

## 中上扬子地区下寒武统页岩气储层特征及勘探方向

高波<sup>1,2,3</sup>, 刘忠宝<sup>1,2,3</sup>, 舒志国<sup>4</sup>, 刘皓天<sup>4</sup>, 王濡岳<sup>3</sup>, 金治光<sup>5</sup>, 王冠平<sup>6</sup>

- [1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083; 2. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 100083; 3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 湖北 武汉 430223; 5. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 6. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083]

**摘要:** 为查明中国南方古老层系页岩储层孔隙特征及其影响因素, 以中上扬子地区下寒武统页岩为例, 采用岩石薄片、压汞-氮气吸附联合测定、氩离子抛光-扫描电镜、聚焦离子束扫描电镜和全岩X衍射等多种技术方法, 系统开展页岩孔隙结构、类型及其影响因素研究; 并基于页岩储层特征及页岩气形成地质条件, 提出了下寒武统页岩气勘探方向。研究认为, 下寒武统主要发育棚内拉张槽型、陆架边缘斜坡型及台地前缘斜坡型3种沉积成因类型富有机质页岩。棚内拉张槽型富有机质页岩孔隙以粒间孔和粘土矿物层间孔为主, 其次为有机质孔; 台地前缘斜坡型富有机质页岩主要以有机质孔和方解石粒内溶蚀孔为主; 而陆架边缘斜坡型富有机质页岩以有机质孔为主, 无机矿物质孔不发育。整体而言, 下寒武统页岩孔隙发育受页岩矿物组成、有机质丰度、热演化程度及保存条件等多种因素控制。结合页岩气保存条件和探井油气发现等相关分析, 建议下寒武统页岩气勘探在四川盆地内部应关注棚内拉张槽型页岩分布区, 尤其是筇竹寺组上部的富有机质页岩段; 而在四川盆地外部, 应关注热演化程度适中、保存条件相对较好的台地前缘斜坡型和陆架边缘斜坡型页岩分布区。

**关键词:** 有机质孔; 孔隙类型; 保存条件; 页岩储层; 下寒武统; 中上扬子地区

**中图分类号:** TE122.2      **文献标识码:** A

## Reservoir characteristics and exploration of the Lower Cambrian shale gas in the Middle-Upper Yangtze area

Gao Bo<sup>1,2,3</sup>, Liu Zhongbao<sup>1,2,3</sup>, Shu Zhiguo<sup>4</sup>, Liu Haotian<sup>4</sup>, Wang Ruyue<sup>3</sup>, Jin Zhiguang<sup>5</sup>, Wang Guanping<sup>6</sup>

- [1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China; 2. Key Laboratory of Shale Oil and Gas Exploration & Production, SINOPEC Beijing 100083, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC Beijing 100083, China; 4. Research Institute of Exploration and Development of Jiangnan Oilfield Branch Company Ltd., SINOPEC, Wuhan, Hubei 430223, China; 5. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 6. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China]

**Abstract:** The study aims to clarify the reservoir pore characteristics and the factors influencing the ancient shale sequences in Southern China with the samples taken from the Lower Cambrian shale in the Middle-Upper Yangtze area. An integration of multiple technical methods, including the thin section observation, joint tests of high pressure mercury injection and nitrogen adsorption, argon ion milling-scanning electron microscopy, focused ion beam scanning electron microscopy (FIB-SEM), whole-rock X-ray diffraction analysis is applied to systematically study the structure, types and influential factors of shale pores. Meanwhile, the potential targets for exploration of the Lower Cambrian shale gas are also pointed out based on the characteristics of the shale reservoir and the geological conditions for shale gas generation. It is concluded that the Lower Cambrian in the study area mainly develops three types of organic-rich shale in terms of depositional genesis, namely the extensional-trough, shelf-margin slope, and platform-front slope. The organic-rich shale of the intra-shelf extensional-trough type is dominated by intergranular pores and interlayer pores of clay mineral, followed by organic pores; that of the platform-front slope type mainly develops organic pores and calcite intragranular dissolution pores; while that of the shelf-margin slope type mainly develops organic pores with almost no inorganic mineral pores. As

收稿日期: 2019-04-08; 修订日期: 2020-01-14。

第一作者简介: 高波(1969—), 男, 博士、研究员, 非常规油气地质、油气地球化学。E-mail: gaobo\_syky@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项(2017ZX05036-002-001); 中国石化科技部项目(P15114)。

a whole, the pore development in the Lower Cambrian shale is controlled by a variety of factors including the mineral composition of shale, the abundance of organic matter, thermal evolution degree, and preservation conditions. Given the analysis of shale gas preservation conditions and drilling results of exploration wells, it is suggested that we should pay more attention to the distribution of intra-shelf extensional-trough shale in the Lower Cambrian shale gas exploration within the Sichuan Basin, and this is especially true for the organic-rich shale intervals in the upper part of the Qiongzhusi Formation. While as for the outer area of the Sichuan Basin, the organic-rich shale of both the platform-front and the shelf-margin slope types, featuring moderate thermal evolution and relatively good preservation conditions, should be the research focus.

**Key words:** organic pore, pore type, preservation condition, shale reservoir, Lower Cambrian, Middle-Upper Yangtze area

页岩气具有自生自储、低孔特低渗和大面积连续分布的特点。页岩微观孔隙结构的精细表征对于揭示页岩储层孔隙特征、储集性能、页岩气赋存状态及渗流机理都具有重要作用。近几年来,国内学者借鉴美国页岩储层表征方法,在四川盆地海相页岩中发现了微米-纳米级孔隙<sup>[1]</sup>,并迅速以下志留统龙马溪组页岩为主要对象开展了页岩微观孔隙结构观测、孔隙分类、连通性及其与北美地区页岩储层特征对比等研究<sup>[2-9]</sup>,提出了页岩中固态的孔隙载体控制着孔隙结构,有机质及有机质孔的存在是其不同于常规天然气储层的关键,有机质孔是页岩气最主要储集空间的认识<sup>[10]</sup>。下寒武统作为中国四川盆地及其周缘志留系页岩气勘探开发的重要接替层系之一,近几年虽在川西南的威远及井研-犍为地区、黔南黄平及鄂西宜昌地区也获得了页岩气流,但整体勘探程度很低。与志留系相比,下寒武统富有机质页岩厚度大、热演化程度高(镜质体反射率 $R_o$ 普遍大于3.0%)<sup>[11]</sup>、分布面积广,是中国乃至全球开展古老层系海相页岩气勘探研究的重要领域。为此,本文以中上扬子为研究区,通过沉积岩石学和层序地层学研究,明确了下寒武统富有机质页岩的成因类型。在此基础上,充分利用全岩X衍射、氦气孔渗、高压压汞-氦气吸附联合孔径测定、氩离子抛光-扫描电镜及聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)等多种技术手段,对下寒武统不同类型页岩储层孔隙特征进行了对比研究,分析了下寒武统与下志留统页岩储层的差异性,并探讨了其形成影响因素。结合下寒武统页岩气形成地质条件,提出了勘探方向建议。

## 1 区域地质概况

中上扬子地区面积 $50 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图1),其构造-沉积旋回隶属于扬子板块的构造演化。寒武纪早期,扬子古克拉通进入扩张期,其南缘的湘桂克拉通边缘盆

地属大陆坡或下斜坡的深盆环境。在现今的中上扬子一带,则表现为伸展环境下的克拉通内拗陷沉积,并于早寒武世早期(筇竹寺期)达到最大海侵,广泛沉积了黑色页岩;早寒武世中期(沧浪铺期),盆地沉降机制由伸展作用转变为以热沉降作用为主,地貌上的隆-凹格局消失;随着沉积速率增大和海平面下降、海水变浅,早寒武世晚期(龙王庙期)大部分地区沉积水体进一步变浅,且趋于稳定,广泛发育一套碳酸盐岩台地相沉积。

