页岩油储层微观特征分析与流动模拟

曹小鹏

中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东东营 257015

摘要: 与常规油藏相比, 页岩储层孔隙空间复杂且类型多样, 呈现典型的多尺度特征。为提高开发页岩油藏效率, 有必要对页岩储层微观孔隙结构精确刻画, 并准确表征页岩油在微观孔隙间的流动规律。以胜利油田页岩为研究对象, 采用X射线计算机断层成像(X-ray computed tomography, XCT)与扫描电镜表征页岩的多尺度微观孔隙结构。考虑页岩壁面的滑移和吸附, 基于Navier-Stokes方程建立数字岩心内页岩油的流动模型。研究发现, 页岩岩样中的孔隙和裂缝体积占比为20.89%, 其中, 孔隙半径小于50 nm的数量超过50%; 有机质体积分数为4.52%, 有机质中发育的孔隙较少, 表明页岩岩样的成熟度不高; 页岩岩样中机质孔隙壁面的吸附降低了页岩油的渗透率, 对页岩油的流动影响较大, 特别是在有机质孔隙分布较多的页岩储层。无机质壁面的滑移提高了页岩油的渗透率, 在无机质孔隙分布较多的页岩储层, 滑移对页岩油流动具有重要影响。

关键词: 油气田开发工程; 页岩油; 数字岩心; Navier-Stokes方程; 有机质; 流动模拟

中图分类号: TE349

文献标志码: A

doi: 10.3724/SP.J.1249.2021.06605

Microscopic characteristics analysis and flow simulation of shale oil reservoir

CAO Xiaopeng

Exploration and Development Research Institute of Sinopec Shengli Oilfield Company,
Dongying 257015, Shandong Province, P. R. China

Abstract: Shale reservoirs have more complex and more diverse pore spaces than conventional oil reservoirs, showing typical multi-scale characteristics. The accurate description of the microscopic pore structure of reservoirs and the accurate characterization of shale oil flow law are extremely important for the efficient development of shale reservoirs. In this work, X-ray computed tomography (XCT) imaging and scanning electron microscope experimental research on the rock sample from Shengli Oilfield are utilized to depict the multi-scale micro pore structure of shale. Considering the slip and adsorption on the rock surface, the shale oil flow model in the digital core is established based on the Navier-Stokes equation. The results show that the proportion of pores and cracks in shale rock samples is 20.89%, of which more than 50% of the pore radii are less than 50 nm. The proportion of organic matter is 4.52%, and the less developed pores in organic matter indicate the less maturity of shale samples. The adsorption on the surface of organic pore reduces the permeability of shale oil and has a greater impact on the flow of shale oil,

Received: 2021-02-23; **Accepted:** 2021-05-11; **Online (CNKI):** 2021-09-01

Foundation: National Science and Technology Major Special Project of China (2017ZX05009-004); Basic Prospective Project of Sinopec (P25508-1-2)

Corresponding author: Senior engineer CAO Xiaopeng. E-mail: caoxiaopeng.slyt@sinopec.com

Citation: CAO Xiaopeng. Microscopic characteristics analysis and flow simulation of shale oil reservoir [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2021, 38(6): 605-612. (in Chinese)

especially in shale reservoirs with more organic pores. Furthermore, the slippage on the surface of the inorganic pore increases the permeability of shale oil. In shale reservoirs with more inorganic pores, the slippage has an important influence on the flow of shale oil.

Key words: oil and gas well development engineering; shale oil; digital rock; Navier-Stokes equation; organic matter; flow simulation

胜利油田页岩油储量丰富, 是中国油田可持续发展的重要资源接替阵地. 与常规油气藏相比, 页岩储层的孔隙空间复杂, 孔隙类型多样, 孔隙结构呈现多尺度特征. 页岩储层作为油气资源的载体, 精细描述页岩储层的微观孔隙结构及准确表征页岩油流动规律是高效开发页岩油气的基础.

