

doi:10.3969/j.issn.2097-0013.2025.02.017

低渗页岩储层渗透性的表征与计算

何 柳

HE Liu

中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院,湖北 武汉 430223

Exploration and Development Research Institute, Sinopec Jianghan Oilfield Company, Wuhan 430223, Hubei, China

摘要: 针对达西公式折算的渗透率无法准确表征特低渗页岩储层渗透性的问题,本文应用微圆管与真实页岩岩心开展流动(渗流)实验,测定了不同渗流速度下渗透率的变化,基于气体在微管中的微尺度效应,对克氏渗透率计算公式进行了改进。结果表明页岩特低渗储层单相流体的渗透率并不是一个常数,而是存在微尺度流动效应,随流速(压力)的增加呈非线性增加,当流速(压力)增至某一特定值时趋于稳定。由改进的渗透率模型计算的实际岩心在各个压力点下的绝对渗透率值误差均在 5% 以内,反映该模型在表征特低渗储层渗透性上的显著优势。

关键词: 页岩储层; 特低渗透率; 微管; 克氏渗透率方程

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

文章编号: 2097-0013(2025)-02-0451-11

He L. 2025. Characterization and Calculation of Permeability in Low-permeability Shale Reservoirs. *South China Geology*, 41(2): 451-461.

Abstract: Aiming at the problem that the permeability calculated by Darcy's formula cannot accurately characterize the permeability of extra-low-permeability shale reservoir, this paper carried out the micro-circular tubes and real shale cores to determine the change of permeability under different flow rates, and improves the Klinkenberg formula of calculating permeability based on the micro-scale effect of gases in the micro-circular tubes. The results show that the permeability of single-phase fluids in extra-low permeability shale reservoirs is not constant due to microscale flow effect, which increases nonlinearly with the increase of flow rate (pressure) and tends to be stabilized when the flow rate (pressure) is increased to a specific value. The absolute permeability values of the actual cores calculated by the improved permeability formula at several pressure points have less than 5% margin of error, reflecting the significant advantage of the method in characterizing the permeability of the extra-low permeability reservoir.

Key words: shale reservoirs; extra-low permeability; micro-circular tubes; Klinkenberg equation

自 1856 年达西定律提出以来,其作为多孔介质渗流研究的基石已逾一个半世纪。经典达西公式将渗透率定义为仅与岩石孔隙结构相关的固有

属性,这在中高渗透率储层(渗透率 $k > 10$ mD)中得到了充分验证。然而,当研究对象转向特低渗透率(渗透率 $k < 0.1$ mD)页岩储层时,传统理论

收稿日期: 2025-03-23; 修回日期: 2025-04-24

基金项目: 中国石油化工股份有限公司项目“红星及周缘地区二叠系天然气富集规律及预测技术研究(ZKD0224003)”

作者简介: 何柳(1991—),女,助理研究员,主要从事页岩气勘探开发研究, E-mail: heliu.jhyt@sinopec.com

正面临根本性挑战(Javadpour et al., 2021)。中国页岩气可采资源量达 21.8 万亿立方米,其中 65% 赋存于深度在 3 500 m 以下的页岩储层(Wei J et al., 2021),而气体在深部低渗页岩储层中的渗流特征与浅层储层中有显著差异(Li G L et al., 2023; Sun C X et al., 2023),传统渗流理论的适用性问题已成为限制页岩气开发的重要因素(Feng D et al., 2022)。

与常规储层相比,页岩储层以发育纳米级孔隙为主(Josh et al., 2012; 陈孝红等, 2022; 肖灯意等, 2023; 苗凤彬等, 2025; 许露露等, 2025)。在纳米孔隙中,流体流动呈现明显的微尺度效应(王登科等, 2024),例如滑脱效应(胡德高等, 2021; 孙艳玲等, 2024),几纳米的孔隙中甲烷滑脱速度可达到达西流速的数倍(Chen Y F et al., 2020)。传统的渗透率折算公式已不再适用,国内外学者提出了渗透率修正模型。克林肯贝尔格(Klinkenberg)渗透率(克氏渗透率)是考虑滑脱效应的一种岩石渗透性表征指标,尤其在高渗透储层中具有较好的应用效果(Moghadam and Chalaturnyk, 2014),其理论基础源于气体在岩石孔隙中流动时,气体分子与孔壁之间相互作用导致的流动特性变化(Gao J et al., 2024)。Klinkenberg 方程提出以后被广泛应用到气测渗透率的岩心实验与气藏开发中(Al-Jabri et al., 2015; 刘杰等, 2018),人们对气体滑脱效应的研究工作主要集中在滑脱因子与绝对渗透率的相互关系。例如: Sampath et al.(1982)对 Utah 气田的 10 块致密岩心实验研究后,得出气体滑脱因子受岩心绝对渗透率与孔隙度之比影响;王彬等(2004)分析了影响气体分子滑脱效应的几个因素:气体种类、压力、温度和介质,指出低压、高温、小毛细管半径会增强滑脱效应,并将达西定律与气体分子扩散运动结合,推导出新的气体滑脱因子;吴英等(2005)通过对多块致密岩心实验研究得出滑脱因子与绝对渗透率的关系。尽管气体的滑脱效应一直被广泛研究,但实验中的一些反常现象仍难以解释。例如:Klinkenberg 方程表明气测渗透率与平均压力的倒数成线性关系,利用这种线性关系可以很容易求得岩心的绝对渗透率,然而许多特低渗岩心实验表明该关系

不是线性的(Jones and Owens, 1980; 王勇杰等, 1995),得到的绝对渗透率偏小,甚至可能为负值,储层评价时如果应用这类气测渗透率值会出现很大的误差。陈代珣(2002)从一个描述气体流动特性的参数克努森数(K_n)入手对气体的滑脱效应进行研究,认为 Klinkenberg 方程的理论基础仅适用于 $K_n \leq 0.1$ 的流动范围,而气体在特低渗页岩储层中渗流时的 K_n 很容易超过 0.1,并得到了新的表达式,在较低压力下气测渗透率与平均压力倒数不为线性关系,气测渗透率比克氏渗透率最多只能大 29/3。即使如此,实验中仍存在大几十倍的情况。

微纳尺度流动是研究低渗储层流体渗流特征的重要手段,例如, Fang X et al.(2019)使用直径 0.279 ~ 2.19 μm 玻璃微管研究了不同压力条件下气体流动特征,揭示了高压下气体流动从滑移主导到反常阻力效应的转变机制。常进等(2015)运用不同尺寸的微管开展了高压-低渗条件下的流动机理研究,认为不等径毛管束模型可从微观孔隙分布解释储层宏观渗透率。本文基于微管流动实验折算的毛管模型渗透率和页岩储层岩心研究了气体在微管中的微尺度效应,并对克氏渗透率计算公式进行改进,以期提出评价页岩储层渗流能力的新参数指标。本研究不仅可为页岩气藏数值模拟提供更精确的本构关系,而且标志着渗流力学研究范式从静态参数体系向动态响应系统的转变,对致密油气、煤层气等非常规资源的开发同样具有重要借鉴价值。

