

DOI: 10.11779/CJGE201805011

# 多期次应力变化对砂岩渗透率和孔隙结构影响的 试验研究

秘昭旭<sup>1</sup>, 王福刚<sup>1</sup>, 石娜<sup>2</sup>, 于景宗<sup>3</sup>, 孙兆军<sup>1</sup>

(1. 吉林大学地下水资源与环境教育部重点实验室, 吉林 长春 130021; 2. 吉林省地质科学研究所, 吉林 长春 130012;  
3. 中水东北勘测设计研究有限责任公司, 吉林 长春 130021)

**摘要:** 二氧化碳地质储存注入过程的多期次、间断性引起储层应力反复变化, 导致储层渗透率和孔隙结构改变, 影响 CO<sub>2</sub> 的注入和储存。通过试验研究了鄂尔多斯 CCS 示范工程刘家沟组砂岩储层渗透率在围压和注入压多期次循环加、卸载条件下的变化规律, 并分析了试验前后岩石微观孔隙结构特征变化。结果表明: ①围压和注入压的多期次循环变化对岩石渗透率影响显著, 且渗透率在低压区相对变化幅度和变化率均大于高压区; ②分别构建了岩样渗透率随围压和注入压变化的数学模型, 不同循环过程的数学模型相差较大; ③在不同的应力作用方式下, 间断期对渗透率变化影响程度不同。相比于变围压条件, 变注入压条件下的渗透率在间断期可以更好的恢复; ④多次应力循环变化对岩石的微观孔隙结构具有显著影响, 微孔及孔径较小的中孔的增加和大孔的减少导致岩样的渗透能力明显下降。在 CO<sub>2</sub> 地质储存工程的储存潜力评价和 CO<sub>2</sub> 运移演化预测中应对岩石渗透率和孔隙结构受应力变化的影响给予重视。

**关键词:** 二氧化碳地质储存; 渗透率; 围压; 注入压; 孔隙结构

中图分类号: TU45 文献标识码: A 文章编号: 1000-4548(2018)05-0864-08

**作者简介:** 秘昭旭 (1993-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为地下水渗流与地下多组分反应溶质运移。E-mail: mizx2012@qq.com。

## Experimental study on effect of multi-stage stress variations on permeability and pore structure of sandstone

MI Zhao-xu<sup>1</sup>, WANG Fu-gang<sup>1</sup>, SHI Na<sup>2</sup>, YU Jing-zong<sup>3</sup>, SUN Zhao-jun<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory of Groundwater Resources and Environment, Ministry of Education, Jilin University, Changchun 130021, China;  
2. Jilin Institute of Geological Sciences, Changchun 130012, China; 3. China Water Northeastern Investigation, Design & Research Co., Ltd., Changchun 130021, China)

**Abstract:** The variations of reservoir stress caused by the multi-stage and discontinuous nature of the process in the CO<sub>2</sub> geological storage, leading to the change of permeability and pore structure of the rock, have a direct impact on CO<sub>2</sub> injection and storage. Through laboratory experiments, variations in the permeability of sandstone in the Liujiagou formation of the Ordos CCS (CO<sub>2</sub> capture and storage) demonstration project are analyzed under cyclic variations in injection pressure and confining pressure and multi-stage loading and unloading. In addition, the variations in the micro-pore structure are analyzed based on micro-pore structure tests. The main conclusions are as follows: (1) Both the confining pressure and the injection pressure have a significant effect on the permeability of the reservoir rock. And the influence degree can reach 30% and 80%, respectively. The relative permeability changes with pressure, and it between the loading and unloading stages is higher at low pressures than at high pressures. (2) Mathematical models of permeability as a function of confining pressure and injection pressure are constructed. The mathematical models representing different cyclical processes are quite different. (3) The effects of the interval between the experiments on permeability changes are different for different pressure modes. The rock permeability can recover better under the injection pressure variation than confining pressure variation. (4) The variations during multiple stress cycles have a significant effect on the micropore structure. The increase in micropores with mesopores at small widths and the decrease of macropores result in a decrease in the permeability of the rock samples.

基金项目: 国家自然科学基金项目 (41172205); 中国地调局项目 (121201012000150010); 国家科技重大专项课题 (2016ZX05016-005); 吉林大学研究生创新基金资助项目 (2016205)

收稿日期: 2017-03-16

\*通讯作者 (E-mail: wangfugang@jlu.edu.cn)



More attention should be devoted to the influences of pressure variations on permeability and micropore structure in evaluations of storage potential and studies on CO<sub>2</sub> migration in reservoirs in CCS engineering.

**Key words:** CO<sub>2</sub> geological storage; permeability; confining pressure; injection pressure; pore structure

## 0 引言

二氧化碳(CO<sub>2</sub>)地质储存技术作为直接、有效的减少CO<sub>2</sub>排放、缓解温室效应技术之一,引起各国政府和科学家的重视<sup>[1]</sup>。中国地质调查局和中国神华集团于2010年在鄂尔多斯盆地联合开展了CO<sub>2</sub>捕集封存示范工程项目,刘家沟组地层为目标储层之一。在CO<sub>2</sub>地质储存工程中,储层中CO<sub>2</sub>的运移和注入量主要受水平径向应力积累和注入压力影响。注入压力和径向应力积累打破了储层应力场平衡,CO<sub>2</sub>注入的多期次、间断性特点使储层所受应力和注入压力发生增加和消散的反复变化,储层渗透率等物理性质也将随之改变<sup>[2]</sup>。岩石渗透率是储层的重要参数之一,对储层应力反复变化过程中的渗透率变化规律进行研究,对CO<sub>2</sub>地质储存的注入能力、储存潜力和安全性评价有重要意义。

