

DOI: 10.16285/j.rsm.2015.03.016

页岩储层裂隙渗透率模型和试验研究

张宏学^{1,2}, 刘卫群¹, 朱 立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. 安徽理工大学 理学院, 安徽 淮南 232001)

摘 要: 页岩储层的裂隙渗透率是评价页岩气开采的重要参数, 基于裂隙法向刚度的概念, 考虑页岩储层变形过程中裂隙系统和基质系统之间的相互作用以及页岩气解吸引起的体应变, 提出了与有效应力相关的页岩储层的渗透率模型。然后分别分析了页岩气藏在单轴应变和常体积条件下的渗透率模型, 分析表明, 单轴应变和常体积条件下 (3 个方向的总应变都为 0) 的裂隙渗透率模型完全一致。采用脉冲衰减渗透率仪测试了煤系页岩的裂隙渗透率, 当有效应力从 0.7 MPa 增加到 14.5 MPa 时, 渗透率从 $41.81 \times 10^{-17} \text{ m}^2$ 降到 $5.43 \times 10^{-17} \text{ m}^2$ 。为了阐述渗透率模型的有效性, 利用煤系页岩的渗透率数据对有效应力-渗透率模型进行拟合。结果表明, 当裂隙的法向刚度、张开度和煤系页岩的初始渗透率分别为 57 922.5 MPa/m、0.000 17 m 和 $50.15 \times 10^{-17} \text{ m}^2$ 时, 有效应力-渗透率模型和煤系页岩的渗透率拟合程度较好。然后利用现场渗透率数据对该模型进行拟合, 结果表明, 当裂隙的法向刚度和张开度的关系符合反比例函数时, 拟合程度非常好。该渗透率模型适合于单轴应变、常体积和常围压条件, 可用于描述页岩气开采过程中页岩储层裂隙渗透率随孔隙压力的变化规律。同时, 该渗透率模型和 P&M 模型以及 S&D 模型进行了比较, 结果表明, 该渗透率模型的拟合结果与 S&D 模型基本一致, 但与 P&M 模型存在一定的差别。

关 键 词: 煤系页岩; 基质收缩; 双重孔隙介质; 裂隙渗透率; 裂隙法向刚度

中图分类号: TU411

文献标识码: A

文章编号: 1000-7598 (2015) 03-719-11

Fracture permeability model and experiments of shale gas reservoirs

ZHANG Hong-xue^{1,2}, LIU Wei-qun¹, ZHU Li¹

(1. State Key Laboratory for Geomechanics & Deep Underground Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221116, China;

2. College of Sciences, Anhui University of Science & Technology, Huainan, Anhui 232001, China)

Abstract: The fracture permeability of shale gas reservoirs is an important parameter when estimating the shale gas extraction. On the basis of the fracture normal stiffness concept, the effective stress-dependent permeability model for shale gas reservoirs is proposed, which considers fracture-matrix interaction and gas desorption induced volumetric strain during shale formation deformation processes. Then, the models for gas shale under uniaxial strain and constant volume conditions are analyzed. Theoretical analysis indicates that the fracture permeability model under uniaxial strain conditions is consistent with the one under constant volume conditions (the total strains in all directions are equal to zero). The fracture permeability of shale in coal measures is measured with pulse decay permeameter. Permeability decreases from $41.81 \times 10^{-17} \text{ m}^2$ to $5.43 \times 10^{-17} \text{ m}^2$ while effective stress increases from 0.7 MPa to 14.5 MPa. To verify the effective stress-dependent permeability model, first, the effective stress-permeability model is calibrated with fracture permeability data. Results indicate a good match with the permeability of shale while the fracture normal stiffness, the aperture and the initial fracture permeability are 57 922.5 MPa/m, 0.000 17 m, and $50.15 \times 10^{-17} \text{ m}^2$, respectively. Then, the permeability model is calibrated with field measured permeability. Results show a remarkable match with the field permeability when the relationship between the fracture normal stiffness and the fracture aperture conforms to the inverse proportional function. The proposed permeability model is adaptable to uniaxial strain, constant volume and constant confining stress conditions. It can describe the changes of the fracture permeability of shale formation with pore pressure during shale gas extraction. And then, the comparison between the proposed model and other models is made. Results demonstrate that the match results of the permeability model are basically consistent with S&D model, but showing a bad match with P&M model.

Keywords: shale in coal measures; matrix shrinkage; dual porosity medium; fracture permeability; fracture normal stiffness

收稿日期: 2014-10-18

基金项目: 江苏省 2013 年度普通高校研究生科研创新计划(CXLX13_934); 国家“973 计划”(No.2015CB251600); 江苏省自然科学基金(No.BK20141125)。第一作者简介: 张宏学, 男, 1982 年生, 博士研究生, 讲师, 主要从事地下岩体渗流理论、天然气开采相关关键力学问题等方面的研究与教学工作。E-mail: hxzhang@aust.edu.cn

1 引言

页岩气是一种非常重要的非常规天然气资源,预计到 2035 年,美国页岩气年产量可达 $3.4 \times 10^{10} \text{ m}^3$,占天然气总产量的 45%^[1]。而中国页岩气资源量约为 $21 \times 10^{12} \sim 45 \times 10^{12} \text{ m}^3$,与美国页岩气资源量 $28.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 相当^[2],因此,规模开采页岩气可有效缓解我国天然气供需矛盾,调整能源结构。为了加快我国页岩气发展步伐,已制定《页岩气发展规划(2011–2015)》,规划明确要求“推进页岩气等非常规油气资源开发利用”。

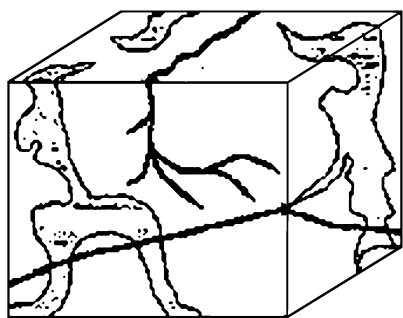


图1 页岩实际储层示意图^[3]
Fig.1 Sketch of shale reservoir^[3]

由于页岩基质的致密性和不均匀性,页岩气藏是典型的双重孔隙介质(裂隙系统和基质系统)^[3],如图1所示。由于上覆岩层重力的影响,认为页岩气主要是通过垂直于层界面的裂隙流动,因此,可将页岩气藏简化为火柴杆模型^[4–5],如图2所示,每一根火柴杆表示一个页岩基质,火柴杆的间距表示裂隙。页岩气主要吸附在页岩基质的微孔表面,而裂隙则是页岩气的主要流动通道。随着页岩气的开采,储层压力降低,有效应力增加,导致裂隙压缩,渗透率降低。而储层压力降低又会引起页岩气解吸,同时页岩基质收缩,进而增大了裂隙的张开度,导致渗透率增加。由此可见,基质收缩和裂隙压缩对页岩储层渗透率的影响是相反的。因此,正确认识页岩气开采过程中由于储层压力的变化和基质收缩引起的渗透率变化规律,对页岩气的开采以及利用 CO_2 提高页岩气采收率显得至关重要。

目前,页岩渗透率随储层压力的变化规律可通过现场多井试井、室内试验和理论模型来获得,但现场多井试井方法费用太高,因此,国内外学者^[6–8]主要采用瞬态脉冲试验来研究页岩渗透率与有效应力的关系,测试结果表明,随着有效应力的增加,页岩渗透率按指数规律降低。尽管如此,瞬态脉冲试验还是存在一定的局限性:①岩样内部孔隙压力的不确定性;②测试时间太长;③对于低渗透致密岩石,瞬态脉冲试验测试的渗透率范围局限在