下寒武统具有地层分区多、地层名称复杂、多样的特点,其主要地层分区及各组之间对应关系见表1。其中,早寒武世梅树村阶以 *Anabarites-Protohertzina-Arthrochites-Siphogonuchites-Paragloborilus* 和 *Lapworthella-Tannuolina-Sinoscachites* 小壳化石为特征;筇竹寺阶(筇竹寺组中、上部)以 *Parabadiella-Mianxiandiscus* 和 *Eoredlichia-Wutingaspis* 三叶虫组合带为标志;沧浪铺阶(沧浪铺组)以 *Yunnanaspis-Yiliangella* 三叶虫组合带为标志<sup>[12]</sup>。黑色富有机质页岩主要发育于早寒武世筇竹寺期。

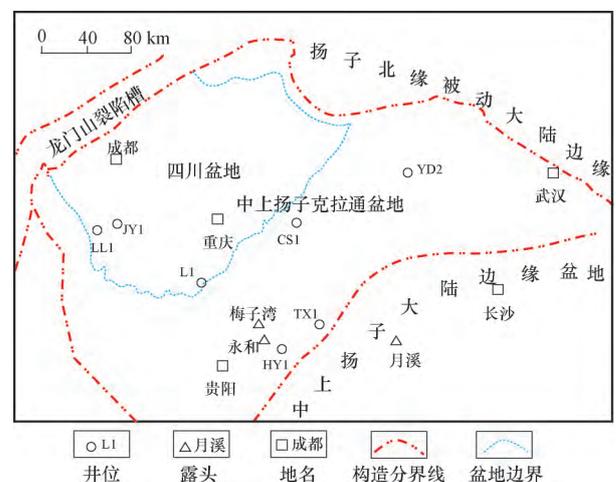


图1 研究区平面位置

Fig. 1 Location of the study area

表 1 中上扬子地区下寒武统地层分区及划分对比

Table 1 Stratigraphical division and correlation of the Lower Cambrian in the Middle-Upper Yangtze area

统	中国浅水相	川西南地区	川东南、黔北地区	川北南江地区	黔南地区	鄂西—渝东、宜昌地区
中寒武统	毛庄期	陡坡寺组	高台组	陡坡寺组	高台组	高台组
下寒武统	龙王庙期	龙王庙组	清虚洞组	孔明洞组	清虚洞组	石龙洞组
	沧浪铺期	沧浪铺组	金顶山组	阎王碛组	杷榔组—变马冲组	天河板组
				明心寺组		
			郭家坝组	水井沱组		
	筇竹寺期	筇竹寺组	牛蹄塘组		宽川铺组	九门冲组
梅树村期	麦地坪组					
上震旦统		灯影组	灯影组	灯影组	灯影组	灯影组

片鉴定分析结果表明,页岩矿物成分以石英和粘土矿物为主,局部发育碳酸盐矿物;硅质来源有碎屑石英颗粒(粉砂)和生物成因硅质(硅质放射虫、海绵、藻类等)两种类型。查明不同地区富有机质页岩之间的差异,是评价页岩气勘探潜力的重要基础。一般来讲,页岩的物质(有机、无机)组成主要受控于原始构造—沉积环境。因此,本次通过典型露头剖面与钻井岩心观察、岩石薄片与氩离子抛光—扫描电镜分析,识别出了 5 类沉积相标志,包括层理构造、黄铁矿、结核体、上升流作用产物及古生物化石<sup>[13]</sup>。以此为基础,开展单井相及连井沉积相对比分析。结合页岩有机质丰度、厚度及构造—古地貌特征,建立了早寒武世筇竹寺期富有机质页岩沉积成因模式(图 2),并刻画了富有机质页岩的平面展布特征(图 3)。从沉积成因角度识别出 3 种类型富有机质页岩,即棚内拉张槽型、陆架边缘斜坡型和台地前缘斜坡型。其中,棚内拉张槽型富有机质页岩主要分布在四川盆地西部地区,呈南北向条带状展布,主要受基底断裂幕式堑垒式活动与强迫海侵作用共同控制;陆架边缘斜坡型富有机质页岩主要分布在四川盆地外的东南部地区,主要受海侵与上升洋流作用控制;而台地前缘斜坡型富有机质页岩主要分布在东部宜昌地区,其主要为受淹没型古碳酸盐岩台地控制的呈环边分布的较深水斜坡相沉积。

## 2 富有机质页岩成因类型及特征

研究区下寒武统页岩全岩 X 衍射测试和岩石薄

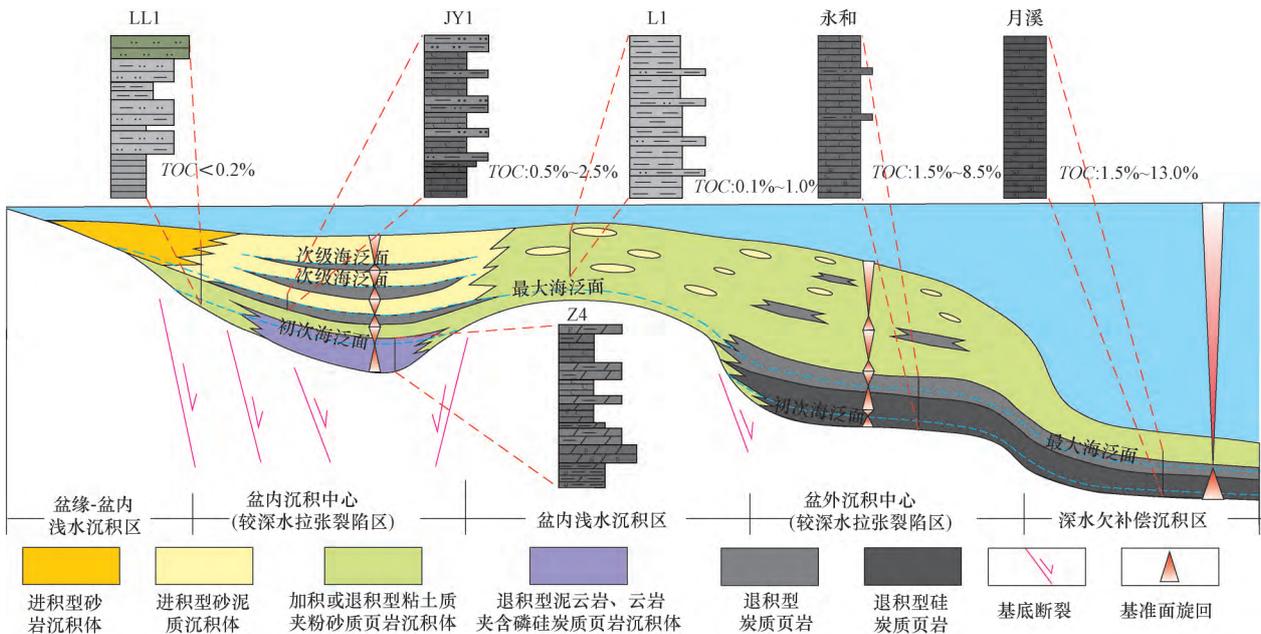


图 2 中上扬子地区早寒武世筇竹寺期富有机质页岩沉积发育模式

Fig. 2 The development model of the organic-rich shale during the Qiongzhusi sedimentary period in the Early Cambrian, Middle-Upper Yangtze area

