

渝西大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩微观孔隙结构与含气性控制因素

王馨佩^{1,2}, 刘成林^{1,2}, 蒋立伟^{1,2,3}, 冯德浩^{1,2}, 邹辰³, 刘飞³, 李君军³, 贺昱搏^{1,2},
董明祥^{1,2}, 焦鹏飞⁴

[1. 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;
3. 中国石油浙江油田分公司, 浙江 杭州 311100; 4. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083]

摘要:四川盆地渝西大安地区是五峰组-龙马溪组深层页岩气的勘探新区,具有良好的勘探前景,但页岩储层微观孔隙结构特征及其对含气性的控制作用仍不清楚,制约了页岩气勘探进程。基于扫描电镜、低温气体吸附及核磁共振实验分析测试资料,研究了五峰组-龙马溪组不同岩相深层页岩的孔隙结构特征及其对含气性差异的控制作用。研究结果表明:①大安地区深层页岩主要发育硅质页岩相、混合硅质页岩相、含黏土硅质页岩相和黏土质/硅质混合页岩相,孔隙类型以有机质孔为主,发育晶间孔、溶蚀孔和黏土矿物层间孔,可见有机质充填缝、黏土矿物层间缝和构造应力缝。②深层页岩孔隙结构主要为介孔(2~50 nm)和宏孔(>50 nm)。TOC含量增加有利于微孔(<2 nm)和宏孔发育,硅质矿物含量增加促进宏孔发育,黏土矿物含量增加促进介孔发育。③深层页岩含气性与TOC、硅质矿物含量成正相关,宏孔体积增大页岩气含气量增加;高硅质含量的页岩相含气性最好,是深层页岩气富集的有利岩相。④中浅层页岩主要发育微孔和介孔,以吸附气为主。深层页岩主要发育介孔和宏孔,以游离气为主。深层页岩中宏孔的发育有利于游离气的储集,增加了深层页岩的含气量。

关键词:孔隙结构;含气性;五峰组-龙马溪组;深层页岩气;大安地区;四川盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Pore microstructure and its controlling effects on gas content of deep shale reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, western Chongqing

WANG Xinpei^{1,2}, LIU Chenglin^{1,2}, JIANG Liwei^{1,2,3}, FENG Dehao^{1,2}, ZOU Chen³, LIU Fei³, LI Junjun³,
HE Yubo^{1,2}, DONG Mingxiang^{1,2}, JIAO Pengfei⁴

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;
2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Zhejiang Oilfield Company, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 311100, China; 4. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China]

Abstract: The Da'an area, located in western Chongqing within the Sichuan Basin, serves as a promising new target for deep shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi formations. However, the pore microstructure characteristics of shale reservoirs in this area and their controlling effects on gas content are yet to be clarified, posing a challenge for shale gas exploration in depth. Using the analytical and test data from scanning electron microscopy (SEM), low-temperature gas adsorption, and nuclear magnetic resonance (NMR) experiments, we investigate the features of pore microstructures of various lithofacies in deep shales in the Wufeng-Longmaxi formations, as well as their controlling effects on the differences in gas content. The results indicate the presence of four lithofacies in deep-seated shales in the Da'an area: siliceous shales, mixed siliceous shales, clayey siliceous shales, and mixed clayey-siliceous shales. Pores in the shales are dominated by organic pores, followed by intercrystalline pores, dissolution pores, and interlayer pores

收稿日期:2024-07-21;修回日期:2024-09-18。

第一作者简介:王馨佩(2000—),女,硕士研究生,非常规油气地质。E-mail: 15258977986@163.com。

通信作者简介:刘成林(1970—),男,博士、教授,含油气盆地资源评价和非常规油气地质。E-mail: liucl@cup.edu.cn。

基金项目:国家重点研发计划项目(2021YFA071900);重庆市自然科学基金创新发展联合基金项目(CSTB2024NSCQ-LZX0108);国家自然科学基金项目(41872127)。

in clay minerals. Meanwhile, fractures also observed in the shales consist of organic matter-filled fractures, interlayer fractures in clay minerals, and tectonic stress-induced fractures. Primary pore structures in the deep-seated shales include mesopores (pore size ranging from 2 to 50 nm) and macropores (pore size greater than 50 nm). An increased total organic carbon (TOC) content is conducive to the development of micropores (pore size less than 2 nm) and macropores. In contrast, the elevated content of siliceous and clay minerals foster the formation of macropores and mesopores, respectively. The gas content of the deep shales is positively correlated with the TOC content and the siliceous mineral content, so does the macropore volume to gas content. Shales with a high siliceous content manifest the optimal gas-bearing properties, establishing them as the favorable lithofacies for the enrichment of deep shale gas. Moderately shallow shales in the Da'an area primarily contain micropores and mesopores, with adsorbed gas predominating. In contrast, deep-seated shales in the area principally exhibit mesopores and macropores and the predominance of free gas. The well-developed macropores create favorable conditions for free gas preservation, thus increasing the gas content in the deep-seated shales.

Key words: pore structure, gas content, Wufeng-Longmaxi formations, deep shale gas, Da'an area, Sichuan Basin

引用格式:王馨佩,刘成林,蒋立伟,等. 渝西大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩微观孔隙结构与含气性控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(1): 230-245. DOI: 10. 11743/ogg20250116.

WANG Xinpei, LIU Chenglin, JIANG Liwei, et al. Pore microstructure and its controlling effects on gas content of deep shale reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, western Chongqing[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(1): 230-245. DOI: 10. 11743/ogg20250116.

继涪陵、长宁—威远和昭通等中浅层页岩气田实现规模化商业开发后,深层页岩气正受到越来越广泛的关注^[1]。深层页岩气是指埋深为3 500~4 500 m的页岩气藏^[2]。继2018年四川盆地威荣深层页岩气田实现商业突破以来,深层页岩气已成为未来勘探开发的重要领域^[3]。四川盆地及其周缘是中国页岩气勘探开发的主要区域,埋深超过3 500 m的页岩气资源量超过 $20 \times 10^{12} \text{ m}^3$,约占总资源量的70%以上,具有十分广阔的勘探开发前景^[4]。四川盆地渝西大安地区页岩气成藏地质条件优越,DA1H井和DA2H井五峰组-龙马溪组深层页岩气井分别试获日产量为 $27.1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $26.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的高产气流^[5-7]。然而,大安地区不同岩相的深层页岩含气性差异较大,亟需深入明确含气性差异的控制因素。

页岩气主要以吸附气、游离气及少量溶解气的形式赋存于页岩的纳米级孔隙中^[8],其中页岩孔隙结构特征是影响页岩储层含气性的关键因素^[9]。在页岩储层孔隙结构方面,前人已开展了大量研究工作:采用偏光显微镜、扫描电镜等定性手段和低温气体吸附、高压压汞及核磁共振等定量手段来表征页岩孔隙结构^[10-12]。单一的实验方法只能反映有限的孔隙结构信息,需要结合多种手段综合评价深层页岩的微观孔隙结构。刘树根等^[13]利用低压气体吸附实验和分形理论表征四川盆地深层页岩气储层孔隙非均质性及连通性等孔隙结构特征。吴泽宇等^[14]等采用小角中子散射、高压压汞和场发射扫描电镜对比鄂西地区五峰

组-龙马溪组不同岩相深层页岩孔隙结构特征,确定高有机质硅质页岩相为最优页岩相。与中浅层相比,深层页岩具有较高的地层温度、压力及应力条件,游离气占比较高,并且在矿物组成、储集空间及微观孔隙结构方面具有更强的非均质性。渝西大安地区属于深层页岩气勘探开发新区,页岩气井之间含气性和产能差异较大,缺乏对不同页岩岩相的孔隙结构特征和主控因素的系统研究。

本文以四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩为研究对象,开展X射线衍射(XRD)全岩矿物组成分析、扫描电镜(SEM)观察、低温 CO_2 和 N_2 吸附实验及核磁共振测试等工作,在深层页岩岩相划分的基础上明确不同岩相孔隙结构差异及含气性差异的主控因素,同时对比深层页岩与中浅层页岩在孔隙结构和含气性上的差异特征,研究成果有利于加深对深层页岩孔隙结构和页岩气富集规律的认识。

1 区域地质概况

四川盆地是在上扬子克拉通基础上发育起来的叠合型盆地,四周被米仓山隆起、大巴山褶皱带、大娄山褶皱带、大相岭褶皱带和龙门山褶皱带所环绕。根据盆地内构造发育特征,四川盆地被划分为川北低平构造带、川西低陡构造带、川中平缓构造带、川东高陡构造带、川西南低陡构造带和川南低陡构造带6个构造单元^[15]。研究区渝西大安地区位于川南低陡构造带

的帚状断褶带尾部,处于华蓥山断裂以东,为华蓥山断褶带向西南延伸的末端(图1a)。大安地区整体表现为由北东向南西撒开的帚状雁行式展布特征,呈现宽缓向斜与高陡背斜相间分布的“隔挡式”构造格局^[6-7]。依据岩性组合和沉积旋回特征,龙马溪组被划分为龙马溪组一段(龙一段)和龙马溪组二段(龙二段)。龙一段表现为持续海退的进积式特征,按照岩性组合和电性特征自下而上可进一步分为龙一¹亚段和龙一²亚段2个亚段(图1b),其中龙一¹亚段进一步被划分为7个小层^[16]。本文研究的层段集中在五峰组-龙一¹亚段,地层埋深为3 500~4 500 m,厚度为40~80 m。五峰组-龙一¹亚段页岩是处于深水陆棚相沉积和强还原环境(元素含量比值U/Th>1.25)下的一套黑色富有机质页岩,发育大量形态各异的笔石化石^[17]。

2 深层页岩岩相类型及特征

本文样品取自深层页岩气探井DA1, DA101和DA103井五峰组-龙一¹亚段的保压取心段,样品埋深主要介于4 350~4 450 m,样品数共计18件(表1)。X

射线衍射实验采用RINT-TTR3型X射线衍射仪分析,依据图谱分析矿物组成。总有机碳含量(TOC)测定采用Leco CS230碳硫测定仪进行。

大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩矿物组分以黏土矿物、石英、长石、方解石、白云石和黄铁矿等为主。其中石英含量最高,为30.1%~73.2%(平均值48.5%);碳酸盐矿物以方解石和白云石为主,含量介于4.1%~22.0%(平均值12.0%);黄铁矿含量较少,为2.8%~14.1%(平均值为5.4%);黏土矿物含量介于13.1%~45.0%(平均值29.1%)。黏土矿物中,伊利石含量最多(49.0%~78.0%,平均值为58.0%),其次是伊/蒙混层(16.0%~36.0%,平均值为28.5%)和绿泥石(6.0%~24.0%,平均值为13.5%)。

以碳酸盐矿物、黏土矿物和硅质矿物含量作为三端元,深层页岩可以分为4大类页岩相,分别为黏土质、钙质、硅质和混合质页岩相组合,4大类页岩相可以进一步细分为16种亚类(图2)^[7]。大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩主要为硅质页岩相(S-1)、混合硅质页岩相(S-2)、含黏土硅质页岩相(S-4)和黏土质/硅质混合质页岩相(M-4)。TOC介于2.31%~

