



煤层气储层相对渗透率试验及数值模拟技术研究进展

蔡益栋 杨超 李倩 刘大锰 孙逢瑞 郭广山

引用本文：

蔡益栋, 杨超, 李倩, 等. 煤层气储层相对渗透率试验及数值模拟技术研究进展[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(S1): 192–205.
CAI Yidong, YANG Chao, LI Qian. Research progress of relative permeability experiment and numerical simulation technique in coalbed methane reservoir[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(S1): 192–205.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-0835>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

中国煤层气储层地质与表征技术研究进展

Research progress on coalbed methane reservoir geology and characterization technology in China
煤炭科学技术. 2022, 50(1): 196–203 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/ed3bec7c-01d5-46d1-a448-8eb611a7b817>

准噶尔盆地南缘急倾斜储层煤层气多层合采产出模拟研究

Simulation study of multilayer coalbed methane production in steeply inclined reservoirs in the southern edge of Junggar Basin
煤炭科学技术. 2022, 50(7): 199–205 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/a315fb4e-c911-45d0-8757-401a99ce2442>

叠置含气系统煤层气开采物理模拟试验方法研究

Study on physical simulation test method of coalbed methane production in superimposed gas-bearing system
煤炭科学技术. 2021, 49(1): 225–233 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2021.01.018>

碎软低渗煤储层强化与煤层气地面开发技术进展

Technology processes of enhancement of broken soft and low permeability coal reservoir and surface development of coalbed methane
煤炭科学技术. 2024, 52(1): 196–210 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-0997>

大倾角煤层浅部露出区煤层气溢出问题数值仿真模拟

Numerical simulation of coalbed methane leakage from shallow exposed area of steep coal seam
煤炭科学技术. 2022, 50(10): 143–150 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/319bd68e-2407-4c4b-8eaf-9d387a3b184e>

多压力系统气藏合采物理模拟研究进展评述

Review on the progress for physical simulation for gas reservoirs co-production in multi-pressure system
煤炭科学技术. 2023, 51(9): 149–159 <https://doi.org/10.12438/cst.2022-1225>



关注微信公众号，获得更多资讯信息



蔡益栋, 杨超, 李倩, 等. 煤层气储层相对渗透率试验及数值模拟技术研究进展[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(S1): 192–205.
CAI Yidong, YANG Chao, LI Qian, et al. Research progress of relative permeability experiment and numerical simulation technique in coalbed methane reservoir[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(S1): 192–205.

移动扫码阅读

煤层气储层相对渗透率试验及数值模拟技术研究进展

蔡益栋^{1,2}, 杨超^{1,2}, 李倩^{1,2}, 刘大锰^{1,2}, 孙逢瑞^{1,2}, 郭广山³

(1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 2. 非常规天然气地质评价与开发北京市重点实验室, 北京 100083;

3. 中海油研究总院非常规研究中心, 北京 100028)

摘要: 气水相对渗透率是评价煤层气是否具有工业价值的关键参数之一, 测量和估算煤层气储层的相对渗透率是推进煤层气产业化亟需解决的基础问题。通过梳理国内外气水相对渗透率的研究进展, 重点从煤储层气水相对渗透率的试验方法、理论模型和数值模拟3方面展开论述, 主要取得了4项认识: ①非稳态法在煤储层相对渗透率的测试中应用范围更广泛, 但较少探究原位温度的影响; 微流控试验在可视化和量化多相流体渗流行为方面有很大的应用前景。②利用核磁共振成像、CT三维扫描试验等新兴技术手段对渗透率试验装置进行改进, 可以实时捕获多相流体的驱替过程并使测试结果更为准确。但试验环境较难还原地层的原位条件, 且传感器的精度和稳定性仍需要进一步提高。③尽管目前针对煤层气储层已建立了多种相对渗透率计算模型, 但其之间仍存在不同的假设条件和适用范围, 难以统一推广, 且未考虑真实孔隙结构的几何形态。④数值模拟方法破除了物理试验中的样品尺寸限制, 在结合煤层气现场开发数据的基础上, 可以实现提高采收率过程中相对渗透率变化的动态刻画。最后指出, 未来需要将气水相对渗透率的测试环境进一步拓展至原位储层温度条件, 探究多类型混合气体与水相流动行为, 建立微流控试验的统一测试工序、扩展其应用场景和地质理论联系, 并加深数值模拟与物理试验的联动分析与应用。

关键词: 煤层气储层; 相对渗透率; 物理试验; 理论模型; 数值模拟

中图分类号:P618.13 文献标志码:A 文章编号:0253-2336(2023)S1-0192-14

Research progress of relative permeability experiment and numerical simulation technique in coalbed methane reservoir

CAI Yidong^{1,2}, YANG Chao^{1,2}, LI Qian^{1,2}, LIU Dameng^{1,2}, SUN Fengrui^{1,2}, GUO Guangshan³

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing 100083, China; 2. Beijing Key Laboratory for Geological Evaluation and Development of Unconventional Natural Gas, Beijing 100083, China; 3. Unconventional Research Center, CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China)

Abstract: The gas-water relative permeability is one of the critical parameters that determine the industrial value of coalbed methane (CBM) reservoirs. Measuring and estimating the relative permeability of CBM reservoir is the underlying problem that needs to be solved urgently to promote the industrialization of CBM. Based on the current research on gas-water relative permeability at home and abroad, this paper summarized the research progress from the three aspects including the experimental method, theoretical model, and numerical simulation. And four understandings were obtained: ① the unsteady-state method is more widely used in the measurement of relative permeability of CBM reservoirs, but the effect of in-situ temperature is still less studied. The microfluidic experiments hold great promise in visualizing and quantifying flow behavior of multiphase fluids. ② The improvement of the experimental device combined with emerging technologies such as nuclear magnetic resonance imaging and CT scanning experiments can visualize the fluid displacement process and achieve the test results more accurately. However, the in-situ conditions of the formation is difficult to restore during the experiment. And the accuracy and stability of the sensor still need to be further improved. ③ Although various models for calculating the relative permeability have been established, there are still differences in assumptions and application ranges among them, which makes it difficult to unify and promote. ④ Numerical simulation method breaks through the sample size limit of physical experiments, and can realize the dynamic description of relative permeability changes in the process of improving recovery rate. Finally, it is pointed out that in the future, the testing environment of relative permeability should be further expanded to the original in-situ reservoir temperature conditions, explore the flow behavior of multi-gas and water phase, establish the unified testing process of microfluidic experiments, and expand its application scenarios and geological theory links.

收稿日期: 2022-08-30 责任编辑: 周子博 DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2022-0835

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(41922016, 41830427, 42130806)

作者简介: 蔡益栋(1985—), 男, 江苏盐城人, 教授, 博士生导师。E-mail: yidong.cai@cugb.edu.cn

ility in CBM reservoirs have been established, there are different assumptions and scopes of application, and the universality still needs to be further verified. Besides, the geometry of the real pore-fracture structure is not taken into account in the models. ④ Numerical simulation can break the limited sample size in physical experiments. And the dynamic characterization of the permeability change process can be realized combined with the field development data during enhanced CBM recovery. Finally, this study points out that ① we should further expand the test environment of gas-water relative permeability to in-situ reservoir temperature conditions; ② explore the flow behavior of multi-type mixed gas and water phases; ③ establish a unified test procedure for microfluidic experiments and expand its application scenarios and geological connections; ④ deepen the linkage analysis and application of numerical simulation and physical experiments.

Key words: coalbed methane reservoir; relative permeability; physical experiment; theoretical models; numerical simulation

0 引言

随着近年来国家能源结构的优化调整,煤层气作为一种清洁高效的非常规资源,其勘探与开发研究已得到高度重视^[1-2]。据国家统计局数据显示,2019年我国煤层气查明资源储量为3 040.7亿m³,截至2021年12月,煤层气累计产量已达到104.7亿m³。目前,国内已建成沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘2个煤层气商业性开发基地^[3]。但与国外煤层气储层相比,我国煤层气储层低渗特征显著^[4],阻碍了煤层气的高效开发。

在煤层气开发过程中,孟艳军等^[5]将煤层气排采过程分为排水阶段、不稳定排气阶段、稳定排气阶段和衰减阶段。排水阶段结束后煤层气储层压力会降低至临界解吸压力以下,从而使甲烷发生解吸,水和甲烷发生气水两相渗流^[6]。初次开采阶段或提高采收率阶段时,煤储层中都存在多相流动现象^[7]。其中流体流动行为的比例以气水相对渗透率为主,而非绝对渗透率。相对渗透率被定义为多孔介质中有效渗透率与绝对渗透率之比^[7],是影响产能的重要参数之一^[8-9]。单一流体在储层中的相对渗透率越大,代表其在储层中的阻力越小,流动性越强。尽管已有学者^[10-11]针对储层压力和流体的变化提出了考虑基质收缩、有效应力效应和气体滑脱的绝对渗透率动态模型,但在煤层气的真实开发过程中,绝对渗透率并不能充分表征储层流体的真实流动状态,需要借助相对渗透率才能够判断煤层气藏是否具有工业价值。

气水相对渗透率曲线是现场历史模拟研究、拟合以及气水产量预测的关键,但煤岩特殊的双孔隙结构与低孔低渗特性导致两相流体在储层中渗流困难。渗透率的试验精度问题也限制了相对渗透率的测定。煤层气储层不同于常规储层的排采模式,其压力传递特征决定了适用于常规储层的相对渗透率预测模型不能被直接采用。尽管20世纪80年代已经开展了煤层气储层的相对渗透率研究,但相关试

