

DOI: 10.11779/CJGE201605002

致密岩石气体渗流滑脱效应试验研究

王环玲¹, 徐卫亚², 巢志明¹, 孔茜²

(1. 河海大学港口海岸与近海工程学院, 江苏南京 210098; 2. 河海大学岩土工程科学研究所, 江苏南京 210098)

摘要: 由于致密结构和低的渗透率, 气体在孔隙喉道小的致密岩石中流动会受到滑脱效应的影响。以湖南某试验场致密砂岩为研究对象, 对岩样进行了微观结构的 SEM 分析, 通过一系列围压和孔隙压力作用下的砂岩气体流量和渗透率测试, 研究气体在致密岩石中渗流特征, 证明了致密砂岩气体流动存在滑脱效应现象, 其渗流不符合 Darcy 定律。分析了孔压对滑脱效应的影响、滑脱效应对气测渗透率的影响以及滑脱因子与绝对渗透率的函数关系。研究结果表明, 滑脱效应对气测渗透率的影响随着围压和气体孔隙压力的变化有所不同。同等围压下, 孔隙压力越小, 滑脱效应越明显, 导致气测渗透率大于砂岩绝对渗透率。同等孔压下, 当围压达到某一值后, 其对滑脱效应的影响有限, 同时也说明围压对岩石的压密是有限的。砂岩的平均气体孔隙压力与气测渗透率关系更加符合二次项曲线方程。计算获得的克努森数 K_n 说明了在相对高的围压和低的孔隙压力条件下, 气体渗流过程位于滑脱流和过渡流之间, 传统的 N-S 方程可能不再适用, 应用 Knudsen 扩散方程更加合理, 特别是当克努森数 K_n 比较高时。

关键词: 致密砂岩; 气体渗透率; 滑脱效应; 试验研究; 克努森数

中图分类号: TU451 文献标识码: A 文章编号: 1000-4548(2016)05-0777-09

作者简介: 王环玲(1976-), 女, 教授, 博士生导师, 主要从事岩石力学与岩石工程等方面的教学和科研。E-mail: whl_hm@163.com。

Experimental study on slippage effects of gas flow in compact rock

WANG Huan-ling¹, XU Wei-ya², CHAO Zhi-ming¹, KONG Qian²

(1. College of Harbour, Coastal and Offshore Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China; 2. Institute of Geotechnical Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China)

Abstract: Due to low porosity structure and low permeability, the gas flow in small pore throats in compact rock is usually affected by the gas slippage effects. In this study, the compact sandstone at a test site in Hunan Province is taken as an example, the micro-structure is studied using the scanning electron microscopy (SEM), and the permeability and flow rate of the sandstone under different pore pressures and confining pressures are measured. It is verified by the experiment that the gas flow in the compact rock does not meet the Darcy's law due to the effect of gas slippage, and that the measured permeability should be corrected by the gas slippage effects. The results show that the impact of slippage on the gas permeability is different due to the change of the confining pressure and pore pressure. Under the same confining pressure, when the pore pressure is smaller, the gas slippage effects are more obvious, leading to that the measured permeability is greater than the absolute permeability. Under the same pore pressure, after the confining pressure reaches a certain value, it has a limited impact on the slippage, and the confining pressure has a limited impact on the rock compaction. The relationship between the average pore pressure and the gas permeability obeys the quadratic term equation of Knudsen's permeability. The calculated Knudsen number (K_n) states that under relatively high confining pressure and low pore pressure, the gas flow is between slip flow and transitional flow, the traditional fluid dynamics N-S equation starts to fail, and it is safer to use Knudsen's diffusion equation.

Key words: compact rock; gas permeability; slippage effect; experimental study; Knudsen number

0 引言

致密岩石由于其极低的渗透率成为地下石油和天然气储存、核废料处置的主要地质环境和理想场所^[1-5]。气体在致密岩石中的流动特征及渗透率随着压力的变化规律是石油天然气工程和核废料工程所关心的主要

问题之一^[6-8]。理论上致密岩石的绝对渗透率大小与流体介质的种类和性质无关, 即气体测试的岩石绝对渗

基金项目: 江苏省青蓝工程、国家自然科学基金项目(11172090, 11272113, 51479049, 11572110); 江苏省自然科学基金项目(BK2012809)

收稿日期: 2015-08-11

透率应该与任何介质测试的相同。但通过大量测试发现, 气测结果与液测结果存在明显差异, 此现象随着岩石渗透率的降低更加明显。这主要是因为气体在致密岩石流动过程中存在气体滑脱效应(也称为 Klinkenberg 效应)^[9], 岩石越致密气体的滑脱效应越显著。1867 年, Maxwell 第一次报道了气体在固体中扩散时, 气体分子对孔壁的碰撞产生滑脱效应, Knudsen 方程是这一研究领域的基本方程。但气体在多孔介质中的滑脱效应及滑脱效应对渗透率的影响研究最早出现在 Klinkenberg(1941)的研究中^[10]。

当气体分子的平均自由程接近毛细管管径的尺寸时, 这时管壁上的各个分子都处于运动状态, 气体分子在管壁上的运动速度不再为零, 在渗流试验中表现为气体流速中增加了一个滑脱流量, 这导致所测得的气测渗透率大于其绝对渗透率, 如果有滑脱效应出现, 此时 Darcy 定律将不再适用^[11-12]。致密岩石的渗流日益受到关注的另一重要原因是在致密岩石中, 其渗流运动规律偏离了 Darcy 定律, 表现出非线性渗流特征, 而且介质渗透率越小, 非线性渗流特征越明显^[13-15]。

