

文章编号: 1001-4888(2024)01-0115-11

考虑 CO₂ 吸附和滑脱效应影响的 页岩渗透率演化机制研究^{*}

吴迪¹, 宋开鑫¹, 曹启坤², 翟文博¹, 苗丰¹

(1. 辽宁工程技术大学 力学与工程学院, 辽宁阜新 123000; 2. 辽宁工程技术大学 土木工程学院, 辽宁阜新 123000)

摘要: 为探究气体吸附以及滑脱效应对页岩渗透率的影响规律, 利用自主研发的渗流装置, 开展了 CO₂ 的脉冲衰减渗流试验。试验结果表明: 在低孔隙压力下, CO₂ 吸附对渗透率计算结果影响较大, 随着孔隙压力增大, CO₂ 吸附对渗透率的影响逐渐减小; 通过修正后的滑脱效应渗流公式对渗透率进行拟合, 发现修正后的滑脱效应公式与渗透率变化趋势更加贴合; 利用滑脱效应贡献率量化分析滑脱效应对渗透率的影响规律, 孔隙压力为 2.5 MPa~4 MPa 时, 滑脱效应对渗透率影响较大, 贡献率达到 27.78%, 随着孔隙压力的增大, 贡献率逐渐下降至 8.44%, 在低孔隙压力条件下, 滑脱效应影响更加明显, 随着孔隙压力的增大, 滑脱效应影响呈指数形式逐渐减小。

关键词: 页岩; 吸附性; 滑脱效应; 渗透率; 孔隙度

中图分类号: TE371

文献标识码: A

DOI: 10.7520/1001-4888-23-081

0 引言

页岩气开采过程中, 由于储层具有低孔、低渗等特点, 导致页岩气开采十分困难^[1]。目前, 最常见的页岩气开采工艺是水力压裂, 但水力压裂存在耗水量大和储层伤害等问题^[2], 针对水力压裂开采页岩气时出现的问题, 有学者提出超临界 CO₂ 高效开采页岩气的技术思路, 利用超临界 CO₂ 对页岩储层的增渗作用进行 CO₂ 驱替页岩气开采^[3-4]。在对页岩储层注入 CO₂ 开采页岩气过程中, 低孔隙压力条件下会产生 CO₂ 吸附和滑脱效应现象, 因此, 有必要探讨气体吸附和滑脱效应对页岩渗透率的影响规律。

目前, 对致密岩体的渗透率测定试验通常采用稳态法或瞬态法。刘国军等^[5]采用稳态法开展 CO₂ 渗流试验, 揭示了体积应力和温度对裂隙页岩渗透率的影响机理。侯东升等^[6]采用稳态法对煤样分别进行了单一组分气体和 CH₄ 与 CO₂ 的混合气渗流试验, 结果表明单一气体和混合气均会受到滑脱效应影响。郭为^[7]基于稳态法对页岩进行渗透率测定试验, 得出了考虑滑脱效应影响下的渗流规律。吴迪等^[8]采用稳态法研究了超临界 CO₂ 注入前后煤层的渗透率, 试验结果表明超临界 CO₂ 对煤层起到明显的增透效果。岳立新等^[9]采用稳态法在不同孔隙压力条件下对煤岩进行超临界 CO₂ 增透试验, 结果表明随着孔隙压力增大, 煤岩孔隙度增加, 进而渗透率增大。张金冬^[10]采用稳态法测定了低渗透气藏基质系统和裂缝系统渗透率, 测定结果表明基质系统压力敏感性强于裂缝系统。吴迪等^[11]利用稳态法开展 CO₂ 增透试验, 对含 CH₄ 煤岩注入 CO₂, 发现随着 CO₂ 注入压力的增大, CH₄ 渗透率呈上升趋势。吕伏等^[12]开展了气体在原煤试件中的三轴稳态渗流试验, 结果表明煤岩变形、煤对瓦斯的吸附作用以及气体的滑脱效应均会对煤岩的渗流特性产生影响。

^{*} 收稿日期: 2023-04-17; 修回日期: 2023-06-01

基金项目: 国家自然科学基金项目(51974147, 51504122)

通信作者: 吴迪(1981—), 男, 教授。主要从事渗流力学及应用研究。Email: wudi202@126.com

与稳态法相比,瞬态法计算相对复杂,但瞬态法具有试验时间短、测量精度高等优点。在瞬态法中,脉冲衰减法是最常见的一种渗透率测定方法。张水军等^[13]模拟了双向脉冲衰减法试验,发现试验上下游容器较大时气体的储层压缩性可忽略。张宏源等^[14]基于脉冲衰减法测量了粉细砂岩渗透率,结果表明随着粉细砂岩样品中 CO_2 水合物饱和度的增加,其渗透率呈指数衰减趋势。沈维克^[15]改进传统脉冲衰减方法对 CH_4 进行渗流试验,通过对比测量前后的结果差异,优化了试验方法对渗透率计算结果产生的影响。王超林^[16]开展了瞬态脉冲法渗流试验,基于不同孔隙压力下的页岩渗透率变化规律,建立了滑脱效应、有效应力、气体吸附影响的渗流模型。胡德高等^[17]采用脉冲衰减法测量了 N_2 、 He 在页岩上的渗透率,分析了滑脱效应的变化规律,结果表明滑脱因子与固有渗透率呈幂函数关系。陈帅^[18]基于脉冲衰减法渗流试验,在吸附变形修正的应力应变渗透率模型基础上,考虑滑脱效应的影响,建立了描述气体流动的表现渗透率模型。王熠等^[19]采用脉冲衰减法,在不同围压条件下,对 CO_2 在页岩中的气体渗透率进行了测量,结果表明,在低孔隙压力下,Knudsen 扩散作用对页岩渗透率具有显著影响。赵瑜等^[20]通过对页岩进行 He 和 CO_2 脉冲衰减渗流试验,发现 He 渗透率与孔隙压力呈正相关关系, CO_2 渗透率随孔隙压力的增加呈先下降再上升的趋势。