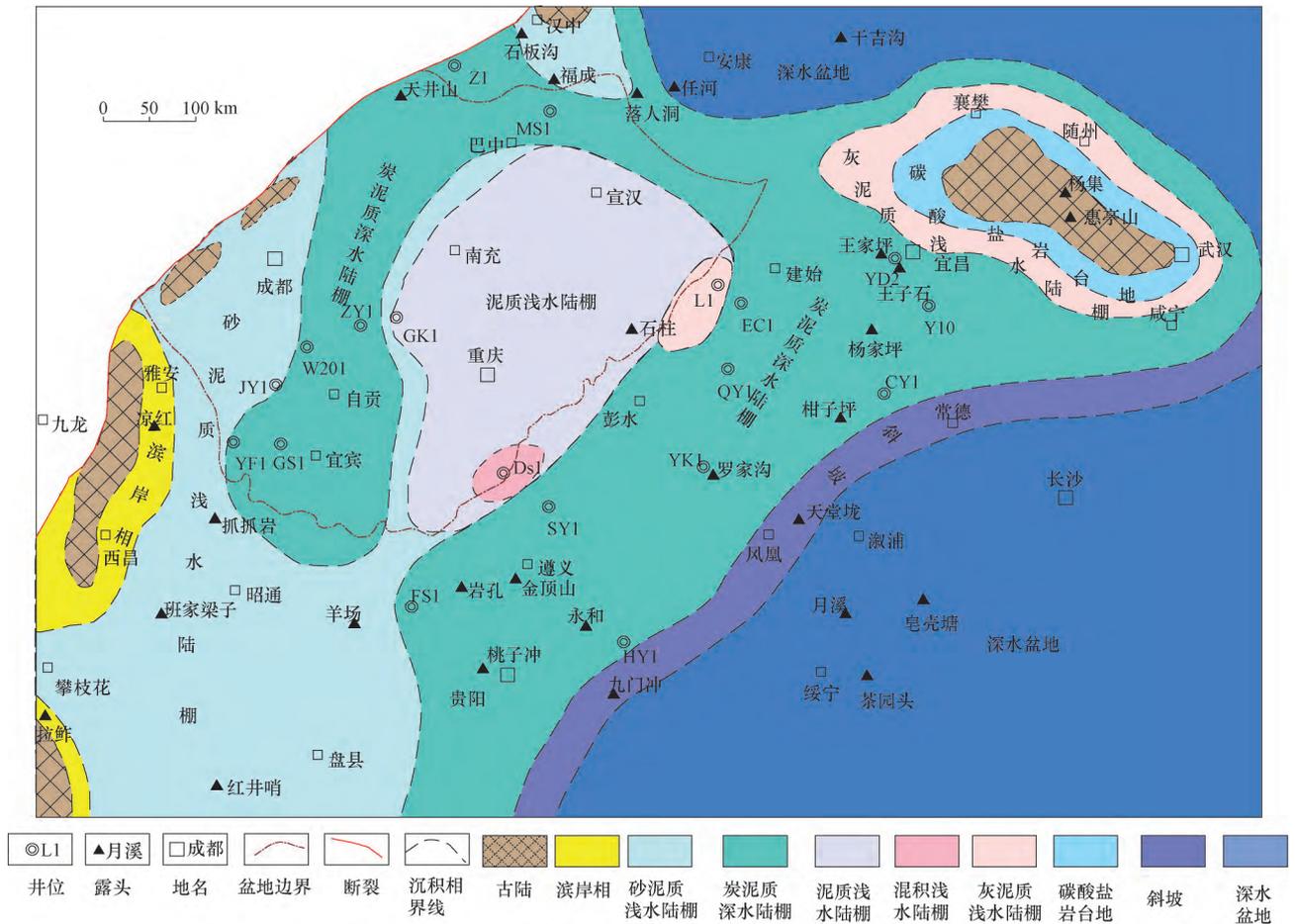


图 3 中上扬子地区早寒武世筇竹寺期沉积相展布

Fig. 3 Sedimentary facies distribution of the Early Cambrian Qiongzhusi Formation in the Middle-Upper Yangtze area

### 2.1 棚内拉张槽型

页岩岩性以富含粉砂质及粘土矿物为特点,有机碳含量(*TOC*)介于 0.4% ~ 3.4%,平均值为 1.1%。岩性组合以纹层状粉砂质页岩与炭质页岩互层为主(图 4a, b)。纵向上表现为多层分布,厚度由中部向东、西两侧减薄的特点,如西侧的 JY1 井筇竹寺组共发育 4 套富有机质页岩段<sup>[14]</sup>,其上部产气页岩段 *TOC* 大于 1% 的厚度为 14 m, *TOC* 大于 2% 的厚度仅有 5 m。多套富有机质页岩的沉积主要受早期基底断裂拉张幕式堑垒式活动控制,受多期拉张裂隙作用,发生强迫式快速海侵,导致沉积水体突然加深,陆源碎屑砂质供给不充分,加之平面上呈南北带状展布,形成相对闭塞、缺氧环境,有利于富有机质页岩的发育。该类型为浅水陆棚沉积环境背景下,受构造-沉积双重作用控制的相对深水沉积。

### 2.2 陆架边缘斜坡型

页岩岩性以富含硅质为特点, *TOC* 介于 2.2% ~

9.5%,平均值为 6.3%。岩性组合主要为硅质页岩、炭质页岩(图 4c, d) 或两者互层发育。纵向上表现为大套连续、厚层分布,如黔南地区 HY1 井九门冲组页岩 *TOC* 大于 4% 的厚度可达 90 m,为远离碎屑物源区的深水陆棚沉积。从沉积物沉积类型来看,沉积水体深度明显较棚内拉张槽型大,由于上升洋流作用发育,藻类等生物繁盛,有机质含量高。该类型为浅水陆架边缘斜坡沉积背景下,受古地貌及海侵作用控制的深水陆棚相沉积。

### 2.3 台地前缘斜坡型

页岩岩性以富含灰质为特点, *TOC* 介于 0.52% ~ 5.96%,平均值为 3.42%。岩性组合主要为灰质页岩、炭质页岩(图 4e, f) 或两者互层发育。纵向上同样表现为较为连续的厚层分布,如宜昌地区 YD2 井水井沱组页岩 *TOC* 大于 2% 的厚度约为 24 m,为靠近水下碳酸盐岩古隆起的台地前缘斜坡相沉积,沉积水深适中,水体清澈,利于藻类等生物发育,故有机质相对也较为富集。该类型为受淹没型古碳酸盐岩台地控制的

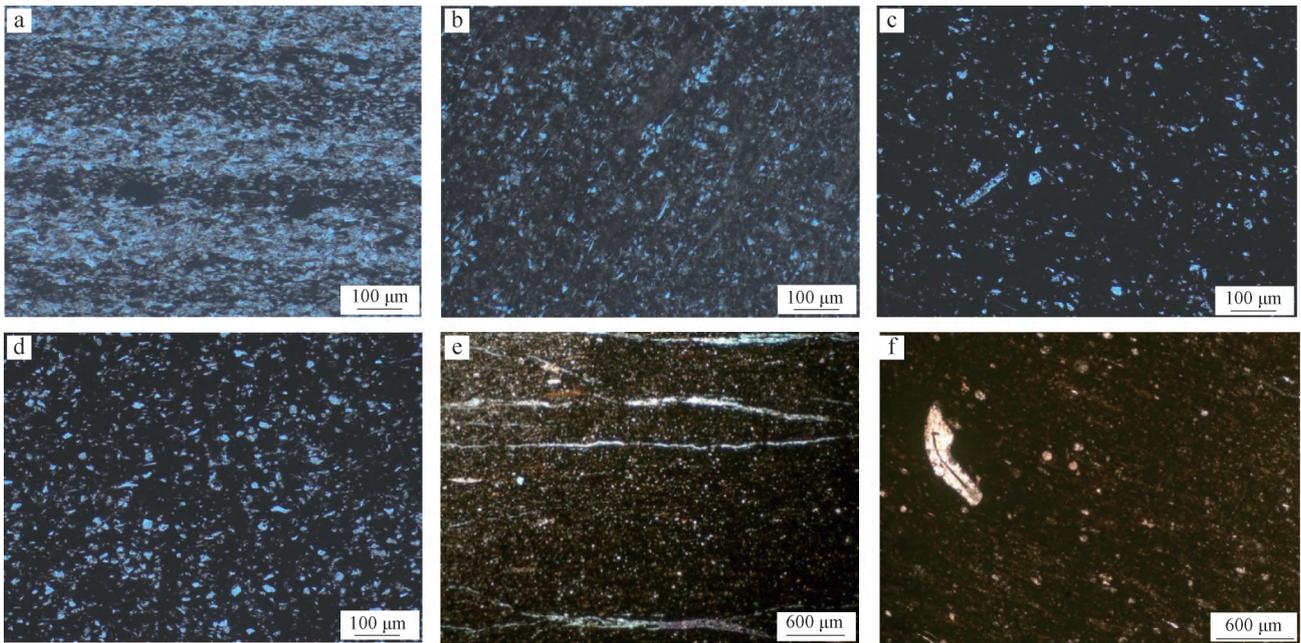


图4 中上扬子地区下寒武统不同类型富有机质页岩岩石薄片镜下特征

Fig. 4 Microscopic characteristics of the Lower Cambrian organic-rich shale thin sections in the Middle-Upper Yangtze area