$1 \times 10^{-16} \sim 1 \times 10^{-21} \text{ m}^2$ 之间,若采用较大的储气室,可将渗透率的测试范围扩大至 $1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$,甚至更大;④由于岩样尺度和取芯诱导微裂隙的影响,岩样的测试结果并不能代表整个页岩气藏。页岩渗透率模型方面的研究较少^[9–11],且均是采用理论与试验相结合的方法,得到的渗透率表达式只能用于计算某一特定应力状态下页岩的渗透率,不能预测页岩气开采过程中由于孔隙压力的变化和基质收缩引起的渗透率变化规律。Gray^[12]假设垂直应力不变以及水平应力的变化与气体压力和吸附应变有关,首次量化了煤储层渗透率与有效应力的关系。随后,许多预测渗透率的模型相继提出,其中比较经典的模型有 Palmer-Mansoori 模型(P&M 模型)^[13]、Shi-Durucan 模型(S&D 模型)^[14]以及 Cui-Bustin 模型(C&B 模型)^[15]。Palmer 等^[13]在各向同性线弹性的假设下,由甲烷解吸引起的体应变推导出孔隙度,然后根据渗透率和孔隙度之间的三次方关系,得到适合于单轴应变的渗透率理论模型。Shi 等^[14]将煤层简化为理想的捆绑火柴杆模型,推导出煤层有效水平主应力的表达式,然后根据渗透率和有效水平应力之间的关系式,得到了单轴应变条件下煤层的动态渗透率模型。Cui 等^[15]首先根据甲烷的解吸和有效应力分别计算基质和孔隙的体应变,然后由孔隙度的定义推导出裂隙的孔隙度,最后根据渗透率和孔隙度之间的三次方关系,得到了单轴应变条件下煤层的渗透率模型。Robertson 等^[16]将煤层简化为立方体几何模型,认为裂隙张开度的变化主要是由孔隙体积压缩、基质压缩和吸附引起的应变引起的,建立了煤层裂隙的渗透率模型,该模型同样没有考虑裂隙和基质之间的相互作用。Zhang 等^[17]考虑吸附引起的煤基质变形对裂隙煤层的影响,基于孔隙度和渗透率之间的三次方关系,建立了裂隙煤层的渗透率模型。上述模型均有助于理解渗透率变化的原因,但忽略了煤或页岩作为典型的双重孔隙介质的特征。Harpalani 等^[5]将煤层简化为火柴杆束模型,考虑基质收缩对裂隙渗透率的影响,根据裂隙渗透率的表达式,建立了裂隙渗透率模型,该模型仅仅考虑了水平应力的变化对基质变形的影响,没有考虑上覆岩层重力对基质变形的影响。Bustin 等^[18]利用文献[15]的渗透率模型表征页岩储层的裂隙渗透率,并基于渗透率和有效应力之间的指数关系,建立了单轴应变条件下的渗透率模型,用来表征页岩储层的基质渗透率,通过基质和裂隙的渗透率模型模拟了页岩气井的开采,分析了影响页岩气采收率的因素。Liu 等^[19]基于内部膨胀应力,考虑煤层变形过程中裂隙和基质的相互作用,提出了适合于单轴应变和常围压条件的渗透率模型,该

模型不能解释变围压条件下的渗透率数据。Gu 等^[20]将煤层简化为火柴杆束模型, 基于地质力学以及考虑地应力、孔隙压力、解吸附和热膨胀等因素的变化, 建立了能够预测煤层裂隙渗透率和孔隙度变化的模型, 但该模型没有考虑裂隙和基质之间的相互作用。在双重介质模型中, 由于页岩储层裂隙中的岩屑和压裂液中支撑剂对页岩基质和裂隙变形的影响, 建立渗透率模型时必须考虑裂隙和基质之间的相互作用。换言之, 页岩储层基质的变形量不完全等于裂隙的变形量。

本文基于捆绑的火柴杆模型和多孔弹性力学基本原理, 考虑页岩储层变形过程中裂隙系统和基质系统之间的相互作用以及页岩气解吸引起的体应变, 提出了与有效应力相关的渗透率模型, 进而分析了页岩气藏在单轴应变和常体积条件下的渗透率模型。最后, 利用煤系页岩的室内渗透率数据和 San Juan 盆地的现场渗透率数据拟合本文的渗透率模型, 并与其他渗透率模型进行对比分析, 验证了本文渗透率模型的有效性。

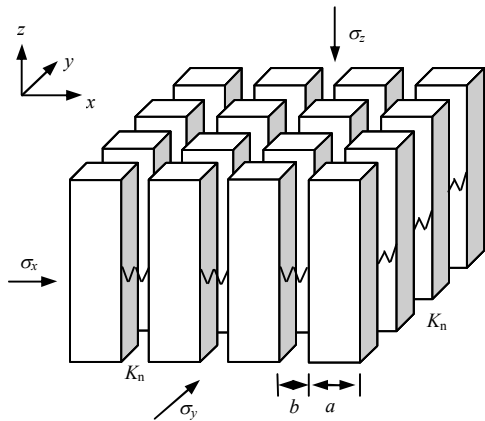


图2 修改的捆绑火柴杆几何图形

Fig.2 A modified bundled-matchstick geometry model

2 渗透率模型

本文渗透率模型的推导均是基于以下假设: ①页岩是弹性双重孔隙介质; ②页岩是均质的, 各向同性的; ③页岩气藏是等温的; ④页岩地层的变形符合小变形假设; ⑤页岩气藏中流动的气体为单一组分气体; ⑥页岩气藏中的气体是理想气体, 处于饱和状态。

2.1 有效应力-渗透率模型

利用修改的捆绑火柴杆几何图形来表示页岩储层, 如图2所示。对于捆绑的火柴杆几何图形, 页岩裂隙的初始孔隙度可用下式^[21]表示:

$$\phi = \frac{2b}{a} \quad (1)$$

式中: ϕ 为裂隙的孔隙度; a 为页岩基质块的宽度 (mm); b 为裂隙的张开度 (mm)。

对于捆绑的火柴杆模型, 在静水围压条件下, 裂隙的渗透率 k 是裂隙张开度 b 和基质块宽度 a 的函数, 其表达式为^[22]

$$k = \frac{b^3}{12a} \quad (2)$$

如果已知基质块的宽度和裂隙的张开度, 那么裂隙的渗透率即可利用式 (2) 计算。通过式 (2) 所计算的渗透率是页岩储层某一特定应力状态下的渗透率, 并不能反映出页岩气开采过程中页岩储层渗透率的动态变化规律。式 (2) 表明, 由于裂隙张开度三次方的影响, 与基质块的宽度相比, 渗透率主要取决于裂隙的张开度。假设裂隙张开度的变化仅仅是由有效应力的变化引起的, 则式 (2) 两端同时对有效应力求导, 可得如下方程:

$$\frac{dk}{d\sigma_e} = \frac{3b^2}{12a} \frac{db}{d\sigma_e} \quad (3)$$

式中: $db/d\sigma_e$ 表示有效应力变化 $d\sigma_e$ 时所引起的裂隙张开度变化为 db 。

为了预测渗透率的动态变化规律, 首先要清楚影响裂隙张开度变化的因素有哪些。随着页岩气的开采, 储层压力下降, 导致吸附在页岩基质表面的气体解吸, 与此同时基质收缩, 而基质收缩会导致裂隙张开度的增大。另外, 储层压力下降, 有效应力增加, 裂隙张开度减小。因此, 在页岩气的开采过程中, 影响渗透率的因素主要有吸附/解吸引起的体应变和有效应力。下文将推导 $\Delta b/\Delta\sigma_e$ 的具体表达式, 提出页岩气开采过程中页岩储层与有效应力相关的动态渗透率变化模型。

