

有机显微组成对泥页岩有机孔发育的影响

——以川东地区海陆过渡相龙潭组泥页岩为例

曹涛涛^{1,2}, 刘光祥², 曹清古², 邓模²

(1. 湖南科技大学 页岩气资源利用与开发湖南省重点实验室, 湖南 湘潭 411201;

2. 中国石化 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126)

摘要:川东地区龙潭组发育一套海陆过渡相富有机质泥页岩,为了探讨该套泥页岩中有机孔发育特征及其影响因素,通过氮气吸附和氩离子抛光+扫描电镜等实验,获得了孔隙结构参数,分析了其与有机碳、矿物成分、镜质体反射率以及有机岩石学之间的关系。结果表明滨岸沼泽、潮坪潟湖和浅水陆棚相泥页岩矿物组成以粘土矿物为主,石英含量低;有机质以镜质组为主,其内有机孔发育很差,但在有机质内部及边缘发育一定量的微裂隙。深水陆棚相泥页岩具有高石英含量、低粘土矿物含量的特点,有机质以腐泥组和固体沥青为主,有机孔发育较好。滨岸沼泽、潮坪潟湖和浅水陆棚相泥页岩的微观孔隙体积与总有机碳(TOC)含量之间存在反向关系或相关性不明显;而深水陆棚相高TOC页岩具有比低TOC页岩更高的孔隙体积。综合文章及前人研究成果,认为在高成熟阶段,镜质组和固体沥青不是有机孔发育的主要贡献者,而腐泥组是有机孔发育的最有利的组成。因而,在对川东地区海陆过渡相甚至其他地区海陆过渡相泥页岩进行储层评价时,有机显微组成应该作为重要的影响因素被考虑在内。

关键词:有机孔;总有机碳含量;显微组成;龙潭组;川东地区

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Influence of maceral composition on organic pore development in shale: A case study of transitional Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin

Cao Taotao^{1,2}, Liu Guangxiang², Cao Qinggu², Deng Mo²

(1. Hunan Provincial Key Laboratory of Shale Gas Resource Exploitation, Hunan University of Science and Technology, Xiangtan, Hunan 411201, China; 2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC Petroleum Exploration & Production Research Institute, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

Abstract: A sequence of organic-rich shale of transitional facies can be observed in the Longtan Formation of eastern Sichuan Basin. In order to investigate the characteristics of the organic pores and their controlling factors in the shale, we performed experiments and analyses on shale samples to study TOC, mineral composition, vitrinite reflectance, and organic petrological parameters through low-pressure nitrogen adsorption and scanning electron scanning combined with argon ion milling and etc. The results show that the mineralogy of shale samples from coastal-swamp, lagoon-tidal flat and shallow shelf facies is dominated by clay minerals with low content of quartz. The organic matters in the samples are mostly vitrinites with poorly-developed organic pores. However, some micro-cracks were found to occur within or along the rims of organic matter grains. In contrast, the shale of deep shelf facies was characterized by high quartz and low clay mineral contents and organic matters with well-developed pores being dominated by sapropelinite and solid bitumen. There is an inverse relationship or insignificant correlation between the microscopic pore volume and TOC of shale of the coastal-swamp, lagoon-tidal flat and shallow shelf facies. In contrast, the pore volume is positively correlated with TOC for shale of deep shelf facies. In combination with previous works, we propose that vitrinite and solid bitumen are not the main contributors to organic pores during the high maturity stage of the samples, while sapropelinite is the most favorable for organic pore development. Therefore, the organic maceral composition should be taken into consideration when studying shale

收稿日期:2016-08-13;修订日期:2017-08-08。

第一作者简介:曹涛涛(1987—),男,讲师,地球化学。E-mail:515165359@163.com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05061);中国石油化工股份有限公司科技开发部项目(P15103)。

reservoir properties of this transitional facies in eastern Sichuan Basin as well as other areas.

Key words: organic pore, *TOC* content, maceral composition, Longtan Formation, Eastern Sichuan Basin

页岩气是由赋存中大孔和基质裂缝中的游离气、干酪根和粘土矿物中微孔及其表面的吸附气、以及沥青和水中的溶解气构成,其中吸附气含量可占总含气量的 20% ~ 85%^[1]。大量的研究表明有机孔是海相高过成熟页岩中气体主要的储集空间^[2-5],且随着有机质含量增加,页岩含气量显著增加^[6-7],这与有机质拥有大量的微孔、中孔体积及很高的内比表面积有关^[8-9]。因而,有机质孔隙网络的发育特征是高过成熟页岩储层物性及含气性评价最重要的研究内容。然而随着研究的不断深入,发现在有些高过成熟页岩中,页岩孔隙度随 *TOC* 含量增加呈现出先增加后降低的现象,甚至是孔隙度与总有机碳(*TOC*)含量之间呈现出明显的负相关关系的情况^[5,10-12]。Curtis 等^[13-14]发现北美地区 Horn River, Barnett 和 Woodford 页岩中有机孔发育很好,但 Kimmeridge 页岩中有机孔基本不发育,甚至发现同一块页岩中不同的有机质颗粒,其内孔隙发育程度存在非常明显的差异^[11,14],说明了在相同热成熟度下,有机孔的发育可能与有机质自身的特征,如显微组成密切相关^[15-16]。因而,简单地利用有机质的含量和成熟度来评价有机孔是否发育及有机孔数量多少并不全面,非常有必要进一步研究高过成熟有机质的显微组成对有机孔发育的影响。

晚二叠世龙潭期,四川盆地沉积了一套富有机质泥页岩,是目前我国页岩气勘探开发的新层系。前人对龙潭组的岩相古地理、层序地层、沉积演化和有机地球化学特征做了大量的调查研究^[17-20],然而龙潭组作为页岩气储集层系的认知时间尚短,相对于龙马溪组和牛蹄塘组页岩,开展的研究工作也较少^[21-25]。龙潭组在四川盆地沉积相变特征明显,自南西向东北由陆相过渡为海相,即河流—沼泽—潮坪—浅水陆棚—深水陆棚,相带呈弧形状依次排列^[25]。沉积环境的不同会造成该套泥页岩中有机质类型及显微构成变化较大。如刘光祥等^[25]研究发现以道真剖面为代表的泥页岩,其镜质体含量达 48.5%,而以新场 2 井和黄金 1 井为代表的泥页岩,腐泥组 + 藻类组约占 90%。目前,这些不同的显微组成对有机孔发育的影响的研究还很少,缺乏系统性,究竟哪种组分有利于孔隙发育、哪些组分不利于孔隙发育,尚未有清晰的认识,进而会制约对川东龙潭组海陆过渡相乃至其他地层海陆过渡相泥页岩物性特征以及页岩气勘探潜力的认识。本文拟通过对川东地区龙潭组泥页岩中有机质特征差异的

研究,来探讨不同显微组成对高过成熟海陆过渡相泥页岩中有机孔发育的影响。

1 样品采集

川东地区主要指华蓥山断裂带以东、齐岳山断裂带以西的四川盆地及其邻区^[26]。构造上表现为北东向、北北东向高陡背斜带和断裂带组成的阻挡式褶皱,往南呈帚状撒开,成排成带平行排列。龙潭组在该区的沉积特征自南西至北东向从河流—沼泽—潮坪—浅水陆棚—深水陆棚渐变并呈弧状依次排列。根据沉积相带展布特征,分别对兴文玉屏、綦江赶水、邻水华蓥山和利川袁家槽野外露头剖面新鲜的龙潭组泥页岩进行采样,剖面位置、采样点分布及所属沉积亚相见图 1 和表 1。

2 结果

2.1 岩性特征与矿物组成

在兴文玉屏地区,龙潭组为滨岸沼泽相,发育一套深灰色含炭泥岩,偶夹极薄层菱铁矿层和薄煤层。薄片下观察粘土矿物呈微粒状、土状和毡状等,有机质以炭质为主,呈斑块状(图 2a);粘土矿物的平均含量为 70% 以上,石英含量较低,多在 20% 以下,少量样品具有很高的菱铁矿含量,长石和碳酸盐岩等含量普遍很低或不存在(图 2b)。在綦江赶水地区,龙潭组为潮坪潟湖相,发育一套砂、泥为主夹灰岩、泥灰岩和煤线及菱铁矿;泥页岩中微裂缝较为发育(图 2c);泥页岩中矿物组成主要为石英和粘土矿物,所夹灰岩主要为碳酸盐岩,含极少量的长石和黄铁矿(图 2d)。在邻水华蓥山地区,龙潭组为浅水陆棚相,岩性以深灰色含碳质泥岩为主,夹少量灰岩;薄片下观察粘土矿物呈微球粒、细小鳞片状等,具有硅化特征,有机质呈浸染状、不规则斑块状和充填状等(图 2e);矿物组成以粘土矿物为主,多在 55% 以上,石英含量多在 40% 以下,含少量的黄铁矿和重晶石(图 2f)。滨岸沼泽、潮坪潟湖和浅水陆棚相泥页岩的矿物组成特征,跟张吉振等^[27]研究的川南地区龙潭组泥页岩以粘土矿物为主、石英含量较低相一致,勉强达到了北美页岩气工业性压裂开采的下限。利川袁家槽地区龙潭组为深水陆棚相沉积,发育一套黑色纹层状富有机质硅质页岩,薄片下显

