

四川盆地及周缘志留系龙马溪组一段深层页岩储层特征及其成因

王红岩^{1,2}, 施振生^{1,2}, 孙莎莎^{1,2}, 张磊夫^{1,2}

[1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 国家能源页岩气研发(实验)中心, 河北廊坊 065007]

摘要: 深层页岩储层是页岩气勘探开发的重要接替领域。针对四川盆地及周缘龙马溪组一段深层页岩, 系统开展了X-衍射全岩(XRD)、总有机碳(TOC)、大薄片及氩离子抛光大片成像研究。结果表明, 相对于浅层页岩, 深层页岩储层具有高硅质和低TOC含量、低粉砂纹层含量、高孔隙度和更有效的孔隙网络特征。由浅层至深层, 页岩硅质含量由30%增至62%。相应地, 碳酸盐含量由32%降至14.3%, 粘土矿物含量由33%降至7.8%, TOC含量由7.1%降至4.25%。深层页岩储层发育条带状粉砂纹理, 与浅层页岩相比, 其粉砂纹层含量减少、单层厚度减薄。黑色页岩发育有机孔、无机孔和微裂缝, 由浅层至深层, 页岩总面孔率由1.6%增至10.8%, 有机孔和无机孔均明显增加, 且微裂缝占比由1%增至12%。深层页岩储层有机孔、无机孔和微裂缝相互连通, 形成有效的孔隙网络。深层高硅质含量、高孔隙度和更有效的孔隙网络与生物成因硅有关, 低TOC含量与远离物源有关, 低粉砂纹层含量与水深较大有关。生物成因硅在成岩过程中可形成大量有机孔、无机孔和微裂缝, 且其可有效保存孔隙。有机质的生成受营养物质供给影响, 远离物源区营养供给较少。粉砂纹层主要由碳酸盐矿物组成, 深层不利于碳酸盐的形成。

关键词: 成因机制; 深水陆棚; 储层特征; 含气页岩; 龙马溪组; 志留系; 四川盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Characterization and genesis of deep shale reservoirs in the first Member of the Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin and its periphery

Wang Hongyan^{1,2}, Shi Zhensheng^{1,2}, Sun Shasha^{1,2}, Zhang Leifu^{1,2}

[1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;

2. National Energy Shale Gas R&D (Experiment) Center, Langfang, Hebei 065007, China]

Abstract: Deep reservoirs are among the future major targets for shale gas exploration and development in China. A study on the first Member of deep Longmaxi Formation (Long 1 Member) shales in the Sichuan Basin and its periphery was carried out by means of whole rock component X-ray diffraction (XRD), TOC determination, large thin section and argon ion (Ar+) milling SEM imaging. The results show that, compared with shallow shales, the deep shale reservoirs are characterized by relatively higher silica content, lower TOC, lower silty lamina fraction, higher porosity, and more effective pore networks. From shallow to deep, the silica content increases from 30% to 62%. Accordingly, the contents of carbonate minerals, clay minerals, and TOC decrease from 32%, 33%, and 7.1% to 14.3%, 7.8%, and 4.25% respectively. The stripe-shaped siltstone-bearing lamina developed in deep shale reservoir is significantly lower in content and thickness compared with shallow shales. Organic/inorganic-matter pores micro-fractures are widespread within the black shales. From shallow to deep, the thin section porosity increases from 1.6% to 10.8% along with significantly increasing organic and inorganic pores, as well as micro-fractures (with a proportion increase from 1% to 12%). In deep shales, the organic/inorganic-matter pores and micro-fractures are interconnected to form an effective pore network. In addition, the higher silica content and porosity, as well as effective pore network are possibly associated with the biogenic silica; the relatively lower TOC may be due to the long distance from provenance; and the low silty lamina fraction is

收稿日期: 2020-04-24; 修订日期: 2020-12-15。

第一作者简介: 王红岩(1971—), 男, 博士、教授级高级工程师, 非常规油气地质。E-mail: wanghongyan69@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项(2017ZX05035-001); 国家自然科学基金项目(41572079)。

related to deep water environment. Biogenic silica can produce and preserve a large amount of organic/inorganic-matter pores and well as micro-fractures during diagenesis. The supply of nutrient substance determines the generation of organic matter, and the distance to provenance is in negative correlation to nutrient supply. Silty lamina is mainly composed of carbonate minerals, which, however, are hard to form in deep reservoirs.

Key words: formation mechanism, deep-water shelf, reservoir characteristics, gas-bearing shale, Longmaxi Formation, Silurian, Sichuan Basin

页岩储层品质受有机质类型^[1]、有机质含量^[2-3]、矿物组分^[4]、页岩结构与沉积构造^[5]、原生有机孔隙度^[6]、有机质热成熟度^[7-8]和古水深等因素影响和控制。整体上, I型和II₁型干酪根更易形成优质储层^[1]。有机质含量越高,脆性矿物含量越高,纹层越发育,页岩储层品质越佳^[9]。在埋藏成岩过程中,随着地温升高和地层压力增大,各组分相互作用,页岩孔隙类型与孔径分布也相应变化^[7]。海相沉积中,富有机质页岩主要发育于缺氧分隔盆地、缺氧的开阔海、上升洋流引起的缺氧环境、潟湖和局限海等沉积环境^[10]。

五峰组-龙马溪组沉积时期,四川盆地整体为陆棚沉积环境,根据水深可划分为浅水陆棚、半深水陆棚和深水陆棚3个相带。目前,浅水陆棚和半深水陆棚相埋深相对较浅,一般小于3 500 m,而深水陆棚相多分布于3 500 m以深地区。由于工程技术限制,四川盆地及周缘页岩气前期勘探开发主要集中于威远、长宁、昭通和焦石坝等3 500 m以浅地区^[11]。这些地区页岩气最佳靶体位置是五峰组-龙马溪组一段^[12],储层具有高有机碳含量(*TOC*)、高含气量、高脆性矿物含量、高孔隙度及纹层发育等特征^[9],水体缺氧是有机质富集的最关键控制因素^[13]。

五峰组-龙马溪组3 500 m以深地区有利面积占总面积的82%,页岩气资源量占总资源量的65%以上^[14]。近年来,随着工程技术突破,深层页岩气勘探开发也取得重要进展。其中,黄202井测试获气 $22.37 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,泸203井测试产量达到 $137.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,阳101H1-2井测试获得 $46.89 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的产量。针对深层页岩储层特征,研究尚处于起步阶段,目前有3个问题亟需解决:①与3 500 m以浅地区相比,深层储层特征是否存在差异?②深层页岩具有哪些典型特征?③深层页岩储层特征的成因机理是什么?本文以四川盆地龙马溪组龙一段含气页岩为对象,采用薄片观察、氩离子抛光大片成像、X-衍射全岩和总有机碳测试等手段,探讨了深水沉积区页岩储层特征,并探讨其可能的成因机制。

1 地质背景

四川盆地及周缘五峰组-龙马溪组形成于华夏地块与扬子地块相互碰撞形成阶段^[15]。中奥陶世之后,扬子板块进入前陆盆地构造演化阶段,四川盆地及周缘为扬子前陆盆地之隆后盆地一部分。志留纪早期,南东方向挤压作用增强,四川盆地及周缘不断抬升,川中古隆起逐渐扩大,海域缩小海水变浅,沉积分异作用加剧。该时期上扬子地区夹持在川中古隆起和黔中-雪峰古隆起之间(图1),形成半闭塞滞流海盆。该时期发育陆棚沉积环境,由古陆边缘向沉积中心方向依次发育浅水陆棚相、半深层和深水陆棚相3个相带^[16]。

