

引用格式:刘树根,叶玥豪,冉波,等.差异保存条件下页岩孔隙结构特征演化及其意义[J].油气藏评价与开发,2020,10(5):1-11.

LIU S G, YE Y H, RAN B, et al. Evolution and implications of shale pore structure characteristics under different preservation conditions[J].

Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 1-11.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.05.001

## 差异保存条件下页岩孔隙结构特征演化及其意义

刘树根<sup>1,2</sup>, 叶玥豪<sup>1</sup>, 冉波<sup>1</sup>, 姜磊<sup>3</sup>, 李智武<sup>1</sup>, 李金玺<sup>1</sup>, 宋金民<sup>1</sup>, 焦堃<sup>1</sup>, 李泽奇<sup>1</sup>, 李煜伟<sup>4</sup>

(1. 成都理工大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610059; 2. 西华大学, 四川 成都 610039;

3. 广东石油化工学院, 广东 茂名 525000; 4. 中国水利水电第七工程局有限公司, 四川 成都 611730)

**摘要:** 鉴于保存条件和页岩孔隙演化对页岩气勘探开发的重要性, 对页岩气保存条件和页岩孔隙结构演化之间关系的研究有着重要的科学意义和学术价值。通过氩离子抛光、扫描电镜和氮气吸附等方法对具有差异保存条件的黑色页岩开展孔隙结构特征和演化研究, 发现不同保存条件下黑色页岩孔隙结构存在较大差异。这种差异是在后期抬升过程中保存条件的差异所致, 具体表现在: ①保存条件好和保存条件差的黑色页岩无机孔均发育较少, 原始粒间孔绝大多数被生成的烃类充填, 两者之间无机孔隙特征基本相似; ②两者有机质孔差异较大, 保存条件较好的黑色页岩有机质孔孔径大, 形状多成圆状或气泡状。保存条件遭到破坏的黑色页岩有机质孔孔径相对较小或不发育、形状多样, 多成扁平状、多边形, 具有一定压扁变形的特征; ③保存条件好的黑色页岩孔隙体积和比表面积优于保存条件遭到破坏的黑色页岩; ④黑色页岩的孔隙演化受保存条件的影响, 孔隙在演化过程中, 页岩的岩相和成岩作用控制黑色岩原始孔隙形态和分布, 也决定有机质(油)分布形态, 有机质热演化(原油裂解)影响了有机质孔的存在, 而后期抬升改造过程中保存条件的好坏影响了孔隙结构(形态、大小、孔隙体积分布), 因此有机质孔的孔径大小、形状和孔隙度在一定程度上反映了富有机质页岩保存条件的优劣。

**关键词:** 龙马溪组; 页岩气; 保存条件; 孔隙结构; 孔隙演化

**中图分类号:** TE311

**文献标识码:** A

### Evolution and implications of shale pore structure characteristics under different preservation conditions

LIU Shugen<sup>1,2</sup>, YE Yuehao<sup>1</sup>, RAN Bo<sup>1</sup>, JIANG Lei<sup>3</sup>, LI Zhiwu<sup>1</sup>, LI Jinxi<sup>1</sup>, SONG Jinmin<sup>1</sup>, JIAO Kun<sup>1</sup>, LI Zeqi<sup>1</sup>, LI Yuwei<sup>4</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, CDUT, Chengdu, Sichuan 610059, China;

2. Xihua University, Chengdu, Sichuan 610039, China; 3. Guangdong University of Petrochemical Technology, Maoming,

Guangdong 525000, China; 4. Sinohydro Bureau 7CO., LTD, Chengdu, Sichuan 611730, China)

**Abstract:** Because of the importance of preservation conditions and shale pore evolution to shale gas exploration and development, it is of great scientific significance and academic value to study the relation between them. The pore structure characteristics and evolution of black shale with different preservation conditions have been studied by means such as argon ion polishing, scanning electron microscope and nitrogen adsorption, and it is found that the pore structure of black shale under different preservation conditions are significantly different. This difference is caused by the difference of preservation conditions in the late uplift process, which is manifested in the following aspects. First, inorganic pores in black shale with good or bad preservation conditions are both less developed, and most of the original intergranular pores are filled with generated hydrocarbons. The inorganic pore characteristics between them are basically similar. Second, the organic pores in black shale are of great difference under different preservation conditions. The diameter of shale organic pores is larger in good preservation conditions, which are in round or bubble

收稿日期:2020-06-10。

第一作者简介:刘树根(1964—),男,博士,教授,本刊编委,主要从事石油地质学与构造地质学的教学与科研工作。地址:四川省成都市成华区二仙桥东三段1号,邮政编码:610059。E-mail:lsg@cdut.edu.cn

基金项目:四川省科技厅应用基础研究项目“四川盆地深层海相页岩储层特征”(2018JY0437)。

shape. While the organic pores are relatively smaller in diameter or totally absent in poor preservation condition, which are in flat or irregular shape with the certain characteristics of flattening and deformation. Third, the pore volume and specific surface area of the black shale under good preservation conditions are better than that under poor conditions. Fourth, the porosity evolution of black shale is affected by preservation conditions. The original pore morphology and distribution are controlled by facies and diagenesis process, and so are the organic matter (oil) distribution form. Thermal evolution of organic matter (oil cracking) influences the existence of organic pores. Whereas, in the late uplifting process, the pore structures (shape, size, pore volume) are affected by the quality of the preservation condition. Therefore, the size, morphology and porosity of the shale organic pores reflect the preservation conditions of shale gas in some extent.

**Key words:** Longmaxi Formation shale gas, preservation conditions, pore structure, pore evolution

四川盆地及周缘页岩气勘探实践发现不同的页岩气田具有不同的富集高产模式。川南长宁威远地区五峰组—龙马溪组页岩气主要为“连续型”富集模式,属盆地内大型凹陷斜坡或构造斜坡区,具有含气页岩面积大、稳定、连续分布的特点<sup>[1-2]</sup>。而焦石坝页岩气田地处四川盆地东南缘与湘鄂渝高陡褶皱带过渡区,具复杂多期构造和页岩层系高演化地质背景下“阶梯运移、背斜汇聚、断—滑控缝、箱状成藏”高产富集模式<sup>[3-5]</sup>。四川盆地及周缘复杂构造区龙马溪组页岩气具有“二元富集”成藏特征。优质黑色页岩是页岩气发育的物质基础,保存条件良好是页岩气富集的关键因素<sup>[6-12]</sup>。研究者从不同外部条件的变化对页岩气保存条件的影响进行了以下研究:①深埋藏与抬升剥蚀引起页岩产气层段物性参数、温度、压力和含气性等因素的变化,对页岩保存条件和页岩气富集机理具有重要影响<sup>[13-15]</sup>;②不同时期、不同构造强度的构造运动造成地层褶皱、破裂、剥蚀,并形成不同的构造样式,造成页岩纵、横向渗流和扩散作用的差异,从而造成不同地区保存条件的差异<sup>[15]</sup>;③构造改造弱的构造样式对页岩气保存最为有效,而构造改造强的构造样式对页岩气保存不利<sup>[7,15-17]</sup>。部分学者在对页岩气保存条件研究过程中提出了断层密度、裂缝间距、破裂指数、剥蚀指数、倾角指数、变形指数、海拔指数、古流体活动和压力系数等一些定量评价指标<sup>[10,18-20]</sup>。页岩具有自封闭性,自封闭性破坏导致页岩产层中压力和含气性等因素的变化,也势必会引起页岩的孔缝结构、形态的变化。目前针对保存条件的评价过程中缺少以页岩本身作为研究对象,建立保存条件与黑色页岩孔隙结构特征演化之间的关系对页岩气保存条件的研究和页岩孔隙结构演化有着重要的科学意义和勘探实践价值。