1 研究方法

1.1 实验装置

为了测定甲烷在不同微管和地层条件下的页岩基质渗透率,设计了高压渗透率测定系统(图 1),包括压力控制系统(图中标号 5—7、11、12)、恒温系统、高压岩心模型(标号 11、12)、气体计量系统(标号 8、9、14)、供气系统(标号 1—4)。压力控制系统包括环压自动控制单元、回压控制单元、压力监测传感器;恒温系统为岩心吸附模型提供恒温控制;岩心模型包括岩心夹持器;气体计量

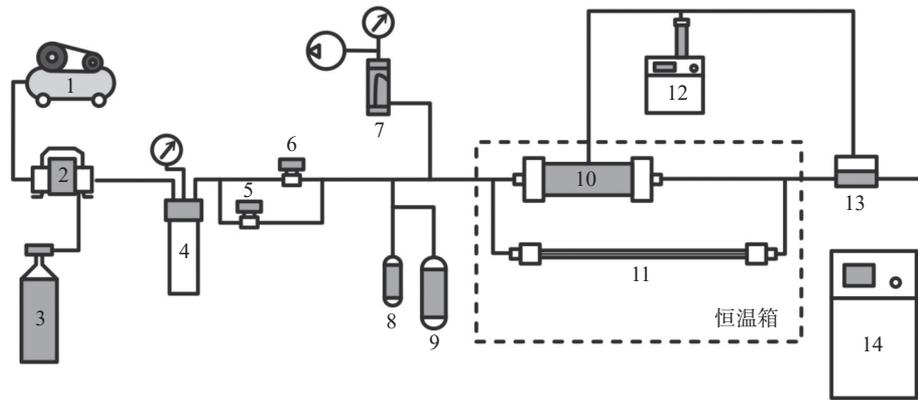


图 1 微圆管高压页岩气测渗透率测定装置流程图

Fig. 1 Flow diagram of the high-pressure shale gas permeability measurement apparatus for micro-tubes
 1-空压机; 2-增压泵; 3-气瓶; 4-缓冲罐; 5-低压调压阀; 6-高压调压阀; 7-真空缓冲罐; 8-标准室 I; 9-标准室 II;
 10-岩心夹持器; 11-微圆管模型; 12-环压跟踪泵; 13-回压阀; 14-气体计量系统

系统用于控制并记录岩心吸附模型的出口流量和出口端压力; 供气系统为压力控制系统提供实验所需的系统压力。

1.2 微管流动实验方法

实验用微圆管为美国 Polymicro 技术公司生产的天然熔融石英微管, 它为天然熔融石英拉伸而成, 外壁包覆一层聚酰亚胺 (Polymide) 涂层, 以增加微管的强度, 内径分别为 $2\ \mu\text{m}$ 、 $5\ \mu\text{m}$ 、 $10\ \mu\text{m}$ 、 $15\ \mu\text{m}$ 。实验步骤如下:

(1) 将微圆管接入特制的夹持器上, 接入恒温箱实验气路中;

(2) 充入实验气体 (干燥甲烷气体或氮气) 将微圆管充分润湿, 并试压确保不渗漏;

(3) 在所需实验温度下恒温 8 小时后打开压力计、流量计、调节阀, 打开进出口控制流量稳定开始实验;

(4) 用逐步升高压力的方法进行流动实验, 记录不同时间下的压力和流量。

1.3 岩心流动实验方法

(1) 将制备好的干燥页岩岩心装入高压岩心夹持器中, 充入气体 (干燥甲烷气体), 试压不渗漏, 压力升至 $30\ \text{MPa}$, 恒压稳定;

(2) 提高环压到 $42\ \text{MPa}$, 模型加压恒温稳定 48 小时, 达到模拟地层渗流条件;

(3) 打开压力计、流量计、调节阀, 打开进出口控制流量稳定开始实验;

(4) 用逐步升高压力的方法进行流动实验, 记

录不同时间下的压力和流量。

1.4 参数与公式

理论渗透率: 根据毛管束模型计算微管流动的理论渗透率为

$$k = \frac{\phi r^2}{8\tau} \quad (1)$$

式中 τ 为孔隙的迂曲度, 介于 $2 \sim 5$ 之间, r 为微管半径, ϕ 为孔隙度。对于低渗透油藏, 取 $\phi = 15\%$ 、 $\tau = 5$ 计算得到理论渗透率。

折算渗透率: 根据微管流动中压力梯度与流速实验数据, 由达西定律计算出对应流速 (或压力梯度) 的渗透率值。

$$k = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad (2)$$

式中 Q 为气体流量, μ 为气体粘度, L 为微管长度, A 为微管面积。 ΔP 为压差。

2 结果与讨论

2.1 渗透率与流速的非线性关系

图 2 给出了直径 $2\ \mu\text{m}$ 微管流动实验中由达西公式折算的渗透率和由微观模型计算的理论渗透率随流速的变化曲线。可以看出, 低速流动范围内, 折算渗透率随流速的增加而增加, 且增加的速率不断减少, 当流速进一步增加, 折算渗透率趋于一个稳定值, 该稳定值近似等于理论渗透率。因此, 特低渗透储层中由于孔隙尺度小, 单相流体的渗透率并不是一个常数, 而是随流速的增加呈

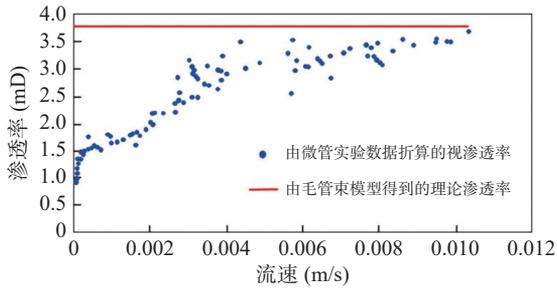


图2 不同流速下微管中的视渗透率和理论渗透率变化情况

Fig. 2 The changes of apparent permeability and theoretical permeability in microtubules at different flow rates

非线性规律增加,最终趋于某个稳定值。

图3为涪陵页岩气田志留系页岩储层不同渗透率岩心单相流渗流实验得出的渗透率随流速变化的关系曲线。与微管实验结果类似,曲线显示了折算渗透率在低流速范围内随流速的增加呈非线性递增的变化规律,且当流速继续增加时,渗透率趋于稳定。不同岩心,其渗透率达到稳定时的流速临界值不同(JY1-1、JY1-2、JY1-3和JY1-4是临界值分别在3 m/d、7 m/d、3.5 m/d、1 m/d左右)。因此,由微管流动实验折算的渗透率与由岩心渗流实验折算的渗透率随流速变化的定性规律是一致的。页岩岩心在高流速下测得的渗透率值比极低流速下的渗透率值高3倍以上(图3),