验测定方法和数值模拟技术的发展较为缓慢,在一定程度上影响了煤层气商业开发的进展^[12-13]。笔者对煤层气储层相对渗透率的测定方法和数值模拟技术研究进行综述,以期为煤层气储层相对渗透率未来的研究工作提供思路。

1 煤储层气水相对渗透率试验设计

1.1 试验方法

国内外典型地区煤层气储层渗透率分布如图1所示,与国外相比,我国煤储层渗透率普遍较低。目前稳态法和非稳态法是实验室直接获取煤储层相对渗透率常用的2种方法^[14],其示意图如图2所示。这2种方法在单相渗透率测试中存在多方面差异(表1)。笔者将进一步介绍稳态法和非稳态法在相对渗透率测试中的应用。

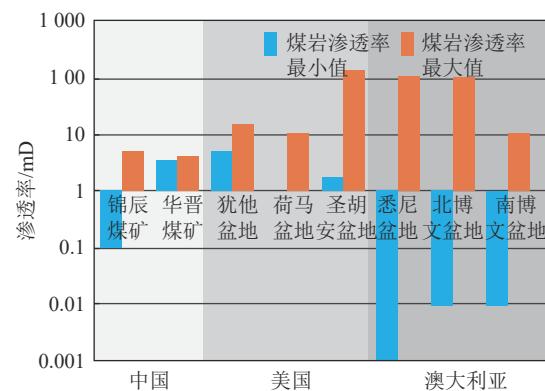


Fig.1 The permeability of CBM reservoirs in typical areas^[4]

1.1.1 稳态法

稳态法是将气体和水按一定流量比例同时以恒速注入岩样,当进出口压力及气水流量稳定时(即达到稳态),测定进出口压力及气水流量,再计算获得气水相对渗透率以及岩样含水饱和度。且可以通过改变注入岩心的气水流量比例获取相对渗透率曲线。稳态法已被广泛应用于相对渗透率的测试中。REZNICK等^[15]利用稳态法测定了Pittsburgh和Pocahontas煤样的相对渗透率,发现保持孔隙压力恒定

的同时增加上覆压力会使含水饱和度更低。GASH^[16]以地层水作为水相流体测定了经过9天时间达到稳定状态的煤样的相对渗透率。吕祥锋等^[17]通过假设两相流体不互溶且不可压缩,探讨了稳态时围压对相对渗透率的影响。ALEXIS等^[18]在稳态条件下探究了不同有效应力下有效渗透率的变化规律,并建

立了两者之间的函数关系。稳态法的优点在于可以获得范围更广的相对渗透率曲线,其测定结果可信度高且不需要单独获取岩心孔隙度。然而,稳态法也有局限性,其试验过程耗时长并要求岩样本身具有较高的渗透率。因此稳态法更适用于砂岩和碳酸盐岩储层^[12],在煤层气储层中的应用较少。

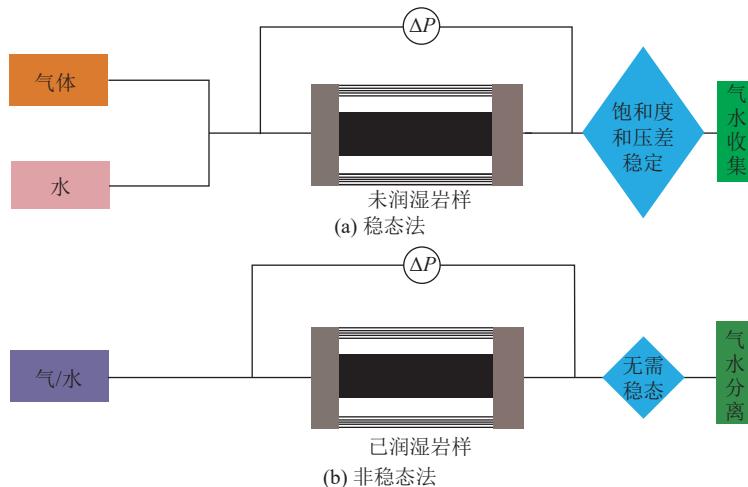
图2 稳态法与非稳态法测定方法示意^[7]Fig.2 Schematic diagrams of the steady-state method and the non-steady-state method^[7]

表1 稳态法与非稳态法试验原理对比(改自文献[9])

Table 1 Comparison of experimental principle between the steady-state method and the unsteady-state method (modified from [9])

参数	稳态法		非稳态法
	恒压法	恒流法	
测定范围	$>10^{-19} \text{ m}^2$	$>10^{-19} \text{ m}^2$	$<10^{-19} \text{ m}^2$
基础理论		达西定律	
核心方程	$K = \frac{qL}{A\Delta H}$	$K = \frac{qL}{A\Delta H}$	$K = \frac{\omega\mu LC_f V_u V_d}{A(V_u + V_d)}$
试验原理	流体在压差作用下,煤样两端的流量与压力梯度达到稳态时呈现线性关系,再利用流量测定获取渗透率	以恒定流速在煤样中注入流体,通过计算煤样两端压力差随时间的变化来获取渗透率	在仪器整体达到压力稳定后,使上游室的压力瞬间增大,由此产生可以传递至下游室的压力脉冲。在此过程中记录上下游室的压力差,从而计算得到煤样渗透率
试验时间	较长		较短
初始条件	$H(z, 0), 0 < z < L$	$H(z, 0), 0 < z < L$	$H(z, 0), 0 < z < L$
数据形态图			
边界条件	$H = 0, z = 0$ $H = \Delta H, z = L$	$H = 0, z = 0$ $\frac{\partial H}{\partial z} = \frac{I}{KA} \left(q - C_e \frac{\partial H}{\partial t} \right), z = L$	$\frac{S_d}{KA} \frac{\partial H}{\partial t} - \frac{\partial H}{\partial z} = 0, z = 0$ $\frac{S_u}{KA} \frac{\partial H}{\partial t} + \frac{\partial H}{\partial z} = 0, z = L$

注: K —渗透率, mD ; q —流泵产生的流量, cm^3/s ; L —煤样高度, cm ; A —横截面积, cm^2 ; ΔH —定水压力差, MPa ; H —水压, MPa ; z —与煤样端面间距, cm ; C_e —流泵压缩储水系数, 无量纲; S_u, S_d —上、下游渗透系统压缩储水系数, 无量纲; t —时间, s ; ω —衰减曲线斜率; μ —流体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; C_f —流体可压缩系数, 无量纲; V_u, V_d —上、下游容器体积, cm^3 ; P —压力, MPa ; P_s —稳态法初始注入压力, MPa ; ΔP —压力变化值, MPa ; P'_s —非稳态法初始两侧注入的压力, MPa ; P'_e —非稳态法上下游稳定压力, MPa ; $\Delta P'$ —施加脉冲压力, MPa

稳态法忽略了毛细管压力和重力作用, 针对气相和水相流体的有效渗透率可以根据达西定律进行计算, 如下所示。

水相流体:

$$K_{ew} = -\frac{Q_w}{A} \frac{L}{(P_0 - P_1)} \quad (1)$$

气相流体:

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

式中: K_{ew} 和 K_{eg} 分别为水相和气相有效渗透率, mD; Q_w 为水相流量, cm^3/s ; Q_g 为气相流量, cm^3/s ; P_0 为下游压力, MPa; P_1 为上游压力, MPa; μ_g 为气体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

相对渗透率计算方法如下。

水相相对渗透率:

$$K_{rw} = \frac{K_{ew}}{K_a} \quad (3)$$

气相相对渗透率:

$$K_{rg} = \frac{K_{eg}}{K_a} \quad (4)$$

其中: K_a 为绝对渗透率, mD; K_{rg} 和 K_{rw} 分别为气相和水相相对渗透率, 无量纲。

1.1.2 非稳态法

非稳态法最初由 RAPORT 等^[19] 提出。在非稳态法试验过程中, 岩石中的一种流动相被另一种以恒定流速注入的不混溶流动相驱替^[20]。记录从上游至下游过程中脉冲压力的压差即可通过进一步计算来获取相对渗透率曲线^[21]。有学者进行煤岩非稳态法试验时先后测定了气驱水和水驱气的相对渗透率曲线^[22], 发现在不同气体驱替水后会使束缚水饱和度发生变化。此外, 已有大量学者使用非稳态法进行了气驱水测试^[23-25], 证实了非稳态法可以为两相流体渗流行为的深入探究提供坚实的试验基础。非稳态法整体上测试程序相对简单, 测定时间短, 相较于稳态法而言对绝对渗透率要求低。但非稳态法获取相对渗透率的数据范围较窄, 曲线端点往往需要推测获得。

非稳态法相对渗透率计算主要是由 Johnson-Bosslex-Naimann 方法(简称 JBN 法)计算。

$$f_{w2} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{K_{rw}} \frac{K_{rg}}{\mu_g}} \quad (5)$$

式中: f_{w2} 为流体中水所占的比例因子, 无量纲; μ_w 为水的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

可以进一步变形得到

$$\frac{K_{rg}}{K_{rw}} = \frac{\mu_w}{\mu_g} \left[\frac{1 - f_{w2}}{f_{w2}} \right] \quad (6)$$