为此,选取相同构造、不同保存条件下五峰—龙

马溪组黑色页岩作为研究对象,开展黑色页岩孔隙类型、孔隙结构特征(孔隙大小、形态和孔径分布)的表征与对比研究,揭示差异保存条件下黑色页岩孔隙结构的差异,进而探讨保存条件对孔隙结构演化的影响。

## 1 样品与方法

### 1.1 样品信息

为考虑保存条件单一因素对孔隙结构的影响,剔除页岩岩相、有机质丰度、埋藏演化等其他因素的影响,选取焦石坝及邻区均处于深水陆棚相沉积<sup>[2,4-6]</sup>的五峰—龙马溪组黑色页岩作为研究对象(图1a)。但黑色页岩具有不同保存条件,其中JY4井位于焦石坝气田的核心地区,构造稳定,远离断层,岩心完整,压力系数1.56,测试产能 $26 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,保存条件好;B201井位于焦石坝外围东北角,离断层较近,地层变形较强,岩心破碎,裂缝发育,压力系数1.1,未见工业产能,保存条件差(图1b、图2)。样品基本信息见表1。

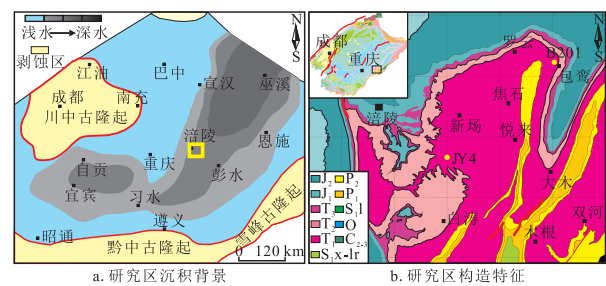


图1 研究井位置

Fig. 1 Location of study wells

### 1.2 研究方法

观察孔隙结构所用的仪器为Quanta250FEG扫描电子显微镜和Oxford INCAxmax20能谱仪,分辨率

表1 样品基本信息  
Table 1 Basic information of samples

钻井	层位	岩性	埋藏深度/m	TOC/%	石英/%	黏土矿物/%	碳酸盐/%
JY4-1	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 595.0	5.12	35.6	46.2	6.3
JY4-2	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 592.0	3.85	69.5	23.2	4.0
JY4-3	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 586.0	4.58	64.2	22.0	5.1
JY4-4	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 581.0	3.68	50.2	28.2	7.9
JY4-5	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 575.0	4.21	47.9	27.2	12.1
JY4-6	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	钙质页岩	2 569.0	2.63	31.0	25.4	32.0
JY4-7	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 564.0	3.91	43.7	38.5	6.5
B201-2B	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 053.7	2.82	71.0	17.0	8.0
B201-3B	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 052.5	3.70	64.0	23.0	6.0
B201-4B	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 050.3	4.72	60.0	27.0	4.0
B201-10B	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 046.2	3.16	51.0	31.0	6.0
B201-11B	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 042.8	2.95	50.0	33.0	7.0
B201-14B	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 037.9	2.44	42.0	39.0	8.0
B201-17B	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 032.4	2.64	43.0	37.0	8.0
B201-20B	O <sub>3</sub> W-S <sub>1</sub> l	硅质页岩	2 027.4	2.55	36.0	44.0	7.0

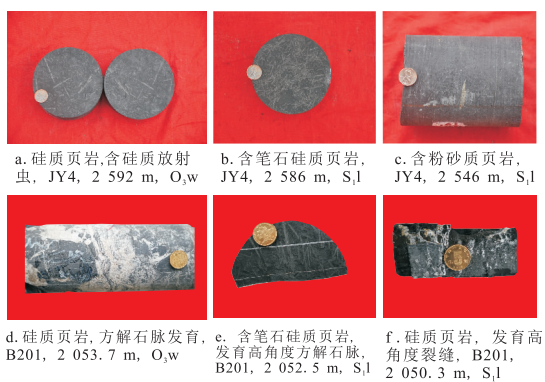


图2 五峰—龙马溪组岩心特征

Fig. 2 Core characteristics of Wufeng-Longmaxi Formation

为二次电子成像,高真空模式为1.2 nm,低真空模式为1.4 nm,ESEMTM环境真空模式为1.4 nm,样品室真空度小于600~4 000 Pa。

低温氮气吸附法实验利用美国 Quatachrome 公司 QUADRASORB SI 型表面积和孔径分析仪,在交流电压 100~240 V,频率 50/60 Hz 条件,纯度 99.999% 氮气在 77 K(-196.15 °C)和不同压力下,对页岩样品进行低温氮气吸附试验获取等温曲线,利用 BET、QSDFT 模型获取岩石样品的孔隙结构和比表面积,执行国家标准 GB/T 19587—2004《气体吸附 BET 法测定固态物质比表面积》。该次测试在成都理工大学油气藏国家重点实验室完成。

国外学者对微孔隙做了较为全面的研究,1970 年之前人们就开始利用电子显微镜对岩石孔隙进行观察。CHOQUETTE 和 PRAY(1970)在对碳酸盐岩

研究过程中最早对孔隙进行了分类:4~256 nm 为大孔、0.062 5~4 nm 为介孔、1~62.5 nm 为微孔、1~1000 nm 为纳米孔、<1 nm 为皮孔<sup>[21]</sup>。LOUCKS 等(2009)在对 Barnett 页岩孔隙研究中认为页岩储层也常发育微孔(孔隙直径 $\geq 0.75 \mu\text{m}$ )和纳米孔(孔隙直径<0.75  $\mu\text{m}$ )两种尺度孔隙<sup>[22]</sup>。冉波等(2013)针对四川盆地五峰组—龙马溪组黑色页岩提出微孔( $\leq 10 \text{ nm}$ )、介孔(10~1 000 nm)和宏孔( $\geq 1 000 \text{ nm}$ )的分类<sup>[23]</sup>。国际化学学会 ROUQUEROL 等(1994)对孔隙按大小进行了重新分类:>50 nm 为大孔、2~50 nm 为介孔、<2 nm 为微孔,该分类也是在页岩孔隙结构研究中应用较多的分类<sup>[24]</sup>。为了反映不同保存条件下五峰—龙马溪组黑色页岩孔隙结构的微小变化,对国际化学学会的分类细化:>50 nm 为宏孔、2~50 nm 为介孔、5~50 nm 为大介孔、2~5 nm 为小介孔、<2 nm 为微孔(图3)。

