

## 变开度岩体裂隙多相渗流实验与有效渗透率模型

胡 冉, 钟翰贤, 陈益峰

### EXPERIMENTS AND EFFECTIVE PERMEABILITY MODEL FOR MULTIPHASE FLOW IN ROCK FRACTURES WITH VARIABLE APERTURES

Hu Ran, Zhong Hanxian, and Chen Yifeng

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.6052/0459-1879-22-500>

## 您可能感兴趣的其他文章

### Articles you may be interested in

#### 基于孔与裂隙网络模型的平行微裂隙对驱油的影响规律研究

EFFECT OF PARALLEL MICRO-FRACTURES ON FLOODING BASED ON PORE-FRACTURE NETWORK MODEL

力学学报. 2018, 50(4): 890-898

#### 多相材料有效性能预测的高精度方法

AN APPROACH FOR PREDICTING THE EFFECTIVE PROPERTIES OF MULTIPHASE COMPOSITE WITH HIGH ACCURACY

力学学报. 2017, 49(1): 41-47

#### 多相流动的光滑粒子流体动力学方法研究综述

A REVIEW OF SMOOTHED PARTICLE HYDRODYNAMICS FAMILY METHODS FOR MULTIPHASE FLOW

力学学报. 2021, 53(9): 2357-2373

#### 含水合物沉积物多相渗流特性研究进展

ADVANCES IN MULTIPHASE SEEPAGE CHARACTERISTICS OF NATURAL GAS HYDRATE SEDIMENTS

力学学报. 2020, 52(1): 208-223

#### 考虑热流固耦合作用的多孔介质孔隙尺度两相流动模拟

PORE-SCALE SIMULATION OF MULTIPHASE FLOW CONSIDERING THERMO-HYDRO-MECHANICAL COUPLING EFFECT IN POROUS MEDIA

力学学报. 2021, 53(8): 2225-2234

#### 开裂孔隙材料渗透率的细观力学模型研究

PERMEABILITY OF MICROCRACKED POROUS SOLIDS THROUGH A MICROMECHANICAL MODEL

力学学报. 2018, 50(5): 1032-1040



关注微信公众号, 获得更多资讯信息

# 变开度岩体裂隙多相渗流实验与有效渗透率模型<sup>1)</sup>

胡 冉<sup>2)</sup> 钟翰贤 陈益峰

(武汉大学水资源与水电工程科学国家重点实验室, 武汉 430072)

(武汉大学水工岩石力学教育部重点实验室, 武汉 430072)

**摘要** 岩体裂隙的有效渗透率是描述岩体非饱和或多相渗流的关键参数, 而裂隙开度是影响有效渗透率的重要因素. 通过自主研发的粗糙裂隙多相渗流可视化实验平台, 针对天然岩体裂隙复制而成的裂隙模型开展变开度条件下的多相渗流可视化实验, 研究开度变化对多相渗流流动结构以及有效渗透率的影响. 研究表明: 非湿润相流体运动通道, 在低流量比条件下呈现出气泡流流动结构, 而在高流量比条件下呈现较为稳定的通道流流动结构. 随着开度的增加, 非湿润相流动通道的分支变少、等效宽度增加, 两相流体的有效渗透率均增大, 流动结构趋于稳定. 可视化结果还阐明了柱塞流流动结构下, 两相流体交替占据裂隙空间的竞争机制: 当非湿润相流体通道由连续转变为不连续时, 裂隙进出口压差显著增加; 反之, 当该通道由不连续转变为连续时, 压差显著减小. 最后, 基于分形理论以及渗透率统计建模方法, 建立了考虑开度效应的岩体裂隙多相渗流有效渗透率理论模型, 并通过实验测定的有效渗透率数据验证了该模型的正确性与有效性.

**关键词** 岩体裂隙, 多相渗流, 裂隙开度, 流动结构, 有效渗透率模型

中图分类号: O357.3 文献标识码: A doi: 10.6052/0459-1879-22-500

## EXPERIMENTS AND EFFECTIVE PERMEABILITY MODEL FOR MULTIPHASE FLOW IN ROCK FRACTURES WITH VARIABLE APERTURES<sup>1)</sup>

Hu Ran<sup>2)</sup> Zhong Hanxian Chen Yifeng

(State Key Laboratory of Water Resources and Hydropower Engineering Science, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

(Key Laboratory of Rock Mechanics in Hydraulic Structural Engineering of the Ministry of Education, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

**Abstract** The effective permeability of rock fractures is a fundamental parameter for describing unsaturated flow and multi-phase flow in fractured media, and the fracture aperture is an important factor affecting this parameter. In this paper, to investigate the effect of aperture on the flow structures of water-oil multiphase flow and on the effective permeability, we develop a visualization experimental system, and perform multiphase flow experiments in fracture models replicated from real rock fractures with three different apertures. Visualization experimental results show that the flow of non-wetting phase in the fracture can be categorized as unstable bubble flow at the low flow-ratio conditions and stable channel flow for high flow-ratios. As fracture aperture increases, the flow channel of non-wetting phase becomes less branching and wider, and the effective permeabilities of the two phases both increase, during which the flow structures become stable. The visualization results also reveal the competing mechanism of fluid-fluid alternately

2022-10-16 收稿, 2023-02-01 录用, 2023-02-01 网络版发表.

1) 国家自然科学基金资助项目 (52122905, 51988101, 51925906).

2) 通讯作者: 胡冉, 教授, 主要研究方向为多孔裂隙介质多相渗流细观机理、宏观规律及过程控制. E-mail: whuran@whu.edu.cn

引用格式: 胡冉, 钟翰贤, 陈益峰. 变开度岩体裂隙多相渗流实验与有效渗透率模型. 力学学报, 2023, 55(2): 543-553

Hu Ran, Zhong Hanxian, Chen Yifeng. Experiments and effective permeability model for multiphase flow in rock fractures with variable apertures. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(2): 543-553

occupying the fracture space in the slug flow structure. When the non-wetting phase fluid channel changes from continuous to discontinuous, the pressure difference between the inlet and the outlet of the fracture increases significantly; conversely, when the channel changes from discontinuous to continuous, the pressure difference decreases significantly. Finally, based on the fractal theory and the statistical model for permeability, the effective permeability model proposed for multiphase flow in rock fractures with variable apertures, and the correctness and reliability of the model is evaluated by the measured effective permeability data.

**Key words** rock fracture, multiphase flow, fracture aperture, flow structures, effective permeability model

## 引言

岩体裂隙中的非饱和/水-气、水-油或水-CO<sub>2</sub>等多相渗流是降雨滑坡灾害防治<sup>[1-2]</sup>、强化油气开采<sup>[3-5]</sup>、核废料处置<sup>[6-7]</sup>、二氧化碳地质封存<sup>[8-9]</sup>等领域密切关注的关键问题之一。岩体裂隙多相流体的有效渗透率是描述多相渗流过程的关键参数。一般而言,有效渗透率受裂隙结构特征、流体性质及流动条件的影响,包括毛细数<sup>[10]</sup>、流体黏度<sup>[11-12]</sup>、界面张力<sup>[13-14]</sup>、湿润性<sup>[15-16]</sup>、裂隙开度、裂隙壁面的粗糙度<sup>[17-18]</sup>以及温度<sup>[19-20]</sup>等。