其中:

$$f_{w2} = \frac{\Delta N_p}{\Delta Q_{g1}} \approx \frac{dN_p}{dQ_g} \quad (7)$$

$$I_r = \frac{\left(\frac{q}{dP}\right)}{(q/dP)_i} \quad (8)$$

式中: I_r 为相对注入量, 无量纲; N_p 为孔隙体积中累计出水量, cm^3 ; Q_{g1} 为孔隙体积中累计气体注入量, cm^3 ; i 为累计次数。

$$K_{rw} = \frac{f_{g2}}{d\left(\frac{1}{Q_g I_r}\right)/d\left(\frac{1}{Q_g}\right)} \quad (9)$$

其中: f_{g2} 为流体中气体所占比例因子, 无量纲。

$$K_{rg} = \frac{\mu_g}{\mu_w} \frac{f_{g2}}{f_{w2}} K_{rw} \quad (10)$$

但 JBN 法对储层中的气-水-煤相互作用机制欠缺考虑, 会在一定程度上导致相对渗透率的计算结果存在误差。应用 JBN 法需要满足 3 个假设^[26]: ①忽略毛细管末端效应; ②两相流体的密度保持不变; ③整个岩心存在活塞式位移。煤储层气水两相相对渗透率的测试过程很难满足后 2 个假设, 因此不能涉及到相对渗透率曲线的全部内在因素(如气体吸附)。

总体而言, 煤层气储层低渗、低孔及非均质性强的特点, 导致稳态法测量相对渗透率相对困难且准确性较低, 因此使用非稳态法进行相关研究逐渐占据了优势地位^[27](表 2 和图 3)。

1.1.3 微流控试验

常规的室内试验测试无法定量研究流体在煤岩割理结构中的流动行为, 也很难将相对渗透率的测定与孔裂隙系统的几何拓扑形状联系起来。近年来兴起的微流控系统在可视化多孔介质中多相流体的流动特性方面有巨大优势。JOSEPH 等^[36] 使用微流控技术测量了多孔介质中的渗透率, 并研究了渗透率与有效孔隙度之间的关系。XU 等^[37] 发现了在均匀随机网络中的渗透率测试值与 Carmen-Kozeny 方程估计值保持一致。然而, 这些研究存在的最大问题是没有考虑到真实储层的实际孔裂隙几何结构。MAHONEY 等^[38] 提出了一种使用激光刻蚀和反应离子刻蚀制备岩石内部微通道的新方法, 并研究了

煤润湿性的影响因素。GUNDA等^[39]通过真实样品的扫描电子显微镜(SEM)图像对储层进行了空间重构,进而将其制作成了微流控芯片。SONG等^[40]基于方解石的微流控芯片模拟了二次和三次采油的注酸过程,可视化了基质与流体的相互作用。目前针对二维的微流控试验已经有较多的研究成果,但由于驱替速度快、空间结构复杂,可视化三维裂隙体系中的流体行为较为困难,并且很少模拟多相流的情

况。基于以上问题,GERAMI等^[41]利用微米CT和SEM成像试验获取并量化了裂隙网络,构建了一套可以高效进行多相微流控试验的流程(图4)。并计算了相对渗透率曲线,预测了水相最大相对渗透率为0.15。SONG等^[42]引入深度学习算法建立了相对渗透率智能模型,研究了两相相对渗透率的关键影响因素。但微流控试验在煤储层中的相对渗透率研究较少,也缺乏与地质控制模式之间的联系。

表2 稳态法与非稳态法测定渗透率部分结果统计

Table 2 Statistics of partial results of permeability determined by the steady-state method and the unsteady-state method

方法	文献来源	测试流体		样品尺寸(直径×高度/mm×mm)	采样地区	最大相对渗透率	
		气相	水相			气相	水相
非稳态法	PURL等 ^[28]	氦气	水/地层水	—	圣胡安河盆地	0.8~0.9	1
	GASH等 ^[16]	氦气	普通水	~90×80	黑勇士盆地	0.58~0.68	1
	RAHMAN等 ^[29]	空气	普通水	—	澳大利亚	0.51~0.71	0.24~0.4
	SHEDID等 ^[30]	甲烷/CO ₂	地层水	63.5×114.3	澳大利亚	0.12~0.57	0.8~0.96
	SHEN等 ^[31]	甲烷	蒸馏水/地层水	50×100	沁水盆地	0.08~0.33	0.1~0.25
	ZHANG等 ^[32]	氦气	普通水	48.5×100	沁水盆地	0.68~0.71	0.78~0.83
	SUN等 ^[14]	氦气	地层水	25×60	鄂尔多斯盆地	0.23	0.05
	ZHANG等 ^[33]	甲烷	地层水	25×50	沁水盆地	0.18~0.26	—
	SHAW等 ^[34]	氦气	地层水	6.1×7.9	格洛斯特盆地	0.12~0.62	1
	SHEN等 ^[35]	甲烷	普通水	直径: 25	二连盆地	0.40~0.86	0.5~0.93
稳态法	GASH ^[16]	氦气	普通水	88.9×76.2	圣胡安河盆地	1	0.29
	ALEXIS等 ^[18]	氦气/CO ₂	地层水	~50×100	西弗吉尼亚州马歇尔	0.02~0.11	0.03~0.9

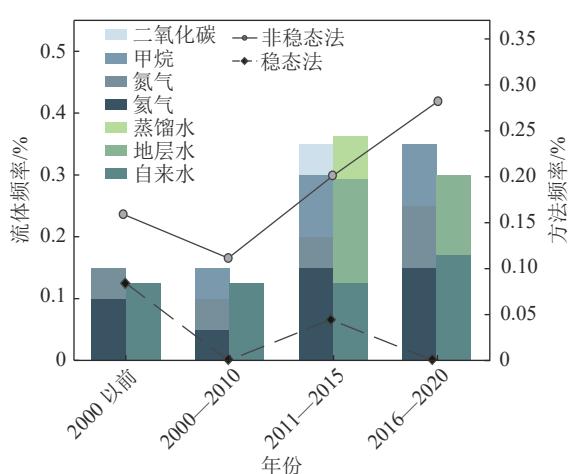


图3 试验流体使用频率及稳态法和非稳态法使用频次对比
Fig.3 Frequency of selection of experimental fluid and comparison of the frequency of use of the steady-state method and the non-steady-state method

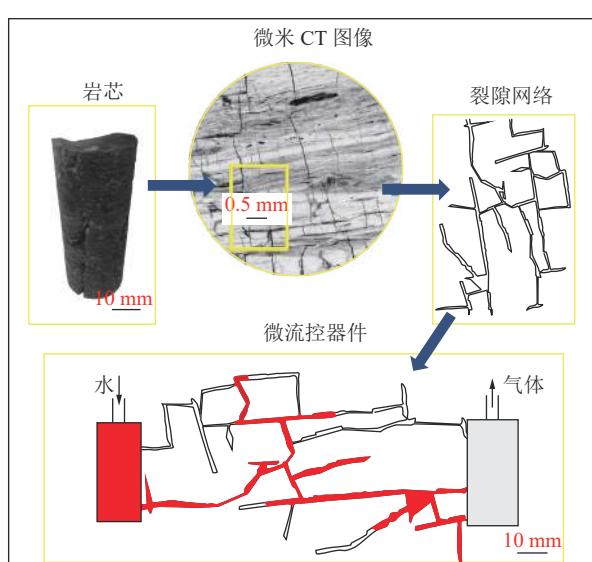


图4 微流控试验流程示意图(改自文献[41])
Fig.4 Schematic diagram of the microfluidic experiment flow (revised from [41])

1.2 试验流体

煤层气储层相对渗透率试验通常采用气水两相流, 其中由于试验目的不同, 水相相对渗透率测试所用流体也有所差异。在早期发展阶段, REZNIK 等^[15]利用蒸馏水分别进行了稳态法和非稳态法试验的煤岩相对渗透率测定, 但后续研究中蒸馏水利用的较少。为真实模拟储层条件, 许多学者通常利用地层水进行试验^[31, 34, 43]。在无法获取煤层气储层原地地层水条件下, 可利用 KCl 等溶液进行地层水盐度和 PH 值的配置以达到模拟地层水的效果^[33]。近几年来在水相流体的选择中, 地层水或模拟地层水的利用率逐渐增加(图 3), 但由于试验需求不同或受试验条件限制多数研究仍使用普通水(未指定的情况下通常为自来水)作为测试流体。

相对于水相流体的选择, 气体类型的选择更为多样(图 3)。根据已有文献显示, REZNIK^[15]最早使用空气作为测试流体, 但实际在后续的试验研究中, 多数学者采用纯净气体进行测试。为避免煤基质在压力作用下发生气体吸附进而影响相对渗透率的测定, 惰性气体常常被认为是控制变量的理想气体。在煤岩相对渗透率的测试研究中氦气的使用最为常见^[23, 34, 44]。为了探究煤层气储层中气体吸附/解吸影响下的渗透率变化机制, 或模拟真实储层条件的需求下, 甲烷在测试流体的使用率逐渐增多(图 3)^[35]。