关于应力变化和岩石渗透率的关系问题,在岩土工程、油气藏开发等学科领域有大量的试验和理论研究<sup>[3-4]</sup>。Fatt等<sup>[5]</sup>分别对砂岩渗透率与上覆岩层压力和围压的关系进行了研究,渗透率与两种压力形式的关系均为负相关,且在低压区变化明显;武志德等<sup>[6]</sup>认为不同成分盐岩的渗透率随孔隙压力的增大而增大,同时受克氏效应影响。Vairogs等<sup>[7]</sup>、薛向春等<sup>[8]</sup>认为有效应力的改变影响了岩石的孔隙结构特征和骨架结构特征,进而影响了岩石的渗透率;彭苏萍等<sup>[9]</sup>认为岩石在全应力-应变过程中,渗透率在弹性阶段、弹塑性阶段和残余流动阶段因岩石变形程度的不同而表现出不同的变化特征。Jennings等<sup>[10]</sup>、彭苏萍等<sup>[9]</sup>、王环玲等<sup>[11]</sup>分别构建了围压和渗透率的三次多项式、对数函数、幂函数等单一函数型数学模型;兰林等<sup>[12]</sup>提出应力敏感性系数模型,应力敏感系数越大,储层应力敏感性越强。前人对于岩石渗透率和应力关系的变化规律、影响机理和数学模型等方面均有大量研究,但由于岩石类型的差异,研究结果在具体工程实践中不具有通用性。多期次应力变化和应力变化间断期对渗透率影响方面的研究,还未受到研究人员的重视<sup>[13]</sup>。岩石渗透率与孔隙结构相关性明显,但结合岩石微观孔隙结构变化分析岩石渗透率与多期次应力变化关系的研究尚少见报道。

本文以刘家沟组CO<sub>2</sub>储层为研究对象,结合工程的具体运行情况,进行室内模拟试验,分析目标储层渗透率在定注入压、变围压与定围压、变注入压等不

同应力刺激方式下的变化特征,构建围压和注入压变化对渗透率影响的定量化数学模型,并分析多次应力变化前后岩石微观孔隙结构变化特征,研究渗透率的变化规律,为鄂尔多斯盆地CO<sub>2</sub>地质储存的数值模拟计算和工程实践提供基础依据。

## 1 试验材料与方法

### 1.1 试验材料

试验岩样(图1)取自鄂尔多斯CCS(carbon capture and storage, 碳捕集与封存)示范工程刘家沟组砂岩储层。试验岩芯取样深度为1660 m,直径37.92 mm,长度51.32 mm,孔隙度为12.12%。由X射线衍射分析结果可知,岩石样品含石英44%、长石矿物35%、黏土矿物10%、方解石7%以及沸石4%,为长石石英砂岩。



图1 试验岩样

Fig. 1 Experimental sample

### 1.2 试验设备及原理

渗透率测试设备为HXKS-A型高温高压孔隙流体驱替试验系统,由南通华兴石油仪器有限公司研制。该系统由压力主机系统、压力和温度控制系统、微机操作系统等组成,可以实现不同压力条件下岩石渗透率的测定。围压和注入压最大工作压力均为70 MPa,48 h内压力波动0.5%以内。试验在25℃恒温条件下进行,以蒸馏水为渗流介质。

岩样渗透率测量采用稳态法(渗透率测定试验原理示意图见图2)。根据水相达西一维稳定流方法计算,

$$k = q\mu L / \Delta P A \quad (1)$$

式中  $q$  为单位时间内水通过岩石的流量 (cm<sup>3</sup>/s);  $A$  为岩石截面积 (cm<sup>2</sup>);  $\mu$  为水的黏度 (mPa·s);  $L$  为岩芯长度 (cm);  $\Delta P$  为水通过岩石前后的压力差

(MPa);  $k$  为岩石渗透率 (mD)。

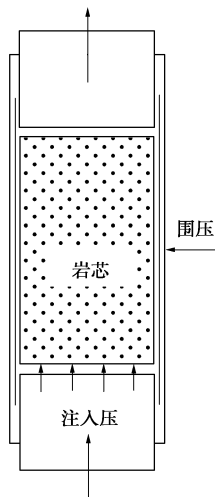


图2 渗透率测定试验原理示意图

Fig. 2 Schematic diagram of permeability tests

岩样孔隙结构测试仪器为贝士德公司生产的3H-2000PS1型比表面积及孔径分析仪。该设备可测试粉末、颗粒、纤维及片状材料等,并利用吸附脱附等温线、BET单点法和多点法表面、BJH法吸脱附孔容、孔径分布等多种分析理论分析材料的表面积、孔径孔容、孔径分布等参数。最低可测表面积为 $0.005 \text{ m}^2/\text{g}$ ,最小检测孔体积为 $0.0001 \text{ mL/g}$ ,孔径测量范围为 $0.35 \sim 500 \text{ nm}$ 。

