

# 双孔双渗煤岩渗透率演化模型及应用

张璐<sup>1</sup>,王刚<sup>1,2</sup>,于俊红<sup>1</sup>,肖智勇<sup>1</sup>,王珂<sup>3</sup>

(1.山东科技大学 山东省土木工程防灾减灾重点实验室,山东 青岛 266590;

2.山东科技大学 矿山灾害预防控制省部共建国家重点实验室培育基地,山东 青岛 266590;

3.北京市勘察设计研究院有限公司,北京 100038)

**摘要:**为了探究二氧化碳在煤岩封存过程中的渗流变化趋势,视煤岩为双重介质,综合考虑二氧化碳的 Fick 扩散、Knudsen 扩散、表面扩散以及有效应力变化引起的弹性变形和吸附引起的基质膨胀变形的影响,建立煤岩双孔双渗透率演化模型。通过二氧化碳注入煤岩的室内实验,验证该模型的有效性。基于有限元软件 COMSOL,将建立的渗透率演化模型应用于煤层二氧化碳封存技术,对原位状态下二氧化碳注入煤岩 10 000 天过程中的渗透率演化规律进行数值模拟。结果表明:煤岩基质和裂隙的净渗透率随注入时间和气体压力的增加而减小;在二氧化碳封存过程中,基质渗透率由吸附作用控制,有效应力发挥很小;裂隙渗透率由吸附作用和有效应力共同控制,其中吸附作用占主导。

**关键词:**视渗透率模型;有效应力;吸附作用;渗透率演化;二氧化碳封存

**中图分类号:**TD989

**文献标志码:**A

## Permeability evolution model and application of dual-porosity and dual-permeability coalbed

ZHANG Lu<sup>1</sup>, WANG Gang<sup>1,2</sup>, YU Junhong<sup>1</sup>, XIAO Zhiyong<sup>1</sup>, WANG Ke<sup>3</sup>

(1. Shandong Provincial Key Laboratory of Civil Engineering Disaster Prevention and Mitigation,

Shandong University of Science and Technology, Qingdao, Shandong 266590, China; 2. State Key Laboratory of Mining Disaster Prevention and Control Co-founded by Shandong Province and the Ministry of Science and Technology,

Shandong University of Science and Technology, Qingdao, Shandong 266590, China;

3. Beijing Survey and Design Research Institute Co. Ltd, Beijing 100038, China)

**Abstract:** In order to explore the seepage changing trend of carbon dioxide in the process of coalbed sequestration, a permeability evolution model of dual-porosity and dual-permeability coalbed was established by comprehensive consideration of Fick diffusion, Knudsen diffusion and surface diffusion, as well as the elastic deformation caused by effective stress variation and the matrix expansion deformation caused by adsorption. The effectiveness of the model was verified by laboratory experiments by injecting carbon dioxide into coalbed. Based on the finite element software COMSOL, the permeability evolution model was applied to the carbon dioxide sequestration technology of coalbed to simulate the evolution law of permeability during the 10 000 days after carbon dioxide injection into coalbed in situ. The results show that the net permeability of coalbed matrix and fracture decreases with the increase of injection time and gas pressure. In addition, in the process of carbon dioxide sequestration, the permeability of the matrix is controlled by adsorption and the effective stress plays a minimum role, while fracture permeability is controlled by both adsorption and effective stress and adsorption plays a dominant role.

**Key words:** apparent permeability model; effective stress; adsorption; permeability evolution; carbon dioxide sequestration

**收稿日期:**2019-11-17

**基金项目:**国家自然科学基金项目(51479108,51379117)

**作者简介:**张璐(1994—),女,山东烟台人,硕士研究生,主要从事岩石力学与工程方面的研究。

王刚(1976—),男,山东阳谷人,教授,博士生导师,主要从事岩石力学与工程方面的研究,本文通信作者。

E-mail: wanggang1110@gmail.com

随着全球气候变暖问题的日益突出,二氧化碳封存技术作为减少大气温室气体含量的有效方法引起了人们的注意。煤岩是一种典型的双重介质,将二氧化碳注入煤层不但可以减少大气中温室气体的含量,也可以驱替孔隙中的瓦斯和石油,强化油、气的采收率<sup>[1-5]</sup>。煤岩渗透性是决定瓦斯产量和二氧化碳注气量的关键因素<sup>[6-8]</sup>,因此建立煤岩渗透性演化模型具有重要的工程实用价值。

煤层中吸附性气体(二氧化碳和甲烷)吸附/解吸引起的煤岩膨胀/收缩变形对孔隙度和渗透率的影响已经得到广泛研究。Sawyer 等<sup>[9]</sup>提出了煤岩基质孔隙度与气体压力和浓度的函数关系模型。随后,很多学者在此基础上进行了大量研究。Seidle 等<sup>[10]</sup>在不考虑有效应力变化引起的固体介质弹性变形的情况下,建立煤岩解吸收缩变形时的渗透率变化模型。潘荣莹<sup>[11]</sup>考虑页岩储层在固体变形和多重流动机制耦合作用下,建立页岩储层单孔介质流固耦合模型。上述研究均把煤岩作为一个整体进行渗透率研究。为了建立更准确的煤岩渗透率模型,Elsworth 等<sup>[12]</sup>将煤岩视为由基质-裂隙组成的双重介质,建立非吸附性物质-水渗流情况下的煤岩介质变形模型。之后 Wu 等<sup>[13]</sup>在其基础上,考虑煤岩解吸收缩变形,忽略气体运移方式对渗透率的影响,建立了煤岩双孔双渗模型。但实验室条件下难以对基质和裂隙渗透率区分测量,为了弥补这方面的不足,一些学者<sup>[14-15]</sup>引入有限元软件 COMSOL,采用数值模拟手段,通过理论模型组成的方程组建模,控制多场耦合作用来研究裂隙和基质的渗透率演化。然而这些研究大多都是在不改变有效应力的情况下进行的,且很少考虑基质和裂隙之间气体扩散作用的影响,使得数值计算获得的渗透率结果与实际情况存在一定的误差。

