

非常规天然气

气体滑脱及有效应力对煤岩气相渗透率的控制作用

李俊乾, 刘大锰, 姚艳斌, 蔡益栋, 王磊

(国家煤层气工程中心煤储层实验室, 中国地质大学能源学院, 北京 100083)

摘要: 动态的煤储层渗透率影响煤层气的开采, 已引起广泛关注。针对6块采自沁水盆地南部煤矿的无烟煤样品, 测试了4.3MPa围压条件下煤岩气相(氦气)渗透率变化特征, 基于气体滑脱及有效应力效应分析进一步探讨了渗透率变化的控制机理。结果表明, 气体压力降低过程中: ①渗透率呈现“先降低后升高”的变化趋势, 转折点进口气体压力约为1.9MPa(对应于平均气体压力1.0MPa); ②平均气体压力小于1.0MPa时, 氦气产生滑脱现象; ③渗透率—有效应力之间呈近似负相关关系; ④进口气体压力大于1.9MPa时, 为有效应力负效应作用阶段, 导致渗透率降低; 进口气体压力降至1.9MPa以下时, 有效应力与气体滑脱效应同时作用, 此阶段气体滑脱正效应强于有效应力负效应, 引起渗透率升高。

关键词: 无烟煤; 氦气; 渗透率; 气体滑脱; 有效应力

中图分类号: TE132.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-1926(2013)05-1074-05

引用格式: Li Junqian, Liu Dameng, Yao Yanbin, *et al.* Controls of gas slippage and effective stress on the gas permeability of coal[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(5): 1074-1078. [李俊乾, 刘大锰, 姚艳斌, 等. 气体滑脱及有效应力对煤岩气相渗透率的控制作用[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(5): 1074-1078.]

0 引言

煤储层渗透率为动态渗透率, 在煤层气开发过程中随储层环境的改变而变化, 是影响煤层气产量和开采效益的重要储层参数之一。在煤层气非排采初期阶段, 煤储层渗透率受应力敏感性影响强烈, 随有效应力增加而逐渐降低; 气水同产阶段, 随排采的进行, 水相渗透率逐渐降低而气相渗透率则逐渐升高, 该过程中煤储层渗透率主要受有效应力和基质收缩2种地质效应的综合影响; 产气为主阶段, 伴随着煤层气不断解吸、扩散、渗流和产出, 煤储层气相渗透率受有效应力、煤基质收缩和克林肯伯格(气体滑脱)3种地质效应的共同控制, 变化较复杂。研究已经证明: ①有效应力导致储层渗透率呈指数形式降低^[1-4]; ②煤层气体解吸诱导的煤基质收缩引起储

层渗透率增加^[5-7]; ③对于低渗透煤储层, 低压条件下气体滑脱现象的出现引起气体渗透率增加^[8]。

关于多种地质效应叠加作用下的煤岩渗透率变化特性及控制机理, 已有学者对其进行了实验研究。如国外学者 Harpalani 等^[7]研究了气体滑脱和煤基质收缩效应各自对煤岩气测渗透率的影响, 发现当气体压力大于1.7MPa时, 基质收缩诱导的体积应变为主导作用; 当气体压力降至1.7MPa以下时, 气体滑脱和基质收缩效应共同影响着煤岩渗透率。国内学者傅雪海等^[9-10]通过煤岩物理模拟实验, 指出在煤层气开发过程中, 煤岩渗透率变化受有效应力负效应和煤基质收缩正效应的综合控制; 两者耦合作用的综合表现为: 高阶煤渗透率随储层压力的降低而逐渐减小, 中阶煤渗透率随储层压力的降低而逐渐增大。在前人研究基础上, 本文重点探讨了气

收稿日期: 2012-12-13; 修回日期: 2013-02-20.

基金项目: 国家科技重大专项(编号: 2011ZX05034-001; 2011ZX05062-006); 国家自然科学基金委员会、中国石油天然气集团公司石油化工联合基金(编号: U1262104); 中央高校基本科研业务费(编号: 2652013007); 北京市优秀博士学位论文指导教师基金(编号: YB20101141501); 中国石油创新基金(编号: 2010D-5006-0101); 新世纪优秀人才支持计划(编号: NCET-11-0721)联合资助。

作者简介: 李俊乾(1987-), 男, 河南商丘人, 博士研究生, 主要从事煤储层物性方面的研究. E-mail: lijunqian1987@126.com.