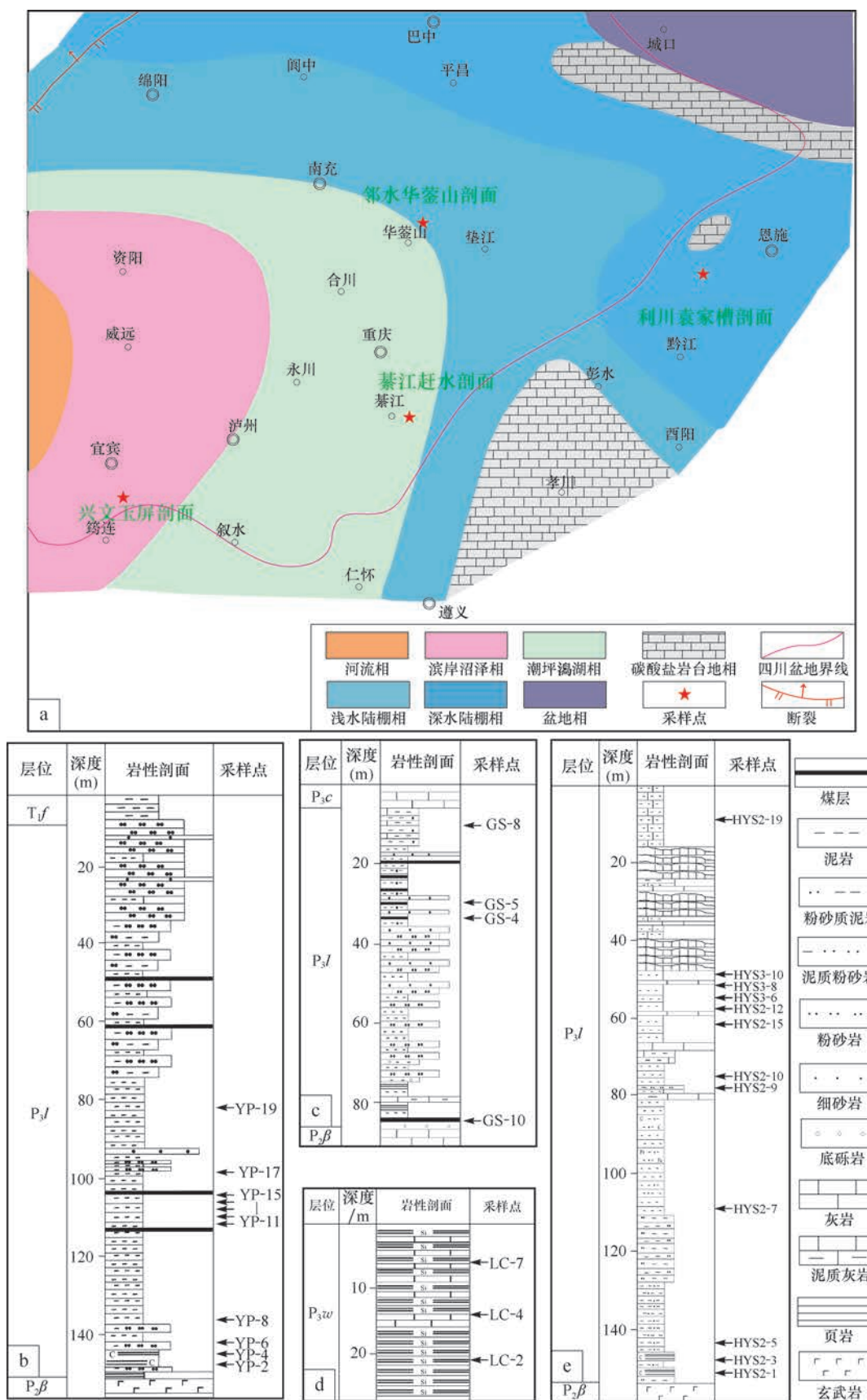


图 1 川东地区龙潭组泥页岩采集位置及所属沉积相

Fig. 1 Sampling locations and corresponding sedimentary facies in the Longtan Formation shale of eastern Sichuan Basin

a. 样品采集位置; b. 兴文玉屏剖面; c. 綦江赶水剖面; d. 利川袁家槽剖面; e. 邻水华蓥山剖面

表 1 川东地区龙潭组泥页岩矿物组成

Table 1 Mineral composition of the Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin

样品编号	采样剖面	沉积亚相	岩性	矿物含量/%					
				石英	长石	碳酸盐岩	黄铁矿	粘土矿物	其他矿物
HQ-6	兴文玉屏	滨岸沼泽	泥岩	14	4	0	0	80	
HQ-11	兴文玉屏	滨岸沼泽	泥岩	17	0	0	0	56	菱铁矿 27
HQ-12	兴文玉屏	滨岸沼泽	泥岩	27	0	0	0	73	
GS-4	綦江赶水	潮坪潟湖	泥岩	36	4	5	0	55	
GS-5	綦江赶水	潮坪潟湖	泥岩	20	0	0	0	80	
GS-8	綦江赶水	潮坪潟湖	泥岩	10	2	74	0	14	
GS-10	綦江赶水	潮坪潟湖	煤	26	0	10	3	61	
HYS2-10	邻水华蓥山	浅水陆棚	泥岩	35	0	0	0	65	
HYS2-15	邻水华蓥山	浅水陆棚	泥岩	24	0	0	1	75	
HYS3-3	邻水华蓥山	浅水陆棚	泥岩	33	5	0	3	55	重晶石 4
LC-2	利川袁家槽	深水陆棚	硅质页岩	68	7	3	7	15	
LC-4	利川袁家槽	深水陆棚	硅质页岩	93	0	0	1	6	
LC-7	利川袁家槽	深水陆棚	硅质页岩	86	4	2	0	8	

示硅质呈条带集合体粒状,有机质呈浸染状、密集斑点状、整体与硅质呈相间带状均匀分布,黄铁矿呈粒状和球粒状、与有机质共生(图 2g);矿物组成以石英为主,多在 70%以上,粘土矿物含量较少,在 20%以下,含一定量的黄铁矿、长石和碳酸盐岩(图 2h)。

2.2 有机质特征

川东龙潭组泥页岩和煤的 TOC 含量与 R_o 数据列于表 2,为了方便对比不同地区泥页岩之间的差异,把 TOC 和 R_o 数据投点在图 3(煤样的 TOC 见表 2)。兴文玉屏剖面龙潭组泥页岩 TOC 含量介于 0.47%~12.03%,多低于 4%,一个煤样的 TOC 含量为 31.08%;綦江赶水泥页岩的 TOC 含量普遍较低,多介于 0.38%~2.16%,一个煤样的 TOC 含量为 50.28%;邻水华蓥山剖面龙潭组泥页岩 TOC 含量整体较高,介于 2.09%~4.99%,平均为 3.24%;利川袁家槽剖面 3 个泥页岩样品的 TOC 含量介于 5.08%~11.23%,远高于其他剖面,反映了深水陆棚相更有利于有机质的富集和保存。

不同地区龙潭组泥页岩的成熟度也存在一定的差异。兴文玉屏剖面龙潭组泥页岩镜质体反射率(R_o)介于 1.68%~1.93%;两个綦江赶水剖面泥页岩和煤样的 R_o 为 2.19%和 2.34%;邻水华蓥山剖面龙潭组泥页岩 R_o 介于 1.09%~1.15%;利川袁家槽剖面一个泥页岩样品的等效 R_o 为 1.85%。从 R_o 数据可以看出,邻水华蓥山地区龙潭组泥页岩具有最低的 R_o 值,在綦江赶水和利川袁家槽剖面成熟度较高,但区域上看龙潭组泥页岩整体上都已经进入了成熟阶段至高成熟阶段。

不同地区龙潭组泥页岩有机质显微组成也存在明

显的差异。从表 2 及图 4 可以看出兴文玉屏剖面龙潭组泥页岩中有机显微成分是以镜质组为主,多在 80%以上,含有一定的惰性组,及少量的壳质组和动物有机质碎屑(图 4a,b);綦江赶水剖面龙潭组泥页岩有机显微组成以镜质组为主(图 4c,d),次为少量的固体沥青和惰质组;邻水华蓥山剖面龙潭组泥页岩有机显微组成也显示以镜质组为主,含有一定的惰性组及少量的壳质组和腐泥组(图 4e,f),反映了浅水陆棚环境下龙潭组有机质以高等植物来源为主,同时也具有少量藻类特征;而利川袁家槽剖面龙潭组泥页岩显微组分以腐泥组和固体沥青为主,其中腐泥组的平均含量为 51%,固体沥青的平均含量为 47.33%,不含有镜质组和惰质组(图 4g,h)。

