

天然气开发

# 考虑滑脱效应的非稳态气体渗透性实验研究

任晓霞,李爱芬,王永政,江凯亮,陈明强

(中国石油大学石油工程学院,山东 青岛 266580)

**摘要:**气体在低渗透多孔介质中渗流时滑脱效应的影响不可忽略,采用稳态法测定低渗透岩心气体渗透率时需在不同压力下多次测量,经线性拟合才可得到岩心的克氏渗透率和滑脱因子。建立了一种新的方法,在已知克氏渗透率与滑脱因子关系式的基础上,通过推导、求解考虑滑脱效应的非稳态气体渗流方程,得到具有一定渗透性的岩心入口端压力衰减曲线,由最小二乘法原理与该衰减曲线拟合,即可得到岩心的克氏渗透率和滑脱因子。实践表明,该方法得到的克氏渗透率、滑脱因子与稳态法实验结果具有较好的一致性,并且具有流程简单、周期短、效率高等优点。

**关键词:**滑脱效应;气体渗流;低渗透;非稳态;气体渗流方程;最小二乘法

**中图分类号:**TE348 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-1926(2015)04-0733-04

**引用格式:**Ren Xiaoxia, Li Aifen, Wang Yongzheng, *et al.* Gas permeability experimental study of low permeability core considering effect of gas slippage[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(4): 733-736. [任晓霞,李爱芬,王永政,等.考虑滑脱效应的非稳态气体渗透性实验研究[J].*天然气地球科学*, 2015, 26(4): 733-736.]

## 0 引言

渗透率表征储层允许流体通过的能力,其大小直接影响油气井的产量。室内测量渗透率的方法分为稳态法和非稳态法,渗流介质包括气体( $N_2$ 、空气、 $H_2$ )和液体(如煤油和地层流体)。室内实验结果表明,液体测量岩石的渗透率会受到许多因素的影响,如岩石中黏土遇水膨胀、岩石孔隙表面吸附液体等都影响渗透率测定的准确性。因此,常采用气体来测量岩石的渗透率<sup>[1]</sup>。然而,低渗透和特低渗透岩心由于孔喉细小,孔隙结构复杂,采用稳态法测定气体渗透率时,通过岩心的气体流量小,稳定时间长,测量误差较大<sup>[2-3]</sup>。平均压力较低时,气体在低渗透岩心中渗流存在显著的滑脱效应,需在不同驱替压力下多次测量,经 Klinkenberg 校正后才能获得岩石克氏渗透率  $k_0$  和滑脱因子  $b$ <sup>[1,4]</sup>。

针对稳态法气体渗透性测试中存在的问题,Brace 等<sup>[5]</sup>首先提出了基于非稳态渗流理论的脉冲

衰减法渗透率测试技术,大大缩短了测试时间。国内外学者<sup>[6]</sup>在此基础上做了进一步研究,对初始压差和上下游容器体积做了优化,以缩短实验时间。然而,这种方法并没有考虑气体的滑脱效应,测量值可能偏高。

本文推导、求解了考虑滑脱效应的气体渗流方程,通过大量稳态实验,建立了岩心克氏渗透率与滑脱因子的关系。在此基础上,提出了通过拟合岩心上游压力衰减曲线,得到岩心克氏渗透率与滑脱因子的研究方法,克服了稳态法测试时间长、气体流量测量误差大的缺点。

## 1 考虑滑脱效应的低渗透储层气体渗流方程

### 1.1 滑脱效应

气体在低渗多孔介质中低速、单相渗流时,气体分子在介质壁面处具有一定的非零速度的现象称为

收稿日期:2014-10-08;修回日期:2014-11-24.

基金项目:国家科技重大专项(编号:2011ZX05044);长江学者和创新团队发展计划(编号:IRT1294)联合资助。

作者简介:任晓霞(1986-),女,河南濮阳人,博士研究生,主要从事致密油气渗流机理、提高采收率机制研究。E-mail:renxiaoxia1010@163.com.

通讯作者:李爱芬(1962-),女,山东潍坊人,教授,博士,主要从事油气渗流提高采收率机制研究。E-mail:Aifenli123@163.com.

