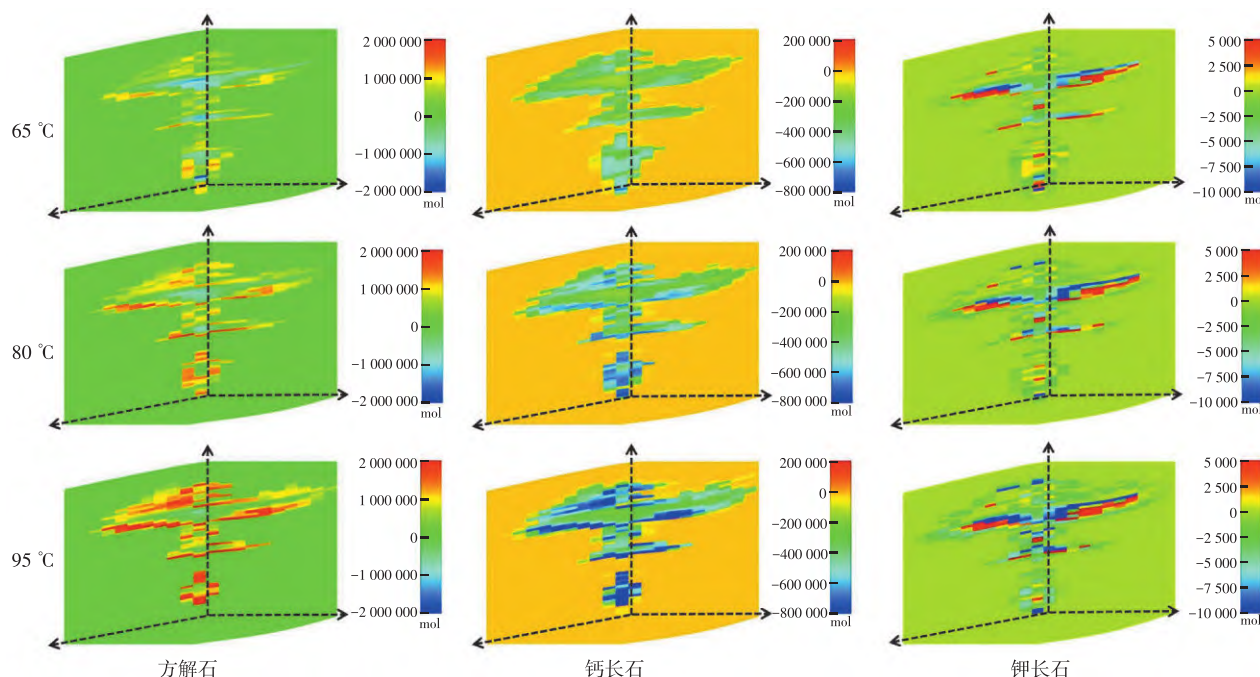


图9 不同温度下储层中方解石、钙长石、钾长石的溶解/沉淀图

Fig. 9 Dissolution/precipitation diagrams of calcite, anorthite, and K-feldspar in reservoirs at different temperatures

2. 13×10^{-10} (图10), 而B点的孔隙度则由 1.88×10^{-12} 减少至 -3.39×10^{-12} , 减少幅度达到280.55%。随着

