

超低渗致密砂岩和页岩储层渗流能力瞬态法评价进展

贾昀^{1,2}, 赵宇^{3,4}, 鲜成钢^{1,2*}, 余凯⁵, 曹炜⁶, 贾文峰^{1,2}, 左玄^{1,2}

1 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249

3 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 大庆 163712

4 黑龙江省油层物理与渗流力学重点实验室, 大庆 163712

5 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院, 成都 610041

6 中国石油长庆油田公司油气工艺研究院, 西安 710018

* 通信作者, xianchenggang@cup.edu.cn

收稿日期: 2023-02-15; 修回日期: 2023-04-26

黑龙江省第一批“揭榜挂帅”科技攻关项目《古龙页岩油提高采收率关键问题研究》(DQYT-2022-JS-761)、中国石油大学(北京)科研启动基金项目——优秀青年学者“页岩岩石物理特性的多尺度测量和模拟”(ZX20210070)和中国石油西南油气田分公司科学研究与技术开发项目-四川盆地中西部地区致密气效益开发技术对策研究(2022ZD01-02)联合资助

摘要 致密砂岩和页岩储层已逐渐成为全球油气产量增长的主要来源。准确的储层评价是实现油气田高效开发的关键, 其中实验测量油气储层渗流能力是评价工作的重要内容之一。传统的渗透率测量方法基于稳态方法, 即在岩心进出口压力达到平衡时, 根据达西定律计算渗透率。然而, 对于超低渗和页岩储层, 稳态方法难以应用。因此, 采用瞬态法替代稳态法, 压力脉冲衰减实验成为研究超低渗透率的常用手段。本文全面分析了近50年来压力脉冲衰减实验的发展历程, 重点评述了具有代表性的论文成果, 针对现有技术手段的不足, 提出了需要加强的超低渗透多孔介质渗流基础研究方向。目前, 一维近似解析解和数值模型已能进行高精度超低渗透率计算, 二维和三维模型也在快速发展中。然而, 将复杂形态裂缝及多尺度裂缝高效地嵌入压力脉冲衰减模型仍是亟待解决的关键问题。对于页岩气等吸附性气体, 明确静态吸附与动态吸附的区别以及将吸附曲线有效地纳入流动模型是需要深入探讨的基础科学问题。基于此, 可通过压力脉冲衰减实验评估多物理作用下的岩石物理特性。此外, 系统研究相对低压状态下的非达西渗流行为也是促进压力脉冲衰减实验科学计算的重要途径。总的来说, 几十年来, 超低渗岩心储层能力评价的实验和模拟取得了显著进展, 进一步深入理论研究和先进实验装置研发具有重要应用需求, 相关研究进展对我国致密和页岩油气藏的高效勘探开发以及保障国家能源安全具有重要战略意义。

关键词 致密储层; 页岩储层; 瞬态方法; 压力脉冲衰减; 裂缝; 解析解模型; 数值模拟; 非达西

中图分类号: TE348; P634.1

A review of the progress in flow behavior evaluation using the transient method in the tight sandstone and shale formations

JIA Bao^{1,2}, ZHAO Yu^{3,4}, XIAN Chenggang^{1,2}, YU Kai⁵, CAO Wei⁶, JIA Wenfeng^{1,2}, ZUO Xuan²

引用格式: 贾昀, 赵宇, 鲜成钢, 余凯, 曹炜, 贾文峰, 左玄. 超低渗致密砂岩和页岩储层渗流能力瞬态法评价进展. 石油科学通报, 2024, 04: 659-678

JIA Bao, ZHAO Yu, XIAN Chenggang, YU Kai, CAO Wei, JIA Wenfeng, ZUO Xuan. A review of the progress in flow behavior evaluation using the transient method in the tight sandstone and shale formations. Petroleum Science Bulletin, 2024, 04: 659-678. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.04.050

1 State Key Laboratory of Petroleum Resource and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China
2 Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China
3 Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Co Ltd, Daqing 163712, China
4 Heilongjiang Key Laboratory of Reservoir Physics & Fluid Mechanics in Porous Medium, Daqing 163712, China
5 Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu 610041, China
6 Oil and Gas Technology Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China

Received: 2023-02-15; Revised: 2023-04-26

Abstract Tight sandstone and shale reservoirs have gradually become the main sources of global oil and gas production growth. Accurate reservoir evaluation is the key to achieving efficient development of oil and gas fields, and experimental measurement of the fluid flow capacity of oil and gas reservoirs is one of the important aspects of reservoir evaluation work. Traditional permeability measurement methods are based on the steady-state method, that is, the permeability is calculated based on Darcy's law when the pressure drop at the inlet and outlet of the core reaches equilibrium. However, for ultra-low permeability and shale reservoirs, the steady-state method is difficult to apply. Therefore, transient method needs to be used instead of the steady-state method, and the pressure pulse decay experimental device has become a commonly used means to study ultra-low permeability. This paper comprehensively analyzes the development process of pressure pulse decay experiments in the past 50 years, and focuses on the representative research results. In view of the deficiencies of the existing technical means, this paper proposes the research direction of strengthening the fundamental research into fluid flow in ultra-low permeability porous media. Currently, one-dimensional analytical solutions and numerical models can calculate ultra-low permeability with high precision, and two-dimensional and three-dimensional models are also rapidly developing. However, the efficient embedding of complex-shaped and multiscale fractures into pressure pulse decay models is still a key problem to be solved. For adsorptive gases such as shale gas, it is a fundamental scientific problem that needs to be further explored to clarify the difference between static adsorption and dynamic adsorption and effectively incorporate the adsorption curve into the flow model. Based on this, the rock physics characteristics under multi-physical effects can be evaluated through pressure pulse decay experiments. In addition, the systematic study of non-Darcy flow behavior under relatively low pressure conditions is also an important way to promote scientific calculation of pressure pulse decay experiments. Over the past few decades, significant progress has been made in the experimental and simulated evaluation of the storage and permeability of ultra-low permeability rock cores. Further theoretical research and the development of advanced experimental devices will be important. The progress of related research has important strategic significance for the efficient exploration and development of China's tight and shale oil and gas reservoirs and the guarantee of national energy security.

Keywords tight reservoir; shale reservoir; transient method; pressure pulse-decay; fracture; analytical solution model; numerical simulation; non-Darcy

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.04.050

0 引言

近年来,我国致密砂岩和页岩油气勘探开发取得了长足发展,将快速实现规模化商业开发,并成为常规油气的重要替代品。为进一步保障国家能源安全,国家能源局加大页岩油气勘探开发力度,将其列入“十四五”(2021—2025)规划,进一步凸显非常规油气的重要战略地位。截止2020年底,仅以中国石油天然气集团公司为例,致密油和页岩油的探明地质储量之和已经达到 $35 \times 108 \text{ t}^{[1-2]}$,页岩气产量逐年递增,其在天然气产量中所占的比重也在逐年增加,2021年的产量已经突破了230亿 $\text{m}^3^{[3-5]}$ 。为实现这类非常规油气的高效开发,需要进行细致的储层评价^[6-8]。精确测量孔隙度渗透率是储层综合评价的关键环节,然而如何实现高精度的表征仍然面临诸多挑战^[9-11]。

根据国家标准《致密油地质评价方法》(GB/T 34906-2017),按覆压渗透率范围可分为3类甜点:当渗透率介于0.001 mD至0.01 mD时,属于III类甜点;当渗透率介于0.01 mD至0.1 mD时,属于II类甜点;当渗透率大于0.1 mD时,属于I类甜点^[12]。此外,国家油气行业标准《覆压下岩石孔隙度和渗透率的测定方法》(SY/T 6385-2016)^[13]详细阐述了孔隙度与渗透率的测量步骤:通常利用波义尔定律计算孔隙度,而渗透率的测量可以采用稳态方法或非稳态方法^[14-16]。

超低渗透储层渗透率测量一直是业界关注的焦点问题^[17-19]。然而,稳态方法对于超低渗透岩心的适用性有所降低,原因如下:1)由于岩心渗透率极低,可能产生较大的压差,这对压力表的量程和岩心夹持器的最大承受压力提出了更高的要求;2)稳态方法要求岩心孔隙压力达到稳定状态,但对于超低渗透岩心,

实现稳态可能需要数十天甚至更长时间，这对设备和操作人员的要求较高，难以满足工业化需求。1968年，Brace^[20]首次在孔隙度极低的花岗岩样品中采用基于瞬态流动的压力脉冲衰减法测量渗透率，并首次提供了简化版的渗透率计算解析模型。在接下来的20年里，针对渗透率计算的一维解析解不断发展更新，不仅出现了针对基质而言严格意义上的完全解析解，还针对基质—裂缝系统的压力脉冲衰减实验，提出了能充分描述其过程的解析解。近年来，针对该类实验的数值表征模型也在不断发展，涌现出精细刻画该实验过程的二维和三维模型^[21-23]。

然而，为了完善超低压储层渗透率测量体系，有必要从技术和理论层面进行深入研究。在技术层面上，面临诸多挑战，如：1) 如何利用压力脉冲衰减实验装置有效测量多相流动时的渗流参数；2) 如何突破设备参数限制以测量稳态渗透率，并将其作为非稳态法实验基准；3) 如何将复杂形态的裂缝和多种尺度的裂缝完整地嵌入数值模型中。

业界普遍认为，在多孔介质中，气体流动时存在滑脱效应。关于气体滑脱效应的研究可追溯至1941年，Klinkenberg^[24]首次将气体渗透率表示为压力倒数的一次函数。此后，各国学者围绕这一原始函数展开了诸多探索，推导出多个演变公式来描述渗透率与压力之间的关系。然而，在相对低压下，基于压力脉冲衰减实验观察到的惯性效应仍无法充分解释，导致在微纳孔径中无法获得固有渗透率的唯一解。因此，在非常规储层岩样中难以高效准确测量渗透率，这给油气田规模开发带来了挑战。

本文针对压力脉冲衰减实验的发展现状，分类描述评价实验的技术手段，包括解析解和数值解的发展历程；重点介绍吸附和裂缝等因素对渗透率评估的影

响；系统分析需完成的技术突破和理论创新。最后，结合瞬态法流动实验测量致密和页岩储层渗流能力的实际情况，对相关实验评价的发展进行了展望，并提出了针对性的意见和发展建议，旨在有效助力中国非常规油气高效建产、效益开发，以保障国家能源安全。

1 压力脉冲衰减实验解析解

1.1 无吸附无裂缝解析解

压力脉冲实验装置由3部分组成：上游、岩石样品和下游，其核心原理在于通过分析实验过程中产生的压力曲线来解释岩石物理性质。实验开始时，在上游部分施加压力脉冲；当脉冲穿过岩心过程中，伴随上游压力的下降和下游压力的上升。实验结束后，上游将获得压力衰减曲线，而下游将获得压力上升曲线。根据实验装置和岩心样品的参数，应用波义尔定律可计算岩石样品的孔隙度，而渗透率则可通过解析解或数值解的方式进行评估。图1展示了过去半个多世纪以来关于压力脉冲衰减实验的代表性论著，下文将逐一进行讨论。

1968年，Brace首次通过压力脉冲衰减实验测量致密岩心的渗透率，并推导出第一代解析解模型，所用岩心为孔隙度极低的花岗岩。具体公式如下^[20-21]。

当气体流过岩心时，可描述流动形态的偏微分方程为式(1)。该公式考虑了压缩性储存空间的因素，因此与渗流力学中的传统流体公式存在显著差异。压缩性储存空间表示流体在单位体积的饱和材料中，经历压力降低时所释放的流体量。它体现了在压力下降过程中流体的释放或储存能力。压缩系数是应变和应力之间关系的度量，用于表征物体受到压缩作用时的变形程度。材料骨架的可压缩性也是一种特定的储存属

1968	Brace et al. (MIT)	第一代压力脉冲衰减实验近似解析解
1977	Lin (LBNL)	压力脉冲衰减实验的数值模型构建
1981	Hsieh et al. (USGS)	压力脉冲衰减实验完整解析解的提出
1988	Dicker and Smits (Shell)	高精度近似解析解的提出
1992	Kamath et al. (Shell)	非均质性对压力脉冲衰减实验的研究
1992	Ning (Texas A&M)	裂缝型岩心的解析解和数值解的提出
2009	Cui et al. (UBC)	囊括吸附效应的解析解的提出
2016	Alnoaimi (Stanford)	有限体积法模拟压力脉冲衰减法研究

图1 压力脉冲衰减实验研究代表性论著

Fig. 1 Representative literature of pressure pulse-decay experiments

性。在石油工程领域,上述“材料”可以指代油气藏。 p 为压力, x 为流动方向上的坐标距离, μ 为粘度, c_g 为流体压缩系数, c_b 为岩石外观体积的压缩系数, c_s 为骨架压缩系数, k 为渗透率, t 为时间, ϕ 为孔隙度。当忽略流体压缩性储存性质时,式(1)可简化为稳定渗流公式(2)。

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\mu c_g}{k} \left[\frac{c_b - c_s}{c_g} + \phi \left(1 - \frac{c_s}{c_g} \right) \right] \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0 \quad (2)$$

