

地球科学与测绘



移动扫码阅读

徐传正,李 鑫,田继军,等.四川盆地南缘龙马溪组混合岩相页岩及其沉积环境[J].煤炭科学技术,2021,49(5):208-217. doi:10.13199/j.cnki.cst.2021.05.027

XU Chuanzheng, LI Xin, TIAN Jijun, et al. Mixed lithofacies shale and depositional environment of Longmaxi Formation in southern margin of Sichuan Basin [J]. Coal Science and Technology, 2021, 49(5): 208-217. doi:10.13199/j.cnki.cst.2021.05.027

四川盆地南缘龙马溪组混合岩相页岩及其沉积环境

徐传正¹,李 鑫¹,田继军¹,吝 文²,蒋立伟³,张治恒¹

(1.新疆大学 地质与矿业工程学院,新疆 乌鲁木齐 830047;2.中国石油勘探开发研究院 廊坊分院,河北 廊坊 065007;

3.中国石油天然气集团 浙江油田公司,浙江 杭州 310023)

摘要:四川盆地南缘海相页岩发育,尤其是上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组下段是页岩气勘探开发的优质储层。为对其页岩岩相和沉积环境进行研究,以四川盆地南缘 Y5 井龙马溪组页岩(L_1 段)为研究对象,基于页岩储层品质和压裂品质 2 个影响页岩气勘探开发的主要因素,提出了以有机碳含量和页岩矿物组成为基础的页岩岩相划分方案,利用 X 全岩衍射分析及有机碳含量测试资料,开展了页岩岩相划分,分析了不同岩相的属性;通过主量元素和微量元素分析,研究了不同岩相页岩的沉积环境;通过对不同岩相页岩的 FE-SEM 图像观察,利用 Image J 软件提取有机质孔和前人提出的有机质孔隙度计算方法,查明了不同岩相页岩有机质孔发育特征,总结了沉积环境对不同岩相页岩有机质丰度和有机质孔隙发育的控制作用。结果表明: L_1 段主要发育富有机质黏土质-硅质混合页岩(OR-M-1)和极富有机质钙质-硅质混合页岩(OER-M-3);微量元素 $w(V)/w(Cr)$ 、 $w(Ni)/w(Co)$ 和 $w(U)/w(Th)$ 等指标表明龙马溪下段 OR-M-1 页岩形成于富氧-缺氧的海水中,而 OER-M-3 页岩形成于厌氧水体, $w(Ba)/w(Al)$ 、 $w(P)/w(Ti)$ 和 $w(Cu)+w(Zn)+w(Ni)$ 等指标表明此 2 种岩相沉积环境古海洋生产力差异不大,样品中 Al 和 Ti 的百分含量表明 OR-M-1 页岩沉积期的陆源碎屑输入强度大于 OER-M-3 页岩;基于海平面变化和上升洋流造成的水体分层的古环境,导致 OER-M-3 页岩沉积期有机质形成条件好于 OR-M-1 页岩,OER-M-3 页岩有机质孔隙体积占页岩总孔隙体积比更高,更有利于页岩气的吸附。

关键词:页岩;四川盆地;龙马溪组;混合岩相页岩;沉积环境

中图分类号:P618 **文献标志码:**A **文章编号:**0253-2336(2021)05-0208-10

Mixed lithofacies shale and depositional environment of Longmaxi Formation in southern margin of Sichuan Basin

XU Chuanzheng¹, LI Xin¹, TIAN Jijun¹, LIN Wen², JIANG Liwei³, ZHANG Zhiheng¹

(1. School of Geology & Mineral Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, China; 2. Langfang Branch, China Petroleum Exploration and Development Research Institute, Langfang 065007, China; 3. China National Petroleum Corporation Zhejiang Oilfield Company, Hangzhou 310023, China)

Abstract: Marine shale is well developed in the southern margin of Sichuan Basin, especially the Upper Ordovician Wufeng Formation and Lower Silurian Longmaxi formation, which is a good reservoir for shale gas exploration and development. In order to study the shale facies and sedimentary environment, taking Longmaxi formation shale(member L_1) of well Y5 in the southern margin of Sichuan Basin as the research object, based on two main factors affecting shale gas exploration and development, shale lithofacies division scheme based on TOC content and shale mineral composition is proposed in this paper. By using X-ray diffraction analysis and TOC content test data, shale facies division is carried out, and the properties of shale with different lithofacies were analyzed; the sedimentary environments of different lithofacies shale were studied by the analysis of major and trace elements; the development characteristics of organic pores of different litho-

收稿日期:2020-12-08;责任编辑:曾康生

基金项目:国家科技重大专项资助项目(2017ZX05063002—008)

作者简介:徐传正(1992—),男,河南南阳人,硕士研究生。E-mail: xczi71009@163.com

通讯作者:李 鑫(1990—),男,山西晋城人,副教授,博士。E-mail:lixinxwaxj@xju.edu.cn

facies shale were found out by observing FE-SEM images of different lithofacies shale, extracting organic pores with Image J software and the calculation method of organic porosity proposed by predecessors; finally, the sedimentary environments for different lithofacies shale were summarized the control of the abundance of organic matter and the development of organic pores. The results show that the organic rich clayey siliceous mixed shale(OR-M-1) and organic rich calcareous siliceous mixed shale(OER-M-3) are mainly developed in the L₁ member; the trace elements $w(V)/w(Cr)$, $w(Ni)/w(Co)$ and $w(U)/w(Th)$ indicate that the OR-M-1 shale in the lower Longmaxi member is formed in oxygen rich anoxic sea water, while the OER-M-3 shale is formed in anaerobic water, and the $w(Ba)/w(Al)$, $w(P)/w(Ti)$ and $w(Cu)+w(Zn)+w(Ni)$ indicators indicate two lithofacies deposits are little difference in environmental paleomarine productivity. The percentages of Al and Ti in the samples indicate that the input strength of terrigenous clasts of OR-M-1 shale in sedimentary period is greater than that of OER-M-3 shale. Based on the Paleoenvironment of water body stratification caused by sea level change and up-welling current, the organic matter formation conditions of OER-M-3 shale in sedimentary period are better than that of OR-M-1 shale, and the ratio of organic matter pore volume of OER-M-3 shale to total pore volume of shale Higher, more conducive to shale gas adsorption.