从上述双重孔隙介质模型中取出一个特征单元, 该特征单元由一个页岩基质块和其周围的半个裂隙体组成, 如图3所示, 实线构成的几何图形表示基质块, 虚线构成的几何图形表示特征单元。

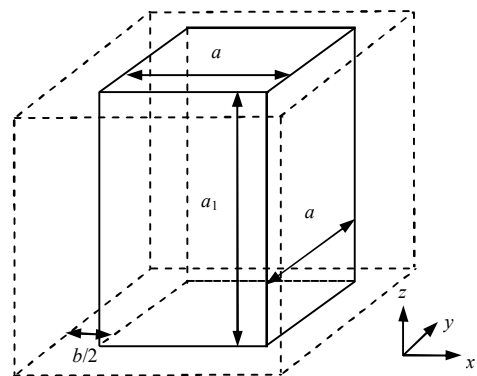


图3 重孔隙介质中的特征单元

Fig.3 Characteristic element in the dual-porosity medium

特征单元体沿水平方向 (x 或 y 方向) 的总变形量等于裂隙变形量和基质块变形量之和, 可表示为

$$\Delta u_t = \Delta b + \Delta u_r \quad (4)$$

式中: Δu_t 、 Δb 和 Δu_r 分别为特征单元体、裂隙和基质块沿水平方向的变形量(mm)。

因此, 裂隙的变形量可按照应变形式表示为

$$\Delta b = (a + b) \Delta \varepsilon_t - a \Delta \varepsilon_r \quad (5)$$

式中: a 和 b 分别为水平方向基质块的宽度和裂隙的张开度(mm); $\Delta \varepsilon_t$ 和 $\Delta \varepsilon_r$ 分别为特征单元体和基质块沿水平方向的线应变; Δb 为裂隙张开度的变形量(mm)。

考虑到裂隙的张开度 b 远小于基质块水平方向的宽度 a , 式 (5) 可简化为

$$\Delta b = a \Delta \varepsilon_t - a \Delta \varepsilon_r \quad (6)$$

根据胡克定律和解吸引起的体应变, 得到特征单元体沿水平方向的线应变为

$$\Delta \varepsilon_t = \frac{1}{E_t} [\Delta \sigma_{ex} - \mu (\Delta \sigma_{ey} + \Delta \sigma_{ez})] - \Delta \varepsilon_{sx} \quad (7)$$

式中: E_t 为特征单元体的弹性模量(MPa); $\Delta \sigma_{ex}$ 、 $\Delta \sigma_{ey}$ 和 $\Delta \sigma_{ez}$ 分别为裂隙与基质块间的相互作用力有效应力(MPa); μ 为泊松比; $\Delta \varepsilon_{sx}$ 为解吸引起的 x 方向的线应变。

同样基于胡克定律和解吸引起的体应变, 页岩基质块沿水平方向的线应变可表示为

$$\Delta \varepsilon_r = \frac{1}{E} [\Delta \sigma_{ex} - \mu (\Delta \sigma_{ey} + \Delta \sigma_{ez})] - \Delta \varepsilon_{sx} \quad (8)$$

式中: E 为页岩基质的弹性模量(MPa)。

将式 (7)、(8) 代入式 (6), 得到由于有效应力和气体吸附/解吸量的变化引起的裂隙张开度变化量的表达式为

$$\Delta b = \left(\frac{a}{E_t} - \frac{a}{E} \right) [\Delta \sigma_{ex} - \mu (\Delta \sigma_{ey} + \Delta \sigma_{ez})] \quad (9)$$

特征单元体的弹性模量与页岩基质和裂隙的性质有着如下的关系^[23]:

$$\frac{1}{E_t} = \frac{1}{E} + \frac{1}{K_n a} \quad (10)$$

式中: K_n 为裂隙的法向刚度(MPa/m)。

将式 (10) 代入式 (9), 得到裂隙沿水平方向的位移为

$$\Delta b = -\frac{1}{K_n} [\Delta \sigma_{ex} - \mu (\Delta \sigma_{ey} + \Delta \sigma_{ez})] \quad (11)$$

式中: 负号表明裂隙沿 x 方向的应变为压应变。

将式 (11) 代入式 (3) 进行简化, 得到如下表达式:

$$\frac{dk}{k} = -\frac{3}{K_n b} [d\sigma_{ex} - \mu (d\sigma_{ey} + d\sigma_{ez})] \quad (12)$$

假设裂隙的法向刚度 K_n 为常数, 对式 (12) 进行积分, 并除以裂隙的初始渗透率 k_0 , 即可得到有效应力-渗透率的关系式为

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left\{ -\frac{3}{K_n b_0} [(\sigma_{ex} - \sigma_{ex0}) - \mu (\sigma_{ey} - \sigma_{ey0} + \sigma_{ez} - \sigma_{ez0})] \right\} \quad (13)$$

式中: b_0 为裂隙的初始张开度; σ_{ex0} 、 σ_{ey0} 和 σ_{ez0} 分别为初始有效应力(MPa); 下标 0 表示初始时刻, 下同。

式 (13) 即为页岩气开采过程中页岩储层的有效应力-渗透率模型, 该模型不仅能够用于解释瞬态脉冲试验结果, 还能用来预测页岩气开采过程中渗透率随有效应力的变化规律。

若按照应变形式, 式 (10) 可进一步表示为有效应变-渗透率的关系式

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left[-\frac{3E}{K_n b_0} (\varepsilon_{ex} - \varepsilon_{ex0}) \right] \quad (14)$$

式中: ε_{ex} 和 ε_{ex0} 分别为裂隙沿 x 方向的有效应变和初始有效应变。

如果考虑裂隙张开度和裂隙系统渗透率的各向异性, 采用同样的推导方法即可得到裂隙系统在 x 和 y 方向的渗透率变化模型:

$$\left. \begin{aligned} \frac{k_x}{k_{x0}} &= \exp \left\{ -\frac{3}{K_{nx} b_{x0}} [(\sigma_{ex} - \sigma_{ex0}) - \mu (\sigma_{ey} - \sigma_{ey0} + \sigma_{ez} - \sigma_{ez0})] \right\} \\ \frac{k_y}{k_{y0}} &= \exp \left\{ \left[-\frac{3}{K_{ny} b_{y0}} (\sigma_{ey} - \sigma_{ey0}) - \mu (\sigma_{ex} - \sigma_{ex0} + \sigma_{ez} - \sigma_{ez0}) \right] \right\} \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

式中: k_x 和 k_y 分别为裂隙沿 x 和 y 方向的渗透率; k_{x0} 和 k_{y0} 分别为裂隙沿 x 和 y 方向的初始渗透率; b_{x0} 和 b_{y0} 分别为裂隙沿 x 和 y 方向的初始张开度; K_{nx} 和 K_{ny} 分别为裂隙沿 x 和 y 方向的法向刚度。

按照应变形式, 式 (15) 可进一步表示为有效应变-渗透率的关系式:

$$\left. \begin{aligned} \frac{k_x}{k_{x0}} &= \exp \left[-\frac{3E}{K_{nx} b_{x0}} (\varepsilon_{ex} - \varepsilon_{ex0}) \right] \\ \frac{k_y}{k_{y0}} &= \exp \left[-\frac{3E}{K_{ny} b_{y0}} (\varepsilon_{ey} - \varepsilon_{ey0}) \right] \end{aligned} \right\} \quad (16)$$

