页岩气储层微观渗流机理研究

陈帅¹, 李波波^{1,2,3*}, 张尧¹, 王忠晖¹

1. 贵州大学矿业学院, 贵阳 550025;

2. 贵州省非金属矿产资源综合利用重点实验室, 贵阳 550025;

3. 贵州大学喀斯特地区优势矿产资源高效利用国家地方联合工程实验室, 贵阳 550025

* E-mail: bbli@gzu.edu.cn

收稿日期: 2020-11-17; 接受日期: 2021-01-06; 网络版发表日期: 2021-04-07

国家自然科学基金(批准号: 51804085, 51911530203, 52064007)资助项目

摘要 页岩气储层孔隙结构复杂, 纳米孔隙所占比例大, 而纳米孔内部气体流动机理不同于宏观流体流动, 因此认识页岩气在纳米孔隙中的流动机理对页岩气的高效开采具有重要的科学意义. 页岩气开采过程中, 纳米孔的吸附解吸、应力敏感效应及滑脱效应使渗透率发生显著变化. 为此, 基于毛细管模型耦合考虑吸附变形修正应力应变的渗透率模型, 在此基础上, 考虑滑脱效应影响, 建立页岩表观渗透率模型来描述气体流动. 通过试验数据验证其合理性, 并对模型相关参数对表观渗透率的影响进行讨论. 研究结果表明, 新建页岩表观渗透率模型能够合理地描述页岩气真实储层条件下气体的流动, 考虑了吸附变形、应力敏感及应力变化下纳米孔气体滑脱效应等微观机理. 在围压恒定条件下, 新建模型计算出的曲线均与实测值吻合较好; 随孔隙压力升高, 页岩表观渗透率呈指数函数降低. 两种气体的表观渗透率随平均分子自由程的增大而增大; 孔径越大, 在压力区间内渗透率越高, 且随孔隙压力升高, 渗透率逐渐降低. 页岩表观渗透率对弹性模量较为敏感, 弹性模量增大会导致在其压力阶段内有较高的渗透率; 在孔隙压力升高过程中, 裂隙压缩系数越小, 渗透率越高; 随温度的升高, 页岩表观渗透率呈上升趋势. 所建模型能为页岩气生产动态分析、产能预测和生产制度制订提供指导.

关键词 页岩, 孔隙结构, 应力, 弹性模量, 孔径, 滑脱效应, 渗透率

1 引言

近年来, 页岩气逐渐被认为是潜力巨大的非常规天然气资源, 页岩油气资源存在显著的低孔、低渗特点^[1]. 尽管国内在页岩气的成藏机理、地质特征等方面取得了一些进步, 但对页岩气渗流规律的研究还没有突破性的进展, 其大多建立于达西渗透率的基础上, 鲜有创新^[2]. 渗透率作为影响页岩气抽采的重要参数,

在页岩气抽采过程中受吸附解吸、流动状态、应力敏感等因素的影响. 众所周知, 页岩孔隙大小由纳米到毫米不等^[3], 不同尺度空间中气体赋存方式和流动机理不同. 因此, 研究页岩表观渗透率变化将对页岩增透及提高采收率具有重要意义.

页岩孔隙多以纳米孔存在于有机质中, 国际理论与应用化学联合会(International Union of Pure and Applied Chemistry, IUPAC)按纳米孔隙尺度, 将纳米

引用格式: 陈帅, 李波波, 张尧, 等. 页岩气储层微观渗流机理研究. 中国科学: 技术科学, 2021, 51: 580–590

Chen S, Li B B, Zhang Y, et al. Microscopic seepage mechanism of shale gas reservoir (in Chinese). Sci Sin Tech, 2021, 51: 580–590, doi: 10.1360/SST-2020-0460

孔分为微孔(孔隙直径 $<2\text{ nm}$)、中孔($2\sim 50\text{ nm}$)和大孔($>50\text{ nm}$)^[4]。目前,描述页岩气纳米孔气体渗流机理的模型主要为毛细管模型。Zhu等人^[5]建立了一种判别致密砂岩渗透率与流体压力关系的半解析模型,表明孔隙压力的变化与渗透率的逆幂成线性关系。Si等人^[6]建立了纳米孔渗透率和裂隙渗透率的双渗透模型,然后研究了吸附层、弹性模量比、吸附效应和应力对孔隙参数演化的影响,揭示了纳米孔与裂隙的相互作用机理。在此基础上, Si等人^[7]为了研究孔隙几何结构对渗透率的影响,建立了考虑吸附变形、吸附分子层和Klinkenberg效应的“3”个不同孔隙形状的渗透率模型,分析了恒有效应力条件、恒孔隙压力条件和恒外应力条件下,孔隙几何结构对有效孔隙半径、Klinkenberg因子和渗透率的影响。Civan^[8]在理论上通过用弯曲的圆柱形弹性管束表示异质多孔岩石中的优先流动路径来描述多孔岩石的孔隙率和渗透率的应力依赖性。应用Lamé-type方程将圆柱形弹性管内壁的径向位移和孔隙率与孔隙流体压力的变化联系起来。通过将圆柱形弹性管内壁的径向位移代入K-C方程中,可以确定有效应力对多孔岩石渗透性的影响。Si等人^[9]提出了一种改进的全耦合渗透率模型,以研究有效应力、吸附、扩散和Klinkenberg效应对渗透率演化的影响。Li等人^[10]开发了一个新的多物理场耦合的页岩渗透率模型,以解释页岩中气体流动的地质力学、流体力学和Klinkenberg效应等多物理过程的耦合。但当前这块为主的模型,均未考虑真实储层条件下动态孔隙结构与形状因子的滑脱效应耦合的影响。