温度升高, 孔隙度的变化幅度也增大, 进一步验证了温度的升高确实加快了矿物的溶解和沉淀过程。

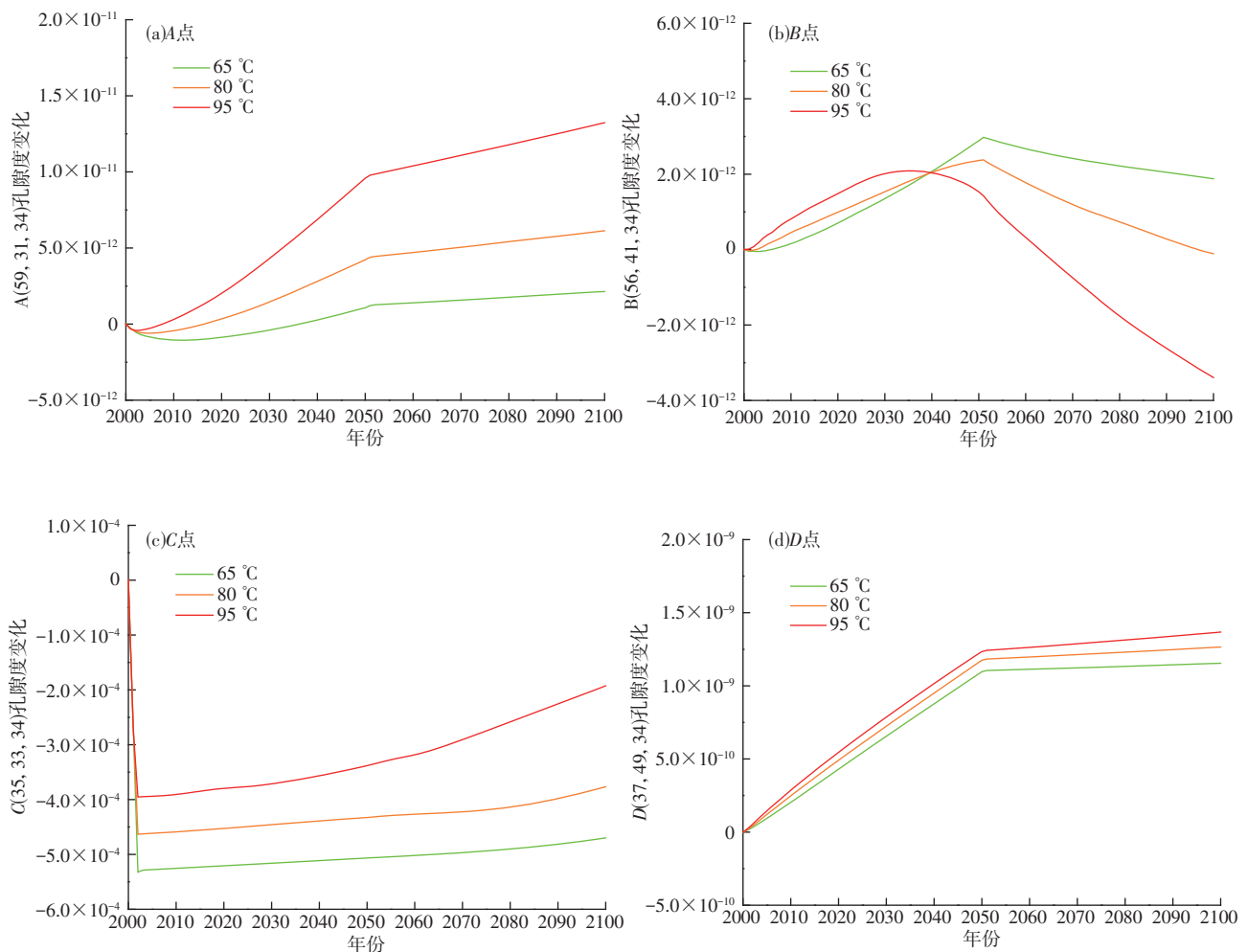


图10 不同温度下不同点位孔隙度变化情况

Fig. 10 Changes in porosity of different points at different temperatures

3.4 不同地层水盐度下CO₂-咸水-岩石相互作用对孔隙度的影响

地层水盐度从2.0%增加到6.5%时, 储层中3种主要矿物的变化情况如图11所示。结果表明, 在高盐度条件下, 储层矿物的溶解或沉淀趋势相对平稳, 这表明低盐度条件有利于提高孔矿物的变化速率。这种现象通常与高盐度条件下离子浓度的改变不利于岩石反应有关, 会发生孔喉堵塞, 从而进一步降低矿物变化量^[17-19, 41]。

如图12所示, 经过100年的模拟, 在地层水盐

度从2.0%增至6.5%的过程中, A点的孔隙度减少了 3.25×10^{-12} , B点的孔隙度从 3.59×10^{-12} 降至 -1.11×10^{-12} , 下降幅度达131.02%。此外, 降低地层水盐度能提升B点孔隙度的增长速度。C点在不同盐度条件下的孔隙度表现出先急剧下降后平稳增长的趋势, 表明低盐度环境可能促进了孔隙度的减少。D点在盐度由2.0%增加到6.5%的过程中, 孔隙度减少了 3.02×10^{-10} , 进一步表明低盐度条件会增加孔隙度的变化量, 从而增强其变化趋势。