气体吸附法可以有效反映材料中纳米孔隙的分布情况,在多孔材料的孔隙结构测试方面得到了广泛的应用<sup>[14-15]</sup>。氮气吸附实验原理为利用等温物理吸附的静态容量法,采用在 $77.4 \text{ K}$ (液氮温度)温度下以高纯氮气为吸附介质,在相对压力 $0.01 \sim 1.00$ 之间测定吸附-脱附等温线。岩芯比表面积通过BET方程计算<sup>[16]</sup>;最可几孔径采用BJH法,根据吸附等温线的吸附分支进行计算<sup>[17]</sup>;平均孔径由相对压力约为1时的氮气吸附量计算得到;孔径分布、微孔体积和总孔体积根据DFT法计算<sup>[18]</sup>。

### 1.3 试验过程

在实际 $\text{CO}_2$ 地质储存工程中,岩体裂隙、节理以及断层等因素对 $\text{CO}_2$ 地质储存有显著影响。本次试验中,为了使试验方案和结果分析更具操作性,在贴近工程实际情况的基础上对试验条件进行控制,试验过程如下:

(1)通过氮气吸附实验测定岩石样品的微观孔隙结构,采用X射线衍射方法测定岩样矿物组分。

(2)在变围压条件下,注入压恒定为 $2 \text{ MPa}$ ,围压从初始压力 $5 \text{ MPa}$ 开始,以 $3 \text{ MPa}$ 的压力梯度依次增加到最大围压 $20 \text{ MPa}$ (最大压力低于该岩石破裂压力 $24.84 \text{ MPa}$ ),分别测定不同围压条件下岩石渗透

率。一个围压条件下的渗透试验达到足够长时间的稳定后,再增加围压至下一个围压梯度。围压达到最大设定围压值后,以 $3 \text{ MPa}$ 的压力梯度卸载围压至 $5 \text{ MPa}$ ,同时测定卸载过程中岩石渗透率。上述围压加载、卸载过程循环3次,每相邻两次循环间隔 $24 \text{ h}$ 。间隔期内,将压力卸除,把岩芯从夹持器中取出并浸没在蒸馏水中保存。

(3)在变注入压条件下,围压恒定为 $20 \text{ MPa}$ ,注入压从初始压力 $3 \text{ MPa}$ 开始,以 $3 \text{ MPa}$ 的压力梯度依次增加到 $18 \text{ MPa}$ ,再以 $3 \text{ MPa}$ 的压力梯度卸载注入压至 $3 \text{ MPa}$ 。分别测定不同注入压条件下的岩石渗透率。上述注入压加载、卸载过程同样循环3次,每相邻两次循环过程间隔 $24 \text{ h}$ 。间隔期内,将压力卸除,把岩芯从夹持器中取出并浸没在蒸馏水中保存。

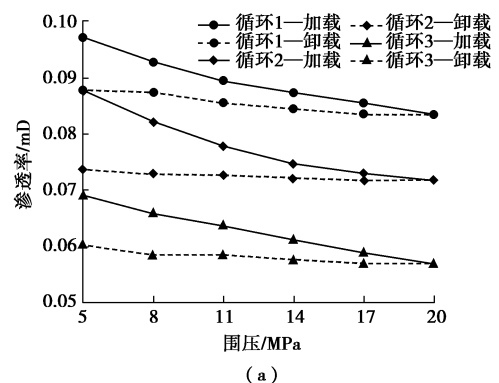
(4)再次通过氮气吸附实验测定岩石样品的微观孔隙结构。

## 2 试验结果与分析

### 2.1 应力变化条件下渗透率变化规律

(1)在变围压条件下的每个循环过程中,随着围压的增加,岩样渗透率逐渐减小,围压和渗透率呈负相关关系(图3(a));随围压的减小,岩样渗透率由小到大逐渐恢复,但减压阶段各围压条件下的渗透率不能恢复到同一循环加压阶段相同围压下的渗透率,加压阶段和减压阶段渗透率曲线不重合,加压阶段的渗透率要大于减压阶段渗透率,即岩样渗透性在围压减压阶段时间内不能完全恢复。比如,在围压为 $5 \text{ MPa}$ 时,第二次循环加压阶段的渗透率为 $0.0876 \text{ mD}$ ,而在减压阶段围压降到 $5 \text{ MPa}$ 时,渗透率为 $0.0737 \text{ mD}$ ,相差达 $19\%$ 。

而在变注入压条件下,岩样渗透率随注入压的增加而增大,两者呈正相关关系(图3(b));随围压的减小,岩样的渗透率由大到小逐渐恢复,同样不能恢复到同一循环加压阶段相同注入压条件下的渗透率,但在同一个注入压条件下,加压阶段的渗透率小于减压阶段渗透率。



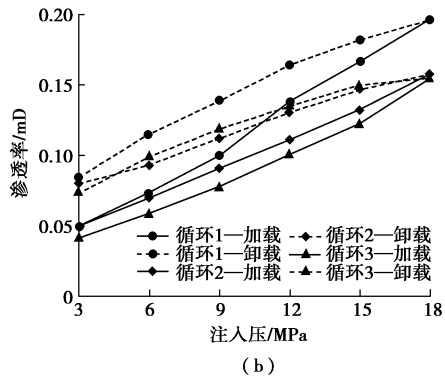


图3 应力-渗透率变化关系图

Fig. 3 Relationship between permeability and pressure

分析认为,低渗岩石存在微裂缝,微裂缝是低渗岩石中流体流动的主要通道<sup>[19]</sup>。在变围压条件下,岩石中的微裂缝和孔喉受应力挤压而闭合,岩石渗透率下降。变注入压条件下,微裂缝和孔喉随着注入压的增大而扩大,渗透率增大。

