

引用格式:李仲,赵圣贤,冯泉,等.应用大视域拼接扫描电镜技术定量评价页岩孔隙结构——以川南深层渝西区块龙马溪组储层为例[J].油气藏评价与开发,2021,11(4):569-576.

LI Zhong, ZHAO Shengxian, FENG Xiao, et al. Application of large field splicing scanning electron microscopy on quantitatively evaluation of shale pore structure: A case study of Longmaxi Formation reservoir in deep western Chongqing Block to southern Sichuan [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 569-576.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.04.013

# 应用大视域拼接扫描电镜技术定量评价页岩孔隙结构

## ——以川南深层渝西区块龙马溪组储层为例

李仲<sup>1</sup>,赵圣贤<sup>2</sup>,冯泉<sup>3</sup>,刘永旸<sup>2</sup>,李博<sup>2</sup>,夏自强<sup>2</sup>,张成林<sup>2</sup>,曹埒焰<sup>2</sup>

(1. 中国石油浙江油田分公司,浙江 杭州 310019;2. 中国石油西南油气田分公司,四川 成都 610500;

3. 中国石油工程技术研究院有限公司,北京 102200)

**摘要:**受乐山—龙女寺水下古隆起和多期构造挤压的影响,渝西区块龙马溪组页岩由北往南沉积水体逐渐加深,具有I类储层厚度变化大、孔隙度总体偏低(小于4.5%)的特征。对优质页岩孔隙结构开展精细研究至关重要。通过一种优化的基于MAPS图像的页岩孔缝特征分析方法,能够在有效识别和统计页岩有机孔缝和无机孔缝的前提下,大幅降低算法的时空复杂度。区内页岩有机孔缝的表征视域边长约300 μm;无机孔缝的表征视域边长在500 μm以上,MAPS图像探测到的区内有机孔缝的直径开度范围多介于0~100 nm,无机缝开度最高可达500 nm以上,有机孔缝密集但体积小,无机孔缝稀疏但体积大。有机孔对页岩储集空间贡献最大,影响也最大;无机孔对储集空间有一定贡献,但影响较小;有机缝对页岩储集空间贡献很小,影响也可忽略;无机缝对页岩储集空间贡献不固定,影响较大。

**关键词:**页岩储层;微观孔隙;控制作用;龙马溪组;川南地区

中图分类号:TE135

文献标识码:A

### Application of large field splicing scanning electron microscopy on quantitatively evaluation of shale pore structure: A case study of Longmaxi Formation reservoir in deep western Chongqing Block to southern Sichuan

LI Zhong<sup>1</sup>, ZHAO Shengxian<sup>2</sup>, FENG Xiao<sup>3</sup>, LIU Yongyang<sup>2</sup>, LI Bo<sup>2</sup>, XIA Ziqiang<sup>2</sup>, ZHANG Chenglin<sup>2</sup>, CAO Lieyan<sup>2</sup>

(1. CNPC Zhejiang Oilfield Company, Hangzhou, Zhejiang 310019, China; 2. CNPC Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3. CNPC Engineering Technology R&D Company Limited, Beijing 102200, China)

**Abstract:** Influenced by the underwater paleouplift and multi-stage structural extrusion of Leshan-Longnyusi, Yuxi Block gradually deepens from north to south, and has the characteristics of large thickness change of type I reservoir and low porosity (less than 4.5%), it is very important to study the pore structure of high quality shale. Traditional shale pore analysis technology has weak identification ability for different types and sizes of micro nano pores. Through an optimized analysis method based on maps image, it can reduce the space-time complexity of the algorithm and improve the applicability on the premise of effectively identifying and statistics the organic and inorganic pore fractures of shale. Characterization of organic pore fractures in Longmaxi formation is about 300 μm, inorganic pore seam with a visual field of view length of 500 μm. The diameter or opening range of organic pore gap detected by maps image is mostly between 0~100 nm. The organic matter content and organic matter porosity are different, and the abundance of organic matter is not the only control factor for the development of organic matter pores.

**Keywords:** shale reservoir, micro-pore type, control function, Longmaxi Formation, South Sichuan area

收稿日期:2021-03-02。

**第一作者简介:**李仲(1970—),男,博士,正高级会计师,主要从事非常规油气技术管理工作。地址:浙江省杭州市西湖区留下镇荆山岭,邮政编码:310023。E-mail:liz@petrochina.com.cn

**通信作者简介:**赵圣贤(1987—),男,硕士,工程师,主要从事页岩气开发地质技术研究工作。地址:四川省成都市成华区建设北路一段83号,邮政编码:610051。E-mail:zhaoshengxian@petrochina.com.cn