在气体流动过程中,流动顺序分为上游、岩石样品和下游3个阶段。压力变化与装置参数密切相关,例如下游体积(V_d)和上游体积(V_u)(图2)。随着时间(t)的推移,上游压力(p_u)可通过式(3)表示,其中 p_f 表示平衡压力。自然数 e 指数中的系数 σ_1 是岩心和装置参数的函数,可由式(4)表示。在该式中, A 表示岩石样品的截面面积, L 表示岩心的总长度。

$$p_u(t) - p_f = [p_u(0) - p_d(0)] e^{-\sigma_1 t} \frac{V_d}{V_d + V_u} \quad (3)$$

$$\sigma_1 = \frac{kA}{\mu c_g L} \left(\frac{1}{V_d} + \frac{1}{V_u} \right) \quad (4)$$

在1968年,Brace首次提出了压力衰减实验的第一代解析解。需明确认识到,这一解析解实际上是完全解析解的近似版本,其准确性依赖于特定条件的满足。后来,Sutherland和Cave对压力脉冲衰减实验装置进行了改进,使得下游体积远小于上游体积。基于此,他们推导出了另一种近似解析解,如式(5)所示, p_d 为下游压力。在该式中,系数 σ_2 仅与上游体积有关,而与下游体积无关,具体表示如式(6)^[25]。

$$p_u(t) - p_d(t) = [p_u(0) - p_d(0)] e^{-\sigma_2 t} \quad (5)$$

$$\sigma_2 = \frac{kA}{\mu c_g L} \frac{1}{V_u} \quad (6)$$

Lin^[26]首次针对压力脉冲衰减实验装置提出了基本模型假设,并推导了解析解模型,如式(7)所示。其中, $p_d(0)$ 表示初始时刻下游压力, $p_u(0)$ 表示初始时

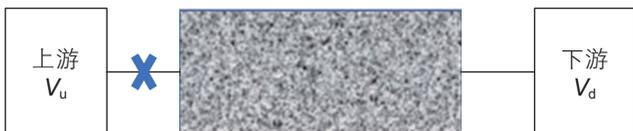


图2 压力脉冲衰减实验示意图

Fig. 2 Schematic of the pulse-decay experiment

刻上游压力。模型的边界条件需满足以下两项限制:岩石样品入口处的通量等于从上游流入的通量,同时岩石样品出口处的通量等于流入下游的通量。在式(7)中, ξ 是与气体性质和岩石性质相关的参数,具体表示如式(8)所示。

$$p_u(t) = [p_u(0) - p_d(0)] \exp \left(\frac{Ak\xi}{v_u c_g \mu} l + \frac{A^2 k^2 \xi}{v_u^2 c_g^2 \mu^2} t \right) \quad (7)$$

$$\operatorname{erfc} \left(\frac{\sqrt{\xi} l}{2\sqrt{t}} + \frac{Ak\sqrt{\xi} t}{v_u c_g \mu} \right) + p_d(0)$$

$$\xi = \frac{\mu c_g}{k} \left[\frac{c_b - c_s}{c_g} + \phi \left(1 - \frac{c_s}{c_g} \right) \right] \quad (8)$$

Hsieh等人^[17]使用水文学中的水头来代替石油行业经常使用的压力概念,严谨推导了针对压力脉冲衰减实验的完全解析解,如式(9)所示。式(9)中引入了一系列无量纲参数,包括 $\kappa = S_s AL / S_u$, $\lambda = \frac{S_d}{S_u}$,

$\eta' = \frac{Kt}{L^2} S_s$, $\xi = \frac{l}{L}$ 。 $h(l,t)$ 为在岩心长 l 处和时间 t 时的水头, H 为实验开始后加在上游的压力脉冲大小。Hsieh等人的解析解重点强调了压缩性储存空间的概念,分别用 S_d , S_u 和 S_s 表示下游、上游和样品的压缩性储存空间。式(9)中, χ_m 为式(10)中的第 m 个根。式(10)是以 χ 为自变量的超越方程,这类方程通常很难直接求解。

$$\frac{h(l,t)}{H} = \frac{1}{1 + \kappa + \lambda} + 2 \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp(-\eta' \chi_m^2) [\cos \chi_m \xi - (\lambda \chi_m / \kappa) \sin \chi_m \xi]}{(1 + \kappa + \lambda - \lambda \chi_m^2 / \kappa) \cos \chi_m - \chi_m (1 + \lambda + 2\lambda / \kappa) \sin \chi_m} \quad (9)$$

$$\tan \chi = \frac{\sin \chi}{\cos \chi} = \frac{(\lambda + 1) \chi}{\lambda \chi^2 / \kappa - \kappa} \quad (10)$$

Hsieh等人^[17]提出的解析解相当完善,充分考虑了流动介质为气体和较大孔隙度情况下不可忽略的压缩性储存空间。然而,由于包含无数个根的超越方程难以直接求解,这一解析解在工程应用中受到了限制。1981年,Dicker和Smits^[27]首次对复杂的完整解析解进行了简化,使解析解中不再包含超越方程。在他们的解中,定义了关于时间和压差的无量纲数 t_D 和 Δp_D ,分别对应式(11)和式(12)。

$$t_D = \frac{kt}{c_g \mu \phi L^2} \quad (11)$$

$$\Delta p_D = \frac{p_u(t) - p_d(t)}{p_u(0) - p_d(0)} \quad (12)$$

无量纲压力降可表示为式(13),包含体积相关参数、无量纲时间以及超越方程的根等。其中式(14)和

式(15)中 a 和 b 分别表示两个体积比值。 a 代表孔隙体积与上游体积的比值，而 b 代表孔隙体积与下游体积的比值。

$$\Delta p_D = 2 \sum_{m=1}^{\infty} \exp(-t_D \theta_m^2) \frac{a(b^2 + \theta_m^2) - (-1)^m b \sqrt{(a^2 + \theta_m^2)(b^2 + \theta_m^2)}}{\theta_m^4 + \theta_m^2(a + a^2 + b + b^2) + ab(a + b + ab)} \quad (13)$$

$$a = \frac{v_b \phi}{v_a} \quad (14)$$

$$b = \frac{v_b \phi}{v_d} \quad (15)$$

与式(10)类似， θ_m 代表超越方程的一系列根，式(16)具有无数个解。

$$\tan \theta_m = \frac{(a+b)\theta_m}{\theta_m^2 - ab} \quad (16)$$

Dicker和Smits的贡献在于将Hsieh等人的完整解析解进行简化，将原解中的水头转换为压力。他们的解可见式(17)，该解非常简洁，在多数情况下可满足工程应用的精度要求。除了涉及气体和岩样性质之外，还包括参数 s 和多项式 $f(a,b)$ ；其中， s 为无量纲压力降随时间变化图表的斜率， $f(a,b)$ 为关于 a 和 b 的多项式，如式(18)所示。

$$k = \frac{c_g \mu \phi L^2 |s|}{f(a,b)} \quad (17)$$

$$f(a,b) = \theta_1^2 = (a+b+ab) - \frac{1}{3}(a+b+0.4132ab)^2 + 0.074(a+b+0.0578ab)^3 \quad (18)$$

值得指出的是，Dicker和Smits的近似解析解基于一个特定条件：即上下游体积大于孔隙体积。如果不满足这个条件，该近似解析解与完全解析解之间的误差可能较大。为了完善Dicker和Smits的近似解析解理论，笔者等人^[28]补充推导出当上下游体积小于孔隙体积时的近似解析解。当测量岩心体积较大时，该解适合使用且能够达到相当高的精度；同时，采用小体积上下游的优点在于能够缩短测量时间。

1.2 吸附影响以及含吸附压力脉冲衰减实验解析解

以上的公式推导是基于非吸附性气体在多孔介质中流动情形，未考虑页岩气、煤层气等有吸附的情况^[29-30]。Cui等人^[31]在2009年推导出针对吸附气体的流动方程，对吸附性气体于生产过程中状态变化造成的影响分析起到了奠基作用。如果考虑吸附作用，流

动方程可用式(19)表示，其中 ρ_g 是气体密度， k_a 是考虑吸附气体在内的表观渗透率。 ϕ_a 是考虑吸附在内的表观孔隙度，可用式(20)表示。“表观”一词代表该数值不仅和多孔介质的固有性质相关，并且和流体性质和流动条件相关^[31-33]。

$$\frac{\partial}{\partial l} \left(\frac{\rho_g k_a \partial p}{\mu \partial l} \right) = \frac{\partial (\phi_a \rho_g)}{\partial t} \quad (19)$$

$$\phi_a = \phi_{\text{void}} + (1 - \phi_{\text{void}}) \frac{\rho_{\text{ad}}}{\rho_g} \quad (20)$$

式中， ϕ_{void} 代表多孔介质的固有孔隙度，其大小不受流动介质和流动条件影响。 $(1 - \phi_{\text{void}})$ 表示骨架在样品总体积中所占的体积分数。而 ρ_{ad} 则表示单位岩石体积上的吸附气体量。

式(19)右端的偏微分项可根据表观孔隙度表达式(20)进行展开，结果如式(21)所示。

$$\begin{aligned} \frac{\partial (\phi_a \rho_g)}{\partial t} &= \phi_a \frac{\partial \rho_g}{\partial t} + \rho_g \frac{\partial \phi_a}{\partial t} \\ &= \phi_a \frac{\partial \rho_g}{\partial t} + \rho_g (1 - \phi_{\text{void}}) \frac{\partial \left(\frac{\rho_{\text{ad}}}{\rho_g} \right)}{\partial t} \end{aligned} \quad (21)$$

根据偏微分基本原理，可以进一步扩展和合并式(21)；根据气体压缩系数的定义，可以通过式(22)推导出式(23)。

$$\begin{aligned} &\phi_a \frac{\partial \rho_g}{\partial t} + \rho_g (1 - \phi_{\text{void}}) \frac{\partial \left(\frac{\rho_{\text{ad}}}{\rho_g} \right)}{\partial t} \\ &= \phi_a \frac{\partial \rho_g}{\partial t} + \rho_g (1 - \phi_{\text{void}}) \left(\frac{\rho_g \frac{\partial \rho_{\text{ad}}}{\partial t} - \rho_{\text{ad}} \frac{\partial \rho_g}{\partial t}}{\rho_g^2} \right) \\ &= \phi_{\text{void}} \frac{\partial \rho_g}{\partial t} + \frac{\partial \rho_{\text{ad}}}{\partial t} - \phi_{\text{void}} \frac{\partial \rho_{\text{ad}}}{\partial t} \\ &= \phi_{\text{void}} \frac{\partial \rho_g}{\partial t} + (1 - \phi_{\text{void}}) \frac{\partial \rho_{\text{ad}}}{\partial t} \frac{\partial \rho_g}{\partial t} \\ &= \left[\phi_{\text{void}} + (1 - \phi_{\text{void}}) \frac{\partial \rho_{\text{ad}}}{\partial \rho_g} \right] \frac{\partial \rho_g}{\partial t} \\ &\quad \frac{\partial}{\partial l} \left(\frac{\rho_g k_a \partial p}{\mu \partial l} \right) \\ &= \left[\phi_{\text{void}} + (1 - \phi_{\text{void}}) \frac{\partial \rho_{\text{ad}}}{\partial \rho_g} \right] c_g \rho_g \frac{\partial p}{\partial t} \end{aligned} \quad (22)$$

$$\begin{aligned} &\frac{\partial}{\partial l} \left(\frac{\rho_g k_a \partial p}{\mu \partial l} \right) \\ &= \left[\phi_{\text{void}} + (1 - \phi_{\text{void}}) \frac{\partial \rho_{\text{ad}}}{\partial \rho_g} \right] c_g \rho_g \frac{\partial p}{\partial t} \end{aligned} \quad (23)$$

根据式(23)，可以将含吸附气体的流动方程(19)与不含吸附气体的流动方程进行对比，从而得到第二个表观孔隙度(ϕ_{app})的式(24)。需要注意的是，该孔隙

度是通过流动方程推导而来的,而式(20)中的表观孔隙度(ϕ_a)是一个静态概念,不涉及流动过程。

$$\phi_{app} = \phi_{void} + (1 - \phi_{void}) \frac{\partial \rho_{ad}}{\partial \rho_g} \quad (24)$$

综合考虑吸附的流动方程,可以将Dicker和Smits的近似解析解转换为考虑吸附的解,具体如式(25)所示。其中, a_{app} 和 b_{app} 分别为第二表观孔隙体积与上游和下游体积的比值,可通过式(26)和(27)计算得出。笔者等人^[34]利用吸附气体系列解析解,测量并计算了考虑二氧化碳等吸附气体行为的渗透率,并评价了吸附对于渗流特性的影响。

$$k_{ads} = \frac{c_g \mu \phi_{app} L^2 |s|}{f(a_{app}, b_{app})} \quad (25)$$

$$a_{app} = \frac{v_b \phi_{app}}{v_a} \quad (26)$$

$$b_{app} = \frac{v_b \phi_{app}}{v_d} \quad (27)$$

基于以上公式,可以对比吸附和非吸附性气体的流动参数,以判断吸附气体对表观渗透率的影响。首先需要明确页岩气、煤层气等中吸附的静态定义。

图3展示了页岩作为吸附剂时自由气体与吸附气体的分布情况。图中用蓝色和绿色分别表示了两种气体分子,可以发现在自由空间内气体分子分布较为分散,而在吸附表面分布较为紧密,说明不同状态下气体的物性存在差异^[35-37]。通常情况下,直接测量吸附相密度等物理性质是困难的,常通过密度泛函理论或分子模拟进行评价^[38-40]。图中可以看到,当孔隙呈

现倒置漏斗状时,自由气体转变为吸附气体后难从孔隙中逸出;当孔隙呈现狭长状态时,气体可能凝析为液体,流动性大大降低^[41-43]。气体的吸附与解吸附过程是动态变化的,因此吸附速率和解吸附速率不一定相同,直接将表观孔隙度带入流动方程是一种简化的做法。

