

致密储层中石油充注特征的在线显微成像研究

江文滨^{1,2} 林 緬^{1,2} 姬莉莉^{1,2} 曹高辉¹ 张立宽³ ,
窦文超¹ 郑思平^{1,2} 陈 卓^{1,2} 邱 鑫^{1,2}

1. 中国科学院 力学研究所 流固耦合系统力学重点实验室 北京 100190;

2. 中国科学院大学 工程科学学院 北京 100190;

3. 中国科学院 地质与地球物理研究所 油气资源研究重点实验室 北京 100029

摘要: 致密储层岩石渗透率低, 储集空间受其微纳米级孔隙控制, 毛管力作用显著增强。认识油气的微观充注特征是分析运聚成藏的基础。利用自研的岩心流体驱替在线三维显微成像系统, 开展致密储层样品油充注过程观测, 提出样品整体和孔隙两级的含油特征综合定量分析方法。以相同流程的驱替在线核磁共振测试为对照, 揭示不同时刻在线二维直接数字化摄影(Digital Radiography, DR)的平均差值, 可用于评价样品整体含油量变化; 基于高精度孔隙网络抽提的孔隙级流体饱和度计算方法, 实现了图像可分辨的孔隙与孔喉油充注程度的定量评价。通过多层次数据、不同方法的组合, 可满足不同研究对动态特征捕捉、孔隙分辨能力及成像视野等差异化需要。分析结果表明, 鄂尔多斯盆地不同致密储层两块岩石样品的含油饱和度随注油量的增加, 均呈现开始上升较快、后期减缓的特点; 相同注入流速下, 相对高渗样品油充注初期含油饱和度上升速度更快, 最终含油饱和度较高; 随着注油量的增加, 较高渗样品的大孔隙含油饱和度持续增加, 低渗样品大孔隙的含油饱和度呈 U 形变化, 表现出油、水反复占据孔隙的特点。

关键词: 在线显微成像; 油充注; 直接数字化摄影; 孔隙网络; 致密储层

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

On-line microscopic imaging investigation on oil charging characteristics in tight reservoirs

JIANG Wenbin^{1,2}, LIN Mian^{1,2}, JI Lili^{1,2}, CAO Gaohui¹, ZHANG Likuan³,
DOU Wenchao¹, ZHENG Siping^{1,2}, CHEN Zhuo^{1,2}, QIU Xin^{1,2}

1. Key Laboratory for Mechanics in Fluid Solid Coupling Systems, Institute of Mechanics,
Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;

2. School of Engineering Science, University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;

3. Key Laboratory of Oil and Gas Resources Research, Institute of Geology and Geophysics,
Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China

Abstract: The reservoir space of tight reservoir with low-permeability is controlled by micro and nano scale pores, making the influence of capillary force significantly enhanced. Therefore, understanding the microscopic charging characteristics of oil and gas is the basis for analyzing the migration and accumulation of reservoirs. In this paper, the self-developed on-line three-dimensional microscopic imaging system for core fluid displacement is used to observe the oil charging process of two tight reservoir samples, and core-level and pore-level quantitative analysis methods for oil content characteristics are proposed. Taking the on-line nuclear magnetic resonance testing with the same process of displacement as a contrast, it is revealed that the average difference of on-line 2D DR (Digital Radiography) images at different times can be used to evaluate the overall oil content change of the sample. The calculation method of pore level fluid saturation based on high-precision pore network extraction algorithm realizes the quantitative evaluation of oil charging degree of the CT resolved pores and pore throats. The combination of multi-level data and different methods can meet the different needs of different researches on dynamic feature capture, pore resolution and imaging field of vision. The analysis results show that the oil saturation

收稿日期: 2022-08-16; 修订日期: 2023-01-28。

作者简介: 江文滨(1984—)男, 博士, 副研究员, 从事非常规油气赋存与渗流研究。E-mail: jiangwenbin@imech.ac.cn。

通信作者: 林緬(1960—)女, 博士, 研究员, 从事非常规油气跨尺度输运问题研究。E-mail: linmian@imech.ac.cn。

基金项目: 中国科学院 A 类战略性先导科技专项(XDA14010304)、国家自然科学基金项目(42030808, 41690132 和 41872163)和中国科学院仪器设备功能开发技术创新项目(2020BA19)联合资助。

of two rock samples from different tight reservoirs in the Ordos Basin increases rapidly at the beginning and slows down later with oil injection increasing. At the same injection flow rate, the oil saturation of the sample with higher permeability increases faster at the initial oil charging stage, making its final oil saturation higher. With the increase of oil injection, the oil saturation of macropores in the sample with higher permeability continuously increases, while that of macropores in the sample with lower permeability shows a U-shaped change, showing the characteristics of repeated occupation of pores by oil and water.

Key words: on-line microscopic imaging; oil charging; Digital Radiography(DR); pore network; tight reservoir

与常规油气相比,致密油气的储集空间受其微纳米级孔喉控制^[1-2],具有近源大规模连续聚集、圈闭界限不明显的特点^[3-4]。致密储层充注过程中作为非润湿相的石油需要克服较大的毛细管力,才能进入具有亲水壁面的微纳米孔喉。随着储层致密化,孔隙度成倍降低,渗透率则跨量级减小,连通孔隙的孔喉尺寸相应地显著减小。根据 Young-Laplace 方程可知,孔喉中两相界面处毛细管力显著增加。有研究者从孔喉的流动贡献、流体分布和力学平衡等不同角度出发,提出临界孔喉直径的定义及计算方法。例如,将高压压汞曲线分析得到的对渗透率贡献达 99% 的孔喉直径视为下限;基于充注流体压力与静水压力之差,利用 Young-Laplace 方程计算充注的最小孔喉直径^[5];通过岩电实验确定束缚水饱和度,结合低温氮气吸附确定的束缚水表面积确定束缚水膜厚度,并与恒速压汞实验确定的孔喉半径平均值比较,确定临界孔喉半径^[6];基于核磁共振测量离心后束缚水饱和度,结合高压压汞孔隙体积和表面积计算束缚水膜厚度,综合确定致密储层的孔喉半径下限^[7];依据孔喉直径与孔隙度、物性参数的相关性等。致密储层石油充注孔喉直径和物性下限的研究,成为了致密油气成藏研究的热点之一^[8-11]。

鄂尔多斯盆地致密油含油饱和度与储层物性相关性差^[12],物性较差的致密砂岩储层中,物性对含油性的控制不明显,孔隙结构和润湿性是影响致密砂岩储层油气充注与聚集的关键^[13-14]。现有临界孔喉直径分析方法主要基于单一毛管或毛管束模型,对连通性差、润湿性分布复杂的致密储层储集空间进行了较多的简化,不同方法所得的临界孔隙直径差异明显(十纳米级到百纳米级不等),适用性受限,也难以深入揭示孔隙结构控制石油充注特征的内在机理。

相较于传统研究分析手段,孔隙级含油分布的在线观测,可更深入认识微观充注特征。当前可实现无损在线观测的主要手段包括核磁共振和 X 射线断层扫描两种。其中核磁共振技术基于不同横

