

DOI:10.13232/j.cnki.jnju.2020.03.004

致密砂岩储层孔-喉连通性研究 ——以鄂尔多斯盆地长 7 储层为例

秦 洋¹, 姚素平^{1*}, 萧汉敏²

(1. 南京大学地球科学与工程学院, 南京, 210023; 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊, 065007)

摘 要: 储层的孔-喉连通性是致密砂岩储层评价过程中所用到的一个重要参数, 而孔-喉连通性的研究受到致密砂岩储层复杂的纳米喉道影响, 其量化手段单一、表征参数不明, 是当下该研究领域中的难点。为进一步完善储层连通性的表征手段, 利用纳米 CT 技术、核磁共振冻融技术以及三离子束刻蚀结合场发射扫描电镜-PCAS(Pores and Cracks Analysis System)技术, 从定性和定量两个角度对于鄂尔多斯盆地延长组 7 段典型(粉砂、细砂、泥质粉砂)致密砂岩样品的连通性进行不同尺度的表征分析。实验结果表明, 致密砂岩孔隙的孔径大小与其所沟通的喉道数目呈正相关; 致密砂岩中连通孔隙的体积对于连通性的贡献远高于连通孔隙的数目; 油浸的细砂岩样品其连通性高于油斑的粉砂岩样品。实验分析认为, 多方法联用的表征方法是致密砂岩储层连通性刻画的重要手段。

关键词: 核磁共振冻融, 纳米 CT, 三离子束刻蚀, 场发射扫描电镜, 致密砂岩储层, 连通性

中图分类号: P59

文献标识码: A

An investigation into pore-throat connectivity in tight sandstone reservoir: A case of the Chang 7 Reservoir in Ordos Basin

Qin Yang¹, Yao Suping^{1*}, Xiao Hanmin²

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Nanjing University, Nanjing, 210023, China;

2. Langfang Branch of PetroChina Exploration and Development Research Institute, Langfang, 065007, China)

Abstract: The pore-throat connectivity of Reservoir is an important parameter used in the evaluation of tight sandstone reservoirs. However, the study of pore-throat connectivity is affected by the complex nanometer-scale throat of tight sandstone reservoirs. Its single quantification method and unknown characterization parameters are difficult points in this field. In order to improve the characterization of reservoir connectivity, micro-nanoCT, nuclear magnetic resonance cryoporometry and triple ion beam etching combined with field emission scanning electron microscopy-PCAS(Pores and Cracks Analysis System) were used to characterize and analyze the connectivity of typical (siltstone, fine sandstone, and muddy siltstone) sandstone samples in the 7th member of the Yanchang Formation in the Ordos Basin. Experimental results show that the pore size of tight sandstone pores is positively related to the number of throats they connect. The volume of connected pores in tight sandstone contributes much more to the connectivity than the number of connected pores. Oil immersed fine sandstone samples have higher connectivity than oil stained siltstone sample. Experimental analysis shows that the characterization method of multi method combination is an important method to characterize the connectivity of tight sandstone reservoir.

Key words: nuclear magnetic resonance cryoporometry, nano-CT, triple ion beam etching, field emission scanning electron microscopy, tight sandstone reservoirs, connectivity

基金项目: 中国石油天然气集团公司基础超前储备技术(2018A-0908)

收稿日期: 2020-03-03

* 通讯联系人, E-mail: spyao@nju.edu.cn

非常规油气资源占全球油气资源的比重日益增加^[1-3],目前已受到各个国家与石油公司的高度重视,而致密油气作为非常规油气资源的主要类型,具有资源量丰富、分布面积广的特点^[4]。具体而言,致密油气在我国鄂尔多斯盆地、四川盆地、准噶尔盆地、塔里木盆地、柴达木盆地均有分布;资料显示,国内致密油有利勘探面积达 $18 \times 10^4 \text{ km}^2$,地质资源量为 200×10^8 吨,可采资源量为 $20 \times 10^8 \sim 25 \times 10^8$ 吨^[5]。与常规油气研究的侧重点不同,致密油气研究的关键在于储层,最终目标是明确储集层有多少油气^[6],而储集层是一个复杂的孔隙网络空间,该孔隙网络由两个基本单元组成,分别为孔隙和喉道,二者具有明显的差别。广义上的孔隙一般被定义为多个骨架颗粒间的膨大部分,主要对流体的储存起较大作用。而喉道主要为沟通孔隙间的狭长部分,其长宽比一般大于孔隙,对于流体在孔隙间的流动起决定性的作用。对于常规储层的评价而言,孔隙度与渗透率反映了岩石的基础物性,是储层评价时被优先考虑的两个关键参数^[7],其往往能相对全面、科学地反映常规储层的优劣特征。而非常规油气储层的评价不能单一从孔隙度与渗透率两个基础物性参数来考虑;以鄂尔多斯盆地致密砂岩储层为例,仅有不到30%的孔隙孔径在100~1000 nm之间,而60%以上的孔径在100 nm以下,微纳米级的孔径分布造成储层的孔隙度极低,一般在10%以内^[8],极低的孔隙度在储层评价时参考意义不大。此外,致密砂岩储层的渗透率一般小于0.1 mD,流体在孔隙间的流动已不再服从达西定律,因此,孔隙度和渗透率等一些常规评价参数已无法高效、全面地用于致密砂岩储层的评价,而连通性作为可指示孔隙与喉道网络连通能力的参数,其在致密储层评价中的重要性不言而喻。

连通性研究是目前国内外学者对于非常规油气储层研究的热点所在,主要的方法包括流体注入和CT成像技术,应用有机流体注入技术结合LA-ICP-MS联用的方法对美国巴肯页岩和鹰福特页岩及东营凹陷沙三段泥岩进行了样品示踪元素扩散速率的研究^[9-10],得出扩散动态参数及相关图版,对于泥页岩孔隙-喉道的连通性进行了间接表征,该方法是一种介于二维和三维尺度之间

的连通性刻画技术。通过多尺度CT成像技术,前人^[11-12]已初步揭示了致密砂岩微观孔喉结构及孔喉连通性的基本特征,指出致密砂岩孔喉连通性不仅由孔隙和喉道的尺寸决定,还与孔喉的形状有关,其中,纳米孔在连通体系中可以起到孔隙与喉道的双重作用,但孔隙尺寸较小与其近球状的喉道形状对于连通性的贡献较差。Wirth^[13]曾尝试用聚焦离子束扫描电镜与透射电镜联用的测试方法对于地质样品中的化学组分与微观结构进行了初步研究,之后又有学者^[14]利用相同的测试方法对龙马溪组页岩的纳米级孔隙结构进行了表征,基于三维重构对页岩样品的孔径分布进行了讨论。但这一方法同样存在诸多弊端,对于非均质性较强的岩石样品而言,制样时无法准确选取待测区域且偶然性大,导致获得强代表性的切片位置的概率较低;此外,测试流程的重复性较高,耗材损坏速度很快,引起设备维护成本急剧升高等诸多问题^[15]。目前在非常规储层连通性的研究过程中,常见的定性方法有双束氩离子刻蚀结合场发射扫描电镜技术以及近期兴起的伍德合金注入技术^[16-18],但这两种方法均存在一些缺点。双束氩离子束刻蚀结合场发射扫描电镜技术对于致密砂岩的图像分析而言,其抛光面积为毫米级,样品的截面粗糙度界限不高^[19],视域较小,不能相对完整地表示以长石、石英颗粒为主的致密砂岩样品的孔喉形貌。对于伍德合金注入技术,其实验过程周期较长,制样难度大,伍德合金较高的衬度会使得被凝固合金占据的孔隙网络与某些金属矿物在场发射扫描电镜下无法区分,且伍德合金的注入量也无法准确测定^[20]。到目前为止,还未找到一种方法或一套体系可以完整表征致密储层连通性能的高低,其难点主要在于连通性参数的量化及多尺度定量分析储层样品的连通能力。鉴于此,笔者将在材料学、物理学、电子学等领域中运用较多的三离子束抛光技术引入致密砂岩连通性的研究中,其优势在于三离子束的刻蚀范围可以达到1.5 cm以上,较传统的双束抛光而言,刻蚀面积提升了一个数量级以上,完全保证了致密砂岩样品微纳米孔喉的观测需求。鉴于致密砂岩颗粒整体较大的特点^[21],孔喉间多为粒缘缝与粒间孔的连接模式,需要明确孔隙与喉道间组合方

式的量化参数,从微纳米尺度上解析不同级别孔隙所连接吼道数目的差异,以了解致密砂岩孔隙连通性的特征和整体规律. 本文构建了场发射扫描电镜结合 Pores and Cracks Analysis System (PCAS)与纳米 CT 技术及核磁共振冻融技术联合表征的方法,通过流体注入和图像学模拟的手段为致密砂岩储层连通性的研究引入了新的表征参数,并探讨了其适用性,揭示了不同类型、不同含油级别砂岩样品的连通特征,探讨了造成其连通能强弱不一的原因.

