



考虑基质吸附变形特性的煤岩渗透率演化研究

王刚 王铭震 肖智勇 孙小翔 贾文雯 姜枫 郑程程

引用本文:

王刚, 王铭震, 肖智勇, 等. 考虑基质吸附变形特性的煤岩渗透率演化研究[J]. 煤炭科学技术, 2024, 52(12): 193–203.

WANG Gang, WANG Mingzhen, XIAO Zhiyong. Study on coal permeability evolution considering adsorptive deformation characteristics of matrix[J]. Coal Science and Technology, 2024, 52(12): 193–203.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.12438/cst.2023-1582>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

煤岩基质-裂隙相互作用下渗透特性研究

Study on permeability characteristics of coal rock under the interaction of coal matrix and fracture

煤炭科学技术. 2022, 50(11): 110–115 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/1ef98d28-1c38-43e0-a264-ff6e13c8d19b>

瓦斯压力和应力对裂隙影响下的渗透率模型研究

Study on permeability model under the influence of gas pressure and stress on fracture

煤炭科学技术. 2021, 49(2): 115–121 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2021.02.015>

孔隙压力升降条件下煤岩双孔隙渗透率模型研究

Study on dual pore permeability model of coal under the conditions of pore pressure rise and fall

煤炭科学技术. 2022, 50(11): 116–121 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/f9f4bc3c-2603-4fca-9223-54b9f6ac4ddd>

应力作用下含水煤岩渗透率及水膜动态演化机制

Dynamic evolution mechanism of water-bearing coal permeability and water film under stress

煤炭科学技术. 2023, 51(6): 91–100 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-0493>

吸附热对煤-气相互作用的数值模拟研究

Numerical simulation research on heat of adsorption on coal-gas interaction

煤炭科学技术. 2021, 49(8): 211–219 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/5f45acc1-fd5f-457f-b9ea-5780f44bdf0d>

煤体结构与宏观煤岩类型对煤体吸附/解吸瓦斯的影响

Influence of coal structure and macrolithotype of coal on coal adsorption and desorption of gas

煤炭科学技术. 2022, 50(12): 170–184 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2021-0365>



关注微信公众号, 获得更多资讯信息



移动扫码阅读

王 刚, 王铭震, 肖智勇, 等. 考虑基质吸附变形特性的煤岩渗透率演化研究[J]. 煤炭科学技术, 2024, 52(12): 193–203.
WANG Gang, WANG Mingzhen, XIAO Zhiyong, *et al.* Study on coal permeability evolution considering adsorptive deformation characteristics of matrix[J]. Coal Science and Technology, 2024, 52(12): 193–203.

考虑基质吸附变形特性的煤岩渗透率演化研究

王 刚^{1,2}, 王铭震², 肖智勇², 孙小翔², 贾文雯², 姜 枫², 郑程程²

(1. 福建理工大学 土木工程学院, 福建 福州 350118; 2. 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)

摘 要: 渗透率是煤层气勘探与温室气体存储中必不可少的参数, 准确认识煤层内气体流动不仅能够合理预测煤层气产量, 还能提高 CO₂ 地质封存的效率。一般的煤岩渗透率预测模型都是从有效应力以及气体吸附的角度出发进行模型的相关理论推导, 但在实际情况中, 煤岩的基质内部构造复杂不定, 与吸附相关的矿物成分分布存在不均匀的现象, 这就往往会忽略基质区域非均匀吸附变形这一因素的影响。因此, 通过将煤岩的基质区域划分为 2 个吸附能力不同的区域, 重新推导了煤岩渗透率模型, 利用现场数据以及实验室数据对提出的模型进行比较验证, 并通过有限元软件分析了基质区域的非均匀吸附对渗透率演化的影响, 结果表明: ① 提出的模型与现场及实验室实验数据具有较高的匹配度, 不同边界条件下的渗透率预测数据具有较高的可靠性。② 基质的非吸附膨胀区域的渗透率会在吸附膨胀区域的挤压效应下降低, 并且越靠近吸附膨胀变形区域处, 受到的挤压效果越强, 非吸附膨胀区域渗透率降低程度越明显。③ 随着基质吸附区域面积的增加会使相邻基质区域受到的应力扰动越早, 并使得受挤压的基质区域平衡时气体渗透率越低。改进的渗透率模型可以更加深入地了解煤岩内部基质区域相互作用对渗透率产生的影响, 对煤层气开采具有一定的理论指导意义。

关键词: 煤层气; 渗透率; 气体压力; 非均质性; 吸附膨胀应变; 基质占比系数

中图分类号: TD313

文献标志码: A

文章编号: 0253-2336(2024)12-0193-11

Study on coal permeability evolution considering adsorptive deformation characteristics of matrix

WANG Gang^{1,2}, WANG Mingzhen², XIAO Zhiyong², SUN Xiaoxiang², JIA Wenwen²,
JIANG Feng², ZHENG Chengcheng²

(1. School of Civil Engineering, Fujian University of Technology, Fuzhou 350118, China; 2. Shandong Provincial Key Laboratory of Civil Engineering Disaster Prevention and Mitigation, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, China)

Abstract: Permeability is an essential parameter in CBM exploration and greenhouse gas storage. Accurate understanding of gas flow in coal seam can not only reasonably predict CBM production, but also improve the efficiency of CO₂ geological storage. The general coal rock permeability prediction model is from the effective stress and gas adsorption point of view for the theoretical derivation of the model, but in practice, the complexity and uncertainty of the internal structure of the matrix of the coal rock, and adsorption related to the distribution of the mineral constituents of the phenomenon of inhomogeneous, which tends to ignore the matrix region of non-uniform adsorption deformation of the influence of this factor. Therefore, in this paper, the matrix region of coal and rock is divided into two regions with different adsorption capacity, and the permeability model of coal and rock is re-derived. The field data and laboratory data are used to compare and verify the proposed model, and the influence of non-uniform adsorption of matrix region on permeability evolution is analyzed by finite element software. The results show that: ① The proposed model has a high matching degree with field and laboratory experimental data, and the permeability prediction data under different boundary conditions have high reliability. ② The permeability of the non-adsorption expansion area of the matrix will be reduced by the squeezing effect of the adsorption expansion area, and the closer to the adsorption

收稿日期: 2023-11-01

策划编辑: 宫在芹

责任编辑: 王晓珍

DOI: 10.12438/cst.2023-1582

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52079077)

作者简介: 王 刚(1976—), 男, 山东阳谷人, 教授, 博士生导师。E-mail: wanggang1110@gmail.com

通讯作者: 肖智勇(1997—), 男, 湖北襄阳人, 博士研究生。E-mail: xzyfly3_sdut@163.com

expansion deformation area, the stronger the squeezing effect, and the more obvious the reduction in permeability of the non-adsorption expansion area. ③ With the increase of the adsorption area of the matrix, the stress disturbance of the adjacent matrix region will be earlier, and the gas permeability will be lower when the compressed matrix region is in equilibrium. The improved permeability model can better understand the influence of regional matrix interaction in coal and rock on permeability, and has certain theoretical guiding significance for coalbed methane exploitation.