含吸附性流体的油气藏的表观孔隙度高于多孔介质的固有孔隙度(V_{void})。根据定义,吸附可分为绝对吸附(m_{ads}^A)和过剩吸附(m_{ads}^G)(也称吉布斯吸附)^[44-45]。从计算公式上看,绝对吸附考虑了吸附相在孔隙中所占体积(V_{ads}),而过剩吸附则未考虑。因此,从实际意义上看,绝对吸附是真正的吸附量。在式(28)中, m_{tot} 表示吸附相和自由相的总质量,过剩吸附量和绝对吸附量分别用式(29)和(30)右边的第一项表示^[44]。

$$m_{tot} = V_a \rho_g \quad (28)$$

$$m_{tot} = m_{ads}^G + V_{void} \rho_g \quad (29)$$

$$m_{tot} = m_{ads}^A + (V_{void} - V_{ads}) \rho_g \quad (30)$$

综合以上各式,可以得到吉布斯/过剩吸附的表达式(31)。

$$m_{ads}^G = V_{ads} (\rho_{ads} - \rho_g) \quad (31)$$

在关于压力脉冲衰减实验的解析中,涉及到的概念是过剩吸附量,即不考虑吸附相体积对孔隙度的影响;通常使用非吸附性气体(如氦气)进行测量^[46-47]。

图4展示了低压和高压下气体密度在吸附剂表面的分布情况。在低压下,吸附相和自由相密度差距较大,密度梯度较大;随着压力升高,吸附相和自由相

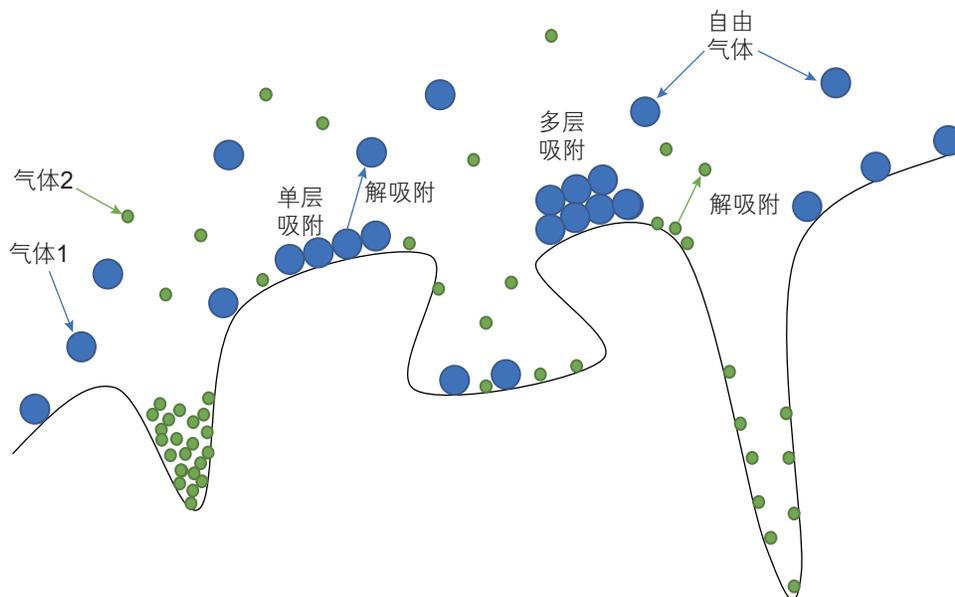


图3 吸附剂表面自由气体与吸附气体分布图(以页岩为例)

Fig. 3 Free gas and adsorbed gas distributions on adsorbent surface (taking shale as an example)

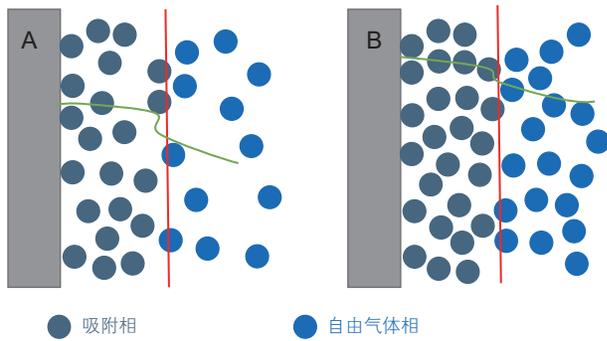


图 4 吸附表面气体密度(A)在低压下; (B)在高压下; 曲线表示气体密度的大小^[48]

Fig. 4 Gas Density on Adsorption Surface (A) under Low Pressure; (B) under High Pressure. The curves represent the magnitude of gas density^[48]

密度差距逐渐减小, 密度曲线变得平缓; 在某些高压下, 可能出现自由相密度大于吸附相密度的情况, 此时测量到的吉布斯吸附或过剩吸附量可能为负数; 该现象可以通过式(31)直观表示, 当两相差值为负数时, 体积与密度差的乘积也为负数。

此外, 吉布斯吸附曲线大部分呈现先上升后下降的趋势, 这一现象可以通过式(31)得到解释。可以看到, 吉布斯吸附值是吸附体积和密度差值的乘积, 随着压力的增加, 吸附体积不会减小。然而, 两相密度差值并非单调上升, 在某一压力点会出现下降的趋势, 密度差的下降对结果的影响更大, 因此在吸附曲线上, 吉布斯吸附量会在某一点开始下降, 甚至可能小于零。

Ning^[49]在其博士论文中利用数值模拟的方法, 研究了当两相流时, 水分别为流动相和非流动相的压力曲线的变化形态, 以及毛管力末端效应的影响^[50]。然而, 综合分析现有的压力脉冲衰减实验, 发现绝大多数研究集中在气体单相情况的分析。根据笔者的经验, 原因在于气水混合流动过程中, 岩心末端产出的水相会汇聚至装置下游; 由于系统是封闭的, 无法直接收集这些水相, 从而给实验操作带来不便。

1.3 裂缝岩心压力脉冲衰减实验

上述内容简要介绍了无裂缝样品压力脉冲衰减实验解析解的发展历程。对于裂缝型岩心样品, 同样可以进行类似实验以评估孔隙和渗透性质。在Ning博士论文中, 他推导出了裂缝—基质系统的压力衰减解析解, 并对不同裂缝位置以及封闭与否进行了分类分析。通过分析该解析解, 当基质的导流能力远小于裂缝的导流能力时, 可以认为基质与上下游之间的流动和裂缝之间的流动互不干扰。在这种情况下, 可以得出关于早期压力的近似解析解。此外, Ning还推导出了后期压力的解析解, 具体推导过程可参考原文, 本文不再详述。

虽然Ning和同时期的Kamath等人^[51]推导的解析解是准确的, 但是基于解析解只能做关于裂缝、基质特性的敏感性分析, 即只可探索裂缝和基质的孔渗性质变化对上下游压力曲线的影响。若希望通过压力脉冲衰减实验求取裂缝和基质的更多性质, 则需要通过数值模拟和历史拟合的方法解决。国内外学者对此也

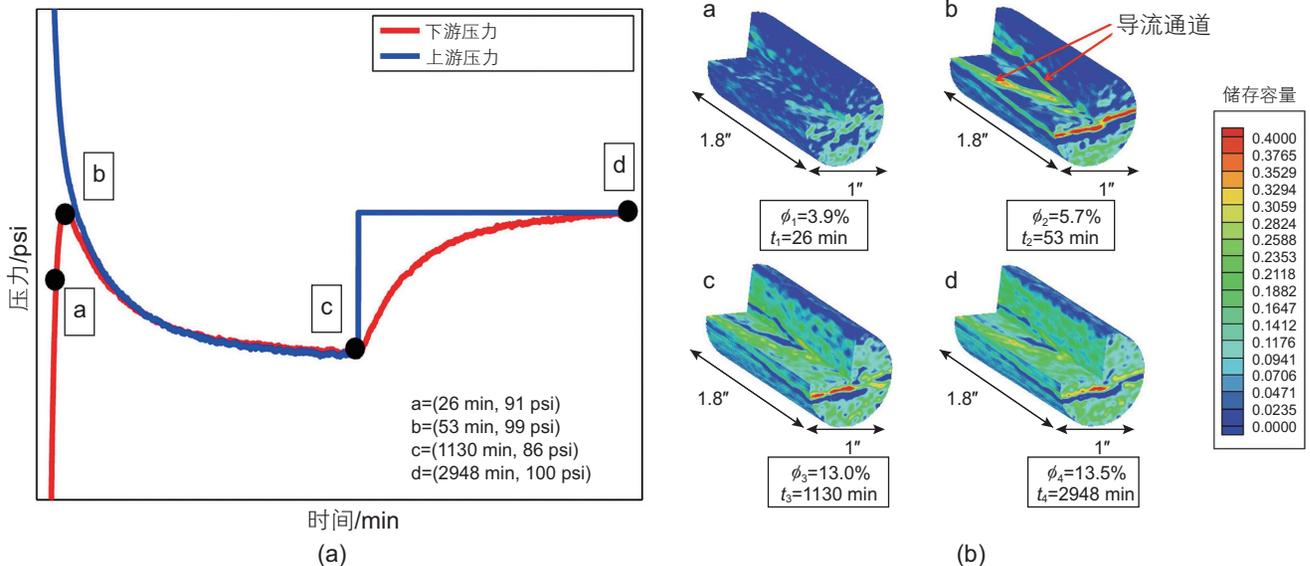


图 5 (a) CT 扫描测得的上下游压力曲线; (b) 不同时间段下使用 CT 扫描测量的氪孔隙度变化^[52]

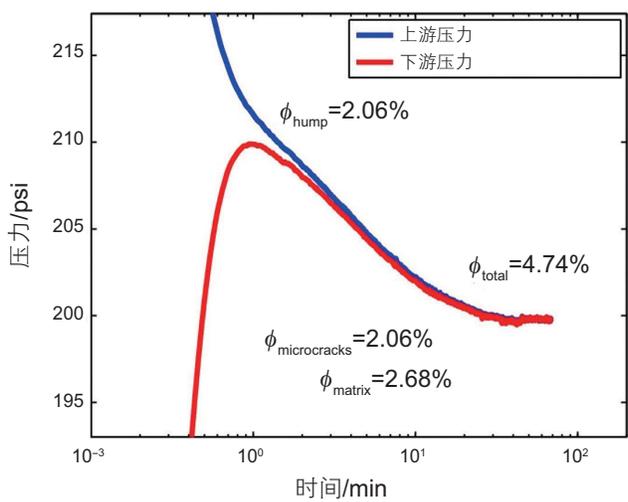
Fig. 5 (a) Upstream and downstream pressure curves using CT scan; (b) Krypton porosity change over time using CT scan^[52]

进行了诸多探索。

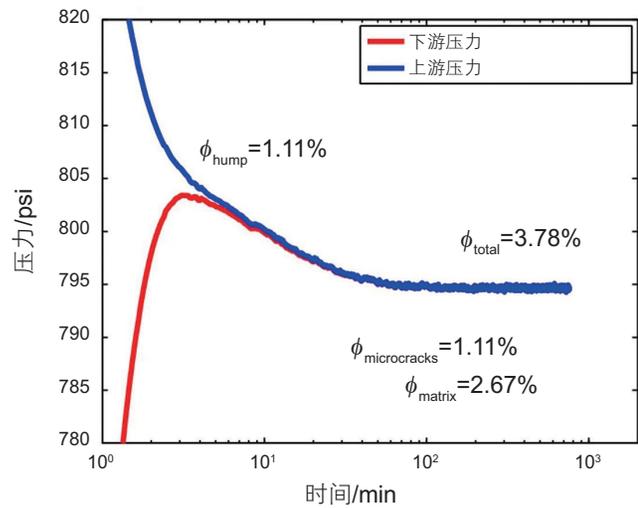
Alnoaimi^[52]利用CT扫描技术研究了裂缝型岩心样品中压力脉冲衰减过程中真实气体的分布状况,实验所用气体为氦气。观察实验结果可发现:在a点时,上下游压力曲线尚未相交,这表明气体尚未通过裂缝贯穿;在b点时,上下游压力开始贯穿;到c点时,基质和裂缝内的压力几乎完全相同,但仍可观察到部分低孔隙低渗透区域尚未被气体渗透;在c点之后,通过岩心进口处恒压注入气体,至d点时,岩心出口处的压力与注入压力相同。可以看出,与c点相比,d点的气体分布更为均匀,更多的孔隙内充满了高压气体(图5)。