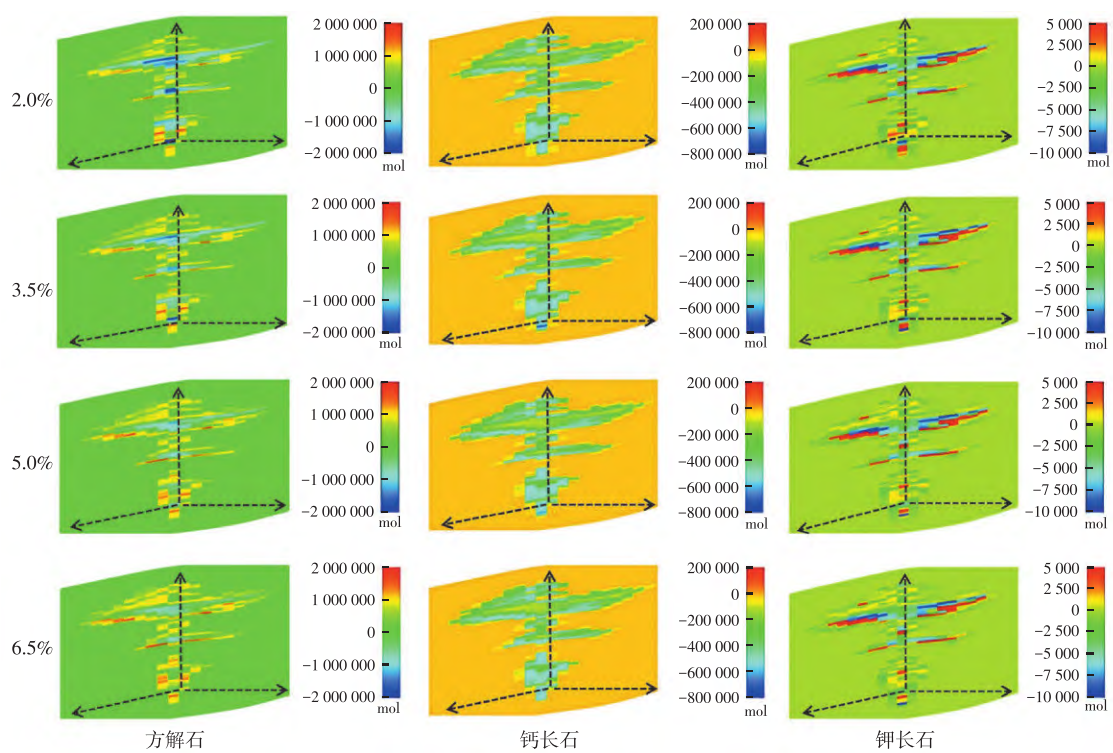


图 11 不同盐度下储层中方解石、钙长石、钾长石的溶解/沉淀图

Fig. 11 Dissolution/precipitation diagrams of calcite, anorthite, and K-feldspar in reservoirs at different salinities