动态孔隙结构的变化是由应力和结构的变化引起的。随着开采深度的增加,气体抽采将改变岩体骨架的受力状态,应力的变化将会导致孔隙结构的动态变化^[11,12]。对纳米孔隙而言,孔隙尺寸的微小变化将会改变气体流动状态,对于较小孔隙,流动状态对孔隙半径较为敏感。具体来说,有效应力的改变可以控制页岩的孔隙结构及孔径的大小^[13]。有效应力的升高将使孔隙闭合,渗透率降低。页岩表观渗透率的变化是由有效应力、流动状态及基质收缩变形引起的,页岩表观渗透率的演化过程中同时受三者的影响。Chai等人^[14]提出了一种综合考虑多层吸附、表面扩散、真实气体效应和孔隙限域效应的单组分气体表观渗透率模型。Li等人^[15]研究了气/水两相流条件下的滑脱效应,结果表明,非均质孔隙网络结构会在很大程度上影响

气/水的分布特征,在实际样品内部出现堵水或堵气现象,进而影响两相气体的滑脱行为。Cai等人^[16]考虑页岩孔隙表面的非均质性及其多种传输流态的影响,建立了页岩气传输的三维分形介质模型。Jia等人^[17]研究发现,在生产过程中,孔隙尺寸随着有效应力的增大而减小,从而影响多孔介质的固有渗透率,在此基础上,滑脱效应升高了气体的表观渗透率,特别是在低油层压力下。Zhang等人^[18]在毛细管模型的基础上,考虑吸附、应力敏感、基质收缩等效应的影响,并在此基础上,考虑壁面吸附气表面扩散,建立了页岩表观渗透率模型。Zeng等人^[19]利用分形理论建立了多孔介质的表观渗透率模型,并对模型进行了验证。该模型以单个纳米孔为基础,考虑了随纳米孔尺寸变化的黏度、总有机碳(total organic carbon, TOC)含量和结构参数。朱光亚等人^[20]研究发现,当气体在低渗孔隙介质中低速渗流时,气体渗流的主要物理特征是具有“滑脱效应”。Li等人^[21]基于微观渗流模型和分形毛细管模型,导出了考虑Klinkenberg效应的解析表达式,揭示出多孔介质结构参数(孔隙率、分形维数和孔径)和气体性质(气体平均分子自由程)之间的关系。邱淑霞等人^[22]基于分形几何理论,建立了多尺度多孔介质气体渗流数学模型,计算出多尺度多孔介质的有效气体渗透率,分析了多孔介质的微结构参数对有效气体渗透率的定量影响。对于页岩表观渗透率模型的相关研究,模型通常都在不同围压条件下建立的。

综上所述,相关学者主要开展关于页岩渗流机理和试验研究,其中渗流模型大多未考虑动态孔隙结构的影响。同时试验研究主要为不同围压条件下的渗流试验,其理论多以渗透率和有效应力的经验方程来体现,对于基于毛细管模型,并在此基础上耦合动态孔隙结构、滑脱效应影响的理论研究鲜见报道。鉴于此,本文首先建立毛细管模型,结合吸附变形及应力应变关系,并考虑滑脱效应影响,进一步建立不同围压条件下的页岩表观渗透率模型,验证其合理性,考察多尺度传质特征的影响因素,分析页岩表观渗透率演化规律。

2 理论模型

2.1 毛细管模型

页岩气储层孔隙结构复杂,纳米孔隙所占比例较大^[23]。在真实储层环境条件下,纳米孔气体流动机理

不同于宏观流体流动, 存在滑脱效应. 页岩表观渗透率与应力、吸附变形及流体流态有关. 因此, 本文将地质力学效应贡献耦合到页岩表观渗透率模型中.

页岩孔隙结构可以假设为毛细管结构(图1), 则理想气体在毛细管内的质量流动符合哈根-泊松叶定律. 模型假设如下.

(1) 页岩基质由多根毛细管组成且相互平行, 每根毛细管之间没有连接.

(2) 流动过程处于稳定状态. 页岩中的流动遵循达西定律, 毛细管中的流动遵循哈根-泊松叶定律.

(3) 岩芯的流动是一维流动且只有一种流体. 流动温度保持不变.

(4) 毛细管面密度不变.

因此, 孔隙率和动态渗透率可以表示为^[24]

$$\phi = n\pi r^2, \quad (1)$$

$$k = \frac{r^2}{8}, \quad (2)$$

式中, ϕ 表示孔隙率, 无量纲; n 表示毛细管横截面的密度, $1/\text{m}^2$; r 表示孔隙半径, m ; k 表示渗透率, m^2 .

由式(1)和式(2)可得

$$\frac{k}{k_0} = \frac{\phi}{\phi_0} = \left(\frac{r}{r_0}\right)^2, \quad (3)$$

式中, k_0 表示初始渗透率, m^2 ; ϕ_0 表示初始孔隙率, 无量纲; r_0 表示初始孔隙半径, m .

2.2 基质收缩、应力敏感效应

页岩表观渗透率对孔隙大小具有较高的敏感性, 孔隙大小的变化与基质骨架的变形密切相关. 在页岩储层中, 一次采气过程, 由于有效应力的升高, 纳米孔被压缩, 渗透率降低; 孔隙压力下降导致气体脱附, 基质收缩, 导致纳米孔增大, 渗透率升高, 如图2所示.

页岩孔隙中通常存储大量的气体, 当基质表面吸附气体时会产生膨胀效应而阻碍气体的流动. 岩体变形通常受到孔隙压力、气体吸附解吸等因素影响. 考虑过剩吸附的吸附应变可表示为^[25]

$$\varepsilon_s = \frac{3\rho_A RT}{V_0 E_A} \ln \frac{1+bp}{1+bp_0} - \frac{48ap}{V_0 E_A \rho_{\text{abs}}} \left(p - p_0 - \frac{\ln \frac{1+bp}{1+bp_0}}{b} \right), \quad (4)$$

式中, ε_s 表示页岩吸附产生的体积应变, 无因次; p 表示孔隙压力, MPa ; p_0 表示初始孔隙压力, MPa ; ρ 表示页岩密度, kg/m^3 ; A, b 表示吸附常数, 无因次; R 表示气体常数, $\text{J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; T 表示温度, K ; ρ_{abs} 表示吸附相密度, kg/m^3 ; V_0 表示标准摩尔体积, m^3/mol ; E_A 表示页岩吸附所导致的膨胀模量, MPa .