四川盆地龙马溪组发育,根据岩性和电性特征,龙马溪组可划分为龙一段和龙二段。龙一段以黑色、灰黑色薄层状页岩或块状页岩为主,纹层结构和裂缝发育^[17-18]。龙二段为灰绿色、黄绿色页岩及砂质页岩,有时夹粉砂岩或泥质灰岩,由下至上砂质含量增高,自下而上构成向上变粗沉积序列。根据岩性和电性特征,龙一段可划分为龙一¹亚段和龙一²亚段,龙一¹亚段进一步细分为龙一¹⁽¹⁻⁴⁾4个小层^[19]。

2 样品和方法

2.1 样品制备

本次研究样品取自四川盆地足202、足203、威201、威202、自202、荣203、黄202、泸201、泸203、泸205、宁201、宁203、宁209、宁210、YS106、YS112、宝1井岩心及长宁双河剖面露头(井点位置见图1,取样点见表1),取样层位均为龙马溪组。所有井均开展总有机碳含量(*TOC*)、X-衍射全岩(XRD)和氩离子抛光片分析。另外,威201、泸203、宁209井和长宁双河剖面分别开展1块大薄片成像和显微镜观察。大薄片直径为5 cm × 7 cm × 30 μm,氩离子抛光片尺寸为10 mm × 10 mm × 5 mm。*TOC*和XRD分析测试在国家能源页岩气研发(实验)中心进行,大薄片成像和氩离子抛光片分析由北京天和信公司负责。

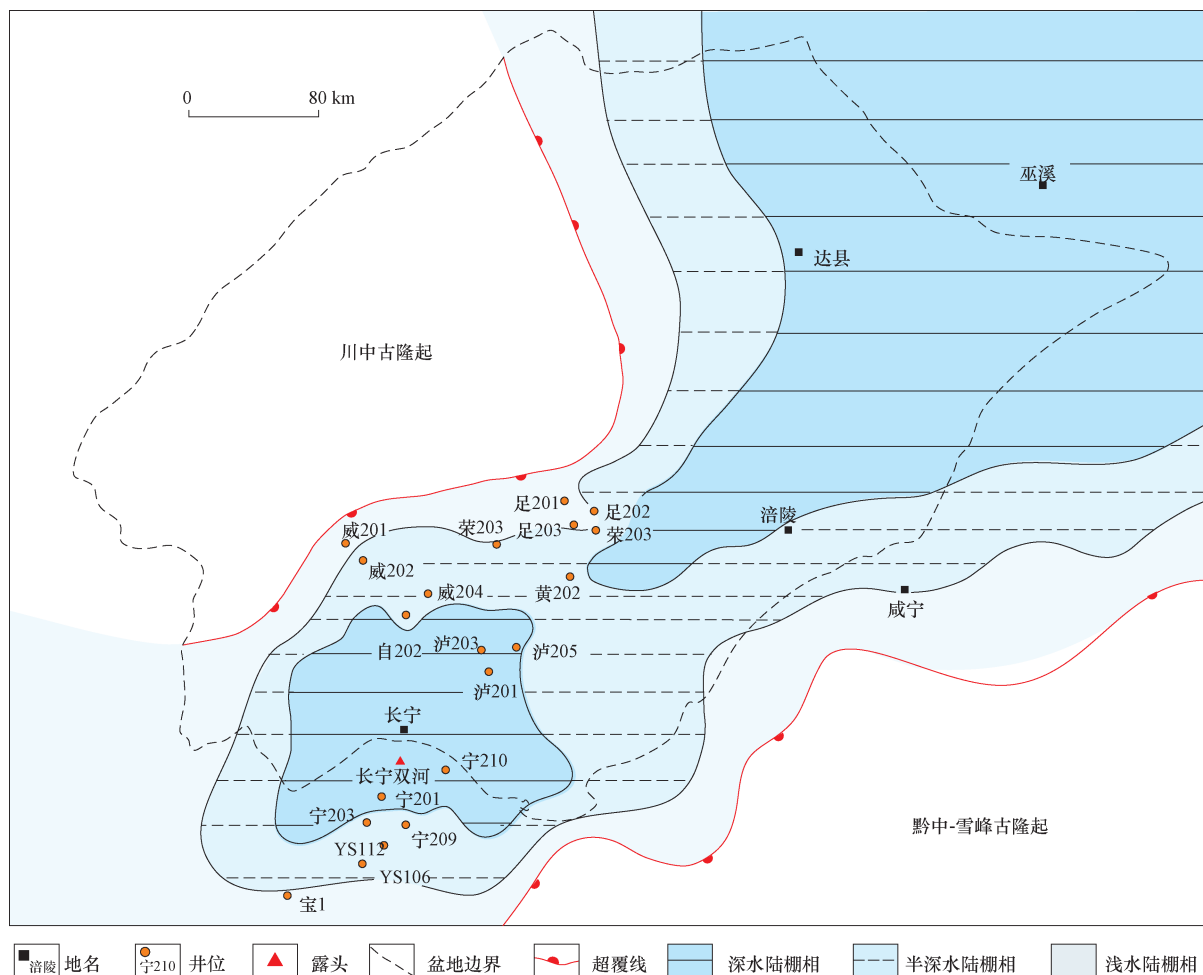


图1 四川盆地及缘位置、取样井位分布及志留系龙马溪组沉积相展布

Fig. 1 Locations, sampling wells, and sedimentary facies distribution of the Silurian Longmaxi

Formation in the Sichuan Basin and its periphery

2.2 薄片成像和显微镜观察

纹层结构及矿物组份描述主要借助于大薄片全尺度照相和偏光显微镜观察。选用德国 Leica4500P 显微高精度数字平台开展全薄片照相,每张大薄片一共采集图像3 200张。图像采集完成后,利用 Adobe Photoshop CS5 及以上版本图形处理软件在高配制工作站上对采集的3 200张图像开展无缝拼接,从而完成全薄片照相。完成全薄片照相后,开展纹层结构特征描述,并选用配备有 Leica DFC450 照相系统的 Leica DMIP 偏光显微镜开展标准薄片岩石学特征研究。

2.3 有机地化和岩石学分析

利用 LECO CS-200 硫碳分析仪进行 TOC 分析,实验前先用盐酸去除样品无机碳成分,有机碳含量通过高温燃烧称重直接测得。利用日本理学 RINT-TTR3 型 X-射线衍射仪进行 XRD 实验,采用 Cu 靶(单色),旋

转角度 $3^{\circ} \sim 45^{\circ}$,管压 45 kV,管流 100 mA。定量分析采用步进扫描,扫描速度 $4^{\circ}/\text{min}$,采样间隔 0.02° 。按照标准(SY/T 5163—2010)《沉积岩中粘土矿物和常见非粘土矿物 X-衍射分析方法》对矿物成分进行定量分析。