2.3 有机孔发育特征

利用氩离子+抛光扫描电镜对川东地区龙潭组泥页岩中有机发育特征进行观察,发现兴文玉屏剖面龙潭组泥页岩中有机孔不发育,但在有机质颗粒内部发育少量的生烃热解产生的微裂隙以及在与矿物接触边界发育有少量的收缩缝(图 5a)。綦江赶水剖面的龙潭组煤样也表现出与兴文玉屏龙潭组相似的情况,有机质孔隙发育差,但在有机质内部发育一定的内生微裂隙(图 5b),这些微裂隙的长度在几个微米,宽度在几十纳米。邻水华蓥山剖面龙潭组泥页岩中有机质颗粒大,主要为生物碎屑(高等植物),有机质内发育少量较大尺度的微裂缝,裂缝的发育可能与该剖面龙潭组中有机质呈树皮撕裂状、条带状等有关,少量的气孔可能是有机质生气后残留下来的。利川袁家槽剖面龙潭组泥页岩中发育了大量的有机孔,这些孔隙多呈圆

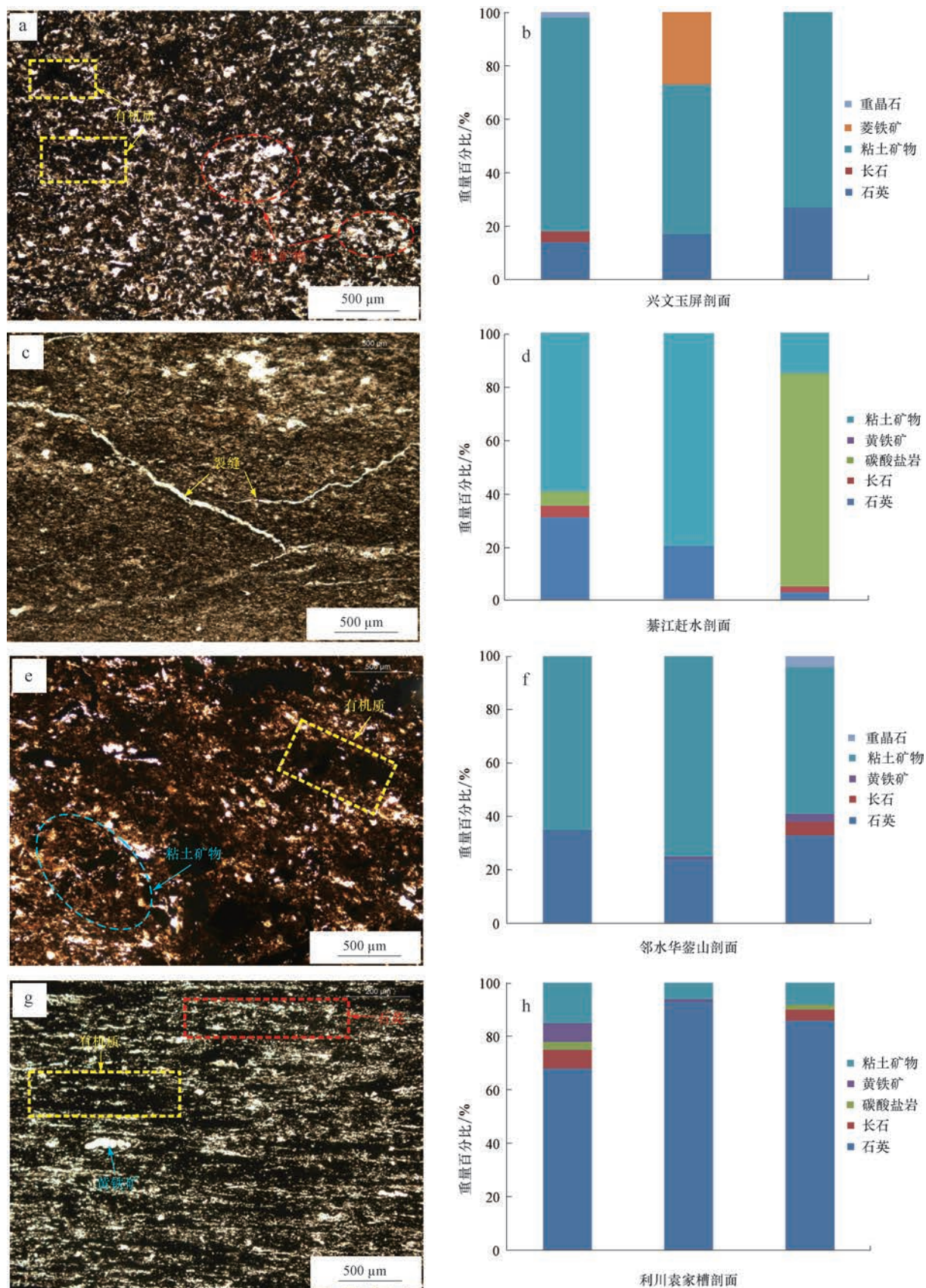


图 2 川东地区龙潭组泥页岩岩石学特征

Fig. 2 Petrological features of the Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin

a, b. 兴文玉屏剖面; c, d. 綦江赶水剖面; e, f. 邻水华蓥山剖面; g, h. 利川麻山袁家槽剖面

表 2 川东地区龙潭组泥页岩 TOC, R_o 和显微组成特征
Table 2 TOC, R_o and maceral composition of the Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin

样品编号	采样剖面	岩性	TOC/%	R_o /%	显微组成含量/%					
					腐泥组	壳质组	镜质组	惰性组	固体沥青	动物有机质碎屑组
HQ-2	兴文玉屏	泥岩	1.65	1.93	0	0	95.40	4.60	0	0
HQ-4	兴文玉屏	泥岩	3.62		0	0	92.50	5.10	0	2.40
HQ-6	兴文玉屏	泥岩	0.47		0	0	95.00	5.00	0	0
HQ-8	兴文玉屏	泥岩	0.78		0	2.80	97.20	0	0	0
HQ-11	兴文玉屏	泥岩	3.56		0	2.50	87.50	10.00	0	0
HQ-12	兴文玉屏	泥岩	12.03		0	7.50	86.00	6.50	0	0
HQ-13	兴文玉屏	泥岩	2.32		0	0	91.00	9.00	0	0
HQ-14	兴文玉屏	煤	31.08	1.68	0	10	59.00	31.00	0	0
HQ-15	兴文玉屏	泥岩	2.81	1.75	0	0	76.00	24.00	0	0
HQ-17	兴文玉屏	泥岩	3.01	0	0	0	76.00	24.00	0	0
HQ-19	兴文玉屏	泥岩	2.17		0	5.00	85.00	10.00	0	0
泥页岩平均含量			3.24		0	1.78	88.16	9.82	0	0.24
GS-4	綦江赶水	泥岩	2.16	2.19	0	0	100.00	0	0	0
GS-5	綦江赶水	泥岩	1.44		0	0	90.00	5	5	0
GS-8	綦江赶水	泥岩	0.38		0	0	92.00	0	8	0
GS-10	綦江赶水	煤	50.28	2.34	—	—	—	—	—	—
泥页岩平均含量			1.33		0	0	94.33	1.67	4.33	4.67
HYS2-1	邻水华蓥山	泥岩	2.71	1.15	0	0	78.00	22.00	0	0
HYS2-3	邻水华蓥山	泥岩	2.26	1.15	0	1	66.00	33.00	0	0
HYS2-5	邻水华蓥山	泥岩	2.53		0	1	75.00	24.00	0	0
HYS2-7	邻水华蓥山	泥岩	2.15		0	1	92.00	7.00	0	0
HYS2-10	邻水华蓥山	泥岩	2.09		0	1	91.00	8.00	0	0
HYS2-11	邻水华蓥山	泥岩	4.62		0	1	84.00	15.00	0	0
HYS2-15	邻水华蓥山	泥岩	3.13		0	1	82.00	17.00	0	0
HYS2-17	邻水华蓥山	泥岩	3.16		0	0	90.00	10.00	0	0
HYS2-19	邻水华蓥山	泥岩	4.02	1.09	0	0	100.00	0	0	0
HYS3-3	邻水华蓥山	泥岩	4.99	0	5	0	85.00	10.00	0	0
HYS3-6	邻水华蓥山	泥岩	2.82		3	0	88.00	8.00	0	1
HYS3-8	邻水华蓥山	泥岩	4.36		4	0	84.00	12.00	0	0
泥页岩平均含量			3.24		1	0.50	84.58	13.83	0	0.08
LC-2	利川袁家槽	硅质页岩	11.23	1.85	65	0	0	0	32.00	3.00
LC-4	利川袁家槽	硅质页岩	5.08	0	33	0	0	0	65.00	2.00
LC-7	利川袁家槽	硅质页岩	9.68		55	0	0	0	45.00	0
泥页岩平均含量			8.66		51	0	0	0	47.33	1.67