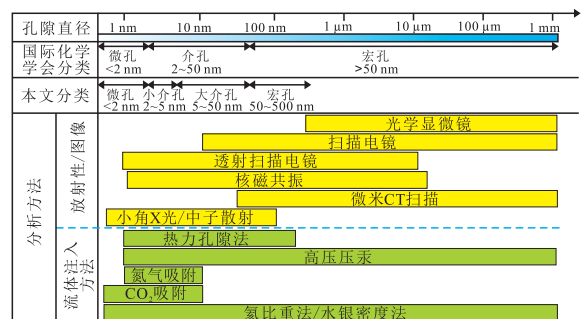


图3 孔径分类标准及常用孔隙评价方法<sup>[24-25]</sup>

Fig. 3 Pore size classification standard and common evaluation method

## 2 孔隙结构特征

### 2.1 孔隙类型

#### 2.1.1 无机孔隙特征

通过扫描电镜观察,五峰—龙马溪组黑色页岩无机孔主要包含粒间孔、粒内孔、裂缝。

##### 1) 粒间孔

JY4井五峰—龙马溪组黑色页岩粒间孔主要由石英、长石、黏土矿物和少量碳酸盐颗粒支撑形成。早期碎屑颗粒之间的粒间孔几乎完全被有机质或沥青充填(图4a),现在观察到的粒间孔主要为连通性差、相对孤立的粒间孔隙,孔径一般在几十到几百纳米之间,主要呈颗粒之间支撑的三角状、不规则状(图4a、图4b)。B201井五峰—龙马溪组黑色页岩粒间孔主要由石英碎屑颗粒之间的相互支撑形成。但页岩还含少量碳酸盐矿物和黏土矿物,在碳酸盐矿物的边缘也会形成一些粒间孔,孔径较小(图4e);片状黏土矿物之间相互支撑也会形成粒间孔,孔隙形态多为扁平状或长条状(图4d)。总体粒间孔孔径一般在几十到几百纳米之间,呈不规则状、椭圆状和扁平状(图4d、图4e)。

##### 2) 粒内孔

JY4井五峰—龙马溪组黑色页岩粒内孔主要存在于碳酸盐矿物、长石颗粒、黄铁矿和磷灰石颗粒内部,其他矿物少见(图4c)。粒内孔存在的差异性主要由矿物的基本性质决定。溶蚀作用是粒内孔的主

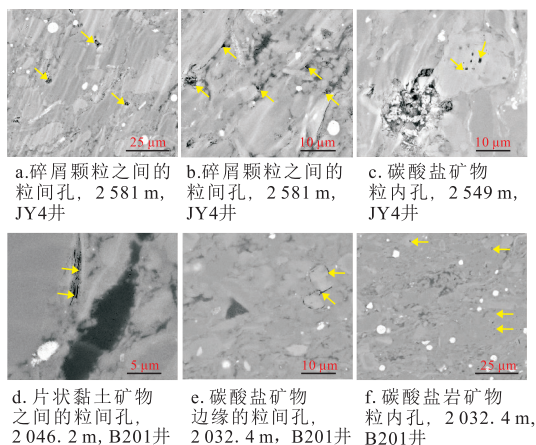


图4 五峰—龙马溪组黑色页岩无机孔隙特征  
Fig. 4 Inorganic pore characteristics of black shale in Wufeng-Longmaxi Formation

要成因,因此,矿物越容易溶蚀,其粒内孔越发育。粒内孔的发育还与页岩的成岩环境相关。B201井五峰—龙马溪组黑色页岩粒内孔主要存在于碳酸盐矿物、长石和黏土矿物颗粒内部,其他矿物少见。溶蚀形成粒内孔,孔隙形状以圆状或椭球状为主,孔径在几十到几百纳米之间(图4f)。该类型的粒内孔相对独立,相互之间不连通。总之,黏土矿物在转化、溶蚀和压实过程中也会形成粒内孔,孔隙一般为扁平状,孔径在几十纳米左右(图4c、图4f)。

通过对两口井黑色页岩无机孔进行对比发现,黑色页岩中粒间孔和粒内孔的孔隙特征基本相似。粒间孔和粒内孔总体发育较少,原始粒间孔大多被生成的烃类充填。两口井具有相似的演化过程,因此,黑色页岩中有机质富集状态也具有相似性(图5)。

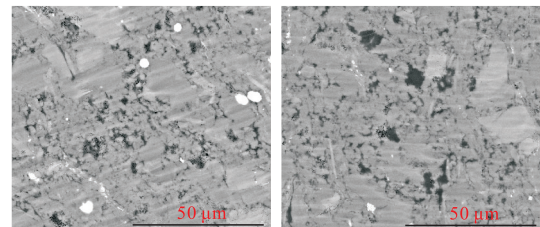


图5 差异保存条件下五峰—龙马溪组黑色页岩有机质特征  
a.保存条件良好页岩中有机质富存状态, JY4井, S,1  
b.保存条件破坏的页岩中有机质富存状态, B201井, S,1

图5 差异保存条件下五峰—龙马溪组黑色页岩有机质特征

Fig. 5 Organic matter characteristics of black shale in Wufeng-Longmaxi Formation under different preservation conditions

#### 2.1.2 有机质孔隙特征

JY4井和B201井五峰—龙马溪组黑色页岩中有机质的存在状态主要有3种类型:①有机质充填于裂缝,呈长条状(图6a、图6d);②有机质充填于碎屑颗粒间的粒间孔中(图5);③有机质呈团块状颗粒的形式赋存于页岩中。页岩中的有机质伴随埋深增加及温度升高达到成熟,有机质孔隙多见于生气窗( $R_o > 1.2\%$ )阶段,有机质生烃过程中会形成有机质孔<sup>[26-30]</sup>。未成熟阶段有机质可能不存在有机质孔,CURTIS等(2012)在对Woodford页岩进行研究过程中发现, $R_o < 0.9\%$ 的页岩未发现有机质孔<sup>[31]</sup>。伴随深度的加深,当温度达到170℃,有机质页岩早期生成的油也裂解生成沥青从而形成有机质孔<sup>[29]</sup>。焦石坝地区五峰—龙马溪组黑色页岩有机质成熟度( $R_o$ )为2.2%~3.13%,已经达到过成熟阶段<sup>[4,6,15,32-34]</sup>,干酪

根以 I 型为主<sup>[3-6,35-36]</sup>,在五峰—龙马溪组黑色页岩中的有机质或沥青具备形成有机质孔的条件。JY4 井五峰—龙马溪组黑页岩中少部分有机质不含孔隙或孔隙较小,大部分有机质富含孔隙,有机质孔的形态呈圆状或气泡状,在有机质中呈蜂窝状(图 6b),孔隙数量众多,孔径在几百纳米左右。该类型有机质孔隙为有机质热成熟度升高热解生烃或油裂解而形成,呈圆状或气泡状,但在有机质边缘有少部分孔隙受到应力的挤压变得扁平(图 6c)。对 B201 井五

峰—龙马溪组黑页岩进行扫描电镜观察发现,大部分有机质不含孔隙或有机质孔非常小,孔径在几到几十纳米,孔隙形态多呈扁平椭圆状和多边形,少数呈椭圆状(图 6e、图 6f),有机质孔隙为有机质热成熟度升高热解生烃形成。