Key words: coal bed gas; permeability; gas pressure; heterogeneity; adsorption swelling strain; matrix ratio factor

0 引言

煤层气是非常规储层中储存的天然气体,在早期生产过程中,瓦斯被认为是地下煤矿开采安全隐患的来源之一,但现在由于其清洁、高效的性质,已经成为了非常规能源中不可分割的一部分^[1-2]。煤层渗透率是决定煤层气产量和封存温室气体储量的关键因素^[3],因此有必要对煤层渗透率的演化及其控制机理进行深入研究。

渗透率作为煤层气的开采活动中的重要指标,其变化趋势主要取决于有效应力以及气体吸附/解吸导致的基质收缩与膨胀这 2 个竞争因素的控制^[4-7]。为了解释上述机制的影响,前人建立了许多理论模型来对煤层渗透率进行预测,最早期的模型^[8-12]主要从煤层外部应力与孔隙压力之间力学行为来研究渗透率的变化趋势。但以上模型均未考虑煤体变形过程中裂隙与煤基质之间的力学相互作用,为了克服这一局限性,之后的研究学者又建立了基于双重孔隙度模型^[13-16]来研究煤基质与裂隙之间的相互作用对其煤岩渗透率演化的影响,LIU 等^[17]引入了内部膨胀系数的概念,解释了基质膨胀/收缩对裂缝孔径的变化是由于裂缝未完全穿过基质块造成的,并且说明了基质与裂隙之间的压力差也会对渗透率的观测造成偏差。基于此,LIU 等^[18]阐述了高压差下煤基质局部膨胀到全局膨胀转变对渗透率演化的作用,突出了基质体与裂隙之间的相互作用。随后,肖智勇等^[19]将内部膨胀系数同时用于应变和应力的修正,认为考虑应力修正的模型能够更准确地预测单轴应变条件下的渗透率演化,并且不考虑应力修正的模型容易高估内部膨胀系数。煤层中气体从裂隙扩散到基质是处于一种非平衡状态^[20],WANG 等^[21]通过对典型的压力脉冲衰减法进行修正,测量了气体扩散导致煤变形的全过程,从而定量分析了基质膨胀随时间变化对煤层渗透率的影响,并提出了将内部变形系数引入裂缝压缩性中的新理论模型。

除了考虑基质-裂隙之间的相互作用外,基质本身的吸附行为对渗透率的影响也值得进一步研究。上述模型虽然对煤层的渗透率预测能起到良好的效

果,但是对煤岩体分析时通常是把煤岩内部单纯的分为裂隙区与基质区。由于基质内部的矿物组成成分不同,不是所有的基质区域都会发生吸附膨胀变形。所以在考虑气体对基质区域产生吸附变形的过程中,要把不能发生吸附膨胀变形的区域考虑在内,以此来分析煤岩整体的渗透率演化过程。

为了探究煤岩基质非均质性矿物成分分布引起的不同区域吸附膨胀变形影响,笔者综合考虑基质-裂隙之间相互作用以及煤岩基质的非均质性,提出了一个新的渗透率模型来对煤层渗透率的演化进行预测。并通过 COMSOL Multiphysics 有限元软件进行建模,将基质划分为 2 个区域,分析了发生吸附膨胀变形的基质区域对裂隙以及相邻基质区域的影响,对煤层气开采提供了理论模型指导。

1 模型建立

一般认为,煤是由基质与裂隙组成的双重孔隙多孔介质,由于基质内部矿物组成成分比例的不同,煤岩的内部对气体吸附能力的大小也是不同的^[22-23]。为了考虑煤岩因矿物成分引起的基质区域非均质性对其渗透率演化的影响,将基质划分为 2 个吸附能力不同的区域,如图 1 所示。煤岩基质体积可以表示为

$$V_m = V_{m1} + V_{m2} \quad (1)$$

式中: V_m 为基质的体积; V_{m1} 为基质区域 1 的体积; V_{m2} 为基质区域 2 的体积。

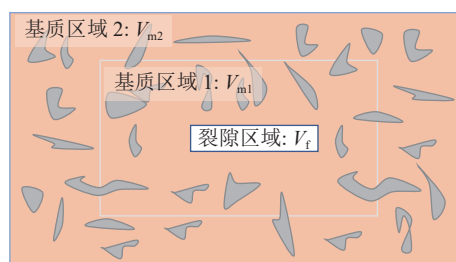


图 1 基质-裂隙几何示意

Fig.1 Schematic diagram of matrix - fracture geometry

煤岩的 2 个基质区域分别为区域 1 和区域 2。基质区域占比系数 N 可定义如下

$$N = \frac{V_{m1}}{V_{m1} + V_{m2}} \quad (2)$$

1.1 煤层吸附变形

通过朗缪尔等温吸附理论,可以表示基质不同区域对气体吸附应变的大小,煤岩基质气体吸附引起的体积应变可以表示为^[24]

$$\varepsilon_s = \varepsilon_L \frac{p_{mi}}{p_{mi} + p_L} \quad (3)$$

式中: ε_s 为吸附引起的体积应变; ε_L 为朗缪尔吸附常数,即孔隙压力为无穷时的吸附应变; p_L 为朗缪尔压力,即吸附应变达到 $0.5\varepsilon_L$ 时的孔隙压力; p_{mi} 为基质内部的孔隙压力, i 表示基质的不同区域,取值分别为 1、2。

在煤层注气的初始阶段,裂缝中的气体不断向基质内扩散,靠近裂缝边缘基质区域的压力不断增加,随着扩散的不断进行,气体通过区域 1 进入区域 2,在 2 个基质区域产生压力差,此时由吸附引起的应变可表示为

$$\varepsilon_m^s = N\varepsilon_{m1}^s + (1-N)\varepsilon_{m2}^s = N \frac{\varepsilon_{L1}p_{m1}}{p_{m1} + p_L} + (1-N) \frac{\varepsilon_{L2}p_{m2}}{p_{m2} + p_L} \quad (4)$$

式中: ε_{m1}^s 为吸附引起基质区域 1 的应变; ε_{m2}^s 为引起基质区域 2 的应变; ε_{L1} 为基质区域 1 的朗缪尔常数; ε_{L2} 为基质区域 2 的朗缪尔常数; p_{m1} 为基质区域 1 的气体压力; p_{m2} 为基质区域 2 的气体压力。

吸附性气体在煤层中运移时,吸附膨胀作用会引起 3 种体积的变化,分别为煤岩、裂缝和基质的体积,这三者关系可表示为^[25]

$$\Delta\varepsilon_b^s = (1-\phi_0)\Delta\varepsilon_m^s + \phi_0\Delta\varepsilon_f^s \quad (5)$$

式中: ϕ_0 为煤层初始孔隙度,即 $\phi_0 = V_{f0}/V_{b0}$; $\Delta\varepsilon_b^s$ 为吸附引起煤体积的应变增量; $\Delta\varepsilon_m^s$ 为吸附引起煤基质的应变增量; $\Delta\varepsilon_f^s$ 为吸附引起煤裂缝的应变增量。

当吸附性气体从煤层裂缝向煤基质扩散时,由于吸附膨胀的影响,会对裂缝的边缘产生内部膨胀应变^[26]。当裂缝与基质中的气体达到平衡状态时,内部膨胀应变随之消失,并且吸附作用所产生的内部膨胀影响往往大于气体压力带来的影响。所以,假定只有吸附效应对内部膨胀应变产生影响,并认为裂缝与基质总是相互接触的^[20](基质体积变化量等于裂缝体积变化量,即 $\Delta V_m = \Delta V_f$),这时气体吸附引起的应变为

$$\frac{\Delta V_m}{V_{m0}} = \varepsilon_m^s \quad (6)$$

式中: ΔV_m 为基质体积变化量; V_{m0} 为基质初始体积,

下角 0 表示初始状态。

在真实的煤层中,基质的体积要远大于裂缝的体积,即 $V_{m0} \gg V_{f0}$,煤层体积为基质体积与裂缝体积的总和,即 $V_{b0} = V_{m0} + V_{f0}$ 。由此可以对煤层裂缝的吸附应变进行推导

$$\varepsilon_f^s = \frac{\Delta V_f}{V_{f0}} = \frac{\Delta V_m}{V_{f0}} \quad (7)$$