吸附气体在多孔介质中的质量运移方式为 Fick 扩散、Knudsen 扩散和表面扩散。本研究将煤岩视为双重介质,考虑有效应力引起的煤岩弹性变形和吸附/解吸效应引起的基质膨胀/收缩变形的影响,以及基质和裂隙之间的气体扩散,建立煤岩双孔双渗模型;并利用有限元软件 COMSOL,探究原位条件下二氧化碳封存过程中的煤岩渗透性演化规律。

## 1 渗透率演化模型

将煤岩视为由基质-裂隙组成的双重介质,其物理模型如图 1 所示。二氧化碳气体在煤岩中以游离态和吸附态两种形式存在。煤岩基质中的孔隙大多为微米级和纳米级,因此,传统的达西定律无法准确地描述气体在多孔介质中的质量运移规律。基质孔隙中气体运移方程仍遵循 Darcy 公式,引入视渗透率模型对基质渗透率进行修正,形成修正 Darcy 流动方程<sup>[11]</sup>。综合考虑有效应力变化引起的煤岩弹性变形、吸附/解吸动态过程引起的基质膨胀/收缩变形,气体 Fick 扩散、Knudsen 扩散、表面扩散对气体质量运移的影响,建立煤岩渗透性演化模型。假设:

- 1) 储层是等温的,气体黏度在等温条件下保持恒定;
- 2) 双重孔隙介质是均质、各向同性的;
- 3) 吸附态气体仅存在于基质内,且吸附-解吸规律遵循 Langmuir 等温吸附方程;
- 4) 煤岩中仅存在二氧化碳气体,且视二氧化碳为理想气体。

### 1.1 视渗透率模型

单组分吸附性气体在孔隙介质中的质量运移方式为 Fick 扩散、Knudsen 扩散和表面扩散。气体分子之间相互碰撞产生 Fick 扩散,气体分子与壁面碰撞产生 Knudsen 扩散,吸附态气体分子沿壁面蠕动产生表面扩散<sup>[16]</sup>,如图 2 所示。气体在多孔介质中的 Fick 扩散可采用 Javadpour 模型,Civan 模型和 DGM 模型描述。三种模型在相同温度、相同等效流动半径条件下结果相差不大<sup>[17]</sup>。考虑吸附气体分子所占空间对气体流动影响,可用“壁联扩散”表征 Knudsen 扩散和表面扩散的总效应<sup>[18]</sup>。由于壁联扩散和滑脱效应等同,在

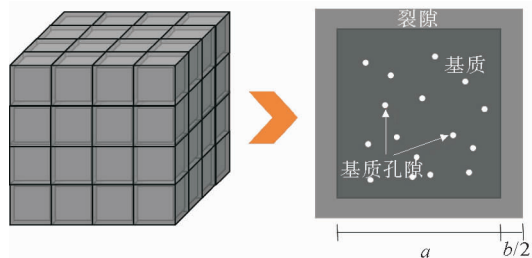


图 1 煤岩双重孔隙介质模型

Fig.1 Dual-porosity media model for coalbed

流动计算中可互换,因此本研究基于 DGM 模型,考虑 Knudsen 扩散和表面扩散效应,用 Klinkenberg 系数建立修正渗透率模型,即:

$$k_{m,app} = k_m \left( 1 + \frac{b_k}{p_m} \right) + \frac{p_a C_{admax}}{\rho_{ga} p_m} \mu D_{ad} \frac{p_L}{(P_m + p_L)^2} \quad (1)$$

式中:下标 m 表示基质,下标 f 表示裂隙; $k_m$  表示煤岩基质的固有渗透率; $p_m$  为基质气体压力; $\rho_{ga}$  为标准状况下的气相密度; $C_{admax}$  为气体最大吸附量浓度; $\mu$  为气体黏度; $D_{ad}$  为表面扩散系数; $p_L$  为 Langmuir 压力; $b_k$  为 Klinkenberg 系数,与固有渗透率和孔隙度的变化有关<sup>[17]</sup>。

$$b_k = \frac{D_k \mu}{k_m}, D_k = D_{k0} \cdot \frac{\phi_m}{\phi_{m0}} \quad (2)$$

其中, $\phi_m$  和  $\phi_{m0}$  分别为基质当前孔隙度和初始孔隙度。

当煤岩中的气体遵循 Langmuir 吸附规律时,表明扩散系数  $D_{ad}$  与孔隙中气体的覆盖度有关,则表面扩散系数与基质气体压力的关系<sup>[11]</sup>为:

$$D_{ad} = D_{ad0} \frac{p_m + p_L}{p_L} \quad (3)$$

式中  $D_{ad0}$  为气体覆盖度为 0 时的表面扩散系数。假设裂隙中不发生吸附解吸行为,因此也不存在表面扩散现象。Knudsen 扩散与分子运动的自由程有关,当孔隙尺寸很小,小到与分子运动自由程一个级别时,分子与壁面碰撞的几率远高于分子之间的碰撞几率,Knudsen 扩散越明显;反之,当孔隙尺寸越大,大到远远高于分子运动自由程时,分子之间的碰撞几率占主导,远高于分子与壁面碰撞的几率,Knudsen 扩散可以忽略<sup>[19]</sup>。考虑到煤岩裂隙开度的数量级远高于分子运动自由程,因此不考虑裂隙中的 Knudsen 扩散,即:

$$k_{f,app} = k_f \quad (4)$$

## 1.2 固有渗透率模型

煤岩基质和裂隙所受有效应力<sup>[15]</sup>:

$$\begin{cases} \sigma_{em} = \sigma - (\alpha p_m + \gamma p_f), \\ \sigma_{ef} = \sigma - \gamma p_f. \end{cases} \quad (5)$$

