

doi:10.3799/dqkx.2014.150

低渗卤水盆地提高 CO₂ 注入性的技术方法：以江汉盆地为例

房琦^{1,2}, 李义连^{1*}, 程鹏³, 喻英¹, 刘丹青¹, 宋少宇¹

1. 中国地质大学环境学院, 湖北武汉 430074

2. 南华大学环境保护与安全工程学院, 湖南衡阳 421001

3. 湖南省有色地质勘察局 217 队, 湖南衡阳 421001

摘要: 注入性是关系 CO₂ 地质储存成功与否的一个关键的技术和经济问题, 评价与提高 CO₂ 在中国陆相沉积盆地普遍存在的低渗储层中的注入能力对于碳捕集与封存技术在中国的应用与推广具有重要意义. 以江汉盆地江陵凹陷为例, 通过数值模拟的方法开展高盐低渗储层 CO₂ 注入能力评估与提高方案研究. 结果表明: 预注入淡水和低盐度的微咸水溶液均可不同程度地缓解注入井周围的盐沉淀问题; 预注入 CO₂ 饱和溶液或稀盐酸溶液, 可显著提高注入井周围的孔隙值, 提高 CO₂ 注入性, 但由于储层本身的低渗性, 迁移距离有限, 短时间内较难实现 CO₂ 注入速率的大幅度提高. 采取水力压裂措施可显著提高低渗储层中 CO₂ 的注入性, 其提升能力取决于压裂裂缝的半长度以及压裂程度. 对于单个垂直井, 通过水力压裂对储层加以改造, 并采取多层注入的方式, 在低渗储层中实现数十万吨的年注入量是可能的.

关键词: CO₂ 注入性; 高盐度; 低渗储层; 提高方法; 水文地质.

中图分类号: P345

文章编号: 1000-2383(2014)11-1575-09

收稿日期: 2014-03-02

Enhancing CO₂ Injectivity in High-Salinity and Low-Permeability Aquifers: A Case Study of Jianghan Basin, China

Fang Qi^{1,2}, Li Yilian^{1*}, Cheng Peng³, Yu Ying¹, Liu Danqing¹, Song Shaoyu¹

1. School of Environmental Studies, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

2. School of Environmental Protection and Safety Engineering, University of South China, Hengyang 421001, China

3. Team 217 of Hunan Bureau of Nonferrous Geological Exploration, Hengyang 421001, China

Abstract: Injectivity is a crucial technical and economical issue for CO₂ geological storage projects due to large volumes of CO₂ to be stored. Assessment and enhancement of CO₂ injectivity in ubiquitous low-permeability reservoirs in the continental sedimentary basins of China is of great significance to the application and development of carbon capture and storage (CCS) in China. Numerical simulation was carried out to investigate the potential and enhancement of CO₂ injectivity in high-salinity and low-permeability aquifers by taking Jiangling depression of Jianghan basin as the study area. The results show that pre-injection of freshwater and low-salinity saline water can effectively mitigate salt precipitation around the CO₂ injection well at different levels; pre-injection of CO₂-saturation solution and diluted HCl solution can significantly improve the porosity and permeability values and enhance CO₂ injectivity. However, it is difficult to achieve a significant increase in CO₂ injection rate in a short time due to the limited migration distance resulted from the low-permeability nature. Hydraulic fracturing measures can significantly increase CO₂ injectivity and the improved capacity largely depends on fracturing half-length and fracturing degree. Therefore, for a single vertical well, it is possible to achieve the injection of hundreds of thousands of tons of CO₂ per year to low-permeability reservoirs by adopting hydraulic fracturing measures and multi-layer injection.

Key words: CO₂ injectivity; high salinity; low-permeability aquifer; enhancement measure; hydrogeology.

基金项目: 国土资源部公益性行业基金项目 (No. 201211063).

作者简介: 房琦 (1985-), 女, 博士, 主要从事 CO₂ 地质储存与资源化利用技术的研究. E-mail: frances2009@foxmail.com

* 通讯作者: 李义连, E-mail: yl.li@cug.edu.cn

碳捕集与封存技术作为一项短时期内有望实现化石能源低碳利用的新兴技术已逐渐被认可(Gale, 2004; Holloway, 2005; IPCC, 2005; Benson and Cole, 2008; 王焰新等, 2011), 深部咸水层因其巨大的储存空间而成为最具前景的碳封存场所. 对于深部咸水层中 CO₂ 的地质储存, 注入性是其中一个关键的技术与经济问题, 作为 CO₂ 地质储存的潜在场所必须保证具有持久且足够大的 CO₂ 注入能力(Bacci *et al.*, 2011). 以往研究(Giorgis *et al.*, 2007; Pruess and Müller, 2009; Alkan *et al.*, 2010; Kim *et al.*, 2012)表明超临界 CO₂ 驱替咸水过程中注入井附近水分蒸发导致的盐沉淀是造成注入性显著下降的主要原因, 尤其是对于高温高压高盐度的卤水层. 中国盆地以陆相沉积为主, 陆相储层因其沉积和成岩过程的特殊性, 除一些盆地中埋藏较浅的砂岩具有良好的孔隙度和渗透率外, 绝大多数陆相沉积盆地中储层的孔隙度和渗透率均偏低. 提高 CO₂ 在中国普遍存在的陆相沉积低渗储层中的注入能力对于碳捕集与封存技术(Carbon Capture and Storage, CCS)在中国的应用与推广具有重要意义.

江汉盆地是中国南方盆地群中一个较大的陆相碎屑岩沉积盆地(图 1), 交替沉积的泥膏盐、泥岩和砂岩互层构成多套储盖组合(李义连等, 2012), 具有

极佳的安全封闭条件, 是良好的 CO₂ 封存场所. 但其缺点是储层渗透性较差, 同时该盆地卤水盐含量平均高达 28%, 在 CO₂ 注入与运移过程中, 容易产生盐沉淀, 导致注入速率及封存效率较低. 图 2 给出了江陵凹陷松滋地区鄂深 4 井深部地层孔隙度、渗透率和泥质含量随深度变化关系, 其中储层物性较好的荆沙组砂岩, 孔隙度范围为 10.91%~13.26%, 渗透率为 $2.76 \times 10^{-15} \sim 6.43 \times 10^{-15} \text{ m}^2$. 矿物组成随着埋深变化不大; 碎屑组成以石英为主, 占到 80%~90%; 长石和岩屑含量较少, 普遍低于 10%; 胶结物的含量占到 10%~30%左右, 以方解石和硬石膏为主, 含少量的硅质、铁质.