向弛豫时间(T_2)与孔径的对应关系,依据信号强度确定不同孔径范围的流体量^[6,15-17]。有研究者采用气驱水在线核磁共振物模实验,研究了不同压力下不同孔径气体充注饱和度贡献等^[17]。核磁共振成像的分辨率在百微米量级以上,难以分辨致密砂岩孔隙。微焦点 X 射线断层扫描(Micro X-Ray Computed Topography,下文简称微米 CT)常用于样品的微米级分辨率的三维结构无损观测。由于孔隙和岩石骨架对 X 射线衰减能力存在显著差异,可较清楚识别分辨率以上的孔隙。近年来,有研究者通过向其中一相流体中加入对 X 射线衰减作用强的溶质(例如水中加入碘化钾、碘化钠或氯化铯等;油中加入碘萘烷等)以进一步区分孔隙中的两相流体。当前将油气水驱替系统与微米 CT 相结合进行在线观测,以模拟油气开发过程的水驱油、气或渗吸或 CO₂封存气驱水或接触角、润湿性居多,观测对象以常规砂岩或碳酸盐岩为主^[18-21],而对油气充注过程的相关研究较少。马勇等^[22]开展了致密砂岩微米级石油驱替在线三维实验,发现 10 μm 以上孔隙连通性较好,是石油聚集的优势孔隙网络;致密砂岩 62.9%~84.1% 的石油聚集于半径在 10~60 μm 的孔隙内,分析了致密砂岩微米级孔隙网络系统石油的赋存与孔隙尺寸、成因类型及空间分布的关系。乔俊程等^[23]进行了致密砂岩天然气充注的三维可视化物理模拟,获得了不同驱替压力条件下的充注饱和度变化特征,揭示了不同阶段主导孔喉及充注通道的差异。在线显微成像所得的三维特征较传统方法得到了极大丰富,但仍面临孔隙级量化程度待提高、分辨率和视野难以兼顾、分辨率以下特征考虑不足等问题。本文利用自研岩心流体驱替在线三维显微成像系统,开展致密储层样品石油充注过程的在线显微成像实验,对多层次数据进行综合分析,提出基于不同时刻 DR 图像平均差值确定样品总体含油量变化的方法和孔隙级流体饱和度定量分析方法,从多个角度揭示储层岩石的含油充注特征,以期为深入认识致密储层充注的微观特征提供新的方法、视角和认识。

1 在线三维显微成像定量分析方法

1.1 实验系统

该系统由岩心流体驱替模块和微米 CT 两部分有机结合组成。岩心流体驱替模块由多台柱塞泵、岩心夹持器和连接管线等组成。岩心夹持器具有独立的围压腔体和轴压腔体,由两台柱塞泵以去离子水为介质分别实现恒压加载。夹持器入口端连接至贮存注入流体的活塞容器,恒速恒压泵以去离子水为介质驱动活塞,将容器中流体以恒速或者恒压的方式注入(图 1)。夹持器出口端连接至回压阀,由柱塞泵控制回压阀维持一定的出口压力。柱塞泵的最高输出压力可达 70 MPa,流速为 0.02~30 mL/min。X 射线三维显微成像采用的是天津三英的 nanoVoxel 3502E 微焦点 CT,具有平板和光耦双路探测器,支持亚微米(500 nm 空间分辨率)到 127 μm 的跨尺度成像,具有直接数字化摄影(Digital Radiography, DR)和多种(步进、连续及连续螺旋等)CT 扫描模式。

为实现驱替过程的在线成像,需要将岩心夹持器固定在微米 CT 自屏蔽箱体内部的样品转台上,并利用可 360° 旋转的柔性管线连接至位于箱体以外的驱替模块的其他部分。岩心夹持器的外壳采用 10% 碳纤维增强聚酰亚胺,替代常用的不锈钢或钛合金材料,以降低对 X 射线的衰减,确保成像质量。相比于常规的夹持器外岩心静态扫描方式,夹持器内岩心在线扫描受多方面因素的限制:(1) 环压腔增大了射线源与样品旋转中心的最小间距(Source Object Distance, SOD)。根据几何放大原理,放大倍数正比于射线源与 SDD/SOD(SDD 为

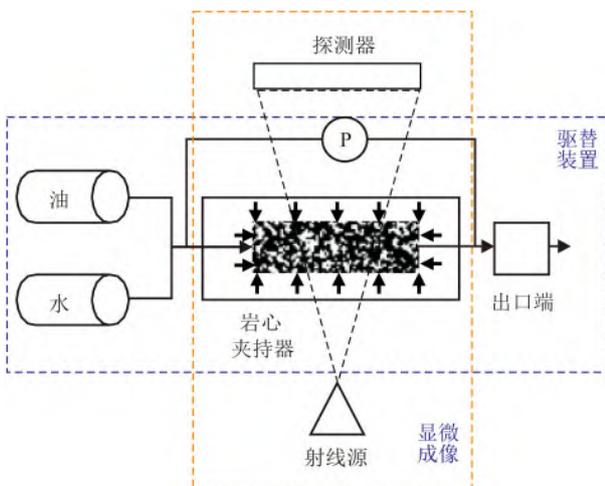


图 1 岩心流体驱替在线显微成像系统示意

Fig.1 Diagram of core fluid flooding on-line microscopic imaging system

探测器的间距, Source Detector Distance)。为了实现更高分辨率的扫描,需要增大 SDD,进而需要采用更高的发射功率才能达到同等的信号强度,存在 SDD 或者发射功率超出设备上限的可能。(2) 当前非金属材料强度仍差于金属材料,为达到同等耐压能力,前者制成的外壳厚度需增加,也增大了进行高分辨率扫描的难度。因此,需要考虑成像分辨率与夹持器耐压能力的平衡。当前系统具有两组夹持器,分别支持直径 6 mm 和 25 mm 的圆柱样品以 4 μm 和 14 μm 的分辨率进行整体扫描,轴压、围压与注入流体压力上限为 30 MPa。图 2 展示了系统主要部分的实物。

1.2 实验流程

(1) 对样品进行洗油处理,以清除孔隙内部残留烃组分。样品烘干后采用万分之一天平称量其在空气中质量 m_d 及在 99.7% 无水乙醇中浸没时的天平读数 m_i ,根据阿基米德浮力原理计算其外观体积 $V_{\text{bulk}} = (m_d - m_i) / \rho_{\text{ethanol}}$,其中 ρ_{ethanol} 为 99.7% 无水乙醇在实验温度条件下的密度。接着利用双室氦气膨胀法测定烘干样品的骨架体积 V_{grain} ,并计算孔隙度 $\varphi = (V_{\text{bulk}} - V_{\text{grain}}) / V_{\text{bulk}} \times 100\%$ 。

(2) 采用微米 CT 对干燥样品进行扫描。采用 170 kV 电压,110 mA 电流,曝光时间为 0.33 s,样品每旋转 1/3° 拍摄一张 16 位无符号整数型(取值 0~65 535)的 DR 图像,360° 旋转扫描共获得 1 080 张 DR 图像,利用三维重建算法获得分辨率为 14.96 μm 、大小为 1 920×1 920×1 536、取值区间为 0~65 535 的三维数据体。后续所有扫描均采用同一参数,便于对比分析。

(3) 将样品放入装有含 10%(质量分数) KI 的重水溶液(核磁检测无信号,便于在线核磁测试)的活塞容器中,先进行 12 h 的抽真空,再进行



图 2 岩心流体驱替在线三维显微成像系统

a. 驱替模块; b. 安装于微米 CT 内部转台上的非金属夹持器; c. 微米 CT 外部

Fig.2 Core fluid flooding on-line three-dimensional microscopic imaging system

20 MPa 条件下的 24 h 加压饱和, 饱和后擦拭干净表面液体, 并用万分之一天平进行称重, 读数记为 m_s 。

(4) 将饱和完成的样品装入夹持器中, 施加 10 MPa 轴压和 10 MPa 围压; 利用微米 CT 进行油充注前的三维扫描。

(5) 以定流量方式向样品入口端注入煤油, 出口连通大气。每注入一定体积后, 暂停注入, 利用微米 CT 进行三维扫描。

(6) 完成上述步骤后, 对样品采用万分之一天平进行称重, 读数记为 m_t 。再次清洗样品, 重新在含 10% KI 的重水溶液中进行抽真空和加压饱和, 装入无磁夹持器中, 在中国科学院地质与地球物理研究所的核磁在线驱替系统中, 按照第 5 步相同的流程进行在线核磁信号的测量, 为岩心油充注在线三维显微成像的含油饱和度分析提供参照。