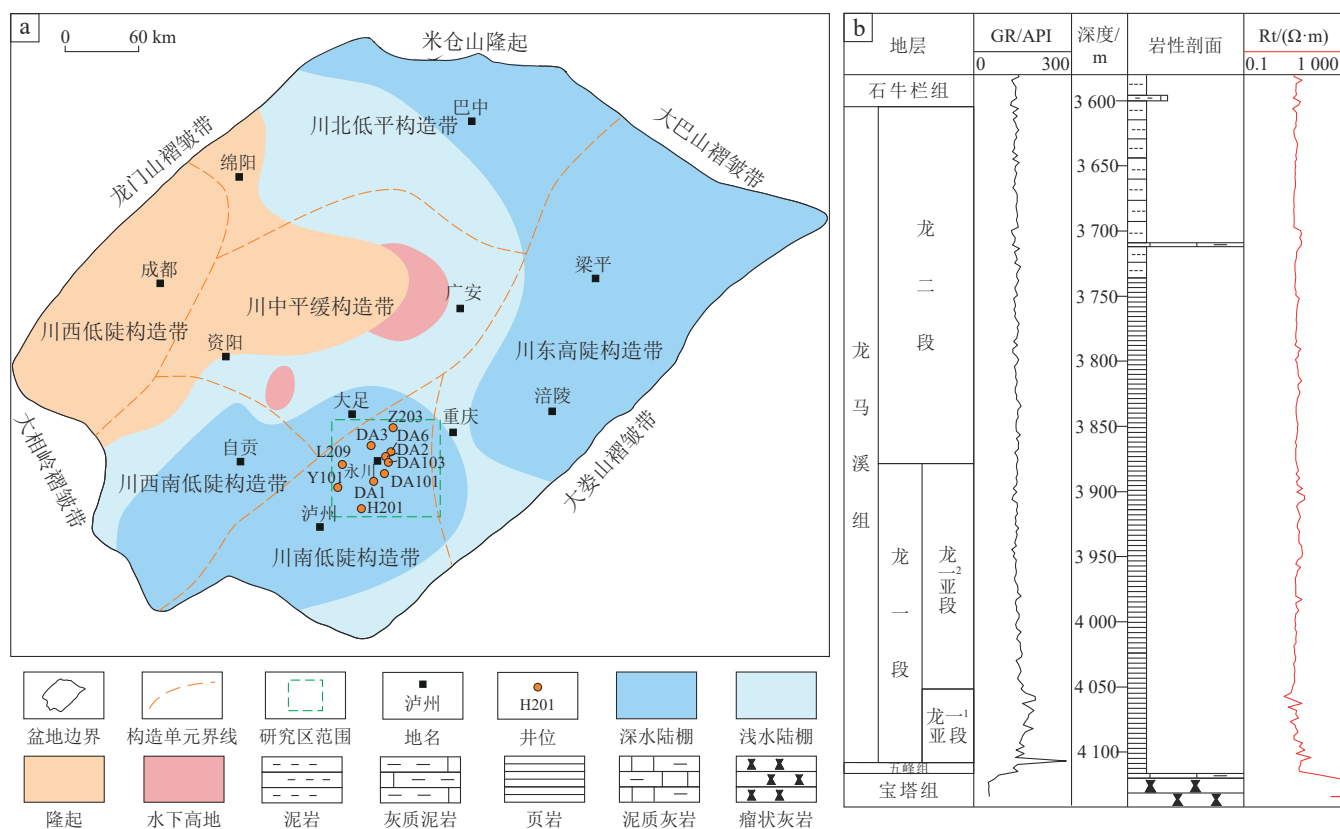


图1 四川盆地渝西大安地区研究区位置(a)及五峰组-龙马溪组地层综合柱状图(b)

Fig. 1 Location of the study area (a) and composite stratigraphic column of the Wufeng-Longmaxi formations (b) in the Da'an area, Sichuan Basin

表 1 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩样品基础参数信息

Table 1 Fundamental parameters of deep shale samples from the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

样品编号	井号	深度/m	TOC/ %	孔隙度/ %	全岩矿物组分含量/%						黏土矿物组分相对含量/%			含气量/ (m ³ /t)
					黏土	石英	长石	方解石	白云石	黄铁矿	I/S	I	C	
DA-1	DA1	4 369.95	6.40	3.50	15.1	60.2	2.4	7.9	9.7	4.7	16	78	6	8.29
DA-2	DA1	4 373.45	7.50	8.71	13.1	72.5	2.1	4.0	5.4	2.9	—	—	—	11.68
DA-3	DA101	4 358.27	3.02	5.47	44.5	30.1	7.0	8.5	6.4	3.5	26	50	24	2.39
DA-4	DA101	4 360.13	3.35	5.34	45.0	32.9	7.0	5.0	5.7	4.4	—	—	—	2.88
DA-5	DA101	4 361.48	2.31	5.16	42.8	24.9	5.6	7.0	5.6	14.1	—	—	—	4.19
DA-6	DA101	4 362.78	2.37	4.29	35.3	34.9	11.4	6.8	7.7	3.9	34	49	17	5.14
DA-7	DA101	4 382.85	2.76	3.95	39.0	39.4	7.9	5.3	4.7	3.7	33	50	17	4.93
DA-8	DA101	4 384.92	4.13	5.07	33.8	46.7	5.1	3.8	3.8	6.8	—	—	—	4.53
DA-9	DA101	4 386.23	3.00	4.10	34.1	47.4	6.1	3.1	4.6	4.7	—	—	—	4.63
DA-10	DA101	4 387.67	3.08	4.15	33.0	48.8	5.9	4.4	2.9	5.0	—	—	—	6.10
DA-11	DA101	4 388.69	4.69	5.47	26.6	45.2	5.2	7.7	8.0	7.3	—	—	—	4.74
DA-12	DA101	4 389.89	4.23	2.41	31.4	50.0	4.6	4.2	4.8	5.0	—	—	—	4.10
DA-13	DA101	4 393.33	3.36	5.74	37.8	47.4	4.5	1.4	2.7	6.2	—	—	—	4.68
DA-14	DA101	4 395.50	4.86	7.12	14.0	73.2	1.4	2.4	6.2	2.8	22	65	13	8.54
DA-15	DA101	4 397.18	5.11	6.86	17.3	46.4	4.8	11.7	10.3	9.5	29	63	8	8.78
DA-16	DA101	4 399.58	5.41	5.98	16.4	68.9	2.5	3.6	5.5	3.1	25	61	14	9.59
DA-17	DA103	4 426.79	4.76	6.20	24.6	54.5	3.0	5.9	7.1	4.9	36	54	10	7.50
DA-18	DA103	4 430.20	5.82	5.62	19.6	49.7	4.7	8.5	13.1	4.4	33	58	9	8.28

注:I/S为伊/蒙混层;I为伊利石;C为绿泥石。“—”表示无相关数据。

7.50 %,平均值为4.23 %。大安地区深层页岩中硅质页岩相、混合硅质页岩相、含黏土硅质页岩相和黏土质/硅质混合质页岩相的 TOC 平均值分别为 6.18 %, 5.69 %, 3.89 %和 2.76 %,呈现出随硅质含量降低 TOC 逐渐减小的特征(图 2)。

3 深层页岩微观孔隙结构表征

3.1 孔隙类型

利用氩离子抛光场发射扫描电镜分析深层页岩的孔隙类型,检测装置为 Thermoscientific Apreo 2S。依据矿物组分、有机质和孔隙之间的灰度差异,采用 ImageJ 图像分析软件进行阈值分割并提取孔隙,完成对不同孔隙发育程度和孔径大小的定量分析。依据 IUPAC 的分类标准,将页岩孔隙分为微孔(孔径 <2 nm)、介孔(孔径 2 ~ 50 nm)和宏孔(孔径 >50 nm)。

大安地区深层页岩孔隙类型以有机质孔隙为主,发育部分晶间孔、溶蚀孔和黏土矿物层间孔,可见有机质充填缝、黏土矿物层间缝和构造应力缝等(图 3)。黏土质/硅质混合质页岩相中有机质含量较低,层间孔和晶间孔比较发育(图 3a, b),其中黏土矿物层间孔呈细条状,孔径较小且分布密集,孔径范围介于 1 ~

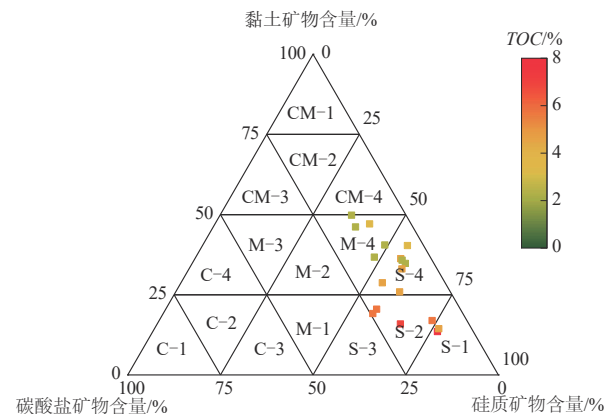


图 2 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩相类型划分

Fig. 2 Ternary diagram showing lithofacies classification of the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

(黏土质页岩相组合:CM-1. 黏土质页岩相;CM-2. 混合黏土质页岩相;CM-3. 含钙黏土质页岩相;CM-4. 含硅黏土质页岩相。钙质页岩相组合:C-1. 钙质页岩相;C-2. 混合钙质页岩相;C-3. 含硅钙质页岩相;C-4. 含黏土钙质页岩相。硅质页岩相组合:S-1. 硅质页岩相;S-2. 混合硅质页岩相;S-3. 含钙硅质页岩相;S-4. 含黏土硅质页岩相。混合质页岩相组合:M-1. 钙质/硅质混合质页岩相;M-2. 混合质页岩相;M-3. 黏土质/钙质混合质页岩相;M-4. 黏土质/硅质混合质页岩相。)

