

引文: 孙晨皓, 李军, 董赛亮, 等. 基于拓扑分析的疏松砂岩气藏储层结构和润湿特性评价新方法[J]. 天然气工业, 2023, 43(10): 94-102.
SUN Chenhao, LI Jun, DONG Sailiang, et al. A new topology-based evaluation method for reservoir structure and wettability of unconsolidated sandstone gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(10): 94-102.

基于拓扑分析的疏松砂岩气藏储层 结构和润湿特性评价新方法

孙晨皓^{1,2} 李军^{1,3} 董赛亮^{1,2} 邹嘉玲^{1,2}

1. 油气资源与工程全国重点实验室·中国石油大学(北京) 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院
3. 中国石油大学(北京)克拉玛依校区

摘要: 疏松砂岩气藏气水分布和运移关系复杂, 储集岩孔隙结构特征、原位润湿特征和气水界面性质制约了天然气储量的有效动用, 其中储层孔隙结构和润湿性的准确评价对气藏治水与高效开发具有重要意义。为了弥补传统评价方法在精度和尺度上的不足, 结合持续拓扑分析和三维 CT 无损成像技术, 精细表征了疏松砂岩气藏储层的孔隙结构, 并应用拓扑几何学 Gauss-Bonnet 定理拓展了孔隙尺度润湿机理, 创新了原位润湿性评价方法, 系统研究了双相润湿特征对气水赋存分布规律的影响机制, 最后提出了基于拓扑分析的疏松砂岩气藏储集岩特性评价新方法。研究结果表明: ①持续拓扑分析结果全面且精细地表征了疏松砂岩储集空间的孔隙结构及其高孔隙度、高渗透率的物性特征, 并验证了该方法的适用性; ②基于拓扑几何学的润湿性评价新方法定量表征了储集岩的原位润湿性, 且误差在 6% 以内, 相较于传统方法, 精度提高了约 11%; ③强水湿体系中气体普遍赋存于大孔, 部分孤立的气泡赋存于小孔, 油湿体系中地层水大多赋存于大孔且极易建立优势渗流通道, 从而导致开发初期气藏产水现象的发生。结论认为, 该新方法可快捷、准确地识别与表征岩石的孔隙结构与原位润湿性, 对推动储层表征技术的进步, 预测天然气在疏松砂岩气藏的运移能力及提高气藏的治水稳产效果具有重要的理论和工程意义。

关键词: 疏松砂岩; 孔隙结构; 润湿性; 拓扑分析; 物性评价; 天然气藏; 界面特性; 多相渗流

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.10.010

A new topology-based evaluation method for reservoir structure and wettability of unconsolidated sandstone gas reservoirs

SUN Chenhao^{1,2}, LI Jun^{1,3}, DONG Sailiang^{1,2}, ZOU Jialing^{1,2}

(1. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering//China University of Petroleum - Beijing, Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum - Beijing, Beijing 102249, China; 3. China University of Petroleum - Beijing at Karamay, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Natural Gas Industry, Vol.43, No.10, p.94-102, 10/25/2023. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Unconsolidated sandstone gas reservoirs have complex gas and water distribution and migration relationships, and the effective production of their natural gas reserves is restricted by the pore structure characteristics and in-situ wetting behaviors of reservoir rocks and the properties of gas-water interface. Particularly, the accurate evaluation of reservoir pore structures and in-situ wettability is of great significance for the water control and efficient development of gas reservoirs. In order to overcome the shortcomings of traditional methods in accuracy and scale, this paper precisely characterizes the pore structures in unconsolidated sandstone reservoirs by using the persistent topology analysis and the 3D CT nondestructive imaging technology. Then, the wettability mechanism on the pore scale is expanded by applying the Gauss-Bonnet theorem of topology geometry, the in-situ wettability evaluation method is innovated, and the influential mechanisms of two-phase wetting behaviors on gas and water occurrence and distribution laws are systematically researched. Finally, a new method for evaluating reservoir characteristics of unconsolidated sandstone gas reservoirs based on topology analysis is proposed. And the following research results are obtained. First, the results of persistent topology analysis comprehensively and precisely characterize the pore structures and physical properties (high porosity and high permeability) of unconsolidated sandstone reservoirs, and verify the applicability of this method. Second, the new wettability evaluation method based on topology geometry can quantitatively characterize the in-situ wettability of reservoir rocks with an error less than 6%, and its accuracy is about 11% higher than that by the traditional method. Third, in a strong water-wet condition, gas generally exists in large pores, and a few isolated gas bubbles lie in small pores. In oil-wet condition, most of the formation water exists in large pores, so dominant flow pathways are formed quite easily, which leads to water breakthrough at the initial stage of gas reservoir development. In conclusion, the new evaluation method can quickly and accurately identify and characterize the pore structure and in-situ wettability of reservoir rocks, which has important theoretical and engineering significance for promoting the advancement of reservoir characterization technologies, predicting the migration ability of natural gas in unconsolidated sandstone gas reservoirs and enhancing the water control and stable production of gas reservoirs.

Keywords: Unconsolidated sandstone; Pore structure; Wettability; Topology analysis; Physical property evaluation; Natural gas reservoir; Interfacial behavior; Multiphase flow

基金项目: 国家自然科学基金项目“基于拓扑几何学的致密油藏跨尺度润湿机理研究”(编号:42102149)、北京市自然科学基金项目“面向碳封存的深部咸水层多尺度润湿机理研究”(编号:3222038)、中国石油大学(北京)拔尖人才项目“致密储层跨尺度润湿机理研究”(编号:2462021BJRC004)。

作者简介: 孙晨皓, 1992年生, 副教授, 博士; 主要从事常规与非常规油气田开发的研究工作。地址:(102249)北京市昌平区府学路18号。ORCID: 0000-0003-1726-7601。E-mail: chen hao.sun@cup.edu.cn

0 引言

疏松砂岩气藏普遍具有埋藏浅、胶结程度差、非均质性强以及高孔隙度、高渗透率等特点，气藏中水体较为发育，流体分布复杂，且边底水活跃。该类气藏无水采气期短、单井产量递减快、稳产期短，严重影响开发效果^[1-3]。诸多气藏开发实践证明，储集岩内部孔隙度、渗透率等物性差异导致气水赋存特征和运移关系复杂，形成了在流体性质识别和气水分布认识上的偏差，极大地制约了天然气储量的有效动用^[4-10]。前人在理论分析、室内实验和数值模拟的基础上，发现储集岩孔隙结构特征、原位润湿性和气水界面性质是决定地层可动流体运移与赋存分布的最主要因素^[11-14]。因此，精细表征疏松砂岩储集空间和孔喉结构特征，探索建立储层原位润湿性评价的新方法，对开发阶段气藏的治水和稳产具有重要科学意义和工程价值。