式中, $\alpha$ 、 $\gamma$  分别为基质和裂隙的有效应力系数。对于双重介质模型,精确考虑有效应力变化引起的基质和裂隙的弹性变形以及吸附/解吸效应引起的基质煤岩的膨胀/收缩变形,给出煤岩介质体应变表达式<sup>[20]</sup>。

$$\Delta \epsilon_v = -\frac{a^3}{s^3 K_m} \Delta \sigma_{em} - \frac{s^3 - a^3}{s^3 K_f} \Delta \sigma_{ef} + \frac{a^3}{s^3} \Delta \epsilon_s \quad (6)$$

式中: $\Delta \epsilon_v$  为煤岩介质体应变; $K_m$ 、 $K_f$  分别为基质、裂隙的体积模量。设体积单元边长为  $s$ ,基质宽度为  $a$ ,裂隙宽度为  $b$ ,则  $s = a + b$ 。 $\Delta \sigma_{em}$ 、 $\Delta \sigma_{ef}$  分别为基质和裂隙的有效应力变化量, $\Delta \epsilon_s$  为煤岩介质的吸附应变<sup>[20]</sup>:

$$\Delta \epsilon_s = \frac{\epsilon_L p_L (p_m - p_{m0})}{(p_m + p_L) (p_{m0} + p_L)} \quad (7)$$

之后省略体应变与线应变方程的 2 次项,简化为 3 倍关系,获得裂隙开度变化量

$$\Delta b = \frac{b}{3K_f} \cdot \Delta \sigma_{ef} \quad (8)$$

从而,裂隙度  $\phi_f$  可表示为<sup>[15]</sup>:

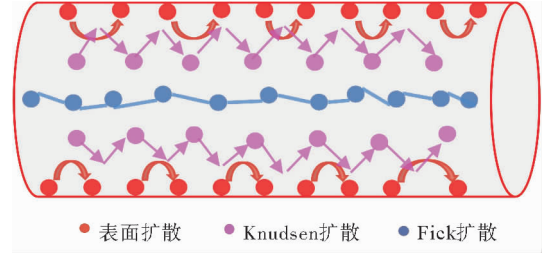


图 2 单组分吸附气体在基质中的运移机制

Fig.2 Transport mechanism of single component adsorbed gas in matrix

$$\phi_f = \phi_{f0} \left(1 + \frac{\Delta b}{b}\right) = \phi_{f0} \left(1 + \frac{\Delta \sigma_{ef}}{3K_f}\right) \quad (9)$$

另外,由于煤岩基质孔隙度等于基质孔隙体积与基质体积的比值,即  $\phi_m = V_{mp}/V_m$ ,对等式两边同时求微分,利用基质体积模量和基质孔隙体积模量之间的关系  $K_{mp} = K_m \phi_m / \alpha$  可以获得基质孔隙度变化方程。

最后,基于固有渗透率与孔隙度的三次方关系,得到基质和裂隙的固有渗透率演化模型<sup>[20]</sup>:

$$\frac{k_m}{k_{m0}} = \left(\frac{\phi_m}{\phi_{m0}}\right)^3 = \left\{1 + \frac{\phi_{m0} - \alpha}{K_m \phi_{m0}} \left[ \frac{1}{\frac{a^3}{s^3 K_m} + \frac{s^3 - a^3}{s^3 K_f}} \cdot \left( \frac{a^3}{s^3} \Delta \epsilon_s - \Delta \epsilon_v + \frac{a^3}{s^3 K_m} \alpha \Delta p_m \right) - \alpha \Delta p_m \right] \right\}^3, \quad (10)$$

$$\frac{k_f}{k_{f0}} = \left(\frac{\phi_f}{\phi_{f0}}\right)^3 = \left[ 1 - \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{(K_f - K_m) + \frac{s^3}{a^3} K_m} \cdot \left( \alpha \Delta p_m + K_m \Delta \epsilon_s - \frac{s^3 K_m}{a^3} \Delta \epsilon_v \right) \right]^3 \quad (11)$$

式中,基质有效应力系数  $\alpha = 1 - K/K_m$ 。  $K$  表示煤岩介质的体积模量。

### 1.3 气体渗流控制方程

气体在基质和裂隙中运移需要满足气体质量守恒方程<sup>[17]</sup>,即:

$$\frac{\partial m_{mg}}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_{mg} v_{mg}) = q_{mf}, \quad \frac{\partial m_{fg}}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_{fg} v_{fg}) = -q_{mf} \quad (12)$$

其中: $v_{mg}$  表示基质中气体的速度, $q_{mf}$  表示基质与裂隙之间交换的气体质量, $\nabla$  表示梯度算子, $m_{mg}$  表示单位体积煤岩基质中所含的游离气和吸附气的质量和<sup>[13]</sup>:

$$m_{mg} = \rho_{mg} \phi_m + \rho_s \rho_{ga} \cdot \frac{p_m V_L}{p_m + p_L} \quad (13)$$