在Alnoaimi的博士论文中,他对多个裂缝型页岩进行了压力脉冲衰减实验。图5展示了4个岩心样品的

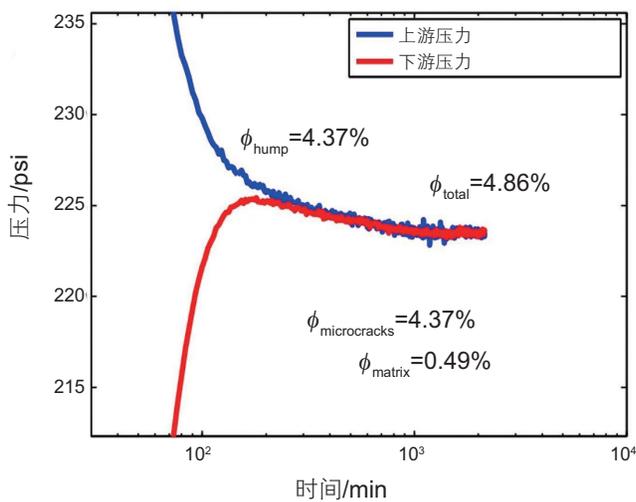
实验结果。在图中,标注了四种孔隙度: ϕ_{total} , ϕ_{matrix} , $\phi_{microcracks}$ 和 ϕ_{hump} 。其中, ϕ_{total} 代表总孔隙度, ϕ_{matrix} 表示基质孔隙度, $\phi_{microcracks}$ 为裂缝孔隙度,而 ϕ_{hump} 则是峰值孔隙度。观察可知, $\phi_{microcracks}$ 与 ϕ_{hump} 的数值相同。所有孔隙度的计算均依据波义耳定律进行。总孔隙度的计算所需数据点包括初始上游压力、初始下游压力以及最终平衡压力;而裂缝孔隙度的计算则需要初始上游压力、初始下游压力和下游压力峰值这些数据点。严格来讲,在下游压力达到峰值时,上下游尚未通过裂缝完全沟通,仍存在一定的压差。从另一个角度来看,如果裂缝和基质的渗透率相差不大,当下游压力达到峰值时,已经有部分气体扩散到基质中。基于这两点原因,使用波义耳定律计算裂缝孔隙度会存在一定的误差(图6)。



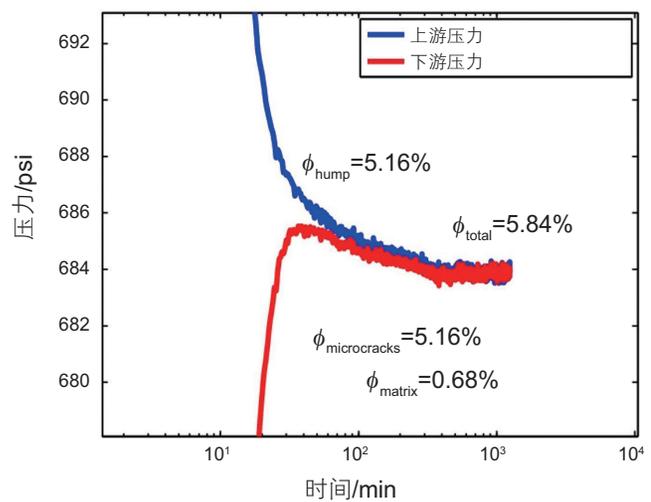
(a) 鹰滩页岩 180 Ha



(b) 鹰滩页岩 115 Hb



(c) 海恩斯维尔 TWG 1-3



(d) 海恩斯维尔 TWG 3-3

图6 4个页岩岩心样品的压力脉冲衰减实验结果^[52]

Fig. 6 Results of pressure pulse decay experiments on 4 shale core samples^[52]

在Alnoaimi的研究中,将吸附参数引入数值模型时,仅在岩心中设置了吸附参数,而未在上下游体积中考虑吸附现象。以二氧化碳为流动气体,研究表明,当裂缝渗透率小于 $50\ \mu\text{D}$ 时,二氧化碳会对裂缝内的气体流动产生影响;然而,当裂缝渗透率大于 $50\ \mu\text{D}$ 时,二氧化碳对裂缝内气体流动的影响较小。随着页岩中吸附量的增加,上下游压降变大,达到平衡压力所需的时间也相应延长。

在相同的实验条件下,Alnoaimi对氦气流动进行了实验,发现由于吸附作用,利用二氧化碳测得的岩心渗透率仅为氦气结果的三分之一至二分之一。Alnoaimi的模拟中设置吸附量随压力增加而线性增加,或使用朗缪尔吸附曲线。结果显示,使用朗缪尔吸附时能够更好地拟合实验数据。然而,根据前述关于吸附概念的讨论,如果不考虑吸附相在孔隙中所占体积,需要使用的吸附曲线为吉布斯曲线。因此,使用线性吸附或朗缪尔吸附曲线可能过于简化问题,并可能导致潜在的理论误差。进一步来说,页岩表面的吸附和解吸附过程存在迟滞效应,如果将由吸附引起的表观孔隙度增加完全纳入数值模型,则默认吸附和解吸附过程是瞬时发生的,这可能导致渗透率测量偏差。因此,为了提高吸附性气体流动模拟的精度,应充分考虑吸附和解吸附过程中存在的迟滞效应,以提高实验测量的准确性。

因此,页岩的吸附和解吸附的动态平衡问题,静态吸附量如何合理的运用在动态流动模型中,以及表观孔隙度是否可以真实反映吸附相对固有孔隙度的增大作用,仍然是亟需解决的基础科学问题^[53-54]。

根据压力曲线,笔者等人^[22]将裂缝型岩心中的压力脉冲衰减实验分为3个关键部分(图7):1)实验开始前,上游压力较高,而下游和岩心压力较低;2)实验开始时,上游压力降低,下游压力上升至最高点(如图7中红色水平线所示),此时,流动主要发生在上下游与裂缝之间,基质内的流动较少,流量大小取决于裂缝与基质渗流性质的差异比例;3)随后,上下游压力曲线汇聚成一点后一起下降,即上下游首先通过裂缝连接,然后压力从边缘逐渐渗入至基质内部。根据压力分布,系统内的流动对应经历了以下几个阶段^[22]:1)下游最大值点之前的裂缝主导流动(图8a);2)下游压力最大值点与汇聚点之间的双孔渗流(图8b和图8c);3)汇聚点之后的基质主导流动(图8d)。

在流动初期,流体主要沿着裂缝通道进行运移。此时,上游压力下降较快,而下游压力增长较快,可以观察到压力数据点呈现出波动性较大的特点(图7)。

这一现象的产生有两个主要原因:一是裂缝中高速流动的惯性效应;二是焦耳—汤姆逊效应。通常情况下,气体性质偏离理想气体程度越大,焦耳—汤姆逊效应越明显。例如,在实验室条件下,二氧化碳流动的焦耳—汤姆逊效应比氮气和氦气要显著得多^[55-57]。

图7展示了在各种裂缝开度条件下的压力变化曲线。裂缝开度较大意味着裂缝体积更大,依据波义耳定律,裂缝开度越大,下游的最大压力值相应地越低。仿真结果也证实了这一点:裂缝开度更大时,下游达到的最大压力值减小,以裂缝流为主导的气体流动在总流动周期中所占比例增加。这是因为在达到最大压力值时,气体几乎没有或只有极少量进入基质,而上下游之间的气体流动已经基本贯通。随着数值模型中裂缝开度的增大,通过历史拟合得到的渗透率逐渐降低。通过对比不同裂缝开度条件下的仿真结果,笔者等人发现在裂缝—基质双重孔隙特征的数值模型中,存在一个最佳裂缝开度,能够最佳地拟合压力曲线。

Han等人^[58]利用Alnoaimi的实验数据对压力脉冲衰减实验进行了数值模拟研究。模拟结果与实验数据相符合较好。他们提出了压力导数方法,可以利用脉冲衰减测试的早期数据来诊断岩心是否存在双重孔隙,避免过早结束脉冲衰减测试;同时利用后期数据诊断基质窜流规律。此方法将每个阶段的数据拟合到双孔介质模型的单一参数,从而提高了拟合效率。Han等人分别采用双孔模型和双渗模型拟合压力曲线,这两种模型的主要区别在于其基质和裂缝连接端面是否处于拟稳态^[59-61]。在相同模型参数下,发现双渗模型的

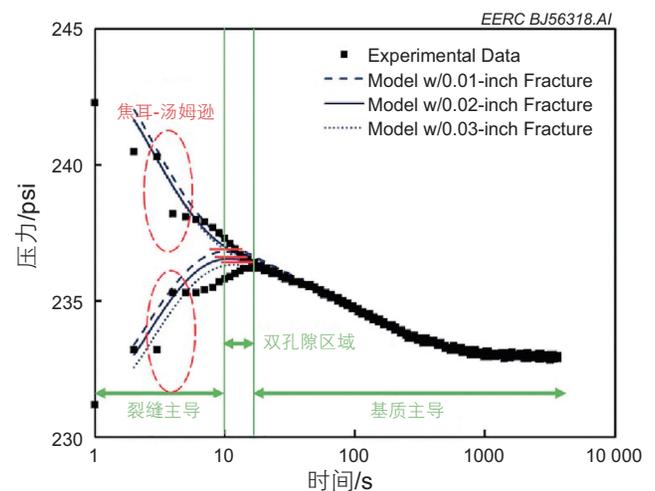


图7 基于不同裂缝宽度的压力脉冲衰减实验历史拟合结果、裂缝—基质系统中的3个流动时期^[22]

Fig. 7 History matching of pressure pulse decay experiments based on different fracture widths and analyzing the three flow periods in the fracture-matrix system^[22]

压力变化速度更快，两种模型的差异随着上下游体积的增大而增大。在流体流动早期(以裂缝流动为主的阶段)和流动晚期(以基质流动为主的阶段)，压力曲线导数形状差异不大，差异主要体现在流动中期(裂缝—基质混合流动阶段)。从压力导数角度看，采用双渗模型时，压力导数曲线的水平段相对较短，且水平段之后的下降速率较大(图9)。

Han 等人^[62]运用双孔模型对裂缝型岩心的压力脉冲衰减实验展开了敏感性分析，研究揭示，上下游的

绝对体积大小对样品的裂缝属性识别具有显著敏感性。当上下游的绝对体积达到样品孔隙体积的十倍以上时，双孔特性难以被识别，且常规半对数分析所得的裂缝大孔渗透率与基质渗透率相当，导致基质和裂缝难以区分。Han 等人同时发现，对于具有双孔特性的模型，在实验早期和晚期影响压力曲线的关键因素不同：早期主要受体积储集比值的影响，后期主要受双孔间流动系数影响。Han 等人使用了压力导数的方法，能够高效评价基质和裂缝渗透率、孔间流动系数、体积储

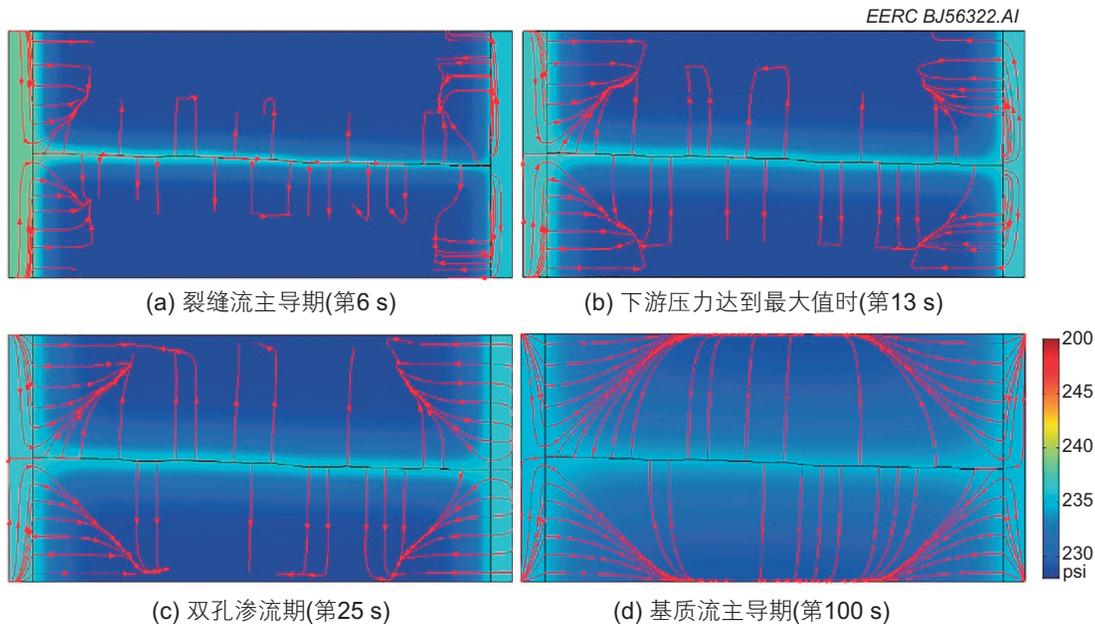


图8 有限元法模拟压力脉冲衰减实验不同时期的压力与流线分布^[22]

Fig. 8 Pressure and streamline distribution during different periods of pressure pulse attenuation experiments simulated by the finite element method^[22]