本文以江汉盆地江陵凹陷荆沙组高盐低渗富碳酸盐储层为例, 从防止盐沉淀和提高注入性 2 个方面采用数值模拟的方法进行研究, 以期解决该类型盆地 CO₂ 地质封存的注入性难题.

1 方法

1.1 灌注技术方法

为了解决盐沉淀问题, 首先从稀释和溶解的角度来降低盐沉淀机率和提高孔隙渗透性, 包括以下 2 组方案: ①预先注入淡水或微咸水溶液对注入井

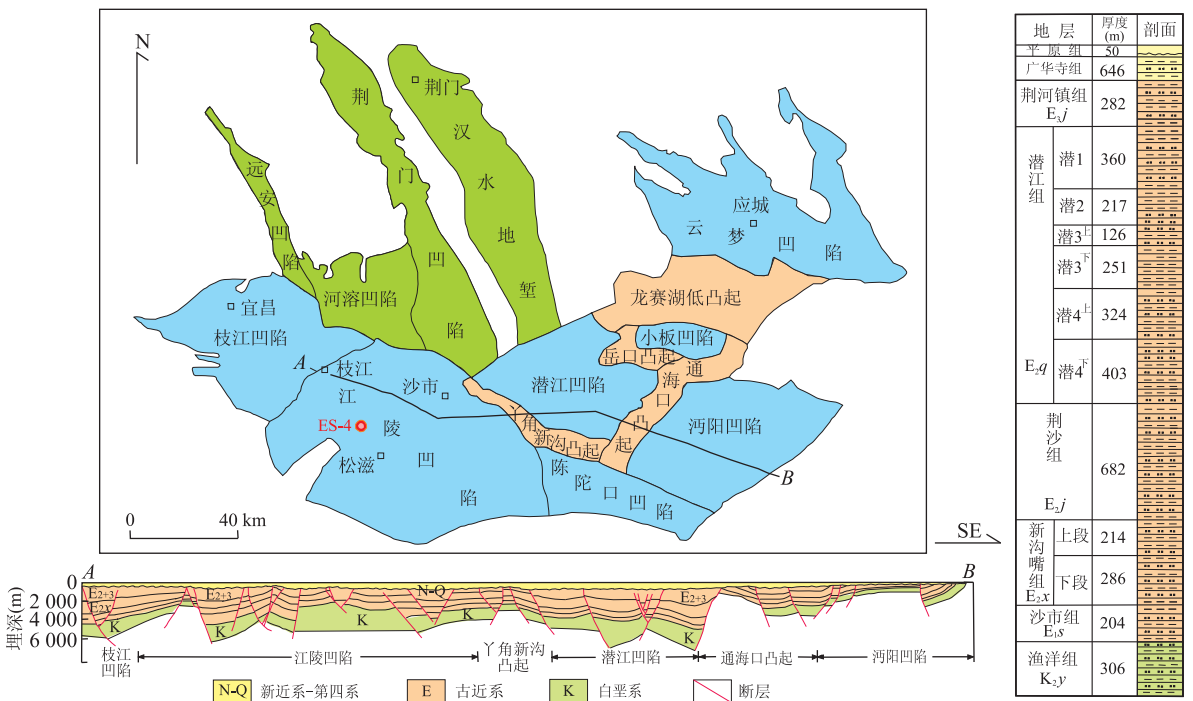


图 1 江汉盆地地理位置、构造单元及柱状图(李国玉和吕鸣岗, 2002)

Fig. 1 Location, geological units and stratum histogram of Jianghan basin

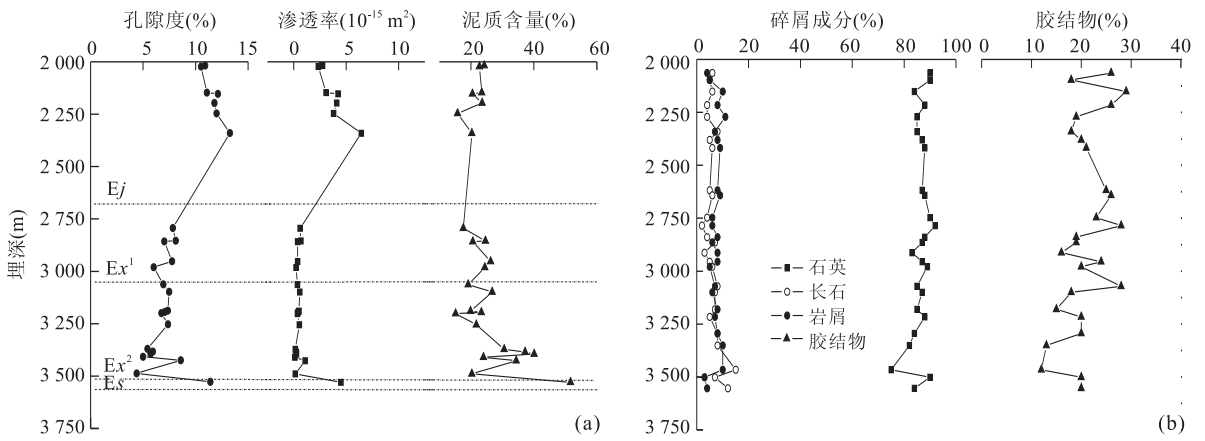


图 2 鄂深 4 井(ES-4)深部砂岩孔渗物性(a)和矿物组成(b)随埋深的变化

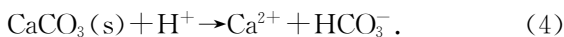
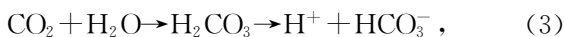
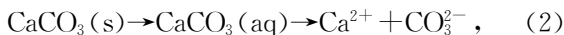
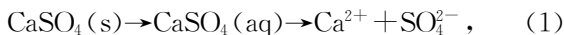
Fig. 2 Variation in porosity, permeability, shaliness (a) and mineral composition (b) of sandstone with depth from ES-4 drilling

表 1 直接注入、预注入淡水或微咸水、CO₂ 饱和溶液或稀盐酸以及水力压裂具体实施方案

Table 1 Schemes of direct injection, pre-injection of freshwater or brackish water, pre-injection of CO₂-saturated solution or diluted HCl solution and hydraulic fracturing