国内外已有不少学者对储集岩孔隙特征进行了深入研究，大多基于传统的扫描电镜^[15-16]、岩石铸体薄片分析^[17-18]、核磁共振^[19-20]或流体注入实验^[21]（高压压汞和气体吸附）等实验方法反映孔喉参数，但识别尺度有限且无法从直观的角度精细描述岩石孔隙结构的三维形态、特征与演化差异。储层润湿机理的研究则广泛依赖杨氏方程，并利用座滴法^[22-25]、渗吸测量法^[26-27]（Amott-Harvey 指数法）或毛细管压力曲线测量法^[28-29]（USBM 指数法）等手段来表征岩石润湿性。但受储集空间内复杂孔隙结构和矿物组成的制约，其原位润湿特征通常与上述方法的测量结果不符，导致储层气水分布与流动轨迹预测出错。为了保证疏松砂岩气藏的产水防控与高效开发，当前亟须完善并创新评价方法以准确表征储层的复杂孔喉形态及原位润湿特征。

鉴于上述方法的不足，笔者通过理论与技术创新，提出了基于拓扑分析的储集岩特性评价新方法。利用持续拓扑分析和三维 CT 无损成像技术，精细表征了疏松砂岩储集空间的孔隙结构及其物性特征。应用拓扑几何学 Gauss-Bonnet 定理创新性地建立了储集岩润湿性评价方法，完善并拓展了孔隙尺度原位润湿机理，同时定量表征了储集岩的复杂润湿分布状态。在此基础上，开展了疏松砂岩储层气水分布评价，探讨了双相润湿特征对气水赋存规律及气藏产水的影响机制。相较于传统方法，新方法可对储层孔隙结构和原位润湿性进行快捷、准确地识别与表征，能够满足对复杂非均质岩石特性评价的要求，以期为后续评价天然气在疏松砂岩气藏的运移能力以及气藏的经济高效开发提供依据与工程指导。

1 基于拓扑分析的岩石特性评价原理

1.1 孔隙结构持续拓扑分析

与孔隙网络模型不同，孔隙结构持续拓扑分析方法通过识别各孔隙的拓扑特征和几何参数来测量其拓扑不变量，从而更全面地反映孔隙类型、特征以及连通性。该方法中，储集岩孔隙空间的拓扑特征将由其几何形态的欧拉数进行量化^[30]，即

$$\chi = \beta_0 - \beta_1 + \beta_2 \quad (1)$$

式中 χ 表示欧拉数，无量纲，其值代表孔隙空间的复杂程度，该值越小，表明孔隙结构越复杂； β 表示贝蒂数，即孔隙空间的拓扑不变量，无量纲； β_0 表示非连通孔隙的数量； β_1 表示孔隙空间连通路径的数量； β_2 表示孔隙空间凹腔的数量。

图 1 展示了不同贝蒂数的持续拓扑分析方法示意图，该方法首先进行空间点距离的标识，进而在微计算机断层扫描（ μ CT）二值图像上进行欧氏距离

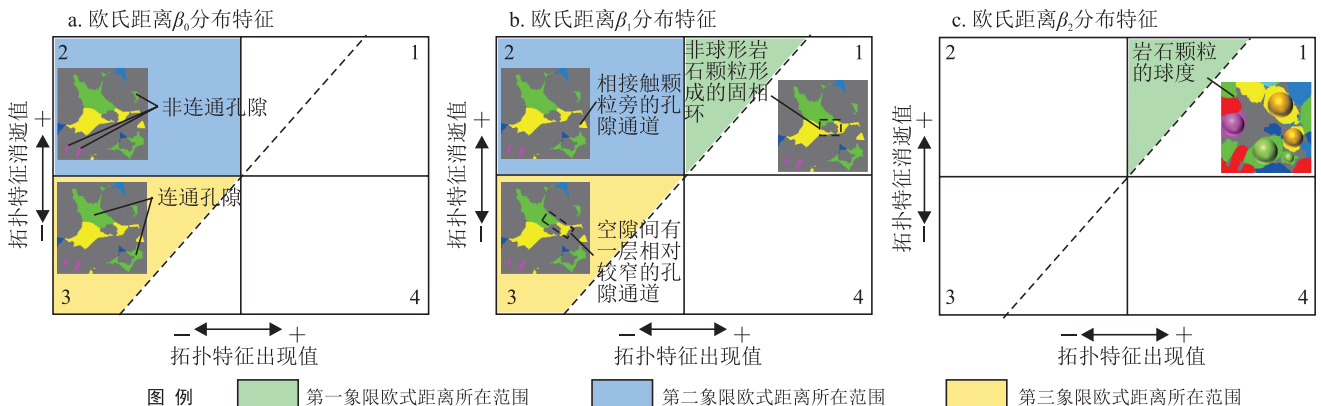


图 1 储层孔隙结构持续拓扑分析方法示意图

变换计算。当图像上欧氏距离的负值介于 $0 \sim -20$ 时, 代表岩石孔隙空间; 当其正值介于 $0 \sim 50$ 时, 代表岩石基质。同时, 当孔隙空间内的一个拓扑特征出现时, 该值被定义为拓扑特征出现值; 反之, 则被定义为拓扑特征消逝值。由图 1 可知, β_0 中第二象限的欧式距离结果代表了非连通孔隙的数量, 第三象限的欧式距离结果代表了连通孔隙的数量, 可以以此为依据评价孔隙结构的连通性。位于第三象限的值越多, 表明储层的连通孔隙越多, 孔隙连通性越好。此外, 当 β_1 的欧式距离结果位于第二象限时, 该孔隙特征代表相接触岩石颗粒的粒间孔通道; 当结果位于第三象限时, 表明该孔隙空间特征为孔隙间有一层相对较窄的喉道, 可以此为依据评价岩石颗粒间的压实程度。同时, 位于第一象限的欧式距离结果都为正值, 在 β_1 中代表了岩石颗粒所形成的固相环的数量, 但在 β_2 中代表岩石颗粒的球度, 可以此为依据评价岩石的沉积环境, 颗粒的球度越好, 则储层质量越高。