**基金项目:**中国石油天然气股份有限公司重大现场试验项目“深层页岩气有效开采关键技术攻关与试验”(2019F-31)。

渝西区块区域构造主要位于川南低陡构造带,由北往南发育雁行排列的梳状背斜构造,整体表现“壑垒相间”的构造特征,发育高陡背斜和狭窄向斜。研究区整体属于深水陆棚相沉积环境,局部受乐山—龙女寺水下古隆起区域性影响,富有机质页岩厚度变化大,页岩矿物组成、孔隙类型相较长宁—威远区块存在明显差异。页岩内部发育刚性矿物粒间孔、黏土矿物晶间孔、矿物边缘溶蚀孔、黏土层内孔、球粒内孔、印膜孔、有机孔等多种类型的孔隙,以及穿层剪切缝、顺层滑脱缝、层内扩张缝、页理缝、有机质收缩缝等多种类型的裂缝<sup>[1-3]</sup>。各类型孔、缝形状、大小各异,黏土矿物晶间孔、有机质孔等孔隙尺寸可低至纳米级<sup>[4-7]</sup>;而各类构造裂缝、页理缝开度可达微米级<sup>[1-2]</sup>。不同成因类型孔缝的发育受到矿物组成、成岩作用、有机物类型、丰度和成熟度等多种因素的影响<sup>[6,8-9]</sup>。识别和统计不同成因类型的孔缝的发育程度是龙马溪组页岩孔隙结构表征的前提。在现有的页岩孔缝特征分析技术中,压汞(MICP)、气体等温吸附( $N_2/CO_2$ GA)、核磁共振(NMR)和小角散射(SANS)等不基于显微成像的技术孔径探测范围较大,但对于不同类型孔缝的鉴别能力较弱<sup>[10-15]</sup>。基于显微成像的孔缝特征分析技术包括二维的光学显微镜(OM)、原子力显微镜(AFM)、环境扫描电镜(ESEM)和场发射扫描电镜(FESEM)、宽离子束扫描电镜(BIB-SEM),以及三维的聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)、微米/纳米CT(Micro/Nano-CT)等<sup>[12,16]</sup>。这类技术不仅对于孔缝成因类型具有良好的鉴别能力,还可以利用计算机图形学技术可将图像二值化,并将图像中的孔缝分割出来,统计孔径分布<sup>[17-20]</sup>。李长喜等<sup>[21]</sup>通过用可训练图像分割算法(TWS)对BIB-SEM图像进行特定区域分割,实现了 $3 \times 10^5 \mu m^2$ 范围内有机孔、无机孔和裂缝的识别和统计。

然而,通过显微成像分析页岩孔缝特征需要先将页岩显微图像数字化。而数字化图像的尺寸并不能无限制放大。前人研究已证实,当数字化图像尺寸一定时,图像的分辨率与视域(FOV)大小呈反比<sup>[22]</sup>。传统的环境扫描电镜(ESEM)和场发射扫描电镜(FESEM)图像像素约在 $10^6$ 数量级。以像素大小为 $1\ 000 \times 1\ 000$ 的二维图像为例,当分辨率为 $10\ nm$ 时,视域大小仅为 $10\ \mu m \times 10\ \mu m$ ,达不到前人推断出的约为 $200\ \mu m \times 200\ \mu m$ 的页岩表征视域面积(REA)<sup>[23-24]</sup>。目前,基于大视域拼接的扫描电镜技术

(MAPS)通过采集数千张相互邻接的矩阵排列的小型扫描电镜图像,再利用图像处理技术拼接起来,能够将数字图像像素扩大到 $50\ 000 \times 50\ 000$ 以上。

## 1 研究方法

### 1.1 大视域拼接扫描电镜成像

研究采集了6块四川盆地川南深层渝西区块龙马溪组的黑色页岩样品用于MAPS成像,分别为BH32-1、BH42-1、BH42-2、BH42-4、H332-1和H332-2。6块样品分别取自两口页岩气井的不同层位。为了讨论孔隙结构与产量的关系,论文一并搜集了6块样品各自层位的生产测井数据,样品信息如表1所示。

样品切开新鲜面以后,先利用 $9\ \mu m-2\ \mu m-0.5\ \mu m$ 砂纸<sup>[24]</sup>进行机械剖光,再采用氩离子剖光制成成像区域。对于同一位置分别通过二次电子成像(SE2)和背散射成像(BSE)来采集页岩成分信息和表面结构信息。将两次成像相结合,获得一系列高精度(分辨率 $10\ nm$ )、小视域(像素 $1\ 000 \times 1\ 000$ ),呈矩阵排列且互有重叠的扫描电镜图像。最后利用Atlas软件结合图像对齐算法将这些图像拼接起来,制成一张高精度(分辨率 $10\ nm$ )、大视域(像素 $50\ 000 \times 50\ 000$ )的MAPS图像<sup>[24]</sup>。

### 1.2 孔缝类型识别

李长喜等<sup>[21]</sup>通过可训练图像分割算法(TWS)实现了对于有机孔、无机孔和裂缝的识别。这种分割算法需要大量不同类型的区域来训练其分类识别能力,显然对于计算机处理能力要求较高。本次研究采用一种简化的孔缝类型识别方法,无需通过训练即可实现对有机孔、有机缝、无机孔和无机缝的识别

表1 MAPS成像页岩样品信息

Table 1 Shale sample information of MAPS imaging

样品号	井号	层位	测试日产量( $m^3$ )
BH32-1	H3-2	五峰组	57
BH42-1	H2-1	五峰组	76
BH42-2	H2-1	龙马溪组1小层	138
BH42-4	H2-1	龙马溪组3小层	105
H332-1	H3-2	龙马溪组1小层	110
H332-2	H3-2	龙马溪组4小层	54

和分割。识别分割步骤如图1所示。

图1a为待处理的MAPS图像的局部。依据灰度差异,容易将图像中的材质初步划分成无机矿物(灰白色)、有机质(灰黑色)和孔缝(黑色)。因此研究先对图像开展非局部中值滤波<sup>[25]</sup>,得到滤波降噪图像(图1b)。再利用分水岭算法<sup>[26]</sup>将无机矿物(黄色)、有机质(绿色)和孔缝(蓝色)分割开来(图1c)。为了区分孔隙和裂缝,此次研究先通过倒角匹配算法<sup>[27]</sup>将图1c中相互连接的孔缝图像(蓝色)分割为各自独立的孔缝图像(彩色)(图1d)。对于每个独立的孔缝,研究通过Feret形状分析<sup>[28-29]</sup>获取了36个方向的Feret直径,取最大和最小Feret直径的比值作为其Feret形状因子(Feret Shape Factor)。进而将Feret形状因子小于等于3的独立孔缝划分为孔隙(图1e);将Feret形状因子大于3的独立孔缝划分为裂缝(图1f)。