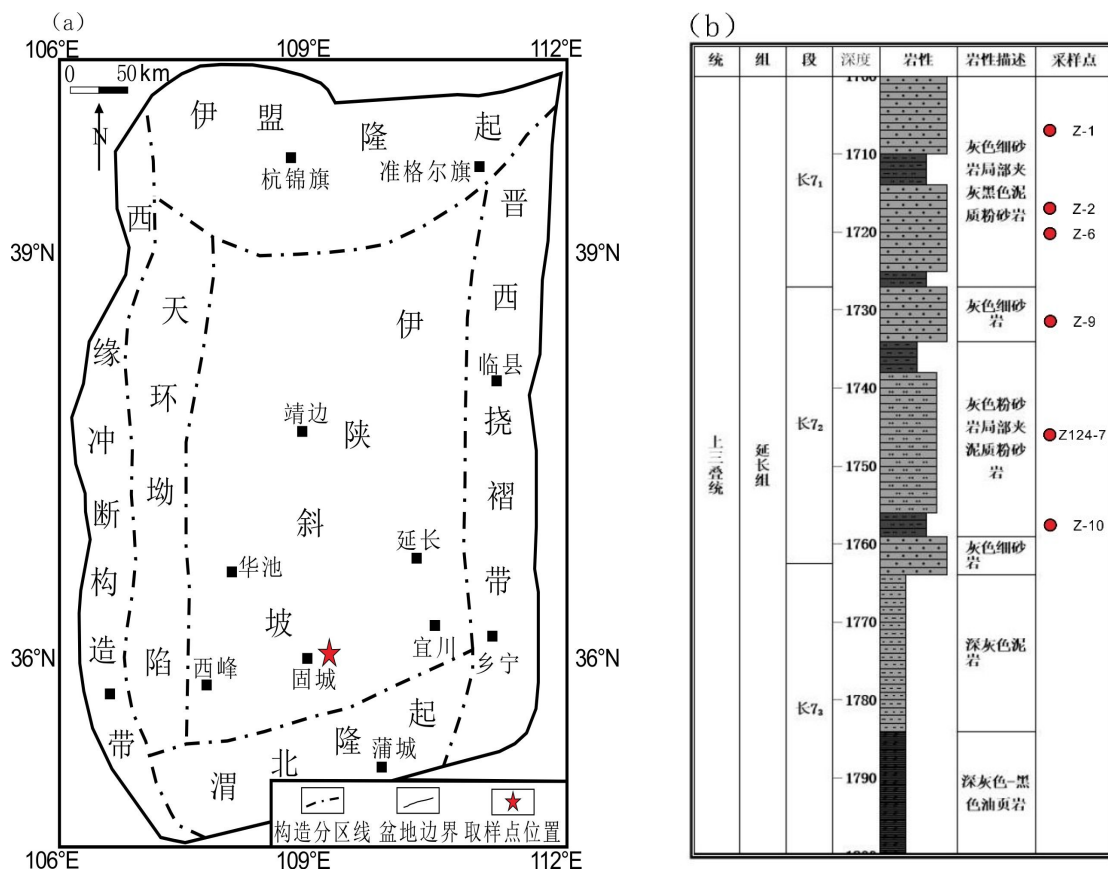
1 地质背景和致密砂岩样品

鄂尔多斯盆地是我国重要的含油气盆地之一,其致密油预测资源量达到 3×10^9 吨^[22],延长组 7 段是典型的致密砂岩储层(图 1b)^[23],具有重

要的油气勘探意义和能源地位^[24]. 盆地本部面积为 $25 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[25],可以划分为伊盟隆起、天环坳陷、晋西挠褶带、渭北隆起、陕北斜坡、西缘冲断带六个一级构造单元. 其中位于伊盟隆起南部、渭北隆起北部的伊陕斜坡占鄂尔多斯盆地的面积较大,其形成于白垩纪早期,构造上表现为向西倾斜的平缓单斜构造,内部发育有鼻状构造^[26],是本次研究的重点区域(图 1a).

在本次研究中,样品取自鄂尔多斯盆地南部固城地区的钻井目标层位,岩心分别取自长庆油田重点取芯井、庄 93 井、庄 124 井和庄 267 井,运用氦孔隙度和气测渗透率的方法对 75 块样品的孔隙度及渗透率进行了测量,二者具有较好的相关性(图 2).

典型致密砂岩样品的基本信息如表 1 所示. 基



(a) 研究区在鄂尔多斯盆地中的位置; (b) 长 7 段取样分布图

图 1 鄂尔多斯盆地概况图

Fig. 1 The outline map of Ordos Basin

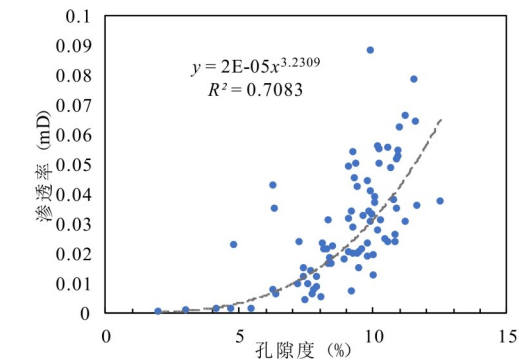


图2 75个致密砂岩样品孔渗关系图

Fig.2 Porosity versus permeability for 75 tight sand-stone samples

于后续的实验分析,包括岩心的核磁冻融谱图、孔渗数据及电镜图像,挑选了三块含油级别不同且岩性存在差异的样品进行延展试验.其中,对于Z-9和Z124-7这两块含油性较好的样品开展了一系列配套测试,运用核磁共振冻融、纳米CT计算机断层扫描、场发射扫描电镜结合PCAS的方法对不同样品不同空间内的孔隙连通网络进行了研究,同时也包括不同尺度下的连通性参数提取和表征.

2 致密砂岩孔径分布特征

核磁共振冻融法是当下用来表征非常规储层孔径分布的热点技术^[27-29],采用了低化学活性的有机试剂八甲基环四硅氧烷作为核磁冻融实验的探针液体^[30],在非常规储层的核磁冻融实验中,该探针液具有良好的行为表现,可将样品的孔径测试范围延伸至4~1400 nm,保证了致密砂岩样品孔径测试的精度,同时也满足了致密砂岩大范

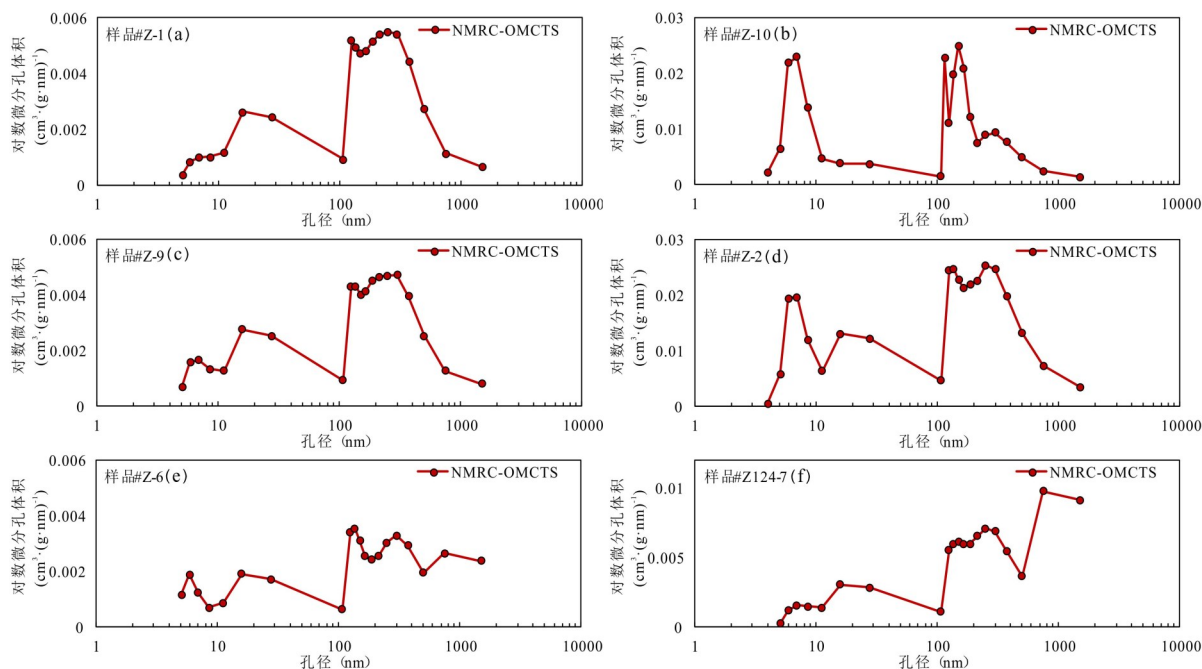
围孔径的测试需求.由于各样品含油性的不同以及油的核磁共振信号强度在不同温度点间的大幅差异,在实验前使用索氏抽提法对样品进行了浸泡抽提,目的是在测试过程中将背景信号对探针液的影响降至最低,从而提高实验精度,降低误差.基于前人相同的实验流程,选择了一20.1℃至17.4℃的温度序列对样品进行测试,单一温度点的平衡时间为10 min;共选取六块样品开展了核磁共振冻融分析,具体实验步骤和测试参数详见文献[31].