1.3 分析方法

除了常规驱替实验可获得的入、出口端的压力、流量数据以外, 本研究实验过程还获得了不同扫描时刻的 DR 图像和三维重建数据体。由于样品的孔隙度相对较低, 饱和重水量较少, 且由于夹持器出口端到微米 CT 自屏蔽箱体以外的计量系统的管线较长, 出口端两相分离计量的误差相对较大, 因此, 本文通过依照相同流程进行的油充注在线核磁共振实验, 得到样品不同充注步的整体含油饱和度变化数据。

目前流体驱替的在线显微成像分析主要针对三维重建图像展开。一般针对未饱和任何流体的样品图像, 依据设定阈值将三维数据体每个体元划分为骨架和孔隙两类。采用在线成像的方式, 可保证不同时刻所扫描、重建得到的三维数据体对应的样品区域一致, 基本不需要进行数据体相互间的配准。通过数据体间的求差, 差值绝对值大的体元的流体成分发生了显著变化。通过设定阈值, 可识别该体元的流体成分。由此, 即可获得取值为骨架、流体相 1 和流体相 2 的三值三维数据体, 并开展进一步的几何特征分析, 包括两相流体的分布及两相界面特征等。

现有的后处理分析方法一般对某一相流体所占的连通空间开展, 得到流体块的参数, 或者沿用孔隙空间提取孔隙网络的方法对流体块进行细分, 但难以直接与几何空间上的孔隙和孔喉关联。本研究提出一种孔隙级流体饱和度定量分析算法, 该算法包括以下步骤: (1) 对于未饱和任何液体的干燥岩心微米 CT 扫描三维重建数据进行阈值分割, 识别骨架和孔隙体元, 并利用此前发展的中轴线

约束与最大球识别相结合的高精度孔隙网络抽提 AB 算法^[24]抽提样品的孔隙网络, 并获得三维重建图像中体元与孔隙、孔喉的映射关系; (2) 基于不同时刻的骨架、流体相 1 和流体相 2 三值数据体, 利用体元与孔隙、孔喉的映射关系, 统计各个孔隙、孔喉的对应体元集合中两相流体分别占据的体元数, 进而计算两相流体的体积及占孔隙、孔喉体积的百分比, 即为该孔隙、孔喉的两相流体饱和度; (3) 基于孔隙级两相流体饱和度, 进一步分析孔隙网络特征参数与流体分布的关系(图 3)。

除了上述方法以外, 考虑到满足岩样整体成像的条件下, 难以保证分辨所有尺度的孔隙, 本文计算了不同充注步的二维 DR 图像和原始(不进行阈值划分)三维重建图像与充注前图像的差值变化, 并与核磁共振测得的含油饱和度变化进行对比分析, 以明确其指示意义。通过孔隙级的进一步分析和更多维度数据的综合分析, 试图获得关于石油充注过程的更为充分和详细的定量数据, 以提高测试数据的内在价值。

2 致密储层油充注及定量分析

2.1 样品信息与基本参数

针对鄂尔多斯盆地侏罗系延安组延 9 含油层的 JT403 岩心与三叠系延长组长 6 含油层的 Y4 岩心样品开展实验。样品 JT403 的孔隙度和渗透率均高于样品 Y4(表 1)。将两块样品制备成铸体薄片, 在光学显微镜下结合单偏光和正交光进行观察(图 4)。利用点计法对薄片组分进行统计, 每个薄片统计 250 个点。两块样品均为长石岩屑砂岩, 总体来说, 两块样品的岩屑含量均超过 20%, 含有一定的云母, 几乎不含杂基; 后期胶结作用较弱,

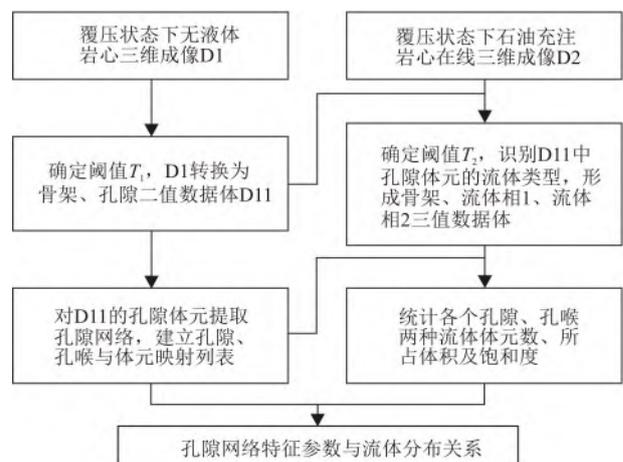


图 3 孔隙级流体饱和度定量分析流程
Fig.3 Flow chart of quantitative analysis of pore-level fluid saturation

表 1 致密储层油充注实验样品的孔隙度、渗透率以及薄片鉴定结果

Table 1 Porosity, permeability and thin section identification results of the tested samples

样品	孔隙度/ %	孔隙体积/ mL	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	矿物含量/%							
				石英	长石	塑性岩屑	刚性岩屑	云母	石英胶结	黏土胶结	面孔率
JT403	13.93	2.77	33.36	41.2	6	2.0	20.0	1.2	4.8	6.8	18.0
Y4	10.86	2.22	1.47	33.6	18	7.2	12.8	10.0	3.2	3.6	11.6

注: 孔隙度由氦气孔隙度测定方法测定; 渗透率为洗油后氦气脉冲法所测, 孔压为 150 kPa, 净围压为 3 000 kPa。

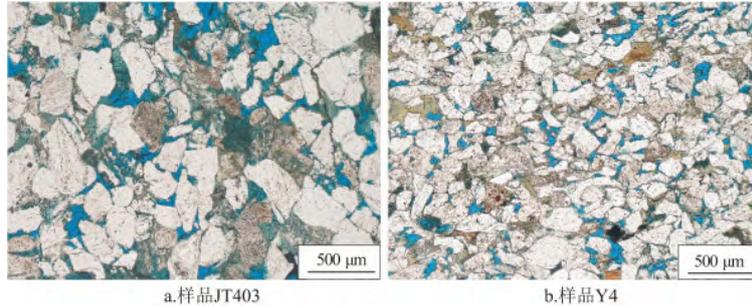
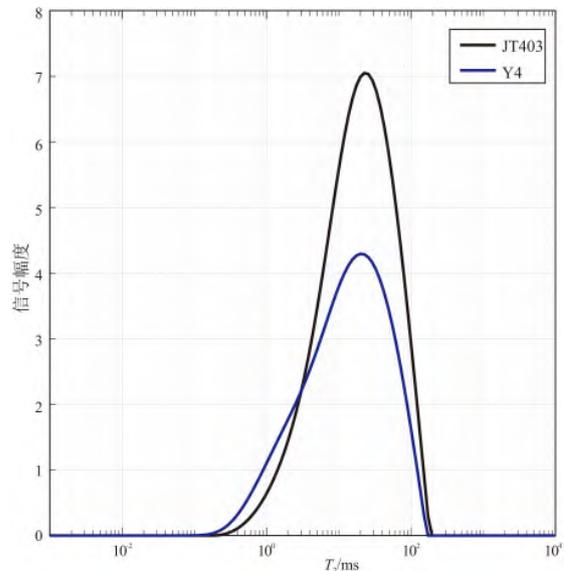


图 4 致密储层油充注实验样品铸体薄片镜下(单偏光)特征

Fig.4 Microscopic (monopolarized) characteristics of casting thin sections of the tested samples

见少量石英胶结和黏土胶结; 溶蚀孔发育, 总面孔率大于 10%。两块砂岩在成分和结构上有较大差异。相比于样品 JT403 样品 Y4 的塑性组分(云母+塑性岩屑)含量更高(表 1), 因挤压而造成的形变更明显, 表现出更强烈的压实作用。另一方面, Y4 样品的颗粒粒径明显更小, 更有利于储层的致密化。从两块样品饱和水的核磁共振 T_2 谱结果(图 5)可见, 样品 JT403 的信号幅度峰值对应的 T_2 值大于样品 Y4 对应的 T_2 值。