由于有机孔缝均发育在有机质中,可以将图1c中包含在有机质(绿色)内部的孔缝划分为有机孔缝;将其余孔缝划分为无机孔缝。综合孔和缝、有机和无机的划分方法,无需通过训练即可将图1c中相互连接的孔缝图像(蓝色)划分为有机孔、有机缝、无机孔和无机缝。

### 1.3 孔缝特征分析

#### 1.3.1 表征视域面积

如前言所述,基于显微成像的孔缝特征分析技术的孔缝表征范围受到图像的分辨率和视域大小两方面的限制。本次研究所采用的MAPS图像的分辨率为10 nm,所以能够表征的孔隙直径均在10 nm以上,根据国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)的孔径分类方案<sup>[30]</sup>,这部分孔隙属于介孔和宏孔。图像像素为50 000×50 000,也就是说图像视域面积为500 μm×500 μm。研究通过绘制孔缝特征参数—视域面积关系散点图来推测表征视域面积(REA),再通过比较表征视域面积和图像视域面积的大小来讨论MAPS图像代表性。

对于1.2节识别的每个有机孔、有机缝、无机孔和无机缝,利用式(1)计算其重心坐标:

$$(x_i, y_i) = \left( \frac{\sum x_j}{N_i}, \frac{\sum y_j}{N_i} \right) \quad (1)$$

式中:( $x_i, y_i$ )为第*i*个孔缝的重心坐标; $N_i$ 为第*i*个孔缝中像素点的总数; $(x_j, y_j)$ 为第*i*个孔缝中第*j*个像素

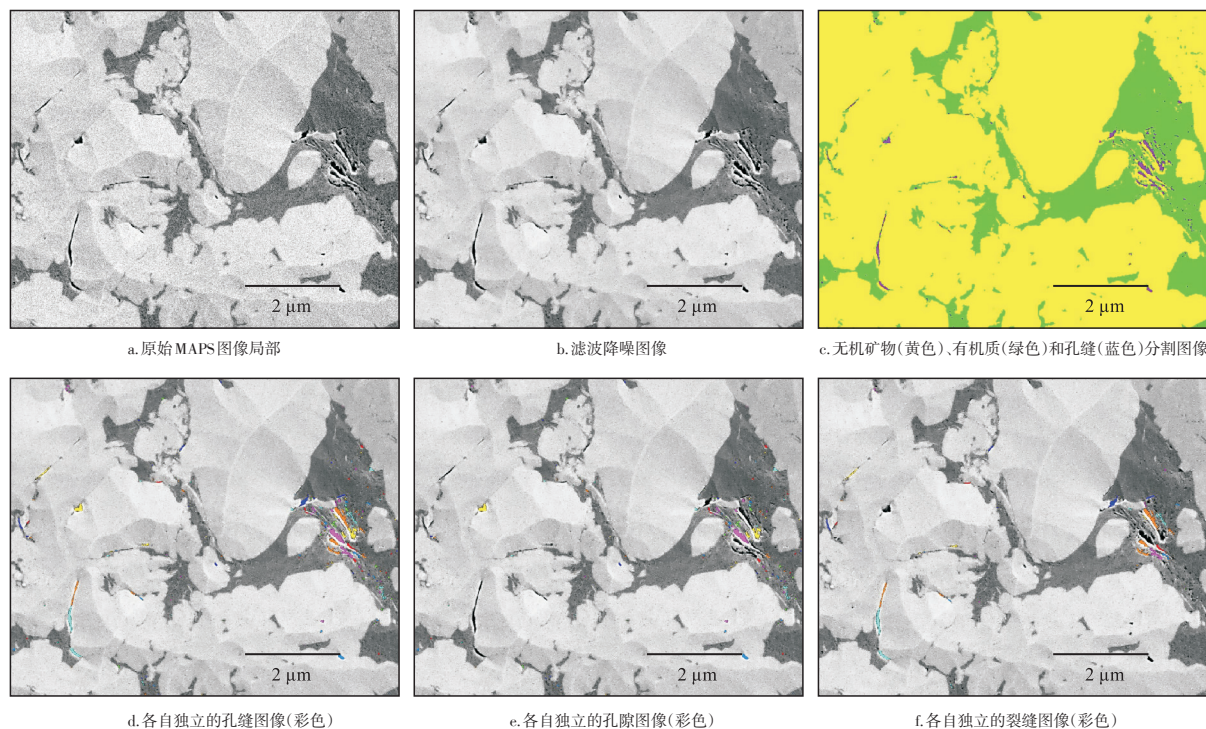


图1 MAPS图像有机孔、有机缝、无机孔和无机缝的识别和分割步骤

Fig. 1 Identification and segmentation steps of organic holes, organic joints, inorganic holes, and inorganic joints of MAPS image

点的坐标。

对于边长为  $L_F$  的正方形视域,视域中孔缝的面孔率( $\varphi$ )可用如下公式计算:

$$\varphi = \frac{S_h}{L_F^2} = \frac{\sum_{x_i < L_F} S_i}{L_F^2} = \frac{\sum_{x_i < L_F} N_i L_p^2}{L_F^2} \quad (2)$$

式中: $S_h$ 为视域中孔缝的总面积,  $\text{nm}^2$ ;  $S_i$ 为视域中第  $i$  个孔缝的面积,  $\text{nm}^2$ ;  $L_p$ 为图像分辨率,本次研究为  $10 \text{ nm}$ 。