Heid 等通过 164 个岩芯样研究了影响气体滑脱效应的因素^[16], 主要因素包括岩芯的渗透率、气体性质(例如气体黏度、气体的分子量)、环境温度、孔隙压差条件等。Jones 等^[17]通过致密砂岩气体渗流试验, 证实了在低渗透岩石中存在滑脱效应, 给出经验方程来修正气测渗透率以接近其真实渗透特性。Cosenza 等^[18]通过试验讨论了盐岩气体渗透中平均分子自由程和气体压力的关系, 认为气体渗透压力为 0.06~6 MPa 时, 其平均分子自由程与岩石孔隙尺寸相当($10^{-7} \sim 10^{-9} \text{ m}^2$), Klinkenberg 效应比较显著。Florence 等^[19]和 Civan^[20]利用试验数据分别建立了滑脱因子经验方程。陈代珣^[11]给出了低渗透岩石气测渗透率与绝对渗透率之间的关系公式, 并通过气渗透试验证明了其与理论分析的吻合度。陈卫忠等^[21]采用氮气为介质, 利用低渗岩石渗透仪对某大理岩进行了渗透特性研究, 测得其渗透率并考虑 klinkenberg 效应对气体渗透率的影响, 利用数值模拟方法较好地模拟了气体渗透过程。霍凌婧等^[22]对火山岩气藏进行了气体滑脱效应的研究, 探讨了岩石孔隙半径、渗透率和岩性分布度对气体滑脱效应的影响, 并分析发现了不同岩石滑脱效应的强弱, 为气藏的开发作出了贡献。肖晓春等^[23]研究了孔隙压力、围压对低渗透煤层气体滑脱效应的影响作用, 发现低渗透煤样气体滑脱效应比较符合二次曲线。

以上研究均说明, 利用气体测试致密岩石的渗透率时, 要考虑气体滑脱效应, 否则测量的气体渗透率偏离了岩石实际渗透率, 不能反映其真实渗透特性。

以上研究得到的经验方程和试验规律都是在特定的试验条件下进行的, 不一定适合所有的致密岩石, 应用时需要加以验证。

目前, 国内正在进行地下石油和天然气储存工程的建设, 致密岩石的气体流动特征及渗透率变化范围、气体滑脱效应对气测渗透率的影响是工程需要考虑和关心的问题。本文以湖南某试验场地致密砂岩为研究对象, 基于河海大学岩土工程研究所与法国国家科研中心(CNRS)里尔力学研究所及法国里尔科技大学共同研发的低渗透岩石惰性气体渗透测试系统, 测量围压变化过程中岩样气体渗透率和有效孔隙率。根据试验成果, 研究气体在致密岩石中渗流特征、孔压对滑脱效应的影响、滑脱效应对气测渗透率的影响以及滑脱因子与绝对渗透率的函数关系。

1 试验设备和原理

气体滑脱效应试验在低渗透岩石惰性气体渗透测试系统上进行。该试验系统由河海大学岩土工程研究所与法国国家科研中心(CNRS)里尔力学研究所及法国里尔科技大学共同开发研制, 于 2012 年正式使用, 主要用于测试低渗透岩石的渗透属性。试验装置和简图如图 1, 2 所示。

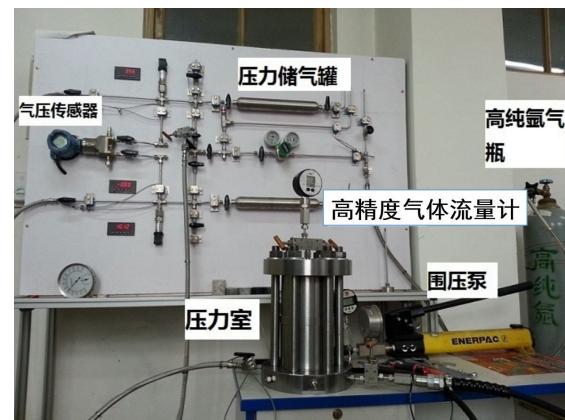


图 1 试验装置图

Fig. 1 Test system

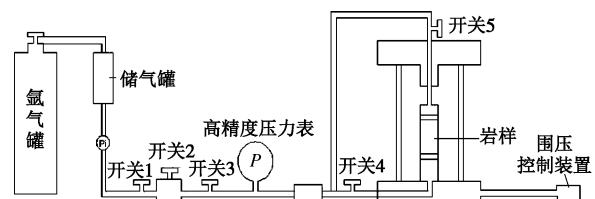


图 2 试验系统概况图

Fig. 2 Schematic diagram of test system

试验仪器(见图 2)主要由岩芯压力室 I、气压加载系统 II、气体控制面板 III、围压加载系统 IV 组成, 气压控制面板包含了储气罐、气体管道、阀门开关以

及高精度压力表。围压的施加范围为0~60 MPa, 仪器所能测到的气体渗透率可达 10^{-24} m^2 。高精度压力表的量程范围在0~2 MPa, 精度可达 $1 \times 10^{-4} \text{ MPa}$ 。

使用气体流量法完成试验^[24], 其试验原理见图3。图中, p_0 为大气压力(0.1 MPa), p_c 为围压(MPa), p 为 t 时间段内压力室进气端气体压力(MPa)。

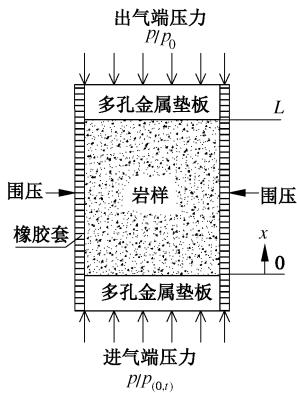


图3 试验测试原理图

Fig. 3 Principles of tests

试验的边界条件为: $t=0, p|_{x=0=p_1}$; $t \geq 0, p|_{x=L=p_0}$ 。

根据试验原理, 高精度气体压力计测量的是压力室进气端气体压力的变化(当压力稳定时记录), 平均气体流量计算表达式为

$$Q_s = \frac{V_s \Delta p_1}{\Delta t \left(p_1 - \frac{\Delta p_1}{2} \right)}, \quad (1)$$

式中, Q_s 为平均气体流量(m^3/s), V_s 为高精度气体压力计内部体积为定值, p_1 为 $t=0$ 时进气端的压力, Δp_1 为 Δt 时间段内进气端气压变化量(MPa), p_0 为大气压力(0.1 MPa)。

如果气体流动遵循Darcy定律, 则气体渗透率可以表达为

$$k_g = \frac{2Q_s \mu L \Delta p_1}{A(\bar{p}^2 - p_0^2)}, \quad (2)$$

式中, k_g 为岩样的气体渗透率(m^2); μ 为氩气气体黏度($\text{Pa}\cdot\text{s}$); p_0 为大气压力(MPa); \bar{p} 为平均压力(MPa), $\bar{p} = p_1 - \frac{\Delta p_1}{2}$; A 为岩芯横截面面积(m^2); L 为岩芯长度(m)。

