

doi:10.3799/dqkx.2017.092

川东南彭水地区五峰组—龙马溪组 页岩孔隙结构及差异性

彭女佳¹, 何生^{1*}, 郝芳^{1,2}, 何希鹏³, 张培先³, 翟刚毅⁴, 包书景⁴, 何陈诚¹, 杨锐¹

1. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074
2. 中国石油大学, 山东青岛 266580
3. 中国石化华东油气分公司石油勘探开发研究院, 江苏南京 210011
4. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100029

摘要: 页岩孔隙结构及差异性是页岩含气性和产能评价的基础性问题, 针对川东南彭水地区五峰组与龙马溪组页岩的孔隙结构已有若干研究成果, 然而在页岩孔隙结构差异性和有机孔定量特征方面还缺乏研究. 利用低温低压氮气吸附测定和氩离子抛光—场发射扫描电镜(FE-SEM)技术, 对页岩样品纳米孔隙进行了二维观察与统计以及分形特征计算, 研究了 3 nm 至几百 nm 页岩孔径范围的孔隙结构及其差异性. 研究区五峰组—龙马溪组页岩有机孔十分发育; 氮气吸附测定页岩孔隙形状包含开放型圆筒状、层状结构狭缝状和墨水瓶状等; 扫描电镜观察有机孔形态主要有近圆形、椭圆形和多角形等. 五峰组和龙马溪组页岩孔隙结构具有明显的差异性, 主要体现在孔径大小、形态和数量上. 氮气吸附测定表明, 五峰组页岩孔隙比表面积和总孔隙较龙马溪组大, 微孔所占总孔的比例也较高; 五峰组页岩孔径相对龙马溪组更细窄. 扫描电镜二维图像观察与统计结果表明, 五峰组有机孔径以小于 35 nm 为主, 形态以多角形为主; 龙马溪组有机孔径以小于 50 nm 为主, 形态多呈近圆形和椭圆形. 五峰组页岩的分形维值大于龙马溪组页岩, 说明前者孔隙复杂程度较高.

关键词: 孔隙结构; 分形特征; 五峰组; 龙马溪组; 海相页岩; 彭水地区; 石油地质.

中图分类号: P618.12 **文章编号:** 1000—2383(2017)07—1134—13 **收稿日期:** 2016—11—20

The Pore Structure and Difference between Wufeng and Longmaxi Shales in Pengshui Area, Southeastern Sichuan

Peng Nüjia¹, He Sheng^{1*}, Hao Fang^{1,2}, He Xipeng³, Zhang Peixian³,
Zhai Gangyi⁴, Bao Shujing⁴, He Chencheng¹, Yang Rui¹

1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China
2. China University of Petroleum, Qingdao 266580, China
3. Research Institute of Exploration and Development of East China Branch of SINOPEC, Nanjing 210011, China
4. Oil & Gas Survey Center, China Geological Survey, Beijing 100029, China

Abstract: Pore structure and its difference is a basic issue in shale gas content and capacity evaluation. A number of studies have been made on the pore structure of the shale in the Wufeng Formation and Longmaxi Formation in Pengshui area, southeastern Sichuan. However, there is a lack of research on shale pore structure difference and organic pore quantitative characteristics. Using low-temperature and low-pressure N₂ adsorption and Ar ion milling field emission scanning electron microscopy (FE-SEM), for Wufeng and Longmaxi marine shales in Pengshui area of southeastern Sichuan, this paper investigated the pore structure of shale samples with the pore size ranging from 3 nm to hundreds nm, and its difference between Wufeng and Long-

基金项目: 中国地质调查局油气基础性公益性地质调查项目(No.DD20160185); 国家自然科学基金重大项目(No.41690134); 国家重大油气专项(No.2016ZX05034-002-003); 国家基础地质调查项目(No.12120114046901); 高等学校创新引智计划(No.B14031).
作者简介: 彭女佳(1990—), 女, 博士研究生, 主要从事页岩气研究. ORCID: 0000-0002-8803-6731. E-mail: nyujiapeng@cug.edu.cn
*** 通讯作者:** 何生, ORCID: 0000-0001-5403-5899. E-mail: shenghe@cug.edu.cn

引用格式: 彭女佳, 何生, 郝芳, 等, 2017. 川东南彭水地区五峰组—龙马溪组页岩孔隙结构及差异性. 地球科学, 42(7): 1134—1146.

maxi formations was also analyzed by observing and counting nano-pores in two-dimension, and computing fractal dimension. Results indicate that organic pores from Wufeng and Longmaxi shales in Pengshui area are very developed. Results of N_2 adsorption show the shale samples contain open cylindrical-like pores, layered slit-like pores and ink-bottle pores. And observation of scanning electron microscopy reveals organic pore morphology mainly is nearly circular, elliptic and polygon. The obvious difference of pore structure between Wufeng and Longmaxi shales is mainly reflected on the pore size, shape and quantity. N_2 adsorption results show that Wufeng shales have higher specific surface area and total pore volume than that of Longmaxi shales, and micropore within Wufeng shales accounts for higher proportion of total pore; pore size of Wufeng shales is narrower than that of Longmaxi shales. Observation and statistics of FE-SEM two-dimensional images indicate organic pores in Wufeng Formation are mainly pores with diameter less than 35 nm and have irregular shapes. While Longmaxi organic pores are mainly less than 50 nm in diameter and pore shapes mainly are nearly circular or elliptic. Based on the pore fractal dimension calculation of N_2 adsorption and FE-SEM, Wufeng Formation has higher pore fractal dimension values than Longmaxi Formation, which indicates that the pore structure of Wufeng shales is more complex than that of Longmaxi shales.

Key words: pore structure; fractal features; Wufeng Formation; Longmaxi Formation; marine shale; Pengshui area; petroleum geology.

涪陵页岩气田和长宁—威远页岩气田的建成标志着我国页岩气勘探开发进入了新的时期。目前,我国针对海相页岩气的研究主要集中在上一中扬子地区下寒武统、上奥陶统一志留统以及上二叠统页岩(王阳等,2013;郭英海和赵迪斐,2015)。页岩气主要以游离态和吸附态赋存于页岩纳米孔隙中,页岩气储层具有极低孔渗、严重非均质性等特点(Curtis, 2002; Montgomery *et al.*, 2005; Jarvie *et al.*, 2007; 王飞宇等,2011; 王玉满等,2012)。页岩的孔隙结构决定了其含气性和渗流特征(刘伟等,2012; 周德华等,2013; Dong *et al.*, 2015),因此,厘清页岩的孔隙结构对揭示页岩气富集机理、评价页岩的含气性、指导页岩气勘探开发具有重要意义。川东南彭水地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气成藏条件较优越,彭页 HF-1 井获日产约 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的页岩气,具有工业产能(肖红,2014)。针对该区海相页岩孔隙结构方面已有若干相关研究,取得了一些有价值的成果(王亮等,2014; Zhang *et al.*, 2016; Yang *et al.*, 2016b)。然而,在五峰组与龙马溪组页岩孔隙结构差异性和有机孔定量特征方面还缺乏研究。本文在分析了页岩样品的地化、矿物组成等特征的基础上,利用低温低压氮气吸附测定和场发射扫描电镜(FE-SEM)技术,系统研究了五峰组和龙马溪组海相页岩孔径在 3 nm 至几百 nm 范围内的孔隙结构特征以及分形特征,分析了其孔隙结构的差异性,以期进一步深化研究区页岩气储层孔隙结构的研究。

1 地质概况

彭水地区即 PY1 井所在地区是中石化彭水矿

权区的北部区块,位于四川盆地东南缘的川东南—湘鄂西“槽—档”过渡区(图 1a),大地构造上属于中扬子西部湘鄂西冲断带与武陵褶皱带的结合处(图 1b)。区内发育有逆冲推覆断裂、逆断层等多种性质的断裂(纪文明等,2016),NE 向断裂延伸方向与褶皱走向基本相同。PY1 井处在桑柘坪向斜西北翼(图 1c),向斜构造南部被 NNW 向逆断层整体切割。该区块经历了多期构造运动的叠加和改造,燕山期—喜山期构造运动造成了其长期抬升剥蚀,地表出露侏罗系。

彭水地区发育地层从震旦系至侏罗系,全区缺失石炭系,局部缺失泥盆系、侏罗系。五峰组和龙马溪组页岩厚度分布具有西北厚、东南薄的特征。PY1 井揭示地层见图 2,该井钻遇上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组的厚度为 410 m,主要为黑色—深灰—灰色页岩;下部为深水陆棚相富笔石—高硅—富有机质黑色页岩,中上部过渡为浅水陆棚相的深灰—灰色泥页岩、泥质粉砂岩(陈波和皮定成,2009)。