延长组7段致密砂岩不同样品的孔径精细分布曲线如图3所示,各个样品的局部孔径分布存在差异,但总体孔径分布趋势较为一致,具有一定程度的相似性.由孔径分布曲线可以看出,不同类型的致密砂岩样品均具有多峰分布的特征,出峰数量在3至5之间.六块样品同时包含两个较为明显的出峰区域,分别在10~30 nm以及100~300 nm,反映了其直径以上述两个孔径区间为主.10~30 nm孔径和100~300 nm孔径对应的孔体积占比以及核磁共振实验所测定的样品孔隙度如表2所示.其中除了Z-10号样品在100 nm之前呈明显单峰之外,其余样品在100 nm之前均为双峰形,Z-10号样品中主体的喉道直径为7~8 nm,虽然孔径在100~300 nm的区间内呈“三峰形”,但各个峰幅度相差较大,可能造成其连通性不佳,这与三离子束刻蚀后的电镜观察结果一致(图4).对于在100 nm之后的峰形来说,样品表现为“双峰形”和“三峰形”分布的特征,与粉砂岩相比,细砂岩样品在此孔径分布区间内的峰形较为连续,且峰“顶点”间幅度相差较小.

表1 样品基本信息

Table 1 Basic information of samples

样品名	层位	岩性	孔隙度(%)	渗透率(mD)	含油性	测试方法
Z-1	长7 ₁	细砂岩	8.134	0.011	油迹	核磁共振冻融法
Z-9	长7 ₂	细砂岩	9.281	0.014	油浸	核磁共振冻融法、PCAS、纳米CT
Z-6	长7 ₁	细砂岩	13.625	0.021	油浸	核磁共振冻融法
Z-2	长7 ₁	细砂岩	9.038	0.008	油浸	核磁共振冻融法
Z-10	长7 ₂	泥质粉砂岩	7.992	0.003	荧光	核磁共振冻融法、PCAS
Z124-7	长7 ₂	粉砂岩	10.271	0.008	油斑	核磁共振冻融法、PCAS、纳米CT



(a)细砂岩,油迹;(b)泥质粉砂岩,荧光;(c)(d)(e)细砂岩,油浸;(f)粉砂岩,油斑

图 3 不同致密砂岩样品孔径分布曲线

Fig. 3 The PSD measured by NMRC for different tight sandstone samples

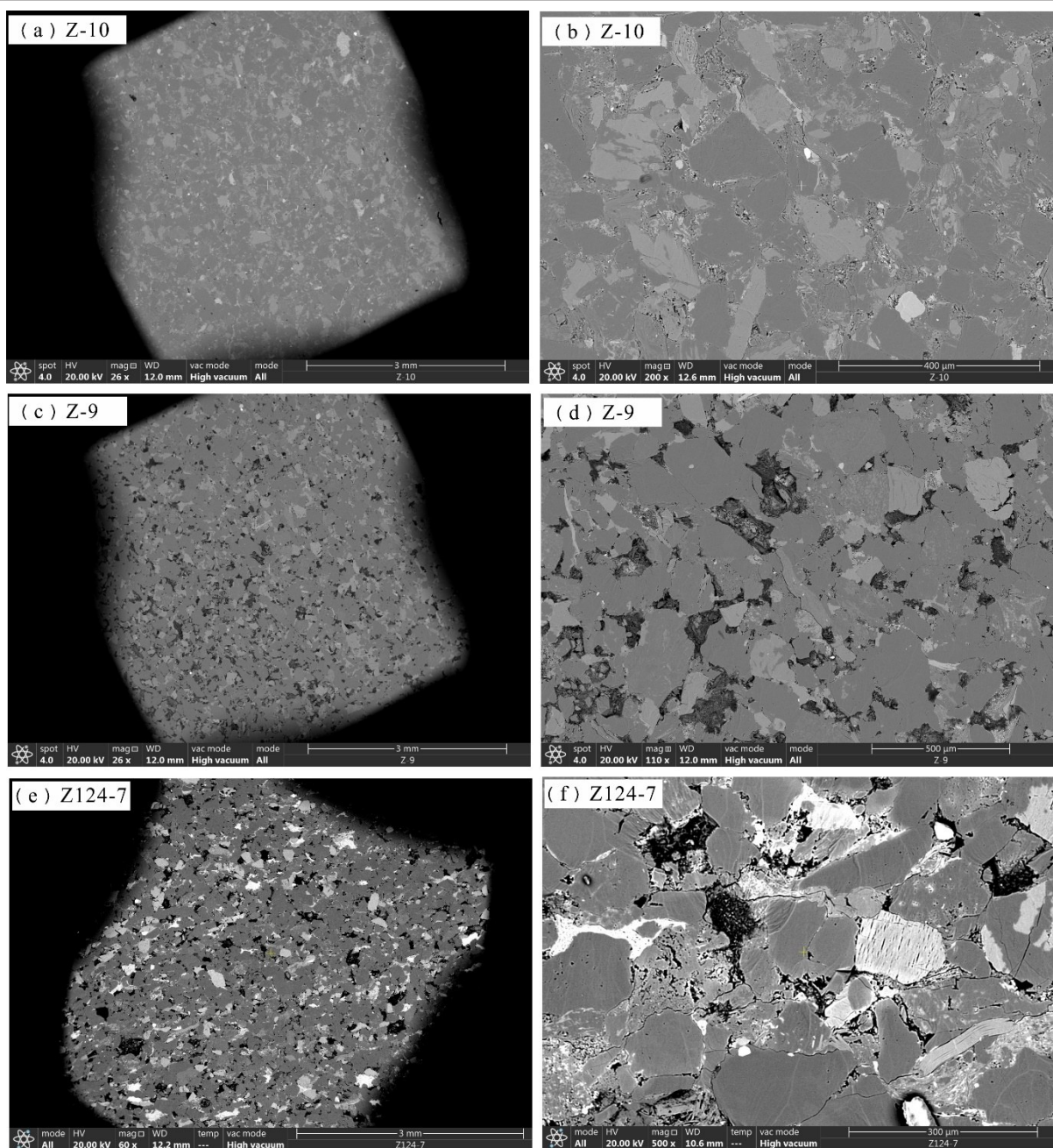
表 2 不同样品的核磁共振冻融法测试结果

Table 2 The results measured by NMRC for different tight sandstone samples

样品名	100~300 nm 体积占比 (%)	10~30 nm 体积占比 (%)	核磁孔隙度 (%)
Z-1	54.62	8.69	5.0488
Z-9	57.68	6.89	7.7154
Z-6	45.01	7.91	7.6586
Z-2	60.49	7.73	5.6853
Z-10	43.77	4.91	5.1189
Z124-7	50.16	6.23	9.2646

Z-1, Z-9, Z-2 三块细砂岩样品的冻融谱图具有较高的一致性,在大于 100 nm 的孔径范围内均为“连续双峰形”,且三个冻融谱图的连续双峰其幅度基本一致.结果显示,从 100 nm 处出现大幅度增加,随后有极小幅度的降低,最后缓慢增加至 300 nm(峰顶)处.因此,样品中孔径在 100~300 nm 的孔隙多为均匀连续的分布,具体表现为连续双峰中的小孔径对应的“峰顶点”略低于大孔径对应的“峰顶点”,三块样品在该孔径范围内的连续双峰均

表现出这种“小孔低幅”的特点.此外, Z-6 号细砂岩样品和 Z124-7 号粉砂岩样品具有相似的峰形特征,都包含五个幅度不同的峰顶,均在小于 100 nm 的孔径范围内表现为双峰,大于 100 nm 的孔径范围内表现为三峰;二者不同的是, Z-6 号细砂岩样品峰形的幅度要整体高于 Z124-7 号粉砂岩样品.造成此现象的原因可能是粒径相差相对较大的砂岩样品采用了相同的前处理方式,引起部分封闭孔隙的打开,造成了实验结果的误差.



