

文章编号:1009-3850(2019)02-0103-09

## 鄂西地区陡山沱组页岩储层孔隙特征及影响因素

青加伟<sup>1,2</sup>, 徐尚<sup>1,2</sup>, 彭波<sup>3</sup>, 李一啸<sup>1,2</sup>, 苟启洋<sup>1,2</sup>, 王雨轩<sup>1,2</sup>, 陆扬博<sup>1,2</sup>,  
张爱华<sup>1,2</sup>, 程璇<sup>1,2</sup>, 高梦天<sup>1,2</sup>, 李庚彪<sup>1,2</sup>

(1. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源重点实验室, 湖北 武汉 430074; 2. 中国地质大学(武汉)资源学院, 湖北 武汉 430074; 3. 核工业北京地质研究院, 北京 100029)

**摘要:**页岩储层孔隙结构是评价页岩气资源潜力的基础。本文基于有机碳含量、沥青反射率、X射线衍射、场发射扫描电镜(FE-SEM)及低温氮气吸附等方法,探讨鄂西地区震旦系陡山沱组页岩沉积组成、孔隙结构及其控制因素。结果表明:(1)陡山沱组为硅质和钙质页岩,TOC介于3.29%~6%,主要为I型干酪根,处于高-过成熟阶段;(2)陡山沱组页岩有机孔发育程度较低,无机孔提供主要储集空间,包括脆性矿物和黏土矿物的粒间孔、层间孔和部分溶蚀孔,以及少量微裂缝;(3)孔径分布范围为1.1~284nm,总孔体积平均为0.034ml/g,微孔、介孔和大孔体积分别为0.005ml/g、0.023ml/g和0.006ml/g,以介孔为主;(4)陡山沱组页岩TOC与孔体积无明显相关性,表明有机孔对孔体积贡献较小。硅质矿物和黏土矿物含量与页岩孔体积正相关性较好,表明矿物组成是陡山沱组页岩孔隙发育的主要控制因素。鄂西地区陡山沱组页岩具有良好的物质条件、生烃条件和页岩气储集空间,是潜在的页岩气勘探开发层系。

**关键词:**陡山沱组;页岩气;储层特征;影响因素;黄陵隆起

**中图分类号:**P618.130

**文献标识码:**A

### 引言

页岩气主要以吸附态或游离态赋存于泥页岩储层中,是一种典型的自生自储型非常规天然气<sup>[1-3]</sup>。我国页岩分布广泛,发育海相、海陆过渡相和陆相页岩,主要存在于震旦系、寒武系、志留系、二叠系和古近系地层中<sup>[4]</sup>。截止2017年,我国页岩气累计探明储量超过 $9000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,年产量约 $90 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,展现出良好的勘探开发前景<sup>[5]</sup>。

页岩储层中的微纳米孔隙和微裂缝不仅是页

岩气的储集空间,也是页岩气运移、渗流的主要通道,其孔隙-裂隙结构直接决定了页岩气的富集与散失<sup>[6-11]</sup>。前人研究表明,页岩孔隙结构与矿物组成、有机碳含量、热成熟度等因素密切相关<sup>[12-15]</sup>。受研究资料及勘探程度限制,对陡山沱组页岩孔隙结构的研究相对薄弱。本文基于有机碳含量、X射线衍射、氩离子抛光-场发射扫描电镜和低温氮气吸附等实验方法,探讨鄂西地区陡山沱组页岩储层孔隙特征及其影响因素,并对比该页岩与焦石坝地区龙马溪组页岩孔隙结构的差异,旨在为陡山沱组