2 样品及实验

2.1 样品选择

实验样品采自 PY1 井上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩。五峰组—龙马溪组页岩页理发育,富含笔石化石且自下而上笔石有明显的演化和分带性;有机碳含量为 0.5%~4.7%,下部优质页岩段有机碳含量为 1.1%~4.7%;有机质类型为 I 型干酪根,成熟度 R_o 为 2.31%~3.09%。页岩矿物成分以石英和粘土矿物为主,石英含量为 28%~56%,粘土矿物含量为 25%~60%且与石英含量成

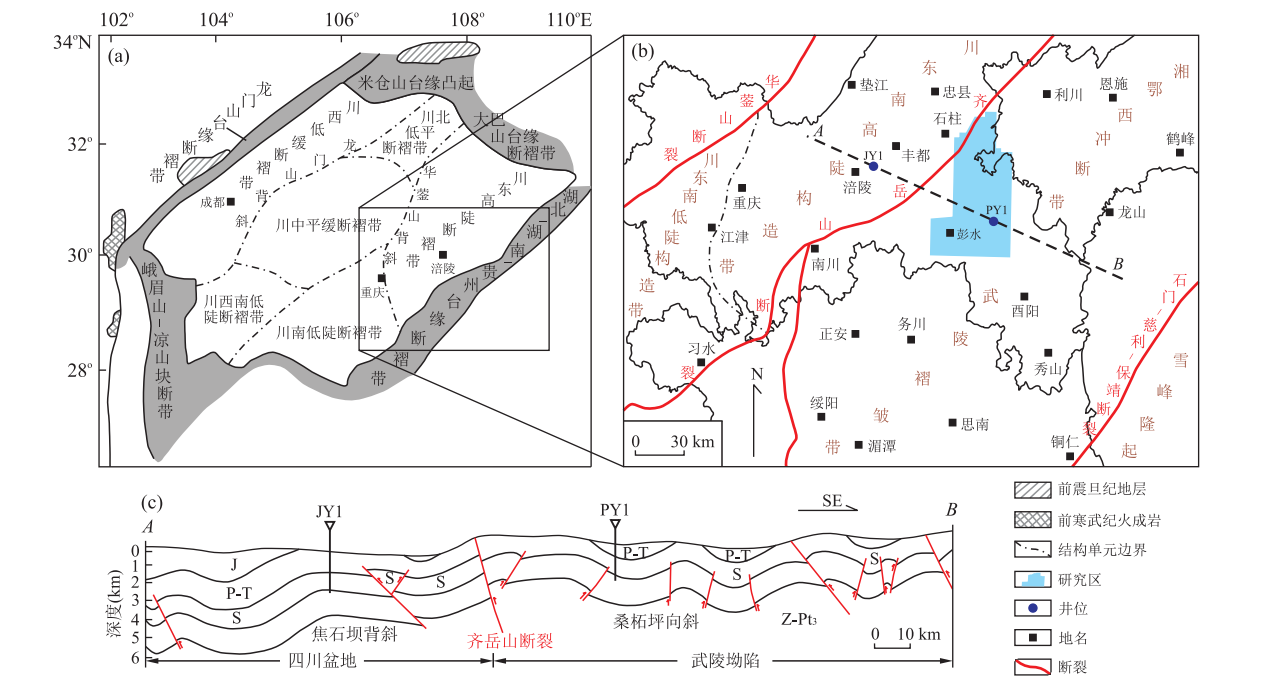


图 1 研究区位置(a),川东南彭水地区构造位置(b)和构造剖面(c)

Fig.1 Location of the study area (a), tectonic location (b) and profile (c) of Pengshui area in southeastern Sichuan

修改自 Pan *et al.* (2016)

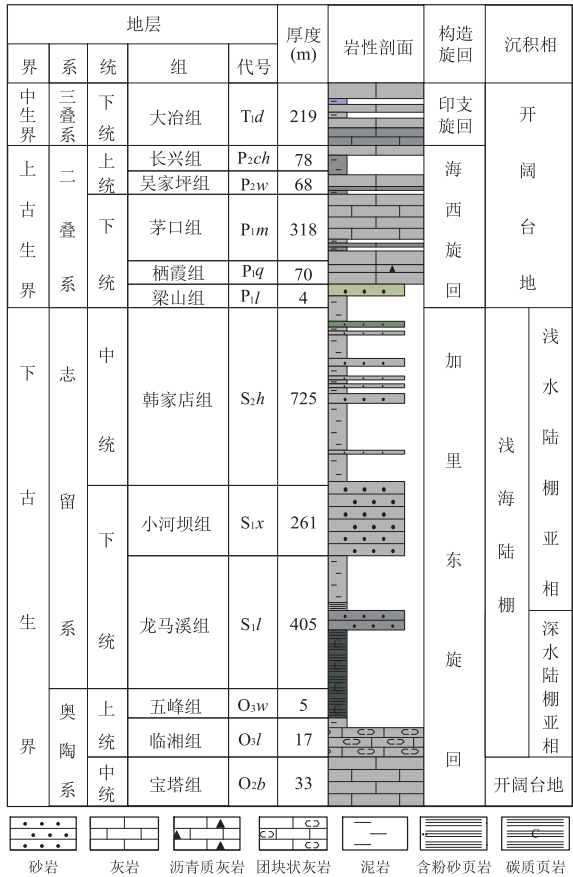


图 2 PY1 井地层柱状图

Fig.2 Stratigraphic column of well PY1

反比.本次页岩孔隙结构研究的重点样品有 6 块,其中五峰组页岩样品 2 块,龙马溪组优质页岩段样品 3 块和非优质页岩段样品 1 块,包括富泥/硅混合质页岩和富泥硅质页岩,属于优质岩相(Ma *et al.*, 2016).所选页岩样品的有机碳含量和矿物组成特征见表 1.

2.2 实验方法

2.2.1 低温低压氮气吸附 实验仪器采用 Micro-meritics ASAP 2020 自动比表面积及微孔物理吸附分析仪,利用等温物理吸附的静态氮容量法,在温度恒定的情况下测定不同相对压力下的吸附量,得到吸附等温线,从而计算页岩样品的比表面积和孔径分布.具体方法如下:实验样品颗粒大小为 60~80 目,在 60~80 ℃下烘干 6 h 后,称取 1~2 g 在 100 ℃条件下真空脱气 8 h,随后在液氮环境下完成氮气等温吸附-脱附实验,测得平衡蒸气压下样品的氮气吸附量和脱附量.采用 BET 法计算比表面积、BJH 法计算总孔容和 t-plot 法计算微孔并按国际理论与应用化学联合会(IUPAC)2015 年新标准的分类方案来定量表征孔隙结构.

2.2.2 场发射扫描电镜 实验仪器包括 HITACHI IM4000 氩离子抛光仪和 FEI Helios NanoLab 660 场发射扫描电镜,样品规格为 1.0 cm×0.5 cm×1.5 cm 长方体.样品需经过氩离子抛光处理减少样

表 1 页岩样品地化参数和矿物组成特征

Table 1 Geochemical parameters and mineral composition of shale samples

样品编号	深度(m)	层位	岩相	TOC(%)	矿物组成(%)				
					粘土	石英	长石	碳酸盐	黄铁矿
PY1-1	2 100.80	龙马溪组	富泥/硅混合质页岩	0.82	29.4	36.6	16.9	15.2	1.9
PY1-2	2 129.73	龙马溪组	富泥/硅混合质页岩	1.27	37.9	36.4	14.7	7.6	3.4
PY1-3	2 138.08	龙马溪组	富泥/硅混合质页岩	2.34	25.9	40.8	12.3	15.9	5.1
PY1-4	2 144.77	龙马溪组	富泥硅质页岩	3.07	25.4	43.1	9.5	17.5	4.5
PY1-5	2 153.19	五峰组	富泥硅质页岩	3.27	25.9	55.8	9.6	4.3	4.4
PY1-6	2 158.12	五峰组	富泥/硅混合质页岩	3.92	41.8	39.6	10.5	5.3	2.8

品表面微小尺度结构在研磨过程中造成的机械划痕、污染、形变等损伤,以真实地反映页岩孔隙结构.为了更好地获得页岩微观孔隙结构的真实信息,页岩样品在经过氩离子抛光处理后,上机观察前不需镀膜,通过优化加速电压、扫描速度等方法减轻荷电现象(王亮等,2015),获得细节清晰的页岩样品抛光处的扫描电镜图像(最大放大倍数为 400 k,可观察到的最小孔径为 3 nm).在对扫描电镜图像统计分析孔隙结构特征时,主要借助图像分析软件(如 Image J)获得页岩孔径、孔隙面积和周长等参数,但该方法原理是利用图片各像素点灰度值的不同来自动识别孔隙,常常也会因图像清晰度、对比度、选择视域等因素影响孔隙的自动识别,尤其会漏记一些孔径小于 5 nm 的小孔隙,因此本次研究结合人工识别和统计,准确和真实地获得页岩微观孔隙特征的信息.