(a)(b)泥质粉砂岩样品;(c)(d)油浸细砂岩样品;(e)(f)油斑粉砂岩样品

图4 三块典型样品的大视域电镜照片

Fig. 4 SEM images of large field for three typical sandstone samples

3 致密砂岩的多尺度连通性特征

3.1 Pores and Cracks Analysis System (PCAS)

在致密砂岩中的应用 砂岩储层主要以石英长石颗粒为主,绝大多数孔隙被胶结物充填从而形成致密储层,因此从二维角度对储层连通性进行表

征只能通过离子束刻蚀结合场发射扫描电镜的方法对样品表面进行观测,但传统的观测手法是在机械抛光后采用双离子束刻蚀的方法,不能满足致密砂岩“大视域”的观测需求,对于连通性的分析仅能从定性至半定量的角度进行,难以实现对致密砂岩储层连通性的准确表征.为了从二维平

面分析延长组 7 段典型致密砂岩的微纳米级孔-喉连通性特征,根据核磁共振冻融谱图及样品在电镜下所表现出的特征,选取了三块不同含油级别、不同类型的致密砂岩样品进行系统的三离子束刻蚀结合场发射扫描电镜-PCAS 定量分析研究,三块样品分别为 Z-9 细砂岩样品、Z124-7 粉砂岩样品以及 Z-10 泥质粉砂岩样品。

首先对样品进行了三离子束刻蚀,以保证致密砂岩的观测需求。将体积为 $1\text{ cm} \times 1\text{ cm} \times 0.5\text{ cm}$ 的块状样品进行机械抛光,随后将完成机械抛光的样品放入刻蚀装置中,实验仪器为徕卡三离子束切割仪(Leica EM TIC 3X),仪器参数设置为电压 7.0 kV ,电流 2.5 mA ,离子束刻蚀时间为 6 h ;之后利用场发射扫描电镜进行图像采集,最后借助 PCAS 软件进行孔隙的识别与喉道的提取。Liu et al^[32]改进了传统多孔介质二维图像的精细识别和参数提取的方法,并建立了高分辨率图像定量识别系统 PCAS,在此之前,对于多孔介质的孔隙提取多采用网格分析法^[33]。PCAS 识别系统的建立大大提高了孔隙裂缝的统计精度,同时可以利用其自动提取的模块定量识别孔喉相关参数,主要参数包括面孔率、填充面积、概率熵、形状因子及分形维数^[34],其中对表征二维平面连通能力具有补充功能的参数为形状因子和概率熵。

形状因子一般用于描述二维图像的形态特征,计算公式为:

$$ff = 4\pi S / C^2 \quad (1)$$

ff 代表形状因子, S 和 C 分别表示孔隙面积和周长,根据所提取的孔径(弗雷特径)得出^[35]。不同形状因子数值所反映的孔隙磨圆程度及排列方向不同,其数值随着孔隙边缘粗糙度的升高而降低。

概率熵用来描述二维角度下孔隙分布的方向与混乱程度,计算公式为:

$$H = - \sum_{i=1}^n P_i \log_n P_i \quad (2)$$

H 代表概率熵, P_i 表示某一范围内孔隙的百分比;概率熵数值介于 $0 \sim 1$ 之间,随着平面上孔隙排列由固定的单一方向趋于混乱,直到方向完全随机,该数值由 0 升高到 1 ^[36]。

已有研究者将这种定量提取方法成功运用在煤和页岩样品的孔隙结构表征当中,本文利用形

状因子与概率熵两个参数对砂岩二维平面的连通性进行分析,具体的计算流程依照式(1)和式(2)进行。本次在砂岩高分辨率 SEM 图像的参数提取过程中,对于不同样品间的 SEM 图像选取了统一的阈值,并参照氮孔隙度数据,将相对误差控制在 3% 以内;基于图像的处理数据详见表 3。原始电镜高精度图像与裂隙提取图像见图 5。

表 3 致密砂岩 FESEM 图像 PCAS 提取结果

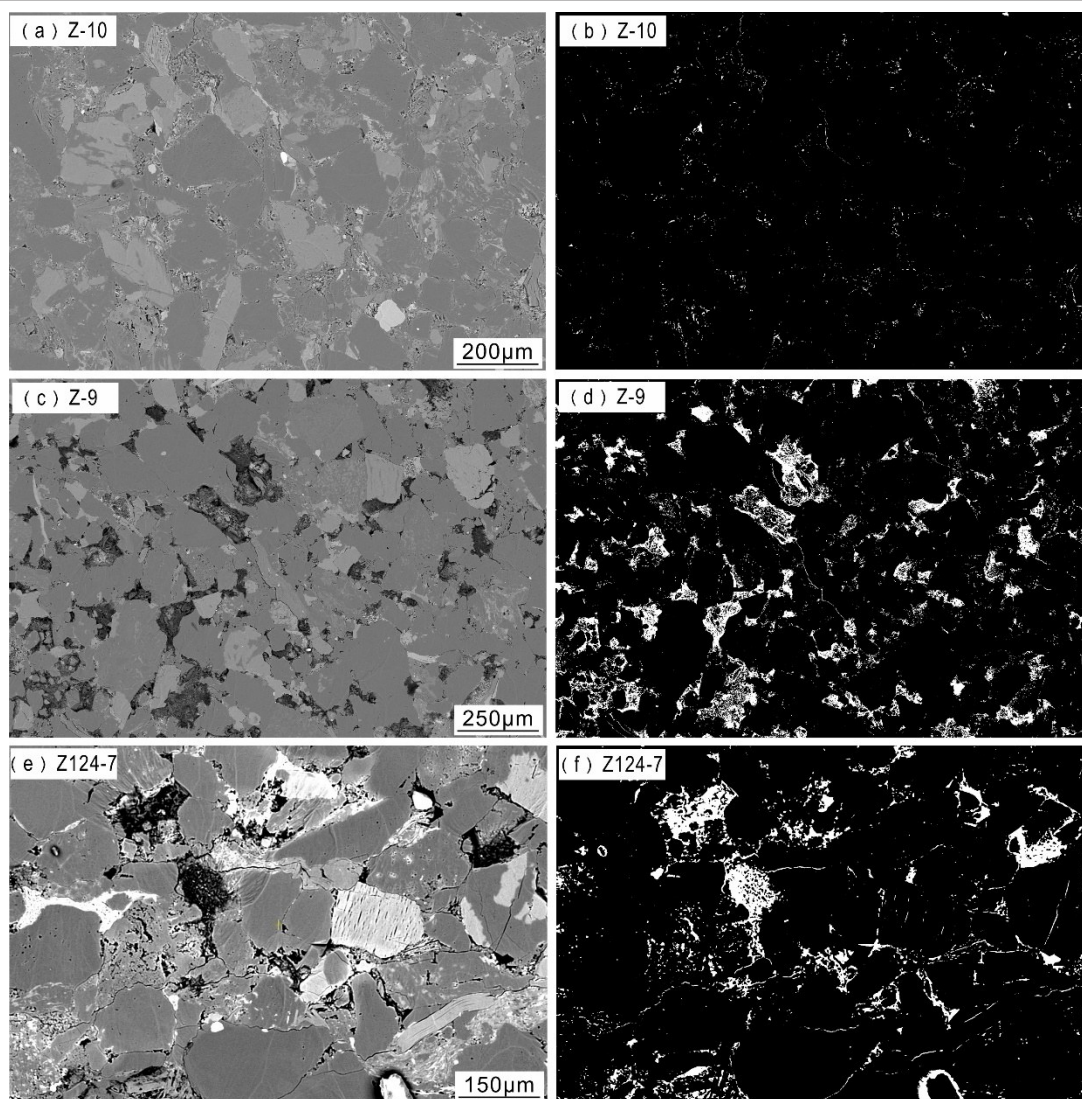
Table 3 Results of FESEM image extraction of tight sandstone by PCAS

样品编号	Z-9	Z-10	Z124-7
图像区域	1680384	1564165	1571328
区域总面积	134658	29875	91437
区域数量	1656	50	350
区域百分比	8.01%	1.91%	5.82%
最大区域面积	24459	2350	9900
平均区域面积	81.32	283.94	261.25
平均周长	31.41	85.78	75
平均形状因子	0.5621	0.4028	0.4858
最大长度	724.79	85.9	201.32
平均长度	11.03	26.16	24.87
最大宽度	75	53.86	125.07
平均宽度	5.75	14.37	13.11
概率熵	0.9845	0.8671	0.9831

注:表中图像的区域/面积为像素 \times 像素,图像的长度/宽度为像素

由表 3 可以得出,在二维平面上,粉砂岩和细砂岩样品具有较高的概率熵值,分别为 0.9845 和 0.9831 ,而泥质粉砂岩样品的概率熵值较低,为 0.8671 ;同样的,粉砂岩和细砂岩中孔隙的平均形状因子值较泥质粉砂岩样品高,前两者分别为 0.5621 和 0.4858 ,后者为 0.4028 。由于致密砂岩样品间存在着一定的差异,泥质粉砂岩样品其颗粒内部的孤立孔隙较不含泥质的砂岩样品多,孔隙边缘多被杂基、胶结物等充填完全,且由于泥质含量较高的样品在组成、成分、类型上分布的均质性较差,其内部的孔隙排列方向多呈随机分布,孔隙边缘的磨圆程度也较低。