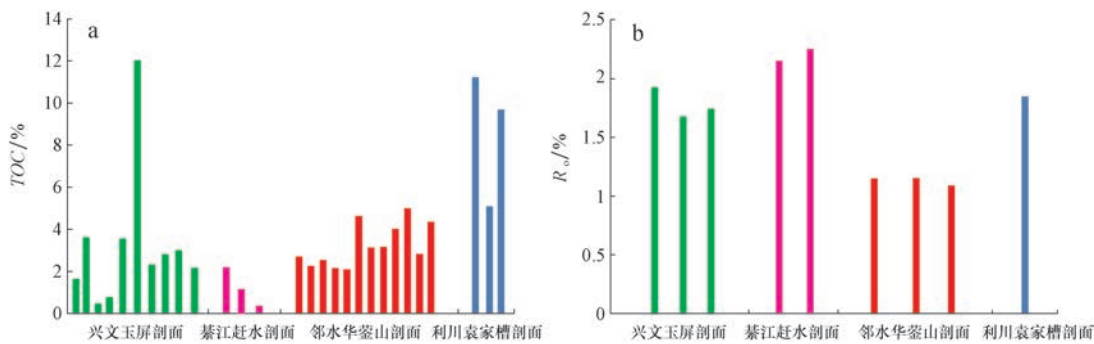


图 3 川东地区龙潭组泥页岩 TOC 含量与 R_o 值

Fig. 3 TOC and R_o values of the Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin

a. 不同剖面 TOC; b. 不同剖面 R_o 值

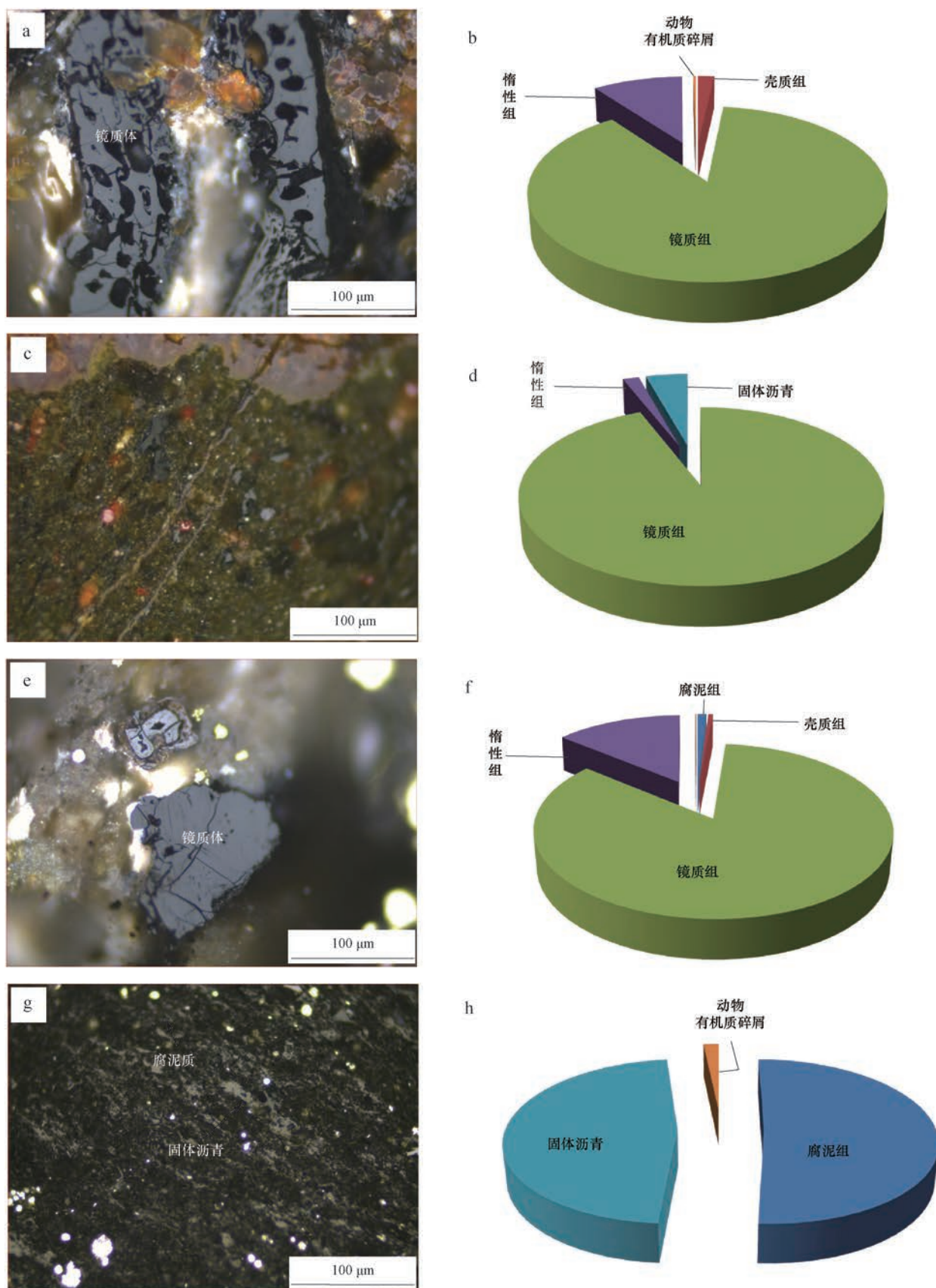


图 4 川东地区龙潭组泥页岩有机质显微组成

Fig. 4 Maceral composition of the Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin

a, b. 兴文玉屏剖面; c, d. 綦江赶水剖面; e, f. 邻水华蓥山剖面; g, h. 利川袁家槽剖面

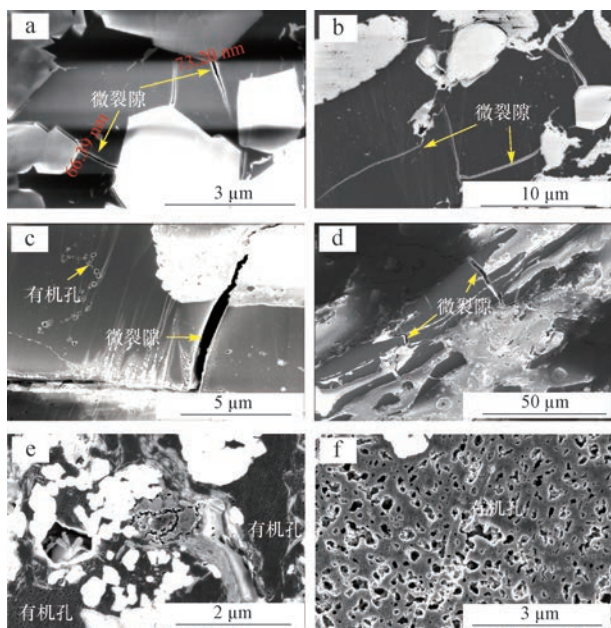


图5 川东地区龙潭组泥页岩有机孔发育特征

Fig.5 Organic pores of the Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin

- a. 兴文玉屏剖面,泥岩, $R_o = 1.89\%$; b. 綦江赶水剖面,煤样, $R_o = 2.34\%$; c, d. 邻水华蓥山剖面,泥岩, $R_o = 1.15\%$;
e, f. 利川麻山袁家槽剖面,页岩, $R_o = 1.85\%$

形、椭圆形,大小在几个纳米到几十个纳米,孔隙之间连通性好,能为页岩提供大量的吸附空间和部分游离气储集空间。川东地区不同剖面龙潭组泥页岩中有机孔发育特征存在明显的差异,可能与不同沉积环境下有机质显微构成存在明显差异密切相关,对其原因的探讨见3.3。

2.4 孔隙结构参数

由于本文所用的样品为露头样品,为了尽可能地反映中孔和微孔的结构特征,采用氮气吸附法进行微观孔隙分析,相关的分析测试方法见张琴等^[27]。比表面积采用 BET 方程计算得出,孔体积采用 BJH 方程得出,孔径分布采用 DFT 法得出,测得的孔隙结构参数列于表3。兴文玉屏剖面龙潭组泥页岩的比表面积介于 $18.29 \sim 35.83 \text{ m}^2/\text{g}$,孔体积介于 $0.03 \sim 0.05 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。綦江赶水剖面龙潭组泥页岩的比表面积介于 $10.28 \sim 40.72 \text{ m}^2/\text{g}$,孔体积介于 $0.024 \sim 0.057 \text{ m}^2/\text{g}$,一个煤样尽管具有很高的 TOC 含量,其比表面积和孔体积很低,只有 $3.23 \text{ m}^2/\text{g}$ 和 $0.0074 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。邻水华蓥山剖面龙潭组泥页岩的比表面积介于 $12.18 \sim 45.47 \text{ m}^2/\text{g}$,孔体积介于 $0.029 \sim 0.065 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。利川袁家槽剖面龙潭组泥页岩的比表面积介于 $11.95 \sim 33.12 \text{ m}^2/\text{g}$,孔体积介于 $0.018 \sim 0.04 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。这些孔隙结构参数显示

