

文章编号: 0253-2697(2018)07-0824-05 DOI:10. 7623/syxb201807009

高效无损岩心孔隙度精确测量新方法

贾宁洪^{1,2} 吕伟峰^{2,3} 常天全⁴ 李彤² 杨济如² 马德胜² 程林松¹ 刘庆杰² 杨胜建²

(1. 中国石油大学石油工程学院 北京 102249; 2. 中国石油勘探开发研究院提高石油采收率国家重点实验室 北京 100083;
3. 南京大学化学化工学院 江苏南京 210046; 4. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院 新疆克拉玛依 834000)

摘要:将微纳米 CT 图像与微图像拼接技术相结合,识别出干酪根内微纳米尺度孔隙,从而对岩心孔隙度进行精确测量。首先利用微纳米 CT 图像,识别出其中的宏观连通孔隙度、孤立孔隙度以及干酪根区域(无法辨识的干酪根孔隙)所占体积百分比;然后借助扫描电镜或 FIBSEM 图像,对微纳米 CT 图像中的干酪根区域进行超高分辨率成像,识别出干酪根孔隙空间,并通过九格法测量有代表性的样品点计算出干酪根本身的平均孔隙度;最后将超高分辨率下得到的干酪根孔隙度信息,返回到微纳米 CT 图像中的干酪根区域内,修正微纳米 CT 图像宏观总孔隙度。整个测量过程操作简便,并且不对岩心造成实质性伤害。

关键词:微纳米 CT 图像;岩心;干酪根;孔隙度;微图像拼接

中图分类号:TE135.1 **文献标识码:**A

A new method for precisely measuring core porosity with high efficiency and no destruction

Jia Ninghong^{1,2} Lü Weifeng^{2,3} Chang Tianquan⁴ Li Tong² Yang Jiru² Ma Desheng²
Cheng Linsong¹ Liu Qingjie² Yang Shengjian²

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China;
3. School of Chemistry and Chemical Engineering, Nanjing University, Jiangsu Nanjing 210046, China; 4. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Xinjiang Karamay 834000, China)

Abstract:Comprehensively using micro-nano CT imaging technology and micro-image mosaic technology, the micro-nano pores in the kerogen are identified to precisely measure core porosity. Firstly, the micro-nano CT images are used to identify the macroscopic connected porosity, isolated porosity and the volumetric fraction of kerogen area (but unable to identify kerogen pores). Then, using SEM or FIBSEM images, the ultra-high resolution imaging is conducted to the kerogen area in the micro-nano CT images, so as to identify the pore space of kerogen. Meanwhile, nine-cell method is used to measure the representative sample points for calculating the mean porosity of kerogen. Finally, the kerogen porosity information obtained under the ultra-high resolution is sent back to the kerogen area in the micro-nano CT image, so as to correct the total macroscopic porosity of micro-nano CT image. This measurement is convenient for operation with no substantial destruction to cores.

Key words:micro-nano CT image; core; kerogen; porosity; micro-image mosaic

引用:贾宁洪,吕伟峰,常天全,李彤,杨济如,马德胜,程林松,刘庆杰,杨胜建. 高效无损岩心孔隙度精确测量新方法[J]. 石油学报, 2018,39(7):824-828,844.

Cite:JIA Ninghong, LÜ Weifeng, CHANG Tianquan, LI Tong, YANG Jiru, MA Desheng, CHENG Linsong, LIU Qingjie, YANG Shengjian. A new method for precisely measuring core porosity with high efficiency and no destruction[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018,39(7):824-828,844.

油气藏内的微观孔隙结构对储层的渗流能力非常重要^[1],传统常规测试法测量页岩总孔隙度只能测得连通孔隙和孤立孔隙,而忽略了干酪根内大量微纳米级孔隙的存在,而常规方法本身的尺度和方法局限性,又使得测量干酪根内的微尺度孔隙度无法实现^[2-8]。

图像法在不破坏样品的前提下,可以清楚展示页岩内孔隙空间和有机质赋存状态,使得测量干酪根微孔隙成为可能,但是图像法尺度跨度较大,不同尺度下的图像各有优缺点^[9-13]。宏观 CT 图像分辨率低,无法看清干酪根;微纳米 CT 图像分辨率较高,可以看清干酪

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05046-003,2017ZX05070-002)资助。