体滑脱及有效应力效应对无烟煤气相渗透率变化的综合控制作用。对于进一步认识煤岩渗透率变化机理具有参考意义。

1 实验

1.1 样品处理及实验方法

用于实验的6块煤岩样品采自沁水盆地南部的2个煤矿(唐安煤矿和永安煤矿),均为高阶煤岩样品。在实验之前,将样品沿层理方向切成直径约为2.5cm的圆柱形岩心。岩心经150℃抽真空干燥后,采用千分尺精确测量岩心直径和长度。实验是在中国石油大学(北京)岩石力学实验室深水孔隙压力伺服实验系统TAW100仪器上进行的。实验装置包括3个独立的部分:应力控制、气体压力控制和气体流量测试。①通过水力泵将水注入三轴室提供围压,岩心四周受力均匀。本实验轴压设置为0MPa。②通过压力表控制进口气体压力;出口端直接连通大气。③采用“冒泡法”测试气体流量。将刻度量筒尖口端沾湿肥皂水,当有气流通过时会产生气泡,用秒表记录气泡流过一定体积所消耗的时间(即时长),然后重复进行测试,直至连续3次测试的时长近似相等为止,取最后3个时长的平均值用以计算气体流量。

目前关于煤层气开采过程中煤储层变化的假设主要有单轴应变^[11-12]、体积不变^[13]和围压不变^[14]。在本文研究过程中,假设作用于煤储层的围压应力保持不变,因此,在煤层气开采过程中出现了2个变量变化,即气体压力降低和有效应力增加。为了模拟这一过程,实验设置了5个有效应力条件(2.2MPa、2.5MPa、3.0MPa、3.5MPa和4.0MPa),在每个有效应力条件下,设置一系列围压(2.4~5.5MPa)和气体压力(0.3~4.1MPa)点。由低压到高压依次测试氦气(He)的流量。从计算所得渗透率数据中挑出围压相同、气体压力降低及有效应力增加条件下的数据点进行本文研究。

1.2 数据处理方法

1.2.1 有效应力

有效应力为作用于煤岩的地应力与孔裂隙内流体压力之差。通常将有效应力定义为:

$$\sigma_e = \sigma_c - \alpha P_m \quad (1)$$

式(1)中: σ_e 为有效应力,MPa; σ_c 为作用于煤岩的围压,MPa; P_m 为平均气体压力,MPa; α 为有效压力系数。在低压(0~10.3MPa)条件下, α 值接近于1^[15],而且对于破裂煤, α 值几乎不变^[16-17],用于实验的煤

岩样品割理比较发育,因此取 $\alpha = 1$ 较为合理。

1.2.2 气体渗透率

对于致密性煤储层,由于存在滑脱流动,气体渗流偏离达西定律,渗透率公式满足如下方程:

$$k_g = \frac{2P_0 Q_g L \mu_g}{A(P_1^2 - P_2^2)} \quad (2)$$

式(2)中: k_g 为气体渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; P_0 为标准大气压, $\times 10^{-1} \text{MPa}$; L 为煤岩心长度,cm; Q_g 为标准大气压下气体流量,mL/s; μ_g 为气体平均压力 $[(P_1 + P_2)/2]$ 下的动力黏度系数,mPa·s; A 为煤样的截面积,cm²; P_1 为岩心进口气体压力, $\times 10^{-1} \text{MPa}$; P_2 为岩心出口气体压力, $\times 10^{-1} \text{MPa}$ 。

式(2)中的气体黏度,在高压条件下对压力不敏感,但在低压条件下对压力比较敏感,因此不能笼统地采用标准状态下的气体黏度值,需用实验温度、压力条件下的气体黏度,以精确计算气体渗透率。

1.2.3 气体滑脱现象

He为非吸附气,气体压力降低过程中产生滑脱现象,其数学表达式为^[18]:

$$k_g = k_0 \left(1 + \frac{4c\lambda}{r} \right) \quad (3)$$

式(3)中: k_g 为平均气体压力下的气体渗透率; k_0 为气体克氏渗透率,有时称为等价的液体渗透率; c 为比例因子; λ 为气体分子平均自由程; r 为孔道的平均半径。