气体分子的滑脱现象,对于渗透率较低的岩心,气体的平均分子自由程与岩石孔隙尺寸相当,滑脱现象更为明显<sup>[7-9]</sup>。据报道<sup>[1,9]</sup>,Klinkenberg 通过实验观察提出多孔介质中气体单相渗流时,气测渗透率与流动平均压力的关系满足下式:

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

式中: $k_g$ 、 $k_\infty$ 分别为岩石的气体渗透率和克氏(绝对)渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $b$ 为滑脱因子,表示多孔介质中滑脱效应的强弱,MPa;  $\bar{p}$ 为平均气体压力,MPa。

根据毛管束假设及热力学理论,在相同的实验气体和实验温度下,多孔介质的孔喉尺寸决定了它的滑脱因子。鉴于岩石绝对渗透率  $k_\infty$  与孔喉半径密切相关,国内外学者<sup>[9-12]</sup>通过大量实验研究得出滑脱因子与岩心绝对渗透率  $k_\infty$  呈幂函数关系:

$$b = ak_\infty^\beta \quad (2)$$

式中: $\alpha$ 、 $\beta$ 为拟合常数,与岩石物性、孔隙结构<sup>[13]</sup>有关。

## 1.2 考虑滑脱效应的气体渗流方程

假设气体在均匀各向同性的低渗透岩心中渗流时为单相等温渗流,流动符合线性渗流运动方程,气体为可压缩真实气体,忽略岩石的压缩性,孔隙度为常数。根据质量守恒方程可得气体通过岩心时的连续性方程:

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho_g v) = -\frac{\partial(\rho_g \varphi)}{\partial t} \quad (3)$$

式中: $\rho_g$ 为气体密度, $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $v$ 为气体渗流速度, $\text{cm}/\text{s}$ ;  $\varphi$ 为岩石孔隙度; $t$ 为时间, $\text{s}$ 。

考虑气体滑脱效应的影响,当渗流服从线性渗流规律,渗流速度可表示为:

$$v = -\frac{k_g}{\mu} \frac{dp}{dx} = -\frac{k_\infty(1+b)}{\mu p} \frac{dp}{dx} \quad (4)$$

式中: $\mu$ 为渗流气体的黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $x$ 为长度, $\text{cm}$ 。

由气体状态方程得气体的密度:

$$\rho_g = \frac{pM}{zRT} \quad (5)$$

式中: $M$ 为气体分子的摩尔质量, $\text{g}/\text{mol}$ ;  $z$ 为气体压缩因子; $R$ 为通用气体常数, $8.314 \text{Pa} \cdot \text{m}^3/(\text{K} \cdot \text{mol})$ 。

将  $v$ 、 $\rho_g$  代入式(3),可得低渗透岩石中气体一维渗流微分方程:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_\infty(p+b)}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\varphi}{z} p \right) \quad (6)$$

引入变量  $p_b$ <sup>[10]</sup>,取  $p_b = p+b$ ,则式(6)转换为:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \left( \frac{k_\infty}{\mu z} \right) \frac{\partial p_b^2}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\varphi}{p_b z} p_b^2 \right) \quad (7)$$

式(7)即为考虑滑脱效应的真实气体一维渗流

方程,引入  $p_b$ 后,方程形式与不考虑滑脱效应的线性假设形式一致,便于求解计算。

## 2 考虑滑脱效应的非稳态气体渗流实验研究

### 2.1 实验原理

假设岩心入口端有一个体积为  $V$  的压力容器,容器内充满气体,压力为  $p_0$ ,出口端为大气压。将上游压力容器与岩心联通后,气体在孔隙压力和上游压力驱动下穿过样品进入大气时,上游容器内的压力随时间衰减,样品渗透性可由上游容器内的压力随时间衰减曲线来确定。

令  $\epsilon = \frac{k_\infty}{\mu z}$ ,  $\theta = \frac{\varphi}{p_b z}$ ,方程(7)可以简化为:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \epsilon \frac{\partial p_b^2}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} (\theta p_b^2) \quad (8)$$

取  $P = p_b^2$ ,采用均匀点中心网格对方程(8)进行差分, $i=0$ 为岩心入口端面, $i=n$ 为岩心出口端面,未知项系数按上游权原则取值,并用显式处理,整理后得式(8)的隐式差分方程为:

$$\begin{aligned} \epsilon_{i-1}^n P_{i-1}^{n+1} - \left( \epsilon_{i-1}^n + \epsilon_i^n + \theta_i^n \frac{\Delta x^2}{\Delta t} \right) P_i^{n+1} + \epsilon_i^n P_{i+1}^{n+1} \\ = -\theta_i^n \frac{\Delta x^2}{\Delta t} P_i^n \end{aligned} \quad (9)$$