Key words: shale; Sichuan Basin; Longmaxi Formation; mixed shale lithofaces; sedimentary environment

0 引言

近年来页岩气的勘探开发越来越受到国内外专家学者的重视^[1-2],我国页岩气勘探开发已在重庆焦石坝和四川长宁-威远地区取得了重大突破^[3-5]。勘探实践表明,储层特征对页岩气成藏具有重要意义。而储层特征研究的关键是确定有利于页岩气开发的岩相。由于页岩储层宏观和微观上都具有很强的非均质性,很难有效预测页岩气藏^[6]。因此,须采用更加准确的方法对页岩气储层进行综合评价,以准确描述其地球化学、矿物学、岩石学和储气潜力,而阐明有利岩相对于预测这些特征具有重要意义。岩相是构成页岩储层的基本单元,反映了地球化学、地质和岩石物理信息。每一种典型岩相都反映了一类页岩储层特征,包括矿物成分、沉积构造、孔隙结构类型、有机质丰度等在内的不同岩相页岩性质及其沉积环境对于页岩气勘探开发具有重要影响^[6-7]。系统研究岩相特征,如矿物组成分布、有机质含量、沉积环境等,是页岩气基础地质研究领域的重要方向之一,因此,岩相研究是评价页岩储层、页岩气成藏主控因素的有效方法。

王玉满等^[8]应用岩石矿物三端元法,结合沉积微相划分页岩岩相,认为水体的深浅和水动力条件以及陆源碎屑输入量控制了不同岩相页岩的形成;梁超等^[9]根据泥页岩成分差异对五峰组-龙马溪组岩相进行划分和储集空间类型的描述,并认为储集空间发育主要受矿物成分、岩相类型、总有机碳含量、有机质成熟度以及成岩作用的影响;陈科洛等^[10]对五峰组-龙马溪组下段海相页岩进行了岩相划分,并通过元素地球化学分析认为五峰组-龙马溪组下段总体处于低能、滞留、局限条件,属于深水陆棚沉积环境,适于有机质的富集和保存。前人工作主要集中在基础岩相划分及孔隙特征描述,少见

对不同岩相页岩沉积环境、有机质富集差异描述和有机质孔发育的定量表征研究。基于此,笔者以无机矿物组分含量与有机质丰度为划分依据,对页岩岩相进行划分;运用元素地球化学测试分析,研究了不同岩相页岩沉积环境;通过扫描电镜和总有机碳含量(TOC)分析,定量表征了不同沉积环境下不同岩相页岩有机质孔的发育程度。本文研究成果对进一步深化川南地区页岩气储层科学认知及指导不同岩相页岩气勘探开发具有重要意义。

1 地质背景

四川盆地南缘构造上位于川南地区低陡褶皱带与滇黔北坳陷的交界地带,西与昭通凹陷相邻^[11-12](图1)。

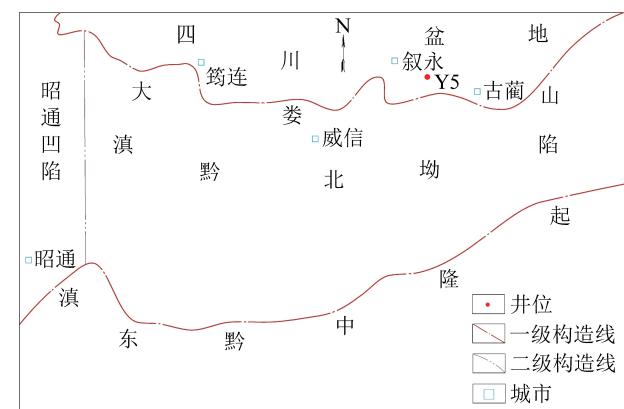


图1 研究区构造位置

Fig.1 Tectonic location of study area

龙马溪组纵向上依据岩性、电性和笔石化石特征划分为龙马溪组一段(下称龙一段)和龙马溪组二段(下称龙二段)2个岩性段,龙一段沉积于龙马溪组早期,以黑色硅质、炭质页岩和灰黑色钙质泥岩组合为主,龙二段沉积于龙马溪组后期,以灰绿色、黄绿色泥岩、泥质粉砂岩和粉砂岩组合为主。其中龙一段又细分为龙一1亚段(L₁)与龙一2亚段

(L₂)；龙马溪组 L₁亚段以黑色硅质页岩与炭质页岩为主，富含黄铁矿和笔石化石(图2)。目前龙马溪

组页岩气勘探开发的主力产层是 L₁亚段，因此笔者主要对其开展相关研究。

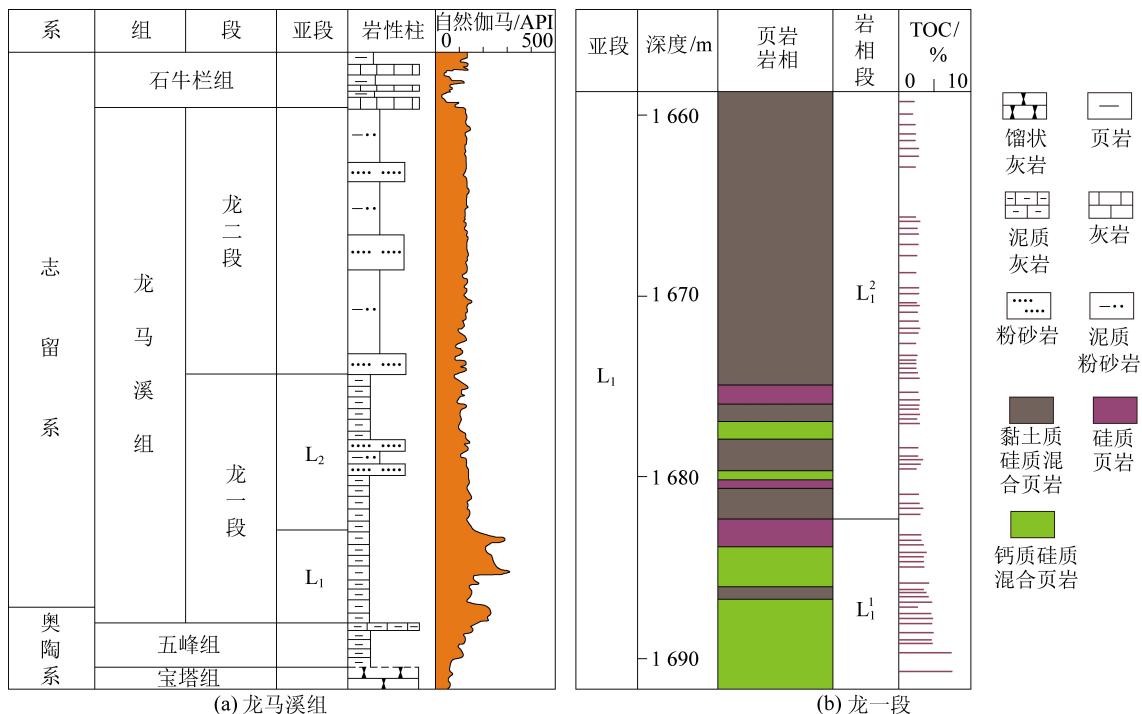


Fig.2 Columnar section of longmaxi formation of well Y5

2 试验方法与岩相划分方案

2.1 元素地球化学分析试验

根据 GB/T14506.28—2010《硅酸盐岩石化学分析方法》，分别用 Rigaku100EX 射线荧光装置(XRF)和安捷伦 7500A 电感耦合等离子体质谱(ICP-MS)对样品进行了主量元素和微量元素分析。在进行主量元素分析之前，将页岩粉末样品在 700 °C 下煅烧以去除有机质。在进行微量元素分析之前，将页岩样品放入含有 HClO₄、HF 和 HNO₃混合溶液的聚四氟乙烯容器中以溶解粉末样品。FE-SEM 样品首先采用砂纸对岩心样品进行垂直于层理的表面打磨，随后采用日立 IM 4000 氩抛光装置对表面进行抛光，最后利用 FEI Helio 650 双束电子显微镜系统进行扫描电镜成像观测。对 TOC 测试前，页岩样品经研磨至 60 目(<250 mm)，然后用浓盐酸处理 100 mg 粉碎的样品 2 h 以去除碳酸盐矿物。用装有玻璃微纤维滤纸的过滤装置除去样品中的酸。然后将过滤器放置在 LECO 坩埚中，在 110 °C 下干燥 1 h。干燥后，用 Leco 744 碳分析仪对样品进行分析，检出限为 0.01% (质量分数)。