3 氮气吸附实验结果分析与差异性

低温低压氮气吸附实验能获得页岩样品的氮气吸附—脱附曲线、孔径分布、孔容和孔隙比表面积等结果,可用来定量解释其孔隙发育和孔隙结构的总体特征,并可在一定程度上认识五峰组和龙马溪组页岩孔隙结构的差异性.依据 IUPAC 的分类标准,按孔径大小页岩孔隙被分为微孔(<2 nm)、介孔(2~50 nm)和大孔(>50 nm)(Loucks *et al.*, 2012).

3.1 氮气吸附—脱附曲线特征

按 IUPAC 新标准(Thommes *et al.*, 2015)的分类,样品吸附等温线兼具Ⅱ类吸附曲线与Ⅳ(a)类吸附曲线的特征(图 4a),呈反“S”形态;吸附等温线在相对压力 $P/P_0=0\sim0.45$ 段反映的是小于 4 nm 孔隙的单一多层吸附;孔隙充填阶段与相对较大的孔隙有关,吸附量在接近 $P/P_0=1$ 时没有平台,吸附没有达到饱和,表明样品介孔和大孔发生了毛细孔凝聚现象.脱附曲线均存在脱附迟滞现象,与吸附

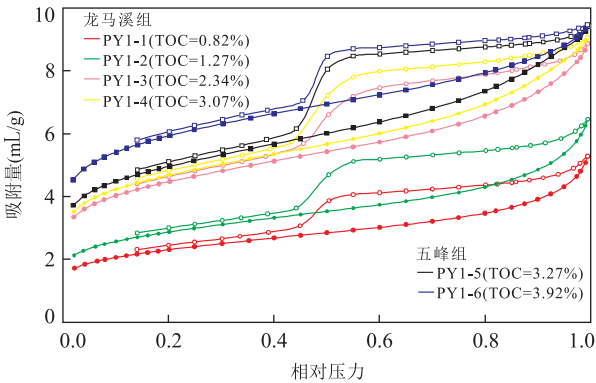


图 3 页岩样品氮气吸附—脱附曲线

Fig.3 N₂ adsorption-desorption isotherms of shale samples
图中实心点连线为低温升压过程的 N₂ 吸附曲线;空心点连线为降压过程的脱附曲线

曲线形成滞后环;滞后环兼有 H₂、H₃、H₄ 型特征即具有多个标准滞后环叠加的特征(图 4b),反映了页岩样品是具有不均匀孔隙网络结构的多孔介质.总的来说,彭水地区页岩样品孔隙主要由纳米孔组成,结构复杂,包含开放型圆筒状孔隙、层状狭缝形孔隙、墨水瓶状孔隙等.图 3 显示 2 块五峰组页岩样品的脱附曲线更陡峭,脱附迟滞类型更倾向于 H₂(a)型,而龙马溪组页岩样品脱附迟滞类型更趋近于 H₂(b)型;同样是墨水瓶状孔隙,五峰组样品的孔“颈”相对较窄而龙马溪组样品相对较宽,说明五峰组页岩孔径部分相对偏小.另外,图 3 也显示页岩样品氮气吸附量随着有机碳含量的增加而增加,表明页岩有机碳含量显著影响页岩的孔隙度.

3.2 孔隙结构参数与孔径分布特征

氮气吸附实验所表征的页岩孔隙结构结果见表 2,其中 BET 比表面积为 8.229 9~21.102 2 m²/g,平均值为 14.970 1 m²/g;BJH 总孔容为 0.009 862~0.017 850 mL/g,平均值为 0.015 237 mL/g;t-plot 微孔比表面积为 2.859 0~9.632 4 m²/g,平均值为 6.089 6 m²/g;t-plot 微孔孔容为 0.001 217~0.004 147 mL/g,平均值为 0.002 609 mL/g.页岩

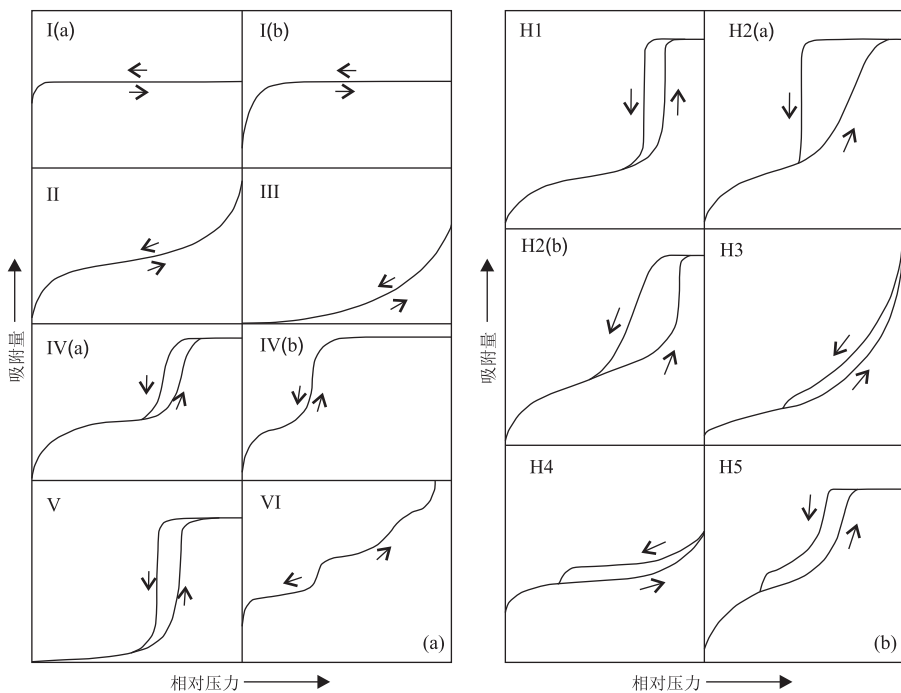


图 4 IUPAC 吸附等温线与脱附迟滞分类

Fig.4 IUPAC classification of isotherms and hysteresis

修改自 Thommes *et al.* (2015); a.物理吸附等温线分类; b.脱附迟滞分类

表 2 页岩样品孔隙结构参数

Table 2 Pore structure parameters of shale samples

样品编号	深度 (m)	层位	BET 比表面积 (m ² /g)	BJH 总孔容 (mL/g)	t-plot 微孔比表面积 (m ² /g)	t-plot 微孔孔容 (mL/g)	微孔比表面比例 (%)	微孔孔容比例 (%)
PY1-1	2 100.80	龙马溪组	8.229 9	0.009 862	2.859 0	0.001 217	34.74	12.34
PY1-2	2 129.73	龙马溪组	10.240 8	0.012 067	3.641 3	0.001 548	35.56	12.83
PY1-3	2 138.08	龙马溪组	15.936 1	0.016 718	6.417 6	0.002 744	40.27	16.41
PY1-4	2 144.77	龙马溪组	16.662 4	0.017 147	6.774 4	0.002 905	40.66	16.94
PY1-5	2 153.19	五峰组	17.648 8	0.017 850	7.213 0	0.003 095	40.87	17.34
PY1-6	2 158.12	五峰组	21.102 2	0.017 778	9.632 4	0.004 147	45.65	23.33

微孔比表面积占总比表面积的 34.74%~45.65%，平均占比 39.62%；微孔孔容占总孔容的 12.34%~23.33%，平均占比 16.53%，说明微孔数量更多且占有相对更大的比表面积。对比五峰组与龙马溪组页岩样品，五峰组页岩孔隙比表面积和总孔容较龙马溪组高，微孔所占比例也较高，说明五峰组含有更多的微孔、吸附空间相对更大。

通过 BJH 模型吸附分支数据表征介孔和大孔孔径分布及 DFT 模型表征微孔孔径分布，页岩平均孔径与孔隙体积关系如图 5 所示，五峰组—龙马溪组页岩孔径分布复杂，有很强的非均质性，孔径分布曲线呈现多峰特征。总的来说，页岩样品主要在 2~3 nm、8~10 nm、30~60 nm 和 100~200 nm 范围出现明显的高值区，可能说明这些孔径范围的孔隙比较多。对比五峰组与龙马溪组页岩样品孔径分布，

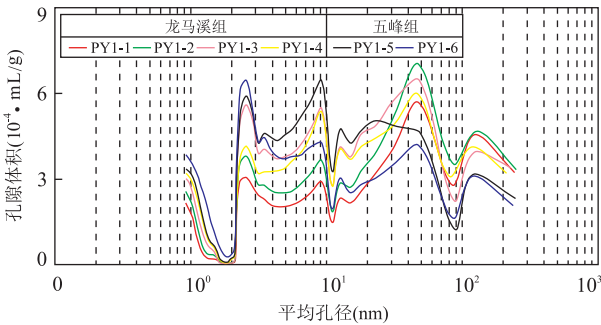


图 5 页岩平均孔径与孔隙体积关系

Fig.5 The relationship between average pore diameter and pore volume of shale samples

五峰组页岩孔径分布的高峰出现在 2~3 nm 和 8~10 nm 范围，在 30~60 nm 和 100~200 nm 处峰值较低；而龙马溪组页岩样品 4 个峰值区明显，且 30~

60 nm 范围峰值相对最高,这说明五峰组页岩小孔隙数量较龙马溪组页岩更多.