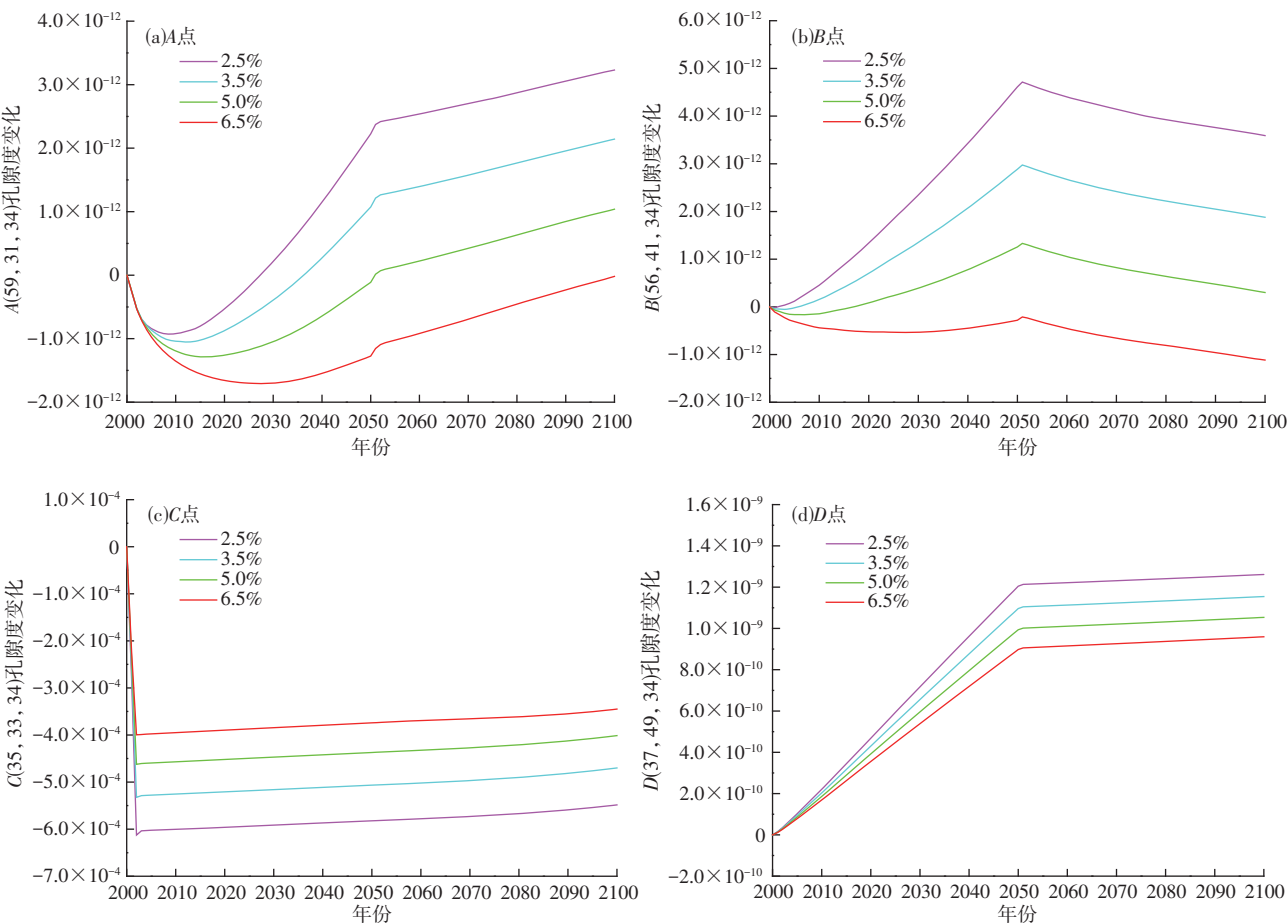


图 12 不同地层水盐度下不同点位孔隙度的变化情况

Fig. 12 Porosity changes of different points under different formation water salinities

4 结论

1) CO_2 -咸水-岩石相互作用有效抑制了 CO_2 的迁移速率, 导致不同位置发生的溶解或沉淀状态不同, 进而造成了 CO_2 -咸水-岩石相互作用对孔隙度影响的差异性; 靠近 CO_2 注入点处的孔隙度会随着 CO_2 的注入迅速下降, 这是由于 CO_2 的大量注入占据了孔隙空间。

2) 封存过程中 CO_2 的持续注入导致储层内 pH 降低, 产生矿物溶解, 进而增加了孔隙空间, 表现为钙长石($\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$)、方解石(CaCO_3)、钾长石(KAlSi_3O_8)溶解造成孔隙度的减小, 其中钙长石的溶解作用最为显著, 有利于储层 CO_2 长期封存。但随着时间的推移, 50年后储层矿物的沉淀作用造成孔隙空间减少, 方解石(CaCO_3)持续生成导致孔隙度增速放缓或减小。

3) 当模型温度从 $65\text{ }^\circ\text{C}$ 阶段上升到 $95\text{ }^\circ\text{C}$, 模拟结束时各监测点的孔隙度变化幅度均增大, 这表明温度升高可促进矿物反应, 加快矿物的溶解或沉淀, 并导致矿物变化量的增加, 从而加快孔隙度变化, 影响 CO_2 封存过程中储层孔隙度的变化量。

4) 高盐度地层条件下孔隙度的变化趋势相对平稳, 会减小地化反应的速率, 进而影响孔隙度变化量; 低盐度条件有利于孔隙度的增加或恢复, 更有利于 CO_2 长期地质封存。