2.2 岩相划分方案

有机碳含量是影响页岩气吸附能力的最重要因素，也是页岩岩相分类的重要因素^[13-14]。李登华

等^[5]认为有机碳含量 TOC 大于 2% 的页岩是有利于天然气生储的关键条件，而我国实现商业开发的页岩气储层的有机碳含量 TOC 也普遍大于 2%。当总有机碳含量 TOC 小于 1% 时，对页岩气的吸附不利^[14]。所以基本上可以确定有机碳含量 TOC>2% 是优选页岩气目标层段的关键条件。将四川盆地南缘龙马溪组页岩分为 3 种类型(图 3)：贫有机质页岩(TOC<2%)、富有机质页岩(TOC>2%)、极富有机质页岩(TOC>4%)。

根据 SY/T5163—2010《沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物 X 射线衍射分析》，采用日本 Rigaku 公司研制的 RINTT-TTR3 装置，对样品进行了矿物成分测试。采用石英+长石+黄铁矿、碳酸盐矿物(方解石+白云石)和黏土矿物(高岭石+绿泥石+伊利石+蒙脱石+伊利石-蒙脱石混合层+绿泥石-蒙脱石混合层)作为三元图的三端(由于黄铁矿主要形成于成岩早期的缺氧环境，考虑页岩的成因，兼顾可压性，因此将其归于左端元)^[16]，按 50% 的组成比例，将岩相划分为 4 种类型：硅质页岩(硅质矿物含量>50%)、钙质页岩(钙质矿物含量>50%)、泥质页岩(黏土矿物含量>50%)、混合页岩(硅质、钙质、泥质矿物各含量<50%)。其次，通过考虑三元图中所显示的 25%、50% 和 75% 的临界矿物含量值，对 9 个二级岩相进行分类(图 3)。

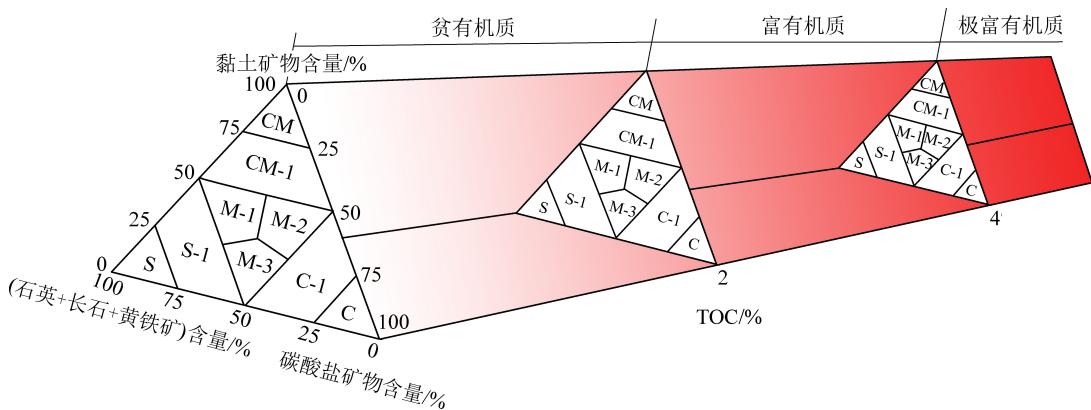


图3 页岩岩相划分方案

Fig.3 Classification scheme of shale lithofacies

3 结果和讨论

3.1 岩相类型

根据图3的岩相分类方法, L_1 亚段页岩可分为3种类型: 硅质页岩(S-1)、黏土质-硅质混合页岩(M-1)和钙质-硅质混合页岩(M-3)(图4)。S-1、M-1和M-3页岩分别占 L_1 段总厚度的7.1%、68.6%和24.3%(图2)。因此, L_1 亚段主要发育M-1页岩和M-3页岩2种岩相, 据此将 L_1 页岩段划分为 L_1^1 (1 658—1 681 m)和 L_1^2 (1 683—1 691 m)2个岩相段(图2)。

L_1 段不同岩相页岩的矿物组成和TOC测试数据见表1。 L_1^1 岩相段M-1岩相的硅质矿物、黏土矿物和碳酸盐矿物的含量分别是37.90%~49.60%、27.20%~37.50%和20.30%~28.40%, 平均分别为45.66%、30.65%和23.68%。 L_1^2 岩相段M-3岩相的硅质矿物、黏土矿物和碳酸盐矿物含量分别是32.10%~47.10%、17.50%~27.30%和27.60%~40.70%, 平均分别为43.55%、23.68%和32.77%。M-1和M-3页岩的有机碳含量是1.55%~4.76%和2.56%~7.35%, 平均为2.68%和4.86%(表1)。因此,结合TOC页岩岩相划分方案, L_1 段主要发育富有机质黏土质-硅质混合岩相页岩(OR-M-1)和极富有机质钙质-硅质混合岩相页岩(OER-M-3)(图2)。龙马溪组 L_1 段页岩垂向上由上到下(L_1^2 - L_1^1 岩相段)有机质丰度明显增高, 黏土矿物含量明显降低, 碳酸盐矿物含量明显增高, 而硅质矿物含量略有降低(图2、表1)。

3.2 沉积环境

3.2.1 沉积环境判别

沉积学上的沉积环境通常是指沉积作用进行时的综合地理环境。在沉积作用进行过程中, 沉积物中的微量元素也会随之迁移汇聚。在不同的沉积环境中包括介质性质、温度、水动力条件、物理化学作

用和古地貌特征也各有不同。因此, 不同沉积环境中的元素含量特征存在规律, 从而可以利用元素地球化学特征进行沉积环境的识别和恢复。元素地球化学方法被广泛的应用于沉积环境研究, 可通过多种指标进行解释^[17-18]。传统的氧化还原环境判别标准 $w(V)/w(Cr)$ 、 $w(Ni)/w(Co)$ 、 $w(U)/w(Th)$ 可以作为沉积古环境的判别指标^[19](表2)。 L_1^2 岩相段 OR-M-1页岩的 $w(V)/w(Cr)$ 、 $w(Ni)/w(Co)$ 和 $w(U)/w(Th)$ 为 1.51~3.66(平均 2.59)、2.51~7.13(平均 5.16) 和 0.42~1.08(平均 0.71); 主要位于 L_1^1 岩相段的 OER-M-3 页岩的 $w(V)/w(Cr)$ 、 $w(Ni)/w(Co)$ 和 $w(U)/w(Th)$ 分别为 2.47~8.34(平均 4.57)、5.49~16.30(平均 9.88) 和 0.68~4.04(平均 1.95)。 L_1 段随着埋深的增加, $w(V)/w(Cr)$ 、 $w(Ni)/w(Co)$ 和 $w(U)/w(Th)$ 具有增大的趋势(图5), 表明水体逐渐加深, 水中含氧量逐渐下降。如图6的氧化还原交会图所示, OR-M-1页岩形成于贫氧-富氧的海水中, 而 OER-M-3页岩主要形成于厌氧的水体中。