综上所述,学者们对不同工况下的气体渗流进行了大量试验研究,但在吸附性对渗透率的影响方面研究较少。本文考虑到吸附性和滑脱效应对渗透率的影响,利用无吸附性的 He 和有吸附性的 CO_2 分别开展不同孔隙压力下的脉冲衰减法测定页岩渗透率试验,分析揭示了 CO_2 吸附性以及滑脱效应对页岩渗透率的影响,建立了受孔隙压力影响的页岩渗透率函数。

1 页岩渗透率测定试验

1.1 试验装置及试验方案

试验采用传统脉冲衰减法,通过监测上下游孔隙压力随时间的变化规律得出页岩渗透率。试验装置如图 1 所示,装置包括压力控制系统、水浴控温系统、渗流系统和气体测量系统。其中,压力控制系统由气体增压泵、高压气瓶、空气压缩机、六通阀、手动压力泵和上下游体积容器构成;水浴控温系统由水浴箱构成;渗流系统由岩芯夹持器构成;气体测量系统由数据记录仪构成。试验温度为 35°C ,脉冲压力为 0.5MPa ,轴压与围压相等并且始终大于孔隙压力 1.5MPa 。改变围压、轴压及孔隙压力,对系统上游施加脉冲压力进行渗流试验。将孔隙压力分为低($2.5\text{MPa}\sim 4\text{MPa}$)、中($5.5\text{MPa}\sim 7\text{MPa}$)、高(大于 8.5MPa)阶段,具体试验方案见表 1。

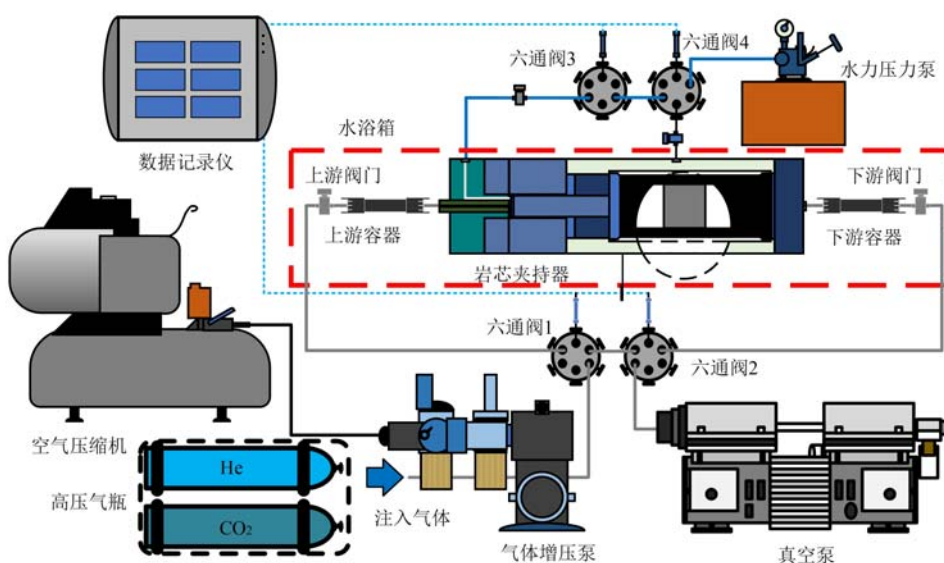


图 1 试验装置图

Fig. 1 Diagram of test device

表 1 渗透率测定试验方案
Tab. 1 Permeability measurement test scheme

气体	试件编号	温度/℃	孔隙压力/MPa	轴压/MPa	围压/MPa	脉冲压力/MPa
He	1	35	2.5	4.0	4.0	0.5
	2	35	4.0	5.5	5.5	0.5
	3	35	5.5	7.0	7.0	0.5
	4	35	7.0	8.5	8.5	0.5
	5	35	8.5	10.0	10.0	0.5
CO ₂	1	35	2.5	4.0	4.0	0.5
	2	35	4.0	5.5	5.5	0.5
	3	35	5.5	7.0	7.0	0.5
	4	35	7.0	8.5	8.5	0.5
	5	35	8.5	10.0	10.0	0.5

1.2 渗透率测定试验流程

由于页岩渗透率低,导致测试时间长,易出现较大的试验误差。TRIMMER^[21]研究得出圆饼状试件能够大幅降低测试时间且不会对测试精度产生影响。因此,本文采用较短圆柱形试件进行脉冲衰减渗流试验,在同一块页岩上制取直径 25mm、高 30mm 的圆柱形页岩试件,通过测试页岩试件质量,选取质量相近的 5 个试件,试件如图 2 所示。为避免试件中的水分对试验结果产生影响,将制取好的试件置于 105℃ 的烘干箱中烘干 12h,烘干后待试件冷却至室温,将试件放置于阴凉干燥处并用聚乙稀薄膜密封保存。试件具体物理参数见表 2。



图 2 试验试件
Fig. 2 Test specimen

表 2 试验岩样物理参数
Tab. 2 Physical parameters of test rock samples

参数	样品				
	1 号	2 号	3 号	4 号	5 号
直径 d/cm	2.49	2.49	2.49	2.49	2.48
高度 h/cm	3.30	3.10	2.99	3.00	2.99
横截面积 A/cm^2	4.87	4.87	4.87	4.87	4.83
体积 V/cm^3	16.07	15.10	14.56	14.61	14.44
密度 $\rho/(\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$	2.24	2.33	2.43	2.44	2.39
质量 m/g	36.06	35.14	35.36	35.73	34.55
孔隙度 $\phi/\%$	4.58	4.91	4.45	4.41	4.98

具体试验步骤如下:

(1)上下游体积标定:①调节温度。通过水浴箱预先设定试验所需温度。②将实心标定杯放入岩芯夹持器中,利用水力压力泵加载围压和轴压至试验所需条件。③开启连接上下游的六通阀 1、2 阀门使 He 在整个试验系统中流通,待系统中气体稳定后从数据记录仪中导出数据。④将实心标定杯换成空心标定杯重复步骤①~③。完成步骤①~④后通过气体状态方程计算出上游体积。⑤重复上述步骤标

定出下游体积。

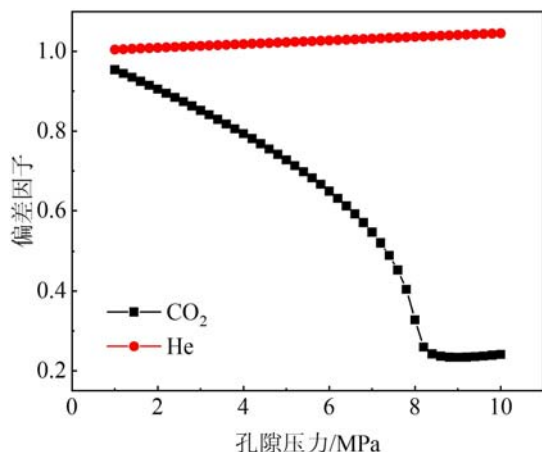


图 3 偏差因子随孔隙压力的变化

Fig. 3 Variation of deviation factor with gas pressure

偏差因子是表征实际气体与理想气体偏差程度的物理量^[22]。通过美国国家标准与技术研究所(NIST)的标准参考数据库^[23]查找出气体偏差因子随孔隙压力的变化规律如图 3 所示,将偏差因子代入气体状态方程中计算出试验装置的上下游体积。

(2)脉冲衰减渗流试验:①设置试验温度为 35℃。②对试验系统进行抽真空处理。③按照试验方案对页岩试件施加围压和轴压,稳定 12h。④对上下游施加孔隙压力,待孔隙压力稳定后,向上游施加脉冲压力(0.5MPa)。⑤待上下游压力近似相等后结束试验,并导出试验数据。重复步骤②~⑤完成试件 2~5 号的渗流试验。

1.3 渗透率计算方法

针对脉冲衰减法计算岩样渗透率,BRACE 等^[24]提出了渗流公式:

$$P_u(t) - P_d(t) = \Delta P \left(\frac{V_d}{V_u + V_d} \right) e^{-\alpha t} \quad (1)$$

$$\alpha = \left(\frac{kA}{c_g \mu L} \right) \left(\frac{1}{V_u} + \frac{1}{V_d} \right) \quad (2)$$

式中: $P_u(t)$ 和 $P_d(t)$ 分别为随时间变化的上游孔隙压力和下游孔隙压力,MPa; ΔP 为注入脉冲压力后的上下游压力差,随时间变化,MPa; V_u 和 V_d 分别为上、下游体积,cm³; t 为时间,s; k 为渗透率,m²; A 为试件横截面面积,cm²; c_g 为试验流体等温压缩系数,MPa⁻¹; L 为轴向长度,cm; μ 为动力黏度系数,10⁻⁶ MPa·s; α 为 $P_u(t)$ 和 $P_d(t)$ 差值随时间变化的图像斜率,通过对式(1)取对数拟合获得,s⁻¹。

BRACE 等^[24]使用的试件是黏土矿物含量较低的花岗岩,对气体的吸附较弱,因此该式并未考虑岩样对气体的吸附作用。但在利用 CO₂ 测定页岩渗透率的试验中,页岩黏土矿物含量较高,吸附性较强,因此 CUI 等^[25]引入表征吸附体积的等效孔隙度,进而得到无量纲压差与无量纲时间构成的解析方程,如式(3)所示:

$$\Delta P_D = 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{a(b^2 + \theta_n^2) - (-1)^n b \sqrt{(a^2 + \theta_n^2)(b^2 + \theta_n^2)}}{\theta_n^2(\theta_n^2 + a + a^2 + b + b^2) + ab(a + b + ab)} e^{(-\theta_n^2 t_D)} \quad (3)$$

式中: ΔP_D 为无量纲压差; t_D 为无量纲时间; θ_n 为无量纲参数,其值为式(4)中 $\tan(\theta_n)$ 的第 n 个正数解; a 和 b 为利用脉冲衰减法求解渗透率时,考虑气体吸附引入的中间参数。

为求解渗透率,引入无因次量如式(4)所示:

$$\begin{cases} \Delta P_D = \frac{P_u(t_D) - P_d(t_D)}{P_u(0) - P_d(0)} \\ t_D = \frac{kt}{\phi_0 \left[1 + \frac{\phi_a}{\phi_0} \right] \mu c_g L^2} \\ \tan(\theta_n) = \frac{(a+b)\theta_n}{\theta_n^2 - ab} \end{cases} \quad (4)$$

式(3)、式(4)中的吸附参量由式(5)给出,式(5)为引入 LANGMUIR 吸附模型^[26]的吸附参量表达式。

$$\begin{cases} \phi_a = \frac{\rho_s(1 - \phi_0) P_L q_L}{\rho V_{sd} c_g (P_L + P)^2} \\ f_a = \frac{\phi_a}{\phi_0} \\ a = \frac{V_p(1 + f_a)}{V_u} \\ b = \frac{V_p(1 + f_a)}{V_d} \end{cases} \quad (5)$$

式中: ϕ_a 为表征吸附体积的等效孔隙度; ρ_s 为页岩骨密度, $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$; ϕ_0 为初始孔隙度; q_L 、 P_L 为 Langmuir 参数, 试验吸附满足 Langmuir 模型; ρ 为气体密度, $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$; V_{sd} 为气体在试验温度和孔隙压力下的摩尔体积, $\text{cm}^3 \cdot \text{mol}^{-1}$; P 为孔隙压力, MPa; c_g 为试验气体等温压缩系数, MPa^{-1} ; f_a 为吸附性和压缩性的修正因子; V_p 为页岩孔隙体积, cm^3 。

