

doi:10.3799/dqkx.2017.090

渝东南下志留统龙马溪组页岩岩相特征 及其对孔隙结构的控制

李卓^{1,2}, 姜振学^{1,2*}, 唐相路^{1,2}, 王鹏飞^{1,2}, 黄璞^{1,2}, 王国臻^{1,2}

1. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2. 中国石油大学非常规天然气研究院, 北京 102249

摘要: 目前对优势页岩岩相的划分尚缺乏明确的标准. 另外, 合理连接不同孔隙测试方法的结果, 实现页岩的全孔径孔隙结构定量化表征, 成为现阶段亟待解决的关键问题. 基于页岩的有机质丰度和矿物组分建立了岩相划分方案, 查明了渝东南下志留统龙马溪组页岩发育硅质页岩、混合质页岩和粘土质页岩3类, 根据有机质丰度将每类页岩细分为富、含和贫有机质等共计9种岩相, 在此基础上开展了低压 N_2 吸附和高压压汞实验. 研究区龙马溪组中富有机质页岩孔径呈现多峰分布特征, 主要孔径峰值位于2~3 nm、70~90 nm和200~300 nm, 页岩的孔体积主要来源于中孔(2~50 nm)和宏孔(>50 nm), 比表面积主要来自中孔和微孔(<2 nm); 对于孔体积贡献, 微孔最高可占12%, 中孔占53%, 宏孔占52%. 对于孔面积贡献, 微孔最高占47%, 中孔占57%, 宏孔占11%. 随着粘土矿物含量升高, 在200~400 nm范围内孔体积显著升高. 中孔和宏孔贡献了超过90%的孔体积, 微孔和中孔贡献了超过90%的比表面积. 富有机质硅质页岩微孔比例高, 对比表面积贡献高, 孔体积和比表面积最大, 有利于页岩气富集, 是最有利的页岩岩相.

关键词: 渝东南; 龙马溪组; 页岩岩相; 硅质页岩; 孔隙结构; 石油地质.

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2017)07-1116-08

收稿日期: 2016-11-08

Lithofacies Characteristics and Its Effect on Pore Structure of the Marine Shale in the Low Silurian Longmaxi Formation, Southeastern Chongqing

Li Zhuo^{1,2}, Jiang Zhenxue^{1,2*}, Tang Xianglu^{1,2}, Wang Pengfei^{1,2}, Huang Pu^{1,2}, Wang Guozhen^{1,2}

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2. Institute of Unconventional Natural Gas Research, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Abstract: The favorable facies classification for shale has not been established so far, and it is a key issue in shale gas evaluation to characterize the full scale pore size distribution by reasonable relating of different results. In this study, lithofacies classification is established based on TOC and XRD experiments on cores. There are 9 types of lithofacies, namely the Organic-rich siliceous shale (ORS), Organic-rich mixed shale (ORM), Organic-rich argillaceous shale (ORA), Organic-fair siliceous shale (OMS), Organic-fair mixed shale (OMM), Organic-fair argillaceous shale (OMA), Organic-poor siliceous shale (OPS), Organic-poor mixed shale (OPM), and Organic-poor argillaceous shale (OPA) develop in southeastern Chongqing. Low pressure nitrogen adsorption and high pressure mercury intrusion experiments are conducted to quantitatively characterize the full scale pore size distribution. It is found that spectrum of pore size distribution for ORS have multiple peaks at 2-3 nm, 70-90 nm and 200-300 nm, and the peak shifts to the small pore size when the TOC value increases. Mesopores and macropores have the largest proportion in pore volumes, whereas mesopores and micropores take the largest part of the pore surface areas. The pore volume percentage of micropore, mesopore and macropore is 12%, 53%, and 52% respectively, and the pore surface area

基金项目: 国家自然科学基金项目 (No. 41502123); 中国地质调查局项目 (No. 12120114046201); 中国石油大学 (北京) 科研基金资助 (No. 2462013YJRC044).

作者简介: 李卓 (1983-), 男, 助理研究员, 主要从事非常规油气储层预测与评价方面的研究. ORCID: 0000-0001-9635-9840.

E-mail: zhuo.li@cup.edu.cn

* **通讯作者:** 姜振学, ORCID: 0000-0001-9882-6983. E-mail: jiangzx@cup.edu.cn

引用格式: 李卓, 姜振学, 唐相路, 等. 2017. 渝东南下志留统龙马溪组页岩岩相特征及其对孔隙结构的控制. 地球科学, 42(7): 1116-1123.

percentage of micro pore, mesopore and macropore is 47%, 57%, and 11% respectively. The volume of 200—400 nm pore obviously increases when clay mineral content increases. The contribution to the surface area is over 90% for micropores and mesopores. The contribution to the pore volume is over 90% for mesopores and macropores. The organic-rich siliceous shale, which has the largest pore volume and surface area, is the most favourable lithofacies for shale gas enrichment.

Key words: southeastern Chongqing; Longmaxi Formation; shale lithofacies; siliceous shale; pore structure; petroleum geology.

