

马天然,刘卫群, JONNY Rutqvist, 等. 裂隙煤岩各向异性渗透率模型和煤层注气 THM 耦合行为[J]. 煤炭学报, 2017, 42(S2): 407-416. doi:10.13225/j.cnki.jccs.2017.0166

MA Tianran, LIU Weiqun, JONNY Rutqvist, et al. Anisotropy permeability model for highly fractured coal seams associated with coupled THM analysis of CO₂-ECBM[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(S2): 407-416. doi:10.13225/j.cnki.jccs.2017.0166

裂隙煤岩各向异性渗透率模型和煤层注气 THM 耦合行为

马天然^{1,2}, 刘卫群¹, JONNY Rutqvist², 张宏学³, 赵晓东¹

(1. 中国矿业大学 深部岩土力学与地下工程国家重点实验室, 江苏 徐州 221116; 2. 劳伦斯伯克利国家实验室 地球科学部, 美国 伯克利 94720; 3. 安徽理工大学 理学院, 安徽 淮南 232001)

摘 要: CO₂ 煤层地质封存可以减少温室气体排放, 同时可提高煤层气的采收率。注气开采过程涉及到温度场 (T), 多相多成分流场 (H) 和应力场 (M) 之间的相互耦合。煤层割理裂隙渗透率是影响 CO₂ 地质封存和煤层气开采率的重要参数。煤岩渗透性的关键性因素裂隙张开度同时受控于法向应力和剪胀效应。考虑基质和割理的共同作用, 提出基于组合裂隙三向平板简化的各向异性渗透率模型。在此基础上, 建立了注入 CO₂ 提高煤层气采收率的三维数值模型并利用耦合软件 TOUGH-FLAC 进行求解。模拟结果表明, 气体注进采出的孔压作用会引起煤层膨胀或收缩。与孔压, 吸附应力/应变以及温度相比, 剪胀对裂隙渗透率的影响不明显。在注采过程中, 渗透率表现出明显的各向异性, 注入井附近的异向渗透率甚至可达 30 倍差异。此外, 注气初期应适当控压, 井口附近的高压损伤将带来不必要的裂隙气体泄漏, 导致注气失败。

关键词: 各向异性; 裂隙渗流; CO₂-ECBM; 温度-流场-应力 (THM); TOUGH-FLAC 模拟器

中图分类号: P618.11 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2017)S2-0407-10

Anisotropy permeability model for highly fractured coal seams associated with coupled THM analysis of CO₂-ECBM

MA Tianran^{1,2}, LIU Weiqun¹, JONNY Rutqvist², ZHANG Hongxue³, ZHAO Xiongdong¹

(1. State Key Laboratory for Geomechanics & Deep Underground Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 2. Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley 94720, USA; 3. College of Sciences, Anhui University of Science & Technology, Huainan 232001, China)

Abstract: CO₂ injection into coal seams is recognized as an effective approaching to reduce CO₂ emission and enhance coalbed methane recovery. The injection-production process is a coupled process involving multiphase flow, heat transfer and mechanical deformation. The permeability of fractures within the cleat system is one of the key factors controlling the efficiency of injection and extraction, which relates to the fracture aperture and matrix size. The aperture is controlled by both of the effective normal stress and shear dilation. The matrix deformation is calculated by the total strain and aperture change. Then, based on the parallel plate fracture flow model, an anisotropy permeability model for the highly fractured coal is developed to predict the evolution of permeability on the different directions. A coupled THM model that employs the new anisotropy permeability model was applied into TOUGH-FLAC to study the CO₂ injection and methane extraction. The results of the numerical simulations indicate that the variation of pore pressure as

收稿日期: 2017-02-10 修回日期: 2017-06-14 责任编辑: 韩晋平

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973)资助项目(2015CB251602, 2009CB219605); 江苏省自然科学基金资助项目(BK20141125)

作者简介: 马天然(1989—), 男, 江苏泰州人, 博士研究生。E-mail: matianran@gmail.com。通讯作者: 刘卫群(1970—), 男, 江苏盐城人, 教授。E-mail: weiqun_liu@126.com

a result of CO₂ injection and methane production causes the coal seams uplift and subsidence around the area of injection and production well. The mechanical behavior has a significant effect on the evolution of permeability, especially the changes of pore pressure and temperature, and swelling/shrinkage strain induced by CO₂ adsorption/methane absorption. The permeability variations show the marked differences in the different directions. The greatest permeability anisotropy ratio reaches as high as about 30, which is sensitive to the effective normal stress and curvature parameter. Moreover, at the initial stage of CO₂ injection, the region near the injection well has the potential to occur the coal damage that provides a new path for CO₂ and methane leakage, so more particular attention should be given.

Key words: anisotropy permeability; highly fractured coal; CO₂-ECBM; THM; TOUGH-FLAC simulator

CO₂ 注入深部煤层提高煤层气的采收率,简称 CO₂-ECBM,是节能减排的有效措施。不仅可以缓解全球温室效应,而且开采出的清洁能源煤层气能够降低 CO₂ 封存的经济成本^[1-5]。我国深度 300 ~ 1 500 m 的煤层气可采量达 $1.632 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可储存大约 $120.78 \times 10^8 \text{ t CO}_2$ 。因此,发展煤层封存 CO₂ 和增采煤层气前景广阔^[6]。

CO₂ 煤层封存过程为:将化工燃料产生的 CO₂ 冷却压缩至超临界状态,随后通过垂直或者水平注气井注入至煤存储层^[7]。CO₂ 在煤层的运移过程由扩散、溶解、渗流和吸附等行为决定。由于 CO₂ 在煤岩中的优先吸附能力大概是 CH₄ 的 2 ~ 3 倍左右,因此注入的 CO₂ 可有效地置换或驱替煤层甲烷,最终以吸附态或游离态赋存于煤层基质颗粒表面^[8-9]。注气开采过程中涉及复杂的流场、温度场和应力场三者之间的动态流固热耦合^[10]。CO₂ 注入和煤层气开采将引起煤存储层孔隙压力的变化,从而降低或增大有效应力。同时,CO₂ 吸附和 CH₄ 的解吸以及温度场的波动将引起基质块的膨胀和收缩。在有效应力增减和基质变形的共同作用下,割理系统的张开度随之发生改变,继而影响煤层的渗透性。渗透率是煤层气开采过程中极其重要的参数之一,对开采量起着至关重要的作用^[11]。目前,渗透率模型的建立大多基于火柴杆几何模型或立方体模型。同时,假设渗透率在各个方向上表现相同,也就是所谓的各向同性渗透率模型。其中,P&M 模型,S&H 模型,S&D 模型和 C&B 模型使用比较广泛^[12-15]。但是,上述渗透率模型假设煤层处于单轴应变条件之下,在此基础上建立了渗透率与孔隙压力的函数关系。模型中,单纯考虑了力学行为对流态的影响,而忽略了流场对应力场的反馈,因此只是单方向的耦合。