第一作者及通信作者:贾宁洪,男,1981年9月生,2003年获南京航空航天大学学士学位,2011年获英国 Cranfield University 博士学位,现为中国石油勘探开发研究院高级工程师,主要从事油层物理及渗流力学和数字岩心研究。Email:jianinghong@petrochina.com.cn

根,但是无法分辨出干酪根内的微孔隙^[13-15]。QEM-SCAN 和扫描电镜可以分辨干酪根及其包含的孔隙,但是图像是二维,且代表区域较小,不具代表性。FIB-SEM 图像具有超高分辨率,可以分辨出干酪根内三维孔隙空间结构,但是成像区域极小,得到的是干酪根局部微孔隙度,不代表整体总孔隙度^[16-19]。因此,如何利用不同成像尺度下的图像,对图像中所包含的组分信息和孔隙度信息进行整合,精确计算出含干酪根孔隙度的页岩总孔隙度是亟待解决的问题。

笔者首先在微纳米 CT 图像中识别出宏观的连通过孔隙度、孤立孔隙度以及干酪根区域(但是无法辨识干酪根孔隙)所占体积百分比。然后借助扫描电镜或 FIBSEM 图像,对微纳米 CT 图像中的干酪根区域进行超高分辨率成像,识别出干酪根孔隙空间,并计算出干酪根本身的孔隙度。最后,将超高分辨率下得到的干酪根孔隙度信息返回到微纳米 CT 图像中的干酪根区域内,修正微纳米 CT 图像宏观总孔隙度。

1 实验原理与方法

1.1 CT 装置与实验原理

X 射线微纳米级 CT 是利用锥形 X 射线穿透物体,通过不同倍数的物镜放大图像,由 360° 旋转所得到的大量 X 射线衰减图像重构出三维的立体模型。利用微纳米级 CT 进行岩心扫描的特点是能够在不破坏样本的条件下,通过大量的图像数据对较小的特征面进行全面展示,微纳米 CT 的工作原理如图 1 所示。

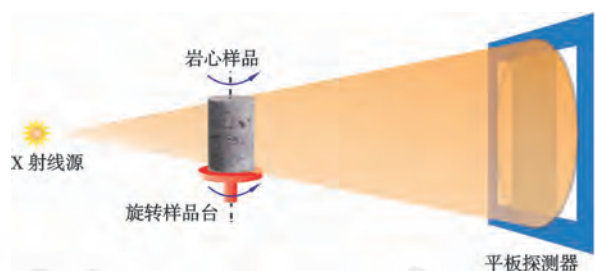


图 1 微纳米 CT 工作原理

Fig. 1 Working principle of micro-nano CT

由于 CT 图像反映的是 X 射线在穿透物体过程中能量衰减的信息,因此三维 CT 图像能够真实地反映出岩心内部的孔隙结构与相对密度大小。典型的 X 射线 CT 布局系统 X 射线源和探测器分别置于转台两侧,锥形 X 射线穿透放置在转台上的样本后被探测器接收,样本可进行横向、纵向平移和垂直升降运动,以改变扫描分辨率。当岩心样本纵向移动时,距离 X 射线源越近,放大倍数越大,岩心样本内部细节被放大,三维图像更加清晰,但同时可探测的区域会相应减小;相反,样本距

离探测器越近,放大倍数越小,图像分辨率越低,但是可探测区域增大。样本的横向平动和垂直升降用于改变扫描区域,但不改变图像分辨率。放置岩心样本的转台本身是可以旋转的,在进行 CT 扫描时,转台带动样本转动,每转动一个微小的角度后,由 X 射线照射样本获得投影图。将旋转 360° 后所获得的一系列投影图进行图像重构后得到岩心样本的三维图像。与传统 X 射线成像相比,X 射线 CT 能有效地克服传统 X 射线成像由于信息重叠引起的图像信息混淆。

1.2 微图像拼接实验原理

微图像拼接(MAPS)的基本测试原理是在选定区域内排布扫描出数千张尺寸相同的超高分辨率图像,并将小图像拼接成一张超高分辨率、超大面积的二维背散射电子图像,MAPS 扫描测试原理如图 2 所示。