**收稿日期:**2019-02-26; **改回日期:**2019-03-21

**作者简介:**青加伟(1992-),男,在读硕士研究生,主要从事非常规油气方面研究。E-mail:421059493@qq.com

**通讯作者:**徐尚(1985-),副教授,主要从事油气成藏机理和非常规油气地质方面的研究。E-mail:xushang0222@163.com

**资助项目:**本研究受国家自然科学基金重大项目(41690134)、国家自然科学基金创新研究群体项目(41821002)、国家自然科学基金青年基金(41702155)和国家科技重大专项(2016ZX05034002-003)联合资助

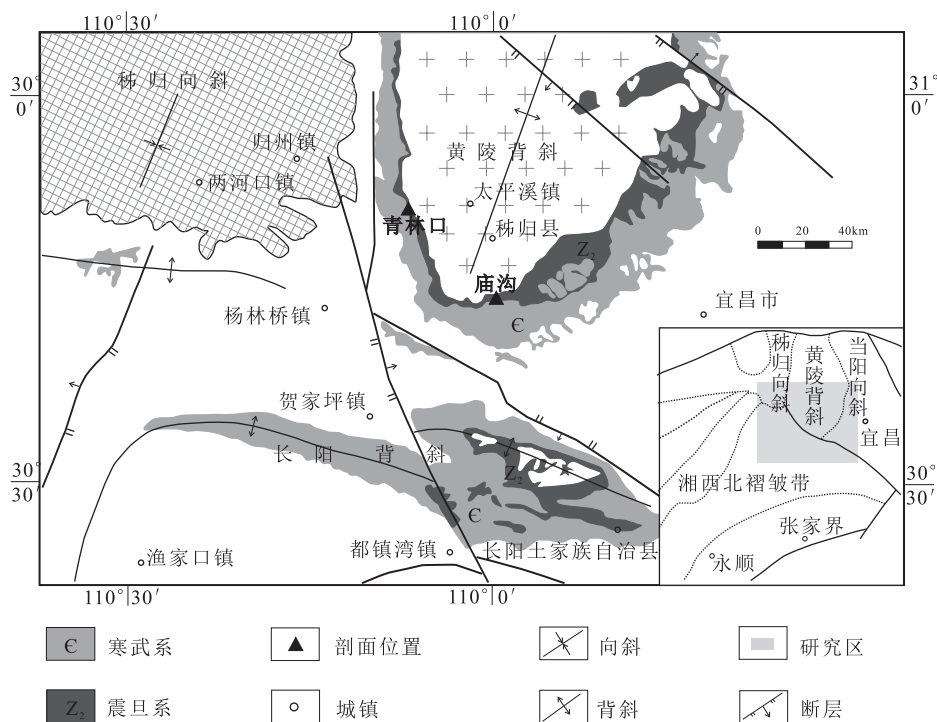


图1 鄂西地区区域地质简图

Fig. 1 Simplified regional geological map of western Hubei

页岩气勘探开发提供地质依据。

## 1 区域地质概况

研究区位于中扬子黄陵背斜南部(图1),该区主要经历武陵期、雪峰—加里东期、海西期以及印支—燕山期等多期构造运动叠加,断裂、褶皱带较为发育<sup>[16-17]</sup>。研究区陡山沱组主要为浅水碳酸盐台地相,目的层陡二段为台内盆地亚相(图2),发育一套厚层黑色富有机质泥页岩,厚度约50~90m,水平层理发育,局部夹黄铁矿薄层。矿物组成主要为硅质和碳酸盐矿物,含量占80%以上,黏土矿物含量较少,一般为10%左右。已有研究表明,陡山沱组页岩有机碳含量较高,TOC为1.5%~6%,有机质类型主要为I型, $R_o$ 为1.98%~2.25%,属于高—过成熟演化阶段,有利于页岩气的形成与富集<sup>[18-20]</sup>。

## 2 样品及实验方法

页岩样品来源于鄂西地区庙沟及青林口野外露头剖面,采集陡山沱组陡二段黑色富有机质页岩,对该页岩样品进行了有机碳、X射线衍射、扫描

电镜和氮气吸附等实验分析。

低温氮气吸脱附实验在全自动比表面积和孔隙度分析仪上进行。该仪器孔径测量范围为0.35~400nm,比表面积和孔体积最低可测至0.0005m<sup>2</sup>和0.0001cm<sup>3</sup>/g。实验前将所有样品置于100℃高温下烘干3h,除去样品中的水分和挥发性物质。以高纯度氮气为吸附质,在-195.8℃下升高压力至氮气的饱和蒸汽压 $P_o$ ( $P_o$ 约为0.101mPa),测定不同分压下吸附曲线,然后逐步降低压力,测定其对应的脱附曲线。

氩离子抛光—场发射扫描电镜实验采用Gatan 693 Ilion II 氩离子抛光仪和Quanta FEG450 场发射扫描电镜完成。实验前将样品切割成10mm×10mm×5mm块状,选定垂直于层理面为剖光面,使用精研一体机粗磨后,再置于抛光仪中精磨2~3h,最后采用Quanta FEG450 场发射扫描电镜进行精细观察。工作电压10KV,工作距离4~6mm,其最低分辨率可达1.2nm,放大倍数25~20000。