对于同一个样品的MAPS图像,通过选取不同  $L_F$  的正方形视域计算对应的总面孔率( $\varphi_h$ )、有机孔缝面孔率( $\varphi_{oh}$ )和无机孔缝面孔率( $\varphi_{ih}$ )分别讨论MAPS的代表性。

### 1.3.2 孔隙直径和裂缝开度分布

研究通过Feret形状分析<sup>[28-29]</sup>获取了每个有机孔、有机缝、无机孔和无机缝36个方向的Feret直径。对于每个孔隙,取其所有Feret直径的平均值作为孔隙直径。对于每条裂缝,取其最小Feret直径作为裂缝开度,取其最大Feret直径作为裂缝长度。用式(3)统计孔隙直径和裂缝开度的分布。

$$\varphi_{D_m \leq D < D_n} = \frac{\sum_{D_m \leq D_i < D_n} S_i}{L_x L_y} = \frac{\sum_{D_m \leq D_i < D_n} N_i L_p^2}{L_x L_y} \quad (3)$$

式中: $D$ 为孔隙直径或裂缝开度,  $\text{nm}$ ;  $D_m$ 和  $D_n$ 分别表示孔隙直径或裂缝开度的下限和上限,  $\text{nm}$ ;  $\varphi_{D_m \leq D < D_n}$ 表示MAPS图像中孔隙直径或裂缝开度  $D$ 在  $D_m$ 和  $D_n$ 之间的孔隙或裂缝的面孔率;  $L_x$ 和  $L_y$ 分别表示MAPS图像的长度和宽度,  $\text{nm}$ 。

### 1.3.3 孔隙和裂缝特征参数

通过统计从MAPS图像分割出来的各类孔缝的特征参数,即可计算出样品的孔隙和裂缝的特征参数。在这些特征参数中,总面孔率,有机孔、有机缝、无机孔和无机缝各自的面孔率计算方法与1.3.1节中视域中的面孔率计算方法相似。有机孔或无机孔的面密度( $n_p$ )可用式(4)计算:

$$n_p = \frac{N_p}{L_x L_y} \quad (4)$$

式中: $N_p$ 为图像中有机孔或无机孔的数量。

单位面积有机缝或无机缝长度( $L_l$ )可用如下公式计算:

$$L_l = \frac{\sum L_i}{L_x L_y} \quad (5)$$

式中: $L_i$ 为第  $i$  个有机缝或无机缝的长度。

有机质含量( $C_{om}$ )可用如下公式计算:

$$C_{om} = \frac{S_{om}}{L_x L_y} = \frac{N_{om} L_p^2}{L_x L_y} \quad (6)$$

式中: $S_{om}$ 为MAPS图像中有机质的面积,  $\text{nm}^2$ ;  $N_{om}$ 为有机质的像素数量。

有机质含孔率( $C_{oh}$ )可用如下公式计算:

$$C_{oh} = \frac{S_{oh}}{S_{om} + S_{oh}} = \frac{N_{oh}}{N_{om} + N_{oh}} \quad (7)$$

式中: $S_{oh}$ 为MAPS图像中有机质孔缝的面积,  $\text{nm}^2$ ;  $N_{oh}$ 为MAPS图像中有机质孔缝像素数量。

## 2 结果讨论

### 2.1 表征视域面积

表征视域面积受到表征指标、样品结构等多方面影响。表征指标的非均质性越强,所需的表征视域面积越大。相同表征指标,不同样品的表征视域面积会有差异;同一样品不同表征指标的表征视域面积也有区别。研究分别将总面孔率、有机孔缝面孔率和无机孔缝面孔率作为表征指标来讨论页岩孔缝的表征视域面积。如图2样品的面孔率—视域边长关系曲线所示,在视域边长较小时,3种面孔率随视域边长变化波动剧烈,说明视域大小不足以表征样品的非均质性。随视域边长逐渐增大,3种面孔率变化趋于稳定,表明视域已接近或达到表征视域面积。

从总面孔率—视域边长关系曲线图(图2a)来看,多数样品在视域边长达到  $300 \mu\text{m}$  以上总面孔率就比较稳定了。这与李长喜等<sup>[21]</sup>推测的表征视域边长( $350 \mu\text{m}$ )是比较接近的。只有一块BH42-4号样品在视域边长达到  $200 \mu\text{m}$  后,总面孔率急剧增加,以至于视域边长达到  $500 \mu\text{m}$  后,仍未趋于稳定。由1.1节可知,BH42-4号样品视域中存在一组产状单一,开度较大的破裂缝。据此推测,视域边长达到  $200 \mu\text{m}$  以后才开始探测到该组裂缝,导致视域内的总面孔率急剧增加。从有机孔缝面孔率—视域边长关系曲线图(图2b)来看,包括BH42-4号样品在内的所有样品在视域边长达到  $300 \mu\text{m}$  以上有机孔缝面孔率都会趋于稳定,说明这些样品中有机孔缝的表征视域边长就在  $300 \mu\text{m}$  左右。反观无机孔缝面孔率—视域边长关系曲线图(图2c),BH42-4号样品在视域边长达到  $200 \mu\text{m}$  以后无机孔缝面孔率急剧增

加,进一步这部分非均质性是无机孔缝贡献的。综上所述,对于大部分页岩样品有机孔缝和无机孔缝来说,表征视域边长在300~350 μm左右,基于目前的MAPS图像的孔缝特征定量分析(视域约为500 μm×500 μm)能够克服这部分孔缝的非均质性。而对于发育稳定的大开度(大于1 μm)裂缝的样品来说,表征视域边长在500 μm以上,基于目前的MAPS图像的孔缝特征定量分析还不足以克服这部分孔缝的非均质性。