已知,  $P_0^0 = (p_m + b)^2$ ,  $P_i^0 = (p_L + b)^2$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ),  $P_n = (p_L + b)^2$ 。

根据真实气体状态方程,入口端压力为:

$$p_0^n = p_0^{n-1} - \frac{Q_m^{n-1}}{VM} z_0^{n-1} RT \cdot dt \quad (10)$$

式中:  $Q_m = A \rho_g v = -A \frac{pM}{zRT} \frac{k_\infty(p+b)}{\mu p} \frac{dp}{dx}$ ,为岩心渗流截面处的质量流量, $\text{g}/\text{s}$ 。

则有  $P_0^n = (p_0^n + b)^2$ ,代入式(9),整理后得  $i=1$ 到  $i=n-1$  网格的线性代数方程组为:

$$\begin{aligned} i=1, - \left( \epsilon_0^n + \epsilon_1^n + \theta_1^n \frac{\Delta x^2}{\Delta t} \right) P_1^{n+1} + \epsilon_1^n P_2^{n+1} \\ = -\theta_1^n \frac{\Delta x^2}{\Delta t} P_1^n - \epsilon_0^n P_0^n \\ i=2, \epsilon_1^n P_1^{n+1} - \left( \epsilon_1^n + \epsilon_2^n + \theta_2^n \frac{\Delta x^2}{\Delta t} \right) P_2^{n+1} + \epsilon_2^n P_3^{n+1} \\ = -\theta_2^n \frac{\Delta x^2}{\Delta t} P_2^n \\ i=i, \epsilon_{i-1}^n P_{i-1}^{n+1} - \left( \epsilon_{i-1}^n + \epsilon_i^n + \theta_i^n \frac{\Delta x^2}{\Delta t} \right) P_i^{n+1} + \epsilon_i^n P_{i+1}^{n+1} \\ = -\theta_i^n \frac{\Delta x^2}{\Delta t} P_i^n \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \vdots \\
& \vdots \\
i = (n-1), & \epsilon_{n-2} P_{n-2}^{n+1} - \left( \epsilon_{n-2} + \epsilon_{n-1} + \theta_{n-1} \frac{\Delta x^2}{\Delta t} \right) P_{n-1}^{n+1} \\
& = -\theta_{n-1} \frac{\Delta x^2}{\Delta t} P_{n-1}^n - \epsilon_{n-1} P_L \quad (11)
\end{aligned}$$

方程组(11)的系数矩阵为三对角矩阵,利用追赶法编程求解,可得到  $p_1, p_2, \dots, p_{n-1}$  在  $n+1$  时刻的压力值。假设待测岩心的克氏渗透率为  $k_{\infty}^0$ ,由克氏渗透率与滑脱因子的关系可得相应的滑脱因子  $b^0$ ,代入式(10)、式(11)求解可得到岩心入口端压力  $p_0$  的变化,调用 Matlab 最小二乘法曲线拟合函数,将计算的 压力衰减曲线与实测岩心入口端压力衰减曲线进行拟合,即可得到测试岩心的克氏渗透率与滑脱因子。

### 2.2 实验条件与结果

为验证文中所建立的非稳态气体渗透率测试方法的正确性,对取自鄂尔多斯盆地延长组低渗透层的 6 块岩心进行了测试。经大量数据统计得出该区 块储层克氏渗透率与滑脱因子满足:

$$b = 0.2742 \times k_{\infty}^{-0.522} \quad (12)$$

实验在自建的非稳态气体驱替装置上进行,流程如图 1 所示。在岩心夹持器上游接入一个压力容器,容器上装有压力传感器,可精确显示入口压力数据,上游压力与环压可由电脑自动采集记录,以消除人为计量带来的误差;岩心夹持器下游和大气相连。借助标准块,由波义耳定律仔细校准,得到上游压力容器和压力容器至阀门的管线总体积为  $23.437\text{cm}^3$ ,上游总体积(包括压力容器体积、压力容器至阀门管线体积、阀门死体积、上游末端柱塞及其连接管线体积之和)为  $24.564\text{cm}^3$ ,岩心基本参数与上游容器初始压力如表 1 所示。