当前, 关于页岩油的微观流动模拟研究仍处于探索阶段. AFSHARPOOR 等^[1] 基于流体的滑移效应构建了适用于不同截面几何形状的单管流动方程, 并应用于孔隙网络模型中进行页岩油的流动模拟研究. CUI 等^[2] 采用不同的几何形状表征纳米孔内的流体滑移流动, 提出一种集成孔隙网络模型框架. FENG 等^[3] 提出一种页岩油的随机表观渗透率模型, 并分析了各因素对页岩油产量的影响规律. WANG 等^[4] 基于哈根-泊肃叶模型, 建立了水湿纳米孔隙介质中流动的渗透率模型, 但是该模型假设和简化过多, 如未考虑滑移长度等, 与实际差别较大, 需要进一步完善. YANG 等^[5] 利用修正后的单管流体流动方程, 建立了考虑吸附和滑移的孔隙网络模型. 孙中良等^[6] 为精细刻画江汉盆地潜江凹陷页岩的矿物组成、岩相特征组合、孔隙类型和孔径分布, 判断孔隙结构的影响因素, 采用 X 射线衍射、低温氮气吸附、薄片观察、扫描电镜和能谱分析等方法进行研究, 发现页岩油储层的总有机碳质量分数和含油性与地质因素密切相关. 杨智等^[7,8] 应用场发射扫描电镜和纳米计算机断层扫描重构等先进技术, 在含油气致密泥页岩、砂岩和灰岩储层中发现孔径小于 $1\ \mu\text{m}$ 的纳米级孔喉系统普遍发育, 在非常规源储共生层系油气储层内, 纳米级孔喉是储集空间的主体, 占储集空间总体积的 70% ~ 80%, 微米到毫米级孔隙、裂缝等储集空间仅局部发育, 纳米级孔喉储集空间中很可能聚集了超乎想象的巨量油气资源. 目前, 对于页岩油的微观流动模拟, 主要采用孔隙网络模型或简化模型, 直接基于三维数字岩心进行流动模拟的较少. 本研究利用 X 射线计算机断层成像 (X-ray computed tomography, XCT) 与扫描电子显微镜 (scanning electron microscope, SEM) 对胜利油田页岩的多尺度微观孔隙结

构进行表征, 基于 Navier-Stokes 方程和滑移边界条件建立数字岩心内页岩油的流动模型.

1 页岩岩心扫描实验及微观孔隙结构

以胜利油田页岩为研究对象, 利用 XCT 及扫描电镜表征页岩储层的多尺度微观孔隙结构.

1.1 XCT 成像技术

实验样品取自胜利油田利页 1 井, 取心深度为 3 000 m, 属于典型的纹层状页岩. 利用 Xradia 公司生产的 Micro CT 400 型设备对页岩实验样品进行扫描, 获取页岩实验样品的 XCT 图像. 具体操作如下: ① 将样品切割和打磨处理成圆柱状, 直径为 25 mm, 以便获得样品清晰的微观结构特征; ② 将岩样固定好并开启射线源^[9], 实验采用 0.4 倍镜头, 电压为 75 keV, 功率为 7 W, 分辨率为 $14\ \mu\text{m}$, 穿过样品衰减后的射线照射到探测器上, 被图像获取软件自动捕获并存储, 通过测量射线信号的强度在穿过物质时的衰减判定物质的组成成分; ③ 完成扫描后, 获取岩心的投影数据; ④ 由投影数据重建岩样灰度图像, 获得大小为 $1\ 700 \times 1\ 700 \times 1\ 200$ 像素的图像, 如图 1. 图像重建的实质是由采集后的数据求解图像矩阵中个像素的吸收系数, 然后重新构造图像^[10].