两块样品油充注过程的注入流速和累积注油量参见表 2, 注油量采用孔隙体积进行归一化, 单位为孔隙体积(PV)。实验过程中记录的注入流速、累积流量和入口压力等分别如图 6 所示。对于 2 个样品充注的每一步, 入口压力先达到一较高值后快速下降到稳定值, 这是由于: (1) 一定的注入流速下, 起始阶段岩石垂直流动方向断面上孔喉总流量低于入口流量, 近入口处出现压力累积; (2) 当具有亲水壁面的孔喉的油、水相压力差达到毛管力值时, 油突破该孔喉并与其他孔隙中的油相连

图 5 致密储层油充注实验样品的核磁共振 T_2 谱Fig.5 Nuclear magnetic resonance T_2 spectrums of the tested samples

通后, 该孔喉的毛管阻力作用减弱或消失, 孔喉两端压降主要受黏性耗散控制; (3) 增加了新的连通通道

表 2 致密储层油充注实验样品采用的油充注步骤

Table 2 Steps of oil charging for the tested samples

步骤	样品 JT403		样品 Y4	
	注入流速/($\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$)	样品累积注油量/PV	注入流速/($\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$)	样品累积注油量/PV
1	0.1	0.07	0.1	0.09
2	0.1	0.79	0.1	0.99
3	0.1	1.52	0.1	1.89
4	0.1	4.12	0.1	3.69
5	1.0	9.10	0.1	12.70

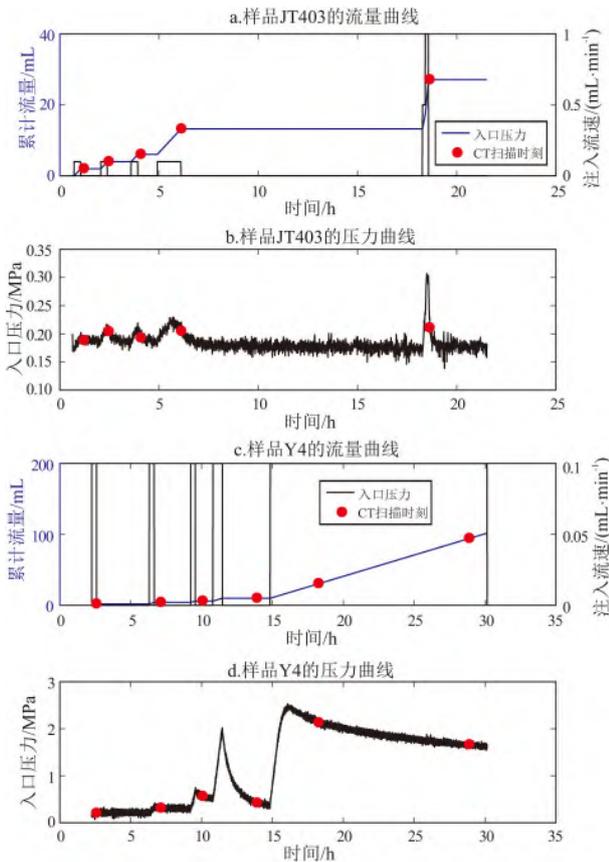


图 6 致密储层油充注实验样品油充注过程的压力、流量曲线

Fig.6 Curves of pressure and flux during oil charging of the tested samples

后的油相渗流能力增加,与给定注入流量相匹配的压差减小。对于渗透率较低的样品 Y4,这一现象更为显著,相同流量下的入口压力峰值更高(图 6d)。

2.2 在线显微成像结果的综合定量分析

在线显微成像可获得多层次的数据,包括二维 DR 图像、三维重建数字图像、阈值分割后的二值或多值图像及抽提得到的孔隙网络等。现有基于在线显微成像的两相分布特征研究,侧重于对三维重建数字图像及阈值分割图像的分析,这两类分析对于孔径分布较为集中的常规储层岩石较为充分和成熟,但对于孔隙孔喉尺寸跨度较大、非均质性强的致密储层适用性尚不明确;其余两类数据分析较少。本文以样品 JT403 为例,对不同层次的数据进行分析,以阐述不同方法的特点与优势。

2.2.1 DR 图像平均差值分析样品整体含油饱和度

首先,DR 扫描获得的是二维数字化图像,成像速度快,理论拍摄时间间隔可与曝光时间相同,文中为 0.33 s,可用于捕捉动态过程。DR 图像的每个像素,反映了沿着射线源到探测器路径上样品各部分对 X 射线衰减作用的叠加总体效果,图 7a 为充注前样品台转角 0° 位置所拍摄的 DR 图像(黑

色为 X 射线衰减较强区域)。充注过程中,随着油将含 10% KI 的重水驱出孔隙,其对 X 射线的衰减能力降低,DR 图像中孔隙对应的二维平面中所处位置的灰度将发生改变。注入 0.79 PV 油与充注前的 DR 图像差值并非全场均一,红色区域对应差值较大(图 7b)。理论上,不同时刻的 DR 图像差值应与含流体量的变化存在关联,具体关系尚不明确。这里将不同注入步的 DR 图像与充注前的 DR 图像相减,以箱线图形式表示差值分布,红线位置为均值(图 7c)。虽然由于信号噪声等原因存在少量异常值,但差值主要分布在一定区间内。从不同时刻的对比来看,随着充注的深入,差值区间整体上移,平均值逐渐增大,与相同注入流程的在线核磁共振实验所获得的不同步的样品含油饱和度变化趋势一致,相对变化幅度相当。可见,在线显微成像获得的同一角度 DR 图像的平均差值,可指示样品整体含流体饱和度的相对变化,结合核磁或驱替前后称重的校正,可以确定绝对变化量。该方法应用的前提是样品的位置和扫描参数保持一致。总的来说,DR 图像平均差值分析具有成像速度快、可分辨二维特征的特点,可满足充注过程动态分析的需要;其不足在于显示的是样品厚度方向叠加后的二维特征,无法解析三维结构。

2.2.2 三维重建数据体求差值识别亚分辨率油充注

对于三维重建得到的数据体,计算不同充注步与充注前的差值,发现三维空间中局部区域存在较强的差值信号(图 8d、8e 中蓝色所示)。随着充注的深入,差值信号增强且分布区域增大。结合灰度图像(图 8a)可见,差值信号最强的部分与灰度图像中孔隙位置具有较高的重合度。除此以外,还存在诸多差值信号分布较强的位置,从灰度图像中难以通过阈值划分识别为孔隙像素。这是由于相应的骨架体元中含有一定比例的亚分辨率孔隙,通过阈值分割方法难以将其完全划分为孔隙体元,但是流体含量变化会引起较明显的信号差异。由此可见,对三维重建数据体求差值的方法,可识别更多具有亚分辨率孔隙、发生油充注的基质体元,识别三维的含油通道,是基于阈值划分分析方法的有效补充。

2.2.3 孔隙级流体饱和度定量分析

对于分辨率以上、通过阈值分割可识别的孔隙体元,图 9 展示了 CT 扫描三维重建得到的不同充注步同一断面的灰度图像。饱和 KI 溶液前的图像,可见骨架与孔隙像素的灰度差异明显(图 9a);饱和 KI 溶液后的图像,孔隙部分灰度值与骨架接