岩体裂隙开度是影响有效渗透率的一个关键因素。以往实验研究主要通过测定入口/出口压差测定有效渗透率<sup>[21-23]</sup>,无法观测到裂隙内多相渗流的运动过程。近年来,研究人员开展多相渗流及其有效渗透率的可视化实验研究,揭示多相渗流流动结构对有效渗透率的影响规律<sup>[24]</sup>。Fourar 等<sup>[25]</sup>开展了裂隙内水气两相渗流可视化实验,阐明不同水气流速比对流动结构的控制作用。Alurki 等<sup>[26]</sup>研究了平行板中开度、流动速度对水油两相流的影响,将平行板(光滑裂隙)中的多相渗流流动结构定性分为 Droplet, Mixed 和 Channel 三种。上述研究仅关注裂隙中多相渗流的流动结构。Chen 等<sup>[27-28]</sup>通过粗糙裂隙多相渗流可视化试验,研究了 Bubble, Droplet 和 Channel 三种典型流动结构对裂隙有效渗透率的控制机制。尽管裂隙多相渗流流动结构及其有效渗透率的可视化研究取得了重要进展,然而岩体裂隙开度如何影响流动结构与有效渗透率,目前还缺乏深入研究。

在有效渗透率模型研究方面,目前描述多孔介质的有效渗透率模型主要有 X 模型<sup>[29]</sup>、VC 模型<sup>[30]</sup>、Corey 模型<sup>[31]</sup>和 van Genuchten 模型<sup>[32]</sup>。在裂隙介质与孔隙介质几何相似性的假设前提下,这些模型也常被直接用于模拟裂隙介质多相渗流的有效渗透

率。但由于裂隙内多相渗流的流动结构与孔隙介质存在显著差异,上述模型并不能很好地预测裂隙介质中的有效渗透率<sup>[33]</sup>。为此,Watanabe 等<sup>[34]</sup>发现粗糙裂隙中湿润相的有效渗透率可用 Corey 模型表示,并据此建立了新的 v 型曲线模型。Sheng 等<sup>[35]</sup>在 van Genuchten 模型的基础上,建立了适用于裂隙介质的理论模型。上述模型均假定粗糙裂隙的开度为固定值,即不考虑开度的影响。因此,亟需建立考虑裂隙开度变化的多相渗流有效渗透率模型。

本研究基于自主研发的粗糙裂隙可视化实验平台,通过制作具有变开度的真实岩体裂隙环氧树脂透明模型,开展水油(油为湿润相)多相渗流可视化实验,研究不同水油比和不同开度条件下多相渗流的流动结构,阐明不同流动结构下进出口压差的演化特征,进而揭示多相渗流流动结构的几何特征对有效渗透率的控制作用,最终建立了考虑开度效益的岩体裂隙多相渗流有效渗透率模型,并通过本实验结果验证了该模型的正确性与有效性。

## 1 可视化实验

### 1.1 岩体裂隙多相渗流可视化实验平台

采用图 1 所示的可视化实验平台,开展粗糙裂隙水油多相渗流可视化实验研究。该平台主要包括透明裂隙模型、流量控制系统和数据采集系统 3 大部分。透明裂隙模型长 15 cm,宽 7.5 cm,厚 1 cm。流量控制系统采用两台高精度注射泵(Harvard Apparatus 70-3007),实现注入流量从 0.05 ~ 8 mL/min 范围内的精确可控。在数据采集系统方面,通过在裂隙模型顶端和进口腔分别安装 CCD 相机(Manta G419 B/C)和压力传感器(lab-smith),实现了对裂隙内多相渗流运动过程及其压差变化的实时动态捕捉。实验的温度条件,通过室内空调和外部遮光布进行恒温(25 °C)控制。

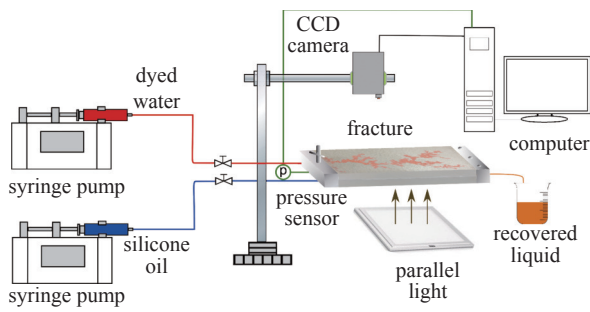


图 1 实验装置图

Fig. 1 Experimental apparatus

1.2 变开度透明裂隙模型的制备

如图 2 所示, 变开度裂隙模型的制备主要包括 3 步. 首先, 采用巴西劈裂法得到具有良好保真度的粗糙裂隙面 (图 2(a)). 其次, 对该粗糙裂隙面进行硅胶翻模、环氧树脂浇筑后, 得到了相应的粗糙裂隙透明复制品 (图 2(b)). 最后, 采用不锈钢垫片对裂隙模型开度进行精确控制<sup>[36]</sup>. 方法如下: 使用丙酮胶对裂隙模型侧边进行粘合, 在侧边亚克力板上塞入厚度为  $\Delta h$  的不锈钢垫片, 便可得到不同开度的透明裂隙模型 (图 2(c)).

采用质量法标定开度改变后裂隙模型的平均开度. 首先以 1 mL/min 流量向透明裂隙模型内注入甘油, 得到饱和甘油的裂隙, 平均开度  $\langle b \rangle$  可通过下式得到

$$\langle b \rangle = m_g / (\rho_g LW) \quad (1)$$

式中,  $m_g$  为注入裂隙内的甘油质量,  $\rho_g$  为甘油密度,  $\rho_g = 1.26 \text{ kg/m}^3$ ,  $L$  和  $W$  分别为裂隙模型的长度和宽度,  $L = 15 \text{ cm}$ ,  $W = 7.5 \text{ cm}$ .

采用光投射法确定裂隙的开度分布. 以 4 mL/min 流量向饱和甘油裂隙模型内, 持续注入染色水, 使裂隙模型充分被染色水饱和. 根据朗伯比尔定律, 即可得到不同开度裂隙模型对应的开度场和

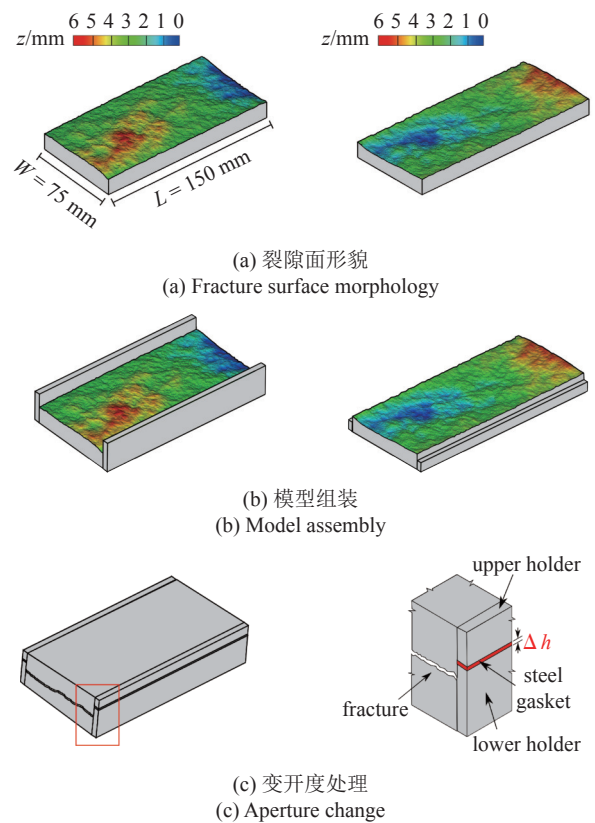


图 2 不同开度裂隙模型制作步骤

Fig. 2 Procedure to fabricate the fracture model with different apertures

开度分布频率直方图. 需要指出的是, 尽管本文中所有裂隙模型均是基于同一组粗糙裂隙面进行制作, 粗糙面的几何形貌特征能够保证一致性, 然而由于丙酮胶 (用于粘合) 厚度和均匀程度难以精确控制, 将对开度改变量造成一定系统误差. 为了量化粘合过程丙酮胶厚度及不均匀程度对开度改变量造成的系统误差, 实验开始前确定了每一组裂隙模型开度场及相应的开度分布频率, 确保模型开度满足实验需求. 如图 3 所示. 最终 3 组不同开度裂隙模型的平均开度  $\langle b \rangle$  分别为 0.42 mm, 0.52 mm 和 0.60 mm, 开