参考文献

- [1] LE Q C, ANDREW R M, FRIEDLINGSTEIN P, et al. Global carbon budget 2018[J]. Earth System Science Data, 2018, 10(4): 2141-2194.
- [2] 陈远翔, 刘奕伶, 李润, 等. 全国碳市场扩围下的电解铝行业低碳发展路径研究: 以云南省为例[J]. 有色金属(冶炼部分), 2024(8): 62-71.
CHEN Y X, LIU Y L, LI R, et al. Research on low carbon development path of electrolytic aluminum industry under the expansion of national carbon market: taking Yunnan province as an example[J]. Nonferrous Metals (Extractive Metallurgy), 2024(8): 62-71.
- [3] 杨国栋, 李义连, 马鑫, 等. 超临界 CO_2 增强热卤水开采模型研究[J]. 地质科技情报, 2014, 33(6): 233-240.
YANG G D, LI Y L, MA X, et al. Modeling study of enhanced thermal brine extraction using supercritical CO_2 [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2014, 33(6): 233-240.
- [4] 李琦, 蔡博峰, 陈帆, 等. 二氧化碳地质封存的环境风险评估方法研究综述[J]. 环境工程, 2019, 37(2): 13-21.
- LI Q, CAI B F, CHEN F, et al. Review of environmental risk assessment methods for carbon dioxide geological storage[J]. Environmental Engineering, 2019, 37(2): 13-21.
- [5] GOODMAN A, SANGUNITO S, TKACH M, et al. Investigating the role of water on CO_2 -utica shale interactions for carbon storage and shale gas extraction activities: evidence for pore scale alterations[J]. Fuel, 2019, 242: 744-755.
- [6] COOK P J. CCS research development and deployment in a clean energy future: lessons from australia over the past two decades[J]. Engineering, 2017, 3(4): 477-484.
- [7] 刘思楠, 张力为, 苏学斌, 等. 二氧化碳咸水层封存条件矿物溶解与沉淀化学反应建模与参数取值综述[J]. 水利水电技术, 2020, 51(11): 13-22.
LIU S N, ZHANG L W, SU X B, et al. Review on modeling and parameter selection for chemical reactions of mineral dissolution and precipitation under the condition of CO_2 sequestration in saline aquifers[J]. Water Resources and Hydropower Engineering, 2020, 51(11): 13-22.
- [8] 马鑫, 李旭峰, 文冬光, 等. 新疆准东地区场地尺度二氧化碳地质封存联合深部咸水开采潜力评估[J]. 水文地质工程地质, 2021, 48(6): 196-205.
MA X, LI X F, WEN D G, et al. A study of the potential of field-scale of CO_2 geological storage and enhanced water recovery in the eastern Junggar area of Xinjiang[J]. Hydrogeology & Engineering Geology, 2021, 48(6): 196-205.
- [9] 肖贝, 陈磊, 杨骥, 等. 准噶尔盆地深部咸水层 CO_2 地质封存适宜性及潜力评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2023: 1-8. DOI: 10.19597/j.issn.1000-3754.202308035.
XIAO B, CHEN L, YANG H, et al. Suitability and potential evaluation of CO_2 geological storage in deep saline aquifers of Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023: 1-8. DOI: 10.19597/j.issn.1000-3754.202308035.
- [10] 纪佑军, 王骁扬, 周体尧, 等. 多场耦合作用下 CO_2 地质封存对储层力学性质及气体运移扩散的影响[J]. 环境工程, 2023, 41(增刊2): 442-446.
JI Y J, WANG X Y, ZOU T Y, et al. Effect of CO_2 geological sequestration on reservoir mechanical properties and gas migration and diffusion under multi field coupling[J]. Environmental Engineering, 2023, 41(Suppl.2): 442-446.
- [11] PUNNAM P R, KRISHNAMURTHY B, SURASANI V K. Investigation of solubility trapping mechanism during geologic CO_2 sequestration in Deccan Volcanic