煤层的孔隙结构和力学环境决定了煤层割理系统的渗透率具有各向异性^[16-17]。煤层内部的面割理和端割理的裂隙渗透率大于垂直方向的渗透率且比值高达 17 : 1^[18]。平行板渗流实验中,裂隙的渗透率与其张开度呈 3 次方关系,因此裂隙张开度的微小

改变将会导致渗透率的显著变化^[19]。R. E. GOODMAN 等^[17,20-21]认为裂隙张开度的改变量由其法向应力所决定且渗透性随法向应力增加而减小。D. ELSWORTH 等发现剪应力引起剪胀效应也是影响裂隙宽度改变量的因素之一^[22-23]。

建立了裂隙煤岩各向异性的渗透率模型。模型中,控制渗透率的两个主要因素分别是割理裂隙的张开度和基质块宽度。裂隙张开量受法向应力和切应力者共同的影响。同时,考虑了基质变形和裂隙张开度之间的相互影响,并利用裂隙张开度的改变量和总应变表示相应的基质变形量。最后,将建立的渗透率和孔隙度动态模型嵌入耦合软件 TOUGH (EOS7C-ECBM)-FLAC 中,并利用 FISH 语言在力学平衡方程中加入了混合气体吸附引起的应变,较为全面的描述了注气开采涉及到流固热多场耦合过程。

1 数学模型

1.1 流场和热流控制方程

TOUGH2 程序是由伯克利劳伦斯国家实验室研发应用于模拟孔隙或和裂隙介质中多相多成分等温或非等温流动过程。根据流体和热能连续性的假设,某时刻单元内部的质量和热能项的时间变化率,等于该时刻控制体中质量和热能通量的时间变化率加上单位时间内通过该控制体边界的流体和热能量。流体质量和能量的控制方程^[24-25]可表示为

$$\frac{d}{dt} \int_{V_n} M^k dV_n = \int_{\Gamma_n} \mathbf{F}^k \cdot \mathbf{n} d\Gamma_n + \int_{V_n} q^k dV_n \quad (1)$$

式中, M^k 为控制单元内部的质量和热能项为质量通量; \mathbf{F}^k 为质量通量; q^k 为控制单元体的源/汇项; V_n 为任意空间子域; \mathbf{n} 为有关边界 Γ_n 的外法向方向。

在煤岩割理系统中,煤层气体由游离态和吸附态组成,因此煤层总瓦斯质量 M_g^k 表示为

$$M_g^k = \varphi \sum_g S_g \rho_g X_g^k + (1 - \varphi) \rho_{\text{coal}} V_{\text{si}} \rho_{\text{gs}} \quad (2)$$

其中, φ 为割理孔隙度; S_g 为气体饱和度; ρ_g 为气体密度; M_g^k 为气体成分 k 的质量分数; ρ_{coal} 为煤岩密

度; ρ_{gs} 为标准状态下气体的密度; V_{si} 为气体存储含量,满足混合气体 Langmuir 等温吸附方程:

$$V_{si} = V_{sLi} [1 - (w_a + w_{we})] \frac{P_g y_i / P_{Li}}{1 + P_g \sum_{i=1}^{n_c} y_i / P_{Li}} \quad (3)$$

式中, V_{sLi} 为最大气体存储含量; w_a 和 w_{we} 分别为初始粉煤灰和湿度权重; y_i 为气体 i 的摩尔分数; P_{Li} 为气体 i 的 Langmuir 压力常数; P_g 为气体孔隙压力; n_c 为混合气体的数目。

在 TOUGH2 中,流体的速度包括平流和扩散两项。假设平流速度满足 Darcy 流动方程;扩散速度可通过 Fick 定律 或者 Dusty 气体模型计算。其他具体公式,例如液态质量项,流体溶解度,热流的表达式可参考 TOUGH2 和 EOS7C-ECBM 手册^[24,26]。

1.2 毛细压力和相对渗透率模型

本文选取了 van Genuchten 毛细压力方程,表示为

$$p_{cap} = -p_0 [(S^*)^{-1/m} - 1]^{1-m} \quad (4)$$

$$S^* = \frac{S_l - S_{lr}}{S_{ls} - S_{lr}} \quad (5)$$

其中, m 为 van Genuchten 系数; p_0 为毛细管吸入压力; S^* 为有效饱和度; S_l 为液体饱和度; S_{lr} 和 S_{ls} 分别为液体残余饱和度和束缚水饱和度。相对渗透率曲线如图 1 所示^[27]。

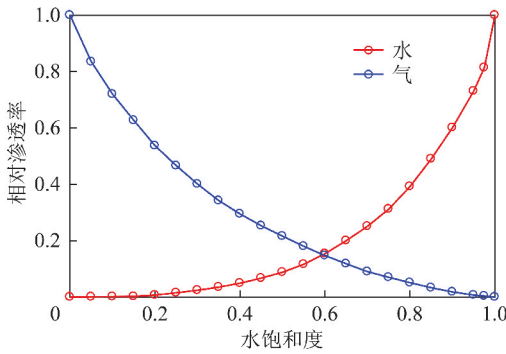


图 1 相对渗透率曲线

Fig. 1 Relative permeability curves

1.3 渗透率和孔隙度动态演化模型

假设不考虑裂隙连通程度的影响,则煤层气储层裂隙系统的渗透率可分解为 x, y 和 z 三个方向的平行板裂隙模型渗透率的叠加,如图 2 所示。

因此,某个方向的渗透率由与其相互垂直裂隙的张开度和基质宽度决定。根据 3 次方定律,得出渗透率^[29]表示为

$$k_j = \sum_{i=1}^3 \frac{b_i^3}{12a_i} \quad (i \neq j) \quad (6)$$

其中, b 和 a 分别为裂隙张开度和基质宽度。

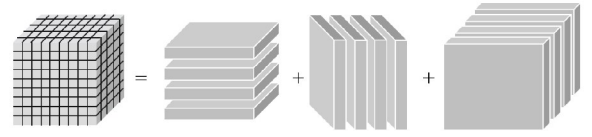


图 2 组合裂隙三向平板简化模型^[28]

Fig. 2 Simplification of fracture system with the parallel plate fracture flow models

J. RUTQVIST 指出影响裂隙张开度的主要受控于当前有效正应力,且两者满足相应的指数关系,如图 3 所示^[21]。正应力引起的裂隙张开度变化量 Δb_{in} 可通过式(7)计算

$$\Delta b_{in} = b_{imax} [\exp(d\sigma_{ni}) - \exp(d\sigma_{ni0})] \quad (7)$$