式中: ε_f^s 为吸附引起裂隙的膨胀应变; ΔV_f 为裂缝体积变化量; V_{f0} 为初始裂缝体积。

将式(6)代入式(7)可得吸附所产生的裂缝膨胀应变与基质膨胀应变之间的关系为

$$\varepsilon_f^s = \frac{\Delta V_f}{V_{f0}} = \frac{V_{m0}\varepsilon_m^s}{V_{f0}} \quad (8)$$

通过煤基质与煤体积的关系可以进一步推得:

$$\varepsilon_f^s = \frac{\Delta V_f}{V_{f0}} = \frac{V_{m0}\varepsilon_m^s}{V_{f0}} \approx \frac{(V_{m0} + V_{f0})\varepsilon_m^s}{V_{f0}} = \frac{V_{b0}\varepsilon_m^s}{V_{f0}} = \frac{\varepsilon_m^s}{\phi_0} \quad (9)$$

将式(9)代入式(5)可以得到吸附引起煤体应变增量与吸附引起煤基质应变增量之间的关系

$$\Delta\varepsilon_b^s = (1-\phi_0)\Delta\varepsilon_m^s + \Delta\varepsilon_m^s = (2-\phi_0)\Delta\varepsilon_m^s \quad (10)$$

式(9)与式(10)分别表示裂隙吸附应变和基质吸附应变,煤体吸附应变和基质吸附应变之间的关系。其中煤基质应变包含了非均质基质区域 1 和基质区域 2 对吸附应变的贡献。

1.2 固体变形方程

基于孔隙弹性理论,通过把煤的收缩与煤的膨胀进行类比,可以得到煤的变形控制方程,具体见文献^[27]。

1.3 气体流动控制方程

基质与裂隙之间的气体平衡质量方程为^[28]

$$\frac{\partial m}{\partial t} + \nabla(\rho_g q_g) = Q_s \quad (11)$$

式中: t 为时间; Q_s 为质量源; m 为吸附相和自由相的气体含量,可定义为:

$$m = \rho_g \phi + \rho_{ga} \rho_s \frac{V_L p}{p + P_L} \quad (12)$$

其中, ρ_{ga} 为标准状况下的气体密度; ρ_s 为煤体密度; ϕ 为煤层孔隙率; V_L 为朗缪尔体积常数; p 为气体压力; P_L 为朗缪尔压力常数。根据气体的理想定律,气体密度可表示为

$$\rho_g = \frac{M_g}{RT} p \quad (13)$$

式中: M_g 为气体分子质量; R 为气体通用常数; T 为气体的绝对温度。

假设对于重力影响较小,可以忽略不计,则达西速度 q_g 可表示为

$$q_g = -\frac{k}{\mu} \nabla p \quad (14)$$

通过将式(12)~(14)代入式(12)可得到基质中气体流动控制方程为

$$\left[\phi + \frac{\rho_s p_a V_L P_L}{(p + P_L)^2} \right] \frac{\partial p}{\partial t} + p \frac{\partial \phi}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\frac{k}{\mu} p \nabla p \right) = Q_s \quad (15)$$

其中, k 为依赖于孔隙度的渗透率; μ 为气体的动力黏度系数; p_a 为标准大气压, 101.3 kPa。式(15)与 1.4 节所推的煤体渗透率方程进行交叉耦合, 用于第 3 章数值模拟与分析当中。

1.4 考虑基质非均质性的孔隙度-渗透率模型

煤岩内部气体流动主要受到裂隙系统的控制, 认为裂隙系统为主要的流动通道, 基质系统为气体存储空间。基于体积平衡理论, 煤岩体积的变化以及裂隙体积的变化^[29-30]可以表达为

$$\frac{dV_b}{V_b} = -\frac{1}{K} (d\bar{\sigma} - \alpha dp) + d\varepsilon_b^s \quad (16)$$

$$\frac{dV_f}{V_f} = -\frac{1}{K_f} (d\bar{\sigma} - \beta dp) + d\varepsilon_f^s \quad (17)$$

式中: $\bar{\sigma}$ 为平均体应力, $\bar{\sigma} = -\sigma_{kk}/3$; K 和 K_f 分别为煤岩和煤裂缝的体积模量; α 和 β 均为 Biot 系数, $\alpha = 1 - K/K_s$, $\beta = 1 - K_f/K_s$, K_s 为煤颗粒体积模量。

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left\{ 3 \left\{ -c_f [(\sigma_c - \sigma_{c0}) - (p - p_0)] + \frac{(1 - \phi_0)^2}{\phi_0} \left[N \frac{\varepsilon_{L1} P_L (p_{m1} - p_0)}{(p_{m1} + P_L)(p_0 + P_L)} \right] + (1 - N) \left[\frac{\varepsilon_{L2} P_L (p_{m2} - p_0)}{(p_{m2} + P_L)(p_0 + P_L)} \right] \right\} \right\} \quad (23)$$

需要说明的是, 如果不考虑基质非均质性影响,

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left\{ 3 \left\{ -c_f [(\sigma_c - \sigma_{c0}) - (p - p_0)] + \frac{(1 - \phi_0)^2}{\phi} \frac{\varepsilon_L P_L (p_m - p_0)}{(p_m + P_L)(p_0 + P_L)} \right\} \right\} \quad (24)$$

1.5 不同边界条件下的渗透率模型

煤层气开采一般认为符合单轴应变条件假设, 而在实验中对煤岩的渗透率演化研究通常是在恒围压和恒有效应力等条件下进行的。在本节中, 通过假定不同的边界情况, 对上节建立的渗透率模型做进一步说明。

1.5.1 单轴应变条件

单轴应变条件下假定竖直方向应力变化量为零, 且水平方向应变为零, 即 $\sigma_{zz} - \sigma_{zz0} = 0$, $\varepsilon_{zz} - \varepsilon_{zz0} = 0$ 。这时水平有效应力增量可表达为 $\Delta\sigma_z^e = -\Delta p$, 假设由吸附引起的煤的体应变是各向同性的, 煤的 3 个方向体应变增量可表示为^[29-31]

$$\Delta\varepsilon_{bx} = -\frac{\Delta\sigma_x^e - \nu\Delta\sigma_y^e - \nu\Delta\sigma_z^e}{E} + \Delta\varepsilon_{bx}^s \quad (25)$$

根据式(18)和(19)可得孔隙度变化量:

$$\frac{d\phi}{\phi} = \frac{dV_f}{V_f} - \frac{dV_b}{V_b} \quad (18)$$

把式(16)和(17)代入式(18)可得

$$\frac{d\phi}{\phi} = \left(\frac{1}{K} - \frac{1}{K_f} \right) d\bar{\sigma} + \left(\frac{1}{K_f} - \frac{1}{K_s} - \frac{\alpha}{K} \right) dp + d\varepsilon_f^s - d\varepsilon_b^s \quad (19)$$

对式(19)进行积分可得

$$\frac{\phi}{\phi_0} = \exp \{ -c_f [(\sigma_c - \sigma_{c0}) - (p - p_0)] + (\Delta\varepsilon_f^s - \Delta\varepsilon_b^s) \} \quad (20)$$