1.2 储层原位润湿性评价方法

油气等非润湿相流体在储集空间中的赋存特征和几何形态受孔隙结构、固体基质—流体界面性质、岩石表面粗糙度和矿物组成等因素共同影响, 是储层润湿行为的综合表现。拓扑几何学 Gauss-Bonnet 定理中, 欧拉数 (χ) 代表了任意几何形态的拓扑不变量^[31]。基于此, 非润湿相流体几何形态的界面曲率、界面面积、三相交线测地曲率可与其拓扑结构的欧拉数建立关系^[32], 即

$$4\pi\chi = \int_M \kappa_G dA + \int_{dM} \kappa_g dL \quad (2)$$

式中 M 表示非润湿相界面, 无量纲; κ_G 表示非润湿相流体界面高斯曲率, μm^{-2} ; A 表示非润湿相表面积, μm^2 ; κ_g 表示三相交线测地曲率, μm^{-1} ; L 表示三相交线的长度, μm 。

亏缺曲率 (k_d) 代表了流体表面拓扑形态受润湿效应影响而亏缺的部分曲率。受制于流体几何形态欧拉数的拓扑不变量, 该部分亏缺曲率将沿三相交线重新分布, 使式 (2) 守恒。因此, k_d 可表示为:

$$k_d = \int_{dM} \kappa_g dL = 4\pi\chi - \int_M \kappa_G dA \quad (3)$$

通过进一步测量三相交线数量, 亏缺曲率可被定义在 $0^\circ \sim 180^\circ$ 的润湿角分布区间, 从而更直观地表征储层润湿程度。对于任意拓扑结构欧拉数为 1 的非润湿相液滴, 其液滴润湿角 (θ^c) 与亏缺曲率、三相交线数量间的关系可被定义为:

$$\theta^c = \frac{k_d}{4N_c} \quad (4)$$

式中 N_c 表示三相交线数量。具体的推导过程及方法验证可参考笔者的前期文章^[33]。

2 实验与方法

2.1 样品与实验原理

成像实验方面, 选取了欧洲北海盆地南部某浅海疏松砂岩气田的岩石样品, 将该岩样置于夹持器中进行三维 μCT 全尺寸扫描成像, 获得了岩样在 18 MPa 围压下的原位孔隙结构。如图 2 所示, 利用 X 射线三维 μCT 层析扫描装置, 通过调整电压、电流、曝光时间等参数, 取得了岩样内部孔隙—基质的无损图像。其中, X 射线源的工作电流和电压分别为 65 A 和 100 MeV, μCT 图像的像素为 $700 \text{ px} \times 700 \text{ px} \times 500 \text{ px}$, 分辨率达 $1.8 \mu\text{m}$ 。随后利用 Avizo 三维重构软件, 对原始 CT 灰度图像进行图像处理, 包括去噪、阈值分割及三维重构等过程, 实现了三维数字岩心模型重构。通过对其储集空间进行定量分析, 获取了孔隙结构的几何参数与形态特征。最后选取数字岩心模型的表征单元体, 进一步开展储层原位润湿性评价与气水赋存分布规律研究。

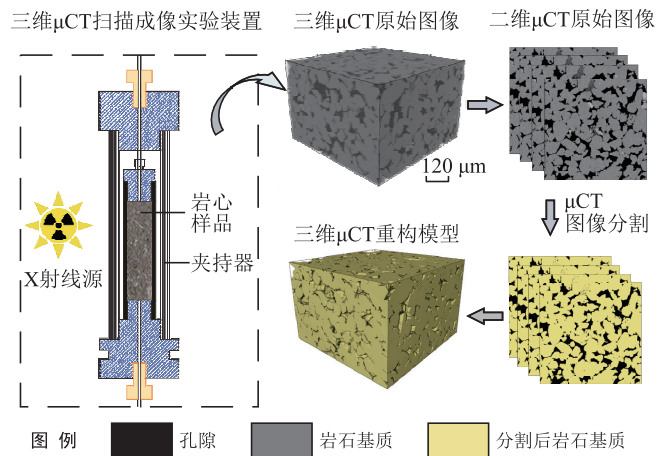


图 2 三维 μCT 扫描成像实验与图像处理的流程示意图

储集层孔隙结构分析 (图 3) 表明, 该岩样粒间孔隙发育, 面孔率分布范围主要介于 $20\% \sim 35\%$, 平均面孔率为 27.5% , 面孔率变化较大且非均质性较强。该岩样的平均有效孔隙度为 26.1% , 表明其储集空间多为连通孔隙, 孤立孔隙较少。此外, 在 μCT 图像上应用最大球法, 提取了岩样的孔隙网络模型, 测定了有效孔隙半径, 其分布范围主要介于 $15 \sim 25 \mu\text{m}$,

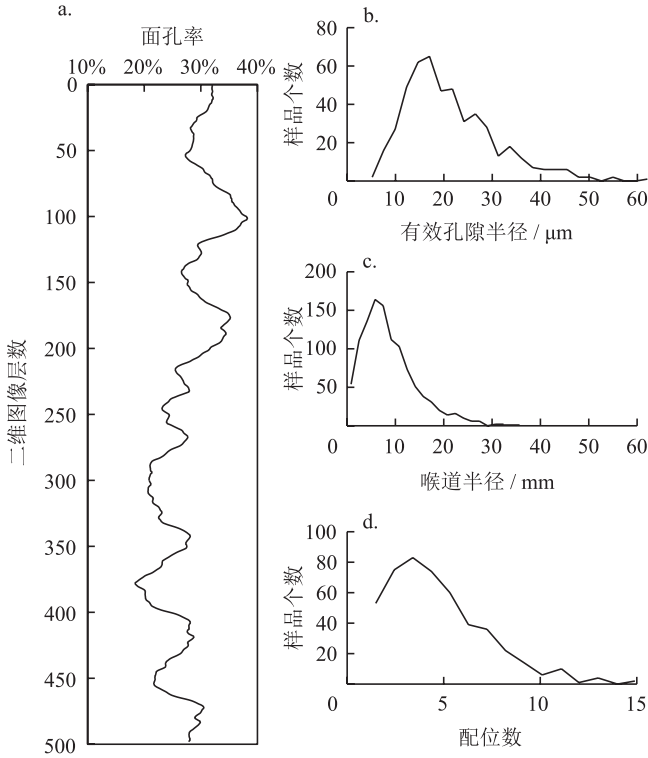


图 3 基于微观 CT 可视化实验的孔隙结构表征结果图

平均值为 $21.3 \mu\text{m}$ ；喉道半径的平均值为 $8.7 \mu\text{m}$ ；平均配位数为 4.6，孔隙连通性较好。由实验所得的岩心气测渗透率为 2 156 mD。整体而言，该储层具有典型的高孔隙度高渗透率特征。