我国在四川盆地东南部涪陵地区的海相页岩气勘探取得了重大突破,展示了海相页岩气资源潜力巨大(郭彤楼和张汉荣,2014;郭旭升,2014).但是,我国海相页岩非均质性强,不同地区的富集程度有差异,如何优选和评价页岩气有利勘探区成为关键问题.岩相分析是页岩储层描述、储量计算、可改造性评价的关键步骤,是区域上优选页岩气富集区块的有效技术手段(Loucks and Ruppel,2007;董大忠等,2011;Wang and Carr, 2012;张林晔等,2015).针对页岩岩相,前人主要运用岩石学、地球化学和地球物理方法,通过查明页岩的矿物成分、古生物、结构强度和矿物含量及分布等特征,划分页岩岩相,划分方案更加精细和系统,研究卓有成效(Jarvie *et al.*, 2007;Xie *et al.*, 2008),但对优势页岩岩相的划分尚缺乏明确的标准(Wang and Carr, 2012).因此,对页岩岩相进行科学划分,并以岩相作为宏观和微观相结合的媒介,明确微观的孔隙结构与宏观的沉积相等的相关关系,用岩相表征页岩的矿物结构、储层特征、含气性和地质力学特性等,将有利于推进页岩气的勘探与开发(Abouelresh and Slatt,2012).

中国海相页岩中微—纳米孔隙发育,富有机质页岩通常具有复杂的孔隙系统,对页岩储集能力和流动具有显著的控制作用(Ross and Bustin, 2008;

陈尚斌等,2012;Loucks *et al.*, 2012; Clarkson *et al.*, 2013).定量表征页岩的孔隙结构主要采用流体注入法(包括 He 气孔隙度、高压压汞、低压氮气和二氧化碳吸附等)(Ross and Bustin, 2009; Chalmers *et al.*, 2012; Clarkson *et al.*, 2013).低压氮气吸附能够定量测试孔径为 2~200 nm 范围内的孔隙结构(Clarkson *et al.*, 2013),高压压汞测试的孔径范围是 0.03~200 μm (Chalmers *et al.*, 2012; 吴松涛等, 2015).合理连接不同测试方法的结果,实现页岩的全孔径孔隙结构定量化表征,成为现阶段亟待解决的关键问题(王社教等,2009;Clarkson *et al.*, 2013).

本文以渝东南地区下志留统龙马溪组页岩为研究对象(图 1),建立了岩相划分方案并精细划分页岩岩相,进而通过定量表征不同岩相页岩的全孔径孔隙结构特征,明确了页岩岩相特征及其对孔隙结构的控制.

渝东南地区位于重庆的东南部,为四川盆地东南部外缘.该区是上扬子板块的重要组成部分,构造活动强烈,历经中生代燕山期挤压形成现今的北北东向隔槽式褶皱构造样式(郭旭升,2014).研究区早志留世为深水陆棚沉积,主要为黑色碳质页岩.研究区的西北部,砂质含量增多,为黑色砂质、粉砂质页岩;东南部地区为深海硅质黑色岩相带,主要沉积物为黑色

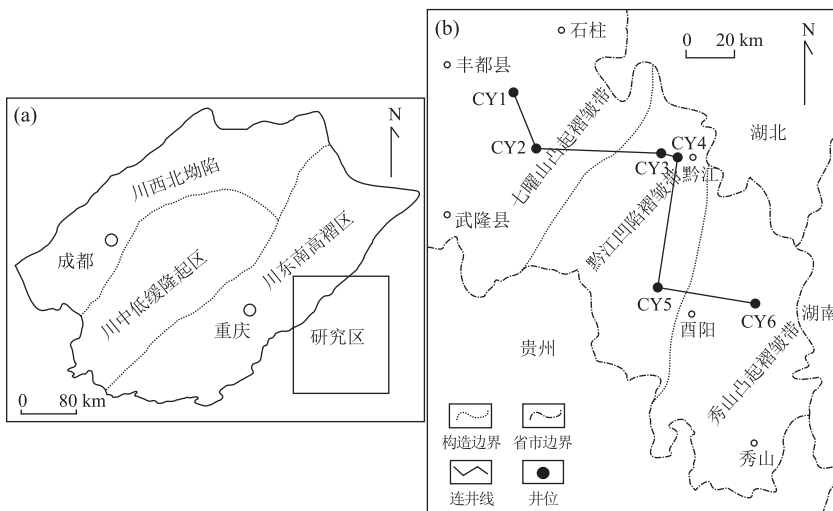


图 1 渝东南地区构造位置(a)及井位分布(b)

Fig.1 Tectonic characteristics (a) and wells distribution (b) of southeastern Chongqing

页岩和碳质、硅质页岩的互层(Tang *et al.*, 2015).

1 页岩岩相

1.1 岩相划分方案

以页岩的有机碳含量(TOC)和矿物组作为岩相划分参数,可有效地反映页岩气储层的基本特征.TOC和X-射线衍射(XRD)实验准确易行,所得TOC和矿物组是页岩孔隙结构、含气性和力学性质的关键控制因素(Ross and Bustin, 2008; Loucks *et al.*, 2012; Clarkson *et al.*, 2013).笔者首先根据页岩有机碳含量,将页岩划分为富有机质页岩($TOC > 2\%$)、含有机质页岩($2\% > TOC > 1\%$)和贫有机质页岩($TOC < 1\%$);进而根据矿物组成划分为粘土质页岩(I, $Clay > 40\%$)、钙质页岩(II, $Clay < 40\%$, $Ca/Si > 2$)、混合质页岩(III, $Clay < 40\%$, $1/2 < Ca/Si < 2$)和硅质页岩(IV, $Clay < 40\%$, $Ca/Si < 1/2$);最终建立了页岩岩相划分方案,包括 12 种岩相类型(图 2).