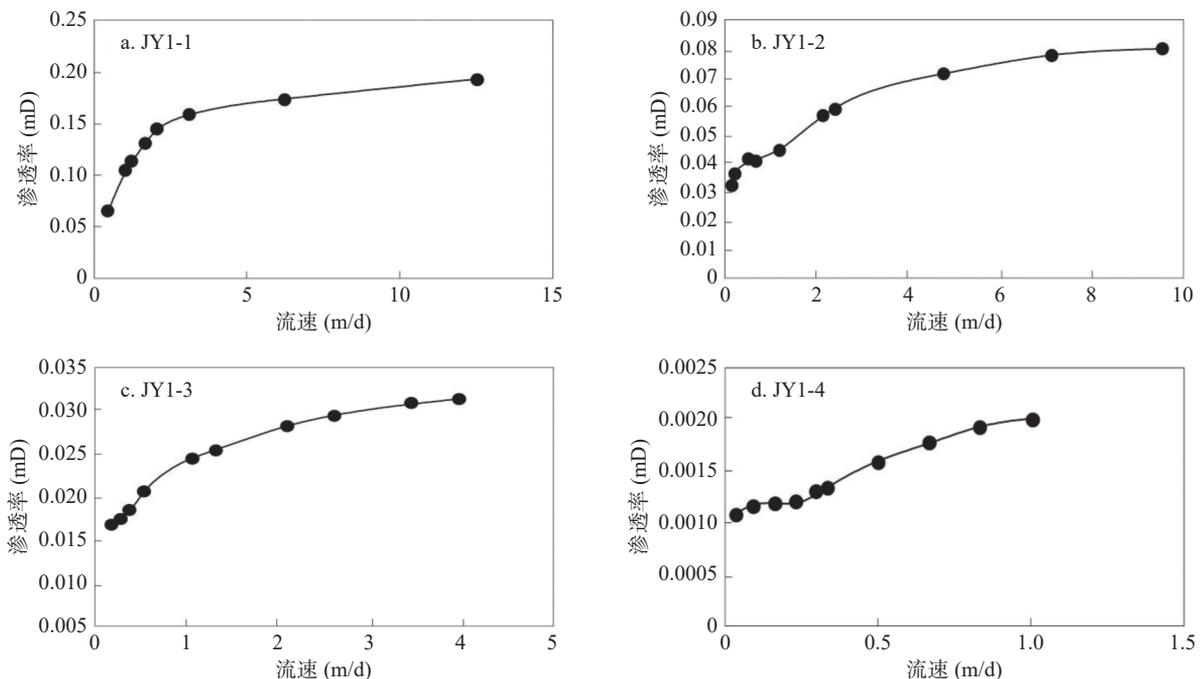


图3 涪陵页岩气田志留系页岩岩心样品中不同流速下视渗透率变化曲线

Fig. 3 The apparent permeability change curves of Silurian shale core samples in Fuling shale gas field at different flow rates

这是由岩心孔隙中的微尺度流动效应造成的,因此,通常适用于中高渗透储层的气测渗透率测定,而不适用于页岩特低渗透储层。

在页岩储层微孔隙中,随着驱动压力梯度或流速的增大,壁流体层逐渐减薄,实际流通截面增加,储层实际渗透率随着流体动力学条件的变化而变化。为了区别于中、高渗透层中与压力梯度(流速)无关的渗透率,将页岩储层中与压力梯度(流速)相关的渗透率定义为视渗透率。考虑页岩储层中壁面流体层和微尺度效应,视渗透率是流体动力学参数的函数(Singh et al., 2014)。不同流速条件下所测的渗透率数值差异较大,主要是由这种渗透率的非线性动态变化特性所引起。为此,在表征页岩储层渗流能力时需建立统一的测试方法和表征参数。如图2和图3所示,随着流速的增加,视渗透率将趋于某一稳定值,可将其定义为极限渗透率(k_{lim}),则 k_{lim} 可作为评价页岩储层渗流能力的参数指标之一。另外,极低流速下的“渗透率”值 k_0 ,或 k_{lim} 与 k_0 之差(或之比)也可作为页岩储层渗流能力的表征参数。

2.2 微管中气体的微尺度效应

图4为甲烷在不同直径微管中的流动实验结

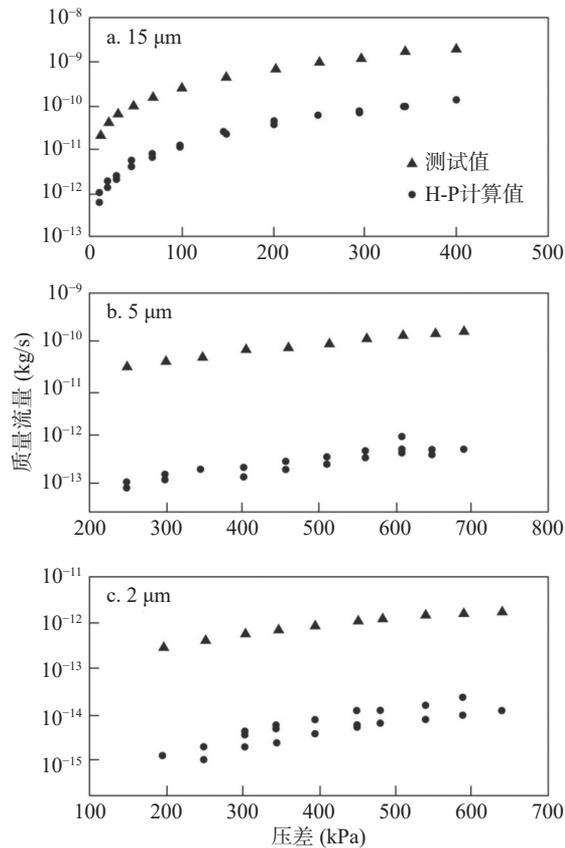


图 4 甲烷在不同直径微管中流量随压差的变化情况

Fig. 4 The change of methane flow rate with pressure difference in microchannels with different diameters

果,其中质量流量的计算公式如下:

$$M = \frac{\pi D^4 P_0^2}{16 \times 16 \mu_0 R T_0} (\Pi^2 - 1) \quad (3)$$

其中, P_0 、 μ_0 、 T_0 、 D 、 R 分别为出口端气体的压力、粘度、温度、微管直径、气体常数; $\Pi = P_{in}/P_{out}$, 为进出口压力比。公式 3 考虑了气体的压缩效应和稀薄效应, 推导出了质量流量与进出口压比之间的关系模型。该模型根据不同的克努森数可以取不同的边界条件, 因本实验条件下的克努森数处于 10^{-3} 量级, 模型采用无滑脱边界条件。图 4 中的数据点 H-P 为运用常规尺度流动的经典流体力学理论 Hagen-Poiseuille (H-P) 方程 (Loudon and McCulloh, 1999) 计算的结果。如果管径足够大, 均匀圆管中的稳定层流的实验结果应该与 H-P 方程计算结果一致, 其流量与压差 (ΔP) 的关系如公式 4 所示:

$$Q_{HP} = \frac{\pi D_h^4 \Delta P}{128 \mu_0 L} \quad (4)$$

其中 μ_0 是出口处粘度, D_h 是微圆管直径, L 是微圆管长度, 根据 Sutherland 方程 (Sutherland, 1893), 一般条件下气体的粘度主要取决于温度条件, 压力对其的影响不大。从标准大气压上升到 34.5 bar 时, 其粘度减小 10%。