2.2 数值模拟方法

为验证拓扑几何学润湿性评价方法的有效性，同时深入探讨不同润湿特征对气水微观赋存分布的影响机制，采用基于格子玻尔兹曼方法 (LBM) 的数值模拟技术建立了储集岩双相润湿分布模型。在此基础上，在该岩样的数字岩心模型内开展了气田开发阶段的气水两相流动模拟，获取了不同润湿分布模型的流体微观分布状态，进而验证了基于拓扑几何学原位润湿性评价方法对表征双相润湿体系的可靠性与适用性。

数值模拟方面，应用了 LBM 中的颜色梯度模型，选取 $500 \text{ px} \times 500 \text{ px} \times 500 \text{ px}$ 的表征单元模拟了疏松砂岩储层天然气的开发过程。LBM 数值模拟通过流体间的作用参数控制润湿相与非润湿相间的界面张力，具有较小的流体界面厚度并且界面张力自主可调。同时，通过基质一流体间的作用参数控制储集岩润湿性，该方法有效避免了实验中界面张力和润湿性相互耦合的现象，同时更准确地反映了地层真实条件下岩石的润湿状态。具体来说，该方法利用离散空

间网格点上流体粒子的碰撞和迁移来描述流体流动。一个格点某一离散速度方向的流体粒子在固定格子 t 时刻 x 位置上的动力学方程可用其分布函数定义为：

$$f_q(x_i + e_i \delta_i, t + \delta_i) - f_q(x_i, t) = \Omega_q \quad (5)$$

式中 Ω_q 表示碰撞算子，决定了演化方程描述流动的物理意义^[34-35]； f_q 表示流体粒子的序参数分布函数，无量纲； δ_i 表示时间步长，无量纲； e_i 表示速度矢量，无量纲。颜色梯度模型中全局分布函数用于控制压力场和速度场的演化，其他的演化方程用于模拟两相界面的演化，优化的颜色梯度为：

$$C(x, t) = \frac{3}{c_2 \delta_i} \sum_i w_i e_i \varphi(t, x + e_i \delta_i) \quad (6)$$

式中 $C(x, t)$ 表示颜色梯度，无量纲； c 表示格子速度，无量纲； w_i 表示权系数； φ 表示为颜色梯度与离散速度间的夹角，无量纲。此外，非润湿相流体的演化方程为：

$$g_i(x + e_i \delta_i, t + \delta_i) = g_i^{\text{eq}}[(t, x), u(t, x)] \quad (7)$$

式中 g_i^{eq} 表示平衡分布函数，可表示为 $g_i^{\text{eq}} = w_i \rho_{\text{nw}} \times \left(1 + \frac{3}{c^2} e_i \cdot u\right)$ ； ρ_{nw} 表示非润湿相流体宏观密度，无量纲； u 表示流体速度，无量纲。详细的 LBM 数值模拟方法及其验证可见本文参考文献 [34, 36-37]。

3 结果与讨论

3.1 疏松砂岩孔隙结构表征

图 4 展示了该岩样孔隙结构的持续拓扑分析结果。通过对各孔隙内的几何参数、拓扑特征出现值以及消逝值统计，发现 β_0 中的欧式距离结果大部分位于第三象限，且第二象限内的值极少 (图 4-a)，表明该岩样的孤立孔隙较少，储集空间大部分为连通孔隙，约占孔隙总数的 95%。该结果与图 3-d 中基于孔隙网络模型的表征结果一致。此外，图 4-b 中 β_1 的欧式距离结果多数位于第二象限，表明该岩样孔隙类型多为相接触岩石颗粒的粒间孔，但也有相当一部分未压实颗粒形成的孔隙通道，从另一方面验证了该岩样的岩性为疏松砂岩。如图 4-c 所示， β_2 的欧式距离结果大部分位于第一象限的中间区域，表明该岩样孔隙形态中的凹腔较多，多呈偏三角形形态分布，该现象也可从二维 μCT 图像中观察到。整体而言，孔隙结构持续拓扑分析结果可较为全面地表征储集岩的孔隙类型、分布形态、发育程度以及空间连通性，从而更准确地判断储层可动流体的流动空间与渗流能力。

图 4-d 展示了该岩样各孔隙结构的欧拉数与孔隙半径关系的结果，可见该岩样的孔隙半径分布范围介于 5 ~ 70 μm，其密度分布结果表明大部分的孔隙半径介于 10 ~ 22 μm，与孔隙网络模型的等效孔径结果相符。此外，从欧拉数结果的密

度分布及其拟合曲线可知，多数孔隙的欧拉数为 1，表明该岩样的孔隙结构较为简单、非均质性较弱。但随着等效孔隙半径的增大（大于 20 μm），欧拉数随之减小，表明其孔隙结构逐渐趋于复杂。