## 3 分析结果

### 3.1 矿物组成

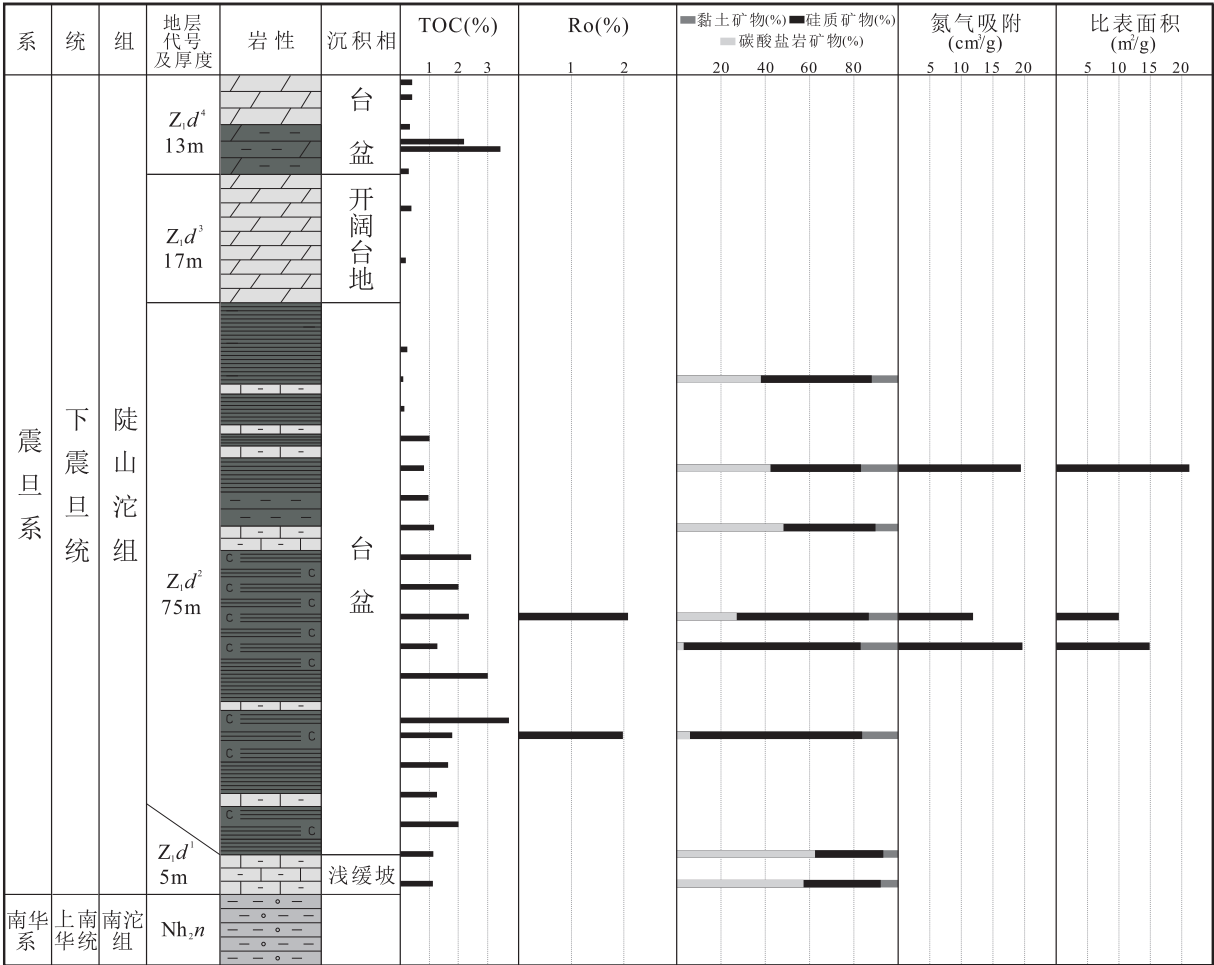


图 2 鄂西地区青林口剖面陡山沱组页岩气综合柱状图

Fig. 2 Composite column of the shale gas in the Doushantuo Formation, Qinglinkou section, western Hubei

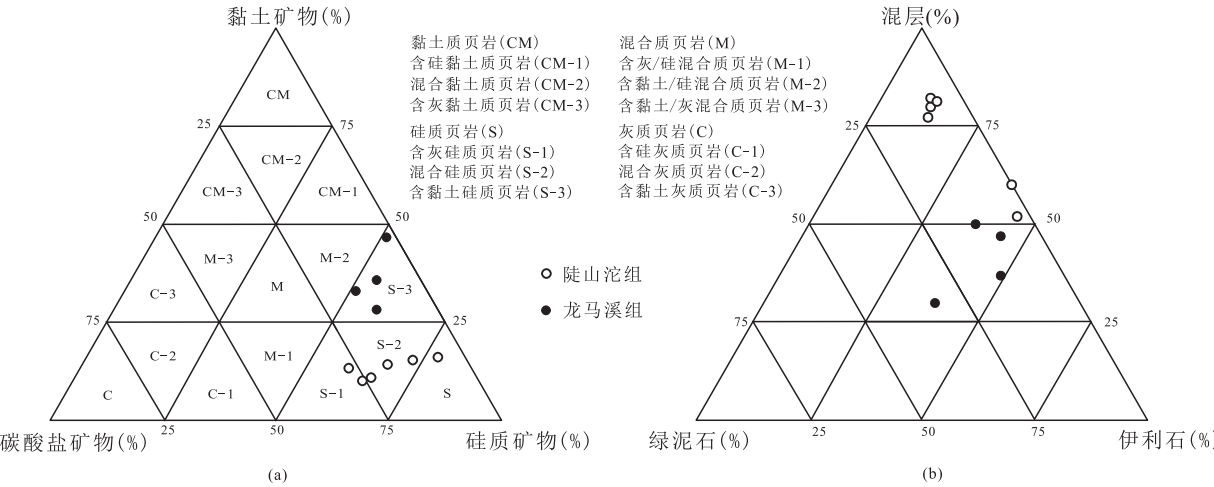


图 3 样品岩性组分(a)和黏土矿物组分(b)三端元图

Fig. 3 Ternary diagrams of the lithologic compositions (a) and clay mineral compositions (b) in the shale gas samples

本次陡山沱组页岩样品主要为硅质页岩(图3a),石英和长石含量较高,约为61.2%~75.1%,平均为64.4%;碳酸盐矿物含量为5.8%~25.6%,平均为17.7%;黏土矿物含量为9.5%~15.6%,平

均为12.6%(表1)。黏土矿物以伊蒙混层和绿蒙混层为主,含量占50%以上,含伊利石和少量绿泥石(图3b,表1)。

表1 陡山沱组和龙马溪组页岩矿物组成

Table 1 Mineral compositions in the shales from the Doushantuo and Longmaxi Formations

| 样品编号 | 石英<br>(%) | 长石<br>(%) | 碳酸盐矿物<br>(%) | 黄铁矿<br>(%) | 黏土矿物%  |                |        |
|------|-----------|-----------|--------------|------------|--------|----------------|--------|
|      |           |           |              |            | 绿泥石(%) | (C/S,I/S)混层(%) | 伊利石(%) |
| D1   | 58.7      | 2.5       | 21.7         | 6.9        | 0.82   | 8.16           | 1.22   |
| D2   | 57.9      | 3.3       | 24.6         | 4.7        | 0.67   | 7.79           | 1.05   |
| D3   | 53.9      | 9.6       | 11.4         | 5.9        | 0      | 8.1            | 5.4    |
| D4   | 55.6      | 13.9      | 17.1         | 4.5        | 0.44   | 7.59           | 6.57   |
| D5   | 48.5      | 7.5       | 25.6         | 5.9        | 1.25   | 9.63           | 1.63   |
| D6   | 64.9      | 10.2      | 5.8          | 3.5        | 0.94   | 12.64          | 2.03   |
| L1   | 38.7      | 9.2       | 2.1          | 6.2        | 6.1    | 16.2           | 21.5   |
| L2   | 37.9      | 11.2      | 15           | 4.3        | 10.1   | 9.5            | 12     |
| L3   | 46.9      | 4.6       | 9.2          | 5.7        | 4.4    | 16.8           | 12.4   |
| L4   | 48.7      | 7         | 13.1         | 4.3        | 2.5    | 12.6           | 11.8   |