如图 4 所示, 甲烷在直径为 2 μm 、5 μm 、15 μm 微管中流动明显偏离经典流体力学理论。在特定的驱动压差下, 甲烷在微管中的实际流量要比经典流体力学理论计算结果 (常规尺度下的流量) 高两个数量级, 这便是由于流场尺度减小到一定程度而导致的流动微尺度效应。目前, 通常将这种气体的微尺度流动效应解释为气体的边界滑脱现象。这种气体流动的微尺度效应在页岩这种特低渗透岩心中必将导致其渗流特性的异常 (Gao F et al., 2017)。

图 5 为利用甲烷在微圆管中流动实验数据折算为微观多孔介质模型的“渗透率”。由图 5 可见, 当管径小到一定程度, 折算的甲烷渗透率与流速相关。在低流速范围, 折算渗透率随流速的增大而降低, 逐渐趋于常数。在页岩储层中, 渗流速度一般不会很高, 即地层流体的流动一般都在渗透率随流速增大而减小的低速区。页岩储层中甲烷渗流实验结果与毛管模型折算渗透率在定性规律上是一致的。由图 5 结合液体的折算渗透率进行综合分析, 可以认为: ① 甲烷在页岩储层基质中的“渗透率”在低流速下随着流速的增大而非线性地减小; ② 在页岩储层基质中, 微尺度流动效应对于水和甲烷折算渗透率的影响在定性规律上是相反的。因此, 在孔隙较小的页岩储层中, 通常适用于中高渗透储层的气测渗透率方法得出的“克氏渗透率”则不再适用。

2.3 克氏渗透率方程的改进

克努森数 (K_n) 是一个描述气体流动特性的参数, 陈代珣 (2002)、朱光亚等 (2007) 基于该参数提出了新的气测渗透率表达式 (公式 5)。

$$K_g = K_\infty \left(1 + \frac{29}{3} \times \frac{1}{e^{\frac{D}{K_n} (\sqrt{2\pi D^2 \bar{p}})}} \right) \quad (5)$$

式中, K_g 为气测渗透率, K_∞ 为多孔介质的 (绝对) 渗透率, 与多孔介质的结构和几何形态有关。 K 、

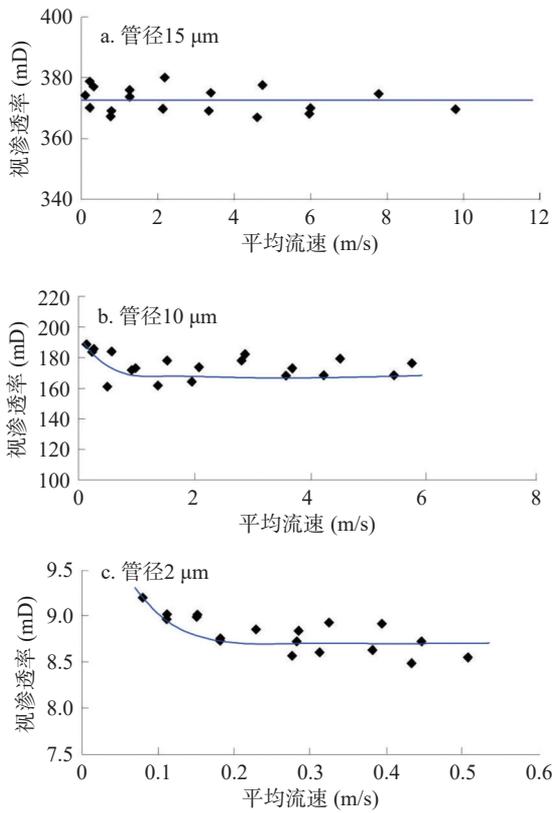


图5 不同管径下甲烷在毛管模型中的折算渗透率与流速的关系

Fig. 5 Converted permeability of methane in a capillary model as a function of flow rate for different pipe diameters

d 、 T 、 D 分别为玻尔兹曼气体常数、气体分子直径、绝对温度、孔隙直径。

Florence et al. (2007) 依据气体微流动理论建立起适用于所有的克努森数模型:

$$K_a = K_\infty \left[1 + \frac{128}{15\pi^2} \tan^{-1} (4K_{np}^{0.4}) \right] \left(1 + \frac{4K_{np}}{1 + K_{np}} \right) \quad (6)$$

$$K_{np} = 0.4 \frac{1}{\bar{p}} K_a^{-0.598} \theta^{-0.352} \quad (7)$$

式中 K_{np} 为拟克努森数, 目前公式 6 能够比较真实地反映气测渗透率与克氏渗透率之间的关系, 以及气体在多孔介质中的流动特性, 但表达式太复杂, 应用很困难。

本文将气体的流动领域按照克努森数 K_n 值的大小进行划分, K_n 定义为气体分子的平均自由程长度与流场的特征尺度之比, 见公式 8。气体分子的平均自由程描述了气体分子在未与其他气体分子发生碰撞前运动经过的路程, 表达式为公式 9。

$$K_n = \lambda/L \quad (8)$$

$$\lambda = \frac{kT}{\sqrt{2}\pi D^2 P} \quad (9)$$

式中, k 为玻尔兹曼常数, D 为分子直径, T 为绝对温度, p 为压强, λ 为气体分子平均自由程, L 为流场的特征尺寸, 通常取岩心的平均孔喉半径。本文根据 K_n 值大小可将流动领域进行如下划分:

① $K_n \leq 0.001$, 连续流域, 气体分子之间的碰撞对流动起绝对控制作用, 气体分子与壁面之间作用可以忽略, 流体被视为连续介质, 流动用 N-S 方程描述。

② $0.001 < K_n \leq 0.1$, 滑流域, 气体的壁面滑脱层厚度小于孔道直径的 10%, 气体分子之间的碰撞对流动起控制作用, 但气体分子与壁面之间作用又不可以忽略, N-S 方程能够应用的前提为必须使用一阶滑脱边界条件(等价于 Klinkenberg 公式)。

③ $0.1 < K_n \leq 10$, 过渡流域, 气体分子之间的碰撞同气体分子与壁面之间的作用对流动的贡献同等重要, 气体的壁面滑脱层厚度大于孔道直径的 10%。