通过对比发现,JY4 井的黑色页岩有机质孔孔径大,数量相对较少(图 6b);B201 井的黑色页岩有机质孔不发育或孔径较小(图 6f)。

### 2.2 氮气吸附孔隙结构特征

通过氮气吸附试验获得 JY4 井和 B201 井五峰—龙马溪组黑色页岩在不同压力下的吸附量,均得到回滞曲线的等温线。采用 QSDFT 模型法对 JY4 和 B201 井的孔隙结构进行分析,其孔隙结构具有相似性,介孔的峰值远高于微孔,介孔的峰值均大于  $0.015 \text{ cm}^3/(\text{nm} \cdot \text{g})$ ,曲线峰值对应的孔径分别为  $0.852 \text{ nm}$  和  $3.385 \text{ nm}$ (图 7)。

JY4 井五峰—龙马溪组黑色页岩 QSDFT 孔隙体积为  $0.0125 \sim 0.0237 \text{ cm}^3/\text{g}$ (图 8a),平均值为  $0.0178 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。BET 比表面积在  $12.69 \sim 22.94 \text{ m}^2/\text{g}$  之间,平均值为  $18.51 \text{ m}^2/\text{g}$ (图 8b)。微孔、小介孔、大介孔体积和比表面积分布图显示,黑色页岩的孔隙体积主要由介孔和微孔体积组成,介孔体积占总孔隙

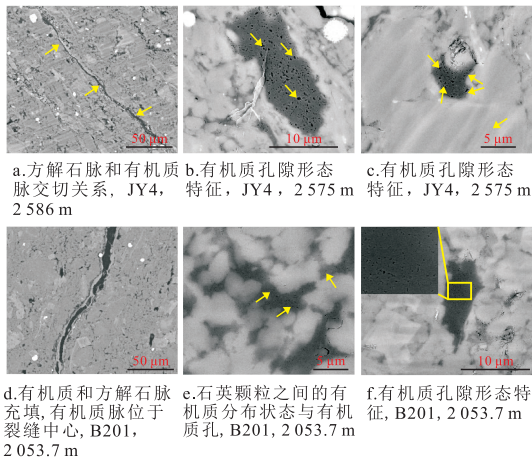


图 6 五峰—龙马溪组黑色页岩有机质孔隙特征  
Fig. 6 Organic pore characteristics of black shale in Wufeng-Longmaxi Formation

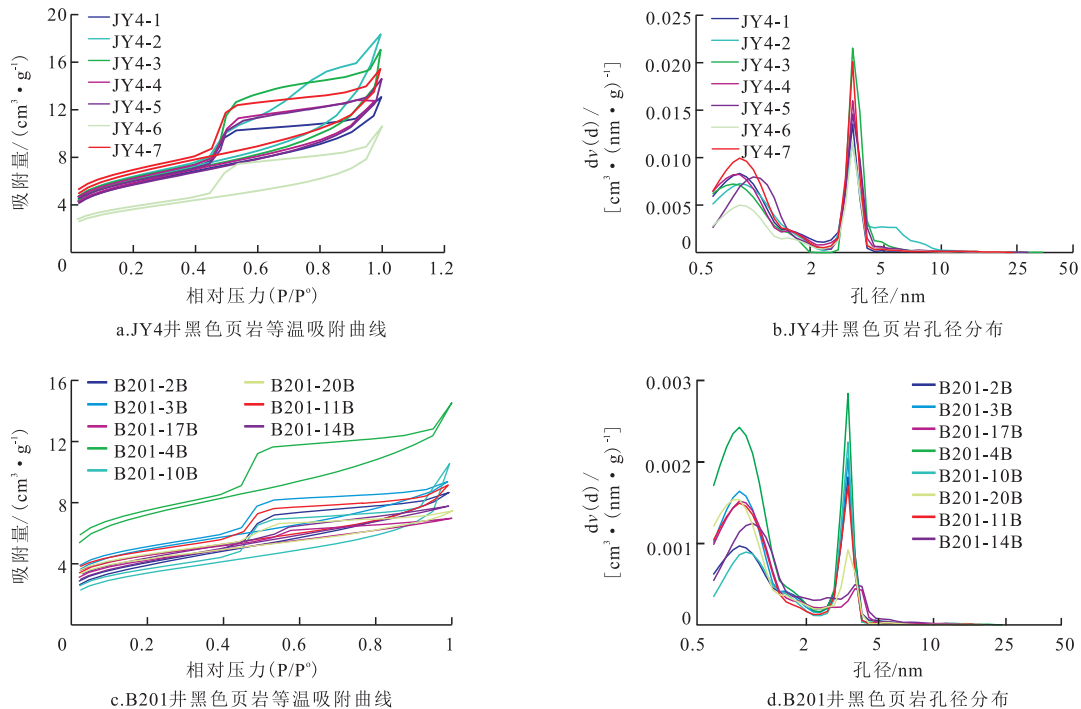


图 7 五峰—龙马溪组黑色页岩吸附等温线和孔径分布

Fig. 7 Adsorption isotherm and pore diameter distribution of black shale in Wufeng-Longmaxi Formation