其中: $\rho_s$  表示煤岩密度, $V_L$  表示 Langmuir 体积常数。 $\rho_{mg}$  表示基质中游离的二氧化碳气体密度,状态方程为<sup>[19]</sup>:

$$\rho_{mg} = \beta \cdot p_m = \frac{M_g}{RTZ} \cdot p_m \quad (14)$$

其中: $M_g$  为气体相对分子质量, $R$  为气体常数, $T$  为温度。经典 Darcy 方程在基质孔隙中不再适用,因此采用视渗透率在 Fick 扩散、Knudsen 扩散、表面扩散作用下对渗透率进行修正,因此:

$$v_{mg} = -\frac{k_{m,app}}{\mu} \nabla p_m \quad (15)$$

基质与裂隙之间的气体交换量可表示为:

$$q_{mf} = -\frac{3\pi^2 k_{m,app}}{a^2 \mu} (p_m - p_f) \quad (16)$$

将式(13)~(16)代入式(12),得到气体在基质和裂隙中渗流控制方程:

$$\left[ \phi_m + p_a \rho_s \cdot \frac{p_L V_L}{(p_m + p_L)^2} \right] \frac{\partial p_m}{\partial t} + p_m \frac{\partial \phi_m}{\partial t} - \nabla \cdot \left( p_m \cdot \frac{k_{m,app}}{\mu} \nabla p_m \right) = -\frac{3\pi^2 k_{m,app}}{a^2 \mu} (p_m - p_f) \quad (17)$$

$$\phi_f \frac{\partial p_f}{\partial t} + p_f \frac{\partial \phi_f}{\partial t} - \nabla \cdot \left( p_f \cdot \frac{k_{f,app}}{\mu} \nabla p_f \right) = \frac{3\pi^2 k_{m,app}}{a^2 \mu} (p_m - p_f) \quad (18)$$

### 1.4 煤岩变形控制方程

以位移为基本未知量,考虑地层压力改变对煤层变形的影响,煤岩变形控制方程可表示为<sup>[21]</sup>:

$$Gu_{i,jj} + \frac{G}{1-2\nu} u_{k,kj} + f_i = \alpha p_{m,i} + \gamma p_{f,i} + K \epsilon_{s,i} \quad (19)$$

其中: $G$  为剪切模量, $u$  为位移量, $\nu$  为泊松比, $f$  为体积力。式(17)~(19)构成渗流-应力耦合作用下煤岩双重介质渗流和变形控制方程组。给定边界条件及初始条件,求解该方程组可得到煤层渗透性演化规律。

## 2 模型验证

为验证理论模型(17)~(19)的有效性,将模型结果与文献[22]实验结果对比。实验采用的煤岩来自怀

俄明州吉列煤矿,采取长 334 mm,直径 69.5 mm 的圆柱形煤岩作为试样。主要实验仪器为:岩心夹持器、加压气瓶、气瓶调节阀、计量阀、背压阀、压力传感器和流量计。将干燥后的煤岩试样置于夹持器中,给定 6.885 MPa(1 000 psi)的围压,二氧化碳气体注入压力范围为 0.5~5.1 MPa。采用同一个煤岩试样,连续进行 5 次实验,获得不同注气压力作用下煤岩的渗透率比率数据,具体实验步骤参见文献[22]。基于试样几何尺寸和受力的对称性,将试样纵向半截面简化为 2D 平面模型,如图 3 所示,二氧化碳从左侧注入,右侧流出。模型左侧水平方向位移和底部竖直方向位移均为 0,实验的煤岩试样相关参数如表 1 所示。

模型结果与实验数据的对比如图 4 所示,其中渗透率比值的方程为<sup>[23]</sup>:

$$\frac{k}{k_0} = \frac{k_{m,app} + k_{f,app}}{k_{m0} + k_{f0}} = \frac{k_{m0}}{k_{m0} + k_{f0}} \cdot \frac{k_{m,app}}{k_{m0}} + \frac{k_{f0}}{k_{m0} + k_{f0}} \cdot \frac{k_{f,app}}{k_{f0}} \quad (20)$$

从图 4 可以看出,在较低孔隙压力条件下,匹配结果的误差很小。在孔隙压力为 4.08 和 5.12 MPa 时误差分别为 6.01% 和 6.62%,位于正常范围之内。产生这一现象的原因是:为了控制不变量,采用一个试样连续进行实验,试样在每一次实验后都会产生一定量不可逆变形,如轴向位移。在已经进行三次实验的条件下,试样的初始参数变化使模拟对环向和轴向长度等参数高估或低估,因此与实验结果产生了误差。综上表明,模型的模拟结果与实验数据吻合良好,证明建立的理论模型有较强的适用性。

### 3 数值模拟

利用建立的理论模型(17)~(19)和有限元软件 COMSOL,对原位状态下二氧化碳封存过程中煤层渗透性的演化规律进行数值模拟。COMSOL Multiphysics 是可进行多物理场耦合的有限元模拟软件,利用固体力学模块并引入 PDE 模块,基于理论模型(17)~(19)模拟控制物理场,实现模型的求解。

数值计算模型的模拟区位于鄂尔多斯盆地榆林区山西组山 2 段,其地层区构造稳定、地层平缓,断裂活动不发育,且煤层较厚,为储层内部实现二氧化碳封存创造了条件,部分地层剖面图如图 5(a)所示。山 2 段地层厚 40~65 m,地层压力 22.94~28.87 MPa,平均 26.7 MPa,地层平均温度 186.8 K,平均孔隙度 6.2%,渗透率 0.1~1 mD<sup>[24]</sup>。取储层厚度为 50 m,定义 400 m×400 m 的注入面积,采用竖井注入,井口半径为 0.1 m,由于结构的对称性,只模拟注入面积的四分之一(如图 5(b))。模型网格划分如图 5(c)所示。模型左边的水平方向和底部的竖直方向位移为 0,上部和右侧施加 27 MPa 的边界压力,边界定义为无流动,注气压力 3.45 MPa,初始储层压力 1.5 MPa,模拟天数为 10 000 d,二氧化碳气体的相关参数如表 2。取点 A(100,100)作为分析点以分析在整个模拟期间基质和裂隙的相关参数的演化,输出孔隙压力、渗透率和吸附应变的结果如图 6~9。