气体的平均自由程与平均气体压力 P_m 成反比,因此式(3)可变为:

$$k_g = k_0 \left(1 + \frac{b}{P_m} \right) \quad (4)$$

式(4)中: P_m 、 P_1 和 P_2 同上; b 为滑脱因子或称为Klinkenberg系数,定义为 $b = \frac{4c}{r} \lambda P_m$,分析表明在一定的实验气体和实验温度条件下,滑脱因子只和多孔介质孔道的平均半径 r 有关^[18]。

由气体滑脱引起的渗透率增量为:

$$\Delta k_{\text{slt}} = k_g - k_0 = k_0 \left(1 + \frac{b}{P_m} \right) - k_0 = k_0 \frac{b}{P_m} \quad (5)$$

2 结果及分析

在4.3MPa围压条件下,随着气体压力降低,无烟煤He测渗透率呈现先降低、后反弹升高的变化趋势(图1)。这是由于气体压力降低过程中,产生了气体滑脱和有效应力2种效应,前者使气体渗透率增加,后者导致渗透率降低。气体渗透率的变化是这2种效应叠加的结果。

气体滑脱效应是指气体在细小毛管或低渗多孔介质孔道内流动时,随气体压力降低,出现在靠近孔道壁表面的气体分子流速不为0,使得气体渗透率大于液体渗透率的一种现象。高阶煤多为致密的多孔介质,渗透性较差,低压条件下气体滑脱效应十分

显著。通常孔道直径越小,滑脱效应越明显;气体压力越低,气体密度越小,滑脱效应也越明显。根据式(4)可知,实测气体渗透率与平均气体压力倒数呈线性关系。因此,从图2可以看出,当平均气体压力小于1.0MPa时,氦气产生了滑脱现象。

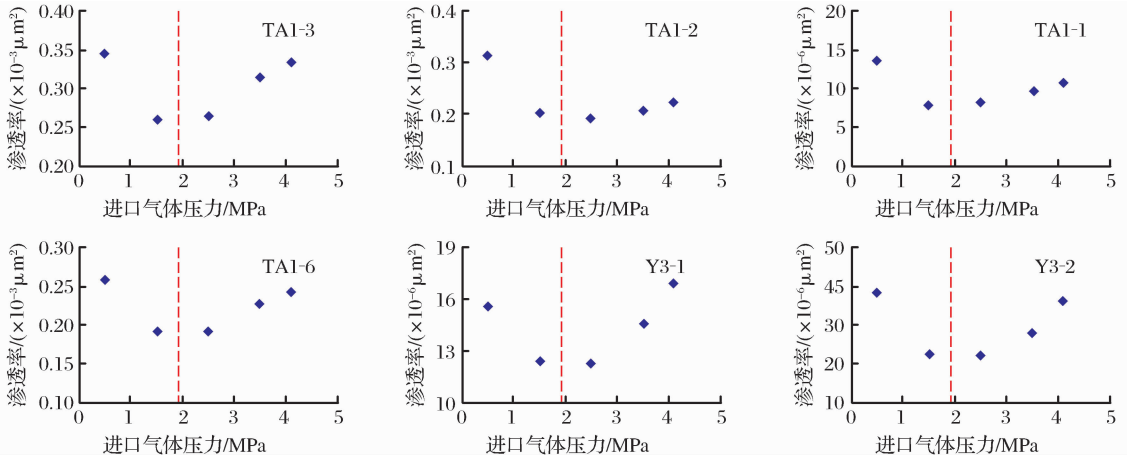


图1 4.3MPa围压条件下煤岩气体(He)渗透率变化

Figure 1 Change in gas (He) permeability of coal under 4.3MPa confining stress condition