4 扫描电镜观察结果分析与差异性

利用氩离子抛光—场发射扫描电镜可观察页岩孔隙类型、孔隙形态、大小,统计有机孔数量、圆度系数、孔径分布并计算有机孔面孔率(全部有机孔总横截面积与相应有机质颗粒横截面积之比),进而分析和评价页岩孔隙结构.圆度系数(k)可用来半定量描述有机孔的形状,用相同面积下计算圆形孔隙周长与实际观察孔隙周长的比值表示或用相同面积下计算圆形孔隙直径与观察孔隙长轴的比值表示; k 值范围为 0~1, k 值越接近 1 代表孔隙形状越圆,越小代表孔隙形状越不规则.计算 k 的相关参数可借助图像分析软件(如 Image J)获得.

4.1 扫描电镜观察页岩孔隙结构总体特征

页岩样品氩离子抛光—场发射扫描电镜图像显示,彭水地区五峰组—龙马溪组页岩主要发育 3 种类型孔隙:有机孔、无机孔、微裂缝,并以有机孔为主,无机孔主要包括粒间孔、粒内孔、晶间孔和溶蚀孔(图 6).

(1)有机孔.存在于有机质内部的孔隙,为研究区页岩孔隙的主要类型,孔径一般为纳米级.有机孔被普遍认为是富有机质页岩高一过热演化阶段形成的,是含气页岩的主要储气空间,在页岩气富集与迁移中起着重要作用(Passey *et al.*, 2010; Slatt and O'Brien, 2011; Chalmers *et al.*, 2012; Curtis *et al.*, 2012).研究区有机孔在黄铁矿晶体及粘土矿物周围的有机质中尤为发育.有机孔形态受有机质塑性变形影响,表现在有机孔长轴方向与所在有机质的延伸方向基本一致(图 6a),在有机质边缘处与之

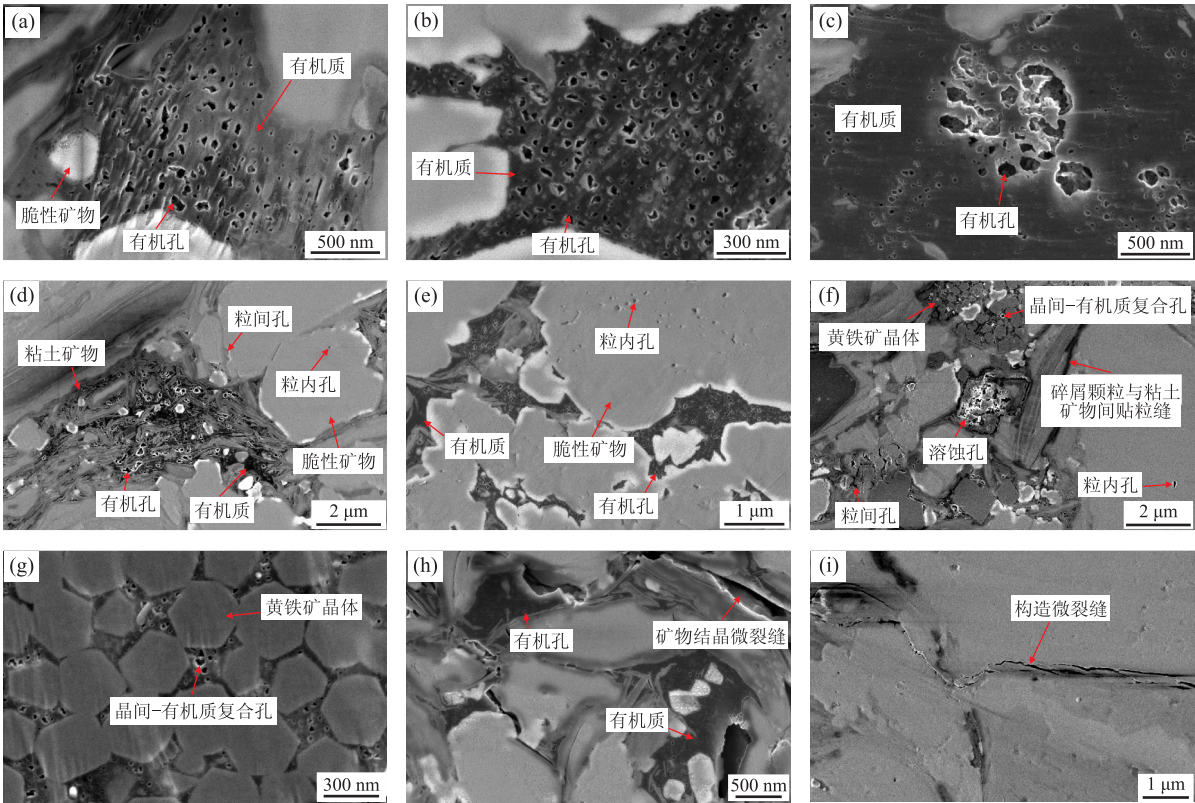


图 6 PY1 井页岩样品纳米孔隙类型

Fig.6 Pore types of shale samples from well PY1

a.有机孔,孔隙长轴方向与有机质延伸方向基本一致,PY1 井 2 100.80 m;b.有机孔,孔隙长轴方向与有机质边缘基本平行,PY1 井 2 153.19 m;c.较大有机孔内有较小有机孔相连通,PY1 井 2 129.73 m;d.充填在矿物颗粒之间不规则有机质,发育大量椭圆状、扁长形有机孔,脆性矿物边缘发育粒间孔,内部有粒内孔,PY1 井 2 158.12 m;e.充填在矿物颗粒之间不规则有机质,有机质内发育大量有机孔,矿物颗粒内发育少量粒内孔,PY1 井 2 153.19 m;f.页岩中孔隙发育复杂,溶蚀孔发育,黄铁矿与石英颗粒间存在粒间孔,碎屑颗粒与粘土矿物间存在贴粒缝,PY1 井 2 129.73 m;g.充填在草莓状黄铁矿晶体之间的有机质,发育大量不规则晶间—有机质复合孔,PY1 井 2 144.77 m;h.矿物结晶微裂缝,最宽处裂缝可达 188.6 nm,PY1 井 2 100.80 m;i.构造微裂缝,PY1 井 2 129.73 m

基本平行(图 6b).有机孔连通性较好,大的有机孔内部往往能看到较小的有机孔与之相连通,形成孔中孔(图 6c).纵向上,五峰组和龙马溪组底部有机碳含量相对更高,其有机孔趋向于更为发育且孔隙结构更加复杂,含有相对更多的微孔,有机质颗粒中有有机孔的面孔隙率也逐渐增高.

(2)粒间孔.存在于矿物颗粒之间的未被充填的孔隙.在页岩成油阶段,粒间孔往往被液态石油充填(Jarvie *et al.*, 2007;Curtis *et al.*, 2012;Loucks *et al.*, 2012;Cardott *et al.*, 2015).因此,研究区处于过成熟阶段的下古生界页岩,经长期的压实作用或充填作用,保留下来的粒间孔往往较少(侯宇光等, 2014),一般存在于局部区域(图 6d,6f).研究区五峰组—龙马溪组页岩粒间孔散布于基质中,常分布于石英、长石等脆性颗粒边缘.粒间孔形态以狭缝型、三角形、多边形为主,这可能与孔隙载体性质、矿物颗粒间接触关系有关,即单纯由石英颗粒支撑的粒间孔一般长短轴相当,孔隙形态表现为三角形、多边形;而粘土和生物碎屑间孔隙多呈狭缝型.孔隙具有一定的连通性,可为页岩气运移提供部分渗流通道.

(3)粒内孔.存在于矿物颗粒内部的孔隙,一般由于矿物溶蚀、颗粒内部晶格缺陷等原因形成(吴松涛等, 2015).在研究区目的层孔隙中比例相对偏低,往往孤立存在,形态以椭圆形、三角形、多边形为主,连通性较差(图 6d~6f).

(4)晶间孔.存在于矿物集合体内部晶粒之间的孔隙.在研究区页岩中,草莓状黄铁矿呈局部、零星状分布,晶间孔常见于其中.另外,粘土矿物内部晶片之间也可存在晶间孔,但由于粘土矿物质软而有塑性,粘土矿物晶间孔不易保留下来(胡宗全等, 2015),因此这类晶间孔在研究区极少见.由于草莓状黄铁矿晶间孔常被有机质充填并发育有机孔,晶间孔多与有机孔共同构成复合孔(图 6f,6g).晶间孔在研究区目的层孔隙中所占比例不高,呈规则棱角状,连通性较差.