(2)将每个循环过程的岩样渗透率相对变化幅度用 $k_u$ 表示,则有:

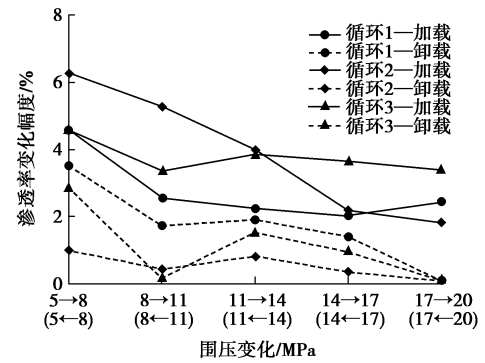
$$k_u = \frac{|k_i - k_{i+1}|}{k_i} \times 100\% \quad (2)$$

式中,  $k_i$ ,  $k_{i+1}$  分别为每个循环过程第  $i$ ,  $i+1$  个应力条件下的岩样渗透率。

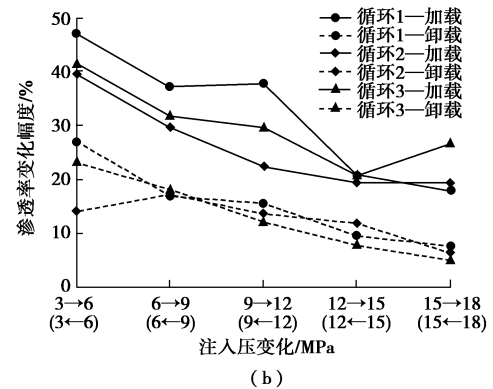
由渗透率变化幅度(图4)可知,围压和注入压变化对刘家沟组岩石渗透率均具有显著影响。在变围压和变注入压条件下的应力加载阶段和卸载阶段,岩样渗透率变化幅度在总体上逐渐减小,低压区的变化幅度大于高压区。比如,在变注入压条件下的应力加载阶段,渗透率变化幅度分别由3~6 MPa过程的47.09%, 41.55%, 39.51%减小到15~18 MPa过程的17.90%, 19.25%和26.70%。

但是,变注入压条件下的渗透率变化幅度远远大于变围压条件。变围压条件下的渗透率变化幅度在0~7%之间,而变注入压条件下的渗透率变化幅度高达5%~50%,两种应力条件下的渗透率变化幅度相差明显。

相关研究表明,对于低孔低渗储层,岩石渗透率主要受孔隙结构的大小、形状以及连通程度等因素影响,和孔隙度相关性差<sup>[20]</sup>。在变注入压条件下,当注入压增大时,孔隙水压力增大,储层内部的孔隙结构发生改变,增强了储层的渗流能力。同时,由于压力梯度变大,孔隙表面的结合水层厚度减小,进一步增大了储层的有效渗流通道。因此,注入压变化对岩石渗透率的影响更为显著。



(a)



(b)

图4 应力变化过程中渗透率变化幅度

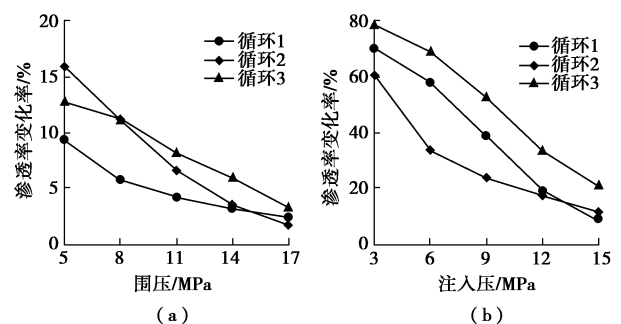
Fig. 4 Relative change in permeability under changing pressures

(3)将每个循环应力加载阶段和卸载阶段在相同应力条件时的渗透率变化率用 $\Delta k$ 表示,

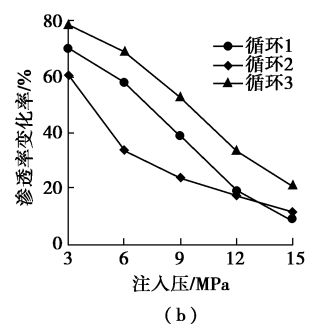
$$\Delta k = \frac{|k_s - k_j|}{k_s} \times 100\% \quad (3)$$

式中,  $k_s$ ,  $k_j$  分别为每个循环过程中应力加载阶段和卸载阶段在相同应力条件时的渗透率。

由岩样渗透率变化率的变化(图5)可知,在变围压和变注入压条件下,岩样渗透率变化率均是在高压区小,在低压区大。比如,在变注入压条件下的循环过程中,3次循环的渗透率变化率分别由3 MPa注入压条件下的70.02%, 60.24%、78.23%减小到15 MPa注入压条件下的9.05%, 11.55%和2.24%。



(a)



(b)

图5 应力变化条件下渗透率变化率

Fig. 5 Relationship between change in permeability and pressure

在变围压条件下,渗透率的变化率为2%~15%;而变注入压条件下,渗透率变化率达11%~78%,变

化幅度远大于变围压条件。

(4) 由图 3 可知, 在 3 个围压循环变化过程中, 相邻两次循环过程的渗透率变化曲线不重合, 后一次循环过程的渗透率变化曲线整体低于前一次, 且在围压多次循环变化作用下有显著下降。岩样在 3 次循环过程之后, 渗透率由 0.0970 mD 下降到 0.0603 mD, 减小了 37.9%。结果表明, 岩样在围压作用下发生塑性变形, 围压被卸载后, 形变有一定程度的恢复, 但在试验围压卸载过程中不能完全恢复。而且, 随着循环次数的增多, 循环过程的初始渗透率与终止渗透率和初次循环过程相差越来越大, 说明岩样渗透率在相邻循环间隔时间的 24 h 内不能完全恢复。