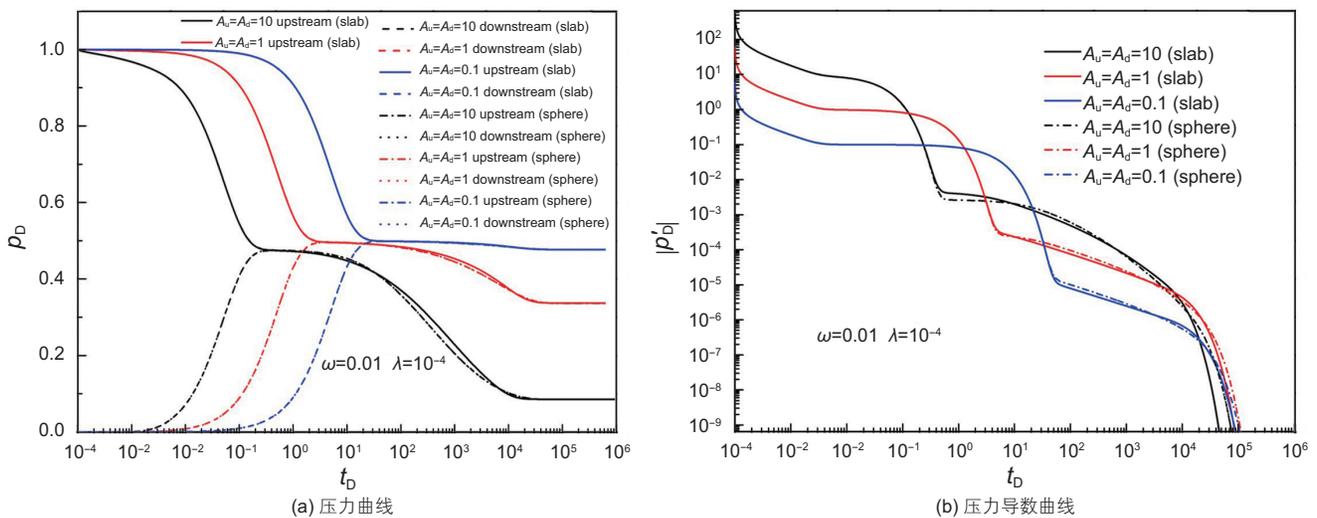


图9 双孔—双渗透模型在不同上下游体积条件下的(a)压力曲线及(b)压力导数曲线分析^[58]

Fig. 9 Analysis of (a) pressure curves and (b) pressure derivative curves for the dual-porosity and dual-permeability models under different upstream and downstream volume conditions^[58]

集比等参数。图 10 为通过数值模拟拟合 Cronin^[63]和 Alnoaimi^[52]的实验压力曲线，并将模拟导数值与实验数据做对比。在拟合图像中，横轴为关于实验时间的无量纲数， t_D 。当 t_D 值小于 100 时，可以通过斜率估算渗透率，且吻合度较高。

Cronin^[63]的实验采用了氦气作为研究对象，利用了多层数值模型对压力曲线进行了拟合，他的假设是在上下游曲线汇聚之前，高渗透裂缝与上下游基质之间不存在直接流动。Han 等人通过将模拟结果与 Cronin 的研究进行对比发现，两者所得渗透率值较为接近，但储集比值偏低。在上下游压力曲线达到第一个汇聚平直线之前，可以通过拟合压力曲线来获取裂缝渗透率，因为这一阶段仅与裂缝渗透率相关。通过拟合第一个汇聚平直线与第二个汇聚平直线之间的压

力导数，可以得到孔间流动系数。通过对压力曲线和压力导数曲线进行整体拟合，可以获得储集比值。然而，由于 Cronin 的实验中缺少早期实验数据，仅有晚期实验的压力导数可用于拟合，因此在拟合储集比时会产生较大的差异。

Alnoaimi 的早期实验数据采集较为密集，使用的气体为氦气，与氦气同属于非吸附性气体。Han 等人的模拟结果与 Alnoaimi 本人使用有限体积法的模拟结果非常相近，说明 Han 等人的模型和有限体积法都可以有效模拟裂缝型岩心中压力脉冲衰减实验。同样地，在 t_D 小于 100 时，数据点较为规律，因此可以通过计算斜率推算渗透率和孔间流动系数。

Bajalah^[64]同样也模拟了压力脉冲衰减实验，不同之处是他采用的是与正交网格重合的曲线坐标。在

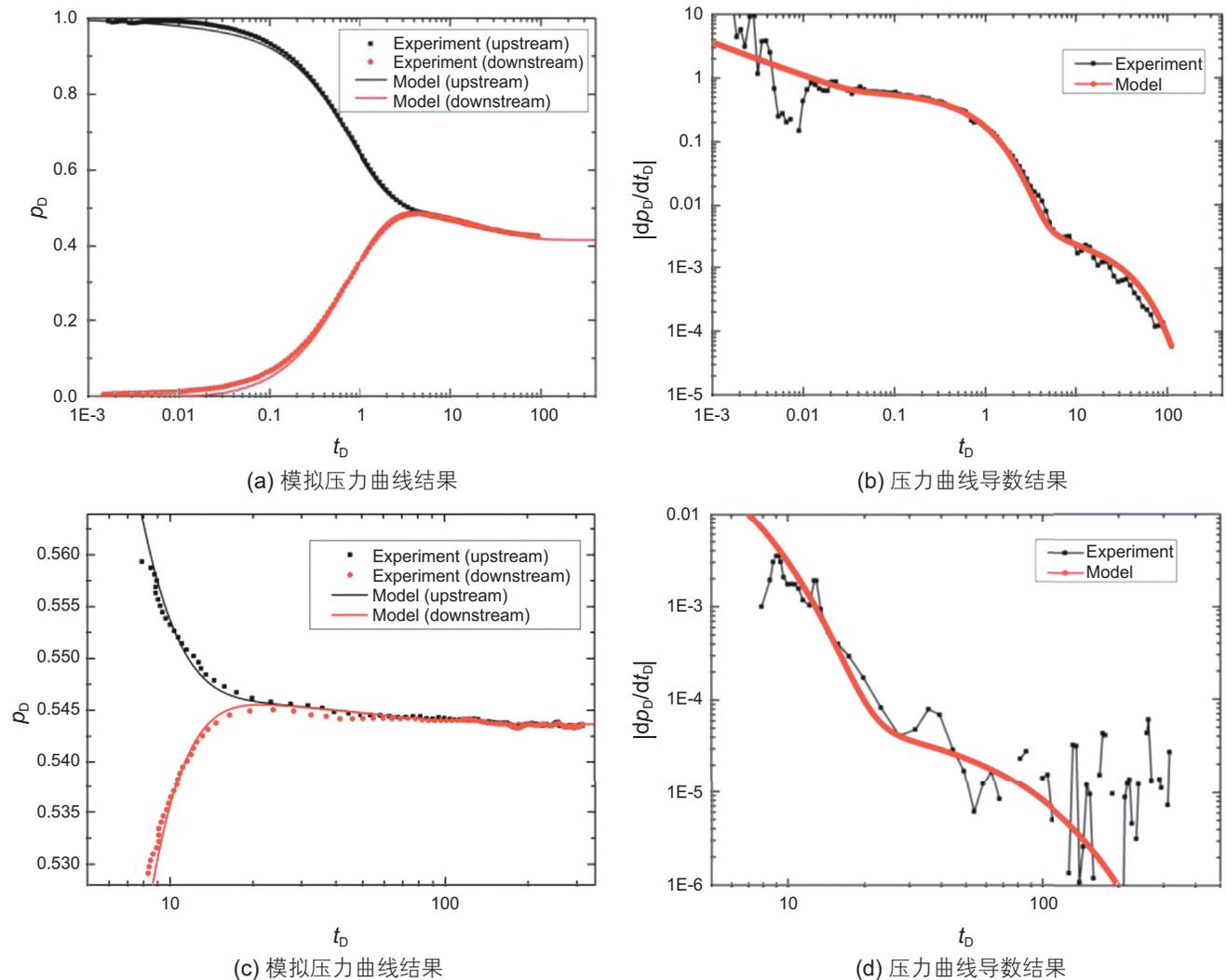


图 10 基于 Cronin 实验数据的 (a) 模拟压力曲线结果与 (b) 压力曲线导数结果；基于 Alnoaimi 实验数据的 (c) 模拟压力曲线结果与 (d) 压力曲线导数结果^[62]

Fig. 10 (a) Simulated pressure curve results based on cronin experiment data and (b) pressure curve derivative results; (c) Simulated pressure curve results based on Alnoaimi experiment data and (d) pressure curve derivative results^[62]

此坐标中涉及到求取各向同性均匀介质中拉普拉斯解，使用共形映射方法得到 w 的复数形式，其中 ϕ 表示势能，为 w 的实部； ψ 表示为流线，为 w 的虚部。Bajaalah 采用是有限差分对方程求解，总体上采用非线性回归的方法计算基质和裂缝的渗透率(图 11)。

上述对于裂缝型岩心的模拟都是基于一维的数值模型。然而，人工裂缝和天然裂缝都是具有一定截面粗糙度的^[65-66]。裂缝表面的粗糙度差异会影响上下游压力变化率。为此，笔者等人^[22]对岩心裂缝的粗糙程度进行了详细描述，并生成了真实的二维模型以模拟

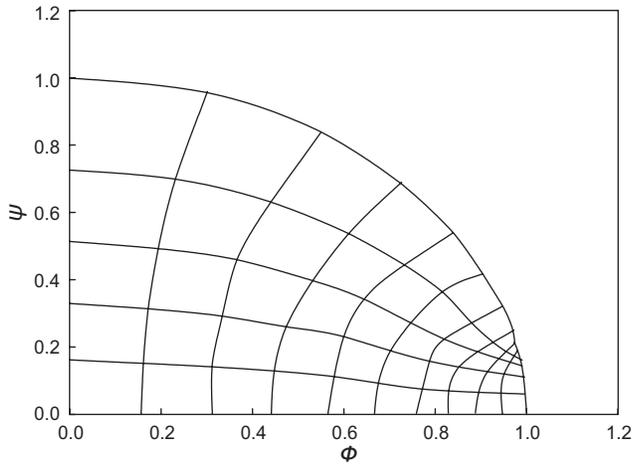


图 11 Bajaalah 采用的坐标系统^[64]
Fig. 11 A coordinate system Bsjaalah used^[64]

压力脉冲衰减实验。通过对裂缝粗糙度的敏感性分析，发现裂缝渗透率随着粗糙度的增加而减小。因此可以推断，如果假设裂缝面光滑，那么得到的渗透率将是不准确的，即使在裂缝孔隙度输入准确的情况下，需要使用较小的渗透率去拟合压力曲线。因此，裂缝渗透率可能会被低估。此外，笔者等人^[23]使用三维扫描仪对裂缝面进行扫描，获取了裂缝面上数千个点的坐标位置。然后，使用首尾连接的数十个三角形表示上下起伏的三维裂缝面，采用嵌入式离散裂缝模拟的方法，将复杂的裂缝形态包括到数值模型中，模拟了样品中流体流动的各个阶段(图 12 和图 13)。

笔者展示了通过数值模拟方法，能够高效地模拟含有单个复杂裂缝样品的压力脉冲衰减实验。然而，

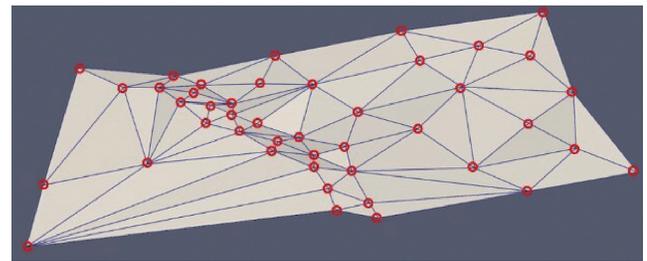


图 12 三维扫描的复杂裂缝在压力脉冲衰减实验模拟中的嵌入^[23]

Fig. 12 The complex fracture based on 3D-scanned core, embedded in the simulation of pressure pulse decay experiment^[23]

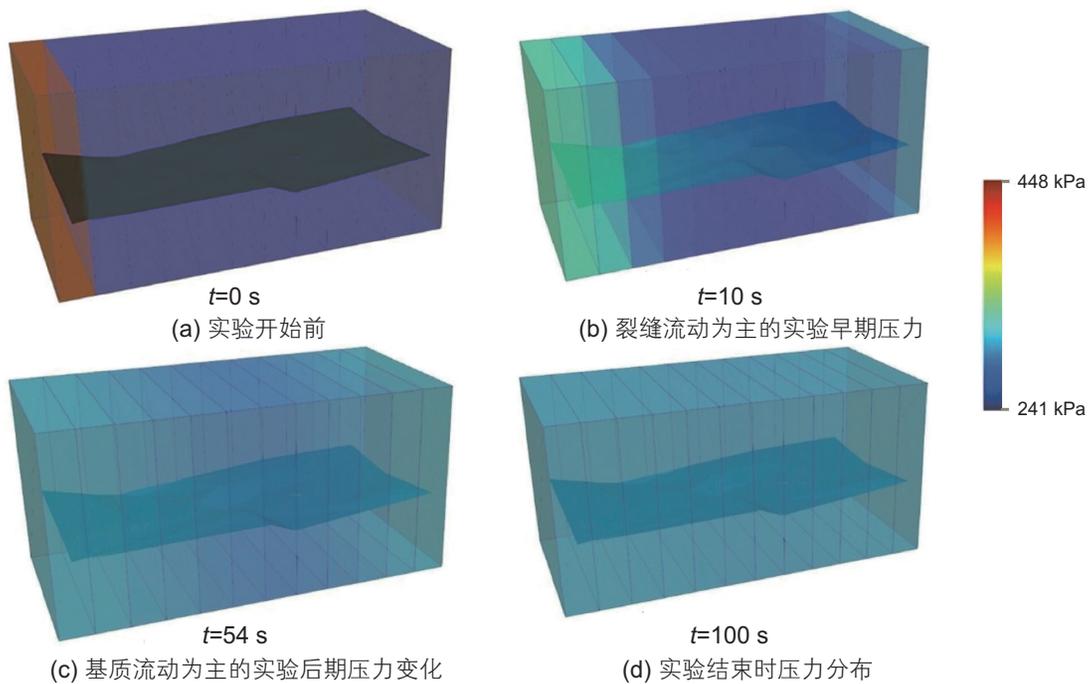


图 13 基于嵌入式离散裂缝模拟的压力脉冲衰减实验各阶段的压力分布^[23] (颜色深浅代表压力高低)