### 2.2 孔隙直径和裂缝开度分布

孔隙直径或裂缝开度分布即不同孔隙直径或裂缝开度区间内的孔隙或裂缝的含量<sup>[31]</sup>,跟据测量手段不同,通过孔隙度或面孔率来反映。流体在不同尺寸的孔隙空间中的运动条件和方式均有差异<sup>[32-33]</sup>,因此,孔隙直径和裂缝开度分布是孔隙结构表征工作的重要组成部分。图3为各样品的孔隙直径和裂缝开度的分布图。MAPS图像探测到的页岩样品孔隙直径和裂缝开度分布范围广泛,图像分辨率最小为10 nm,最大可达500 nm以上,涵盖介孔和宏孔。不同成因类型的孔隙直径和裂缝开度分布差异极大。

有机孔直径和有机缝开度多分布在10~100 nm;无机孔直径多分布在10~200 nm;而无机缝直径多分布在40~500 nm。

样品孔隙直径或裂缝开度分布(图3)受到样品微观组结构的控制。BH32-1号样品有机质最为丰富,有机质孔缝也最为发育(图3a和图3b);而BH42-1号样品和H332-2号样品缺乏有机质,有机孔缝含量也最低(图3a和图3b)。BH42-1号样品矿物排列紧密,因而其无机孔隙直径普遍小于其他样品(图3c)。BH42-4号样品发育一条明显的破裂缝,因而其无机缝开度和面孔率均高于其他样品(图3d)。

### 2.3 孔隙和裂缝特征参数

孔隙和裂缝的特征参数是页岩样品孔缝特征的综合体现(图4),也是样品与样品、MAPS成像与其他测试手段相互参照对比的媒介。实验所有样品的总面孔率均未超过1%。假设同一样品其他剖面拥有相似的面孔率,则这一结果低于多数龙马溪组页岩的常规气测孔隙度(1%~3%)<sup>[34]</sup>。也就是说,样品中仍然有一部分孔隙未能被MAPS成像检测出来。根据分辨率效应对于数字图像孔缝表征的影响<sup>[22]</sup>可

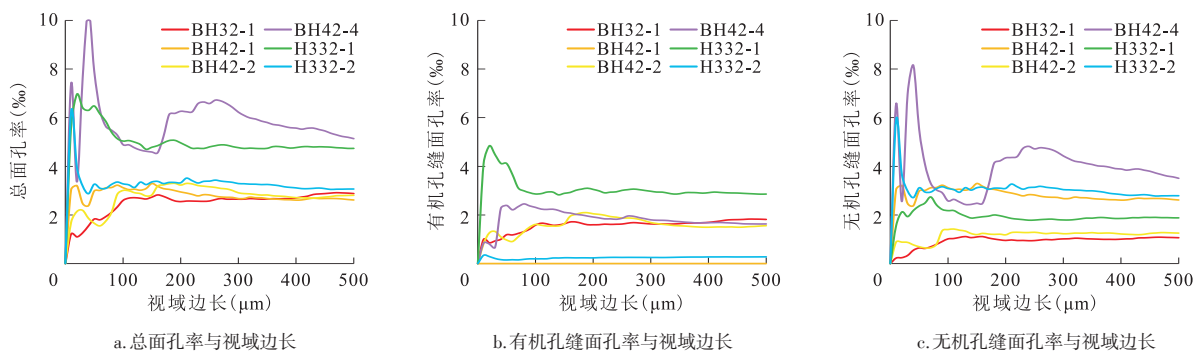


图2 页岩样品 MAPS 图像面孔率—视域边长关系曲线

Fig. 2 Relation between surface porosity and horizontal side length of MAPS image for shale samples

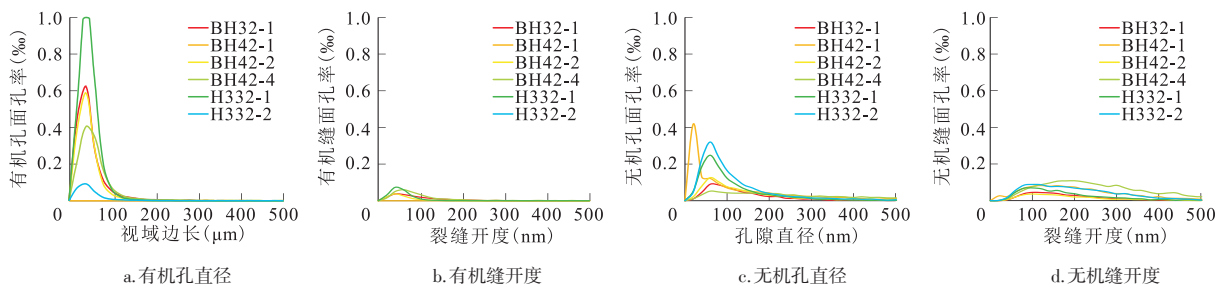


图3 页岩样品 MAPS 图像孔隙直径或裂缝开度分布

Fig. 3 Distribution of pore diameter or crack opening of MAPS image for shale samples

以推测,未检出的孔隙包含两部分:一部分是孔径(或开度)小于10 nm的孔缝,这部分孔缝尺寸低于图像分辨率,因而难以被检测到;另一部分是孔径(或开度)较大但分布稀疏的孔缝,类似于BH42-4号样品MAPS图像中的破裂缝,甚至更大的孔缝。这部分孔缝多为无机孔缝,例如:铸模孔、构造缝、水平缝等,也有部分是钻取和处理样品过程中人为制造的裂缝<sup>[34]</sup>。这些孔缝非均质性不易被视域约为500 μm×500 μm的MAPS图像拍摄到,然而一旦它们被拍摄到,就会极大提升图像的总面孔率。BH42-4号样品MAPS图像总面孔率高于其他样品就是由于受到了图像中破裂缝的影响。