不同地区龙潭组泥页岩有机孔发育程度差异很大,但这些页岩的比表面积和孔体积等参数并未随着有机孔发育的差异而在量级上存在明显的差异。氮气吸附法表征的微孔和中孔体积显示中孔主导、微孔次之的特征,其中多数样品的中孔占孔体积的80%以上(图6a)。龙潭组泥页岩微孔对比表面积的贡献多在20%~40%,显示微孔主要提供比表面积,中孔既提供了较高的比表面积、更提供了大量的孔体积。

3 讨论

3.1 TOC 含量对有机孔发育的影响

一般认为 TOC 含量是高过成熟海相泥页岩中有机孔数量多少的主控因素,随着 TOC 含量的增加,页岩中有机孔的数量明显增加,页岩所具有的中微孔体积也随之呈线性增加^[28-29]。但也存在高成熟泥页岩孔隙度随着 TOC 含量的增加表现出先增加后略微降低甚至直接呈现出负相关的现象^[5,30-31]。如 Milliken 等^[5]在研究 Marcellus 页岩时,发现当 TOC 小于 5.6% 时,孔隙度与 TOC 之间具有正相关性,而当 TOC 大于 5.6% 时,孔隙度则与 TOC 之间存在一定的负相关性。对于高 TOC 页岩中,TOC 与孔隙度之间的反向关系,Milliken 等^[5]认为高 TOC 页岩中有机质塑性更强,更容易被压实,从而降低孔隙度或者与高 TOC 页岩会包含更多贫氢的显微组分,这些显微组分不发育孔隙、填充矿物孔和堵塞喉道,会导致页岩孔隙度的降低。

对川东地区龙潭组泥页岩样品开展氮气吸附实验,发现兴文玉屏和邻水华蓥山剖面龙潭组具有最低 TOC 含量的泥页岩,其氮气吸附量最高(图7a,e),而綦江赶水剖面最高 TOC 页岩的氮气吸附量也低于部分 TOC 较低页岩(图7c)。这3套页岩都反映了最高 TOC 页岩的氮气吸附能力并不是最强的。这可能说明了这3套泥页岩 TOC 含量较低的情况下,泥页岩所具有的中微孔体积越高,或者是露头样品丰富的微裂隙可能破坏了样品原有的孔隙特征,进而影响到 TOC 与孔隙体积之间实际的相关性。这种情况说明了 TOC 不是这3个地区龙潭组泥页岩微观孔隙发育的主控因素,甚至在一定程度上抑制了孔隙的发育。究其原因,可能是由于这些地区的页岩中有机孔不发育造成的。徐宏杰等^[32]对淮南下二叠统山西组煤系页岩储层研究也证实了 TOC 含量对比表面积和孔体积的抑制作用。不发育有机孔的低熟陆相页岩中,TOC 含量也明显抑制微观孔隙的发育^[33]。张吉振等^[24]也认为川南龙潭组泥页岩微观孔隙的主控因素为粘土矿物而非

表 3 川东地区龙潭组泥页岩孔隙结构参数

Table 3 Pore structure parameters of the Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin

样品编号	采样剖面	岩性	TOC/ %	比表面积/ ($\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$)	孔体积/ ($\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)	微孔体积/ ($\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)	中孔体积/ ($\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)
HQ-6	兴文玉屏	泥岩	0.47	35.83	0.050 0	0.001 3	0.020 0
HQ-11	兴文玉屏	泥岩	3.56	18.29	0.030 0	0.000 6	0.009 0
HQ-12	兴文玉屏	泥岩	12.03	24.93	0.039 0	0.001 0	0.011 0
GS-4	綦江赶水	泥岩	2.16	31.11	0.057 0	0.000 7	0.014 0
GS-5	綦江赶水	泥岩	1.44	40.72	0.055 0	0.001 0	0.019 0
GS-8	綦江赶水	泥岩	0.38	10.28	0.024 0	0.000 2	0.007 0
GS-10	綦江赶水	煤	50.28	3.23	0.007 4	0.000 2	0.001 5
HYS2-10	邻水华蓥山	泥岩	2.09	45.57	0.065 0	0.002 0	0.017 0
HYS2-15	邻水华蓥山	泥岩	3.13	12.18	0.029 0	0.000 2	0.008 1
HYS3-3	邻水华蓥山	泥岩	4.99	8.50	0.029 0	0.000 01	0.013 0
LC-2	利川袁家槽	硅质页岩	11.23	28.26	0.024 0	0.001 4	0.010 0
LC-4	利川袁家槽	硅质页岩	5.08	11.95	0.018 0	0.000 6	0.008 8
LC-7	利川袁家槽	硅质页岩	9.68	33.12	0.040 0	0.001 9	0.020 0

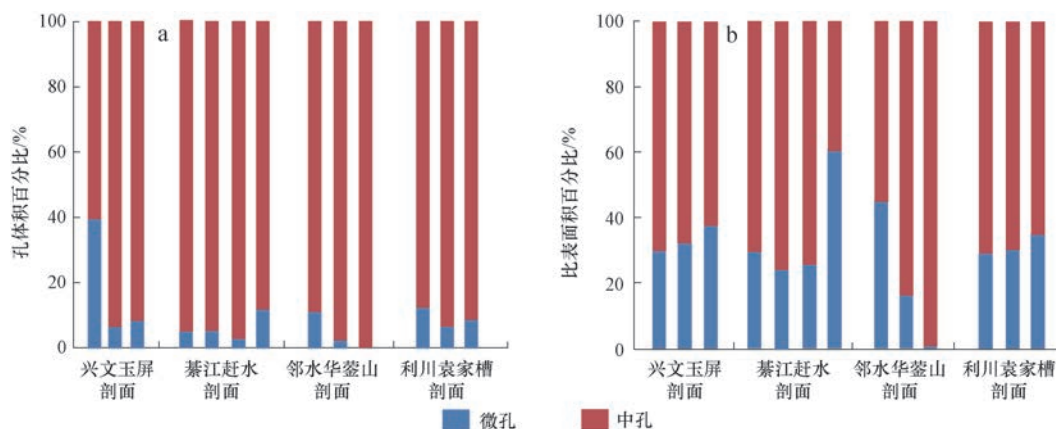


图 6 川东地区龙潭组泥页岩微孔和中孔对孔体积和比表面积的贡献对比

Fig. 6 Contributions of micropore and mesopore to specific surface area and pore volume of the Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin

a. 微孔与中孔对孔隙体腔的贡献;b. 微孔与中孔对比表面积的贡献

TOC 含量。利用 DFT 法表征氮气吸附所产生的孔径分布特征,也发现兴文玉屏和邻水华蓥山剖面龙潭组泥页岩的孔隙主要分布在 3 ~ 50 nm,其孔峰在 20 ~ 30 nm (图 7b,f),反应出这些泥页岩样品的孔隙以中孔为主。随着 TOC 含量增加,兴文玉屏和邻水华蓥山剖面龙潭组泥页岩的孔隙体积明显降低,说明了 TOC 含量越高,越不利于泥页岩的中微孔发育;綦江赶水剖面泥页岩的孔径分布与 TOC 的关系也揭示了 TOC 对孔隙体积的影响并不明显(图 7d)。这 3 个地区泥页岩中有机质的显微组成以镜质组为主,并含一定量的惰性组,基本不含有腐泥组。泥页岩有机孔发育很差,TOC 含量越高的情况下,有机质所占据的页岩体积也就越高,也就占据更多的矿物间的孔隙^[5],进而抑制泥页岩的孔隙发育,降低泥页岩

的孔体积。

利川袁家槽剖面龙潭组泥页岩氮气吸附/脱附曲线特征显示具有最低 TOC 含量的页岩其氮气吸附量也最低(图 7g),说明了 TOC 含量越高,泥页岩中的纳米孔隙数量越多,这种情况与 FE-SEM 所观察的有机质中孔隙发育情况相一致。利川袁家槽剖面较高 TOC 泥页岩的孔隙主要分布在微孔和细中孔阶段(<20 nm),大孔阶段孔隙较少(图 7h),该阶段孔隙的体积显著高于较低 TOC 泥页岩;而在 20 nm 以上的孔隙,较低 TOC 页岩则表现出比高 TOC 页岩具有更高的孔隙体积比例。孔径分布与 TOC 之间的关系说明了 TOC 对页岩微观孔隙的控制作用主要体现在微孔和细中孔(<20 nm)阶段,而大于 20 nm 的孔隙可能受粘土矿物的影响比较显著。