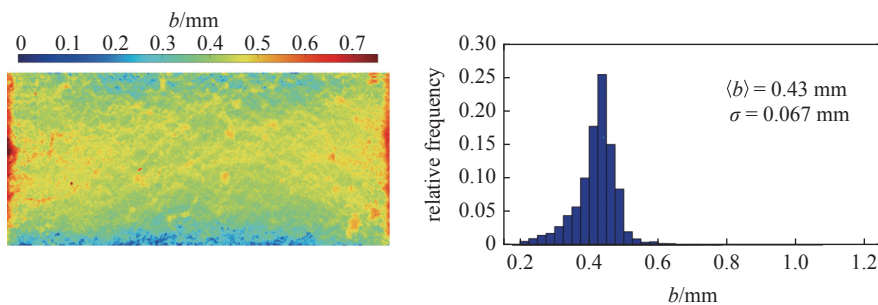


图 3 裂隙开度场和开度分布频率直方图

Fig. 3 Fracture aperture field and aperture distribution frequency histogram

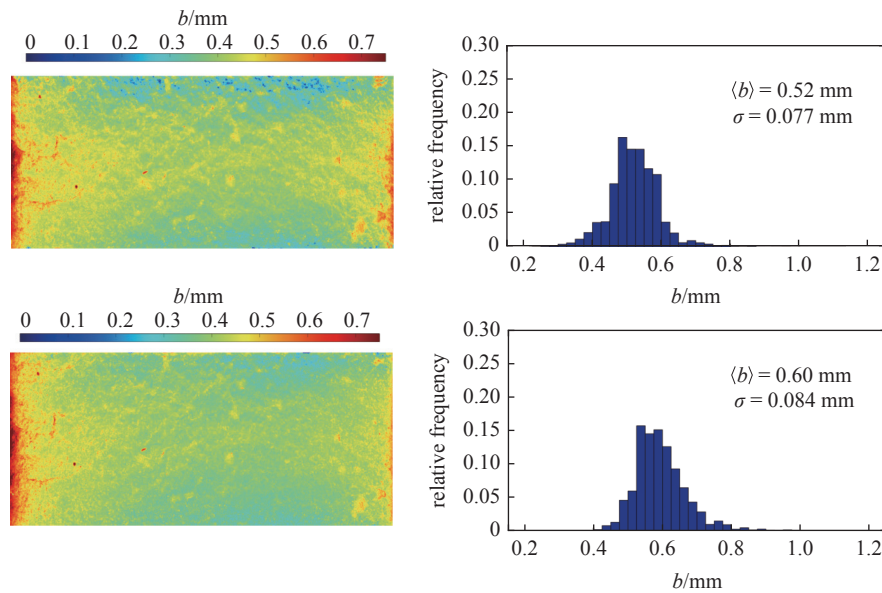


图3 裂隙开度场和开度分布频率直方图(续)

Fig. 3 Fracture aperture field and aperture distribution frequency histogram (continued)

度标准差  $\sigma$  分别为 0.067 mm, 0.077 mm 和 0.084 mm. 裂隙进口面积  $A_c$  分别为 37.2 mm<sup>2</sup>, 49.8 mm<sup>2</sup> 和 61.8 mm<sup>2</sup>, 满足实验开度改变精度需求.

### 1.3 实验条件和实验流程

在本文实验中, 染色水 (染色剂 0.2% 质量百分含量) 和二甲基硅油分别作为非湿润相 (non-wetting (nw) phase) 和湿润相 (wetting (w) phase). 在开展多相渗流实验之前, 测定粗糙裂隙的单相饱和和渗透率. 以 8 mL/min 流量向裂隙模型持续注入硅油, 记录稳定状态时的进口压力  $P_{in}$ . 由于本实验中出口边界与大气相连通, 即出口压力  $P_{out} = 0$ , 因此进出口压差与进口压力相等, 即  $\Delta P = P_{in}$ . 最终, 裂隙模型绝对渗透率  $K$  为

$$K = \frac{\mu_w Q_w L}{\Delta P A_c} \quad (2)$$

式中,  $\mu_w$  为硅油动力黏度,  $Q_w$  为硅油注入流量. 计算得到 3 组不同开度裂隙模型绝对渗透率分别为  $3.62 \times 10^{-9} \text{ m}^2$ ,  $7.45 \times 10^{-9} \text{ m}^2$ ,  $1.14 \times 10^{-8} \text{ m}^2$ .

裂隙有效渗透率测定方法主要包括稳态法<sup>[37-38]</sup>和非稳态法<sup>[39-40]</sup>两种. 其中稳态法通过改变两相注入流量比例测定有效渗透率, 而非稳态法则是基于两相驱替实验进行有效渗透率测定. 为了获得完整的裂隙有效渗透率曲线, 并研究流动结构对有效渗透率的影响机制, 本文采用稳态法进行有效渗透率测定. 实验流程为: 设定非湿润相 (水, nw) 和湿润相

(硅油, w) 之间的流量比  $Q_{nw}/Q_w$ , 向饱和湿润相 (硅油, 下同) 的裂隙内同时、持续注入两相流体, 直到裂隙内湿润相饱和度和进口压力在一定范围内波动、且持续时间达到 10 min. 整个实验过程采用 CCD 相机实时采集流动过程的图像, 采用压力传感器实时记录进口压力的变化数据. 在保证总流量  $Q_{nw} + Q_w = 8 \text{ mL/min}$  不变条件下, 不断增大  $Q_{nw}$  流量, 完成了 3 组不同开度裂隙模型、12 组不同水油流量比、共计 36 组可视化实验. 两相流体性质和实验条件如表 1 所示.

每一组实验结束后, 基于 CCD 相机实时采集的裂隙内流体分布图片, 计算出相应的湿润相饱和度

表 1 流体性质和实验条件

Table 1 Fluid properties and experimental conditions

Parameter	Value
density of water/(kg·m <sup>-3</sup> )	998
density of oil/(kg·m <sup>-3</sup> )	960
viscosity of water/(mPa·s)	1
viscosity of oil/(mPa·s)	50
temperature/(°C)	25
interfacial tension/(N·m <sup>-1</sup> )	0.035
contact angle/(°)	134
water-oil flow rate ratio/( $Q_{nw}:Q_w$ )	1:7, 2:6, 3:5, 4:4, 5:3, 6:2, 7:1, 7.3:0.7, 7.5:0.5, 7.7:0.3, 7.9:0.1, 8:0

$S_w$  和非湿润相饱和度  $S_{nw}$ , 以及有效渗透率

$$k_{ew} = k_{rw}K = \mu_w Q_w \Delta PL / A_c \quad (3a)$$

$$k_{enw} = k_{rnw}K = \mu_{nw} Q_{nw} \Delta PL / A_c \quad (3b)$$

式中,  $k_{ew}$ ,  $k_{enw}$  分别为湿润相和非湿润相的有效渗透率,  $k_{rw}$ ,  $k_{rnw}$  为对应的相对渗透率,  $\mu_w$ ,  $\mu_{nw}$  分别为湿润相和非湿润相的动力黏度.