2.4 纳米孔隙分析

为了获得高精度和大视域的纳米孔隙图像,采用了氩离子抛光片制作、图像采集和拼接、孔隙分析等研究步骤和方法。氩离子抛光片尺寸为 $10 \text{ mm} \times 10 \text{ mm} \times 5 \text{ mm}$,图像采集选用携带冷排放的 Hitachi 场发射扫描电镜,并配备有低到高的二次电子探针和 X-射线能谱仪(EDS)。扫描电镜放大倍数为 30×10^3 倍(单张照片最大分辨率为 9 nm)。图像采集区域垂直于纹层面,累积采集面积 $60 \mu\text{m} \times 40 \mu\text{m}$ 。图像采集完成后,选用 Adobe Photoshop 图形处理软件拼接图像。

表 1 四川盆地及周缘志留系龙马溪组取样点及分析测试项目

Table 1 Sampling wells in the Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its periphery and related tests

取样位置	层位	深度/m	TOC/%	XRD 测试矿物含量/%			
				粘土矿物	石英	长石	碳酸盐
足 202 井	龙— ¹⁽¹⁾	3 890.75	4.13	17.4	66.7	5.1	7.0
足 203 井	龙— ¹⁽¹⁾	4 101.50	4.76	11.7	70.1	3.7	11.3
威 201 井	龙— ¹⁽¹⁾	1 541.78	5.16	14.3	66.2	2.7	14.5
威 201 井	龙— ¹⁽¹⁾	1 542.60	8.20	12.4	68.1	3.3	11.5
威 202 井	龙— ¹⁽¹⁾	2 571.28	7.10	14.4	71.2	1.6	11.7
自 202 井	龙— ¹⁽¹⁾	3 647.95	4.04	17.1	45.8	11.2	17.9
荣 203 井	龙— ¹⁽¹⁾	4 344.56	1.44	26.6	47.9	4.5	18.5
黄 202 井	龙— ¹⁽¹⁾	4 080.64	3.66	11.4	65.7	2.4	17.9
泸 201 井	龙— ¹⁽¹⁾	3 615.70	4.25	6.5	69.9	2.4	19.4
宁 201 井	龙— ¹⁽¹⁾	2 519.60	7.08	15.0	44.0	2.0	36.0
宁 203 井	龙— ¹⁽¹⁾	2 392.55	4.72	5.0	67.0	4.8	21.5
宁 209 井	龙— ¹⁽¹⁾	3 168.97	5.41	23.8	50.2	2.6	23.4
宁 210 井	龙— ¹⁽¹⁾	2 232.49	4.69	16.5	55.1	0.0	28.4
YS106 井	龙— ¹⁽¹⁾	1 432.40	5.15	—	—	—	—
YS112 井	龙— ¹⁽¹⁾	2 455.30	5.25	23.6	36.3	10.9	25.0
YS112 井	龙— ¹⁽¹⁾	2 456.61	8.90	8.5	12.2	3.6	60.9
宝 1 井	龙— ¹⁽¹⁾	1 273.50	—	33.0	30.0	5.0	32.0
长宁双河剖面	龙— ¹⁽¹⁾	—	9.87	16.0	71.0	3.0	10.0

3 结果

3.1 高硅质和低 TOC 含量

四川盆地及周缘龙马溪组黑色页岩矿物成分有石英、粘土矿物和碳酸盐矿物,次要矿物成分为长石和黄铁矿。碳酸盐矿物主要为方解石和白云石,粘土矿物主要由伊利石、伊-蒙混层和绿泥石组成,偶夹少量高岭石。

龙马溪组黑色页岩中,随着埋深加大,粘土矿物含量降低,深层粘土矿物含量最低(图 2a)。由南向北,浅层页岩粘土矿物含量为 25%~38%(宝 1 井为 33%),半深层页岩为 12.3%~23.6%(平均值为 18.1%),而深层为 7.8%~19.2%(平均值 13.5%),粘土矿物含量逐渐降低。由北向南,威 201 和足 202 井浅层页岩粘土矿物含量分别为 14.3%和 17.4%,黄 202 和自 202 井半深层分别为 11.4%和 16.9%,粘土矿物含量也逐渐降低。

龙马溪组黑色页岩中,随着埋深加大,硅质矿物含量逐渐增加,深层硅质含量最高(图 2b)。由南向北,浅层页岩硅质含量为 27%~40%(宝 1 井为 30%),半深层为 36.3%~64.4%(平均值为 53.4%),而深层为 51.1%~72.9%(平均值 62%),深层硅质含量最高。由北向南,随着埋深加大,威 201 和足 202 井硅质含量分别为 66.2%和 66.7%,黄 202 和自 202 井半深层分别为 65.7%和 60.1%,深层硅质含量也最高。深层页岩放

射虫和硅质海绵骨针普遍发育(图 3),局部富集。

龙马溪组黑色页岩中,随着埋深加大,碳酸盐矿物含量降低,深层碳酸盐含量最低(图 2c)。由南向北,浅层页岩碳酸盐含量为 27%~34%(宝 1 井为 32%),半深层为 18.2%~25%(平均值为 20.8%),而深层宁 210 井为 23.4%,深层碳酸盐含量最低。由北向南,浅层页岩沉积威 201 和足 202 井碳酸盐含量分别为 14.5%和 7%,半深层黄 202 和自 202 井分别为 17.9%和 12%,深层泸 201 井为 14.3%,深层碳酸盐含量也最低。

龙马溪组一段黑色页岩中,随着埋深加大,TOC 含量逐渐降低,深层 TOC 含量最低(图 2d)。由南向北,半深层 YS106,YS112 和宁 203 井 TOC 含量分别为 5.15%,5.25%和 4.72%,深层宁 210 井为 4.69%,深层 TOC 含量最低。由北向南,浅层威 201 井 TOC 含量为 8.2%,半深层威 202、足 202 和黄 202 井分别为 7.1%,4.13%和 3.66%,深层泸 201 井为 4.25%,深水沉积 TOC 含量最低。

3.2 低粉砂纹层含量

四川盆地及周缘龙马溪组含气页岩发育泥纹层和粉砂纹层(图 4)。泥纹层和粉砂纹层最小单层厚度一般小于 30 μm,最大厚度达 2 000 μm。偏光显微镜与 SEM 图像综合分析表明,泥纹层单层厚度多数 64.8~92.8 μm,平均值 76.54 μm,粉砂纹层单层厚度多数 23.2~87.3 μm,平均值 54.14 μm。