图 1 页岩样品 XCT 图像

Fig. 1 XCT image of shale sample

为进一步分析灰色基岩骨架的特征, 在页岩样品 XCT 图像上提取大小为 $1\ 000 \times 1\ 000 \times 1\ 000$ 像素的表征单元体, 参照文献[11-12]经过图像强化、

滤波和分割处理后,如图2。页岩岩心中发育着大量裂缝,裂缝(层理)呈平行贯穿状,极大地增加了整体页岩岩样的连通性,但是裂缝中也存在多处充填,导致表面粗糙。基于分割后的页岩裂缝型数字岩心,可以发现裂缝的开度呈现典型的一致性,开度差别不大,开度均值为 $112\ \mu\text{m}$ 。

图2 页岩裂缝型数字岩心

Fig. 2 The fracture digital rock of shale

1.2 扫描电子显微镜实验

为进一步分析页岩实验样品中高精度的微观结构,对页岩实验样品进行氦离子抛光,采用 HELIOS NanoLab 660 型号设备进行 SEM 实验。由于仪器本身受限于分辨率和视野的矛盾,即分辨率越高实验获取的视野越小^[13],本实验采用扫描电子显微镜拼接技术(SEM-Map),即对选取的抛光后页岩实验样品区域依次进行扫描,将图像拼接后获得页岩实验样品大视野高精度图像,如图3。实验分辨率为 $10\ \text{nm}$,图像视野大小为 $0.70\ \text{mm} \times 0.62\ \text{mm}$ 。经过图像强化、滤波和分割处理后,得到页岩实验样品扫描电镜显微镜图像分割图,如图4。

从图3和图4可知,白色区域为黄铁矿物,不同灰度值代表着不同岩相,黑色区域为有机质和孔

图3 页岩实验样品扫描电镜显微镜拼接图

Fig. 3 SEM-Maps of shale sample

图4 页岩实验样品扫描电镜显微镜图像分割图

Fig. 4 Segmentation of shale sample SEM-Maps

隙。页岩呈现出典型的岩相平行交替出现的现象,这符合纹层状页岩的属性,且不同岩相之间发育着大量的裂缝,裂缝中发育着大量的有机质。有机质的产状呈现出条带状、散块状和封裹状。图4中红色代表孔隙和裂缝,绿色表示基岩,黄色为黄铁矿,紫色为有机质块。其中,孔隙和裂缝体积占比为 20.89% ,基岩体积分数为 57.93% ,黄铁矿体积分数为 16.57% ,有机质体积分数为 4.52% 。由于有机质中发育的孔隙较少,表明实验所用的页岩岩样的成熟度不高。

1.3 页岩多尺度微观孔隙结构

经 SEM 图像拼接技术得到的 SEM-Maps 图像像素数量巨大,处理困难。为方便进一步处理,将得到的 SEM-Maps 图像划分成不同系列的网格,对网格中的像素区域计算灰度共生矩阵^[14],依据计算的灰度共生矩阵进行聚类分析^[15],基于聚类分析得到的每类图像的特征,建立 XCT 图像和 SEM-Maps 图像的联系,从而实现页岩微观孔隙结构的多尺度表征。

依据图像特征提取和聚类分析方法对页岩油岩样的 SEM-Maps 图像进行处理,将图像划分为 246×246 个网格,每个网格像素为 256×256 像素,最终计算得到典型特征的分布如图5。

图6为典型图像特征类型,自上至下依次为模式1至模式5。每行代表一种模式中随机选取的典型图像特征类型。从图6不难发现,模式1为岩石颗粒,体积分数为 15.43% ;模式2为孔隙发育的岩石颗粒(溶蚀孔为主),体积分数为 27.44% ;模式3为晶间孔隙,体积分数为 21.86% ;模式4为晶间孔隙,以岩石颗粒与黏土矿物交界面为主,体

图 5 页岩油岩样的典型特征分布图

Fig. 5 Typical characteristic distribution of shale sample

积分数为 28.91%；模式 5 为有机质，体积分数为 6.36%。页岩油样品的微观孔隙结构性质是由各类型的孔隙结构特点及其所占比例决定的。

图 6 页岩油岩样的典型图像特征

Fig. 6 Typical types of shale sample

基于 SEM-Maps 图像特征的聚类分析，统计每类的灰度值分布情况。由于分辨率和窗口尺寸的设定，SEM-Maps 中得到的每种模式所占物理尺寸大小与 XCT 图像中每个像素点所占物理尺寸大小一致。在每种模式的灰度值的均值基础上，对 XCT 图像进行图像分割，得到 XCT 图像分类图。基于每种模式下的微观结构特征以及每种模式在 XCT 分类图所占的比例，得到页岩从纳米尺度到微米尺度的多尺度微观孔隙结构特征，如图 7。由图 7 可见，页岩岩样中孔隙半径小于 50 nm 空隙和裂缝占比超过 50%。

