



考虑动态滑脱的页岩微裂隙表观渗透率演化机制

丁云娜 李波波 成巧耘 段淑蕾 宋浩晟

引用本文：

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. Evolution mechanism of shale microfracture apparent permeability considering dynamic slippage[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(11): 129–138.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.12438/est.2023-0090>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

不同应力条件下页岩表观渗透率模型试验研究

Experimental study on shale apparent permeability model under different stress conditions
煤炭科学技术. 2021, 49(7): 169–178 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/acf1ea7b-44b5-4c43-820a-b255fb85e63f>

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.est.2022-0493>

冻融循环下页岩孔隙和渗透率演化特征研究

Research on evolution characteristics of shale pore-fracture and permeability under freeze-thaw cycles
煤炭科学技术. 2023, 51(S1): 18–26 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.est.QNTK21-1135>

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.est.2021.02.015>

煤岩孔隙结构分形特征及渗透率模型研究

Study on fractal characteristics of coal and rock pore fissure structure and permeability model
煤炭科学技术. 2021, 49(2): 226–231 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.est.2021.02.026>

高温作用下油页岩热解性、裂隙演化与渗流规律研究

Investigation on pyrolytic, fracture evolution and seepage of oil shale under high temperature
煤炭科学技术. 2023, 51(S2): 175–182 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.est.2022-1591>



关注微信公众号，获得更多资讯信息



移动扫码阅读

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.

考虑动态滑脱的页岩微裂隙表观渗透率演化机制

丁云娜¹, 李波波^{1,2,3}, 成巧耘¹, 段淑蕾¹, 宋浩晨¹

(1. 贵州大学 矿业学院, 贵州 贵阳 550025; 2. 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, 贵州 贵阳 550025;

3. 贵州省非金属矿产资源综合利用重点实验室, 贵州 贵阳 550025)

摘要:为研究页岩气开采过程中有效应力、气体吸附及滑脱效应作用下微裂隙表观渗透率的演化机制, 利用分形理论表征微裂隙气体总流量, 并基于Hagen-Poiseuille二阶滑脱方程建立微裂隙变形和滑脱效应综合作用的表观渗透率模型。同时, 结合滑脱系数与固有渗透率间的函数关系, 量化有效应力和气体吸附等因素对滑脱系数的影响, 探讨页岩气渗流过程中滑脱系数动态演变过程, 并验证模型可靠性。此外, 结合敏感性分析, 探讨微裂隙压缩性系数、分形维数、内膨胀系数对滑脱系数的影响。结果表明: ①恒定外应力和恒定有效应力条件下, 随孔隙压力逐渐增大, 受气体吸附与滑脱效应的耦合影响, 表观渗透率呈减小趋势; ②当外应力恒定时, 气体分子平均自由程随孔隙压力增大而减小, 滑脱效应减弱, 一阶、二阶滑脱系数 C_1 、 C_2 减小, 整体滑脱系数 B 增大; 当有效应力恒定时, 页岩气渗流通道受制于气体吸附的影响而逐渐减小, C_1 、 C_2 和 B 逐渐增大; ③基于模型敏感性分析, 探讨微裂隙压缩性系数、分形维数、内膨胀系数与滑脱系数之间的互馈机制, 其中微裂隙压缩性系数、分形维数导致固有渗透率增大, 而 C_1 、 C_2 、 B 减小; 内膨胀系数的增大导致固有渗透率减小, C_1 、 C_2 、 B 增大。研究所得结论将为页岩气开采提供一定的理论支撑。

关键词:页岩气开采; 有效应力; 气体吸附; 滑脱系数; 表观渗透率; 分形理论

中图分类号: TE311 文献标志码: A 文章编号: 0253-2336(2023)11-0129-10

Evolution mechanism of shale microfracture apparent permeability considering dynamic slippage

DING Yunna¹, LI Bobo^{1,2,3}, CHENG Qiaoyun¹, DUAN Shulei¹, SONG Haosheng¹

(1. College of Mining, Guizhou University, Guiyang 550025, China; 2. The National Joint Engineering Laboratory for the Utilization of Dominant Mineral Resources in Karst area, Guizhou University, Guiyang 550025, China; 3. Guizhou Key Laboratory of Comprehensive Utilization of Non-metallic Mineral Resources, Guiyang 550025, China)

Abstract: In order to study the evolution mechanism of microfracture apparent permeability under the effect of effective stress, gas adsorption and slip effect during shale-gas extraction, the fractal theory was used to characterize the total gas flow in microfracture, and an apparent permeability model of the combined effects of microfracture deformation and slip effect based on the Hagen-Poiseuille second-order slip equation was established. Meanwhile, the influence of effective stress and gas adsorption on the slip coefficient was quantified by combining with the functional relationship between the slip coefficient and intrinsic permeability, the dynamic evolution of the slip coefficient during shale-gas seepage was explored, and the reliability of the model was verified. In addition, the effects of microfracture compressibility coefficient, fractal dimension and internal expansion coefficient on slip coefficient were explored in conjunction with sensitivity analysis. The results shown that: ① Under the conditions of constant external and effective stress, the apparent permeability tended to decrease with the gradual increase of pore pressure, which was influenced by the coupling of gas adsorption and slip effect; ② When the external stress was constant, the average free range of gas molecules decreased with increasing pore pressure, the slip effect was weakened,

收稿日期: 2023-01-30 责任编辑: 宫在萍 DOI: 10.12438/cst.2023-0090

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52274183, 52064007); 贵州省省级科技计划资助项目(黔科合基础-ZK[2021]重点 052)

作者简介: 丁云娜(1997—), 女, 贵州遵义人, 硕士研究生。E-mail: 2632929023@qq.com

通讯作者: 李波波(1985—), 男, 贵州修文人, 教授, 博士生导师。E-mail: bbli@gzu.edu.cn

the first-order and second-order slip coefficients C_1 and C_2 decreased, and the overall slip coefficient B increased. When the effective stress was constant, the shale-gas seepage channel was subject to gas adsorption and gradually reduced, and C_1 , C_2 and B gradually increased; ③ Based on the model sensitivity analysis, the reciprocal feedback mechanism between microfracture compressibility coefficient, fractal dimension, internal expansion coefficient and slip coefficient was explored, in which the microfracture compressibility coefficient and fractal dimension led to an increase in intrinsic permeability, and a decrease in C_1 , C_2 and B decrease. The increase of internal expansion coefficient led to an decrease in the intrinsic permeability, and an increase in C_1 , C_2 and B . The findings of this study will provide some theoretical support for shale-gas extraction.