1.2 页岩岩相类型

根据上述划分方案,笔者将渝东南地区下志留统龙马溪组页岩划分为 9 种岩相类型(图 3、表 1).研究区龙马溪组页岩富含石英和粘土矿物,钙质含量低.其中,富有机质页岩的石英含量普遍偏高,含有机质页岩主要以粘土矿物为主,贫有机质页岩 3 类矿物均发育.富有机质页岩(ORS、ORM、ORA)中有机质含量高,导致岩心样品颜色黑,纹层不明显,常含有笔石、黄铁矿等,岩石密度相对较低,尤其富有机质硅质页岩(ORS)中有机质含量高,石英含量高.含有机质页岩(OMS、OMM、OMA)特征相近,含有一定量的黄铁矿和笔石,纹层发育,孔渗相对较好.贫有机质页岩(OPS、OPM、OPA)由于有机质含

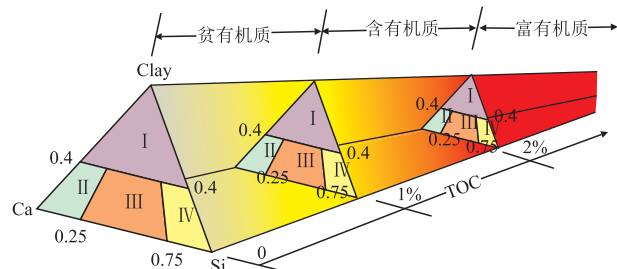


图 2 海相页岩岩相划分方案

Fig.2 The lithofacies classification of marine shale

Clay.粘土矿物;Ca.碳酸盐矿物,主要包括方解石和白云石;Si.石英;I.粘土质页岩;II.钙质页岩;III.混合质页岩;IV.硅质页岩

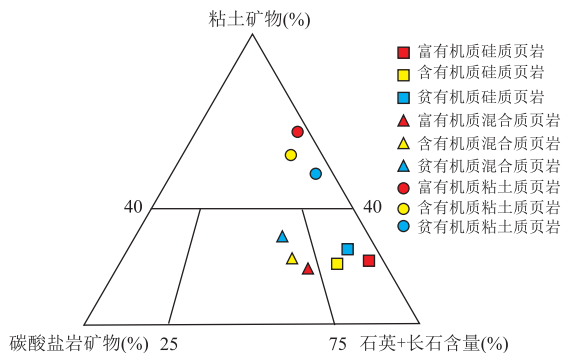


图 3 渝东南下志留统龙马溪组页岩矿物组成

Fig.3 The mineral composition of the Longmaxi Formation shale in southeastern Chongqing

量低,导致岩心样品颜色浅,常见水平至波状纹层(Tang *et al.*, 2015).

2 页岩孔隙结构特征

2.1 高压压汞法表征页岩孔隙结构特征

高压压汞法的最高压力可达 50 MPa,但过高的压力容易产生裂缝,因此,高压压汞法能够表征的孔径超过 30 nm(Chalmers *et al.*, 2012).针对渝东南地区下志留统龙马溪组不同岩相的 9 个页岩样品开展高压压汞实验,并利用 Washburn 方程计算不同孔径孔隙出现的概率,明确样品的孔径分布(Ross and Bustin, 2009; Chalmers *et al.*, 2012).结果表明,所有样品的孔径分布均具有多峰特征,其中峰值在 10~30 μm 范围的较少(频率低于 5%).硅质页岩和混合质页岩具有相似的孔径分布,主峰(频率超过 10%)位于 60~80 nm 和 500~700 nm.同时,随着有机质丰度的升高,逐渐呈现双峰趋势(图 4a, 4b).富有机质硅质页岩(ORS)孔径峰值向大孔径偏移,位于 50~70 nm 和 600~800 nm(图 4a);富有机质混合质页岩(ORM)的孔径峰值分别位于 30~50 nm 和 600~800 nm(图 4b);富有机质粘土质页岩(ORA)的孔径具有双峰特征,峰值分布在 90~110 nm 和 200~300 nm,以前者为主(图 4c).

2.2 低压 N_2 吸附法表征页岩孔隙结构特征

低压 N_2 吸附-脱附曲线可反映 4 种孔隙形态(H1/H2/H3/H4).H1 指示两端开口的规则的管状孔,H2 代表了细颈广体的墨水瓶状孔,H3 代表了四面开放的狭缝状孔,H4 代表了平行壁的裂隙状孔(Ross and Bustin, 2009).研究区龙马溪组页岩孔隙主要为 H2 和 H3 混合型,表明孔隙主要由墨水

表 1 渝东南下志留统龙马溪组页岩岩相特征

Table 1 Lithofacies characteristics of the Longmaxi Formation shale in southeastern Chongqing

井号	埋深 (m)	TOC (%)	矿物组分 (%)					岩相类型	岩相代号
			石英	长石	碳酸盐岩	粘土矿物	黄铁矿		
CY-1	2 410.1	3.7	54.2	22.5	9.5	8.6	3.9	富有机质硅质页岩	ORS
CY-2	718.6	2.3	36.5	14.4	15.9	27.6	4.2	富有机质混合质页岩	ORM
CY-2	751.2	2.6	35.6	11.3	7.6	41.2	3.8	富有机质粘土质页岩	ORA
CY-4	782.0	1.4	44.5	17.0	9.2	25.1	3.3	含有机质硅质页岩	OMS
CY-4	756.6	1.3	36.7	17.6	15.1	23.9	4.0	含有机质混合质页岩	OMM
CY-3	775.0	1.3	33.2	14.5	6.9	41.0	3.1	含有机质粘土质页岩	OMA
CY-6	818.0	0.7	44.9	18.6	8.1	25.7	1.7	贫有机质硅质页岩	OPS
CY-5	761.0	0.6	38.9	21.3	17.5	19.6	1.8	贫有机质混合质页岩	OPM
CY-6	763.0	0.6	36.4	10.8	3.8	45.4	2.1	贫有机质粘土质页岩	OPA