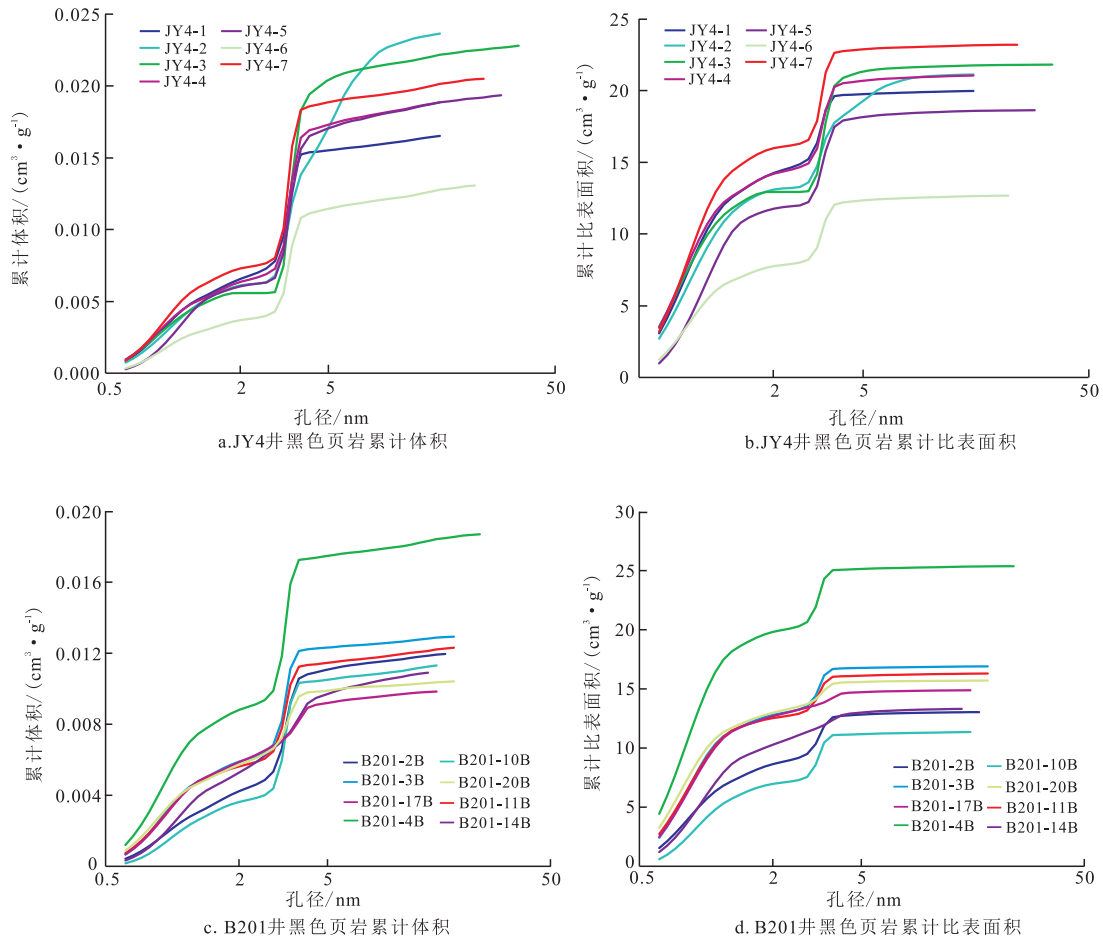


图8 五峰—龙马溪组黑色页岩累计孔体积和比表面积

Fig. 8 Cumulative pore volume and specific surface area of black shale in Wufeng-Longmaxi Formation

的65%以上,微孔的比表面积占总比表面积超过60%(图9),黑色页岩介孔比微孔发育,介孔所占比例远超微孔所占比例。

B201井五峰—龙马溪组黑色页岩QSDFT孔体积为 $0.006 \sim 0.019 \text{ cm}^3/\text{g}$ (图8c),平均值为 $0.011 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。BET比表面积在 $7.92 \sim 24.62 \text{ m}^2/\text{g}$ 之间,平均值为 $13.91 \text{ m}^2/\text{g}$ (图8d)。微孔、小介孔、大介孔体积和比表面积分布显示,黑色页岩的孔隙体积主要由介孔和微孔体积组成,占总孔隙的80%以上,微孔和小介孔所占孔隙体积比例相当,部分样品小介孔的孔隙体积大于微孔,少数样品的微孔体积大于小介孔体积。微孔的比表面积占主导,大于其他孔隙比表面积,占总比表面积60%以上(图9)。

通过对黑色页岩氮气等温线进行对比发现保存条件好的井(JY4)黑色页岩氮气吸附量大,形成的回滞环大,等温吸附与滞留曲线分别属于 $\text{II}_s$ 型等温线和 $\text{H}_2$ 型回滞曲线特征,对应墨水瓶型孔隙。保存条

件遭到破坏的井(B201)黑色页岩氮气吸附量小,且起始吸附量和最大吸附量之间的差值小,等温吸附

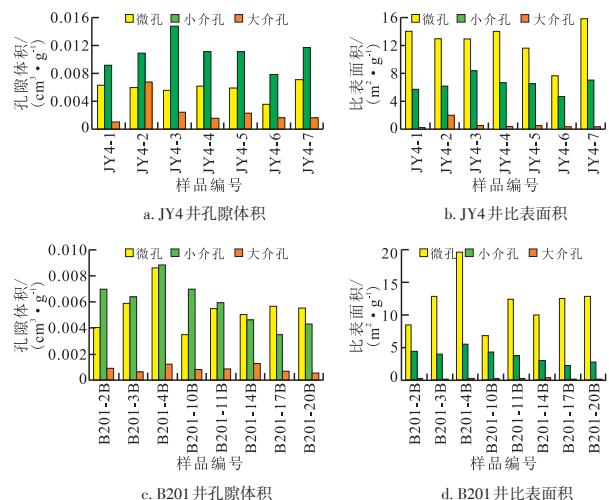


图9 五峰—龙马溪组黑色页岩孔隙体积和比表面积分布

Fig. 9 Distribution of pore volume and specific surface area of black shale in Wufeng-Longmaxi Formation

与滞留曲线分别属于 II<sub>h</sub>型等温线和 H<sub>2</sub>-H<sub>3</sub>型回滞曲线特征,对应墨水瓶型孔—片状矿物堆积形成的槽状孔(图10)。

采用 QSDFT 模型法获得页岩微观孔径分布特征,通过比较发现保存条件好的井黑色页岩孔隙体积和比表面积比保存条件遭到破坏的井大。保存条件好的井黑色页岩介孔的孔隙体积和比表面积远大于保存条件差的井,但黑色页岩微孔的孔隙体积和比表面积相当。总之,保存条件好的井(JY4)黑色页岩的孔隙体积和孔隙大小比保存条件差的井(B201)大(图10)。

### 3 保存条件对孔隙结构特征的影响

有机质孔是由成熟的干酪根生烃或当埋藏温度达到 170 °C时液态烃类受热裂解而形成,有机质孔的形成和演化受盆地的热演化、有机质类型、有机质丰度、沥青状态和刚性颗粒支撑等控制<sup>[26-30,37]</sup>。而无机孔主要受页岩矿物类型、压实作用、溶蚀作用、埋藏胶结作用、构造变形等因素控制<sup>[37-42]</sup>。总之,黑色页岩孔隙结构主要受沉积环境、矿物成分、有机质类型、成岩作用和热演化过程等因素的影响<sup>[43-46]</sup>。

JY4 和 B201 井同处一个构造且具有相同基础地质条件,都处于深水陆棚相沉积环境,下部黑色页岩

的有机质含量均在 2 %以上(大多集中在 3 %左右),两口井的脆性矿物含量多介于 40 %~70 %(表1),有机质类型均为 I 和 II<sub>1</sub>,热演化均达到过成熟阶段<sup>[4-6]</sup>,具有相似的地质演化过程。但 JY4 井有机质孔的孔径、孔隙体积和比表面积都比 B201 井大,并且 JY4 井页岩孔隙形状多呈圆状或气泡状(更接近形成初期的形态),而 B201 井页岩孔隙形态多呈扁平椭圆状、椭圆状、多边形,显示出了较大的孔隙结构特征差异。

这种孔隙结构特征的差异可由深埋藏和构造抬升过程的差异所致。在深埋藏过程中,页岩上覆地层载荷压力不断增加(孔隙压力也可能不断增加),当页岩所受有效压力(上覆载荷压力与孔隙压力之差绝对值)大于岩石强度时,孔隙被压扁,结构发生变化(有机质孔孔径减小、孔隙体积降低)。当页岩所受有效压力小于岩石强度时,孔隙未被压扁,结构未发生变形。由前文所述,JY4 和 B201 井五峰—龙马溪组所经历的埋藏热演化过程相似,两者孔隙结构特征差异不是由埋藏过程所致。在抬升过程中,页岩上覆载荷压力不断减少(孔隙压力也可能减少)。在稳定地区,区域整体抬升页岩保存条件未被破坏,上覆载荷降低,流体压力维持好且压力系数大,页岩所受有效压力(上覆载荷压力与孔隙压力之差绝对值)小于岩石强度时,孔隙未