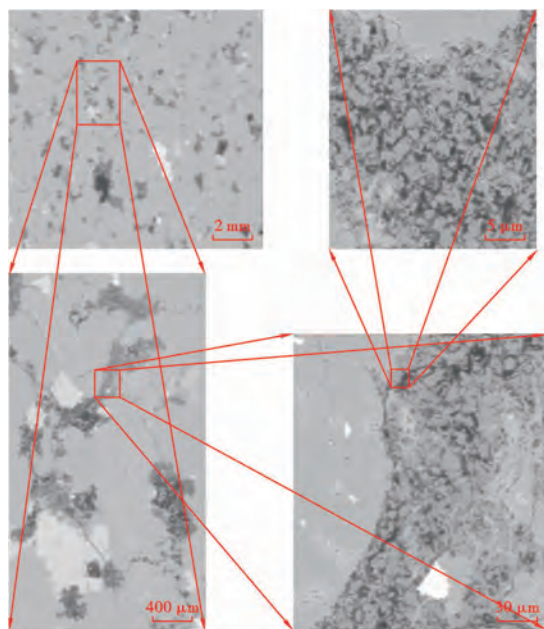


图 2 MAPS 扫描测试原理

Fig. 2 MAPS scan test principle

针对需要大面积观察且内部物质结构较小的样品(例如页岩),需要在样品表面设置一系列连续且边缘重叠的大量高分辨率的小图像扫描,扫描完成以后会将这些小图像进行拼接,进而得到一张高分辨率且覆盖大面积的图像。这对于页岩、泥岩中的有机质种类、成熟度判断和选择三维切割区域至关重要。

1.3 样品制备与测试

1.3.1 CT 扫描

首先将样本进行整体微纳米分辨率精度扫描,判断样品均质性及孔隙大小范围;然后将样品表面切薄片进行抛光喷碳,做表面二维电镜扫描,判断其微纳米孔隙大小及分布,在得知样品孔隙在微纳米范围内后

