

基于微 CT 测试技术的多孔介质内 CO₂ 三相驱替特性研究

臧航宇, 王 栋, 宋国阳, 李莺歌, 杜东兴

青岛科技大学机电工程学院地质能源研究院 山东青岛

【摘要】准确获得多孔介质内的三相流体分布是具有挑战性的课题。本文将岩心称重测试与微 CT 测试结果结合, 对油水饱和和孔隙介质中的 CO₂ 三相驱替特性开展了实验研究。通过对干岩心、饱水岩心、油驱水后岩心、以及 CO₂ 驱替后的岩心进行测试, 得到了 CO₂ 驱替完成后多孔介质内的油/气/水三相饱和度数据。结果发现 CO₂ 驱替后岩心含水率由 0.332 降至 0.125, 而含油率由 0.668 仅降至 0.648, 表明 CO₂ 驱替对岩心内水相的驱替效果要好于对油相驱替效果。

【关键词】微 CT 测试; 多孔介质; CO₂ 驱替; 三相流体分布

【收稿日期】2024 年 9 月 25 日

【出刊日期】2024 年 11 月 7 日

【DOI】10.12208/j.pngc.20240002

CO₂ three-phase displacement characteristics in porous media based on the micro-CT testing technique

Hangyu Zang, Dong Wang, Guoyang Song, Yingge Li, Dongxing Du

Geo-energy research Institute, College of Electromechanical Engineering, Qingdao University of Science and Technology, Qingdao, Shandong

【Abstract】Obtaining accurately the distribution of three-phase fluids in porous media is a challenging research task. This study investigates the three-phase displacement characteristics in oil-water saturated porous media using CO₂ as a displacing fluid by combining core weight and Micro-CT measurement. Measurements were conducted on dry, water-saturated, oil-water saturated, and CO₂-displaced cores to determine the oil/water/gas distribution in the porous media after CO₂ displacement process. The results showed that the water content of the core decreased from 0.332 to 0.125 after CO₂ displacement, while the oil content only decreased from 0.668 to 0.648, indicating that CO₂ displacement has a better displacement effect on the water phase rather than on the oil phase.

【Keywords】Micro-CT measurement; Porous media; CO₂ displacement; Distribution of three phase fluids

目前, 全球对于石油和天然气的需求依然巨大, 它们不仅满足了工业生产、交通运输和电力发电的需求, 还是许多化工产品的重要原料。油气资源的重要性不仅体现在经济发展的驱动力上, 更深远地影响着全球的能源安全和地缘政治格局。作为提高原油采收率的重要手段, CO₂ 注入油田地层不仅可以提取油气资源, 而且可以将大量 CO₂ 安全储存在地层中来减少温室气体的排放, 从而达到原油增产与环境保护的双重目的, 因此近年来 CO₂ 驱油技术得到研究者广泛的关注及研究^[1-10]。

根据油藏的储层特征、温度和压力条件, CO₂ 驱油可分为混相和非混相过程。对于非混相 CO₂ 驱油, 其油相增采机理包括原油粘度降低、油胀效应、界面张力 (IFT) 降低。而在 CO₂ 混相驱油过程中, 其

增采机理包括界面张力消失及组分萃取, 可获得显著提高的原油采收效率^[11-19]。目前针对多孔介质内 CO₂ 驱替特性开展了很多实验室研究工作。如 Du 等实验研究了多孔介质^[20-21]内 CO₂ 泡沫的两相驱替特性, 发现采用泡沫技术可获得 80% 的液相采收率。Cao 等^[22]在非混相条件下将 CO₂ 注入 0.13-0.8 mD 的饱油低渗岩心, 得到 16-25% 的原油采收率。Ma 等^[23]在混相条件下将 CO₂ 注入 0.01-10mD 的饱油低渗岩心中, 得到高达 92% 的油相采收率。由于实验表征手段的限制, 目前文献报道的研究结果多为两相驱替特性, 而针对实际生产条件的多孔介质内 CO₂ 三相驱替过程的实验研究则较少。