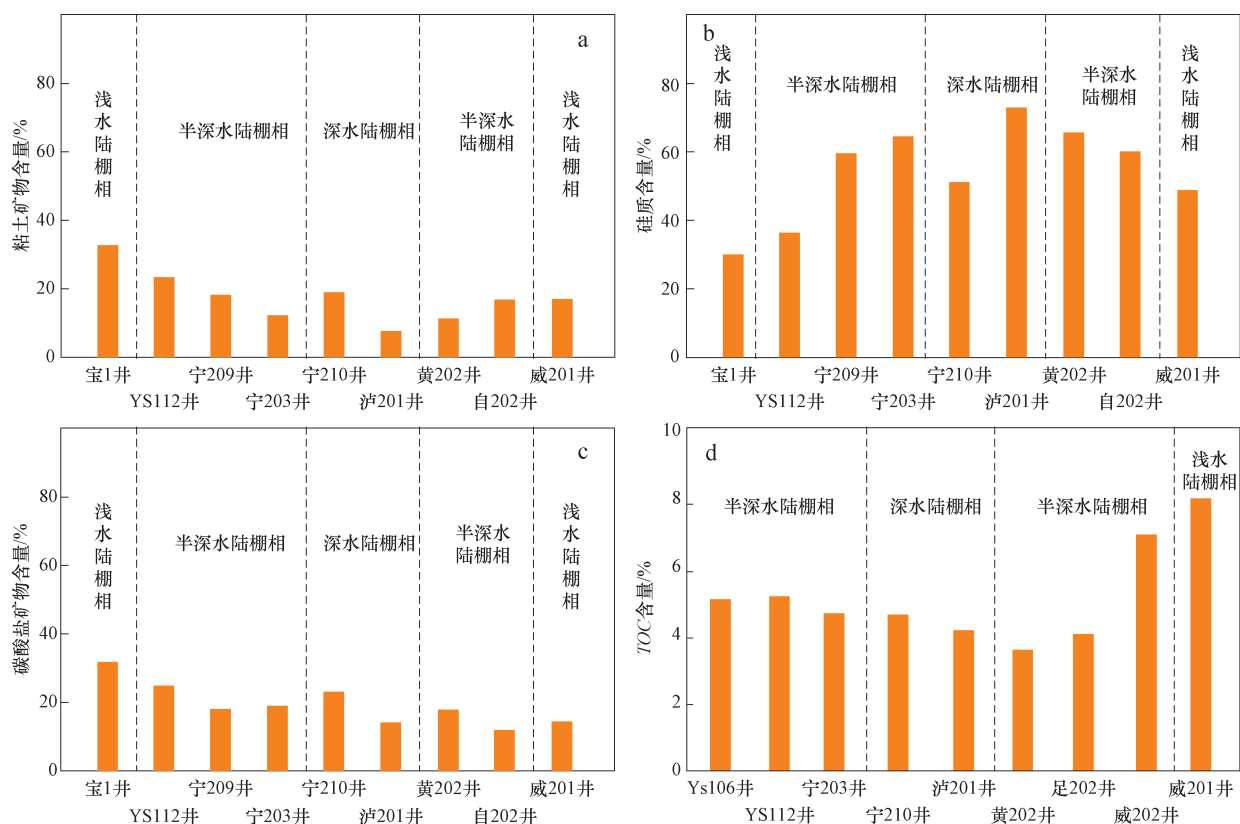


图2 四川盆地及周缘志留系龙马溪组不同埋深地区物质组份

Fig. 2 Material composition in the Silurian Longmaxi Formation of diverse burial depth, Sichuan Basin and its periphery

a. 粘土矿物; b. 硅质; c. 碳酸盐矿物; d. TOC

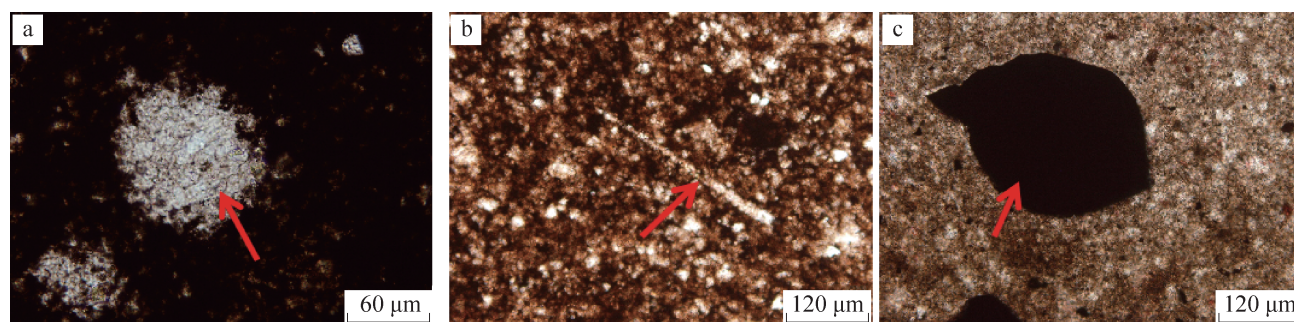


图3 四川盆地及周缘志留系龙马溪组深层页岩硅质生物照片

Fig. 3 Micrographs of siliceous organisms in deep Longmaxi Formation shale of the Silurian, Sichuan Basin and its periphery

a. 硅质放射虫, 泸203井, 埋深3 809.5 m, 单偏光; b. 硅质海绵骨针, 泸203井, 埋深3 809.5 m, 单偏光;

c. 黄铁矿化的硅质放射虫, 埋深3 615.7 m, 泸201井, 单偏光

泥纹层以硅质矿物为主, 粉砂纹层以碳酸盐矿物为主。泥纹层石英含量大于70%, 有机质含量大于15%; 粉砂纹层碳酸盐含量大于50%, 石英含量大于20%, 有机质含量5%~15%。泥纹层中石英颗粒粒径为1~3 μm , 孤立分布或组成集合体; 粉砂纹层中方解石和白云石颗粒粒径多为20~40 μm 。偏光显微镜下泥纹层颜色较暗, 常称作暗纹层, 粉砂纹层颜色较亮, 常称作亮纹层。

龙马溪组黑色页岩中, 随着埋深加大, 粉砂纹层含

量减少, 单层厚度减薄, 深层以条带状粉砂纹层页岩为主。浅层页岩粉砂纹层和泥纹层互层, 粉砂纹层含量约40%~60%, 其单层厚度可达400~700 μm (图4a)。半深层粉砂纹层与泥纹层薄互层沉积, 二者之间可呈突变或渐变接触, 界面较为平直。其中, 粉砂纹层含量约30%~40%, 单层厚度为60~80 μm (图4b)。深层页岩主要发育厚层泥纹层夹条带状粉砂纹层, 其中, 粉砂纹层含量约5%~10%, 单层厚度为23.2~40 μm , 粉砂纹层单层和累计厚度较小 (图4c)。

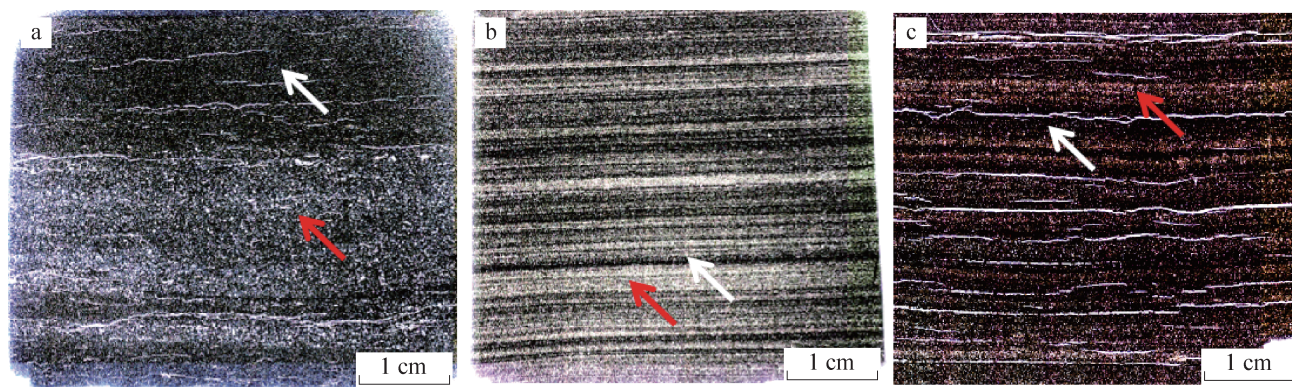


图4 四川盆地及周缘志留系龙马溪组不同埋深地区纹层特征(红色箭头指示粉砂纹层,白色箭头指示泥纹层)