Key words: shale gas exploration; effective stress; gas adsorption; slip coefficient; apparent permeability; fractal theory

0 引言

我国页岩气储量十分丰富,预计储量达36.1万亿m³^[1]。页岩气属于非常规天然气,较常规天然气储层、成藏条件及赋存特征具有明显的特殊性。在原位环境下,储层结构复杂且致密,具有低渗^[2]、气体传输机制多样和渗流相关参数难以精确测量等特性^[3]。其中,渗透率是决定页岩气采收率的关键因素之一,而渗透率的大小主要由渗流通道(孔隙和裂隙)决定。在页岩气开采过程中,储层压力减小,有效应力增大,微裂隙被压缩导致渗透率减小。此外,随孔隙压力逐渐减小,滑脱效应显著,对渗透率影响较大。因此,探究多因素耦合下的微裂隙渗流机制对于页岩气开采具有重要意义。

页岩气开采过程中,有效应力及气体吸附行为对固有渗透率影响较为突出,是国内外学者广为研究的热点。孔隙压力增大导致气体吸附量增大,其诱发的基质膨胀变形逐步增大,导致渗流通道减小,进一步对渗透率造成影响。孔隙压力对固有渗透率影响方面:张宏学等^[4]通过气体吸附/解吸等多物理场耦合作用,得出随气体解吸,页岩基质尺寸逐渐减小,进一步诱导裂隙孔隙率增大,渗透率增大。LI等^[5]发现渗透率随着孔隙压力增大而减小,其中气体(CO₂、CH₄、N₂)吸附膨胀主导了该变化规律。页岩气持续生产过程中,孔隙压力减小,从而改变页岩储层有效应力。BHANDARI等^[6]通过各向异性渗透率实验证明页岩渗透率与有效应力有关。BUSTIN等^[7]研究表明页岩固有渗透率对有效应力表现出较强依赖性,渗透率随有效应力增大而显著减小。FAN等^[8]发现增压过程中,裂隙被压密,有效裂隙宽度减小导致渗透率减小。

大量试验表明表观渗透率与固有渗透率具有一定的差异,主要由于致密岩石内存在滑脱、扩散等多种流态,导致表观渗透率大于固有渗透率^[9]。因此,部分研究学者通过修正滑脱边界条件,将表观渗透率视为固有渗透率和滑脱系数的函数。KLINKEN-

BERG等^[10]认为在微孔和中孔中,气体分子与壁面的碰撞导致边界处的气体滑脱速度不为0。因此,引入滑脱系数修正固有渗透率,建立表观渗透率模型。但当克努森数大于1时,传统一阶边界条件下的Klinkenberg模型高估了气体滑脱速度,导致渗透率精确度不高^[9]。鉴于此,HSIA等^[11]基于Maxwell模型,给出精度更高的二阶滑脱模型。HATAMI等^[12]考虑气体在孔隙壁面流动时非恒定速度梯度的影响,进一步修正二阶滑脱表观渗透率模型,并发现裂隙宽度较小时,表观渗透率随气体压力的变化规律与经典的Klinkenberg理论不一致。LYU等^[13]为研究渗透率与应力的相关性,基于双流速动力学的Klinkenberg二阶修正方程,提出一种改进的弹性圆管模型。此外,在现有研究基础上,相关学者基于分形理论对页岩表观渗透率进行研究。分形维数是表征孔隙结构变形的有效手段,可描述多孔介质裂隙分布的非均质性,进而有效评估并量化孔隙结构特征与页岩储层渗透特性的相关机制^[14]。LI等^[15]耦合孔隙力学、气体吸附变形和滑脱效应,采用孔隙分形维数表征裂隙宽度,建立二阶滑脱边界条件下的表观渗透率模型。

综上所述,以往研究大多将一阶、二阶滑脱系数视为恒定值,鲜有对页岩滑脱效应的动态分析。然而,滑脱系数通常随着微裂隙宽度、孔隙压力和固有渗透率的改变而动态变化,导致页岩渗透率演化机理极其复杂。因此,笔者基于立方体模型,考虑动态滑脱系数与固有渗透率间的函数关系,定量分析了一阶、二阶滑脱系数的演化规律,并探讨有效应力和气体吸附对页岩气体滑脱系数的作用机制。同时,考虑微裂隙结构变化及滑脱效应的影响,结合分形理论建立微裂隙变形和滑脱效应综合作用的表观渗透率模型,并利用公开发表的试验数据进行验证。此外,分析了微裂隙压缩性系数、分形维数和内膨胀系数对一阶、二阶滑脱系数的影响,以期加深对页岩气开采过程中渗流特性的认识。

1 页岩表观渗透率模型

1.1 页岩微裂隙分形特征

通常,可将页岩视为由基质和裂隙构成的双孔介质^[16]。其中,页岩微观结构以纳米尺度为主,微裂隙形状、类型及其分布特征复杂无序,导致气体流动状态多样、传输机制复杂,其传输机制主要包括滑脱流动、克努森扩散、表面扩散^[15],如图1所示。而传统几何计算方法较为简化,未能量化微裂隙尺寸、形状及分布规律,进而影响微裂隙中气体运移规律研究的准确性^[17]。而多孔介质具有统计自相似性分形特征,分形理论是研究微裂隙结构及气体传输特性的有效手段^[15],因此,笔者基于分形理论探讨微裂隙渗流机制的演变。

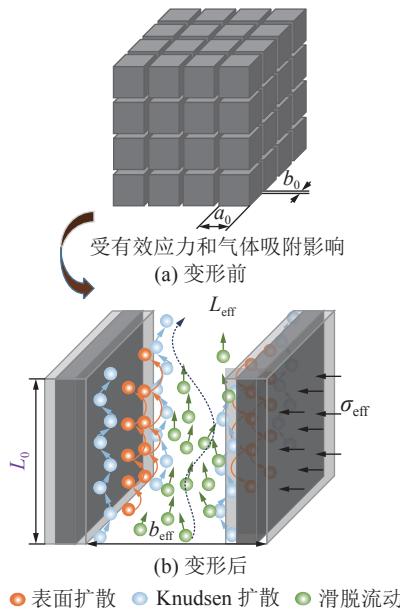


图1 页岩微裂隙内部气体传输机理

Fig.1 Mechanism of gas transport in shale microfractures

页岩微裂隙中微裂隙总数 N 与微裂隙宽度 b 间的关系可用分形标度表征^[15]为

$$N(L \geq b) = (b_{\max}/b)^{D_f} \quad (1)$$

式中: L 为微裂隙长度, m; b_{\max} 为微裂隙最大宽度, m; b_{\min} 为微裂隙最小宽度, m; D_f 为微裂隙分形维数, $1 \leq D_f \leq 2$, 其定义^[17]为

$$D_f = d_E - \frac{\ln \phi}{\ln(b_{\min}/b_{\max})} \quad (2)$$

式中: d_E 为欧几里得维数, 二维空间里 $d_E=2$; ϕ 为孔隙率, %。

由于微裂隙数目较大, 可认为式(1)是连续可微函数, 对式(1)求 b 的微分得

$$-dN = D_f b_{\max}^{D_f} b^{-(D_f+1)} db \quad (3)$$

式中: $-dN > 0$ 为微裂隙宽度增大导致微裂隙数目减少, 与实际相符。

1.2 页岩微裂隙动态演化

1) 气体吸附诱导的微裂隙变形。气体吸附对渗透率的影响不可忽略。随孔隙压力逐渐增大, 气体吸附量增大而诱导基质膨胀变形增大, 导致微裂隙宽度减小, 进一步诱发页岩微裂隙渗透率呈减小的变化趋势。气体吸附诱导的基质体积应变变化量 $\Delta\varepsilon_s$ 满足 Langmuir 型曲线, 可表征^[15]为

$$\Delta\varepsilon_s = (\varepsilon_L P)/(P + P_L) - (\varepsilon_L P_0)/(P_0 + P_L) \quad (4)$$

式中: $\Delta\varepsilon_s$ 为气体吸附诱导的基质体积应变变化量; ε_L 为 Langmuir 体积应变; P_L 为 Langmuir 压力, MPa; P 为孔隙压力, MPa; P_0 为初始孔隙压力, MPa。