有机孔缝密集但体积小,无机孔缝稀疏但体积大。除BH42-1号样品和H332-2号样品(有机孔不发育)以外,有机孔密度均高于无机孔密度(图4c)。而各样品平均无机孔直径都大于平均有机孔直径。无机缝分布具有非均质性。BH32-1号、BH42-2号和H332-1号样品单位面积内有机缝和无机缝的总长度接近;而BH42-1号、BH42-4号和H332-2号样品无机缝总长度远超有机缝总长度(图4d),表明无机缝分布具有非均质性。平均无机缝开度均高于平均有机缝开度(图4f)。研究认为,无机缝分布的随机程度可能超出了本次研究中MAPS图像的探测范围(500 μm×500 μm)。加之单个无机缝尺寸较大,部分样品检出无机缝后总面孔率会有明显增加。

从面孔率上看,除H332-2号样品有机孔面孔率较低(有机质面孔率低)以外,其他样品均有面孔率不低的有机孔,最高可达2.64%,可见有机孔是页岩储集空间的主要贡献者,且为页岩储层质量最主要的控制因素。无机孔面孔率也不低,且各样品差异不大,据此推测无机孔是页岩储集空间的贡献者之一,但不是同一地区页岩储层质量差异的决定性因素。有机缝总体面孔率最低,虽然不同样品面孔率差异较大,但与样品的总面孔率相比可以忽略,因此,可认为有机缝无论对页岩储集空间的贡献还是对页岩储层质量的影响都很小。无机缝总体面孔率不高,但高低差异较大,考虑到无机缝发育存在多尺度和非均质特征,可推测无机缝也是储层质量差异的重要影响因素。

两口井的样品孔隙结构参数互有高低。从层位上看,龙马溪组1小层的有机质含量和有机孔面孔率排在前列;龙马溪组3小层的有机孔面孔率不高,但

无机缝面孔率最高;龙马溪组4小层的有机质含量和有机孔面孔率均较低。两口井五峰组样品的孔隙结构差异较大:H3-2井的有机孔面孔率较高;而H2-1井无机孔面孔率较高。由于页岩具有非均质性,少量的MAPS图像并不能代表整个样品,然而研究所用的6块样品符合川南深层渝西区块龙马溪组的一般规律:龙马溪组1小层是其主力产层,与有机质含量和有机孔的贡献有密切关系。越靠上部的小层有机

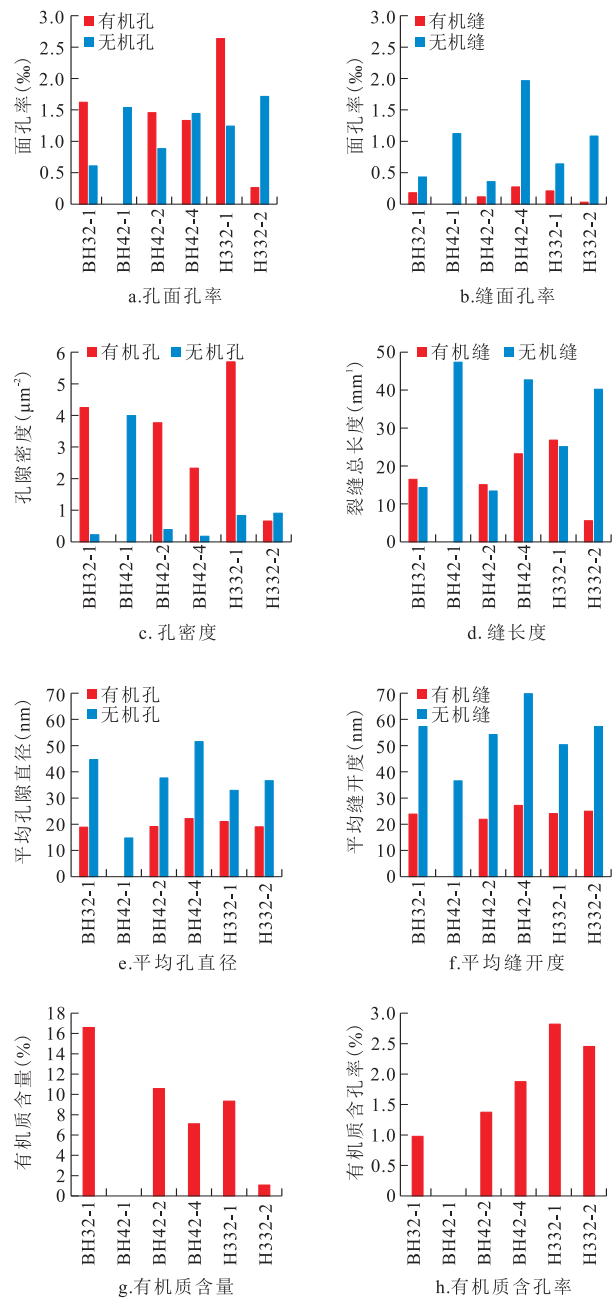


图4 页岩样品MAPS图像孔隙和裂缝特征参数柱状图  
Fig. 4 MAPS image of pore and crack characteristic parameters of shale samples