为求式(3)中的因子 θ_n^2 , 将式(3)改写成对数形式, DICKER 等^[27]认为在试验后期阶段, 式(3)中除第一项外, 其他项均趋于 0。通过式(6)可得出无量纲压差与时间的线性关系。

$$\ln[\Delta P_D] - \ln[S_1] = -\alpha t \quad (6)$$

其中

$$S_1 = \frac{a(b^2 + \theta_1^2) + b \sqrt{(a^2 + \theta_1^2)(b^2 + \theta_1^2)}}{\theta_1(\theta_1^2 + a + a^2 + b + b^2) + ab(a + b + ab)} \quad (7)$$

式(8)为考虑气体吸附及压缩的脉冲衰减法渗透率公式^[25]。将式(6)拟合得出的 α 代入式(8)即可得出页岩渗透率。

$$k = \frac{\alpha c_g \mu L}{f_1 A \left(\frac{1}{V_u} + \frac{1}{V_d} \right)} \quad (8)$$

式中, f_1 为引入孔隙体积与上下游体积之比的无量纲参量:

$$f_1 = \frac{\theta_1^2}{a + b} \quad (9)$$

通过式(8)最终可求得考虑 CO₂ 气体吸附的页岩渗透率, 通过式(1)、式(2)可求得不考虑 CO₂ 吸附的页岩渗透率。

2 试验结果分析

2.1 脉冲压力试验结果

将所得的试验数据通过式(3)进行无量纲化处理得到无量纲压差随时间变化关系曲线, 如图 4 所示, He 和 CO₂ 孔隙压力变化趋势相同, 注气初期压力变化较快, 后期趋于平稳。在低孔隙压力条件下, 试验中上下游压力达到平衡所需时间更短, 孔隙压力越大, 平衡时间越长。基于图 4 中两者变化关系可以求解页岩渗透率, 通过对式(6)进行线性拟合得出线性拟合图像如图 4 中的小图所示, 拟合斜率 α 见表 3。随着孔隙压力增大, CO₂ 渗流试验的上下游压差随时间变化的斜率具有明显减小的现象, 在高孔隙压力下, CO₂ 发生相变, 超临界态 CO₂ 黏度显著增大, 具有高黏度的超临界 CO₂ 渗流所需时间更长, 导致斜率减小。

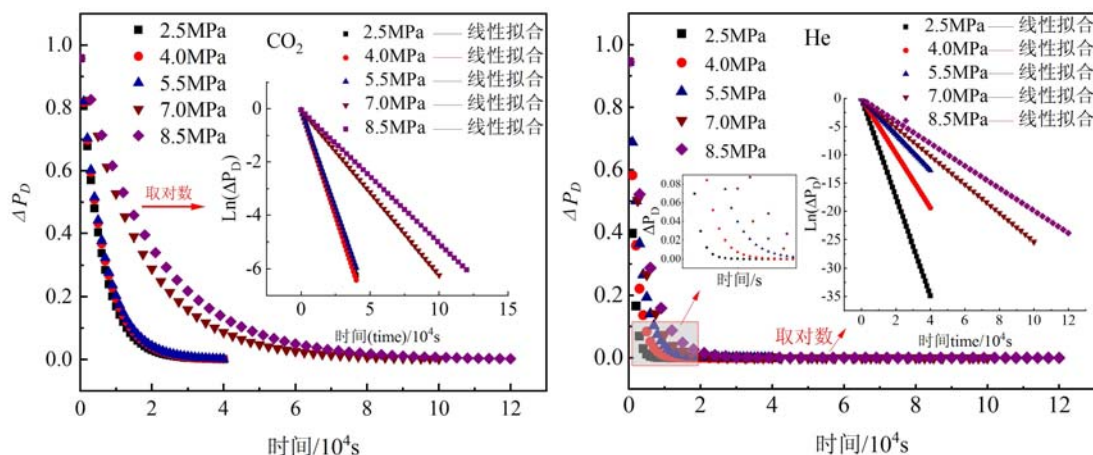


图 4 无量纲压差随时间的变化

Fig. 4 Variation of dimensionless pressure difference with time

表 3 CO₂与 He 的拟合斜率Tab. 3 Fitting slope of CO₂ and He

孔隙压力/MPa	CO ₂ 拟合斜率/s ⁻¹	He 拟合斜率/s ⁻¹
2.5	1.59×10^{-4}	8.70×10^{-4}
4.0	1.55×10^{-4}	4.84×10^{-4}
5.5	1.47×10^{-4}	3.17×10^{-4}
7.0	6.19×10^{-5}	2.53×10^{-4}
8.5	4.99×10^{-5}	1.98×10^{-4}

2.2 CO₂ 吸附性对页岩渗透率的影响

在 CO₂ 渗流过程中,页岩吸附 CO₂ 会影响渗透率,因此需对 CO₂ 吸附进行分析。式(10)为页岩吸附 CO₂ 前后页岩孔隙中 CO₂ 游离气的变化,其中,下标 1 代表吸附前的游离气,下标 2 代表吸附后的游离气,作差代表吸附的气体量。式(11)为 Langmuir 吸附模型,由式(10)、式(11)可计算出试验所需 q 、 q_L 、 P_L 等吸附参数,得出的 Langmuir 参数 $q_L = 2.32 \text{ mmol} \cdot \text{g}^{-1}$, $P_L = 7.92 \text{ MPa}$ 。

$$q = \frac{P_1 V}{Z_1 RT} - \frac{P_2 V}{Z_2 RT} \quad (10)$$

$$q = \frac{q_L P}{P_L + P} \quad (11)$$

式中: R 为普适气体常量,大小为 $8.31 \text{ J} \cdot \text{mol}^{-1} \text{ K}^{-1}$; T 为试验温度, K ; q 为吸附量, $\text{mmol} \cdot \text{g}^{-1}$; P_1 、 P_2 分别为气体吸附前、后孔隙压力, MPa ; Z_1 、 Z_2 分别为气体吸附前后气体偏差因子,无量纲; V 为渗流系统通路后的装置容积, cm^3 。