图 7 页岩多尺度微观孔隙结构

Fig. 7 Multi-scale microscopic pore structure of shale

2 基于数字岩心的页岩油流动模拟

采用直接模拟方法，对三维数字岩心进行页岩油单相流动模拟研究。在孔隙尺度，页岩油可视作不可压缩流体，其在多孔介质内的流动可采用 Navier-Stokes 方程描述，在岩石壁面上考虑页岩油在壁面的滑移。由文献[16]的分子动力学模拟结果可知，页岩油在无机质孔隙壁面的流动能力远小于有机质孔隙壁面，且由于无机质孔隙孔径较大，页岩油在其中的流动受吸附层影响非常小，因此，本研究只考虑有机质孔隙对页岩油的吸附作用。为表述方便，将孔隙壁面附近吸附页岩油的区域称为吸附层，流动通道内其余的区域称为体相区^[17]。基于 Navier-Stokes 方程^[18]与滑移边界条件^[19]，考虑吸附层与体相区不同的黏度，结合初始条件和压力边界条件，建立数字岩心内页岩油的流动模型，如式(1)至式(5)。基于 OpenFOAM 开发可以考虑吸附边界层的单相求解器。在开发的求解器中，动量方程采用解压力耦合方程的半隐式方法 (semi-implicit method for pressure linked equations, SIMPLE 算法)^[20]求解，求解器采用多核并行计算。

$$\begin{cases} \rho \mathbf{u}_t + \rho \mathbf{u} \cdot \nabla \mathbf{u} = -\nabla p + \mu \Delta \mathbf{u} \\ \nabla \cdot \mathbf{u} = 0 \\ \mathbf{u}|_r = b \mathbf{n} \cdot \nabla \mathbf{u} \\ \mu = \begin{cases} \mu_1, \text{体相区} \\ \mu_2, \text{吸附区} \end{cases} \\ p_{\text{in}} = C_1, p_{\text{out}} = C_2 \end{cases} \quad (1)$$

其中, u 为油相的速度张量, 单位: m/s ; u_i 为速度对时间 t 的偏导数; n 为空隙壁面边界法向量; p 为油相的压力, 单位: Pa ; ρ 为油相的密度, 单位: kg/m^3 ; $u|_r$ 为壁面边界处的速度; μ 为油相的黏度, 单位: $\text{Pa}\cdot\text{s}$; b 是与滑移长度和黏度有关的系数; μ_1 和 μ_2 分别为体相区和吸附层的黏度; p_{in} 和 p_{out} 分别为入口和出口端的压差; C_1 和 C_2 为常数。

由文献[21]的分子动力学模拟结果可知, 当孔隙直径小于 5 nm 时, 滑移长度随孔隙直径变化较大; 而当孔隙直径大于 5 nm 时, 滑移长度随孔隙直径几乎无变化, 可视为常数。考虑到页岩油藏孔隙直径大部分超过 5 nm , 因此, 滑移长度随孔隙直径变化可忽略, 只受孔隙壁面性质影响, 本研究页岩油在无机质孔隙壁面的滑移长度统一取 130 nm 。根据矿场实测数据, 模拟采用的页岩油密度为 856 kg/m^3 , 体相黏度为 $10.24\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。页岩油吸附层厚度为 1 nm , 页岩油吸附区的黏度为体相区的 3 倍。基于建立起数字岩心内页岩油的流动模型, 对有机/无机质混合数字岩心进行流动模拟^[22], 所得三维数字岩心内速度场如图 8。

图 8 有机/无机质混合数字岩心内速度场
Fig. 8 Velocity field in the organic/inorganic mixed digital rock