由式(2)可以看出, 如果气体在致密岩石中流动遵循Darcy定律, 则气体流量 Q_s 与岩芯进出口压力平方差是线性关系。

2 试验材料和试验方案

试验岩芯取自于湖南某试验场地地下80 m砂岩地层, 为新鲜岩体, 未受到风化和氧化的影响。试样

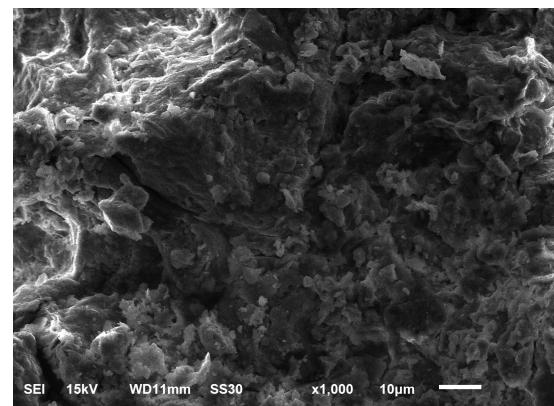
制作成直径50 mm, 高度30 mm的圆柱形试样(见图4)。



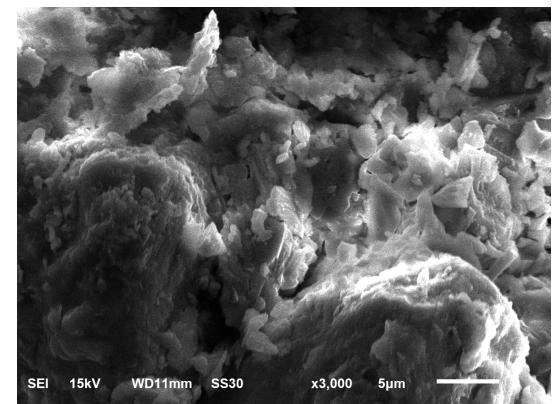
图4 砂岩试样

Fig. 4 Sample of sandstone

对岩样进行了电镜扫描SEM试验(图5(a)、(b))。通过岩石微观结构SEM分析, 砂岩为粒状碎屑结构, 细粒结构, 胶结物质较多, 以絮凝、凝块胶接结构为主, 岩样颗粒比较均质, 没有明显的节理及裂纹等缺陷, 多数矿物颗粒不规则的叠加并紧密结合在一起,



(a) 放大1000倍



(b) 放大3000倍

图5 岩石结构SEM(a)放大1000倍, (b)放大3000倍

Fig. 5 SEM images of sandstone: (a) magnified by 1000 times, (b) magnified by 3000 times

但可以看到岩石颗粒边界之间的不整合接触。这些初始的接触特征或许影响其渗透规律。一些黏土矿物也可见, 岩石因含有较多氧化物, 呈红色。岩样的初始物理参数如下: 高度为 29.83 mm, 直径为 49.89 mm, 质量为 143.37 g, 密度为 2.46 g/cm^3 (其中质量和密度为 6 个岩样的平均值)。

相比于脆性大孔隙度岩石, 比如蚀变岩^[25]和多孔白垩岩^[26], 此类砂岩的初始孔隙度小, 渗透率低, 因而其渗流特征可能和大孔隙度岩石不同。

气体孔隙压力与滑脱效应的产生有着重要关系, 设计相同围压下不同孔隙压力试验进行气体滑脱效应的研究。试验在 23℃ 恒温的条件下进行, 使用氩气作为渗流介质。试验过程中, 针对每一级围压, 逐步增加岩样下端面气体孔隙压力, 记录各级围压与各级孔隙压力条件下的试验数据。试验中, 围压由 2.5 MPa 加载至 25.0 MPa (低围压 2.5~5.0 MPa 的选择主要来自试验场地的围岩压力, 高围压 10.0~25.0 MPa 的选择主要处于对试验规律的考虑), 孔隙压力等级设为 0.2~2.0 MPa, 试验中始终保持围压大于孔隙压力, 具体的试验方案见表 1 所示。

表 1 砂岩试样加载方案

Table 1 Loading programs of sandstone

孔隙压力/MPa	围压/MPa
0.15, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5,	2.5
0.6, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5	
0.15, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5,	3.0, 5.0, 10.0, 12.5, 15.0,
0.6, 0.8, 1.0, 1.2, 1.4, 1.6,	17.5, 20.0, 22.5, 25.0
1.8, 2.0	

3 试验结果

3.1 致密砂岩的气体渗流特征

根据式 (2), 如果砂岩气体流动遵循 Darcy 定律, 则岩样进出口气体压力平方差与出气口的气体流量成正比, 两者为经过原点的线性关系。

根据试验数据, 得到不同围压下的气体流量与进出口压力平方差关系图, 见图 6。

从图 6 可以发现, 进出口压力平方差与气体流量的关系不再为线性关系, 表现出非线性特征。相同围压下, 随着进出口压力平方差的逐渐增大, 曲线逐渐呈现凸形, 曲线斜率逐渐变小, 气体流量的增加速率减小, 相应的气体渗透率增加速率亦减小, 即气体孔隙压力越大, 气测流量增加速率却减小的现象, 因此初步表明砂岩气体渗流可能存在滑脱效应现象。

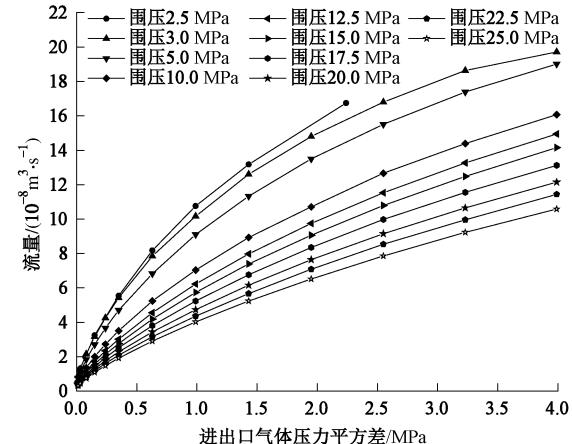


图 6 进出口压力平方差与气体流量关系图

Fig. 6 Curves of gas flow and pressure difference of squares

Baehr 等^[27]的研究表明气体在低渗透介质中流动, 其滑脱效应是不能被忽略的。Wu 等^[28]的研究亦表明, 气体在致密多孔介质中流动存在滑脱效应, 气体滑脱效应受孔隙压力、围压、岩石渗透率以及孔隙半径等因素影响, 以下讨论滑脱效应的影响因素。