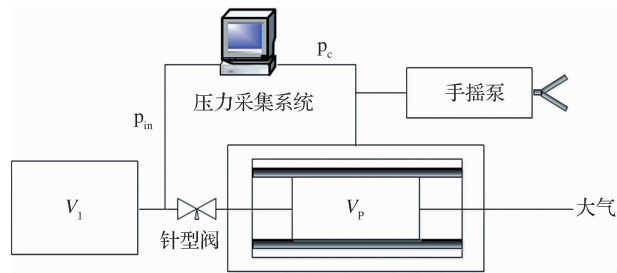


图 1 实验流程  
Fig. 1 Flow diagram of experiment

图 2 为不同渗透率岩心上游压力随时间变化的实测曲线和拟合曲线,拟合计算的克氏渗透率与滑脱因子见表 1。图 3 为采用该方法与稳态实验得到的克氏渗透率、滑脱因子的对比图。分析发现,渗透率不同的岩心,根据最小二乘法原理拟合的压力衰减曲线与实

测压降曲线吻合较好,计算出的岩样克氏渗透率、滑脱因子与稳态法的实验结果具有较好的一致性,表明文中所建立的考虑滑脱效应的非稳态气体渗透性测试方法可以准确求取低渗透岩心的克氏渗透率和滑脱因子。与稳态法气体渗透性实验相比,该方法无需计量流量,自动采集压力数据,使得测量结果更加客观、准确;无需多次测量不同平均

表 1 非稳态气体渗透实验参数及结果  
Table 1 Parameters and results of unsteady gas permeation experiment

岩心编号	岩心长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	初始压力/MPa	$k_{\infty} / (\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$	$b$ /MPa
M30-03	6.354	2.5	2.96	0.412	0.009 5	4.621 1
L78-07	6.278	2.5	9.42	0.445	0.032 2	1.622 7
L146-18	6.874	2.5	14.31	0.488	0.592 4	0.218 4
L146-12	6.500	2.5	15.96	0.492	4.224 2	0.208 6
L146-19	6.530	2.5	13.54	0.516	1.585 9	0.139 5
L146-13	6.874	2.5	13.27	0.512	2.411 9	0.246 4

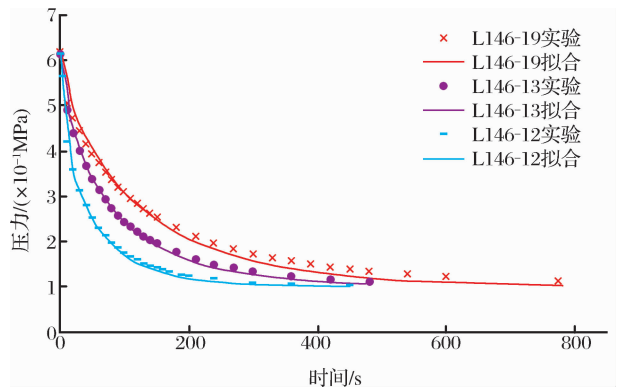


图 2 不同渗透率岩心非稳态法入口端压力变化曲线  
Fig. 2 Entrance pressure curve of different permeability core with unsteady method

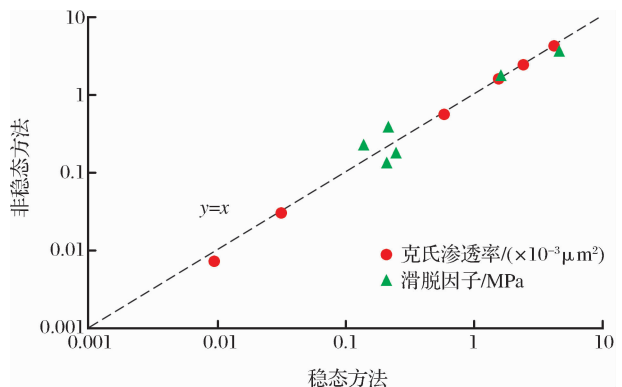


图 3 不同渗透率岩心稳态法与非稳态法实验结果对比  
Fig. 3 Result of different permeability core by unsteady experiment comparison with steady state experiment