假设页岩储层表现为各向同性, 此时单个方向所产生的吸附变形 $\Delta\varepsilon_m^S$ ^[18] 为

$$\Delta\varepsilon_m^S = \frac{1}{3}\Delta\varepsilon_s = \frac{1}{3}\left(\frac{\varepsilon_L P}{P + P_L} - \frac{\varepsilon_L P_0}{P_0 + P_L}\right) \quad (5)$$

研究表明, 页岩储层中微裂隙并未完全贯穿基质, 气体吸附诱导的基质变形仅部分作用于微裂隙^[19]。因此, 引入内膨胀系数 f 量化基质膨胀对微裂隙变形的贡献。假设压缩为负, 则气体吸附诱导的微裂隙变形 $\Delta\varepsilon_f^S$ ^[20] 为

$$\Delta\varepsilon_f^S = -f \frac{a_0}{b_0} \Delta\varepsilon_m^S \quad (6)$$

式中: $\Delta\varepsilon_f^S$ 为气体吸附诱导的微裂隙应变变化量; f 为内膨胀系数, 表示微裂隙因基质吸附膨胀而产生的变形与基质膨胀变形的比值, 取值范围为 $0 \sim 1$; a_0 为基质块长度, m; b_0 为初始微裂隙宽度, m。

将式(5)代入式(6), 可得气体吸附诱导微裂隙应变变化量为

$$\Delta\varepsilon_f^S = -\frac{f}{\phi_0} \left(\frac{\varepsilon_L P}{P + P_L} - \frac{\varepsilon_L P_0}{P_0 + P_L} \right) \quad (7)$$

式中: ϕ_0 为初始孔隙率, %, 表示页岩微裂隙体积占单元总体积的百分比, $\phi_0 = 3b_0/a_0$ ^[19]。

2) 有效应力诱导的微裂隙变形。对于多孔介质, 有效应力诱导的微裂隙应变^[20]可表示为

$$\Delta\varepsilon_f^E = -\Delta\sigma_{\text{eff}}/K_f \quad (8)$$

式中: $\Delta\varepsilon_f^E$ 为有效应力诱导的微裂隙应变变化量; K_f 为裂隙体积模量, MPa; $\Delta\sigma_{\text{eff}}$ 为有效应力变化量, MPa。

3) 有效应力与气体吸附综合作用的微裂隙宽度变化。综合考虑有效应力与气体吸附的影响, 页岩微裂隙有效宽度 b_{eff} 表示为

$$b_{\text{eff}} = b_0 + b_0 \Delta\varepsilon_f \quad (9)$$

式中: b_0 为初始状态下微裂隙宽度, m; $\Delta\epsilon_f$ 为有效应力与气体吸附引起的应变量。

其中, 微裂隙应变为有效应力与气体吸附诱导^[18]的应变之和

$$\Delta\epsilon_f = \Delta\epsilon_f^S + \Delta\epsilon_f^E \quad (10)$$

将式(7)、式(8)和式(10)代入式(9), 可得有效应力和气体吸附综合作用下页岩微裂隙宽度

$$b_{\text{eff}} = b_0 + \left[-\frac{f}{\phi_0} \left(\frac{\varepsilon_L P}{P + P_L} - \frac{\varepsilon_L P_0}{P_0 + P_L} \right) - \frac{\Delta\sigma_{\text{eff}}}{K_f} \right] b_0 \quad (11)$$

式中: $K_f = 1/C_f$ ^[14], C_f 为微裂隙压缩性系数, MPa⁻¹, C_f 表示力作用于微裂隙时的难易程度。

由式(11)可得, 分形集合内考虑有效应力和气体吸附影响时微裂隙最大宽度和最小宽度分别为

$$\begin{cases} b_{\text{eff},\max} = b_{0,\max} + \left[-\frac{f}{\phi_0} \left(\frac{\varepsilon_L P}{P + P_L} - \frac{\varepsilon_L P_0}{P_0 + P_L} \right) - \frac{\Delta\sigma_{\text{eff}}}{K_f} \right] b_{0,\max} \\ b_{\text{eff},\min} = b_{0,\min} + \left[-\frac{f}{\phi_0} \left(\frac{\varepsilon_L P}{P + P_L} - \frac{\varepsilon_L P_0}{P_0 + P_L} \right) - \frac{\Delta\sigma_{\text{eff}}}{K_f} \right] b_{0,\min} \end{cases} \quad (12)$$

此外, 微裂隙弯曲长度随有效应力的增大而增大。微裂隙在有效应力影响下实际长度^[21]为

$$L_{\text{eff}} = [1 + (\Delta\sigma_{\text{eff}}\nu)/E] L_0 \quad (13)$$

式中: ν 为泊松比; E 为弹性模量, MPa; L_0 为微裂隙初始长度, m。

其中, 有效线性应变^[22]可表示为

$$\Delta\sigma_{\text{eff}}/E = -\Delta\epsilon_e \quad (14)$$

式中: $\Delta\epsilon_e$ 为有效应力作用下的应变变化量。

实际上, 岩石中的有效体积应变可由气体吸附变形和应力导致的弹性变形组成^[23]。结合页岩的内膨胀机制, 有效线性应变可表示为体积应变与吸附应变的函数:

$$\Delta\epsilon_e = [\Delta\epsilon_v - (1-f)\Delta\epsilon_s]/3 \quad (15)$$

式中: $\Delta\epsilon_v$ 为体积应变变化量, $\Delta\epsilon_v = -\Delta\sigma_{\text{eff}}/K$ ^[24]; K 为体积模量, MPa, $K=E/[3(1-2\nu)]$ 。

将式(14)和式(15)代入式(13), 可得有效应力和气体吸附影响下有效微裂隙长度

$$L_{\text{eff}} = 1 - \{[\Delta\epsilon_v - (1-f)\Delta\epsilon_s]\nu/3\} L_0 \quad (16)$$

1.3 基于页岩微裂隙动态演化的表现渗透率模型

微裂隙中气体的流动状态与克努森数的大小相关, 克努森数为气体分子平均自由程 λ 与微裂隙宽度 b_{eff} 的比值^[25]

$$K_n = \lambda/b_{\text{eff}} \quad (17)$$

式中: K_n 为克努森数; λ 为气体分子平均自由程。根据克努森数的取值范围, 可分为 4 个流动区域: $K_n \leq$

0.001 适用于连续介质理论, 连续介质区; $0.001 \leq K_n \leq 0.1$, 气体分子与微裂隙壁面的碰撞不可忽视, 滑移区; $0.1 \leq K_n \leq 10$ 时连续介质不适用, 过渡区; $K_n > 10$ 为自由分子区, 如图 2 所示。

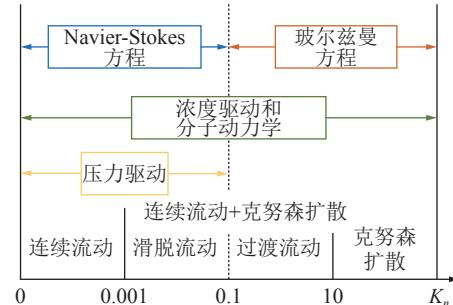


图 2 页岩不同传输流态示意^[25]

Fig.2 Schematic diagram of different transport flow patterns of shale^[25]