式中, b_{imax} 最大裂隙张开度; σ_{ni0} 和 σ_{ni} 分别为初始和当前正应力; d 为与图 3 中曲率半径相关的参数。

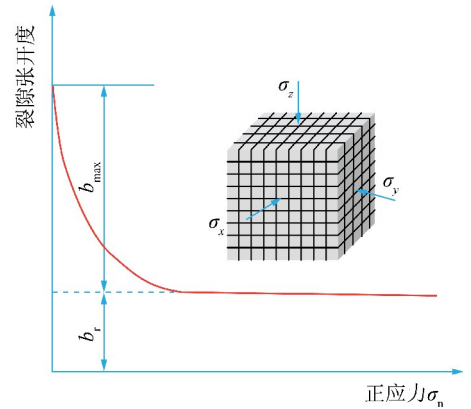


图 3 煤岩裂隙张开度与正应力变化趋势^[21]

Fig. 3 Relationship between fracture aperture and normal stress^[21]

同时,注采过程中,剪应力/应变引起的剪涨效应将会影响裂隙张开度量,表达如下^[22]:

$$\Delta b_{ish} = \sum_{i \neq j} \Delta e_{ijsh} \left(a_{i0} + \frac{G}{K_{sh}} \right) \tan \varphi_d \quad (8)$$

其中, e_{ijsh} 为剪切应变; G 为剪切模量; K_{sh} 为剪切刚度; φ_d 为膨胀角。因此,裂隙张开度的总变化量 Δb_i 为

$$\Delta b_i = \Delta b_{in} + \Delta b_{ish} \quad (9)$$

单个表征单元体的位移变化量 Δu_i 可表示为

$$\Delta u_i = \Delta b_i + \Delta a_i = (a_{i0} + b_{i0}) \Delta \varepsilon_i \quad (10)$$

其中, Δa_i 为基质变化量; a_{i0} 和 b_{i0} 分别表示为初始状态下基质宽度和裂隙张开度; $\Delta \varepsilon_i$ 为总应变变量。由式(10)可知,基质变化量 Δa_i 为

$$\Delta a_i = (a_{i0} + b_{i0}) \Delta \varepsilon_i - \Delta b_i \quad (11)$$

将式(9)和(11)代入式(6),可得出某个时刻的渗透率为

$$k_j = \sum_{i=1}^3 \frac{(b_{i0} + \Delta b_i)^3}{12(a_{i0} + \Delta a_i)} \quad (12)$$

同时,孔隙率可通过如下公式计算

$$\varphi = \frac{b_x}{a_x} + \frac{b_y}{a_y} + \frac{b_z}{a_z} = \sum_{i=1}^3 \frac{b_{i0} + \Delta b_i}{a_{i0} + \Delta a_i} \quad (13)$$

1.4 煤岩变形方程

煤岩应变与位移的变化关系为

$$\varepsilon = \frac{1}{2}(\nabla \mathbf{u} + \nabla^T \mathbf{u}) \quad (14)$$

煤岩的总应变由3部分组成:①弹性应变 ε^e ;②热应变 ε^t ;③吸附/解吸引起的应变 ε^s 。可表示为

$$\varepsilon = \varepsilon^e + \varepsilon^t + \varepsilon^s \quad (15)$$

热线性应变可通过温度的改变量计算可得

$$\varepsilon^t = \alpha \mathbf{I} \Delta T \quad (16)$$

式中, α 为线性热膨胀系数; ΔT 为温度变量; \mathbf{I} 为单位张量。

假设吸附引起的应变量在各个方向上相等且吸附引起的体应变与气体浓度满足线性关系^[7]。因此,吸附线应变可表示为

$$\varepsilon^s = \frac{1}{3} \varepsilon_{vL} = \frac{1}{3} \mathbf{I} \sum_{i=1}^{n_c} \beta_i V_{Li} \quad (17)$$

其中, ε_{vL} 为吸附引起的体应变, β_i 为体应变与气体浓度的关系参数; V_{Li} 为吸附引起的体应变。

在多孔弹性力学中,总应力可通过如下公式计算得到

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' - \alpha \mathbf{I} p = \mathbf{D} : (\boldsymbol{\varepsilon} - \boldsymbol{\varepsilon}^s - \boldsymbol{\varepsilon}^t) - \alpha \mathbf{I} p \quad (18)$$

平均孔隙压力 p 为: $p = S_w p_w + S_g p_g$ 。其中, S_w 和 p_w 为液体饱和度和压力; S_g 和 p_g 为气体饱和度和压力。

2 TOUGH2 (EOS7C-ECBM) 与 FLAC^{3D} 耦合过程

在耦合过程中,TOUGH2 控制流体的运移,扩散和吸附以及相应的热传递方程;FLAC^{3D} 负责煤层的力学行为的计算。在 FLAC^{3D} 中,需要通过内嵌的 FISH 语言计算吸附引起的应变量。在建立耦合计算之前,必须在 TOUGH2 和 FLAC^{3D} 内分别建立相对应的初始流体,热和力学平衡条件。在此基础上,再进行下一步耦合模型的求解工作。TOUGH2 和 FLAC^{3D} 的耦合示意如图 4 所示。在某个时间步长内,TOUGH2 计算结果满足牛顿迭代收敛准则后,随之将当前的压力,温度,液体饱和度和压力,毛细压力和气体含量等数值传递到 FLAC^{3D} 中,且进行力学平衡的计算。随后,FLAC^{3D} 将计算得到的各个方向有效正应力,剪应力和应变信息传递到 TOUGH2 中,通过式(12)和(13)更新渗透率和孔隙度,继续下一个

时间段的流体和热能计算。由于 TOUGH2 采用的是有限体积法,网格的控制单元通过中心节点表示;FLAC^{3D} 采用的有限差分法,其节点位于网格角点处。因此,TOUGH2 和 FLAC^{3D} 在数据互相传递的过程中,需要进行相应的插值计算来实现节点的变化。

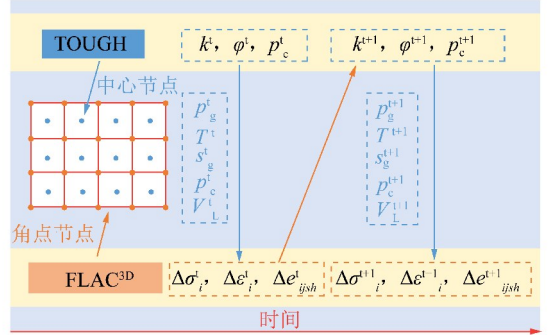


图4 TOUGH2 (EOS7C-ECBM)与 FLAC^{3D} 耦合计算示意

Fig. 4 Coupling diagram of TOUGH2 (EOS7C-ECBM) and FLAC^{3D}

3 模型验证

本节通过 TOUGH2 模拟器与常用的煤层气商用软件 GEM,ECLIPSE,COMET2,SIMEDII 以及 GCOMP 进行对比分析,具体的几何模型和参数可参考文献[22]。注气开采过程分为如下4个阶段:①15 d CO₂ 注入期(0~15 d),注入率为 328 316.82 m³/d;②45 d 的井口关闭期(15~60 d);③60 d 的生产期(60~120 d),最大产气率为 100 000 m³/d,井口压力为 275 kPa;④62.5 d 关井期(120~182.5 d)。井口压力随时间变化曲线如图 5 所示。