④ $K_n > 10$, 自由分子流域, 气体分子与壁面之间作用对流动起绝对控制作用, 气体的壁面滑脱层厚度占孔道直径的 100%, 气体的流动为扩散流动。

公式 8 表明气体在多孔介质中流动时, K_n 值随介质的平均孔喉半径减小成反比例增加。很明显, 特低渗岩心中的平均孔喉半径小, 克努森数易大于 0.1。而克林贝尔格公式仅能应用于气体流动在 $K_n \leq 0.1$ 的范围。因此, 在特低渗岩心气测渗透率过程中总会遇到一些被认为反常却无法解释的实验现象。如校正后的等效液测渗透率值偏小甚至为负值, 气测渗透率显著高于绝对渗透率, 而不是高渗岩心里的 2 倍左右的关系。

本文从气体在微管中的流动特性入手, 将多孔介质简化为等直径的平行毛管束, 考虑到 K_n 对气体在微管中滑脱速度的影响, 并利用 Karniadakis et al. (2002) 提出的气体在微管中的滑脱边界条件, 建立了气测渗透率、克氏渗透率与 K_n 的关系表达式如下:

$$U_s = \frac{2 - \sigma_v}{\sigma_v} \left(\frac{K_n}{1 - bK_n} \right) \left(\frac{\partial U}{\partial n} \right) \quad (10)$$

式中, σ_v 为漫反射分数, 大小接近于 1, n 为对壁面的法向坐标, U_s 为气体分子在表面上的无量纲平均切向速度, b 为无滑脱流条件下的涡通量与壁面的涡度比, 称为通用滑脱系数, $\partial U/\partial n$ 是微管壁面处法向速度梯度, 用于表征滑脱边界条件下的稀薄流动效应。

公式 10 已在理论与微管实验中证实了能用于 $0.1 < K_n \leq 1$ 的气体流动。多孔介质的孔隙空间通常简化为等直径的平行毛管束, 现在求取气体在压差 Δp 、半径 R 、长为 l 的单根毛细圆管中的平均流速 u 。假定流动为定常流, 由 Navier-Stokes 方程:

$$\frac{\partial \vec{u}}{\partial t} + (\vec{u} \cdot \nabla) \vec{u} = -\frac{1}{\rho} \nabla P + \frac{\mu}{\rho} \Delta \vec{u} \quad (11)$$

考虑边界条件, 由公式 10 可得:

$$u = -\left(\frac{dP}{dx} \right) \frac{1}{4\mu} \left[R^2 - r^2 + 2 \frac{2 - \sigma_v}{\sigma_v} \left(\frac{\lambda}{1 - bK_n} \right) R \right] \quad (12)$$

式中, u 为气体的轴向速度, r 为径向坐标, x 为轴向坐标, 依据等效渗流原理, 气体在真实致密岩石中的渗流速度为:

$$v = \frac{K_\infty}{\mu} \left[1 + 4 \frac{2 - \sigma_v}{\sigma_v} \left(\frac{K_n}{1 - bK_n} \right) \right] \left(\frac{dP}{dx} \right) \quad (13)$$

则气体在特低渗多孔介质中具有强滑脱作用时的气测渗透率数学表达式为:

$$K_g = K_\infty \left[1 + 4 \frac{2 - \sigma_v}{\sigma_v} \left(\frac{K_n}{1 - bK_n} \right) \right] \quad (14)$$

式中, 通用滑脱系数 b 的值可通过实验拟合求得。本研究中对实验数据进行拟合, 得到通用滑脱系数 b 为 1, 拟合精度均在 99% 以上。将公式 8 与公式 10 代入公式 14 中得:

$$K_g = K_\infty \left[1 + C \left(\frac{1}{Brp - 1} \right) \right] \quad (15)$$

式中:

$$B = \frac{\sqrt{2\pi} D^2}{kT} \quad (16)$$

$$C = \frac{4(2 - \sigma_v)}{\sigma_v} \approx 4 \quad (17)$$

其中 B 是关于气体分子直径与温度的参数, $T = 300 \text{ K}$, 渗流气体为甲烷时, $B \approx 142$ 。多孔介质的平

均孔道半径 r 由公式 18 计算, 其中 φ 为孔隙度。

$$r = \sqrt{8K_\infty/\varphi} \quad (18)$$

当多孔介质的孔道尺度很大时, 气体作为连续介质, 滑脱作用与克努森数都被忽略 ($K_n \rightarrow 0$, $K_n/(1 - K_n) \rightarrow 0$), 公式 13 相当于达西公式, $K_g = K_\infty$ 。随着孔隙尺度减小, 克努森数增加 ($0.01 < K_n \leq 0.1$, $K_n/(1 - K_n) \approx K_n$), 此时, 必须考虑气体的壁面滑移, 公式 14 相当于 Klinkenberg 公式, 气测渗透率值同平均压力倒数成线性关系。致密孔隙介质的孔道尺度极小, 克努森数进一步增加 ($0.1 < K_n \leq 1$, $0 \leq 1 - K_n < 0.9$), 气体的壁面滑移作用增强, 气体的渗流速度需要由公式 13 来计算。

气测渗透率实验中出口压力为大气压, 平均压力至少大于 0.1 MPa , 而且致密多孔介质的孔道尺度 r 很小 (通常为零点几微米), 因此, Brp 值接近于 1。由公式 15 可知 K_g 与 $1/p$ 具有明显的非线性关系, 显然, 利用 Klinkenberg 校正法难以求取绝对渗透率。介质的渗透率越低, 孔道尺度越小, Brp 与 1 越接近, 非线性关系就越强。

2.4 改进方程的验证

实验选用涪陵页岩气田页岩岩心, 渗透率为 $0.033 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度为 5% ~ 7.9% (表 1), 用甲烷作渗流气体, 岩心入口端压力不超过气体粘度向高压区转变的界限压力。实验方法与其他实验条件均符合行业标准 SY/T5336—1996 (中国石油天然气总公司, 1996)。

将实验结果处理成气测渗透率 (K_g) 与平均压力倒数 ($1/p$) 之间的关系 (图 6), 从图 6 中可以看出, 除页岩岩样 JY-8 外, JY-2—JY-7 岩样在气体平均压力较低时二者之间均不为线性关系。从图 7 不难看出, 在所测的实验压力范围内, 岩样

表 1 涪陵页岩气田志留系页岩岩心物性参数表

Table 1 Petrophysical parameters of Silurian shale cores from the Fuling Shale Gas Field

岩心编号	绝对渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度 (%)
JY-2	0.0411	5.8
JY-3	0.033	5.0
JY-4	0.0455	5.9
JY-5	0.1081	7.0
JY-6	0.1136	7.2
JY-7	0.465	7.5
JY-8	0.9951	7.9