假定多孔介质为各向同性的热弹性, 从有效应力与应变关系出发, 同时考虑应力边界条件、吸附解吸等因素. 对热收缩和基质收缩进行直接类比, 可以将页岩等温解吸的应力应变关系表示为^[26]

$$\sigma_{ij} = 2G\varepsilon_{ij} + \lambda\varepsilon\delta_{ij} + \left(\lambda + \frac{2}{3}G\right)\varepsilon_s\delta_{ij}, \quad (5)$$

$$\varepsilon = \varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz}, \quad (6)$$

式中, G 表示剪切模量, MPa ; λ 表示页岩的第一个拉梅系数; ε 表示各个方向上页岩体积应变变化量之和(“~”

图1 (网络版彩图)毛细管示意图

Figure 1 (Color online) Schematic diagram of capillary.

图2 (网络版彩图)基质收缩和应力敏感效应示意图

Figure 2 (Color online) Schematic diagram of matrix shrinkage and stress sensitivity effects.

代表变量值); δ_{ij} 表示 Kronecker delta; $\tilde{\sigma}_{ij}$ 表示各个方向上有效应力变化量, MPa.

围压增量 $\tilde{\tau}_{ij}$ 由有效应力增量 $\tilde{\sigma}_{ij}$ 决定, 两者之间关系可表示为^[27]

$$\tilde{\tau}_{ij} = \tilde{\sigma}_{ij} + \alpha \tilde{p}, \quad (7)$$

式中, $\tilde{\tau}_{ij}$ 表示各个方向上的围压增量, MPa; α 表示 Biot 系数, 取“1”; $\tilde{p}$ 表示孔隙压力变化量, MPa.

由于剪应力分量不受热收缩和基体收缩的影响, 本文对这三种正应力分量的应力应变关系进行研究, 可表示为

$$\begin{aligned} \tilde{\sigma}_{xx} &= 2G\tilde{\varepsilon}_{xx} + \lambda\tilde{\varepsilon} + \left(\lambda + \frac{2}{3}G\right)\tilde{\varepsilon}_s, \\ \tilde{\sigma}_{yy} &= 2G\tilde{\varepsilon}_{yy} + \lambda\tilde{\varepsilon} + \left(\lambda + \frac{2}{3}G\right)\tilde{\varepsilon}_s, \\ \tilde{\sigma}_{zz} &= 2G\tilde{\varepsilon}_{zz} + \lambda\tilde{\varepsilon} + \left(\lambda + \frac{2}{3}G\right)\tilde{\varepsilon}_s. \end{aligned} \quad (8)$$

在静水平试验条件下, 各个方向的应力应变关系应表示为

$$\begin{aligned} \tilde{\sigma}_{xx} &= \tilde{\sigma}_{yy} = \tilde{\sigma}_{zz}, \\ \tilde{\varepsilon}_{xx} &= \tilde{\varepsilon}_{yy} = \tilde{\varepsilon}_{zz}. \end{aligned} \quad (9)$$

因此, 式(8)可以变为

$$\tilde{\sigma}_{xx} = \tilde{\sigma}_{yy} = \tilde{\sigma}_{zz} = (2G + 3\lambda)\tilde{\varepsilon}_{xx} + \left(\lambda + \frac{2}{3}G\right)\tilde{\varepsilon}_s. \quad (10)$$

基于胡克定律, 并经过计算和化简可得 x 轴方向的应变量为

$$\tilde{\varepsilon}_{xx} = -\frac{\nu}{E}\tilde{\sigma}_{yy} - \frac{\nu}{E}\tilde{\sigma}_{zz} + \frac{\tilde{\sigma}_{xx}}{E} = \frac{1-2\nu}{E}\tilde{\sigma}_{xx}, \quad (11)$$

式中, E 表示弹性模量, MPa; ν 表示泊松比, 无因次.

将式(11)代入式(10)可得

$$\tilde{\sigma}_{xx} = \tilde{\sigma}_{yy} = \tilde{\sigma}_{zz} = (2G + 3\lambda)\frac{1-2\nu}{E}\tilde{\sigma}_{xx} + \left(\lambda + \frac{2}{3}G\right)\tilde{\varepsilon}_s. \quad (12)$$

由弹性力学理论可知, 不同应力边界条件下, 页岩表观渗透率的表达式不同. 当围压不变时, 式(7)变为

$$\tilde{\sigma}_{ij} = -\alpha\tilde{p}. \quad (13)$$

当围压不变时, 将式(13)代入式(12)可得

$$\tilde{\sigma}_{xx} = \tilde{\sigma}_{yy} = \tilde{\sigma}_{zz} = -(2G + 3\lambda)\frac{1-2\nu}{E}\alpha\tilde{p} + \left(\lambda + \frac{2}{3}G\right)\tilde{\varepsilon}_s, \quad (14)$$

其中, G 与 λ 可分别表示为

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)}, \quad (15)$$

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}. \quad (16)$$

将式(15)和(16)代入式(14)可得

$$\tilde{\sigma}_{xx} = \tilde{\sigma}_{yy} = \tilde{\sigma}_{zz} = -\alpha\tilde{p} + \left(\frac{E}{3(1-2\nu)}\right)\tilde{\varepsilon}_s. \quad (17)$$

由“S&D”模型可知渗透率与水平有效应力差之间为指数函数关系, 即^[26]

$$k = k_0 \exp[-3C_f(\sigma - \sigma_0)], \quad (18)$$

式中, C_f 表示裂隙压缩系数, MPa^{-1} ; σ 表示有效应力, MPa; σ_0 初始有效应力, MPa.