### 3.2 有机地球化学特征

鄂西地区陡山沱组页岩 TOC 含量介于 0.81%~6%,平均 3.36%,高于四川盆地龙马溪组页岩(图4)。陡山沱组页岩 C 同位素介于-33‰~-32.5‰,平均为-32.8‰,主要为 I 型干酪根,少量 II<sub>1</sub>型。下古生界地层缺乏镜质体组分,本文采用沥青反射率和经验公式<sup>[21]</sup>计算陡山沱组页岩等效镜质体反射率 Ro 介于 1.98%~2.25%,处于高-过成熟演化阶段。

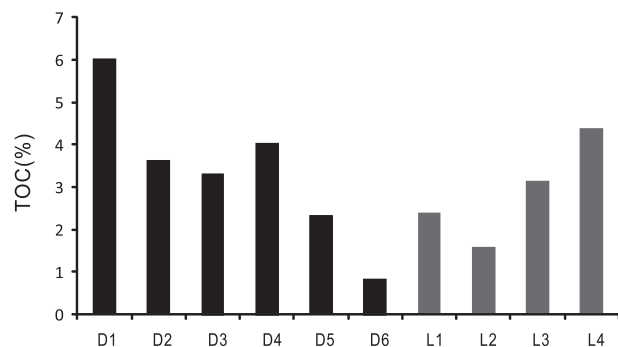


图4 陡山沱组(D1~D4)和龙马溪组(L1~L4)页岩有机质含量直方图

Fig.4 Histogram of the organic carbon contents in the shales from the Doushantuo (D1-D4) and Longmaxi (L1-L4) Formations

### 3.3 孔隙类型

陡山沱组页岩有机质较为发育,但大部分有机质内部未见明显孔隙(图5),少部分有机质内部可见近圆状或不规则多边形孔隙,孔径范围介于2.3~212nm,主要以3.6~67.4nm为主。有机质面孔率为2.54%~9.42%,平均为5.03%(图5c)。

无机孔主要为粒间孔、层间孔、晶间孔和溶蚀孔。其中粒间孔多以细长条状或不规则多边形存在于脆性矿物颗粒(石英、长石等)之间(图5j, 5k, 5l),孔径范围从纳米到微米不等。层间孔主要以狭缝状分布于黏土矿物内部(图5d),晶间孔以棱角状存在于黄铁矿颗粒间,孔径大小不一,介孔到大孔均可见。溶蚀孔多存在于脆性矿物颗粒内部,孔径相对较小,一般为20~90nm(图5f)。

微裂缝主要分布于刚性颗粒边缘和内部(图5h, 5i),缝壁平直,缝长为3~20μm,缝宽为30~500nm。少量微裂缝分布于有机质与碎屑颗粒之间(图5g),可能与有机质在热演化生烃过程中的脱水作用有关<sup>[22]</sup>。

### 3.4 孔隙结构

基于氮气吸附-脱附曲线可将页岩孔隙划分为H1、H2、H3、H4四种类型<sup>[23-24]</sup>。如图6a所示,陡山沱组页岩等温吸附曲线在形态上呈反“S”型,当相对压力较小( $P/P_0 < 0.4$ )时,吸附曲线上缓慢,