方案代号	方案内容
基础方案:直接注入 CO ₂ 模型的影响	
0-1-a,0-1-b	3D 模型不考虑盐沉淀的影响(0-1-a)、考虑盐沉淀的影响(0-1-b)
0-2-a,0-2-b	2D 模型不考虑盐沉淀的影响(0-2-a)、考虑盐沉淀的影响(0-2-b)
提升方案 1:预注入淡水、微咸水溶液(3D 模型)	
1-1-a,1-1-b,1-1-c	预注入 10 d 淡水、1%盐度微咸水、5%盐度弱咸水后直接注入 CO ₂
1-2-a,1-2-b,1-2-c	预注入 10 d 淡水、1%盐度微咸水、5%盐度弱咸水后等待压力恢复 20 d 后再注入 CO ₂
提升方案 2:预注入 CO ₂ 饱和溶液、稀盐酸溶液(2D 模型)	
2-1-a,2-1-b	预注入 30 d CO ₂ 饱和溶液、1 mol/L 稀盐酸溶液后直接注入 CO ₂
2-2-a,2-2-b	预注入 30 d CO ₂ 饱和溶液、1 mol/L 稀盐酸溶液后等待压力恢复 30 d 后再注入 CO ₂
提升方案 3:水力压裂(3D 模型)	
3-1-a 至 3-1-e	压裂长度的影响: X 方向压出一条半长度 50 m、100 m、200 m、300 m、500 m 的垂直裂缝
3-1-f	压裂数目的影响: X 方向和 Y 方向各压裂出一条半长度为 100 m 的垂直裂缝
3-1-g,3-1-h	压裂程度的影响:以半长度 100 m 裂缝为例,将裂缝渗透率提高至 2 倍和 5 倍,考察压裂程度的影响

周围的高盐度卤水进行稀释;②预先注入 CO₂ 饱和溶液或稀盐酸溶液,除起到稀释作用外,还可使得注入井周围的碳酸盐矿物发生溶解,提高储层的孔隙渗透性,反应方程如下:



矿物的溶解与沉淀首先改变储层的孔隙度,继而改变储层的渗透性.这里渗透率的变化采用公式(5)Carman-Kozeny 方程(Xu *et al.*, 2008)通过孔隙度的变化计算得出,其中 k_i 和 φ_i 分别表示初始的渗透率和孔隙度.

$$k = k_i \frac{(1 - \varphi_i)^2}{(1 - \varphi)^2} \left(\frac{\varphi}{\varphi_i}\right)^3. \quad (5)$$

水力压裂是提高低渗储层注入性的常用方法,

通过建立三维精细网格模拟经水力压裂压出一条具有不同长度的垂直裂缝和两条相交垂直裂缝对 CO₂ 注入性的提升效果.这样针对江陵凹陷该类高盐低渗富碳酸盐砂岩储层,提出 3 组提高 CO₂ 注入性的技术方案,具体实施方案见表 1.

1.2 数值模拟方法

1.2.1 模型建立 对于预注入淡水、微咸水溶液方案和水力压裂方案,不考虑水岩相互作用的影响,故采用精细的三维地质模型开展模拟研究.三维地质模型选取以注入井为中心,横向和纵向为 20 km × 20 km 的水平范围.根据距井孔远近进行层层加密,井孔附近 1 000 m 采用多层次放射性的非结构性网格,由于对称性,图 3a 给出了注入井右上 1/4 区域的网格离散情况.对于预注入 CO₂ 饱和溶液和稀盐酸溶液方案,由于涉及复杂的水-岩相互作用,收敛步长小,运行速度慢,故选用简单的二维模型,水平

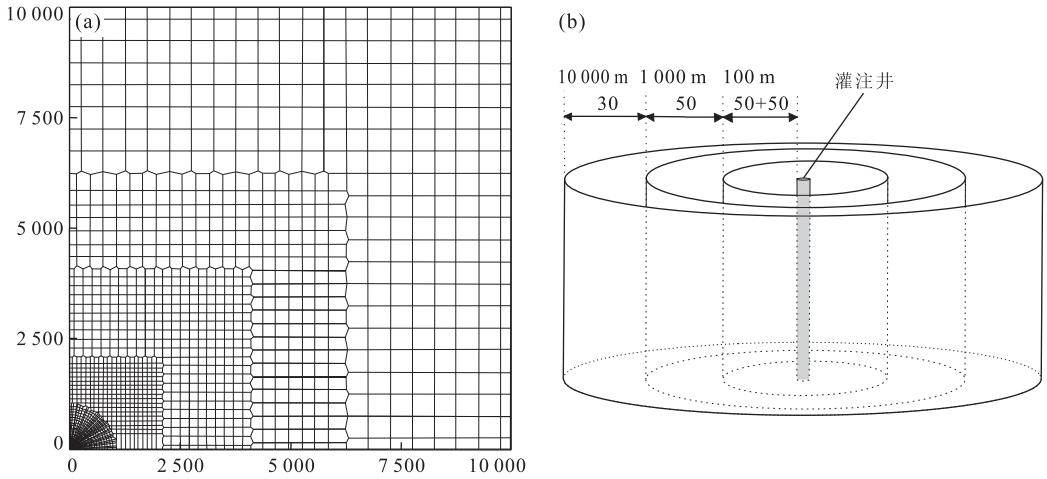


图 3 网格剖分示意

Fig. 3 Schematic diagram of grid generation

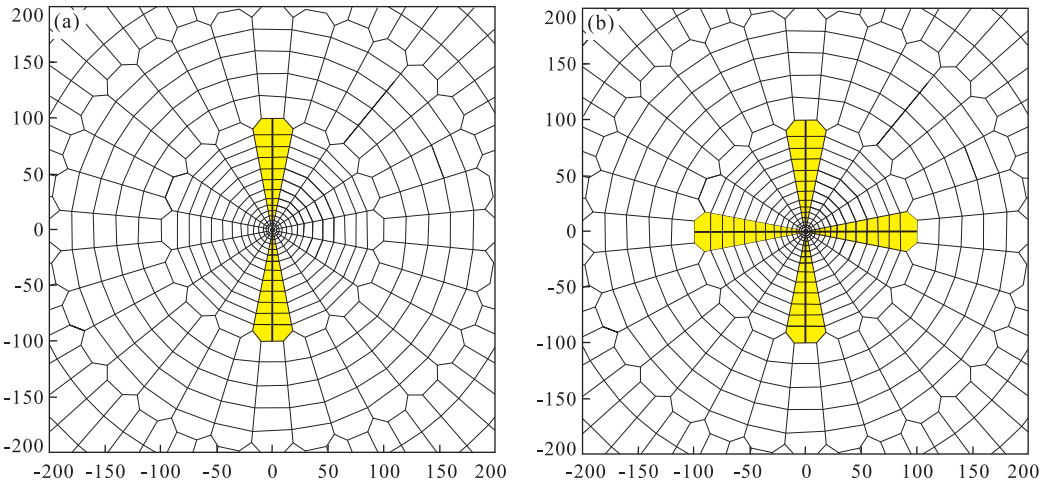


图 4 水力压裂垂直裂缝网格离散图

Fig. 4 Grid discretization of vertical fracture

加粗线代表裂缝,灰色区代表压裂影响带

面由 181 个同心圆网格组成,图 3a 网格代表灌注井,半径为 0.3 m,距井 0.3~50.0 m 范围等距剖分 50 个网格,每个网格半径为 0.10 m,其他范围采用对数剖分 130 个网格(图 3b)。三维模型和二维模型在垂向深度上均采用 2 m 等距共剖分 10 层,用来刻画厚度为 20 m 且上下边界封闭外边界开放的同向均质砂岩含水层。