此外, 由于 N₂ 和 CO₂ 同样能被煤基质吸附, 加之 CH₄ 在室内试验存在一定安全风险, 因此这 2 种气体也常作为 CH₄ 的替代气体。

1.3 试验装置

稳态法和非稳态相对渗透率试验测试装置基本相同, 主要由流体注入系统、驱替系统、高精度流量计、岩心夹持器和气水分离装置组成^[13]。由于煤岩的低渗特点, 因此相对渗透率测试中气分离和流量精确测量是试验结果准确的关键。GASH 等^[16]在气水分离器下安装电子秤, 从而通过重量变化来估算煤样的含水饱和度(图 5B1)。DURUCAN 等^[44]为减少误差并准确记录流量, 设计了高达 1.5 m 且足够细的气水分离试管(图 5B2)。近几年来不同学者通过采用新兴技术手段对试验装置进行改进来实现含水饱和度和流量的准确测量, 包括核磁共振技术、CT 成像技术等。核磁共振技术的应用可以实时观察煤样驱替内在现象, 并通过核磁共振数据计算含水饱和度解决了驱替过程中死体积带来的误差。潘一山等^[24]将核磁共振成像技术(NMRI)应用于非稳态法试验中, 在三轴渗透仪周围安装 NMRI 成像探头, 可获取煤样水驱气的实时图像特征, 结果表明水驱前缘具有不一致性, 并且驱替过程中存在保持不变的优势通道。WANG 等^[45]没有直接将核磁共振设计到渗流仪中, 而是在岩心加持器周围加入加热设备,

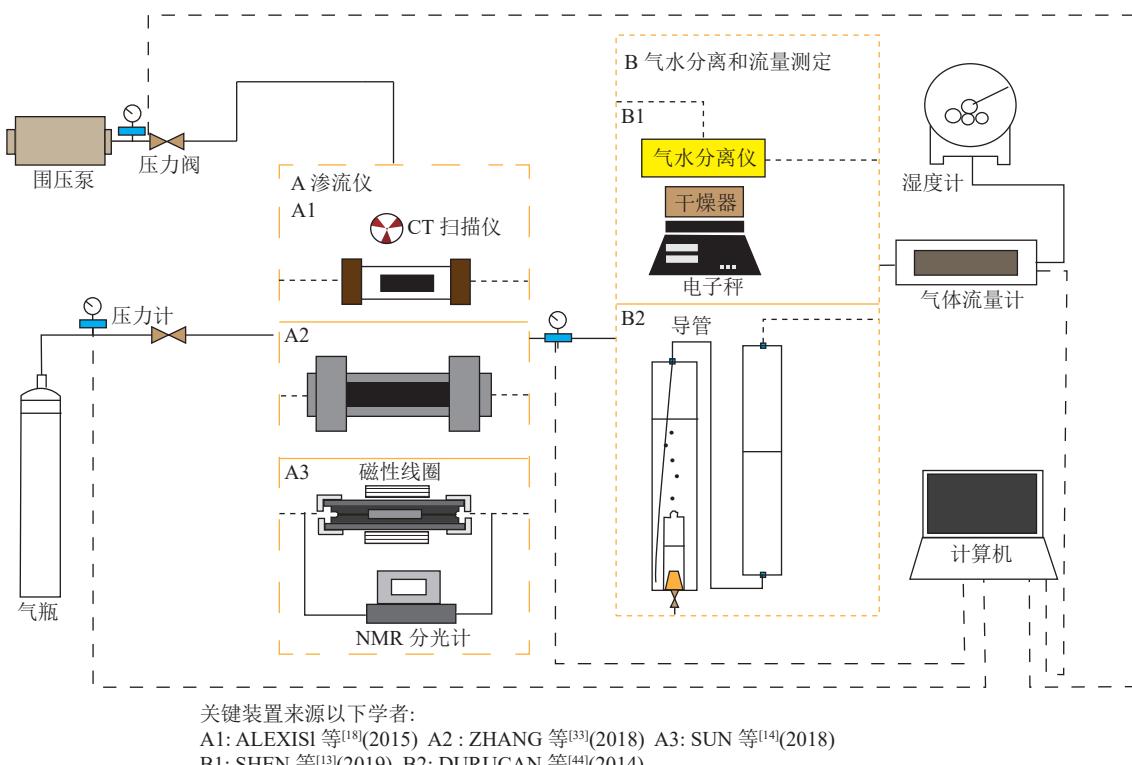


图 5 煤层气储层相对渗透率测试的不同类型试验装置
Fig.5 Different experimental setups for relative permeability testing

旨在对不同温度下不同驱替阶段的煤样进行成像来观察驱替现象。发现温度的升高会使气体突破水相的速度加快,从而导致气水界面变得不规则更加复杂。SUN等^[14]通过特殊设计来实现非磁性和非金属材料的岩心夹持器与NMR分光计的连接(图5A3),研究表明T₂谱振幅与煤样中含水量有很强的线性关系;进而利用T₂谱振幅计算驱替过程中的含水饱和度并分析不同孔径在驱替过程中含水量的变化。但由于试验设备的限制,目前只能停留在尺寸为5 cm的样品。

CT成像技术也可以被直接应用于煤岩气水两相流流动现象的观察。ALEXIS等^[18]分别进行He地层水和CO₂-地层水条件下的稳态试验,并在岩心加持器周围布置CT扫描探头(图5A1),试验结果表明水分的存在对气体的流动有一定的阻碍作用。

2 煤储层气水相对渗透率基本模型

1) Brook-Corey 模型

Brook-Corey 模型是目前多孔介质中多相流体相对渗透率计算最为广泛运用的模型,由 BROOKS 和 COREY^[46]在毛细管束模型的基础上(图6b)考虑孔径分布差异化提出的。其基本表达式如下:

$$K'_{rw} = (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad (11)$$

$$K'_{rnw} = (1 - S_w^*)^2 (1 - S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \quad (12)$$

式中: K'_{rw} 和 K'_{rnw} 分别为润湿相和非润湿相相对渗透率,无量纲; λ 为孔隙分布指数,无量纲; S_w^* 为标准化处理的润湿相流体饱和度,可表示为

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{nwr}} \quad (13)$$

式中: S_w 为含水饱和度,%; S_{wr} 和 S_{nwr} 分别为润湿相和非润湿相的残余饱和度,%。

不同学者以 Brook-Corey 模型为基础,结合绝对渗透率动态预测模型,来建立有效渗透率的预测新模型。XU 等^[49]通过引入 Palmer-Mansoori(PM)模型对有效应力和基质收缩效应进行了探究,建立了气水有效渗透率的预测模型。SUN 等^[14]利用气水两相流偏微分方程,考虑生产过程中气体解吸和相对渗透率变化,利用迭代法求解推导出无限小煤层中压力和饱和度的关系,将 Corey 模型与 PM 模型相结合得到新的有效气/水渗透率的半解析模型。由于煤层气储层同时受有效应力和基质收缩正负效应的影响,在两模型耦合过程中通常需要校正端点有效

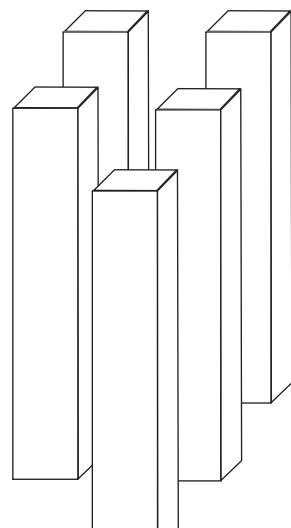
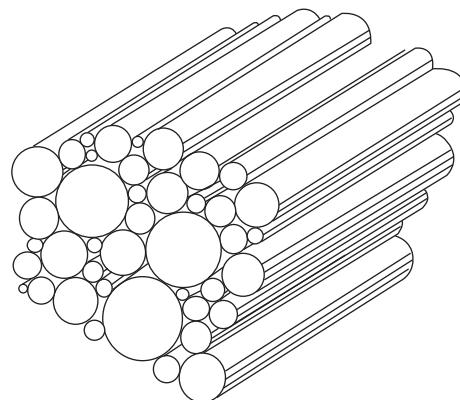
(a) 火柴棍模型^[47](b) 毛细管束模型^[48]

图 6 煤层气储层理想几何模型

Fig.6 Ideal geometric model of CBM

渗透率。

该模型在砂岩等固结多孔介质中的适用性已被广泛验证。但由于其是基于毛细管模型推导而来,考虑到煤岩的割理系统中并不具有类似毛细管的几何形状,并且未将流体间的界面作用纳入其中,因此该模型对于煤岩渗透率计算的适用性仍存在争议。

2)多元线性回归方法

SHEN 等^[31]通过试验数据发现气相和水相渗透率与含气饱和度之间关系可以用以下公式表示:

$$K_{rg} = a * S_g^b \quad (14)$$

$$K_{rw} = m^* (1 - S_g)^n \quad (15)$$

式中: S_g 为气体饱和度,%; a, b, m, n 为依赖于煤岩性质的系数,无量纲; 通过非线性多元回归的最小二乘法拟合,相对渗透率曲线形状的变化仅受参数 b, n 的影响; a, m 反映煤岩的绝对渗透率,且参数与煤阶和显微组分有一定的关系。通过多元回归分析可以

获得一个与煤岩性质有关的综合模型:

$$K_{rg} = (-0.29R_{o,max} + 0.0073V - 0.0031I + 0.097AC) S_{ng}^{0.5R_{o,max}-0.11V+0.481I-5.64AC} \quad (16)$$

$$K_{rw} = (0.02R_{o,max} + 0.0018V + 0.0069I - 0.06AC) S_{ng}^{403.36R_{o,max}-13.96V+2.59I+104.41AC} \quad (17)$$