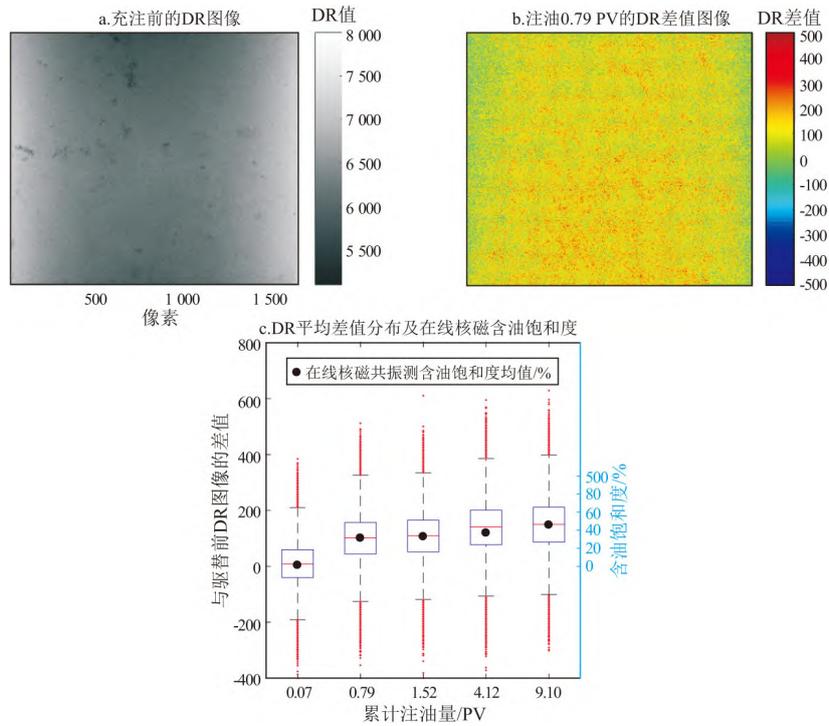


图 7 致密储层油充注实验样品 JT403 油充注在线 DR 图像分析

Fig.7 Analysis of on-line DR images of the JT403 sample during oil charging

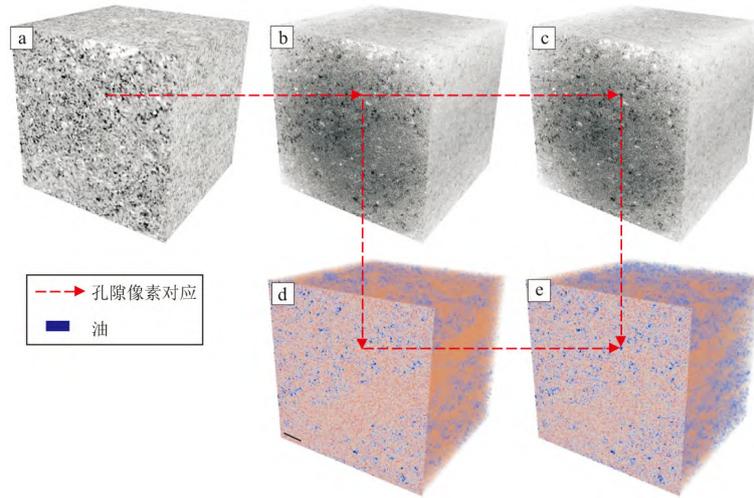


图 8 致密储层油充注实验样品 JT403 充注前后三维数字岩心及充注后三维差值图像

a. 静态三维数字岩心; b. 注入 0.79 PV 油三维数字岩心; c. 注入 9.10 PV 油三维数字岩心;
d. 注入 0.79 PV 油差值图像; e. 注入 9.10 PV 油差值图像

Fig.8 3D digital core and 3D differential CT images of different steps of the JT403 sample during oil charging

近(图 9b),表明饱和充分。孔隙水被油驱替后,对 X 射线的衰减减弱,灰度值降低(图 9c)。确定阈值对孔隙及两相流体进行划分,可识别孔隙中两相流体分布情况(图 9d),蓝色为水相,黄色为油相,显示部分孔隙发生油充注,角隅具有水相残留。

基于阈值划分后的饱和 KI 溶液充注前和充注时的二值和三值三维数据体,采用本文提出的孔隙级流体饱和度分析方法,可计算所有孔隙、孔喉的

两相流体饱和度。孔隙采用球体表示,球体的大小对应孔隙的体积,静态孔隙网络中球体颜色表示孔隙半径大小(图 10a);充注状态下球体颜色表示孔隙的含油饱和度(图 10b-c),自蓝色到红色含油饱和度逐渐增大。可见,不同空间位置孔隙的油充注充分程度在初期差异较大,随着充注的深入后期差异逐渐缩小。

采用上述多种方法及其不同组合,可满足不同

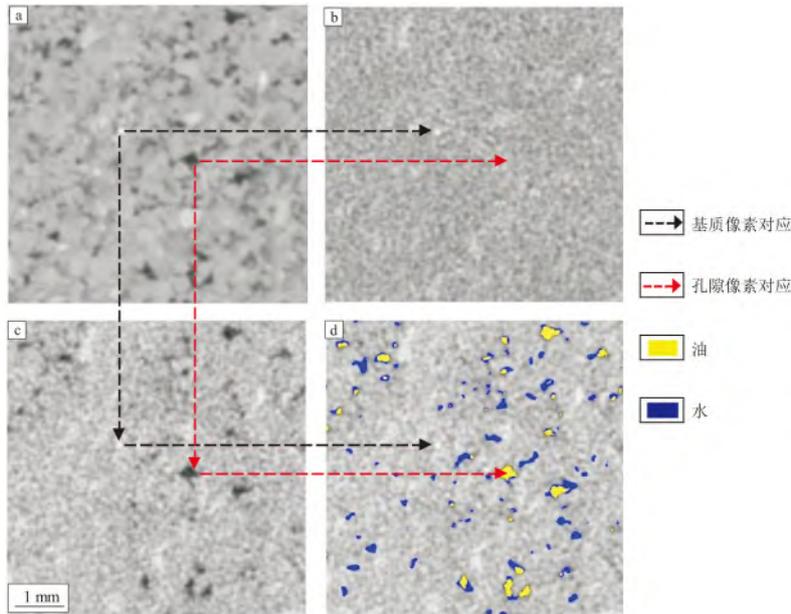


图 9 不同充注步的样品横截面灰度图像
 a. 未饱和 KI 溶液; b. 饱和 KI 溶液后; c. 油充注后; d. 孔隙两相流体划分
 Fig.9 Cross-sectional gray scale images of different steps

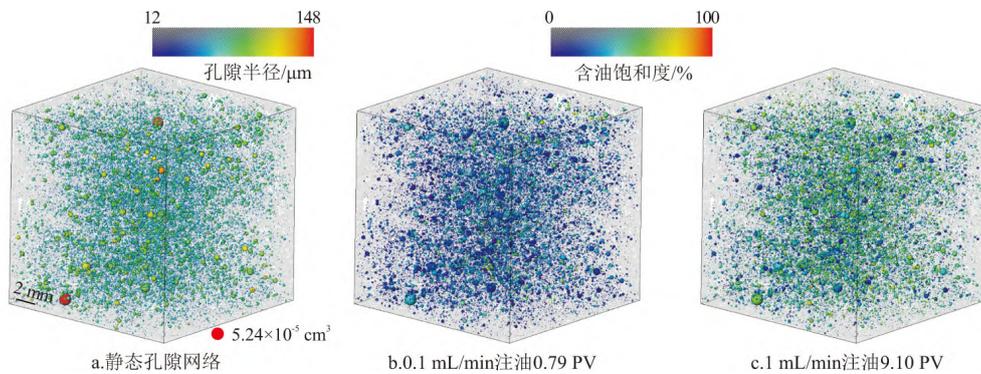


图 10 JT403 样品静态孔隙网络 and 不同充注步的孔隙级含油饱和度
 Fig.10 Static pore network and pore-level oil saturation of different charging steps of the JT403 sample

研究对动态特征捕捉、孔隙分辨能力及成像视野等的差异化需要。为了更好地与核磁共振测试结果进行对比验证,且更具有代表性,本文采用 25 mm 直径岩心。后续研究中可结合不同分辨率的 CT 扫描、高压压汞等手段,明确对孔隙体积贡献最大的孔径区间,制备相应规格的样品进行三维扫描,以获得更全面的孔隙级两相分布定量数据。

3 样品的充注特征及差异分析

3.1 含油饱和度随注入量变化

通过多层次数据的综合分析,可获得样品总体含油饱和度及图像可分辨孔隙及分辨率以下孔隙含油饱和度,考察含油饱和度随注油量的变化。本文研究的 2 个样品,含油饱和度随注油量的增加均