## 2 可视化结果及其分析

### 2.1 变开度裂隙中多相渗流的流动结构

图 4 给出了不同开度和非湿润相-湿润相流量比条件下多相渗流流动结构相图. 其中, 红色为非湿润相染色水, 白色为湿润相硅油. 根据两相流体的动态分布特征, 可将多相渗流定性划分为气泡流

(bubble)、柱塞流 (slug) 和通道流 (channel) 这 3 种典型的流动结构<sup>[27]</sup>. 当流量比  $Q_{nw} : Q_w$  较小时, 多相渗流呈现出气泡流流动结构. 其主要特征为: 非湿润相以不连续、气泡状形态向前流动 (图 4(a) 中虚线框). 然而, 随着流量比  $Q_{nw} : Q_w$  的增大, 裂隙内的多相渗流流动结构由气泡流转变为柱塞流. 与气泡流流动结构不同, 非湿润相以狭长、连续的形态流动 (图 4(b) 中虚线框). 需要说明的是, 上述两种流动结构中, 湿润相和非湿润相呈现强烈的竞争作用, 流动通道随时间发生变化. 这种竞争机制将在下节详细讨论. 随着流量比  $Q_{nw} : Q_w$  进一步增加, 流动结构由柱塞流转变为通道流. 与柱塞流相比, 在通道流流动结构中, 非湿润相在裂隙内形成连续的流动通道 (图 4(c) 中虚线框).

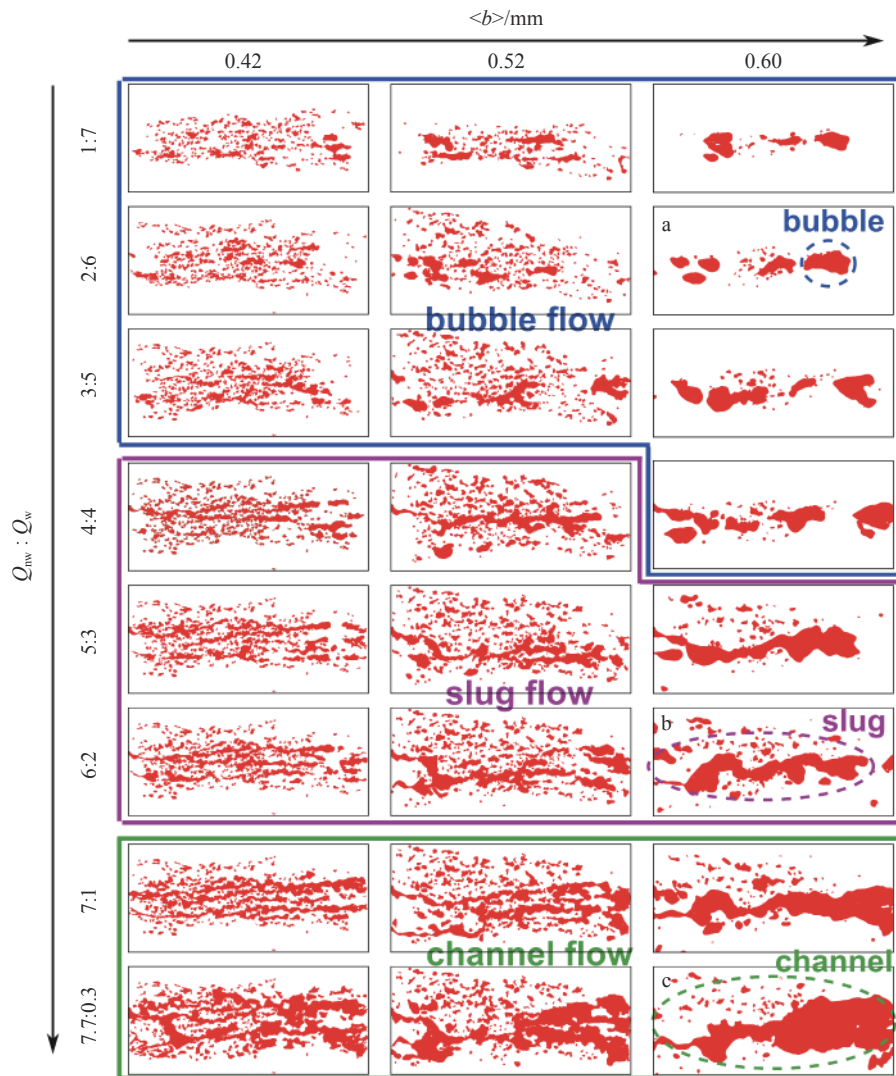


图 4 不同开度和流量比条件下岩体裂隙多相渗流流动结构相图

Fig. 4 Phase diagram of flow structures in rock fractures under different fracture apertures and flow-ratios conditions

为了量化裂隙开度对多相渗流流动结构的影响, 本文计算了非湿润相流动通道的等效宽度  $W_f$ .  $W_f$  的计算方法为: 首先剔除被滞留 (trapped) 的非湿润相, 统计运动状态下非湿润相面积在裂隙宽度方向的平均值. 如图 5 所示, 当流量比  $Q_{nw} : Q_w$  相同时, 非湿润相流动通道等效宽度  $W_f$  随着裂隙开度的增加而增加. 图 5(a) ~ 图 5(c) 分别给出了流量比  $Q_{nw} : Q_w$  为 6 : 2 时, 3 组不同开度裂隙模型实验稳定状态的非湿润相分布特征. 由图可知, 在相同流量比  $Q_{nw} : Q_w$  条件下, 裂隙开度的增加使得非湿润相流动通道逐渐变宽、流动分支变少, 即倾向于形成宽度更大的单支流动通道、非湿润相流动结构变得更为稳定.

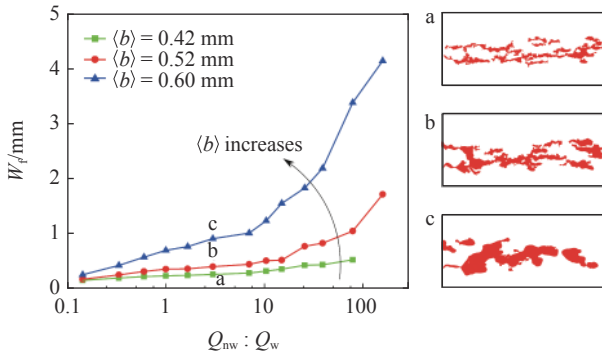


图 5 不同实验条件下水相通道等效宽度  
Fig. 5 Variation of normalized width of water phase under different conditions

### 2.2 进出口压差演化特征

粗糙裂隙进出口压差的动态特征, 反映了两相流体及其与裂隙粗糙壁面的相互作用. 图 6 给出了  $(b) = 0.52 \text{ mm}$  条件下 3 种典型流动结构 (气泡流、柱塞流和通道流) 对应的进出口压差变化曲线. 由图可知, 多相渗流过程达到稳定状态后, 压差仍然保持波动特征. 对于气泡流流动结构, 压差波动范围较小、压差量值最大. 其原因是气泡流流动结构对应的流量比  $Q_{nw} : Q_w$  较小, 即非湿润相的流量较小, 多相流动过程主要受湿润相控制, 非湿润相无法形成连续的通道, 导致压差波动范围较小. 在本文实验中, 湿润相的黏滞系数为非湿润相的 50 倍. 因此, 当湿润相流动占主导时, 压差的量值最大 ( $\Delta P \approx 2.2 \text{ kPa}$ ).