对于水力压裂裂缝的表达,模型中采用 0.1 m 的精细网格进行刻画(图 4 中竖直中心黑色加粗线代表裂缝,其中灰色填充区代表压裂影响带),垂直裂缝贯穿于整个含水层厚度。图 4a 给出了单条裂缝半长度为 100 m 的井孔周围网格离散情况,图 4b 给出了 X 和 Y 方向各一条半长度为 100 m 的垂直相交裂缝布局。基础压裂方案中,裂缝的孔隙度设为

0.4,渗透率设为 $1 \times 10^{-12} \text{ m}^2$,压裂影响带的孔隙度设为 0.2,渗透率设为 $1 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ 。

研究中采用高于初始储层压力 10 MPa 的恒压注入方式,连续注入 20 d。假设注入流体(包括 CO_2 流体、淡水(无盐度的纯水)、微咸水(1%和 5%盐度)、 CO_2 饱和溶液以及 1 mol/L 稀盐酸溶液)的温度与储层初始温度相同,从而注入过程中不考虑系统温度变化。预注淡水、微咸水及水力压裂方案利用并行版 TOUGH2_MP/ECO2N 模拟器(Zhang *et al.*, 2008)完成,预注 CO_2 饱和溶液和稀盐酸方案采用非等温多相流溶质运移模拟程序 TOUGHREACT(Xu *et al.*, 2008)完成。

1.2.2 参数设置 研究中采用的水文地质参数和热力学参数见表 2。储层参数来自于鄂深 4 井荆沙

表 2 基础方案中水文地质参数和热力学参数设置

Table 2 Hydrogeological and thermo dynamical properties used in the base-case simulations

岩性	孔隙度 (%)	渗透率 (10 ⁻¹⁵ m ²)	岩石颗粒密度 (g/cm ³)	岩石热传导率 (W/m ² ·C)	岩石颗粒特焓 (J/kg·C)	压缩系数 (Pa ⁻¹)	盐度 (%)	残余水饱和度 S _{lr}	残余气饱和度 S _{gr}	Van Genuchten 参数 λ	压强系数 (MPa)
砂岩	12	3.81	2.6	2.51	920	4.5E-10	20	0.30	0.05	0.46	0.02

表 3 模型中原生矿物体积分数以及可能的次生矿物

Table 3 Initial mineral volume fractions and possible secondary mineral phases used in the simulations

原生矿物	化学组成	体积分数	次生矿物	化学组成	体积分数
石英	SiO ₂	0.70	高岭石	Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH)	0
方解石	CaCO ₃	0.20	钙蒙脱石	Ca _{0.145} Mg _{0.26} Al _{1.77} Si _{3.97} O ₁₀ (OH) ₂	0
钠长石	NaAlSi ₃ O ₈	0.01	钠蒙脱石	Na _{0.290} Mg _{0.26} Al _{1.77} Si _{3.97} O ₁₀ (OH) ₂	0
石膏	CaSO ₄	0.03	铁白云石	CaMg _{0.3} Fe _{0.7} (CO ₃) ₂	0
伊利石	K _{0.6} Mg _{0.25} Al _{1.8} (Al _{0.5} Si _{3.5} O ₁₀)(OH) ₂	0.03	片钠铝石	NaAlCO ₃ (OH) ₂	0
绿泥石	Mg _{2.5} Fe _{2.5} Al ₂ Si ₃ O ₁₀ (OH) ₈	0.01	白云石	CaMg(CO ₃) ₂	0
赤铁矿	Fe ₂ O ₃	0.01	菱镁矿	MgCO ₃	0
钾长石	KAlSi ₃ O ₈	0.01	菱铁矿	FeCO ₃	0
			黄铁矿	FeS ₂	0

组 2 244.4~2 247.0 m 层段,孔隙度为 12%,渗透率为 3.81 × 10⁻¹⁵ m²,温度为 90 °C,压力为 225 × 10⁵ Pa,盐度为 20%。模型中相对渗透率和毛细压力函数则采用应用较广的 van Genuchten 模型(Pruess *et al.*, 1999),具体方程如下:

$$k_{rl} = \sqrt{S^*} \{1 - (1 - [S^*]^{1/\lambda})^\lambda\}^2, \quad (6)$$

$$k_{rg} = (1 - \hat{S})^2 (1 - \hat{S}^2), \quad (7)$$

$$P_{cap} = -P_o ([S^*]^{-1/\lambda} - 1)^{1-\lambda}, \quad (8)$$

$$S^* = (S_l - S_{lr}) / (1 - S_{lr}), \quad (9)$$

$$\hat{S} = (S_l - S_{lr}) / (1 - S_{lr} - S_{gr}), \quad (10)$$

其中 k_{rl} 表示液相相对渗透率; k_{rg} 表示气相相对渗透率; P_o 为排替压力 (MPa); S_l 为液体饱和度; S_{lr} 为残余液体饱和度; S_{gr} 为残余气体饱和度; λ 为 van Genuchten 公式中的参数,通常用 $1/\lambda$ 表征孔径分布。

盐的溶解与沉淀取决于咸水层温度的岩盐溶解平衡。盐沉淀量用盐固体饱和度 (S_s),即固态盐所占孔隙空间的体积分数表达。盐沉淀导致的孔隙度和渗透率的相应变化采用 Verma and Pruess(1988)提出的“系列管”模型。该模型将收敛发散的孔隙通道看作由一段段大小不同半径相互串连的毛细管。该模型有 2 个主要参数,含有 2 种不同半径的孔身分数长度 (Γ) 和渗透率降为 0 时对应的孔隙度变化率 ($\varphi = \varphi_r = \varphi/\varphi_0 \equiv 1 - S_s$)。渗透率比率表示为:

$$\frac{k}{k_0} = \theta^2 [(1 - \Gamma + \Gamma\omega^{-2}) / (1 - \Gamma + \Gamma(\theta/(\theta + \omega - 1))^2)], \quad (11)$$