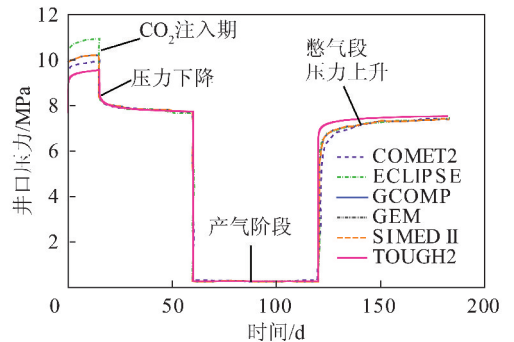


图5 井口压力演化

Fig. 5 Temporal evolution of well bottom-hole pressure

模拟结果显示不同模拟器的压力演化曲线整体上呈现相似的变化趋势,从而验证 EOS7C-ECBM 模型在 CO₂-ECBM 开采中的可行性和准确性。

4 数值模型

实际注气增产的现场操作过程中,5 点式井网布

置是行之有效的方案,其中1个注气井位于煤存储层中间位置,4个生产井分别位于注气井的四周角点位置,如图6所示。

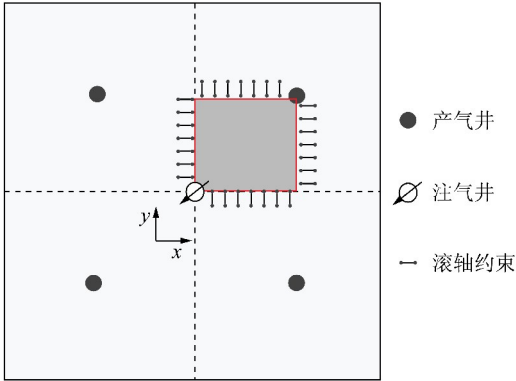


图6 5点式注气开采井布置示意

Fig. 6 Five-spot pattern of CO₂-ECBM

假设注气和生产井口的水平方向距离为400 m,煤层厚度为5 m,埋深为500 m且上层岩石平均密度为2 260 kg/m³,可知煤层顶部垂直应力为11.3 MPa。水平方向和垂直方向应力比率设定为0.7,且水平方向边界为滚轴约束。初始存储压力和温度分别为4 MPa和30 ℃,初始煤层气饱和度为0.408。CO₂从中间井口注,注入率为0.24 kg/s,注入温度为40 ℃。采气井口的温度和压力设定为0.1 MPa和15 ℃,设定模拟时间为500 d。数值模拟的属性参数见表1^[21,27]。

表1 CO₂-ECBM 数值模拟属性参数

Table 1 Simulation parameters for CO₂-ECBM

变量	数值
煤层基质尺度 a_0/m^2	5.0×10^{-3}
煤层裂隙张开度 b_0/m^2	6.0×10^{-6}
煤层杨氏模量 E/GPa	3.5
煤层泊松比 ν	0.25
煤层密度 $\rho_g/(kg \cdot m^{-3})$	1 300
湿度权重	0.067 2
煤灰权重	0.156
煤层热传导率/ $(W/(m \cdot ^\circ C)^{-1})$	2.51
煤颗粒热/ $(J \cdot (kg \cdot ^\circ C)^{-1})$	920
热膨胀系数/ $^\circ C^{-1}$	3.3×10^{-5}
毛细压力模型参数	
m	0.457
s_{lr}	0
$(1/p_t)/Pa^{-1}$	5.105×10^{-4}
S_{ls}	1.0
CH ₄ Langmuir 压力常数 $p_L(CH_4)/kPa$	4 688.5
CH ₄ Langmuir 体积常数 $V_L(CH_4)/(m^3 \cdot kg^{-1})$	0.015 2
CH ₄ Langmuir 体积应变常数 $E_L(CH_4)$	0.006
CO ₂ Langmuir 压力常数 $p_L(CO_2)/kPa$	1 903
CO ₂ Langmuir 体积常数 $V_L(CO_2)/(m^3 \cdot kg^{-1})$	0.031 0
CO ₂ Langmuir 体积应变常数 $E_L(CO_2)$	0.012

5 结果讨论与分析

5.1 模拟结果分析

CO₂-ECBM 持续500 d后,TOUGH2中主要变量的空间分布如图7所示。由图7可知,孔隙压力,温

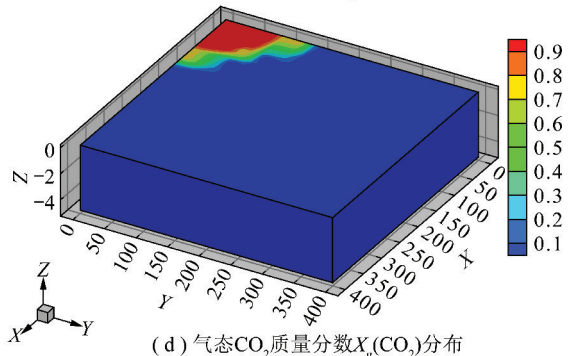
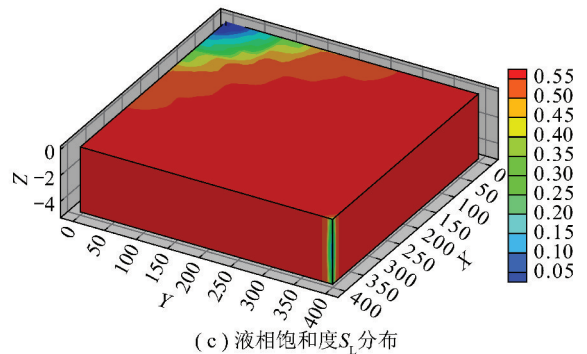
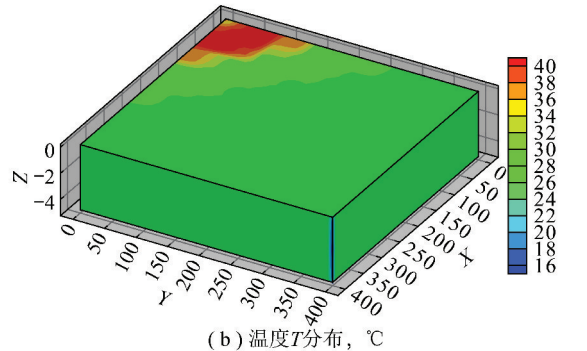
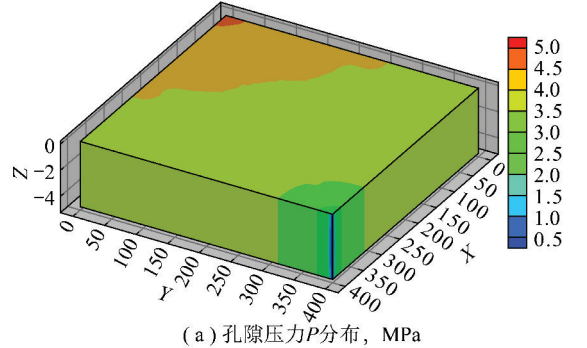