裂隙压缩系数 C_f 可以用下式来表示:

$$C_f = \frac{C_{f0}}{-\alpha(p - p_0)}[1 - e^{\alpha(p - p_0)}], \quad (19)$$

式中, C_{f0} 表示初始裂隙压缩系数, MPa^{-1} ; α 表示孔隙压力导致的裂隙压缩系数下降率, MPa^{-1} .

将式(17)代入式(18)可得不同围压条件下的渗透率模型:

$$\frac{k}{k_0} = \exp\left[-3C_f\left(-\alpha(p - p_0) + \left(\frac{E}{3(1-2\nu)}\right)\tilde{\varepsilon}_s\right)\right], \quad (20)$$

将式(20)代入式(3)可得

$$\frac{\phi_{\text{eff}}}{\phi_0} = \exp\left[-3C_f\left(-\alpha(p - p_0) + \left(\frac{E}{3(1-2\nu)}\right)\tilde{\varepsilon}_s\right)\right], \quad (21)$$

$$\frac{r_{\text{eff}}}{r_0} = \left[\exp\left[-3C_f\left(-\alpha(p - p_0) + \left(\frac{E}{3(1-2\nu)}\right)\tilde{\varepsilon}_s\right)\right]\right]^{0.5}, \quad (22)$$

式中, ϕ_{eff} 表示有效孔隙率, 无量纲; r_{eff} 表示有效孔隙半径, m.

2.3 考虑滑脱效应影响的渗透率模型

气体平均分子自由程可表示为^[28]

$$\lambda_g = \frac{K_B T}{\sqrt{2}\pi d^2 p}, \quad (23)$$

式中, λ_g 表示气体平均分子自由程, m; K_B 表示玻尔兹

曼常数, J/K; d 表示分子直径, m.

当页岩纳米孔径减小, 此时无滑移边界条件的连续假设不再成立, 孔隙壁面处的气体分子速度不再为“0”, 存在滑脱效应. 考虑气体滑脱效应, Klinkenberg 提出一个模型来描述由圆形毛细管组成的理想多孔介质的表观渗透率和固有渗透率之间的关系^[29]:

$$k_{app} = k_{\infty} \left(1 + M \frac{\lambda_g}{2r} \right), \quad (24)$$

式中, k_{app} 表示表观渗透率, m^2 ; k_{∞} 表示固有渗透率, m^2 ; M 表示形状因子, 圆孔为“8”.

固有渗透率是多孔介质本身的一种性质, 它与测试流体的性质无关. 对于由圆形毛细管组成的理想多孔介质, 可得^[29]:

$$k_{\infty} = \frac{\phi (2r)^2}{\tau \cdot 32}. \quad (25)$$

将式(21)和(22)代入式(24)和(25)可得

$$\frac{k_{app}}{k_{\infty}} = \left[1 + \frac{M \frac{K_B T}{\sqrt{2} \pi d^2 p}}{2r_0 \left[\exp \left[-3C_f \left(-\alpha(p-p_0) + \left(\frac{E}{3(1-2\nu)} \right) \bar{\epsilon}_s \right) \right] \right]^{0.5}} \right], \quad (26)$$

$$k_{\infty} = \frac{\phi_0 \exp \left[-3C_f \left(-\alpha(p-p_0) + \left(\frac{E}{3(1-2\nu)} \right) \bar{\epsilon}_s \right) \right]}{\tau} \times \frac{\left[r_0 \left[\exp \left[-3C_f \left(-\alpha(p-p_0) + \left(\frac{E}{3(1-2\nu)} \right) \bar{\epsilon}_s \right) \right] \right]^{0.5}}{8}. \quad (27)$$

3 页岩表观渗透率模型验证

为探究页岩气开采过程页岩表观渗透率变化规律, 以往模型主要是渗透率和应力的经验方程, 往往不能准确地反映模型的精确性. 因此, 本文选择Ghanizadeh等人^[30]的试验数据, 将模型计算结果和页岩渗透率实测值进行对比, 验证模型的可靠性, 并且计算出新建表观渗透率模型计算值与试验所测渗透率值的平均绝对偏差比(average absolute deviation, AAD). 图3为不同

围压条件下页岩表观渗透率与孔隙压力之间的关系. 模型输入参数见表1, 拟合参数见表2和表3.

$$AAD = \frac{k_s - k_m}{k_s} \times 100\%, \quad (28)$$

式中, k_s 表示渗透率实测值, m^2 ; k_m 表示模型计算值, m^2 .

可以看出, 实线与图形的匹配较好, 但存在一些微小的偏差. 试验结果与理论分析结果的良好一致性验证了新建模型预测页岩表观渗透率的准确性. 图3(a)页岩渗透率随孔隙压力升高均呈现先急剧下降后趋于平缓的趋势, 究其原因: (1) 当孔隙压力较低时气体分子动能较大, 滑脱效应显著, 页岩表观渗透率值较高, 但随着孔隙压力增大滑脱效应逐渐减弱. (2) 随孔隙压力持续升高时壁面作用势越强, 页岩吸附作用逐渐增强, 使吸附变形量变大, 进而导致气体有效渗流通道变窄, 渗透率降低^[35]. (3) 随孔隙压力进一步升高, 页

图3 (网络版彩图)不同围压条件下页岩表观渗透率与孔隙压力的关系

Figure 3 (Color online) The relationship between shale apparent permeability and pore pressure under different confining pressures.