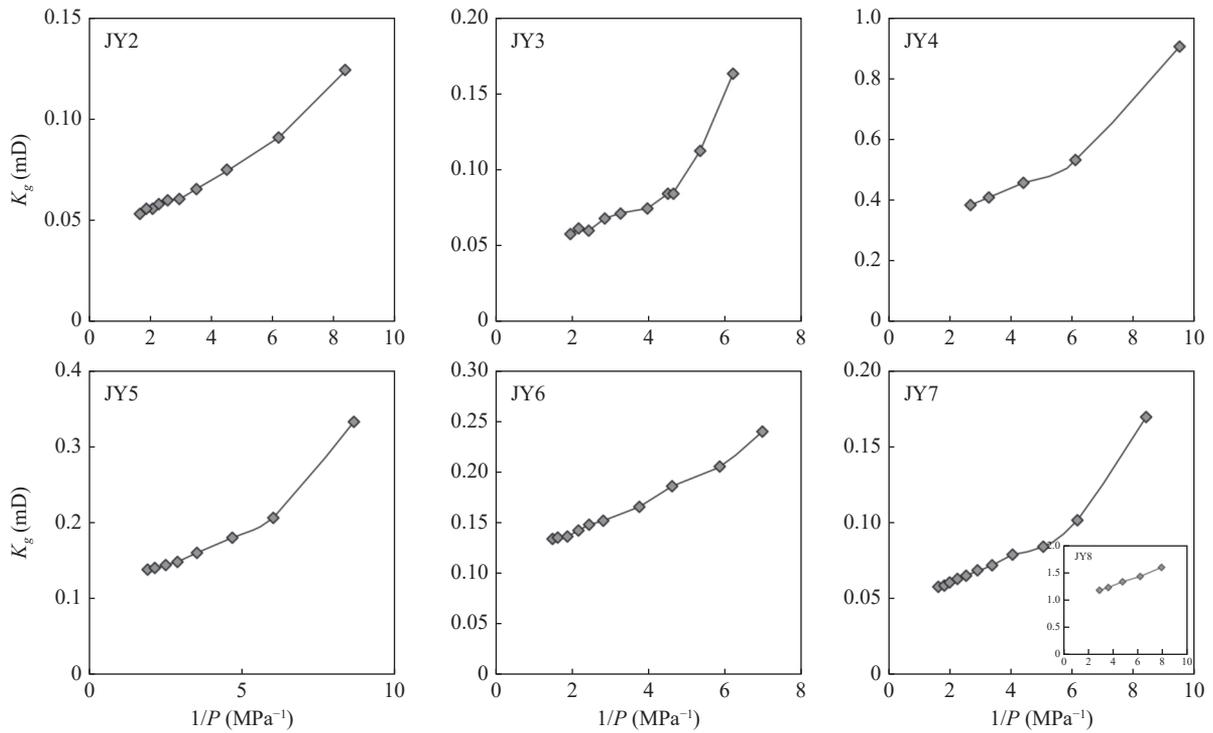


图6 涪陵页岩气田志留系不同页岩岩心样品(JY-2—JY-8)的气测渗透率随压力倒数的变化

Fig. 6 Variation of gas permeability of shale cores (JY-2—JY-8) as a function of the inverse of pressure in Fuling shale gas field

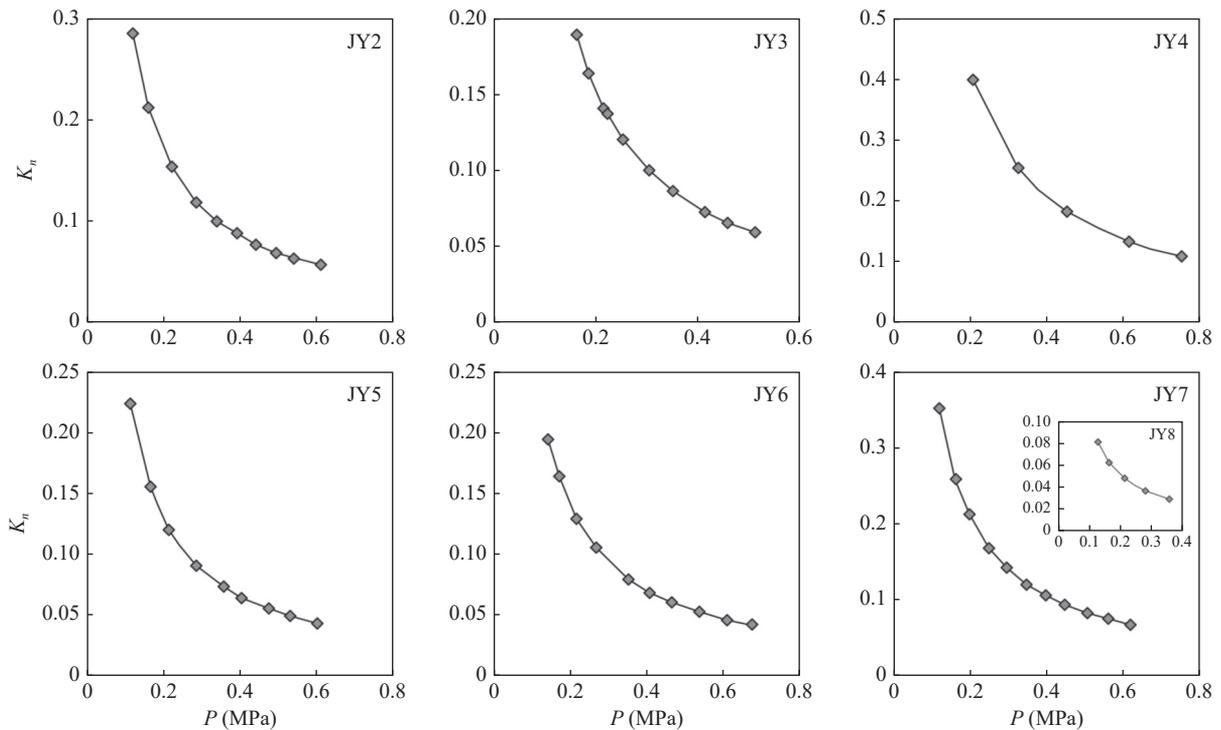


图7 涪陵页岩气田志留系不同页岩岩心(JY-2—JY-8)实验中克努森数随压力的变化情况

Fig. 7 Variation of Knudsen number with pressure in experiments with different shale cores (JY-2—JY-8) in Fuling shale gas field

JY-8 的 K_n 值小于 0.1, 而且其它岩样的 K_n 值最高可达到 0.5。较高的 K_n 值反映了气体分子与壁面的碰撞作用加剧, 由于孔隙尺度小所引起的微尺

度效应均增加, 所以气测渗透率值与平均压力倒数关系呈现为非线性规律。从总的实验结果可以看出, 微尺度效应加强了气体滑移效应, 流动阻力

变小。当 K_n 值小于 0.1 时, 气体分子与壁面的碰撞作用相对较弱, 气体分子的流动主要受滑移作用影响, 微尺度效应影响较小, 所以气测渗透率值与平均压力倒数关系呈现线性规律。