(5)溶蚀孔.泥页岩中方解石等碳酸盐矿物和长石等矿物在溶蚀作用下产生的孔隙,其大小及形态受溶蚀作用强度影响.由于溶蚀作用与有机质成熟过程中产生的酸性水或有机酸有关(张林晔等, 2015),故溶蚀孔的发育常与有机质生烃过程有关.研究区目的层页岩是一个相对封闭的成岩体系,由于渗透率极低,体系内部的流体交换不畅,导致碳酸盐、铝硅酸盐和硅酸盐矿物溶蚀后,溶蚀产物不能及时被带出,从而阻碍了溶蚀作用的持续进行,故该区页岩储层溶蚀

作用总体并不发育,溶蚀孔含量较少(图 6f).这些溶蚀孔往往孤立存在,彼此之间连通性较差.

(6)微裂缝.微裂缝宽度及延伸长度分布范围较大,为纳米—微米级,呈弯曲条带状、树枝状或网状分布,多被石英、方解石、有机质等充填.受构造运动、成岩作用、有机质热演化生烃等影响,研究区页岩的微裂缝分为矿物结晶微裂缝(图 6h)和构造微裂缝(图 6i).微裂缝连通性较好,与其他类型的孔隙连通组成错综复杂的立体孔隙网络,既可以作为页岩气储集空间,也是页岩气微运移的主要渗流通道之一.

4.2 有机孔结构及差异性

研究页岩有机孔发育程度和有机孔隙结构的相关参数包括有机质颗粒横截面面积、有机孔个数、孔径、圆度系数等.通过对五峰组和龙马溪组页岩 6 块样品氩离子抛光处的 FE-SEM 图像观察,笔者共统计有机孔约 17 000 个.统计分析表明,有机孔横截面多呈椭圆形、多角形等形状,孔径范围为 3~340 nm;有机质颗粒横截面越大则有机孔数量越多、孔径趋向于更大,并且有机孔孔径从颗粒边缘向中心有增大的趋势,说明有机孔的大小与数量受有机质颗粒大小和有机孔在其中的相对位置影响;笔者将有机孔孔径等效为相同面积下圆形直径进行计算分析,得出有机孔以小于 50 nm 的孔隙为主(图 7a),微孔和介孔数量占总有机孔隙数量的 94.56%,

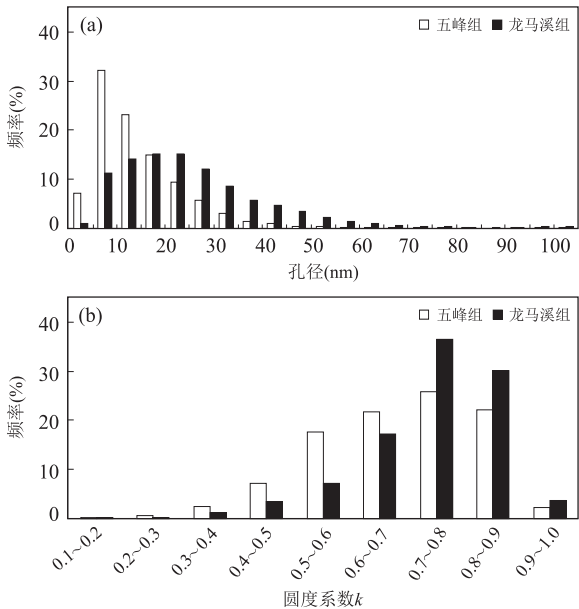


图 7 PY1 井有机孔孔隙特征统计图
Fig.7 Statistical graph of organic pore characteristics in well PY1
a.有机孔孔径分布直方图;b.有机孔圆度系数分布直方图

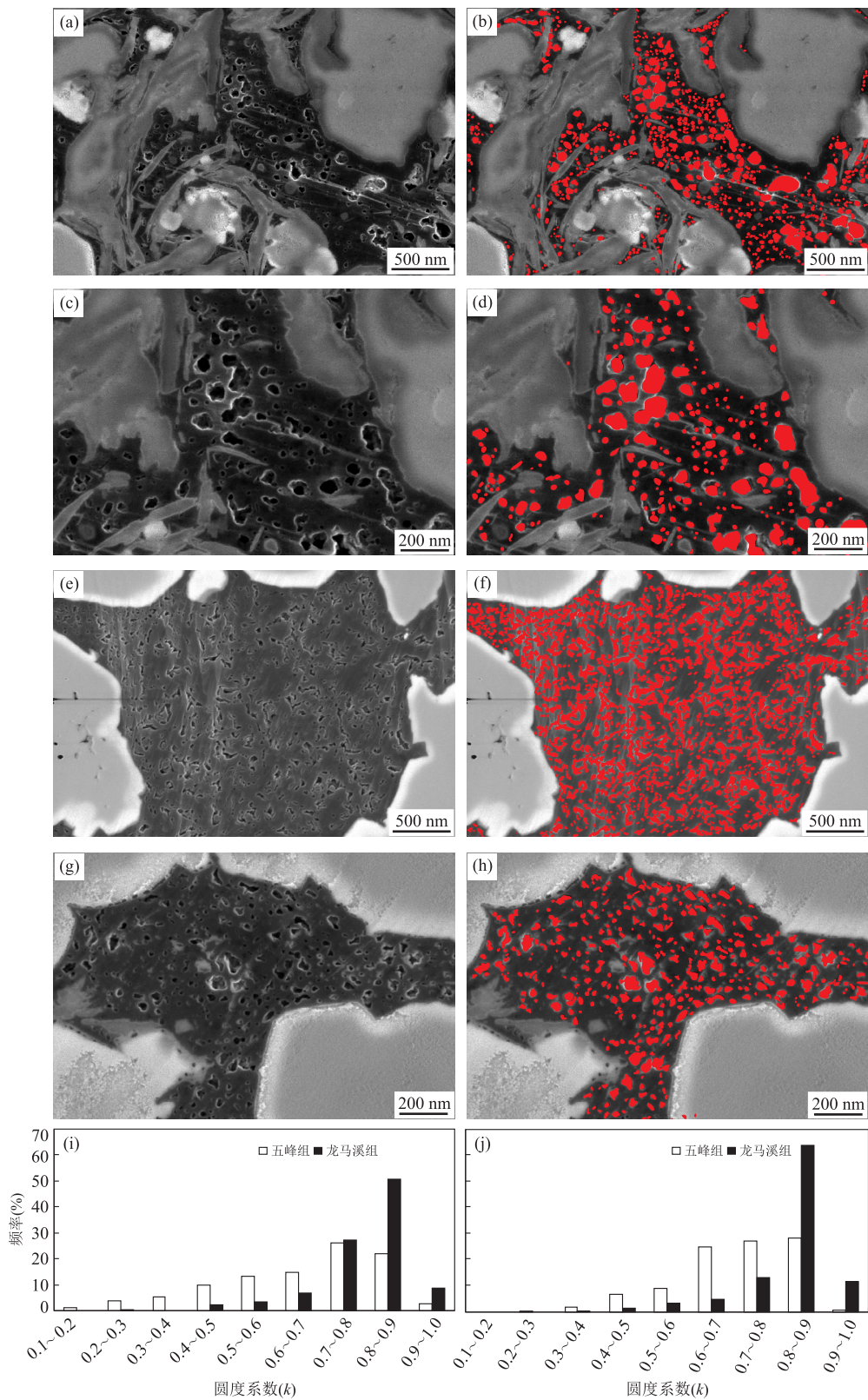


图 8 五峰组—龙马溪组页岩有机孔隙形态对比

Fig.8 Organic pore shapes comparison between Wufeng Formation and Longmaxi Formation

a.12 万倍下龙马溪组典型有机孔扫描电镜图像,孔径相对较大,形态呈椭圆、近圆形;b.图 a 处理图,红色区域为有机孔;c.25 万倍下龙马溪组典型有机孔扫描电镜图像;d.图 c 处理图,红色区域为有机孔;e.12 万倍下五峰组典型有机孔扫描电镜图像,孔径相对较小,形态呈椭圆、扁长、菱角状;f.图 e 处理图,红色区域为有机孔;g.25 万倍下五峰组典型有机孔扫描电镜图像;h.图 g 处理图,红色区域为有机孔;i.图 a 和图 e 为 12 万倍下有机孔圆度系数对比;j.图 c 和图 g 为 25 万倍下有机孔圆度系数对比

对有机孔面孔率的贡献占 62.95%，而大于 50 nm 的大孔虽然数量不多但对有机孔面孔率的贡献为 37.05%。笔者将有机孔的形状采用圆度系数进行统计，发现彭水地区有机孔圆度系数以 0.5~0.9 为主（图 7b），表明该区有机孔形态以椭圆形较多，部分为多角形、近圆形和扁长形等形状。