目前关于页岩气藏的开采是处于单轴应变条件还是常体积条件存在一定的争议, P&M 模型、S&D 模型和 C&B 模型均是在单轴应变条件下提出的, 而 Massarotto 等^[24]研究表明, 在煤层气的开采期间, 煤层气藏实际上是处于常体积条件下, 储层上覆岩层的抗弯强度和抗拉强度能够维持煤储层的常体积在原始体积的 99.72%~99.75% 之间。下文将分别讨论页岩气藏在单轴应变和常体积条件下的渗透率模型。

2.2 单轴应变条件下的渗透率模型

单轴应变是指储层的侧边界是固定位移边界, 不能移动, 即储层内部的任意位置没有横向应变, 只有一个主应变分量不等于 0。

类似于多孔弹性力学的本构方程, 页岩储层变形的应力 σ_{ij} 和应变 ε_{ij} 关系为

$$\sigma_{ij} = \lambda \varepsilon_{kk} \delta_{ij} + 2G \varepsilon_{ij} + \alpha p \delta_{ij} + K \varepsilon_s \delta_{ij} \quad (17)$$

式中: p 为孔隙压力; λ 和 G 为拉梅常数, $\lambda = E\mu / [(1+\mu)(1-2\mu)]$, $G = E / [2(1+\mu)]$; δ_{ij} 为克罗内克符号, $\delta_{ij} = \begin{cases} 1, & i=j \\ 0, & i \neq j \end{cases}$; ε_{kk} 为体应变, $\varepsilon_{kk} = \varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33}$; K 为体积模量, $K = \frac{E}{3(1-2\mu)}$; α 为 Biot

系数, $\alpha = 1 - K/K_s$, K_s 为固体颗粒的体积模量。

由式 (17) 可得有效应力的表达式为

$$\sigma_{eij} = \sigma_{ij} - \alpha p \delta_{ij} = \lambda \varepsilon_{kk} \delta_{ij} + 2G \varepsilon_{ij} + K \varepsilon_s \delta_{ij} \quad (18)$$

根据现场实际情况, 假设页岩储层处于单轴应变 (即 $\varepsilon_x = \varepsilon_y = 0$, $\varepsilon_z \neq 0$) 和常储层压力 ($\sigma_z = \text{常数}$) 条件下, 根据式 (18) 得到有效水平应力 σ_x 或 σ_y 的表达式为

$$\sigma_{ex} = \sigma_{ey} = \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_{ez} + \frac{E}{3(1-\mu)} \varepsilon_s \quad (19)$$

根据式 (19), 可得有效水平应力的变化量为

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{ex} - \sigma_{ex0} &= \frac{\mu}{1-\mu} (\sigma_{ez} - \sigma_{ez0}) + \frac{E}{3(1-\mu)} (\varepsilon_s - \varepsilon_{s0}) \\ \sigma_{ey} - \sigma_{ey0} &= \frac{\mu}{1-\mu} (\sigma_{ez} - \sigma_{ez0}) + \frac{E}{3(1-\mu)} (\varepsilon_s - \varepsilon_{s0}) \\ \sigma_{ez} - \sigma_{ez0} &= -(p - p_0) \end{aligned} \right\} \quad (20)$$

将式 (20) 代入式 (13), 可得到如下方程:

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left[-\frac{E}{K_n b_0} (\varepsilon_s - \varepsilon_{s0}) \right] \quad (21)$$

气体吸附引起的体应变满足 Langmuir 型曲线^[25],

因此, 本文利用 Langmuir 方程计算吸附产生的体应变为

$$\varepsilon_s = \varepsilon_L \frac{p}{p + p_L} \quad (22)$$

式中: ε_L 为 Langmuir 体积应变, 表示在无穷大的孔隙压力作用下吸附所引起的体应变; p_L 为 Langmuir 压力常数(MPa), 表示吸附引起的体应变等于 $0.5\varepsilon_L$ 时的孔隙压力。

将式 (22) 代入式 (21), 可得

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left[-\frac{E}{K_n b_0} \frac{\varepsilon_L p_L (p - p_0)}{(p + p_L)(p_0 + p_L)} \right] \quad (23)$$

式 (23) 即为页岩气藏在单轴应变条件下的渗透率变化模型, 可用于描述页岩气开采过程中页岩储层渗透率随孔隙压力的动态变化规律。

2.3 常体积条件下的渗透率模型

常体积是指储层四周边界均是固定位移边界, 不能移动, 即 3 个总应变均等于 0^[26]。

根据式 (17), 式 (14) 中的有效应变可表示为

$$\Delta \varepsilon_{ei} = \Delta \varepsilon_{ti} + \Delta \varepsilon_{si}, \quad i = x, y \quad (24)$$

在常体积条件下, 当储层 3 个方向的总应变均为 0, 即 $\Delta \varepsilon_{ti} = 0$, 并假设解吸/吸附引起的 3 个方向的线应变相等, 则式 (24) 可简化为

$$\Delta \varepsilon_{ei} = \Delta \varepsilon_{si} = \frac{1}{3} \Delta \varepsilon_s, \quad i = x, y \quad (25)$$

将式 (25) 代入式 (14), 可得到如下方程:

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left[-\frac{E}{K_n b_0} \frac{\varepsilon_L p_L (p - p_0)}{(p + p_L)(p_0 + p_L)} \right] \quad (26)$$

式 (26) 即为页岩气藏在常体积条件下的渗透率变化模型。

上述分析表明, 页岩气藏在单轴应变和常体积条件下 (常体积条件的特殊情况: 3 个方向的总应变均为 0) 的渗透率模型完全一致, 利用本文基于捆绑的火柴杆模型和多孔弹性力学基本原理所提出的渗透率变化模型预测页岩气藏渗透率变化规律, 可解决页岩气藏在开采过程中是处于单轴应变条件还是常体积条件的争议。

3 渗透率模型的有效性

3.1 有效应力-渗透率模型的有效性

式 (13) 为页岩的有效应力-渗透率模型, 为了验证该渗透率模型的有效性, 利用瞬态脉冲试验测

试的煤系页岩裂隙渗透率对该渗透率模型进行拟合,从而可确定最合理的拟合参数。该试验采用的设备是脉冲衰减渗透率测定仪,测量范围为 $10 \times 10^{-14} \sim 10 \times 10^{-20} \text{ m}^2$, 试验气体为高纯氮气, 试验所用页岩取自西山煤电集团屯兰煤矿 2[#]煤层顶板, 试验岩样的直径和长度分别为 25、50 mm。试验方案为: 孔隙压力保持 4.8 MPa 不变, 分别测试页岩岩样在 5.5、9.0、12.4、15.9、19.3 MPa 围压下的渗透率。瞬态脉冲衰减试验装置如图 4 所示^[9]。图中, p_c 为静围压(MPa); V_p 为岩样孔隙体积(m^3); $V_1 \sim V_4$ 分别为容器 1~4 的体积(m^3); Δp 为容器 2、3 绝对压力的差值(MPa)。