在大流量比  $Q_{nw} : Q_w$  条件下, 流动结构呈现出通道流. 此时, 非湿润相运动主导多相渗流过程. 非湿润相在裂隙内形成稳定、连续的运动通道, 使得进出口压差保持相对稳定. 类似地, 由于非湿润相的

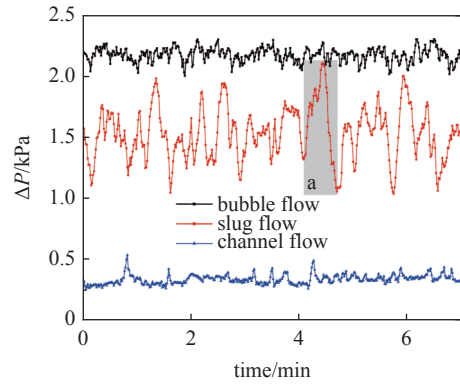


图 6 不同流动结构稳定后压差波动  
Fig. 6 Different flow structures pressure difference fluctuation after stabilization

黏滞系数为湿润相的 1/50, 当非湿润相占主导时, 压差的平均值最小 ( $\Delta P \approx 0.26 \text{ kPa}$ )

当多相渗流流动结构为柱塞流时, 两相流体之间的竞争机制最为激烈, 导致压差波动范围最大 (图 6). 为了阐明这种竞争机制, 本文选取典型的时间段 (见图 6 的方框 a), 分析两相流体动态分布与压差演化之间的关联. 如图 7 所示, 在该时间段的初始时刻, 非湿润相形成了连续的突破通道 (图 7(a) 蓝色虚线框), 流动阻力小, 压差处于最小值. 随着湿润相入侵, 非湿润相的连续通道被“折断”而变为不连续通道 (如图 7(b) 和图 7(c) 红色虚线框). 此时, 流体流动阻力持续变大, 压差处于上升趋势. 随着压差达到最大值, 湿润相快速流动, 再次形成了连续的流动通道 (如图 7(d) 和图 7(e) 蓝色虚线框). 在此过程中, 压差从最大值逐渐降低至最小值.

上述讨论表明, 在柱塞流流动结构中, 两相流体之间的竞争机制在流动过程中表现为非湿润相流动

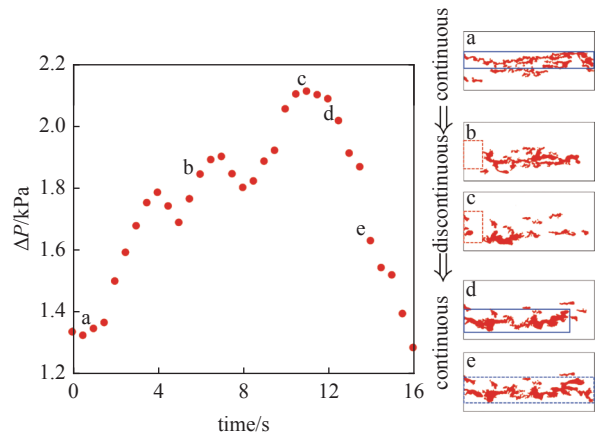


图 7 柱塞流压差波动过程及对应图像  
Fig. 7 Pressure difference fluctuation of slug flow and corresponding image

通道的连续-不连续-连续这一动态特征. 相应地, 当非湿润相通道由连续向不连续转变时, 压力增大; 反过来, 当通道由不连续向连续转变时, 压力减小.

### 2.3 变开度对有效渗透率的影响

图 8 给出了不同开度裂隙中湿润相有效渗透率散点图. 其中, 图 8(a) ~ 图 8(c) 分别对应图 5(a) ~ 图 5(c). 由图 8 可知, 两相有效渗透率均随着开度增大而增大. 其原因主要有两方面: 一是随着裂隙开度的增加, 两相流体的总体过流能力增加, 即绝对渗透率增加. 二是随着开度增加, 两相流体在裂隙内的流动结构变的更为稳定. 具体表现为: 在流动结构从气泡流转变为通道流的过程中, 裂隙平均开度越大, 流量比增大对流动通道宽度的增大效应越显著 (参见图 5). 这表明裂隙开度增加使得两相流体更倾向于沿各自的通道流动, 两相流动相互干扰作用越小, 两相流体的有效渗透率增大.

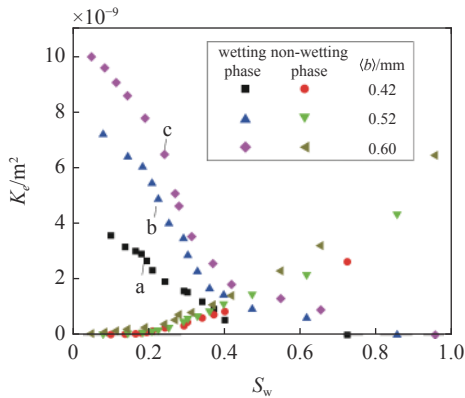


图 8 不同开度裂隙水油两相有效渗透率

Fig. 8 Effective permeability of water and oil phases in fractures with different apertures

## 3 变开度裂隙有效渗透率模型及其验证

上文研究了不同开度和流量比条件下多相渗流流动结构特征及其对有效渗透率的影响. 为了进一步量化开度演化对有效渗透率的影响, 本节推导变开度岩体裂隙有效渗透率模型, 并采用实验数据验证模型的正确性和可靠性.

### 3.1 模型的建立

本文基于毛细管概念模型构建考虑开度效应的有效渗透率模型. 首先将裂隙概念化为毛细管的集合, 单一毛细管的半径  $r$  用正弦函数表示<sup>[41]</sup>

$$r = \bar{r} \left[ 1 + 2a \sin \left( \frac{2\pi x}{\lambda} \right) \right] \quad (4)$$

式中,  $\bar{r}$  为毛细管的平均半径,  $x$  为位置变量,  $a$  和  $\lambda$  为特征参数.

将分形维数引入毛细管分布集合, 毛细管累积尺寸分布函数为<sup>[41]</sup>

$$N(\bar{r}) = \left( \frac{\bar{r}}{\bar{r}_{\max}} \right)^{-D_p} \quad (5)$$

式中,  $D_p$  为裂隙的分形维数,  $0 < D_p < 2$ ,  $\bar{r}_{\max}$  为毛细管平均半径的最大值.

基于式 (5) 可得毛细管平均半径分布的概率密度函数为

$$f(\bar{r}) = \frac{D_p \bar{r}_{\max}^{D_p} \bar{r}^{-D_p-1}}{(\bar{r}_{\min}/\bar{r}_{\max})^{-D_p}} = D_p \bar{r}_{\min}^{D_p} \bar{r}^{-D_p-1} \quad (6)$$

概率密度函数  $f(\bar{r})$  应满足  $\int_{\bar{r}_{\min}}^{\bar{r}_{\max}} f(\bar{r}) d\bar{r} = 1$ . 因此, 式 (6) 应该满足  $1 - (\bar{r}_{\min}/\bar{r}_{\max})^{D_p} = 1$ . 对于大多数裂隙介质, 有  $\bar{r}_{\min}/\bar{r}_{\max} < 0.01$ .