图7 注气开采500 d的孔隙压力P,温度T,液相饱和度S_L以及气态CO₂质量分数X_g(CO₂)的空间分布

Fig. 7 Spatial distributions of (a) pore pressureP, (b) temperature T, (c) liquid saturation S_L and (d) CO₂ mass fraction X_g(CO₂) after 500 days of injection and production

度和 CO₂ 气体浓度从井口处逐步递减至煤储存层内部。CO₂ 的注入会驱使煤层气和水流动至煤层内部, 继而导致注气井附近区域的液体饱和度下降。

注气井附近 P1(1, 1, -2.5), P2(10, 10, -2.5), P3(1, 10, -2.5) 和生产井附近 P4(399, 399, -2.5), P5(390, 390, -2.5), P6(399, 390, -2.5) 孔压随时间变化如图 8 所示。随着煤层气和水不断开采出, 井口附近的压力下降, 在距离井口处的压力具有较快的下降速度; 注气井附近, CO₂ 的持续流入导致孔隙压力的上升。在注入后期, 孔压呈现了下降的趋势, 主要由于开采井的影响范围已经延伸至注入井区域内。同时, 孔压的波动将会引起相应的煤岩变形。

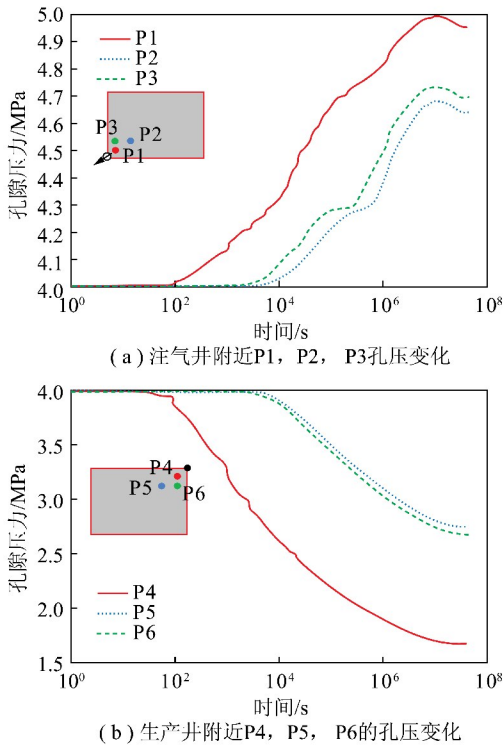


图 8 注气井和生产井附近的孔压变化
 Fig. 8 Evolution of pore pressure at points P1 ~ P6

由图 9(a) 可知, CO₂ 注入和煤层气开采引起的孔压增加和下降导致注入井和开采井附近煤岩的凸起和沉降。在此过程中, 注入井附近的最大垂直位移大约在 5 mm, 大于开采引起的 -1.7 mm。由图 9(b) 可知, 孔压变化量在开采处较大, 这是因为 CO₂ 与 CH₄ 相比较, 引起了更多的吸附变形量。

注气井口处渗透率随时间的演化规律如图 10 所示。由于对称性, 点 P1 和 P2 在水平方向的渗透率变化趋势基本一致。由于水平方向和垂直方向边界约束的不同, 将会引起应力和应变的迥异继而导致渗透率在水平和垂直方向数值的不同, 但两者的变化趋势大体相似。注气初期, 由于孔压和温度的增加促使

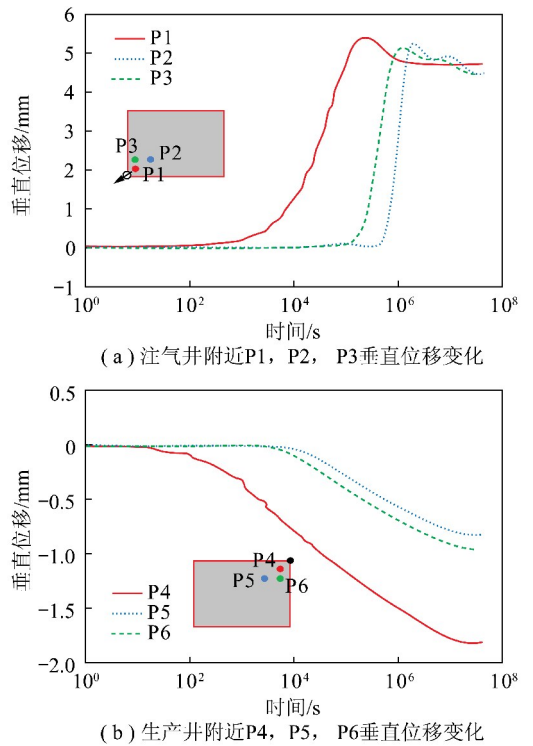


图 9 注气井和生产井附近垂直位移变化

Fig. 9 Evolution of vertical displacement at points P1 ~ P6

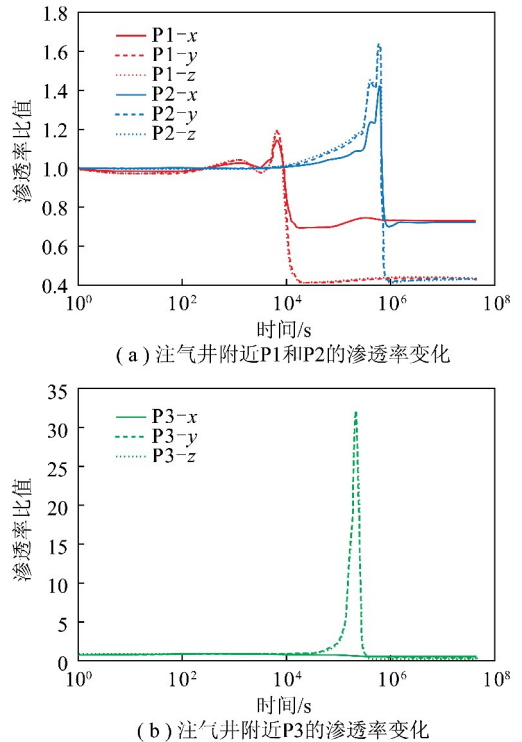


图 10 注气井附近渗透率变化趋势

Fig. 10 Evolution of permeability ratio at points P1 ~ P3

渗透率上升。随着 CO₂ 不断吸附于煤基质表面, 基质块的膨胀将会缩小割理裂隙的张开度从而降低其渗透率。在此过程中, 对比图 11(a) 和 (b) 可知, 剪胀对裂隙张开度的影响远小于有效正应力。为了方