驱替压差下的气体流量拟合求解,缩短了实验时间,简化了实验流程。

### 3 结论

(1)引入压力变量  $p_b = p + b$ ,推导了考虑滑脱效应的低渗透储层气体渗流方程,其形式与不考虑滑脱效应的线性假设形式一致。

(2)在已知克氏渗透率与滑脱因子关系的基础上,建立了考虑滑脱效应的非稳态气体渗透性测试方法,并对鄂尔多斯盆地延长组低渗透储层不同渗透率级别的岩心进行了测试,得到的克氏渗透率、滑脱因子与稳态法实验结果具有较好的一致性。该方法简化了实验流程,大幅缩短了实验周期。

#### 参考文献(References):

- [1] Li Aifen. Reservoir Physics[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2011: 166-174. [李爱芬. 油层物理学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2011: 166-174.]
- [2] Zhu Guangya, Liu Xiangui, Li Shutie, *et al.* A study of slippage effect of gas percolation in low permeability gas pools[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(5): 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[J]. 天然气工业, 2007, 27(5): 44-47.]
- [3] Zhu Weiyao, Song Hongqing, He Dongbo, *et al.* Low-velocity non-Darcy gas seepage model and productivity equations of low-permeability water-bearing gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(5): 685-689. [朱维耀, 宋洪庆, 何东博, 等. 含水低渗气藏低速非达西渗流数学模型及产能方程研究[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(5): 685-689.]
- [4] Chen Weizhong, Yang Jianping, Wu Guojun, *et al.* Experimental study of permeability in low permeability media[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2008, 27(2): 236-243. [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.]
- [5] Brace W F, Walsh J B, Frangos W T. Permeability of granite under high pressure[J]. Journal of Geophysical Research, 1978, 73(6): 2225-2236.
- [6] Metwally Y M, Sondergeld C H. Measuring low permeabilities of gas-sands and shales using a pressure transmission technique[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2011, 48(7): 1135-1144.
- [7] Wang Yongjie, Wang Changjie. A reservoir of gas slip in low permeability porous media[J]. Acta Petrolei Sinica, 1995, 16(3): 101-105. [王勇杰, 王昌杰. 低渗透多孔介质中气体滑脱行为研究[J]. 石油学报, 1995, 16(3): 101-105.]
- [8] Yao Yuedong, Li Xiangfang, Ge Jiali, *et al.* Experimental research for Klinkenberg effect of gas percolation in low permeable gas reservoirs[J]. Nature Gas Industry, 2004, 24(11): 100-102. [姚约东, 李相方, 葛家理, 等. 低渗气层中气体渗流克林贝尔效应的实验研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(11): 100-102.]
- [9] 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, 刘大猛, 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.]
- [10] Luo Ruilan, Cheng Linsong, Zhu Huayin, *et al.* Problems on the study of slippage effect in low permeability gas reservoir [J]. Nature Gas Industry, 2007, 27(4): 92-94. [罗瑞兰, 程林松, 朱华银, 等. 研究低渗气藏气体滑脱效应需注意的问题[J]. 天然气工业, 2007, 27(4): 92-94.]
- [11] Jones F O, Owens W. A laboratory study of low-permeability gas sands[J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32(9): 1631-1640.
- [12] Wu Y S, Pruess K. Gas flow in porous media with Klinkenberg effects[J]. Transport in Porous Media, 1998, 32(1): 117-137.
- [13] Heid J G, McMahon J J, Nielsen R F, *et al.* Study of the permeability of rocks to homogeneous fluids[C]. New York: American Petroleum Institute, 1950: 230-246.

## Gas Permeability Experimental Study of Low Permeability Core Considering Effect of Gas Slippage

REN Xiao-xia, LI Ai-fen, WANG Yong-zheng, JIANG Kai-liang, CHEN Ming-qiang  
(College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

**Abstract:** When gas flows in low permeability porous media, the effect of gas slippage cannot be ignored. It takes many times to obtain gas permeability under different pore pressure of low permeability core with conventional method by linear fitting to get intrinsic permeability and slip factor. Based on the relationship between intrinsic permeability and slip factor, a new unsteady gas permeability experiment method was proposed. The principle of the new method is to fit the inlet pressure decay curve tested and calculated that can be obtained by solving unsteady gas flow equation considering slippage effect according to least square curve fitting, then the wanted intrinsic permeability and slip factor can be acquired and verified through conventional experiment. Compared with steady state experiment, this new unsteady method is more correct, and it greatly shortens the time, and simplifies the experiment process.

**Key words:** Slippage effect; Gas seepage; Low permeability reservoir; Unsteady-state; Gas flow equation; Least squares