图 5 为孔隙度随孔隙压力的变化曲线,由图可知,孔隙度随着孔隙压力增大而逐渐减小,减小趋势在 5 MPa 后逐渐变缓。在中、低孔隙压力阶段,孔隙度从 3.8% 下降到 0.49%,当孔隙压力大于 7.38 MPa 时,孔隙度由 0.49% 增大至 0.68%。由于 CO₂ 气体注入,页岩基质吸附 CO₂ 导致基质膨胀,进而减小孔隙度,而在高孔隙压力下,CO₂ 由气态变为超临界态,超临界态 CO₂ 溶解页岩中的有机质,增大孔隙度^[28]。

通过 CUI 等^[25](式(8))和 BRACE 等^[24](式(1)、式(2))两种方法测得的 CO₂ 气体表观渗透率随孔隙压力变化规律如图 6 所示。由图可知,孔隙压力由 2.5 MPa 升至 8.5 MPa, CO₂ 渗透率逐渐减小,在低孔隙压力阶段,由于吸附性的影响导致页岩孔隙度减小,因此 CUI 方法与 BRACE 方法得到的渗透率相差较大,其中 BRACE 等^[24]并未考虑岩样对气体的吸附作用,因此将其应用到计算页岩渗透率会

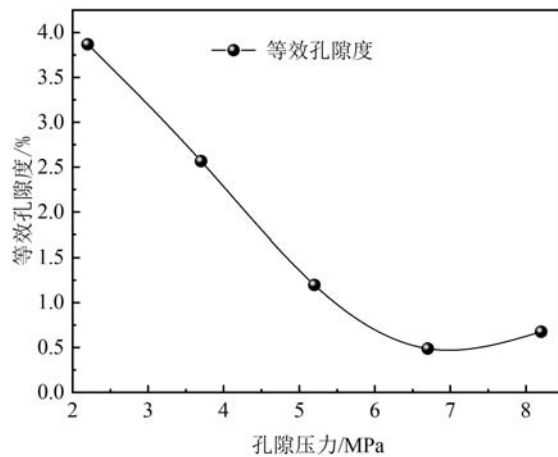


图 5 孔隙度随孔隙压力的变化曲线

Fig. 5 Variation curve of pore volume with pore pressure

导致结果产生较大误差。由式(5)可知,孔隙压力与等效孔隙度呈反比关系,等效孔隙度与试样孔隙度之比影响式(5)中的气体吸附性修正因子 f_a 。在低孔隙压力阶段下,由于修正因子 f_a 较大,因此未校正气体吸附所得的渗透率误差较大。高孔隙压力阶段,两种计算方法得到的渗透率相差较小,此时渗透率受到气体吸附性的影响较小。

图 7 为试验测得的渗透率对数值与孔隙压力的线性关系。将拟合方程变形后得式(12)所示的渗透率方程,该渗透率方程可较好地表征试验测定的渗透率随孔隙压力变化规律。

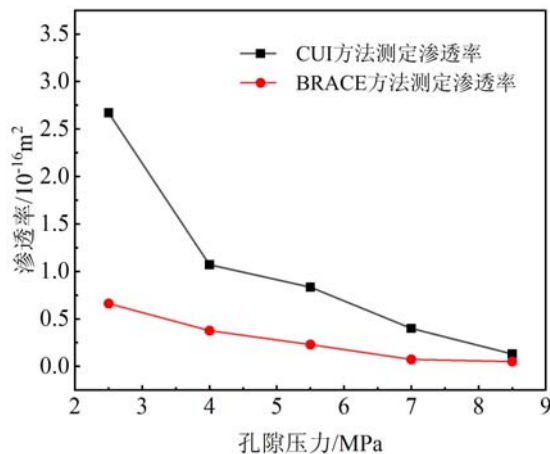
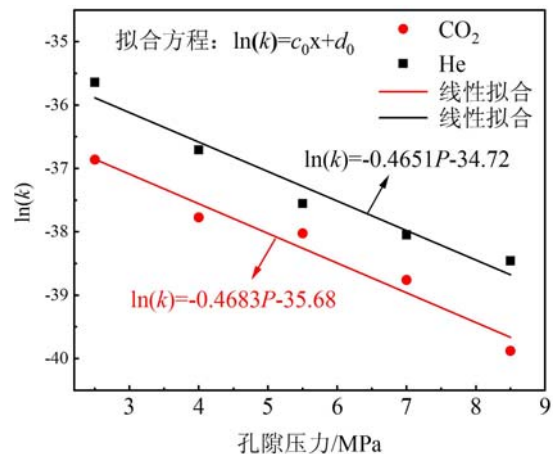
图 6 两种方法计算的 CO₂ 渗透率

Fig. 6 The permeability calculated by the two methods

图 7 CO₂ 和 He 渗透率取对数线性拟合Fig. 7 Log-linear fitting of CO₂ and He permeability

$$\begin{cases} k_g = k_0 e^{-cP} \\ k_0 = e^{d_0} \\ c = -c_0 \end{cases} \quad (12)$$