便讨论,可暂时不考虑剪涨效应对渗透率的影响。假设煤岩的单元体四周固定约束,由式(16)可计算得到温度增加 12℃ 将大约引起 2.7 MPa 应力增加量。因此,在注气开采过程中,与孔压和吸附引起的应力变化量一样,温度影响也较为重要。由图 11(a)发现,P3 处 y 和 z 方向的渗透率提升到其初值的 30 倍左右,而在 x 方向的波动范围却相对有限,这主要由在 P3 处各方向不同的应力值和边界条件导致的。

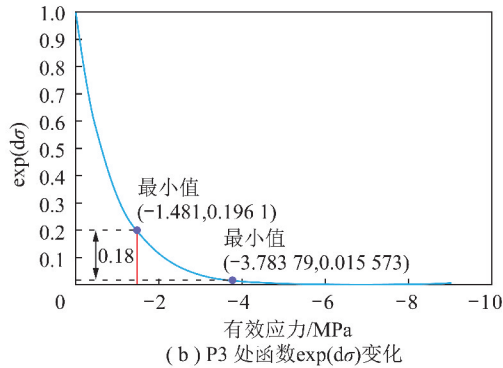
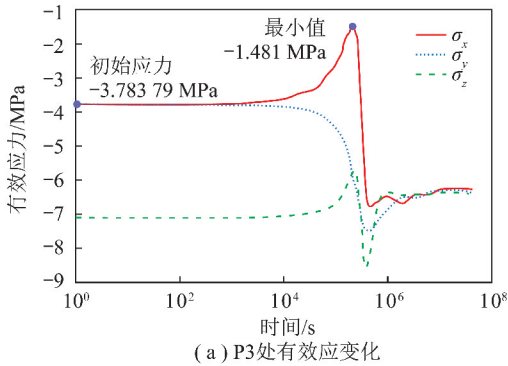


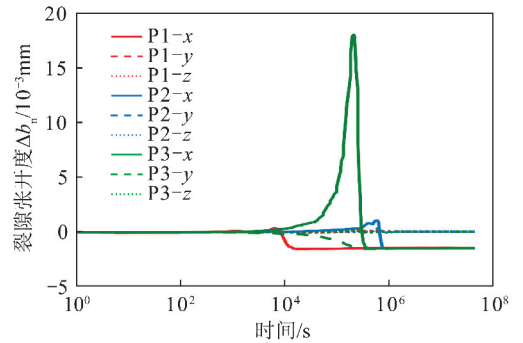
图 11 P3 有效应力和函数 $\exp(d\sigma)$ 变化

Fig. 11 Temporal evolution of normal effective stress and $\exp(d\sigma)$ at P3

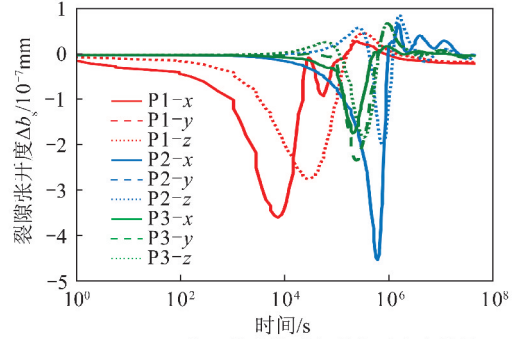
图 11(a)显示了在 P3 处有效正应力随时间的变化。P3 在 x 方向的有效应力先是从 -3.78 MPa 左右减少到 -1.481 MPa (负号表示压应力状态)。有效应力减小的主要原因有:① 孔压的增加;② CH_4 的解吸引起的基质变形;③ 边界位移约束的影响。同时,对比图 12(a)和(b),在此应力变化范围内,式(7)中指数函数变化值较大。在 y 和 z 方向的正应力引起的张开度与 x 方向相比较就显得较小。

开采井附近处的渗透率随时间的演化规律如图 13 所示。渗透率在 P4, P5 和 P6 的变化整体上呈下降趋势,主要因为孔压的降低导致有效应力的不断增加从而进一步压缩裂隙。然而此时 CH_4 解吸引起的基质收缩应变并没有有效的阻止裂隙张开度的缩减。换言之,在开采过程中,与吸附相比,孔压对渗透率的影响更为明显且占有主导作用。

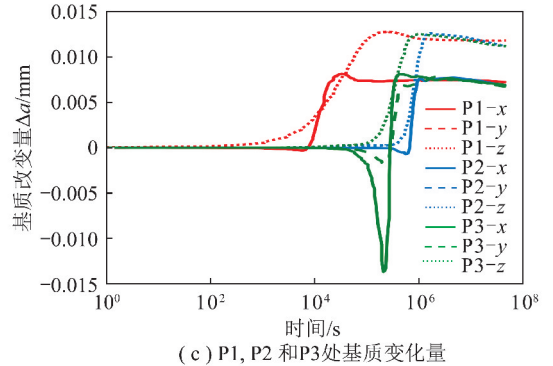
在 CO_2 -ECBM 过程,利用摩尔库伦 (Mohr-Coulomb, 简称 M-C) 屈服准则判定注气和采气井口附近



(a) P1, P2 和 P3 处正应力引起的张开度变化量



(b) P1, P2 和 P3 处剪涨引起的张开度变化量



(c) P1, P2 和 P3 处基质变化量

图 12 注气井附近正应力和剪涨引起的张开度变化量以及基质变化量随时间的演化趋势

Fig. 12 Evolutions of aperture changes induced by normal stress and shear dilation and matrix changes at P1 ~ P3

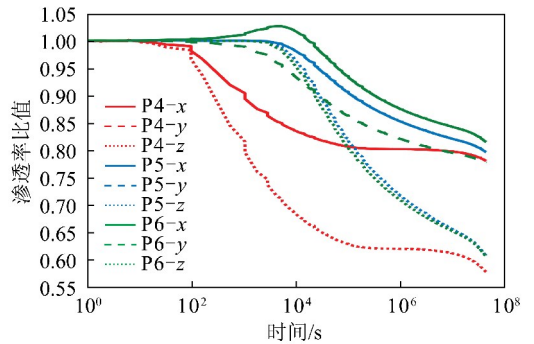
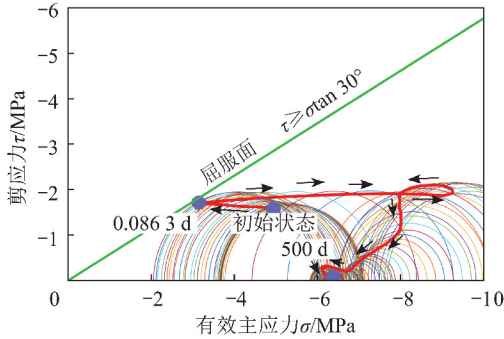