在 3 个注入压变化循环过程中, 相邻两次循环过程的渗透率变化曲线也不重合, 但相邻两次循环过程渗透率变化曲线有交叉。3 次循环过程的初始渗透率和终止渗透率相差较小, 注入压变化使岩石发生弹性变形, 岩石渗透率在相邻循环过程的 24 h 间隔时间内得到较好的恢复。

2.2 应力与渗透率关系的数学模型构建

根据围压循环变化结果分析加、减压过程中岩样渗透率随围压的变化规律, 通过对试验数据进行多种数学模型形式拟合, 对比得出对数函数型的拟合程度较高,

$$k = a \cdot \ln(P_c) + b \quad , \quad (4)$$

式中,  $k$  为岩样渗透率 (mD),  $P_c$  为围压值 (MPa),  $a$ ,  $b$  均为拟合所得参数。

在变注入压条件下的注入压和渗透率数学模型拟合结果得出, 一次函数型的拟合程度较高,

$$k = P_z \cdot a + b \quad , \quad (5)$$

式中,  $k$  为岩样渗透率 (mD),  $P_z$  为注入压值 (MPa),  $a$ ,  $b$  均为拟合所得参数。

试验岩样在变围压和变注入压条件下第一次循环过程中, 加压和减压阶段岩样渗透率与应力的拟合关系式和拟合曲线分别如图 6 (a) 和图 6 (b) 所示。

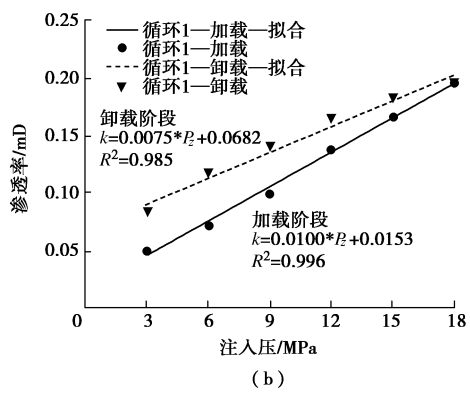
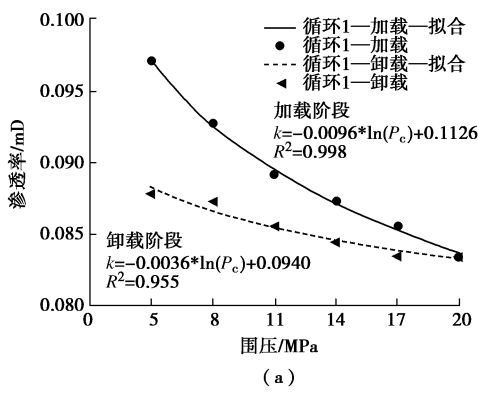


图 6 第一次循环应力变化过程拟合曲线

Fig. 6 Fitting curves and mathematical models between permeability and pressure for first cycle experiments

由 3 次应力循环变化条件下的刘家沟组岩石渗透率与两种应力形式的数学模型 (表 1, 2) 可知, 渗透率和注入压之间的关系均表现为一次函数关系, 和围压之间的关系均表现为对数函数关系, 数据的拟合程度高, 相关系数都达到 95% 以上。但不同循环期次的函数不同, 不能用上一次循环过程的拟合函数预测下一循环过程中应力变化所引起的渗透率变化。

表 1 围压 - 渗透率函数关系拟合参数表

Table 1 Fitting parameters in mathematical models between permeability and confining pressure

循环次数	过程	参数 $a$	参数 $b$	相关系数 $R^2$
循环 1	加压	-0.0096	0.1126	0.998
	减压	-0.0036	0.0940	0.955
循环 2	加压	-0.0117	0.1062	0.994
	减压	-0.0014	0.0759	0.986
循环 3	加压	-0.0087	0.8370	0.981
	减压	-0.0024	0.0639	0.960

表 2 注入压 - 渗透率函数关系拟合参数表

Table 2 Fitting parameters in mathematical models between permeability and injection pressure

循环次数	过程	参数 $a$	参数 $b$	相关系数 $R^2$
循环 1	加压	0.0100	0.0153	0.996
	减压	0.0075	0.0682	0.985
循环 2	加压	0.0071	0.0273	0.998
	减压	0.0054	0.0635	0.994
循环 3	加压	0.0074	0.0151	0.989
	减压	0.0054	0.0654	0.963

3 应力变化对岩石孔隙结构的影响

国际纯粹与应用化学联合会 (IUPAC) 将多孔材料孔隙类型分为 3 类: 微孔 (孔直径 < 2 nm)、中孔 (孔直径为 2 ~ 50 nm)、大孔 (孔直径 > 50 nm)。根据孔隙

结构测试结果(表 3), 岩样在试验前后均为中孔类型。但是, 注入压和围压的多期次循环加、卸载变化对岩样的孔径特征影响显著, 试验后的平均孔直径比试验前的平均孔直径大幅减小, 由 21.72 nm 减小为试验后的 16.26 nm, 减小 25.14%。同时, 岩样的比表面显著增加, 增加幅度达 60% 以上。