试验原理和试验过程为^[6]: 首先将岩芯放入岩芯夹持器, 打开注入阀和阀门 1~4, 所有的容器将会达到试验设定压力, 此时容器 2、3 的压力分别为 p_2 、 p_3 , 岩样内部的孔隙压力为 p_p 。同时对试样施加围压, 当达到试验设定的有效压力 ($p_c - p_p$) 时, 将容器 2 的压力增加 Δp (小于初始孔隙压力的 15%), 导致岩样两端产生压差, 此时容器 2 的压力开始衰减, 容器 3 的压力开始增加, 一段时间之后, 容器 2、3 的压力接近平衡压力 p_c , 容器 2、3 的压力监测要一直持续到这两个容器的压差 ($p_2 - p_3$) 降到初始压差的 40%~50% 以下, 并绘出 $\lg(\Delta p) - t$ 线。 $\lg(\Delta p) - t$ 曲线通过方程 $p_2 - p_3 = \Delta p e^{-\theta t}$ 拟合, 可确定参数 θ 为

$$\theta = (kA/\eta\beta L)(1/V_2 + 1/V_3) \quad (27)$$

式中: k 为渗透率(m^2); A 为试样横截面积(m^2); L 为试样长度(m); η 为流体动力黏度(MPa·s); β 为流体压缩系数(MPa^{-1})。

式 (27) 中只有渗透率 k 为未知量, 从而通过式 (27) 即可获得岩样的渗透率。

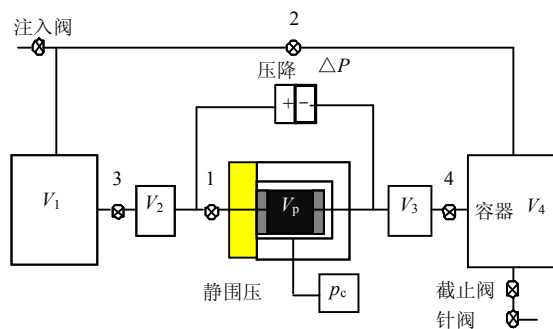


图 4 瞬态脉冲衰减试验装置示意图
Fig.4 Sketch of transient pulse decay experiment apparatus

通过瞬态脉冲试验测试的煤系页岩裂隙渗透率

数据如表 1 所示, 当围压和孔隙压力分别为 5.5 MPa 和 4.8 MPa 时, 煤系页岩的裂隙渗透率约为 $41.81 \times 10^{-17} \text{ m}^2$, 当围压增加到 19.3 MPa 时, 渗透率降到 $5.43 \times 10^{-17} \text{ m}^2$ 。该渗透率模型和煤系页岩裂隙渗透率数据的拟合结果如图 5 所示。

表 1 煤系页岩裂隙渗透率

Table 1 Fracture permeability of shale in coal measures

测试岩样	围压 p_c/MPa	孔压 p_p/MPa	有效应力 $p_c - p_p/\text{MPa}$	渗透率 $/10^{-17} \text{ m}^2$
SF1-1	5.5	4.8	0.7	41.81
SF1-2	9.0	4.8	4.2	18.36
SF1-3	12.4	4.8	7.6	10.33
SF1-4	15.9	4.8	11.1	7.02
SF1-5	19.3	4.8	14.5	5.43

图 5 表明, 随着有效应力的增加, 煤系页岩裂隙渗透率按指数规律降低, 有效应力-渗透率模型的拟合结果同样按指数规律降低。当裂隙的法向刚度、裂隙的张开度和煤系页岩的初始裂隙渗透率分别取值为 57 922.5 MPa/m、0.000 17 m 和 $50.15 \times 10^{-17} \text{ m}^2$ 时, 有效应力-渗透率模型与煤系页岩的渗透率拟合程度较好。因此, 本文所提出的有效应力-渗透率模型能够用于解释瞬态脉冲试验所测试的渗透率随有效应力的变化规律。

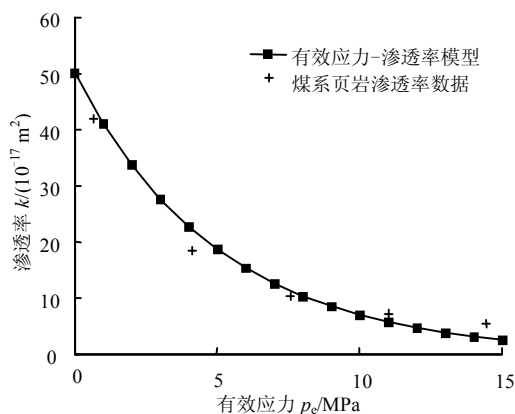


图 5 有效应力-渗透率模型与煤系页岩渗透率数据的匹配
Fig.5 Calibration between effective stress-permeability model and permeability data for shale in coal measures

3.2 单轴应变条件下渗透率模型的有效性

为了阐述本文所提出的渗透率模型(即 F&P 模型)的有效性和正确性, 首先通过不同法向刚度(分别取值为 67 573、71 570、75 570、81 570、87 570、93 570 MPa/m)和不同裂隙张开度(分别取值为 0.005、0.01、0.015、0.02、0.03、0.04 mm)条件下的渗透率模型对 San Juan 盆地现场实测的渗透率数据进行拟合, 然后与经典的 Palmer-Mansoori 模型(P&M 模型)和 Shi-Durucan 模型(S&D 模型)进行比较,

现场渗透率数据以及用于渗透率模型比较的参数值分别见表 2^[14]和表 3^[14-15]。本文渗透率模型和现场

实测渗透率数据以及其他模型的对比结果如图 6~8 所示。

表 2 现场渗透率数据

Table 2 Field permeability data

储层压力 p/MPa	0.10	0.35	0.79	1.10	1.38	2.07	2.76	3.45	4.14	4.83	5.52
渗透率比值 k/k_0	7.30	6.62	5.65	4.95	4.25	3.20	2.45	1.75	1.35	1.00	1.10

表 3 模型比较的参数值

Table 3 Parameters used in the model comparison

Langmuir 体积应变常数	Langmuir 压力常数/MPa	弹性模量/MPa	泊松比	初始孔隙度	裂隙体积压缩系数/ MPa^{-1}	裂隙法向刚度/(MPa/m)	裂隙初始张开度/mm
0.0126 6	4.3	2 902	0.35	0.001	0.139	71 570	0.17