3.2 孔隙压力对滑脱效应的影响

Klinkenberg 给出了一次线性的关系方程来修正气测渗透率:

$$k_g = k_\infty \left(1 + \frac{b}{p_m} \right) \quad (3)$$

式中, k_g 为气测渗透率 (m^2), k_∞ 为绝对渗透率 (m^2), p_m 为进出口平均压力 (MPa), 其定义为 $p_m = \frac{(p_i + p_0)}{2}$, p_i 和 p_0 分别为仪器进口和出口压力,

b 为滑脱因子 (Pa), 当 $b=0$ 时, 就是 Darcy 流, b 又称为 Klinkenberg 系数, 由温度、气体类型和多孔介质的孔隙结构确定, 其定义为

$$b = \frac{4c}{r} \lambda p_m \quad (4)$$

式中, c 为比例因子, 数值接近 1 个单位, r 为孔隙平均水力半径, λ 为气体分子平均自由程, 表示一个分子与其它分子相继两次碰撞之间, 经过的直线路程。对个别分子而言, 自由程时长时短, 但大量分子的自由程具有确定的统计规律。大量分子自由程的平均值称为平均自由程。根据分子运动理论, 分子平均自由程的表达式为

$$\lambda = \frac{\mu}{p_m} \sqrt{\frac{\pi R T}{2M}} \quad (5)$$

式中, μ 为气体黏滞系数, T 为分子所处环境的温度, R 为气体常数 (8314 J/(K·mol)), M 为分子质量。

由方程 (4)、(5) 可以看出, 当孔隙压力减小, 分子平均自由程增加, 滑脱效应相应增大, 将导致岩

石气测渗透率大于绝对渗透率。相反的, 当孔隙压力增大分子平均自由程减小, 滑脱效应被抑制, 气测渗透率也相应减小直到孔隙压力无限大, 则气测渗透率等于绝对渗透率。

根据试验数据, 气测渗透率与孔隙压力倒数的关系见图 7。

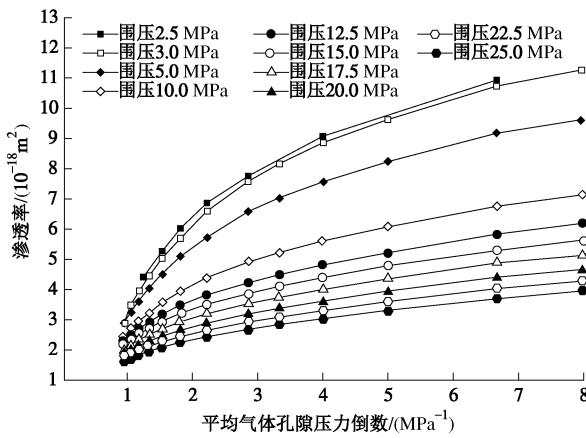


图 7 平均气体孔隙压力与渗透率关系

Fig. 7 Relationship between average pore pressure and gas permeability

由图 7 可以看出, 孔隙压力与气体渗透率有很好的相关性。在相同围压下, 随着平均孔隙压力倒数的增加, 气测渗透率增加, 即平均孔隙压力越小, 分子自由程越大, 气测渗透率越大。在此过程中, 滑脱效应起了主要作用。相同孔隙压力下, 围压通过改变孔隙喉道半径, 从而改变气体分子平均自由程与它的比值, 使得气体渗透过程发生变化, 由黏滞流向滑脱流转化。

Klinkenberg 给出了一次线性关系方程 (3) 来修正测量气体渗透率, 而 Zhu 等^[29]的研究表明, 气体在低渗透岩芯中流动有可能不完全遵循 Klinkenberg 一次线性方程, 应该用更高次的方程来描述^[30]。基于微观渗流概念, 二次渗透率修正方程 (Knudsen 渗透率方程) 得到了发展^[30]:

$$k_g = k_\infty \left(1 + \frac{b}{p} + \frac{e}{p_m^2} \right) \quad (6)$$

式中, e 为二次滑脱系数, 与温度、气体类型和多孔介质的孔隙结构有关, 在 Ziarani 等^[10]的研究中定义二次滑脱系数 $e = \frac{8\lambda^2}{\mu^2} p_m^2 c_2$, 其中 c_2 为常数。滑脱二次项可以解释为 $k_g - p_m^{-1}$ 关系曲线偏离直线的原因。

本次试验所用的砂岩, 平均气体孔隙压力与渗透率关系符合一次项的 Klinkenberg 方程还是二次项的 Knudsen 渗透率方程, 可以对试验测试结果图 7 进行拟合得到。通过两种方程的拟合, 线性方程拟合程度

相对比较低, 平均相关系数 92%左右, 而二次项方程的拟合程度较好, 平均相关系数 98%左右。二次项方程的拟合图见图 8 所示。因而, 对于砂岩, 选用二次项的 Knudsen 渗透率方程修正气测渗透率比较合理。通过二次项方程的拟合, 可以得到砂岩的绝对渗透率和滑脱因子 b 值, 见表 2。