a. 棚内拉张槽型纹层状粉砂质页岩,单偏光,JY1井,筲竹寺组,埋深3 309.10 m; b. 棚内拉张槽型炭质页岩,单偏光,JY1井,筲竹寺组,埋深3 285.75 m; c. 陆架边缘斜坡型硅质页岩,单偏光,HY1井,九门冲组,埋深2 376.21 m; d. 陆架边缘斜坡型炭质页岩,单偏光,HY1井,九门冲组,埋深2 402.80 m; e. 台地前缘斜坡型灰质页岩,单偏光,YD2井,水井沱组,埋深1 719.50 m; f. 台地前缘斜坡型炭质页岩,单偏光,YD2井,水井沱组,埋深1 700.70 m

呈环边型分布的较深水斜坡相沉积。

### 3 富有机质页岩孔隙特征及影响因素

#### 3.1 页岩孔隙类型及差异

采用氩离子抛光扫描电镜进行孔隙结构表征,是目前开展孔隙类型识别与划分最为直观和有效的技术方法。大量研究表明,志留系龙马溪组页岩中有机质孔和无机矿物质孔均较发育,但由于中上扬子地区下寒武统页岩热演化程度高,储层更加致密,对其微观孔隙的表征一直未取得实质性进展,尤其是对于有机质孔隙的图像表征,仅在极少数页岩样品中发现了有机质孔。本次研究选取不同类型的页岩样品,通过高精度显微镜将观察倍数提高至8万、10万倍,较好地获得了下寒武统页岩微观孔隙特征图像。

大量页岩样品的氩离子抛光-扫描电镜观察分析表明,研究区下寒武统不同类型富有机质页岩微观孔隙类型及特征存在明显差异(图5)。棚内拉张槽型富有机质页岩孔隙以粒间孔和粘土矿物层间孔为主,形态多呈三角形、多边形及狭缝形;其次为有机粘土复合体内有机质孔,形态多呈不规则形。陆架边缘斜坡型富有机质页岩以固体沥青内有机质孔为主,且孔径明

显较小,一般几至30 nm为主,无机矿物质孔基本不发育<sup>[15]</sup>。而台地前缘斜坡型富有机质页岩主要以有机质孔和方解石粒内溶蚀孔为主,其次为粒间孔,各类孔隙孔径大小不一。

众所周知,与常规油气储层相比,页岩储层的特殊之处在于发育有机质孔,且目前普遍认为有机质孔的发育对于页岩气的富集具有至关重要的作用。为了进一步揭示研究区下寒武统页岩有机孔的分布特征,本次选取棚内拉张槽型炭质页岩和陆架边缘斜坡型硅质页岩,采用聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)进一步开展有机质孔在三维空间内发育特征及定量研究与对比(图6)。孔隙结构定量数据统计分析结果表明,棚内拉张槽型页岩样品有机质孔隙体积一般介于 $10^3 \sim 150^3 \text{ nm}^3$ ;其中,孔隙体积介于 $10^3 \sim 20^3 \text{ nm}^3$ 的孔隙数量占56.92%,孔隙体积介于 $20^3 \sim 50^3 \text{ nm}^3$ 的孔隙数量占33.76%,孔隙体积介于 $50^3 \sim 100^3 \text{ nm}^3$ 的孔隙数量占7.69%,孔隙体积介于 $100^3 \sim 150^3 \text{ nm}^3$ 的孔隙数量占1.16%,孔隙体积大于 $150^3 \text{ nm}^3$ 的孔隙数量占0.47%。陆架边缘斜坡型页岩样品有机质孔隙体积一般介于 $5^3 \sim 50^3 \text{ nm}^3$ ;其中,孔隙体积介于 $5^3 \sim 10^3 \text{ nm}^3$ 的孔隙数量占21.03%,孔隙体积介于 $10^3 \sim 20^3 \text{ nm}^3$ 的孔隙数量占51.89%,孔隙体积介于 $20^3 \sim 50^3 \text{ nm}^3$ 的孔隙数量占24.50%;孔隙体积大于 $50^3 \text{ nm}^3$ 的孔隙

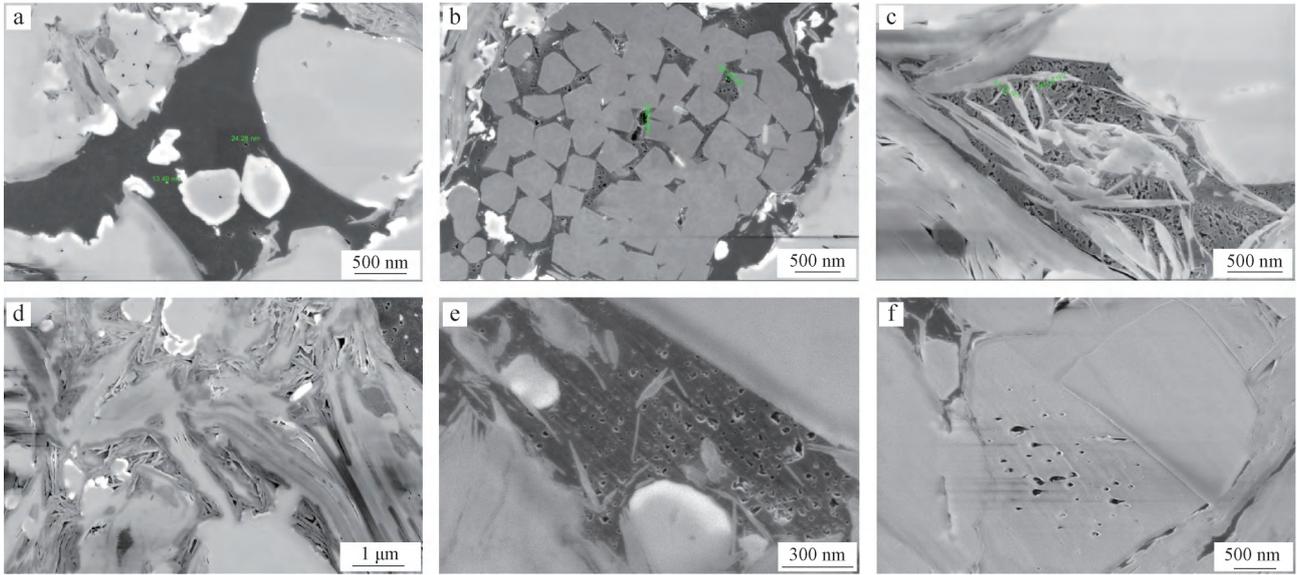


图 5 中上扬子地区下寒武统不同类型富有机质页岩孔隙镜下特征

Fig. 5 Microscopic characteristics of the different Lower Cambrian organic-rich shale pores in the Middle-Upper Yangtze area

a. 石英颗粒间有机质内发育大量超微孔隙, 陆架边缘斜坡型硅质页岩, HY1 井, 九门冲组, 埋深 2 402.80 m; b. 莓状黄铁矿集合体晶间有机质内发育微孔隙, 陆架边缘斜坡型硅质页岩, HY1 井, 九门冲组, 埋深 2 402.80 m; c. 有机粘土复合体, 不规则形有机质孔隙较发育, 棚内拉张槽型炭质页岩, JY1 井, 筇竹寺组, 埋深 3 309.10 m; d. 粘土矿物层间孔隙, 残余孔隙形态呈狭缝形、三角形, 棚内拉张槽型炭质页岩, JY1 井, 筇竹寺组, 埋深 3 300.05 m; e. 有机质孔, 椭圆形、不规则形均有, 台地前缘斜坡型炭质页岩, YD2 井, 水井沱组, 埋深 1 711.40 m; f. 无机矿物颗粒内孔, 大小不一, 台地前缘斜坡型炭质页岩, YD2 井, 水井沱组, 埋深 1 728.00 m