为揭示 CO₂ 在多孔介质内的多相驱油机制, 准确获得驱替过程中多孔介质内的油/气/水三相饱和

度变化变得非常重要。Computed Tomography (CT) 技术可以无损捕获岩石样品的密度分布图像, 进而区分孔隙结构及内部流体分布, 因此多孔介质内输运特性研究中获得了广泛应用^[24-25]。但目前基于 CT 测试的相关研究多用于密度差别较大的两相流体驱替过程中, 如多孔介质内气驱水、泡沫驱水、泡沫驱油等过程^[26-29]。Du 等^[30]创新性地采用双能法研究了多孔介质内三相流体驱替过程中的动态饱和度分布变化特性, 但由于其采用医用 CT 设备, 图像分辨率不高, 难以对较低渗透率岩心内的三相流体分布特性进行准确表征。而微 CT (micro-CT) 测试技术由于其高精度的分辨率, 近年来在岩心多相输运过程研究中正获得越来越多的关注^[31-36]。

本文针对 CO₂ 在低渗油藏中的驱油增采过程, 对液态 CO₂ 在岩心试样内的三相驱替特性开展了实验研究。对实验过程中不同阶段的岩心试样 (干岩

心、饱水岩心、油驱水后岩心及 CO₂ 驱替后岩心) 开展称重及微 CT 测试。根据驱替过程不同阶段试样重量的变化, 并结合微 CT 岩心图像灰度值变化, 计算出岩心内多相驱替过程中各相饱和度变化数值, 进而对多孔介质内的三相流体驱替特性开展了深入研究。

1 实验部分

1.1 实验材料

实验选用的油相为液体石蜡 (摩尔数为 250, 相对密度为 0.845 g/cm³, 杂质少于 0.005%, 上海麦克林生化科技有限公司), 水相为去离子水, 密度为 1 g/cm³, 气体 CO₂ (纯度 99.9%, 密度为 0.154g/cm³, 高密宏发工业气体公司)。

表 1 为实验采用的多孔介质试样性质, 其孔隙度为 8.51%, 气相渗透率较低, 为 22 mD (1 mD=1×10⁻³ μm²)。

表 1 多孔介质的物理性质

直径 (mm)	长度 (mm)	质量 (g)	孔隙度	渗透率 (10 ⁻³ μm ²)
25.8	52	50.03	8.5%	22

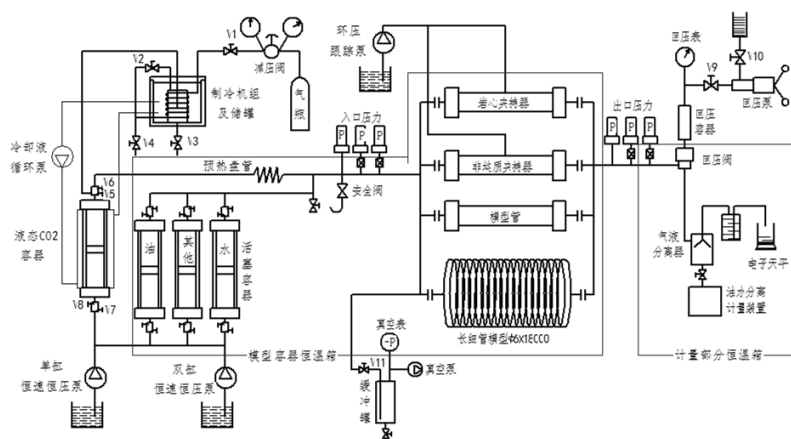


图 1 实验装置系统图

1.2 实验系统

图 1 所示为本文采用的 TC-2 型高温高压多功能岩心驱替实验装置 (江苏拓创) 系统图, 其温度控制范围为室温至 150°C, 其压力控制范围为 0~70MPa, 可模拟地层温度及压力条件。低渗介质岩心放置在恒温箱中的岩心夹持器中, 岩心介质周围施加一定的环压。本文研究中, 设置系统温度为室温 (20°C), 而系统压力则设置为 7MPa。实验中的注入流体, 包括去离子水、石蜡油及液态 CO₂ 均置于

高压容器中, 按照实验步骤分别注入多孔介质内。每步实验结束后利用高精度电子分析天平 (梅特勒托利多科技 (中国) 有限公司) 对岩心试样进行称重, 然后开展微 CT (nanoVoxel-2702 X 射线三维显微镜, 天津三英) 测试, 结合称重及微 CT 测试结果对不同驱替过程中多相流体在多孔介质内的分布变化特性进行准确表征。