呈现开始上升较快、后期减缓的特点(图 11)。实测范围内,采用下面公式可较好拟合:

$$S_o = S_{o,m} \frac{V_{inj}}{V_{inj} + V_{half}} \quad (1)$$

式中: S_o 为含油饱和度,%; $S_{o,m}$ 为当前注入流速下可趋近的含油饱和度值,%; V_{inj} 为注油量, V_{half} 表示含油饱和度达到 $S_{o,m}$ 的 1/2 时的注油量,可指示样品充注初期含油饱和度上升的快慢程度,单位为 PV。相同注入流速(0.1 mL/min)下,相对高渗的样品 JT403 达到的含油饱和度较高且上升较快。2 个样品均有相当部分含油分布于图像分辨率以下的孔隙中。JT403 样品图像可分辨及分辨率以下孔隙的含油饱和度均随注入量增加,样品 Y4 充

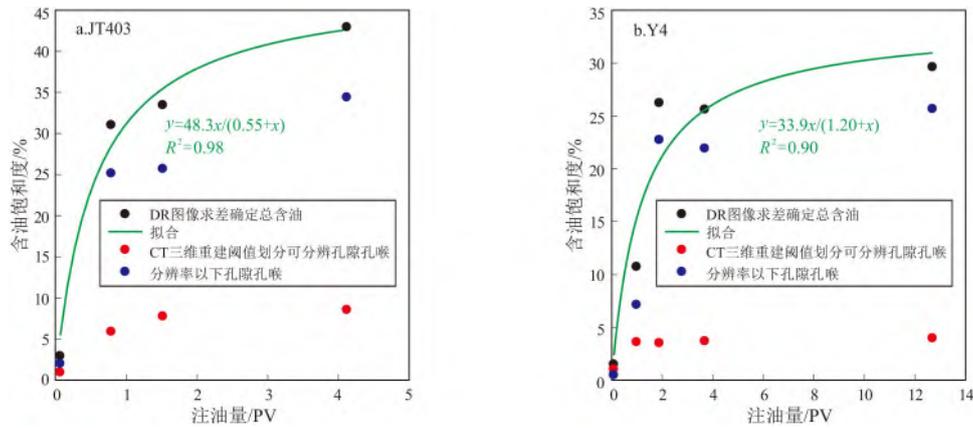


图 11 0.1 mL/min 注入流速下实验样品 JT403 (a) 和 Y4 (b) 含油饱和度随注油量变化

Fig.11 Variations of oil saturation with oil charging volume of the JT403 sample (a) and Y4 sample (b) with a injection rate of 0.1 mL/min

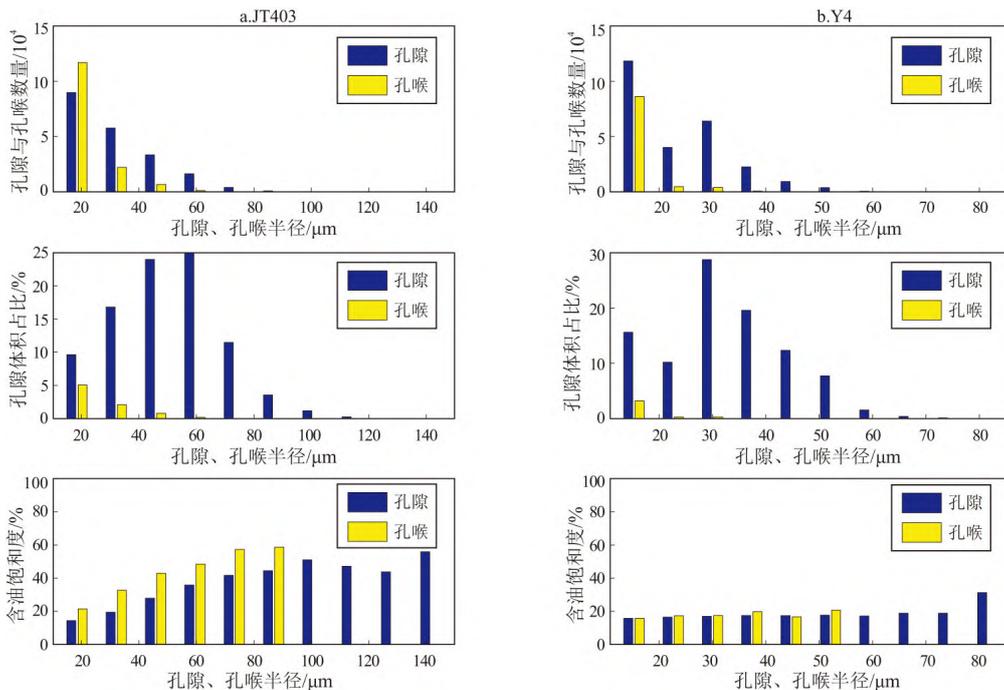


图 12 样品 JT403 (a) 和 Y4 (b) 最后充注步的孔隙与孔喉数量、孔隙体积占比及含油饱和度—孔径分布

Fig.12 Number, volume fraction, oil saturation vs. pore/throat radius distribution of the last charging step of the JT403 (a) and Y4 (b) samples

注初期图像可分辨孔隙含油饱和度上升到平台后趋于不变,后期含油饱和度增加的主要贡献来自于图像分辨率以下孔隙中。相对来说,样品 Y4 更为致密低渗,相同注入流速下,入口端压力更高(图 5)。随着压力的累积,突破微小孔喉进入更多孔隙。

3.2 含油—孔径分布特征

针对图像可分辨的孔隙,利用提出的孔隙级流体饱和度定量分析方法,统计得到不同孔径范围孔隙的平均含油饱和度特征。在相同分辨率条件下,以孔隙体积占比进行分区统计,样品 JT403 的峰值孔隙半径为 $40 \sim 60 \mu\text{m}$,样品 Y4 约为 $30 \mu\text{m}$

(图 12) 后者发育孔隙尺寸更小、更为致密。样品 JT403 表现为随着孔隙半径的增加,含油饱和度先逐步增加后在小区间内波动;Y4 则在较小孔径范围含油饱和度基本不随孔径变化,在较大孔径处含油饱和度出现显著上升,存在一定差异。进一步分析不同充注步的含油—孔径分布特征,样品 JT403 主要的含油绝对增量来自于 $40 \sim 60 \mu\text{m}$,与孔隙体积占比统计的峰值孔径区间基本重叠(图 13a-b);在时间演化上,含油量及饱和度显著上升主要发生在 0.1 mL/min 流速、注入量接近 1 个 PV 的充注步和将注入流速提高到 1.0 mL/min 后的充注步,不同