表 3 岩样孔隙结构参数

Table 3 Pore structure parameters of rock sample					
参数	比表面 $/(m^2 \cdot g^{-1})$	总孔体积 $/(mL \cdot g^{-1})$	微孔体积 $/(mL \cdot g^{-1})$	平均孔径 $/nm$	最可几 孔径/ $nm$
试验前	1.6024	0.0087	0.0006	21.72	2.60
试验后	2.6320	0.0107	0.0010	16.26	2.60
相对变化率 /%	64.25	22.99	66.67	-25.14	0

根据岩样试验前后的吸附等温线(图 7)可以看出, 两组等温线的吸附分支和脱附分支不一致。相对压力  $P/P_0$  (其中  $P$  为当前压力, MPa;  $P_0$  为 77 K 下的氮气饱和蒸汽压, 约为 0.101 MPa) 在 0~0.8 范围内, 等温吸附线氮气吸附量上升缓慢, 当相对压力  $P/P_0$  在 0.8~1.0 的区间时, 氮气吸附量有一个迅速升高的过程, 而且迟滞环突变点在相对压力 0.42 附近, 说明  $P/P_0 > 0.42$  时, 发生毛细管凝聚现象, 可以观察到迟滞环<sup>[17]</sup>。两组等温线属于国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)等温线分类的 IV 类等温线, 说明岩样主体孔隙为中孔, 这与前述平均孔直径测试结果一致。

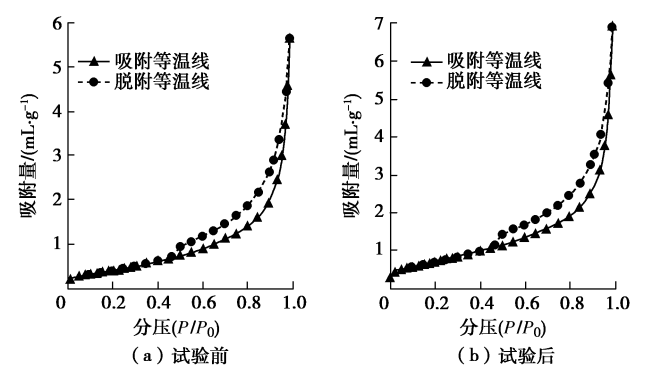


图 7 吸附-脱附等温线

Fig. 7 Adsorption-desorption isotherms

本次试验中, 岩样在试验前后的等温线吸附分支和脱附分支均几乎平行, 只有接近饱和蒸汽压时才发生明显的毛细凝聚, 吸附曲线陡直上升, 均为国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)迟滞环分类的 H3 型迟滞环, 反映了岩样中存在平行板状的狭缝型孔隙, 注入压和围压的多次循环变化并未对岩石的孔隙类型产生影响。

根据岩样在试验前后的孔径分布情况(图 8)对比可以看出, 注入压和围压的多次循环变化对岩样的

孔隙大小产生了显著影响。微孔(孔径<2 nm)数量明显增加, 微孔体积增加 66.7%。2~10 nm 孔径范围的中孔数量也有明显增多, 但 10~50 nm 孔径范围的中孔数量基本未发生改变, 50 nm 孔径范围以上的大孔有所减少。

在岩样试验前后的累积孔体积对比曲线(图 9)总体表现为试验后大于试验前。在 0~10 nm 孔径范围内, 试验后的累积孔体积曲线高于试验前的累积孔体积曲线; 在 10~50 nm 孔径范围内, 试验前后的累积孔体积曲线基本平行, 总孔体积明显增加。

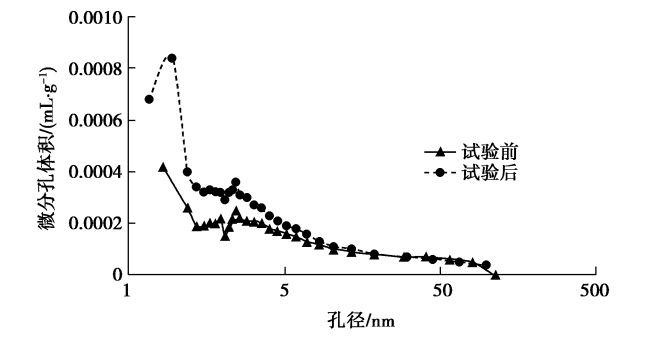


图 8 孔径分布对比图

Fig. 8 Contrast of pore size distributions

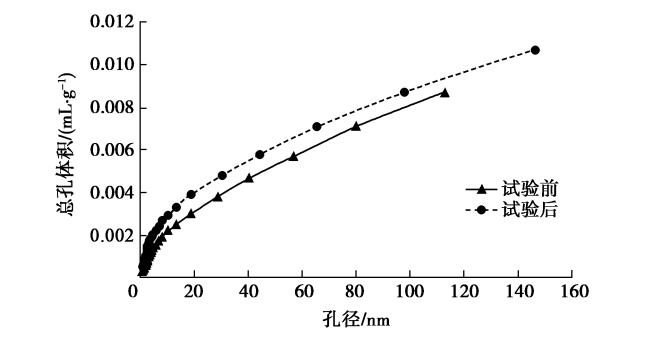


图 9 累积孔体积对比图

Fig. 9 Contrast of cumulative pore volumes

由前述分析可知, 围压和注入压的多期次循环变化对岩样的孔隙类型影响较小, 试验前后均为平行板状孔隙; 但对孔径分布影响显著。比表面的大幅增加表明岩样的微观孔隙受多期次应力变化影响明显, 小于 10 nm 的微孔和孔径较小的中孔大量增加, 同时大于 50 nm 的大孔有所减少。大量增加的微孔和孔径较小的中孔对于岩石的渗流能力贡献不大, 由于大孔的减少, 使得岩石渗透能力有所下降。第一次应力变化循环的初始渗透率为 0.0970 mD, 而最后一次应力变化循环的渗透率仅为 0.0418 mD, 减小达 57%。