表 4 地层水初始溶解组分浓度

Table 4 Initial concentrations of the formation water at reservoir conditions of 90 °C and 2.25 × 10⁷ Pa

成分	浓度 (mol/kg H ₂ O)	成分	浓度 (mol/kg H ₂ O)	成分	浓度 (mol/kg H ₂ O)
pH	6.9	K	3.439 × 10 ⁻²	S	6.273 × 10 ⁻²
Ca	6.350 × 10 ⁻²	Fe	1.477 × 10 ⁻⁶	Al	1.768 × 10 ⁻⁸
Mg	4.567 × 10 ⁻⁴	SiO ₂ (aq)	1.016 × 10 ⁻³	Cl	4.000
Na	4.002	C	7.013 × 10 ⁻³	O ₂ (aq)	1.447 × 10 ⁻⁵

$$\theta = (1 - S_s - \varphi_r) / (1 - \varphi_r), \quad (12)$$

$$\omega = 1 + \Gamma^{-1} / (\varphi_r^{-1} - 1). \quad (13)$$

本模型中 φ_r 和 Γ 均取值为 0.8,即当盐固体饱和度和 S_s 达到 0.2 时,地层的渗透率降为 0。

储层岩性为浅灰色含灰质细砂岩,碎屑占 68%,其中石英占 66%,长石占 2%;胶结物占 32%,其中方解石占 20%,硅质占 4%,粘土矿物占 4%(以伊利石为主,硬石膏占 3%,绿泥石 < 1%,铁质占 1%,呈孔隙式胶结)。模型中采用的初始矿物体积分数及可能生成的次生矿物见表 3(其中石英的体积分数包括石英单晶体和硅质胶结物两部分,故为 70%)。模拟中使用的矿物动力学数据来自于资料搜集(Palandri and Kharaka, 2004; Xu *et al.*, 2008; Zhang *et al.*, 2009, 2010)。储层的初始水化学成分是初始矿物与 4 mol/kg H₂O 的 NaCl 溶液通过数千年的平衡获得,具体见表 4。

2 结果与讨论

2.1 基础方案:2D 与 3D 模型结果对比

首先以基础方案为例,对比了 2D 和 3D 模型对 CO_2 注入速率的影响. 如图 5 所示, CO_2 注入速率随着注入时间的推移而增加,这是因为 CO_2 的粘滞度比咸水低,一旦井附近孔隙充满 CO_2 ,流体的流动会更加容易,从而增加了 CO_2 的注入性. 不考虑盐沉淀的影响,2D(0-2-a)和 3D(0-1-a)模型的结果整体上相当接近,只在注入初期存在一些偏差. 考虑盐沉淀的影响,3D 模型(0-1-b)的注入速率远低于 2D 模型(0-2-b)的结果. 通过对比井孔相邻网格的盐固体饱和度,笔者发现,2D 模型中的盐固体饱和度为 0.077,3D 模型中却达到 0.147,几乎是 2D 模型的 2 倍. 据此推测与 3D 模型中井孔周围网格剖分加密和注入初期 CO_2 流动速率较低有关,Giorgis *et al.* (2007)的研究证明越低的 CO_2 流动速度越有利于盐沉淀的积累.

2.2 提升方案 1:预注入淡水、微咸水溶液

预先注入淡水、微咸水溶液可有效缓解注入井附近的岩盐沉淀现象. 相对于基础方案(0-1-a),预注入 10 d 淡水(1-1-a)和 1% 盐度微咸水(1-1-b)可将盐沉淀对 CO_2 注入速率的降低率控制在 2% 范围内,预注入 5% 盐度低咸水溶液(1-1-c)后,也可将降低率影响控制在 4% 以内(图 6). 预注入 10 d 淡水或微咸水溶液,闭井 20 d 等待压力恢复至接近初始静水压力后再注入 CO_2 ,结果发现相对于基础方案(0-1-a),除完全消除了盐沉淀的影响(图 7),预注入淡水(1-2-a)和 1% 盐度微咸水(1-2-b)方案还使得 20 a 后 CO_2 注入速率分别提高了 2.0% 和 1.6%.

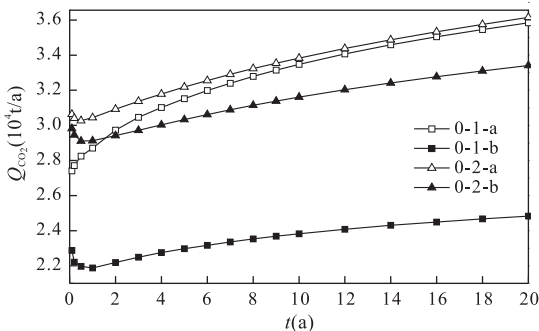


图 5 2D 与 3D 模型 CO_2 注入速率结果对比

Fig. 5 Comparison of CO_2 injection rate (Q_{CO_2}) based on 2D and 3D model

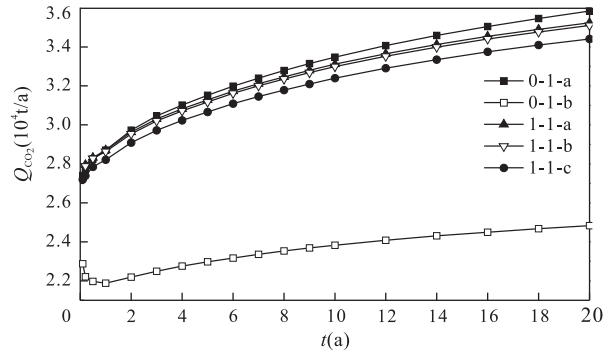


图 6 预注入 10 d 淡水、1% 盐度微咸水和 5% 盐度咸水后直接注入 CO_2 注入速率随时间的演化

Fig. 6 Time evolution of CO_2 injection rate after 10d pre-injection of freshwater, 1% salinity and 5% salinity saline water (no pressure recovery)