气体在单管中流动的阻力系数为:

$$C_f = \frac{12}{Re} \times \frac{1}{1 + 6\frac{L_s}{H}} \quad (19)$$

式中: Re 为雷诺(Reynolds)数; L_s 为滑脱(移)长度; H 为管道特征高度。对于无滑移边界的情况下 $L_s = 0$, 此时公式 19 变为常规流体力学中摩擦阻力系数($C_f = 12/Re$)。依据等效渗流原理, 气体在多孔介质中流动时的摩擦阻力系数为:

$$f = 2.356 \frac{\mu \phi^{2.5}}{\rho v K_{\infty}^{1.5}} \left(\frac{1}{1 + 1.061 \frac{L_s \phi^{0.5}}{K_{\infty}^{1.5}}} \right) \quad (20)$$

依据公式 10、公式 19 与公式 20, 定义气体在多孔介质中流动时, 滑脱作用使摩擦阻力系数减小率为滑脱减阻率 J_f :

$$J_f = \left[1 - \left(\frac{1}{1 + 3\frac{K_n}{1 - K_n}} \right) \right] \times 100\% \quad (21)$$

由上式可以得出, K_n 增加, 滑脱减阻率也增加。图 8 表明, 对于不同特低渗多孔介质而言, 在相同的平均压力下, 多孔介质的渗透率越低, 滑脱减阻率越大, 气体分子与壁面作用越强烈, 滑脱效

应对流动的贡献就越大; 对于同一特低渗多孔介质而言, 滑脱减阻率随渗流气体的平均压力增加而降低, 这是因为压力增加, 分子平均自由程减小, 壁面滑移层变薄。

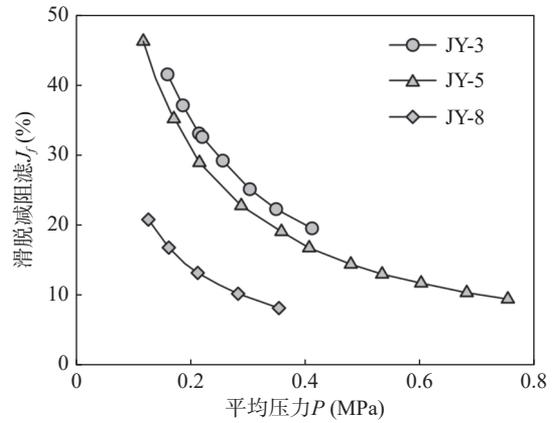


图 8 涪陵页岩气田志留系不同岩心气体滑脱减阻率随平均压力的变化

Fig. 8 Variation of gas slip drag reduction rate with mean pressure for different cores in Fuling shale gas field

表 2 给出了由 Klinkenberg 公式计算得到的不同测量压力区间的绝对渗透率值。可以看出, 当压力较小时, 求得的等效液体渗透率将偏小甚至为负值, 气体的渗流规律发生了变化, Klinkenberg 公式不再适用。

表 2 岩心 JY-5 在不同压力区间内用 Klinkenberg 校正法求得的绝对渗透率

Table 2 Absolute permeability of core JY-5 at different pressure intervals using the Klinkenberg correction method

入口绝对压力(MPa)	0.131 ~ 0.233	0.131 ~ 0.331	0.131 ~ 0.611	0.233 ~ 0.711	0.85 ~ 1.1
绝对渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	-0.077	-0.011	0.0469	0.0988	0.11

表 3 分别给出了公式 15 和公式 5 用不同压力点下实验数据所得的绝对渗透率(包括误差)及与较高压下排除粘度变化影响计算的 Klinkenberg 渗透率(包括误差)相比的情况, 实验所得绝对渗透率由“单点稳态”气体渗流实验方法来获得。可以看出, 本研究中提出的绝对渗透率公式 15 的计算结果相比于陈代珣(2002)提出的绝对渗透率公式 5 计算结果在不同的压力点下误差更小。分析其原因可能在于公式 5 提出的理论认为发生壁面碰撞的分子为自由程大于孔道直径的分子, 主要是这部分分子发生壁面滑移, 对流动产生

贡献, 因而其理论基础忽视了自由程相对较小的那部分分子与壁面的作用, 所以只有在气体压力很低分子的自由程都很大或者岩心渗透率极低孔道直径极其微小时, 才与公式 5 提出的理论基础相符合。此外, 从表 3 可知, 由本研究提出的绝对渗透率公式计算岩样 JY-2 各个压力点下的绝对渗透率值, 其误差均在 5% 以内。

3 结论

本文通过微管流动实验、实际岩心测试以及

表3 岩心样品 JY-2 和 JY-8 由公式 15 (单点稳态法) 及公式 5 计算绝对渗透率值及计算误差对比
Table 3 Comparison of absolute permeability values and calculation errors for core samples JY-2 and JY-8 derived from Equation 15 (single-point steady-state method) and Equation 5

岩心 样号	入口绝对 压力(MPa)	克努森数 K_n	实验气测 渗透率值(mD)	公式15计算的 绝对渗透率(mD)	公式15计算的 误差(%)	公式5计算的 绝对渗透率(mD)	公式5计算的 误差(%)
JY-2	0.138	0.285	0.124	0.043	4.6	0.046	10.65
	0.221	0.212	0.091	0.039	5.0	0.048	16.7
	0.341	0.154	0.074	0.040	2.7	0.054	31.4
	0.471	0.119	0.065	0.040	2.7	0.057	38.7
	0.579	0.1	0.062	0.039	5.0	0.058	41.2
	0.68	0.087	0.06	0.041	0.2	0.058	41.2
	0.78	0.077	0.058	0.042	2.2	0.057	38.7
	0.88	0.07	0.056	0.042	2.2	0.056	36.3
	0.976	0.063	0.055	0.042	2.2	0.055	34.1
JY-8	0.3497	0.110	1.16	1.0031	0.8	0.995	0.01
	0.2809	0.134	1.22	1.0051	1.0	0.996	0.13
	0.2092	0.185	1.32	1.0081	1.4	1.007	1.23
	0.1628	0.257	1.43	1.0123	1.7	1.049	5.41
	0.1271	0.398	1.58	1.0172	2.2	1.163	16.87

注: JY-2和JY-8在较高压下排除粘度变化影响计算的Klinkenberg渗透率分别为0.0411 mD和0.9951 mD。

对前人渗透率计算模型的改进,得到以下几个方面的认识:

(1)气体在直径为2~15 μm微管中的流动明显偏离经典流体力学理论。在特定的驱动压差下,甲烷在微管中的实际流量要比经典流体力学理论计算结果(常规尺度下的流量)高两个数量级。

(2)甲烷在页岩储层基质中的“渗透率”在低流速下随着流速的增大而非线性地减小。

(3)在页岩储层基质中,微尺度流动效应对于水和甲烷折算渗透率的影响在定性规律上是相反的。

(4)基于气体在微管中的滑移流动规律,改进了气体绝对渗透率计算公式,该公式在较宽的压力测定范围和渗透率区间所得结果具有较小的误差(<5%),表明用新的渗流模型计算绝对渗透率是可行的。

参考文献:

常进,高树生,胡志明,薛慧.2015.高压气体微管流动机理[J].石油学报,36(12):1559-1563+1570.
陈代珣.2002.渗流气体滑脱现象与渗透率变化的关系[J].力学学报,34(1):96-100.
陈孝红,李海,苗凤彬,罗胜元.2022.中扬子古隆起周缘寒武系页岩气赋存方式与富集机理[J].华南地质,38(3):394-407.