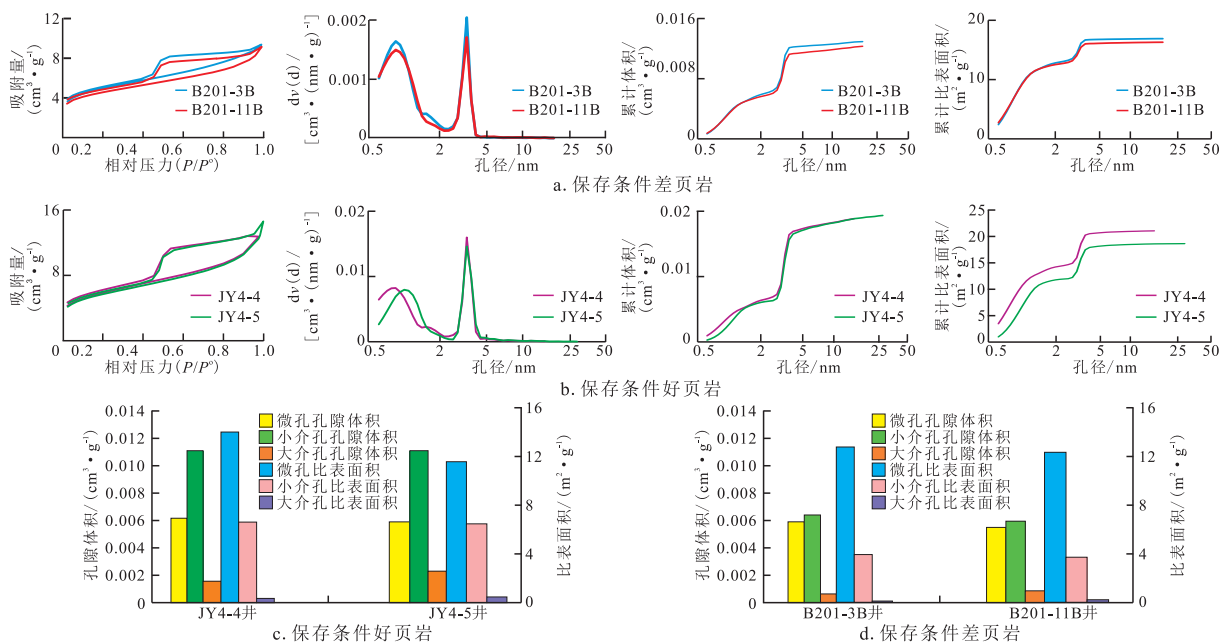


图10 不同保存条件五峰—龙马溪组黑色页岩孔隙结构差异

Fig. 10 Pore structure differences of black shale in Wufeng-Longmaxi Formation under different preservation conditions

被压扁,结构未发生变化(有机质孔孔径、形态等更接近于初始形成状态),天然气测试产量高,JY4井五峰—龙马溪组属于此种状况。在构造活动地区,抬升幅度大,上覆载荷降低,页岩微裂缝发育且破碎,页岩保存条件遭受破坏,流体压力释放,压力系数变小,页岩所受有效压力(上覆载荷压力与孔隙压力之差绝对值)大于岩石强度时,孔隙被压扁,结构发生变化(有机质孔孔径减小、孔隙体积降低),天然气发生散失,天然气测试产量低,B201井龙马溪组属于此种状况。因此,页岩保存条件对孔隙结构(孔隙的大小、形状和体积)的保持有较大的控制作用(图11)。

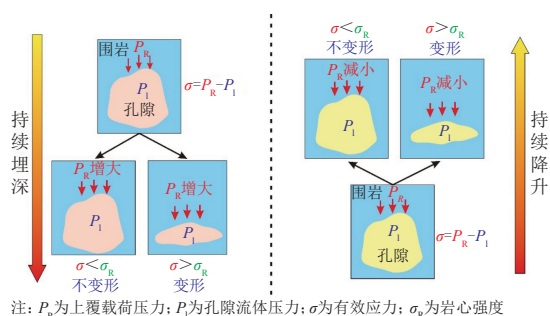


图11 页岩孔隙结构特征与孔隙压力相关

Fig. 11 Correlation of pore structure characteristics and pore pressure in shale

#### 4 孔隙结构特征差异的演化过程

四川盆地及周缘的上扬子地区经历多旋回演化和多期构造的叠加,使其五峰—龙马溪组黑色富有机质页岩均经历了深埋藏、强隆升<sup>[15,15,47]</sup>,页岩孔隙也经历了复杂的演化过程(图12)。B201井和JY4井同处于焦石坝构造,经历了同样的深埋藏和强隆升,但隆升过程中的构造变形差异导致了保存条件的差异<sup>[21]</sup>。

B201井和JY4井富有机质页岩沉积之后,主要由松散的石英、长石、碳酸盐、黏土矿物、沉积有机质(干酪根)、大量的基质石英等组成(图12a),随着压实作用和胶结作用的进行,孔隙减少。在早成岩阶段温度相对较低,硅质难于溶解,因此,硅质胶结作用较弱,而黏土和碳酸盐虽然胶结作用较强,但是含量少,所以在粉晶石英颗粒之间保留了大量的粒间孔(图12b),这些丰富的原始粒间孔决定了干酪根成熟后运移有机质(原油)的形态和分布(图12c),这些运移有机质

和干酪根共同决定了有机质孔的分布(图12d)。

在成岩作用晚期干酪根热演化和油裂解形成大量有机质孔(图12e),在后期的抬升过程中受到强烈的构造作用页岩气保存条件破坏(B201),有机质裂解过程中形成的异常高压沿裂隙释放,有机质孔隙受到的有效应力增加,导致有机质孔孔径减小、孔隙体积降低(图12j)。

当黑色页岩在抬升过程中未受到后期强烈的构造改造,页岩气保存条件良好(JY4),有机质裂解过程中形成的异常高压得以保持,加之在抬升过程中上覆地层剥蚀,有机质孔中的烃类气体压力系数进一步增大,气体膨胀,有机质孔变大(图12f)。若在抬升剥蚀过程中烃类气体压力系数进一步增大致使页岩形成微裂缝释放部分压力,如果孔隙流体压力、上覆岩层压力和岩石强度三者之间保持平衡状态,有机质孔保持原有圆—椭圆状状态(图12h)。如果孔隙流体压力、上覆岩层压力和岩石强度三者之间平衡状态被打破,孔隙受到的有效应力增加,大的有机质孔受应力变得扁平、弯曲(图12i)。马新华等(2020)对川南地区五峰—龙马溪组研究也发现高压系数高的有机质孔径更大<sup>[48]</sup>。因此,有机质孔的大小、形状和孔隙度在一定程度上反映了页岩初始高压的保存条件,油裂解过程中形成的初始高压释放得越早,有机质孔孔径越小、孔隙度越低;油裂解过程中形成的初始高压释放得越晚,有机质孔孔径越大、孔隙度越高。因此,有机质孔的孔径大小、形状和孔隙度在一定程度上反映了富有机质页岩的保存条件。