同时, 考虑真实气体效应, 微裂隙中气体平均分子自由程 λ ^[15] 可表示为

$$\lambda = \frac{\mu_g}{P} \sqrt{\frac{\pi ZRT}{2M}} \quad (18)$$

式中: R 为气体常数, J/(mol·K); T 为温度, K; M 为气体摩尔质量, kg/mol; μ_g 为气体黏度系数, Pa·s; Z 为气体压缩性。

其中, $\mu_g Z$ ^[26] 可表示为

$$\mu_g = \mu_{g0} \left[1 + \frac{Y_1}{T_r^5} \left(\frac{P_r^4}{T_r^{20} + P_r^4} \right) + Y_2 \left(\frac{P_r}{T_r} \right)^2 + Y_3 \left(\frac{P_r}{T_r} \right) \right] \quad (19)$$

$$Z = (0.702e^{-2.5T_r}) P_r^2 - (5.524e^{-2.5T_r}) P_r + (0.044T_r^2 - 0.164T_r + 1.15) \quad (20)$$

$$P_r = P/P_g, T_r = T/T_g \quad (21)$$

式中: μ_{g0} 为理想气体黏度系数, Pa·s; T_r 为气体对比温度; P_r 为气体对比压力; P_g 为气体临界压力, MPa; T_g 为气体临界温度, K; Y_1 、 Y_2 、 Y_3 均为拟合常数。

对 Hagen-Poiseuille 公式^[26]进行二阶修正, 并考虑滑脱效应和介质变形, 得到单条微裂隙中的气体体积流量 q 为

$$q = \frac{hb_{\text{eff}}^3}{12\mu_g} \frac{dP}{dL_{\text{eff}}} \left(1 + 6C_1 K_n + 12C_2 K_n^2 \right) \quad (22)$$

式中: C_1 为一阶滑脱系数; C_2 为二阶滑脱系数。

由于微裂隙动态变化, 式(3)可重写为

$$-dN_{\text{eff}} = D_f b_{\text{eff},\max}^{D_f} b_{\text{eff}}^{-(D_f+1)} db_{\text{eff}} \quad (23)$$

根据质量守恒定律, 对式(22)在最小微裂隙宽度到最大微裂隙度范围内进行积分, 得到页岩微裂隙总体积流量^[15]为

$$Q_{\text{eff}} = - \int_{b_{\text{eff,min}}}^{b_{\text{eff,max}}} q dN_{\text{eff}} \quad (24)$$

将式(16)—式(18)以及式(22)、(23)代入式(24)中, 可得有效应力与气体吸附影响下页岩微裂隙的有效气体流量为

$$\begin{aligned} Q_{\text{eff}} = & \frac{h \Delta P D_f}{12 \mu_g L_{\text{eff}}} \times \left[\frac{b_{\text{eff,max}}^3}{3 - D_f} (1 - \delta^{3-D_f}) + \right. \\ & \left. \frac{6C_1 \lambda b_{\text{eff,max}}^2}{2 - D_f} (1 - \delta^{2-D_f}) + \frac{12C_2 \lambda^2 b_{\text{eff,max}}}{1 - D_f} (1 - \delta^{1-D_f}) \right] \end{aligned} \quad (25)$$

式中: $\delta = b_{\text{eff,min}}/b_{\text{eff,max}}$, 为微裂隙最小宽度与最大宽度的比值。

由达西定律可得页岩表观渗透率为

$$\begin{aligned} K_{\text{af}} = & \frac{h D_f}{12 A \left\{ 1 - \frac{[\Delta \varepsilon_v - (1-f) \Delta \varepsilon_s] v}{3} \right\}} \times \\ & \left[\frac{b_{\text{eff,max}}^3}{3 - D_f} (1 - \delta^{3-D_f}) + \frac{6C_1 \lambda b_{\text{eff,max}}^2}{2 - D_f} (1 - \delta^{2-D_f}) + \right. \\ & \left. \frac{12C_2 \lambda^2 b_{\text{eff,max}}}{1 - D_f} (1 - \delta^{1-D_f}) \right] \end{aligned} \quad (26)$$

式中: A 微裂隙横截面积, 且 $A = h b_0$, m^2 ; h 为微裂隙高度, 且 $h = \xi b_0$, m , ξ 为纵横比(无因次)。

表观渗透率是滑脱系数与固有渗透率的函数。当不考虑滑脱效应时, 得到的表观渗透率值即为固有渗透率, 是页岩固有属性。在该条件下, 不考虑有效应力及气体吸附的影响时渗透率为初始固有渗透率。根据式(26), 固有渗透率 K_∞ 和初始固有渗透率 $K_{0\infty}$ 为

$$K_\infty = \frac{h b_{\text{eff,max}}^3}{12 A} \frac{(1 - \delta^{3-D_f})}{1 - \{ [\Delta \varepsilon_v - (1-f) \Delta \varepsilon_s] v \} / 3} \frac{D_f}{3 - D_f} \quad (27)$$

$$K_{0\infty} = \frac{h b_{\text{max}}^3}{12 A} \frac{D_f}{3 - D_f} (1 - \psi^{3-D_f}) \quad (28)$$

式中: $\psi = b_{\text{min}}/b_{\text{max}}$, $\psi = 0.01$ ^[15]。

孔隙压力较低时, 页岩渗透率主要受滑脱效应影响。而一阶滑脱系数、二阶滑脱系数与固有渗透率的大小密切相关, 呈负相关的变化关系。其中一阶、二阶滑脱系数^[27]可表示为

$$\begin{cases} C_1 = B_1 K_\infty^{-0.5} \\ C_2 = B_2 K_\infty^{-1} \end{cases} \quad (29)$$

式中: B_1 、 B_2 为与气体黏度、温度、弯曲度和多孔介质孔隙度等相关的系数。

由式(29)可得, C_1 和 C_{10} 、 C_2 和 C_{20} 与固有渗透率的关系可表示为

$$\begin{cases} C_1 = C_{10} (K_\infty / K_{0\infty})^{-0.5} \\ C_2 = C_{20} (K_\infty / K_{0\infty})^{-1} \end{cases} \quad (30)$$

式中: C_{10} 为初始状态下的一阶滑脱系数; C_{20} 为初始状态下的二阶滑脱系数。

将式(30)代入式(26)可得考虑微裂隙变形和滑脱效应综合作用的表观渗透率模型

$$\begin{aligned} K_{\text{af}} = & \frac{h D_f b_{\text{max,eff}}^3}{12 A \{ 1 - \{ [\Delta \varepsilon_v - (1-f) \Delta \varepsilon_s] v \} / 3 \}} \times \\ & \left[\frac{1 - \delta^{3-D_f}}{3 - D_f} + \frac{6C_{10} (K_\infty / K_{0\infty})^{-0.5} \lambda b_{\text{max,eff}}^2 (1 - \delta^{2-D_f})}{2 - D_f} + \right. \\ & \left. \frac{12C_{20} (K_\infty / K_{0\infty})^{-1} \lambda^2 b_{\text{max,eff}} (1 - \delta^{1-D_f})}{1 - D_f} \right] \end{aligned} \quad (31)$$

2 模型验证与分析

2.1 页岩表观渗透率演化机制

1) 恒定外应力下表观渗透率演化分析。GHANIZADEH 等^[28]以德国北部 Toarcian Posidonia 地区的页岩样品为研究对象, 其有机质成熟度为 0.53% ~ 1.45%。试验气体为 CH₄。对于相同页岩样品, 该试验进行恒定外应力条件下的渗透率测定。2.1 节均采用 GHANIZADEH 等的试验数据进行验证, 模型计算结果与试验数据对比如图 3 所示。