3.2 纳米 CT 计算机断层切割 在 CT 扫描之前,运用索氏抽提法对 Z-9 和 Z124-7 两块堵塞样



(a)(c)(e)三个样品的背散射图像;(b)(d)(f)PCAS提取的二值化图像

图5 不同类型样品 FESEM 图像的二维提取

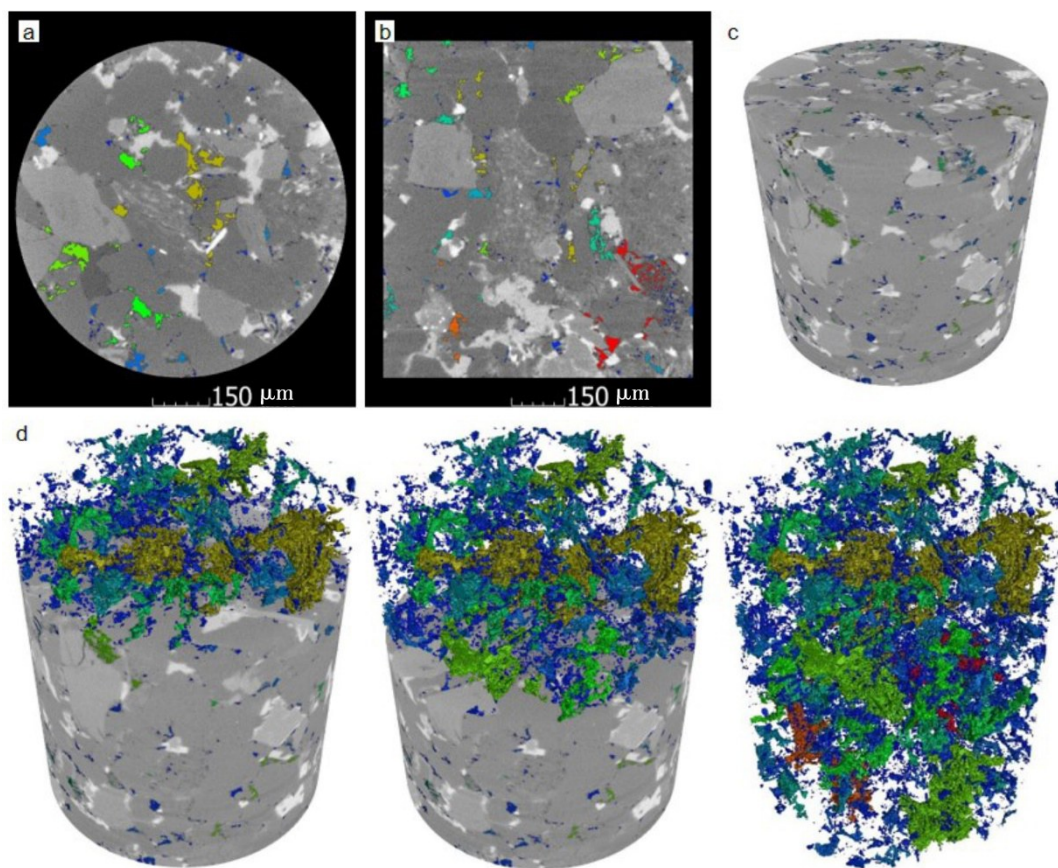
Fig. 5 Flat surface extraction of FESEM image for different types of samples

进行浸泡抽提,目的在于降低图像的衬度与背景值,只保留岩石骨架的完整图像信息,有利于最大程度地区分孔隙与喉道。随后,将抽提完成的样品进行烘干,钻孔。制样规格为:直径1 mm,长度1 mm的柱塞样。样品的扫描测试在上海英华检测公司完成,所用设备为Nanotom微纳米CT装置,设置电压为10 kV,电流为135 μ A;仪器提供的空间分辨率为650 nm。此项研究利用了VG studio分析软件对于样品的孔喉结构和基质进行提取,如图6所示。

CT扫描图像的重建是基于Avizo Fire 9软

件完成的,对于样品的网络空间进行了三维重构,阈值的选取参照了前人的分割方法^[37],在此基础上对Z-9和Z124-7两个样品进行了球棍网络的建模。

在非常规储层孔隙-喉道的三维网络空间内,与单一孔隙边缘相连通的喉道数称之为配位数^[38],而该单一孔隙可被视为节点。球棍模型可以在一定程度上忽略样品本身复杂的非均质性,对于样品内部的迂曲度以及不规则的孔隙吼道连接方式予以简化,将孔隙简化为小球,将与孔隙连接的喉道简化为长棍^[39],其基础模型如图7所示。



(a) Z轴二维成像; (b) X轴二维成像; (c)重建的三维结构; (d)孔隙的三维提取图像

图 6 细砂岩样品的 Nano-CT 成像与三维网络重建

Fig. 6 Nano-CT tomography and the 3D network reconstruction of fine sandstone sample

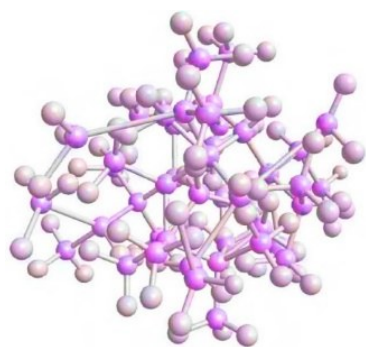


图 7 球棍模型示意图

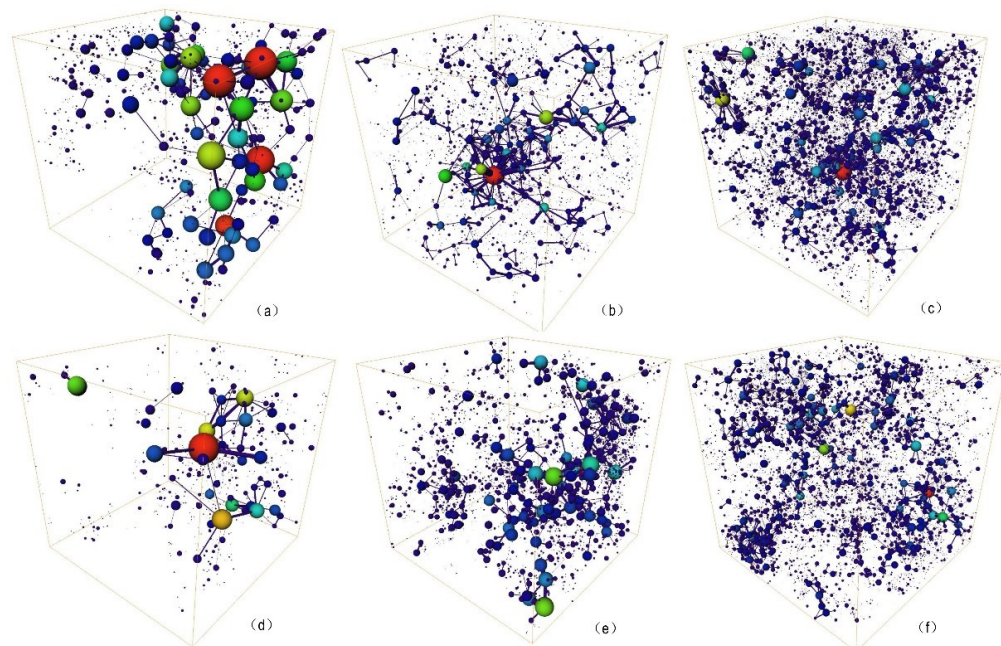
Fig. 7 Image of ball and stick model

笔者对各样品的原始网络空间进行了模拟, 以此将致密砂岩样品内部的孔隙-吼道连通网络转换为相对简单的球棍网络模型, 之后又分别在三个样品内部按照像素递增的原则选取了 $600\ \mu\text{m} \times 600\ \mu\text{m} \times 600\ \mu\text{m}$, $700\ \mu\text{m} \times 700\ \mu\text{m} \times 700\ \mu\text{m}$,

$800\ \mu\text{m} \times 800\ \mu\text{m} \times 800\ \mu\text{m}$ 的三个网络空间进行球棍建模, 如图 8 所示。

3.2.1 连通熵在砂岩中的应用 对于所选的八个不同网络空间的配位数及节点数进行了初步分析, 其耦合关系如图 9 和图 10 所示。

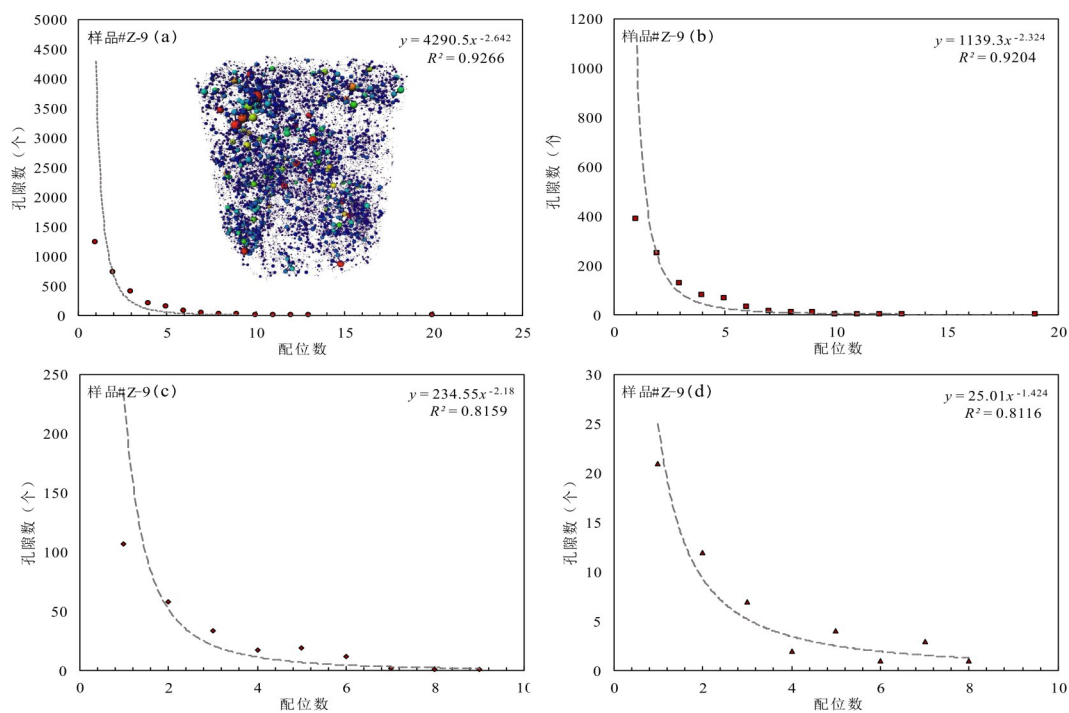
在八个连通网络空间内部, 孔隙与喉道的连接方式在数量上都遵循幂律分布。其中, Z-9 的数据分析表明, 在 $600\ \mu\text{m} \times 600\ \mu\text{m} \times 600\ \mu\text{m}$ 的体积空间内, 其配位数与节点数呈幂律分布时的相关系数为 0.8116, 随着网络连通空间的增大, 其相关系数也逐渐增大, 在 $1000\ \mu\text{m} \times 1000\ \mu\text{m} \times 1000\ \mu\text{m}$ 的体积空间内, 其相关系数为 0.9266。Z124-7 号样品的分析结果与之类似, 其配位数与节点数呈幂律分布时的相关系数均在 0.87 以上, 随着所选取空间的增大, 相关系数整体上呈上升的趋势。孔隙与喉道的连接方式在上述八个不同