由式(12)可知,当 $P=0$ 时, $k_g = k_0$, 即 k_0 为页岩初始渗透率,单位为 m^2 ;拟合参数 c 的单位为 MPa^{-1} 。

3 滑脱效应对页岩渗透率的影响

3.1 滑脱效应影响规律

在低孔隙压力阶段,滑脱效应主导气体渗透率^[29],已有学者^[30-32]将油藏中计算渗透率的线性滑脱效应表达式应用到页岩中,因此本文采用式(13)表征滑脱效应对试验测定的页岩渗透率的影响规律。

$$k_g = k_m \left(1 + \frac{B}{P_m} \right) \quad (13)$$

其中,

$$P_m = \frac{P_u(0) + P_d(0)}{2} \quad (14)$$

式中: k_m 为页岩固有渗透率, m^2 ; B 为滑脱因子, MPa ; P_m 为进、出口压力平均值, MPa , 在试验中由上下游压力取平均值得出。

页岩渗透率主要受孔隙压力控制。孔隙压力会影响滑脱效应, 本文试验采用的孔隙压力条件由 2.5 MPa 增长至 8.5 MPa , 孔隙压力跨度较大不能保证式(13)要求的低压状态。将式(13)代入到式(12)的初始渗透率中, 得出修正后的滑脱效应渗透率公式(15):

$$k_g = k_m e^{-cP_m} \left(1 + \frac{B}{P_m} \right) \quad (15)$$

利用式(15)、滑脱效应线性修正式(13)和滑脱效应二次修正式^[33](16)依次对 CO_2 和 He 渗透率结果进行拟合, 得到图 8 的拟合曲线。

$$k_g = k_m \left(1 + \frac{B}{P_m} - \frac{C}{P_m^2} \right) \quad (16)$$

式中, C 为滑脱效应二次修正参数, MPa^2 。

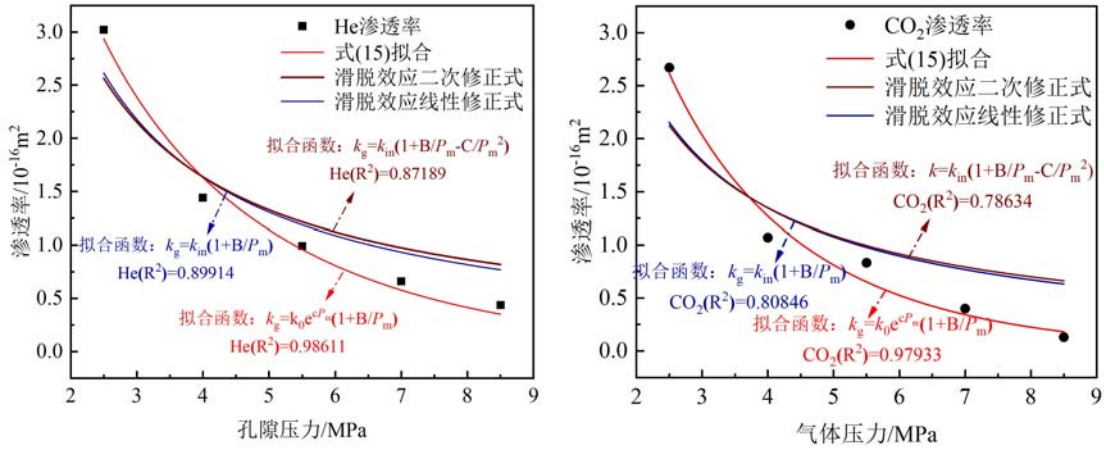


图 8 两种滑脱效应拟合公式对比

Fig. 8 Comparison of two slip effect fitting formulas

通过对比式(13)、式(15)和式(16)可以看出, 相比于线性修正式和二次修正式, 式(15)拟合效果更好, 因此, 本文通过式(15)表征滑脱效应贡献率的变化规律。

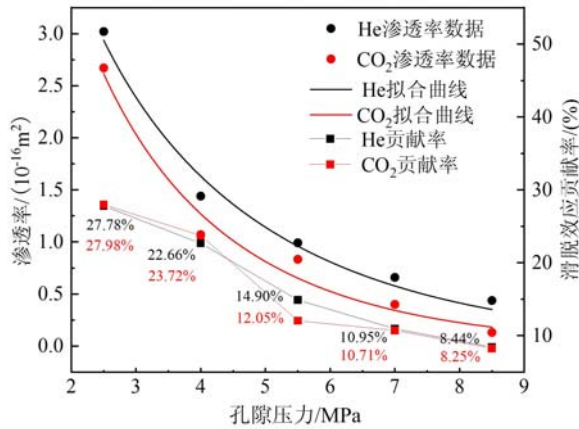


图 9 滑脱效应贡献率

Fig. 9 Contribution rate of slippage effect

3.2 滑脱效应对渗透率的影响

由图 8 可知, 式(15)对试验数据拟合度较好, 该拟合式更适合表征高孔隙压力下滑脱效应对页岩渗透率的影响规律。为了定量表征滑脱效应对渗透率的影响, 定义滑脱效应贡献率表达式如式(17)所示。

$$\eta = \frac{k_g - k_0 e^{-cP_m}}{k_g} = \frac{Bk_0 e^{-cP_m}}{P_m k_g} \times 100\% \quad (17)$$

式中, η 为滑脱效应贡献率。

由图 9 滑脱效应贡献率随孔隙压力的变化曲线看出, 滑脱效应对 CO_2 渗透率的贡献率与对 He 的贡献率相近。在低孔隙压力阶段, 其贡献率达到 27.78%, 随着孔隙压力增

大,贡献率逐渐降低,在高孔隙压力阶段,贡献率减小到8.44%。孔隙压力由2.5MPa增大至8.5MPa时,贡献率下降了近2/3,孔隙压力变化对滑脱效应影响显著。

4 结论

(1) 对比分析了CUI及BRACE两种计算方法得出的页岩渗透率,揭示了CO₂吸附对页岩渗透率的影响规律。低孔隙压力阶段,由于CO₂的吸附会减小孔隙度,会对渗透率计算结果产生较大误差,高孔隙压力阶段,两种计算方法得出渗透率较为接近,吸附性对渗透率的影响较小。