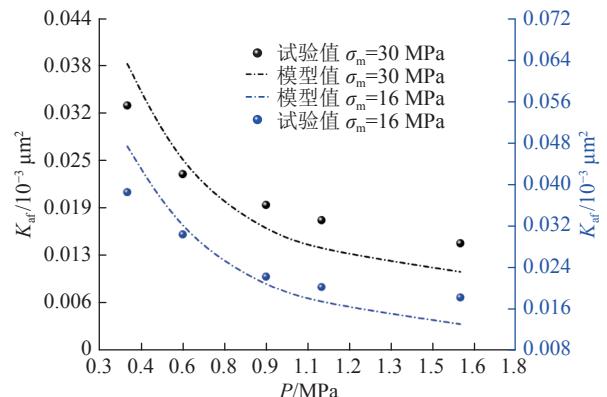


图 3 恒定外应力条件下表观渗透率随孔隙压力的变化
Fig.3 Variation of apparent permeability with pore pressure under constant external stress

由图 3 可知, 模型值与试验值具有相似的变化趋势, 表明所建渗透率模型可较好地表征微裂隙表观渗透率随孔隙压力的变化关系。随孔隙压力增大, 表观渗透率逐渐减小并趋于平缓。其原因为: 随孔隙压力增大, 气体吸附量增大, 导致基质吸附膨胀变形量增大, 微裂隙宽度减小, 气体流动阻力增大, 进而气体流量减小, 使表观渗透率逐渐减小。

表1 对应试验条件下的模型引用参数。为验证新建微裂隙变形和滑脱效应综合作用表观渗透率模型的可靠性,将**表1**中模型引用参数与GHANIZADEH等^[28]的试验数据代入式(31),可得恒定外应力条件下页岩微裂隙表观渗透率随孔隙压力的变化规律,如图3所示。此外,通过数据拟合可得初始一阶、二阶滑脱系数、内膨胀系数和微裂隙压缩性系数,见**表2**。

表1 恒定外应力条件下的模型引用参数**Table 1 Model reference parameters under constant external stress**

参数	取值	参数来源
试验气体	CH ₄	
T/K	318.15	文献[28]
P ₀ /MPa	0.4	
φ	0.143	
ε _L	0.04	
ν	0.2	文献[29]
b _{max} /m	4.7×10 ⁻⁸	
b _{min} /m	0.47×10 ⁻⁹	—
P _L /MPa	8	文献[30]
M/(kg·mol ⁻¹)	0.016	—
R(J·(mol·K) ⁻¹)	8.314	—
T _g /K	190.56	
P _g /MPa	4.599	
Y ₁	7.9	文献[31]
Y ₂	9.0×10 ⁻⁶	
Y ₃	0.28	
ξ	4	文献[32]
h/m	1.88×10 ⁻⁸ ~1.88×10 ⁻⁷	—

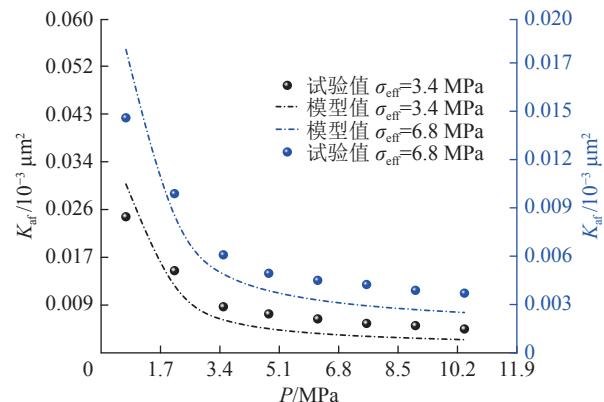
表2 恒定外应力条件下的模型拟合参数**Table 2 Model fitting parameters under constant external stress conditions**

σ _m /MPa	C ₁₀	C ₂₀	C _f	f
16	1.73	0.11	0.078	0.54
30	1.13	0.12	0.084	0.83

2) 恒定有效应力下表观渗透率演化分析。LI等^[33]采用脉冲衰减渗透仪测定 Barnett 地区页岩样品渗透率,条件为恒定有效应力,改变孔隙压力。选取来自 Barnett 地层有效应力为 3.4 MPa 和 6.8 MPa 的 2 组试验数据进行比较。模型计算结果与试验数据对比如图4所示。

表3 对应试验条件下的模型引用参数。因此将**表3**中模型引用参数与 LI 等^[33]的试验数据代入式(31),可得恒定有效应力条件下页岩微裂隙表观渗透率随孔隙压力的变化规律,如图4所示。此外,通

过数据拟合可得初始一阶、二阶滑脱系数和内膨胀系数,见**表4**。

**图4** 恒定有效应力条件下表观渗透率随孔隙压力的变化**Fig.4** Variation of apparent permeability with pore pressure under constant effective stress**表3** 恒定有效应力条件下的模型拟合参数**Table 3 Model fitting parameters under constant effective stress conditions**

σ _{eff} /MPa	C ₁₀	C ₂₀	f
3.4	1.7	0.4	0.45
6.8	1.18	0.14	0.32

表4 恒定有效应力条件下的模型引用参数**Table 4 Model reference parameters under constant effective stress**

参数	取值	参数来源
试验气体	N ₂	
φ	0.04	
ε _L	0.05	
P _L /MPa	2	
T _g /K	126.2	
P _g /MPa	3.39	文献[17]
P ₀ /MPa	10.5	
ξ	4	
b _{max} /m	4.9×10 ⁻⁸	
b _{min} /m	0.49×10 ⁻⁹	
T/K	293.15	
M/(kg·mol ⁻¹)	0.028	
R/(J·(mol·K) ⁻¹)	8.314	
ν	0.04	文献[34]
h/m	1.96×10 ⁻⁹ ~1.96×10 ⁻⁷	—
Y ₁	7.9	
Y ₂	9.0×10 ⁻⁶	文献[31]
Y ₃	0.28	

由**图4**可知:模型值与试验值具有相似的变化趋势,表明所建渗透率模型可较好地表征恒定有效应力条件下微裂隙表观渗透率随孔隙压力的变化关

系。其原因为:有效应力恒定,随孔隙压力增大,气体分子吸附于微裂隙壁面,使得气体流动通道减小,流动阻力增大,表观渗透率减小。

2.2 气体吸附与有效应力综合作用下的滑脱系数动态演变

致密多孔介质中,气体分子与微裂隙壁面频繁碰撞,产生大于初始流动速度的“滑动”现象,称为滑脱效应。在气体渗流过程中滑脱效应产生的附加流量使页岩固有渗透率与表观渗透率间存在一定偏差。滑脱系数(C_1 、 C_2 、 B)是决定滑脱效应强弱的关键参数。 B 为整体滑脱系数(也称Klinkenberg系数、滑脱系数),其与一阶、二阶滑脱系数的关系^[27]为

$$B = C_1 - \frac{C_2}{P} \quad (32)$$

1) 恒定外应力条件下滑脱系数的演变。为进一步分析气体吸附及有效应力影响下滑脱系数的演化机制,将GHANIZADEH等^[28]的试验数据及表1中模型引用参数和表2中拟合参数代入式(30)、式(32),计算得出恒定外应力条件下一阶、二阶与整体滑脱系数,如图5所示。