Fig. 13 Pressure distribution at various stages of pressure pulse decay experiment simulated by embedded discrete fracture model^[23](where the color depth represents the pressure level)

需要注意,在水力压裂过程中产生的水力裂缝通常具有多尺度特征,同时页岩中存在大量的天然裂缝(如四川涪陵和元坝地区^[67-68])和高度发育的页理缝(如松辽盆地古龙凹陷地区^[69-71])。在模拟这些储层岩心的压力脉冲衰减实验时,除了需要采用特定的裂缝模拟方法外,还需认识到裂缝内的惯性流动和纳米孔隙中的滑移流动均属于非达西流动,它们具有一定的相似性,但并非完全相同^[72-73]。在基础科学层面上,有效地区分并关联这两种流动,通过解析模型、微观分子模拟或介观尺度模拟进行准确表述,是后续开展复杂裂缝岩心压力脉冲衰减实验的主要任务。

值得注意的是,Alnoaimi等在处理实验结果过程中,与Ning^[49]和笔者等人^[34]一样,提到了气体在传输过程中的泄漏问题。多位研究者均认为,在这类实验中,泄漏是无法避免的。笔者总结了两处可能出现泄漏的位置^[34]:一是气体通过岩心侧面的橡胶套管透过液液液发生泄漏;二是当岩心左右表面与夹持器柱塞未能完全贴合时,气体会透过缝隙向外泄漏。

对于常规岩心,这两种泄漏可能只会造成微小的影响。然而,对于超低渗透岩心,它们的影响就不容忽视了,原因主要有3点:1)压力脉冲衰减实验系统是封闭的,实验持续时间较长,即使是轻微的泄漏也可能导致较大的实验误差;2)与常规岩心不同,超低渗透岩心的渗透率可能与被液压缩后的橡胶套管相当或更低,因此更容易发生气体泄漏;3)常规岩心通常具有数十微米或更大的孔隙直径,即使夹持器柱塞与岩心左右表面之间存在纳米级间隙,对实验结果的影响也不会很大。然而,对于具有大量纳米级孔隙的页岩和致密岩心^[74],可能会产生不可忽略的泄漏影响。

为了防止泄漏,笔者等人^[34]曾尝试采用三步包裹法覆盖岩心侧面。这种包裹法包括三层,从内向外依次为热敏管、金属层和热敏管。然而,仍然存在泄漏问题。在此问题上,笔者等人^[34]、Alnoaimi^[52]和Ning^[49]都提到了测量对照组压力泄漏速率的方法,并采用补偿法还原未泄漏时的压力变化曲线。在Ning的博士论文中,记录了一种更为精确的补偿方法—压力泄漏速率是孔隙压力的函数,孔隙压力越大,泄漏速率越大。

通过以上讨论可以看出,在流体为单相非吸附性气体的情况下,压力脉冲衰减实验的解析及数值解已经经历了长期的发展和完善,尤其在二维和三维数值建模领域方面有一定的发展。因此,现阶段对这类实验进行分析和评价,可以相对快速地得到可靠的超低渗样品孔渗性质。然而,对于吸附性气体的流动,其

若干关键科学问题仍需要解决。例如,如何有效地反映吸附相的存在状态,如何将静态吸附量真实地反映在流动方程中,以及如何准确地将吸附和解吸附速率纳入流动方程中。只有解决这些问题,数值模型和解析模型才能更有效地反映真实的流动状态,流动模型才能进一步发展,从而更准确地评价多物理作用下的致密和页岩岩心的岩石物理特性。

2 气体滑脱效应对压力脉冲衰减实验的影响

2.1 滑脱经验公式

当气体在多孔介质中流动时,会发生滑脱效应。气体渗透率并不是多孔介质的固有属性,与多个参数,如压力和温度等有关。从另一个角度来看,当流动压力趋于无限大时,气体的压缩性降低,可以近似为液体,此时测得的渗透率可以认为是多孔介质的固有渗透率。因此,使用气体作为流动介质时,绝大部分情况下测得的渗透率是表观渗透率。Klinkenberg^[24]在1941年提出了第一代表观渗透率(k_a)的公式(32),其中 b_{slip} 为滑脱系数, k_∞ 为固有渗透率。

$$k_a = k_\infty \left(1 + \frac{b_{slip}}{p} \right) \quad (32)$$

后来的研究者针对Klinkenberg的第一代公式进行了多方面的延展。例如,Heid等人^[75]基于175个样品实验数据,提出了滑脱系数是固有渗透率的函数的结论,具体表达式如式(33)所示。

$$b_{slip} = 11.419(k_\infty)^{-0.39} \quad (33)$$

Jones和Owens^[76]在低渗透砂岩中收集了大量的数据,并提出了类似于Heid等人^[75]的指数公式,系数变为了12.639,指数变为了-0.33,具体表达式如式(34)所示。

$$b_{slip} = 12.639(k_\infty)^{-0.33} \quad (34)$$

Sampath和Keighin^[77]在滑脱系数中引入了孔隙度,具体表达式如式(35)所示。之后,Florence等人^[78]发现基于更多的数据,式(35)的系数也是不确定的,因此提出了式(36),该式具有不同的系数。

$$b_{slip} = 13.851 \left(\frac{k_\infty}{\phi} \right)^{-0.53} \quad (35)$$

$$b_{slip} = \beta_1 \left(\frac{k_\infty}{\phi} \right)^{-0.5} \quad (36)$$

Civan^[79]基于Florence等人的实验数据,在考虑气体的相对分子质量的情况下,提出了式(37)来计算滑脱系数。当气体为氮气时, b_{slip} 的表达式可以简化为式

(38)。

$$b_{\text{slip}} = \frac{2.79 \times 10^3 \mu}{\sqrt{M}} k_{\infty}^{-0.5} \phi^{0.5} \quad (37)$$

$$b_{\text{slip}} = 0.0094 \left(\frac{k_{\infty}}{\phi} \right)^{-0.5} \quad (38)$$

基于分子模拟的结果, Beskok 和 Karniadakis^[80]提出了微纳米尺度空间内流体通量(Q)表达式, 其中 h 是流动通道高度, 具体表达式如式(39)所示。拟合参数 f 基于实验数据所得。 $(1 + \alpha K_n)$ 反映了气体的稀薄化程度, 气体越稀薄, 该值越大, 表示流体通量越大。

$$Q = -\frac{\pi h^4}{8\mu} \frac{dp}{dl} (1 + \alpha K_n) \left(1 + \frac{4K_n}{1 - fK_n} \right) \quad (39)$$

Florence 等人^[78]在微观流体动力学模型中, 将表观渗透率与固有渗透率之比表示为克努森数 K_n 的函数^[81-82], 如公式(40)所示。鉴于该比值大于一, 这直观地揭示了表观渗透率在各种条件下均高于固有渗透率。此外, $\gamma(K_n)$ 表示为含克努森数的反三角函数, 如公式(41)所示^[78]。

$$\frac{k_a}{k_{\infty}} = \left[(1 + \gamma(K_n) K_n) \right] \left[1 + \frac{4K_n}{1 + K_n} \right] \quad (40)$$

$$\gamma(K_n) = \frac{128}{15\pi^2} \tan^{-1}(4K_n^{0.4}) \quad (41)$$

Civan 对 $\gamma(K_n)$ 给出了直观的描述: 公式(42)中包含 A_1 和 B_1 两个系数, 根据各研究者的数据, A_1 和 B_1 值存在一定差异^[79]。

$$\frac{64}{15\pi\gamma(K_n)} - 1 = \frac{A_1}{K_n^{B_1}} \quad (42)$$

2.2 低压下非达西流

从上述部分可知, 对于不同的多孔介质和气体种类, 气体产生的滑脱效应是有差异的。在油田作业中, 常用的数据处理方法是在不同压力下测量渗透率值, 并绘制渗透率(纵轴)与压力倒数(横轴)的图像。对数据点进行线性拟合, 以最小化误差平方和。拟合得到的直线与纵轴交点处即为多孔介质的固有渗透率。

Florence 等人^[78]对致密砂岩进行了较为全面的研究, 他们发现在部分岩心中, 渗透率与压力倒数的图像在靠近原点位置时, 曲线不再呈直线状, 而是出现向下弯曲的趋势。这种曲线变化意味着, 相较于直线延伸值, 以渗透率表示的传输能力实际上是减弱的。Jones^[83]将这种传输能力的削弱解释为气体惯性—紊流效应^[84]。

笔者与 Cui^[47]在使用压力脉冲衰减实验进行拟合

时, 对历史拟合方法进行了改进。将 Klinkenberg 方程中的滑脱系数与固有渗透率同时作为变量纳入压力曲线的历史拟合中, 实现了通过一次实验便可同时获取固有渗透率的目标。采用的方法是, 以 6.9 kPa(1 psi)为梯度, 将渗透率作为压力的函数输入至数值模拟中, 所使用的函数基于 Klinkenberg 方程。

图 14 展示了笔者与 Cui 在基于约 100 psi、约 200 psi 和约 300 psi 压力下的 9 组实验, 每组压力下分别进行约 10 psi、约 20 psi 和约 50 psi 压力脉冲的 3 组实验的评估结果。观察可知, 随着孔隙压力的变化, 获得的固有渗透率也存在差异。结果表明, 当孔隙压力升高时, 固有渗透率呈现下降趋势, 但下降曲线在某些区域变得较为平缓。这是因为渗透率与压力倒数的图像并非严格的直线关系(如图 15 所示), 这种非线性特性反映在图 14 的 9 个数据点上。当采用不同的数据点进行拟合时, 与 y 轴交点呈现出差异, 且交点的值随着数据点压力的升高而减小。这一现象与 Florence 等人^[78]的观察结果相一致。

多年来, 在石油上游勘探开发领域, 非达西流通常指由气体惯性效应引起的流动。这类流动往往出现在裂缝内或靠近井筒处压降梯度较大的区域^[88]。根据 Florence 等人^[78]的实验研究, 气体产生的惯性效应不仅在高压条件下存在, 而且在远低于油气藏压力的实验测试条件下也能观察到。

大多数针对 Forchheimer 公式的惯性效应的研究主要关注井筒周围油藏条件下较高压力的情况, 对于实验室测量渗透率相对较低压力的情况的研究较少。Jones^[83]通过室内实验发现, 包含惯性系数 β 的乘积 $\beta k \phi$ 在多孔介质中与雷诺数密切相关, 可视为一种特征长度。在高渗透岩心中, 该特征长度与 $\sqrt{k/\phi}$ 表现出较好的线性关系。然而, 在超低渗透岩心中, 此关系存在显著的偏差。在此之前, Green 和 Duwez^[89]最早引入了 $\beta k \phi$ 作为多孔介质中雷诺数的特征长度的等效度量。这个特征长度与渗透率成正比, 并且在整个范围内都会随着渗透率的增加而增加: 未胶结多孔介质系统的比率 $\beta k \phi / \sqrt{k/\phi}$ 大约为 0.2; 对于非常渗透的胶结样品, 这个比率约为 1; 对于中等渗透性的胶结样品, 这个比率为 2 到 4; 而对于紧密岩石, 则会有更高的比率。

因此, 有必要认识到, 低压下的惯性现象的研究探讨仍显不足。然而, 为准确解释压力脉冲衰减等流动实验, 深入理解该现象至关重要。

此外, 如图 14 所示, 滑脱系数值随压力升高表

现出先增大后趋于平缓的趋势。然而，滑脱系数本身的数值并不能真实反映滑脱流对传输能力的贡献比例^[90-91]。 b_{slip}/p 可表示为滑脱流项与对流项贡献能力的比值。当 b_{slip}/p 为1时，意味着滑脱流与对流项的贡献相等。观察得知，当压力低于200 psi时，该比值大于1，表明滑脱流项的贡献大于对流项；而压力高于200 psi时，滑脱流项小于1，表示滑脱效应逐渐减弱。此时，气体密度逐步增大，压缩性逐渐降低，越来越接近液体状态，测量得到的表观渗透率也越来越接近多孔介质的固有渗透率。

在实验室规模的常规岩心中，由于渗透性能较好，气体在样品中的流动时间相当短暂，从而导致流动时间测量具有一定的难度。然而，在压力脉冲衰减实验中，由于所用岩心通常具有超低渗透率，因此流动时间较容易测量。笔者和Cui^[47]在大约100 psi、200 psi和300 psi的压力条件下进行了压力脉冲衰减实验，采

用了3种不同的脉冲幅度 Δp ，分别为约10 psi、20 psi和50 psi。阐述实验结果时，首先定义了一个参数：脉冲幅度与流体流动时间的比值。该比值表示在单位时间内可完成的压力脉冲传递量。理论上，这一比值与气体传输能力呈正相关关系，即气体传输能力越强，单位时间内可完成更大的压力传递。

通过对比上述比值与渗透率的关系，它们之间并未表现出正相关性；然而，该比值与水力扩散系数之间却呈现出了正相关关系。通过将多孔介质中的气体流动方程表述为非克定律形式，并以压力作为方程的主要参数，可以得出水力扩散系数等于 k 与 $\phi\mu c_g$ 之间的比值^[47]。

因此，该实验表明水力扩散系数(而非渗透率)是衡量气体传输能力的有效指标。这一结论是流动现象理论的基本认识，然而，由于气体流动过于迅速，在常规岩心中难以采用此方法进行验证，因此本研究具