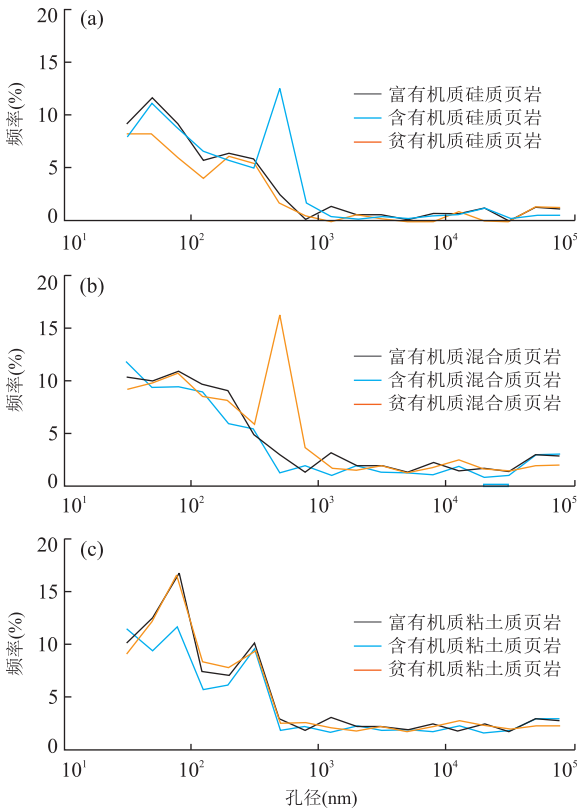


图 4 基于高压压汞法表征渝东南地区龙马溪组页岩孔径分布
Fig.4 Pore size distribution calculated using mercury intrusion data for Longmaxi Formation shale in southeastern Chongqing

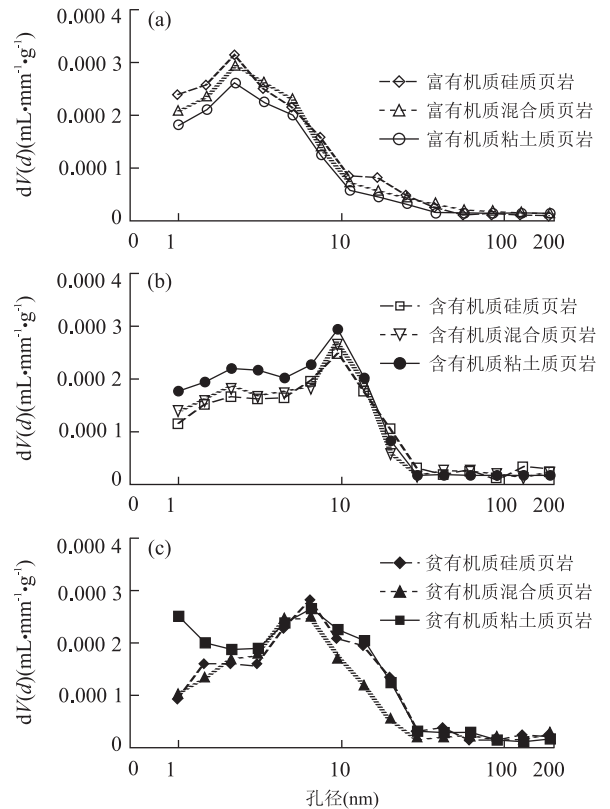


图 5 基于低压 N₂ 法表征渝东南地区龙马溪组页岩孔径变化率分布

Fig.5 Incremental pore volume calculated using N₂ adsorption data for Longmaxi Formation shale in southeastern Chongqing

瓶状孔和狭缝状孔组成。

Clarkson *et al.* (2013) 的研究表明,在低压 N₂ 吸附-脱附曲线中,利用吸附曲线计算的孔径分布与 USANS/SANS 等其他方法测得的结果更相似,而用脱附曲线计算的孔径分布会在 3~4 nm 处产生假峰,因此,本次研究基于低压 N₂ 吸附法实验结果,利用吸附曲线,采用 BJH 方法计算页岩孔径分布 (Ross and Bustin, 2009; Loucks *et al.*, 2012; Clarkson *et al.*, 2013; 陈磊等, 2014)。所有样品的孔

隙变化率曲线 ($dV(d) = (V_{i+1} - V_i) / (d_{i+1} - d_i)$) 在孔径 30~200 nm 范围内具有相似的特征 (图 5), 表明在峰值孔径处,孔隙数量多,孔体积的变化率大。

图 6 表明,所有样品的孔体积随孔径变化均呈现双峰特征,随着有机质丰度的升高,孔径峰值向孔径减小的方向偏移,并且总孔体积有升高的趋势,富有机质页岩和含有机质页岩岩相孔体积峰值接近,超过 0.005 mL/g,贫有机质页岩岩相孔体积峰值超过