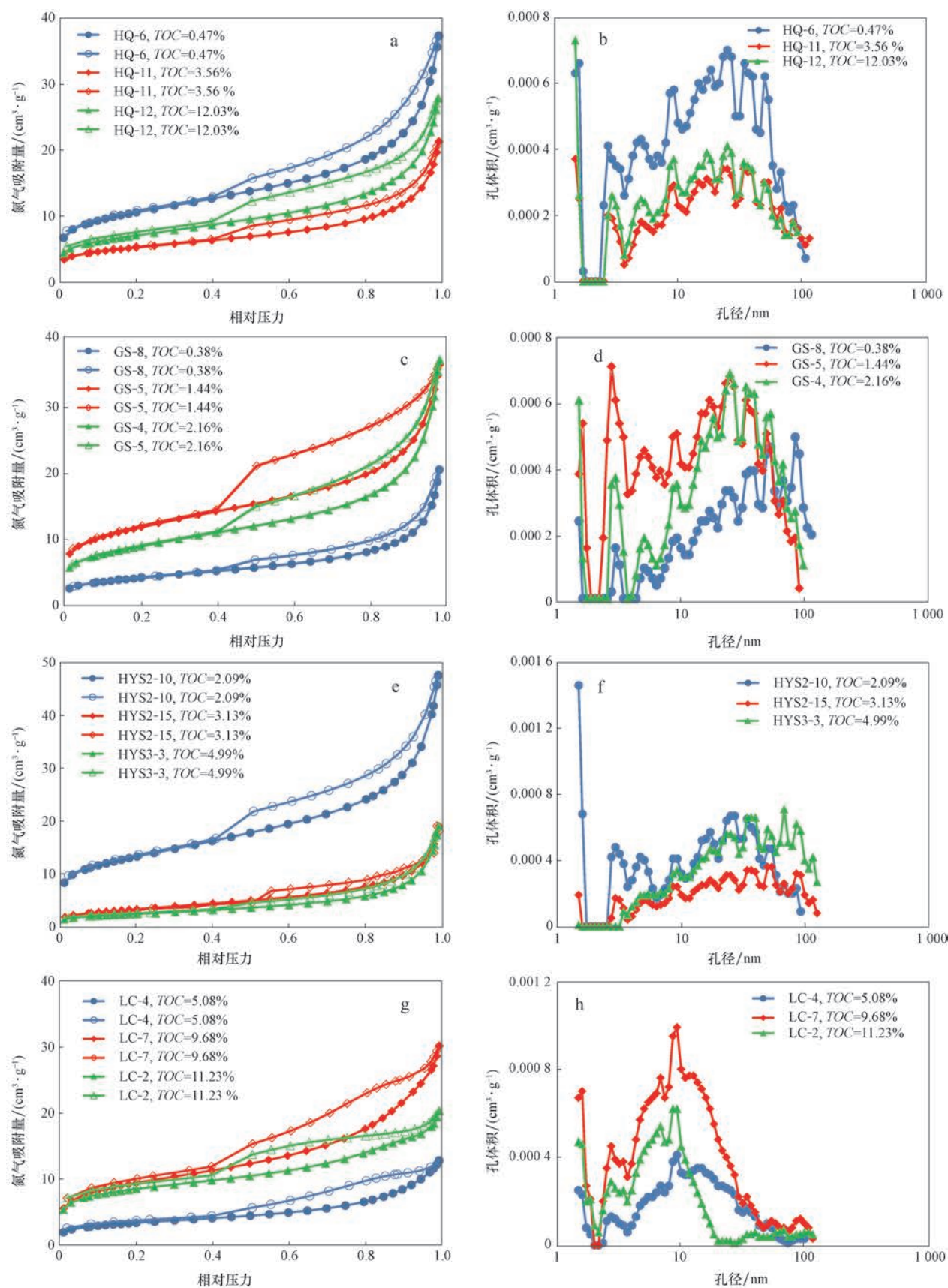


图7 川东地区龙潭组泥页岩氮气吸附/脱附曲线与孔径分布特征

Fig.7 Nitrogen adsorption/desorption isotherms and pore size distribution of the Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin

a,b. 兴文玉屏剖面;c,d. 綦江赶水剖面;e,f. 邻水华蓥山剖面;g,h. 利川袁家槽剖面

3.2 成熟度对有机孔发育的影响

在热演化过程中,有机质转化成烃的过程不仅决定了页岩气的化学组成和生成量,而且在高演化阶段形成的有机孔为页岩气的储集提供了空间^[34],因而热成熟度是泥页岩有机孔发育和含气性的重要影响因素之一。Curtis 等^[4,35]研究发现成熟度 R_o 低于 0.9% 时,有机孔不发育;进入生气窗以后液态烃开始裂解,有机孔开始发育,孔体积开始增加。而 Loucks 和 Slatt 等则认为 R_o 在 0.6% 时已经开始发育有机孔^[2,36]。因此,几乎所有的研究都证实了当 R_o 高于 0.9% 时,有机孔已经开始大量发育。

川东地区龙潭组泥页岩成熟度 R_o 介于 1.09% ~ 2.34%, 尽管不同地区的成熟度存在较大的差异,但 R_o 主体分布在 1.6% ~ 3.0%^[25], R_o 值均高于 0.9%。结合已有文献资料和研究,在此成熟度范围内有机孔已大量发育。尽管图 5 显示不同地区的有机孔发育具有非常明显的差异,如兴文玉屏和邻水华蓥山剖面的龙潭组泥页岩以及綦江赶水剖面的一个煤样基本不发育有机孔,而利川袁家槽剖面的泥页岩则发育了大量的有机孔,但这些页岩都已经进入高过成熟,由此可见成熟度不是所研究泥页岩有机孔发育与否的控制因素。因而该区泥页岩中有机孔发育与否,可能受其他因素,如有机显微组成的影响。

3.3 显微组成对有机孔发育的影响

已有的研究表明,并不是所有的有机质都会发育孔隙,它的形成受控于两个主要因素^[15-16]。首先受控于有机质的显微组分,有些显微组分在热演化过程中会生成液态烃,并从有机质中排出而产生大量的孔隙,而有些显微组分在热解过程中不生烃或以生气为主,不能形成或很少形成孔隙。如同一块页岩中相邻的两片有机质孔隙发育情况差异悬殊^[14],也说明了在相同的热成熟度条件下,显微组分的不同也会造成高过成熟有机质中有机孔发育的差异。其次受控于成熟度,随着成熟度的增加,生成的烃类从有机质中排出而残留大量的孔隙空间^[6,16]。从表 1 中数据可以看出,川东地区龙潭组泥页岩的成熟度处于成熟-高成熟阶段,已经达到了有机孔大量发育的成熟度条件^[14],因而成熟度不是现今川东地区龙潭组泥页岩有机孔是否发育的关键因素。

本文综合研究了川东地区龙潭组泥页岩与其他地区和层系泥页岩中显微组成对有机孔发育的影响,认为镜质组并不发育孔隙,其内部与边缘多发育一些微

裂隙(图 8a—c)。镜质组生气能力强且能发生较强的物理化学变化,在热演化过程中产生的异常压力能使有机质发生破裂而形成微裂隙^[37]。如北美 Ato-ka 页岩中镜质组(木质有机质)中基本上没有孔隙,在内部及与矿物接触边界也会发育一些收缩裂缝^[3]。在下扬子芜湖地区和上扬子川东地区龙潭组泥页岩的镜质组中也有相似的情况,有机质边缘的孔隙可能是有机质与矿物颗粒间的硬度差异造成的或有机质热解收缩造成的。王中鹏等^[38]和袁野等^[39]也发现贵州龙潭组和鄂尔多斯山西组海陆过渡相页岩中有机孔很少发育,孔隙类型以矿物晶间孔和剪切裂缝为主,反映了以镜质组为主的 III 型有机质不利于有机孔的发育。

固体沥青是指烃源岩生成的液态烃未能排出烃源岩层,经后期液态烃类裂解后的残余物,这类物质在高过成熟页岩中普遍存在。根据 Robert 等^[40]的判断,这类有机质一般以非常均质的条带状或块状形式出现。在液态烃裂解成气转化为固体沥青的过程中,由于热解收缩,缩聚成团块状,其内部很少发育孔隙,或发育少量彼此独立且较大的孔隙,其尺寸多超过 100 nm,以三角形、球形和椭圆形为主。蔡潇等^[41]和 Dong 等^[42]分别对渝东南龙马溪组和北美 Horn River 页岩中固体沥青进行研究,发现内部仅有少量较大尺度的孔隙(图 8d,e)。川东利川袁家槽剖面泥页岩主要的有机显微组成为腐泥组和固体沥青,从图 8f 可以看出腐泥组内具有很好的孔隙发育,但固体沥青很少发育孔隙。