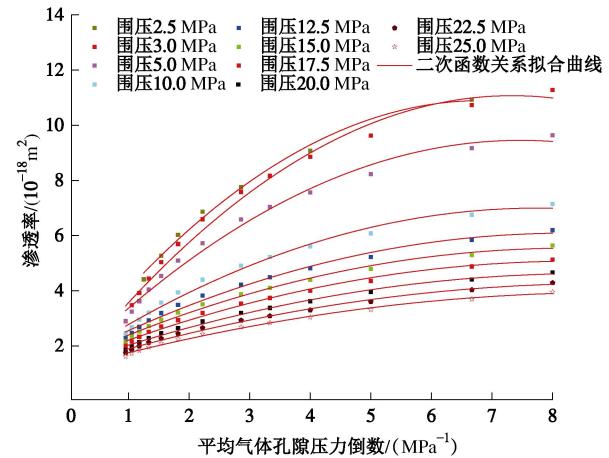


图 8 平均气体孔隙压力与渗透率二次项函数拟合

Fig. 8 Regression curves of average pore pressure and gas permeability

表 2 砂岩二次项拟合结果

Table 2 Regression results of sandstone

围压 / MPa	拟合公式	绝对渗透率 / (10⁻¹⁸ m²)	滑脱因子 b / MPa
2.5	$k_g = 1.5331 \left(1 + \frac{1.7897}{p_m} - \frac{0.1311}{p_m^2} \right)$	1.5331	1.7897
3.0	$k_g = 1.0591 \left(1 + \frac{2.5708}{p_m} - \frac{0.1856}{p_m^2} \right)$	1.0591	2.5708
5.0	$k_g = 1.3413 \left(1 + \frac{1.6190}{p_m} - \frac{0.1084}{p_m^2} \right)$	1.3413	1.6190
10.0	$k_g = 1.4351 \left(1 + \frac{1.0005}{p_m} - \frac{0.0646}{p_m^2} \right)$	1.4351	1.0005
12.5	$k_g = 1.5068 \left(1 + \frac{0.7409}{p_m} - \frac{0.0452}{p_m^2} \right)$	1.5068	0.7409
15.0	$k_g = 1.4673 \left(1 + \frac{0.6729}{p_m} - \frac{0.0408}{p_m^2} \right)$	1.4673	0.6729
17.5	$k_g = 1.3814 \left(1 + \frac{0.6373}{p_m} - \frac{0.038}{p_m^2} \right)$	1.3814	0.6373
20.0	$k_g = 1.3043 \left(1 + \frac{0.5895}{p_m} - \frac{0.0341}{p_m^2} \right)$	1.3043	0.5895
22.5	$k_g = 1.2622 \left(1 + \frac{0.5312}{p_m} - \frac{0.0296}{p_m^2} \right)$	1.2622	0.5312
25.0	$k_g = 1.1781 \left(1 + \frac{0.5158}{p_m} - \frac{0.0284}{p_m^2} \right)$	1.1781	0.5158

从表 2 可以看出, 通过对气测渗透率进行气体滑脱效应二次项的修正, 得到不同围压下滑脱因子值在 0.5~2.6 MPa 的范围内, 气体绝对渗透率量级在 10^{-18} m²。围压在 2.5~10 MPa 内, 绝对渗透率有波动, 但基本处于减小趋势, 当围压大于 12.5 MPa 后, 随着围

压增大, 绝对渗透率减小, 表明围压增加, 岩石的孔隙被压密。滑脱因子的值随着围压变化先增大随后出现了减小趋势, 说明围压达到某一值后, 其对滑脱效应的影响有限, 同时也说明围压对岩石的压密是有限的, 随着围压升高到一定程度后, 岩石并不完全随围压升高而继续压密。

从图5的细观结构图中以看出岩样中含有黏土矿物, 在不同围压的渗透率测量中, 气测渗透率曲线没有出现明显的突变情况, 可认为在本次试验中, 围压施加有限, 研究中不考虑孔隙坍塌效应的影响。

3.3 气体滑脱效应对气测渗透率的影响率

滑脱效应对气测渗透率的影响随着围压和气体孔隙压力的变化有所不同, 围压和气体渗透压力对滑脱效应的影响程度, 可通过气体滑脱效应的影响率 m 来体现, 其计算公式表达为

$$m = \frac{|k_g - k_\infty|}{k_g} \times 100\% \quad (7)$$

根据式(7)可计算出各个围压下滑脱效应对气测渗透率的影响率, 数据见表3, 影响率的变化见图9。本次试验用二次拟合方程研究滑脱效应对气测渗透率的影响, 因而一次滑脱因子对渗透率有贡献率, 二次因子也会有。

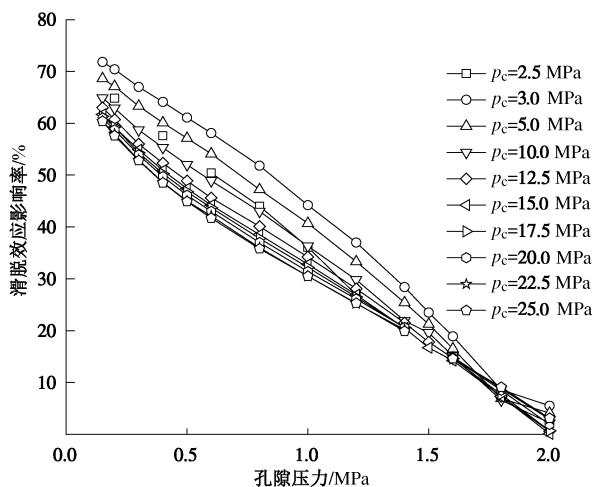


图9 不同围压和孔压作用下的滑脱效应对气测渗透率的影响率

Fig. 9 Impact rates of gas slippage effects

在相同围压条件下, 岩样的特征长度保持不变, 随着孔隙压力的减小, 气体分子自由程增大, 因而气体分子与孔隙喉道壁的碰撞增加, 孔壁附加流量增加, 气体滑脱效应增强, 其相应影响率逐渐增大。对于砂岩岩样, 气体滑脱效应最大影响率高达 71.8% (围压 3 MPa、孔隙压力 0.15 MPa)。

在相同孔隙压力的情况下, 即分子平均自由程保持不变, 随着围压的变化对滑脱效应的影响率也有不

同程度的影响。在比较高的孔隙压力下 (≥ 1 MPa), 围压的变化对气体滑脱效应的影响影响不是很明显, 气体滑脱效应有所波动或保持稳定, 表明围压对滑脱效应的影响不占主导作用。随着孔隙压力的减小 (< 1 MPa), 滑脱效应的影响率先增加后减小, 存在一个围压阈值 3 MPa, 表明气体滑脱效应在低孔隙压力下受围压的影响比较明显。当气体滑脱效应影响率高于 5%, 在工程中, 气体渗流时的滑脱效应则不应被忽略^[31]。