表 1 模型输入参数

Table 1 Model input parameters

参数	值
ν	0.3 ^[31]
ρ (kg/m ³)	$2.614 \times 10^{3[32]}$
τ	2 ^[31]
Φ_0 (%)	5 ^[31]
T (K)	318.15 ^[30]
E (GPa)	20 ^[31]
d_{He} (m)	0.26×10^{-9}
d_{CH_4} (m)	0.38×10^{-9}
A	3.648
b	0.2817
r_0 (m)	$2 \times 10^{-9[33]}$
R (J/(mol·K))	8.314
ρ_{abs} (kg/m ³)	299 ^[32]
V_0 (m ³ /mol)	22.4
E_A (MPa)	1900 ^[34]
K_B (J/K)	1.3805×10^{-23}

表 2 拟合参数(CH₄)Table 2 Fitting parameters (CH₄)

围压(MPa)	C_{f0} (MPa ⁻¹)	α (MPa ⁻¹)	AAD
7.5	0.063	0.087	0.123
23.1	0.065	0.082	0.216
30	0.066	0.087	0.202

表 3 拟合参数(He)

Table 3 Fitting parameters (He)

围压(MPa)	C_{f0} (MPa ⁻¹)	α (MPa ⁻¹)	AAD
8	0.063	0.042	0.117
16.5	0.063	0.033	0.452
29.4	0.064	0.036	0.109

岩吸附作用趋于平衡, 页岩骨架膨胀变形量也逐渐减小, 因此页岩渗透率降低趋于平缓。

图3(b)充入He时其页岩渗透率总高于充入CH₄时页岩渗透率, 且孔隙压力在升高的过程中, 页岩表观渗透率均呈现先急剧下降后趋于平缓的趋势。究其原因: (1) He相对于CH₄不具有吸附特性, 相同条件下, 其有

效渗流通道较宽, 相应渗透率更高。 (2) 孔隙压力升高初始阶段, 滑脱效应明显, 其壁面分子速度不为“0”, 相同条件下可有效补偿连续流动渗透率, 其表观渗透率值更高。 (3) 随孔隙压力升高, 滑脱效应逐渐减弱, 压实作用增强, 渗透率降低。

4 模型对比

为进一步验证本文新建表观渗透率的合理性, 将其与“Lu”渗透率模型^[36]和“S&D”渗透率模型^[26]进行对比, 两个模型分别可表示为

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left\{ -3C_f \left[-(p-p_0) + f \frac{E}{3(1-2\nu)} \frac{\varepsilon_L p_L (p-p_0)}{(p+p_L)(p_0+p_L)} \right] \right\}, \quad (29)$$

$$\frac{k}{k_0} = \exp \left\{ -3C_f \left[-\frac{\nu}{1-\nu} (p-p_0) + \frac{E}{3(1-\nu)} \varepsilon_L \left(\frac{p}{p+p_L} - \frac{p_0}{p_0+p_L} \right) \right] \right\}, \quad (30)$$

式中, f 表示内部膨胀分区, 其值取决于页岩的结构, 范围为0~1^[36], 利用渗透率模型拟合数据得到参数 f 。

将Ghanizadeh等人^[30]的试验数据及参数分别代入式(29)和(30)中, 计算“Lu”模型和“S&D”模型的渗透率与新建表观渗透率模型曲线, 并得到三种渗透率模型对比图, 如图4所示。三个模型对比参数见表4。

由图4和表4可看出, 随孔隙压力升高, 页岩表观渗透率呈先急剧降低后趋于平缓的趋势, 三种模型均体现了这一趋势。然而与“Lu”模型和“S&D”等的研究相比, 新建渗透率模型计算曲线与试验值吻合度较高, 且能很好反映页岩渗透率与孔隙压力的变化关系。究其原因: (1) “Lu”模型是建立在恒定有效应力条件下, 并未考虑滑脱效应的影响, 导致其模型计算值与试验值有较大误差。 (2) “S&D”模型适用于单轴应变条件, 此外在孔隙压力较低情况下未考虑滑脱效应的影响。 (3) “Lu”模型和“S&D”模型均为在裂隙情况下建立的渗透率模型, 不符合页岩真实储层条件。

页岩孔隙多为纳米孔, 孔隙较小^[12], 本文利用毛管模型耦合动态孔隙结构, 并在此基础上考虑滑脱效

图 4 (网络版彩图)三种模型渗透率对比图
Figure 4 (Color online) Comparison of permeability of three models.

表 4 渗透率模型参数对比
Table 4 Permeability model parameter comparison

参数	新建模型	“Lu”模型	“S&D”模型
k_0 (10^{-18} m^2)	—	54.21	50.31
C_f (MPa^{-1})	—	0.002	0.001
C_{p0} (MPa^{-1})	0.063	—	—
α (MPa^{-1})	0.087	—	—
f	—	0.437	—
AAD	0.123	0.180	0.196

应的影响, 模型匹配度较高. 在参数计算方面: 其裂隙压缩系数 C_f 的计算结果, 三种渗透率模型均在适用范围内. 在数据匹配方面: 新建表观渗透率模型比其他两种渗透率模型更为吻合. 新建表观渗透率模型平均绝对偏差比AAD小于其他两种渗透率模型. 因此, 新建表观渗透率模型在孔隙压力升高的条件下能得到较高的匹配度.

5 模型敏感性分析

5.1 平均分子自由程

气体流动状态直接取决于平均分子自由程(图5), 作为新建表观渗透率模型的关键参量, 平均分子自由程大小直接关系渗透率的演变, 因此本文通过不同气体的平均分子自由程来确定其对表观渗透率的影响(图6).

平均分子自由程: 在一定条件下, 一个气体分子在

图 5 (网络版彩图)流态与平均分子自由程的关系
Figure 5 (Color online) The relationship between flow regime and mean molecular free path.

图 6 (网络版彩图)平均分子自由程与渗透率关系
Figure 6 (Color online) The relationship between average molecular free path and permeability.