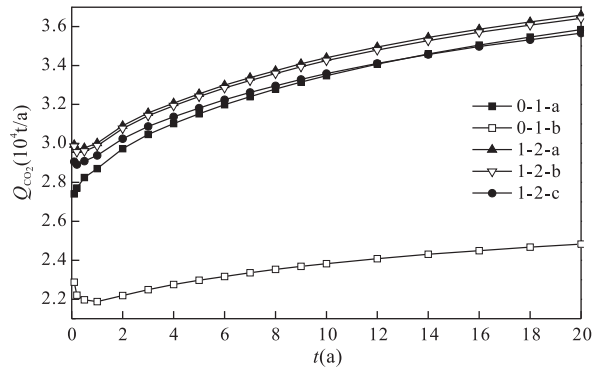


图 7 预注入 10 d 淡水、1% 盐度和 5% 盐度咸水压力恢复 20 d 后再注入 CO_2 注入速率随时间的演化

Fig. 7 Time evolution of CO_2 injection rate after 10d pre-injection of freshwater, 1% salinity and 5% salinity saline water (after pressure recovery)

2.3 提升方案 2:预注入 CO_2 饱和溶液或稀盐酸

针对储层富碳酸盐岩的特点,笔者模拟了预先注入 30 d 的 CO_2 饱和溶液以及 1 mol/L 稀盐酸溶液对注入井周围孔渗物性的改造及对 CO_2 注入性的提高效果. 如图 8 所示,注入酸性溶液可显著提高储层的孔渗值,使得井孔周围的孔隙度提高至 0.3 以上,渗透率提高至 $7 \times 10^{-14} \text{ m}^2$ 以上,但由于储层本身的低渗性质,迁移距离毕竟有限. 注入 30 d 的 CO_2 饱和溶液的改造半径不足 1.5 m,注入 30 d 的 1 mol/L 盐酸溶液的改造半径也不足 3 m. 不同于 CO_2 饱和溶液,稀盐酸溶液的注入使得改造半径外延较大范围内的孔隙度和渗透率产生轻微降低. 而不同溶液的注入对注入井周围储层孔隙度和渗透率的改造主要取决于方解石和石膏等快速反应动力学矿物的溶解与沉淀. 如图 9 所示,注入 30 d 的碳酸

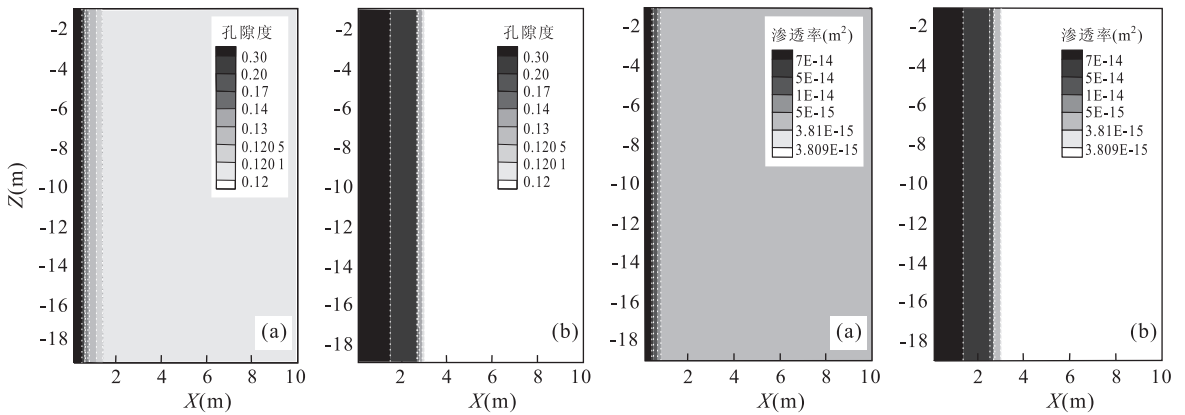


图 8 预注入 30 d CO₂ 饱和溶液(a)和 1 mol/L 盐酸溶液(b)对井孔周围孔隙度和渗透率的改造

Fig. 8 Improvement of porosity and permeability after 30 d pre-injection of CO₂ saturated solution (a) and 1 mol/L HCl solution (b)

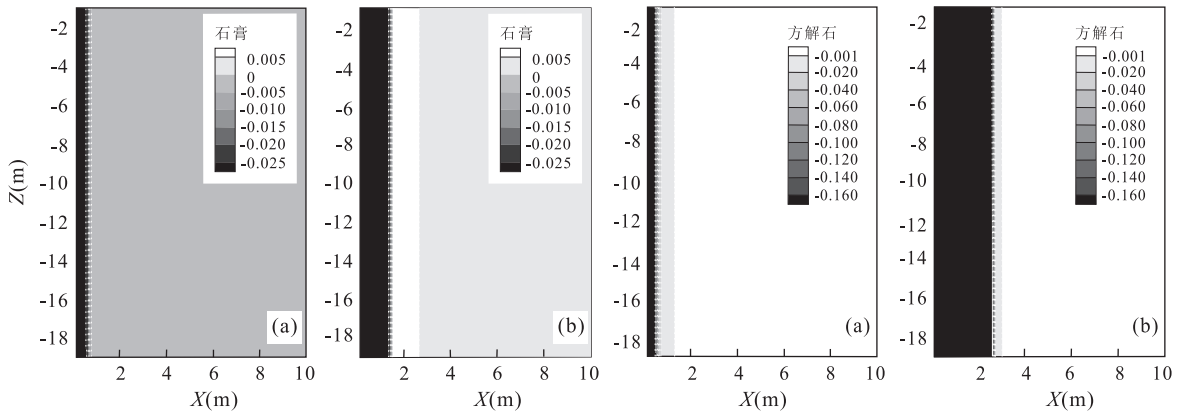


图 9 预注入 30 d CO₂ 饱和溶液(a)和 1 mol/L 盐酸溶液(b)井孔周围石膏和方解石的体积变化

Fig. 9 Volume change of anhydrite and calcite after 30 d pre-injection of CO₂ saturated solution (a) and 1 mol/L HCl solution (b)

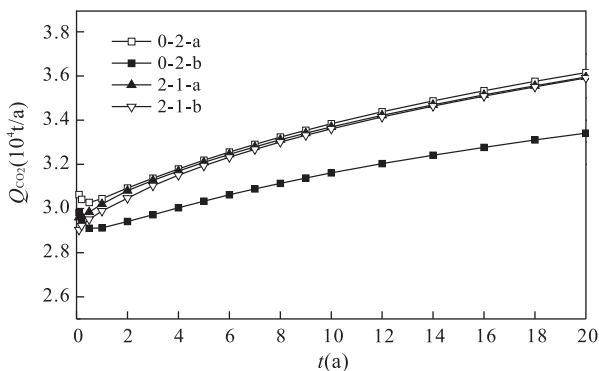


图 10 预注入 30 d CO₂ 饱和溶液和稀盐酸溶液后直接注入 CO₂ 注入速率随时间的演化

Fig. 10 Time evolution of CO₂ injection rate after 30 d pre-injection of CO₂-saturated solution and 1 mol/L HCl solution (no pressure recovery)