毛细管的弯曲长度也采用分形维数来表示. 其长度与测量尺度有关<sup>[42]</sup>. 本文中, 令测量尺度等于平均毛细管半径. 在此条件下, 每条毛细管的弯曲长度可表示为

$$l(\bar{r}) = \bar{r}^{1-D_t} L^{D_t} \quad (7)$$

式中,  $D_t$  为曲折度分形维数,  $1 < D_t < 2$ .

单根毛细管的体积可以通过对弯曲长度上的横截面积进行积分得到, 即  $V_p(\bar{r}) = \int_0^{l(\bar{r})} \pi r(x)^2 dx$ . 将式 (4) 和式 (7) 代入该式, 可得  $V_p(\bar{r})$  的表达式为

$$V_p(\bar{r}) = \pi \bar{r}^{3-D_t} L^{D_t} (1 + 2a^2) \quad (8)$$

对式 (8) 进行积分, 可得有效饱和度表达式为

$$S_e = \int_{\bar{r}_{\min}}^{\bar{r}} V_p(\bar{r}) dN / \int_{\bar{r}_{\min}}^{\bar{r}_{\max}} V_p(\bar{r}) dN \quad (9)$$

将 Young-Laplace 方程  $P_c = \sigma/\bar{r}$  ( $\sigma$  为表面张力) 式 (8) 代入式 (9), 可得

$$S_e = \left( \frac{\bar{r}}{\bar{r}_{\max}} \right)^{3-D_p-D_t} = \left( \frac{P_b}{P_c} \right)^{3-D_p-D_t} \quad (10)$$

在上述推导过程中, 由于假定  $\bar{r}_{\min} \ll \bar{r}_{\max}$ , 使得有效饱和度小于  $(\bar{r}/\bar{r}_{\max})^{3-D_p-D_t}$ , 即

$$S_e = \int_{\bar{r}_{\min}}^{\bar{r}} V_p(\bar{r}) dN / \int_{\bar{r}_{\min}}^{\bar{r}_{\max}} V_p(\bar{r}) dN = \frac{(\bar{r}/\bar{r}_{\max})^{3-D_p-D_t} - (\bar{r}_{\min}/\bar{r}_{\max})^{3-D_p-D_t}}{1 - (\bar{r}_{\min}/\bar{r}_{\max})^{3-D_p-D_t}} < \frac{(\bar{r}/\bar{r}_{\max})^{3-D_p-D_t}}{(\bar{r}/\bar{r}_{\max})^{3-D_p-D_t}} \quad (11)$$



为此, 本文引入大于 1 的修正参数  $\beta$ , 式 (10) 可表达为

$$S_e = (P_b/P_c)^{\beta(3-D_p-D_t)}, \quad P_b < P_c \quad (12)$$

式 (12) 为变开度岩体裂隙土水特征曲线模型. 该式中分形维数  $D_p$  与裂隙几何特征有关. 裂隙所有毛细管的平均半径  $\bar{R}$  可表示为  $\bar{R} = \int_{\bar{r}_{\min}}^{\bar{r}_{\max}} f(\bar{r})\bar{r}d\bar{r} / \int_{\bar{r}_{\min}}^{\bar{r}_{\max}} f(\bar{r})d\bar{r} \approx D_p\bar{r}_{\min} / (D_p - 1)$ . 由于平均开度  $\langle b \rangle = 2\bar{R}$ , 因此  $D_p$  可通过平均开度和毛细管最小平均半径得到

$$D_p = \frac{\langle b \rangle}{\langle b \rangle - 2\bar{r}_{\min}} \quad (13)$$

基于该式 (13), 通过统计建模方法, 得到相对渗透率曲线. 经典的相对渗透率统计建模方法为<sup>[32, 35]</sup>

$$k_{rw}(S_e) = \left( \int_0^{S_e} \frac{dS_e}{P_c^{1/2}} \bigg/ \int_0^1 \frac{dS_e}{P_c^{1/2}} \right)^2 \quad (14a)$$

$$k_{rnw}(S_e) = \left( \int_{S_e}^1 \frac{dS_e}{P_c^{1/2}} \bigg/ \int_0^1 \frac{dS_e}{P_c^{1/2}} \right)^2 \quad (14b)$$

将式 (12) 代入式 (14), 可得考虑开度效应的岩体裂隙有效渗透率模型

$$k_{ew}(S_e, \langle b \rangle) = S_e^{2 + \frac{1}{\beta(3-D_p-D_t)}} \cdot K(\langle b \rangle) \quad (15)$$

$$k_{enw}(S_e, \langle b \rangle) = \left( 1 - S_e^{1 + \frac{1}{2\beta(3-D_p-D_t)}} \right)^2 \cdot K(\langle b \rangle) \quad (16)$$

### 3.2 模型的验证

式 (15) 和式 (16) 分别为变开度岩体裂隙多相渗流有效渗透率的理论模型. 该模型参数为  $\bar{r}_{\min}$ ,  $D_p$ ,  $\beta$ . 其中曲折度分形维数  $D_t$  和毛细管最小半径  $\bar{r}_{\min}$  都有明确的物理意义. 本文中, 有效饱和度  $S_e$  计算式为

$$S_e = \frac{S_w - S_r}{S_s - S_r} \quad (17)$$

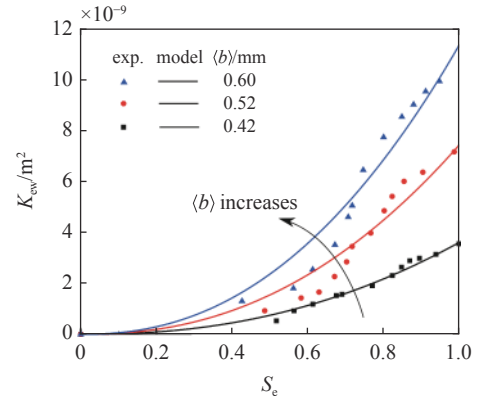
式中,  $S_w$  为湿润相饱和度,  $S_s$  为湿润相最大饱和度,  $S_r$  为湿润相残余饱和度. 本文取  $S_s = 1$ . 据实验数据, 3 组裂隙 ( $\langle b \rangle = 0.42$  mm,  $0.52$  mm 和  $0.60$  mm) 对应的残余饱和度分别为  $0.28$ ,  $0.15$  和  $0.05$ .

为了验证本文模型的正确性与有效性, 采用均根误差  $RMSE$  量化实测值与模型预测值之间的差异

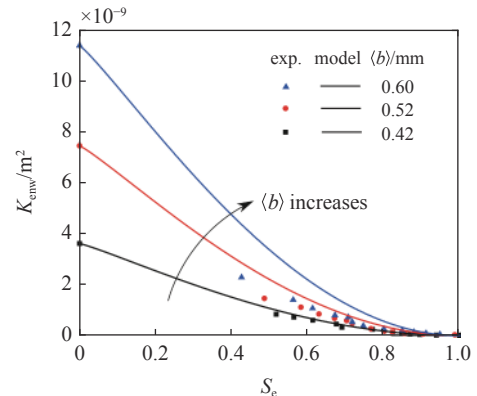
$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_i \sum_j [k_{e,p}(i, j) - k_{e,m}(i, j)]^2} \quad (18)$$

式中,  $i$  为实验数据组编号,  $j$  为同一组实验数据中数据点编号,  $N$  为实验数据点总数目,  $k_{e,p}(i, j)$  为有效渗透率实测值,  $k_{e,m}(i, j)$  为有效渗透率模型预测值.