式中: c_f 为裂隙压缩模量; σ_c 为外部应力; σ_{c0} 初始外部应力; p_0 为初始气体压力。

把式(9)和式(10)代入式(20)可以得到孔隙度表达式:

$$\frac{\phi}{\phi_0} = \exp \left\{ -c_f [(\sigma_c - \sigma_{c0}) - (p - p_0)] + \left[\frac{(1 - \phi_0)^2}{\phi_0} \right] \Delta\varepsilon_m^s \right\} \quad (21)$$

煤层孔隙率 ϕ 和渗透率 k 之间存在广泛使用的立方关系^[11,29]:

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^3 \quad (22)$$

把式(19)和式(4)代入式(20)可以得到一个受基质非均质性影响的新孔隙率-渗透率模型:

则简化的孔隙度-渗透率模型可表示为

$$\Delta\varepsilon_{by} = -\frac{\Delta\sigma_y^e - \nu\Delta\sigma_x^e - \nu\Delta\sigma_z^e}{E} + \Delta\varepsilon_{by}^s \quad (26)$$

$$\Delta\varepsilon_{bz} = -\frac{\Delta\sigma_z^e - \nu\Delta\sigma_x^e - \nu\Delta\sigma_y^e}{E} + \Delta\varepsilon_{bz}^s \quad (27)$$

式中, E 为煤的弹性模量; ν 为煤的泊松比; $\Delta\varepsilon_{bx}^s = \Delta\varepsilon_{by}^s = \Delta\varepsilon_{bz}^s$, $\Delta\varepsilon_{bx}^s$ 、 $\Delta\varepsilon_{by}^s$ 、 $\Delta\varepsilon_{bz}^s$ 分别为吸附作用引起 x 、 y 、 z 方向的体应变增量; $\Delta\sigma_x^e$ 、 $\Delta\sigma_y^e$ 、 $\Delta\sigma_z^e$ 分别为 x 、 y 、 z 方向的有效应力增量。

根据单轴应变条件下的假设, 令 $\Delta\varepsilon_{bx} = \Delta\varepsilon_{by} = 0$, $\Delta\sigma_z^e = -\Delta p$ 且 $\Delta\sigma_x^e = \Delta\sigma_y^e$, 由式(25)~(27)可以得到水平方向有效应力的控制方程

$$\Delta\sigma_x^e = \Delta\sigma_y^e = \frac{E\Delta\varepsilon_b^s}{3(1-\nu)} - \frac{\nu}{1-\nu} (p - p_0) \quad (28)$$

进一步可以得出平均有效应力表达式

$$\Delta\sigma_e = \frac{1}{3}(\Delta\sigma_x^e + \Delta\sigma_y^e + \Delta\sigma_z^e) = \frac{2E\Delta\varepsilon_b^s}{9(1-\nu)} - \frac{1+\nu}{3(1-\nu)}(p-p_0) \quad (29)$$

将式(29)代入式(23)就可以得到单轴应变条件

下考虑基质非均质性的渗透率模型。

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left\{ 3 \left\{ -c_f \left[\frac{2E\Delta\varepsilon_b^s}{9(1-\nu)} - \frac{1+\nu}{3(1-\nu)}(p-p_0) \right] + \frac{(1-\phi_0)^2}{\phi_0} \left[N \frac{\varepsilon_{L1}p_{L1}(p_{m1}-p_0)}{(p_{m1}+p_L)(p_0+p_L)} + (1-N) \frac{\varepsilon_{L2}p_{L2}(p_{m2}-p_0)}{(p_{m2}+p_L)(p_0+p_L)} \right] \right\} \right\} \quad (30)$$

相应地,当不考虑基质非均质性影响时,渗透率

模型可表达为

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left\{ 3 \left\{ -c_f \left[\frac{2E\Delta\varepsilon_b^s}{9(1-\nu)} - \frac{1+\nu}{3(1-\nu)}(p-p_0) \right] + \frac{(1-\phi_0)^2}{\phi_0} \frac{\varepsilon_L p_L (p_m - p_0)}{(p_m + p_L)(p_0 + p_L)} \right\} \right\} \quad (31)$$

1.5.2 恒有效应力条件

恒有效应力条件是指围压与孔隙压力之差保持不变,有效应力增量为零,即 $\Delta\sigma^e = 0$ 。

将该假定代入式(23),可以得到恒有效应力条

件下,考虑基质非均质性的渗透率模型,如下

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left\{ 3 \left\{ \frac{(1-\phi_0)^2}{\phi_0} \left[N \frac{\varepsilon_{L1}p_L(p_{m1}-p_0)}{(p_{m1}+p_L)(p_0+p_L)} + (1-N) \frac{\varepsilon_{L2}p_L(p_{m2}-p_0)}{(p_{m2}+p_L)(p_0+p_L)} \right] \right\} \right\} \quad (32)$$

当不考虑基质非均质的影响时,渗透率模型可简化为

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left\{ 3 \left\{ \left(\frac{(1-\phi_0)^2}{\phi_0} \right) \left(\frac{\varepsilon_L p_L (p_m - p_0)}{(p_m + p_L)(p_0 + p_L)} \right) \right\} \right\} \quad (33)$$

1.5.3 恒围压条件

恒围压条件是指外部应力恒定,平均应力增量为零,即 $\Delta\sigma = \sigma - \sigma_0 = 0$ 。代入式(23)就可以得到恒围压条件下考虑基质非均质的渗透率模型

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left\{ 3 \left\{ c_f(p-p_0) + \frac{(1-\phi_0)^2}{\phi_0} \left[N \frac{\varepsilon_{L1}p_L(p_{m1}-p_0)}{(p_{m1}+p_L)(p_0+p_L)} + (1-N) \frac{\varepsilon_{L2}p_L(p_{m2}-p_0)}{(p_{m2}+p_L)(p_0+p_L)} \right] \right\} \right\} \quad (34)$$

同理,对于不考虑非均质的影响,则简化渗透率

模型可表达为

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left\{ 3 \left\{ c_f(p-p_0) + \left(\frac{(1-\phi_0)^2}{\phi_0} \right) \left(\frac{\varepsilon_L p_L (p_m - p_0)}{(p_m + p_L)(p_0 + p_L)} \right) \right\} \right\} \quad (35)$$

以上 3 种不同边界条件都是现场条件和实验条件比较常用的假设,将在下节用这 3 种不同的边界条件对所推的模型进行验证。

2 模型验证

这一部分,通过现场测井数据以及实验数据用于上述推导模型的验证。分别从单轴应变、恒有效应力、恒定围压 3 种边界条件进行验证。在单轴应变条件下,用现场的数据进行验证,与前人的经典模型进行对比,而恒定围压与恒有效应力往往是实验所用的边界条件,所以对于这 2 种边界条件只用实验数据对其进行验证,不同边界条件如图 2 所示。

图中, $\Delta\sigma_z$ 为 z 方向应力变化量; $\Delta\varepsilon_z$ 为 z 方向的应变变化量; $\Delta\sigma^e$ 为有效应力变化量; $\Delta\sigma$ 为应力变化量; Δp 为孔隙压力变化量。

2.1 单轴应变条件下的渗透率模型验证

在单轴应变条件下,采用圣胡安内 Fruitland 煤层的现场数据^[32]对式(30)和式(31)进行验证。为了方便表述,把式(30)与式(31)分别称为模型 1-1 和模型 1-2。表 1 为煤岩力学参数及煤层拟合参数,其中