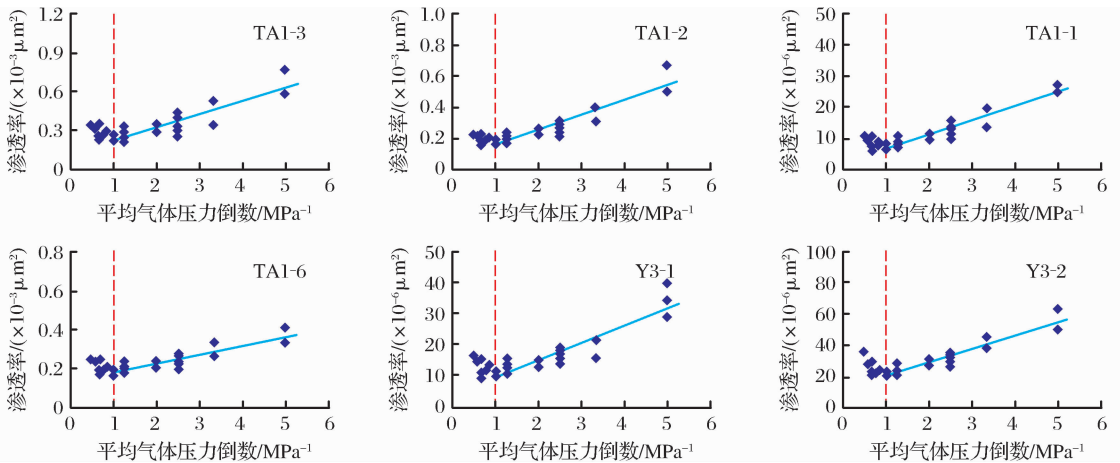


图2 煤岩气体(He)渗透率与平均气体压力倒数之间的关系

Figure 2 Relationship between gas (He) permeability of coal and reciprocal of mean gas pressure

图3显示了气体压力不变条件下,有效应力对气体渗透率的影响。煤储层为典型的双重孔隙介质,发育孔隙系统(微小孔、中孔和大孔)和天然裂隙网络系统(割理和外生裂隙)。其中裂隙网络是气体渗流的主要通道,其发育程度直接影响着气体渗透率大小。在煤层气开采过程中,随气体压力降低,煤岩骨架承受的有效应力逐渐增加,使得渗流通道因受应力作用而渐趋闭合,导致了气体渗透率的降低。前人研究表明,煤储层渗透率随有效应力增加呈指数形式降低,通常将这种现象称之为有效应力效应。在本文研究中,由于测试压力较低且测试范围较窄,

渗透率和有效应力之间呈现近似线性负相关关系。另外,通过线性拟合更方便于计算有效应力增加产生的渗透率降低量。从图3可以看出,当进口气体压力大于0.3~0.7MPa时,气体压力的作用不再明显,渗透率—有效应力线性函数斜率近似相等。本文采用了平均斜率,通过平均斜率值计算由于有效应力增加而产生的渗透率降低量。

根据上述现象,可解释无烟煤He测渗透率变化的根本原因。对于所有测试的煤岩心,当进口气体压力大于1.9MPa(对应于平均气体压力1.0MPa)时,渗透率随气体压力降低而逐渐降低。在这个气体压力

范围内, 只有有效应力负效应发生作用, 从而导致渗透率降低; 但当进口气体压力小于 1.9MPa 时, 渗透率开始反弹升高, 在这个过程中, 渗透率受气体滑脱和有效应力 2 种效应的综合影响。计算结果表明 (表 1), 进口气体压力从产生气体滑脱现象开始降

至 1.5MPa 时和从 1.5MPa 降至 0.5MPa 时, 由气体滑脱引起的渗透率增加量比有效应力增加导致的渗透率降低量在数值上分别大 6.7~13.7 倍和 1.0~6.6 倍。这就定量的说明了 He 测渗透率反弹升高的原因。