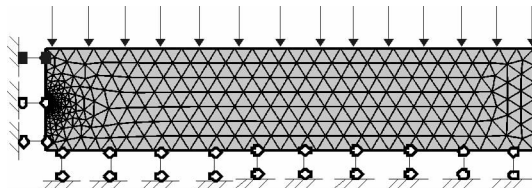


图 3 实验模型

Fig. 3 Experimental model

表 1 实验条件下的相关参数

Tab. 1 Related parameters under experimental conditions

参数	数值
Langmuir 体积应变	0.035 27
Langmuir 压力/MPa	3.82 8
Langmuir 体积/(m <sup>3</sup> /kg)	0.047 7
基质裂隙渗透率比值/(k <sub>m0</sub> /k <sub>f0</sub> )	0.1
基质裂隙孔隙度比值/(φ <sub>m0</sub> /φ <sub>f0</sub> )	0.1

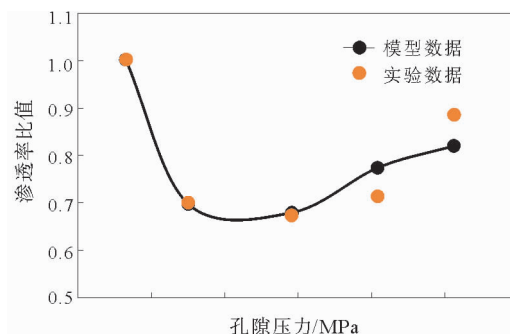


图 4 实验数据与模型结果对比图

Fig. 4 Comparison between experimental data and simulation results



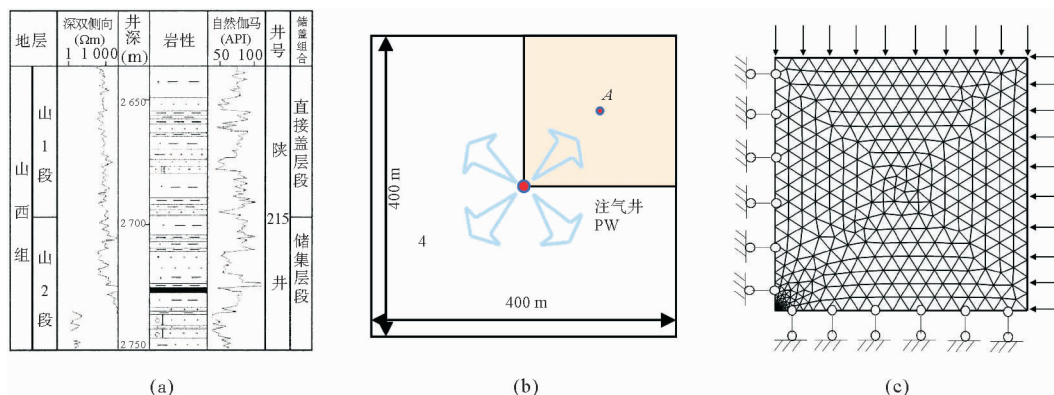


图5 原位状态地质背景及模型图

Fig. 5 In-situ geological background and model maps

## 4 讨论

### 4.1 气体压力的变化

图6为开始注气到第10 000 d时基质和裂隙内的气体压力变化过程。从图中可以看出,随着注气时间的增加,基质和裂隙的气体压力均成多项式增加,并随时间的增长逐渐接近注气压力。

煤岩被视为双重孔隙介质结构,裂隙可分别与基质和外界气体进行气体交换,而基质只与裂隙气体有交换作用,与外界气体没有直接的气体交换作用,即气体可直接流入裂隙而无法直接进入基质内。图6显示裂隙渗透率存在一个明显的拐点,将该点之前的部分称为第一阶段,之后的部分称为第二阶段。在第一阶段,裂隙气压在开始时刻即明显增加,且之后增长速度明显快于基质气压。产生这一现象的原因是:开始注气时,二氧化碳气体立刻进入裂隙,裂隙气体压力迅速增加,但气体无法直接进入基质,只能通过基质与裂隙之间的扩散作用,从裂隙进入到基质,这是一个缓慢的过程,因此在这一阶段基质的气体压力只能随着时间的推移缓慢增加。在第二阶段,裂隙气压的增长速率变缓,出现这一现象的原因是:裂隙气压增大,与注气压力之间的压力差降低,气体进入裂隙的速度变缓,因此注气量逐渐减少,裂隙气体压力增长幅度变缓。

### 4.2 渗透率的变化

随着基质和裂隙气体压力的变化,渗透率也发生相应的改变。如图7~8表示渗透率随时间和气体压力的增加而降低的一个过程。

表2 模拟原位状态下相关参数<sup>[25-26]</sup>

Tab. 2 Simulation of parameters in situ

参数	数值
基质宽度 $a/\text{m}$	0.150 1
裂隙开度 $b/\text{m}$	$1 \times 10^{-5}$
基质初始渗透率 $k_{m0}/\text{m}^2$	$1 \times 10^{-17}$
裂隙初始渗透率 $k_{f0}/\text{m}^2$	$1 \times 10^{-15}$
基质初始孔隙率 $\phi_{m0}$	0.06
裂隙初始孔隙率 $\phi_{f0}$	0.002
$\text{CO}_2$ Langmuir 体积应变 $\epsilon_L$	0.023 7
$\text{CO}_2$ Langmuir 压力 $P_L/\text{Pa}$	$1.38 \times 10^6$
$\text{CO}_2$ Langmuir 体积 $V_L/(\text{m}^3/\text{kg})$	0.0477
$\text{CO}_2$ 在基质中的扩散系数 $D_{k0}/(\text{m}^2/\text{s})$	$5.8 \times 10^{-12}$
$\text{CO}_2$ 最大吸附量浓度, $C_{\text{admax}}/(\text{kg}/\text{m}^3)$	616.493 3
基质体积模量 $K_m/\text{Pa}$	$1.2 \times 10^{10}$
裂隙体积模量 $K_f/\text{Pa}$	$1.5 \times 10^8$
储层温度 $T/\text{K}$	186.8
气体黏度 $\mu/(\text{Pa} \cdot \text{s})$	$2.01 \times 10^{-5}$
泊松比 $\nu$	0.2