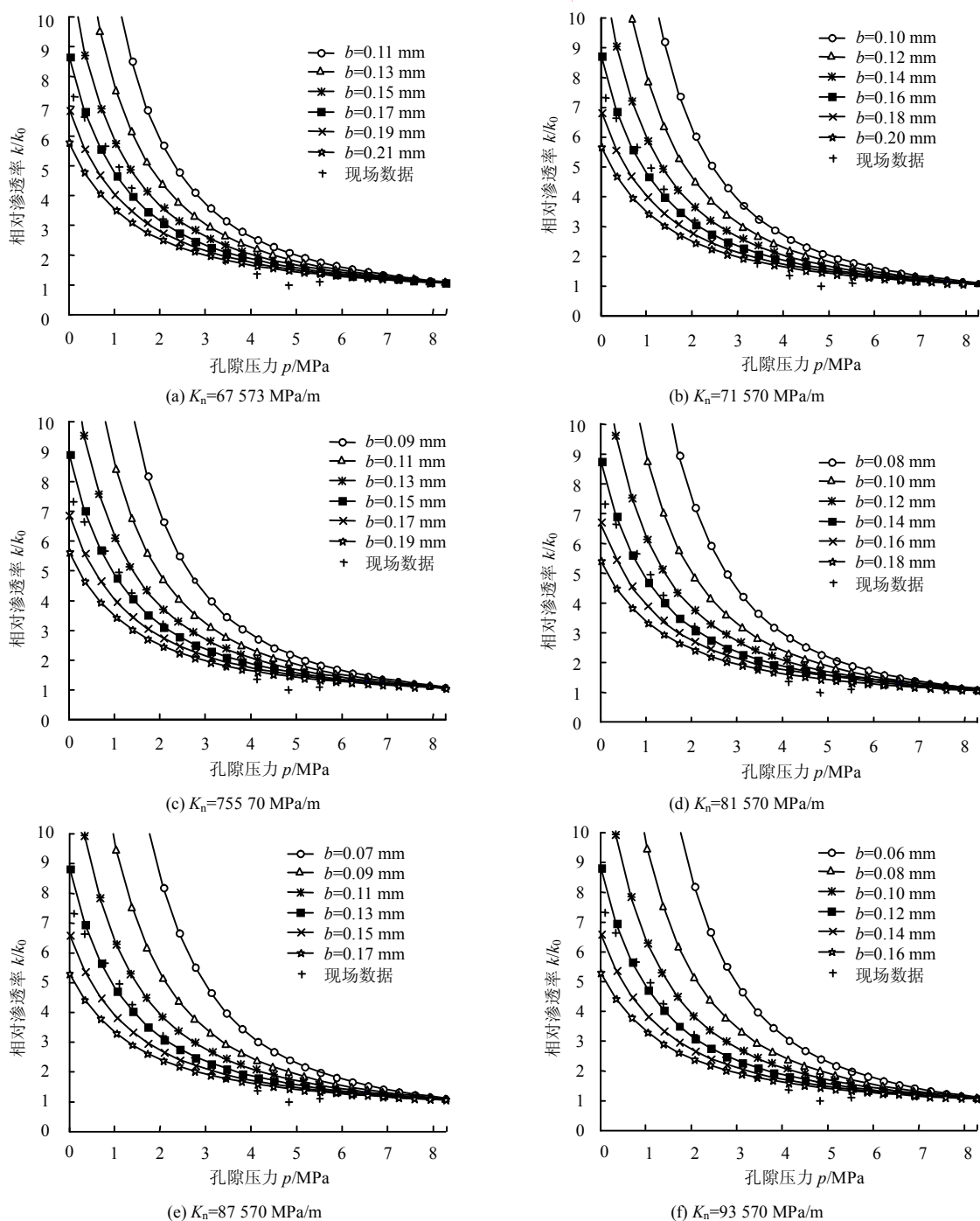


图 6 不同法向刚度条件下 F&P 模型与现场渗透率数据的匹配

Fig.6 Calibration between F&P model and field permeability data under different normal stiffness conditions

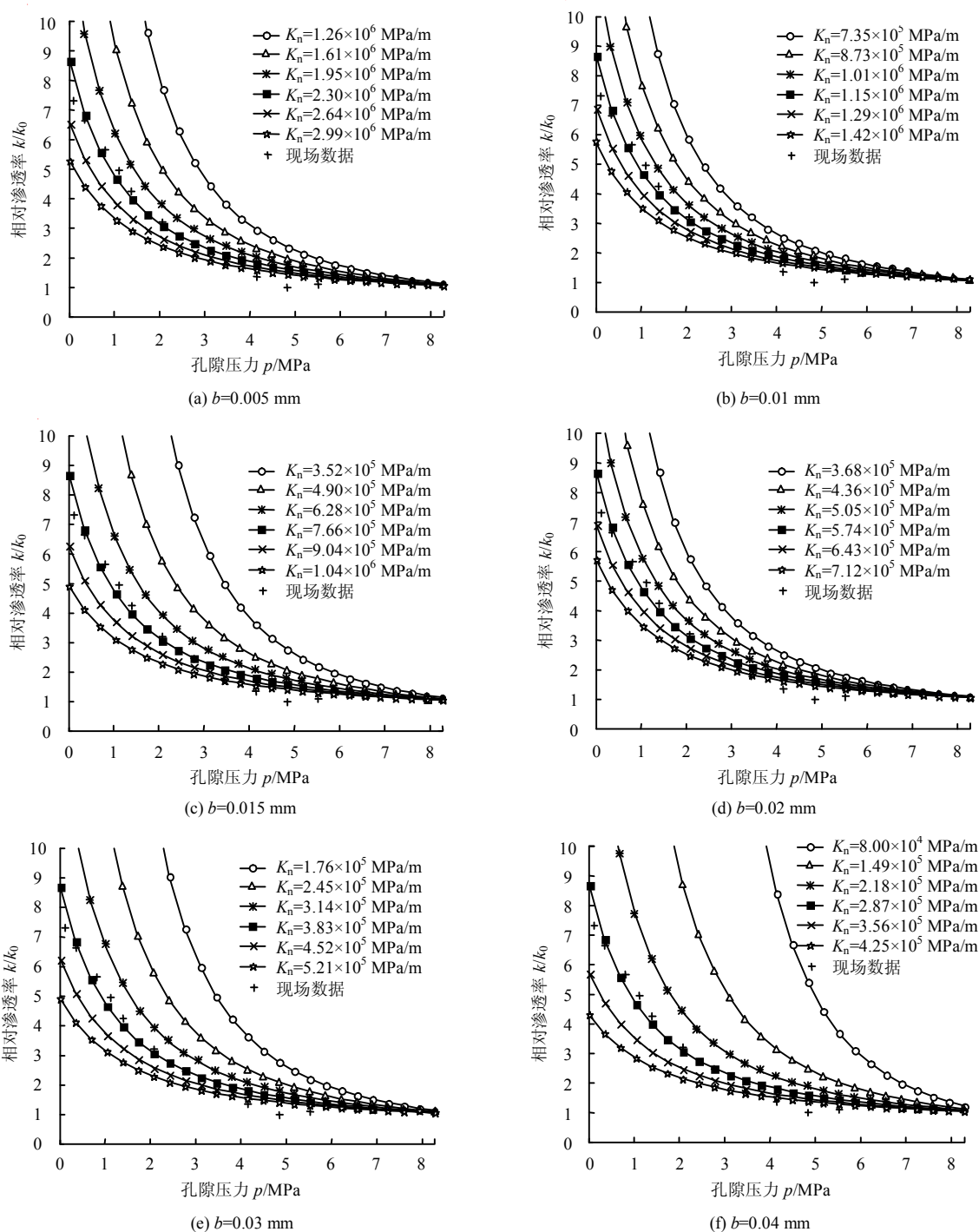


图7 不同裂隙张开度条件下 F&P 模型与现场渗透率数据的匹配

Fig.7 Calibration between F&P model and field permeability data under different fracture aperture conditions

图6、7均表明,随着孔隙压力的增加,不同法向刚度和不同张开度条件下的 F&P 模型和现场实测的渗透率数据均按指数规律降低。图6表明,当裂隙的法向刚度和裂隙的张开度分别取值为(67 573 MPa/m和0.17 mm)、(71 570 MPa/m和0.16 mm)、(75 570 MPa/m和0.15 mm)、(81 570 MPa/m和0.14 mm)、(87570 MPa/m和0.13 mm)以及(93570 MPa/m和0.12 mm)时,本文所提出的渗

透率模型能够很好地拟合现场实测的渗透率数据,拟合过程中的参数如表2、3所示,上述裂隙法向刚度和张开度的取值表明,每个裂隙的法向刚度都对应着一个最合适的裂隙张开度,随着裂隙法向刚度的增加,与之相对应的裂隙张开度的数值逐渐减小,符合现场实际情况。这是因为裂隙的法向刚度主要是由裂隙中的岩屑和压裂液中的支撑剂提供的,裂隙张开度越大,裂隙的导流能力越强,那么残留在