3.4 气体滑脱效应与克努森数

滑脱效应的产生, 主要是因为气体在介质中渗流时, 气体分子的平均自由程接近孔径尺寸, 从而使气体的克努森数 K_n (指分子平均自由程 λ 与系统特征长度 L 之比) 变得相对较大, 气体流动以气体分子和固体壁之间的碰撞为主, 从而导致滑脱效应^[10]。

通常流体流动过程采用连续假设, 但是随着系统特征尺度的减少, 连续流动假设会渐渐出现改变, 此时通常采用克努森数 K_n 来判断流体流动所处的阶段。

根据 K_n 的大小, 流动区域可以划分 4 个: ①当 $K_n < 0.01$ 时, 流体可视为能够应用宏观方法描述的连续介质, 即气体流动服从 Darcy 定律; ②当 $0.01 < K_n < 0.1$ 时, 气体渗流存在滑脱流动, 常规的渗流方程需要修订, 例如 Darcy 定律可通过 Klinkenberg 因子修正; ③当 $0.1 < K_n < 10$ 时, 处于过渡区, 有滑脱流也有扩散流, 此时传统的带无滑移边界条件的 Navier-Stokes 方程不再适用于描述此类渗流问题, 应用 Knudsen's 扩散方程描述比较合适, 特别是在比较高的 K_n 条件下^[10]; ④当 $K_n > 10$ 时, Knudsen 流 (自由分子区)。

克努森数 K_n 是流体力学中的无量纲数, 是指分子平均自由程与系统特征长度之比。 K_n 的表达式如下:

$$K_n = \frac{\lambda}{L} \quad (8)$$

式中, λ 为气体平均自由程, L 为流体连续介质的特征长度。

在多孔介质中, 特征长度 L 可以用水力半径 r 表示^[20], 即式(8) 变为

$$K_n = \frac{\lambda}{r} \quad (9)$$

将式(9)代入式(4), 得到

$$K_n = \frac{b}{4p_m} \quad (10)$$

通过拟合得到的滑脱因子 b 和式(10)可进行克努森数 K_n 的计算, 克努森数 K_n 随围压的变化图见图 10, 其数据见表 4。

克努森数 K_n 的计算结果显示, 当围压从 2.5 MPa 升到 25 MPa、孔隙压力从 0.15 MPa 升到 2 MPa 的

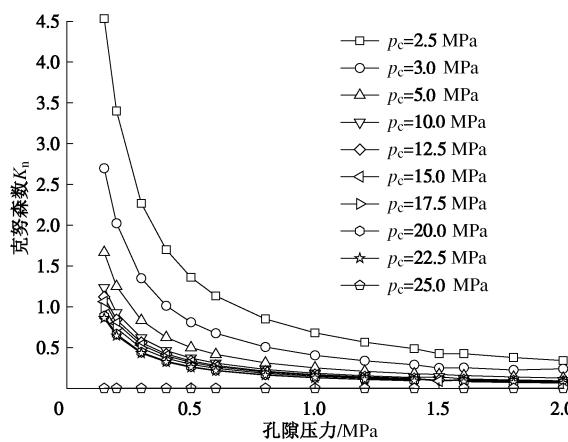
表3 不同围压和孔隙作用下的气体滑脱效应影响率

Table 3 Impact rates of gas slippage effects under different confining pressures and pore pressures

孔隙压力 /MPa	围压/MPa									
	2.5	3.0	5.0	10.0	12.5	15.0	17.5	20.0	22.5	25.0
2.00	—	5.5	4.1	2.2	0.6	0.1	0.7	1.9	2.9	3.1
1.80	—	8.6	6.9	6.6	7.3	7.3	7.7	8.5	8.8	9.1
1.60	—	18.9	16.5	15.1	14.7	14.2	14.6	14.7	14.9	14.6
1.50	12.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.40	—	28.4	25.4	21.9	21.5	20.5	20.6	20.6	20.2	19.9
1.20	26.9	37.0	33.3	29.8	28.1	26.9	26.5	26.1	25.2	25.3
1.00	36.1	44.2	40.7	36.3	34.2	32.8	32.2	31.4	30.5	30.5
0.80	44.0	51.8	47.2	43.0	40.1	38.5	37.8	37.0	36.0	35.8
0.60	50.4	58.1	54.1	48.9	45.6	44.2	43.7	43.0	42.1	41.7
0.50	—	61.1	57.1	52.0	48.9	47.4	46.8	46.1	45.0	44.9
0.40	57.6	64.1	60.1	55.3	52.3	50.9	50.3	49.7	48.6	48.5
0.30	—	67.0	63.3	58.7	56.0	54.9	54.3	53.9	52.9	52.8
0.20	64.8	70.4	67.1	62.9	60.7	59.2	59.3	58.7	57.9	57.6
0.15	—	71.8	68.6	64.9	63.0	61.7	61.3	61.0	60.4	60.4

表4 不同围压和孔隙压力作用下的克努森数 K_n Table 4 Knudsen numbers (K_n) of sandstone under different confining pressures and pore pressures

围压 /MPa	孔隙压力/MPa													
	2.0	1.8	1.6	1.5	1.4	1.2	1.0	0.8	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.15
2.5	0.3400	0.3777	0.4250	0.4533	0.4857	0.5666	0.6799	0.8499	1.1332	1.3599	1.6999	2.2665	3.3997	4.5330
3.0	0.2024	0.2249	0.2530	—	0.2891	0.3373	0.4048	0.5059	0.6746	0.8095	1.0119	1.3492	2.0238	2.6983
5.0	0.1251	0.1390	0.1563	—	0.1787	0.2084	0.2501	0.3126	0.4169	0.5002	0.6253	0.8337	1.2506	1.6674
10.0	0.0926	0.1029	0.1158	—	0.1323	0.1544	0.1852	0.2315	0.3087	0.3704	0.4631	0.6174	0.9261	1.2348
12.5	0.0841	0.0935	0.1051	—	0.1202	0.1402	0.1682	0.2103	0.2804	0.3365	0.4206	0.5608	0.8411	1.1215
15.0	0.0797	0.0885	0.0996	—	0.1138	0.1328	0.1593	0.1992	0.2656	0.3187	0.3983	0.5311	0.7967	1.0622
17.5	0.0737	0.0819	0.0921	—	0.1053	0.1228	0.1474	0.1842	0.2456	0.2948	0.3684	0.4913	0.7369	0.9825
20.0	0.0664	0.0738	0.0830	—	0.0949	0.1107	0.1328	0.1660	0.2213	0.2656	0.3320	0.4427	0.6640	0.8853
22.5	0.0645	0.0716	0.0806	—	0.0921	0.1075	0.1289	0.1612	0.2149	0.2579	0.3224	0.4298	0.6447	0.8597
25.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