将样品进行微纳米 CT 扫描。根据扫描得到的数据进行图像、动画处理,孔隙网络模型建立,孔喉参数计算及渗流模拟计算,测试流程见图 3。

1.3.2 MAPS 模式扫描

将测试样本按照要求进行制样,然后在 FEI Helios 650F 扫描电镜上用 MAPS 模式扫描测试。在岩石

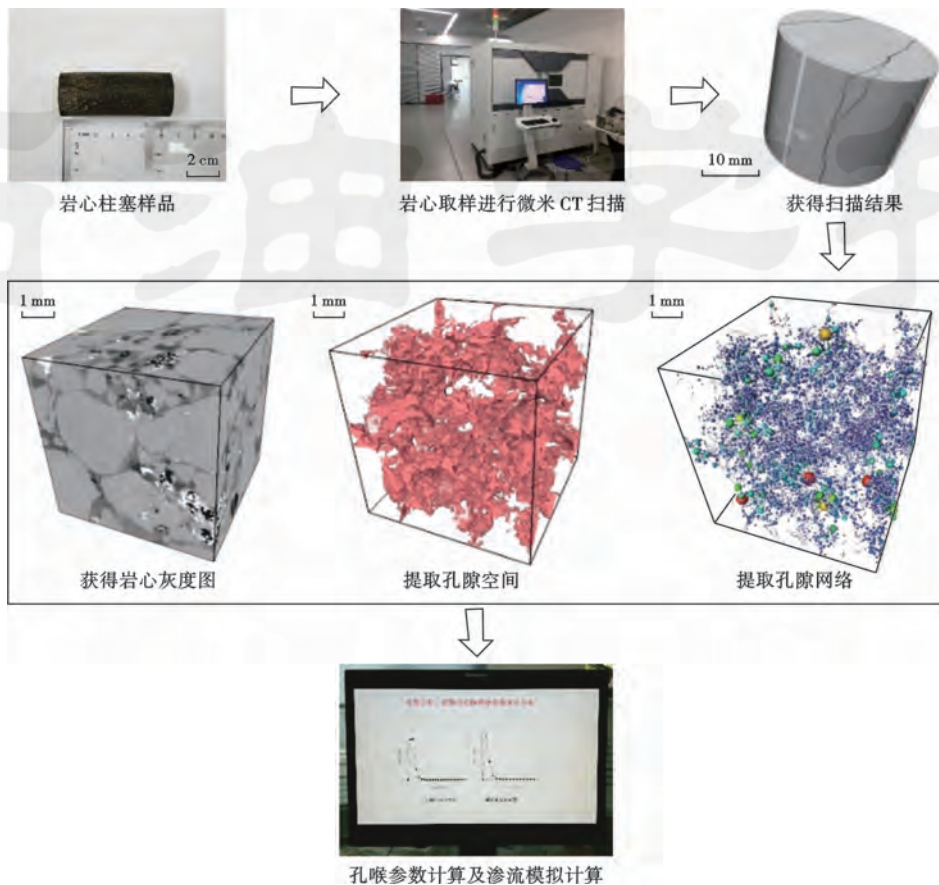


图 3 微纳米 CT 分析工作流程

Fig. 3 The work flow chart of micro-nano CT

样品上截取直径与原始样品相同、厚度为 2~5 mm 的子样,对表面进行抛光(页岩需要离子抛光),然后在表面镀上碳导电膜(厚度为 10~20 nm)确保样品表面导电性。将制备好的样品放进 Helios 仪器样品舱内,聚焦、选择背散射图像模式,选择合适的电压、束流值然后设置单张小图像的大小和扫描区域的大小,开始扫描。

2 高效无损岩心孔隙度精确测量

首先假设三维立方体图像总体积为 V_{bulk} ,从图像中可识别的孔隙度为 ϕ_{pore} ,则可识别的孔隙所占体积为:

$$V_{\text{pore}} = V_{\text{bulk}} \phi_{\text{pore}} \quad (1)$$

假设图像中识别出干酪根相所占体积为 V_{kerogen} ,则定义干酪根所占比例为:

$$F_{\text{kerogen}} = V_{\text{kerogen}} / V_{\text{bulk}} \quad (2)$$

其次,有代表性地选取样品位点,通过图像放大法观察干酪根中的微小孔隙,确定该局部干酪根区域内的微小孔隙所占孔隙度为 ϕ_{kerogen} ,计算出三维图像中干酪

根内微孔的体积为(图 4):

$$V_{\text{kerogen}} \phi_{\text{kerogen}} = V_{\text{bulk}} F_{\text{kerogen}} \phi_{\text{kerogen}} \quad (3)$$

对三维图像总孔隙度进行修正,则总孔隙度为:

$$\phi_{\text{total}} = (V_{\text{pore}} + V_{\text{kerogen}} \phi_{\text{kerogen}}) / V_{\text{bulk}} \quad (4)$$

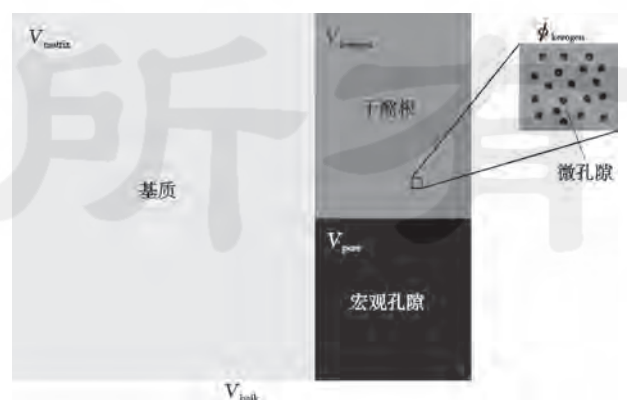


图 4 高效无损岩心孔隙度精确测量新方法

Fig. 4 A new high-efficiency lossless method for precise measurement of core porosity

需要注意的是,在确定干酪根微孔隙度 ϕ_{kerogen} 时,高分辨率图像必须只包含干酪根和干酪根内的微孔,不能包含其他诸如基质、大孔或裂缝,否则会影响干酪根孔隙度计算准确度(图5)。

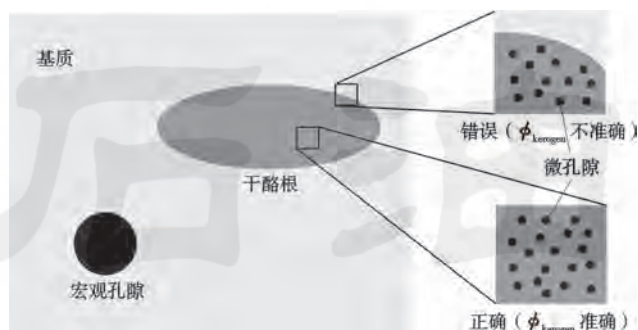


图5 图像截取方法

Fig. 5 Method of image capturing

3 实验结果及分析

3.1 宏观连通孔隙度

利用 ImageJ 软件的图像分割技术,对重构的三维微纳米级 CT 灰度图像进行二值化分割,划分出孔隙与颗粒基质,得到可用于孔隙网络建模与渗流模拟的分割图像。对 CT 扫描数据进行切片,得到横向和纵