腐泥组具有很好的生烃潜能,在热演化过程中能够生成大量的孔隙,因此腐泥组是有机孔发育的有利组成,也是有机孔的主要载体。腐泥组不同于镜质组,其孔隙的发育程度明显受热演化程度的影响。从图 8g—i 中可以看出不同层位泥页岩中有机孔多发育在腐泥质中,这些孔隙多是圆形与椭圆形,数量众多,尺度较小,多数小于 100 nm,并且连通性较好。无论是北美 Woodford 页岩、川东龙潭组泥页岩还是川东南地区龙马溪组泥页岩,腐泥组在高成熟阶段均具有非常发育的有机孔。因而,在高过成熟页岩中腐泥组含量的多少可能决定了有机孔发育的程度及数量的多少。

4 结论

1) 川东地区龙潭组沉积相及矿物组成具有明显的差异。兴文玉屏地区为滨岸沼泽相,綦江赶水地区为潮坪潟湖相,邻水华蓥山地区为浅水陆棚相。这 3

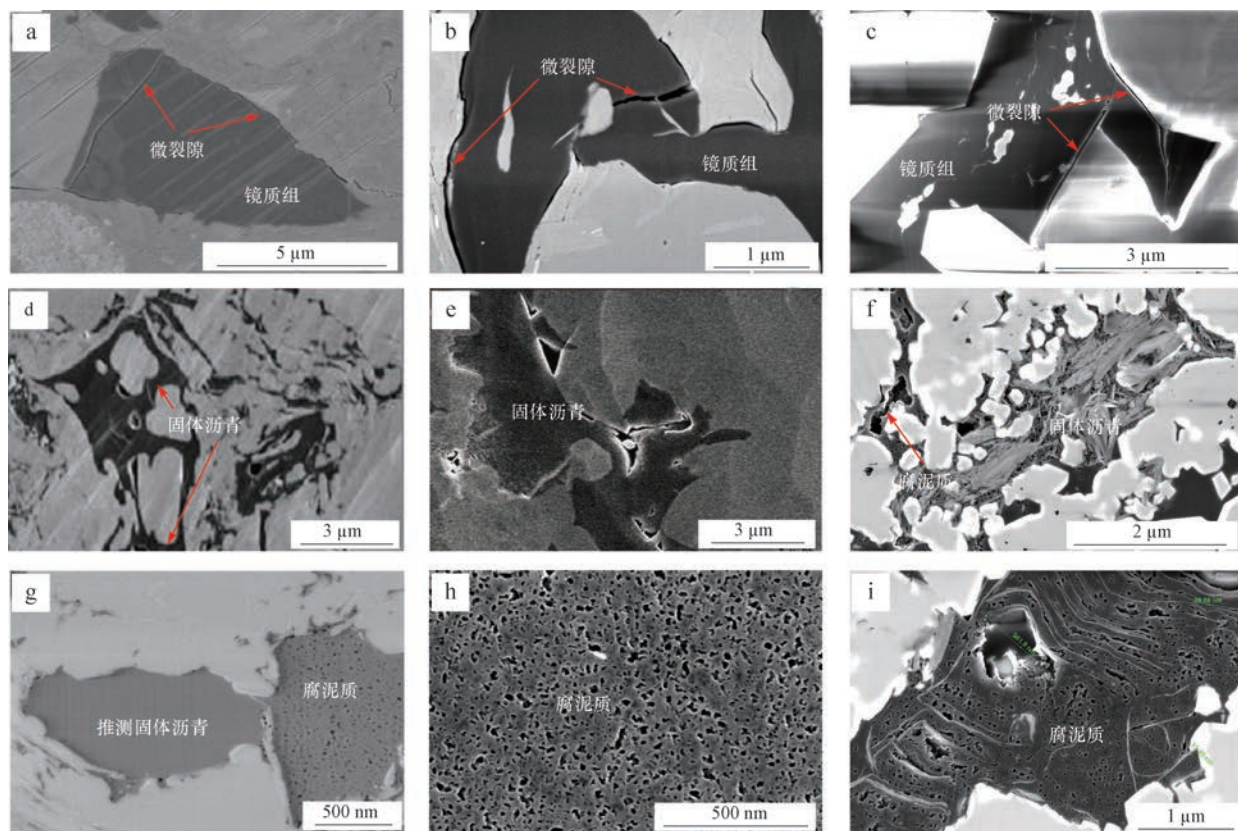


图8 不同显微组分中孔隙发育特征

Fig. 8 Characteristics of pores in different macerals of samples from the Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin

a. 镜质体, Atoka 页岩, $R_o = 0.89\%$ (文献[3]); b. 镜质体, 龙潭组页岩, R_o 约为 2.4% , 安徽芜湖地区; c. 镜质体, 龙潭组页岩, $R_o = 1.93\%$, 川东地区; d. 固体沥青, 龙马溪组页岩, 高过成熟, 渝东南地区 (文献[41]); e. 固体沥青, Horn River 页岩 (文献[42]); f. 固体沥青与腐泥质, 龙潭组, $R_o = 1.85\%$, 川东地区; g. 固体沥青与腐泥质, Woodford 页岩, $R_o = 1.40\%$ (文献[14]); h. 腐泥质, 龙潭组, $R_o = 1.85\%$, 川东地区; i. 腐泥质, 龙马溪组, $R_o = 2.72\%$, 重庆永川地区

个地区以泥岩夹粉砂岩、煤线和灰岩等为主, 矿物组成主要是粘土矿物, 石英含量低; 利川袁家槽地区为深水陆棚相沉积, 岩性以硅质页岩为主, 具有很高的石英含量和很低的粘土含量。

2) 川东地区龙潭组泥页岩有机显微组成具有明显的差异。兴文玉屏、綦江赶水和邻水华蓥山剖面泥页岩显微组成主要为镜质组, 含一定量的惰质组和少量固体沥青; 利川袁家槽剖面泥页岩显微组成主要为腐泥组和固体沥青。

3) FE-SEM 揭示了兴文玉屏、綦江赶水和邻水华蓥山剖面龙潭组泥页岩和煤样的有机孔发育很差, 表现为随着 TOC 含量增加, 泥页岩中微孔体积呈降低的趋势或者变化趋势不明显; 利川袁家槽剖面龙潭组泥页岩孔体积和孔径分布与 TOC 呈正向关系, 与该区页岩发育大量有机孔密切相关。

4) 综合本文及前人研究, 认为镜质组中孔隙发育较少, 但在其内部及边缘发育一定的收缩裂隙; 固体沥青颗粒内多发育独立的单孔, 尺度较大, 数量较少; 腐

泥组内发育了大量的圆形和椭圆形的孔隙, 是有机孔发育的有利组成和微观孔隙的主要贡献者。

参 考 文 献

- [1] Curtis J B. Fracture shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [2] 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.
- [3] Loucks R G, Reed R M, Stephen C R, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix related pores[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1071-1098.
- [4] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰-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 productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1-10.
- [5] Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(2): 177-200.