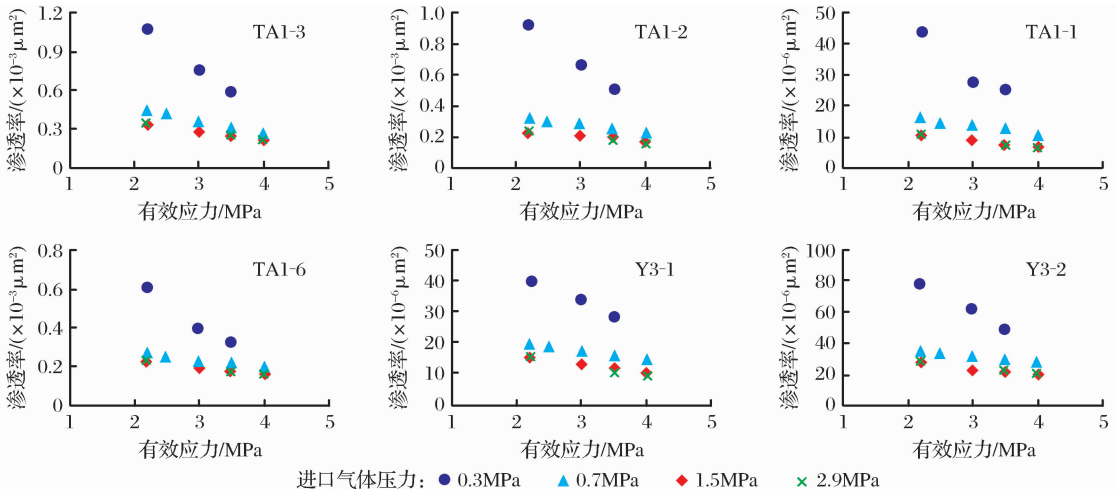


图 3 煤岩气体 (He) 渗透率与有效应力之间的关系

Figure 3 Relationship between gas (He) permeability of coal and effective stress

表 1 气体滑脱与有效应力效应引起的渗透率变化

Table 1 Permeability changes caused by gas slippage and effective stress

样品编号	采样点	$R_{O,max}/\%$	气体滑脱效应		\bar{k}	有效应力效应	
			$\Delta k_a / (\times 10^{-3} \mu m^2)$	$\Delta k_b / (\times 10^{-3} \mu m^2)$		$\Delta k_1 / (\times 10^{-3} \mu m^2)$	$\Delta k_2 / (\times 10^{-3} \mu m^2)$
TA1-1		3.93	0.005 9	0.003 8	-0.002 5	-0.000 5	-0.001 3
TA1-2	唐安		0.107 9	0.081 5	-0.039 4	-0.007 9	-0.019 7
TA1-3	煤矿		0.115 8	0.054 6	-0.074 3	-0.014 9	-0.037 2
TA1-6			0.050 3	0.068 1	-0.037 4	-0.007 5	-0.018 7
Y3-1	永安	4.20	0.005 9	0.002 1	-0.002 9	-0.000 6	-0.001 5
Y3-2	煤矿	4.69	0.009 3	0.014 4	-0.004 4	-0.000 9	-0.002 2

注: $R_{O,max}$ 为最大镜质组反射率, %; \bar{k} 为进口气体压力大于 0.3~0.7MPa 时, 渗透率和有效应力函数的平均斜率; Δk_1 和 Δk_2 分别为 4.3MPa 围压条件下, 进口气体压力从 1.9MPa 降至 1.5MPa 和从 1.5MPa 降至 0.5MPa 时, 有效应力引起的渗透率变化量, $\times 10^{-3} \mu m^2$; Δk_a 和 Δk_b 分别为 4.3MPa 围压条件下, 进口气体压力为 1.5MPa 和 0.5MPa 时, 气体滑脱引起的渗透率变化量, $\times 10^{-3} \mu m^2$

3 结论

(1) 不同有效应力条件 (2.2~4.0MPa) 下的气体渗透率测试结果表明, 当平均气体压力小于 1.0MPa 时, He 产生气体滑脱现象; 有效应力是导致渗透率降低的主要因素, 渗透率—有效应力两者之间呈现近似线性负相关关系。

(2) 在 4.3MPa 围压条件下, 随着气体压力降低, 无烟煤 He 测渗透率呈现“先降低后升高”的变化趋势, 在进口气体压力约为 1.9MPa (对应于平均气体压力 1.0MPa) 时发生反弹。这是气体滑脱及

有效应力效应共同作用的结果, 即进口气体压力大于 1.9MPa 时, 为有效应力负效应作用阶段, 导致渗透率降低; 进口气体压力降至 1.9MPa 以下时, 有效应力与气体滑脱效应同时作用, 此阶段气体滑脱正效应强于有效应力负效应, 引起渗透率升高。

参考文献 (References):

[1] Durucan S, Edwards J S. The effects of stress and fracturing on permeability of coal[J]. Mining Science and Technology, 1986, 3(3): 205-216.
 [2] Mckee C R, Bumb A C, Koenig R A. Stress-dependent permeability and porosity of coal and other geologic formations[J].