(a) 600 μm^3 的细砂岩提取; (b) 700 μm^3 的细砂岩提取; (c) 800 μm^3 的细砂岩提取;
(d) 600 μm^3 的粉砂岩提取; (e) 700 μm^3 的粉砂岩提取; (f) 800 μm^3 的粉砂岩提取。

图8 不同网络空间内的致密砂岩孔隙-喉道模型

Fig. 8 Pore-throat models of tight sandstone in different network spaces



(a) 1000 μm^3 ; (b) 800 μm^3 ; (c) 700 μm^3 ; (d) 600 μm^3

图9 细砂岩不同网络空间内的孔-喉组合模式分布

Fig. 9 Distribution of pore-throat combination mode in different network spaces of fine sandstone

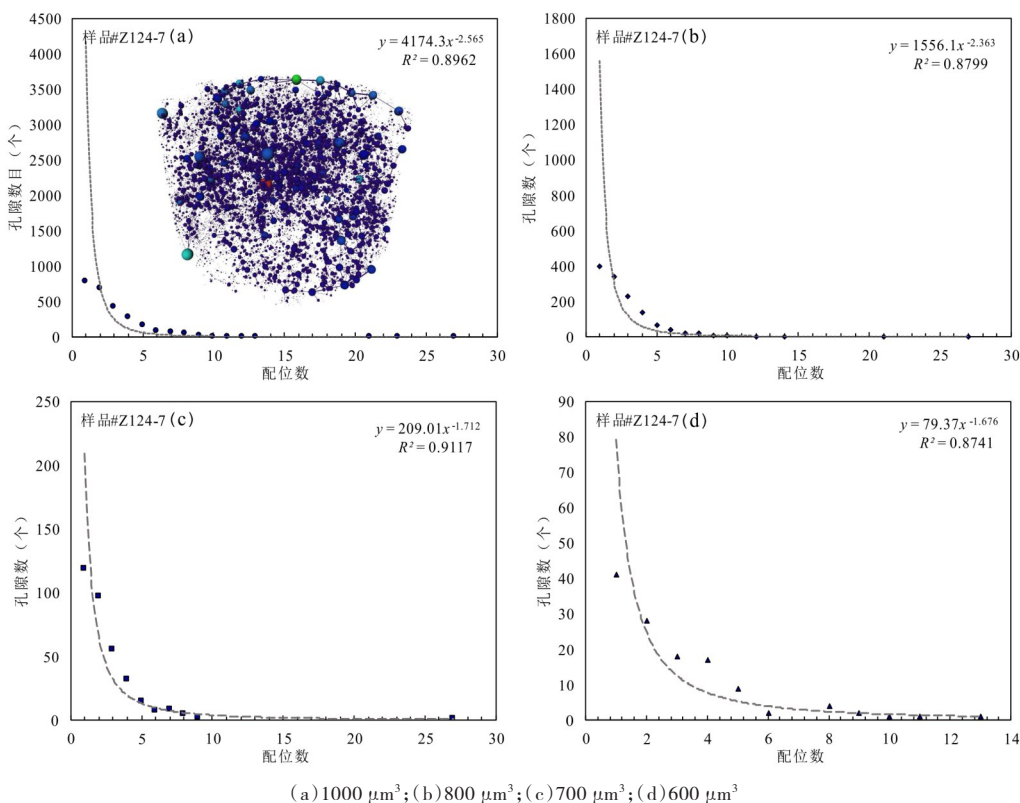


图 10 粉砂岩不同网络空间内的孔-喉组合模式分布

Fig. 10 Distribution of pore-throat combination mode in different network spaces of siltstone

体积的网络连通空间内都符合齐普夫定律^[40],数据表明,致密砂岩储层孔隙连通网络均为无标度网络,具有严重的异质性,各孔隙节点之间的连接状况具有严重的不均匀分布性。

网络连通熵可表示非均匀异质网络空间的连通性与异质性^[41]. 计算公式为:

$$I_i = \frac{d_i}{\sum_{i=1}^N d_i} \quad (3)$$

$$E = - \sum_{i=1}^N I_i \ln I_i \quad (4)$$

E 为网络连通熵, i 为网络空间中任意一节点, N 为节点总数, d_i 为节点配位数。

Wu et al^[42]在此基础上运用连通稳定熵来表征网络连通空间内的连接可靠性。计算公式为:

$$R = \frac{\ln n - E}{\ln n} \quad (5)$$

R 为连通稳定熵, E 为网络连通熵, n 为节点数。连通稳定熵的值在 0 至 1 之间, R 值越大,空间的可靠性越强;相反, R 值越小,空间的可靠性越

弱。如空间内所有节点均为连通的,即 $E=0, R=1$;若空间内所有节点均为独立节点,即 $E=\ln n, R=0$ 。

利用球棍模型对两块样品分别建立的四个网络连通空间(共八个)均满足幂律分布,符合连通熵对于该模型的适用前提,上述两块样品在 1 mm^3 内的模型示意图,如图 9a 和图 10a 所示,在此基础上分别运用式(4)和式(5)计算了其网络连通熵与连通稳定熵的数值(表 4)。从样品在 $1000 \mu\text{m}^3$ 内的计算结果可以得出编号为 Z-9 的细砂岩样品其连通稳定熵高于编号为 Z124-7 的粉砂岩样品,差值为 0.04,说明在 $1000 \mu\text{m}^3$ 的网络空间内部,该细砂岩样品的连通稳定性高于粉砂岩样品。

3.2.2 致密砂岩单一孔隙的连通性特征 致密砂岩球棍网络模型中孔径与配位数的耦合关系如图 11 所示。对于每个样品分别统计了 15000 至 20000 个单一孔隙的模型数据,虽然有所差异,但两个样品中孔径与喉道的整体分布趋势具有相同

表4 不同样品的连通性参数

Table 4 Connectivity value of different samples

样品编号	Z-9	Z124-7
网络连通熵	1.55	1.81
连通稳定熵	0.81	0.77
体积	1000 μm^3	1000 μm^3

的特点,有良好的规律性. 结果显示,随着某一单独孔隙的孔径增大,该孔隙周围所连接的喉道数目也随之升高. 对于编号为Z-9的细砂岩样品而言,孔隙四周连接的喉道数目集中在一至十个,尤其在一至六之间较为密集,表明在当前实验精度下,在孔隙周围存在喉道与之相连的情况下,大多数孔隙周围连接的喉道数目为一至六个. 球棍模型中所连接喉道最多的一个孔隙其半径为23.514 μm ,有20个喉道与之相连;除此之外,有

13个喉道与当前所能识别到的最大孔隙相连,还存在有其他三个孔隙同样连接13个喉道,孔径集中在15~22 μm 之间. 对于粉砂岩样品,孔径与所连喉道数目的特征与细砂岩样品类似,但这二者不同的是,细砂岩样品中存在孔隙其周围连接超过25个喉道,说明由于样品内部存在的微裂缝,使得该模型对于孔隙进行阈值划分时,将具有同一灰度的裂缝识别为孔隙,以此作为孔隙的球体半径,这也是目前基于CT的计算机断层扫描方法中存在的不足之处. 与细砂岩样品类似的是,绝大多数连通的孔隙四周连接有一至八个喉道,其中有1794个被识别到的孔隙至少连接两个喉道,满足了孔隙间流体可以流动的最低条件^[43]. 对于网络空间内的某一单独孔隙而言,在该孔隙周围与之相连的孔隙越多,表明该孔隙的连通性越强. 综上,球棍模型的建立对于单个孔隙连通能力的评估是一种十分有效的方法.