1.3 实验步骤

1) 岩心试样烘干 12 小时。对干岩心进行称重

测试, 并进行微 CT 扫描, 取得干岩心的质量及 CT 测试灰度值数据。

2) 将干岩心放入高压容器中抽真空, 时长为 10 小时。

3) 利用自吸作用对高压容器中抽真空的岩心进行饱水操作, 并进一步加压至 25MPa 保持 24 小时, 以使岩心达到充分饱水状态。对饱水岩心称重及微 CT 扫描测试。

4) 将饱水岩心放入岩心加持器中, 注入液体石蜡对饱水岩心进行油驱水操作 (模拟地下油藏的形成过程), 油相注入流速设置为 0.1 mL/min, 驱替时间为 6 小时。对油驱水后的饱水饱油岩心进行称重和微 CT 扫描。

5) 将系统回压设置 7MPa, 注入液态 CO₂ 开展 CO₂ 驱油驱水三相驱替过程的实验研究。当系统压力达到稳定、在出口不再驱出液体后, 对包含油/气/水三相流体的岩心试样进行称重及微 CT 扫描。

2 实验结果与讨论

2.1 不同驱替阶段岩心的质量变化特性

与实验步骤相对应, 表 2 列出了实验过程不同阶段岩心试样的重量变化数据。由表中可以看出, 饱水岩心比干岩心重了 2.22 g, 说明岩心进水 2.22 mL, 与岩心的孔隙体积相当, 说明岩心饱水充分; 油驱水后岩心的质量为 52.02g, 比饱水的岩心轻了 0.23g, 根据油、水密度差可以计算出进入岩心的油相为 1.25g, 进而计算出油相进入岩心介质的体积为 1.48 mL, 说明岩心内有束缚水 0.74ml, 约占孔隙体积的 33.2%, 此时岩心内油相饱和度为 66.8%, 水相饱和度为 33.3%。气驱完成后岩心质量减少 0.42g, 但由于此时岩心内同时含有气、水、油三相, 此时仅靠质量变化难以获得三相流体的准确分布数值。

2.2 不同驱替阶段岩心的微 CT 测试结果

与实验步骤相对应, 图 2 显示出不同实验阶段岩心介质在有效测试区域内 800 层扫描图像的灰度值变化数据。表 3 则根据图 2 结果, 列出了不同实验阶段岩心试样灰度值的平均值数据。

表 2 实验不同阶段岩心试样的质量变化结果

	干岩心	饱水岩心	油驱水后岩心	气驱后岩心
质量 (g)	50.03	52.25	52.02	51.6
饱水量 (g)		2.22g		
油驱水量 (g)			1.25g	
气驱油驱水量 (g)				0.42g

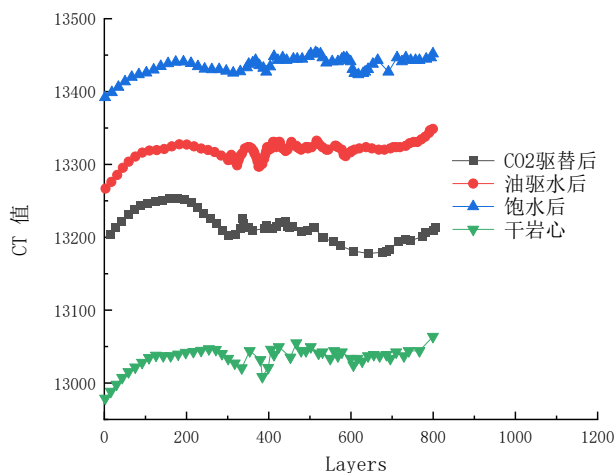


图 2 实验不同阶段的岩心试样 CT 值分布图

表 3 实验不同阶段岩心试样的微 CT 扫描灰度平均值

	干岩心	饱水岩心	油驱水后岩心	气驱油驱水后岩心
灰度值	13035	13434	13320	13213

对比表 2、图 2 及表 3 的结果可以看出, 岩心试样的灰度值与其质量呈明显的正相关关系。岩心试样灰度值由大至小依次为饱水岩心、饱油岩心、CO₂ 驱替后岩心以及未干岩心。饱水后的岩心质量最大, 其灰度值也达到最大值 13434; 灰度值最小对应的试样干岩心, 灰度值约为 13035。结合岩心质量变化及 CT 值变化数据, 则可完成岩心试样内的三相流体饱和度数据的精确表征。