向的灰度图像,通过 Avizo 软件提取孔隙图像并进行三相分隔。对扫描图像进行重构后,得到微样本三维灰度图像。由于 CT 图像的灰度值反映的是岩石内部物质的相对密度,因此 CT 图像中明亮的部分认为是高密度物质,而深黑部分则认为是孔隙结构。

利用 Avizo 软件通过对灰度图像进行区域选取、降噪处理,将孔隙区域用红色渲染;将图像分割与后处理提取出孔隙结构形成二值化图像,其中黑色区域代表样本内的孔隙,白色区域代表岩石的基质。三维可视化的目的在于将数字岩心图像的孔隙与颗粒分布结构用较直观的方式呈现,如图6所示。

利用 Avizo 提供的强大的数据处理功能,不仅可以表现出岩心三维立体的空间结构,同时还可以利用 Avizo 的数值模拟功能实现岩心内部油藏流动的动态模拟展示。在 Avizo 中的图像分割法选项中选择适当的分割方法可以将实际样本中的不同密度的物质按照灰度区间分割,并直观地呈现各组分的三维空间结构。其中可以将这些三维立体结构旋转、切割、透明等各种效果呈现。通过微纳米 CT 子样扫描处理结果图像处理得到样品测试结果为:孔隙度为 0.53%,干酪根含量为 2.86%,其中体素大小为 $1\mu\text{m}$;扫描尺寸为 $\Phi 5\text{mm} \times 5\text{mm}$ 。

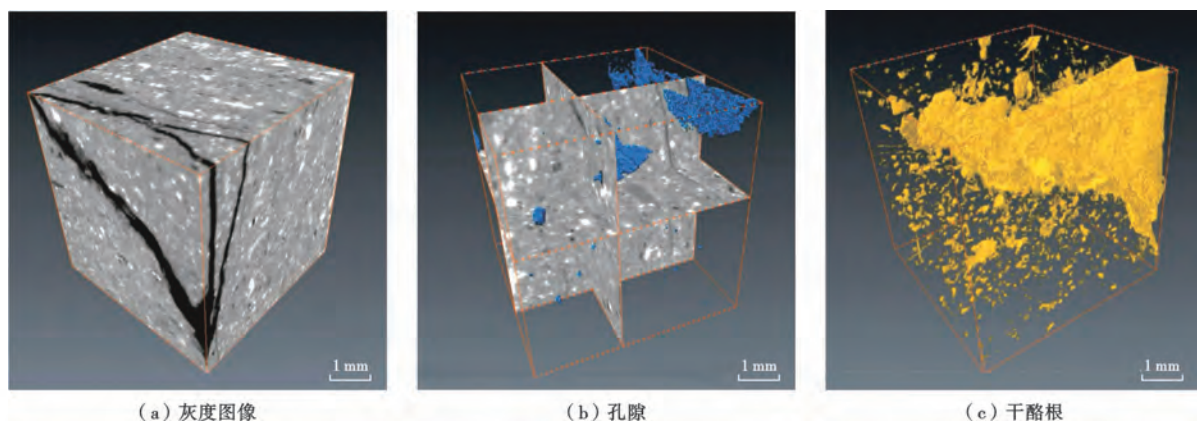


图6 微纳米 CT 子样扫描处理结果图像

Fig. 6 Processing results of micro-nano CT subsample scanning

3.2 干酪根孔隙度

在宏观,三维 CT 图像中精确识别宏观孔隙体积和干酪根所占体积后,需在更高分辨率的图像中截出一块只含有干酪根的图像,并在该图像上计算干酪根中微孔所占比例,即干酪根局部孔隙度 ϕ_{kerogen} ,这可以采用 2 种方法实现:① 利用 FIB-SEM 精确定位选取干酪根区域进行超高分辨率成像;② 在现有图像上,在“放大区域”截出小块只含干酪根的局部图像进行计算,前提是能辨识干酪根微孔隙,且均质性较好(图7)。