裂隙中的岩屑和支撑剂越少,从而导致裂隙的法向刚度降低。在同一法向刚度下,当裂隙张开度变化 0.02 mm 时,在气井开采的初始阶段,裂隙渗透率发生急剧的变化;而在气井开采的后期,裂隙渗透率变化趋势比较缓和。上述分析表明,气井开采初期,裂隙渗透率对裂隙张开度的变化比较敏感,即气井的产量很大程度上取决于裂隙张开度;而在气井开采后期,裂隙渗透率对裂隙张开度的变化敏感程度较低。另外,随着裂隙法向刚度的增加(增量为 4 000、6 000 MPa/m),裂隙张开度的增量保持不变,裂隙的相对渗透率变化较小,说明裂隙的相对渗透率对法向刚度的敏感程度较小。

图 7 表明,当裂隙的张开度和裂隙的法向刚度分别取值 (0.005 mm 和 2.30×10^6 MPa/m)、(0.01 mm 和 1.15×10^6 MPa/m)、(0.015 mm 和 7.66×10^5 MPa/m)、(0.02 mm 和 5.74×10^5 MPa/m)、(0.03 mm 和 3.83×10^5 MPa/m)以及(0.04 mm 和 2.87×10^5 MPa/m)时,本文所提出的渗透率模型能够很好地拟合现场实测的渗透率数据,上述裂隙张开度和法向刚度的取值同样表明,每个裂隙的张开度都对应着一个最合适的裂隙法向刚度,随着裂隙张开度的增加,与之相对应的裂隙法向刚度的数值逐渐减小,同样符合现场实际情况。在同一裂隙张开度下,随着法向刚度的增加,裂隙的相对渗透率逐渐减小,这是因为裂隙中的岩屑和压裂液中的支撑剂越来越多,阻碍气体的流动,导致裂隙的导流能力降低。另外,从图 7 可看出,随着裂隙张开度的增加,虽然法向刚度的增量逐渐减小,但裂隙的相对渗透率降低的较快,同样说明裂隙的相对渗透率对张开度的敏感程度高于法向刚度。

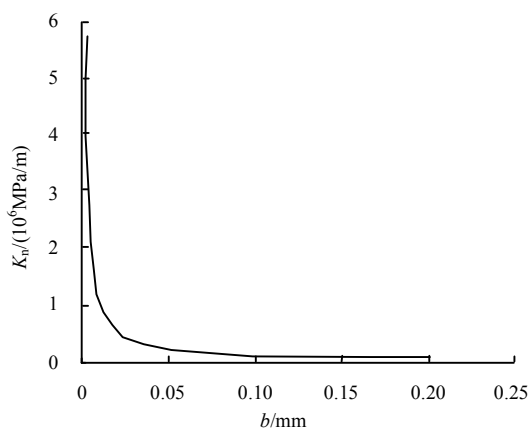


图 8 法向刚度和张开度的关系

Fig.8 Relationship between normal stiffness and aperture

上述分析表明,当裂隙的法向刚度和张开度的取值满足一定的条件时,本文在单轴应变条件下建立的

渗透率模型能够较好地拟合现场实测的渗透率数据。裂隙的法向刚度和张开度的这种关系可表示为图 8 所示的反比例函数。图 8 表明,裂隙的法向刚度是关于裂隙张开度的函数,随着裂隙张开度的增大,裂隙的导流能力也逐渐增强,裂隙中的岩屑和压裂液中的支撑剂残留在裂隙中的可能性越小,进而导致裂隙的法向刚度逐渐减小。对于每一个特定的裂隙张开度,它的法向刚度可随之确定,反之如此。只要裂隙的法向刚度和裂隙张开度之间的关系符合图 8 所示的反比例曲线,即找到与裂隙张开度相对应的法向刚度,那么本文在单轴应变条件下所提出的渗透率模型即可较好地拟合现场的渗透率数据。

图 9 表明,随着孔隙压力的增加,3 个模型的相对渗透率都按指数规律降低,完全符合现场实际情况。F&P 模型的拟合结果和 S&D 模型在孔隙压力较大阶段存在的差别较小,但在气井开采的初始阶段, S&D 模型的相对渗透率下降得较快。S&D 模型假设只有水平应力影响煤层的渗透率和孔隙度,这与煤层气储层和页岩气储层的实际情况有一定的出入,虽然上覆岩层压力保持不变,但在开采过程中孔隙压力一直在变化,这正是在气井开采的初始阶段 F&P 模型的相对渗透率比 S&D 模型下降快的原因之一;另外, S&D 模型假设裂隙体积压缩系数为常数,同样不符合现场实际情况。与 P&M 模型的差别较大,这是因为 P&M 模型假设裂隙体积压缩系数为常数,而且在模型的推导过程中利用了渗透率和孔隙度的三次方关系,由于不连通的孔隙不利于流体流动,因此,渗透率和孔隙度之间的三次方关系是不确定的。

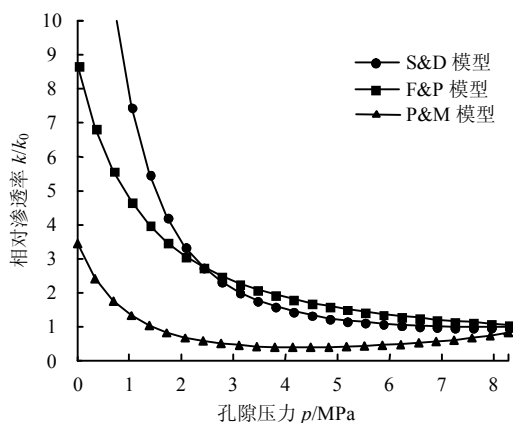


图 9 F&P 模型与 P&M 模型和 S&D 模型比较

Fig.9 Comparison between F&P model and P&M and S&D models

4 讨 论

与 Seidle 等^[4]基于捆绑的火柴杆几何图形提出

的渗透率模型相比,本文所提出的有效应力-渗透率模型多了一项垂直方向的有效应力,而 Seidle 等学者认为,只有水平方向的应力导致裂隙渗透率和孔隙度的变化。捆绑火柴杆模型的应力状态表明,上覆岩层的压力同样会引起基质块沿 z 方向的线应变,进而导致基质块沿 x 和 y 方向产生线应变,影响裂隙的渗透率,因此,与 seidle 等^[4]学者提出的渗透率模型相比,本文所提出的渗透率模型更符合页岩气藏的实际情况,能较合理地阐述页岩气开采过程中渗透率随有效应力的动态变化规律。这也正是 F&P 模型比 P&M 模型、S&D 模型和 C&B 模型少了一项 $(p - p_0)$ 的原因所在。

许多学者所提出的渗透率模型^[13-14, 27]仅适用于现场条件(围压不变,孔压变化),不能用于解释实验室测试的渗透率数据,而本文基于捆绑火柴杆模型所提出的有效应力-渗透率模型可用于解释实验室的渗透率数据,有助于科研人员正确理解渗透率随有效应力的变化规律。与适合于单轴应变条件的 P&M 模型、S&D 模型和 C&B 模型相比,本文所提出的渗透率模型既适用于单轴应变条件,又适用于常体积条件,解决了关于页岩气藏在开采过程中是处于单轴应变条件还是常体积条件(常体积条件的特殊情况:3 个方向的总应变均为 0)的问题。