Fig. 4 Lamina characteristics in the Silurian Longmaxi Formation of diverse burial depth, Sichuan Basin and its periphery (red arrows point to silty lamina; white arrows indicate mudstone lamina)

a. 浅层地区, 厚层粉砂纹层与泥纹层互层, 威201井, 埋深1 541.78 m; b. 半深层地区, 薄层粉砂纹层与泥纹层互层, 宁209井, 埋深3 168.97 m; c. 深层地区, 厚层泥纹层夹条带状粉砂纹层, 泸203井, 埋深3 809.5 m

3.3 高孔隙度和孔隙网络

四川盆地及周缘龙马溪组含气页岩发育有机孔、无机孔和微裂缝。有机孔分布于有机质中, 形态有椭圆状、近球状、不规则蜂窝状、气孔状或狭缝状(图5a, d)。无机孔分布于矿物颗粒内或颗粒之间, 形态有三角状、棱角状或长方形(图5b, c, e, f)。微裂缝主要分布于矿物颗粒之间或有机质内部或矿物颗粒与有机质之间, 呈条带状, 常能沟通各类孔隙。

龙马溪组黑色页岩中, 面孔率随着埋深加大而加大, 深层面孔率最大(图6)。由北向南, 浅层页岩足202和足203井面孔率分别为1.6%和2.1%, 半深层荣203和黄202井分别为1.9%和2.1%, 深层泸205和泸203分别为6.1%和10.8%, 深水沉积面孔率最大。由南向北, 半深层宁203井面孔率为2%, 深层宁201井和双河剖面分别为2.8%和4.2%, 深层面孔率最大。

龙马溪组黑色页岩中, 随着埋深加大, 页岩中有机孔和无机孔的面孔率也逐渐增大, 深层有机孔和无机孔面孔率均最大(图6)。同时, 微裂缝面孔率及其占比也随着水深加大而加大(图6)。由北向南, 浅层页岩足202和足203井微裂缝占比分别为1%和3%, 半深层荣203和黄202井分别为5%和6%, 深层泸205和泸203井分别为12%和8%, 深层微裂缝占比最大。由南向北, 半深层宁203井微裂缝占比为5%, 深层宁201井和双河剖面分别为5%和8%, 深层微裂缝面孔率占比最大。

龙马溪组黑色页岩中, 随着孔隙度和微裂缝占比增大, 各类孔隙形成良好的网状结构。以半深层宁209井为例, 黑色页岩中主要发育有机孔和无机孔, 有

机孔相对发育, 无机孔含量较低(图7a)。在有机孔和无机孔之间, 发育少量微裂缝, 有效沟通各类孔隙。而深层的泸201井页岩样品中, 有机孔、无机孔和微裂缝均十分发育(图7b)。微裂缝主要沿着颗粒边缘或切穿颗粒分布, 能有效沟通各类孔隙, 在平面上形成了复杂的网络体系。

4 讨论

4.1 高硅质和低 TOC 含量成因

生物成因硅造成四川盆地龙马溪组深层黑色页岩硅质含量高。前人研究表明, 岩石的物质组成与陆源物质源供给、化学沉淀作用和生物沉积作用密切相关^[20]。粘土矿物多为陆源碎屑物理风化和化学风化作用的产物^[21], 其含量与距离源区的远近有关。距离源区越远, 粘土矿物含量越低。深层页岩沉积时期多位于盆地沉积中心区, 其远离陆源, 因此粘土矿物含量较低。碳酸盐矿物多为生物沉淀和化学沉淀作用的产物, 其形成与水体含氧量、水体封闭程度、水体温度及阳光照射强度等有关^[22]。四川盆地龙马溪组黑色页岩中碳酸盐矿物多为白云石和方解石, 其多形成于温暖、清澈和水深较浅的环境, 因此浅水区碳酸盐含量较高, 而深水区含量较低。而硅质主要为生物成因^[23-25], 造硅生物为硅质海绵和放射虫。硅质海绵和放射虫多生活于清洁、水深较大的区域, 浅水区陆源物质及钙质生物都会抑制其生长发育^[26-27], 因此深水区硅质含量高。

低表层水体初级生产力及高沉积物沉积速率造成四川盆地龙马溪组黑色页岩低 TOC 含量。前人研究

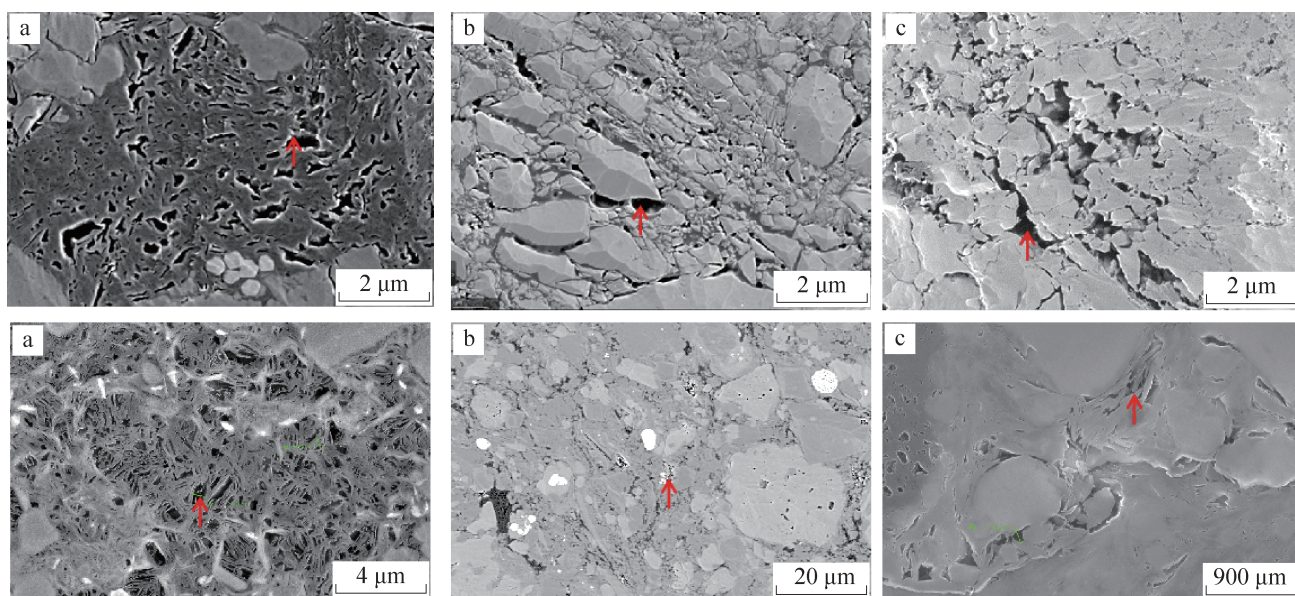


图5 四川盆地及周缘志留系龙马溪组不同埋深地区页岩纳米孔隙照片

Fig. 5 Micrographs showing the nano-pores in the Silurian Longmaxi Formation of various burial depth, Sichuan Basin and its periphery

a. 有机质孔, 泸 203, 埋深 3 809.5 m; b. 无机孔(石英矿物粒间孔), 泸 203 井, 埋深 3 809.5 m; c. 无机孔(石英矿物粒间孔), 泸 201 井, 埋深 3 615.7 m; d. 有机质孔, 威 201 井, 埋深 1 541.6 m; e. 无机孔(石英矿物粒间孔), 宁 209 井, 埋深 3 168.97 m; f. 无机孔(粘土矿物粒间孔), 自 202 井, 埋深 3 647.95 m