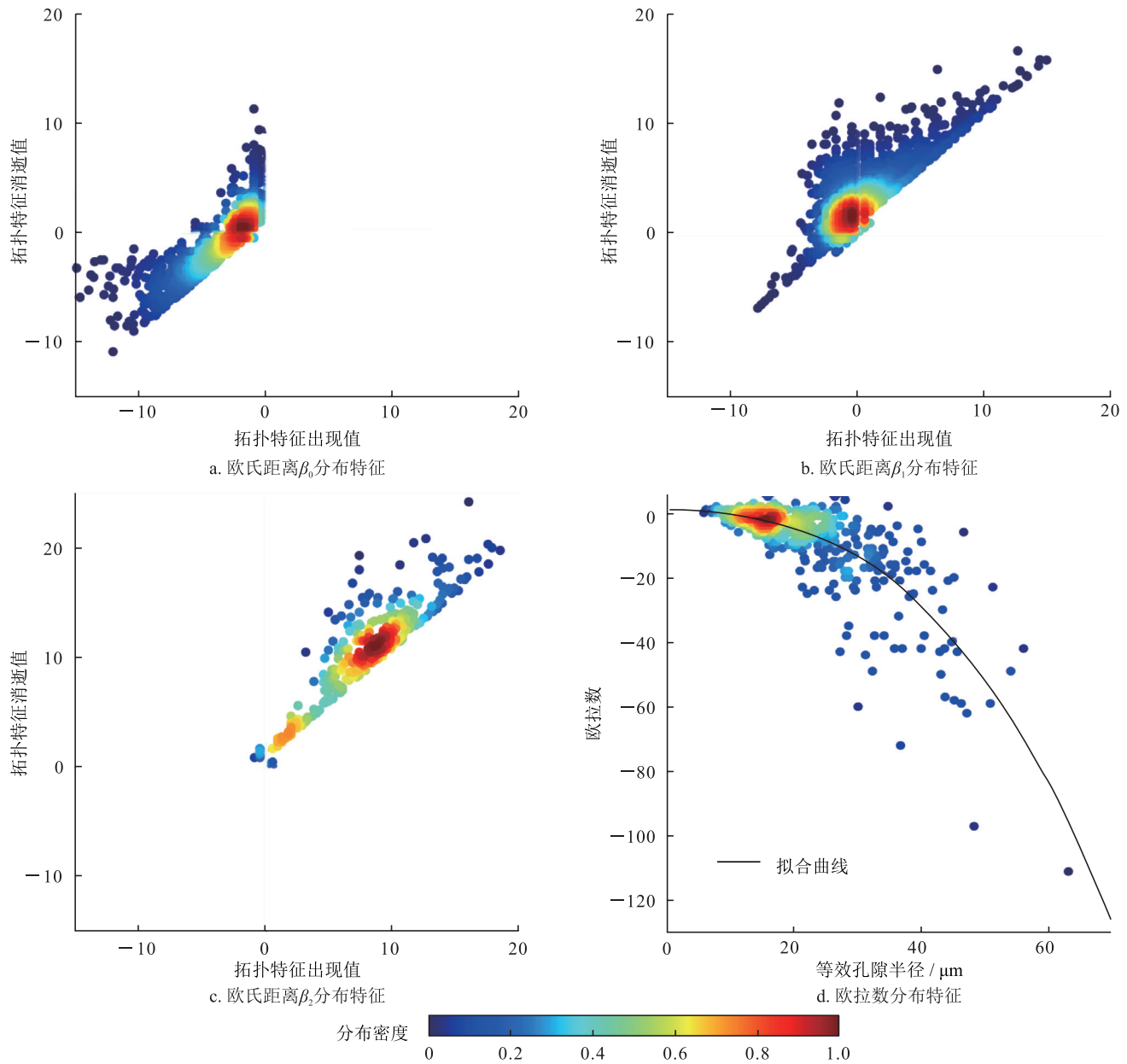


图 4 疏松砂岩岩样孔隙结构持续拓扑分析结果图

3.2 储层原位润湿性评价及验证

为了验证拓扑几何学储层原位润湿性评价方法的可靠性，笔者基于数字岩心模型中各孔隙的欧氏距离，建立了强水湿和油湿体系的双相润湿分布模型。该方法有助于揭示不同润湿特征对可动流体微观赋存分布与运移规律的影响机制。强水湿体系中储集岩预设的接触角为 30°，表现为强水湿状态。油湿体

系中，储集岩大部分表面预设的接触角为 130°，表现为油湿状态。但将孔喉半径小于 5 μm 的角落区域设置为水湿状态。

基于上述两种润湿体系，分别获取了相同含水饱和度下的气水两相分布状态及其几何形态特征，进而利用拓扑几何学原位润湿性表征方法对各非润湿相液滴进行了液滴润湿角测量。表 1 汇总了双相

表 1 双相润湿分布模型的液滴润湿角测量结果表

润湿分布模型	液滴润湿角 / (°)	
	中位数	平均值
强水湿	32.36	32.16
油湿	124.05	109.81

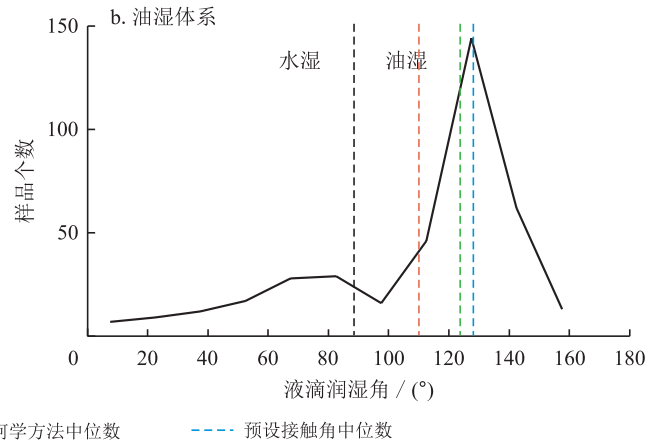
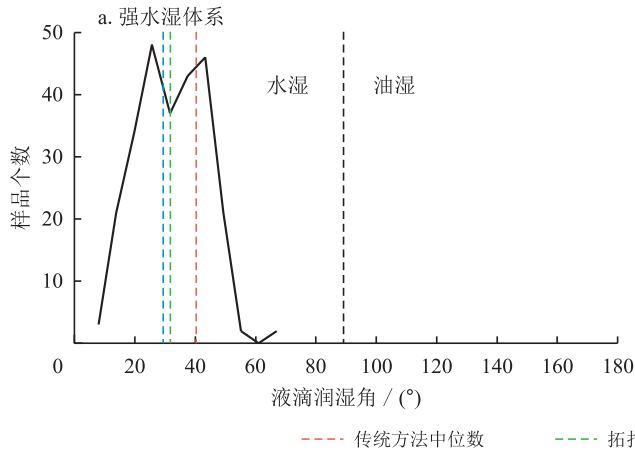


图 5 不同体系内的润湿角分布统计图

过与模拟时预设的岩石接触角对比可知，拓扑几何学原位润湿性表征方法的精度高于 97.6%。此外，传统的原位润湿性表征方法主要通过测量沿三相交线的微观接触角，其结果的中位数为 41.59°。相较于传统方法，新方法的精度提高了约 9.2%。

油湿体系中识别出 383 个非润湿相水滴。图 5-b 展示了油湿体系内的原位润湿分布特征和液滴润湿角结果，液滴润湿角的分布主要介于 100° ~ 155°，中位数为 124.05°，呈现混合润湿特征，且油湿特征显著。值得注意的是，在图 5-b 中发现了部分液滴润湿角的范围介于 20° ~ 90°，这是因为油湿润湿体系中孔喉半径小于 5 μm 的角落区域为水湿状态。在油湿体系中，拓扑几何学原位润湿性评价方法的精精度高于 94.1%，其表征结果与储集岩预设的润湿状态相一致。传统原位微观接触角表征结果的中位数为 112.63°。由此可得，基于拓扑几何学的原位润湿性表征新方法的精度比传统方法提高了约 11.4%。

3.3 气水微观赋存分布规律

针对可动流体的气固界面，图 6 展示了两种润湿分布模型中各孔隙的含气饱和度与气固界面面积比的关系。从图中可知，随着含气饱和度的增大，二者的拟合曲线有相当明显的转变。其中，孔隙空间内含气饱和度越大，气固界面面积与孔隙表面积的比值越大，表明该孔隙内气固界面面积越大。相同含气饱和度下，强水湿体系的气固界面面积显著小于油