- provinces, Saurashtra, Gujarat, India [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2022, 120: 103769. DOI: 10.1016/J.IJGGC.2022.103769.
- [12] AKINFIEV N N, DIAMOND L W. Thermodynamic model of aqueous CO₂-H₂O-NaCl solutions from -22 to 100 °C and from 0.1 to 100 MPa [J]. Fluid Phase Equilibria, 2010, 295(1): 104-124.
- [13] 陈经明, 李寻, 罗跃, 等. 基于数值模拟研究酸法地浸采铀过程中孔隙度时空演化[J]. 有色金属(冶炼部分), 2019(4): 29-33.
- CHEN J M, LI X, LUO Y, et al. Spatial-temporal evolution of porosity during in-situ acid leaching of uranium based on numerical simulation [J]. Nonferrous Metals (Extractive Metallurgy), 2019(4): 29-33.
- [14] 赵晓宇, 王振奇. 准噶尔盆地南缘中段东沟组储层孔隙结构特征及评价[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(29): 49-56.
- ZHAO X Y, WANG Z Q. Characteristics of K₂d reservoir pore structures and its evaluation in the middle zone of southern Junggar Basin [J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(29): 49-56.
- [15] WU D, ZHAI W B, LIU X Y, et al. The permeability of shale exposed to supercritical carbon dioxide [J]. Scientific Reports, 2023, 13(1): 6734-6734.
- [16] ZAMBRANO M, VOLATILI T, MANCINI L, et al. Pore-scale dual-porosity and dual-permeability modeling in an exposed multi-facies porous carbonate reservoir [J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 128: 105004. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105004
- [17] WU H, JAYNE R S, BODNAR R J, et al. Simulation of CO₂ mineral trapping and permeability alteration in fractured basalt: implications for geologic carbon sequestration in mafic reservoirs [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2021, 109: 103383. DOI: 10.1016/J.IJGGC.2021.103383
- [18] 郭会荣, 陈颖, 吕万军, 等. 二氧化碳注入地下咸水层析盐现象研究进展[J]. 地质科技情报, 2013, 32(6): 144-149.
- GUO H R, CHEN Y, LYU W J, et al. Advance in salt precipitation during the injection of CO₂ into saline aquifers [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2013, 32(6): 144-149.
- [19] TANG W, ZHANG Y, PE-PIPER G, et al. Permian rifting processes in the NW Junggar Basin, China: implications for the post-accretionary successor basins [J]. Gondwana Research, 2021, 98: 107-124.
- [20] 邓毅, 高崇龙, 王剑, 等. 准噶尔盆地南缘西段齐古组深层储层特征及物性控制因素[J]. 现代地质, 2023, 38(2): 1-17.
- DENG Y, GAO C L, WANG J, et al. Deep reservoir characteristics and control of physical properties of Qigu Formation in the western section of the southern margin of Junggar Basin [J]. Geoscience, 2023, 38(2): 1-17.
- [21] ZHU M, LIANG Z, WANG X, et al. Mesozoic strike-slip fault system at the margin of the Junggar Basin, NW China [J]. Journal of Structural Geology, 2023, 175: 104950. DOI: 10.1016/j.jsg.2023.104950.
- [22] 张云飞, 刘淑文, 刘云华, 等. 准噶尔盆地南缘晚白垩世东沟组沉积充填特征及环境分析[J]. 新疆地质, 2022, 40(2): 223-229.
- ZHANG Y F, LIU S W, LIU Y H, et al. Sedimentary filling characteristics and environmental analysis of late cretaceous Donggou Formation in southern margin of Junggar Basin [J]. Xinjiang Geology, 2022, 40(2): 223-229.
- [23] 刘思雨. CO₂-咸水-岩石相互作用对储层孔隙度的影响研究[D]. 武汉: 武汉科技大学, 2024.
- LIU S Y. The study on the impact of CO₂-brine-rock interaction on reservoir porosity [D]. Wuhan: Wuhan University of Science and Technology, 2024.
- [24] 叶成, 任涛, 尹泽斌, 等. 准噶尔南缘冲断带破碎地层井壁稳定性机理[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2023, 45(6): 95-103.
- YE C, REN T, YIN Z B, et al. Wellbore stability mechanism of fractured formation in the thrust belt of southern margin of Junggar Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, 45(6): 95-103.
- [25] WANG J, LIU H, WANG L, et al. Modeling reactive flow on carbonates with realistic porosity and permeability fields [J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 152(3): 50-62.
- [26] LI Y K, NGHIEM L X. Phase equilibria of oil, gas and water/brine mixtures from a cubic equation of state and Henry's law [J]. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 1986, 3(64): 486-496.
- [27] AMOOEY A A. A Modified Peng-Robinson equation state for prediction of gas adsorption isotherm [J]. Chinese Journal of Chemical Engineering, 2014, 22(6): 628-633.
- [28] 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.
- [29] LIU D, LI Y, AGARWAL R K. Numerical simulation of long-term storage of CO₂ in Yanchang shale reservoir of the Ordos basin in China [J]. Chemical Geology, 2016, 440: 288-305.