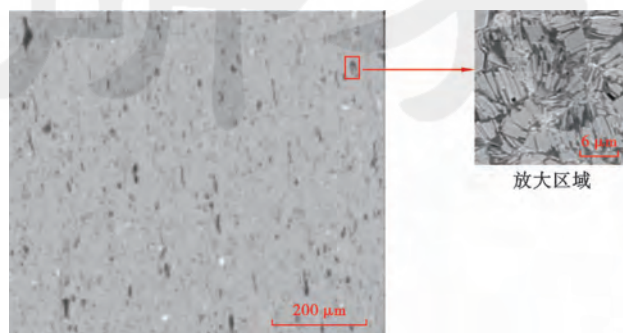


图7 微图像精描法示意

Fig. 7 Schematic diagram of micro-image rendering method

考虑到样品切片在不同区域内干酪根的孔隙度不均匀,而测量所有区域内干酪根孔隙度不现实,这就要求取一定数量的样品进行测量,同时不能随意取样。笔者采取九格取样法(图8),全面考虑测试样品的中心区域和边缘区域,分别测得有代表性的5个数据后取平均值,得到测量样品的平均孔隙度(表1)。

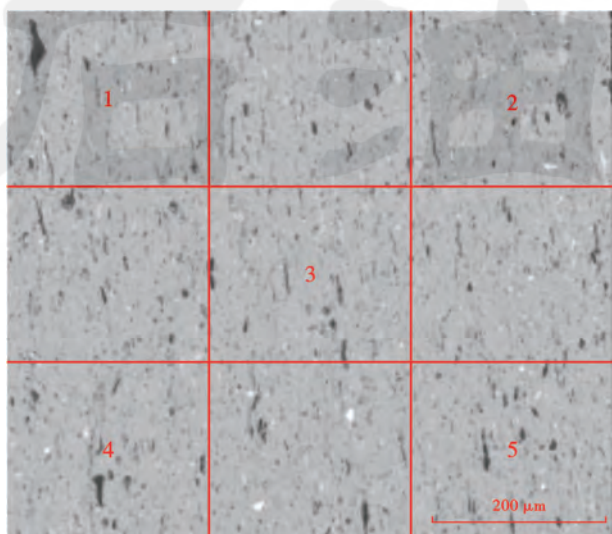


图8 九格法取样

Fig. 8 Nine-cell sampling method

表1 九格取样法测量孔隙度结果

Table 1 Porosity measurement results using nine-cell sampling method

区域	孔隙度/%
1	36
2	20
3	27
4	15
5	18

3.3 孔隙度修正

将超高分辨率下得到的干酪根孔隙度信息返回微纳米CT图像中的干酪根区域内,修正微纳米CT图像宏观总孔隙度。

假设三维图像体积为 1 mm^3 ,可观察到孔隙度 ϕ_{pore} 为 0.53%,即可观察到孔隙体积为 0.0053 mm^3 ;干酪根所占比例 F_{kerogen} 为 2.86%,干酪根所占体积为 0.0286 mm^3 。通过超高分辨率识别出干酪根中的平均孔隙度为 23.2%,在 1 mm^3 的三维图中,干酪根所含微孔体积为 0.00664 mm^3 ,则该图像修正后的总孔隙度为 1.194%。

为验证实验方法的可信性,按照美国泥页岩孔隙度标准测试方法^[20]对该样本进行GRI法孔隙度测量,GRI法需要首先将样品粉碎到直径为 $0.50 \sim 0.85 \text{ mm}$

的小颗粒,然后通过非稳态气体压力衰减技术,最终测得该样本的总孔隙度为 1.284%,与本文方法误差小于 10%。

4 结论

(1) 结合微纳米CT与微图像拼接技术提出了无损岩心孔隙度测量方法,通过识别干酪根内微纳米尺度孔隙从而实现岩心孔隙度的精确测量。

(2) 岩心实验结果表明,通过微图像拼接技术结合微纳米CT图像修正后的总孔隙度为 1.194%,相比微纳米CT观察到的孔隙度 0.53%,该测量方法有效提高了岩心孔隙度测量精度。

(3) 交互实验结果表明,采用微纳米CT与微图像拼接技术与标准的岩心分析方法得到的孔隙度误差小于 10%,验证了测量方法的可信性。

符号注释: V_{bulk} —三维立方体图像总体积, cm^3 ; ϕ_{pore} —图像中可识别的孔隙度; V_{pore} —可识别的孔隙所占体积, cm^3 ; V_{kerogen} —干酪根相所占体积, cm^3 ; V_{matrix} —基质体积, cm^3 ; F_{kerogen} —干酪根所占比例; ϕ_{kerogen} —局部干酪根区域内的微小孔隙所占孔隙度; ϕ_{total} —总孔隙度。