图10 克努森数 K_n 随围压的变化曲线Fig. 10 Change curve of Knudsen numbers (K_n)

过程中, 克努森数 K_n 的范围在 0.06~4.50。如前面的研究所述, 只有当克努森数 K_n 小于 0.01 时, 流体可视为连续介质, 气体的流动符合达西定律, 当克努森数 K_n 大于 0.01, 气体渗流因为滑脱流的存在, 常规的渗流方程需要修订。因此, 通过计算获得克努森数在 0.06~4.5 之间, 位于滑脱流和过渡流之间, 计算结果再次验证了砂岩渗流过程存在气体滑脱效应。在一定围压范围内, 气体孔隙压力越低, 气体

滑脱效应越明显。如果在渗流过程中存在滑脱效应, 则研究渗流时传统的 N-S 方程可能不适用, 应用 Knudsen's 扩散方程更加合理, 特别是当克努森数 K_n 比较高时^[32]。

需要说明的是, 以上的研究是将氩气假设为理想气体进行的。Ma 等^[33]的研究显示, 在实际工程中, 将测试气体假设为理想气体, 在不同状态下可能会过高或者过低地估计了气测渗透率, 这将是以后的研究工作。

4 结 论

通过一系列围压和孔隙压力作用下的砂岩气体流量和渗透率测试, 研究了致密砂岩的气体渗流特征, 证明了致密砂岩气体流动存在滑脱效应现象, 分析了致密砂岩渗流滑脱效应的主要因素影响。得到以下 5 点结论。

- (1) 试验所得到砂岩的气体流量与进出口压力平方差的关系不再为线性关系, 其曲线呈现凸形, 显示了非线性的渗流特征。随着围压的逐渐增大, 曲线斜率逐渐变小, 致密砂岩的气体流动受滑脱效应的影响。
- (2) 孔隙压力与气体渗透率有很好的相关性。在

相同围压下, 随着平均孔隙压力的减小, 气测渗透率增加, 在此过程中, 滑脱效应起了主要作用。围压通过改变孔隙喉道半径, 从而改变了气体分子平均自由程与它的比值, 使得气体渗透过程发生变化, 由黏滞流向滑脱流转化。

(3) 通过试验曲线拟合, 砂岩的平均气体孔隙压力与气测渗透率关系符合二次项的 Knudsen 渗透率方程, 利用二次项 Knudsen 渗透率方程修正气测渗透率。

(4) 滑脱效应对气测渗透率的影响随着围压和气体孔隙压力的变化有所不同。在相同围压条件下, 随着孔隙压力的减小, 气体滑脱效应增强, 其相应影响率逐渐增大。在相同孔隙压力的情况下, 当围压达到某一值后, 其对滑脱效应的影响有限, 同时也说明围压对岩石的压密是有限的。

(5) 计算获得克努森数 K_n 在 0.06~4.60 之间, 位于滑脱流和过渡流之间。此时, 传统的 N-S 方程可能不适用, 应用 Knudsen's 扩散方程更加合理, 特别是当克努森数 K_n 比较高时。

参考文献:

- [1] JONES F O, OWENS W W. A laboratory study of low permeability gas sands[J]. Society of Petroleum Engineers, 1980, **32**(9): 1~10.
- [2] SKOCZYLAS F, HENRY J P. A study of the intrinsic permeability of granite to gas[J]. Int J Rock Mech Min Sci & Geomech Abstr, 1995, **32**(2): 171~179.
- [3] CROISE' J, SCHLICKENRIEDER L, MARSCHALL P, et al. Hydrogeological investigations in a low permeability claystone formation: the Mont Terri Rock Laboratory[J]. Phys Chem Earth, 2004, **29**: 3~15.
- [4] TSANG C F, BERNIERB F, DAVIES C. Geohydromechanical processes in the excavation damaged zone in crystalline rock, rock salt, and indurated and plastic clays-in the context of radioactive waste disposal[J]. Int J Rock Mech Min Sci, 2005, **2**: 109~125.
- [5] DAVY C A, SKOCZYLAS F, BARNICHON J D, et al. Permeability of macro-cracked argillite under confinement: Gas and water testing[J]. Phys Chem Earth, 2007, **32**: 667~680.
- [6] 朱伯靖, 石耀霖. 波尔兹曼数字岩芯致密砂岩渗透率研究[J]. 力学学报, 2013, **45**(3): 384~395. (ZHU Bo-jing, SHI Yao-lin. Study of tight sandstone permeability from lattice boltzmann digital rock model[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2013, **45**(3): 384~395. (in Chinese))
- [7] WANG H L, XU W Y, SHAO J F, et al. The gas permeability properties of low-permeability rock in the process of triaxial compression test [J]. Materials Letters, 2014, **116**: 386~388.
- [8] 王环玲, 徐卫亚, 左婧, 等. 低渗透岩石渗透率与孔隙率演化规律的气渗试验研究[J]. 水力学报, 2015, **46**(1): 58~67. (WANG Huan-ling, XU Wei-ya, ZUO Jing, et al. Evolution law research on the permeability and porosity of low-permeability rock based on gas permeability test[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2015, **46**(1): 58~67. (in Chinese))
- [9] KLINKENBERG L J. The permeability of porous media to liquids and gases[J]. API Drilling and Production Practice, 1941, **23**: 200~213.
- [10] ZIARANI A S. Aguilera Roberto Knudsen's permeability correction for tight porous media[J]. Transp Porous Med, 2012, **91**: 239~260.
- [11] 陈代珣. 渗流气体滑脱现象与渗透率变化的关系[J]. 力学学报, 2002, **34**(1): 96~100. (CHEN Dai-xun. Gas slippage phenomenon and change of permeability when gas flows in tight porous media[J]. Acta Mechanica Sinica, 2002, **34**(1): 96~100. (in Chinese))
- [12] 肖晓春, 潘一山. 考虑滑脱效应的煤层气渗流数学模型及数值模拟[J]. 岩石力学与工程学报, 2005, **24**(16): 2966~2970. (XIAO Xiao-chun, PAN Yi-shan. Mathematical model and numerical simulation of coal-bed methane percolation flow equation considering slippage effects[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2005, **24**(16): 2966~2970. (in Chinese))
- [13] 刘建军, 刘光贵, 胡雅衽. 低渗透岩石非线性渗流规律研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2003, **22**(4): 556~561. (LIU Jian-jun, LIU Guang-gui, HU Ya-ren. Study on nonlinear seepage of rock of low permeability[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2003, **22**(4): 556~561. (in Chinese))
- [14] 韩小妹, 王恩志, 刘庆杰. 低渗透岩石的单相水非 Darcy 渗流实验[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2004, **44**(6): 804~807. (HAI Xiao-mei, WANG En-zhi, LIU Qing-jie. Steady flow experiment of single-phase water through low permeability rocks[J]. Tsinghua Univ (Sci & Tech), 2004, **44**(6): 804~807. (in Chinese))
- [15] 杨春和, 李银平, 屈丹安, 等. 层状盐岩力学特性研究进展[J]. 力学进展, 2008, **38**(4): 484~494. (YANG Chun-he, LI Yin-ping, QU Dan-an, et al. Advances in researches of the