350 nm,以微孔和介孔为主(图 3c, d)。含黏土硅质页岩相中有机质较少,黄铁矿和黏土矿物中等发育,孔隙

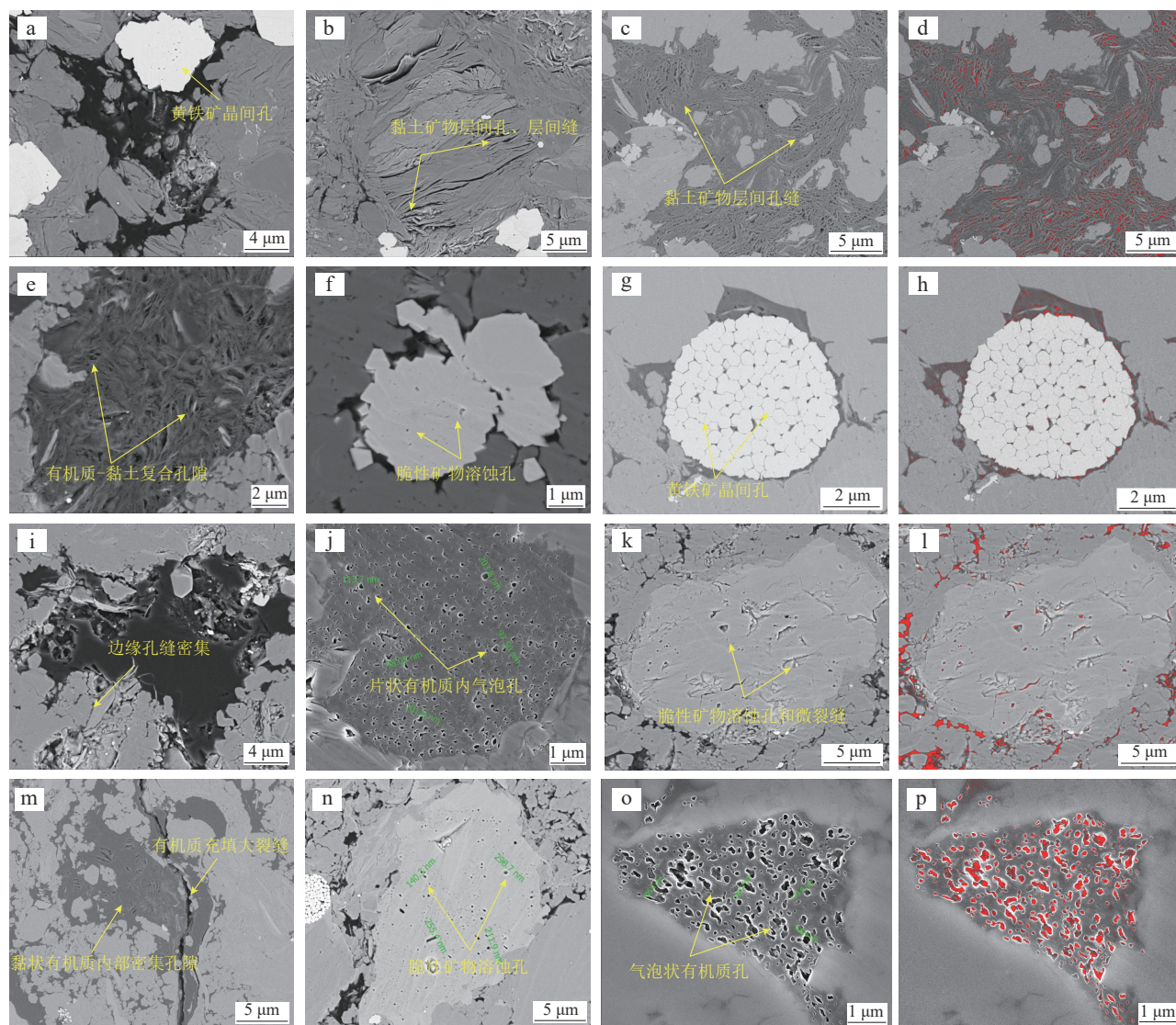


图3 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩储层孔隙类型发育特征

Fig. 3 Micrographs showing the characteristics of various types of pores in the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations,

Da'an area, Sichuan Basin

(黏土质/硅质混合质页岩相:a. DA101井,埋深4 360.13 m,扫描电镜照片;b. DA101井,埋深4 360.13 m,扫描电镜照片;c. DA1井,埋深4 359.88 m,扫描电镜照片;d. 同c图,经ImageJ处理的扫描电镜照片,红色部分为提取的层间孔和层间缝。含黏土硅质页岩相:e. DA101井,埋深4 393.33 m,扫描电镜照片;f. DA101井,埋深4 384.92 m,扫描电镜照片;g. DA101井,埋深4 387.67 m,扫描电镜照片;h. 同g图,经ImageJ处理的扫描电镜照片,黄铁矿团簇内红色部分为提取的晶间孔。混合硅质页岩相:i. DA101井,埋深4 397.18 m,扫描电镜照片;j. DA101井,埋深4 397.18 m,扫描电镜照片;k. 埋深4 396.20 m,扫描电镜照片;l. 同k图,经ImageJ处理的扫描电镜照片,浅灰色脆性矿物中红色部分为提取的溶蚀孔。硅质页岩相:m. DA1井,埋深4 373.45 m,扫描电镜照片;n. DA101井,埋深4 395.50 m;o. DA101井,埋深4 395.50 m;p. 同o图,经ImageJ处理的扫描电镜照片,红色部分为提取的有机质孔。)

类型多样,包括有机质-黏土复合孔隙、脆性矿物溶蚀孔和晶间孔等(图3e—g),其中晶间孔呈椭圆或不规则状,孔径范围介于15~200 nm,以介孔为主(图3g, h)。混合硅质页岩相中有机质含量较高,可见片状有机质中含有密集的有机质孔,长石和方解石等脆性矿物中发育溶蚀孔(图3i—k),其中溶蚀孔呈椭圆形、长条状和分散状,孔径范围介于10~420 nm,以介孔和宏孔为主(图3k, l)。硅质页岩相中有机质含量高,有机质

孔、溶蚀孔和裂缝的发育程度较高(图3m—o),其中有机质孔呈椭圆状,孔径范围介于10~420 nm,以宏孔为主(图3o, p)。从黏土质/硅质混合质页岩相到硅质页岩相,有机质孔和溶蚀孔的发育增多,晶间孔和层间孔减少,孔径增大且裂缝发育增多(表2)。

3.2 孔隙结构定量表征

低压CO₂和N₂吸附实验在Micromeritics ASAP2420

表2 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩微观孔隙发育特征

Table 2 Microscopic characteristics statistics of pores in deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

页岩相	微观孔隙类型									
	有机质孔		晶间孔		溶蚀孔		层间孔		微裂缝	
	发育程度	孔径/nm	发育程度	孔径/nm	发育程度	孔径/nm	发育程度	孔径/nm	发育程度	长度/ μm
黏土质/硅质混合质页岩相	+	5~400	+++	10~180	+	10~280	+++	1~350	+	1~5
含黏土硅质页岩相	++	10~450	++	15~200	++	20~300	++	2~340	+	1~10
混合硅质页岩相	+++	10~500	++	35~170	++	10~420	++	2~320	++	1~8
硅质页岩相	+++	20~550	+	10~220	+++	5~500	+	4~360	+++	1~12

注:“+++”表示非常发育;“++”表示中等发育;“+”表示较少发育。

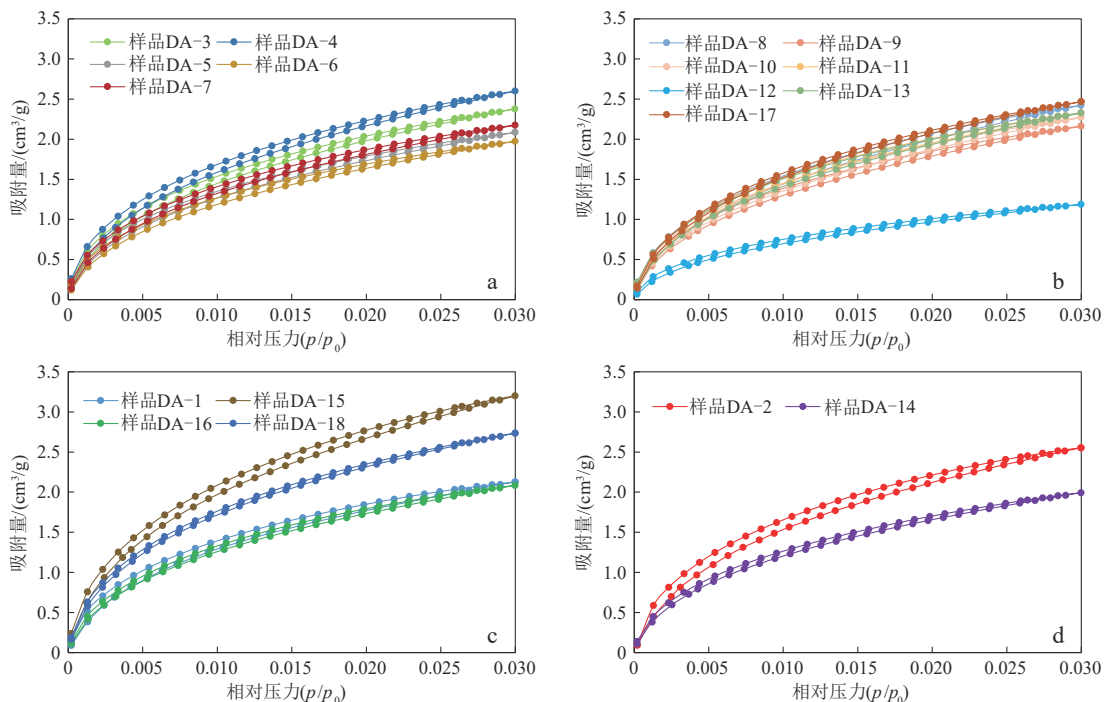
比表面测定仪上进行。核磁共振实验前将页岩柱塞样置于干燥箱中干燥48 h,直至样品质量不变,记录烘干后样品的质量,并采用MesoMR23-060H-I核磁共振仪测定烘干状态下的核磁共振 T_2 谱;用加压饱和装置在15 MPa下饱和盐水24 h,记录饱和水状态下的样品质量,并测定饱和水状态下的核磁共振 T_2 谱。

3.2.1 低温 CO_2 吸附

在低温状态下, CO_2 分子可以进入更小的孔隙,因此低温 CO_2 吸附实验可以较好表征微孔发育特征^[18]。密度泛函理论(DFT)方法被广泛应用于 CO_2 吸附实验,利用该模型可以获得微孔的DFT孔隙体积和比表面积^[19]。大安地区深层页岩 CO_2 吸附曲线均处于上升阶

段,未达到饱和压力(图4)。对比4种岩相的最大吸附量,黏土质/硅质混合质页岩相的最大吸附量为1.97~2.60 cm^3/g ,平均值为2.24 cm^3/g ;含黏土硅质页岩相中存在一个吸附量较小值点DA-12,该样品最大吸附量仅为1.18 cm^3/g ,其余样品点为2.16~2.47 cm^3/g (平均值2.33 cm^3/g);混合硅质页岩相的最大吸附量最高,为2.09~3.20 cm^3/g (平均值2.54 cm^3/g);硅质页岩相的最大吸附量为1.99~2.55 cm^3/g ,平均值为2.27 cm^3/g 。

微孔孔径分布整体呈现双峰特征,峰值孔径分析范围在0.48~0.65 nm和0.78~0.90 nm(图5),且4种岩相的峰值分布特征相似。DFT孔隙体积的范围在0.001 62~0.004 67 cm^3/g ,平均值为0.003 30 cm^3/g ;DFT孔隙比表面积介于9.45~25.15 m^2/g ,平均值为

图4 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组不同页岩相深层页岩低温 CO_2 吸附-脱附曲线Fig. 4 Low-temperature CO_2 adsorption-desorption curves of various lithofacies of deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

a. 黏土质/硅质混合质页岩相(M-4); b. 含黏土硅质页岩相(S-4); c. 混合硅质页岩相(S-2); d. 硅质页岩相(S-1)

17.85 m²/g。黏土质/硅质混合质页岩相DFT孔隙体积和比表面积分别介于0.002 82~0.003 79 cm³/g(平均值为0.003 25 cm³/g)和15.49~20.26 m²/g(平均值为17.50 m²/g)(图5a)。含黏土硅质页岩相中样品DA-12的DFT孔隙体积和比表面积远小于其他该岩相中的样品点,为0.001 61 cm³/g和9.45 m²/g,其余样品的DFT孔隙体积和比表面积介于0.003 14~0.003 73 cm³/g(平均值为0.003 40 cm³/g)和16.88~19.26 m²/g(平均值为18.16 m²/g)(图5b)。混合硅质页岩相DFT孔隙体积为0.003 00~0.004 67 cm³/g,平均值为0.003 78 cm³/g;DFT孔隙比表面积为16.49~25.15 m²/g,平均值为19.76 m²/g(图5c)。硅质页岩相DFT孔隙体积为0.002 81~0.003 63 cm³/g,平均值为0.003 22 cm³/g;DFT比表面积为16.04~20.33 m²/g,平均值为18.19 m²/g(图5d)。对比4种页岩相,混合硅质页岩相的DFT孔隙体积和比表面积最大,其次是硅质页岩相、含黏土硅质页岩相和黏土质/硅质混合质页岩相。