图 9(a) 和图 9(b) 分别给出了湿润相和非湿润相有效渗透率模型预测结果. 采用开度为  $0.42$  mm 的实验数据标定模型参数, 得到  $\beta = 4.53$ ,  $\bar{r}_{\min} = 11.4 \mu\text{m}$ ,  $D_t = 1.12$ . 模型结果与实测结果的均根误差如表 2 所示. 由图 9(a) 可知, 本文模型 (式 (15)) 给出的  $k_{ew}$  预测值能较好地吻合实测值, 其预测结果  $R^2$  均在  $0.95$  以上. 对于非湿润相而言, 图 9(b) 表明本文模型 (式 (16)) 在小开度条件下 ( $\langle b \rangle = 0.42$  mm), 预测值与实测值吻合较好, 预测结果  $R^2$  达到  $0.995$ . 然而, 在较大开度条件下 ( $\langle b \rangle = 0.52$  mm 和  $0.60$  mm), 本文模型给出预测值高估非湿润相的有效渗透率, 预测结果  $R^2$  降至  $0.923$ . 这种差异来源于模型构建中没有考虑非湿润相在非均质介质中的局部压力损失效应<sup>[32]</sup>. 本文假定非湿润相占据较大的裂隙通道



(a) 油相有效渗透率结果  
(a) Oil phase effective permeability result



(b) 水相有效渗透率结果  
(b) Water phase effective permeability result

图 9 实验实测结果与模型结果对比

Fig. 9 Comparisons of measured data and model results

表 2 模型误差统计

Table 2 Error statistics for the model performance

$k_c$	$\langle b \rangle / \text{mm}$	$R^2$	RMSE
$k_{ew}$	0.42	0.984	$5.5 \times 10^{-10}$
	0.52	0.995	
	0.60	0.950	
$k_{enw}$	0.42	0.956	
	0.52	0.971	
	0.60	0.923	

(式 (14)), 且通道可由均匀毛细管表征 (式 (4)), 忽略了局部压力损失. 在真实的裂隙介质中, 裂隙通道在渗流路径方向上发生显著变化, 如突阔或收缩, 导致非湿润相流体的局部压力损失<sup>[43]</sup>, 增大了介质对非湿润相流体的流动阻力, 进而降低了非湿润相的有效渗透率. 这种沿程的压力损失随着平均开度的增加而进一步放大. 基于模型给出的  $k_{ew}$  和  $k_{enw}$  预测值和实验实测值, 根据式 (18) 得到总均根误差为  $5.492 \times 10^{-10}$ . 总体而言, 本文模型展现出了较好的预测效果.

需要指出的是, 裂隙模型尺寸对多相渗流有效渗透率有重要影响. 本文裂隙模型尺寸的选取主要由相机设备的像素和分辨率等实验条件确定. 若模型尺寸选取过大, 透过裂隙模型的光强分布不均匀, 造成实验图片的畸变, 进而降低开度、饱和度等实验数据的测量精度. 理想条件下, 室内实验的模型尺寸应大于介质的 REV 尺寸 (表征单元体尺寸). 对于岩体裂隙而言, 表征单元体尺寸往往难以确定. 当实验模型尺寸小于表征单元体尺寸时, 尺寸大小对多相渗流流动规律有重要影响. 在本文中, 改变裂隙模型尺寸将会对渗透率的量值有影响. 然而, 由于本文理论模型的构建是基于 Darcy 尺度 (表征单元体尺寸) 上的 Mualem 统计模型<sup>[32]</sup>, 本文模型对于不同裂隙模型尺寸的结果依然适用. 此外, 本文模型并不局限于水-油两相渗流, 还可以适用于油-气或水-气两相渗流. 当应用于其他流体时, 由于流体性质 (黏度比、表面张力) 存在差异, 模型参数需要重新标定.

## 4 结论

本文通过自主研发的粗糙裂隙多相渗流可视化

实验平台, 开展变开度岩体裂隙水油多相渗流实验, 研究了开度变化对流动结构、有效渗透率的影响, 推导了考虑开度效应的岩体裂隙有效渗透率模型, 主要结论如下.

(1) 岩体裂隙多相渗流, 在低流量比条件下呈现不稳定的气泡流, 而在高流量比条件下呈现较为稳定的通道流. 随着裂隙开度增大, 非湿润相流体的流动通道分支变少, 通道变宽, 两相流体的有效渗透率均增大.

(2) 流动结构对压差动态特征具有重要影响. 对于柱塞流流动结构, 两相流体竞争最为激烈. 随着非湿润相流体通道, 发生连续-不连续以及不连续-连续之间的转变, 裂隙进出口压差呈现出对应的增加和减小特征.

(3) 推导了考虑开度效应的岩体裂隙多相渗流有效渗透率模型, 模型参数的物理意义明确. 该模型得到了可视化实验数据的验证, 尤其是对变开度岩体裂隙中非湿润相的有效渗透率有较好的描述能力.

## 参 考 文 献

- Ye ZY, Jiang QH, Yao C, et al. The parabolic variational inequalities for variably saturated water flow in heterogeneous fracture networks. *Geofluids*, 2018, 2018: 1-16
- 侯晓萍, 樊恒辉. 基于 COMSOL Multiphysics 的非饱和裂隙土降雨入渗特性研究. *岩土力学*, 2022, 43(2): 563-572 (Hou Xiaopin, Fan Henghui. Study on rainfall infiltration characteristics of unsaturated fractured soil based on COMSOL multiphysics. *Rock and Soil Mechanics*, 2022, 43(2): 563-572 (in Chinese))
- 魏鹤举, 胡冉, 廖震等. 湿润性对孔隙介质两相渗流驱替效率的影响. *力学学报*, 2021, 53(4): 1008-1017 (Wei Guanju, Hu Ran, Liao Zhen, et al. Effects of wettability on displacement efficiency of two-phase flow in porous media. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2021, 53(4): 1008-1017 (in Chinese))
- 柳占立, 庄苗, 孟庆国等. 页岩气高效开采的力学问题与挑战. *力学学报*, 2017, 49(03): 507-516 (Liu Zhanli, Zhuang Zhuo, Meng Qingguo, et al. Problems and challenges of mechanics in shale gas efficient exploitation. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2017, 49(03): 507-516 (in Chinese))
- Shi J, Wu J, Sun Z, et al. Methods for simultaneously evaluating reserve and permeability of undersaturated coalbed methane reservoirs using production data during the dewatering stage. *Petroleum Science*, 2020, 17(2): 1067-1086
- 于洪丹, 崔景川, 陈卫忠等. 核废料地下储库围岩长期水力响应特征. *岩石力学与工程学报*, 2022, 41(S1): 2639-2648 (Yu Hongdan, Cui Jingchuan, Chen Weizhong, et al. Characterization of the long-