分别对有机质、无机质和有/无机质混合 3 种数字岩心进行稳态流动模拟, 根据速度场结果进行计算可得流量, 所得流量-压力梯度关系如图 9。在相同压差下, 页岩油在无机质数字岩心中的流量最大, 其次为有机/无机质混合数字岩心, 在有机质数字岩心中流量最低。根据达西公式式(2), 对流量

和压力梯度数据进行线性拟合, 计算斜率从而得到渗透率。

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

其中, Δp 为压差, 单位: Pa ; Q 为数字岩心内的流量, 单位: m^3/s ; A 为数字岩心的横截面面积, 单位: m^2 ; L 为数字岩心的长度, 单位: m 。页岩油在该无机质数字岩心、有机/无机质混合数字岩心和有机质数字岩心中的渗透率分别为 1.58×10^{-2} 、 1.14×10^{-2} 和 $9.76 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

图 9 真实数字岩心流量与压力梯度关系
Fig. 9 Relationship between flow rate and pressure gradient in the real digital rock

2.1 吸附层对页岩油流动的影响

为研究吸附层对页岩油流动的影响, 针对有机质和混合(有机/无机质)数字岩心, 分别考虑吸附层和不考虑吸附层, 进行页岩油流动模拟, 并计算对应压力梯度下的页岩油流量。有机质数字岩心中流动模拟结果如图 10。根据达西定律计算页岩油渗透率, 考虑吸附层的渗透率约为 $1.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 不考虑吸附层的渗透率约为 $9.76 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。与预期结果一致, 考虑吸附层后计算得到的渗透率比不考虑吸附层的结果低。

混合数字岩心中流动模拟结果如图 11。考虑吸附层和不考虑吸附层对应页岩油的渗透率分别为 $1.14 \times 10^{-2} \mu\text{m}^2$ 和 $1.19 \times 10^{-2} \mu\text{m}^2$ 。可知, 吸附层对有机/无机质混合数字岩心的流动具有一定的影响, 但是要比有机质数字岩心小。综上可知, 有机质孔隙壁面的吸附层降低了页岩油的渗透率, 其对流动

图 10 有机质数字岩心流量与压力梯度关系
Fig. 10 Relationship between flow rate and pressure gradient in the organic digital rock

图 12 无机质数字岩心流量与压力梯度关系
Fig. 12 Relationship between flow rate and pressure gradient in the inorganic digital rock

图 11 有/无机质混合数字岩心流量与压力梯度关系
Fig. 11 Relationship between flow rate and pressure gradient in the organic/inorganic mixed digital rock

的影响不可忽略,尤其是在有机质孔隙分布较多的页岩储层.

2.2 滑移对页岩油流动的影响

为研究滑移对页岩油流动的影响,针对无机质和混合(有/无机质)数字岩心,分别考虑滑移和不考虑滑移,进行页岩油流动模拟,分析滑移对无机质和混合数字岩心中的页岩油流动的影响.

无机质数字岩心中流动模拟结果如图 12. 利用达西定律计算页岩油渗透率,考虑滑移的页岩油渗透率约为 $1.58 \times 10^{-2} \mu\text{m}^2$, 不考虑滑移的页岩油渗透率约为 $1.14 \times 10^{-2} \mu\text{m}^2$. 可知,考虑滑移后页岩

油的渗透率比不考虑滑移的结果明显要高.

混合数字岩心中流动模拟结果如图 13. 考虑滑移的页岩油渗透率约为 $1.14 \times 10^{-2} \mu\text{m}^2$, 不考虑滑移的页岩油渗透率约为 $9.97 \times 10^{-2} \mu\text{m}^2$. 可见,滑移对有/无机质混合数字岩心的流动仍有明显作用,但影响比无机质数字岩心小. 综上可知,无机质壁面的滑移提高了页岩油的渗透率,对页岩油流动的影响较大,尤其是在无机质孔隙分布较多的页岩储层. 未考虑流体滑移在孔隙壁面滑移的致密多孔介质的表观渗透率是被明显的低估的,致密储层的渗透率明显高于达西定律所估算的渗透率的主要原因是边界滑移.