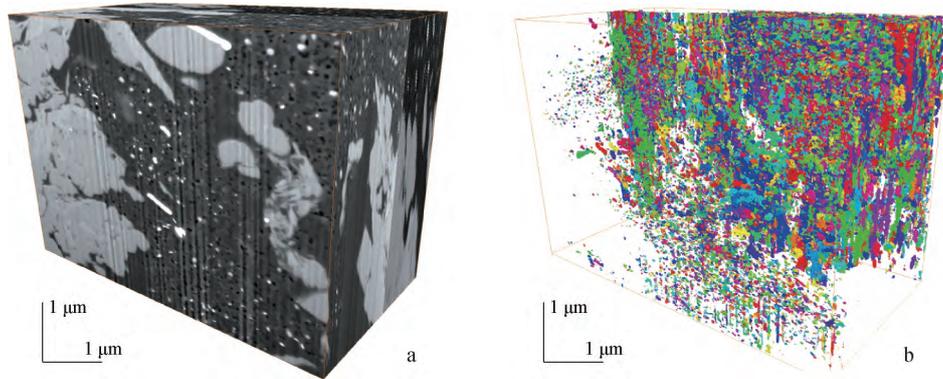


图 6 中上扬子地区下寒武统陆架边缘斜坡型富有机质页岩三维孔隙结构特征

Fig. 6 Characteristics of 3D pore structure of the Lower Cambrian organic-rich shale of shelf-margin type in the Middle-Upper Yangtze area

a. 页岩三维重构图; b. 有机质孔连通性图(相同颜色代表连通的孔隙)

极少。从有机质孔的长轴与短轴比来看, 棚内拉张槽型页岩样品有机质孔孔径长轴/短轴比介于 1 ~ 5.88; 其中, 长轴/短轴比介于 1.0 ~ 1.5 的孔隙占总孔隙数量的 45.57%, 长轴/短轴比介于 1.5 ~ 3.0 的孔隙占 50.11%, 长轴/短轴比大于 3.0 的孔隙占 4.32%。陆架边缘斜坡型页岩样品有机质孔孔径长轴/短轴比介于 1 ~ 34; 其中, 长轴/短轴比介于 1.0 ~ 1.5 的孔隙占总孔隙数量的 28.20%, 长轴/短轴比介于 1.5 ~ 3.0 的孔隙占 11.98%, 长轴/短轴比大于 3.0 的孔隙占 59.82% (图 7)。上述分析表明, 陆架边缘斜坡型页岩孔隙长轴/短轴比明显大于棚内拉张槽型页岩, 即前者有机质

孔的形状更扁平, 这很可能与其保存条件差、天然气散失而造成有机质孔坍塌有关。

### 3.2 页岩孔隙结构特征

以岩心观察描述为基础, 选取不同类型富有机质页岩样品开展高压压汞 - 氮气吸附联合孔径测定分析。结果表明, 棚内拉张槽型富有机质页岩以介孔(孔径 = 2 ~ 50 nm)和微孔(孔径 < 2 nm)为主, 平均占比分别为 58.59% 和 27.08%, 其次为大孔(孔径 > 50 nm), 平均占比达 14.33% (图 8a); 台地前缘斜坡型富有机质页岩与棚内拉张槽型富有机质页岩相比, 介孔

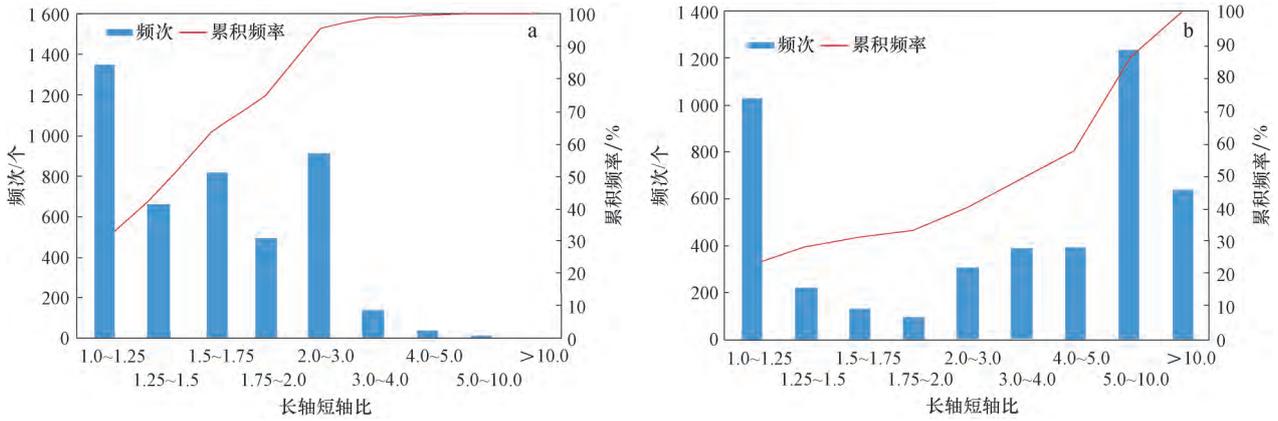


图 7 中上扬子地区下寒武统不同类型页岩有机质孔长轴/短轴比特征

Fig. 7 Characteristics of long axis/short axis ratio of organic pores in the Lower Cambrian shale of different types in the Middle-Upper Yangtze area

a. 棚内拉张槽型页岩, JY1 井, 筇竹寺组, 埋深 3 290.80 m; b. 陆架边缘斜坡型页岩, HY1 井, 九门冲组, 埋深 2 390.00 m