包含了 3 个不同测点的储层压力以及对应的储层渗透率。利用模型 1-1 和模型 1-2 对现场数据进行了匹配,结果如图 3 所示,与经典的 S-D 模型、P-M 模型、C-B 模型的对比结果,如图 4 所示。现场数据与新模型有良好的匹配关系,在给定合理的参数值后,可以有效地预测圣胡安盆地现场的渗透率变化,未考虑非均匀吸附变形的模型 1-2 拟合度 R^2 相较于模型 1-1 下降了 6.72%,此外,笔者还选取了巷道的现场渗透率与前人模型进行对比,结合图 4 可以得到,模型 1-1 与模型 1-2 以及 C-B 模型在输入相关参数

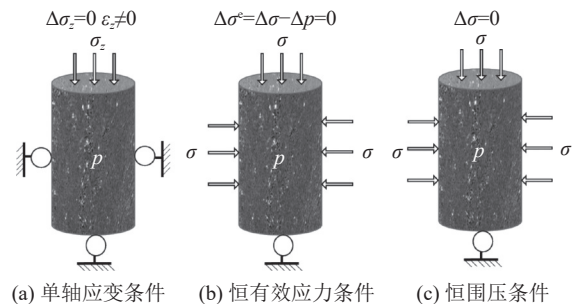


图 2 3 种不同边界条件示意

Fig.2 Schematic diagram of three different boundary conditions

后,对现场数据的匹配度明显要优于其他模型,模型 1-1、模型 1-2、P-M 模型、S-D 模型、C-B 模型所对应的拟合度 R^2 分别为 97.03%、96.12%、94.24%、92.72%、96.93%。

表 1 圣胡安盆地 Fruitland 煤岩力学参数^[32]及煤层拟合参数
Table 1 Mechanical parameters of Fruitland coal rock and Fitting parameters of Fruitland coal seam in San Juan Basin^[32]

参数		值
煤岩力学参数	煤的弹性模量/MPa	2 200
	煤的泊松比	0.3
	朗缪尔体积应变常数	0.022 58
煤层拟合参数	朗缪尔压力/MPa	5.9
	初始孔隙率/%	1.46
	基质区域占比系数	0.593 5
	巷道基质区域占比系数	0.582 2

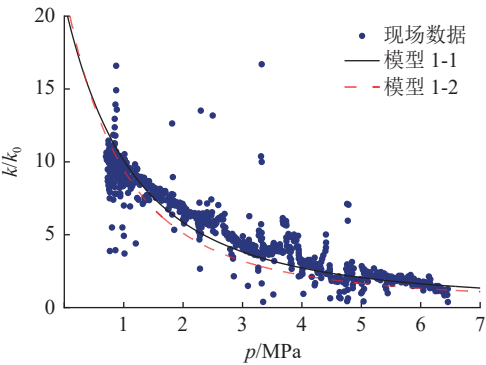


图 3 单轴应变条件下的现场数据与新模型匹配关系

Fig.3 Matching relationship between the field data and new model under uniaxial strain condition

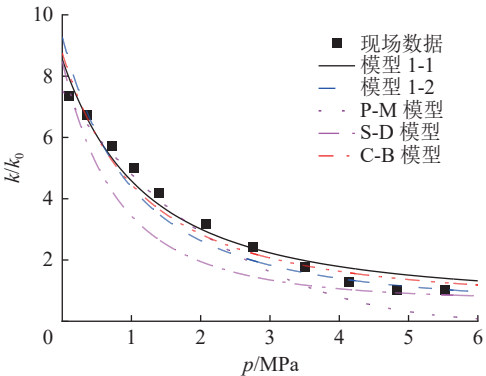


图 4 现场条件下新模型与经典模型比较

Fig.4 Comparison between the new model and the classical model under field conditions

2.2 恒有效应力条件下的渗透率模型验证

在恒有效应力条件下,同样把公式(32)和(33)改称为模型 2-1、模型 2-2,并通过 Connell^[33]的实验

数据与新模型进行匹配,其中必要参数也是来自 Connell 的研究,参数见表 2。模型 2-1 和模型 2-2 分别对孔隙度区间的边界值进行了拟合,即 1.2%、1.5%,结果如图 5 所示。孔隙度为 1.2% 对应模型 2-1、2-2 的拟合度 R^2 分别为 77.86%、63.65%。孔隙度为 1.5% 对应模型 2-1、2-2 的拟合度 R^2 分别为 91.89%、82.01%。可以看出,当取孔隙度为 1.5% 时,拟合程度明显要高于孔隙度为 1.2% 的拟合程度,这说明在煤层气体扩散过程中,孔隙度对渗透率的影响显著,模型 2-1 相较于模型 2-2 拟合效果更为理想,而且在高孔隙压力处体现得更为明显,表明基质的吸附区域能力不同对煤岩渗透率演化的影响不可忽略。

表 2 恒有效应力条件下的拟合参数^[33]

Table 2 Matching parameters under constant effective stress^[33]

参数	值
煤的初始渗透率/%	1.2 ~ 1.5
煤的初始渗透率/ 10^{-15}m^2	1.5
朗缪尔体积应变常数	0.001
朗缪尔压力/MPa	8.9
基质占比系数	0.574 7

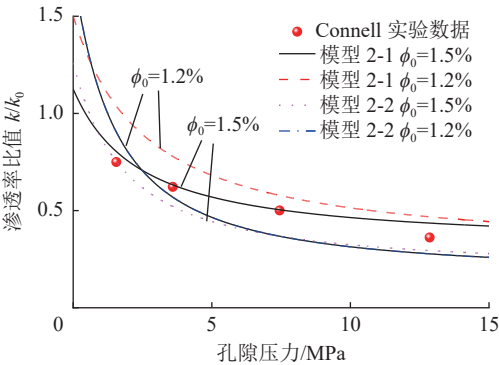


图 5 恒定有效应力条件下模型和实验数据的匹配示意

Fig.5 Matching diagram of model sand the experimental data under constant effective stress

2.3 恒围压条件下的渗透率模型验证

恒围压条件下提出的模型和简化的模型分别由公式(34)和(35)表示。将提出的模型称为模型 3-1,不考虑基质非均质性吸附的简化模型称为模型 3-2。采用 ROBERTSON 和 CHRISTIANSEN^[34]以及 PINI^[35]在恒定围压下的实验数据对模型 3-1 和模型 3-2 进行验证。拟合所用参数见表 3。图 6 是 2 个实验数据的拟合结果与 Connell 模型的对比结果。由图 6 可以看出,模型 3-1 与 2 组实验数据的拟合结果较好,

可以用于恒定围压条件下的渗透率预测,当不考虑基质区域的吸附膨胀变形因素时,模型 3-2 的拟合度 R^2 有所下降,下降程度分别为 11.62%、13.85%。2 个模型对应的基质占比系数 N 分别为 0.694、0.726,这就意味着区域 1 所提供吸附膨胀应变为总吸附膨胀应变的 70% 左右。

表 3 ROBERTSON and CHRISTIANSEN^[34]、PINI 实验拟合参数^[35]
Table 3 Fitting parameters of ROBERTSON and CHRISTIANSEN^[34], PINI^[35] experiment

参数		数值
Robertson and Christiansen 实验拟合参数	煤的初始孔隙率/%	0.1
	朗缪尔体积应变常数	0.007 7
	朗缪尔压力/MPa	6.1
	煤的压缩系数/MPa ⁻¹	0.246 2
	基质占比系数	0.928
Pini实验拟合参数	煤的初始孔隙率/%	0.42
	朗缪尔体积应变	0.057
	朗缪尔压力/MPa	3.53
	煤的压缩系数/MPa ⁻¹	0.194 7
	基质占比系数	0.725 6