3.2.2 低温N₂吸附

低温N₂吸附实验适用于表征页岩中介孔的发育特征^[20]。本研究采用BET模型计算孔隙的比表面积,利用BJH模型计算孔体积。大安地区深层页岩低温氮气吸附-脱附曲线呈现反“S”型三段式,表现出不同程度的“滞后现象”(图6)。吸附和脱附曲线之间的滞后

回环类型均为H₃型^[21],反映大安地区深层页岩孔隙类型以狭缝型孔隙为主。此外,在饱和蒸汽压(相对压力 p/p_0 为1.0)附近没有水平平台,表明该样品中存在大量宏孔,超出了氮气吸附实验的测试范围^[22]。

4种页岩相中大部分样品孔隙体积增量在孔径8, 50和100 nm处呈现三峰特征(图7),但在黏土质/硅质混合质页岩相中样品DA-5和DA-7孔隙体积增量峰值仅出现在孔径8 nm和50 nm处,整体为双峰特征(图7a)。各类页岩相均在孔径为50 nm附近孔体积增量达到最大值。黏土质/硅质混合质页岩相的孔隙体积和比表面积在4种页岩相中最大,其BJH孔隙体积分布在0.039 7~0.049 0 mL/g,平均值为0.045 0 mL/g;BET孔隙比表面积分布在23.19~31.76 m²/g,平均值为27.07 m²/g。其次是含黏土硅质页岩相,BJH孔体积分布在0.029 5~0.045 0 mL/g,平均值为0.037 9 mL/g;BET孔隙比表面积分布在14.43~28.18 m²/g,平均值为24.83 m²/g。混合硅质页岩相的BJH孔隙体积分布在0.028 9~0.033 6 mL/g,平均值为0.031 8 mL/g;BET孔隙比表面积分布在21.19~28.69 m²/g,平均值为25.36 m²/g。硅质页岩相的BJH孔隙体积分布在0.027 6~0.035 4 mL/g,平均值为0.031 5 mL/g;BET孔隙比表面积分布在22.41~30.44 m²/g,平均值为26.425 m²/g。

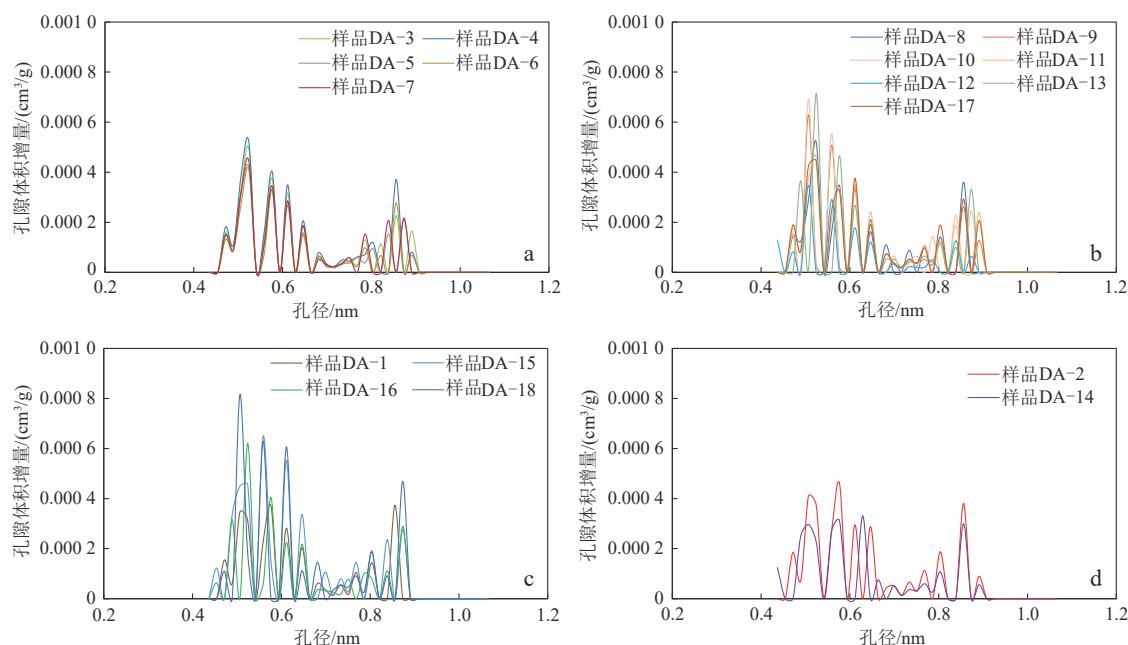
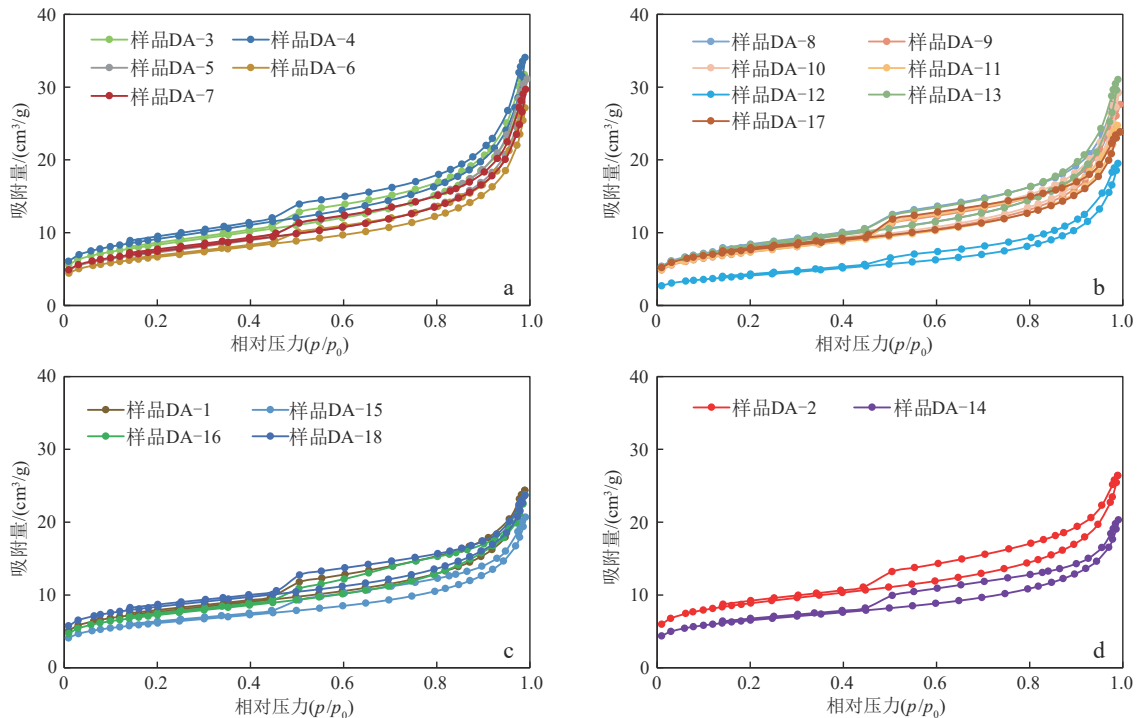


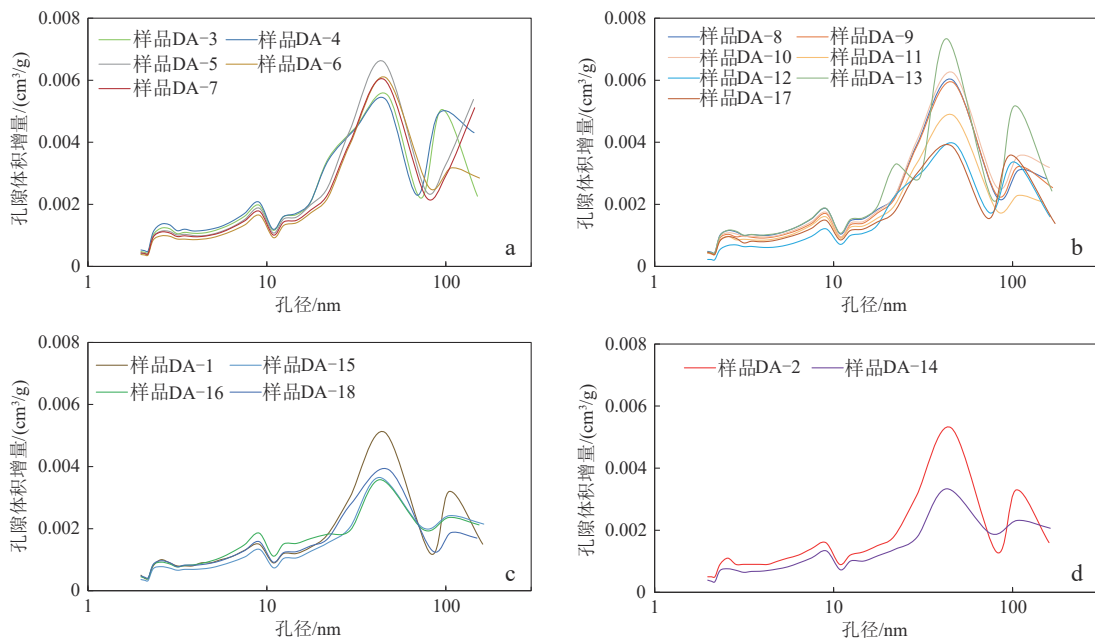
图5 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组不同页岩相深层页岩低温CO₂吸附孔径分布

Fig. 5 Low-temperature CO₂ adsorption-derived pore size distribution of various lithofacies of the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

a. 黏土质/硅质混合质页岩相(M-4); b. 含黏土硅质页岩相(S-4); c. 混合硅质页岩相(S-2); d. 硅质页岩相(S-1)

图6 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组不同页岩相深层页岩低温 N_2 吸附-脱附曲线Fig. 6 Low-temperature N_2 adsorption-desorption curves of various lithofacies of the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

a. 黏土质/硅质混合质页岩相(M-4); b. 含黏土硅质页岩相(S-4); c. 混合硅质页岩相(S-2); d. 硅质页岩相(S-1)

图7 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组不同页岩相深层页岩低温 N_2 吸附孔径分布Fig. 7 Low-temperature N_2 adsorption-derived pore size distribution of various lithofacies of the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

a. 黏土质/硅质混合质页岩相(M-4); b. 含黏土硅质页岩相(S-4); c. 混合硅质页岩相(S-2); d. 硅质页岩相(S-1)

3.2.3 核磁共振

核磁共振实验具有对样品破坏性小、检测快速准

确等优点,已被广泛应用于页岩和致密砂岩等孔隙结构研究中^[21-23]。根据核磁共振测试原理,多孔介质中流体的弛豫特征为:

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V} = F_s \frac{\rho_2}{r} \quad (1)$$