润湿分布模型液滴润湿角的表征结果。其中，在强水湿体系中识别出了 257 个非润湿相气泡。如图 5-a 所示，强水湿体系内的液滴润湿角分布主要介于 10° ~ 50°，平均值为 32.16°，中位数为 32.36°，且所有润湿角都小于 70°，具有明显的强水湿特征。通

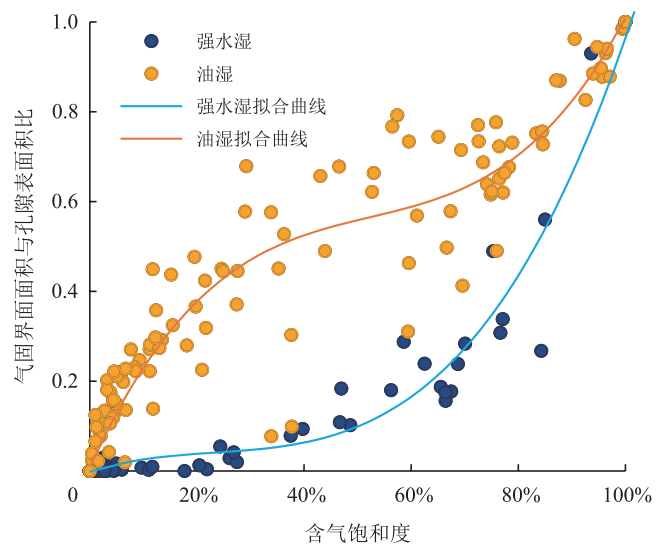


图 6 不同润湿分布模型中各孔隙内含气饱和度和气固界面面积与孔隙表面积比的关系图

湿体系，验证了该储层整体的原位润湿特征为强水湿状态。油湿体系下，气体与岩石表面的接触面更多，因而气固界面的面积显著大于强水湿体系。同时，油湿体系内微小孔隙储集岩的润湿性表现为水湿状态，在图 6 中可以发现有小部分结果符合水湿体系特征。

针对可动流体的气水界面，图 7 给出了强水湿体系中气水两相的微观赋存分布特征（红色表示气体，蓝色表示水，黄色表示岩石）与界面平均曲率趋势（ K_1 和 K_2 代表 1 个曲面的 2 个主曲率）。从图中可知，强水湿体系中气体普遍赋存于大孔，有小部

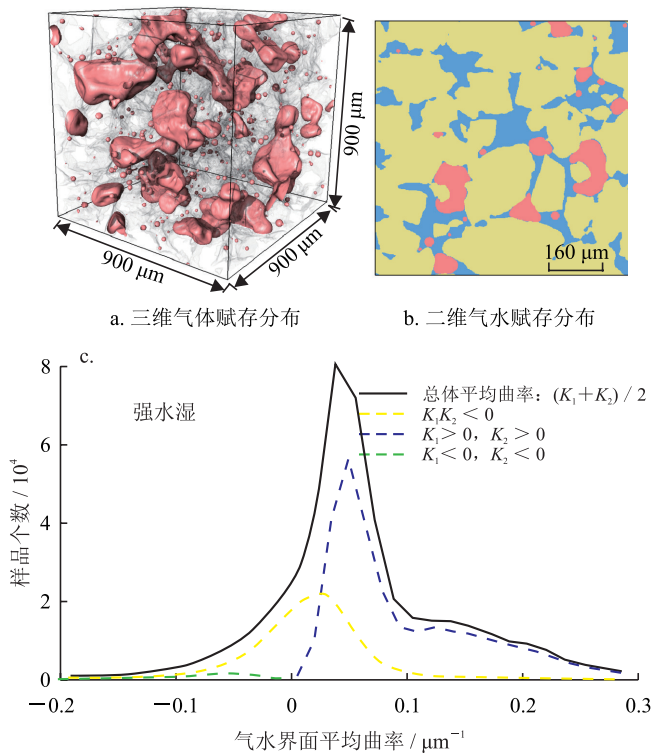


图 7 强水湿体系内气体赋存空间分布及气水界面平均曲率统计图

分的孤立气泡赋存在小孔，同时其流体界面的高斯曲率负值较少，平均曲率的正值较多，表明气水界面具有强水湿特征的凸面。图 8 展示了油湿体系中气水两相的微观赋存分布特征与界面平均曲率趋势。

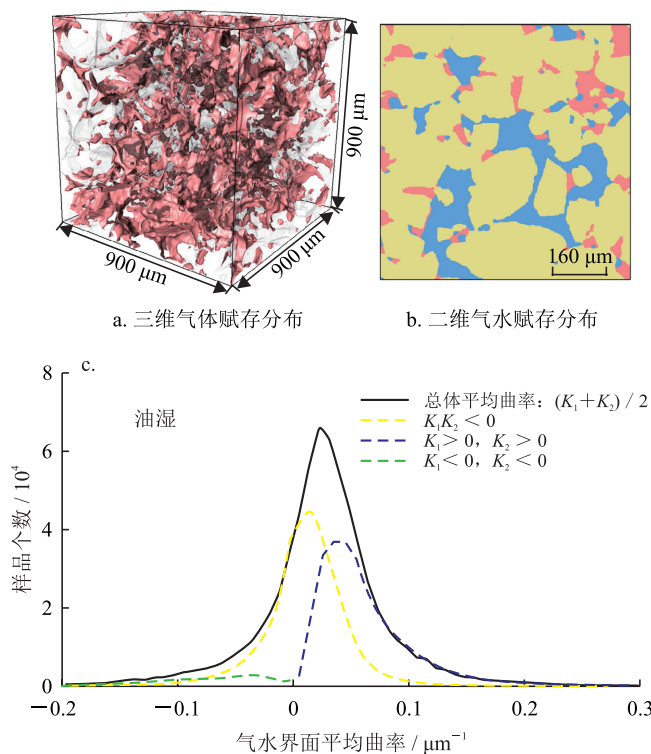


图 8 油湿体系内气体赋存分布状态及气水界面平均曲率统计图

从图中可知，相同含水饱和度下，气体普遍赋存于小孔，地层水大多赋存在大孔。图 8-a 中的气水界面特征和图 8-c 中大量的高斯曲率负值同时表明，油湿体系存在众多凹凸相间的气水界面，这也从另一方面验证了该模型的润湿特征。相较于强水湿体系，地层水更容易建立优势渗流通道并在储集空间内流动，从而导致气藏产水现象的发生。