连续两次碰撞之间可能通过的各段自由程的平均值^[28]. 两种气体表观渗透率随平均分子自由程的增加而增加. 究其原因, 在连续流动状态下, 平均分子自由程越大, 相同时间内通过相同截面的流量越大, 即渗透率越高, 而对于考虑滑脱效应的连续流动情况下, 其在相同条件下, 有效补偿连续流动渗透率, 使渗透率升高.

5.2 平均孔径

由于模型引入了孔径大小作为渗透率分量的一个关键参数, 因此, 本研究通过改变孔径的大小来确定其对表观渗透率的影响. 基于式(26)表观渗透率模型, 分别选择在4个不同的孔径条件下探讨页岩表观渗透率与应力的关系(图7).

随孔隙尺度逐渐增大时, 流动尺度也将由微观向宏观转化. 如图7所示, 随孔径增大, 表观渗透率逐渐增大. 究其原因, 一方面页岩小孔、中孔、大孔的气体流动主控机理不同, 对应的气体渗透能力也不同^[12]. 页岩大孔气体平均分子自由程远小于孔径, 气体与壁面的碰撞频率小于分子之间的碰撞频率, 此时气体以

图 7 (网络版彩图)不同孔径条件下页岩渗透率与孔隙压力的关系

Figure 7 (Color online) The relationship between shale permeability and pore pressure under different pore size conditions.

连续流动为主。当气体平均分子自由程与孔径具有可比性, 气体分子与孔隙壁面的碰撞不可忽略, 孔隙壁面分子速度不为“0”, 气体发生滑脱流动, 在相同储层条件下, 滑脱流动能有效补偿连续流动渗透率, 使渗透率升高。

在压力区间内, 随孔隙压力升高, 气体吸附导致变形量增大, 渗透通道变小, 渗透率降低; 孔隙压力持续升高, 吸附逐渐趋于饱和, 此时渗透率逐渐平缓。

5.3 岩石力学参数

页岩气开发过程中, 岩石力学参数影响渗透率的演化。根据式(26)模型, 选择4个不同的弹性模量来探讨不同弹性模量条件下页岩表观渗透率与孔隙压力的关系(图8)。

弹性模量通常被用作衡量岩石产生弹性变形难易程度的指标。弹性模量增大会导致在其压力阶段内有较高的渗透率。一般而言, 较大的弹性模量表明在页岩气抽采过程中引起的基质收缩量较小, 因此, 当储层中页岩气被抽采时渗透率将会升高。并且在低压条件下, 吸附气解吸, 渗流通道变宽, 孔隙壁面气体流动速度不为“0”, 会引起更为明显的滑脱效应, 渗透率也会相应升高。因此, 表观渗透率模型对弹性模量较为敏感, 且受水平方向的应变影响较大^[37]。

5.4 裂隙压缩系数

裂隙压缩系数作为新建模型的一个关键参数, 基

于式(26)表观渗透率模型, 在3个不同的裂隙压缩系数条件下探讨页岩表观渗透率与孔隙压力的关系(图9)。

裂隙压缩系数对页岩表观渗透率的影响较大, 在低孔隙压力(<1 MPa)条件下, 不同的裂隙压缩系数值对渗透率的影响较大, 且在其他条件不变的情况下, 较大的裂隙压缩系数表明页岩有相对较大的可压缩空间, 更容易导致基质破裂变形, 有效传输通道变小, 进而导致渗透率下降^[38]。在孔隙压力持续升高的过程中, 吸附逐渐趋于饱和, 此时渗透率下降逐渐趋于平缓^[36]。

图 8 (网络版彩图)不同弹性模量条件下页岩表观渗透率与孔隙压力的关系

Figure 8 (Color online) The relationship between shale apparent permeability and pore pressure under different elastic modulus conditions.

图 9 (网络版彩图)不同裂隙压缩系数条件下页岩表观渗透率与孔隙压力的关系

Figure 9 (Color online) The relationship between shale apparent permeability and pore pressure under different fracture compressibility conditions.

5.5 温度

图10为不同温度条件下页岩表观渗透率随孔隙压力的变化曲线。由图10可知, 页岩表观渗透率随温度的升高呈上升趋势。究其原因: (1) 伴随温度的升高页岩内部基质结构发生变化, 吸附性能受其影响, 气体解吸量逐渐升高, 同时高温条件下, 会促使气体分子活性升高, 内部渗流通道游离气体含量增大^[39]。(2) 温度升高, 滑脱效应显著, 导致页岩表观渗透率升高。(3) 热应力随温度升高而增大, 外力对页岩孔隙的限制作用减弱, 向外拓展的热膨胀现象更为显著, 促使页岩内部孔隙发育。

6 结论

(1) 根据毛细管模型, 考虑吸附、应力敏感效应影响, 并在此基础上, 耦合滑脱效应对渗透率的影响, 建立页岩表观渗透率模型。该模型能够合理地描述页岩纳米孔气体的流动机理及分子动力学行为, 同时还考虑了孔隙结构特征对页岩表观渗透率的影响。

(2) 平均分子自由程关乎气体流动状态, 两种气体的表观渗透率随平均分子自由程的增大而增大。不同孔径条件下, 随孔隙压力升高, 页岩表观渗透率逐渐降低; 且在相同应力条件下, 随流动孔径增大, 气体流动状态以连续流动为主, 且壁面气体分子流动速度不为“0”, 发生滑脱效应, 能有效补偿连续流动渗透率, 使渗透率升高。

图10 (网络版彩图)不同温度条件下页岩表观渗透率与孔隙压力的关系

Figure 10 (Color online) The relationship between shale apparent permeability and pore pressure under different temperature conditions.