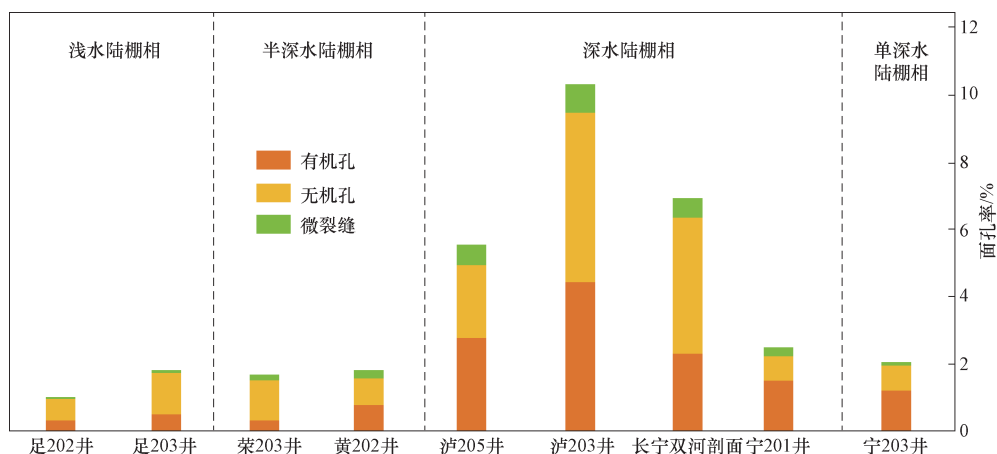


图6 四川盆地及周缘志留系龙马溪组不同埋深地区含气页岩面孔隙率及孔隙组成(数据根据氩离子抛光片照片统计分析获得)

Fig. 6 Thin section porosity and pore composition of gas-bearing shales in the Silurian Longmaxi Formation of diverse burial depth, Sichuan Basin and its periphery (obtained from statistics of Ar + milling SEM images)

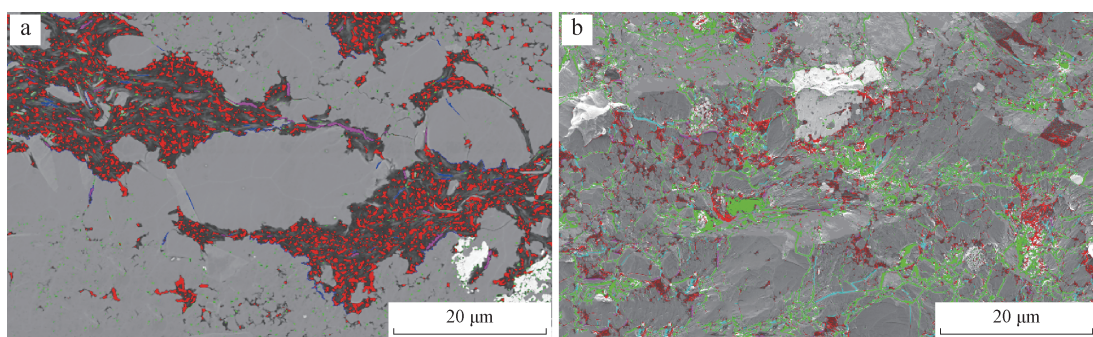


图7 四川盆地及周缘志留系龙马溪组不同埋深地区孔隙结构

Fig. 7 Pore structure of the Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its periphery

a. 半深层, 宁 209 井, 埋深 3 168.97 m; b. 深层, 泸 201 井, 埋深 3 615.7 m; a 图中的红色是无机孔, b 图绿色是微裂缝

认为,沉积物有机质含量受表层水体初级生产力、水体氧化-还原条件、沉积物沉积速率及古水深控制^[28]。表层水体初级生产力与水体含氧量及N、P等营养元素含量有关,水体含氧量及营养元素含量越高,表层水体初级生产力越高^[29]。四川盆地龙马溪组黑色页岩沉积时期,古水体为分层状态,水体上下对流较少^[30-31]。因此,含氧量和营养元素多来源于陆源水体注入。浅层地区沉积时期由于临近陆源,故表层水体初级生产力高;深层地区沉积时期由于远离陆源,故表层水体初级生产力低^[20]。龙一段黑色页岩沉积时期,四川盆地水体整体都处于贫氧-缺氧状态^[13],故氧化-还原条件对有机质含量影响较小。沉积物沉积速率主要受可容空间控制^[32],深水沉积区可容空间大,故其沉积速率大,而浅水沉积区可容空间小,故其沉积速率低。在相同的初级生产力条件下,高沉积物沉积速率会摊薄有机质,从而造成TOC含量降低^[33]。四川盆地龙马溪组深层地层厚度均大于3m,而浅层和半深层页岩为1~2m,深层沉积速率远高于浅水沉积区。同时,深层由于可容空间较大,在相同的时间内沉积物堆积量较大,从而大大摊薄了有机质的含量,从而造成沉积物中TOC含量降低。古水深也影响沉积物TOC含量,水体越深,有机质在氧化带停滞时间越长,从而有机质分解的程度越高。但龙马溪组黑色页岩沉积为分层的水体,不同位置氧化带的深度基本一致,故古水深对深层TOC含量影响不大。

4.2 低粉砂纹层含量成因

黑色页岩常发育泥纹层和粉砂纹层^[34],纹层的常见成因有脉冲流^[35]、多个不同水体能量的沉积事件堆积^[36]、藻类生物勃发^[37]、沉积分异^[38]或水流搬运分异^[39]等。

富硅生物勃发是四川盆地及周缘龙一段含气页岩的纹层形成机制^[16]。生物勃发的形成与古气候的季节变化有关,气候相对温暖潮湿的季节,陆源淡水注入带来大量营养成分,造成硅质生物勃发性生长。富硅生物勃发期,生物成因硅和有机质大量堆积,形成泥纹层。同时,生物勃发造成水体中二氧化碳消耗严重,故碳酸盐也大量沉淀^[37,40],形成富含方解石、白云石和生物骨骼的粉砂纹层。

远离物源区是深水页岩储层低粉砂纹层含量的成因。深层相对较远的营养物质供应,不仅造成其可接受的营养物质较少,更可能造成其大多数情况下无法接受到营养物质输入。较少或者多次的无营养物质输入造成深水区生物勃发的规模和频率都较小,故粉砂