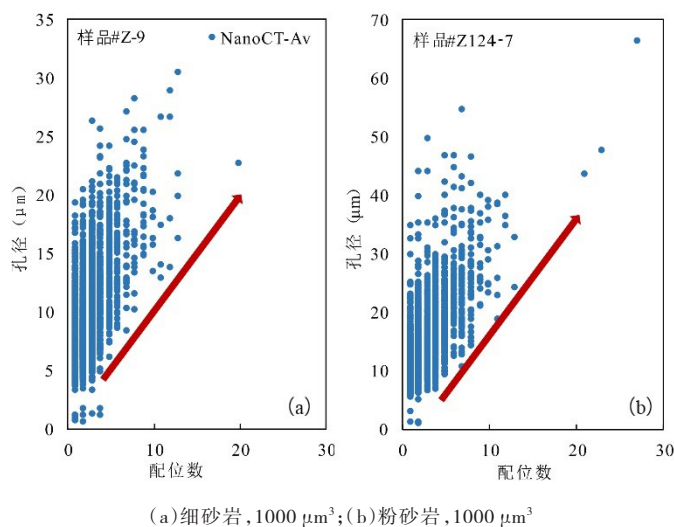


图11 致密砂岩孔径与配位数的耦合关系图示

Fig. 11 Pore size versus coordination number for tight sandstone samples

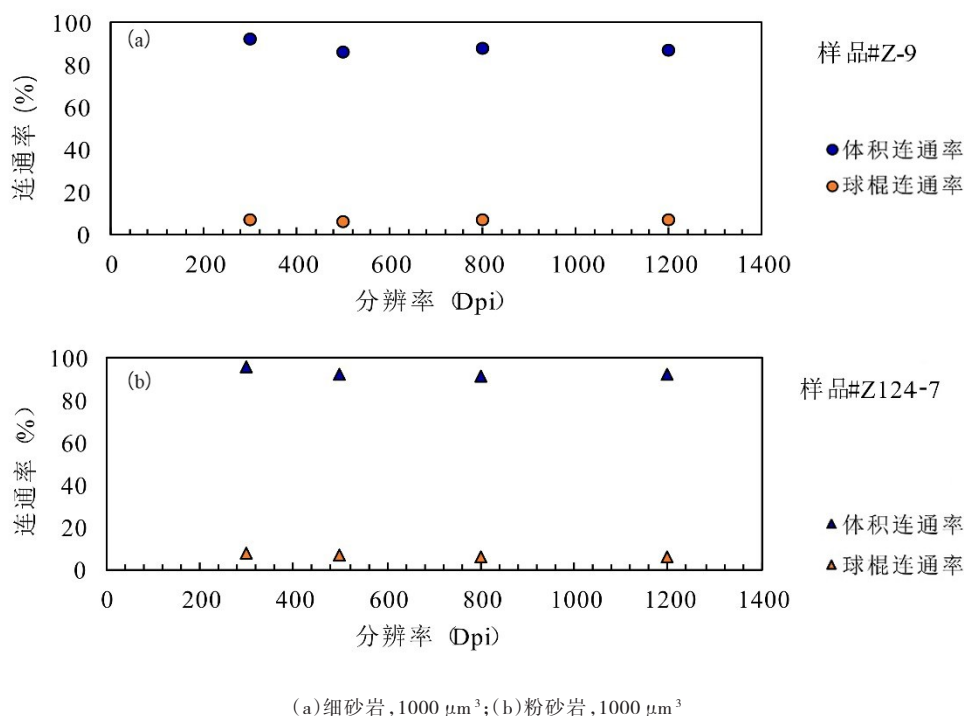
3.2.3 球棍连通率与体积连通率的对比 由于CT实验样品前处理的特性,一旦将扫描区域或建模区域固定,模型则被视为一个孤立的空间,只能呈现选定空间内部的连通情况,存在部分孔隙在原始条件下连通外围孔隙但由于网络空间选取的原因而被识别为孤立无效孔隙的情况,尤其对于空间边缘的连通孔隙影响较大. 基于球棍模型

的数据,连通孔隙间的体积对于孔隙总体积的占比可定义为体积连通率. 在不考虑连通孔隙体积的情况下,彼此相连的孔隙占有所有孔隙数量的比率可定义为球棍连通率. 利用Avizo提取的CT扫描骨架,计算了该分辨率下的体积连通率与球棍连通率,如图12所示.

总的来看,二者的分布范围呈现出高低分明

的特征,8个连通网络空间的体积连通率内均在80%以上.Z-9号样品不同体积空间的体积连通率分布在87.24%至91.83%之间,其球棍连通率分布在5.94%至7.08%.Z124-7号样品不同空间内的体积连通率分布在91.57%至96.11%之间,而球棍连通率的范围在5.79%至8.17%之间.以上两个样品的连通率表现出相似的特征,从连通体积角度量化的连通率均具有较高的数值,与从连通数量角度量化的球棍连通率相比有着明显的优势,而造成此结果的原因是:(1)在CT数据分析的过程中,不得不选取封闭的网络

空间进行提取或建模,这会造成绝大多数原本与空间外连通的孔隙被忽略,使得球棍连通率被远远低估;(2)即使考虑到被低估的球棍连通率,大孔对于连通性的贡献也是巨大的,而孔隙与喉道之间的连通数量对于连通性虽然具有一定程度的贡献,但与大孔相比就显得微不足道.前人的研究结果显示,孔隙半径与喉道的连通长度成正比^[44],较低球棍连通率的结果表明样品中喉道一旦能沟通部分孔径较大的孔隙,那么样品的连通性能也会增高,在此过程中孔隙彼此之间的连通数量对其产生的影响并不大.



(a)细砂岩, 1000 μm^3 ; (b)粉砂岩, 1000 μm^3

图 12 球棍连通率和体积连通率的分布

Fig. 12 Distribution of ball&stick connectivity and volume connectivity

4 结 论

(1)基于PCAS的高精度扫描电镜图像可较为全面地从二维角度定量表征孔喉连通特性.细砂岩样品的概率熵与形状因子均高于粉砂岩样品,而泥质粉砂岩样品的概率熵和形状因子均为最低.孔隙边缘的高平整性与孔隙排列的高随机性是致密砂岩储层具备良好连通能力的先决条件.

(2)600,700,800和1000 μm^3 四个致密砂岩网络连通空间内部的孔隙喉道连接方式均符合幂律性分布,具有极强的异质性.连通稳定性在1000 μm^3 的油斑粉砂岩和1000 μm^3 的油浸细砂岩之间表现出微小的差异,该固定空间内,细砂岩模型的连通稳定性优于粉砂岩的连通稳定性,二者连通稳定熵的差值为0.04.

(3)致密砂岩单一孔隙的孔隙直径大小与其边缘连通的喉道数目具有一定的相关性,单一孔

隙的连通能力随着孔径的增大而变强。储层中连通孔隙间的孔径大小和连通孔隙间的数量是表征储层连通性的两个关键参数。其中,孔径大小这一因素对于连通性的影响至关重要。

(4)致密砂岩储层的连通性的刻画受到多重因素的制约,如粒径较大、孔径分布范围广、分辨率与视域的兼顾以及不同实验方法所引起的误差等,综合分析时需结合样品的地质背景和基础性参数。因此,多方法联合表征的方法可作为致密砂岩储层连通性分析的重要手段。

参考文献

- [1] 邹才能,张国生,杨智等.非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学.石油勘探与开发,2013,40(4):385—399,454. (Zou C N, Zhang G S, Yang Z, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: on unconventional petroleum geology. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385—399, 454.)
- [2] 胡文瑞,翟光明,李景明.中国非常规油气的潜力和发展.中国工程科学,2010,12(5):25—29,63. (Hu W R, Zhai G M, Li J M. Potential and development of unconventional hydrocarbon resources in China. Engineering Science, 2010, 12(5): 25—29, 63.)
- [3] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景.石油勘探与开发,2012,39(2):129—136. (Jia C Z, Zheng M, Zhang Y F. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129—136.)
- [4] 朱筱敏,潘荣,朱世发等.致密储层研究进展和热点问题分析.地学前缘,2018,25(2):141—146. (Zhu X M, Pan R, Zhu S F, et al. Research progress and core issues in tight reservoir exploration. Earth Science Frontiers, 2018, 25(2): 141—146.)
- [5] 邹才能,朱如凯,白斌等.致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战.矿物岩石地球化学通报,2015,34(1):3—17. (Zou C N, Zhu R K, Bai B, et al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 3—17.)
- [6] 邹才能,朱如凯,吴松涛等.常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例.石油学报,2012,33(2):173—187. (Zou C N, Zhu R K, Wu S T, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173—187.)
- [7] 邹才能,陶士振,白斌等.论非常规油气与常规油气的区别和联系.中国石油勘探,2015,20(1):1—16. (Zou C N, Tao S Z, Bai B, et al. Differences and relations between unconventional and conventional oil and gas. China Petroleum Exploration, 2015, 20(1): 1—16.)
- [8] 邹才能,朱如凯,白斌等.中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值.岩石学报,2011,27(6):1857—1864. (Zou C N, Zhu R K, Bai B, et al. First discovery of nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6): 1857—1864.)
- [9] 胡钦红,刘惠民,黎茂稳等.东营凹陷沙河街组页岩油储集层润湿性、孔隙连通性和流体-示踪剂运移.石油学报,2018,39(3):278—289. (Hu Q H, Liu H M, Li M W, et al. Wettability, pore connectivity and fluid-tracer migration in shale oil reservoirs of Paleogene Shahejie Formation in Dongying sag of Bohai Bay Basin, East China. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(3): 278—289.)
- [10] Sun M D, Yu B S, Hu Q H, et al. Pore connectivity and tracer migration of typical shales in south China. Fuel, 2017(203): 32—46.
- [11] 白斌,朱如凯,吴松涛等.利用多尺度CT成像表征致密砂岩微观孔喉结构.石油勘探与开发,2013,40(3):329—333. (Bai B, Zhu R K, Wu S T, et al. Multi-scale method of nano (micro)-CT study on microscopic pore structure of tight sandstone of Yanchang Formation, Ordos Basin. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(3): 329—333.)
- [12] 尤源,牛小兵,李廷艳等.CT技术在致密砂岩微观孔隙结构研究中的应用——以鄂尔多斯盆地延长组长7段为例.新疆石油地质,2016,37(2):227—230. (You Y, Niu X B, Li T Y, et al. Application of CT scanning system to study of micro-pore structure of tight sandstone: a case study of chang-7 member of