(2) 利用脉冲衰减法得出He和CO₂测得的渗透率变化趋势基本相同,He渗透率始终大于CO₂渗透率。两种气体渗透率随孔隙压力的变化均满足指数关系。

(3) 得出了指数修正的滑脱效应拟合式。与线性滑脱效应公式和二次滑脱效应公式对比得出,修正后的拟合式对渗透率结果拟合效果较好。随着孔隙压力增大,滑脱贡献率由27.78%下降到8.44%,滑脱效应的影响逐渐减小。

参考文献:

- [1] 黎国志. 页岩在CO₂作用下的渗流—应力耦合实验研究[D]. 成都:西南石油大学, 2016 (LI Guozhi. Experimental study on seepage stress coupling of shale under CO₂ [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016 (in Chinese))
- [2] 卢义玉, 周军平, 鲜学福, 等. 超临界CO₂强化页岩气开采及地质封存一体化研究进展与展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(6): 60—73 (LU Yiyu, ZHOU Junping, XIAN Xuefu, et al. Research progress and prospect of the integrated supercritical CO₂ enhanced shale gas recovery and geological sequestration[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(6): 60—73 (in Chinese))
- [3] 吴迪, 耿岩岩, 肖晓春, 等. 页岩储层超临界CO₂增透规律实验[J]. 特种油气藏, 2022, 29(1): 66—72 (WU Di, GENG Yanyan, XIAO Xiaochun, et al. Experimental study on variation pattern of enhanced permeability of supercritical CO₂ in shale reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(1): 66—72 (in Chinese))
- [4] SUN H, YAO J, GAO S H, et al. Numerical study of CO₂ enhanced natural gas recovery and sequestration in shale gas reservoirs[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, 19: 406—419.
- [5] 刘国军, 鲜学福, 周军平, 等. 超临界CO₂致裂后页岩渗透率变化规律及影响因素[J]. 煤炭学报, 2017, 42(10): 2670—2678 (LIU Guojun, XIAN Xuefu, ZHOU Junping, et al. Dynamic permeability change of supercritical CO₂ fractured shale and its influencing factors[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(10): 2670—2678 (in Chinese))
- [6] 侯东升, 梁卫国, 张倍宁, 等. CO₂驱替煤层CH₄中混合气体渗流规律的研究[J]. 煤炭学报, 2019, 44(11): 3463—3471 (HOU Dongsheng, LIANG Weiguo, ZHANG Beining, et al. Seepage law of mixed gases in CO₂ displacement of coal seam CH₄[J]. Journal of China Coal Society, 2019, 44(11): 3463—3471 (in Chinese))
- [7] 郭为. 页岩储层特征与渗流机理研究[D]. 北京:中国科学院研究生院(渗流流体力学研究所), 2014 (GUO Wei. A study on gas flow mechanism and reservoir characteristics of shale gas reservoir [D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences (Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics), 2014 (in Chinese))
- [8] 吴迪, 王翰阳, 苗丰, 等. 超临界CO₂作用下CO₂渗流特性与煤层增透效果研究[J]. 煤炭科学技术, 2020, 48(10): 90—96 (WU Di, WANG Hanyang, MIAO Feng, et al. Study on CO₂ seepage characteristics and permeability enhancement effect of coal seam under supercritical CO₂ condition[J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(10): 90—96 (in Chinese))
- [9] 岳立新, 孙可明. 超临界CO₂作用后煤微观结构与渗透率变化规律实验研究[J]. 实验力学, 2017, 32(3): 397—406 (YUE Lixin, SUN Keming. Experimental study of coal microstructure and permeability variation after of supercritical CO₂ penetration[J]. Journal of Experimental Mechanics, 2017, 32(3): 397—406 (in Chinese))
- [10] 张金冬. 低渗透气藏天然气地下储气库渗流理论及模拟研究[D]. 哈尔滨:哈尔滨工业大学, 2021 (ZHANG Jindong. Study on seepage theory and simulation research of seepage in low permeability underground natural gas storage[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2021 (in Chinese))
- [11] 吴迪, 翟文博, 梁冰, 等. 页岩注入超临界CO₂渗流及增透实验[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(10): 1406—