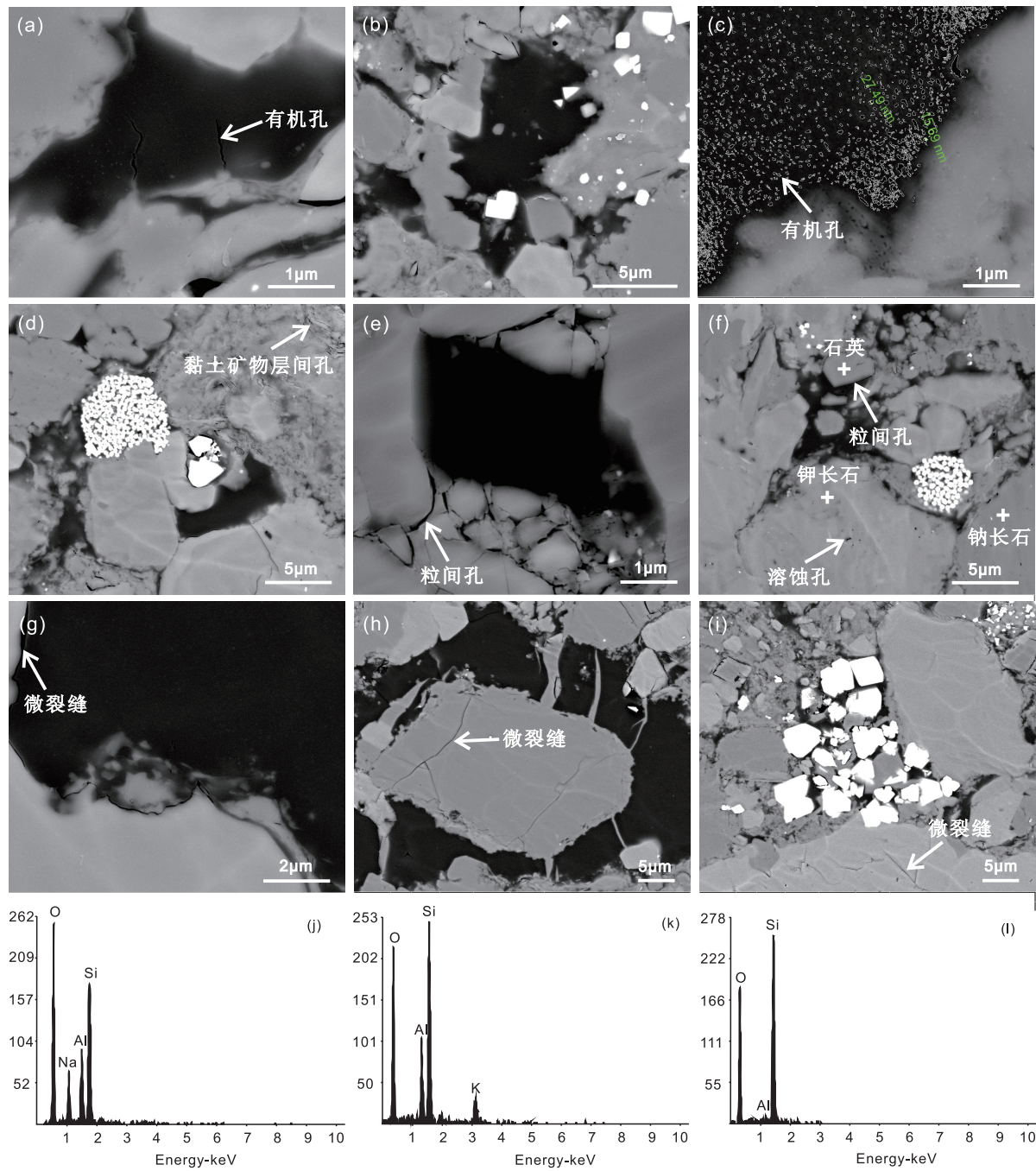


图5 鄂西地区陡山沱组孔隙特征

j. 钠长石能谱;k. 钾长石能谱;l. 石英能谱

Fig.5 Photomicrographs showing the pore structures in the Doushantuo Formation, western Hubei

表明页岩储层发育一定量的微孔。当相对压力约为0.5时,吸附曲线和脱附曲线分离,形成扁平的滞回环(H3型),表明页岩储层以层状狭缝形孔为主。当相对压力接近1时,吸附曲线急剧上升,未出现吸附饱和现象,表明页岩储层中存在一部分大孔<sup>[25-26]</sup>。

陡山沱组页岩孔径分布范围为1.1~284nm,峰值出现在1~1.5nm和2.5~10nm(图6b)。累计孔体积介于0.032~0.037ml/g,平均为0.034ml/g(图6b),微孔、介孔和大孔体积分别为0.005ml/g、0.023ml/g和0.006ml/g,以介孔和大孔为主,占总孔体积的84%(图7)。

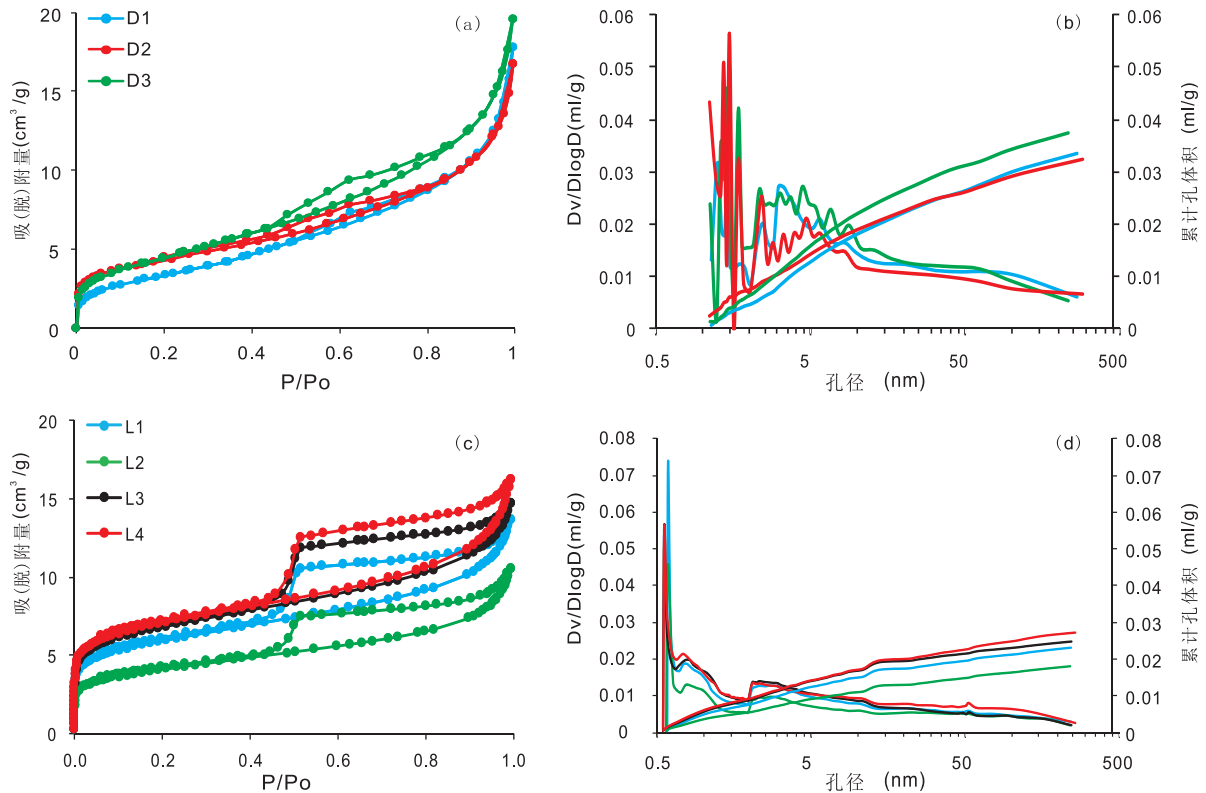


图6 陡山沱组(D1,D2,D4)和龙马溪组(L1,L2,L3,L4)页岩样品氮气吸附/脱附曲线(a,c)和孔容孔径分布曲线(b,d)

Fig. 6 Nitrogen adsorption/desorption curves for the shale samples from the Doushantuo (D1, D2, D4) and Longmaxi (L1-L4) Formations