式中: T_2 为横向弛豫时间, ms; ρ_2 为横向表面弛豫强度系数, nm/ms; S 为岩石孔隙总表面积, nm²; V 为岩石孔隙体积, nm³; F_s 为几何形状因子(球形孔隙 $F_s=3$; 圆柱形孔隙 $F_s=2$), 无量纲; r 为孔喉半径, nm。令 $C=2 \times F_s \times \rho_2$, 可进一步表示为:

$$D = CT_2 \quad (2)$$

式中: D 为孔隙直径, nm; C 为孔径转换系数, nm/ms。

在完全饱和和水状态下, 大安地区深层页岩 T_2 谱多呈现双峰的特征, T_2 值主要分布在 0.01 ~ 1 000 ms (图8)。不同岩相的 T_2 谱特征具有较大的差异, 表明孔径分布特征不同。黏土质/硅质混合质页岩相 T_2 谱呈不明显双峰分布, 主峰 T_2 值约为 0.8 ~ 0.9 ms (图8a); 含黏土硅质页岩相 T_2 谱除样品 DA-17 外, 也主要呈双峰分布谱, 峰值 T_2 值介于 1 ~ 4 ms (图8b); 混合硅质页岩相 T_2 谱呈明显双峰分布, 其中主峰 T_2 值介于 1 ~ 10 ms, 次峰 T_2 值位于 0.1 ms 左右 (图8c); 硅质页岩相 T_2 谱同样呈明显双峰分布, 主峰 T_2 值位于 7 ms 左右, 次峰 T_2 值位于 0.1 ms 左右 (图8d)。

根据公式(2)将核磁共振 T_2 谱转换为对应的孔径分布曲线(图9)。本文采用的孔径转换系数参考前人对邻区五峰组-龙马溪组页岩的研究结果^[26-27], 取值为 21 nm/ms。黏土质/硅质混合质页岩相和含黏土硅质

页岩相孔径分布曲线峰值主要出现在介孔范围内, 表明以发育介孔为主(图9a, b)。相比之下, 混合硅质页岩相和硅质页岩相孔径分布曲线峰值主要出现位于 60 ~ 150 nm 之间, 表明含有较多的宏孔(图9c, d)。

3.2.4 全孔径分布特征

综合考虑各类测试方法的优缺点, 采用 CO₂ 吸附实验和部分 N₂ 吸附实验表征微孔, 采用 N₂ 吸附实验表征介孔, 采用核磁共振实验表征宏孔, 以此实现全孔径定量表征(图10)。大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩孔径分布范围较广, 3 种类型孔径均有贡献, 其中介孔孔隙体积对深层页岩的孔隙空间贡献最大(表3)。黏土质/硅质混合质页岩相以介孔占比最大, 平均值为 85.38%, 微孔和宏孔所占比例平均值分别为 8.67% 和 5.95%。含黏土硅质页岩相介孔所占比例为 62.08% ~ 83.87%, 平均值为 75.26%; 微孔和宏孔所占比例分别为 8.73% ~ 18.97% (平均值为 10.48%) 和 7.37% ~ 24.47% (平均值为 14.26%)。混合硅质页岩相微孔所占比例为 6.60% ~ 10.81%, 平均值为 9.03%; 介孔占比为 49.42% ~ 64.21%, 平均值为 57.27%; 宏孔占比为 26.44% ~ 40.71%, 平均值为 33.70%。硅质页岩相微孔占比平均值为 7.23%; 介孔占比平均值为 50.85%; 宏孔占比平均值为 41.92%。总的来说, 从黏土质/硅质混合质页岩相到

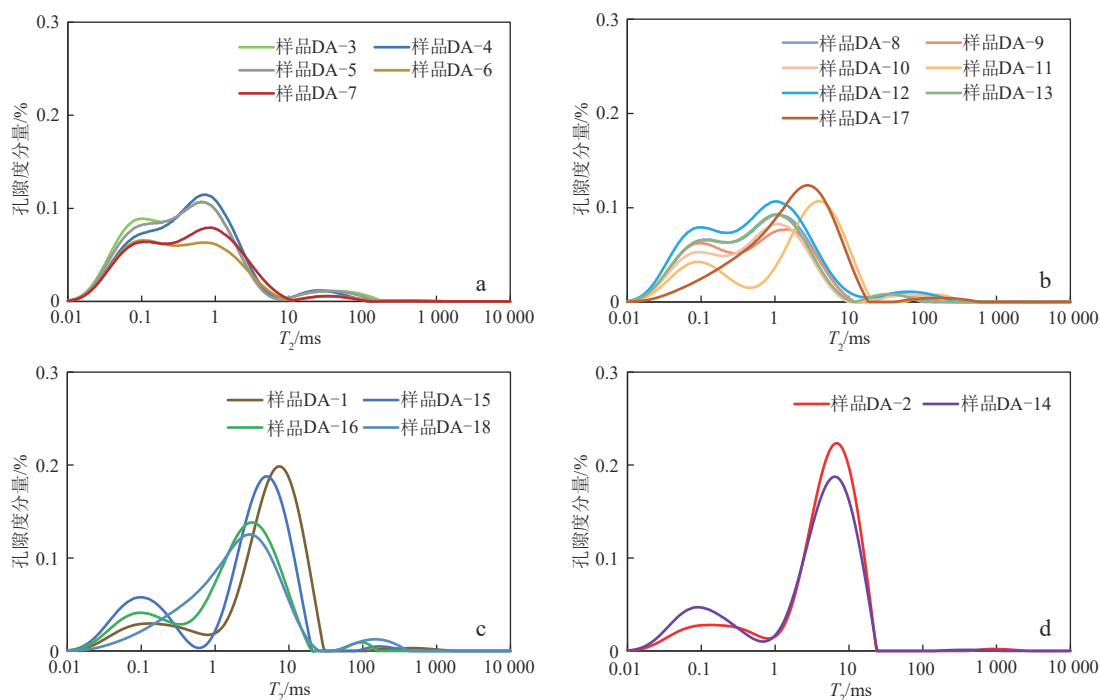


图8 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组不同页岩相深层页岩核磁共振 T_2 谱特征

Fig. 8 NMR T_2 spectra of various lithofacies of the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

a. 黏土质/硅质混合质页岩相(M-4); b. 含黏土硅质页岩相(S-4); c. 混合硅质页岩相(S-2); d. 硅质页岩相(S-1)

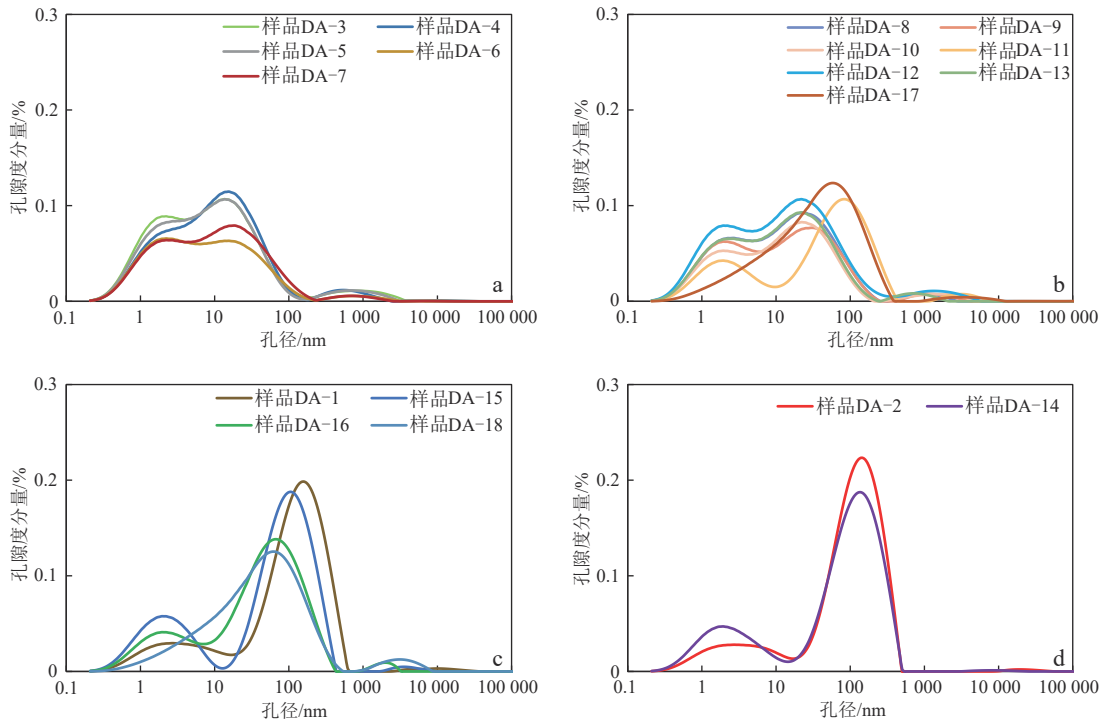


图9 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组不同页岩相深层页岩核磁共振孔径分布特征

Fig. 9 NMR-derived pore size distribution of various lithofacies of the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

a. 黏土质/硅质混合质页岩相(M-4); b. 含黏土硅质页岩相(S-4); c. 混合硅质页岩相(S-2); d. 硅质页岩相(S-1)

硅质页岩相,随着硅质含量增大,介孔所占比例逐渐降低,宏孔所占比例逐渐增大。

3.3 深层页岩孔隙结构影响因素

3.3.1 矿物组成

对 TOC 含量、孔隙度、矿物组成、孔隙体积和孔隙比表面积等参数建立皮尔森系数的相关性分析(图11)。

伊/蒙混层、伊利石和绿泥石组成与介孔孔隙体积和 BET 比表面积呈正相关,与总孔隙体积和宏孔孔隙体积呈负相关,3 种类型的黏土矿物对孔隙结构的影响作用一致。黏土矿物含量与介孔孔隙体积和 BET 比表面积呈显著的正相关,这是由黏土矿物自身的层状结构和吸附特性所导致^[28-29]。黏土质/硅质混合质和含黏土硅质页岩相中存在较多层间孔和层间缝,中间夹杂有机质或黄铁矿颗粒等(图3),增大了页岩的介孔孔隙体积和比表面积^[30]。同时,黏土矿物含量与总孔隙体积和宏孔孔隙体积呈负相关,这是由于黏土矿物可塑性强,容易因压实作用导致孔隙被充填并阻塞原生孔隙,降低了总孔隙体积和宏孔孔隙体积^[31]。黏土矿物含量与微孔孔隙体积和 DFT 比表面积呈负

相关,但相关性不明显。

硅质矿物含量与孔隙度、总孔隙体积和宏孔孔隙体积呈正相关。海相页岩中硅质成分以生物成因硅质(海绵、放射虫等)为主,生物硅质的沉积使该地区 TOC 较高,有机质孔含量增加。同时硅质矿物具有较强的抗压实能力,其组成的刚性骨架能够在一定程度上抵抗上覆地层的压实,保护孔隙免受破坏^[32],对孔隙度、总孔隙体积和宏孔孔隙体积的发育起到积极作用。但硅质矿物含量与介孔孔隙体积和 BET 比表面积呈负相关,这可能是因为硅质矿物容易受到成岩作用或二次结晶的影响,导致孔隙闭合或堵塞,进而减小了介孔孔隙体积和比表面积。硅质矿物与微孔孔隙体积和 DFT 比表面积相关性不明显。

3.3.2 TOC

TOC 与孔隙度和总孔隙体积呈正相关,表明有机质孔对孔隙空间起到重要贡献作用。同时, TOC 与宏孔孔隙体积呈显著正相关,这是因为深层页岩的温压条件较高,有机质在页岩成岩过程中经历热解和溶解等作用,从而在页岩中形成更大的孔隙和裂缝^[33],这与扫描电镜下观察到大量孔径为 1.8 ~ 550.0 nm 的有机质孔一致(图3)。但 TOC 与介孔孔隙体积呈负相