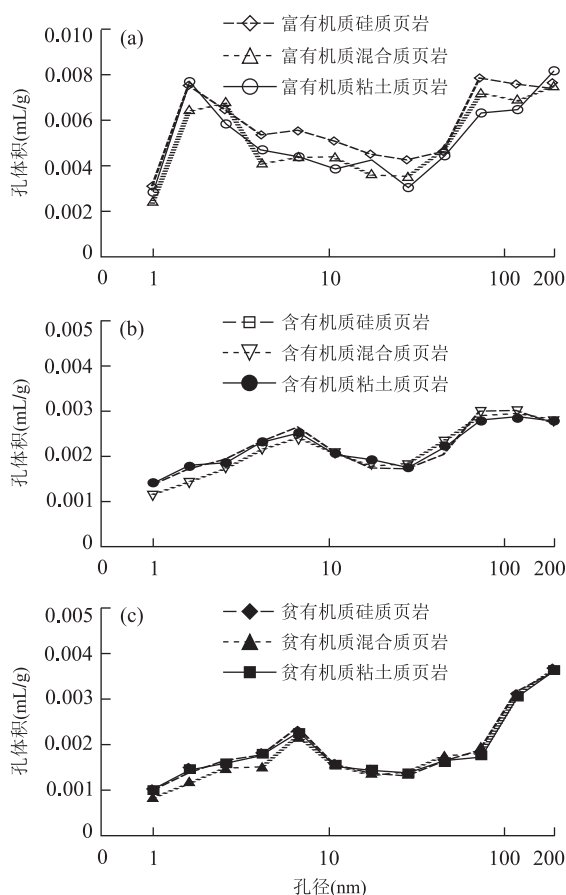


图 6 基于低压 N_2 法表征渝东南地区龙马溪组页岩孔径分布

Fig.6 Pore size distribution calculated using N_2 adsorption data for Longmaxi Formation shale in southeastern Chongqing

0.003 mL/g.其中,富有机质页岩岩相(ORS、ORM、ORA)的孔体积峰值位于 2~3 nm 和 200 nm,含有机质页岩岩相(OMS、OMM、OMA)的孔体积峰值位于 7~8 nm 和 90~100 nm,贫有机质页岩岩相(OPS、OPM、OPA)的孔体积峰值位于 6~7 nm 和 200 nm.

2.3 页岩全孔径页岩孔隙结构特征

页岩中主要发育 0.3 nm~100.0 nm 孔径范围内连续分布的微—纳米尺度的孔隙(Nelson, 2009),但由于不同实验的量程的限制,只通过高压压汞法和低压 N_2 吸附法是无法完全表征页岩的微纳米孔隙结构,如何合理地将两者的测试结果结合起来,建立页岩的全孔径孔隙结构表征方法,已成为研究热点(Ross and Bustin, 2009; Clarkson *et al.*, 2013; Wang *et al.*, 2015).前文研究表明,高压压汞法所表征的孔径范围是 0.03~200 μm ,低压氮气吸附法所表征的孔径范围是 1~200 nm,两者的实验数据在 30~200 nm 范围内出现重复.本文将孔径 80 nm 作为两种方法表征结果连接的界限,依据是:(1)实

验压力越高,氮气吸附量越大,造成误差越大,当相对压力(P/P_0)大于 0.95 时,氮气吸附量快速升高,造成孔径大于 80 nm 的孔隙表征误差增大(Ross and Bustin, 2009),通过低压氮气吸附法定量表征对于 1~80 nm 的孔径分布精度较高;(2)页岩基质致密,汞在低压力作用下先进入宏孔,只有进汞压力足够大,汞才能进入页岩孔隙中,当进汞压力超过 25 MPa 时容易造成页岩样品的变形(Wang *et al.*, 2015),该压力对应的孔径为 80 nm 左右,即利用高压压汞法,在相对低压下定量表征 80 nm~200 μm 的孔径分布特征精度较高.

在确定了有效测试的孔径范围的基础上,笔者将高压压汞实验的孔径频率(%)转换为孔体积(mL/g),查明了全孔径页岩孔隙结构特征(图 7).研究区龙马溪组不同岩相页岩孔隙的孔体积分布呈现出多峰特征.

富有机质页岩岩相(ORS、ORM、ORA)的孔体积峰值位于 2~3 nm、70~90 nm 和 200~300 nm,含有机质页岩岩相(OMS、OMM、OMA)的孔体积峰值为 7~8 nm、80~100 nm 和 300~400 nm,贫有机质页岩岩相(OPS、OPM、OPA)的孔体积峰值为 6~7 nm、100~110 nm 和 200~300 nm.硅质页岩岩相(ORS、OMS、OPS)和混合质页岩(ORM、OMM、OPM)具有相似的孔径分布特征,随着有机质丰度升高,孔体积峰值孔径降低.粘土质页岩(ORA、

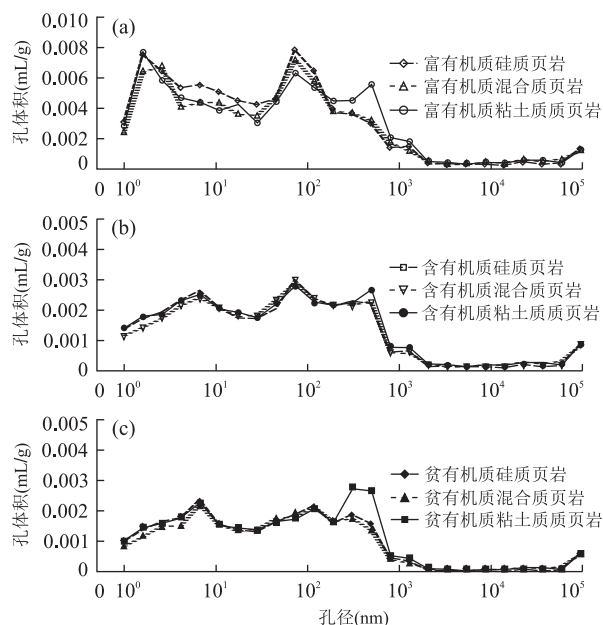


图 7 渝东南地区龙马溪组页岩全尺度孔径分布特征
Fig. 7 Full scale pore size distribution characteristics for Longmaxi Formation shale in southeastern Chongqing