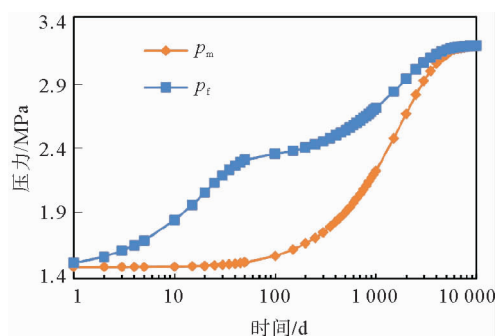


图6 气体压力随时间的变化

Fig. 6 Gas pressure change over time

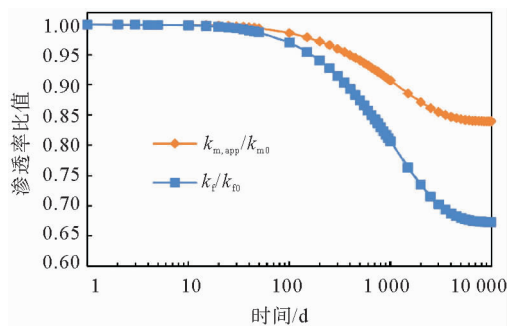


图 7 渗透率随时间的变化

Fig. 7 Variation of permeability over time

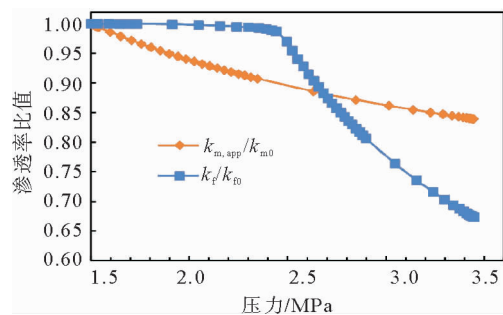


图 8 渗透率随压力的变化

Fig. 8 Variation of permeability with pressure

煤岩介质中同时存在两种机制:一种是在注气过程中,随着气体压力增加,有效应力降低,使孔隙体积发生变化,导致渗透率改变;另一种是吸附作用,使得储层固体组分发生膨胀,导致孔隙体积改变,渗透率发生变化。图 7 所示基质和裂隙的渗透率随时间的推移而降低的过程,且裂隙渗透率降低的幅度大于基质,渗透率下降到一定值时储层内形成一个动态平衡,使渗透率维持在一个恒定的数值。为了探究压力对渗透率的影响,气体压力的变化与基质和裂隙渗透率之间的关系如图 8 所示,基质渗透率随着气体压力的增加而线性下降,说明两种机制对渗透率产生的净影响与压力成负相关。而裂隙渗透率在气体压力达到 2.5 MPa 前下降缓慢,之后才开始迅速下降,且下降速度大于基质,结合图 6~7 发现,造成这一现象的原因是注气前期裂隙的渗透率较高,由于裂隙与注气压力之间的压差较大,气体进入裂隙的速度很快,因此该过程经历的时间很短。而吸附作用的发生是一个缓慢的过程,短时间内基质膨胀量很小,孔隙体积变化很小,因此在气体压力达到 2.5 MPa 之前,裂隙渗透率下降很少。之后由于裂隙内气体压力与注气压力之间的压差减小,气体进入裂隙的速度减缓,裂隙压力从 2.5 MPa 增加到 3.45 MPa 这一过程经历的时间较长,吸附作用发挥作用明显,孔隙减小,因此这一阶段渗透率下降的趋势明显。

#### 4.3 吸附及有效应力作用

为了进一步探究导致渗透率下降的关键因素,将影响基质和裂隙渗透率的吸附作用和有效应力作用分离开。将仅考虑有效应力作用引起的孔隙变形、仅考虑吸附作用引起的孔隙变形及同时考虑两种作用引起的孔隙变形三种情况下的渗透率变化情况在图 9 中进行对比。

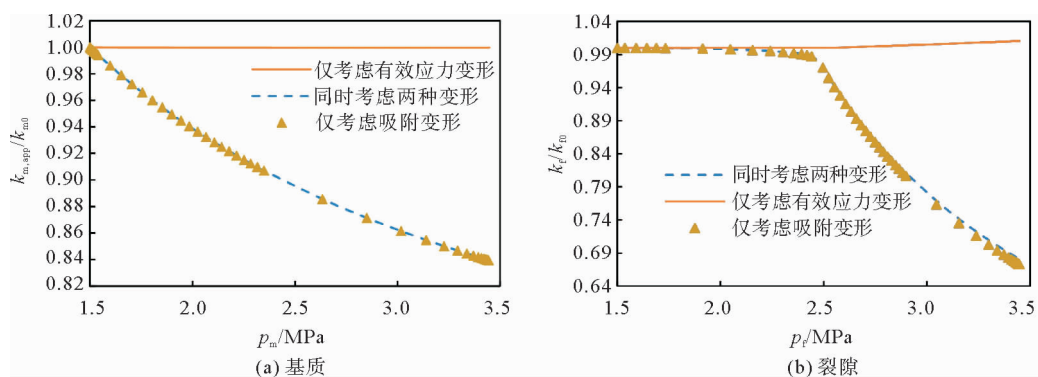


图 9 仅有效应力作用,仅吸附作用和综合作用三种情况下的渗透率变化

Fig. 9 Variation of permeability with only effective stress effect, only adsorption effect and synthesis effect