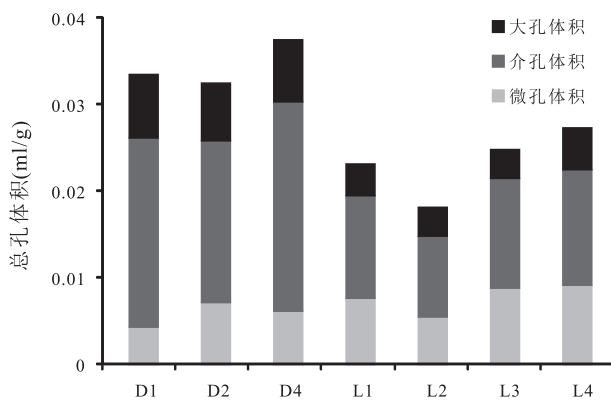


图7 陡山沱组(D1,D2,D4)和龙马溪组(L1,L2,L3,L4)页岩孔体积分布柱状图

Fig. 7 Histogram of the pore volumes in the shales from the Doushantuo (D1, D2, D4) and Longmaxi (L1-L4) Formations

## 4 讨论

### 4.1 陡山沱组页岩孔隙特征及其控制因素

有机孔隙发育程度的控制因素尚无统一定论<sup>[27]</sup>,在众多因素中热成熟度是影响页岩孔隙发育

演化的重要因素<sup>[28-29]</sup>。研究表明,有机质进入低-中成熟演化阶段( $R_o$ 为0.5%~1.2%)开始生成有机孔。孔隙多为微孔和介孔,并且随成熟度升高有机孔增加。高成熟演化( $R_o$ 为1.2%~2%)阶段生成大量液态烃,导致低-中熟阶段生成的有机孔被沥青质填充,有机孔减少。随后,过成熟演化阶段( $R_o$ 为2%~3.5%)干酪根和沥青进一步裂解产生干气,伴随有机孔大量发育<sup>[30-31]</sup>。本次研究陡山沱组页岩 $R_o$ 平均为1.98%,处于高成熟向过成熟转化阶段,此时原始干酪根和沥青质等有机质处于裂解生干气初期阶段,还未大量生成有机孔。因此,扫描电镜下很少观察到有机孔(图5c),且TOC与总孔体积无明显相关性(图8a)。

陡山沱组页岩脆性矿物含量较高,黏土矿物含量较低(图3),具有较强的抗压实能力,有利于粒间孔、粒内孔等无机孔的保存。镜下照片显示,陡山沱组页岩石英、黏土等矿物的粒间孔、层间孔较为发育(图5),长石、方解石等矿物颗粒内部发育溶蚀孔(图5f)。陡山沱组页岩滞回环为H3型(图6a),

孔隙类型以狭缝形为主,与无机孔形态相近。此外,在有机孔不发育的情况下,总孔体积较大(平均为0.034ml/g),硅质矿物和黏土矿物含量与页岩总孔体积呈正相关(图8e,8i),均表明无机孔提供了主要孔隙空间。

4.2 陡山沱组页岩勘探潜力

研究区陡山沱组页岩具有以下特征:岩石类型主要为钙质-硅质页岩,TOC介于0.81%~6%;Ro为1.88%~2.25%,处于高-过成熟阶段;有机质类型以I型干酪根为主;石英含量较高,平均为

56.6%。研究区陡山沱组页岩与四川盆地龙马溪组页岩地质条件相当(表2),具有良好的物质条件和生烃潜力<sup>[32-33]</sup>。此外,陡山沱组页岩总孔体积高于龙马溪组页岩(图7),具有良好的储集空间。翟刚毅等<sup>[34]</sup>在对威远古隆起、雪峰古隆起和汉南古隆起的研究基础上,提出“古老隆起边缘控藏模式”,认为古隆起周缘具有埋深适中、抬升较早和构造变形较弱等特点,有利于页岩气的富集和保存<sup>[35-36]</sup>。鄂西地区黄陵古隆起区地温梯度较低,周缘页岩热演化程度适中,是页岩气勘探的潜在有利区域。