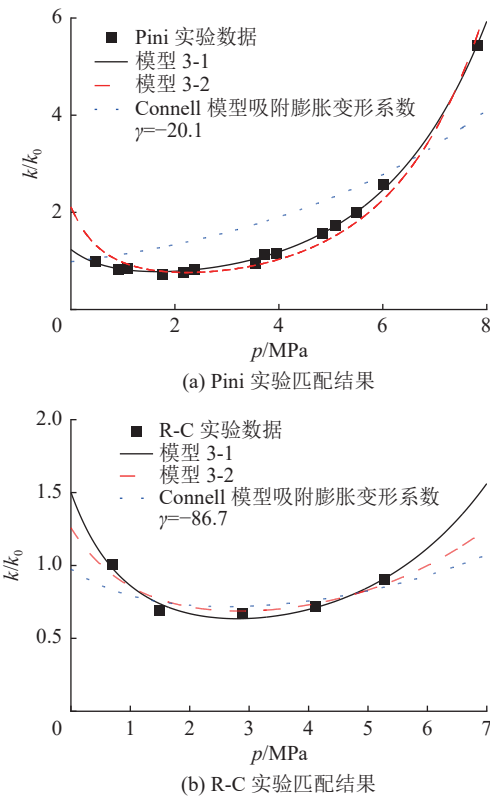


图 6 恒围压条件下的模型与实验数据匹配结果
Fig.6 Matching diagram of models and experimental data under constant confining stress

3 数值模拟与分析

3.1 模型描述

为了进一步说明煤岩基质区域吸附能力不同引起的吸附膨胀应变对渗透率演化的影响,本节通过 COMSOL Multiphysics 建模对模型进行分析。具体为:模型外边界基质区域 2 几何长度为 100 mm,宽为 60 mm,基质区域 1 几何长度为 50 mm,宽度为 30 mm,煤岩内部裂隙长度为 20 mm,宽度为 0.1 mm,模型所研究的边界条件为恒围压条件,所用渗透率公式为第 2 章所推模型式(34),具体如图 7 所示。图中 A_1 、 A_2 、 A_3 坐标分别为 $(-15, 0)$ 、 $(-30, 0)$ 、 $(-40, 0)$,模拟采用参数见表 4。为了探究基质区域吸附能力不同造成的非均质性对吸附应变的影响,认为初始情况下基质区域 1 产生吸附变形,基质区域 2 不产生吸附变形。对于固体边界,模型四周设为自由膨胀边界,对气体流动边界,四周设置为无流动边界。裂隙初始压力设为 5 MPa,基质区域 1 和 2 初始压力设为 0.1 MPa,计算时间为 10 000 s。

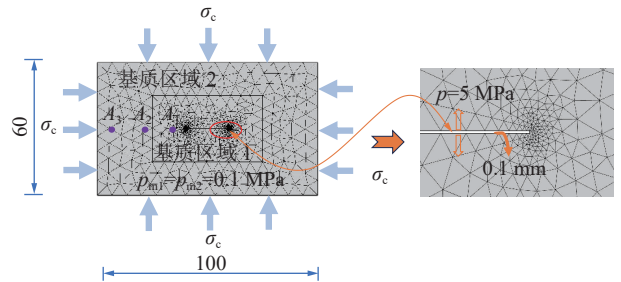


图 7 数值模型几何示意
Fig.7 Geometry of numerical model

表 4 数值模拟参数
Table 4 Parameter of numerical simulation

参数	数值
煤的初始渗透率	0.07
煤的初始渗透率/ m^2	3.8×10^{-17}
朗缪尔体积应变常数	0.03
朗缪尔压力 ^[36] /MPa	4.3
煤的弹性模量 ^[36] /MPa	2 903
煤的泊松比 ^[36]	0.35
煤的密度 ^[28] / $(\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	1 250
煤的压缩系数/MPa ⁻¹	0.005
标准大气压/MPa	0.103
甲烷气体黏度 ^[28] / $(\text{Pa} \cdot \text{s})$	1.84×10^{-5}
Biot系数	$1^{[28]}$

3.2 非均质性煤岩渗透率演化

图 8 是气体从裂隙扩散到基质的过程中, A_1 、 A_2 、

A_3 点处基质气体压力随时间的变化结果。靠近裂缝的 A_1 点的基质气体压力在 5 s 时由于气体扩散的影响最先发生变化, 远离裂缝区域的 A_2 、 A_3 点处的基质压力分别在 50、100 s 处开始发生变化。当气体扩散时间达到 1 000 s 左右时, 基质气体压力与裂隙压力相等。

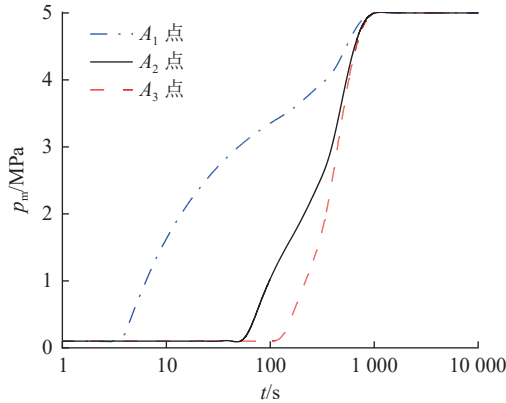


图 8 不同位置基质压力的时间分布

Fig.8 Temporal distribution of matrix pressure at different locations

图 9 是当基质区域 1 发生吸附膨胀且基质区域 2 不发生吸附膨胀下 3 个监测点渗透率随时间的变化结果。对于 A_1 点而言, 随着气体不断从裂隙扩散到基质, 在 5 s 左右时, A_1 点的气体压力变大, 进而发生吸附膨胀变形导致渗透率增加, 在 1 000 s 左右时, 基质内气体压力达到平衡, 渗透率不再变化。对于 A_2 、 A_3 点来讲, 气体在基质区域 1 的扩散引起的吸附膨胀变形挤压了基质区域 2 的基质, 且越靠近基质区域 1 的位置受到挤压作用越明显, 因此位于基质区域 2 的监测点 A_2 和 A_3 渗透率下降, 因为 A_2 点相较于 A_3 点而言更靠近基质区域 1, 因此 A_2 点处的渗透率要低于 A_3 点处的渗透率。

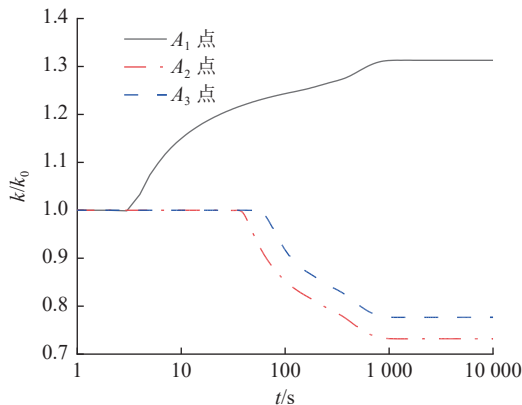


图 9 非均质性下三点渗透率随时间的变化

Fig.9 Variation of three-point permeability with time under heterogeneity

3.3 敏感性分析

3.3.1 煤岩的非均质性对渗透率演化规律分析

通过对基质区域 1 和基质区域 2 的吸附性能的不同情况进行分析, 研究了基质区域吸附能力不同造成的吸附膨胀应变对渗透率的影响, 具体方案见表 5, 模拟结果如图 10 所示。