(3) 弹性模量作为页岩表观渗透率的重要参数, 直接影响对总流动通量的贡献; 弹性模量较大在其压力区间内有较大的渗透率值。较大的裂隙压缩系数在其压力区间内表观渗透率较小; 随孔隙压力升高, 渗透率逐渐降低。随温度的升高, 在压力区间内页岩表观渗透率呈上升趋势。

(4) 新建表观渗透率模型计算结果与实测值具有较好的一致性。能较好地反映页岩表观渗透率模型与孔隙压力的变化趋势。与“Lu”和“S&D”渗透率模型对比, 新建模型计算出的曲线与试验所测结果吻合更好。今后可将该理论研究与工程实践进一步结合, 为研究页岩气流动机理及抽采提供理论依据。

参考文献

- 1 Wei W, Cai J, Xiao J, et al. Kozeny-Carman constant of porous media: Insights from fractal-capillary imbibition theory. *Fuel*, 2018, 234: 1373–1379
- 2 Cao C, Li T T, Zhang L, et al. Shale gas dual porosity-dual permeability model with matrix shrinking (in Chinese). *Nat Gas Geosci*, 2015, 26: 2381–2387 [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. *天然气地球科学*, 2015, 26: 2381–2387]
- 3 Wang Y, Zhu Y, Liu S, et al. Pore characterization and its impact on methane adsorption capacity for organic-rich marine shales. *Fuel*, 2016, 181: 227–237
- 4 Zhang Q, Wang W D, Kade Y, et al. Analysis of gas transport behavior in organic and inorganic nanopores based on a unified apparent gas permeability model. *Pet Sci*, 2020, 17: 168–181
- 5 Zhu S Y, Du Z M, Li C L, et al. A semi-analytical model for pressure-dependent permeability of tight sandstone reservoirs. *Transp Porous Media*, 2018, 122: 235–252
- 6 Si L, Li Z, Yang Y. Coal permeability evolution with the interaction between nanopore and fracture: Its application in coal mine gas drainage for Qingdong coal mine in Huaibei coalfield, China. *J Nat Gas Sci Eng*, 2018, 56: 523–535
- 7 Si L, Li Z, Yang Y. Influence of the pore geometry structure on the evolution of gas permeability. *Transp Porous Media*, 2018, 123: 321–339

- 8 Civan F. Stress-dependent porosity and permeability of porous rocks represented by a mechanistic elastic cylindrical pore-shell model. *Transp Porous Media*, 2019, 129: 885–899
- 9 Si L, Li Z, Yang Y. Evolution characteristics of gas permeability under multiple factors. *Transp Porous Media*, 2019, 127: 415–432
- 10 Li Z, Ripepi N, Chen C. Using pressure pulse decay experiments and a novel multi-physics shale transport model to study the role of Klinkenberg effect and effective stress on the apparent permeability of shales. *J Pet Sci Eng*, 2020, 189: 107010
- 11 Liu S, Harpalani S. Evaluation of *in situ* stress changes with gas depletion of coalbed methane reservoirs. *J Geophys Res Solid Earth*, 2014, 119: 6263–6276
- 12 Wu K L, Li X F, Chen Z X. Micro-scale effects of gas transport in organic nanopores of shale gas reservoirs (in Chinese). *Nat Gas Ind*, 2016, 36: 51–64 [吴克柳, 李相方, 陈掌星. 页岩气有机质纳米孔气体传输微尺度效应. *天然气工业*, 2016, 36: 51–64]
- 13 Heller R, Vermynen J, Zoback M. Experimental investigation of matrix permeability of gas shales. *AAPG Bulletin*, 2014, 98: 975–995
- 14 Chai D, Yang G, Fan Z, et al. Gas transport in shale matrix coupling multilayer adsorption and pore confinement effect. *Chem Eng J*, 2019, 370: 1534–1549
- 15 Li J, Chen Z, Wu K, et al. Effect of water saturation on gas slippage in tight rocks. *Fuel*, 2018, 225: 519–532
- 16 Cai J, Lin D, Singh H, et al. Shale gas transport model in 3D fractal porous media with variable pore sizes. *Mar Pet Geol*, 2018, 98: 437–447
- 17 Jia B, Tsau J S, Barati R. A workflow to estimate shale gas permeability variations during the production process. *Fuel*, 2018, 220: 879–889
- 18 Zhang L, Liang H, Zhao Y, et al. Gas transport characteristics in shale matrix based on multiple mechanisms. *Chem Eng J*, 2020, 386: 124002
- 19 Zeng F, Zhang Y, Guo J, et al. Prediction of shale apparent liquid permeability based on fractal theory. *Energy Fuels*, 2020, 34: 6822–6833
- 20 Zhu G Y, Liu X G, Li S T, et al. A study of slippage effect of gas percolation in low permeability gas pools (in Chinese). *Nat Gas Ind*, 2007, 27: 44–47 [朱光亚, 刘先贵, 李树铁, 等. 低渗气藏气体渗流滑脱效应影响研究. *天然气工业*, 2007, 27: 44–47]
- 21 Li C, Xu P, Qiu S, et al. The gas effective permeability of porous media with Klinkenberg effect. *J Nat Gas Sci Eng*, 2016, 34: 534–540
- 22 Qiu S X, Xu P, Yang M. The effective gas permeability of porous media with multi-scale pore structure (in Chinese). *J Eng Thermophys*, 2019, 40: 1375–1379 [邱淑霞, 徐鹏, 杨荣. 多尺度多孔介质的有效气体渗透率研究. *工程热物理学报*, 2019, 40: 1375–1379]
- 23 Wu K L, Li X F, Chen Z X. Real gas transport through nanopores of shale gas reservoirs (in Chinese). *Sci Sin Tech*, 2016, 46: 68–78 [吴克柳, 李相方, 陈掌星. 页岩气纳米孔真实气体传输模型. *中国科学: 技术科学*, 2016, 46: 68–78]
- 24 Feng X, Ma F, Zhao H, et al. Gas multiple flow mechanisms and apparent permeability evaluation in shale reservoirs. *Sustainability*, 2019, 11: 2114
- 25 Li B B, Yang K, Li J H, et al. Experimental study on the adsorption and permeability characteristics of coal under the coupling of stress and temperature (in Chinese). *J China Coal Soc*, 2018, 43: 2857–2865 [李波波, 杨康, 李建华, 等. 力热耦合作用下煤岩吸附及渗透特性的试验研究. *煤炭学报*, 2018, 43: 2857–2865]
- 26 Shi J Q, Durucan S. Drawdown induced changes in permeability of coalbeds: A new interpretation of the reservoir response to primary recovery. *Transp Porous Media*, 2004, 56: 1–16
- 27 Liu S, Harpalani S, Pillalamarri M. Laboratory measurement and modeling of coal permeability with continued methane production: Part 2—Modeling results. *Fuel*, 2012, 94: 117–124
- 28 Cai J, Lin D, Singh H, et al. A simple permeability model for shale gas and key insights on relative importance of various transport mechanisms. *Fuel*, 2019, 252: 210–219
- 29 Klinkenberg L J. The permeability of porous media to liquids and gases. *Socar Proc*, 1941, 2: 200–213.
- 30 Ghanizadeh A, Amann-Hildenbrand A, Gasparik M, et al. Experimental study of fluid transport processes in the matrix system of the European organic-rich shales: II. Posidonia shale (lower Toarcian, northern Germany). *Int J Coal Geol*, 2014, 123: 20–33
- 31 Qu H Y, Peng Y, Liu J S, et al. Impact of gas adsorption on apparent permeability of shale fracture and shale gas recovery rate (in Chinese). *Sci Sin Tech*, 2018, 48: 891–900 [曲鸿雁, 彭岩, 刘继山, 等. 气体吸附对页岩裂缝表观渗透率和页岩气采收率的影响. *中国科学: 技术科学*, 2018, 48: 891–900]
- 32 Rexer T F, Mathia E J, Aplin A C, et al. High-pressure methane adsorption and characterization of pores in posidonia shales and isolated kerogens. *Energy Fuels*, 2014, 28: 2886–2901
- 33 Klaver J, Desbois G, Littke R, et al. BIB-SEM pore characterization of mature and post mature posidonia shale samples from the Hils area, Germany. *Int J Coal Geol*, 2016, 158: 78–89
- 34 Liu S, Harpalani S. A new theoretical approach to model sorption-induced coal shrinkage or swelling. *AAPG Bulletin*, 2013, 97: 1033–1049