式中: $R_{o,max}$ 为最大镜质体反射率, %; V 、 I 、 M 和 AC 分别为镜质组、惰质组、矿物和灰分含量, %。 S_{ng} 为气相饱和度, %;

其中, S_{ng} 可表示为:

$$S_{ng} = \frac{S_g - S_{go}}{1 - S_{wo} - S_{go}} \quad (18)$$

其中, S_{wo} 为束缚水饱和度, %; S_{go} 为束缚气饱和度, %。

此外, ZHU 等^[50] 选用最大的水相和气相渗透率确定参数 a 、 m , 并用标准化的含水饱和度作为自变量。但该模型参数要求多, 仅依赖有限的试验数据获取参数对结果影响较大。

3) CHEN 模型^[51]

煤层气储层具有特殊的双重孔隙结构, 因此基于毛细管束提出的相对渗透率模型会不适用于煤层气储层。CHEN 等^[51] 基于火柴棍模型(图 6a), 引入残余相饱和度和形状因子并考虑了气水流动过程中孔隙结构改变而带来的影响。该改进模型相对渗透率的计算依赖于饱和度和孔隙的变化, 其基本表达如下:

$$K'_{rw} = K_{rw}^*(S_w^*)^{\eta+1+2/(J*\xi)} \quad (19)$$

$$K'_{rnw} = K_{rnw}^*(1 - S_w^*)^{1+2/(J*\xi)} \quad (20)$$

式中: ξ 为割理尺寸分布指数, 无量纲; η 为割理弯曲度指数, 无量纲; J 为用于校正因孔隙变化导致 ξ 变化的形状因子, 无量纲; K_{rw}^* 为润湿相终止点相对渗透率, 无量纲; K_{rnw}^* 为非润湿相终止点相对渗透率, 无量纲。

CHEN^[48] 等利用中国、澳大利亚、美国和欧洲等地 32 组煤样相对渗透率进行了测试, 结果表明 ξ 的值总体在 0.3~8.8, 在 $\xi>3$ 时对相对渗透率曲线的影响不明显; 且随着 ξ 的减小, 气体渗透率增加, 水相渗透率增大。 η 的值在 0~2, 随 η 值的增加气水相对渗透率下降, 同时相对渗透率曲线由凸变凹。 ξ 随固定碳含量和最大镜质组反射率的增加成 U 型变化, 而 η 与煤阶没有明显关系。

该模型是目前唯一充分考虑了煤储层自身特征建立的气水相对渗透率计算模型, 因此对煤储层适

用效果较好。

4) LIU 模型^[8]

LIU 等^[8] 分别基于毛细管模型和裂隙模型被湿润相流体润湿前后的几何参数和饱和度变化推导。得出相对渗透率与饱和度的函数关系后, 在考虑气体滑脱效应对相对渗透率的影响基础上, 发现了不同模型下函数形式仅有指数项存在差异, 归纳出统一模型:

$$K_{rg} = (1 - S_w)^\alpha + \sigma(1 - S_w)^\beta \quad (21)$$

式中: α 反映不考虑气体滑脱效应下, 给定含水饱和度下气体的相对渗透率; β 反映含水饱和度对气体滑脱渗透率的影响; $\sigma = b_0/P_m$ 反映平均孔隙压力对相对渗透率的影响; b_0 为气体滑脱因子, 无量纲; P_m 为毛细管平均孔径压力, MPa。

该模型是根据不同理想几何模型推导下的统一表达式, 可以广泛应用多种非常规储层, 仅需要确定不同非常规储层条件下的指数项。由于 β 决定了气体滑脱渗透率对气体相对渗透率的影响, 随 β 的增大, 气体的相对渗透率减小。随 α 的减小, 气体的绝对相对渗透率增大, 从而使气体的相对渗透率增大。此外, 图 7 对比了 LIU 模型^[8] 和 SHEN 模型^[31], 结果显示在多孔介质中考虑气体滑脱效应时, LIU 模型的适用性更强。

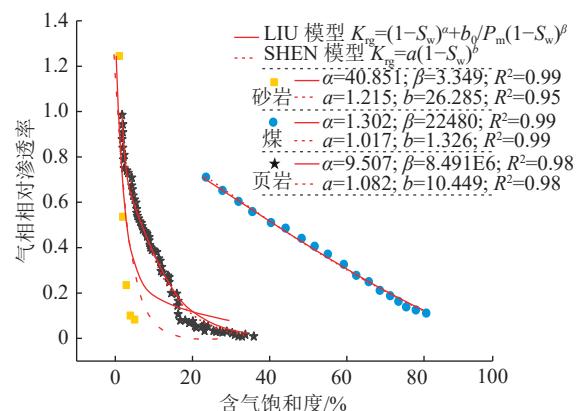


图 7 SHEN 模型和 LIU 模型预测效果对比图(改自文献 [8])

Fig.7 Comparison of prediction effects of Shen model and Liu model (modified from [8])

但该模型仅限于气相渗透率的计算, 水相渗透率的计算过程未能给出, 无法获取完整的相对渗透率变化曲线。

5) 相对渗透率分形模型

PURCELL 等^[52] 利用毛细管压力曲线逆推得到孔径, 再带入泊肃叶定律并结合达西定律推导出相对渗透率计算公式; BURDINE 等^[53] 引入毛细管弯曲度对相对渗透率的计算公式进行了改进。压汞法

是获取静态毛细管压力数据的方法之一,但在高压下煤基质会被压缩甚至破裂从而破坏原有的孔隙结构,导致利用分形维数计算的相对渗透率出现偏差,因此需要对高压段的压汞体积进行校正^[32]。前人研究表明储层岩石孔隙具有分形结构性质^[54-55],贺承祖等^[56]率先结合分形理论对相对渗透率计算公式积分得到:

$$K'_{rw} = S'^{\frac{11-3D}{3-D}} \quad (22)$$

$$K'_{rw} = (1-S')^2 \left(1-S'^{\frac{5-D}{3-D}}\right) \quad (23)$$

式中: S' 为有效润湿相饱和度,%; D 为分形维数。

但贺承祖和华明琪的模型没有考虑不同围压条件下相对渗透率的变化特征^[56]。ZHANG 等^[32]进一步对比了不同围压下相对渗透率测试数据,发现相对渗透率曲线形状相似但发生了水平方向上的位移,因此对该模型改进为:

$$K_{rw} = (S' + c)^{\frac{11-3D}{3-D}} \quad (24)$$

表3 不同基本计算模型优缺点统计
Table 3 Statistics of advantages and disadvantages of different basic computing models

名称	基本表达式	几何模型	优点	缺点
Brook-Croey 模型 ^[37]	$K'_{rw} = (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}$ $K'_{rw} = (1-S_w^*)^2 (1-S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}$	毛细管束模型	参数少,计算简单快捷	毛细管束模型对煤割理系统不完全适用,其次模型未考虑流体间界面作用
SHEN模型 ^[31]	$K_{rg} = a * S_g^b$ $K_{rw} = m^* (1-S_g)^n$	—	参数通过含气饱和度和相对渗透率拟合获取,无需额外计算;考虑了煤岩自身物质组成特性	参数要求多,且仅根据数量和类别有限的岩石测试数据来计算参数会导致结果有较大差异,普适性较差
CHEN模型 ^[51]	$K'_{rw} = K_{rw}^* (S_w^*)^{\eta+1+\frac{2}{J*\xi}}$ $K'_{rw} = K_{rw}^* (1-S_w^*)^{1+2/(J*\xi)}$	火柴棍模型	基于火柴棍模型,更适用于煤割理结构,并考虑了孔隙结构变化	J参数为不代表物理性质的拟合参数,为多项式函数,增加里模型的复杂性却无实际物理意义
LIU模型 ^[8]	$K_{rg} = (1-S_w)^{\alpha} + \sigma (1-S_w)^{\beta}$	毛细管束模型、裂隙模型	考虑了气体滑脱效应对相对渗透率的影响,并将孔隙和裂隙模型进行结合	该模型只进行了气相相对渗透率的计算,无法计算水相相对渗透率变化
分形维数模型 ^[43]	$K_{rw} = S'^{\frac{11-3D}{3-D}}$ $K_{rw} = (1-S')^2 \left(1-S'^{\frac{5-D}{3-D}}\right)$	毛细管模型	引入分形维数表征孔隙分布特征	模型基于毛细管束模型,对煤岩的适用性仍需进一步讨论

3 煤储层气水相对渗透率数值模拟

相对渗透率的试验测定通常会受控于样品的尺寸,无法避免毛细管末端效应^[34]。数值模拟技术可以利用生产数据通过数学方法进行拟合,并依据区块特征对参数进行调整以最优化求取相对渗透率曲线,从而弥补在特殊情况下实验室无法测定储层相对渗透率的缺点。

1) 数值反演方法

数值反演方法最大的优势在于可以解释毛细管

$$K_{rg} = [1 - (S' + c)]^2 \left[1 - (S' + c)^{\frac{5-D}{3-D}}\right] \quad (25)$$