- term hydro-mechanical response in the host rock of a potential nuclear waste disposal repository. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2022, 41(S1): 2639-2648 (in Chinese))
- 7 Zheng SJ, Yao YB, Sang SX, et al. Dynamic characterization of multiphase methane during CO<sub>2</sub>-ECBM: an NMR relaxation method. *Fuel*, 2022, 324(3): 124526
  - 8 胡冉, 陈益峰, 万嘉敏等. 超临界 CO<sub>2</sub>-水两相流与 CO<sub>2</sub> 毛细捕获: 微观孔隙模型实验与数值模拟研究. *力学学报*, 2017, 49(3): 638-648 (Hu Ran, Chen Yifeng, Wan Jiamin, et al. Supercritical CO<sub>2</sub> water displacements and CO<sub>2</sub> capillary trapping: Micromodel experiment and numerical simulation. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2017, 49(3): 638-648 (in Chinese))
  - 9 Rod KA, Lyer J, Lonergan C, et al. Geochemical narrowing of cement fracture aperture during multiphase flow of supercritical CO<sub>2</sub> and brine. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, 95(3): 102978
  - 10 Marios SV, Nikolaos K, Holger S. Flow dependent relative permeability scaling for steady-state two-phase flow in porous media: laboratory validation on a microfluidic network//The SPWLA 63rd Annual Logging Symposium, Stavanger, Norway, June 10-15, 2022
  - 11 Esmaili S, Modaresghazani J, Sarma H, et al. Effect of temperature on relative permeability—Role of viscosity ratio. *Fuel*, 2020, 218: 118318
  - 12 Suwandi N, Jiang F, Tsuji T. Relative permeability variation depending on viscosity ratio and capillary number. *Water Resources Research*, 2022, 58: e2021WR031501
  - 13 Amaefule JO, Handy LL. The effect of interfacial tensions on relative oil/water permeabilities of consolidated porous media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1982, 22(3): 371-381
  - 14 Asar H, Handy LL. Influence of interfacial tension on gas/oil relative permeability in a gas-condensate system. *Society of Petroleum Engineers Reserv Eng*, 1988, 3(1): 257-264
  - 15 Mohammad HS, Siroos A, Stephan KM. Numerical investigation of fracture-rock matrix ensemble saturation functions and their dependence on wettability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 159: 869-888
  - 16 Bakhshian S, Rabbani HS, Shokri N. Physics-driven investigation of wettability effects on two-phase flow in natural porous media: recent advances, new insights, and future perspectives. *Transport in Porous Media*, 2021, 140(1): 85-106
  - 17 Zou YL, Bai H, Shen F, et al. Experimental investigation on effects of bacterial concentration, crack inclination angle, crack roughness, and crack opening on the fracture permeability using microbially induced carbonate precipitation. *Advances in Civil Engineering*, 2021, 1: 1-15
  - 18 Hatami S, Walsh SDC. Relative permeability of two-phase flow through rough-walled fractures: Effect of fracture morphology and flow dynamics. *Journal of Hydrology*, 2022, 613(2): 128326
  - 19 Esmaili S, Sarma H, Harding T, et al. Review of the effect of temperature on oil-water relative permeability in porous rocks of oil reservoirs. *Fuel*, 2019, 237(1): 91-116
  - 20 Akhlaghinia M, Torabi F, Chan CW. Effect of temperature on two-phase relative permeabilities of heavy oil, water, carbon dioxide, and methane determined by displacement technique. *Energy and Fuels*, 2013, 27(3): 1185-1193
  - 21 赵明凯, 孔德森. 考虑裂隙面粗糙度和开度分形维数的岩石裂隙渗流特性研究. *岩石力学与工程学报*, 2022, 41(10): 1993-2002 (Zhao Mingkai, Kong Desen. Study on seepage characteristics of rock fractures considering fracture surface roughness and opening fractal dimension. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2022, 41(10): 1993-2002 (in Chinese))
  - 22 Dana E, Skoczylas F. Experimental study of two-phase flow in three sandstones. I. Measuring relative permeabilities during two-phase steady-state experiments. *International Journal of Multiphase Flow*, 2002, 28(11): 1719-1736
  - 23 Guang FL, Zhao QF, Yang L, et al. Experimental determination of gas relative permeability considering slippage effect in a tight formation. *Energies*, 2018, 11(2): 467
  - 24 Persoff P, Pruess K, Myer L. Two-phase flow visualization and relative permeability measurement in transparent replicas of rough-walled rock fractures. *Water Resources Research*, 1995, 31(5): 1175-1186
  - 25 Fourar M, Bories S. Experimental study of air-water two-phase flow through a fracture (narrow channel). *International Journal of Multiphase Flow*, 1995, 21(4): 621-637
  - 26 Alturki AA, Maini BB, Gates ID. The effect of fracture aperture and flow rate ratios on two-phase flow in smooth-walled single fracture. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2013, 3(2): 119-132
  - 27 Chen CY, Horne RN, Fourar M. Experimental study of liquid - gas flow structure effects on relative permeabilities in a fracture. *Water Resources Research*, 2004, 40(8): 474-480
  - 28 Chen CY, Horne RN. Two-phase flow in rough-walled fractures: Experiments and a flow structure model. *Water Resources Research*, 2006, 42(3): W03430
  - 29 Romm ES. Flow Characteristics of Fractured Rocks. Nedra, Moscow, 1966: 283
  - 30 Fourar M, Lenormand R. A viscous coupling model for relative permeabilities in fractures//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 1998
  - 31 Corey AT. The interrelation between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly*, 1954, 19(1): 38-41
  - 32 Mualem Y. A new model for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated porous media. *Water Resources Research*, 1976, 12(3): 513-522
  - 33 Nowamooz A, Radilla G, Fourar M. Non-Darcian two-phase flow in a transparent replica of a rough-walled rock fracture. *Water Resources Research*, 2009, 45(7): W07406

- 34 Watanabe N, Sakurai K, Ishibashi T, et al. New v - type relative permeability curves for two - phase flows through subsurface fractures. *Water Resources Research*, 2015, 51(4): 2807-2824
- 35 Sheng JL, Huang T, Ye ZY, et al. Evaluation of van Genuchten-Mualem model on the relative permeability for unsaturated flow in aperture-based fractures. *Journal of Hydrology*, 2019, 576: 315-324
- 36 Hu R, Zhou CX, Wu DS, et al. Roughness control on multiphase flow in rock fractures. *Geophysical Research Letters*, 2019, 46(21): 12002-12011
- 37 赵军, 左清泉, 张润芳等. 底水稠油油藏稳态法油水相渗实验方法探索. *石油化工应用*, 2020, 39(10): 62-66 (Zhao Jun, Zuo Qingquan, Zhang Runfang, et al. Exploration of experimental method of oil-water phase percolation by steady-state method in bottom water thick oil reservoirs. *Petrochemical Industry Application*, 2020, 39(10): 62-66 (in Chinese))
- 38 Singh M, Mohanty KK. Dynamic modeling of drainage through three-dimensional porous materials. *Chemical Engineering Science*, 2003, 58(1): 1-18
- 39 Welge HJ. A simplified method for computing oil recovery by gas or water drive. *Journal of Petroleum Technology*, 1952, 4(4): 91-98
- 40 易敏, 郭平, 孙良田. 非稳态法水驱气相对渗透率曲线实验. *天然气工业*, 2007, 10: 92-94, 141-142 (Yi Min, Guo Ping, Sun Liang-tian. An experimental study on relative permeability curve for unsteady-state gas displacement by water. *Natural Gas Industry*, 2007, 10: 92-94, 141-142 (in Chinese))
- 41 Czachor H. Modelling the effect of pore structure and wetting angles on capillary rise in soils having different wettabilities. *Journal of Hydrology*, 2006, 328(3-4): 604-613
- 42 Wheatcraft SW, Tyler SW. An explanation of scale-dependent dispersivity in heterogeneous aquifers using concepts of fractal geometry. *Water Resources Research*, 1988, 24(4): 566-578
- 43 Chen H, Chen K, Yang M, et al. A fractal capillary model for multiphase flow in porous media with hysteresis effect. *International Journal of Multiphase Flow*, 2020, 125: 103208