纹层单层厚度及占比均较小。浅层页岩和半深层由于靠近物源,其接受到的营养物质的机会及数量均较多,生物勃发规模及频率均较大,故粉砂纹层单层厚度及含量均较大。

4.3 高孔隙度和孔隙网络成因

生物成因硅造成四川盆地龙马溪组深水黑色页岩形成高孔隙度和有效孔隙网络。硅质生物埋藏成岩过程中可形成在量孔隙,从而大大增加页岩孔隙度。前人研究表明,硅质生物主要由硅质壳体、有机质及硅质组份构成^[41]。硅质壳体和体内的生物硅质均为蛋白石A,其是一种非晶质矿物,高度无序,为无定形结构。埋藏成岩早期,体内有机质大量分解,形成大量体腔孔。随着埋藏成岩作用进行,在大规模生烃之前,生物硅质不断脱水转化,形成大量刚性石英粒间孔(图5b, c, e)。同时,生物硅质溶蚀和粘土矿物蚀变过程中释放出的硅质重结晶形成自生石英^[12],以叠置的片状、卵状和椭球状产出,形成粘土矿物粒间孔(图5f)。另一方面,硅质壳体蛋白石A也转化形成石英微晶,并形成多孔的刚性格架。有机孔、石英粒间孔、粘土矿物粒间孔和格架孔的发育,大量提高了页岩的孔隙度。硅质是一种刚性矿物,其中石英硬度可达7.0。这些刚性格架可有效支撑上覆地层压力,从而有利于孔隙的保存^[42]。现代和古代的海洋中沉积及成岩转化形成生物硅页岩孔隙度可达35%~55%^[41]。深水沉积区由于硅质含量高,故其孔隙度更大。

高硅质含量不仅造成高有机孔和无机孔,并形成良好的孔隙网格。孔隙网格的形成有机孔、无机孔及微裂缝的丰度及相互沟通程度有关。深水沉积区,由于硅质含量高,大量有机孔得以良好保存,故有机孔含量高。同时,由于刚性石英格架抗压能力强,石英成岩转化过程中的大量石英粒孔的得以良好保存,故无机孔非常丰富。同时,由于石英脆性非常好,在沉积成岩过程中容易形成大量微裂缝。有机孔、无机孔及微裂缝的相互沟通,形成良好的孔隙网络。浅水区由于硅质含量低、粘土矿物含量高,粘土矿物为塑性颗粒,其不利于孔隙的形成和保存,故其孔隙度和孔隙网络发育程度相对较差。

5 结论

1) 相对于浅层页岩和半深层页岩,龙马溪组深层页岩储层具有高硅质含量和低碳酸盐含量、低粘土矿物和低TOC含量的特征。由浅层至深层,页岩硅质含

量由30%增至62%。相应地,碳酸盐含量由32%降至14.3%,粘土矿物含量由33%降至7.8%,*TOC*含量由7.1%降至4.25%。

2) 相对于浅层页岩和半深层页岩,龙马溪组深层页岩储层粉砂纹层含量相对较低。由浅层至深层,依次发育厚层粉砂纹层与泥纹层互层页岩、薄层粉砂纹层和泥纹层互层页岩和条带状粉砂纹层页岩,深层页岩储层中粉砂纹层含量及单层厚度均明显减薄。

3) 相对于浅层页岩和半深层页岩,龙马溪组深层页岩储层具有更高孔隙度和更有效的孔隙网络。由浅水至深水区,页岩总面孔率由1.6%增至10.8%,有机孔和无机孔均明显增加,且微裂缝占比由1%增至12%。有机孔、无机孔和微裂缝相互连通,形成有效的孔隙网络。

4) 相对于浅层页岩和半深层页岩,龙马溪组深层页岩中高硅质含量、高孔隙度和更有效的孔隙网络与生物成因硅有关,低*TOC*含量与远离物源有关,低粉砂纹层含量与水深较大有关。生物成因硅在成岩过程中可形成大量有机孔、无机孔和微裂缝,且其能够有效保存孔隙。有机质的生成受营养物质供给影响,远离物源区营养供给较少。粉砂纹层主要由碳酸盐矿物组成,深层不利于碳酸盐的形成。

参 考 文 献

- [1] Chalmers G, Bustin R M. A multidisciplinary approach in determining the maceral (kerogen type) and mineralogical composition of Upper Cretaceous Eagle Ford Formation: Impact on pore development and pore size distribution [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2017, 171: 93–110.
- [2] 洪剑, 唐玄, 张聪, 等. 中扬子地区龙马溪组页岩有机质孔隙发育特征及控制因素—以湖南省永顺地区永页3井为例[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(5): 1060–1072.
Hong Jian, Zhang Cong, Huang Huang, et al. Characteristics and controlling factors of organic-matter pores in Longmaxi Formation shale, Middle Yangtze Region: A case study of Well YY3 [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(5): 1060–1072.
- [3] 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.
Liu Wenping, Zhang Chenglin, Gao Guidong, et al. Controlling factors and evolution laws of shale porosity in Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2017, 38(2): 175–184.
- [4] Mathia E J, Bowen L, Thomas K M, et al. Evolution of porosity and pore type in organic-rich, calcareous, lower Toarcian Posidonia Shale [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 75: 117–139.
- [5] Katz B J, Arango I. Organic porosity: A geochemist's view of the current state of understanding [J]. *Organic Geochemistry*, 2018, 123: 1–16.
- [6] Lohr 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 thermally immature organic matter? [J]. *Organic Geochemistry*, 2015, 87, 119–132.
- [7] Pommer M, Milliken K. Pore types and pore-size distributions across thermal maturity, Eagle Ford Formation, southern Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 2015, 99(9): 1713–1744.
- [8] 张廷山, 杨洋, 龚其森, 等. 四川盆地南部早古生代海相页岩微观孔隙特征及发育控制因素[J]. *地质学报*, 2014, 88(9): 1728–1740.
Zhang Tingshan, Yang Yang, Gong Qisen, et al. Characteristics and mechanisms of the Micro-pores in the Early Palaeozoic marine shale, southern Sichuan Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014, 88(9): 1728–1740.
- [9] 邹才能, 赵群, 董大忠, 等. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(12): 1781–1796.
Zou Caineng, Zhao Qun, Dong Dazhong, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(12): 1781–1796.
- [10] Melchin M J, Mitchell C E, Holmden C, et al. Environmental changes in the Late Ordovician-early Silurian: Review and new insights from black shales and nitrogen isotopes [J]. *Geological Society of America Bulletin*, 2013, 125(11–12): 1635–1670.
- [11] 蒋裕强, 董大忠, 漆麟, 等. 页岩气储层的基本特征及其评价[J]. *天然气工业*, 2010, 30(10): 7–12.
Jiang Yuqiang, Dong Dazhong, Qi Lin, et al. Basic features and evaluation of shale gas reservoir [J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(10): 7–12.
- [12] 郭旭升, 李宇平, 腾格尔, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(1): 193–201.
Guo Xusheng, Li Yuping, Borjigen Tenger, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 193–201.
- [13] Zou Caineng, Qiu Zhen, Poulton S W, et al. Ocean euxinia and climate change “double whammy” drove the Late Ordovician mass extinction [J]. *Geology*, 2018, 46(6): 535–538.
- [14] 王世谦. 页岩气资源开采现状、问题与前景[J]. *天然气工业*, 2017, 37(6): 115–130.
Wang Shiqian. Shale gas exploitation: Status, issues and prospects [J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(6): 115–130.
- [15] 刘宝珺, 许效松, 潘杏南. 中国南方古大陆沉积地壳演化与成矿[M]. 北京: 科学出版社, 1993: 1–134.
Liu Baojun, Xu Xiaosong, Pan Xingnan. Evolution and mineralization of earth crust of paleocontinent in South China [M]. Beijing: Science Press, 1993: 1–134.
- [16] 施振生, 董大忠, 王红岩, 等. 含气页岩不同纹层及组合储集层特征差异性及其成因—以四川盆地下志留统龙马溪组一段典型井为例[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(4): 829–840.
Shi Zhensheng, Dong Dazhong, Wang Hongyan, et al. Reservoir characteristics and genetic mechanism of gas-bearing shales with different laminae and laminae combinations: A case study of Member 1 of the Lower Silurian Longmaxi shale in Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 829–840.
- [17] 施振生, 邱振, 董大忠, 等. 四川盆地巫溪2井龙马溪组含气页岩细粒沉积纹层特征[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(2): 339–