2.3 多孔介质内的三相流体饱和度参数计算

不同密度的物质其 CT 值也不同, 密度越大, CT 值(灰度值)也就越大。首先结合两相驱替过程的岩心质量与灰度值变化结果, 确定水相及油相对应的灰度值。具体计算步骤如下:

1) 由饱水岩心灰度值 (CT_{wet}) 计算水相灰度值 (CT_{water}):

对于干岩心试样和水饱和岩心试样, 其 CT 值可分别由式 (1) 及式 (2) 计算:

$$CT_{dry} = (1 - \phi) CT_{rock} + \phi CT_{gas} \quad (1)$$

$$CT_{wet} = (1 - \phi) CT_{rock} + \phi CT_{water} \quad (2)$$

其中 CT_{dry} 为干岩心扫描的灰度值, CT_{gas} 为气体的灰度值, ϕ 为所用岩心的孔隙度, 由于 CT_{gas} 相对于 CT_{water} 与 CT_{rock} 较小, 可假定 CT_{gas} 为零, 故由 (1) (2) 可以得出:

$$CT_{water} = \frac{CT_{wet} - CT_{dry}}{\phi} = 4683.3 \quad (3)$$

2) 结合岩心质量变化与饱水饱油岩心灰度值变化计算油相灰度值 (CT_{oil}):

根据表 2 的岩心质量变化数据, 可以得出油驱水后岩心内部的油相饱和度为,

$$CT_{gas+oil+water} = CT_{dry} + \phi S_{g, gas} CT_{gas} + \phi S_{w, gas} CT_{water} + \phi S_{oil, gas} CT_{oil} \quad (7)$$

$$(S_{g, gas} \rho_g + S_{w, gas} \rho_w + S_{oil, gas} \rho_{oil}) PV = m_{gas+oil+water} - m_{dry} \quad (8)$$

$$S_g + S_w + S_{oil} = 1 \quad (9)$$

其中 CT_{gas+oil+water} 为 CO₂ 三相驱替后岩心的灰度值, S_{w, gas} 三相驱替后岩心中的水相饱和度, S_{oil, gas} 为三相驱替后岩心的油相饱和度, S_{g, gas} 为三相驱替后气相饱和度。m_{gas+oil+water} 为 CO₂ 三相驱替后岩心的总质量, m_{dry} 为干岩心的质量。

由 (7) (8) (9) 联立可以求得 CO₂ 三相驱替后岩心中气相、水相和油相的饱和度数值为: S_{g,}

$$S_{oil} = \frac{m_{water} - m_{oil+water}}{(\rho_{water} - \rho_{oil}) PV} = 0.668 \quad (4)$$

式中, m_{water} 为饱水后岩心的质量, m_{oil+water} 为油驱水后岩心的质, S_{oil} 为油驱水后岩心的油相饱和度, PV 为岩心的孔隙体积, 为 2.22cm³。对于两相驱替过程, S_w+S_{oil}=1 (S_w 为油驱水后岩心的水相饱和度)。

进一步结合岩心 CT 值变化数据, 可根据式 (5) - (6) 计算出油相灰度值 (其中 CT_{oil+water} 为油驱水后岩心的灰度值, CT_{oil} 为油相的灰度值):

$$CT_{oil+water} = CT_{dry} + \phi S_w CT_{water} + \phi S_{oil} CT_{oil} \quad (5)$$

$$CT_{oil} = \frac{CT_{oil+water} - CT_{dry} - \phi (1 - S_{oil}) CT_{water}}{\phi S_{oil}} = 2327.6 \quad (6)$$

根据式 (6) 可以得出油的灰度数值为 2327.6。表 4 列出微 CT 扫描中多孔介质内水相及油相对应的灰度值, 由表中可以看出, 灰度值与物质密度有明显的相关性, 即较高的密度对应较高的灰度值。

表 4 水相及油相对应的微 CT 扫描灰度值

名称	CT _{water}	CT _{oil}
大小	4683.3	2327.6

3) 岩心内三相饱和度确定:

CO₂ 驱油驱水三相驱替过程结束后, 岩心内部包含油/气/水三相流体。岩心试样灰度值由式 (7) 确定, 而气驱后内部流体的质量可由式 (8) 确定, 再结合式 (9) 的三相流体饱和度限制条件, 可计算确定三相驱替过程结束后岩心介质内的三相饱和度数据。

gas=0.227、S_{w, gas}=0.125、S_{oil, gas}=0.648。由此可知岩心介质内注入液态 CO₂ 的驱油驱水过程更多地驱出水相 (水相饱和度由 0.332 降至 0.125), 而对岩心中油相的驱替效果则较弱 (油相饱和度由 0.668 仅降至 0.648)。

3 结论

本文基于 CO₂ 驱油技术在原油增采及温室气体

地质埋存方面的广泛应用, 对 CO₂ 在多孔介质内的三相驱替特性开展了实验研究。主要结论为:

创新性的将岩心质量测试与微 CT 测试相结合, 准确表征了液态 CO₂ 在多孔介质内驱油驱水过程中的三相饱和度变化数据;

结果表明相比于对饱油饱水岩心内水相的驱替结果 (由 0.332 降至 0.125), 液态 CO₂ 对油相的驱替效果并不突出 (由 0.668 仅降至 0.648)。

参考文献

- [1] 张虔,陈建军,曾利刚,等.低渗透复杂油气藏提高采收率技术研究[J].*能源化工*,2023,44(06):59-62.
- [2] 贾承造.中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战[J].*石油学报*,2024, 45(01):1-14
- [3] 王国锋.吉林油田二氧化碳捕集、驱油与埋存技术及工程实践[J].*石油勘探与开发*,2023,50(01):219-226.
- [4] Davoodi S, Shargabi A, Wood A, et al. Carbon dioxide sequestration through enhanced oil recovery: A review of storage mechanisms and technological applications [J]. *Fuel*, 2024, 366:131313.
- [5] Du D, Li C, Song X, et al. Experimental study on residue oil distribution after the supercritical CO₂ huff-n-puff process in low permeability cores with Nuclear Magnetic Resonance (NMR) [J]. *Arabian Journal of Chemistry*, 2021, 14(10): 103355
- [6] Du D, Shen Y, Lv W, et al. Laboratory study on oil recovery characteristics of carbonated water huff-n-puff process in tight cores under reservoir condition [J]. *Arabian Journal of Chemistry*, 2021, 14(6): 103192.
- [7] Du D, Zhang X, Yu K, Song X, et al. Parameter Screening Study for Optimizing the Static Properties of Nanoparticle-stabilized CO₂ Foam Based on Orthogonal Experimental Design [J]. *ACS Omega*, 2020, 5(8): 4014-4023
- [8] Du D, Li Y, Chao K, et al. Laboratory study of the Non-Newtonian behavior of supercritical CO₂ foam flow in a straight tube [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 164, 390–399.
- [9] Song X, Cui X, Jiang L, et al. Multi-parameter screening study on the static properties of nanoparticle-stabilized CO₂ foam near the CO₂ critical point [J]. *Arabian Journal of Chemistry*, 2022, 15(3): 103676
- [10] Song X, Cui X, Su X, et al.. Laboratory study on the rheology properties of nanoparticle-stabilized supercritical CO₂ foam [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 218, 111065.
- [11] Du D, Zheng L, Ma K, et al. Determination of diffusion coefficient of a miscible CO₂/n-hexadecane system with Dynamic Pendant Drop Volume Analysis (DPDVA) technique [J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2019, 139, 982–989.
- [12] Cui X, Zheng L, Liu Z, et al. Determination of the Minimum Miscibility Pressure of the CO₂/oil system based on quantification of the oil droplet volume reduction behavior [J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2022, 653, 130058.
- [13] Cui P, Liu Z, Cui X, et al. Impact of water on miscibility characteristics of the CO₂/n-hexadecane system using the pendant drop shape analysis method [J]. *Arabian Journal of Chemistry*, 16(9), 105038
- [14] Wang X, Cui X, Wang F, et al. Miscibility characteristics of the CO₂/n-hexadecane system with presence of water component based on the phase equilibrium calculation on the interface region [J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2021, 629, 127463.
- [15] Liu Z, Yan S, Zang H, et al. Quantization of the water presence effect on the diffusion coefficients of the CO₂/oil system with the dynamic pendant drop volume analysis technique [J]. *Chemical Engineering Science*, 2023, 281, 119142.
- [16] Liu Z, Cui X, Su X, et al. Experimental study on the diffusion characteristics of the miscible ScCO₂/oil system based on the droplet interface shrinkage behavior [J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2022, 637, 128234.
- [17] Cui X, Liu Z, Cui P, et al. A novel methodology for measurement of the diffusion coefficient between CO₂ and oil based on quantification of the oil droplet swelling behavior [J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2023, 656(PB), 130485