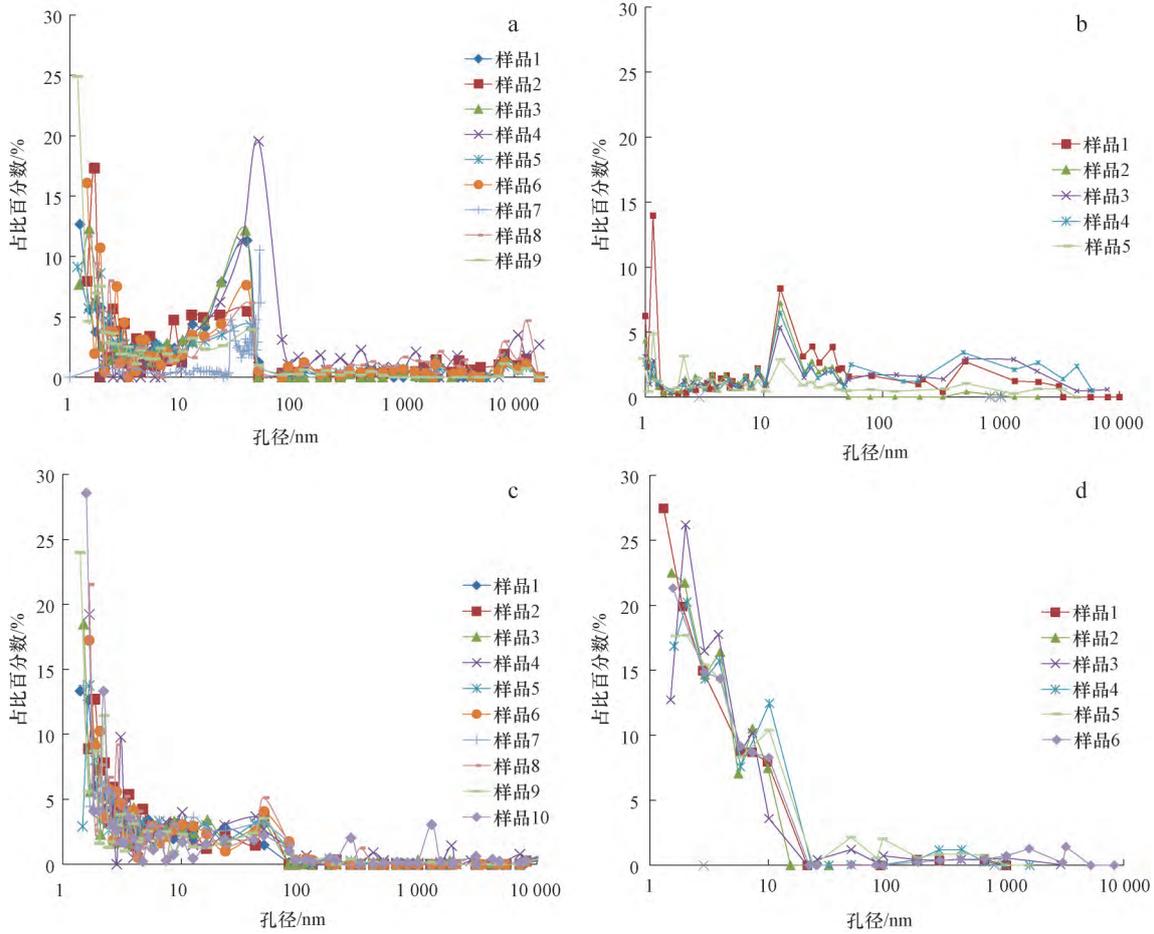


图 8 中上扬子地区下寒武统页岩高压压汞 - 氮气吸附联合测定孔隙结构特征

Fig. 8 Pore structure characteristics of the Cambrian shale jointly tested by high pressure mercury injection and nitrogen adsorption in the Middle-Upper Yangtze area

a. 棚内拉张槽型富有机质页岩, JY1 井, 筇竹寺组; b. 台地前缘斜坡型富有机质页岩, YD2 井, 水井沱组; c. 陆架边缘斜坡型富有机质页岩, HY1 井, 九门冲组; d. 涪陵页岩气田龙马溪组富有机质页岩, J1 井, 龙马溪组

和微孔占比均有所减小,而大孔比例明显增加(图 8b);陆架边缘斜坡型富有机质页岩以介孔和微孔为主,占比分别为 62.5% 和 33.5%,孔径大于 50 nm 的

大孔基本不发育(图 8c)。但整体而言,下寒武统页岩与下志留统龙马溪组页岩相比,对孔隙度贡献最大的介孔占比明显降低(图 8d)。高压压汞 - 吸附联

合孔径测定对于全孔隙结构表征的实现,较好地刻画出了不同类型富有机质页岩各孔径孔隙的占比及其差异。

### 3.3 页岩孔隙发育影响因素

上述分析可以看出,下寒武统页岩储层发育粘土矿物层间孔、粒间孔和有机质孔等多种孔隙,但不同成因类型的富有机质页岩孔隙类型及孔隙结构存在差异,可见影响页岩孔隙发育的因素具复杂性。综合分析认为,其整体受页岩矿物组成、有机质丰度、热演化程度及保存条件等多种因素控制。

#### 3.3.1 矿物组成

页岩中的各种矿物是其各类孔隙赋存的主要载体,粘土矿物及各类脆性矿物含量的多少,直接影响其抗压能力的强弱。一般而言,高脆性矿物含量的页岩易形成刚性骨架,抗压能力强,使矿物粒间孔、晶间孔得以保存;而高粘土矿物含量的页岩在上覆压力作用下,容易发生塑性形变,使各类孔隙空间减小,甚至消失。对于研究区下寒武统3种类型的富有机质页岩,其矿物组成各有其特点,以JY1为代表的棚内拉张槽型富有机质页岩粘土矿物含量高,平均可达40%左右;尽管其抗压能力相对弱,但由于黄铁矿、石英颗粒等刚性颗粒混杂于粘土矿物中,起到一定支撑作用;加之部分粘土矿物晶片的杂乱堆积,故仍较好地保存了一定量的粘土矿物层间孔及粒间孔。以YD2井为代表的台地前缘斜坡型富有机质页岩中由于含有一定量的方解石,发育粒内溶蚀孔。以HY1井为代表的陆架边缘斜坡型富有机质页岩硅质含量较高,抗压能力强,孔隙度与石英含量之间呈现出较好的正相关,而与粘土矿物含量呈现出较好的负相关(图9),表明石英颗粒可构成刚性格架,增强页岩的抗压能力,有利

于页岩中有机质孔的形成及保存。可见,尽管不同类型的页岩矿物组成及含量存在一定的差异,但其仍然是页岩各类孔隙发育的重要物质基础。

#### 3.3.2 有机质丰度

有机质是有机质孔的载体,也是有机质孔形成的物质基础。因此,TOC是影响页岩有机质孔发育程度的重要因素。此外,TOC与页岩的吸附能力也密切相关。一般来讲,TOC越高,页岩比表面积越大,吸附能力越强。研究区下寒武统页岩TOC与比表面积的相关系数可达0.85左右。从页岩TOC与孔隙度的关系来看,与四川盆地五峰组-龙马溪组下部优质页岩TOC与孔隙度具有较好正相关关系不同<sup>[16]</sup>,下寒武统页岩TOC与孔隙度两者之间无明显相关性,揭示影响下寒武统页岩孔隙度的因素较多、且较为复杂。下寒武统页岩孔隙度并未随着TOC增大而增大,反而在TOC大于5%后孔隙度具有一定降低趋势(图10),这与Milliken等<sup>[17]</sup>和王濡岳等<sup>[18]</sup>对过高TOC页岩孔隙度出现降低的研究结果相一致。由于有机质具有较好的塑性,抗压能力较低,富有机质页岩(TOC=5%~6%)岩石组构更易于压实,不利于有机质孔隙保存。陆架边缘斜坡型页岩TOC多大于5%,但其孔隙度大于4%的样品点少于棚内拉张槽型页岩和台地前缘斜坡型页岩,结合前文对各类页岩孔隙发育特征分析,可能主要是由于陆架边缘斜坡型页岩TOC高,在生-排烃高峰期,早期无机矿物粒间孔隙被液态烃充填,导致页岩粒间孔不发育,岩石组构也更易于压实,后期随着液态烃的裂解成气作用,形成较多的纳米级有机孔。相对而言,棚内拉张槽型页岩和台地前缘斜坡型页岩虽然TOC不如陆架边缘斜坡型页岩高,但其除了发育有机质孔外,还残存一定量的无机矿物质孔,使得其总孔隙度相对较大。

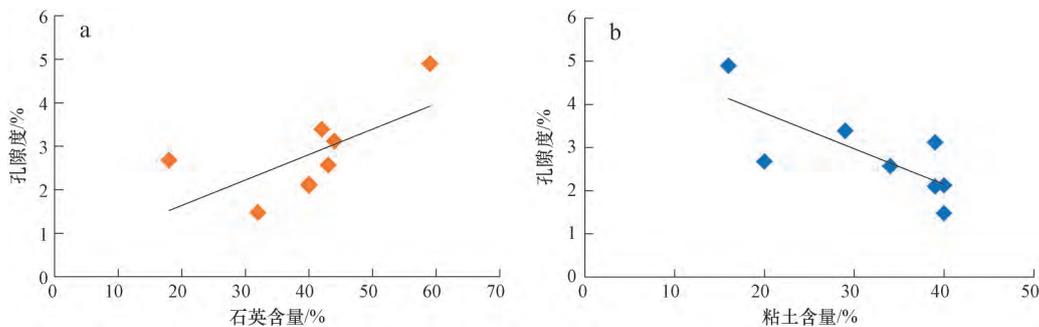


图9 中上扬子地区下寒武统陆架边缘斜坡型页岩矿物含量与孔隙度关系

Fig. 9 The relationship of mineral content and porosity in the Lower Cambrian shale of shelf-margin type in the Middle-Upper Yangtze area

a. 石英矿物含量与孔隙度关系; b. 粘土矿物含量与孔隙度关系

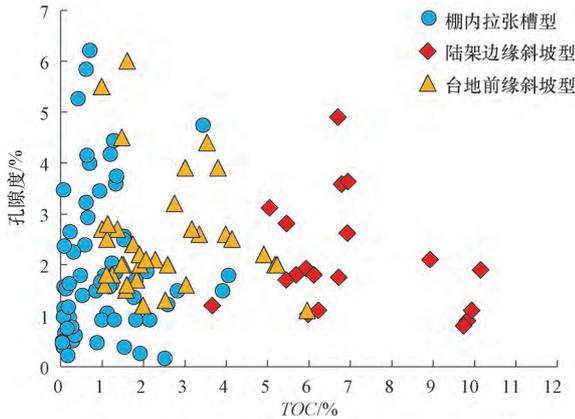


图 10 中上扬子地区下寒武统页岩 TOC 与孔隙度关系

Fig. 10 The relationship between TOC and porosity of the Lower Cambrian shale in the Middle-Upper Yangtze area