4 应用前景

我国疏松砂岩气藏主要分布于青海油田柴达木盆地、南海北部湾莺歌海海域以及神狐海域等地，多以游离气和天然气水合物状态赋存，气藏资源丰富。但储集岩成岩性差，生产开发过程中储层易受伤害且孔隙结构动态演变显著，导致气井出砂问题明显。若将 μ CT 可视化成像技术与持续拓扑分析方法结合，可精细描述储层孔隙结构特征、类型、分布形态、发育程度以及空间连通性，有助于深化疏松砂岩气藏开发过程中孔隙结构演化的控制机理，从而更准确地预测气水分布与渗流能力。此外，疏松砂岩气藏储集层埋藏浅，且黏土和杂基含量高，导致岩石原位润湿特征差异显著。基于拓扑几何学 Gauss-Bonnet 定理的原位润湿性评价方法，可有效表征岩石复杂的润湿特征，拓展了国内针对储层润湿性评价的技术手段，进而揭示了不同润湿分布对气水微观赋存特征的影响机制，有助于提高对疏松砂岩气藏的出水防控和潜在生产能力的认识，具有广阔的应用前景。

整体而言，孔隙结构持续拓扑分析方法和储层原位润湿性评价新方法，对准确预测岩石物性参数、揭示多相流体赋存分布规律以及评价天然气在疏松砂岩气藏的运移能力具有重要意义。

5 结论

1) 孔隙结构持续拓扑分析结果表明，疏松砂岩储集空间多为连通孔隙，孤立孔隙较少，空间连通性较好，具有典型的高孔隙度、高渗透率特征。该方法可较为全面地表征储集岩的孔隙类型、分布形态、发育程度以及空间连通性，为疏松砂岩气藏的精细描述与有效开发提供了技术支持。

2) 拓扑几何学润湿机理拓展了储层孔隙尺度润湿理论，基于 Gauss-Bonnet 定理的原位润湿性评价方法可有效表征储集岩的双相润湿特征，且表征结果误差在 6% 之内。相较于传统微观接触角测量的方法，

其精度提高了约 11%，为后续预测复杂矿物组分储集岩中的流体分布规律及渗流能力提供了准确依据。

3) 对于强水湿体系，气体普遍赋存于大孔，有少部分孤立气泡赋存于小孔，气水界面多为具有强水湿特征的凸面。对于油湿体系，气体普遍赋存于小孔，地层水赋存于大孔，同时存在大量凹凸相间的气水界面，地层水更易于建立优势渗流通道，导致气藏产水现象的发生，该认识对气藏的治水防控具有指导意义。

参 考 文 献

- [1] 雷登生, 杜志敏, 汤勇, 等. 疏松砂岩气藏气井出水模拟研究[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(3): 143-146.
LEI Dengsheng, DU Zhimin, TANG Yong, et al. Simulation study on water production of gas well in unconsolidated sandstone gas reservoirs[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(3): 143-146.
- [2] 邓勇, 杜志敏, 陈朝晖. 涩北气田疏松砂岩气藏出水规律研究[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(2): 336-338.
DENG Yong, DU Zhimin, CHEN Zhaohui. Study on water production law of unconsolidated sandstone gas reservoir in Sebei gas field[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(2): 336-338.
- [3] 阎洪涛, 徐文江, 于继飞, 等. 海上疏松砂岩油田注水压力优化方法研究[J]. 中国海上油气, 2021, 33(2): 131-135.
YAN Hongtao, XU Wenjiang, YU Jifei, et al. Research on optimization method of water injection pressure in offshore loose sand oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33(2): 131-135.
- [4] DE GENNES P G. Wetting: Statics and dynamics[J]. Reviews of Modern Physics, 1985, 57(3): 827-863.
- [5] BONN D, EGGERS J, INDEKEU J, et al. Wetting and spreading[J]. Reviews of Modern Physics, 2009, 81(2): 739-805.
- [6] RABBANI H S, ZHAO Benzong, JUANES R, et al. Pore geometry control of apparent wetting in porous media[J]. Scientific Reports, 2018, 8(1): 15729.
- [7] 刘秀婵, 陈西泮, 刘伟, 等. 致密砂岩油藏动态渗吸驱油效果影响因素及应用[J]. 岩性油气藏, 2019, 31(5): 114-120.
LIU Xiuchan, CHEN Xipan, LIU Wei, et al. Influencing factors of dynamic imbibition displacement effect in tight sandstone reservoir and application[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(5): 114-120.
- [8] 陈朝晖, 谢一婷, 邓勇. 涩北气田疏松砂岩气藏微观气水驱替实验[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(4): 139-144.
CHEN Zhaohui, XIE Yiting, DENG Yong. Experiment of microscopic displacement of gas and water in loose sandstone gas reservoir of Sebei[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(4): 139-144.
- [9] 武兴, 燕歌, 陈容涛, 等. 渤中 19-6 地区深层油气赋存相态差异性及其成因机制[J]. 中国海上油气, 2021, 33(3): 58-68.
WANG Feilong, YAN Ge, CHEN Rongtao, et al. Difference and its genetic mechanism of deep hydrocarbon occurrence phases in BZ19-6 area[J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33(3): 58-68.
- [10] 代金友, 林立新. 储层孔隙的“渗流”分类方案及其意义[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(2): 43-50.
DAI Jinyou, LIN Lixin. "Seepage" classification scheme of reservoir pores and its significance[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(2): 43-50.
- [11] 李小兵, 刘莹. 微观结构表面接触角模型及其润湿性[J]. 材料导报, 2009, 23(24): 101-103.
LI Xiaobing, LIU Ying. Contact angle model and wettability on the surfaces with microstructures[J]. Materials Reports, 2009, 23(24): 101-103.
- [12] 朱定一, 张远超, 戴品强, 等. 润湿性表征体系及液固界面张力计算的新方法(II)[J]. 科学技术与工程, 2007, 7(13): 3063-3069.
ZHU Dingyi, ZHANG Yuanchao, DAI Pinqiang, et al. Novel characterization of wetting properties and the calculation of Liquid-Solid interface tension (II)[J]. Science Technology and Engineering, 2007, 7(13): 3063-3069.
- [13] 林伯韬, 史璨, 于光哲, 等. 风城陆相稠油油砂亲水性及润湿性机理研究[J]. 石油科学通报, 2017, 2(3): 355-363.
LIN Botao, SHI Can, YU Guangzhe, et al. Wettability and hydrophilicity of Fengcheng terrestrial oil sand[J]. Petroleum Science Bulletin, 2017, 2(3): 355-363.
- [14] 王飞, 阮颖琪, 陈巧韵, 等. 考虑压裂液渗吸换油效应的压裂焖井压降模型[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1250-1257.
WANG Fei, RUAN Yingqi, CHEN Qiaoyun, et al. A pressure drop model of post-fracturing shut-in considering the effect of fracturing-fluid imbibition and oil replacement[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1250-1257.
- [15] 杜谷, 王坤阳, 冉敬, 等. 红外光谱/扫描电镜等现代大型仪器岩石矿物鉴定技术及其应用[J]. 岩矿测试, 2014, 33(5): 625-633.
DU Gu, WANG Kunyang, RAN Jing, et al. Application of IR/SEM and other modern instruments for mineral identification[J]. Rock and Mineral Analysis, 2014, 33(5): 625-633.
- [16] 朱珍德, 渠文平, 蒋志坚. 岩石细观结构量化试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2007, 26(7): 1313-1324.
ZHU Zhende, QU Wenping, JIANG Zhijian. Quantitative test study on mesostructure of rock[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2007, 26(7): 1313-1324.
- [17] 张创, 孙卫, 高辉, 等. 基于铸体薄片资料的砂岩储层孔隙度演化定量计算方法——以鄂尔多斯盆地环江地区长 8 储层为例[J]. 沉积学报, 2014, 32(2): 365-375.
ZHANG Chuang, SUN Wei, GAO Hui, et al. Quantitative calculation of sandstone porosity evolution based on thin section data: A case study from Chang 8 reservoir of Huanjiang area, Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(2): 365-375.
- [18] 钟大康, 周立建, 孙海涛, 等. 储层岩石学特征对成岩作用及孔隙发育的影响——以鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 890-899.