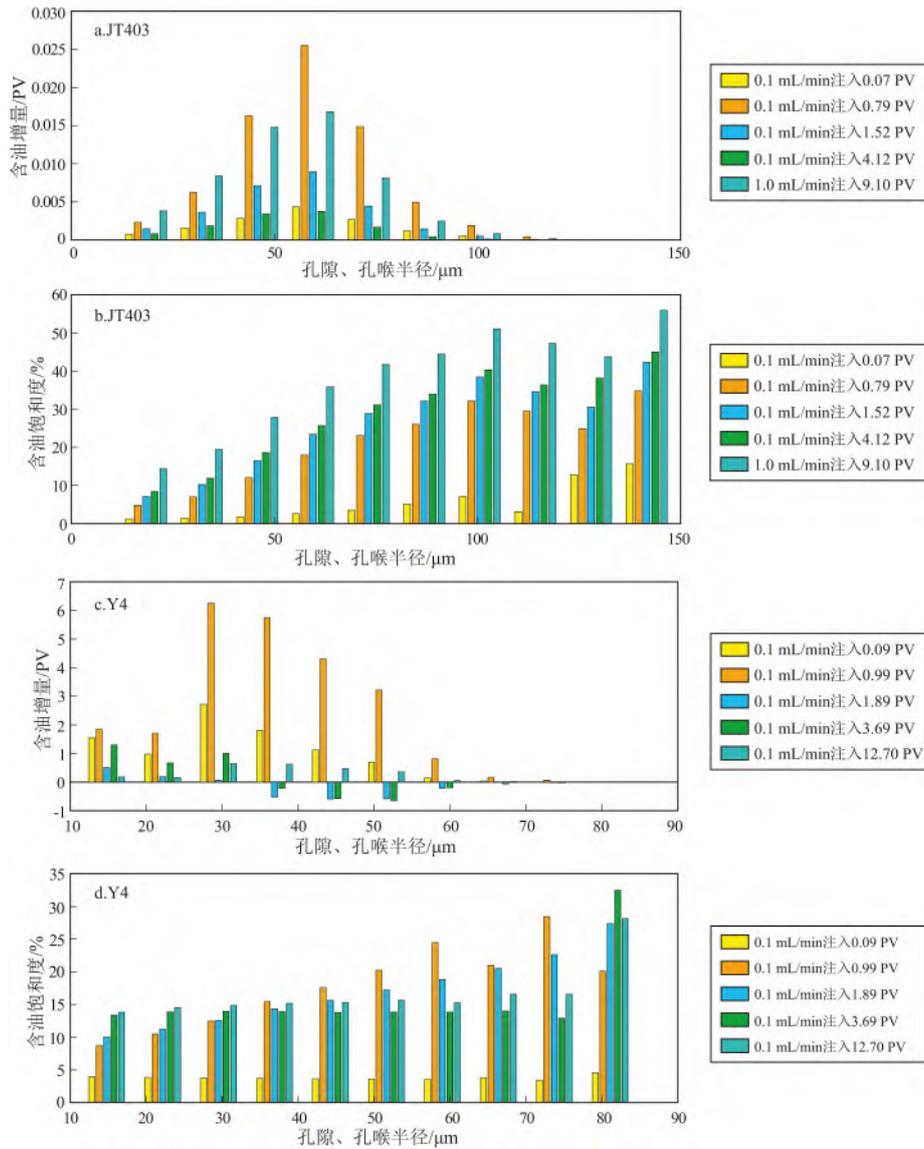


图 13 样品 JT403 (a, b) 和 Y4 (c, d) 不同充注步、不同孔径区间孔隙的含油增量及含油饱和度变化
 Fig.13 Variation of incremental oil amount (a, c) and oil saturation (b, d) in different pore radius ranges of the JT403 (a, b) and Y4 (c, d) samples during charging

孔径的含油饱和度随着充注的进行呈现单调递增的特点。

样品 Y4 的主要含油饱和度增量同样发生在第一个 PV 充注期内(图 13c-d)。与 JT403 样品不同,在第 2(0.1 mL/min 注入 0.99 PV) 和第 3(0.1 mL/min 注入 1.89 PV) 充注步之间,较大孔径孔隙的含油饱和度下降,油从较大孔隙分散到小孔隙中。JU 等^[25]在进行 3D 打印岩心水驱油在线微米 CT 观测中也发现部分孔隙存在油、水反复占据的现象,大部分孔隙中较少发生类似现象,这可能与复杂孔隙结构和润湿性差异等因素有关^[26],其产生机制仍有待进一步深入研究。30 μm 以下孔隙含油饱和度则始终呈现增加的特点。

从 2 个样品不同孔径区间的含油饱和度分布可见,即便最大孔隙,给定流速下充分充注的含油

饱和度也要低于 60%。提取样品 JT403 中最大的 6 个连通孔隙簇和最大的孔隙,观察其中的油、水分布(图 14)。主要连通孔隙簇中油水共存,并不存在明显的某一相优势区。油主要分布在孔隙的中央,有相当多的水相分布在孔隙边缘。真实的孔隙并非具有光滑表面和规则形状的理想几何体,不规则角隅的体积占比不低,可能有相当多的润湿相残留。随着油相压力增大,两相界面曲率进一步增大,水相饱和度进一步降低,含油饱和度增加,但大量不规则角隅的存在应是限制其含油饱和度持续增加的主要影响因素之一。

4 结论

(1) 本文提出了基于储层岩石石油充注在线显微成像的含油特征综合定量分析方法。该方法包

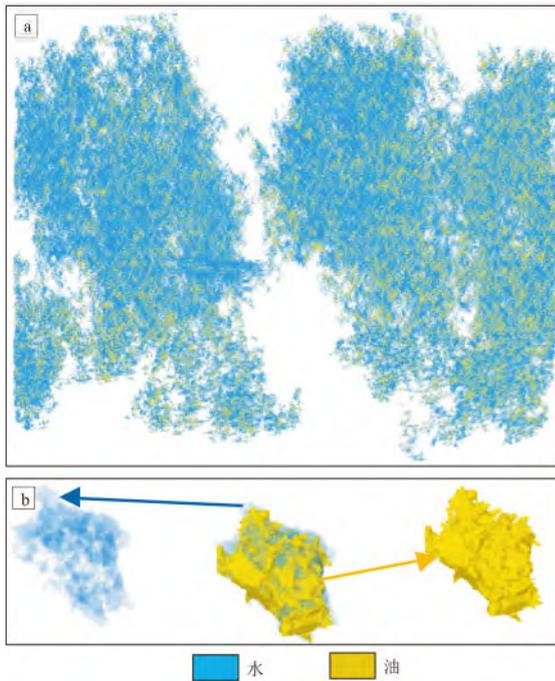


图 14 实验样品 JT403 主要孔隙簇 (a) 及最大孔隙体 (b) 的油水两相分布

Fig.14 Distribution of oil and water in the main pore clusters (a) and largest pore body (b) of the JT403 sample

括样品总体含油量变化评价和孔隙级流体饱和度定量分析两个方面。与在线核磁共振测含油饱和度对比表明,不同时刻在线二维 DR 成像的平均差值可用于评价样品整体含油量的变化;DR 扫描具有成像速度快,可分辨二维特征的特点;可应用在对动态特征捕捉及时性要求高的情况。基于高精度孔隙网络抽提的孔隙级流体饱和度计算方法,实现了图像可分辨的孔隙与孔喉油充注程度的定量评价,有助于深入认识孔隙尺度的油充注特征,为揭示孔隙结构影响油充注特征提供支撑。

(2) 在线显微成像实验揭示了不同储层两块岩石样品油充注的时空分布特征及差异。定流量条件下,样品含油饱和度随注油量均呈现开始上升较快、后期减缓的特点。相同注入流速下,相对高渗样品油充注初期含油饱和度上升速度更快,最终含油饱和度较高。随着样品致密程度的增加,25 mm 直径柱塞样品显微成像可分辨孔隙占总孔隙体积比例降低,分辨率以下孔隙含油占比增大。随着注入量的增加,低渗样品的含油饱和度增量主要来自于分辨率以下孔隙贡献。随着注油量的增加,较高渗样品大孔隙含油饱和度持续增加,低渗样品大孔隙含油饱和度呈 U 形变化,表现出油、水反复占据孔隙的特点。显微成像揭示,大孔隙和连通孔隙簇的油主要分布在孔隙中央,水相分布在不规则

的孔隙边缘角隅。

致谢: 本文在撰写过程中得到了中国科学院地质与地球物理研究所刘乃贵和中国石油大学(华东)地球科学与技术学院季汉生的数据支持,在此予以衷心感谢!