### 3.3.3 热演化程度

有机质孔隙是由页岩中干酪根在热降解和热裂解作用中形成,或是由其生成并经过短距离运移到粒间孔、晶间孔及微裂缝中的液态烃经过裂解作用生成气态烃后形成的次生孔隙。因此,页岩热演化程度过低或过高,都不利于有机质孔的发育。国内外海相页岩气勘探实践也已证实,适中的热演化程度是控制有机质孔发育和页岩气富集的重要因素。研究表明<sup>[19-22]</sup>,页岩有机质孔隙度在大量生气阶段( $R_o$  值在 1.3% ~ 2.0%) 总体上随有机质成熟度升高而增加;但当  $R_o$  值大于 2.0% 以后,有机质孔隙度总体上随成熟度增高而降低。对研究区下寒武统页岩而言, $R_o$  值普遍在 3% 左右,甚至更高,均已进入过成熟阶段;但相比而言,台地前缘斜坡型页岩( $R_o = 2.6%$ ) 与棚内拉张槽型页岩( $R_o = 2.9%$ ) 较陆架边缘斜坡型页岩热演化程度( $R_o = 3.1%$ ) 要低,因此有机质孔发育程度也略好。

### 3.3.4 保存条件

保存条件对于页岩的储集能力具有重要影响,主要体现在有机质孔内天然气的散失会导致有机质孔坍塌变形,孔隙空间减小,甚至弥合消失。研究区下寒武统页岩经历了多期复杂的构造运动,不同地区构造演化史差异大,形成的断裂及裂缝具有多种类型、多期次叠加的特点,页岩气保存条件较为复杂<sup>[23-26]</sup>。构造裂缝的大量发育及顶、底板条件变差是导致页岩气散失的两个重要因素。目前,上述 3 种类型富有机质页岩的实际钻探情况也证实了保存条件对于页岩储集性能的重要性。位于黔南坳陷的 HY1 井下寒武

统富有机质页岩钻井岩心高角度裂缝与擦痕面较为发育,且缺乏有效的底板条件,揭示其保存条件较差,并导致其有机质孔虽然数量较多,但孔径较小,以狭窄型孔隙为主,这与位于四川盆地川南地区保存条件较好的 JY1 井富有机质页岩的孔隙特征存在较大差异。

## 4 页岩气勘探方向

尽管中国南方下寒武统页岩热演化程度高,因遭受多期次的构造隆升、剥蚀及断裂作用,使得四川盆地以外地区整体保存条件欠佳,但从页岩气储层的角度,仍存在一些相对储集能力较好的页岩类型及地区,如棚内拉张槽型页岩和台地前缘斜坡型页岩,其平均孔隙度均可达到 3% 以上,且目前已在这 2 种类型页岩的钻探试采过程中获得高产页岩气流。这 2 种类型页岩分布区,构造相对稳定,保存条件相对较好,且热演化程度相对较低,有利于有机质孔的发育和页岩气的保存。因此,今后对于下寒武统页岩气的勘探,在四川盆地内部应关注棚内拉张槽型页岩分布区,在纵向上尤其应关注最上部的富有机质页岩段;而在四川盆地外部,需关注热演化程度较低、有机质丰度较高和保存条件相对较好的台地前缘斜坡型页岩(图 11)。在陆架边缘斜坡型页岩发育区,要关注热演化程度相对较低( $R_o < 3.5%$ )、TOC 适中( $TOC = 5% \sim 6%$ ) 及断裂不发育的地区。



图 11 中上扬子地区下寒武统页岩气勘探有利区分布

Fig. 11 The distribution of play fairway in the exploration of the Lower Cambrian shale gas in the Middle-Upper Yangtze area

## 5 结论

1) 下寒武统主要发育棚内拉张槽型、陆架边缘斜坡型及台地前缘斜坡型3种成因类型的富有机质页岩。棚内拉张槽型富有机质页岩孔隙以粒间孔和粘土矿物层间孔为主,其次为有机质孔;台地前缘斜坡型富有机质页岩主要以有机质孔和方解石粒内溶蚀孔为主,而陆架边缘斜坡型富有机质页岩以有机质孔为主,无机矿物质孔不发育。

2) 下寒武统页岩孔隙发育受页岩矿物组成、有机质丰度、热演化程度及保存条件等多种因素控制。结合保存条件及探井油气发现等综合分析来看,下寒武统页岩气勘探在四川盆地内部应关注棚内拉张槽型页岩,尤其是筇竹寺组上部的富有机质页岩段;而在四川盆地外部,要关注热演化程度较低、保存条件相对较好的台地前缘斜坡型页岩分布区,以及热演化程度和TOC适中( $R_o < 3.5\%$ ,  $TOC = 5\% \sim 6\%$ )、保存条件较好的陆架边缘斜坡型页岩发育区。