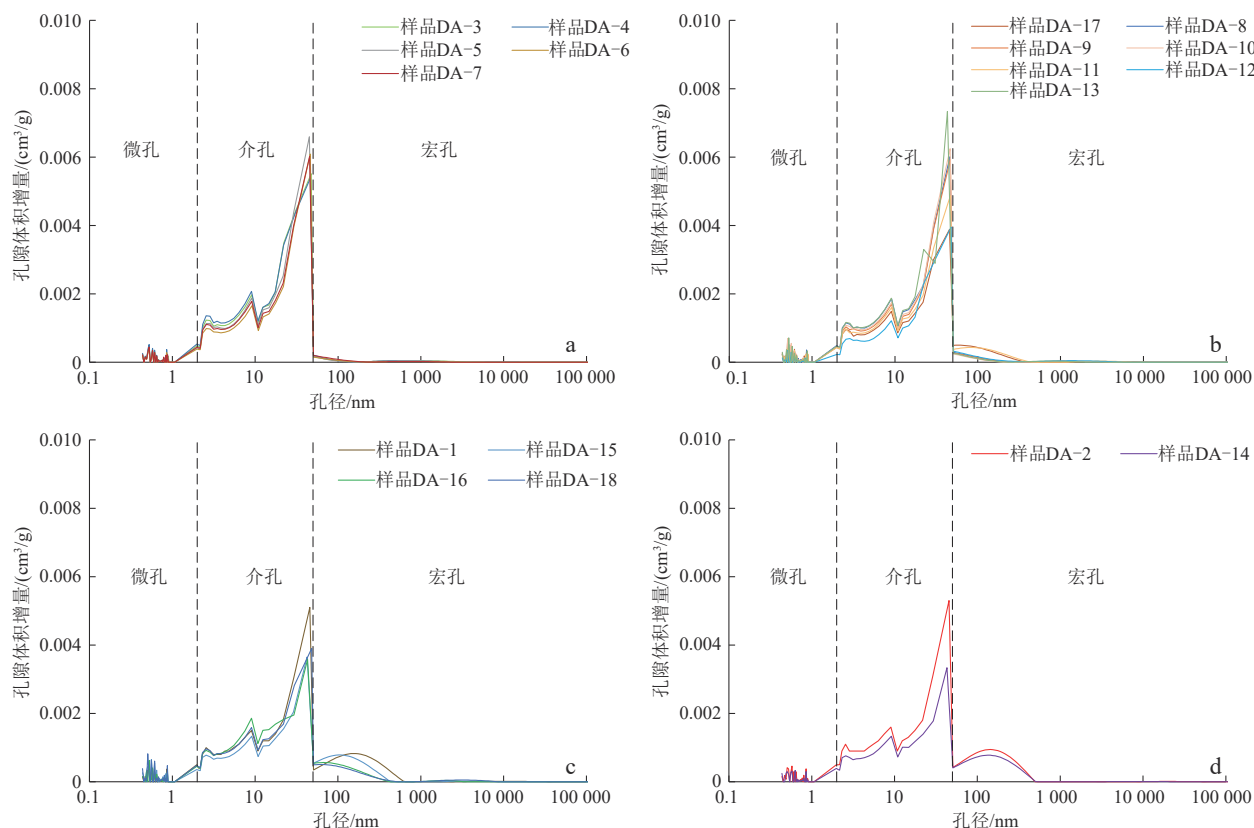


图10 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组不同页岩相深层页岩全孔径分布特征

Fig. 10 Full pore size distributions of various lithofacies of the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

a. 黏土质/硅质混合质页岩相(M-4); b. 含黏土硅质页岩相(S-4); c. 混合硅质页岩相(S-2); d. 硅质页岩相(S-1)

表3 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩孔隙体积和比表面积

Table 3 Statistics of pore volume and specific surface area of the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

样品编号	页岩相	孔隙比表面积/(m ² /g)		孔隙体积/(cm ³ /g)				孔隙体积占比/%		
		DFT	BET	微孔	介孔	宏孔	总孔	微孔	介孔	宏孔
DA-1	S-2	16.81	26.44	0.003 41	0.027 20	0.021 02	0.051 63	6.60	52.68	40.71
DA-2	S-1	20.33	30.44	0.003 98	0.028 90	0.022 10	0.054 99	7.24	52.56	40.20
DA-3	M-4	18.51	29.03	0.003 71	0.035 94	0.002 68	0.042 33	8.77	84.90	6.33
DA-4	M-4	20.26	31.76	0.004 05	0.036 98	0.002 54	0.043 57	9.31	84.86	5.83
DA-5	M-4	16.29	25.47	0.003 22	0.034 54	0.002 42	0.040 19	8.00	85.96	6.03
DA-6	M-4	15.49	23.19	0.003 01	0.030 77	0.001 89	0.035 67	8.45	86.25	5.30
DA-7	M-4	16.94	25.92	0.003 37	0.032 52	0.002 40	0.038 29	8.81	84.93	6.27
DA-8	S-4	19.26	28.18	0.003 60	0.033 21	0.003 61	0.040 42	8.91	82.16	8.93
DA-9	S-4	16.88	25.48	0.003 32	0.031 24	0.003 52	0.038 08	8.73	82.02	9.25
DA-10	S-4	17.80	26.08	0.003 43	0.032 49	0.002 94	0.038 86	8.82	83.62	7.56
DA-11	S-4	17.99	25.51	0.003 73	0.028 04	0.009 66	0.041 44	9.01	67.67	23.32
DA-12	S-4	9.45	14.43	0.004 91	0.016 06	0.004 90	0.025 86	18.97	62.08	18.95
DA-13	S-4	17.93	27.82	0.003 63	0.034 79	0.003 06	0.041 48	8.76	83.87	7.37
DA-14	S-1	16.04	22.41	0.003 08	0.020 95	0.018 61	0.042 64	7.22	49.13	43.65
DA-15	S-2	25.15	21.19	0.004 77	0.021 89	0.017 65	0.044 30	10.76	49.42	39.83
DA-16	S-2	16.49	25.13	0.003 29	0.026 51	0.011 49	0.041 28	7.96	64.21	27.83
DA-17	S-4	19.11	26.34	0.003 97	0.025 52	0.009 55	0.039 03	10.16	65.37	24.47
DA-18	S-2	20.59	28.69	0.004 47	0.025 93	0.010 93	0.041 33	10.81	62.75	26.44

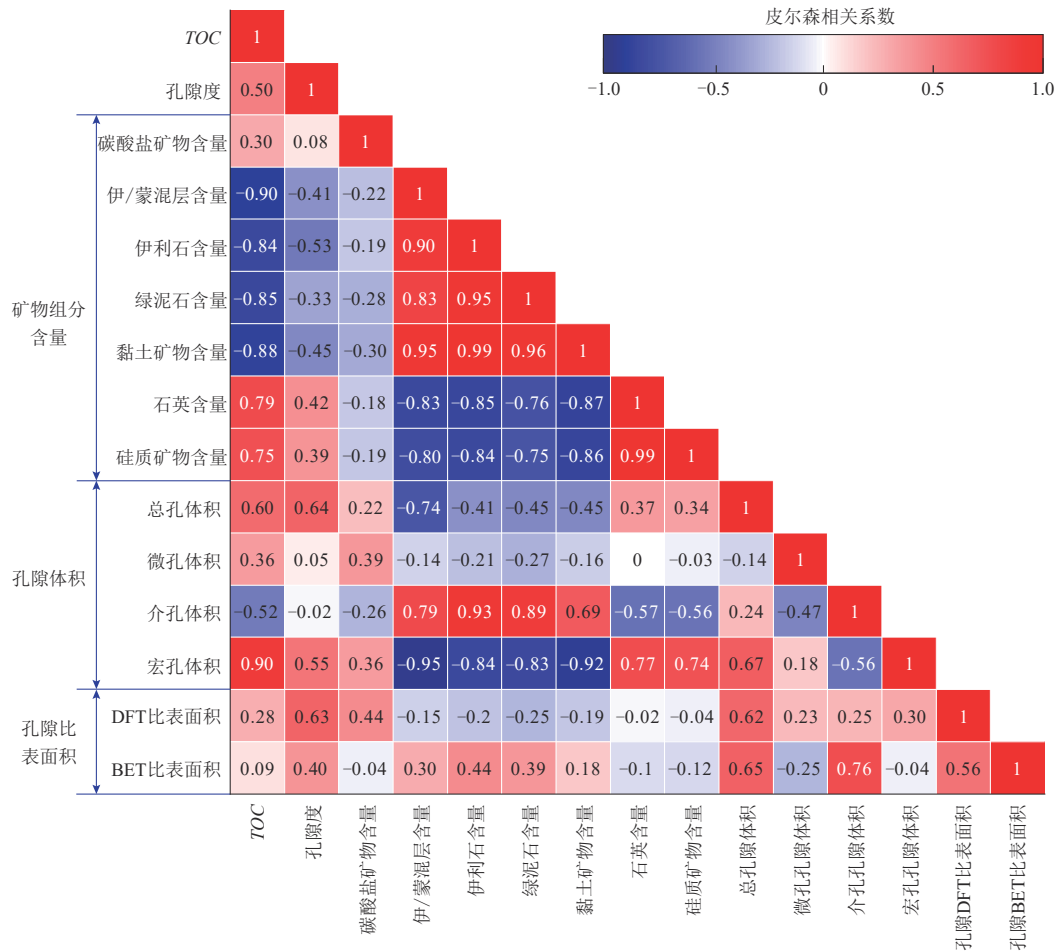


图 11 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩微观孔隙结构影响因素相关性

Fig. 11 Correlations between the factors influencing the pore microstructures of the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

关,这是因为当 TOC 较高时,意味着该岩相中硅质矿物含量占比较高,而介孔孔隙体积主要与黏土矿物含量相关,当硅质含量较高时,黏土矿物含量的相对比例减少,从而导致介孔数量减少。

4 深层页岩含气性差异控制因素

为提高含气性测试的准确性,本文页岩样品含气量测试结果均来自保压取心段。大安地区深层页岩气以游离态为主,总含气量为 $2.39 \sim 11.68 \text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $6.17 \text{ m}^3/\text{t}$ 。通过分析矿物组成与含气性的相关性可知,含气量与碳酸盐矿物含量无明显相关性,与黏土矿物含量呈强负相关,与硅质矿物含量呈正相关(图 12a—c)。在页岩的成岩作用过程中,碳酸盐矿物一方面可能会充填孔隙,另一方面可能会被溶蚀而产生新的孔隙,因此对含气性的相关性不明显。在压实作用过程中,黏土矿物细小的颗粒、层状结构以及易吸

附水分子膨胀的特性容易填充和堵塞孔隙,减少页岩气的储存空间,从而降低深层页岩的含气量。硅质矿物具有较高的硬度和抗压能力,通常有利于原生粒间孔隙的保持和微裂缝的形成,部分硅质矿物易被溶蚀形成溶蚀孔隙^[34-35],因此显著提高了页岩的储集能力。含气量与 TOC 、孔隙度和总孔隙体积呈显著的正相关(图 12d—f)。高 TOC 意味着生成的页岩气更多,有机质生成的气体优先吸附在有机质孔的表面,为页岩含气性提高提供了基础。另一方面, TOC 与页岩的孔隙度和总孔隙体积呈正相关(图 11),高含量的有机质意味着发育更多的有机质孔隙,为页岩气储存提供了更多的储集空间^[36]。

含气性与微孔孔隙体积不具有相关性,与介孔孔隙体积呈弱负相关性,而与宏孔孔隙体积呈强相关性(图 12g—i)。除此之外,含气性与表征微孔的孔隙 DFT 比表面积和表征介孔的孔隙 BET 比表面积均不具备明显的相关性(图 13)。微孔和介孔虽能提供较大