表 2 渝东南下志留统龙马溪组不同岩相页岩孔隙比例

Table 2 Proportion of pore size of the Longmaxi Formation shale in southeastern Chongqing

井号	埋深 (m)	TOC (%)	岩相代号	孔体积比例(%)			孔体积 (mL/g)	孔比表面积比例(%)			孔比表面积 (m ² /g)
				微孔	中孔	宏孔		微孔	中孔	宏孔	
CY-1	2 410.1	3.7	ORS	12	36	52	0.031	47	48	5	18.75
CY-2	718.6	2.3	ORM	8	42	50	0.042	44	49	7	25.64
CY-2	751.2	2.6	ORA	6	45	49	0.024	46	43	11	18.35
CY-4	782.0	1.4	OMS	6	44	52	0.035	41	52	7	9.86
CY-4	756.6	1.3	OMM	7	53	40	0.028	42	52	6	6.77
CY-3	775.0	1.3	OMA	4	53	43	0.022	40	51	9	9.11
CY-6	818.0	0.7	OPS	3	52	45	0.009	39	57	4	5.70
CY-5	761.0	0.6	OPM	5	58	37	0.014	44	53	3	6.93
CY-6	763.0	0.6	OPA	8	40	54	0.018	40	55	5	10.58

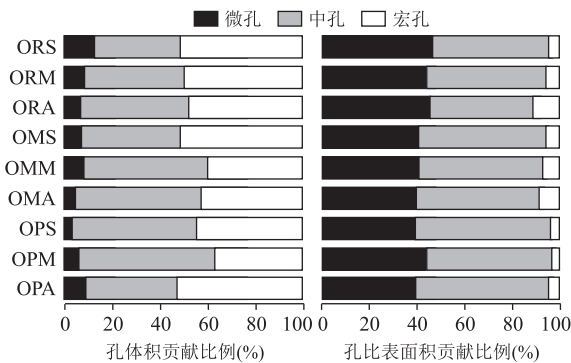


图 8 渝东南下志留统龙马溪组不同岩相页岩孔隙比例

Fig.8 Proportion of pore size of the Longmaxi Formation shale in southeastern Chongqing

OMA、OPA) 在 200~400 nm 范围内孔体积显著升高(图 7)。

在查明了全孔径页岩孔隙结构的基础上,笔者定量评价了不同岩相中宏孔(>50 nm)、中孔(2~50 nm)和微孔(<2 nm)对孔体积和孔比表面积的贡献比例(表 2 和图 8)。结果表明,中孔和宏孔贡献了超过 90% 的孔体积,微孔和中孔贡献了超过 90% 的比表面积。宏孔对总孔体积的贡献大,为 37%~54%,对比表面积的贡献小,为 3%~11%;中孔占总孔体积的 36%~58%,占总比表面积的 48%~57%;微孔对总孔体积的贡献为 3%~12%,对总比表面积的贡献为 39%~47%。

3 页岩岩相对孔隙结构的控制

3.1 岩相划分适用性分析

本文利用改进的有机质丰度结合硅质矿物—碳酸盐矿物—黏土矿物的三端元图解,对渝东南地区下志留统龙马溪组页岩岩相进行了精细划分与评价,并借鉴国内外页岩气储层孔隙结构定量表征的

最新技术,建立了页岩全孔径孔隙结构定量表征方法,提取页岩优势岩相储层孔径分布和孔隙构成的关键参数,来定量评价页岩孔隙结构特征。

目前,页岩岩相划分的标准还不统一(Jarvie *et al.*, 2007),对优势页岩岩相的划分尚缺乏明确的标准(Loucks and Ruppel, 2007; Wang and Carr, 2012),因此,不同地区页岩划分方案不同,只有能够基于岩相有效划分和评价页岩的储层、含气性和脆性等特征的岩相划分方案才适用于研究区。基于岩相划分,笔者明确了不同岩相的全孔径孔隙结构特征,富有机质页岩岩相具有最大的孔体积和比表面积,并且具有广泛发育的微孔,储层条件最好(图 7 和图 8)。优势岩相分析成果可以为研究区页岩储层评价与预测提供依据,可以为其他区块页岩气评价提供参考。

3.2 页岩岩相对孔隙结构的控制

根据研究区不同岩相页岩的全孔径孔隙结构定量表征结果,通过对比分析,笔者明确了岩性对页岩孔隙结构的控制机理。结果表明,富有机质页岩岩相(ORS、ORM、ORA)的显著特征是孔体积峰值位于 2~3 nm,主要与富有机质页岩中发育有机孔有关。关于有机质丰度对页岩微—纳米孔隙结构的控制作用已经有较多的研究(Bowker, 2007; 陈尚斌等, 2012; 陈磊等, 2014),研究指出微孔比表面积和孔体积与有机碳含量成正相关关系(董大忠等, 2011; 郭彤楼和张汉荣, 2014),有机质丰度是控制页岩纳米级孔隙体积以及比表面积的主要因素(肖贤明等, 2013),因此,富有机质页岩岩相中 2~3 nm 的孔隙主要受有机质丰度的控制。

粘土质页岩(ORA、OMA、OPA)在 200~400 nm 范围内孔体积显著升高,矿物组成相近,页岩有机质丰度越高,页岩中的微孔越发育;当页岩中有机质丰度接近时,粘土矿物含量越高(杨永飞等, 2016),页岩中孔径为 200~400 nm 的孔隙增多(图 7)。研究区龙

马溪组页岩宏孔体积与粘土矿物含量呈微弱的正相关关系,而粘土矿物对页岩微孔和中孔发育具有抑制作用(吉利明等,2012;Jiang *et al.*, 2015).前人研究发现,粘土矿物中的蒙脱石、高岭石、伊利石以及伊蒙混层的总孔体积为 0.04~0.10 mL/g,高于页岩的总孔体积(Bowker, 2007; Chalmers *et al.*, 2012; Loucks *et al.*, 2012).笔者通过扫描电镜观察,发现粘土矿物中大量发育纳米级的粘土矿物层间孔隙,孔径为 200~600 nm,表明粘土矿物含量高对页岩宏孔发育具有促进作用(赵金洲等,2012).