另外,该渗透率模型与 S&D 模型匹配的非常好,且模型中的参数较少,使用方便,容易理解。本文所提出的渗透率模型的主要参数有裂隙法向刚度、裂隙张开度、Langmuir 体积应变、Langmuir 压力常数以及弹性模量等。而 P&M 模型、S&D 模型和 C&B 模型中均有一个有争议的参数(裂隙体积压缩系数),该参数随有效水平应力的变化而变化,很难确定具体数值。但是在 S&D 模型和 C&B 模型中,均假设该参数为常数,值得商榷。

在 P&M 模型和 C&B 模型的推导过程中,均利用渗透率和孔隙度的三次方关系。由于页岩属于致密岩石,孔隙的连通程度直接影响到页岩气的流动,因此,渗透率和孔隙度的三次方关系是否适用,还有待进一步研究。

5 结 论

(1) 基于捆绑的火柴杆模型,考虑页岩储层变形过程中裂隙系统和基质系统之间的相互作用以及页岩气解吸引起的体应变,提出了页岩储层的渗透率随有效应力变化的动态模型,该模型可以通过瞬态脉冲试验确定模型参数,并基于试验参数阐述变围压和常孔压条件下的渗透率随有效应力的变化规律。

(2) 基于有效应力-渗透率模型和孔弹性力学本

构方程,分别提出了页岩储层在单轴应变和常体积条件下的渗透率模型,分析表明单轴应变条件下的渗透率模型和常体积条件下(常体积条件的特殊情况:3 个方向的总应变均为 0)的完全一致,解决了关于页岩气藏在开采过程中是处于单轴应变条件还是常体积条件的问题。

(3) 采用瞬态脉冲试验测试的煤系页岩裂隙渗透率对有效应力-渗透率模型进行拟合,结果表明,当裂隙的法向刚度、裂隙的张开度和煤系页岩的初始裂隙渗透率分别取值为 57 922.5 MPa/m、0.000 17 m 和 $50.15 \times 10^{-17} \text{ m}^2$ 时,有效应力-渗透率模型和煤系页岩的渗透率拟合程度较好。

(4) 裂隙的法向刚度和裂隙张开度之间的关系符合反比例函数,对于特定的裂隙张开度,总有一个法向刚度与之相对应,使得裂隙的导流能力最强。

(5) 利用 San Juan 盆地现场实测的渗透率数据对单轴应变条件下的渗透率模型进行拟合,然后将拟合结果与经典的 P&M 模型以及 S&D 模型进行比较,结果表明,当裂隙的法向刚度和裂隙张开度的关系符合图 8 所示的反比例函数时,单轴应变条件下的渗透率模型和现场实测的渗透率数据拟合程度非常好,与 S&D 模型很相似。证明了该渗透率模型可以用来预测页岩气开采过程中或 CO_2 地质埋存于页岩气藏过程中由于孔隙压力的变化和基质收缩引起的渗透率的变化规律。

参 考 文 献

- [1] Dianne Rahm. Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: the case of Texas[J]. *Energy Policy*, 2011, 39: 2974—2981.
- [2] 刘洪林, 王红岩, 刘人和, 等. 中国页岩气资源及其勘探潜力分析[J]. *地质学报*, 2010, 84(9): 1374—1378.
LIU Hong-lin, WANG Hong-yan, LIU Ren-he, et al. China shale gas resources and prospect potential[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2010, 84(9): 1374—1378.
- [3] CARLSON E S, MERCER J C. Devonian shale gas production: Mechanisms and simple models[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1991, 43(4): 476—482.
- [4] SEIDLE J P, JEANSONNE M W, ERICKSON D J. Application of matchstick geometry to stress dependent permeability in coals[C]//SPE Rocky Regional Meeting. Casper: Society of Petroleum Engineers, 1992.
- [5] HARPALANI S, CHEN G L. Influence of gas production induced volumetric strain on permeability of coal[J]. *Geotechnical and Geological Engineering*, 1997, 15(4): 303—325.

- [6] KWON O, KRONENBERG A K, GANGI A F, et al. Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law[J]. **Journal of Geophysical Research**, 2001, 106(B9): 19339—19353.
- [7] BUSTIN A M, BUSTIN R M, CUI X. Importance of fabric on the production of gas shales[C]//SPE Unconventional Reservoirs Conference. Keystone: Society of Petroleum Engineers, 2008.
- [8] VERMYLEN J P. Geomechanical studies of the Barnett shale, Texas, USA[D]. Stanford: Stanford of University, 2011.
- [9] JONES S C. A technique for faster pulse-decay permeability measurements in tight rocks[J]. **SPE Formation Evaluation**, 1997, 12(1): 19—26.
- [10] CUI X, BUSTIN A M, BUSTION R M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: Different approaches and their applications[J]. **Geofluids**, 2009, 9(3): 208—223.
- [11] CUI X, BUSTIN R M, BREZOVSKI R, et al. A new method to simultaneously measure in-situ permeability and porosity under reservoir conditions: Implications for characterization of unconventional gas reservoirs[C]// Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [12] GRAY I. Reservoir engineering in coal seams: Part1-The physical process of gas storage and movement in coal seams[J]. **SPE Reservoir Engineering**, 1987, 2(1): 28—34.
- [13] PALMER I, MANSOORI J. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: A new model[J]. **SPE Reservoir Evaluation and Engineering**, 1998, 1(6): 539—544.
- [14] SHI J Q, DURUCAN S. A model for changes in coalbed permeability during primary and enhanced methane recovery[J]. **SPE Reservoir Evaluation and Engineering**, 2005, 8(4): 291—299.
- [15] 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.
- [16] ROBERTSON E P, CHRISTIANSEN R L. A permeability model for coal and other fractured, sorptive-elastic media[J]. **SPE Journal**, 2006, 13(3): 314—324.
- [17] 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.
- [18] BUSTIN A M, BUSTIN R M. Importance of rock properties on the producibility of gas shales[J]. **International Journal of Coal Geology**, 2012, 103: 132—147.
- [19] LIU H H, RUTQVIST J. A new coal-permeability model: Internal swelling stress and fracture-matrix interaction[J]. **Transport in Porous Media**, 2010, 82(1): 157—171.
- [20] GU F G, CHALATURNYK R J. Analysis of coalbed methane production by reservoir and geomechanical coupling simulation[J]. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, 2005, 44(10): 33—42.
- [21] REISS L H. The reservoir engineering aspects of fractured formations[M]. Texas: Gulf Publishing Company, 1980.
- [22] HARPALANI S, CHEN G L. Influence of gas production induced volumetric strain on permeability of coal[J]. **Geotechnical and Geological Engineering**, 1997, 15: 303—325.
- [23] ZHANG J, STANDIFIRD W B, ROEGIERS J C, et al. Stress-dependent fluid flow and permeability in fractured media: From lab experiments to engineering applications[J]. **Rock Mechanics and Rock Engineering**, 2007, 40(1): 3—21.
- [24] MASSAROTTO P, GOLDING S D, RUDOLPH V. Constant volume CBM reservoirs: An important principle[C]// International Coalbed and Shale Gas Symposium. Tuscaloosa: University of Alabama, 2009.
- [25] HARPALANI S, SCHRAUFNAGEL A. Shrinkage of coal matrix with release of gas and its impact on permeability of coal[J]. **Fuel**, 1990, 69(5): 551—556.
- [26] LIU J, CHEN Z, ELSWORTH D, et al. Evolution of coal permeability from stress-controlled to displacement-controlled swelling conditions[J]. **Fuel**, 2011, 90(10): 2987—2997.
- [27] PEKOT L J, REEVES S R. Modeling the effects of matrix shrinkage and differential swelling on coalbed methane recovery and carbon sequestration[C]// International Coalbed Methane Symposium. Tuscaloosa: University of Alabama, 2003.