- [6] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas system: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475–499.
- [7] 朱彤, 王烽, 余凌杰, 等. 四川盆地页岩气富集控制因素及类型 [J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(3): 399–407.
Zhu Tong, Wang Feng, Yu Lingjie, et al. Controlling factors and types of shale gas enrichment in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(3): 399–407.
- [8] Chalmers G R L, Bustin R M. The organic matter distribution and methane capacity of the Lower Cretaceous strata of + Northeastern British Columbia, Canada [J]. International Journal of Coal Geology, 2007, 70(1–3): 223–239.
- [9] Ross D J K, Bustin R M. The important of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs [J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(6): 916–927.
- [10] Pan L, Xiao X M, Tian H, et al. A preliminary study on the characterization and controlling factors of porosity and pore structure of the Permian shales in Lower Yangtze region, Eastern China [J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 146(7): 68–78.
- [11] Tian H, Pan L, Zhang T W, et al. Pore characterization of organic-rich Lower Cambrian shales in Qiannan Depression of Guizhou Province, Southwestern China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 62(1): 28–43.
- [12] 曹涛涛, 宋之光, 王思波, 等. 下扬子地台二叠系页岩储集物性特征及控制因素 [J]. 天然气地球科学, 2015, 26(2): 341–351.
Cao Taotao, Song Zhiguang, Wang Sibao, et al. Physical property characteristics and controlling factors of Permian shale reservoir in the Lower Yangtze Platform [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(2): 341–351.
- [13] Curtis ME, Ambrose RJ, Sondergeld CH, et al. Structural characterization of gas shales on the micro-and nano-scales [C] // CUSG/SPE 137693. Canadian Unconventional Resource and International Petroleum Conference, Calgary, October, 2010.
- [14] Curtis M E, Cardott B J, Sondergeld C H, et al. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103(23): 26–31.
- [15] Fishman NS, Hackley PC, Lowers HA, et al. The nature porosity in organic-rich mudstones of the Upper Jurassic Kimmeridge Clay Formation, North Sea, offshore United Kingdom [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103(23): 32–50.
- [16] 朱如凯, 白斌, 崔景伟, 等. 非常规油气致密储集层微观孔隙结构研究进展 [J]. 古地理学报, 2013, 15(5): 615–623.
Zhu Rukai, Bai Bin, Cui Jingwei, et al. Research advances of micro-structure in unconventional tight oil and gas reservoirs [J]. Journal of Paleogeography, 2013, 15(5): 615–623.
- [17] 赵宗举, 周慧, 陈轩, 等. 四川盆地及邻区二叠纪层序岩相古地理及有利勘探区带 [J]. 石油学报, 2012, 33(增刊2): 35–51.
Zhao Zongju, Zhou Hui, Chen Xuan, et al. Sequence lithofacies paleogeography and favorable exploration zones of the Permian in Sichuan Basin and adjacent areas, China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S.2): 35–51.
- [18] 田雨, 张兴阳, 何幼斌, 等. 四川盆地晚二叠世吴家坪期岩相古地理 [J]. 古地理学报, 2010, 12(2): 164–175.
Tian Yu, Zhang Xinyang, He Youbin, et al. Lithofacies paleogeography of the Late Permian Wujiaping age of Sichuan Basin [J]. Journal of Paleogeography, 2010, 12(2): 164–175.
- [19] 朱扬明, 顾圣啸, 李颖, 等. 四川盆地龙潭组高热演化烃源岩有机质生源及沉积环境探讨 [J]. 地球化学, 2012, 41(1): 35–44.
Zhu Yangming, Gu Shengxiao, Li Ying, et al. Biological organic source and depositional environment of over-mature source rocks of Longtan Formation in Sichuan Basin [J]. Geochimica, 2012, 41(1): 35–44.
- [20] 魏志福, 王永莉, 吴陈君, 等. 四川盆地上二叠统龙潭组烃源岩的地球化学特征及对有机质来源和沉积环境的指示意义 [J]. 天然气地球科学, 2015, 26(8): 1613–1618.
Wei Zhifu, Wang Yongli, Wu Chenjun, et al. Geochemical characteristics of source rock from Upper Permian Longtan Formation in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8): 1613–1618.
- [21] 陈宗清. 论四川盆地二叠系乐平统龙潭组页岩气勘探 [J]. 天然气技术与经济, 2011, 5(2): 21–26.
Chen Zongqing. Exploration for shale gas of Longtan member in Permian Leping formation, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2011, 5(2): 21–26.
- [22] 张吉振, 李贤庆, 郭曼, 等. 川南地区二叠系龙潭组页岩微观孔隙特征及其影响因素 [J]. 天然气地球科学, 2015, 26(8): 1571–1578.
Zhang Jizhen, Li Xianqing, Guo Man, et al. Microscopic pore characteristics and its influence factors of the Permian Longtan Formation shales in the southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8): 1571–1578.
- [23] 张吉振, 李贤庆, 王元, 等. 海陆过渡相煤系页岩气成藏条件及储层特征—以四川盆地南部龙潭组为例 [J]. 煤炭学报, 2015, 40(8): 1871–1878.
Zhang Jizhen, Li Xianqing, Wang Yuan, et al. Accumulation conditions and reservoir characteristics of marine-terrestrial facies coal measures shale gas from Longtan formation in South Sichuan Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2015, 40(8): 1871–1878.
- [24] 张吉振, 李贤庆, 王刚, 等. 四川盆地南部上二叠统龙潭组页岩气储集层矿物组成特征及意义 [J]. 矿物岩石地球化学通报, 2016, 35(5): 957–965.
Zhang Jizhen, Li Xianqing, Wang Gang, et al. Mineral compositions of Upper Longtan Formation shale in Southern Sichuan Basin and its significance for gas reservoir [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2016, 35(5): 957–965.
- [25] 刘光祥, 金之均, 邓模, 等. 川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力 [J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(3): 482–487.
Liu Guangxiang, Jin Zhijun, Deng Mo, et al. Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan formation in eastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3): 482–487.
- [26] 童崇光. 新构造运动与四川盆地构造演化及气藏形成 [J]. 成都理工大学学报, 2000, 27(2): 124–130.
Tong Chongguang. Relationship between nontectonic movement and structural evolution and gas pools formation of Sichuan Basin [J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2000, 27(2): 124–130.

- [27] 张琴,朱筱敏,李晨溪,等. 渤海湾盆地沾化凹陷沙河街组富有机质页岩孔隙分类及孔径定量表征[J]. 石油与天然气地质,2016,37(3):422-438.
- Zhang Qin,Zhu Xiaomin,Li Chenxi,et al. Classification and quantitative characterization of microscopic pores in organic-rich shale of the Shahejie formation in the Zhanhua Sag,Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology,2016,37(3):422-438.
- [28] Chalmers G R L,Bustin R M. Lower Cretaceous gas shales in north-eastern British Columbia,Part I:geological controls on methane sorption capacity[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology,2008,56(1):1-21.
- [29] Cao Taotao,Song Zhiguang,Wang Sibao,et al. A comparative study of the specific surface area and pore structure of different shales and their kerogens[J]. Science China:Earth Sciences,2015,58(4):510-522.
- [30] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas:Part 1-shale-gas resource systems[C]//AAPG Memoir,2012,97:69-87.
- [31] Harris N B,Dong T. Characterizing porosity in the Horn River shale,northeastern British Columbia[C]//Geoscience Reports,British Columbia Ministry of Natural Gas Development,2013:33-40.
- [32] 徐宏杰,胡宝林,刘会虎,等. 淮南煤田下二叠统山西组煤系页岩气储层特征及物性成因[J]. 天然气地球科学,2015,26(6):1200-1210.
- Xu Hongjie,Hu Baolin,Liu Huihu,et al. Reservoir characteristics and its physical origin of shale gas in coal measure in the Lower Permian Shanxi formation in Huainan Coal Field[J]. Natural Gas Geoscience,2015,26(6):1200-1210.
- [33] 李成成,周世新,李靖,等. 鄂尔多斯盆地南部延长组泥页岩孔隙特征及其控制因素[J]. 沉积学报,2017,35(2):315-329.
- Li Chengcheng,Zhou Shixin,Li Jing,et al. Pore characteristics and controlling factors of the Yanchang formation mudstone and shale in the South of Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica,2017,35(2):315-329.
- [34] 程鹏,肖贤明. 很高成熟度富有机质页岩的含气性问题[J]. 煤炭学报,2013,38(5):737-741.
- Cheng Peng,Xiao Xianming. Gas content of organic-rich shales with very high maturities[J]. Journal of China Coal Society,2013,38(5):737-741.
- [35] Hill R J,Zhang E,Katz B J,et al. Modeling of gas generation from the Barnett Shale, Fort Worth Basin[J]. AAPG Bulletin,2007,91(4):501-521.
- [36] Slatt M R,Brien N R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales; Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks[J]. AAPG Bulletin,2011,95(12):2017-2030.
- [37] 龙鹏宇,张金川,姜利文,等. 渝页1井储层孔隙发育特征及其影响因素分析[J]. 中南大学学报(自然科学版),2012,43(10):3954-3963.
- Long Pengyu,Zhang Jinchuan,Jiang Liwen,et al. Analysis on pores forming features and its influence factors of reservoir well Yuye-1[J]. Journal of Central South University (Science and Technology),2012,43(10):3954-3963.
- [38] Robert G L,Robert M R. Scanning-electron-microscope petrographic evidence for distinguishing organic-matter pores associated with depositional organic matter versus migrated organic matter in mudrocks[J]. GSAGS Transactions,2014,3:51-60.
- [39] 王中鹏,张金川,孙睿,等. 西页1井龙潭组海陆过渡相页岩含气性分析[J]. 地学前缘,2015,22(2):243-250.
- Wang Zhongpeng,Zhang Jinchuan,Sun Rui,et al. The gas-bearing characteristics analysis of the Longtan Formation transitional shale in Well Xiye 1[J]. Earth Science Frontiers,2015,22(2):243-250.
- [40] 袁野,赵靖舟,耳闯,等. 鄂尔多斯盆地中生界及上古生界页岩孔隙类型及特征研究[J]. 西安石油大学学报:自然科学版,2014,29(2):14-19.
- Yuan Ye,Zhao Jingzhou,Er Chuang,et al. The studies of pore types and characteristics of Mesozoic and Upper Paleozoic shales in Ordos Basin[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science,2014,29(2):14-19.
- [41] 蔡潇,王亮,靳雅夕,等. 渝东南地区页岩有机孔隙类型及特征[J]. 天然气地球科学,2016,27(3):513-519.
- Cai Xiao,Wang Liang,Jin Yaxi,et al. Types and characteristics of organic pore in shale gas reservoir of southeastern Chongqing area[J]. Natural Gas Geoscience,2016,27(3):513-519.
- [42] Dong T,Harris NB,Ayranci K,et al. Porosity characteristics of the Devonian Horn River shale,Canada:Insights from lithofacies classification and shale composition[J]. International Journal of Coal Geology,2015,141-142(3):74-90.

(编辑 董立)