- 348.
- Shi Zhensheng, Qiu Zhen, Dong Dazhong, et al. Laminae characteristics of gas-bearing shale fine-grained sediment of the Silurian Longmaxi Formation of Well Wuxi 2 in Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(2): 339–348.
- [18] 董大忠, 施振生, 孙莎莎, 等. 黑色页岩微裂缝发育控制因素——以长宁双河剖面五峰组—龙马溪组为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 763–774.
- Dong Dazhong, Shi Zhensheng, Sun Shasha, et al. Factors controlling microfractures in black shales: A case study of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Shuanghe profile, Changning area, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 763–774.
- [19] 赵圣贤, 杨跃明, 张鉴, 等. 四川盆地下志留统龙马溪组页岩小层划分与储层精细对比[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 470–487.
- Zhao Shengxian, Yang Yueming, Zhang Jian, et al. Micro-layers division and fine reservoirs contrast of Lower Silurian Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin, SW China [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 470–487.
- [20] 冯增昭. 沉积岩石学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993: 1–368.
- Feng Zengzao. Sedimentary Petrology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993: 1–368.
- [21] 赵杏媛, 杨威, 罗俊成. 塔里木盆地粘土矿物[M]. 湖北武汉: 中国地质大学出版社, 2001: 1–293.
- Zhao Xingyuan, Yang Wei & Luo Juncheng. Clay Minerals of the Tarim Basin [M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 2001: 1–368.
- [22] Tucker M E, Wright V P. Carbonate sedimentology [M]. Oxford: Blackwell, 1990: 1–482.
- [23] 赵建华, 金之均, 金振奎, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组含气页岩中石英成因研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 377–386.
- Zhao Jianhua, Jin Zhijun, Jin Zhenkui, et al. The genesis of quartz in Wufeng-Longmaxi gas shales, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(2): 377–386.
- [24] 刘江涛, 李永杰, 张元春, 等. 焦石坝五峰组—龙马溪组页岩硅质生物成因的证据及其地质意义[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(1): 34–41.
- Liu Jiangtao, Li Yongjie, Zhang Yuanchun, et al. Evidence of biogenic silica of Wufeng-Longmaxi Formation shale in Jiaoshiba area and its geological significance [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(1): 34–41.
- [25] 卢飞龙, 秦建中, 申宝剑, 等. 中上扬子地区五峰组—龙马溪组硅质页岩的生物成因证据及其与页岩气富集的关系[J]. 地学前缘, 2018, 25(4): 226–236.
- Lu Longfei, Qin Jianzhong, Shen Baojian, et al. The origin of biogenic silica in siliceous shale from Wufeng-Longmaxi Formation in the Middle and Upper Yangtze reion and its relationship with shale gas enrichment [J]. Earth Science Frontiers, 2018, 25(4): 226–236.
- [26] Brunton FR & Dixon OA. Siliceous sponge-microbe biotic associations and their recurrence through the phanerozoic as reef mound constructors [J]. Palaios, 1994, 9: 370–387.
- [27] 范方显. 古生物学教授[M]. 东营: 石油大学出版社, 1994: 1–287.
- Fan Fangxian. Paleontology Tutorial [M]. Dongying: Petroleum University Press, 1994: 1–287.
- [28] Tyson R V. Sedimentation rate, dilution, preservation and total organic carbon: some results of a modeling study [J]. Organic Geochemistry, 2001, 32: 333–339.
- [29] Pederson T F, Calvert S E. Anoxia Vs productivity: What controls the formation of organic-carbon-rich sediments and sedimentary rocks [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(4): 454–466.
- [30] Canfield DE. Sulfate reduction and oxic respiration in marine sediments: implications for organic carbon preservation in euxinic environments [J]. Deep-Sea Research, 1989, 36(1): 121–138.
- [31] Hedges J I, Keil R G. Sedimentary organic matter preservation: an assessment and speculative synthesis [J]. Marine Chemistry, 1995, 49: 81–115.
- [32] 朱筱敏. 沉积岩石学(第四版) [M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 1–219.
- Zhu Xiaomin. Sedimentary Petrology (The 4th Edition) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 1–219.
- [33] Aplin A C, Macquaker J H S. Mudstone diversity: Origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems [J]. AAPG Bulletin, 201, 95(12): 2031–2059.
- [34] Lazar O R, Bohacs K M, Macquaker J H S, et al. Capturing key attributes of fine-grained sedimentary rocks in outcrops, cores, and thin sections: Nomenclature and description guidelines [J]. Journal of Sedimentary Research, 2015, 85: 230–246.
- [35] Lambert A M, Kelts K R, Marshall N F. Measurements of density underflows from Walensee, Switzerland [J]. Sedimentology, 1976, 23(1): 87–105.
- [36] O'Brien N R. Significance of lamination of Toarcian (Lower Jurassic) shales from Yorkshire, Great Britain [J]. Sedimentary Geology, 1990, 67, 25–34.
- [37] Macquaker J H S, Keller M A, Davies S J. Algal blooms and “marine snow”: Mechanisms that enhance preservation of organic carbon in ancient fine-grained sediments [J]. Journal of Sedimentary Research, 2010, 80: 934–942.
- [38] Piper D J W. Turbidite origin of some laminated mudstones [J]. Geological Magazine, 1972, 109(2): 115–126.
- [39] Yawar Z, Schieber J. On the origin of silt laminae in laminated shales [J]. Sedimentary Geology, 2017, 360: 22–34.
- [40] 刘传联, 徐金鲤, 汪品先. 藻类勃发—湖相油源岩形成的一种重要机制[J]. 地质论评, 2001, 47(2): 207–210.
- Liu Chuanlian, Xu Jinli, Wang Pinxian. Algal blooms: the primary mechanism in the formation of lacustrine petroleum source rocks [J]. Geological Review, 2001, 47(2): 207–210.
- [41] 秦亚超. 生物硅早期成岩作用研究进展[J]. 地质论评, 2010, 56(1): 89–98.
- Qin Yachao. Research progress in early diagenesis of biogenic silica. Geological Review, 2010, 56(1): 89–98.
- [42] Pommer M, Milliken K. Pore types and pore-size distributions across thermal maturity, Eagle Ford Formation, southern Texas [J]. AAPG Bulletin, 2015, 99(9): 1713–1744.
- [43] Schieber J. Common themes in the formation and preservation of intrinsic porosity in shales and mudstones—illustrated with examples across the Phanerozoic [J]. SPE—132370, 2010, 1–10.