对比五峰组与龙马溪组页岩样品有机孔特征，笔者发现两者之间的差异主要反映在孔径、圆度系数、发育程度、面孔率等方面。图 7 显示，五峰组页岩有机孔的孔径相对较小，以小于 35 nm 为主，小于 15 nm 的有机孔数量明显多于龙马溪组；龙马溪组页岩有机孔的孔径相对较大，大于 20 nm 的有机孔数量明显多于五峰组，并可观察到微米级孔隙；五峰组页岩的有机孔圆度系数主要分散分布于 0.4~0.9，整体上明显小于龙马溪组，龙马溪组页岩圆度系数集中分布在 0.7~0.9。统计表明五峰组页岩有机孔面孔率为 6.55%~27.37%，龙马溪组页岩有机孔面孔率为 5.60%~21.08%。图 8 显示，五峰组页岩有机孔形态与龙马溪组页岩有明显区别，椭圆形和近圆形的有机孔数量相对于龙马溪组页岩明显减少；相同放大倍数下，五峰组页岩有机孔孔径小于龙马溪组页岩有机孔孔径。上述对比分析说明五峰组页岩与龙马溪组页岩的有机孔隙结构具有明显的差异，其原因可能与有机碳含量、残余烃类数量和性质以及有机孔形成和改造过程有关。

5 孔隙分形特征分析与差异性讨论

分形维数是复杂形体不规则性的度量，能描述复杂形体的本质特征（Dathe *et al.*, 2001）。页岩样品的孔隙分形维数越高说明孔隙结构越复杂，可作为定量表征孔隙结构非均质性、评价页岩吸附气存储能力的重要参数之一。

5.1 基于氮气吸附的孔隙分形特征

基于气体吸附—脱附等温线计算固体分形维数的方法较多，主要有分形 BET 模型法、Langmuir 模型法、FHH 模型法和热力学方法等，其中分形 FHH 模型使用范围最为广泛（陈燕燕等，2015）。页岩储层孔隙的 FHH 模型可简化为（Yang *et al.*, 2016a）：

$$\ln(V/V_0) = C + (D - 3)\ln[\ln(P_0/P)] \quad (1)$$

其中： V 为平衡压力 P 时的气体吸附量； V_0 为单分子层覆盖体积； P_0 为气体吸附达到饱和的蒸汽压； P 为平衡压力； C 为常量； D 为分维值。

根据式（1），如果页岩孔隙存在分形特征，则 $\ln(V/V_0)$ 与 $\ln[\ln(P_0/P)]$ 存在线性关系；笔者根据低温氮气实验数据，做出 $\ln(V/V_0)$ 与 $\ln[\ln(P_0/P)]$ 的拟合曲线如图 9，利用最小二乘法原理得到各样品曲线斜率，进而计算出其孔隙分维值（表 3）。由于吸附—脱附曲线在相对压力 0.45 之后发生抗张强度效应（TSE 效应）形成滞后环且介孔和大孔的分维值差别较大，因此，笔者以 4 nm 和 50 nm 为界线将孔隙分为 3 个梯度，图 9 中三段皆具有很好的线性关系，相关系数均大于 0.97，表明五峰组—龙马溪组页岩具有明显的分形特征。第一段中的分形维数（ D_1 ）表示大于 50 nm 的孔隙复杂程度，范围为 2.919 0~2.973 0，五峰组分形维数平均值为 2.972 0，龙马溪组分形维数平均值为 2.943 6；第二段中的分形维数（ D_2 ）表示 4~50 nm 的孔隙复杂程度，范围为 2.835 6~2.903 0，五峰组分形维数平均值为 2.875 5，龙马溪组分形维数平均值为 2.841 0；第三段中的分形维数（ D_3 ）表示小于 4 nm 的孔隙复杂程度，范围为 2.692 7~2.744 0，五峰组分形维数平均值为 2.730 7，龙马溪组分形维数平均值为 2.703 2。上述三段分形维数变化表明孔隙越大孔隙结构越复杂；产生这种现象的原因主要是小孔隙形态较规则，孔隙分维值小；大孔隙边缘往往较复杂，可能存在多个小孔喉与之连通形成的复杂网状结构的大孔隙，使孔隙分维值增大。而五峰组的分形维数大于龙马溪组，表明五峰组页岩孔隙复杂程度高于龙马溪组页岩，页岩孔隙的复杂程度可能对页岩气的微流动和吸附能力产生重要影响。

5.2 基于 FE-SEM 的孔隙分形特征

FE-SEM 图像可在二维空间内直观统计页岩中各孔隙的等效周长和与之对应的等效面积。对于孔隙系统来说，如果页岩孔隙符合分形的特征，则孔隙面积 A 、周长 S 和分形维数 D 符合以下关系（付常青等，2016）：

$$\lg S(\epsilon) = C + \frac{D}{2} \lg A(\epsilon) \quad (2)$$

其中 C 为常数。

笔者共统计了五峰组有机孔 7 009 个和龙马溪组有机孔 9 949 个，有机孔孔径范围主要为 5~65 nm，包含少量几百 nm 的大孔； $\lg S$ 与 $\lg A$ 具有很好的线性关系，最小二乘法求得的曲线斜率可计算有机孔的分维值。图 10 显示，五峰组页岩微孔和介孔的分维值为 1.051 6，大孔的分维值为 1.111 2，总的分维值为 1.058 9；龙马溪组页岩微孔和介孔的