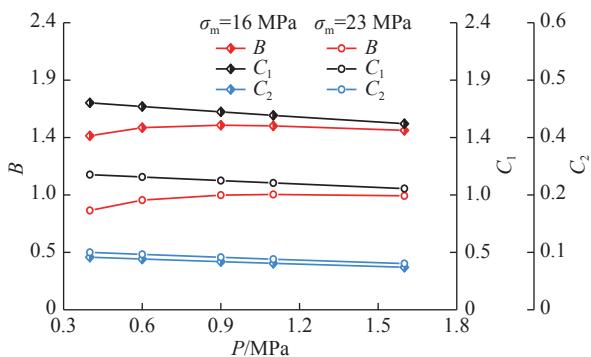


图5 恒定外应力条件下滑脱系数随孔隙压力的变化

Fig.5 Variation of slip coefficient with pore pressure under constant external stress

由图5可知,当外应力恒定时,随孔隙压力增大, C_1 、 C_2 逐渐减小,而 B 逐渐增大,且 C_1 大于 C_2 为主导参数。这与CHEN等^[27]研究结果一致。其原因为:随孔隙压力增大,气体分子平均自由程减小,气体分子与微裂隙壁面碰撞次数减小,滑脱效应减弱导致滑脱系数减小,因此 C_1 、 C_2 减小。而由式(32)可知,而整体滑脱系数 B 与孔隙压力成正相关,随孔隙压力的增大而增大^[28]。

2) 恒定有效应力条件下滑脱系数的演变。将LI等^[33]的试验数据及表3中模型引用参数和表4中拟合参数代入式(30)、式(32),计算得出恒定有效应力条件下一阶、二阶及整体滑脱系数,如图6

所示。

由图6可知,当有效应力恒定时,随孔隙压力增大, C_1 、 C_2 和 B 逐渐增大,这与ZHOU等^[18]研究结果一致。其原因为:随孔隙压力增大,气体吸附变形量增大而诱导基质吸附膨胀变形量增大,进而导致微裂隙渗流通道变窄。因此,气体分子与微裂隙壁面的碰撞频率增大,滑脱效应增大, C_1 、 C_2 和 B 逐渐增大。另外,由于其他因素影响导致 C_1 、 C_2 随孔隙压力增加其增加速率不太一致。

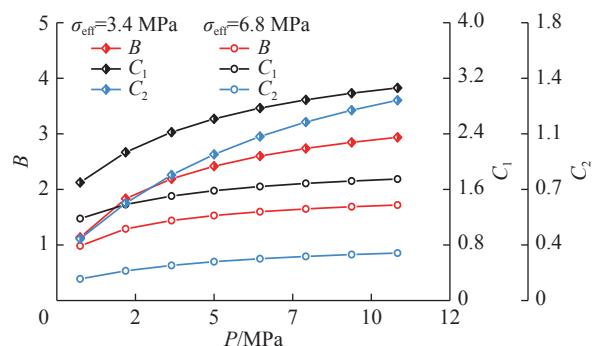


图6 恒定有效应力条件下滑脱系数随孔隙压力的变化

Fig.6 Variation of slip coefficient with pore pressure under constant effective stress

3 结果与讨论

3.1 参数敏感性分析

滑脱系数是影响页岩渗透率的主要因素之一。因此,为进一步探讨各因素影响下滑脱系数的演化规律,3.1节选取GHANIZADEH等^[28]的试验数据进行详细讨论不同参数(微裂隙压缩性系数、分形维数和内膨胀系数)对滑脱系数的影响变化规律。

将表1中模型引用参数、表2中 $\sigma_m=16\text{ MPa}$ 条件下的模型拟合参数与GHANIZADEH等^[28]恒定外应力条件下 $\sigma_m=16\text{ MPa}$ 的一组试验数据代入式(30)、式(32),可得微裂隙压缩性系数、分形维数和内膨胀系数对气体滑脱效应的影响。

1) 微裂隙压缩性系数对气体滑脱效应的影响。图7为不同微裂隙压缩性系数下一阶和二阶滑脱系数随孔隙压力的变化规律。

由图7可知:当孔隙压力恒定时,随微裂隙压缩性系数的增大, C_1 、 C_2 、 B 减小。其原因为:微裂隙压缩性系数表示在应力作用下微裂隙压缩的难易程度。因此微裂隙压缩性系数越大,表明页岩微裂隙可压缩空间越大,固有渗透率越大。结合式(30)可知,滑脱系数与固有渗透率成反比,即滑脱效应减弱, C_1 、 C_2 、 B 减小。

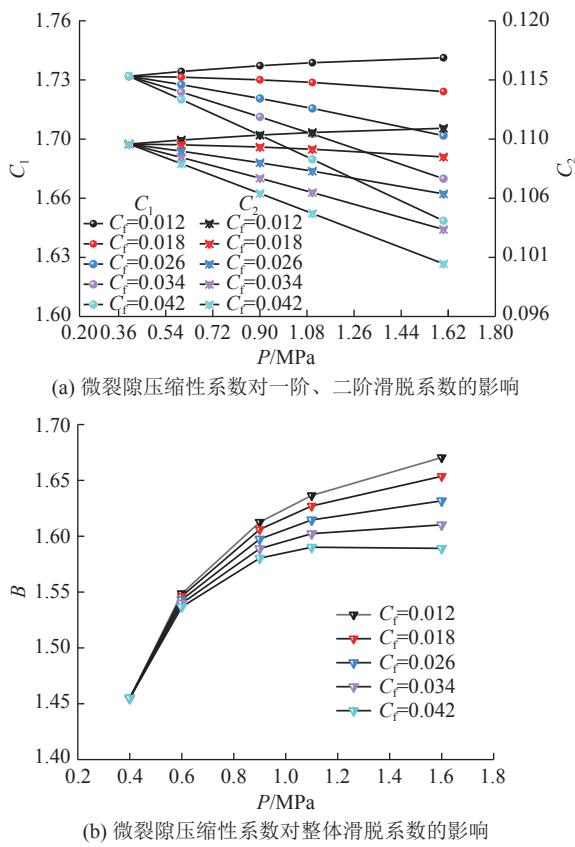


图7 微裂隙压缩性系数对滑脱系数的影响

Fig.7 Influence of microcrack compressibility coefficient on slipping coefficient

2) 分形维数对气体滑脱效应的影响。图8为不同分形维数下滑脱系数随孔隙压力的变化规律。

由图8可知,相同孔隙压力条件下, C_1 、 C_2 、 B 均随分形维数的增大而减小。原因为:分形维数表征微裂隙发育程度,孔隙率随分形维数的增大而增大,固有渗透率随之增大。而滑脱系数与固有渗透率成反比,因此一阶、二阶滑脱系数 C_1 、 C_2 、 B 减小。另外,相同分形维数条件下, C_1 、 C_2 随孔隙压力的增大而减小。原因为:随孔隙压力增大,气体分子平均自由程减小,分子与壁面碰撞频率减小,分子邻近壁面的滑动速度逐渐减小,因此滑脱效应减弱, C_1 、 C_2 减小。