图 13 有/无机质混合数字岩心流量与压力梯度关系
Fig. 13 Relationship between flow rate and pressure gradient in the organic/inorganic mixed digital rock

基于真实数字岩心,考虑不同的滑移长度进行页岩油流动模拟并计算渗透率,分析微尺度效应对渗透率的影响.图14给出了考虑滑移(k_s)与未考虑滑移(k)的页岩油渗透率的比值,与预期一致,渗透率比值随着滑移长度的增大而增大,该结果表明微尺度效应对渗透率的影响增大. k_s/k 随滑移长度 L_s 的变化近似一条直线,拟合表达式如下:

$$\frac{k_s}{k} = 0.95717 + 0.05L_s \quad (3)$$

图14 真实数字岩心考虑滑移与未考虑滑移的渗透率的比值和滑移长度关系

Fig. 14 Relationship between slip length and ratio of permeability with slip and without slip in the real digital rock

结 语

以胜利油田页岩为研究对象,开展XCT成像与扫描电镜实验研究,表征页岩的多尺度微观孔隙结构.考虑页岩壁面的滑移和吸附,基于Navier-Stokes方程建立数字岩心内页岩油的流动模型,对有机质、无机质和有/无机质混合数字岩心进行流动模拟.结果表明:页岩岩样中孔隙和裂缝的体积占比为20.89%,有机质的体积分数为4.52%,有机质中发育的孔隙较少表明页岩岩样的成熟度不高.页岩中孔隙半径小于50 nm的数量超过50%,其次是孔径为50~100 nm和100~500 nm的孔隙,占比分别为17%和10%.页岩油在无机质数字岩心中的渗透率最大,其次为有/无机质混合数字岩心,在有机质数字岩心中渗透率最低.页岩岩样中

机质孔隙壁面的吸附降低了页岩油的渗透率,对页岩油的流动影响较大,特别是在有机质孔隙分布较多的页岩储层.无机质壁面的滑移提高了页岩油的渗透率,在无机质孔隙分布较多的页岩储层,滑移对页岩油流动具有重要影响.

基金项目: 国家科技重大专项基金资助项目(2017ZX05009-004); 中国石化科研基金资助项目(P25508-1-2)

作者简介: 曹小鹏(1983—),中国石化胜利油田分公司高级工程师.研究方向:油气田开发工程.

E-mail: caoxiaopeng.slyt@sinopec.com

引文: 曹小鹏.页岩油储层微观特征分析与流动模拟[J].深圳大学学报理工版,2021,38(6):605-612.

参考文献 / References:

- [1] AFSHARPOOR A, JAVADPOUR F. Liquid slip flow in a network of shale noncircular nanopores [J]. Fuel, 2016, 180: 580-590.
- [2] CUI Ronghao, FENG Qihong, CHEN Hongwei, et al. Multiscale random pore network modeling of oil-water two-phase slip flow in shale matrix [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019(175): 46-59.
- [3] FENG Qihong, XU Shiqian, WANG Sen, et al. Apparent permeability model for shale oil with multiple mechanisms [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 175: 814-827.
- [4] WANG Han, SU Yuliang, WANG Werdong, et al. Relative permeability model of oil-water flow in nanoporous media considering multi-mechanisms [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 183, 106361.
- [5] YANG Yongfei, WANG Ke, ZHANG Lei, et al. Pore-scale simulation of shale oil flow based on pore network model [J]. Fuel, 2019, 251: 683-692.
- [6] 孙中良, 王芙蓉, 何生, 等. 潜江凹陷古近系盐间典型韵律层页岩孔隙结构[J]. 深圳大学学报理工版, 2019, 36(3): 289-297.
SUN Zhongliang, WANG Furong, HE Sheng, et al. The pore structures of the shale about typical inter-salt rhythm in the Paleogene of Qianjiang depression [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2019, 36(3): 289-297. (in Chinese)
- [7] 杨智, 邹才能, 吴松涛, 等. 含油气致密储层纳米级孔喉特征及意义[J]. 深圳大学学报理工版, 2015, 32(3): 257-265.
YANG Zhi, ZOU Caineng, WU Songtao, et al. Characteristics and significance of nano pore throat in tight oil and gas reservoir [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2015, 32(3): 257-265. (in Chinese)