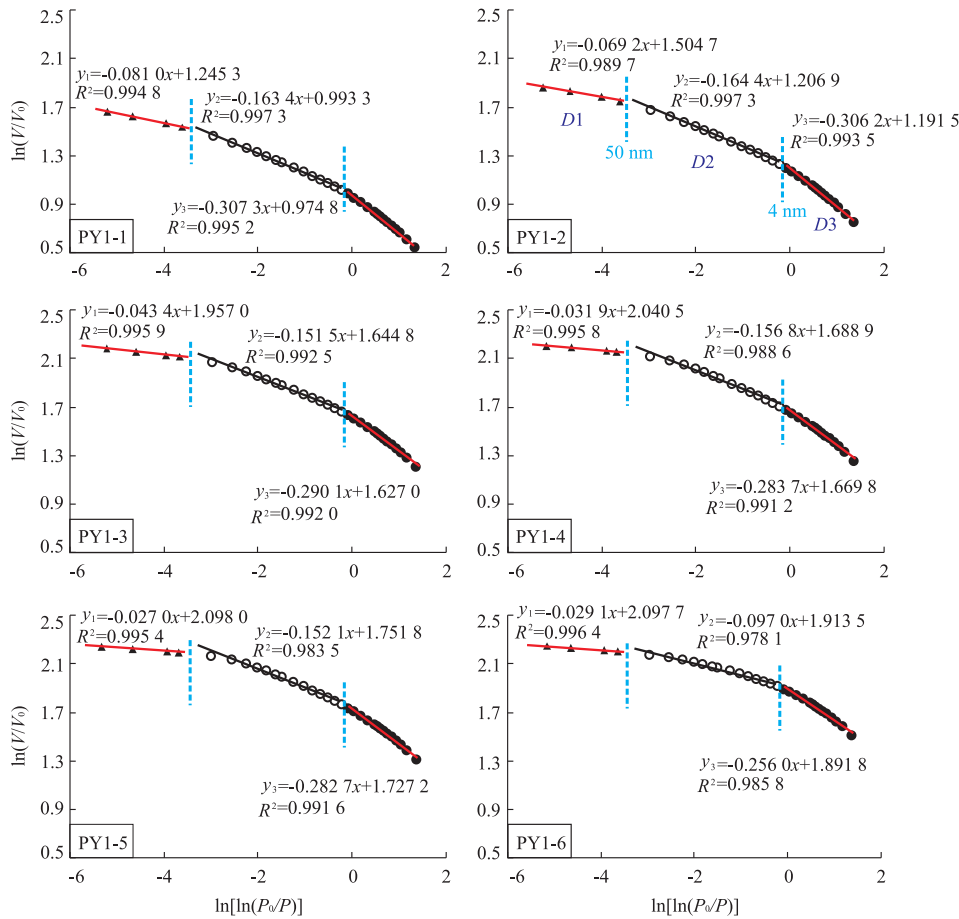


图 9 基于氮气吸附曲线的分维关系

Fig.9 Fractal dimension relationship from N₂ adsorption isotherms

表 3 基于 FHH 模型的吸附孔孔隙分维值计算结果

Table 3 Calculation results of adsorption pore fractal dimension obtained from FHH model										
样品 编号	层位	吸附体积与孔径 双对数关系 1	相关系数 R ²	分维值 D1	吸附体积与孔径 双对数关系 2	相关系数 R ²	分维值 D2	吸附体积与孔径 双对数关系 3	相关系数 R ²	分维值 D3
PY1-1	龙马溪组	y=1.245 3—0.081 0x	0.994 8	2.919 0	y=0.993 3—0.163 4x	0.997 3	2.836 6	y=0.974 8—0.307 3x	0.995 2	2.692 7
PY1-2	龙马溪组	y=1.504 7—0.069 2x	0.989 7	2.930 8	y=1.206 9—0.164 4x	0.997 3	2.835 6	y=1.191 5—0.306 2x	0.993 5	2.693 8
PY1-3	龙马溪组	y=1.957 0—0.043 4x	0.995 9	2.956 6	y=1.644 8—0.151 5x	0.992 5	2.848 5	y=1.627 0—0.290 1x	0.992 0	2.709 9
PY1-4	龙马溪组	y=2.040 5—0.031 9x	0.995 8	2.968 1	y=1.688 9—0.156 8x	0.988 6	2.843 2	y=1.669 8—0.283 7x	0.991 2	2.716 3
PY1-5	五峰组	y=2.098 0—0.027 0x	0.995 4	2.973 0	y=1.751 8—0.152 1x	0.983 5	2.847 9	y=1.727 2—0.282 7x	0.991 6	2.717 3
PY1-6	五峰组	y=2.097 7—0.029 1x	0.996 4	2.970 9	y=1.913 5—0.097 0x	0.978 1	2.903 0	y=1.891 8—0.256 0x	0.985 8	2.744 0

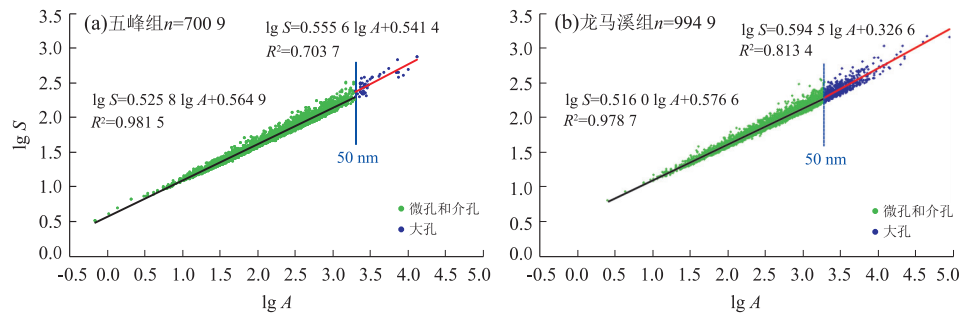


图 10 五峰组(a)和龙马溪组(b)有机孔孔隙周长与面积分维关系

Fig.10 Fractal dimension relationship of organic pore perimeter and area in Wufeng Formation (a) and Longmaxi Formation (b)

分维值为 1.032 0, 大孔的分维值为 1.189 0, 总的分维值为 1.047 8. 研究表明, 整体上微孔和介孔的分维值小、大孔的分维值大, 说明大孔较微孔和介孔形态更复杂. 五峰组页岩有机孔的分维值大于龙马溪组页岩, 表明前者的有机孔形态结构较后者更复杂, 不规则孔更多, 这与上述基于氮气吸附的孔隙分形分析结果基本一致.

6 结论

(1) 川东南彭水地区五峰组—龙马溪组页岩发育有机孔、无机孔、微裂缝 3 种类型孔隙, 以有机孔为主, 页岩孔隙主要由纳米孔组成. 氮气吸附测定页岩孔隙形状包含开放型圆筒状、层状结构狭缝状和墨水瓶状等; 扫描电镜观察有机孔形态主要有近圆形、椭圆形和多角形等.

(2) 五峰组和龙马溪组页岩孔隙在孔径上差异较大: 低温低压氮气吸附实验的脱附迟滞类型及孔径分布特征图表明, 五峰组样品的墨水瓶状孔的孔“颈”相对龙马溪组样品的孔“颈”要细窄, 且五峰组页岩孔径分布的高峰出现在 2~3 nm 和 8~10 nm 范围, 在 30~60 nm 和 100~200 nm 处峰值较低, 而龙马溪组 4 个峰值明显, 且 30~60 nm 处的峰相对最高, 进一步佐证了五峰组孔径比龙马溪组小, 含更多的小孔隙; FE-SEM 图像孔隙统计结果表明, 五峰组页岩有机孔的孔径相对较小, 以小于 35 nm 的孔隙为主, 而龙马溪组页岩有机孔的孔径相对较大, 以小于 50 nm 孔隙为主, 可观察到微米级孔隙.

(3) 通过对 FE-SEM 图像中孔隙的统计数据进行分析, 笔者发现五峰组圆度系数主要分散分布在 0.4~0.9, 形态较复杂, 而龙马溪组圆度系数集中分布在 0.7~0.9, 有比较规则的形态, 大多呈近圆形、椭圆形; 基于氮气吸附和 FE-SEM 的孔隙分形特征也表明五峰组的分维值大于龙马溪组, 分形维数越高说明孔隙结构越复杂, 进一步证明了五峰组的孔隙形态比龙马溪组复杂.

(4) 五峰组和龙马溪组页岩孔隙在数量上也存在差异性: 氮气吸附实验结果表明五峰组页岩孔隙比表面积和总孔容较龙马溪组大, 微孔所占总孔比例也较高, 说明五峰组孔隙较龙马溪组含有更多的微孔, 其气体吸附空间相对更大.

致谢: 衷心感谢中国石化华东分公司给予研究工作的支持和指导, 感谢中国地质调查局油气资源调查中心给予的资助, 感谢长江大学周林博士在扫

描电镜观察中给予的帮助, 由衷的感谢审稿人以及编辑给出的宝贵意见!

References

- Cardott, B.J., Landis, C.R., Curtis, M.E., 2015. Post-Oil Solid Bitumen Network in the Woodford Shale, USA—A Potential Primary Migration Pathway. *International Journal of Coal Geology*, 139: 106—113. doi: 10.1016/j.coal.2014.08.012
- Chalmers, G.R., Bustin, R.M., Power, I.M., 2012. Characterization of Gas Shale Pore Systems by Porosimetry, Pycnometry, Surface Area, and Field Emission Scanning Electron Microscopy/Transmission Electron Microscopy Image Analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig Units. *AAPG Bulletin*, 96(6): 1099—1119. doi: 10.1306/10171111052
- Chen, B., Pi, D.C., 2009. Silurian Longmaxi Shale Gas Potential Analysis in Middle & Upper Yangtze Region. *China Petroleum Exploration*, 14(3): 15—19 (in Chinese with English abstract).
- Chen, Y.Y., Zou, C.N., Mastalerz, M., et al., 2015. Porosity and Fractal Characteristics of Shale across a Maturation Gradient. *Natural Gas Geoscience*, 26(9): 1646—1656 (in Chinese with English abstract).
- Curtis, J.B., 2002. Fractured Shale-Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1921—1938. doi: 10.1306/61eeddbb-173e-11d7-8645000102c1865d
- Curtis, M.E., Cardott, B.J., Sondergeld, C.H., et al., 2012. Development of Organic Porosity in the Woodford Shale with Increasing Thermal Maturity. *International Journal of Coal Geology*, 103: 26—31. doi: 10.1016/j.coal.2012.08.004
- Dathe, A., Eins, S., Niemeyer, J., et al., 2001. The Surface Fractal Dimension of the Soil-Pore Interface as Measured by Image Analysis. *Geoderma*, 103(1—2): 203—229. doi: 10.1016/s0016-7061(01)00077-5
- Dong, T., Harris, N.B., Ayranci, K., et al., 2015. Porosity Characteristics of the Devonian Horn River Shale, Canada: Insights from Lithofacies Classification and Shale Composition. *International Journal of Coal Geology*, 141—142: 74—90. doi: 10.1016/j.coal.2015.03.001
- Fu, C.Q., Zhu, Y.M., Chen, S.B., 2016. Pore Structure and Fractal Features of Hetang Formation Shale in Western Zhejiang. *Journal of China University of Mining & Technology*, 45(1): 77—86 (in Chinese with English abstract).
- Guo, Y.H., Zhao, D.F., 2015. Analysis of Micro-Scale Heterogeneity Characteristics in Marine Shale Gas Reservoir. *Journal of China University of Mining & Technology*, 44(2):