- ZHONG Dakang, ZHOU Lijian, SUN Haitao, et al. Influences of petrologic features on diagenesis and pore development: An example from the Triassic Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(6): 890-899.
- [19] 李爱芬, 任晓霞, 王桂娟, 等. 核磁共振研究致密砂岩孔隙结构的方法及应用[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 39(6): 92-98.
- LI Aifen, REN Xiaoxia, WANG Guijuan, et al. Characterization of pore structure of low permeability reservoirs using a nuclear magnetic resonance method[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2015, 39(6): 92-98.
- [20] 周科平, 李杰林, 许玉娟, 等. 基于核磁共振技术的岩石孔隙结构特征测定[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2012, 43(12): 4796-4800.
- ZHOU Keping, LI Jieli, XU Yujuan, et al. Measurement of rock pore structure based on NMR technology[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2012, 43(12): 4796-4800.
- [21] 田华, 张水昌, 柳少波, 等. 压汞法和气体吸附法研究富有机质页岩孔隙特征[J]. *石油学报*, 2012, 33(3): 419-427.
- TIAN Hua, ZHANG Shuichang, LIU Shaobo, et al. Determination of organic-rich shale pore features by mercury injection and gas adsorption methods[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(3): 419-427.
- [22] ANDREW M, BIJELJIC B, BLUNT M J. Pore-scale contact angle measurements at reservoir conditions using X-ray microtomography[J]. *Advances in Water Resources*, 2014, 68: 24-31.
- [23] ALRATROUT A, RAEINI A Q, BIJELJIC B, et al. Automatic measurement of contact angle in pore-space images[J]. *Advances in Water Resources*, 2017, 109: 158-169.
- [24] SCANZIANI A, SINGH K, BLUNT M J, et al. Automatic method for estimation of in situ effective contact angle from X-ray micro tomography images of two-phase flow in porous media[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2017, 496: 51-59.
- [25] DALTON L E, TAPRIYAL D, CRANDALL D, et al. Contact angle measurements using sessile drop and Micro-CT data from six sandstones[J]. *Transport in Porous Media*, 2020, 133(1): 71-83.
- [26] AMOTT E. Observations relating to the wettability of porous rock[J]. *Transactions of the AIME*, 1959, 216(1): 156-162.
- [27] TIAB D, DONALDSON E C. *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*[M]. 4th ed. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2015.
- [28] DONALDSON E C, THOMAS R D, LORENZ P B. Wettability determination and its effect on recovery efficiency[J]. *SPE Journal*, 1969, 9(1): 13-20.
- [29] 曾宏斌, 王芙蓉, 罗京, 等. 基于低温氮气吸附和高压压汞表征潜江凹陷盐间页岩油储层孔隙结构特征[J]. *地质科技通报*, 2021, 40(5): 242-252.
- ZENG Hongbin, WANG Furong, LUO Jing, et al. Characteristics of pore structure of intersalt shale oil reservoir by low temperature nitrogen adsorption and high pressure mercury pressure methods in Qianjiang Sag[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2021, 40(5): 242-252.
- [30] HERRING A L, ROBINS V, SHEPPARD A P. Topological persistence for relating microstructure and capillary fluid trapping in sandstones[J]. *Water Resources Research*, 2019, 55(1): 555-573.
- [31] CHERN S S. A simple intrinsic proof of the Gauss-Bonnet formula for closed Riemannian manifolds[J]. *Annals of Mathematics*, 1944, 45(4): 747-752.
- [32] SUN Chenhao, MCCLURE J, BERG S, et al. Universal description of wetting on multiscale surfaces using integral geometry[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2022, 608(Part 3): 2330-2338.
- [33] SUN Chenhao, MCCLURE J E, MOSTAGHIMI P, et al. Probing effective wetting in subsurface systems[J]. *Geophysical Research Letters*, 2020, 47(5): e2019GL086151.
- [34] MCCLURE J E, ARMSTRONG R T, BERRILL M A, et al. Geometric state function for two-fluid flow in porous media[J]. *Physical Review Fluids*, 2018, 3(8): 084306.
- [35] MCCLURE J E, LI Zhe, BERRILL M, et al. The LBPM software package for simulating multiphase flow on digital images of porous rocks[J]. *Computational Geosciences*, 2021, 25(3): 871-895.
- [36] MCCLURE J E, PRINS J F, MILLER C T. A novel heterogeneous algorithm to simulate multiphase flow in porous media on multicore CPU-GPU systems[J]. *Computer Physics Communications*, 2014, 185(7): 1865-1874.
- [37] ARMSTRONG R T, MCCLURE J E, BERRILL M A, et al. Flow regimes during immiscible displacement[J]. *Petrophysics*, 2017, 58(1): 10-18.

(修改回稿日期 2023-08-20 编辑 董 莎)



本
文
互
动