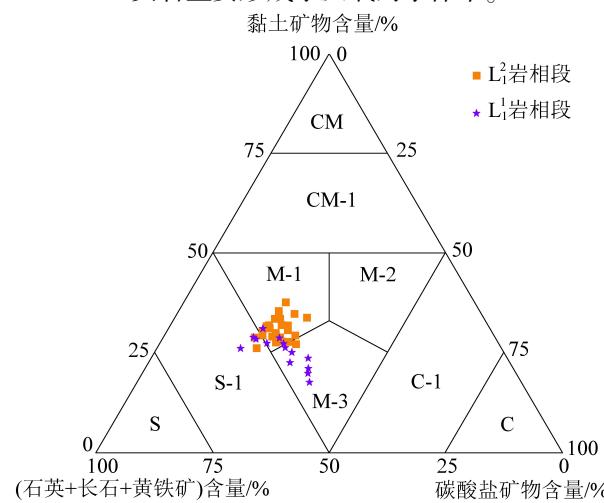
图4 Y5井龙马溪组 L_1 段页岩岩相划分结果Fig.4 Results of shale lithofacies classification of member L_1 of longmaxi formation in well Y5

表1 Y5井龙马溪组L₁段全岩矿物、TOC和页岩岩相鉴定结果Table 1 Identification results of whole rock minerals, TOC and shale lithofacies of L₁ member of Longmaxi Formation in well Y5

样品	深度/m	黏土矿物含量/%	硅质矿物含量/%			碳酸盐矿物含量/%			TOC/%	页岩岩相
			石英	长石	黄铁矿	合计	方解石	白云石		
1	1 658.09	36.80	33.80	4.60	4.50	42.90	16.40	3.90	20.30	2.30
2	1 659.38	33.70	31.10	3.70	3.10	37.90	16.60	11.80	28.40	2.13
3	1 660.94	31.70	33.10	4.50	5.30	42.90	19.90	5.50	25.40	2.36
4	1 661.49	34.60	32.40	3.50	4.00	39.90	17.60	7.90	25.50	2.33
5	1 662.26	31.70	37.20	3.80	6.00	47.00	17.70	3.60	21.30	2.75
6	1 663.97	33.30	35.40	3.30	5.20	43.90	18.50	4.30	22.80	1.55
7	1 664.46	31.70	35.70	4.10	4.40	44.20	17.10	7.00	24.10	1.55
8	1 667.57	30.40	35.10	3.30	5.30	43.70	17.80	8.10	25.90	2.64
9	1 668.31	35.30	33.90	4.60	4.50	43.00	19.00	2.70	21.70	2.45
10	1 669.36	31.50	34.60	3.80	4.90	43.30	18.40	6.80	25.20	2.60
11	1 670.32	28.60	38.00	2.90	5.20	46.10	17.10	8.20	25.30	2.63
12	1 671.99	28.80	38.70	4.10	3.90	46.70	17.00	7.50	24.50	2.83
13	1 672.22	31.40	40.70	2.60	4.40	47.70	16.00	4.90	20.90	2.48
14	1 673.77	29.30	41.10	3.90	4.50	49.50	14.80	6.40	21.20	2.52
15	1 674.22	33.40	34.60	4.00	6.30	44.90	14.40	7.30	21.70	2.58
16	1 675.02	30.50	41.40	3.90	3.70	49.00	15.80	4.70	20.50	2.75
17	1 675.48	25.80	44.70	3.50	4.30	52.50	18.00	3.70	21.70	2.79
18	1 676.90	27.40	38.00	4.10	5.30	47.40	18.40	6.80	25.20	2.86
19	1 677.50	27.30	37.70	2.80	4.30	44.80	16.30	11.60	27.90	2.89
20	1 678.52	28.90	39.90	2.80	4.50	47.20	18.70	5.20	23.90	2.75
21	1 680.01	26.90	35.70	3.70	4.10	43.50	17.30	12.30	29.60	2.56
22	1 680.62	28.60	38.80	3.90	9.00	51.70	17.00	2.70	19.70	2.68
23	1 681.02	28.40	39.50	3.30	3.80	46.60	17.70	7.30	25.00	2.80
24	1 682.54	27.50	37.40	3.90	6.10	47.40	17.30	7.80	25.10	3.09
25	1 683.20	28.60	42.50	4.00	5.20	51.70	15.70	4.00	19.70	3.10
26	1 683.77	28.30	42.10	4.50	4.90	51.50	16.20	4.00	20.20	3.20
27	1 684.84	25.00	36.10	4.20	5.10	45.40	14.70	14.90	29.60	3.48
28	1 685.27	27.20	37.30	4.30	4.50	46.10	17.00	9.70	26.70	3.87
29	1 685.93	31.00	39.10	4.60	4.90	48.60	15.30	5.10	20.40	4.20
30	1 686.43	27.40	40.10	4.40	5.10	49.60	17.40	5.60	23.00	3.70
31	1 687.49	26.20	36.20	5.00	5.00	46.20	14.40	13.20	27.60	3.50
32	1 687.92	25.90	44.70	5.80	5.50	56.00	14.60	3.50	18.10	4.82
33	1 688.32	28.60	37.70	3.90	4.70	46.30	13.20	11.90	25.10	4.76
34	1 688.92	21.00	31.90	6.00	6.10	44.00	15.40	19.60	35.00	4.69
35	1 689.56	22.40	34.10	6.40	6.60	47.10	16.40	14.10	30.50	6.04
36	1 690.21	23.60	33.10	5.00	4.50	42.60	14.40	19.40	33.80	7.36
37	1 690.76	19.70	34.20	5.00	5.30	44.50	22.70	13.10	35.80	7.36
38	1 691.26	17.50	36.70	3.00	5.60	45.30	24.30	12.90	37.20	5.85

钡元素具有在海水中停留时间长、保存率高(可达30%)的特点,所以可以用来作为指示古海洋生产力的微量元素之一,而铝元素又是通常用来指

示陆源输入的指标^[20]。因此,选择w(Ba)/w(Al)来指示古海洋生产力。在海水中,Cu、Ni、Zn元素很少以离子的方式赋存,而是多以金属配位体的形式

与有机质一同存在于海底。因此, $w(\text{Cu})+w(\text{Ni})+w(\text{Zn})$ 与有机质有着密切的关系^[20]。磷元素被认为是海洋生物生长所必需的营养元素, 参与了生物体的大部分代谢活动, 是最适用和最可靠的生产力指标之一, 而钛元素也可以用来消除陆源碎屑输入的影响, 因此, 也可选择 $w(\text{P})/w(\text{Ti})$ 来指示水体的

原始古生产力^[20-21]。具体来说, L_1^2 岩相段的 $w(\text{Ba})/w(\text{Al})$ 、 $w(\text{Cu})+w(\text{Zn})+w(\text{Ni})$ 、 $w(\text{P})/w(\text{Ti})$ 平均分别为 64.27×10^{-4} 、 $226.27 \mu\text{g/g}$ 、 0.24 , L_1^1 岩相段对应的平均值为 63.43×10^{-4} 、 $365.03 \mu\text{g/g}$ 、 0.24 , 说明 2 种岩相在各自沉积阶段其古海洋生产力差异不大(图 5)。