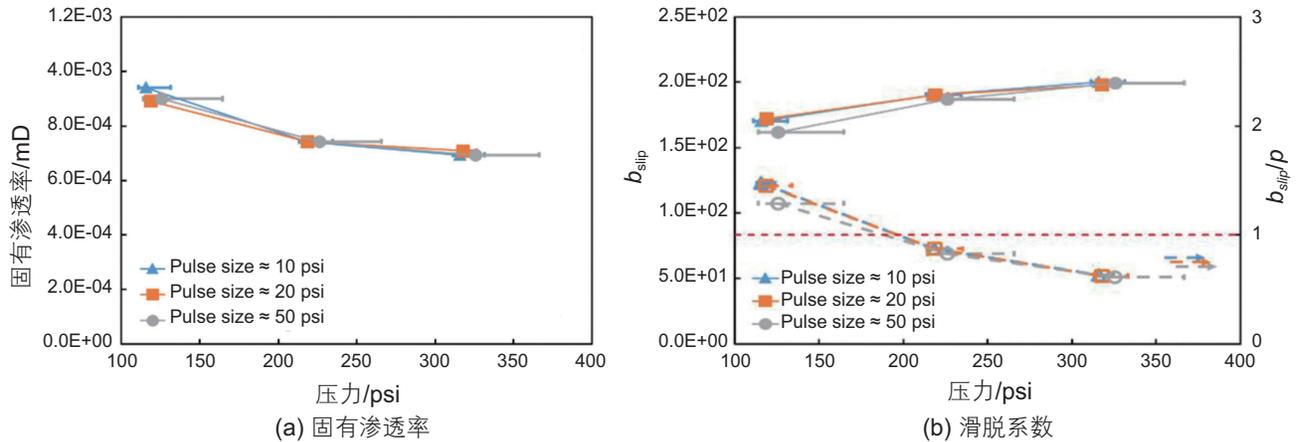


图 14 (a) 固有渗透率; (b) 滑脱系数 b_{slip} (实线)与滑脱系数与压力比值 b_{slip}/p (虚线)关系^[47]

Fig. 14 (a) Intrinsic permeability; (b) Relationship between slip coefficient and slip coefficient-to-pressure ratio, where the solid line represents b_{slip} , and the dashed line represents b_{slip}/p ^[47]

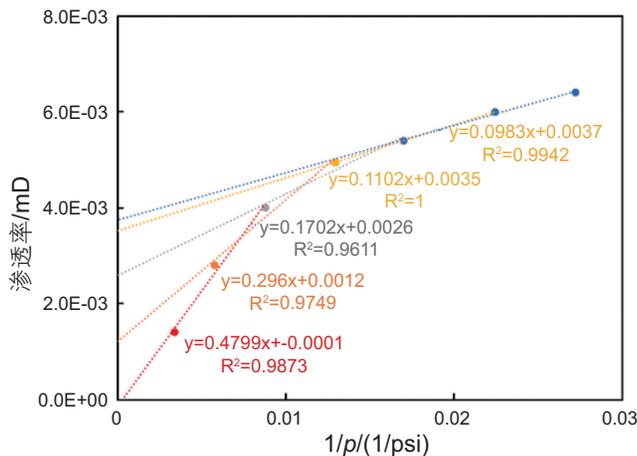


图 15 渗透率与压力倒数图表^[47]

Fig. 15 Relationship between permeability and pressure reciprocal^[47]

有一定的创新性。然而,水力扩散系数与 $\Delta p/t$ 之间并未体现出严格意义上的比例关系,主要原因之一是判断实验结束时间存在不确定性。本研究所采用的实验时间判定标准为上下游压力差的绝对值小于某一阈值。然而,当采用其他阈值绝对值,或者采用上下游压力差值的千分之一或万分之一时,实验结束时间可能会发生变化。因此,流体传输时间的确定方法仍有待进一步探讨。

3 结论和建议

近半个世纪以来,以压力脉冲衰减实验为代表的瞬态法渗流行为研究取得了丰硕成果。在特定场景下,通过解析解或数值模拟,可以精确地计算致密和页岩储层岩心的渗透率。具体结论如下:

(1)压力脉冲衰减实验是一种有效的测量超低渗透率的方法。实验装置由上游、岩石样品和下游3部分组成,通过施加压力脉冲并观察上游和下游压力变化曲线,可以计算出岩石样品的孔隙度和渗透率。然而,在实验过程中气体泄露问题不可避免,需要通过压力补偿法还原真实压力曲线变化,并且该问题对实验结果的影响程度随着泄露速率和实验持续增长而加重。

(2)吸附和裂缝等因素对渗透率评价有重要影响。在压力脉冲衰减实验中,需要考虑吸附行为对实验结果的影响,并且需要注意裂缝对渗透率评价的影响。

(3)传统的渗透率测量方法难以应用于超低渗和页岩储层。相比之下,压力脉冲衰减实验可以弥补这一缺陷,并且在特定场景下可以通过解析解或数值模拟

精确得到致密和页岩储层岩心渗透率。

(4)二维和三维模型在压力脉冲衰减实验中可以物理模拟压降比较快的场景,加强对流动过程的理论认识,并且可以得到多个重要流动参数。例如,Ning通过数值模拟刻画了不同水相饱和度下岩心内部流动场的变化规律,发现随着水相饱和度的增加,岩心内部流动场逐渐从单一向复杂转变,并且存在明显的非线性效应。此外,二维和三维模型还可以得到多个重要流动参数,如孔隙度、渗透率、渗透率散度等,在实验评价中具有重要作用。

为促进压力脉冲衰减相关理论进一步发展,笔者提出如下建议:

(1)解决压力脉冲衰减实验中的气体泄露问题,包括对实验结果的影响程度进行研究,提高实验仪器研发与制造能力。

(2)使用或改造现有设备,使其能够便捷评价瞬态多相流动,加强压裂液返排等过程中多相流动的理论认识。

(3)发展完整的压力脉冲衰减实验模拟,综合考虑不同尺度的裂缝和多孔介质,包括微米尺度的页理层理缝与厘米尺度的天然裂缝和人工裂缝,以提高模拟的准确性和实用性。

(4)深入研究纳米孔径中的非达西效应与石油工程传统意义上的非达西渗流之间的关系,为有效测量渗透率和多孔介质其他传输参数提供理论基础。

(5)克服压力和流量测量的极限限制,发展稳态法测量超低渗透岩心中的固有渗透率,将其作为非稳态实验结果的标定基准,提高实验结果的准确性和可靠性。

参考文献

- [1] 李国欣,雷征东,董伟宏,等. 中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 1-11. [LI G X, LEI Z D, DONG W H, et al. Progress, challenges and prospects of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 1-11.]
- [2] 曾义金. 深层页岩气开发工程技术进展[J]. 石油科学通报, 2019, 4(3): 233-241. [ZENG Y J. Progress in engineering technologies for the development of deep shale gas[J]. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(3): 233-241.]
- [3] 康玉柱. 塔里木盆地油气资源潜力及勘探方向[J]. 石油科学通报, 2018, 3(4): 369-375. [KANG Y. The resource potential and exploration for oil and gas in the Tarim Basin[J]. Petroleum Science Bulletin, 2018, 3(4): 369-375.]
- [4] 程玲,朱昌海,李文翎. 页岩气有望成为我国天然气核心增长点[J]. 中国石油企业, 2021, (11): 55-57. [CHENG L, ZHU C H, LI W L. Shale gas is expected to become the core growth point of natural gas[J]. China Petroleum Enterprise, 2021, (11): 55-57.]
- [5] 石林,史璨,田中兰,张矿生. 中石油页岩气开发中的几个岩石力学问题[J]. 石油科学通报, 2019, 4(3): 223-232. [SHI L, SHI C, TIAN Z L, ZHANG K S. Several rock mechanics problems in the development of shale gas in PetroChina[J]. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(3): 223-232.]
- [6] 宋振响,周卓明,徐旭辉. “十三五”中国石化油气资源评价关键技术进展与发展方向[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(3): 27-37. [SONG Z X, ZHOU Z M, XU X H, et al. Progress of key technologies for oil and gas resource assessment of Sinopec during the 13th

- Five-Year Plan period and development direction[J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(3): 27–37.]
- [7] 江丽, 刘春艳, 王红娟, 等. 国内外页岩气开发环境管理现状及对比[J]. *天然气工业*, 2021, 41(12): 146–155. [JIANG L, LIU C Y, WANG H J, et al. Domestic and foreign environmental management of shale gas development: Status and comparison[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(12): 146–155.]
- [8] 尹成芳, 柯式镇, 姜明, 等. 测井新技术在陆相致密油“七性”评价中的应用——以松辽盆地北部高台子油层为例[J]. *石油科学通报*, 2017, 2(1): 32–43. [YIN C F, KE S Z, JIANG M, et al. Application of new well logging technology in the evaluation of “seven properties” of continental tight oil: A case study on the Gaotaizi oil layer in the Northern Songliao Basin[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2017, 2(1): 32–43.]
- [9] 朱光有, 杨海军, 苏劲, 等. 中国海相油气地质理论新进展[J]. *岩石学报*, 2012, 28(3): 722–738. [ZHU G Y, YANG H J, SU J, et al. New progress of marine hydrocarbon geological theory in China[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2012, 28(3): 722–738.]
- [10] 匡立春, 侯连华, 杨智, 等. 陆相页岩油储层评价关键参数及方法[J]. *石油学报*, 2021, 42(1): 1–14. [KUANG L C, HOU L H, YANG Z, et al. Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2021, 42(1): 1–14.]
- [11] 覃英伦, 雷雨, 蒋恕, 等. 桂中坳陷北部下石炭统鹿寨组一段页岩气成藏条件与资源潜力评价[J]. *石油科学通报*, 2022, 7(2): 139–154. [QIN Y L, LEI Y, JIANG S, et al. Shale gas accumulation conditions and resource potential evaluation of member 1 of the Lower Carboniferous Luzhai Formation in the northern Guizhong depression[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2022, 7(2): 139–154.]
- [12] 全国石油天然气标准化技术委员会《致密油地质评价方法》GB/T 34906–2017[S]. 2017. [Technical Committee 355 Natural Gas Standardization Administration China, Geological evaluating methods for tight oil: GB/T 34906–2017[S]. 2017.]
- [13] 覆压下岩石孔隙度和渗透率测定方法: SY/T 6385–2016[S]. 2016. The porosity and permeability measurement of core in net confining stress: SY/T 6385–2016[S]. 2016.]
- [14] SOEDER D J. Porosity and permeability of eastern Devonian gas shale[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1986, 3(1): 116–124.
- [15] JIN G, PEREZ H G, AGRAWAL G, et al. Permeability measurement of organic-rich shale – comparison of various unsteady-state methods[C]// *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, USA, 2015.
- [16] 王璐, 杨胜来, 刘义成, 等. 缝洞型碳酸盐岩储层气水两相微观渗流机理可视化实验研究[J]. *石油科学通报*, 2017, 2(3): 364–376. [WANG L, YANG S L, LIU Y C, et al. Visual experimental investigation of gas-water two phase micro seepage mechanisms in fracture-cavity carbonate reservoirs[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2017, 2(3): 364–376.]
- [17] HSIEH P A, TRACY J V, NEUZIL C E. A transient laboratory method for determining the hydraulic properties of ‘tight’ rocks – I. Theory[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1981, 18(3): 245–252.
- [18] 吕洲, 王玉普, 李莉, 等. 孔喉半径对松辽盆地南部青一段特低–超低渗透储层质量的控制作用[J]. *地球科学*, 2018, 43(11): 4204–4214. [LU Z, WANG Y P, LI L, et al. Control effect of pore throat radius on quality of extra-low and ultra-low permeability reservoir in member 1 of Qingshankou Formation, southern Songliao Basin[J]. *Earth Science*, 2018, 43(11): 4204–4214.]
- [19] 姚同玉, 黄延章, 李继山. 页岩气在超低渗介质中的渗流行为[J]. *力学学报*, 2012, 44(6): 990–995. [YAO T Y, HUANG Y Z, LI J S. Flow regim for shale gas in extra low permeability porous media[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2012, 44(6): 990–995.]
- [20] 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.
- [21] JIA B. Experimental and Numerical Investigations of Shale Gas Permeability[D]. Lawrence: University of Kansas, 2018.
- [22] JIA B, JIN L, MIBECK B, et al. An integrated approach of measuring permeability of naturally fractured shale[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 186: 106716.
- [23] JIA B, XIAN C G. Permeability measurement of the fracture-matrix system with 3D embedded discrete fracture model[J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(4): 1757–1765.
- [24] KLINKENBERG L J. The permeability of porous media to liquids and gases[J]. *Drilling and Production Practice*, 1941, 1941: 200–213.
- [25] SUTHERLAND H J, CAVE S P. Argon gas permeability of New Mexico rock salt under hydrostatic compression[J]. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1980, 17(5): 281–288.
- [26] LIN W. Compressible fluid flow through rocks of variable permeability[J]. technical report, 1977.
- [27] DICKER A I, SMITS R M. A practical approach for determining permeability from laboratory pressure-pulse decay measurements[C]// *SPE International Meeting on Petroleum Engineering*, Tianjin, China, 1988.
- [28] JIA B, TSAU J, BARATI R. Revisiting approximate analytical solutions of estimating low permeability using the gas transient transmission test[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 72: 103027.
- [29] 曾泉树, 高清春, 汪志明. 煤岩吸附高压甲烷的实验与模型研究[J]. *石油科学通报*, 2020, 5(1): 78–92. [ZENG Q S, GAO Q C, WANG Z M. Experimental and modeling studies on high pressure methane adsorbed on coals[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 5(1): 78–92.]