式中: c 为常数,仅取决于煤岩样品和围压。

PENG 等^[57]基于 Hagen-Poiseuille 二阶滑动连续方程,引入权重系数和分形理论,考虑气体扩散和气体滑脱效应、孔喉结构参数、含水饱和度分布、气水界面压降等参数建立了可以反映不同温压条件的计算模型。

总体上来说,分形维数模型通过分形理论对煤岩孔隙分布特征进行了考虑,但仍基于毛细管束模型进行推导,对煤岩的适用性仍需进一步讨论。

由于煤岩独特的孔裂隙结构,目前对相对渗透率计算函数的理解还远远不够。尽管基于不同理论的相对渗透率计算模型都存在一定的优点(表3),但针对不同的适用条件,仍存在较大差异并难以实现完全统一。此外,以上数学模型大部分是将岩石物理性质集中到与饱和度有关的相对渗透率函数中。这样所带来的问题是无法探究内在孔裂隙结构与有效渗透率的联系。

效应和储层的非均质性^[58]。数值反演模拟获取相对渗透率的曲线主要包括目标函数的确立、相对渗透率基本模型的确定和模型控制参数的调整3个步骤^[59]。相对渗透率模型已经在第2节中进行了探讨。模型控制参数调整主要通过优化算法来实现,目前常用的优化算法有梯度算法、随机算法和混合算法等。梯度算法通过计算目标函数的 Hessian 矩阵或梯度来确定目标函数搜索方向,其最大的优点在于高效和良好的收敛性,但耗时长,因此快速获取梯度

是提高收敛速度的关键。需要注意的是,如果最初没有进行正确的初始化,基于梯度的方法很容易陷入局部最小值^[26]。在目标函数无法明确表达时,随机算法作为启发式算法便可作为解决这类复杂问题的途径,常用的随机算法包括遗传算法、粒子群优化算法,但其计算量较大,通常需要数百次甚至以上的模拟运行找到最优解。混合算法是几种算法的组合,相比单一算法,其计算精度和收敛速度都可以得到保证。

在数值反演计算过程中通常将端点饱和度作为已知条件,但初始条件对端点饱和度影响非常敏感,

因此在计算中准确估算端点饱和度是仍需解决的问题,另外由于数值反演过程中数据规模和计算过程复杂,兼顾更高计算精度和更快收敛速度的优化算法需进一步研究。

2)历史拟合法

历史拟合法是迄今为止研究原位条件下计算相对渗透率的主要方法。历史拟合法是在地层深度、储层有效厚度、原始压力、初始含气量等储层性质参数基础上建立数值储层模型,通过调整参数使模拟结果与生产数据相拟合,直到模拟输出与历史数据控制在合理误差之内(图 8)。

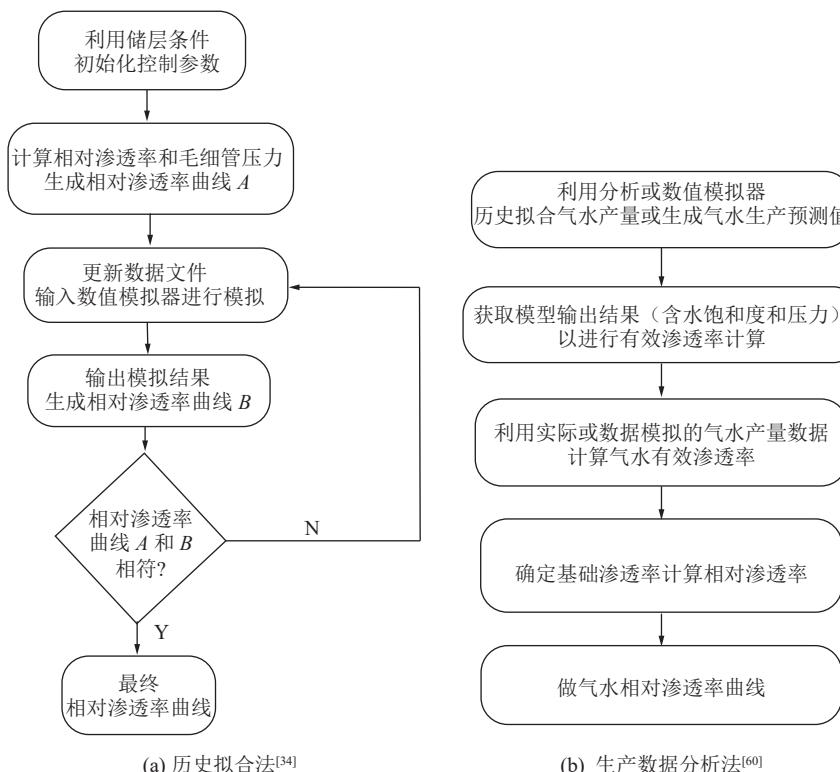


图 8 煤层气储层相对渗透率数值模拟流程

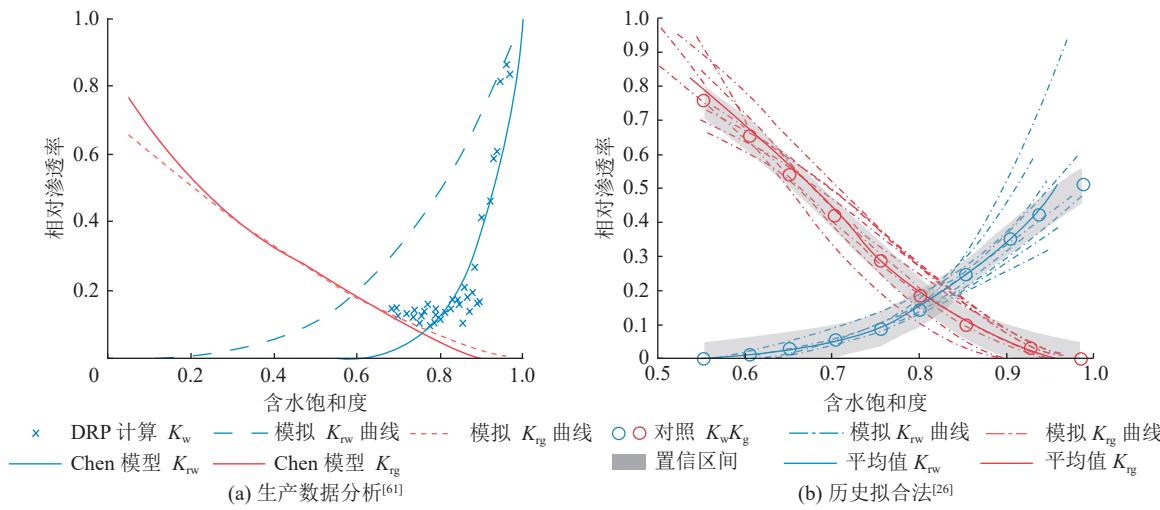
Fig.8 Flowchart of numerical simulation on relative permeability in CBM reservoirs

在气-水-煤复杂系统中,室内测试并依据数学模型计算的相对渗透率精度不能得到保证,而历史拟合方法考虑到了气体可压缩性,吸附性和煤的渗透性等机理,实用性较好。SHAW 等^[34]以修正的 Brooks-Corey 模型为模拟软件 ECLIPSE 的输入模型,初始化模拟阶段输入渗透率、孔隙度、毛细管压力等相关数据,通过调整拟合指数与非稳态法测试数据拟合。目前已有关于梯度方法、基于集成方法等多种算法辅助历史拟合,但历史拟合之前需假定气水两相饱和端点已知。ZHANG 等^[26]基于混合贝叶斯优化和网格自适应直接搜索算法提出非稳态岩心驱替相对渗透率自动拟合生产数据的历史拟合方

法,其最大优势在于无需确定端点饱和度,并且具有较高的收敛速度,模拟效果如图 9b 所示。历史拟合方法的准确性取决于基本输入参数,其输出的拟合结果需要检验,AMINIAN^[62]认为历史拟合是获取真实渗透率的唯一实用方法。由于试验测试的岩心柱和实际储层差异,历史拟合法获取的相对渗透率曲线往往与试验结果有较大差异。另外,历史拟合方法的准确性还依赖于输入模拟参数的准确性和全面性,因此在历史拟合中需要对输入参数的代表性和准确性进行讨论。

3)生产数据分析

CONWAY 等^[63]认为煤层气储层的相对渗透率



注: DRP 为动态相对渗透率

图 9 煤层气储层相对渗透率数值模拟结果对比

Fig.9 Comparison of numerical simulation results

可以通过试井分析进行估算。CLARKSON^[64]详细阐述了利用生产动态数据获取相对渗透率的过程:首先获取生产井的流动压力和关井压力、以及气水生产数据;利用适用于煤层气井的物质平衡方程匹配现有关井压力,再通过径向流动方程,求解各相的有效渗透率作为储层压力的函数;然后用校正过的物质平衡方程计算,计算归一化处理的含水饱和度并作为累计产水量的函数,以含水饱和度作为横坐标绘制气相和水相的有效渗透率曲线;最后估算基础渗透率以求取相对渗透率(图 8b),生产数据分析的结果如图 9a 所示。XU^[49]等通过获取累计产气和产水曲线和利用物质平衡方程分析两相流阶段储层压力和含水饱和度变化,并用室内试验数据标定端点相对渗透率,结合 Crory 模型求取相对渗透率曲线,此外,由于煤储层和非均质性,试验测试很难获得代表性样品,因此生产数据分析和岩芯分析获取的相对渗透率曲线存在很大差异。CLARKSON 等^[65]基于此系统研究了动态裂隙渗透率和孔隙度、多层效应和瞬变渗流效应等因素对煤层气相对渗透率曲线形态的影响。