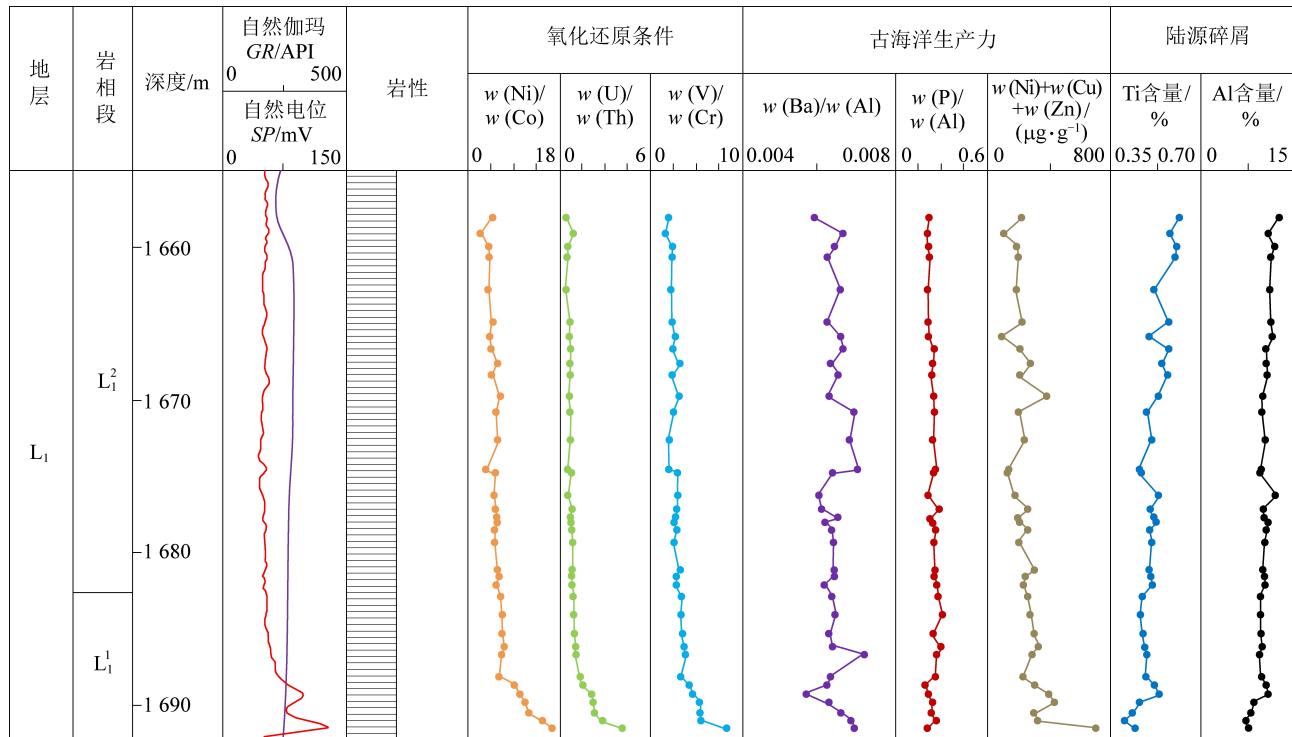


图 5 Y5 井龙马溪组 L_1 段氧化还原指标、古海洋生产力指标和陆源碎屑指标

Fig.5 Redox index, paleo-marine productivity index and terrigenous clastic index of member L_1 of Longmaxi Formation in well Y5

Al 和 Ti 可用于指示陆源碎屑流入^[20-21], 龙马溪组 L_1 段垂向上($L_1^2-L_1^1$) 其 Al 和 Ti 含量有下降趋势(图 5)。具体来讲, L_1^2 岩相段的 Al、Ti 含量平均值为 10.66%、0.53%, L_1^1 岩相段对应的平均值为 9.25%、0.48%。可以看出, L_1^1 岩相段沉积期 Al、Ti 含量比 L_1^2 岩相段沉积期均低, 说明 L_1^2 沉积期陆源碎屑输入强度大于 L_1^1 段。

表 2 氧化还原环境微量元素指示标准^[18]

Table 2 Indicative standard of trace elements in redox of depositional environment^[18]

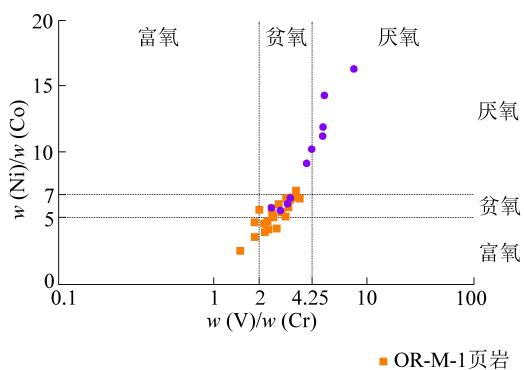
判别指标	厌氧	贫氧	富氧环境
水体溶氧量/(mL·L⁻¹)	<0.1	0.1~1.0	>1
古地理	低能、滞流、局限、上升流区	高能、循环	
V/Cr	>4.25	2.00~4.25	<2.00
过渡金属 Ni/Co	>7.00	5.00~7.00	<5.00
U/Th	>1.25	0.75~1.25	<0.75

3.2.2 沉积过程

川南志留系龙马溪组下段浅海陆棚相以风暴浪

基面为界可划分为浅水陆棚和深水陆棚亚相^[22](图 7)。与 L_1^1 岩相段相对应的沉积阶段是早志留纪, 期间由于黔中隆起持续隆升, 古气候变暖以及冈瓦纳冰川融化, 海平面快速上升, 水体深度的增加形成了深水陆棚缺氧环境^[23-24](图 7a)。此阶段火山活动频繁^[25], 由火山爆发产生的火山灰含有丰富的营养物质(如 Fe^{2+}), 进入海水能迅速溶解, 促进藻类的快速生长。由于周围古隆起形成的局限洋盆形成了限制水体, 有利于从开阔的海洋中补充有机质。同时, 随着水体深度的增加, 陆源碎屑输入量降低, 海底形成厌氧环境, 有利于有机质的保存(图 5、图 7a)。因此, 相对较高的古海洋生产力、厌氧条件、低陆源碎屑输入量以及限制水体的综合作用决定了 L_1^1 段 OER-M-3 页岩的形成。

由 $L_1^1-L_1^2$ 岩相段氧化还原指标的连续下降值可以判断, L_1^2 沉积阶段水体深度明显下降(图 5、图 7b)。因此, 在 L_1^2 沉积期间, 水体氧浓度增加逐渐演变为半深水陆棚环境(图 7b)。氧化还原条件逐渐从厌氧向缺氧-富氧条件演变, 加速了古生物遗骸

图6 Y5井龙马溪组L₁段氧化还原指标交会图(划分标准依据表2)Fig.6 Cross plot of redox index of L₁ member of Longmaxi Formation in well Y5(according to table 2)