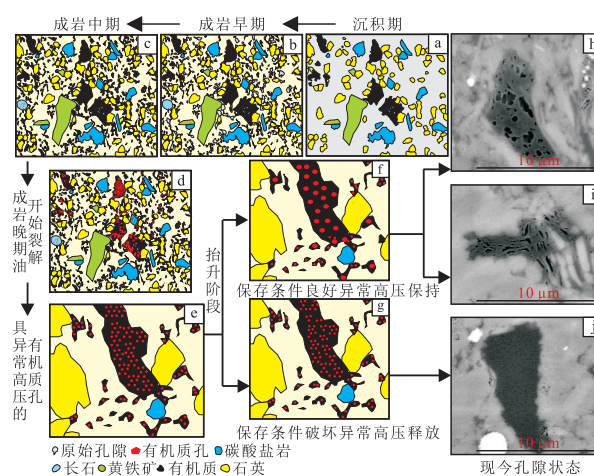


图12 差异保存条件下孔隙结构特征差异的演化过程

Fig. 12 Evolution process of pore structure characteristics under different preservation conditions

## 5 结论

通过氩离子抛光、扫描电镜和氮气吸附等方法对具有差异保存条件的黑色页岩开展孔隙结构特征和演化研究,取得以下认识:

1) 保存条件好的黑色页岩和保存条件差的黑色页岩无机孔隙特征基本相似,无机孔发育均较少,原始粒间孔绝大多数被生成的烃类充填。

2) 在保存条件较好的井黑色页岩有机质孔径大,形状多成圆状或气泡状;保存条件遭到破坏的井黑色页岩有机质孔孔径相对较小或不发育,形状多样,多成扁平状、多变状,具有一定压扁变形的特征。

3) 保存条件好的黑色页岩孔隙体积和比表面积都优于保存条件遭到破坏的黑色页岩。

4) 黑色页岩的孔隙结构特征演化受保存条件的影响。孔隙在演化过程中,页岩的岩相和成岩作用控制黑色岩原始孔隙形态和分布,也决定有机质(油)分布形态,有机质热演化(原油裂解)影响了有机质孔的发育。后期抬升改造过程中,保存条件的好坏影响了孔隙结构特征(形态、大小、孔隙体积分布)。

### 参考文献

- [1] 董大忠,施振生,管全中,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气勘探进展、挑战与前景[J].天然气工业,2018,38(4):67-76.  
DONG D Z, SHI Z S, GUANG Q Z, et al. Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 67-76.
- [2] 刘树根,马文辛,LUBA JANSÁ,等.四川盆地东部地区下志留统龙马溪组页岩储层特征[J].岩石学报,2011,27(8):2239-2252.  
LIU S G, MA W X, LUBA J, et al. Characteristics of the shale gas reservoir rocks in the Lower Silurian Longmaxi Formation, East Sichuan basin, China[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(8): 2239-2252.
- [3] 郭彤楼,刘若冰.复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘JY1井为例[J].天然气地球科学,2013,24(4):643-651.  
GUO T L, LIU R B. Implications from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi Formation in well JY1 as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(4): 643-651.
- [4] 郭彤楼,张汉荣.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J].石油勘探与开发,2014,41(1):28-36.  
GUO T L, ZHANG H R. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [5] 胡东风,张汉荣,倪楷,等.四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J].天然气工业,2014,34(6):17-23.  
HU D F, ZHANG H R, NI K, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 34(6): 17-23.
- [6] 郭旭升,胡东风,文治东,等.四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J].中国地质,2014,41(3):893-901.  
GUO X S, HU D F, WEN Z D, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiba area[J]. Geology in China, 2014, 41(3): 893-901.
- [7] 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.  
GUO T L. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 317-326.
- [8] 张健,刘树根,冉波,等.异常高压与页岩气保存[J].成都理工大学学报(自然科学版),2016,43(2):177-187.  
ZHANG J, LIU S G, RAN B, et al. Abnormal overpressure and shale gas preservation[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2016, 43(2): 177-187.
- [9] 吴伟,谢军,石学文,等.川东北巫溪地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏条件与勘探前景[J].天然气地球科学,2017,28(5):734-743.  
WU W, XIE J, SHI X W, et al. Accumulation condition and exploration potential for Wufeng-Longmaxi shale gas in Wuxi area, northeastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(5): 734-743.
- [10] 舒逸,陆永潮,包汉勇,等.四川盆地涪陵页岩气田3种典型页岩气保存类型[J].天然气工业,2018,38(3):31-40.  
SHU Y, LU Y C, BAO H Y, et al. Three typical types of shale gas preservation in the Fuling Shale Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 38(3): 31-40.
- [11] 王进,包汉勇,陆亚秋,等.涪陵焦石坝地区页岩气赋存特征定量表征及其主控因素[J].地球科学,2019,44(3):1001-1011.  
WANG J, BAO H Y, LU Y Q, et al. Quantitative characterization and main controlling factors of Shale Gas Occurrence in Jiaoshiba Area, Fuling[J]. Earth Science, 2019, 44(3): 1001-1011.
- [12] 李金磊,尹成,王明飞,等.四川盆地涪陵焦石坝地区保存条件差异性分析[J].石油实验地质,2019,41(3):341-347.  
LI J L, YIN C, WANG M F, et al. Preservation condition differences in Jiaoshiba area, Fuling, Sichuan Basin[J].

- Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(3): 341-347.
- [13] 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 and Petroleum Geology*, 2009, 26(6): 916-927.
- [14] 聂海宽, 张金川, 包书景, 等. 四川盆地及其周缘上奥陶统一下志留统页岩气聚集条件[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(3): 335-345.
- NIE H K, ZHANG J C, BAO S J, et al. Shale gas accumulation conditions of the Upper Ordovician-Lower Silurian in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(3): 335-345.
- [15] 刘树根, 邓宾, 钟勇, 等. 四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏-强改造独特地质作用[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 11-28.
- LIU S G, DENG B, ZHONG Y, et al. Unique geological features of burial and superimposition of the Lower Paleozoic shale gas across the Sichuan Basin and its periphery[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 11-28.
- [16] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 1-10.
- JIN Z J, HU Z Q, GAO B, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 1-10.
- [17] 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, 43(2): 166-178.
- ZOU C N, DONG D Z, WANG Y M, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (1) [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(6): 753-767.
- [18] 汤济广, 李豫, 汪凯明, 等. 四川盆地东南地区龙马溪组页岩气有效保存区综合评价[J]. *天然气工业*, 2015, 35(5): 15-23.
- TANG J G, LI Y, WANG K M, et al. Comprehensive evaluation of effective preservation zone of Longmaxi Formation shale gas in the Southeast Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 35(5): 15-23.
- [19] 程凌云, 雍自权, 王天依, 等. 强改造区牛蹄塘组页岩气保存条件指数评价[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(12): 2408-2416.
- CHENG L Y, YONG Z Q, WANG T Y, et al. Evaluation index of shale gas preservation for Niutitang Formation in the strong transformation zone[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(12): 2408-2416.
- [20] 姜磊, 邓宾, 刘树根, 等. 焦石坝-武隆构造带古流体活动差异及对页岩气保存条件的影响[J]. *地球科学*, 2019, 44(2): 524-538.
- JIANG L, DENG B, LIU S G, et al. Paleo-fluid migration and conservation conditions of shale gas in Jiaoshiba-Wulong Area[J]. *Earth Science*, 2019, 44(2): 524-538.
- [21] CHOQUETTE P W, PRAY L C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates 1[J]. *AAPG Bulletin*, 1970, 54(2): 207-244.
- [22] 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.
- [23] 冉波, 刘树根, 孙玮, 等. 四川盆地南缘骑龙村剖面五峰-龙马溪组黑色页岩孔隙大小特征的重新厘定[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2013, 40(5): 532-542.
- RAN B, LIU S G, SUN W, et al. Redefinition of pore size characteristics in Wufeng Formation-Longmaxi Formation black shale of Qilongcun section in southern Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2013, 40(5): 532-542.
- [24] ROUQUEROL J, AVNIR D, FAIRBRIDGE C W, et al. Recommendations for the characterization of porous solids[J]. *Pure and Applied Chemistry*, 1994, 66(8): 1739-1758.
- [25] ZHAO Y X, LIU S M, ELSWORTH D, et al. Pore structure characterization of coal by synchrotron small-angle X-ray scattering and transmission electron microscopy[J]. *Energy & Fuels*, 2014, 28(6): 3704-3711.
- [26] SONDERGELD C H, RAI C S, CURTIS M E. Relationship between organic shale microstructure and hydrocarbon generation[C]// paper SPE-164540-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference-USA, 10-12 April 2013, The Woodlands, Texas, USA.
- [27] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T, 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.
- [28] SCHIEBER J. Shale microfabrics and pore development: an overview with emphasis on the importance of depositional processes[EB/OL]. (2011-01-15) [2020-05-13] [https://sepm04.sitehost.iu.edu/PDF/CSPG\\_2011\\_Pores.pdf](https://sepm04.sitehost.iu.edu/PDF/CSPG_2011_Pores.pdf).
- [29] MASTALERZ M, SCHIMMELMANN A, DROBNIK A, et al. Porosity of Devonian and Mississippian new Albany shale across a maturation gradient: Insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(10): 1621-1643.
- [30] MODICA C J, LAPIERRE S G. Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation: Example from the Mowry Shale in the Powder River Basin of Wyoming[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(1): 87-108.
- [31] CURTIS M E, CARDOTT B J, SONDERGELD C H, et al. The development of organic porosity in the woodford shale as a function of thermal maturity: SPE Annual Technical Conference and Exhibition[C]// paper SPE-160158-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 8-10 October 2012, San Antonio, Texas, USA.
- [32] 肖贤明, 宋之光, 朱炎铭, 等. 北美页岩气研究及对我国下古生界页岩气开发的启示[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 721-727.
- XIAO X M, SONG Z G, ZHU Y M, et al. Summary of shale gas research in North American and revelations to shale gas exploration of Lower Paleozoic strata in China south area[J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 721-727.
- [33] 王玉满, 黄金亮, 王淑芳, 等. 四川盆地长宁-焦石坝志留系

- 龙马溪组页岩气刻度区精细解剖[J].天然气地球科学,2016,27(3):423-432.
- WANG Y M, HUANG J L, WANG S F, et al. Dissection of two calibrated areas of the Silurian Longmaxi Formation, Changning and Jiaoshiba, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 423-432.
- [34] 马新华.四川盆地南部页岩气富集规律与规模有效开发探索[J].天然气工业,2018,38(10):1-10.
- MA X H. Enrichment laws and scale effective development of shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(10): 1-10.
- [35] 周宝刚,李贤庆,张吉振,等.川南地区龙马溪组页岩有机质特征及其对页岩含气量的影响[J].中国煤炭地质,2014,26(10):27-32.
- ZHOU B G, LI X Q, ZHANG J Z, et al. Organic Matter Characteristics in Longmaxi Formation Shale and Its Impact on Shale Gas Content in Southern Sichuan Area[J]. Coal Geology of China, 2014, 26(10): 27-32.
- [36] 周道容.四川盆地威远地区下古生界页岩气成藏条件及有利区优选[D].成都:成都理工大学,2013.
- ZHOU D R. Shale gas reservoiring conditions and favorable area preferred in Lower Paleozoic in Weiyuan, Sichuan[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2013.
- [37] CHEN Z Y, SONG Y, JIANG Z X, et al. Identification of organic matter components and organic pore characteristics of marine shale: A case study of Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 109: 56-69.
- [38] MA Y, ARDAKANI OH, ZHONG N N, et al. Possible pore structure deformation effects on the shale gas enrichment: An example from the Lower Cambrian shales of the Eastern Upper Yangtze Platform, South China[J]. International Journal of Coal Geology, 2020, 217: 103349.
- [39] ZHAO J H, JIN Z J, JIN Z K, et al. Mineral types and organic matters of the Ordovician-Silurian Wufeng and Longmaxi Shale in the Sichuan Basin, China: Implications for pore systems, diagenetic pathways, and reservoir quality in fine-grained sedimentary rocks[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 86: 655-674.
- [40] 赵迪斐,郭英海,杨玉娟,等.渝东南下志留统龙马溪组页岩储集层成岩作用及其对孔隙发育的影响[J].古地理学报,2016,18(5):843-856.
- ZHAO D F, GUO Y H, YANG Y J, et al. Shale reservoir diagenesis and its impacts on pores of the Lower Silurian Longmaxi Formation in southeastern Chongqing[J]. Journal of Palaeogeography, 2016, 18(5): 843-856.
- [41] NIE H K, SUN C X, LIU G X, et al. Dissolution pore types of the Wufeng Formation and the Longmaxi Formation in the Sichuan Basin, south China: Implications for shale gas enrichment[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 101: 243-251.
- [42] 韩超,吴明昊,齐文,等.川南地区五峰组-龙马溪组黑色页岩储层特征[J].中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(3):14-22.
- HAN C, WU M H, LIN W, et al. Characteristics of black shale reservoir of Wufeng-Longmaxi Formation in the Southern Sichuan Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(3): 14-22.
- [43] BERNARD S, WIRTH R, SCHREIBER A, et al. Formation of nanoporous pyrobitumen residues during maturation of the Barnett Shale (Fort Worth Basin)[J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 3-11.
- [44] MILLIKEN K L, RUDNICKI M, AWWILLER D N, et al. Organic matter-hosted pore system, marcellus formation (devonian), Pennsylvania[J]. AAPG Bull, 2013, 97(2): 177-200.
- [45] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix related pores[J]. AAPG Bulletin, 96(6): 1071-1098.
- [46] ZHAO J H, JIN Z J, HU Q H, et al. Mineral composition and seal condition implicated in pore structure development of organic-rich Longmaxi shales, Sichuan Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 98: 507-522.
- [47] 董大忠,高世葵,黄金亮,等.论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J].天然气工业,2014,4(12):1-15.
- DONG D Z, GAO S K, HUANG J L, et al. A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 1-15.
- [48] 马新华,谢军,雍锐.四川盆地南部龙马溪组页岩气地质特征及高产控制因素[J].石油勘探与开发,2020,47(5):1-15.
- MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui. Geological characteristics and high production control factors of shale gas in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 1-15.

(编辑 常燕)