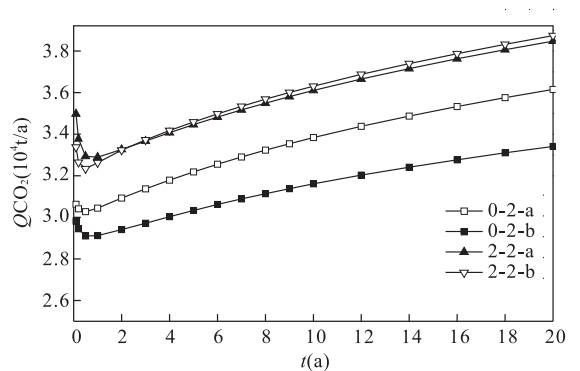


图 11 预注入 30 d CO₂ 饱和溶液和稀盐酸溶液后恢复压力 30 d 后再注入 CO₂ 注入速率随时间的演化

Fig. 11 Time evolution of CO₂ injection rate after 30 d pre-injection of CO₂-saturated solution and 1 mol/L HCl solution (after pressure recovery)

饱和溶液,使得影响区内的石膏和方解石发生溶解,然而注入 30 d 的 1 mol/L 盐酸溶液,影响区及孔隙度和渗透率降低区域均有石膏沉淀发生,其原因在

于大量方解石的溶解使得溶液中 Ca²⁺ 浓度升高,从而导致石膏的局部沉淀.

最后笔者对比了这 2 种不同酸性溶液的预注入

对 CO₂ 注入能力的提升效果. 预注入 30 d 的 CO₂ 饱和溶液和 1 mol/L 稀盐酸溶液后直接注入 CO₂ (2-1-a 和 2-1-b), 其注入速率与基础方案(0-2-a)基本重合(图 10), 说明该方案主要起到稀释的效果. 预注入 30 d 的 CO₂ 饱和溶液和 1 mol/L 盐酸溶液等待压力恢复 30 d 后再注入 CO₂ (2-2-a 和 2-2-b), 结果发现 CO₂ 注入速率发生明显增加, 相对于基础方案(0-2-a), 20a 后 CO₂ 注入速率分别提高了 6.4% 和 7.2%(图 11).

2.4 提升方案 3: 水力压裂

2.4.1 裂缝长度的影响

笔者首先分析了裂缝长度对 CO₂ 注入速率的影响. 如图 12 所示, 水力压裂可大幅度提高灌注初期 CO₂ 的注入速率. 对于裂缝半长度为 50 m(3-1-a)、100 m(3-1-b)、200 m(3-1-c)、300 m(3-1-d)、500 m(3-1-e) 的水力压裂改造, 灌注 20 a 后 CO₂ 注入速率从基础方案(0-1-a)的 3.58×10^4 t/a 分别提高至 4.17×10^4 t/a, 4.42×10^4 t/a, 4.85×10^4 t/a, 5.14×10^4 t/a, 5.67×10^4 t/a, 注入速率分别提高了 16.5%、23.3%、35.2%、43.4%、58.3%.

2.4.2 裂缝数目的影响

图 13 给出了裂缝数目对 CO₂ 注入速率的影响. 相对于 X 方向一条半长度 100 m 的裂缝(3-1-b), 在 Y 方向上增加一条半长度 100 m 的裂缝(3-1-f), 可有效提高注入初期的 CO₂ 注入速率, 但相对于 X 方向一条半长度 200 m 的裂缝(3-1-c), 尽管裂缝长度相同, 但注入速率发生了明显的降低, 可能是受到注入井井壁和储层的有效接触面积重叠效应的影响.

2.4.3 压裂程度的影响

通过改变压裂影响带的渗透率代表水力压裂对地层的改造程度研究其对

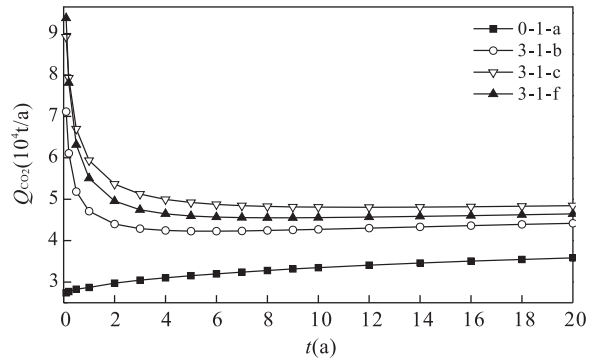


图 13 裂缝数目对 CO₂ 注入速率的影响

Fig. 13 Effect of fracture number on CO₂ injection rate

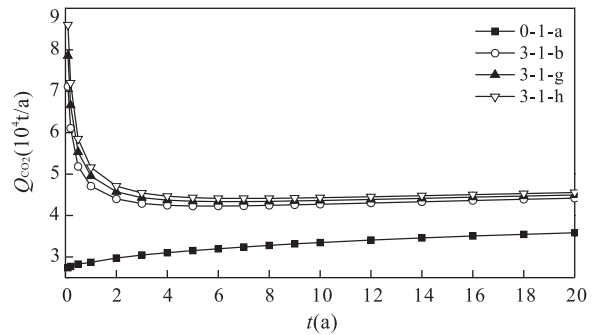


图 14 压裂程度对 CO₂ 注入速率的影响

Fig. 14 Effect of fracture permeability on CO₂ injection rate

CO₂ 注入速率的影响. 如图 14 所示, 将裂缝和压裂影响带的渗透率分别提高至 2 倍(3-1-g)和 5 倍(3-1-h), 20 a 后 CO₂ 注入速率在基础压裂算例(3-1-b)的基础上又分别增加了 1.7% 和 3.8%. 因此, 针对江陵凹陷富方解石和石膏的砂岩储层, 如采用注酸压裂工艺, 可进一步提高增注效果.