- [8] 杨智, 邹才能, 付金华, 等. 基于原位转化/改质技术的陆相页岩选区评价——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段页岩为例[J]. 深圳大学学报理工版, 2017, 34(3): 221-228.
YANG Zhi, ZOU Caineng, FU Jinhua, et al. Selection of pilot areas for testing in-situ conversion/upgrading processing in lacustrine shale: a case study of Yanchang-7 member in Ordos Basin [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2017, 34(3): 221-228. (in Chinese)
- [9] CNUDDÉ V, BOONE M N. High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: a review of the current technology and applications [J]. Earth-Science Reviews, 2013 (123): 1-17.
- [10] MARTIN J, BRANKO B, HU Dong, et al. Pore-scale imaging and modelling [J]. Advances in Water Resources, 2013(51): 197-216.
- [11] ANDRÄ H C, MARSH M, MUKERJI T, et al. Digital rock physics benchmarks—part I: imaging and segmentation [J]. Computers and Geosciences, 2013, 50: 25-32.
- [12] 董怀民, 孙建孟, 林振洲, 等. 基于CT扫描的天然气水合物储层微观孔隙结构定量表征及特征分析[J]. 中国石油大学学报自然科学版, 2018, 42(6): 40-49.
DONG Huaimin, SUN Jianmeng, LIN Zhenzhou, et al. Quantitative characterization and characteristic analysis of micro pore structure of gas hydrate reservoir based on CT scanning [J]. Journal of China University of Petroleum Natural Science Edition, 2018, 42(6): 40-49. (in Chinese)
- [13] LIU Lei, YAO Jun, SUN Hai, et al. Reconstruction of digital rock considering micro-fracture based on multi-point statistics [J]. Chinese Science Bulletin, 2018, 63(30): 3146-3157.
- [14] SINGH A, ARMSTRONG R, REGENALIER-LIEB K, et al. Rock characterization using gray-level co-occurrence matrix: an objective perspective of digital rock statistics [J]. Water Resources Research, 2019, 55(3): 1912-1927.
- [15] GERKE K, KARSANINA M, SIIONENKO T O, et al. Multi-scale image fusion of X-ray microtomography and sem data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level [C]// SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow: [s. n.], 2017; SPE-187874-MS. doi: 10.2118/187874-RU
- [16] 王森. 页岩油微尺度流动机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016.
WANG Sen. Study on micro scale flow mechanism of shale oil [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016. (in Chinese)
- [17] WU Keliu, CHEN Zhangxin, LI Jie, et al. Wettability effect on nanoconfined water flow [J]. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 2017, 114(13): 3358-3363.
- [18] 朱光普, 姚军, 张磊, 等. 特高含水期剩余油分布及形成机理[J]. 科学通报, 2017, 62(22): 2553-2564.
ZHU Guangpu, YAO Jun, ZHANG Lei, et al. Distribution and formation mechanism of remaining oil in extra high water cut stage [J]. Chinese Science Bulletin, 2017, 62(22): 2553-2564. (in Chinese)
- [19] ZHU Guangpu, KOU Jianlong, YAO Jun, et al. A phase-field moving contact line model with soluble surfactants [J]. Journal of Computational Physics, 2019, 405: 109170
- [20] PATANKAR V S, SPALDING D B. A calculation procedure for heat, mass and momentum transfer in three-dimensional parabolic flows [J]. International Journal of Heat & Mass Transfer, 1972, 15(10): 1787-1806
- [21] WANG Sen, JAVADPOUR F, FENG Qihong, et al. Fast mass transport of oil and supercritical carbon dioxide through organic nanopores in shale [J]. Fuel, 2016, 181: 741-758.
- [22] SUN Hai, DUAN Lian, LIU Lei, et al. The influence of micro-fractures on the flow in tight oil reservoirs based on Pore-Network models [J]. Energies, 2019, 12(21): 4104.

【中文责编: 晨 兮; 英文责编: 天 澜】