目前历史拟合法在煤层气相对渗透率模拟中应用相对较为广泛,但总体上煤层气储层相对渗透率的数值模拟研究发展缓慢。早期源于常规储层的数值模拟技术,但由于煤层气储层特殊的双孔隙结构与吸附为主的赋存方式,不能直接应用排水降压的生产模式。

总之,煤储层相对渗透率在目前在试验开展,理论模型建立,数值模拟等方面均取得了一定的发展。

不同研究方法手段的结合使得相对渗透率的分析更加准确科学(图 10)。

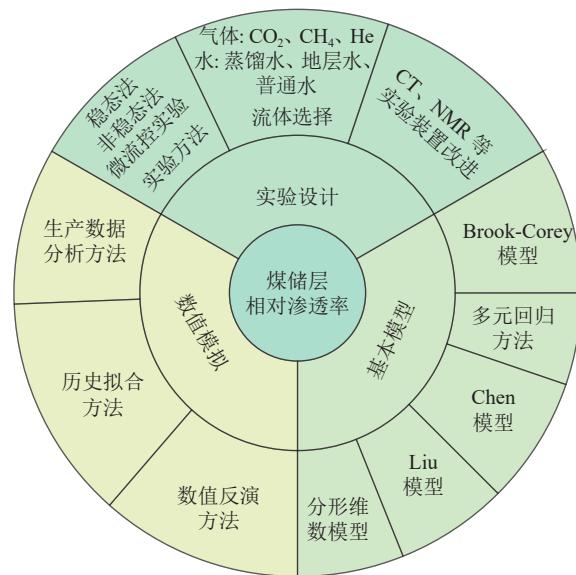


图 10 煤层气储层相对渗透率试验及数值模拟技术研究框架

Fig.10 Framework of relative permeability experiment and numerical simulation techniques of CBM reservoir

4 结 论

1) 由于煤层气储层的超低孔、低渗特征,主要采用非稳态法对其相对渗透率进行试验测试,但其未能考虑储层介质空间的几何形态和复杂程度,微流控试验可以作为可视化和定量化拓扑结构约束下的多相流体渗流行为的工具,但很少与地质控因相联系;此外近年来测试流体中地层水和甲烷使用频率的升高表明未来研究趋向于还原真实的储层条件。

2)合理设计气水分离装置并且应用核磁共振技术、CT扫描技术等新兴试验手段进行改进可以减小渗透率等参数的计算误差,并且实时捕获两相流的驱替过程。

3)目前基于毛细管压力和理想几何模型已建立多种应用于煤层气储层的相对渗透率计算模型,但不同模型的假设条件和适用范围仍存在许多差异,需进一步验证比较,并建立考虑相饱和度润湿顺序和真实孔隙结构的模型。

4)数值模拟技术可以突破试验样品的尺寸限制,结合煤层气现场数据与数值反演、历史拟合、生产数据分析等方法可以动态刻画煤层气生产过程中的渗透率变化,但由于岩心尺度问题,存在室内测试结果与数值模拟不统一的情况。

5)未来煤层气储层相对渗透率发展趋势应至少包括以下3方面:①尽管不同压力条件下的有效渗透率试验测试已经被广泛研究,但原位温度条件下的相对渗透率变化规律仍有待进一步揭示。②相对渗透率试验测试流体多为单一气体和水相的渗透率测定,多种混合气体和水相渗透率测定尚未得到充分研究。③虽然微流控试验已经应用于相对渗透率曲线的测定,但由于其成本较高、操作相对复杂,目前未建立统一的测试工序流程,仍需深入拓展其应用场景。④数值模拟在煤层气储层相对渗透率分析中研究应用相对较少且尚未成熟,相对渗透率曲线往往与实验室获取的结果有较大差异,因此数值模拟和物理试验的联动分析与应用将是未来的研究重点。

参考文献(References):

- [1] 刘大锰,刘正帅,蔡益栋.煤层气成藏机理及形成地质条件研究进展[J].煤炭科学技术,2020,48(10):1–16.
LIU Dameng, LIU Zhengshuai, CAI Yidong. Research progress on accumulation mechanism and formation geological conditions of coalbed methane [J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(10): 1–16.
- [2] 刘大锰,贾奇锋,蔡益栋.中国煤层气储层地质与表征技术研究进展[J].煤炭科学技术,2022,50(1):196–203.
LIU Dameng, LIU Zhengshuai, CAI Yidong. Research progress on accumulation mechanism and formation geological conditions of coalbed methane [J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(1): 196–203.
- [3] LI Q, LIU D M, CAI Y D, et al. Scale-span pore structure heterogeneity of high volatile bituminous coal and anthracite by FIB-SEM and X-ray μ -CT[J]. *Journal of Nature Gas Science and Engineering*, 2020, 81: 103443.
- [4] CHENG Y P, PAN Z J. Reservoir properties of Chinese tectonic coal: A review[J]. *Fuel*, 2020, 260. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116350>.
- [5] 孟艳军,汤达祯,李治平,等.高煤阶煤层气井不同排采阶段渗透率动态变化特征与控制机理[J].油气地质与采收率,2015,22(2):66–71.
MENG Yanjun, TANG Dazhen, LI Zhiping, et al. Dynamic variation characteristics and mechanism of permeability in high-rank CBM wells at different drainage and production stages [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(2): 66–71.
- [6] 秦勇,吴建光,张争光,等.基于排采初期生产特征的煤层气合采地质条件分析[J].煤炭学报,2020,45(1):241–257.
QIN Yong, WU Jianguang, ZHANG Zhengguang, et al. Analysis of geological conditions for coalbed methane coproduction based on production characteristics in early stage of drainage [J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(1): 241–257.
- [7] ZHANG J Y, FENG Q H, ZHANG X M, et al. Relative permeability of coal: A review[J]. *Transport in Porous Media*, 2015, 106(3): 563–594.
- [8] LIU A, WANG K, ZANG J, et al. Relative permeability of gas for unconventional reservoirs [J]. *Transport in Porous Media* 2018, 124(1): 1–19.
- [9] 傅雪海,齐琦,程鸣,等.煤储层渗透率测试、模拟与预测研究进展[J/OL].煤炭学报,2022,47(6):2369–2385.
FU Xuehai, QI Qi, CHENG Ming, et al. Review of research on test, simulation and prediction of coal reservoir permeability [J/OL]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(6): 2369–2385.
- [10] MENG Y, WANG J Y, LI Z, et al. An improved productivity model in coal reservoir and its application during coalbed methane production[J]. *Journal of Nature Gas Science and Engineering*, 2018, 49: 342–351.
- [11] MIAO Y N, LI X F, ZHOU Y J, et al. A dynamic predictive permeability model in coal reservoirs: Effects of shrinkage behavior caused by water desorption[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 168: 533–541.
- [12] 孟艳军,汤达祯,许浩,等.煤岩气水相对渗透率研究进展与展望[J].煤炭科学技术,2014,42(8):51–55.
MENG Yanjun, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Progress and prospect of gas - water relative permeability of coal and rock [J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(8): 51–55.
- [13] SHEN S C, FANG Z M, LI X C. Laboratory measurements of the relative permeability of coal: a review[J]. *Energies*, 2020, 13(21): 1–24.
- [14] SUN Z, SHI J T, ZHANG T, et al. A fully-coupled semi-analytical model for effective gas/water phase permeability during coalbed methane production[J]. *Fuel*, 2018, 223: 44–52.
- [15] REZNIK A A, DABBOUS M K, Fulton P F, et al. Air-water relative permeability studies of pittsburgh and pocahontas coals[J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1974, 14(6): 556–562.
- [16] GASH B W. Measurement of rock properties in coal for coal-bed methane production[J]. *AAPG Bulletin*, 1991, 75 (8): 1372–1395.
- [17] 吕祥锋,潘一山,刘建军,等.煤层气-水两相流渗透率测定试验