4 结论与建议

(1) 围压和注入压变化对岩石渗透率均有显著影响。在设定的压力变化区间内, 随着围压增加, 岩石渗透率下降幅度可达 30%; 随着注入压增大, 增大幅

度可达 60%~80%。在两种应力变化条件下,岩石渗透率在低压区的变化幅度和变化率均大于高压区,注入压变化对渗透率的影响更为显著。

(2) 围压和渗透率呈负相关关系,注入压和渗透率呈正相关关系,并分别构建了两种应力形式和渗透率之间的高度相关的对数型和一次函数型数学模型。不同循环期次和过程的渗透率-压力数学模型相差较大,不能用一个循环过程的数学模型预测其他循环过程中的渗透率变化情况,在实际工程应用和数值计算模拟中要加以重视。

(3) CO<sub>2</sub>地质储存灌注过程的多期次、间断性特点使储层有效应力呈现反复加载和卸载效应,试验中多期次循环应力变化过程模拟了这一工程实际情况。变围压条件和变注入压条件对岩样的初始渗透率影响不同,注入压变化对渗透率的影响可以利用充分长的注入间断期来得到较好的恢复。

(4) 围压和注入压多次循环变化对岩样孔隙类型影响较小,但对孔径大小分布影响明显。岩样总体积增加,有利于增大储层的储集能力。微孔和孔径较小的中孔大量增加,大孔有所减少,导致岩样的渗透能力显著下降。

在 CO<sub>2</sub>地质储存工程中,大量的 CO<sub>2</sub>注入将引发储层应力场发生变化,应力场的变化将在一定程度上导致储层孔隙度、渗透率等物性特征的变化,进而影响 CO<sub>2</sub>地质储存过程的各要素,如 CO<sub>2</sub>空间运移、储层注入能力、储存潜力、以及储层安全性等一系列问题。由于岩石类型、矿物组分等性质的差异,在现阶段条件下,难以获得一个具有普适性的应力和岩石渗透率关系的通用型数学模型。因此,对于实际的工程储层,采取储层的岩样进行科学实验,直接获取实际储层相关数据,对于工程本身的运行具有重要意义。试验结果可以耦合到 CO<sub>2</sub>地质储存数值模拟计算软件中,使数值模拟过程能够考虑应力变化对岩石渗透率产生的影响,实现 CO<sub>2</sub>地质储存过程流体应力-储层渗透率互馈响应,从而使得数值模拟结果更加科学合理。在 CO<sub>2</sub>地质储存工程的储存潜力评价和 CO<sub>2</sub>运移演化预测中,应对岩石渗透率和孔隙结构受应力变化的影响给予重视。

另外,在实际 CO<sub>2</sub>地质储存工程中,注入压和围压均会发生多期次循环变化,两种形式的应力都会对岩石的渗透率和孔隙结构产生影响。为了模拟这种工程实践中的情况,综合分析了围压和注入压多期次变化对岩石渗透率和孔隙结构的影响。但是,进一步分别研究围压和注入压的多期次变化对岩石渗透率的影响,并通过岩石孔隙结构对这一过程的影响机理进行探究是必要的,这可以作为后续深入研究的方向。

## 参考文献:

- [1] 郭建强,文冬光,张森琦,等. 中国二氧化碳地质储存潜力评价与示范工程[J]. 中国地质调查, 2015, 2(4): 36 - 46. (GUO Jian-qiang, WEN Dong-guang, ZHANG Sen-qi, et al. Potential evaluation and demonstration project of CO<sub>2</sub> geological storage in China[J]. Geological Survey China, 2015, 2(4): 36 - 46. (in Chinese))
- [2] 王福刚,孙兆军,刘红艳,等. 中-细粒长石石英砂岩低渗透层在围压循环增减条件下渗透率变化规律的试验研究[J]. 水利学报, 2016, 47(9): 1125 - 1132. (WANG Fu-gang, SUN Zhao-jun, LIU Hong-yan, et al. Experimental study on the variation of permeability of medium-fine feldspar-quartz sandstone low-permeability reservoir under the circulatory increasing or reducing conditions of confining pressure[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2016, 47(9): 1125 - 1132. (in Chinese))
- [3] 王建秀,胡力绳,叶冲,等. 复杂应力路径下大理岩三轴渗透试验研究[J]. 岩土力学, 2010, 31(8): 2389 - 2398. (WANG Jian-xiu, HU Li-sheng, YE Chong, et al. Triaxial permeability test of marble under complex stress path[J]. Rock and Soil Mechanics, 2010, 31(8): 2389 - 2398. (in Chinese))
- [4] AMANN - Hildenbrand A, DIETRICH J P, KROOSS B M. Effective gas permeability of Tight Gas Sandstones as a function of capillary pressure: a non-steady-state approach[J]. Geofluids, 2016, 16(3): 367 - 383.
- [5] FATT I, DAVIS D H. Reduction in permeability with overburden pressure[J]. Journal of Petroleum Technology, 1952, 4(12): 16 - 16.
- [6] 武志德,周宏伟,丁靖洋,等. 不同渗透压力下盐岩的渗透率测试研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(增刊 2): 3740 - 3746. (WU Zhi-de, ZHOU Hong-wei, DING Jing-yang, et al. Research on permeability testing of rock salt under different permeability pressures[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(S2): 3740 - 3746. (in Chinese))
- [7] VAIROGS J, HEARN C L, DAREING D W, et al. Effect of rock stress on gas production from low-permeability reservoirs[J]. Journal of Petroleum Technology, 1971, 23(9): 1161 - 1167.
- [8] 薛向春,闫彦东,耿志远,等. 低渗砂岩储层应力敏感性研究[J]. 辽宁化工, 2015(9): 1147 - 1149. (XUE Xiang-chun, YAN Yan-dong, GENG Zhi-yuan, et al. Study on stress sensitivity of low permeability sandstone reservoir[J].