图 13 采气井附近 P4, P5 和 P6 点的渗透率演化曲线

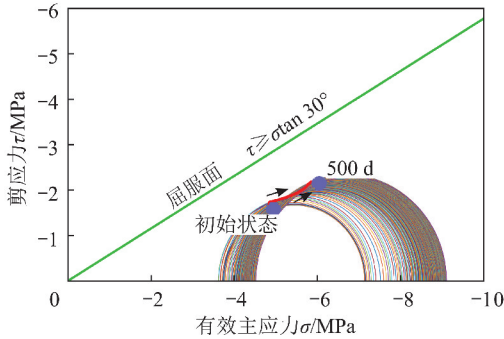
Fig. 13 Evolution of permeability ratio at points P4 ~ P6

区域岩石是否发生应力屈服。M-C 准则表示为: $\tau =$

$\sigma \tan \varphi_c + c_0$ 。其中, c_0 为黏聚力, φ_c 为摩擦角。在本文中, c_0 和 φ_c 分别假设为 0 和 30° [30]。



(a) 注气井附近 P1 应力路径



(b) 采气井附近 P4 应力路径

图 14 应力路径

Fig. 14 Stress path at P1 and P4

图 14 中模拟结果显示, 在煤层气开采过程中, 随着甲烷和水不断被开采出, 孔隙压力将随之降低从而增加有效主应力, 故导致摩尔库伦圆不断远离破坏屈服面。因此, 在开采井口附近没有发生损伤或破坏。在 CO_2 注入煤层的初期, 由于孔压增加以及 CH_4 解吸引起的应力变化, 促使有效主应力不断靠近屈服面。随后, CO_2 的不断地吸附于基质表面, 使得应力莫尔圆偏离屈服面从而将井口附近处的煤岩置于相对较安全的应力状态。因此, 在 CO_2 注入煤层初始应该给予足够的重视, 以防注气井口处发生岩石破坏而产生新的裂纹 [31], 导致 CO_2 和 CH_4 泄露而污染地表水资源。

5.2 耦合效应的影响分析

本节从如下 3 种情况: ① 模型中渗透率和孔隙度为常数, 考虑流体运移 (H); ② 注气开采过程温度保持不变, 仅考虑流体和固体的变形 (HM); ③ 考虑流体运移, 固体变形以及温度变化 3 者的相互作用 (THM), 讨论耦合作用对 CO_2 注入效果以及煤层气开采率的影响。

CO_2 -ECBM 注气开采过程涉及流场、温度场和应力场 3 者之间的相互作用。由图 15, 16 可知, 如果单单考虑流场 (H) 或者流场与固体变形 (HM), 将影响模拟预测结果, 从而降低其准确性。

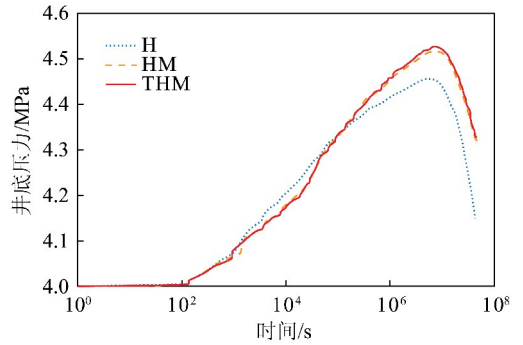
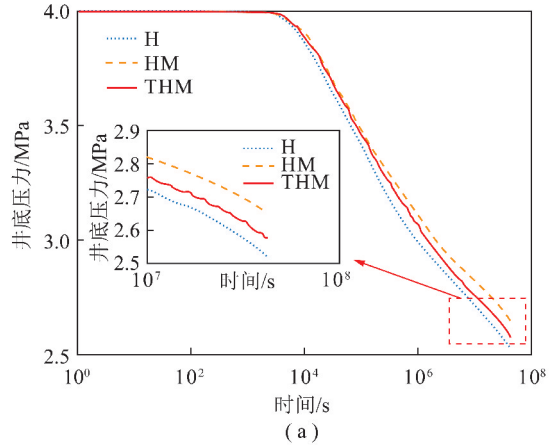
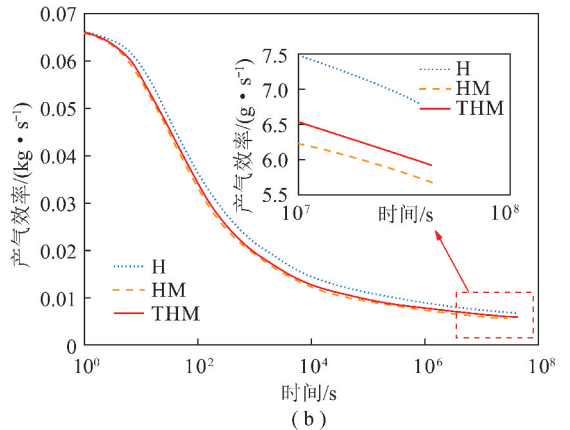


图 15 3 种情况下注气井附近 P1 孔压演化

Fig. 15 Pore pressure versus time at P1 for three different cases



(a)



(b)

图 16 3 种情况下生产井附近 P4 孔压及生产率演化

Fig. 16 Pore pressure and CH_4 mass production rate versus time at P4 for three different cases

6 结 论

(1) 模拟结果显示, 井周渗透率变化在注气过程中高度各向异性, 即便设置初始渗透率各向同性, 计算所得变化后的异向渗透率比值也一度高达 30。

(2) 模拟结果显示, 相对温度, 孔压和吸附作用, 剪胀对裂隙张开度影响不大。储层孔压、应力状态和裂隙几何参数等是影响渗透率和各向异性的决定因素。

(3) 注气开采过程中,注气井附近的孔隙压力由初始的 4 MPa 最大可增加至 5 MPa 左右,最大垂直位移大约在 5 mm;生产井附近的孔压可降至 2 MPa 左右,大约引起的-1.7 mm 的变形量。

(4) 注气初期(2 h 左右)容易造成井口损伤,存在漏气风险。如裂隙连通煤层与含水层,泄漏气体还将导致地下水源污染。生产井注气后期孔压下降,煤层气开采效率随之减小。与注气井不同,生产井孔压起主导作用。注气后期,CO₂ 与孔裂隙煤壁充分吸附,孔压随之减小,进而导致裂隙收缩和渗透率下降,产气越来越少。