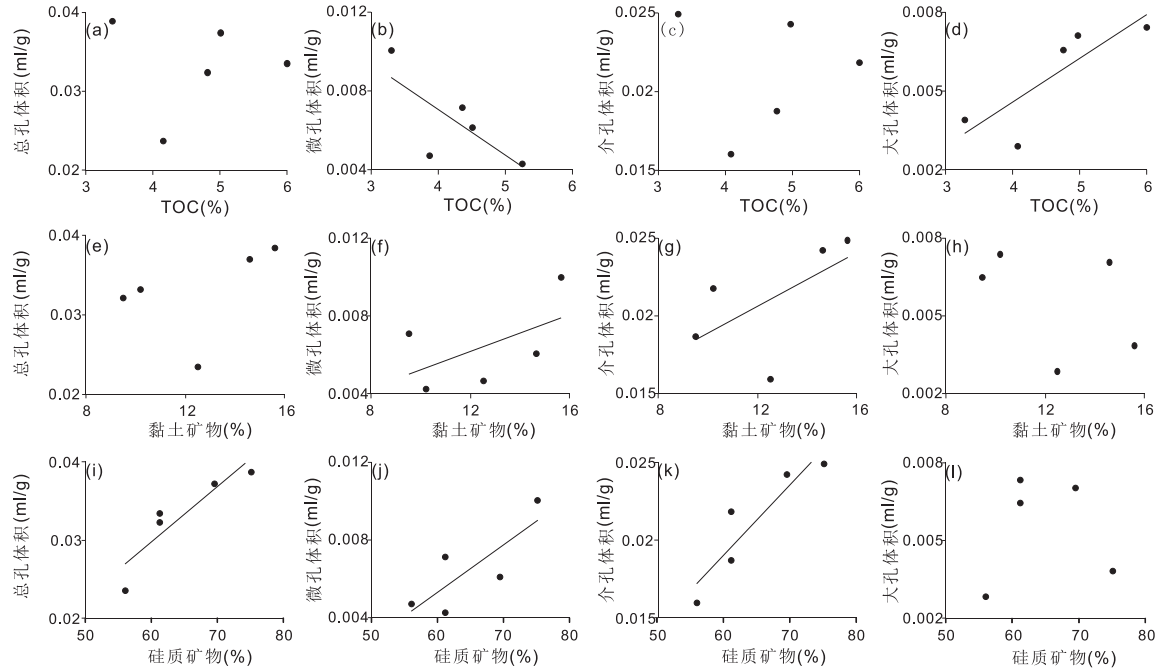


图8 陡山沱组页岩交会图

Fig. 8 Cross plot of the shales in the Doushantuo Formation

表2 鄂西地区陡山沱组与焦石坝地区龙马溪组页岩气藏储层比较

Table 2 Comparison of shale gas reservoirs in the Doushantuo Formation in western Hubei and Longmaxi Formations in the Jiaoshiba region, Sichuan Basin

| 主要评价指标 | 鄂西地区陡山沱组页岩                 | 焦石坝地区龙马溪组页岩                 |
|--------|----------------------------|-----------------------------|
| 主要岩性   | 碳质白云质页岩、硅质页岩、炭质页岩          | 硅质页岩、黏土质硅质页岩、炭质页岩           |
| 石英含量   | 55.6%~58.7%/56.6%          | 37.9%~48.7%/43.1%           |
| 黏土矿物含量 | 12%,以伊/蒙混层和混层向伊利石转化型矿物矿物存在 | 含量较多,平均值34%,多以混层向伊利石转化型矿物存在 |
| TOC含量  | 3.29%~6%/4.24%             | 1.56%~4.36%/2.9%            |
| Ro     | 1.58%~2.38%/1.98%          | 2.1%~3.11%/2.9%             |
| 干酪根类型  | I型为主                       | I型为主                        |
| 孔隙度    | 1.24%~3.86%(陈孝红等;2016)     | 2.2%~6.5%                   |

注:55.6%~58.7%/56.6%表示最小值~最大值/平均值



## 5 结论

(1) 陡山沱组页岩有机孔发育程度较低, 有机质面孔率为 5.03%, 无机孔提供主要储集空间。其中, 粒间孔多以细长条状或不规则多边形形状存在于脆性矿物颗粒之间, 孔径范围从纳米到微米不等; 层间孔主要以狭缝状分布于黏土矿物内部; 溶蚀孔多存在于脆性矿物颗粒内部, 孔径相对较小, 一般为 20~90nm。微裂缝主要分布于刚性颗粒边缘和内部, 缝长为 3~20 $\mu\text{m}$ , 缝宽为 30~500nm。

(2) 陡山沱组页岩吸附-脱附曲线呈反“S”型, 滞回环属 H3 型, 以狭缝形孔为主; 孔径分布范围为 1.1~284nm, 总孔体积介于 0.032~0.037ml/g, 平均为 0.034ml/g, 以介孔和大孔为主, 占总孔体积的 84%。

(3) 陡山沱组页岩有机孔发育程度较低, 且 TOC 与孔体积无明显相关性, 表明有机孔对孔体积贡献较小, 这主要与热成熟度有关。硅质和黏土矿物含量与页岩孔体积正相关性较好, 表明矿物组成是陡山沱组页岩孔隙发育的主要控制因素, 这主要由于脆性矿物含具有较强的抗压实能力, 有利于粒间孔、粒内孔等无机孔的保存。

(4) 鄂西地区陡山沱组页岩 TOC 含量较高, 以 I 型干酪根为主, 热演化程度适中, 脆性矿物含量较高, 总孔体积约为 0.034ml/g, 具备良好的物质基础和储集条件, 是潜在的页岩气勘探开发层系。

## 参考文献:

- [1] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11):1921-1938.
- [2] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7):15-18.
- [3] 郭彤楼. 中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3):317-326.
- [4] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6):641-653.
- [5] 姜振学, 唐相路, 李卓, 等. 中国典型海相和陆相页岩储层孔隙结构及含气性[M]. 北京: 科学出版社, 2018. 1-388.
- [6] Ross D J K, Bustin R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs [J]. Marine & Petroleum Geology, 2009, 26(6):916-927.
- [7] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J]. 煤炭学报, 2012, 37(3):438-444.
- [8] 魏祥峰, 刘若冰, 张廷山, 等. 页岩气储层微观孔隙结构特征及发育控制因素——以川南-黔北 XX 地区龙马溪组为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5):1048-1059.
- [9] 郭旭升, 李宇平, 刘若冰, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(6):9-16.
- [10] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6):689-701.
- [11] 姜振学, 唐相路, 李卓, 等. 川东南地区龙马溪组页岩孔隙结构全孔径表征及其对含气性的控制[J]. 地学前缘, 2016, 23(2):126-134.
- [12] 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. 石油学报, 2009, 30(4):484-491.
- [13] 王玉满, 董大忠, 李建忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J]. 石油学报, 2012, 33(4):551-561.
- [14] Furmann A, Mastalerz M, Bish D, et al. Porosity and pore size distribution in mudrocks from the Belle Fourche and Second White Specks Formations in Alberta, Canada [J]. AAPG Bulletin, 2016, 100:1265-1288.
- [15] 刘文平, 张成林, 高贵冬, 等. 四川盆地龙马溪组页岩孔隙度控制因素及演化规律[J]. 石油学报, 2017, 38(2):175-184.
- [16] 雍自权, 张旋, 邓海波, 等. 鄂西地区陡山沱组页岩段有机质富集的差异性[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2012, 39(6):567-574.
- [17] 彭波, 刘羽琛, 漆富成, 等. 鄂西地区陡山沱组页岩气成藏地质条件研究[J]. 地质论评, 2017, 63(5):1293-1306.
- [18] 陈明, 万方, 尹福光. 滇黔桂地区晚震旦世陡山沱期构造—层序岩相古地理[J]. 沉积与特提斯地质, 2001, 21(1):11-26.
- [19] 闫剑飞, 余谦, 刘伟, 等. 中上扬子地区下古生界页岩气资源前景分析[J]. 沉积与特提斯地质, 2010, 30(3):96-103.
- [20] 陈孝红, 张国涛, 胡亚. 鄂西宜昌地区埃迪卡拉系陡山沱组页岩沉积环境及其页岩气地质意义[J]. 华南地质与矿产, 2016, 32(2):106-116.
- [21] 丰国秀, 陈盛吉. 岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J]. 天然气工业, 1988, (3):7+30-35.
- [22] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6):1071-1098.
- [23] Rouquerol J, Sing K S W. Adsorption at the gas-solid and Liquid-Solid Interface [J]. Studies in Surface Science and Catalysis, 1982, 10:259-266.
- [24] Sing K S W. Characterization of Adsorbents [A] Adsorption: Science and Technology [C]. Netherlands Springer, 1989.
- [25] 郭为, 熊伟, 高树生, 等. 页岩气等温吸附/解吸特征[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2013, 44(7):2836-2840.
- [26] 杨峰, 宁正福, 张世栋, 等. 基于氮气吸附实验的页岩孔隙结构表征[J]. 天然气工业, 2013, 33(4):135-140.