4 结论

(1)笔者基于页岩的有机质含量和矿物组成划分了 12 种页岩岩相类型,研究区发育了富有机质硅质页岩、富有机质混合质页岩、富有机质粘土质页岩、含有机质硅质页岩、含有机质混合质页岩、含有机质粘土质页岩、贫有机质硅质页岩、贫有机质混合质页岩和贫有机质粘土质页岩共计 9 种岩相。

(2)低压氮气吸附和高压压汞方法的有效测试范围分别是 1~80 nm 和 80~200 nm,进而合理拼接查明了页岩全孔径孔隙结构特征,研究区龙马溪组富有机质页岩孔径分布呈现多峰特征,主要峰值孔径位于 2~3 nm、70~90 nm 和 200~300 nm,页岩的孔体积主要来源于中孔(2~50 nm)和宏孔(>50 nm),比表面积主要来自中孔和微孔(<2 nm)。

(3)对于孔体积贡献,微孔最高可占 12%,中孔占 53%,宏孔占 52%.对于孔比表面积贡献,微孔最高占 47%,中孔占 57%,宏孔占 11%.随着粘土矿物含量升高,在 200~400 nm 范围内孔体积显著升高.中孔和宏孔贡献了超过 90%的孔体积,微孔和中孔贡献了超过 90%的比表面积。

(4)富有机质硅质页岩微孔比例高,对比表面积贡献高,孔体积和比表面积最大,有利于页岩气富集,是最有利的页岩岩相类型。

References

Abouelresh, M. O., Slatt, R. M., 2012. Lithofacies and Sequence Stratigraphy of the Barnett Shale in East-Central Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, 96(1): 1—22. doi:10.1306/04261110116

Bowker, K. A., 2007. Barnett Shale Gas Production, Fort Worth Basin: Issues and Discussion. *AAPG Bulletin*, 91(4): 523—533. doi:10.1306/06190606018

Chalmers, G. R., Bustin, R. M., Power, I. M., 2012. Characterization of Gas Shale Pore Systems by Porosimetry, Pycnometry, Surface Area, and Field Emission Scanning Electron Microscopy/transmission Electron Microscopy Image Analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig Units. *AAPG Bulletin*, 96(6): 1099—1119. doi:10.1306/10171111052

Chen, L., Jiang, Z. X., Xing, J. Y., et al., 2014. The Reservoir Characteristics and Evaluation of Xinchang Gas Field 28 Wells of Triassic Period Shale in West Sichuan Depression. *Journal of Oil and Gas Technology*, 36(5): 25—31 (in Chinese with English abstract).

Chen, S. B., Zhu, Y. M., Wang, H. Y., et al., 2012. Structure Characteristics and Accumulation Significance of Nanopores in Longmaxi Shale Gas Reservoir in the Southern Sichuan Basin. *Journal of China Coal Society*, 37(3): 438—444 (in Chinese with English abstract).

Clarkson, C. R., Solano, N., Bustin, R. M., et al., 2013. Pore Structure Characterization of North American Shale Gas Reservoirs Using USANS/SANS, Gas Adsorption, and Mercury Intrusion. *Fuel*, 103(1): 606—616. doi:10.1016/j.fuel.2012.06.119

Dong, D. Z., Zou, C. N., Li, J. Z., 2011. Resource Potential, Exploration and Development Prospect of Shale Gas in the Whole World. *Geological Bulletin of China*, 30(2): 324—336 (in Chinese with English abstract).

Guo, T. L., Zhang, H. R., 2014. Formation and Enrichment Mode of Jiaoshiba Shale Gas Field, Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 41(1): 28—36 (in Chinese with English abstract).

Guo, X. S., 2014. Rules of Two-Factor Enrichment for Marine Shale Gas in Southern China—Understanding from the Longmaxi Formation Shale Gas in Sichuan Basin and Its Surrounding Area. *Acta Geologica Sinica*, 88(7): 1209—1218 (in Chinese with English abstract).

Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., et al., 2007. Unconventional Shale-Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment. *AAPG Bulletin*, 91(4): 475—499. doi:10.1306/12190606068

Ji, L. M., Qiu, J. L., Zhang, T. W., et al., 2012. Experiments on Methane Adsorption of Common Clay Minerals in Shale. *Earth Science*, 37(5): 1043—1050 (in Chinese with English abstract).