- mechanical behaviors of bedded salt rocks[J]. *Advances in Mechanics*, 2008, **38**(4): 484 - 494. (in Chinese))
- [16] HEID J G, MCMAHON J J, NIELSEN RF et al. Study of the permeability of rocks to homogenous fluids[M]. New York: API Drilling & Production Practice Press, 1950: 230 - 246.
- [17] JONES F O, OWENS W W. A laboratory study of low permeability gas sands[C]// 1979 SPE Symposium on Low-Permeability Gas Reservoirs. Denver, 1979: 20 - 22.
- [18] COSENZA P, GHOREYCHI M. Effects of very low permeability on the long-term evolution of a storage cavern in rock salt[J]. *Int J Rock Mech Min*, 1999, **36**(4): 527 - 533.
- [19] FLORENCE F A, RUSHING J, NEWSHAM K E, et al. Improved permeability prediction relations for low permeability sands[C]// Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. Denver, 2007.
- [20] CIVAN F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media[J]. *Transp Porous Media*, 2010, **82**: 375 - 384.
- [21] 陈卫忠, 杨建平, 伍国军, 等. 低渗透介质渗透性试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2008, **27**(2): 236 - 243. (CHEN Wei-zhong, YANG Jian-ping, WU Guo-jun, et al. Experimental study on permeability in low permeability media[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2008, **27**(2): 236 - 243. (in Chinese))
- [22] 霍凌婧, 杨正明, 张亚蒲, 等. 火山岩气藏滑脱效应影响因素研究[J]. 石油天然气学报, 2009, **31**(1): 147 - 150. (HE Ling-qian, YANG Zheng-ming, ZHANG Ya-pu, et al. Influencing factors of slippage effect of volcanic gas reservoir[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2009, **31**(1): 147 - 150. (in Chinese))
- [23] 肖晓春, 潘一山. 滑脱效应影响的低渗煤层气运移实验研究[J]. 岩土工程学报, 2009, **31**(10): 1554 - 1558. (XIAO Xiao-chun, PAN Yi-shan. Experimental study of gas transmigration with slippage effects in hypotonic coal reservoir[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2009, **31**(10): 1554 - 1558. (in Chinese))
- [24] LOOSVELDT H, LAFHAJ Z, SKOCZYLAS F. Experimental study of gas and liquid permeability of a mortar[J]. *Cement and Concrete Research*, 2002, **32**: 1357 - 1363.
- [25] WANG H L, XU W Y, SHAO J F. Experimental researches on hydro-mechanical properties of altered rock under confining pressures[J]. *Rock Mech Rock Eng*, 2014, **47**: 485 - 493.
- [26] XIE S Y, SHAO J F. Elastoplastic deformation of a porous rock and water interaction[J]. *Int Journal Plasticity*, 2006, **22**: 2195 - 2225.
- [27] BAEHR A L, HULT M F. Evaluation of unsaturated zone air permeability through pneumatic tests[J]. *Water Resour Res*, 1991, **27**(10): 2605 - 2617.
- [28] WU Y S, PRUESS K, PERSOFF P. Gas flow in porous media with Klinkenberg effects[J]. *Transp Porous Media*, 1998, **32**: 117 - 137.
- [29] ZHU G Y, LIU L, YANG Z M, et al. Experiment and mathematical model of gas flow in low permeability porous media. New trends in fluid mechanics research[C]// Proceedings of the Fifth International Conference on Fluid Mechanics. Shanghai, 2007: 15 - 19.
- [30] TANG G H, TAO W Q, HE Y L. Gas slippage effect on microscale porous flow using the lattice Boltzmann method [J]. *Phys Rev*, 2005, E72, 056301-056308.
- [31] 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[J]. 天然气工业, 2007, **27**(5): 50 - 53. (ZHU Guang-ya, LIU Xian-gui, LI Shu-tie, et al. A study of slippage effect of gas percolation in low permeability gas pools[J]. *Natural Gas Industry*, 2007, **27**(5): 50 - 53. (in Chinese))
- [32] BESKOK A, KARNIADAKIS GE. A model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales[J]. *Nanoscale Microscale Thermophys Eng*, 1999(3): 43 - 77.
- [33] MA J S, SANCHEZ J P, WU K, et al. Pore network model for simulating non-ideal gas flow in micro- and nano-porous materials[J]. *Fuel*, 2014, **116**: 498 - 508.