质和有机质孔含量越低。五峰组作为龙马溪组和宝塔组的过渡地层,有机质含量和储层质量变化较大。

各样品的有机质含量差异较大(图4g)最高可达16.59%,最低为0。基于MAPS图像计算的有机质含量为面积比,考虑到有机质密度比矿物密度低,换算为质量百分数则与龙马溪组多数页岩的有机质丰度(TOC)范围(1%~5%)<sup>[33]</sup>相符。有机质含量与有机质孔面孔率并非简单的正相关关系。由各样品有机质含孔率(图4h)可知,各样品有机质含孔率也有差异,且与有机质含量呈反相关关系。

综上所述,以目前MAPS图像的尺寸虽不能检测到页岩中的全部孔缝同时克服其非均质性,但仍然揭示了丰富的孔缝特征。未来应用MAPS图像定量分析页岩孔缝特征需向两个方向发展:一个方向是进一步提高分辨率到2 nm以下从而探测到微孔,同时增大图像尺寸以克服无机孔缝的非均质性;另一个方向是对同一个样品采集多张不同分辨率和视域大小的MAPS图像,研究方法综合分析页岩孔缝特征。

### 3 结论

1) 页岩有机孔缝的表征视域边长在300 μm左右;无机孔缝的表征视域边长在500 μm以上。现阶段的大视域拼接扫描电镜图像(视域约为500 μm×500 μm)能够探测到10 nm以上的介孔和宏孔;能够克服多数有机孔缝的非均质性,但还不足以完全克服无机孔缝的非均质性。

2) MAPS图像探测到的四川龙马溪组页岩有机孔缝的直径或开度范围多在0~100 nm。无机孔直径主要分布在10~300 nm。无机缝开度最高可达500 nm以上。

3) 有机孔对页岩储集空间贡献最大,影响也最大;无机孔对储集空间有一定贡献,但影响较小;有机缝对页岩储集空间贡献很小,影响也可忽略;无机缝对页岩储集空间贡献不固定,影响较大。

4) 6块样品有机质含量和有机质含孔率各有差异。有机质含孔率与有机质含量呈反相关关系。有机质丰度并非有机质孔发育唯一控制因素。

#### 参考文献

[1] 罗蛰潭,王允成.油气储集层的孔隙结构[M].北京:科学出版社,1986.  
LUO Zhetan, WANG Yuncheng. Pore structure of oil and gas reservoirs[M]. Beijing: Science Press, 1986.

[2] 端祥刚,高树生,胡志明,等.页岩微纳米孔隙多尺度渗流理论研究进展[J].特种油气藏,2017,24(5):1-9.  
DUAN Xianggang, GAO Shusheng, HU Zhiming, et al. Research progress in multi-scale percolation theory in shale micro-nano pores[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2017, 24(5): 1-9.

[3] 孙寅森,郭少斌.渝东南彭水地区龙马溪组页岩孔隙结构特征及吸附性能控制因素[J].海相油气地质,2018,23(1):63-74.  
SUN Yinsen, GUO Shaobin. Pore structure of shale and controlling factors of adsorption performance of Longmaxi formation in Pengshui area, Southeast Chongqing[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2018, 23(1): 63-74.

[4] 许晨曦,薛海涛,李波宏,等.页岩气在矿物孔隙中的微观吸附机理差异性研究[J].特种油气藏,2020,27(4):79-84.  
XU Chenxi, XUE Haitao, LI Bohong, et al. Microscopic adsorption mechanism difference in the mineral pore of shale gas reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2020, 27(4): 79-84.

[5] 章新文,李吉君,卢双舫,等.构造变形对页岩孔隙结构及吸附性的影响[J].特种油气藏,2018,25(3):32-36.  
ZHANG Xinwen, LI Jijun, LU Shuangfang, et al. Effects of structural deformation on shale pore structure and adsorption [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 32-36.

[6] 高凤琳,宋岩,姜振学,等.黏土矿物对页岩储集空间及吸附能力的影响[J].特种油气藏,2017,24(3):1-8.  
GAO Fenglin, SONG Yan, JIANG Zhenxue, et al. Influence of clay minerals on shale storage space and adsorptive capacity. 2017, 24(3): 1-8.

[7] OUGIER-SIMONIN A, RENARD F, BOEHM C, et al. Microfracturing and microporosity in shales[J]. Earth-Science Reviews, 2016, 162: 198-226.

[8] GALE J F W, LAUBACH S E, OLSON J E, et al. Natural fractures in shale: A review and new observations[J]. AAPG Bulletin, 2014, 98(11): 2165-2216.

[9] 伍岳,樊太亮,蒋恕,等.海相页岩储层微观孔隙体系表征技术及分类方案[J].地质科技情报,2014,33(4):91-97.  
WU Yue, FAN Tailiang, JIANG Shu, et al. Characterizing techniques and classification methods for microscope pore system in marine shale reservoir[J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(4): 91-97.

[10] NELSON P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 329-340.

[11] 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[J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79(12): 848-861.

[12] 谭静强,张煜麟,罗文彬,等.富有机质泥页岩微纳米孔隙结构研究进展[J].矿物岩石地球化学通报,2019,38(1):18-29.  
TAM Zhiqiang, ZHANG Yulin, LUO Wenbin, et al. Research progress on microscale and nanoscale pore structures of organic-rich muddy shales[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2019, 38(1): 18-29.

[13] CAMP W K. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales: Discussion[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(8): 1443-1447.