的分解,从而不利于有机质的保存。同时,由于L₁²中Al和Ti的浓度较高,海平面下降陆源碎屑输入增强,不利于有机质富集(图5、图7b)。因此,OR-M-1页岩的黏土矿物含量大于OER-M-3页岩(表1)。综合贫氧-富氧条件和陆源碎屑输入增强等因素,导致了此沉积阶段有机质丰度的降低。简言之,受海平面的升降,陆源碎屑输入强度以及古海洋生产力的综合作用,决定了OR-M-1页岩和OER-M-3页岩的形成(图7)。因此,主要位于L₁¹岩相段的OER-M-3页岩的TOC大于主要分布于L₁²岩相段的OR-M-1页岩(图2)。

一般认为,控制优质烃源岩发育的主要因素包括:古构造格局、全球气候、古洋流和海平面变化^[26]。L₁¹沉积阶段处于海侵初期,由海平面上升而形成的上升洋流涌向海面表层,为上层海水中的浮游生物提供了丰富的营养物质,从而形成高古海洋生产力的环境,而位于风暴浪基面以下的海水一直保持平静的缺氧状态,有利于有机质的保存。L₁²沉积阶段处于海侵中后期,表层海水和深层海水有足够的混合,加之陆源碎屑输入量的增大(图5),导致海洋底部缺氧环境遭到破坏(图5),有机质保存条件变差,从而造成了L₁¹至L₁²亚段沉积期有机碳含量逐渐降低的差异分布(图2、图7)。可见,海平面变化和上升洋流造成的水体分层的古环境,共同影响着富有机质页岩的发育。

3.3 岩相与沉积环境对页岩有机质孔发育的影响

有机质孔是由于有机质在热解生烃过程中形成的孔隙,其孔径范围在2~1 000 nm,多为中孔和微孔,具有较高的孔隙体积占比,对甲烷气体的吸附作用巨大^[27~28]。有机质孔多呈团簇状发育,形成复杂的空间网络。它们在二维成像观测下看似是彼此孤立的,但在三维图像观测下大部分孔隙是相互联通的,从而提供了更优质的储集空间^[29]。通过扫描电镜成像观察,龙马溪组有机质孔形态结构和赋存状

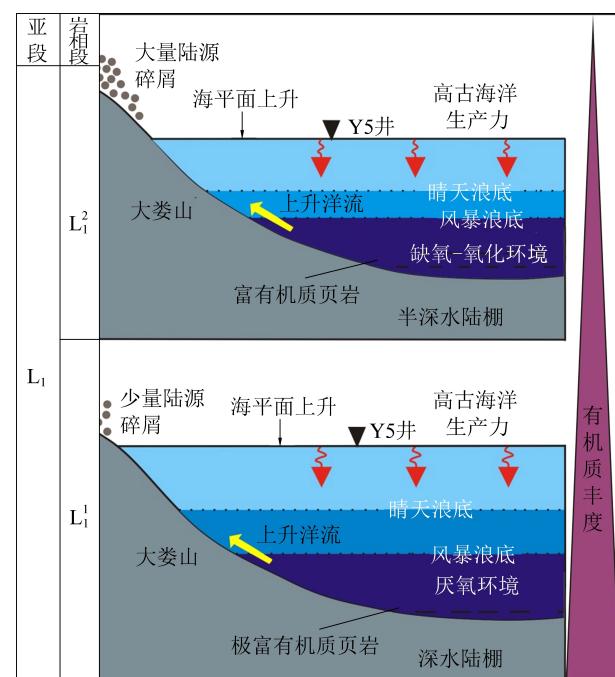
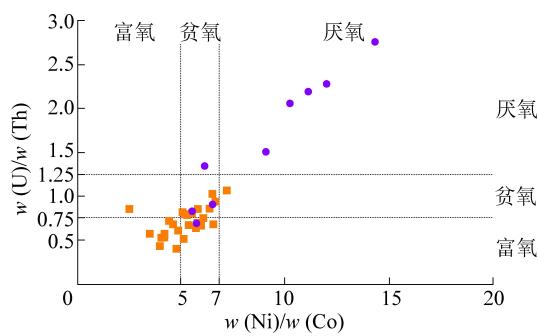


图7 沉积环境示意

Fig.7 Sedimentary environment schematic diagram

态各异,包括椭圆形、凹槽状、片麻状、蜂窝状及不规则长条状等各种形态(图8)。

通过FE-SEM图像可以观察到2种岩相有机质孔发育存在明显差异,即与OR-M-1页岩相比,OER-M-3页岩的有机质孔更为发育(图8a、图8b)。利用SHI等^[30]提出的有机质孔隙度计算方法,定量分析了OR-M-1和OER-M-3两种混合岩相页岩有机质孔隙度和有机质孔隙体积比大小,即

$$\varphi_{OM} = \varphi_s \frac{V_{OM}}{V_{shale}} = \varphi_s \frac{\omega_{OM} \rho_{shale}}{\rho_{OM}} \quad (1)$$

式中: φ_{OM} 为有机质孔隙度,%; φ_s 为扫描电镜图像的表面有机质孔隙度,%; V_{OM} 为有机质体积, cm^3 ; V_{shale} 为页岩体积, cm^3 ; ω_{OM} 为有机质质量分数(即有机碳含量),%; ρ_{OM} 为有机质密度, g/cm^3 ; ρ_{shale} 为页岩密度, g/cm^3 。

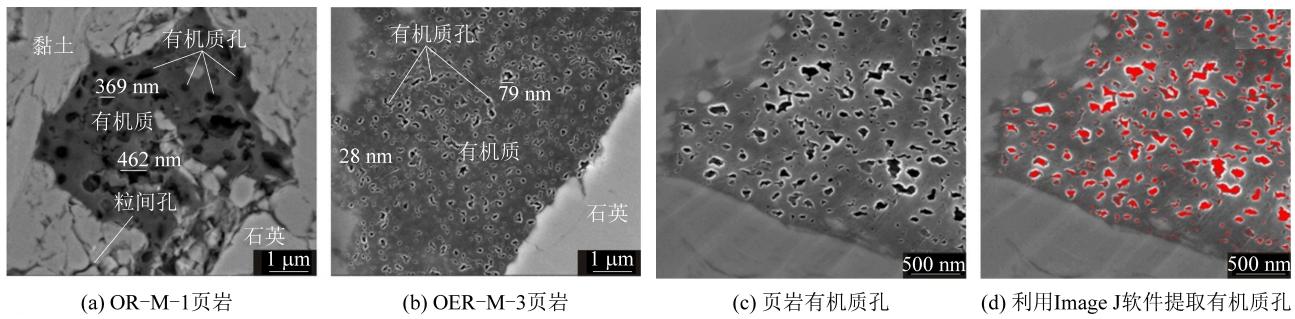


图 8 不同岩相类型页岩的有机质孔隙

Fig.8 Organic matter pore of different types of lithofacies

使用 ImageJ 软件可以计算出 φ_s (图 8c、8d、表 3)。OR-M-1 页岩和 OER-M-3 页岩的 ρ_{shale} 平均分别为 2.71 g/cm^3 和 2.67 g/cm^3 , ω_{OM} 平均分别为 2.33% 和 3.58% 。根据胡海燕的研究^[31], 经验 ρ_{OM} 为 1.29 g/cm^3 。因此, 可以计算出有机质孔隙度 (φ_{OM})。同时, 有机质孔隙体积比 (pr_{OM}) 可用以下公式计算, 即

$$pr_{OM} = \varphi_{OM} / \varphi_{shale} \quad (2)$$

式中: φ_{shale} 为页岩孔隙度, %。

通过低温液氮试验得到的 OR-M-1 页岩和

OER-M-3 页岩的平均 φ_{shale} 分别为 5.51% 和 3.73% , 据此可利用公式(2)计算出 pr_{OM} (表 3)。

结果表明, OER-M-3 页岩的有机质孔隙体积比为 $17.43\% \sim 67.36\%$ (平均 34.96%), 大于 OR-M-1 页岩的有机质孔隙体积比 ($3.23\% \sim 8.87\%$, 平均为 10.73%)。这是由于 OR-M-1 页岩的有机质丰度小于 OER-M-3 页岩。虽然扫描电镜图像不能观测到微孔, 其观察范围也有局限性^[30], 但 pr_{OM} 的计算仍然可以用来分析 OR-M-1 和 OER-M-3 页岩的有机质孔。