表 5 基质不同区域吸附情况
Table 5 Adsorption in different regions of the matrix

基质区域	情况1	情况2	情况3
1	无吸附	含吸附	含吸附
2	含吸附	无吸附	含吸附

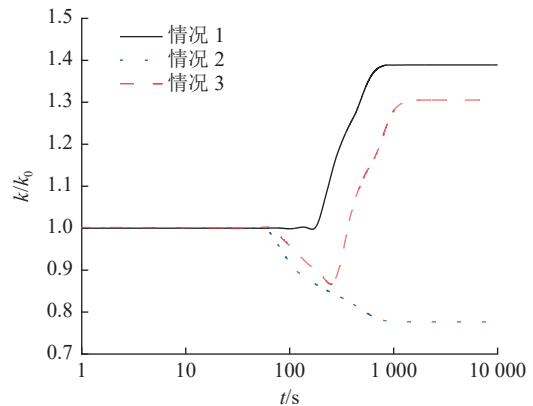


图 10 3 种不同情况下 A_3 点渗透率随时间的变化

Fig.10 Variation of permeability at point A_3 with time for three different cases

由图 10 可知, 在情况 1 下, A_3 点渗透率在 100 s 左右开始增加, 并在 1 000 s 左右达到峰值并保持平衡。这是由于气体在 100 s 时才扩散至 A_3 处, 如图 8 所示。值得注意的是, 由于裂隙气体压力恒定为 5 MPa, 因此不考虑有效应力的变化。此时, 由于基质区域 1 不发生吸附, 基质区域 2 的吸附刚开始发生, 使得基质区域 2 以及其内部的孔隙增加, 因此 A_3 点处的渗透率开始增加。在 1 000 s 左右时, 整个基质区域气体压力和裂隙气体压力相等, 因此吸附膨胀完全发生并保持稳定, A_3 点处的渗透率达到最大值并不再发生变化。

对于情况 2, A_3 点渗透率同样在 100 s 发生变化, 然而随着时间的增加逐渐减小并保持稳定。这是由于基质区域 1 的吸附膨胀一方面会挤压裂隙, 另一方面会挤压基质区域 2, 造成 A_3 点处的渗透率下降。当基质区域 1 的吸附膨胀完全发生后, A_3 点处渗透率将达到稳定并保持不变。

当基质区域 1 和基质区域 2 同时具有吸附性能

时,随着气体扩散的发生,基质区域 1 优先吸附,基质区域 2 由于基质区域 1 的挤压作用, A_3 点处渗透率减小。当气体扩散至基质区域 2 时, A_3 点渗透率由于基质区域 2 的膨胀作用开始回弹并持续增加。由于基质区域 2 的占比大于基质区域 1,因此基质区域 2 的膨胀作用大于基质区域 1 的挤压作用, A_3 点最终渗透率将回弹至初始渗透率以上并保持不变。

3.3.2 基质占比系数 N 对渗透率演化的影响

本节研究了基质占比系数对渗透率的影响,根据定义,基质占比系数增加,基质区域 1 增加,即基质内靠近裂隙的吸附区域扩大,远离裂隙的非吸附区域变小。选取 A_3 点对基质区域 2 的渗透率变化进行监测, A_1 点对基质区域 1 的渗透率变化进行监测。基质占比系数 N 分别取 0.75、0.5、0.25,如图 11 所示。不同基质占比系数 N 对 A_1 点和 A_3 点渗透率的影响分别如图 12 所示。

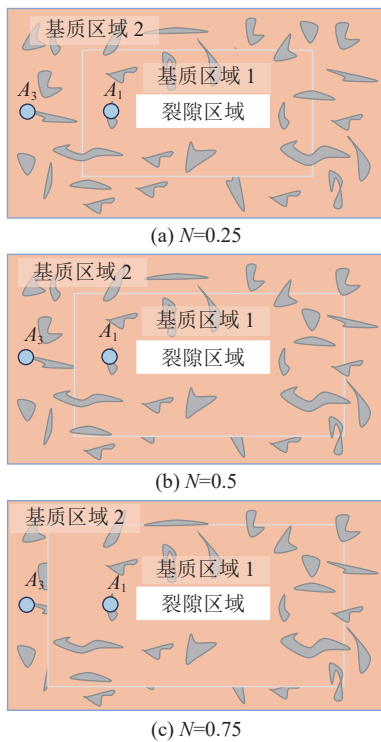


图 11 不同基质占比系数示意

Fig.11 Schematic diagram of different matrix ratio factors

由图 12a 可以看出,当基质占比系数 N 不断增加时,基质区域 1 中 A_1 点的渗透率出现轻微的上升,变化并不明显,这种上升是由于基质区域 1 对基质区域 2 的挤压效果不断增强,变相增加了基质区域 1 的孔隙空间所导致的。

根据图 11 可知,随着基质占比系数 N 的不断增大,基质区域 1 的边界不断靠近监测点 A_3 ,这也就导致了基质区域 2 中 A_3 检测点受到基质区域 1 的挤压

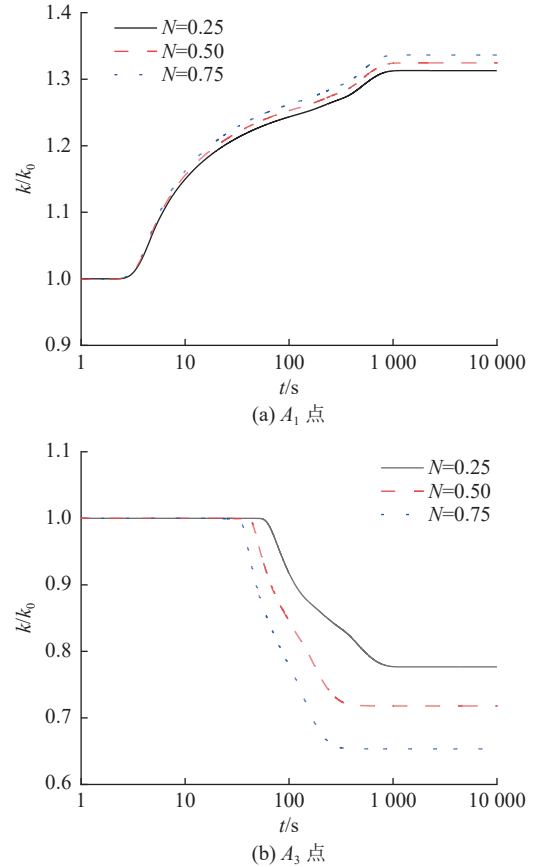


图 12 不同 N 值下 A_1 、 A_3 点渗透率随时间的变化

Fig.12 Change of A_1 , A_3 permeability with time under different N values

效果提前, A_3 点的渗透率下降时间提前,如图 12b 所示。随着基质占比系数 N 的增加,基质区域 1 中的吸附膨胀变形区域不断增大,基质区域 2 中 A_3 点受到基质区域 1 的挤压效果也不断增强,导致最终气体压力平衡时 A_3 点渗透率会随着基质占比系数 N 的增加而降低。

4 结 论

1)推导的新模型与不同边界条件下的现场数据以及实验数据匹配度较高,可以对煤层渗透率演化行为进行预测。当新模型不考虑非均质的因素时,模型的数据匹配程度有所下降,总体下降程度约为 10.67%。

2)在气体从裂隙扩散到基质的过程中,吸附膨胀区域会对非吸附膨胀区域造成挤压效应,使得渗透率降低,越靠近吸附膨胀变形区域,受到的挤压效应越强。

3)吸附膨胀变形区域越大,相邻基质区域受到的应力扰动越早,当基质内气体压力平衡时,受挤压的基质区域渗透率越低。

参考文献(References):