3 结论

以江汉盆地江陵凹陷高盐低渗卤水层为例, 通过数值模拟的方法研究高盐分卤水盆地低渗储层中 CO₂ 注入技术方法, 得到结论如下: ①预注入淡水、低盐度的微咸水溶液均可不同程度地缓解 CO₂ 注入过程中注入井周围的盐沉淀问题; ②预注入 CO₂ 饱和溶液或稀盐酸溶液, 不仅可有效缓解盐沉淀问题, 而且能提高注入井周围的孔渗值, 提高 CO₂ 的注入性, 但由于储层本身的低渗透性, 酸性溶液的迁移影响距离毕竟有限, 短时间内较难实现 CO₂ 注入速率的大幅度提高; ③通过水力压裂可显著地提高低渗储层中 CO₂ 的注入性, 主要取决于压裂裂缝的半长度和压裂的程度; ④对于单个垂直井, 通过水力压裂或

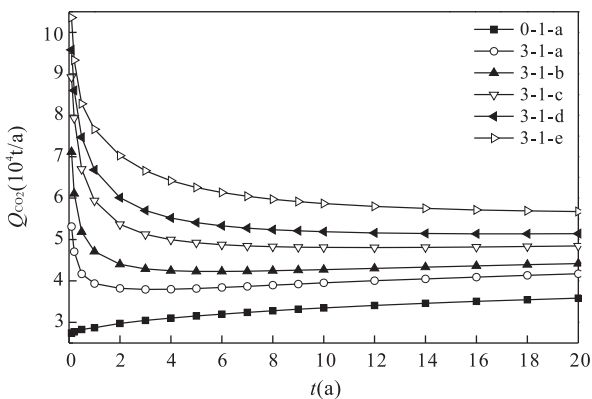


图 12 裂缝半长度 50 m、100 m、200 m、300 m、500 m CO₂ 注入速率随时间的演化

Fig. 12 Time evolution of CO₂ injection rate under fracture half-length of 50 m, 100 m, 200 m, 300 m and 500 m

注酸压裂对储层加以改造,并采取多层注入方式,在低渗储层中实现数十万吨的年注入量是可能的。

References

- Alkan, H., Cinar, Y., Iker, E. B., 2010. Impact of Capillary Pressure, Salinity and In-Situ Conditions on CO₂ Injection into Saline Aquifers. *Transport in Porous Media*, 84(3): 799–819. doi: 10.1007/s1124-010-9541-8
- Bacci, G., Korre, A., Durucan, S., 2011. An Experimental and Numerical Investigation into the Impact of Dissolution/Precipitation Mechanisms on CO₂ Injectivity in the Wellbore and Far Field Regions. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(3): 579–588. doi: 10.1016/j.ijggc.2011.05.007
- Benson, S. M., Cole, D. R., 2008. CO₂ Sequestration in Deep Sedimentary Formations. *Elements*, 4(5): 325–331. doi: 10.2113/gselements.4.5.325
- Gale, J., 2004. Geological Storage of CO₂: What Do We Know, Where Are the Gaps, and What More Needs to Be Done. *Energy*, 29(9–10): 1329–1338. doi: 10.1016/j.energy.2004.03.068
- Giorgis, T., Carpita, M., Battistelli, A., 2007. 2D Modeling of Salt Precipitation during the Injection of Dry CO₂ in a Depleted Gas Reservoir. *Energy Conversion and Management*, 48(6): 1816–1826. doi: 10.1016/j.enconman.2007.01.012
- Holloway, S., 2005. Underground Sequestration of Carbon Dioxide—A Viable Greenhouse Gas Mitigation Option. *Energy*, 30: 2318–2333. doi: 10.1016/j.energy.2003.10.023
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2005. Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, New York.
- Kim, K. Y., Han, W. S., Oh, J., et al., 2012. Characteristics of Salt-Precipitation and the Associated Pressure Build-up during CO₂ Storage in Saline Aquifers. *Transport in Porous Media*, 92: 397–418. doi: 10.1017/s11242-011-9909-4
- Li, G. Y., Lü, M. G., 2002. Atlas of China's Petroliferous Basins. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Li, Y. L., Fang, Q., Ke, Y. B., et al., 2012. Effect of High Salinity on CO₂ Geological Storage: A Case Study of Qianjiang Depression in Jiangnan Basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 37(2): 283–288 (in Chinese with English abstract). doi: 10.3799/dqkx.2012.030
- Palandri, J. L., Kharaka, Y. K., 2004. A Compilation of Rate Parameters of Water-Mineral Interaction Kinetics for Application to Geochemical Modeling. Menlo Park, California, 1068: 64.
- Pruess, K., Müller, N., 2009. Formation Dry-Out from CO₂ Injection into Saline Aquifers: 1. Effects of Solids Precipitation and Their Mitigation. *Water Resources Research*, 45(3): W03402. doi: 10.1029/2008WR007101
- Pruess, K., Oldenburg, C., Moridis, G., 1999. TOUGH2 User's Guide. Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley.
- Verma, A., Pruess, K., 1988. Thermohydrological Conditions and Silica Redistribution near High-Level Nuclear Wastes Emplaced in Saturated Geological Formations. *Journal of Geophysical Research*, 93(B2): 1159–1173. doi: 10.1029/JB093iB02p01159
- Wang, Y. X., Mao, X. M., DePaolo, D., 2011. Nanoscale Fluid-Rock Interaction in CO₂ Geological Storage. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 36(1): 163–171 (in Chinese with English abstract). doi: 10.3799/dqkx.2011.017
- Xu, T., Sonnenthal, E., Spycher, N., et al., 2008. TOUGH-REACT User's Guide: A Simulation Program for Non-Isothermal Multiphase Reactive Geochemical Transport in Variably Saturated Geologic Media, V1. 2. 1. Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley.
- Zhang, K., Wu, Y. S., Pruess, K., 2008. User's Guide for TOUGH2-MP—A Massively Parallel Version of the TOUGH2 Code. Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley.
- Zhang, W., Li, Y., Omambia, A., 2010. Reactive Transport Modeling of Effects of Convective Mixing on Long-Term CO₂ Geological Storage in Deep Saline Formations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(2): 241–256. doi: 10.1016/j.ijggc.2010.10.007
- Zhang, W., Li, Y., Xu, T., et al., 2009. Long-Term Variations of CO₂ Trapped in Different Mechanisms in Deep Saline Formations: A Case Study of the Songliao Basin, China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(2): 161–180. doi: 10.1016/j.ijggc.2008.07.007

附中文参考文献

- 李国玉, 吕鸣岗, 2002. 中国含油气盆地图集. 北京: 石油工业出版社.
- 李义连, 房琦, 柯怡兵, 等, 2012. 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. *地球科学—中国地质大学学报*, 37(2): 283–288.
- 王焰新, 毛绪美, DePaolo, D., 2011. CO₂ 地质储存的纳米尺度流体—岩石相互作用研究. *地球科学—中国地质大学学报*, 36(1): 163–171.