表 3 有机质孔占总孔的比例

Table 3 The proportion of organic matter pore to total pore

页岩相	深度/m	φ_s	ω_{OM}	φ_{OM}	pr_{OM}	pr_{IO}	页岩相	深度/m	φ_s	ω_{OM}	φ_{OM}	pr_{OM}	pr_{IO}
OER-M-3 页岩	1 654.40	16.80	2.03	0.72	13.00	87.00	OER-M-3 页岩	1 683.30	15.00	3.48	1.10	29.40	70.60
	1 654.40	12.96	2.03	0.55	10.03	89.97		1 683.30	17.66	3.48	1.29	34.61	65.39
	1 654.40	9.86	2.03	0.42	7.63	92.37		1 685.95	13.90	4.20	1.23	32.88	67.12
	1 659.69	3.98	2.13	0.18	3.23	96.77		1 685.95	7.37	4.20	0.65	17.43	82.57
	1 659.69	4.68	2.13	0.21	3.80	96.20		1 685.95	16.06	4.20	1.42	37.99	62.01
	1 659.69	15.68	2.13	0.70	12.73	87.27		1 685.95	17.03	4.20	1.50	40.28	59.72
	1 659.69	12.36	2.13	0.55	10.04	89.96		1 685.95	9.39	4.20	0.83	22.21	77.79
	1 665.68	8.48	1.55	0.28	5.01	94.99		1 688.66	25.50	4.69	2.51	67.36	32.64
	1 668.77	10.92	2.45	0.56	10.20	89.80		1 688.66	17.48	4.69	1.72	46.17	53.83
	1 668.77	8.38	2.45	0.43	7.83	92.17		1 688.66	10.41	4.69	1.03	27.50	72.50
OR-M-1 页岩	1 672.68	7.50	2.50	0.39	7.15	92.85		1 688.66	16.98	4.69	1.67	44.85	55.15
	1 672.68	8.34	2.50	0.44	7.95	92.05		1 688.66	5.12	4.69	0.50	13.52	86.48
	1 676.90	19.65	2.86	1.18	21.43	78.57		1 688.66	16.30	4.69	1.61	43.06	56.94
	1 678.47	8.00	2.75	0.46	8.39	91.61		1 688.66	12.16	4.69	1.20	32.12	67.88
	1 682.54	21.96	3.09	1.43	25.87	74.13		—	—	—	—	—	—
	1 682.54	14.72	3.09	0.96	17.34	82.66		—	—	—	—	—	—

注: φ_s 为扫描电镜图像表面有机质孔隙占比, %; ω_{OM} 为有机质质量分数, %; pr_{OM} 为有机质孔隙体积占比, %; pr_{IO} 为无机孔隙体积占比, %。

4 结 论

1) 根据 TOC 和 XRD 分析测试, 将 L₁ 段页岩划分为 OR-M-1 页岩和 OER-M-3 页岩, 对应于 L₁² 和 L₁¹ 两个岩相段。

2) 通过主量元素和微量元素分析, OR-M-1 页岩形成于富氧-缺氧的海水中, 而 OER-M-3 页岩形成于厌氧水体, 2 种岩相沉积阶段的古海洋生产力差异不大, OR-M-1 页岩沉积时期的陆源碎屑输入强度比 OER-M-3 页岩大。

3)受海平面的升降、上升洋流、陆源碎屑输入强度以及古海洋生产力的综合作用,决定了OR-M-1页岩和OER-M-3页岩的形成,OER-M-3页岩沉积期有机质形成及保存条件好于OR-M-1页岩,OER-M-3页岩有机质孔隙体积占页岩总孔隙比更高,更有利页岩气的吸附。

参考文献(References):

- [1] 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.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [2] 邹才能,董大忠,杨桦,等.中国页岩气形成条件及勘探实践[J].天然气工业,2011,31(12):26-39.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, YANG Hua, et al. Conditions of shale gas accumulation and exploration practices in China [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 26-39.
- [3] 王志刚.涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J].石油与天然气地质,2015,(1):1-6.
WANG Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration [J]. Oil & Gas Geology, 2015, (1): 1-6.
- [4] 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.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (I) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6):689-701.
- [5] 邹才能.中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J].石油勘探与开发,2016,43(2):166-178.
ZOU Caineng. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (I) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 166-178.
- [6] 赵建华,金之钧,金振奎,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相类型与沉积环境[J].石油学报,2016,37(5):572-586.
ZHAO Jianhua, JIN Zhijun, JIN Zhenkui, et al. Lithofacies types and sedimentary environment of shale in Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(5): 572-586.
- [7] 伍岳,樊太亮,丁怀宇.上扬子区下寒武统海相页岩岩相类型及沉积模式[J].现代地质,2017,31(6):1222-1232.
WU Yue, FAN Taliang, DING Huaiyu. Lithofacies and sedimentary model of the lower Cambrian marine shale in the Upper Yangtze Platform [J]. Geoscience, 2017, 31 (6): 1222-1232.
- [8] 王玉满,王淑芳,董大忠,等.川南下志留统龙马溪组页岩岩相表征[J].地学前缘,2016,23(1):119-133.
WANG Yuman, WANG Shufang, DONG Dazhong, et al. Lithofacies characterization of Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23 (1): 119-133.
- [9] 梁超,姜在兴,杨镱婷,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相及储集空间特征[J].石油勘探与开发,2012,39(6):691-698.
LIANG Chao, JIANG Zaixing, YANG Yiting, et al. Characteristics of shale lithofacies and reservoir space of Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39 (6): 691-698.
- [10] 陈科洛,张廷山,梁兴,等.滇黔北坳陷五峰组—龙马溪组下段页岩岩相与沉积环境[J].沉积学报,2018,36(4):743-755.
CHEN Keluo, ZHANG Tingshan, LIANG Xing, et al. Analysis of shale lithofacies and sedimentary environment on Wufeng Formation-Lower Longmaxi Formation in Dianqianbei Depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2018, 36(4): 743-755.
- [11] 舒兵,张廷山,梁兴,等.滇黔北坳陷及邻区下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J].海相油气地质,2016,21(3):22-28.
SHU Bing, ZHANG Tingshan, LIANG Xing, et al. Characteristics of the Lower Silurian Longmaxigas-bearing shale reservoir in Dianqianbei Depression and Adjacent Area [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2016, 21(3): 22-28.
- [12] 梁兴,叶熙,张介辉,等.滇黔北坳陷威信凹陷页岩气成藏条件分析与有利区优选[J].石油勘探与开发,2011,38(6):693-699.
LIANG Xing, YE Xi, ZHANG Jiehui, et al. Reservoir forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in the Weixin Sag, Dianqianbei Depression [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(6):693-699.
- [13] 王社教,王兰生,黄金亮,等.上扬子区志留系页岩气成藏条件[J].天然气工业,2009,29(5):45-50.
WANG Shejiao, WANG Lansheng, HUANG Jinliang, et al. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in Silurian of the Upper Yangtze region [J]. Natural GAS Industry, 2009, 29 (5): 45-50.
- [14] 李贤庆,赵佩,孙杰,等.川南地区下古生界页岩气成藏条件研究[J].煤炭学报,2013,38(5):864-869.
LI Xianqing, ZHAO Pei, SUN Jie, et al. Study on the accumulation conditions of shale gas from the Lower Paleozoic in the south region of Sichuan Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 864-869.
- [15] 李登华,李建忠,王社教,等.页岩气藏形成条件分析[J].天然气工业,2009,29(5):22-26.
LI Denghua, LI Jianzhong, WANG Shejiao, et al. Analysis of controls on gas shale reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29 (5): 22-26.
- [16] 赵建华,金之钧,金振奎,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相类型与沉积环境[J].石油学报,2016,37(5):572-586.
ZHAO Jianhua, JIN Zhijun, JIN Zhenkui, et al. Lithofacies types and sedimentary environment of shale in Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37 (5): 572-586.