3) 内膨胀系数对气体滑脱效应的影响。图9为不同内膨胀系数下孔隙压力的变化规律。

由图9a可知:相同孔隙压力条件下,随内膨胀系数增大, C_1 、 C_2 、 B 逐渐增大。其原因为:内膨胀系数表示基质变形对微裂隙变形的贡献。内膨胀系数越大,表明微裂隙收缩变形量越大,相应的固有渗透率越小,因此 C_1 、 C_2 、 B 逐渐增大。

由图9b可知:相同内膨胀系数条件下,随孔隙

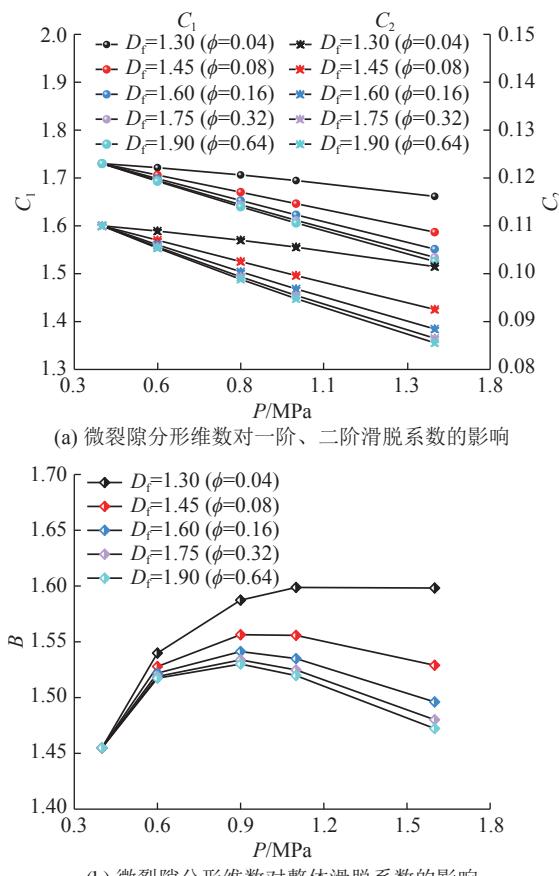


图8 微裂隙分形维数对滑脱系数的影响

Fig.8 Influence of fractal dimension of micro-cracks on slipping coefficient

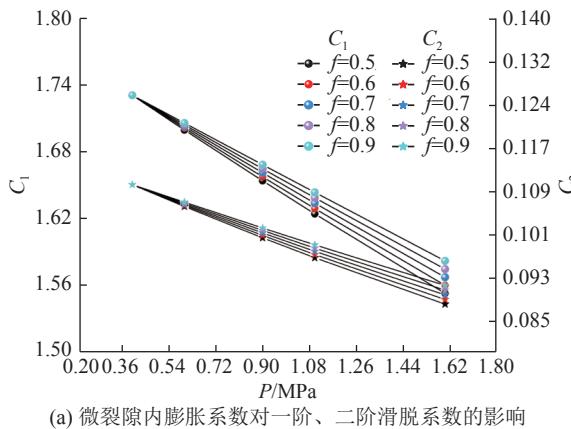
压力增大, B 呈先增大后减小的变化趋势。其原因为:当 $P < 0.9$ MPa 时,随孔隙压力增大,基质吸附膨胀变形增大,导致微裂隙宽度减小。同时,气体分子平均自由程减小,但其减小速率小于微裂隙宽度的减小速率,因此,气体分子与壁面的碰撞频率呈增大趋势,气体滑脱效应增强,整体滑脱效应 B 相应增大。当 $P > 0.9$ MPa 时,气体分子平均自由程减小速率大于微裂隙宽度减小速率,导致滑脱效应相对减弱,因此 B 减小。

3.2 页岩表观渗透率与滑脱效应的响应机制分析

当孔隙压力较低时,滑脱效应显著,对页岩表观渗透率起积极作用。而页岩气开采过程中,滑脱效应可增大页岩表观渗透率,进一步提高页岩气采收率。因此,探究滑脱效应影响下页岩表观渗透率的动态演化机制对页岩气开采具有一定实际意义。

将 GHANIZADEH 等^[28] 的试验数据和表1中模型引用参数,以及表2中拟合参数代入式(31)、式(32),可得表观渗透率与滑脱系数、孔隙压力间的变化关系,如图10所示。

由图10可知: 恒定外应力条件下, 随孔隙压力增大, 页岩表观渗透率均逐渐减小并趋于平缓。其原因为: 孔隙压力增大前期, 以滑脱效应为主, 随孔隙压力逐渐增大, 滑脱效应减弱, 页岩表观渗透率迅速减小。而孔隙压力增大后期, 气体吸附量逐渐趋于饱和, 对基质变形影响可忽略, 表观渗透率减小速率趋于平缓。



(a) 微裂隙内膨胀系数对一阶、二阶滑脱系数的影响

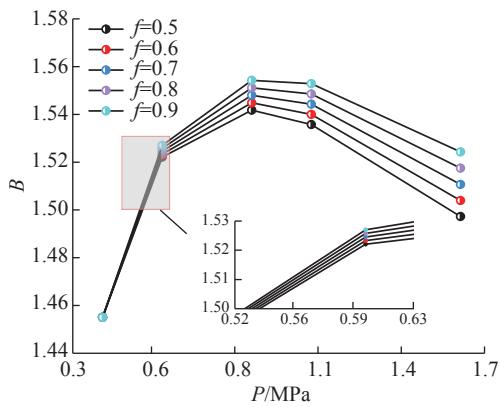


图9 微裂隙内膨胀系数对滑脱系数的影响

Fig.9 Influence of expansion coefficient in microcracks on slippage coefficient

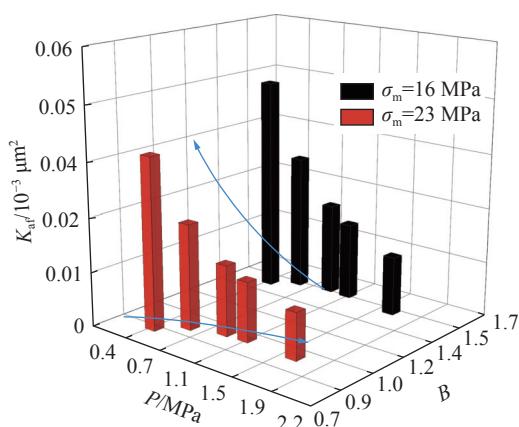


图10 表观渗透率与整体滑脱系数、孔隙压力间的变化关系

Fig.10 Relationship between apparent permeability, slip coefficient and pore pressure

4 结 论

1) 不同边界条件下(恒定外应力、恒定有效应力), 随孔隙压力逐渐增大到一定程度时, 在气体吸附与滑脱效应的竞争过程中, 以气体吸附为主, 气体吸附量增大而诱导基质膨胀变形量增大, 微裂隙渗流通道减小, 导致页岩表观渗透率呈减小的变化趋势。

2) 当外应力恒定时, 随孔隙压力逐渐增大, 气体分子平均自由程逐渐减小, 分子与微裂隙壁面碰撞次数减小, 滑脱效应减弱, C_1 、 C_2 减小。当有效应力恒定, 随孔隙压力增大, 吸附变形量增大而导致基质膨胀变形量增大, 固有渗透率减小, 因此 C_1 、 C_2 、 B 增大。