参考文献

- [1] 徐春露,孙建孟,董旭,等.页岩气储层孔隙压力测井预测新方法[J].石油学报,2017,38(6):666-676.
XU Chunlu, SUN Jianmeng, DONG Xu, et al. A new pore pressure logging prediction method in shale gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(6): 666-676.
- [2] 高树生,胡志明,刘华勋,等.不同岩性储层的微观孔隙特征[J].石油学报,2016,37(2):248-256.
GAO Shusheng, HU Zhiming, LIU Huaxun, et al. Microscopic pore characteristics of different lithological reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 248-256.
- [3] 吴胜和,熊琦华.油气储层地质学[M].北京:石油工业出版社,1998:113-122.
WU Shenghe, XIONG Qihua. Hydrocarbon reservoir geology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 113-122.
- [4] 朱如凯,吴松涛,苏玲,等.中国致密储层孔隙结构表征需关注的问题及未来发展方向[J].石油学报,2016,37(11):1323-1336.
ZHU Rukai, WU Songtao, SU Ling, et al. Problems and future works of porous texture characterization of tight reservoirs in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(11): 1323-1336.
- [5] 纪文明,宋岩,姜振学,等.四川盆地东南部龙马溪组页岩微-纳米孔隙结构特征及控制因素[J].石油学报,2016,37(2):182-195.
JI Wenming, SONG Yan, JIANG Zhenxue et al. Micro-nano pore structure characteristics and its control factors of shale in Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 182-195.

(下转第844页)

- Press, 1988.
- [15] 《海洋石油深水工程手册》编委会. 海洋石油深水工程手册[M]. 北京:石油工业出版社, 2012.
Offshore Oil Deepwater Engineering Manual Editorial Board. Offshore oil deepwater engineering manual[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [16] 丁宝苍, 李少远. 具有约束的 Hammerstein 非线性控制系统的设计与分析[J]. 控制与决策, 2003, 18(1): 24-28.
DING Baocang, LI Shaoyuan. Design and analysis of Hammerstein nonlinear control systems with constraints[J]. Control and Decision, 2003, 18(1): 24-28.
- [17] 徐湘元. 自适应控制与预测控制[M]. 北京:清华大学出版社, 2017.
XU Xiangyuan. Adaption control and model predictive control [M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2017.
- [18] 贾立, 杨爱华, 邱铭森. 基于辅助模型递推最小二乘法的 Hammerstein 模型多信号源辨识[J]. 南京理工大学学报, 2014, 38(1): 34-39.
JIA li, YANG Aihua, QIU Mingsen. Auxiliary model recursive least square algorithm based multi-signal identification of Hammerstein model[J]. Journal of Nanjing University of Science and Technology, 2014, 38(1): 34-39.
- [19] 陈志华, 黄金超, 何永禹, 等. 深海管道稳态流动非均匀温度场研究[J]. 哈尔滨工程大学学报, 2017, 38(2): 189-194.
CHEN Zhihua, HUANG Jinchao, HE Yongyu, et al. Non-uniform temperature fields of a deep-sea pipeline in steady flow[J]. Journal of Harbin Engineering University, 2017, 38(2): 189-194.
- [20] 付建民, 赵振洋, 陈国明, 等. 液相管道流量与压力对小孔泄漏速率的影响[J]. 石油学报, 2016, 37(2): 257-265.
FU Jianmin, ZHAO Zhenyang, CHEN Guoming, et al. Influences of liquid pipeline flow and pressure on small-hole leakage rate [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 257-265.
- [21] 高学辉. 迟滞 Hammerstein 非线性系统辨识与控制[D]. 北京: 北京理工大学, 2016.
GAO Xuehui. The identification and control for hysteresis Hammerstein nonlinear systems[D]. Beijing: Beijing Institute of Technology, 2016.
- [22] 席裕庚. 预测控制[M]. 2 版. 北京: 国防工业出版社, 2013.
XI Yugeng. Predictive control[M]. 2nd ed. Beijing: National Defense Industry Press, 2013.
- [23] 诸静. 智能预测控制及其应用[M]. 杭州: 浙江大学出版社, 2002.
ZHU Jing. Intelligent predictive control and its application[M]. Hangzhou: Zhejiang University Press, 2002.
- [24] 徐湘元, 毛宗源. 基于 Hammerstein 模型预测控制的分析与研究[J]. 控制理论与应用, 2000, 17(4): 529-532.
XU Xiangyuan, MAO Zongyuan. The analysis and research of predictive control based on Hammerstein model[J]. Control Theory & Applications, 2000, 17(4): 529-532.
- [25] 刘桂芝. 基于 Hammerstein 模型的非线性预测控制[J]. 微计算机信息, 2007, 23(1): 97-98.
LIU Guizhi. Nonlinear predictive control based on Hammerstein model[J]. Microcomputer Information, 2007, 23(1): 97-98.
- [26] 黄鲁江, 雷焯, 李华. 基于 LS-SVM 逆系统方法的非线性动态矩阵控制[J]. 兰州交通大学学报, 2009, 28(3): 44-47.
HUANG Lujiang, LEI Ye, LI Hua. Nonlinear dynamic matrix control based on LS-SVM inverse system method[J]. Journal of Lanzhou Jiaotong University, 2009, 28(3): 44-47.