- SPE Formation Evaluation, 1988, 3(1): 81-91.
- [3] Zhang Yapu, He Yingfu, Yang Zhengming, *et al.* Experimental research on stress sensitivity of coalbed reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 518-521. [张亚蒲, 何应付, 杨正明, 等. 煤层气藏应力敏感性实验研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 518-521.]
- [4] Yang Manping, Wang Gang, Xu Shengyang, *et al.* Steady flow productivity equation for stress sensitivity coal-bed methane gas well [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(2): 467-471. [杨满平, 王刚, 许胜洋, 等. 考虑应力敏感性的煤层气稳定流动气井产能方程[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(2): 467-471.]
- [5] Harpalani S, Schraufnagel R A. Shrinkage of coal matrix with release of gas and its impact on permeability of coal[J]. Fuel, 1990, 69(5): 551-556.
- [6] Levine J R. Model Study of the Influence of Matrix Shrinkage on Absolute Permeability of Coalbed Reservoirs[C]. London: Special Publication, 1996: 197-212.
- [7] Harpalani S, Chen G. Influence of gas production induced volumetric strain on permeability of coal[J]. Geotechnical and Geological Engineering, 1997, 15(4): 303-325.
- [8] Xiao Xiaochun, Pan Yishan. Experimental study on gas slippage effects in hypotonic coal reservoir[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2008, 27(2): 3409-3515. [肖晓春, 潘一山. 低渗煤储层气体滑脱效应试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2008, 27(2): 3409-3515.]
- [9] Fu Xuehai, Li Dahua, Qin Yong, *et al.* Experimental research of influence of coal matrix shrinkage on permeability[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2002, 31(2): 129-137. [付雪海, 李大华, 秦勇, 等. 煤基质收缩对渗透率影响的实验研究[J]. 中国矿业大学学报, 2002, 31(2): 129-137.]
- [10] Fu Xuehai, Qin Yong, Zhang Wanhong. Coupling correlation between high-rank coal matrix mechanic effect and coal reservoir permeability[J]. Geological Journal of China Universities, 2003, 9(3): 373-377. [付雪海, 秦勇, 张万红. 高煤级煤基质力学效应与煤储层渗透率耦合关系分析[J]. 高校地质学报, 2003, 9(3): 373-377.]
- [11] Shi J Q, Durucan S. A model for changes in coalbed permeability during primary and enhanced methane recovery[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2005, 8(4): 291-299.
- [12] Liu S, Harpalani S, Pillalamarry M. Laboratory measurement and modeling of coal permeability with continued methane production: part 2-modeling results[J]. Fuel, 2012, 94: 117-124.
- [13] Massarotto P, Golding S D, Rudolph V. Constant Volume CBM Reservoirs: An Important Principle[C]. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2009.
- [14] 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.
- [15] Randolph P L, Soeder D J, Chowdiah P. Porosity and Permeability of Tight Sands[C]. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1984.
- [16] Zhao Y S, Hu Y Q, Wei J P, *et al.* The experimental approach to effective stress law of coal mass by effect of methane[J]. Transport in Porous Media, 2003, 53(3): 235-244.
- [17] Mitra A, Harpalani S, Liu S. Laboratory measurement and modeling of coal permeability with continued methane production: part 1-laboratory results[J]. Fuel, 2012, 94: 110-116.
- [18] Huo Lingjing, Yang Zhengming, Zhang Shuo. On the empirical relation of slippage factor[J]. Journal of Wuhan Polytechnic University, 2009, 28(3): 36-41. [霍凌婧, 杨正明, 张硕. 滑脱因子的经验关系式研究[J]. 武汉工业学院学报, 2009, 28(3): 36-41.]

Controls of Gas Slippage and Effective Stress on the Gas Permeability of Coal

LI Jun-qian, LIU Da-meng, YAO Yan-bin, CAI Yi-dong, WANG Lei

(Coal Reservoir Laboratory of National Engineering Research Center of CBM Development & Utilization, School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: Dynamic coal reservoir permeability impacts the production of coalbed methane (CBM) and has been extensively studied. Gas (Helium) permeability change was measured under a 4.3MPa confining stress condition for 6 anthracite coal cores from the southern Qinshui Basin. Furthermore, controlling factors of the permeability change were investigated by comprehensively analyzing the effects of gas slippage and effective stress on the permeability. Results show that during gas pressure decline: ① the permeability initially decreases but subsequently increases, during which the rebound begins at an inlet gas pressure of about 1.9MPa (corresponding to a mean gas pressure of 1.0MPa); ② gas slippage phenomenon appears as the mean gas pressure falls below 1.0MPa; ③ the permeability is approximately negatively related to effective stress; ④ the permeability decreases due to the negative effect from effective stress as the inlet gas pressure is greater than 1.9MPa; while it increases when the pressure falls below 1.9MPa because the positive effect from gas slippage is stronger than the negative effect from effective stress.

Key words: Anthracite coals; Helium; Permeability; Gas slippage; Effective stress