- [27] Löhner S C, Baruch E T, Hall P A, et al. Is organic pore development in gas shales influenced by the primary porosity and structure of the rmally immature organic matter [J]? Organic Geochemistry, 2015, 87(3):119-132.
- [28] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4):475-499.
- [29] Romero-Sarmiento M F, Rouzaud J N, Bernard S, et al. Evolution of Barnett Shale organic carbon structure and nanostructure with increasing maturation [J]. Organic Geochemistry, 2014, 71:7-16.
- [30] Curtis M E, Cardott B J, Sondergeld C H, et al. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103(23):26-31.
- [31] 葛岩, 万欢, 黄志龙, 等. 页岩气储层微观孔隙结构影响因素及"三元"耦合控制作用[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(5):17-23.
- [32] 郭世钊, 郭建华, 刘辰生, 等. 黔北地区志留系下统龙马溪组页岩气成藏潜力[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2016, 47(6):1973-1980.
- [33] 秦明阳, 郭建华, 何红生, 等. 四川盆地外复杂构造区页岩气地质条件及含气性特征:以湘西北五峰组—龙马溪组为例[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2018, 49(8):1979-1990.
- [34] 翟刚毅, 包书景, 王玉芳, 等. 古隆起边缘成藏模式与湖北宜昌页岩气重大发现[J]. 地球学报, 2017, 38(4):441-447.
- [35] 徐祖新, 郭少斌. 中扬子地区震旦系陡山沱组页岩储层孔隙结构特征[J]. 现代地质, 2015(1):206-212.
- [36] 王玉芳, 翟刚毅, 包书景, 等. 鄂阳页1井陡山沱组页岩储层含气性及可压性评价[J]. 中国矿业, 2017, 26(6):166-172.

## Shale reservoirs in the Doushantuo Formation in western Hubei: Porosity and its controlling factors

QING Jiawei<sup>1,2</sup>, XU Shang<sup>1,2</sup>, PENG Bo<sup>3</sup>, LI Yixiao<sup>1,2</sup>, GOU Qiyang<sup>1,2</sup>, WANG Yuxuan<sup>1,2</sup>, LU Yangbo<sup>1,2</sup>, ZHANG Aihua<sup>1,2</sup>, CHENG Xuan<sup>1,2</sup>, GAO Mengtian<sup>1,2</sup>, LI Genbiao<sup>1,2</sup>

(1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, Wuhan 430074, Hubei, China; 2. School of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, Hubei, China; 3. Beijing Research Institute of Uranium Geology, Beijing 100029, China)

**Abstract:** The pore structures of shale reservoirs are considered as the basis for the evaluation of shale gas resources. In the light of organic carbon content, asphalt reflectance, X-ray diffraction analysis, field emission scanning electron microscopy (FE-SEM) analysis and low temperatures nitrogen absorption method, the present paper gives a detailed discussion of the compositions, pore structures and controlling factors of the shale reservoirs in the Doushantuo Formation in western Hubei. The Doushantuo Formation is mainly made up of siliceous and calcareous shales. The total organic carbon contents vary from 3.29% to 6%, indicating the I-type kerogen and high maturation-overmaturation stages of the source rocks. The organic pores in the shales from the Doushantuo Formation are less developed, and the inorganic pores have provided the main storage spaces, including intergranular pores, interlayer pores and partial solution openings within the brittle minerals and clay minerals, as well as a small amount of microfractures. On the whole, the pore diameters range between 1.1 nm and 284 nm, and micropores, mesopores and macropores have the volumes of 0.005, 0.023 and 0.006 ml/g, respectively, with an average of 0.034 ml/g. There is no significant correlation between the total organic carbon contents and pore volumes in the shales from the Doushantuo Formation, indicating that the organic pores contribute little to the pore volumes. On the contrary, the contents of siliceous and clay minerals are positively correlated with the pore volumes, indicating that the mineral compositions are the main controlling factors of pore development in the Doushantuo Formation. The shales in the Doushantuo Formation in western Hubei may be considered potentially prospective for shale gas because of good hydrocarbon generation conditions and shale gas storage spaces.

**Key words:** Doushantuo Formation; shale gas; reservoir; controlling factor; Huangling uplift