- Yanchang formation in Ordos BASIN. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(2): 227—230.)
- [13] Wirth R. Focused Ion Beam (FIB): a novel technology for advanced application of micro- and nanoanalysis in geosciences and applied mineralogy. European Journal of Mineralogy, 2004, 16(6): 863—876.
- [14] Zhou S W, Yan G, Xue H Q, et al. 2D and 3D nanopore characterization of gas shale in Longmaxi formation based on FIB - SEM. Marine and Petroleum Geology, 2016, 73: 174—180.
- [15] 王晓琦, 金旭, 李建明等. 聚焦离子束扫描电镜在石油地质研究中的综合应用. 电子显微学报, 2019, 38(3): 303—319. (Wang X Q, Jin X, Li J M, et al. FIB-SEM applications in petroleum geology research. Journal of Chinese Electron Microscopy Society, 2019, 38(3): 303—319.)
- [16] Hildenbrand A, Urai J L. Investigation of the morphology of pore space in mudstones—first results. Marine and Petroleum Geology, 2003, 20(10): 1185—1200.
- [17] Klaver J, Hemes S, Houben M, et al. The connectivity of pore space in mudstones: insights from high - pressure Wood's metal injection, BIB - SEM imaging, and mercury intrusion porosimetry. Geofluids, 2015, 15(4): 577—591.
- [18] Kaufmann J. Pore space analysis of cement - based materials by combined Nitrogen sorption: Wood's metal impregnation and multi - cycle mercury intrusion. Cement and Concrete Composites, 2010, 32(7): 514—522.
- [19] Wirth R. Focused Ion Beam (FIB) combined with SEM and TEM: advanced analytical tools for studies of chemical composition, microstructure and crystal structure in geomaterials on a nanometre scale. Chemical Geology, 2009, 261(3—4): 217—229.
- [20] Hu Q H, Ewing R P, Dultz S. Low pore connectivity in natural rock. Journal of Contaminant Hydrology, 2012, 133: 76—83.
- [21] 赖锦, 王贵文, 孟辰卿等. 致密砂岩气储层孔隙结构特征及其成因机理分析. 地球物理学进展, 2015, 30(1): 217—227. (Lai J, Wang G W, Meng C Q, et al. Pore structure characteristics and formation mechanisms analysis of tight gas sandstones. Progress in Geophysics, 2015, 30(1): 217—227.)
- [22] 杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力. 石油学报, 2012, 34(1): 1—11. (Yang H, Li S X, Liu X Y. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin. Acta Petrolei Sinica, 2012, 34(1): 1—11.)
- [23] 屈红军, 蒲仁海, 曹金舟等. 鄂尔多斯盆地南部地区长 7 致密油储层特征. 非常规油气, 2015, 2(1): 1—9. (Qu H J, Pu R H, Cao J Z, et al. Characteristics of Chang 7 tight oil reservoir in the southern Ordos Basin. Unconventional Oil & Gas, 2015, 2(1): 1—9.)
- [24] 姚涇利, 邓秀芹, 赵彦德等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 150—158. (Yao J L, Deng X Q, Zhao Y D, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 150—158.)
- [25] 邓秀芹, 付金华, 姚涇利等. 鄂尔多斯盆地中及上三叠统延长组沉积相与油气勘探的突破. 古地理学报, 2011, 13(4): 443—455. (Deng X Q, Fu J H, Yao J L, et al. Sedimentary facies of the Middle - Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin and breakthrough in petroleum exploration. Journal of Palaeogeography, 2011, 13(4): 443—455.)
- [26] 何自新. 鄂尔多斯盆地演化与油气. 北京: 石油工业出版社, 2003, 119—138.
- [27] 刘标, 姚素平, 胡文瑄等. 核磁共振冻融法表征非常规油气储层孔隙的适用性. 石油学报, 2017, 38(12): 1401—1410. (Liu B, Yao S P, Hu W X, et al. Application of nuclear magnetic resonance cryoporometry in unconventional reservoir rocks. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(12): 1401—1410.)
- [28] 苏绍明, 邹珍. 页岩气藏纳米孔隙的冻融核磁共振测量表征方法. 资源环境与工程, 2016, 30(1): 66—71. (Su S M, Zou Z. Characterization methods of freeze - thaw nuclear magnetic resonance measurement of shale gas reservoir nano - pore. Resources Environment & Engineering, 2016, 30(1): 66—71.)
- [29] Zhang Q, Dong Y H, Tong S Q, et al. Nuclear magnetic resonance cryoporometry as a tool to measure pore size distribution of shale rock. Chinese Science Bulletin, 2016, 61(21): 2387—2394.
- [30] Zhu F, Hu W X, Cao J, et al. Probe material choice for nuclear magnetic resonance cryoporometry

- (NMRC) measurements of the nano-scale pore size distribution of unconventional reservoirs. *Energy Exploration & Exploitation*, 2019, 37(1): 412–428.
- [31] Liu B, Yao S P, Hu W X, et al. Applying octamethylcyclotetrasiloxane as a probe liquid for characterizing the pore size distribution of oil-bearing tight sandstones by nuclear magnetic resonance cryoporometry. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, 88: 814–825.
- [32] Liu C, Tang C S, Shi B, et al. Automatic quantification of crack patterns by image processing. *Computers & Geosciences*, 2013, 57: 77–80.
- [33] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the mississippian barnett shale. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79(12): 848–861.
- [34] Liu C, Shi B, Zhou J, et al. Quantification and characterization of microporosity by image processing, geometric measurement and statistical methods: application on SEM images of clay materials. *Applied Clay Science*, 54(1): 97–106.
- [35] Sezer G I, Ramyar K, Karasu B, et al. Image analysis of sulfate attack on hardened cement paste. *Mater Des*, 2008, 29(1): 224–231.
- [36] Soroushian P, Elzafraney M. Morphological operations, planar mathematical formulations, and stereological interpretations for automated image analysis of concrete microstructure. *Cement and Concrete Composites*, 2005, 27(7–8): 823–833.
- [37] Wang Y, Pu J, Wang L H, et al. Characterization of typical 3D pore networks of Jiulaodong formation shale using nano-transmission X-ray microscopy. *Fuel*, 2015, 170: 84–91.
- [38] 何更生. 油层物理. 北京: 石油工业出版社, 1994, 5–16.
- [39] 赵斌, 尚彦军. 基于复杂网络理论的页岩纳米孔隙连通性表征. *工程地质学报*, 2018, 26(2): 504–509. (Zhao B, Shang Y J. Characterizing connectivity of nano-sized pores of shale based on complex network theory. *Journal of Engineering Geology*, 2018, 26(2): 504–509.)
- [40] Zipf G K. Human behavior and the principle of least effort: An introduction to human ecology. Cambridge, MA, USA: Addison-Wesley Press, 1949.
- [41] Deng W B, Li W, Cai X, et al. The exponential degree distribution in complex networks: non-equilibrium network theory, numerical simulation and empirical data. *Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications*, 2011, 390(8): 1481–1485.
- [42] Wu L S, Tan Q M, Zhang Y H. Network connectivity entropy and its application on network connectivity reliability. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 2013, 392(21): 5536–5541.
- [43] 赵华伟, 宁正福, 段太忠等. 基于微米CT扫描成像实验及格子 Boltzmann 模拟方法的致密砂岩孔隙结构表征. *东北石油大学学报*, 2019 (5): 1–10. (Zhao H W, Ning Z F, Duan T Z, et al. Pore structure characterization of tight sandstones by X-ray computed tomography experiment combined with Lattice Boltzmann Method. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2019 (5): 1–10.)
- [44] 沈珊, 卢双舫, 唐明明等. 致密砂岩储层微观孔喉表征及渗流模拟. *河南科学*, 2016, 34(10): 1699–1705. (Shen S, Lu S F, Tang M M, et al. Micro pore throat characterization and seepage stimulation of tight sandstone reservoir. *Henan Science*, 2016, 34 (10): 1699–1705.)

(责任编辑 吴劲薇)