- Liaoning Chemical Industry, 2015(9): 1147 - 1149. (in Chinese))
- [9] 彭苏萍, 孟召平, 王 虎, 等. 不同围压下砂岩孔渗规律试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2003, **22**(5): 742 - 746. (PENG Su-ping, MENG Zhao-ping, WANG Hu, et al. Testing study on pore ratio and permeability of sandstone under different confining pressures[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2003, **22**(5): 742 - 746. (in Chinese))
- [10] JENNINGS J B, CARROLL H B, RAIBLE C J. The relationship of permeability to confining pressure in low permeability rock[C]// SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium. Society of Petroleum Engineers. Denver, 1981.
- [11] 王环玲, 徐卫亚, 左 婧, 等. 低渗透岩石渗透率与孔隙率演化规律的气渗试验研究[J]. 水利学报, 2015, **46**(2): 208 - 216. (WANG Huan-ling, XU Wei-ya, ZUO Jing, et al. Evolution law research on the permeability and porosity of low-permeability rock based on gas permeability test[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2015, **46**(2): 208 - 216. (in Chinese))
- [12] 兰 林, 康毅力, 陈一健, 等. 储层应力敏感性评价实验方法与评价指标探讨[J]. 钻井液与完井液, 2005, **22**(3): 1 - 4. (LAN Lin, KANG Yi-li, CHEN Yi-jian, et al. Discussion on evaluation methods for stress sensitivities of low permeability and tight sandstone reservoirs[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2005, **22**(3): 1 - 4. (in Chinese))
- [13] 孔 茜, 王环玲, 徐卫亚. 循环加卸载作用下砂岩孔隙度与渗透率演化规律试验研究[J]. 岩土工程学报, 2015, **37**(10): 1893 - 1900. (KONG Qian, WANG Huan-ling, XU Wei-ya. Experimental study on permeability and porosity evolution of sandstone under cyclic loading and unloading[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2015, **37**(10): 1893 - 1900. (in Chinese))
- [14] ZHANG Z, YANG Z. Theoretical and practical discussion of measurement accuracy for physisorption with micro-and mesoporous materials[J]. Chinese Journal of Catalysis, 2013, **34**(10): 1797 - 1810.
- [15] 孟智强, 郭和坤, 刘 强, 等. 塔里木盆地致密砂岩气储层微观孔隙结构[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2015, **46**(8): 3032 - 3039. (MENG Zhi-qiang, GUO He-kun, LIU Qiang, et al. Microscopic pore structure for tight sandstone gas reservoirs in Tarim Basin[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2015, **46**(8): 3032 - 3039. (in Chinese))
- [16] 杨 侃, 陆现彩, 徐金覃, 等. 气体吸附等温线法表征页岩孔隙结构的模型适用性初探[J]. 煤炭学报, 2013, **38**(5): 817 - 821. (YANG Kan, LU Xian-cai, XU Jin-tan, et al. Preliminary verification of common calculation methods of pore size distribution of shale based on gas adsorption isotherm[J]. Journal of China Coal Society, 2013, **38**(5): 817 - 821. (in Chinese))
- [17] THOMMES M, KANEKO K, NEIMARK A V, et al. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report)[J]. Pure and Applied Chemistry, 2015, **87**(9/10): 1051 - 1069.
- [18] JAGIELLO J, THOMMES M. Comparison of DFT characterization methods based on N<sub>2</sub>, Ar, CO<sub>2</sub>, and H<sub>2</sub> adsorption applied to carbons with various pore size distributions[J]. Carbon, 2004, **42**(7): 1227 - 1232.
- [19] 杨 峰, 宁正福, 胡昌蓬, 等. 页岩储层微观孔隙结构特征[J]. 石油学报, 2013, **34**(2): 301 - 311. (YANG Feng, NING Zheng-fu, HU Chang-peng, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, **34**(2): 301 - 311. (in Chinese))
- [20] 胡科先, 王晓华. 各类储层孔隙度与渗透率关系研究[J]. 石油化工应用, 2014, **33**(11): 40 - 42. (HU Ke-xian, WANG Xiao-hua. Experimental study of various types of reservoir porosity and permeability relationship[J]. Petrochemical Industry Application, 2014, **33**(11): 40 - 42. (in Chinese))