- 35 Gao F, Liu J, Wang J G, et al. Impact of micro-scale heterogeneity on gas diffusivity of organic-rich shale matrix. *J Nat Gas Sci Eng*, 2017, 45: 75–87
- 36 Lu S, Cheng Y, Li W. Model development and analysis of the evolution of coal permeability under different boundary conditions. *J Nat Gas Sci Eng*, 2016, 31: 129–138
- 37 Wang Y, Liu S, Zhao Y. Modeling of permeability for ultra-tight coal and shale matrix: A multi-mechanistic flow approach. *Fuel*, 2018, 232: 60–70
- 38 Zeng F, Peng F, Guo J, et al. Gas mass transport model for microfractures considering the dynamic variation of width in shale reservoirs. *SPE Reservoir Eval Eng*, 2019, 22: 1265–1281
- 39 Sun G Z, Wang G Z, Zhang R L. An experimental study on response law of permeability of tectonic coal samples to temperature variation (in Chinese). *Rock Soil Mech*, 2016, 37: 1042–1048 [孙光中, 王公忠, 张瑞林. 构造煤渗透率对温度变化响应规律的试验研究. *岩土力学*, 2016, 37: 1042–1048]

Microscopic seepage mechanism of shale gas reservoir

CHEN Shuai¹, LI BoBo^{1,2,3}, ZHANG Yao¹ & WANG ZhongHui¹

¹ College of Mining, Guizhou University, Guiyang 550025, China;

² Guizhou Key Laboratory of Comprehensive Utilization of Non-metallic Mineral Resources, Guiyang 550025, China;

³ National and Local Joint Project Experiment on Efficient Utilization of Dominant Mineral Resources in Karst Mountains of Guizhou University, Guiyang 550025, China

The percentage of nanopores in shale gas reservoirs is quite high, and their structure is complex. The gas flow mechanism in nanopores is different from macroscopic fluid flow. Therefore, understanding the flow mechanism of shale gas in nanopores is of the utmost importance for its efficient production. Several factors affect the permeability of nanopores in shale gas exploitation. These include adsorption and desorption of nanopores, stress sensitivity, and slippage. Therefore, we capitalize on the capillary model and consider adsorption deformation. We establish a shale apparent permeability model to describe the gas flow considering the influence of the slip-off effect. The model is validated experimentally, and the influence of model parameters on apparent permeability is discussed. We demonstrate that our model can reasonably describe the gas flow under the real shale gas reservoir conditions. More specifically, we consider microscopic mechanisms of adsorption deformation, stress sensitivity, and nanoporous gas slippage effect under stress changes. We demonstrate that when constant confining pressure is applied, theoretical predictions are in good agreement with the measured values. As the pore pressure increases, the apparent permeability of shale decreases exponentially. The apparent permeability of the two gases increases with the increase of the average molecular free path. In particular, the larger the pore size, the higher the permeability in the pressure range, and as the pore pressure increases, the permeability gradually decreases. The apparent permeability of shale is more sensitive to the elastic modulus, and the increase of the elastic modulus leads to higher permeability at a given pressure stage. Moreover, the smaller the fracture compression coefficient, the higher the permeability. Finally, the apparent permeability of shale increases as so does the temperature. The proposed model provides guidance for shale gas production and dynamics analysis, capacity prediction, and production system optimization.

shale, pore structure, stress, elastic modulus, pore diameter, slippage effect, permeability

doi: [10.1360/SST-2020-0460](https://doi.org/10.1360/SST-2020-0460)