- [30] 马东民, 曹石榴, 李萍, 等. 页岩气与煤层气吸附/解吸热力学特征对比[J]. 煤炭科学技术, 2015, 43(2): 64–67. [MA D M, CAO S L, LI P, et al. Comparison on adsorption and desorption thermodynamics features between shale gas and coalbed methane[J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(2): 64–67.]
- [31] 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.
- [31] SHENG G L, SU Y L, ZHAO H, et al. A unified apparent porosity/permeability model of organic porous media: Coupling complex pore structure and multimigration mechanism[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2020, 4(2): 115–125.
- [32] CAO P, LIU J S, LEONG Y K. A general gas permeability model for porous media: Bridging the gaps between conventional and unconventional natural gas reservoirs[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(7): 5492–5505.
- [33] ZIARANI A S, AGUILERA R. Knudsen's permeability correction for tight porous media[J]. Transport in Porous Media, 2012, 91: 239–260.
- [34] JIA B, TSAU J, BARATI R. Different flow behaviors of low-pressure and high-pressure carbon dioxide in shales[J]. SPE Journal, 2018, 23(4): 1452–1468.
- [35] PAN Z, CONNELL L D. Reservoir simulation of free and adsorbed gas production from shale[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 22: 359–370.
- [36] YU W, SEPEHRNOORI K; PATZEK T W. Evaluation of gas adsorption in Marcellus shale[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, USA, 2014.
- [37] HARTMAN R C, AMBROSE R J, AKKUTLU I Y, et al. Shale gas-in-place calculations part II—multi-component gas adsorption effects[C]// North American unconventional gas conference and exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 2021.
- [38] ZHU Y Q, SU H, JING Y, et al. Methane adsorption on the surface of a model of shale: A density functional theory study[J]. Applied Surface Science, 2016, 387: 379–384.
- [39] WEI M M, ZHANG L, XIONG Y Q, et al. Nanopore structure characterization for organic-rich shale using the non-local-density functional theory by a combination of N₂ and CO₂ adsorption[J]. Microporous and mesoporous materials, 2016, 227: 88–94.
- [40] QAJAR A, DAIGLE H, PRODANOVIC M. The effects of pore geometry on adsorption equilibrium in shale formations and coal-beds: Lattice density functional theory study[J]. Fuel, 2016, 163: 205–213.
- [41] WANG Y J, KANG Y L, WANG D F, et al. Liquid phase blockage in micro-nano capillary pores of tight condensate reservoirs[J]. Capillarity, 2022, 5(1): 12–22.
- [42] CHEN J H, ZHANG J L, JIN G D, et al. Capillary condensation and NMR relaxation time in unconventional shale hydrocarbon resources[C]// SPWLA 53rd Annual Logging Symposium, Cartagena, Colombia, 2012.
- [43] BUI B T, TUTUNCU A N. Effect of capillary condensation on geomechanical and acoustic properties of shale formations[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2015, 26: 1213–1221.
- [44] DONOHUE M D, ARANOVICH G L. Classification of Gibbs adsorption isotherms[J]. Advances in colloid and interface science, 1998, 76: 137–152.
- [45] BELTON G R. Langmuir adsorption, the Gibbs adsorption isotherm, and interfacial kinetics in liquid metal systems[J]. Metallurgical and Materials Transactions B, 1976, 7: 35–42.
- [46] FIROUZI M, ALNOAIMI K, KOVSCEK A, et al. Klinkenberg effect on predicting and measuring helium permeability in gas shales[J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 123: 62–68.
- [47] JIA B, CUI X J. Pore pressure dependent gas flow in tight porous media[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 205: 108835.
- [48] JIA B, CHEN Z L, XIAN C G. Investigations of CO₂ storage capacity and flow behavior in shale formation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208: 109659.
- [49] NING X X. The measurement of matrix and fracture properties in naturally fractured low permeability cores using a pressure pulse method[D]. Texas: Texas A&M University, 1992.
- [50] HUANG D D, HONARPOUR M M. Capillary end effects in coreflood calculations[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1998, 19(1–2): 103–117.
- [51] KAMATH J, BOYER R E, NAKAGAWA F M. Characterization of core-scale heterogeneities using laboratory pressure transients[J]. SPE formation evaluation, 1992, 7(3): 219–227.
- [52] ALNOAIMI K R. Influence of cracks and microcracks on flow and storage capacities of gas shales at core-level[D]. Stanford: Stanford University, 2016.
- [53] SHENG G L, JAVADPOUR F, SU Y L. Dynamic porosity and apparent permeability in porous organic matter of shale gas reservoirs[J]. Fuel, 2019, 251: 341–351.
- [54] SINGH H, JAVADPOUR F, ETTEHADTAVAKKOL A, et al. Nonempirical apparent permeability of shale[J]. SPE Reservoir Evaluation

- & Engineering, 2014, 17(3): 414–424.
- [55] GAO M, WANG L, CHEN X, et al. Joule–Thomson Effect on a CCS-Relevant ($\text{CO}_2 + \text{N}_2$) System. ACS Omega. 2021, 6(14): 9857–9867.
- [56] SHOGHL S N, NADERIFAR A, FARHADI F, et al. Thermodynamic analysis and process optimization of a natural gas liquid recovery unit based on the Joule – Thomson process[J]. Journal of natural gas science and engineering, 2021, 96: 104265.
- [57] ZHONG C Y, LEUNG J Y. Simulation of Downhole Temperature Distribution in Fractured Shale Gas Wells by Incorporating Geomechanics and Apparent Permeability Modeling[C]// SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA, 2022.
- [58] HAN G F, CHEN Y, LIU M, et al. Differences in performance of models for heterogeneous cores during pulse decay tests[J]. Applied Sciences, 2019, 9(15): 3206.
- [59] ARBOGAST T, DOUGLAS J, HORNUNG U. Derivation of the double porosity model of single phase flow via homogenization theory[J]. Siam Journal on Mathematical Analysis, 1990, 21(4): 823–836.
- [60] ZAMBRANO M, VOLATILI T, MANCINI L, et al. Pore-scale dual-porosity and dual-permeability modeling in an exposed multi-facies porous carbonate reservoir[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 128: 105004.
- [61] ZHANG Q, YAN X, SHAO J L. Fluid flow through anisotropic and deformable double porosity media with ultra-low matrix permeability: A continuum framework[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 200: 108349.
- [62] HAN G F, SUN L, LIU Y W, et al. Analysis method of pulse decay tests for dual-porosity cores[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 59: 274–286.
- [63] CRONIN, M B. Core-scale heterogeneity and dual-permeability pore structure in the Barnett shale[D]. Texas: University of Texas at Austin, 2014.
- [64] BAJAALAH K S. Determination of matrix and fracture permeabilities in whole cores using pressure pulse decay[D]. Dhahran: King Fahd University of Petroleum & Minerals, 2009.
- [65] 马立科, 曹函, 张政, 等. 不同层理倾角页岩I型裂缝断裂表现实验研究[J]. 石油科学通报, 2019, 4(4): 347–353. [MA L K, CAO H, ZHANG Z, et al. An experimental investigation of the fracture behaviors of type-I cracks in shales with different bedding angles[J]. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(4): 347–353.]
- [66] LI C B, YANG D C, XIE H P, et al. Research on the anisotropic fracture behavior and the corresponding fracture surface roughness of shale[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2021, 255: 107963.
- [67] 李磊, 郝景宇, 肖继林, 等. 微米级X射线断层成像技术对四川元坝地区页岩微裂缝的定量表征[J]. 岩矿测试, 2020, 39(3): 362–372. [LI L, HAO J Y, XIAO J L, et al. Quantitative characterization of shale micro-fracture in the Yuanba Area of the Sichuan Basin by micro X-ray tomography[J]. Rock and Mineral Analysis, 2020, 39(3): 362–372.]
- [68] 肖继林, 魏祥峰, 李海军. 涪陵海相页岩气和元坝—兴隆场湖相页岩气富集条件差异性分析[J]. 天然气勘探与开发, 2018, 41(4): 8–17. [XIAO J L, WEI X F, LI H J. Difference of accumulation conditions between Fuling marine shale gas and Yuanba-Xinglongchang lacustrine shale gas[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018, 41(4): 8–17.]
- [69] 孙龙德, 刘合, 何文渊, 等. 大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 453–463. [SUN L D, LIU H, HE W Y, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing oilfield, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 453–463.]
- [70] 朱筱敏, 赵东娜, 曾洪流, 等. 松辽盆地齐家地区青山口组浅水三角洲沉积特征及其地震沉积学响应[J]. 沉积学报, 2013, 31(5): 889–897. [ZHU X M, ZHAO D N, ZENG H L, et al. Sedimentary characteristics and seismic sedimentologic responses of shallow-water delta of Qingshankou Formation in Qijia Area, Songliao Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(5): 889–897.]
- [71] 潘树新, 刘化清, CARLOS Z, 等. 大型坳陷湖盆异重流成因的水道—湖底扇系统——以松辽盆地白垩系嫩江组一段为例[J]. 石油勘探与开发. 2017, 44(6): 860–870. [PAN S X, LIU H Q, Carlos Z, et al. Sublacustrine hyperpycnal channel-fan system in a large depression basin: A case study of Nen 1 Member, Cretaceous Nenjiang Formation in the Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development. 2017, 44(6): 860–870.]
- [72] SKJETNE E, HANSEN A, GUDMUNDSSON J S. High-velocity flow in a rough fracture[J]. Journal of Fluid Mechanics, 1999, 383: 1–28.
- [73] JAVADPOUR F. Nanopores and Apparent Permeability of Gas Flow in Mudrocks (Shales and Siltstone)[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(8): 16–21.
- [74] 李廷微, 姜振学, 许辰璐, 等. 沾化凹陷沙三下亚段陆相页岩储层微—纳米孔隙结构特征[J]. 石油科学通报, 2017, 2(4): 445–456. [LI T W, JIANG Z X, XU C L, et al. Shale micro–nano pore structure characteristics in the lower third member of the continental Shahejie Formation, Zhanhua Sag[J]. Petroleum Science Bulletin, 2017, 2(4): 445–456.]
- [75] HEID J G, MCMAHON J J, NIELSEN R F, et al. Study of the permeability of rocks to homogeneous fluids[J]. Drilling and Production Practice, 1950: 50–230.

- [76] JONES O F, OWENS W W. A laboratory study of low-permeability gas sands[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1980, 32(9): 1631–1640.
- [77] SAMPATH K, KEIGHIN C W. Factors affecting gas slippage in tight sandstones of cretaceous age in the Uinta basin[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1982, 34(11): 2715–2720.
- [78] FLORENCE F A, RUSHING J, NEWSHAM K E, et al. Improved permeability prediction relations for low permeability sands[C]// SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. Denver, Colorado, USA, 2007.
- [79] CIVAN F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media[J]. *Transport in Porous Media*, 2010, 82(2): 375–384.
- [80] BESKOK A, KARNIADAKI G E. Report: a model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales[J]. *Microscale Thermophysical Engineering*, 1999, 3(1): 43–77.
- [81] KARA V, YAKHOT V, EKINCI K L. Generalized Knudsen number for unsteady fluid flow[J]. *Physical Review Letters*, 2017, 118(7): 074505.
- [82] NARIS S, VALOUGEORGIS D. The driven cavity flow over the whole range of the Knudsen number[J]. *Physics of Fluids*, 2005, 17(9): 097106.
- [83] JONES S C. Using the inertial coefficient, b , to characterize heterogeneity in reservoir rock[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, USA, 1987.
- [84] FORCHHEIMER P. Wasserbewegung Durch Boden[J]. *Z Ver Deutsch Ing*, 1901, 45: 1782–1788.
- [85] 曾彦, 宁正福, 齐荣荣, 等. 页岩气在纳微孔道中的流动模拟研究[J]. *石油科学通报*, 2017, 2(1): 64–75. [ZENG Y, NING Z F, QI R R, et al. Simulation of transport of shale gas through the nanopores of shales[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2017, 2(1): 64–75.]
- [86] JAVADPOUR F, MCCLURE M, NARAGHI M E. Slip-corrected liquid permeability and its effect on hydraulic fracturing and fluid loss in shale[J]. *Fuel*, 2015, 160: 549–559.
- [87] 张烈辉, 单保超, 赵玉龙, 等. 页岩气藏表观渗透率和综合渗流模型建立[J]. *岩性油气藏*, 2017, 29(6): 108–118. [ZHANG L H, SHAN B C, ZHAO Y L, et al. Establishment of apparent permeability model and seepage flow model for shale reservoir[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2017, 29(6): 108–118.]
- [88] OREN P E, LEE R L, TEK M R. The effects of wellbore storage, skin, and turbulence intensity on early-time transient flow of real gas through porous media[J]. *SPE formation evaluation*, 1988, 3(3): 547–554.
- [89] GREEN L., DUWEZ P. Fluid flow through porous metals[J]. *Journal of Applied Mechanics*. 1951, 18, 39–45.
- [90] ALBERTONI S, CERCIGNANI C, GOTUSSO L. Numerical evaluation of the slip coefficient[J]. *The Physics of Fluids*, 1963, 6(7): 993–996.
- [91] SINGH H, JAVADPOUR F. Langmuir slip-Langmuir sorption permeability model of shale[J]. *Fuel*, 2016, 164: 28–37.

(责任编辑 马桂霞 编辑 杨雅露)