参考文献(References):

- [1] LI Xiaochun, FANG Zhiming. Current status and technical challenges of CO₂ storage in coal seams and enhanced coalbed methane recovery; an overview [J]. *International Journal of Coal Science & Technology*, 2014, 1(1): 93-102.
- [2] MASOUDIEN M S. Multiphysics of carbon dioxide sequestration in coalbeds: A review with a focus on geomechanical characteristics of coal [J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2016, 8(1): 93-112.
- [3] KUMAR H, ELSWORTH D, MATHEWS J P, et al. Effect of CO₂ injection on heterogeneously permeable coalbed reservoirs [J]. *Fuel*, 2014, 135: 509-21.
- [4] MASOUDIEN M S, AIREY D W, EL-ZEIN A. A chemo-poro-mechanical model for sequestration of carbon dioxide in coalbeds [J]. *Geotechnique*, 2013, 63(3): 235-243.
- [5] MA T, RUTQVIST J, LIU W, et al. Modeling of CO₂ sequestration in coal seams: Role of CO₂-induced coal softening on injectivity, storage efficiency and caprock deformation [J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2017, 7(3): 562-578.
- [6] 刘延锋, 李小春, 白冰. 中国 CO₂ 煤层储存容量初步评价 [J]. *岩石力学与工程学报*, 2005, 24(16): 2947-2952.
LIU Yanfeng, LI Xiaochun, BAI Bing. Preliminary estimation of CO₂ storage capacity of coalbeds in China [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2005, 24(16): 2947-2952.
- [7] 周末, 冯启言, 李向东, 等. 深部煤层对 CO₂ 地质处置机制及应用前景 [J]. *地球与环境*, 2007, 35(1): 9-14.
ZHOU Lai, FENG Qiyan, LI Xiangdong, et al. Mechanism and application potential of geological sequestration of carbon dioxide in deep coal seams [J]. *Earth and Environment*, 2007, 35(1): 9-14.
- [8] JESSEN K, TANG G Q, KOVSCEK A R. Laboratory and simulation investigation of enhanced coalbed methane recovery by gas injection [J]. *Transport in Porous Media*, 2008, 73(2): 141-159.
- [9] 辜敏, 陈昌国, 鲜学福. 混合气体的吸附特征 [J]. *天然气工业*, 2001, 21(4): 91-94.
GU Min, CHEN Changguo, XIAN Xuefu. Adsorption characters of mixed gas [J]. *Natural Gas Industry*, 2001, 21(4): 91-94.
- [10] WEI Z, ZHANG D. A fully coupled multiphase multicomponent flow and geomechanics model for enhanced coalbed-methane recovery and CO₂ storage [J]. *SPE Journal*, 2013, 18(3): 448-467.
- [11] LIU J, CHEN Z, ELSWORTH D, et al. Interactions of multiple processes during cbm extraction: A critical review [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2011, 87(3): 175-189.
- [12] CUI X, 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] PALMER I, MANSOORI J. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: A new model [A]. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition [C]*. Society of Petroleum Engineers, 1996.
- [14] SEIDLE J R, HUITT L G. Experimental measurement of coal matrix shrinkage due to gas desorption and implications for cleat permeability increases [A]. *International Meeting on Petroleum Engineering [C]*. Society of Petroleum Engineers, 1995.
- [15] 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.
- [16] LI H, SHIMADA S, ZHANG M. Anisotropy of gas permeability associated with cleat pattern in a coal seam of the kushiro coalfield in japan [J]. *Environmental Geology*, 2004, 47(1): 45-50.
- [17] RUTQVIST J, STEPHANSSON O. The role of hydromechanical coupling in fractured rock engineering [J]. *Hydrogeology Journal*, 2003, 11(1): 7-40.
- [18] KOENIG R A, STUBBS P B. Interference testing of a coalbed methane reservoir [A]. *SPE Unconventional Gas Technology Symposium [C]*. Society of Petroleum Engineers, 1986.
- [19] 王媛. 单裂隙面渗流与应力的耦合特性 [J]. *岩石力学与工程学报*, 2002, 21(1): 83-87.
WANG Yuan. Coupling characteristic of stress and fluid flow within a single fracture [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2002, 21(1): 83-87.
- [20] GOODMAN R E. The mechanical properties of joints [A]. *Proc 3rd Int Congr International Society of Rock Mechanics*, 1974, Denver, Colorado [C]. Washington, DC: National Academy of Sciences, 1974: 127-140.
- [21] RUTQVIST J, WU Y S, TSANG C F, et al. A modeling approach for analysis of coupled multiphase fluid flow, heat transfer, and deformation in fractured porous rock [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2002, 39(4): 429-442.
- [22] BAI M, MENG F, ELSWORTH D, et al. Analysis of stress-dependent permeability in nonorthogonal flow and deformation fields [J]. *Rock Mechanics & Rock Engineering*, 1999, 32(3): 195-219.
- [23] ELSWORTH D. Thermal permeability enhancement of blocky rocks: One-dimensional flows [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1989, 26(3): 329-339.
- [24] PRUESS K, OLDENBURG C M, MORIDIS G J. *Tough2 users guide version 2 [M]*. Lawrence Berkeley National Laboratory, 1999.
- [25] PRUESS K, WU Y S. A new semi-analytical method for numerical simulation of fluid and heat flow in fractured reservoirs [J]. *SPE Advanced Technology Series*, 1993, 1(2): 63-72.

- [26] WEBB S W. Eos7c-ecbm version 1.0; Additions for enhanced coal bed methane including the dusty gas model [R]. Canyon Ridge Consulting Report, Sandia Park, Nm, 2011.
- [27] LAW DAVID H S, MEER L G H Van Der, GUNTER W D. Numerical simulator comparison study for enhanced coalbed methane recovery processes, part I: pure carbon dioxide injection [A]. SPE Gas Technology Symposium [C]. Society of Petroleum Engineers, 2002.
- [28] WANG G X, MASSAROTTO P, RUDOLPH V. An improved permeability model of coal for coalbed methane recovery and CO₂ geo-sequestration [J]. International Journal of Coal Geology, 2009, 77(1):127-136.
- [29] VAN GOLFRACHT T D. Fundamentals of fractured reservoir engineering [M]. Elsevier, 1982.
- [30] GU F, CHALATURNYK R J. Numerical simulation of stress and strain due to gas sorption/desorption and their effects on in situ permeability of coalbeds [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006, 45(10):52-62.
- [31] 李琦, 井淼. CO₂ 注入引起井筒周围岩石损伤的热孔耦合分析 [J]. 岩石力学与工程学报, 2013, 32(11):2205-2213.
- LI Qi, JING Miao. Thermo-poroelastic coupling analysis of rock damage around wellbore due to CO₂ injection [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2013, 32(11):2205-2213.