- [17] 陶树, 汤达祯, 周传伟, 等. 川东南—黔中及其周边地区下组合烃源岩元素地球化学特征及沉积环境意义 [J]. 中国地质, 2009, 36(2):397–403.
- TAO Shu, TANG Dazhen, ZHOU Chuanyi, et al. Element geochemical characteristics of the lower assemblage hydrocarbon source rocks in southeast Sichuan – central Guizhou (Chuandongnan–Qianzhong) region and its periphery areas and their implications to sedimentary environments [J]. Chinese Geology, 2009, 36(2): 397–403.
- [18] 王琳霖, 浮昀, 方诗杰. 鄂尔多斯盆地东缘马家沟组元素地球化学特征及古沉积环境 [J]. 石油实验地质, 2018, 40(4): 519–525.
- WANG Linlin, FU Yun, FANG Shijie. Elemental geochemical characteristics and geological significance of Majiagou Formation, eastern Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2018, 40(4): 519–525.
- [19] 张春明, 张维生, 郭英海. 川东南—黔北地区龙马溪组沉积环境及对烃源岩的影响 [J]. 地学前缘, 2012, 19(1): 136–145.
- ZHANG Chunming, ZHANG Weisheng, GUO Yinghai. Sedimentary environment and its effect on hydrocarbon source rocks of Longmaxi Formation in southeast Sichuan and northern Guizhou [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(1):136–145.
- [20] ZHANG L, XIAO D, LU S, et al. Effect of sedimentary environment on the formation of organic-rich marine shale: Insights from major/trace elements and shale composition [J]. International Journal of Coal Geology, 2019, 204:34–50.
- [21] YU K, SHAO C, JU Y, et al. The genesis and controlling factors of micropore volume in transitional coal-bearing shale reservoirs under different sedimentary environments [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 102: 426–438.
- [22] 卓传龙, 王秀平, 王启宇, 等. 川南及邻区下志留统龙马溪组下段沉积相与页岩气地质条件的关系 [J]. 古地理学报, 2016, 18(3):457–472.
- MOU Chuanlong, WANG Xiuping, WANG Qiyu, et al. Relationship between sedimentary facies and shale gas geological conditions of the Lower Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin and its adjacent areas [J]. Journal of Palaeogeography, 2016, 18(3):457–472.
- [23] 伍坤宇, 张廷山, 杨洋, 等. 昭通示范区黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩气储层地质特征 [J]. 中国地质, 2016(1): 275–287.
- WU Kunyu, ZHANG Tingshan, YANG Yang, et al. Geological characteristics of Wufeng – Longmaxi shale gas reservoir in Huangjinba gas field, Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area [J].Chinese Geology, 2016(1):275–287.
- [24] 梁兴, 叶熙, 张介辉, 等. 滇黔北下古生界海相页岩气藏赋存条件评价 [J]. 海相油气地质, 2011, 16(4): 11–21.
- LIANG Xing, YE Xi, ZHANG Jiehui, et al. Evaluation of preservation conditions of lower Paleozoic marine shale gas reservoirs in Northern Part of Dianqianbei Depression [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2011, 16(4):11–21.
- [25] 王玉满, 李新景, 陈波, 等. 中上扬子地区埃隆阶最厚斑脱岩层分布特征及地质意义 [J]. 天然气地球科学, 2018, 29(1): 42–54.
- WANG Yuman, LI Xinjing, CHEN Bo, et al. Distribution characteristics and geological significance of the thickest Aeronian bentonite bed in Middle–Upper Yangtze Region [J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(1): 42–54.
- [26] 李双建, 肖开华, 沃玉进, 等. 南方海相上奥陶统一下志留统优质烃源岩发育的控制因素 [J]. 沉积学报, 2008, 26(5): 872–880.
- LI Shuangjian, XIAO Kaihua, WO Yujin, et al. Developmental controlling factors of Upper Ordovician – Lower Silurian high quality source rocks in Marine Sequence, South China [J].Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(5): 872–880.
- [27] 曹涛涛, 宋之光. 页岩有机质特征对有机孔发育及储层的影响 [J]. 特种油气藏, 2016, 23(4): 7–13.
- CAO Taotao, SONG Zhiguang. Effects of organic matter properties on organic pore development and reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(4): 7–13.
- [28] 朱炎铭, 张寒, 亢韦, 等. 中上扬子地区龙马溪组、筇竹寺组页岩有机质微孔缝特征:生物发育与孔隙网络 [J]. 天然气地球科学, 2015, 26(8):1507–1515.
- ZHU Yanming, ZHANG Han, KANG Wei, et al.Organic nanopores of Longmaxi and Qiongzhusi Formations in the Upper Yangtze: biological precursor and pore network [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8):1507–1515.
- [29] 王鹏飞, 姜振学, 吕鹏, 等. 重庆周缘下志留统龙马溪组和下寒武统牛蹄塘组页岩有机质孔隙发育及演化特征 [J]. 天然气地球科学, 2018, 29(7): 81–92.
- WANG Pengfei, JIANG Zhenxue, LYU Peng, et al.Organic matter pores and evolution characteristics of shales in the Lower Silurian Longmaxi Formation and the Lower Cambrian Niutitang Formation in periphery of Chongqing [J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(7):81–92.
- [30] SHI M, YU B, XUE Z, et al. Pore characteristics of organic-rich shales with high thermal maturity: a case study of the Longmaxi gas shale reservoirs from well Yuye - 1 in southeastern Chongqing, China [J]. J Nat Gas Sci Eng, 2015, 26: 948–959.
- [31] 胡海燕.富有机质 Woodford 页岩孔隙演化的热模拟实验 [J]. 石油学报, 2013, 34(5):820–825
- HU Haiyan. Porosity evaluation of the organic – rich shale Woodford with thermal maturity increasing [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(5):820–825.