参考文献:

- [1] 朱如凯, 邹才能, 吴松涛, 等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1168-1184. ZHU Rukai, ZOU Caineng, WU Songtao, et al. Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1168-1184.
- [2] 胡渤, 蒲军, 苟斐斐. 基于数字岩心的致密砂岩微观孔喉结构定量表征[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(3): 102-112. HU Bo, PU Jun, GOU Feifei. Quantitative characterization of pore throat microstructure of tight sandstone based on digital core technology[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(3): 102-112.
- [3] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1015-1026. SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026.
- [4] 金之钧, 张金川, 唐玄. 非常规天然气成藏体系[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 58-68. JIN Zhijun, ZHANG Jinchuan, TANG Xuan. Unconventional natural gas accumulation system[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 58-68.
- [5] 邓亚仁, 任战利, 马文强, 等. 鄂尔多斯盆地富县地区长 8 层段致密砂岩储层特征及充注下限[J]. 石油实验地质, 2018, 40(2): 288-294. DENG Yaren, REN Zhanli, MA Wenqiang, et al. Reservoir properties and hydrocarbon charging threshold of Chang 8 tight sandstones in Fuxian area, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(2): 288-294.
- [6] 王洋, 陈海峰, 王凤启. 结合高温高压物性实验确定致密油储层充注物性下限新方法[J]. 地质与资源, 2019, 28(1): 66-71. WANG Yang, CHEN Haifeng, WANG Fengqi. Determination of the physical property lower limit of tight oil reservoir by high-temperature and high-pressure experiment[J]. Geology and Resources, 2019, 28(1): 66-71.
- [7] 王浩男, 肖晖, 苗晨阳, 等. 致密砂岩储层油充注下限综合确定方法及其应用: 以鄂尔多斯盆地马岭地区长 8 油藏为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(2): 147-156. WANG Haonan, XIAO Hui, MIAO Chenyang, et al. Comprehensive determining method of the lower limit of the oil-charging in tight sandstone reservoirs and its application: a case of Chang-8 oil reservoir in Maling area of Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(2): 147-156.
- [8] 刘震, 刘静静, 王伟, 等. 低孔渗砂岩石油充注临界条件实验: 以西峰油田为例[J]. 石油学报, 2012, 33(6): 996-1002. LIU Zhen, LIU Jingjing, WANG Wei, et al. Experimental analyses

- on critical conditions of oil charge for low-permeability sandstones: a case study of Xifeng Oilfield Ordos Basin [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2012, 33(6): 996-1002.
- [9] 徐轩, 胡勇, 邵龙义, 等. 低渗致密砂岩储层充注模拟实验及含气性变化规律: 以鄂尔多斯盆地苏里格气藏为例 [J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(6): 1323-1331.
XU Xuan, HU Yong, SHAO Longyi, et al. Experimental simulation of gas accumulation mechanism in sandstone reservoir: a case study of Sulige Gas Field, Ordos Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(6): 1323-1331.
- [10] 白国帅, 蒋有录, 赵承锦, 等. 元坝地区须二下亚段砂岩储层致密化与天然气充注关系 [J]. *断块油气田*, 2022, 29(1): 20-25.
BAI Guoshuai, JIANG Youlu, ZHAO Chengjin, et al. The relationship between densification of sandstone reservoir and natural gas charging in the lower part of the second member of Xujiahe Formation in Yuanba area [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(1): 20-25.
- [11] 张安达, 王成, 乔睿. 致密砂岩储层物性下限确定新方法 & 系统分类 [J]. *岩性油气藏*, 2014, 26(5): 5-8.
ZHANG Anda, WANG Cheng, QIAO Rui. A new method for determining physical property lower limit of tight sandstone reservoir and reservoir system classification [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2014, 26(5): 5-8.
- [12] 周妍, 孙卫, 白诗筠. 鄂尔多斯盆地致密油地质特征及其分布规律 [J]. *石油地质与工程*, 2013, 27(3): 27-29.
ZHOU Yan, SUN Wei, BAI Shiyun. Research on dense oil geologic characteristics and distribution regularity in Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2013, 27(3): 27-29.
- [13] 蕙克来. 松辽盆地南部白垩系泉头组四段致密砂岩油气成储机制 [D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016.
XI Kelai. Genetic mechanism of tight sandstone oil and gas reservoir of the Cretaceous Quantou Formation fourth member in the southern Songliao Basin, China [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.
- [14] QIAO Juncheng, ZENG Jianhui, JIANG Shu, et al. Heterogeneity of reservoir quality and gas accumulation in tight sandstone reservoirs revealed by pore structure characterization and physical simulation [J]. *Fuel*, 2019, 253: 1300-1316.
- [15] 韩小琴, 房涛, 曹军, 等. 鄂尔多斯盆地延安气田山西组致密砂岩储层天然气充注模拟实验及含气性变化规律 [J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(12): 1721-1731.
HAN Xiaoqin, FANG Tao, CAO Jun, et al. Simulation experiment of gas charging and gas-bearing change of tight sandstone reservoir of Shanxi Formation in Yan'an gas field, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(12): 1721-1731.
- [16] 李超正. 鄂尔多斯盆地长 7 段致密砂岩储层石油充注有效性研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
LI Chaozheng. Research on effectiveness of oil charging in the tight sandstone reservoir of the Chang 7 Member, Ordos Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.
- [17] 谢增业, 杨春龙, 李剑, 等. 致密砂岩气藏充注模拟实验及气藏特征: 以川中地区上三叠统须家河组砂岩气藏为例 [J]. *天然气工业*, 2020, 40(11): 31-40.
XIE Zengye, YANG Chunlong, LI Jian, et al. Charging simulation experiment and characteristics of tight sandstone gas reservoirs: a case study of the Upper Triassic Xujiahe Formation sandstone gas reservoir in the central Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(11): 31-40.
- [18] SINGH K, BIJELJIC B, BLUNT M J. Imaging of oil layers, curvature and contact angle in a mixed-wet and a water-wet carbonate rock [J]. *Water Resources Research*, 2016, 52(3): 1716-1728.
- [19] DALTON L E, KLISE K A, FUCHS S, et al. Methods to measure contact angles in scCO_2 -brine-sandstone systems [J]. *Advances in Water Resources*, 2018, 122: 278-290.
- [20] SCANZIANI A, SINGH K, BLUNT M J, et al. Automatic method for estimation of in situ effective contact angle from X-ray microtomography images of two-phase flow in porous media [J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2017, 496: 51-59.
- [21] 孙先达. 纳米 CT 技术在水驱后微观剩余油分布形态及量化分析中的应用 [J]. *电子显微镜学报*, 2015, 34(3): 216-221.
SUN Xianda. Application of Nano-CT technology to the study of distribution patterns and quantitative analysis in microscopic residual oil after water flooding and quantitative analysis [J]. *Journal of Chinese Electron Microscopy Society*, 2015, 34(3): 216-221.
- [22] 马勇, 曾澌辉, 冯泉. 致密砂岩微米级孔隙网络系统石油驱替实验三维在线模拟 [J]. *石油实验地质*, 2020, 42(1): 139-146.
MA Yong, ZENG Jianhui, FENG Xiao. Three-dimensional simulation of oil distribution during waterflooding in a micrometer-sized pore network system of tight sandstone [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(1): 139-146.
- [23] 乔俊程, 曾澌辉, 夏宇轩, 等. 微纳米孔隙网络中天然气充注的三维可视化物理模拟 [J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(2): 306-318.
QIAO Juncheng, ZENG Jianhui, XIA Yuxuan, et al. A three-dimensional visualized physical simulation for natural gas charging in the micro-nano pore system [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(2): 306-318.
- [24] YI Zhixing, LIN Mian, JIANG Wenbin, et al. Pore network extraction from pore space images of various porous media systems [J]. *Water Resources Research*, 2017, 53(4): 3424-3445.
- [25] JU Yang, XI Chaodong, ZHENG Jiangtao, et al. Study on three-dimensional immiscible water-oil two-phase displacement and trapping in deformed pore structures subjected to varying geostress via in situ computed tomography scanning and additively printed models [J]. *International Journal of Engineering Science*, 2022, 171: 103615.
- [26] ZENG Jianhui, FENG Xiao, FENG Sen, et al. Influence of tight sandstone micro-nano pore-throat structures on petroleum accumulation: evidence from experimental simulation combining X-ray tomography [J]. *Journal of Nanoscience and Nanotechnology*, 2017, 17(9): 6459-6469.

(编辑 黄娟)