从图 9(a)中可以看出,基质中仅考虑吸附作用和同时考虑两种作用时的渗透率曲线几乎重合,而仅考虑有效应力作用时的渗透率几乎没有变化,表明基质渗透率由吸附作用控制,有效应力变化产生的影响很小。由于吸附作用的产生,二氧化碳吸附于孔隙壁面,使得固体基质发生膨胀,孔隙体积减少,基质渗透率降低。同时,从图 9(b)中可以看出,裂隙中仅考虑吸附作用与同时考虑两种作用下的渗透率比值随着裂隙气体压力的增大,差异逐渐显现。另外仅考虑有效应力作用时的渗透率随着裂隙气体压力的增大而增大,表明裂隙压力越大,有效应力作用越明显。因此在这一过程中,裂隙渗透率由有效应力和吸附作用共同影响,二者为竞争关系。结合图 8~9,可以发现:基质中随着吸附作用产生,固体组分膨胀,孔隙体积减小,渗透率降低,有效应力作用对孔隙变化产生的影响很小,可以忽略,因此净渗透率为下降趋势。而裂隙中存在两个相互竞争的机制:随着吸附作用的产生,基质固体组分发生膨胀,导致裂隙开度减小,渗透率减小;随着气体压力的增加,有效应力减小,裂隙体积增大,孔隙度增加,渗透率升高。裂隙渗透率在有效应力和吸附机制的共同作用下,净渗透率呈下降趋势,可以认为裂隙渗透率变化过程中吸附作用占主导。为了突出吸附作用的影响过程,吸附作用导致的应变如图 10 所示。

从图 10 可以看出,随着时间的推移,吸附产生的应变逐渐增加,曲线增长与图 7 对渗透率的影响一致,与图 9 的结果相呼应。最后系统到达动态平衡状态时,吸附应变也不再发生变化。图 10 可以从侧面证明渗透率演化趋势的正确性。

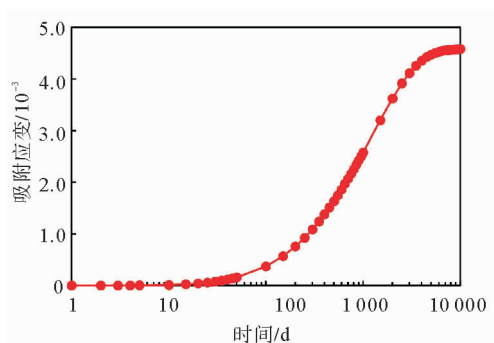


图 10 注气过程中的吸附应变

Fig. 10 Adsorption strain during gas injection

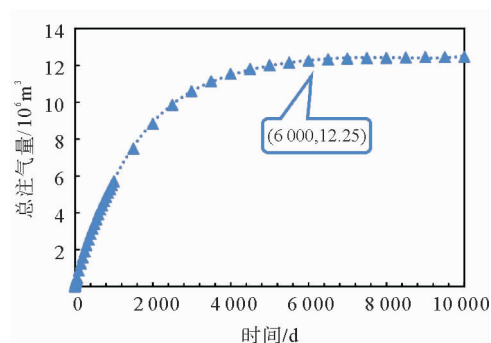


图 11 注气量的预测

Fig. 11 Prediction of gas injection quantity

#### 4.4 注气量预测

结合双重介质渗透率演化模型和数值模拟,可以获得注气 10 000 d 的注气量预测如图 11,对其进行曲线拟合,获得时间与注气量的拟合表达式为:

$$y = 7 \times 10^{-19} x^5 - 2 \times 10^{-14} x^4 + 3 \times 10^{-10} x^3 - 2 \times 10^{-6} x^2 + 0.007 4x + 0.096 6, \\ R^2 = 0.999 9。$$

式中, $x$  表示注气天数, $y$  表示注气量,单位为  $10^6 \text{ m}^3$ ,  $R^2$  为相关系数。从图 11 可以看出,现场原位二氧化碳封存在前 3 000 d 左右发生速度较快,之后速度开始降低,第 6 000 d 之后,注气发生缓慢。因基质渗透率比裂隙渗透率高两个数量级,裂隙渗透率的变化对注气量的影响相对较大。裂隙渗透率前期下降缓慢,注气量增加较快;后期裂隙渗透率快速下降,注气量增长速度变缓。

## 5 结论

将煤岩视为双重孔隙吸附介质,在有效应力引起的弹性变形和吸附作用引起的膨胀变形作用下,综合考虑 Fick 扩散、Knudsen 扩散和表面扩散,建立改进的渗透率演化模型,并用实验数据验证该模型的有效性,最后将该模型用于二氧化碳封存技术,探究现场原位二氧化碳封存 10 000 d 过程中的煤岩渗透率演化规律



及相关参数响应。结合理论与数值模拟,得出以下结论:

1) 注气过程中,随着气体压力的增大,裂隙渗透率的演化过程更为复杂,因此准确预测裂隙渗透率的变化过程极为重要。

2) 在较低的注气压力作用下,吸附作用比有效应力作用对渗透率的影响更为明显,但仍需考虑有效应力作用,尤其是裂隙系统。若不考虑有效应力的作用会使预测渗透率的结果产生较大误差。

3) 结合吸附作用、有效应力作用和两者同时作用的对比,可以得出基质渗透率的下降是由吸附作用导致的固体组分膨胀、隙收缩引起的;而裂隙的净渗透率变化是由有效应力引起的弹性变形和吸附作用引起的基质膨胀变形共同导致的,两者为相互竞争的机制,其中吸附作用占主导。