### 参 考 文 献

- [1] 邹才能,朱如凯,白斌,等. 中国油气储层中纳米孔首次发现极其科学价值[J]. 岩石学报, 2011, 27(6): 1857-1864.  
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. First discovery of nanopore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value [J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6): 1857-1864.
- [2] 陈文玲,周文,罗平,等. 四川盆地长芯1井下志留统龙马溪组页岩气储层特征研究[J]. 岩石学报, 2013, 29(3): 1073-1086.  
Chen Wenling, Zhou Wen, Luo Ping, et al. Analysis of the shale gas reservoir in the Lower Silurian Longmaxi Formation, Changxin 1 well, Southeast Sichuan Basin, China [J]. Acta Petrologica Sinica, 2013, 29(3): 1073-1086.
- [3] 杨峰,宁正福,胡昌蓬,等. 页岩储层微观孔隙结构特征[J]. 石油学报, 2013, 34(2): 301-311.  
Yang Feng, Ning Zhengfu, Hu Changpeng, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs [J]. Acta Petrologica Sinica, 2013, 34(2): 301-311.
- [4] 于炳松. 页岩气储层孔隙分类与表征[J]. 地学前缘, 2013, 20(4): 211-220.  
Yu Bingsong. Classification and characterization of gas shale pore system [J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(4): 211-220.
- [5] 郑和荣,高波,彭勇民,等. 中上扬子地区下志留统沉积演化与页岩气勘探方向[J]. 古地理学报, 2013, 15(5): 645-656.  
Zheng Herong, Gao Bo, Peng Yongmin, et al. Sedimentary evolution and shale gas exploration direction of the Lower Silurian in Middle-Upper Yangtze area [J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5): 645-656.
- [6] 王超,张柏桥,舒志国,等. 四川盆地涪陵地区五峰组-龙马溪组海相页岩岩相类型及储层特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(3): 485-497.  
Wang Chao, Zhang Boqiao, Shu Zhiguo, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of marine shales of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Fuling area, the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 485-497.
- [7] 肖佃师,赵仁文,杨潇,等. 海相页岩气储层孔隙表征、分类及贡献[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1215-1225.  
Xiao Dianshi, Zhao Renwen, Yang Xiao, et al. Characterization, classification and contribution of marine shale gas reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1215-1225.
- [8] 张文伟. 细粒沉积岩储层微观特征研究方法及应用——以大民屯凹陷安福屯地区 S352 井为例[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(4): 11-15.  
Zhang Wenwei. Microcosmic characteristics of fine-grained sedimentary reservoirs and its application—By taking S352 well in Anfutun area of Damintun sag as an example [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(4): 11-15.
- [9] 肖佃师,卢双舫,房大志,等. 海相高成熟页岩气储层孔隙连通关系——以彭水地区龙马溪组为例[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 45-53.  
Xiao Dianshi, Lu Shuangfang, Fang Dazhi, et al. Pore connectivity of marine high-maturity shale gas reservoirs: A case study in Longmaxi Formation, Pengshui area [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 45-53.
- [10] 胡宗全,杜伟,彭勇民,等. 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[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(6): 1001-1008.  
Hu Zongquan, Du Wei, Peng Yongmin, et al. Microscopic pore characteristics and the source-reservoir relationship of shale—An example from the Wufeng Formation and Longmaxi Formation in Southeast Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(6): 1001-1008.
- [11] 肖贤明,王茂林,魏强,等. 中国南方下古生界页岩气远景区评价[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(8): 1433-1445.  
Xiao Xianming, Wang Maolin, Wei Qiang, et al. Evaluation of Lower Paleozoic shale with shale gas prospect in South China [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8): 1433-1445.
- [12] 罗超. 上扬子地区下寒武统牛蹄塘组页岩特征研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2014.  
Luo Chao. Geological characteristics of gas shale in the Lower Cambrian Niutitang Formation of Upper Yangtze Platform [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2014.
- [13] 刘忠宝,高波,张钰莹,等. 上扬子地区下寒武统页岩沉积相类型及分布特征[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 21-31.  
Liu Zhongbao, Gao Bo, Zhang Yuying, et al. Types and distribution of the shale sedimentary facies of the Lower Cambrian in Upper Yangtze area, South China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 21-31.
- [14] 刘忠宝,杜伟,高波,等. 层序格架中富有机质页岩发育模式及差异分布: 以上扬子下寒武统为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2018, 48(1): 1-14.  
Liu Zhongbao, Du Wei, Gao Bo, et al. Sedimentary model and distribution of organic-rich shale in the sequence stratigraphic framework: A case study of the Lower Cambrian in the Upper Yangtze region

- [J]. Journal of Jilin University( Earth Science Edition) ,2018 ,48 ( 1) : 1 - 14.
- [15] 刘忠宝,高波,胡宗全,等.高演化富有机质页岩储层特征及孔隙形成演化——以黔南地区下寒武统九门冲组为例[J].石油学报,2017,38(12):1381-1389.  
Liu Zhongbao, Gao Bo, Hu Zongquan, et al. Reservoir characteristics and pores formation and evolution of highmaturated organic rich shale: A case study of the Lower Cambrian Jiumenchong Formation, southern of Guizhou area [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(12): 1381 - 1389.
- [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 Zhijun, Hu Zongquan, Gao Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productive of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin [J]. Earth Science Frontier, 2016, 23(1): 1 - 10.
- [17] Milliken K L, Rudnicki M, David N, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation ( Devonian ), Pennsylvania [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(2): 177 - 200.
- [18] 王濡岳,龚大建,冷济高,等.黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩储层发育特征:以岑巩区块为例[J].地学前缘,2017,24(6):286-299.  
Wang Ruyue, Gong Dajian, Leng Jigao, et al. Developmental characteristics of the Lower Cambrian Niutitang shale reservoir innorthern Guizhou area: A case study in the Cengong block [J]. Earth Science Frontiers, 2017, 24(6): 286 - 299.
- [19] 王飞宇,关晶,冯伟平,等.过成熟海相页岩孔隙度演化特征和游离气量[J].石油勘探与开发,2013,40(6):764-768.  
Wang Feiyu, Guan Jing, Feng Weiping, et al. Evolution of overmature marine shale porosity and implication to the free gas volume [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 764 - 768.
- [20] 赵文智,李建忠,杨涛,等.中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J].石油勘探与开发,2016,43(4):499-510.  
Zhao Wenzhi, Li Jianzhong, Yang Tao, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 499 - 510.
- [21] 张鹏,黄宇琪,杨军伟,等.黔西北龙潭组页岩吸附能力主控因素分析[J].断块油气田,2019,26(2):162-167.  
Zhang Peng, Huang Yuqi, Yang Junwei, et al. Main controlling factors of shale adsorption capacity of Longtan Formation in Northwest Guizhou [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(2): 162 - 167.
- [22] 蔡潇,靳雅夕,叶建国,等.一种页岩有机孔与无机孔定量表征的方法[J].油气藏评价与开发,2020,10(1):30-36.  
Cai Xiao, Jin Yaxi, Ye Jianguo, et al. A quantitative characterization method for organic and inorganic pores in shale [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 30 - 36.
- [23] 聂海宽,包书景,高波,等.四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J].地学前缘,2012,19(3):280-294.  
Nie Haikuan, Bao Shujing, Gao Bo, et al. A Study of shale gas preservation condition for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(3): 280 - 294.
- [24] 王濡岳,丁文龙,龚大建,等.黔北地区海相页岩气保存条件——以贵州岑巩区块下寒武统牛蹄塘组为例[J].石油与天然气地质,2016,37(1):45-55.  
Wang Ruyue, Ding Wenlong, Gong Dajian, et al. Gas preservation conditions of marine shale in northern Guizhou area: A case study of the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Cen'gong block, Guizhou Province [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 45 - 55.
- [25] 罗胜元,刘安,李海,等.中扬子宜昌地区寒武系水井沱组页岩含气性及影响因素[J].石油实验地质,2019,41(1):56-67.  
Luo Shengyuan, Liu An, Li Hai, et al. Gas-bearing characteristics and controls of the Cambrian Shuijingtuo Formation in Yichang area, Middle Yangtze region [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(1): 56 - 67.
- [26] 赵文韬,荆铁亚,姚光华,等.复杂构造区页岩气保存条件研究[J].特种油气藏,2018,25(06):83-89.  
Zhao Wentao, Jing Tiewa, Yao Guanghua, et al. Shale gas preservation condition in complex tectonic zone [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(6): 83 - 89.

(编辑 李军)

(上接第247页)

- [22] 薛永安,李慧勇.渤海海域深层太古界变质岩潜山大型凝析气田的发现及其地质意义[J].中国海上油气,2018,30(03):1-9.  
Xue Yongan, Li Huiyong. Large condensate gas field in deep Archean metamorphic buried hill in Bohai sea: discovery and geological significance [J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(03): 1 - 9.
- [23] 岳伟.辽河太古界潜山储层测井评价研究[M].北京:中国石油大学,2011.  
Yue wei. Log Evaluation for Liaohe Archean Buried Hill Reservoir [M]. Beijing: China University of Petroleum, 2011.
- [24] 杨明慧.渤海湾盆地潜山多样性及其成藏要素比较分析[J].石油与天然气地质,2008,29(5):623-631.  
Yang Minghui. Diversity of buried-hills and comparison of their hydrocarbon-pooling factors in the Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(5): 623 - 631.
- [25] 黄镇国,张伟强,陈俊鸿,等.中国南方红色风化壳[M].北京:海洋出版社,1996.  
Huang Zhengguo, Zhang Weiqiang, Chen Junhong, et al. Red residuum in Southern China [M]. Beijing: China Ocean Press, 1996.
- [26] 杨洁.华南沿海花岗岩风化壳岩土工程特征变化研究[D].西安:西安科技大学,2004.  
Yang Jie. Variation of geotechnical properties of weathered granite in Southeast China [D]. Xi'an: Xi'an University of Science and Technology, 2004.

(编辑 张玉银)