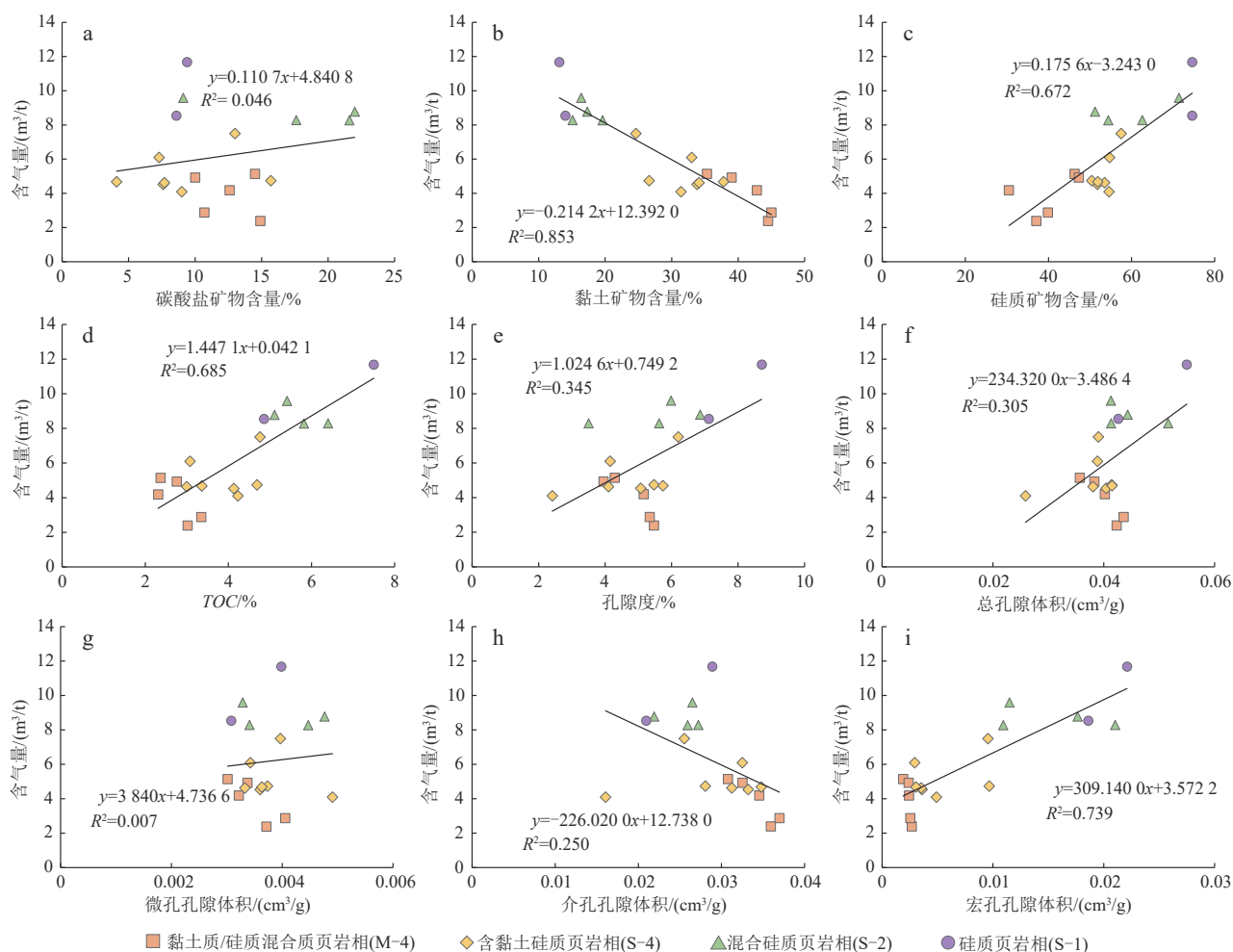


图12 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩含气量控制因素

Fig. 12 Factors controlling the gas content in the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

的孔隙比表面积,有利于吸附气的提高。但在大安地区深层页岩中由于高温、高压的地层特征,页岩气主要以游离气存在于较大的孔隙和微裂缝中,微孔和介孔孔隙的发育无法显著提高深层页岩的含气性。除此之外,深层页岩中介孔孔隙体积与黏土矿物含量呈较强的正相关关系(图11)。在与黏土矿物相关的介孔中,由于黏土矿物的充填和堵塞以及易被压实的特性,孔隙连通性较差,有机质生成的天然气无法进入这部分孔隙空间;另一方面,由于黏土矿物容易吸附水分,一些介孔孔隙空间容易被水分子占据,从而导致气体无法有效的储存和流动。

总的来说,TOC和矿物组成影响了深层页岩的孔隙结构特征,从而控制了含气量的差异性。在硅质含量较高的页岩岩相中,TOC通常较高,使得具有较高的孔隙度和宏孔孔隙体积,从而提高含气性。因此硅质页岩相含气性最高,其次为混合硅质页岩相和含黏土硅质页岩相,黏土质/硅质混合质页岩相最低。

5 中、浅层和深层页岩孔隙结构与含气性对比

四川盆地及其周缘3500 m埋深以浅五峰组-龙马溪组页岩气主要包括威远、长宁、涪陵和焦石坝等页岩气田。在孔隙结构方面,中、浅层页岩主要是由微孔和介孔提供孔隙体积^[37],深层页岩主要是由介孔和宏孔提供孔隙体积。由中、浅层页岩至深层页岩,微孔和介孔的占比降低,宏孔占比增加。在含气性方面,在埋深为1150 m以浅时,页岩气中吸附气含量大于游离气;在埋深为1150 m时,游离气和吸附气各占50%,之后随着埋深的增加,游离气含量逐渐增加,在埋深达到2800 m左右时,游离气达到吸附气的2倍以上^[38]。与中、浅层页岩相比,深层页岩的温度和压力条件都有所增加,中、浅层页岩气以吸附气为主,深层页岩气以游离气为主。页岩的孔隙结构影响了页岩气的组成,微

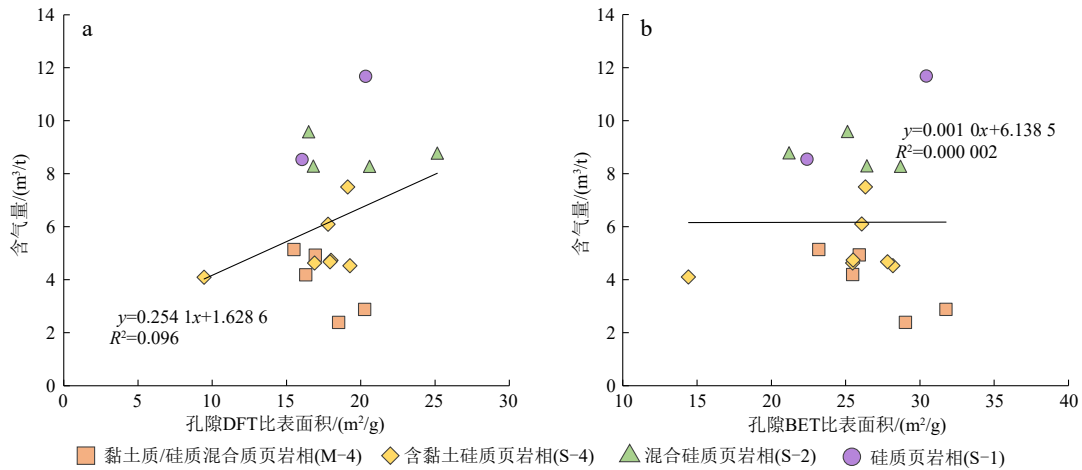


图13 四川盆地渝西大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩孔隙比表面积与含气量关系

Fig. 13 Relationship between specific surface area and gas content of the deep-seated shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, Sichuan Basin

孔和介孔主要影响了吸附气的储集,宏孔影响了游离气的储集。所以在大安地区深层页岩中,宏孔的发育有利于游离气的储集,增加了该地区的含气量。

6 结论

1) 大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩岩相可以划分为硅质页岩相、混合硅质页岩相、含黏土硅质页岩相和黏土质/硅质混合质页岩相4种。该地区发育的孔隙类型以有机质孔为主,其次是晶间孔、溶蚀孔和层间孔,可见有机质充填缝、黏土矿物层间缝和构造应力缝。从黏土质/硅质混合质页岩相到硅质页岩相,有机质孔和溶蚀孔增加,晶间孔和层间孔减少,裂缝更为发育。

2) 大安地区五峰组-龙马溪组深层页岩主要由介孔和宏孔贡献孔隙体积,从黏土质/硅质混合质页岩相到硅质页岩相,随着硅质矿物含量增加,介孔占比逐渐降低,宏孔占比逐渐增大。硅质矿物含量的增加有利于宏孔发育;黏土矿物含量增加有利于介孔发育;TOC的增加对宏孔发育具有促进作用。

3) 大安地区深层页岩气以游离气为主,TOC和硅质矿物含量的增加促进了孔隙度和宏孔发育,提高了页岩的含气量;黏土矿物含量的增加减小了孔隙度和总孔隙体积,降低了页岩的储集空间,不利于页岩气的储集。因此富碳硅质的页岩是研究区深层页岩的优势岩相。

4) 对比中、浅层和深层页岩,在孔隙结构和含气性方面,中、浅层页岩主要由微孔和介孔贡献孔隙体积,以吸附气为主,而深层页岩主要由介孔和宏孔贡献

了孔隙体积,以游离气为主。页岩的孔隙结构影响了页岩气的赋气特征,微孔和介孔影响吸附气储集,宏孔影响游离气储集,深层页岩中宏孔的发育有利于游离气占比的增加,提高了深层页岩的含气量。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,董大忠,熊伟,等. 中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 309-326.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, XIONG Wei, et al. Advances, challenges, and countermeasures in shale gas exploration of underexplored plays, sequences and new types in China[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 309-326.
- [2] 王光付,李凤霞,王海波,等. 四川盆地不同类型页岩气压裂难点和对策[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1378-1392.
WANG Guangfu, LI Fengxia, WANG Haibo, et al. Difficulties and countermeasures for fracturing of various shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1378-1392.
- [3] 梁兴,单长安,王维旭,等. 昭通国家级页岩气示范区勘探开发进展及前景展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 60-77.
LIANG Xing, SHAN Chang'an, WANG Weixu, et al. Exploration and development in the Zhaotong national shale gas demonstration area: Progress and prospect [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 60-77.
- [4] 王红岩,周尚文,赵群,等. 川南地区深层页岩气富集特征、勘探开发进展及展望[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1430-1441.
WANG Hongyan, ZHOU Shangwen, ZHAO Qun, et al. Enrichment characteristics, exploration and exploitation progress, and prospects of deep shale gas in the southern Sichuan Basin, China[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1430-1441.
- [5] 梁兴,单长安,张磊,等. 中国南方复杂构造区多类型源内成储成藏非常规气勘探开发进展及资源潜力[J]. 石油学报,