- [18] 许海鹏,张新奇,刘蕊,等.准噶尔盆地东北部北 10 井区中深层稠油 CO₂ 非混相驱油技术 [J].大庆石油地质与开发, 2024, 43(01): 142-148.
- [19] 崔晨光,覃建华,谭龙,等.玛湖砾岩油藏体积压裂开发后烃气混相驱提高采收率实验[J].科学技术与工程,2024, 24(02):528-537.
- [20] Du D, Naderi Beni A, Farajzadeh R, et al. Effect of Water Solubility on Carbon Dioxide Foam Flow in Porous Media: an X-Ray Computed Tomography Study [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2008, 47(16): 6298-6306.
- [21] Du D, Sun S, Zhang N, et al. Pressure distribution measurements for CO₂ foam flow in porous media [J]. *Journal of Porous Media*, 2015, 18(11): 1119–1126
- [22] Cao A, Li Z, Zheng L, et al. Nuclear magnetic resonance study of CO₂ flooding in tight oil reservoirs: Effects of matrix permeability and fracture [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, 225, 211692.
- [23] Ma N, Li C, Wang F, et al. Laboratory Study on the Oil Displacement Process in Low-Permeability Cores with Different Injection Fluids [J]. *ACS Omega*, 2022, 7(9): 8013–8022.
- [24] McCullough E. Photon attenuation in computed tomography [J]. *Medical Physics*, 1975, 2(6): 307–320.
- [25] 梁亚宁, 张士诚, 叶银珠, 等. CT 扫描技术在低渗透砂岩岩心试验中的应用 [J]. *石油钻采工艺*, 2011, 33(2): 98–101.
- [26] Du D, Wang C, Zhang N, et al. Experimental Study on Pressure Distribution and Dynamic Propagation Behavior for CO₂ Foam Flow in Heterogeneous Porous Media [J]. *Special Topics & Reviews in Porous Media-An International Journal*, 2016, 7(4): 357-363.
- [27] Du D, Zhang N, Li Y, et al. Numerical Analysis of Transient Foam Flow Characteristics in Two-Layer Heterogeneous Porous Media with Experimental Validations [J]. *Journal of Porous Media*, 2018, 21(9): 813-826.
- [28] Du D, Wang D, Jia N, et al. Experiments on CO₂ Foam Seepage Characteristics in Porous Media [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(3): 499-505.
- [29] SARAF S, BERA A. A review on pore-scale modeling and CT scan technique to characterize the trapped carbon dioxide in impermeable reservoir rocks during sequestration [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 144, 110986.
- [30] Du D, Li Y, Zhang D, et al. Experimental study on the inlet behavior of CO₂ foam three phase displacement processes in porous media [J]. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 2019, 103, 247–261
- [31] Du D, Zhang X, Wan C, et al. Determination of the effective thermal conductivity of the porous media based on digital rock physics [J]. *Geothermics*, 2021, 97, 102267.
- [32] Wan C, Liu J, Yu P, et al. Study of the water displacing oil process in low permeability porous media based on digital rock technology [J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2022, 649, 129469.
- [33] Liu J, Yu P, Li Y, et al. Numerical simulation on convective heat transfer characteristics in porous media based on the digital rock technology [J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2022, 196, 123323.
- [34] Li Y, Wang X, Yu P, et al. A pore-scale numerical study on the two-phase flow characteristics in fractured porous media [J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2024, 684, 133257.
- [35] Liu S, Zhang L, Su X. et al. Micro-CT characterization on pore structure evolution of low-permeability sandstone under acid treatment [J]. *Applied Geochemistry*, 2023, 152, 105633.
- [36] Yu P, Wang D, Wan C, et al. A pore-scale numerical study on the seepage characteristics in low-permeable porous media [J]. *Environmental Earth Sciences*, 2023, 82(11):1–13.

版权声明: ©2024 作者与开放获取期刊研究中心(OAJRC)所有。本文章按照知识共享署名许可条款发表。

<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



OPEN ACCESS