Jiang, Z. X., Tang, X. L., Cheng, L. J., et al., 2015. Characterization and Origin of the Silurian Wufeng-Longmaxi Formation Shale Multiscale Heterogeneity in Southeastern Sichuan Basin, China. *Interpretation*, 3(2): SJ61—

- SJ74,doi:10.1190/int-2014-0151.1
- Loucks,R.G.,Reed,R.M.,Ruppel,S.C.,et al.,2012.Spectrum of Pore Types and Networks in Mudrocks and a Descriptive Classification for Matrix-Related Mudrock Pores.*AAPG Bulletin*,96(6):1071-1098,doi:10.1306/08171111061
- Loucks,R.G.,Ruppel,S.C.,2007.Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and Depositional Setting of a Deep-Water Shale-Gas Succession in the Fort Worth Basin, Texas.*AAPG Bulletin*,91(4):579-601,doi:10.1306/11020606059
- Nelson,P.H.,2009.Pore-Throat Sizes in Sandstones, Tight Sandstones, and Shales.*AAPG Bulletin*,93(3):329-340,doi:10.1306/10240808059
- Ross,D.J.K.,Bustin,R.M.,2008.Characterizing the Shale Gas Resource Potential of Devonian-Mississippian Strata in the Western Canada Sedimentary Basin: Application of an Integrated Formation Evaluation.*AAPG Bulletin*,92(1):87-125,doi:10.1306/09040707048
- Ross,D.J.K.,Bustin,R.M.,2009.The Importance of Shale Composition and Pore Structure upon Gas Storage Potential of Shale Gas Reservoirs.*Marine and Petroleum Geology*,26(6):916-927,doi:10.1016/j.marpetgeo.2008.06.004
- Tang,X.L.,Jiang,Z.X.,Li,Z.,et al.,2015.The Effect of the Variation in Material Composition on the Heterogeneous Pore Structure of High-Maturity Shale of the Silurian Longmaxi Formation in the Southeastern Sichuan Basin, China.*Journal of Natural Gas Science and Engineering*,23:464-473,doi:10.1016/j.jngse.2015.02.031
- Wang,G.C.,Carr,T.R.,2012.Methodology of Organic-Rich Shale Lithofacies Identification and Prediction: A Case Study from Marcellus Shale in the Appalachian Basin.*Computers and Geosciences*,49:151-163,doi:10.1016/j.cageo.2012.07.011
- Wang,G.C.,Ju,Y.W.,Yan,Z.F.,et al.,2015.Pore Structure Characteristics of Coal-Bearing Shale Using Fluid Invasion Methods: A Case Study in the Huainan-Huaibei Coalfield in China.*Marine and Petroleum Geology*,62:1-13,doi:10.1016/j.marpetgeo.2015.01.001
- Wang,S.J.,Wang,L.S.,Huang,J.L.,et al.,2009.Accumulation Conditions of Shale Gas Reservoirs in Silurian of the Upper Yangtze Region.*Natural Gas Industry*,29(5):45-50,137 (in Chinese with English abstract).
- Wu,S.T.,Zou,C.N.,Zhu,R.K.,2015.Reservoir Quality Characterization of Upper Triassic Chang 7 Shale in Ordos Basin.*Earth Science*,40(11):1810-1823 (in Chinese with English abstract).
- Xiao,X.M.,Song,Z.G.,Zhu,Y.M.,et al.,2013.Summary of Shale Gas Research in North American and Revelations to Shale Gas Exploration of Lower Paleozoic Strata in China South Area.*Journal of China Coal Society*,38(5):721-727 (in Chinese with English abstract).
- Xie,X.N.,Li,H.J.,Xiong,X.,et al.,2008.Main Controlling Factors of Organic Matter Richness in a Permian Section of Guangyuan, Northeast Sichuan.*Journal of Earth Science*,19(5):507-517,doi:10.1016/s1002-0705(08)60056-4
- Yang,Y.F.,Wang,C.C.,Yao,J.,et al.,2016.A New Method for Microscopic Pore Structure Analysis in Shale Matrix.*Earth Science*,41(6):1067-1073 (in Chinese with English abstract).
- Zhang,L.Y.,Li,J.Y.,Li,Z.,2015.Development Characteristics and Formation Mechanism of Intra-Organic Reservoir Space in Lacustrine Shales.*Earth Science*,40(11):1824-1823 (in Chinese with English abstract).
- Zhao,J.Z.,Wang,S.,Li,Y.M.,2012.The Key Problems and Technology of Shale Gas Reservoir Fracturing.*Natural Gas Industry*,32(4):46-49 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈磊,姜振学,邢金艳,等,2014.川西坳陷新场 28 井上三叠统须五段页岩气储层特征研究及评价.石油天然气学报,36(5):25-31.
- 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等,2012.川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义.煤炭学报,37(3):438-444.
- 董大忠,邹才能,李建忠,等,2011.页岩气资源潜力与勘探开发前景.地质通报,30(2):324-336.
- 郭彤楼,张汉荣,2014.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式.石油勘探与开发,41(1):28-36.
- 郭旭升,2014.南方海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识.地质学报,88(7):1209-1218.
- 吉利明,邱军利,张同伟,等,2012.泥页岩主要黏土矿物组分甲烷吸附实验.地球科学,37(5):1043-1050.
- 王社教,王兰生,黄金亮,等,2009.上扬子区志留系页岩气成藏条件.天然气工业,29(5):45-50,137.
- 吴松涛,邹才能,朱如凯,等,2015.鄂尔多斯盆地上三叠统长 7 段泥页岩储集性能.地球科学,40(11):1810-1823.
- 肖贤明,宋之光,朱炎铭,等,2013.北美页岩气研究及对我国下古生界页岩气开发的启示.煤炭学报,38(5):721-727.
- 杨永飞,王晨晨,姚军,等,2016.页岩基质微观孔隙结构分析新方法.地球科学,41(6):1067-1073.
- 张林晔,李钜源,李政,等,2015.湖相页岩有机储集空间发育特点与成因机制.地球科学,40(11):1824-1833.
- 赵金洲,王松,李勇明,2012.页岩气藏压裂改造难点与技术关键.天然气工业,32(4):46-49.