- 300—307 (in Chinese with English abstract).
- Hou, Y. G., He, S., Yi, J. Z., et al., 2014. Effect of Pore Structure on Methane Sorption Capacity of Shales. *Petroleum Exploration and Development*, 41 (2): 248—256 (in Chinese with English abstract).
- Hu, Z. Q., Du, W., Peng, Y. M., et al., 2015. Microscopic Pore Characteristics and the Source-Reservoir Relationship of Shale—A Case Study from the Wufeng and Longmaxi Formations in Southeast Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 36 (6): 1001—1008 (in Chinese with English abstract).
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., et al., 2007. Unconventional Shale-Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment. *AAPG Bulletin*, 91 (4): 475—499. doi: 10.1306/12190606068
- Ji, W. M., Song, Y., Jiang, Z. X., et al., 2016. Micro-Nano Pore Structure Characteristics and Its Control Factors of Shale in Longmaxi Formation, Southeastern Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 37 (2): 182—195 (in Chinese with English abstract).
- Liu, W., Yu, Q., Yan, J. F., et al., 2012. Characteristics of Organic-Rich Mudstone Reservoirs in the Silurian Longmaxi Formation in Upper Yangtze Region. *Oil & Gas Geology*, 33 (3): 346—352 (in Chinese with English abstract).
- Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., et al., 2012. Spectrum of Pore Types and Networks in Mudrocks and a Descriptive Classification for Matrix-Related Mudrock Pores. *AAPG Bulletin*, 96 (6): 1071—1098. doi: 10.1306/08171111061
- Ma, Y. Q., Fan, M. J., Lu, Y. C., et al., 2016. Geochemistry and Sedimentology of the Lower Silurian Longmaxi Mudstone in Southwestern China: Implications for Depositional Controls on Organic Matter Accumulation. *Marine and Petroleum Geology*, 75: 291—309. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2016.04.024
- Montgomery, S. L., Jarvie, D. M., Bowker, K. A., et al., 2005. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, North-Central Texas: Gas-Shale Play with Multi-Trillion Cubic Foot Potential. *AAPG Bulletin*, 89 (2): 155—175. doi: 10.1306/09170404042
- Pan, L., Xiao, X. M., Tian, H., et al., 2016. Geological Models of Gas in Place of the Longmaxi Shale in Southeast Chongqing, South China. *Marine and Petroleum Geology*, 73: 433—444. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2016.03.018
- Passey, Q. R., Bohacs, K., Esch, W. L., et al., 2010. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir: Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs. International Oil and Gas Conference and Exhibition, Beijing, SPE 131350. doi: 10.2118/131350—ms
- Slatt, R. M., O'Brien, N. R., 2011. Pore Types in the Barnett and Woodford Gas Shales: Contribution to Understanding Gas Storage and Migration Pathways in Fine-Grained Rocks. *AAPG Bulletin*, 95 (12): 2017—2030. doi: 10.1306/03301110145
- Thommes, M., Kaneko, K., Neimark, A. V., et al., 2015. Physisorption of Gases, with Special Reference to the Evaluation of Surface Area and Pore Size Distribution (IUPAC Technical Report). *Pure and Applied Chemistry*, 87 (9—10): 1051—1069. doi: 10.1515/pac—2014—1117
- Wang, F. Y., He, Z. Y., Meng, X. H., et al., 2011. Occurrence of Shale Gas and Prediction of Original Gas In-Place (Ogip). *Natural Gas Geoscience*, 22 (3): 501—510 (in Chinese with English abstract).
- Wang, L., Chen, Y. Y., Liu, Y. X., 2014. Shale Porous Structural Characteristics of Longmaxi Formation in Pengshui Area of Southeast Sichuan Basin. *China Petroleum Exploration*, 19 (5): 80—88 (in Chinese with English abstract).
- Wang, L., Zhang, X. D., Liu, Y. X., 2015. Study of Ar Ion Milling/SEM Analysis on Uncoated Shale Samples. *Journal of Chinese Electron Microscopy Society*, 34 (1): 33—39 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y., Zhu, Y. M., Chen, S. B., et al., 2013. Formation Conditions of Shale Gas in Lower Cambrian Niutitang Formation, Northwestern Hunan. *Journal of China University of Mining & Technology*, 42 (4): 586—594 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y. M., Dong, D. Z., Li, J. Z., et al., 2012. Reservoir Characteristics of Shale Gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, Southern Sichuan. *Acta Petrolei Sinica*, 33 (4): 551—561 (in Chinese with English abstract).
- Wu, S. T., Zou, C. N., Zhu, R. K., et al., 2015. Reservoir Quality Characterization of Upper Triassic Chang 7 Shale in Ordos Basin. *Earth Science*, 40 (11): 1810—1823 (in Chinese with English abstract).
- Xiao, H., 2014. Study on Shale Reservoir Characteristics and Quantitative Characterization of Longmaxi Formation in Pengshui Area (Dissertation). Northeast Petroleum University, Daqing (in Chinese with English abstract).
- Yang, R., He, S., Yi, J. Z., et al., 2016a. Nano-Scale Pore Structure and Fractal Dimension of Organic-Rich Wufeng-Longmaxi Shale from Jiaoshiba Area, Sichuan Basin: Investigations Using FE-SEM, Gas Adsorption and Helium Pycnometry. *Marine and Petroleum Geology*, 70: 27—45. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2015.11.019

- Yang, R., He, S., Hu, Q. H., et al., 2016b. Pore Characterization and Methane Sorption Capacity of Over-Mature Organic-Rich Wufeng and Longmaxi Shales in the Southeast Sichuan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 77: 247–261. doi:10.1016/j.marpetgeo.2016.06.001
- Zhang, L. Y., Li, J. Y., Li, Z., et al., 2015. Development Characteristics and Formation Mechanism of Intra-Organic Reservoir Space in Lacustrine Shales. *Earth Science*, 40 (11): 1824–1833 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Q., Liu, R. H., Pang, Z. L., et al., 2016. Characterization of Microscopic Pore Structures in Lower Silurian Black Shale (S_1l), Southeastern Chongqing, China. *Marine and Petroleum Geology*, 71: 250–259. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2015.12.015
- Zhou, D. H., Jiao, F. Z., Guo, X. S., et al., 2013. Geological Features of the Lower Jurassic Shale Gas Play in Fuling Area, the Southeastern Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 34 (4): 450–454 (in Chinese with English abstract).
- ### 附中文参考文献
- 陈波, 皮定成, 2009. 中上扬子地区志留系龙马溪组页岩气资源潜力评价. *中国石油勘探*, 14(3): 15–19.
- 陈燕燕, 邹才能, Mastalerz, M., 等, 2015. 页岩微观孔隙演化及分形特征研究. *天然气地球科学*, 26 (9): 1646–1656.
- 付常青, 朱炎铭, 陈尚斌, 2016. 浙西荷塘组页岩孔隙结构及分形特征研究. *中国矿业大学学报*, 45(1): 77–86.
- 郭英海, 赵迪斐, 2015. 微观尺度海相页岩储层微观非均质性研究. *中国矿业大学学报*, 44(2): 300–307.
- 侯宇光, 何生, 易积正, 等, 2014. 页岩孔隙结构对甲烷吸附能力的影响. *石油勘探与开发*, 41(2): 248–256.
- 胡宗全, 杜伟, 彭勇民, 等, 2015. 页岩微观孔隙特征及源-储关系——以川东南地区五峰组-龙马溪组为例. *石油与天然气地质*, 36(6): 1001–1008.
- 纪文明, 宋岩, 姜振学, 等, 2016. 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. *石油学报*, 37 (2): 182–195.
- 刘伟, 余谦, 闫剑飞, 等, 2012. 上扬子地区志留系龙马溪组富有机质泥岩储层特征. *石油与天然气地质*, 33 (3): 346–352.
- 王飞宇, 贺志勇, 孟晓辉, 等, 2011. 页岩气赋存形式和初始原地气量 (OGIP) 预测技术. *天然气地球科学*, 22 (3): 501–510.
- 王亮, 陈云燕, 刘玉霞, 2014. 川东南彭水地区龙马溪组页岩孔隙结构特征. *中国石油勘探*, 19(5): 80–88.
- 王亮, 章雄冬, 刘玉霞, 2015. 不镀膜页岩样品的氩离子抛光/扫描电镜分析方法研究. *电子显微学报*, 34 (1): 33–39.
- 王阳, 朱炎铭, 陈尚斌, 等, 2013. 湘西北下寒武统牛蹄塘组页岩气形成条件分析. *中国矿业大学学报*, 42 (4): 586–594.
- 王玉满, 董大忠, 李建忠, 等, 2012. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征. *石油学报*, 33(4): 551–561.
- 吴松涛, 邹才能, 朱如凯, 等, 2015. 鄂尔多斯盆地上三叠统长7段泥页岩储集性能. *地球科学*, 40(11): 1810–1823.
- 肖红, 2014. 彭水区块龙马溪组页岩储层特征及其定量表征研究(硕士学位论文). 大庆: 东北石油大学.
- 张林晔, 李钜源, 李政, 等, 2015. 湖相页岩有机储集空间发育特点与成因机制. *地球科学*, 40(11): 1824–1833.
- 周德华, 焦方正, 郭旭升, 等, 2013. 川东南涪陵地区下侏罗统页岩油气地质特征. *石油与天然气地质*, 34 (4): 450–454.