- 研究[J]. 水资源与水工程学报, 2010, 21(2): 29–32.
- LU Xiangfeng, PAN Yishan, LIU Jianjun, et al. Experiment on the permeability rate in the gas-water double state flow of coal deposit[J]. Journal of Water Resources & Water Engineering, 2010, 21(2): 29–32.
- [18] ALEXIS D A, KARPYN Z T, Ertekin T, et al. Fracture permeability and relative permeability of coal and their dependence on stress conditions[J]. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 2015, 10: 1–10.
- [19] RAPOPORT L A, LEAS W J. Relative permeability to liquid in liquid-gas systems[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1951, 3(3): 83–98.
- [20] 王自豪, 万义钊, 刘乐乐, 等. 含水合物沉积物相对渗透率研究进展[J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(2): 14–29.
- WANG Zihao, WAN Yizhao, LIU Lele, et al. Research advances in gas-water relative permeability of hydrate-bearing sediments[J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(2): 14–29.
- [21] 李智峰, 李治平, 王杨, 等. 页岩气储层渗透性测试方法对比分析[J]. 断块油气田, 2011, 18(6): 761–764.
- LI Zhifeng, LI Zhiping, WANG Yang, et al. Comparison and analysis of permeability testing methods on shale gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(6): 761–764.
- [22] 部国肖, 白云龙, 侯涛, 等. 煤层非稳态法气和水相对渗透率试验研究[J]. 煤矿安全, 2015, 46(5): 12–15.
- GAO Guoxiao, BAI Yunlong, HOU Tao, et al. Experiment on relative permeability of gas and water based on coal unsteady-state method[J]. Safety in Coal Mines, 2015, 46(5): 12–15.
- [23] 程秋菊. 煤岩气-水相对渗透率的测定方法研究[J]. 焦作工学院学报(自然科学版), 2001, 20(3): 199–201.
- CHENG Qiuju. Research on determination of coalbed gas-water relative permeability[J]. Journal of Jiaozuo Institute of Technology (Natural Science), 2001, 20(3): 199–201.
- [24] 潘一山, 唐巨鹏, 李成全. 煤层中气水两相运移的NMRI试验研究[J]. 地球物理学报, 2008, 2008(5): 1620–1626.
- PAN Yishan, TANG Jupeng, LI Chengquan. NMRI test on two-phase transport of gas-water in coal seam[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2008, 2008(5): 1620–1626.
- [25] 王红冬, 张正喜, 王海生. 山西不同煤级储层有效渗透率的试验研究[J]. 中国煤炭, 2010, 36(10): 103–106, 140.
- WANG Hongdong, ZHANG Zhengxi, WANG Haisheng. Research on the effective permeability of reservoirs in coal mass of different ranks in Shanxi Province[J]. China Coal, 2010, 36(10): 103–106, 140.
- [26] ZHANG J, ZHANG B, XU S, et al. Interpretation of gas/water relative permeability of coal using the hybrid bayesian-assisted history matching: new insights[J]. Energies, 2021, 14(3): 1–19.
- [27] 罗毅, 张烈辉, 赵玉龙, 等. 致密气藏裂缝岩心渗透率非稳态测试理论研究[J]. 中国科学:技术科学, 2018, 48(5): 465–472.
- LUO Yi, ZHANG Liehui, ZHAO Yulong, et al. Theoretical study on unsteady testing permeability of fractured core in tight sandstone gas reservoirs[J]. *Scientia Sinica Technologica*, 2018, 48(5): 465–472.
- [28] PURL R, EVANOFF J C, BRUGLER M L. Measurement of coal cleat porosity and relative permeability characteristics; proceedings of the SPE Gas Technology Symposium [A]. Gas Technology Symposium[C]. 1991: SPE-21491-MS.
- [29] RAHMAN K, KHAKSAR A. Implications of geomechanical analysis on the success of hydraulic fracturing: lesson learned from an Australian coalbed methane gas field[A]. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference[C]. 2007: SPE-106276-MS.
- [30] SHEDID S A, RAHMAN K. Experimental investigations of stress-dependent petrophysical properties and reservoir characterization of coalbed methane (CBM)[A]. Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition[C]. 2009: SPE-120003-MS.
- [31] SHEN J, QIN Y, WANG G X, et al. Relative permeabilities of gas and water for different rank coals[J]. International Journal of Coal Geology, 2011, 86(2/3): 266–275.
- [32] ZHANG X Y, WU C F, LIU S X. Characteristic analysis and fractal model of the gas-water relative permeability of coal under different confining pressures[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 159: 488–496.
- [33] ZHANG Z, QIN Y, ZHUANG X G, et al. Poroperm characteristics of high-rank coals from Southern Qinshui Basin by mercury intrusion, SEM-EDS, nuclear magnetic resonance and relative permeability analysis[J]. *Journal of Nature Gas Science and Engineering*, 2018, 51: 116–128.
- [34] SHAW D, MOSTAGHIMI P, ARMSTRONG R T. The dynamic behaviour of coal relative permeability curves[J]. *Fuel*, 2019, 253: 293–304.
- [35] SHEN J, QIN Y, LI Y, et al. Experimental investigation into the relative permeability of gas and water in low-rank coal[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2019, 175: 303–316.
- [36] JOSEPH J, GUNDA N S K, MITRA S K. On-chip porous media: Porosity and permeability measurements[J]. *Chemical Engineering Science*, 2013, 99: 274–283.
- [37] XU W, OK J T, XIAO F, et al. Effect of pore geometry and interfacial tension on water-oil displacement efficiency in oil-wet microfluidic porous media analogs[J]. *Physics of Fluids*, 2014, 26(9): 093102.
- [38] MAHONEY S A, RUFFORD T E, RUDOLPH V, et al. Creation of microchannels in Bowen Basin coals using UV laser and reactive ion etching[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 144–145: 48–57.
- [39] GUNDA N S, BERA B, KARADIMITRIOU N K, et al. Reservoir-on-a-Chip (ROC): A new paradigm in reservoir engineering[J]. *Lab on a Chip*, 2011, 11(22): 3785–3792.
- [40] SONG W, DEHAAS T W, FADAEI H, et al. Chip-off-the-old-rock: the study of reservoir-relevant geological processes with real-rock micromodels[J]. *Lab on a Chip*, 2014, 14(22): 4382–4390.
- [41] GERAMI A, MOSTAGHIMI P, ARMSTRONG R T, et al. A microfluidic framework for studying relative permeability in coal[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016, 159: 183–193.
- [42] SONG H Q, LIU C C, LAO J M, et al. Intelligent microfluidics research on relative permeability measurement and prediction of

- two-phase flow in micropores[J]. *Geofluids*, 2021, 2021: 1194186.
- [43] HAM Y, KANTZAS A. Measurement of relative permeability of coal: approaches and limitations[A]. CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference[C]. 2008: SPE-114994-MS.
- [44] DURUCAN S, AHSAN M, SHI J Q, et al. Two phase relative permeabilities for gas and water in selected European coals[J]. *Fuel*, 2014, 134: 226–236.
- [45] WANG J M, ZHAO Y S, MAO R B. Impact of temperature and pressure on the characteristics of two-phase flow in coal[J]. *Fuel*, 2019, 253: 1325–1332.
- [46] BROOKS R H, COREY A T. Properties of porous media affecting fluid flow[J]. *Journal of the Irrigation and Drainage Division*, 1966, 92: 61–88.
- [47] SEIDLE J P, JEANSONNE M W, ERICKSON D J. Application of matchstick geometry to stress dependent permeability in coals[A]. SPE Rocky Mountain Regional Meeting[C]. 1992: SPE-24361-MS.
- [48] CHEN D, PAN Z, LIU J, et al. An improved relative permeability model for coal reservoirs[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2013, 109: 45–57.
- [49] XU H, TANG D Z, TANG S H, et al. A dynamic prediction model for gas–water effective permeability based on coalbed methane production data[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2014, 121: 44–52.
- [50] ZHU J, TANG J, HOU C Y, et al. Two-phase flow model of coalbed methane extraction with different permeability evolutions for hydraulic fractures and coal reservoirs[J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(11): 9278–9293.
- [51] CHEN D, SHI J Q, DURUCAN S, et al. Gas and water relative permeability in different coals: Model match and new insights[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2014, 122: 37–49.
- [52] PURCELL W R. Capillary pressures - their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1949, 1(2): 39–48.
- [53] BURDINE N T. Relative permeability calculations from pore size distribution data[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1953, 5(3): 71–78.
- [54] ZHENG S J, YAO Y B, LIU D M, et al. Characterizations of full-scale pore size distribution, porosity and permeability of coals: A novel methodology by nuclear magnetic resonance and fractal analysis theory[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2018, 196: 148–158.
- [55] NAVEEN P, ASIF M, OJHA K. Integrated fractal description of nanopore structure and its effect on CH_4 adsorption on Jharia coals, India[J]. *Fuel*, 2018, 232: 190–204.
- [56] 贺承祖, 华明琪. 储层孔隙结构的分形几何描述 [J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(1): 17–25.
- HE Chengzu, HUA Mingqi. Fractal Discription of Reservoir Pore Structure[J]. Oil and Gas Geology, 1998, 19(1): 17–25.
- [57] PENG Z, LI X, SUN Z. A relative permeability model for CBM reservoir [J]. *Oil & Gas Science and Technology*, 2020, 75(1): 1–9.
- [58] HOU J, WANG D G, LUO F Q, et al. A review on the numerical inversion methods of relative permeability curves[J]. *Procedia Engineering*, 2012, 29: 375–380.
- [59] SCHEMBRE J M, KOVSCEK A R. A technique for measuring two-phase relative permeability in porous media via X-ray CT measurements[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, 39(1): 159–174.
- [60] CLARKSON C R, RAHMANIAN M, KANTZAS A, et al. Relative permeability of CBM reservoirs: Controls on curve shape[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2011, 88(4): 204–217.
- [61] CLARKSON C R, QANBARI F. Transient flow analysis and partial water relative permeability curve derivation for low permeability undersaturated coalbed methane wells[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 152: 110–124.
- [62] AMINIAN K, AMERI S, BHAVSAR A, et al. Type curves for coalbed methane production prediction[A]. SPE Eastern Regional Meeting[C]. 2004: SPE-91482-MS.
- [63] CONWAY M W, MAVOR M J, SAULSBERRY J, et al. Multi-phase flow properties for coalbed methane wells: a laboratory and field study[A]. Low Permeability Reservoirs Symposium[C]. 1995: SPE-29576-MS.
- [64] CLARKSON C R. Production data analysis of unconventional gas wells: Review of theory and best practices[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2013, 109: 101–146.