- [14] 吴春燕,程玉群,沈英,等.延长陆相页岩微观孔隙结构分析[J].非常规油气,2016,3(3):21-26.  
WU Chunyan, CHENG Yuqun, SHEN Ying, et al. Analysis of microscopic pore structures in Yanchang continental shale[J]. Unconventional oil & Gas, 2016, 3(3): 21-26.
- [15] ANOVITZ L M, COLE D R, SWIFT A, et al. Multiscale (nano to mm) porosity in the Eagle Ford Shale: Changes as a function of maturity[C]// Paper presented at the Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, 25-27 August 2014.
- [16] ROSS D J K, MARC BUSTIN R. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs[J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(6): 916-927.
- [17] 彭钰洁,刘鹏,吴佩津.页岩有机质热演化过程中孔隙结构特征研究[J].特种油气藏,2018,25(5):141-145.  
PENG Yujie, LIU Peng, WU Peijin. Pore structure characterization of shale organic matter during thermal evolution[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018, 25(5): 141-145.
- [18] 杨跃明,陈玉龙,刘桑阳,等.四川盆地及其周缘页岩气勘探开发现状、潜力与展望[J].天然气工业,2021,41(1):42-58.  
YANG Yueming, CHEN Yulong, LIU Shenyang, et al. Status, potential and prospect of shale gas exploration and development in the Sichuan basin and its periphery[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 42-58.
- [19] 刘树根,焦堃,张金川,等.深层页岩气储层孔隙特征研究进展——以四川盆地中生界海相页岩层系为例[J].天然气工业,2021,41;No.327(1):29-41.  
LIU Shugen, JIAO Kun, ZHANG Jinchuan, et al. Research progress on the pore characteristics of deep shale gas reservoirs: An example from the lower Paleozoic marine shale in the Sichuan basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 29-41.
- [20] SUN M D, ZHAO J L, PAN Z J, et al. Pore characterization of shales: A review of small angle scattering technique[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 78: 103294.
- [21] 李长喜,胡法龙,俞军,等.基于机器学习图像分割算法的页岩储层微观孔隙结构评价方法[C].第二十一届测井年会,2020.  
LI Changxi, HU Falong, YU Jun, et al. Shale reservoir micro pore structure evaluation through machine learning based image segmentation[C]. 21th Logging Annual Meeting, 2020
- [22] 张涛,张希巍.页岩孔隙定性定量方法的对比研究[J].天然气勘探与开发,2017,40(4):34-43.  
ZHANG Tao, ZHANG Xiwei. Comparative study on qualitative and quantitative methods for shale pore characterization[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2017, 40(4): 34-43.
- [23] 杨峰,宁正福,孔德涛,等.高压压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构[J].天然气地球科学,2013,24(3):450-455.  
YANG Feng, NING Zhengfu, KONG Defu, et al. Pore structure of shales from high pressure mercury injection and nitrogen adsorption method[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 450-455.
- [24] 庞河清,曾焱,刘成川,等.基于氮气吸附-核磁共振-氩离子抛光光发射扫描电镜研究川西须五段泥质岩储层孔隙结构[J].岩矿测试,2017,36(1):66-74.  
PANG Heqing, ZENG Yan, LIU Chengchuan, et al. Investigation of pore structure of an argillaceous rocks Reservoir in the 5th member of Xujiahe formation in western Sichuan, using NAM, NMR and AIP-FESEM[J]. Rock and Mineral Analysis, 2017, 36(1): 66-74.
- [25] ZHANG P F, LU S F, LI J Q, et al. Comparisons of SEM, low-field NMR and MICP in characterization of the pore size distribution of lacustrine shale: A case study on the Dongying depression, Bohai Bay basin, China[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(9): 9232-9239.
- [26] 孙中良,王芙蓉,韩元佳,等.江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组盐间可动页岩油赋存空间多尺度表征[J].石油实验地质,2020,42(4):586-595.  
SUN Zhongliang, WANG Furong, HAN Yuanjia, et al. Multi-scale characterization of the spatial distribution of movable hydrocarbon in intersalt shale of Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jianghan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 586-595.
- [27] 张盼盼,刘小平,王雅杰,等.页岩纳米孔隙研究新进展[J].地球科学进展,2014,29(11):1242-1249.  
ZHANG Panpan, LIU Xiaoping, WANG Yajie, et al. Research progress in shale nanopores[J]. Advances in Earth Science, 2014, 29(11): 1242-1249.
- [28] NOLE M, DAIGLE H, MILLIKEN K L, et al. A method for estimating microporosity of fine-grained sediments and sedimentary rocks via scanning electron microscope image analysis[J]. Sedimentology, 2016, 63(6): 1507-1521.
- [29] 焦堃,姚素平,吴浩,等.页岩气储层孔隙系统表征方法研究进展[J].高校地质学报,2014,20(1):151-161.  
JIAO Kun, YAO Suping, WU Hao, et al. Advances in characterization of pore system of gas shales[J]. Geological Journal of China Universities, 2014, 20(1): 151-161.
- [30] SARAJI S, PIRI M. High-resolution three-dimensional characterization of pore networks in shale reservoir rocks[C]. Unconventional Resources Technology Conference, 2014.
- [31] SONG W H, YAO J, MA J S, et al. Pore-scale numerical investigation into the impacts of the spatial and pore-size distributions of organic matter on shale gas flow and their implications on multiscale characterisation[J]. Fuel, 2018, 216: 707-721.
- [32] 高凤琳,王成锡,宋岩,等.氩离子抛光-场发射扫描电镜分析方法在识别有机显微组分中的应用[J].石油实验地质,2021,43(2):360-367.  
GAO Fenglin, WANG Chengxi, SONG Yan, et al. Ar-ion polishing FE-SEM analysis of organic macerals identification[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(2): 360-367.
- [33] FENG X, ZENG J H, ZHAN H B, et al. Resolution effect on image-based conventional and tight sandstone pore space reconstructions: Origins and strategies[J]. Journal of Hydrology, 2020, 586: 124856.

(编辑 顾丽媛)