- [1] 琚宜文, 李清光, 颜志丰, 等. 煤层气成因类型及其地球化学研究进展[J]. 煤炭学报, 2014, 39(5): 806–815.
JU Yiwen, LI Qingguang, YAN Zhifeng, et al. Origin types of CBM and their geochemical research progress[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(5): 806–815.
- [2] 王佟, 刘峰, 赵欣, 等. “双碳”背景下我国煤炭资源保障能力与勘查方向的思考[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(12): 1–8.
WANG Tong, LIU Feng, ZHAO Xin, et al. Reflection on China's coal resource guarantee capacity and exploration work under the background of “double carbon” [J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(12): 1–8.
- [3] PERERA M S A, RANJITH P G, CHOI S K. Coal cleat permeability for gas movement under triaxial, non-zero lateral strain condition: A theoretical and experimental study[J]. Fuel, 2013, 109: 389–399.
- [4] HARPALANI S, SCHRAUFNAGEL R A. Shrinkage of coal matrix with release of gas and its impact on permeability of coal[J]. Fuel, 1990, 69(5): 551–556.
- [5] CHEN Z W, PAN Z J, LIU J S, et al. Effect of the effective stress coefficient and sorption-induced strain on the evolution of coal permeability: Experimental observations[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2011, 5(5): 1284–1293.
- [6] 刘曰武, 苏中良, 方虹斌, 等. 煤层气的解吸/吸附机理研究综述[J]. 油气井测试, 2010, 19(6): 37–44, 83.
LIU Yuewu, SU Zhongliang, FANG Hongbin, et al. Review on CBM desorption/adsorption mechanism[J]. Well Testing, 2010, 19(6): 37–44, 83.
- [7] 丁云娜, 李波波, 成巧耘, 等. 考虑动态滑脱的页岩微裂隙表观渗透率演化机制[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(11): 129–138.
DING Yunna, LI Bobo, CHENG Qiaoyun, et al. Evolution mechanism of shale microfracture apparent permeability considering dynamic slippage[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(11): 129–138.
- [8] SOMERTON W H, SÖYLEMEZOĞLU I M, DUDLEY R C. Effect of stress on permeability of coal[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1975, 12(5-6): 129–145.
- [9] GRAY I. Reservoir engineering in coal seams: Part 1—the physical process of gas storage and movement in coal seams[J]. SPE Reservoir Engineering, 1987, 2(1): 28–34.
- [10] PALMER I, MANSOORI J. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: A new model[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1998, 1(6): 539–544.
- [11] SHI J Q, DURUCAN S. Drawdown induced changes in permeability of coalbeds: A new interpretation of the reservoir response to primary recovery[J]. Transport in Porous Media, 2004, 56(1): 1–16.
- [12] CUI X J, BUSTIN R M. Volumetric strain associated with methane desorption and its impact on coalbed gas production from deep coal seams[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(9): 1181–1202.
- [13] ZHU W C, WEI C H, LIU J, et al. A model of coal–gas interaction under variable temperatures[J]. International Journal of Coal Geology, 2011, 86(2-3): 213–221.
- [14] BAI M, ELSWORTH D, ROEGIERS J C. Multiporosity/multipermeability approach to the simulation of naturally fractured reservoirs[J]. Water Resources Research, 1993, 29(6): 1621–1633.
- [15] WANG C G, FENG J L, LIU J S, et al. Direct observation of coal–gas interactions under thermal and mechanical loadings[J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 131: 274–287.
- [16] QU H Y, LIU J S, PAN Z J, et al. Impact of matrix swelling area propagation on the evolution of coal permeability under coupled multiple processes[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014, 18: 451–466.
- [17] WU Y, LIU J S, ELSWORTH D, et al. Dual poroelastic response of a coal seam to CO₂ injection[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2010, 4(4): 668–678.
- [18] WU Y, LIU J S, CHEN Z W, et al. A dual poroelastic model for CO₂-enhanced coalbed methane recovery[J]. International Journal of Coal Geology, 2011, 86(2-3): 177–189.
- [19] 肖智勇, 王长盛, 王刚, 等. 基质-裂隙相互作用对渗透率演化的影响: 考虑基质变形和应力修正[J]. 岩土工程学报, 2021, 43(12): 2209–2219.
XIAO Zhiyong, WANG Changsheng, WANG Gang, et al. Influences of matrix-fracture interaction on permeability evolution: Considering matrix deformation and stress correction[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2021, 43(12): 2209–2219.
- [20] 王刚, 肖智勇, 王长盛, 等. 基于非平衡状态的煤层中气体运移规律研究[J]. 岩土工程学报, 2022, 44(8): 1512–1520.
WANG Gang, XIAO Zhiyong, WANG Changsheng, et al. Gas transport in coal seams based on non-equilibrium state[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2022, 44(8): 1512–1520.
- [21] WANG C G, ZHANG J D, ZANG Y X, et al. Time-dependent coal permeability: Impact of gas transport from coal cleats to matrices[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 88: 103806.
- [22] PENG Y, LIU J S, PAN Z J, et al. Impact of coal matrix strains on the evolution of permeability[J]. Fuel, 2017, 189: 270–283.
- [23] KARACAN C Ö. Swelling-induced volumetric strains internal to a stressed coal associated with CO₂ sorption[J]. International Journal of Coal Geology, 2007, 72(3-4): 209–220.
- [24] LEVINE J R. Model study of the influence of matrix shrinkage on absolute permeability of coal bed reservoirs[J]. Geological Society of London Special Publications, 1996, 109(1): 197–212.
- [25] JIANG C Z, ZHAO Z F, ZHANG X W, et al. Controlling effects of differential swelling index on evolution of coal permeability[J]. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 2020, 12(3): 461–472.
- [26] LIU J S, WANG J G, CHEN Z W, et al. Impact of transition from local swelling to macro swelling on the evolution of coal permeability[J]. International Journal of Coal Geology, 2011, 88(1): 31–40.
- [27] DETOURNAY E, CHENG A H. Fundamentals of

- poroelasticity[M]//Analysis and design methods. Amsterdam: Elsevier, 1993: 113-171.
- [28] 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 and Mining Sciences*, 2008, 45(8): 1226-1236.
- [29] LU S Q, CHENG Y P, LI W. Model development and analysis of the evolution of coal permeability under different boundary conditions[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 31: 129-138.
- [30] GUO H J, TANG H L, WU Y C, et al. Gas seepage in underground coal seams: application of the equivalent scale of coal matrix-fracture structures in coal permeability measurements[J]. *Fuel*, 2021, 288: 119641.
- [31] GAO Q, LIU J S, HUANG Y F, et al. A critical review of coal permeability models[J]. *Fuel*, 2022, 326: 125124.
- [32] LIU S M, HARPALANI S. Permeability prediction of coalbed methane reservoirs during primary depletion[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2013, 113: 1-10.
- [33] CONNELL L D, LU M, PAN Z J. An analytical coal permeability model for tri-axial strain and stress conditions[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2010, 84(2): 103-114.
- [34] ROBERTSON E P, CHRISTIANSEN R L. Modeling laboratory permeability in coal using sorption-induced-strain data[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2007, 10(3): 260-269.
- [35] PINI R, OTTIGER S, BURLINI L, et al. Role of adsorption and swelling on the dynamics of gas injection in coal[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2009, 114(B4): B04203.
- [36] SHI J Q Q, DURUCAN S. Exponential growth in San Juan Basin fruitland coalbed permeability with reservoir drawdown: model match and new insights[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2010, 13(6): 914-925.