- [30] FATEMI M, SOHRABI M. Mechanistic study of enhanced oil recovery by gas, WAG and SWAG injections in mixed-wet rocks: effect of gas/oil IFT[J]. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 2018, 98: 454-471.
- [31] 郭华军, 司学强, 袁波, 等. 准噶尔盆地南缘中段超深层相对优质砂岩储层发育特征及主控因素[J]. *海相油气地质*, 2022, 27(3): 313-324.
- GUO H J, SI X Q, YUAN B, et al. The characteristics and main controlling factors of ultra-deep sandstone reservoir in the middle part of the southern margin of Junggar Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2022, 27(3): 313-324.
- [32] 靳军, 刘明, 刘雨晨, 等. 准噶尔盆地南缘下组合现今温压场特征及其控制因素[J]. *地质科学*, 2021, 56(1): 28-43.
- JIN J, LIU M, LIU Y C, et al. Present day temperature pressure field and its controlling factors of the lower composite reservoir in the southern margin of Junggar Basin[J]. *Chinese Journal of Geology(Scientia Geologica Sinica)*, 2021, 56(1): 28-43.
- [33] 杨慧心. 松辽盆地南部砂岩中片钠铝石脉的形成机制[D]. 长春: 吉林大学, 2017.
- YANG H X. The formation mechanism of dawsonite veins in sandstone of southern Songliao Basin[D]. Changchun: Jilin University, 2017.
- [34] 杨术刚, 蔡明玉, 张坤峰, 等. CO₂-水-岩相互作用对CO₂地质封存体物性影响研究进展及展望[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(6): 80-91.
- YANG S Q, CAI M Y, ZHANG K F, et al. Research progress and prospect of CO₂-water-rock interaction on petrophysical properties of CO₂ geological sequestration[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(6): 80-91.
- [35] SAEEDI A, DELLE PIANE C, ESTEBAN L, et al. Flood characteristic and fluid rock interactions of a supercritical CO₂, brine, rock system: south west Hub, western Australia[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 54: 309-321.
- [36] SUN Y P, WEI L N, DAI C L, et al. The carbonic acid-rock reaction in feldspar/dolomite-rich tight sand and its impact on CO₂-water relative permeability during geological carbon storage[J]. *Chemical Geology*, 2021, 584: 120527. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2021.120527.
- [37] LIU D Q, YI M L, YANG S, et al. Performance and mechanism of the pyrite-kerogen complexes oxidation with H₂O₂ at low temperature during shale stimulation: an experimental and modeling study[J]. *Applied Geochemistry*, 2022, 143: 105382. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2022.105382.
- [38] 郭壘, 李程善, 范立勇, 等. 鄂尔多斯盆地盒8段致密砂岩储层溶蚀模拟实验[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(9): 1250-1260.
- GUO L, LI C S, FAN L Y, et al. Experimental study on dissolution simulation of tight sandstone reservoir in the He 8 Member of Ordos Basin, China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(9): 1250-1260.
- [39] ZAN N M, CAN Y C, WANG Y Z, et al. Geologic CO₂ storage in arkosic sandstones with CaCl₂-rich formation water[J]. *Chemical Geology*, 2020, 558: 119867. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2020.119867.
- [40] 王广华, 赵静, 张凤君, 等. 砂岩储层中CO₂-地层水-岩石的相互作用[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2013, 44(3): 1167-1173.
- WANG G H, ZHAO J, ZHANG F J, et al. Interactions of CO₂-brine-rock in sandstone reservoir[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2013, 44(3): 1167-1173.
- [41] 唐梅荣, 张同伍, 白晓虎, 等. 孔喉结构对CO₂驱替层伤害程度的影响[J]. *岩性油气藏*, 2019, 31(3): 113-119.
- TANG M R, ZHANG T W, BAI X H, et al. Influence of pore throat structure on reservoir damage with CO₂ flooding[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019, 31(3): 113-119.