胡德高,杨峰,舒志国,郑爱维,郑何,吕斌.2021.川南地区龙马溪页岩气滑脱效应实验研究[J].地质科技通报,40(2):36-41.

刘杰,张永利,胡志明,李英杰,杨新乐.2018.页岩气储层纳米级孔隙中气体的质量传输机理及流态实验[J].天然气工业,38(12):87-95.

苗凤彬,张国涛,张保民,王强,田巍,吕嵘,周鹏.2025.湘中坳陷二叠系龙潭组页岩气富集主控因素及勘探潜力[J].华南地质,41(1):109-125.

孙艳玲,高博,佟智强,王建伟,谷马军,王振,刘启明.2024.页岩纳米孔隙中滑脱效应及克努森扩散实验研究[J].地质与资源,33(5):671-679.

王彬,梅海燕,张茂林,李闽,孙良田.2004.低渗透气藏气体渗流速度修正式[J].西南石油学院学报,26(1):32-34+3.

王登科,袁明羽,李振,张清清,尚政杰,付建华,王岳翎,唐家豪,郭玉杰,庞晓非.2024.微纳米孔隙内气体流动特性与LBM数值模拟研究[J].河南理工大学学报(自然科学版),43(2):15-25.

王勇杰,王昌杰,高家碧.1995.低渗透多孔介质中气体滑脱行为研究[J].石油学报,16(3):101-105.

吴英,程林松,宁正福.2005.低渗气藏克林肯贝尔常数和非达西系数确定新方法[J].天然气工业,25(5):78-80+11.

肖灯意,谢瑾,戚群丽,田文元,毕建玲,陈璐,蒿艳飞,宋慧靖.2023.阿联酋西部Diyab组灰质页岩气储层矿物组成及孔隙特征[J].华南地质,39(1):85-94.

许露露,陈绵琨,刘早学,姚明君,周向辉,罗凡,刘备.2025.渝

- 东地区龙门坝剖面二叠系孤峰组地质特征[J]. 资源环境与工程, 39(2): 131-138.
- 中国石油天然气总公司. 1996. 中华人民共和国石油天然气行业标准《岩心常规分析方法(SY/T 5336—1996)》[S]. 北京: 中国标准出版社.
- 朱光亚, 刘先贵, 李树铁, 黄延章, 郝明强. 2007. 低渗气藏气体渗流滑脱效应影响研究[J]. 天然气工业, 27(5): 44-47+150.
- Al-Jabri R A, Al-Maamari R S, Wilson O B. 2015. Klinkenberg-corrected gas permeability correlation for Shuaiba carbonate formation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 131: 172-176.
- Chen Y F, Jiang C B, Leung J Y, Wojtanowicz A K, Zhang, D M. 2020. Gas slippage in anisotropically-stressed shale: An experimental study[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 195: 107620.
- Fang X, Yue X A, An W Q, Feng X G. 2019. Experimental study of gas flow characteristics in micro-/nano-pores in tight and shale reservoirs using microtubes under high pressure and low pressure gradients[J]. Microfluidics and Nanofluidics, 23(1): 45-57.
- Feng D, Chen Z X, Wu K L, Li J, Dong X H, Peng Y, Jia X F, Li X F, Wang D H. 2022. A comprehensive review on the flow behaviour in shale gas reservoirs: Multi-scale, multi-phase, and multi-physics[J]. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 100(11): 3084-3122.
- Florence F A, Rushing J A, Newsham K E, Blasingame T A. 2007. Improved permeability prediction Relations for low-permeability sands[C]//SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium. SPE: SPE-107954-MS.
- Gao F, Liu J, Wang J G, Ju Y, Leung C F. 2017. Impact of micro-scale heterogeneity on gas diffusivity of organic-rich shale matrix[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 45: 75-87.
- Gao J, Li Z X, Wei M H, Zhang C S. 2024. Experimental study on the Klinkenberg effect for gas permeability in carboniferous shales, Eastern Qaidam Basin, China[J]. Energy Exploration and Exploitation, 42(4): 1386-1407.
- Javadpour F, Singh H, Rabbani A, Babaei M, Enayati S. 2021. Gas flow models of shale: a review[J]. Energy & Fuels, 35(4): 2999-3010.
- Jones F O, Owens W W. 1980. A laboratory study of low-permeability gas sands[J]. Journal of petroleum Technology, 32(9): 1631-1640.
- Josh M, Esteban L, Delle Piane C, Sarout J, Dewhurst D N, Clennell M B. 2012. Laboratory characterisation of shale properties[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 88-89: 107-124.
- Karniadakis G E M, Beskok A, Gad-el-Hak M. 2002. Micro flows: fundamentals and simulation[J]. Applied Mechanics Reviews, 55(4): B76.
- Li G L, Li G F, Luo C, Zhou R Q, Zhou J, Yang J J. 2023. Dynamic evolution of shale permeability under coupled temperature and effective stress conditions[J]. Energy, 266: 126320.
- Loudon C, McCulloh K. 1999. Application of the Hagen-Poiseuille Equation to fluid feeding through short Tubes[J]. Annals of the Entomological Society of America, 92(1): 153-158.
- Moghadam A A, Chalaturnyk R. 2014. Expansion of the Klinkenberg's slippage equation to low permeability porous media[J]. International Journal of Coal Geology, 123: 2-9.
- Sampath K, Keighin C W. 1982. Factors affecting gas slippage in tight sandstones of cretaceous age in the Uinta basin[J]. Journal of Petroleum Technology, 34(11): 2715-2720.
- Singh H, Javadpour F, Eftehadtavakkol A, Darabi H. 2014. Nonempirical apparent permeability of shale[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 17(3): 414-424.
- Sun C X, Nie H K, Su H K, Du W, Lu T, Chen Y L, Liu M, Li J C. 2023. Porosity, permeability and rock mechanics of Lower Silurian Longmaxi Formation deep shale under temperature-pressure coupling in the Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 50(1): 85-98.
- Sutherland W. 1893. LII. The viscosity of gases and molecular force[J]. The London, Edinburgh, and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science, 36(223): 507-531.
- Wei J, Duan H M, Yan Q. 2021. Shale gas: Will it become a new type of clean energy in China?—A perspective of development potential[J]. Journal of Cleaner Production, 294: 126257.