#### 参考文献:

- [1] MIDDLETON R S, GUPTA R, HYMAN J D, et al. The shale gas revolution: Barriers, sustainability, and emerging opportunities[J]. *Applied Energy*, 2017, 199: 88-95.
- [2] YUAN J H, LUO D K, FENG L Y. A review of the technical and economic evaluation techniques for shale gas development [J]. *Applied Energy*, 2015, 148: 49-65.
- [3] CHEN Z W, LIU J S, ELSWORTH D, et al. Impact of CO<sub>2</sub> injection and differential deformation on CO<sub>2</sub> injectivity under in-situ stress conditions[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2010, 81(2): 97-108.
- [4] CLARK J A, SANTISO E E. Carbon sequestration through CO<sub>2</sub> foam-enhanced oil recovery: A green chemistry perspective [J]. *Engineering*, 2018, 4(3): 336-342.
- [5] 刘瑜. 二氧化碳地下封存与强化采油利用基础研究[D]. 天津: 大连理工大学, 2011: 1-14.  
LIU Yu. A fundamental study on the underground sequestration and enhanced oil recovery utilization of carbon dioxide[D]. Tianjing: Dalian University of Technology, 2011: 1-14.
- [6] LIU J S, CHEN Z W, ELSWORTH D, et al. Interactions of multiple processes during CBM extraction: A critical review[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2011, 87(3/4): 175-189.
- [7] MA J J. Review of permeability evolution model for fractured porous media[J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2015, 7(3): 351-357.
- [8] 蔡东梅, 孙立东, 赵永军. 基于煤演化程度的煤储层渗透率发育机理初探[J]. *山东科技大学学报(自然科学版)*, 2009, 28(2): 22-27.  
CAI Dongmei, SUN Lidong, ZHAO Yongjun. Research on development mechanism of coal seam permeability based on coal evolution degree[J]. *Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science)*, 2009, 28(2): 22-27.
- [9] SAWYER W K, PAUL G W, SCHRAUFNAGEL R A. Development and application of a 3-D coalbed simulator[C]// Annual Technical Meeting. Calgary, Alberta, 1990: 90-100.
- [10] SEIDLE J P, HUITT L G. Experimental measurement of coal matrix shrinkage due to gas desorption and implications for cleat permeability increases[C]// International Meeting on Petroleum Engineering. Beijing, 1995: 300-308.
- [11] 潘荣莹. 考虑固体变形与多重流动机制的页岩气运移数值模型[D]. 绵阳: 西南科技大学, 2014.  
PAN Rongying. Numerical simulation on shale gas migration with the consideration of solid deformation and multiple flow mechanisms[D]. Mianyang: Southwest University of Science and Technology, 2014.
- [12] ELSWORTH D, BAI M. Flow-deformation response of dual-porosity media[J]. *Journal of Geotechnical Engineering*, 1992, 118(1): 107-124.
- [13] WU Y, LIU J S, ELSWORTH D, et al. Development of anisotropic permeability during coalbed methane production[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2010, 2(4): 197-210.
- [14] KUMAR H, ELSWORTH D, MATHEWS J P, et al. Effect of CO<sub>2</sub> injection on heterogeneously permeable coalbed reservoirs[J]. *Fuel*, 2014, 135: 509-521.
- [15] WANG G, WANG K, JIANG Y J, et al. Reservoir permeability evolution during the process of CO<sub>2</sub>-enhanced coalbed methane recovery[J]. *Energies*, 2018, 11(11): 2996.

- [16] 肖晓春, 潘一山. 考虑滑脱效应的煤层气渗流数学模型及数值模拟[J]. 岩石力学与工程学报, 2005, 24(16): 2966-2970.  
XIAO Xiaochun, PAN Yishan. Mathematical model and numerical simulation of coal-bed methane percolation flow equation considering slippage effects[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2005, 24(16): 2966-2970.
- [17] 孙海. 页岩气藏多尺度流动模拟理论与方法[D]. 青岛: 中国石油大学, 2013.  
SUN Hai. Multi-scale stimulation theory and method of gas transport in shale gas reservoirs[D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2013.
- [18] 李亚雄, 刘先贵, 胡志明, 等. 页岩气滑脱、扩散传输机理耦合新方法[J]. 物理学报, 2017, 66(11): 230-240.  
LI Yaxiong, LIU Xiangui, HU Zhiming, et al. A new method for the transport mechanism coupling of shale gas slippage and diffusion[J]. Journal of Physics, 2017, 66(11): 230-240.
- [19] 曹成, 李天太, 张磊, 等. 考虑基质收缩效应的页岩气双孔双渗模型[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(12): 2381-2387.  
CAO Cheng, LI Tiantai, ZHANG Lei, et al. Shale gas dual porosity-dual permeability model with matrix shrinking[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(12): 2381-2387.
- [20] WANG G, WANG K, WANG S G, et al. An improved permeability evolution model and its application in fractured sorbing media[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 56: 222-232.
- [21] ZHANG H B, LIU J S, ELSWORTH D. How sorption-induced matrix deformation affects gas flow in coal seams: A new FE model[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2008, 45(8): 1226-1236.
- [22] ROBERTSON E P, CHRISTIANSEN R L. Modeling permeability in coal using sorption-induced strain data[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, 2005: 970-980.
- [23] LIU J S, CHEN Z W, ELSWORTH D, et al. Evolution of coal permeability from stress-controlled to displacement-controlled swelling conditions[J]. Fuel, 2011, 90(10): 2987-2997.
- [24] 王力. 鄂尔多斯盆地榆林地区山西组二氧化碳地质封存数值模拟研究[D]. 西安: 西北大学, 2014.  
WANG Li. Numerical simulation of CO<sub>2</sub> geological sequestration of Shanxi Formation in Yulin area, Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2014.
- [25] WU Y, LIU J S, ELSWORTH D, et al. Dual poroelastic response of a coal seam to CO<sub>2</sub> injection[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2010, 4(4): 668-678.
- [26] LI X, ELSWORTH D. Geomechanics of CO<sub>2</sub> enhanced shale gas recovery[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 26: 1607-1619.

(责任编辑: 吕海亮)