- 1414 (WU Di, ZHAI Wenbo, LIANG Bing, et al. Study on supercritical CO₂ seepage and antireflection of shale injection[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(10):1406—1414 (in Chinese))
- [12] 吕伏, 徐曾和, 梁冰, 等. 考虑煤岩变形和煤对瓦斯吸附特性的煤体渗透规律试验研究[J]. 实验力学, 2018, 33(3): 469—476 (LV Fu, XU Zenghe, LIANG Bing, et al. Experimental study on the seepage law of coal considering deformation of the coal rock and the adsorption characteristics[J]. Journal of Experimental Mechanics, 2018, 33(3):469—476 (in Chinese))
- [13] 张水军, 徐彬, 孔令智, 等. 双向脉冲法渗流模拟试验及其影响因素分析[J]. 中国地质灾害与防治学报, 2019, 30(3):136—142 (ZHANG Shuijun, XU Bin, KONG Lingzhi, et al. Permeability determination of rock mass-numerical analysis of bidirectional pressure pulse test[J]. The Chinese Journal of Geological Hazard and Control, 2019, 30(3):136—142 (in Chinese))
- [14] 张宏源, 刘乐乐, 刘昌岭, 等. 基于瞬态压力脉冲法的含水合物沉积物渗透性实验研究[J]. 实验力学, 2018, 33(2):263—271 (ZHANG Hongyuan, LIU Lele, LIU Changling et al. Experimental investigation on permeability of hydrate bearing sediments based on pressure pulse method [J]. Journal of Experimental Mechanics, 2018, 33(2):263—271 (in Chinese))
- [15] 沈维克. 非常规储层脉冲衰减渗流试验研究及其优化[D]. 重庆: 重庆大学, 2018 (SHEN Weike. Unconventional reservoir pulse-decay seepage experimental study and the optimized[D]. Chongqing: Chongqing University, 2018 (in Chinese))
- [16] 王超林. 页岩渗透率测量方法与模型研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2019 (WANG Chaolin. Research of permeability model and measurement methods in shale[D]. Chongqing: Chongqing University, 2019 (in Chinese))
- [17] 胡德高, 杨峰, 舒志国, 等. 川南地区龙马溪页岩气体滑脱效应实验研究[J]. 地质科技通报, 2021, 40(2):36—41 (HU Degao, YANG Feng, SHU Zhiguo, et al. Experimental study about the gas slip flow in Longmaxi shales from the southern Sichuan Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(2):36—41 (in Chinese))
- [18] 陈帅. 气体传输与应力耦合作用下页岩渗透率演化机理研究[D]. 贵阳: 贵州大学, 2021 (CHEN Shuai. Study on the evolution mechanism of shale permeability under the coupling effect of gas transport and stress[D]. Guiyang: Guizhou University, 2021 (in Chinese))
- [19] 王熠, 岳雯婷, 赵毅鑫, 等. 页岩气表观渗透率与多流动机理及有效应力演化关系[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(12):4911—4917 (WANG Yi, YUE Wenting, ZHAO Yixin, et al. Relationship among shale gas apparent permeability, multi-flow mechanisms and effective stress evolution[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(12):4911—4917 (in Chinese))
- [20] 赵瑜, 王超林, 曹汉, 等. 页岩渗流模型及孔隙压力与温度影响机理研究[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6):1754—1760 (ZHAO Yu, WANG Chaolin, CAO Han, et al. Influencing mechanism and modelling study of pore pressure and temperature on shale permeability [J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6):1754—1760 (in Chinese))
- [21] TRIMMER D A. Design criteria for laboratory measurements of low permeability rocks [J]. Geophysical Research Letters, 1981, 8(9):973—975.
- [22] 雷霄, 代金城, 陈健, 等. 高 CO₂ 含量天然气偏差因子影响研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(4):120—126 (LEI Xiao, DAI Jincheng, CHEN Jian, et al. Study on influence of high CO₂ content on gas deviation factors of natural gas[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019, 41(4):120—126 (in Chinese))
- [23] LINSTROM P J, MALLARD W G. The NIST Chemistry WebBook: a chemical data resource on the internet[J]. Journal of Chemical & Engineering Data, 2001, 46(5):1059.
- [24] BRACE W F, WALSH J B, FRANGOS W T. Permeability of granite under high pressure[J]. Journal of Geophysical Research, 1968, 73(6):2225—2236.
- [25] CUI X, BUSTIN A M M, BUSTIN R M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications[J]. Geofluids, 2010, 9(3):208—223.
- [26] LANGMUIR I. The adsorption of gases on plane surfaces of glass, mica and platinum[J]. Journal of Chemical Physics, 2015, 40(9):1361—1403.
- [27] DICKER A I, SMITS R M. A Practical approach for determining permeability from laboratory pressure-pulse

- decay measurements[C] //International Meeting on Petroleum Engineering, 1988.
- [28] 徐永强, 李紫晶, 郭冀隆, 等. 页岩储层-超临界 CO₂-模拟压裂液相互作用实验研究及其环境意义[J]. 地学前缘, 2018, 25(4):245—254 (XU Yongqiang, LI Zijing, GUO Jilong, et al. Experimental study on the shale reservoir-supercritical CO₂-simulated fracturing fluid interaction and its environmental significance[J]. Earth Science Frontiers, 2018, 25(4):245—254 (in Chinese))
- [29] WANG G D, REN T, WANG K, et al. Improved apparent permeability models of gas flow in coal with Klinkenberg effect[J]. Fuel, 2014, 128(7):53—61.
- [30] 陈昱霏. 真三轴应力下页岩渗透率演化与滑脱效应研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2021 (CHEN Yufei. Permeability evolution and slippage effect of shale under true triaxial stress states[D]. Chongqing: Chongqing University, 2021 (in Chinese))
- [31] 王军, 李文璞, 刘超, 等. 有效应力和滑脱作用对深部页岩气渗流的影响[J]. 煤炭学报, 2023, 48(12):4461—4472 (WANG Jun, LI Wenpu, LIU Chao, et al. Effect of effective stress and slippage on deep shale gas seepage [J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(12):4461—4472 (in Chinese))
- [32] 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 detachment[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(11):129—138 (in Chinese))
- [33] MOGHADAM A, CHALATURNYK R. Expansion of the Klinkenberg's slippage equation to low permeability porous media[J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 123:2—9.

Study of gas seepage law by considering the influence of adsorption and slippage

WU Di¹, SONG Kaixin¹, CAO Qikun², ZHAI Wenbo¹, MIAO Feng¹

(1. School of Mechanics, Liaoning Technical University, Fuxin 123000, Liaoning, China;

2. School of Civil Engineering, Liaoning Technical University, Fuxin 123000, Liaoning, China)

Abstract: In order to investigate the influence of CO₂ on shale permeability, the pressure pulse seepage test of CO₂ was carried out by using the self-developed seepage device. The test results show that: at low pore pressure, the effect of CO₂ adsorption on the permeability is greater, and with the increase of pore pressure, the effect of CO₂ adsorption on the permeability decreases gradually; The permeability is fitted by the modified slippage effect seepage formula, and it is found that the modified slippage effect formula is more in line with the permeability trend. The effect of slippage effect on permeability was quantitatively analyzed by the contribution rate of slippage effect. When the pore pressure was in the range of 2.5MPa~4MPa, the slippage effect had a great influence on the permeability, and the contribution rate reached 27.78%. With the increase of pore pressure, the contribution rate gradually dropped to 8.44%. Under the condition of low pore pressure, the slippage effect is more obvious, and the slippage effect decreases exponentially with the increase of pore pressure.

Keywords: shale; slip off effect; permeability; porosity; adsorption