- 2023, 44(12): 2179–2199.
- LIANG Xing, SHAN Chang'an, ZHANG Lei, et al. Exploration and development progresses and resource potentials of multi-type unconventional gas reservoirs characterized by in-source reservoir and accumulation in complex tectonic areas of southern China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(12): 2179–2199.
- [6] 梁兴, 单长安, 张磊, 等. 四川盆地渝西地区大安深层页岩气田的勘探发现及成藏条件[J]. *石油学报*, 2024, 45(3): 477–499.
- LIANG Xing, SHAN Chang'an, ZHANG Lei, et al. Exploration discovery and accumulation conditions of Da'an deep shale gas field in western Chongqing, Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(3): 477–499.
- [7] 舒红林, 何方雨, 李季林, 等. 四川盆地大安区块五峰组—龙马溪组深层页岩地质特征与勘探有利区[J]. *天然气工业*, 2023, 43(6): 30–43.
- SHU Honglin, HE Fangyu, LI Jilin, et al. Geological characteristics and favorable exploration areas of Wufeng Formation-Longmaxi Formation deep shale in the Da'an Block, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(6): 30–43.
- [8] 姜振学, 唐相路, 李卓, 等. 川东南地区龙马溪组页岩孔隙结构全孔径表征及其对含气性的控制[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 126–134.
- JIANG Zhenxue, TANG Xianglu, LI Zhuo, et al. The whole-aperture pore structure characteristics and its effect on gas content of the Longmaxi Formation shale in the southeastern Sichuan basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 126–134.
- [9] 焦堃, 姚素平, 吴浩, 等. 页岩气储层孔隙系统表征方法研究进展[J]. *高校地质学报*, 2014, 20(1): 151–161.
- JIAO Kun, YAO Suping, WU Hao, et al. Advances in characterization of pore system of gas shales [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2014, 20(1): 151–161.
- [10] CLARKSON C R, SOLANO N, BUSTIN R M, et al. Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion [J]. *Fuel*, 2013, 103: 606–616.
- [11] 杨峰, 宁正福, 孔德涛, 等. 高压压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(3): 450–455.
- YANG Feng, NING Zhengfu, KONG Detao, et al. Pore structure of shales from high pressure mercury injection and nitrogen adsorption method [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(3): 450–455.
- [12] 王超, 张柏桥, 舒志国, 等. 四川盆地涪陵地区五峰组—龙马溪组海相页岩岩相类型及储层特征[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(3): 485–497.
- WANG Chao, ZHANG Boqiao, SHU Zhiguo, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of marine shales of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Fuling area, the Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(3): 485–497.
- [13] 刘树根, 焦堃, 张金川, 等. 深层页岩气储层孔隙特征研究进展——以四川盆地地下古生界海相页岩层系为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 29–41.
- LIU Shugen, JIAO Kun, ZHANG Jinchuan, et al. Research progress on the pore characteristics of deep shale gas reservoirs: An example from the Lower Paleozoic marine shale in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 29–41.
- [14] 吴泽宇, 孙梦迪, 蒋恕, 等. 鄂西地区深层页岩气储层岩相孔隙结构特征差异及其控制因素——以YT1和YT3井五峰—龙马溪组页岩为例[J]. *东北石油大学学报*, 2023, 47(1): 15–29.
- WU Zeyu, SUN Mengdi, JIANG Shu, et al. Characteristics and controlling factors of pore structure in different lithofacies of deep shale gas reservoirs: A case study of Wufeng-Longmaxi Formation shales from wells YT1 and YT3 in Western Hubei [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2023, 47(1): 15–29.
- [15] 边瑞康, 孙川翔, 聂海宽, 等. 四川盆地东南部五峰组—龙马溪组深层页岩气藏类型、特征及勘探方向[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1515–1529.
- BIAN Ruikang, SUN Chuanxiang, NIE Haikuan, et al. Types, characteristics, and exploration targets of deep shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1515–1529.
- [16] 梁峰, 姜巍, 戴赞, 等. 四川盆地威远—资阳地区筇竹寺组页岩气富集规律及勘探开发潜力[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(5): 755–763.
- LIANG Feng, JIANG Wei, DAI Yun, et al. Enrichment law and resource potential of shale gas of Qiongzhusi Formation in Weiyuan-Ziyang areas, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(5): 755–763.
- [17] 张成林, 张鉴, 李武广, 等. 渝西大足区块五峰组—龙马溪组深层页岩储层特征与勘探前景[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(12): 1794–1804.
- ZHANG Chenglin, ZHANG Jian, LI Wuguang, et al. Deep shale reservoir characteristics and exploration potential of Wufeng-Longmaxi Formations in Dazu area, western Chongqing [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(12): 1794–1804.
- [18] 黄梓桑, 王兴志, 杨西燕, 等. 沉积环境对页岩中有机质富集的约束——以蜀南地区五峰组—龙马溪组为例[J]. *沉积学报*, 2021, 39(3): 631–644.
- HUANG Zisang, WANG Xingzhi, YANG Xiyan, et al. Constraints of sedimentary environment on organic matter accumulation in shale: A case study of the Wufeng-Longmaxi formations in the southern Sichuan basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(3): 631–644.
- [19] THOMMES M, KANEKO K, NEIMARK A V, et al. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report) [J]. *Pure and Applied Chemistry*, 2015, 87(9/10): 1051–1069.
- [20] WANG Yang, LIU Luofu, CHENG Hongfei. Gas adsorption characterization of pore structure of organic-rich shale: insights into contribution of organic matter to shale pore network [J]. *Natural Resources Research*, 2021, 30(3): 2377–2395.
- [21] BAI Longhui, LIU Bo, FU Xiaofei, et al. A new method for evaluating the oil mobility based on the relationship between pore structure and state of oil [J]. *Geoscience Frontiers*, 2023, 14(6): 101684.
- [22] 宋泽章, 阿比德·阿不拉, 吕明阳, 等. 氮气吸附滞后回环定量分析及其在孔隙结构表征中的指示意义——以鄂尔多斯盆地上三叠统延长组7段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44

- (2): 495-509.
- SONG Zezhang, ABULA Abide, LYU Mingyang, et al. Quantitative analysis of nitrogen adsorption hysteresis loop and its indicative significance to pore structure characterization: A case study on the Upper Triassic Chang 7 Member, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 495-509.
- [23] RAVIKOVITCH P I, NEIMARK A V. Experimental confirmation of different mechanisms of evaporation from ink-bottle type pores: Equilibrium, pore blocking, and cavitation [J]. *Langmuir*, 2002, 18(25): 9830-9837.
- [24] FENG Dehao, LIU Chenglin, FENG Xiaolong, et al. Movable fluid evaluation of tight sandstone reservoirs in lacustrine delta front setting: Occurrence characteristics, multiple control factors, and prediction model [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, 155: 106393.
- [25] 龚小平, 唐洪明, 赵峰, 等. 四川盆地龙马溪组页岩储层孔隙结构的定量表征 [J]. *岩性油气藏*, 2016, 28(3): 48-57.
- GONG Xiaoping, TANG Hongming, ZHAO Feng, et al. Quantitative characterization of pore structure in shale reservoir of Longmaxi Formation in Sichuan Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2016, 28(3): 48-57.
- [26] CAI Guangyin, GU Yifan, JIANG Yuqiang, et al. Pore structure and fluid evaluation of deep organic-rich marine shale: A case study from Wufeng-Longmaxi Formation of southern Sichuan Basin [J]. *Applied Sciences*, 2023, 13(13): 7827.
- [27] 唐洪明, 刘贤, 陈洋, 等. 不同构造单元页岩孔隙结构差异及其油气地质意义——以四川盆地泸州地区深层页岩为例 [J]. *天然气工业*, 2024, 44(5): 16-28.
- TANG Hongming, LIU Xian, CHEN Yang, et al. Pore structure difference of shale in different structural units and its petroleum geological implications: A case study on deep shale in the Luzhou area, southern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(5): 16-28.
- [28] 李勇, 何建华, 邓虎成, 等. 常压页岩储层优势岩相孔隙结构表征及其影响因素——以川东南林滩场五峰组—龙马溪组为例 [J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(7): 1274-1288.
- LI Yong, HE Jianhua, DENG Hucheng, et al. Pore structure characterization and its influencing factors in favorable lithofacies of normal pressure shale reservoirs: Case study of Wufeng-Longmaxi formations in Lintanchang area, Southeast Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(7): 1274-1288.
- [29] WANG Yang, ZHU Yanming, LIU Shimin, et al. Methane adsorption measurements and modeling for organic-rich marine shale samples [J]. *Fuel*, 2016, 172: 301-309.
- [30] 安成, 柳广弟, 孙明亮, 等. 基于氮气吸附实验与分形FHH模型分析页岩孔隙结构特征——以鄂尔多斯盆地华池地区长7段为例 [J]. *石油实验地质*, 2023, 45(3): 576-586.
- AN Cheng, LIU Guangdi, SUN Mingliang, et al. Analysis of shale pore structure characteristics based on nitrogen adsorption experiment and fractal FHH model: A case study of 7th member of Triassic Yanchang Formation in Huachi area, Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(3): 576-586.
- [31] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 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 [J]. *煤炭学报*, 2012, 37(3): 438-444.
- CHEN Shangbin, ZHU Yanming, WANG Hongyan, et al. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2012, 37(3): 438-444.
- [32] 单玄龙, 邢健, 苏思远, 等. 川南长宁地区下古生界五峰组—龙马溪组一段页岩岩相与含气性特征 [J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2023, 53(5): 1323-1337.
- SHAN Xuanlong, XING Jian, SU Siyuan, et al. Shale lithofacies and gas-bearing characteristics of the lower Paleozoic Wufeng Formation-Member 1 of Longmaxi Formation in Changning area, Southern Sichuan [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2023, 53(5): 1323-1337.
- [33] WANG Qingtao, WANG Taoli, LIU Wenping, et al. Relationships among composition, porosity and permeability of Longmaxi Shale reservoir in the Weiyuan Block, Sichuan Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 102: 33-47.
- [34] 石砥石, 徐秋晨, 郭睿良, 等. 下扬子地区望江坳陷二叠系富有机质页岩孔隙结构特征与影响因素 [J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(12): 1911-1925.
- SHI Dishu, XU Qiuchen, GUO Ruiliang, et al. Pore structure characteristics and main controlling factors of Permian organic-rich shale in Lower Yangtze Region [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(12): 1911-1925.
- [35] 朱彪, 邹姐姐, 张大权, 等. 黔北凤冈地区下寒武统牛蹄塘组页岩孔隙结构特征及油气地质意义 [J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(4): 147-158.
- ZHU Biao, ZOU Niuniu, ZHANG Daquan, et al. Characteristics of shale pore structure and its oil and gas geological significance of Lower Cambrian Niutitang Formation in Fenggang area, northern Guizhou [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(4): 147-158.
- [36] 尚福华, 苗科, 朱炎铭, 等. 复杂构造区页岩孔隙结构、吸附特征及其影响因素 [J]. *煤炭科学技术*, 2023, 51(2): 269-282.
- SHANG Fuhua, MIAO Ke, ZHU Yanming, et al. Pore structure, adsorption capacity and their controlling factors of shale in complex structural area [J]. *Coal Science and Technology*, 2023, 51(2): 269-282.
- [37] 王哲, 李贤庆, 周宝刚, 等. 川南地区下古生界页岩气储层微观孔隙结构表征及其对含气性的影响 [J]. *煤炭学报*, 2016, 41(9): 2287-2297.
- WANG Zhe, LI Xianqing, ZHOU Baogang, et al. Characterization of microscopic pore structure and its influence on gas content of shale gas reservoirs from the Lower Paleozoic in southern Sichuan Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(9): 2287-2297.
- [38] 李玉喜, 乔德武, 姜文利, 等. 页岩气含气量和页岩气地质评价综述 [J]. *地质通报*, 2011, 30(2/3): 308-317.
- LI Yuxi, QIAO Dewu, JIANG Wenli, et al. Gas content of gas-bearing shale and its geological evaluation summary [J]. *Geological Bulletin of China*, 2011, 30(2/3): 308-317.