3) 基于所建页岩表观渗透率模型进行敏感性分析, 探讨分形维数、微裂隙压缩性系数、内膨胀系数与滑脱系数之间的关系。微裂隙压缩性系数、分形维数增大导致固有渗透率增大, C_1 、 C_2 、 B 减小。内膨胀系数的增大表明微裂隙收缩变形量越大, 其微裂隙宽度减小, 分子与微裂隙壁面碰撞次数增大, 因此 C_1 、 C_2 、 B 逐渐增大。

参考文献(References):

- [1] 朱维耀, 陈震, 宋智勇, 等. 中国页岩气开发理论与技术研究进展[J]. 工程科学学报, 2021, 43(10): 1397–1412.
ZHU Weiyao, CHEN Zhen, SONG Zhiyong, et al. Research progress of shale gas development theory and technology in China[J]. Chinese Journal of Engineering, 2021, 43(10): 1397–1412.
- [2] YAN C L, REN X, CHENG Y F, et al. Geomechanical issues in the exploitation of natural gas hydrate[J]. Gondwana Research, 2020, 81: 403–422.
- [3] TIAN Z H, WEI W, ZHOU S W, et al. Impacts of gas properties and transport mechanisms on the permeability of shale at pore and core scale[J]. Energy, 2022, 244: 122707.
- [4] 张宏学, 刘卫群. 页岩气开采的相关实验、模型和环境效应[J]. 岩土力学, 2014, 35(S2): 85–100.
ZHANG Hongxue, LIU Weiqun. Relevant experiments, models and environmental effects of shale gas exploitation[J]. Rock and Soil Mechanics, 2014, 35(S2): 85–100.
- [5] LI X, FENG Z J, HAN G, et al. Permeability evolution of propped artificial fractures in Green River shale[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2017, 50(6): 1473–1485.
- [6] BHANDARI A R, FLEMINGS P B, POLITO P J, et al. Anisotropy and stress dependence of permeability in the Barnett shale[J]. Transport in Porous Media, 2015, 108(2): 393–411.
- [7] BUSTIN A M M, BUSTIN R M, CUI X. Importance of fabric on the production of gas shales[C]/SPE unconventional reservoirs conference. OnePetro, 2008.
- [8] FAN M, HAN Y, MCCLURE J, et al. Hydraulic fracture conductivity as a function of proppant concentration under various effect-

- ive stresses: from partial monolayer to multilayer proppants[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. URTEC, 2017: URTEC-2693347-MS.
- [9] LYU Q F, LIU X L, WANG E Z, et al. Analytical solution to predicting gaseous mass flow rates of microchannels in a wide range of Knudsen numbers[J]. *Physical Review E*, 2013, 88(1): 013007.
- [10] KLINKENBERG L J. The permeability of porous media to liquids and gases[J]. *Drilling and Production Practice*, 1941, 2: 200–213.
- [11] HSIA Y T, DOMOTO G A. An experimental investigation of molecular rarefaction effects in gas lubricated bearings at ultra-low clearances[J]. *Journal of Tribology*, 1983, 105(1): 120–129.
- [12] HATAMI M, BAYLESS D, SARVESTANI A. Poroelastic effects on gas transport mechanisms and influence on apparent permeability in shale[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2022, 153: 105102.
- [13] LYU Q F, CHEN Z Q, WANG M. An improved elastic-tubes model for the correlation of permeability and stress with correction for the Klinkenberg effect[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 48: 24–35.
- [14] 李波波, 王斌, 杨康, 等. 应力与温度综合作用的煤岩渗透机理[J]. *中国矿业大学学报*, 2020, 49(5): 844–855.
LI Bobo, WANG Bin, YANG Kang, et al. Coal-rock permeability mechanism of comprehensive action of stress and temperature[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2020, 49(5): 844–855.
- [15] LI Y D, DONG P C, ZHOU D W. A dynamic apparent permeability model for shale microfractures: coupling poromechanics, fluid dynamics, and sorption-induced strain[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 74: 103104.
- [16] SHI R, LIU J S, WANG X M, et al. A critical analysis of shale laboratory permeability evolution data[J]. *Energy*, 2021, 236: 121405.
- [17] GAO Q, HAN S C, CHENG Y F, et al. Apparent permeability model for gas transport through micropores and microfractures in shale reservoirs[J]. *Fuel*, 2021, 285: 119086.
- [18] ZHOU Y B, LI Z H, YANG Y L, et al. Evolution of coal permeability with cleat deformation and variable Klinkenberg effect[J]. *Transport in Porous Media*, 2016, 115(1): 153–167.
- [19] REISS L H. The reservoir engineering aspects of fractured formations[M]. Paris: Editions Technip, 1980.
- [20] LIU T, LIN B Q, YANG W. Impact of matrix–fracture interactions on coal permeability: model development and analysis[J]. *Fuel*, 2017, 207: 522–532.
- [21] CAO H T, YI X Y, LU Y, et al. A fractal analysis of fracture conductivity considering the effects of closure stress[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 32: 549–555.
- [22] WU X H, LI B B, REN C H, et al. An original coupled damage–permeability model based on the elastoplastic mechanics in coal[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2022, 55(4): 2353–2370.
- [23] LIU J S, CHEN Z W, ELSWORTH D, et al. Evaluation of stress-controlled coal swelling processes[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2010, 83(4): 446–455.
- [24] LIU J S, CHEN Z W, ELSWORTH D, et al. Interactions of multiple processes during CBM extraction: a critical review[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2011, 87(3/4): 175–189.
- [25] 宋浩晟, 李波波, 陈帅, 等. 页岩储层动态表观渗透率演化机制[J]. *中国矿业大学学报*, 2022, 51(5): 873–885.
SONG Haosheng, LI Bobo, CHEN Shuai, et al. Evolution mechanism of dynamic apparent permeability of shale reservoir[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2022, 51(5): 873–885.
- [26] LI Y, KALANTARI-DAHAGHI A, ZOLFAGHARI A, et al. Fractal-based real gas flow model in shales: An interplay of nanopore and nano-fracture networks[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2018, 127: 1188–1202.
- [27] CHEN Y F, JIANG C B, LEUNG J Y, et al. Second-order correction of Klinkenberg equation and its experimental verification on gas shale with respect to anisotropic stress[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 89: 103880.
- [28] 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)[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2014, 123: 20–33.
- [29] ZENG J, LIU J S, LI W, et al. Evolution of shale permeability under the influence of gas diffusion from the fracture wall into the matrix[J]. *Energy & Fuels*, 2020, 34(4): 4393–4406.
- [30] GAO Q, CHENG Y, HAN S, et al. Effect of shale matrix heterogeneity on gas transport during production: a microscopic investigation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 201: 108526.
- [31] WU K L, CHEN Z X, LI X F, et al. Flow behavior of gas confined in nanoporous shale at high pressure: real gas effect[J]. *Fuel*, 2017, 205: 173–183.
- [32] WU K L, LI X F, WANG C C, et al. A model for gas transport in micro fractures of shale and tight gas reservoirs[C]//SPE/CSUR Unconventional Resources Conference. OnePetro, 2015.
- [33] LI Z H, 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]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 189: 107010.
- [34] 王淑芳, 董大忠, 王玉满, 等. 中美海相页岩气地质特征对比研究[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(9): 1666–1678.
WANG Shufang, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Comparative study on geological characteristics of marine shale gas between China and the United States[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(9): 1666–1678.