(收稿日期 2017-10-03 改回日期 2018-05-08 编辑 宋 宁)

(上接第 828 页)

- [6] EHRENBERG S N, EBERLI G P, KERAMATI M, et al. Porosity-permeability relationships in interlayered limestone-dolostone reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(1): 91-114.
- [7] KOPONEN A, KATAJA M, TIMONEN J. Permeability and effective porosity of porous media[J]. Physical Review E, 1997, 56(3): 3319-3325.
- [8] CUI X, BUSTIN A M M, BUSTIN R M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications[J]. Geofluids, 2009, 9(3): 208-223.
- [9] LAME O, BELLET D, DI MICHIEL M, et al. Bulk observation of metal powder sintering by X-ray synchrotron microtomography[J]. Acta Materialia, 2004, 52(4): 977-984.
- [10] LOWELL S, SHIELDS J E, THOMAS M A, et al. Characterization of porous solids and powders: surface area, pore size and density[M]. Dordrecht: Springer, 2004.
- [11] VAN GEET M, SWENNEN R, WEVERS M. Quantitative analysis of reservoir rocks by microfocus X-ray computerised tomography[J]. Sedimentary Geology, 2000, 132(1/2): 25-36.
- [12] TOMUTSA L, SILIN D B, RADMILOVIC V. Analysis of chalk petrophysical properties by means of submicron-scale pore imaging and modeling[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, 10(3): 285-293.
- [13] BAKKE S, ØREN P E. 3-D pore-scale modelling of sandstones and flow simulations in the pore networks[J]. SPE Journal, 1997, 2(2): 136-149.
- [14] PILOTTI M. Reconstruction of elastic porous media[J]. Transport in Porous Media, 2000, 41(3): 359-364.
- [15] BRYANT S L, KING P R, MELLOR D W. Network model evaluation of permeability and spatial correlation in a real random sphere packing[J]. Transport in Porous Media, 1993, 11(1): 53-70.
- [16] 陈丽华, 缪昕, 魏宝和. 扫描电镜在石油地质上的应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1990.
CHEN Lihua, MIAO Xin, WEI Baohe. Application of SEM in petroleum geology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990.
- [17] 应凤祥, 杨式升, 张敏, 等. 激光扫描共聚焦显微镜研究储层孔隙结构[J]. 沉积学报, 2002, 20(1): 75-79.
YING Fengxiang, YANG Shisheng, ZHANG Min, et al. Application of laser scanning confocal microscope to the measurement of pore texture in reservoirs[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20(1): 75-79.
- [18] ATTWOOD D. Microscopy: nanotomography comes of age[J]. Nature, 2006, 442(7103): 642-643.
- [19] SAKDINAWAT A, ATTWOOD D. Nanoscale X-ray imaging[J]. Nature Photonics, 2010, 4(12): 840-848.
- [20] LUFFEL D L, GUIDRY F K, CURTIS J B. Development of laboratory and petrophysical techniques for evaluating shale reservoirs[R]. Chicago, IL: Gas Research Institute, 1993.

(收稿日期 2017-07-20 改回日期 2018-03-21 编辑 王培玺)