

川中地区寒武系筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩储层物性差异及成因

姜振学^{1,2}, 胡云鹏³, 缪欢^{1,2}, 唐相路^{1,2}, 施振生⁴, 王丹丹^{1,2}, 吴建晨^{1,2}, 陈瑞华^{1,2}

[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. 中国石油油气和新能源分公司, 北京 100007; 4. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083]

摘要:四川盆地寒武系筇竹寺组富有机质页岩与砂质页岩气藏均实现商业化突破,两类页岩储层物性差异明显,但造成储层物性差异的成因尚不清楚,制约了该层系页岩气的差异化勘探与开发。综合运用总有机碳含量(TOC)测试、X射线衍射(XRD)、高压压汞(HPMI)、低温N₂吸附(LTNA)、低压CO₂吸附(LPCA)、自发渗吸及大视域拼接扫描电镜(MAPS-SEM)、能量散射光谱(EDS)和矿物自动定量分析(QEMSCAN)等多种技术,系统分析了川中地区筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩的有机地球化学、矿物学、储层物性和微观孔隙结构特征,定量表征了压实、溶蚀和胶结等成岩作用强度。结果表明:1)两类页岩矿物组成相近,但⑤小层富有机质页岩的TOC(平均值为2.03%)、孔隙度(平均值为3.80%)和孔隙连通性均优于⑥小层贫有机质砂质页岩(TOC平均值为1.03%、孔隙度平均值为3.02%);后者虽宏孔较为发育,但总孔体积和孔隙比表面积较低;2)⑥小层贫有机质砂质页岩初始孔隙度(平均值为65.40%)略高于⑤小层富有机质页岩(63.70%),但因其颗粒分选差,抗压实能力弱,压实减孔量(平均值为40.32%)显著高于⑤小层富有机质页岩(平均值为33.06%);3)⑤小层富有机质页岩高TOC引发更强的酸性溶蚀作用,长石和碳酸盐矿物溶蚀增孔量(平均值为0.43%)和有机质热演化增孔量(平均值为0.12%)均高于⑥小层贫有机质砂质页岩(平均值分别为0.28%和0.06%),但强溶蚀释放的离子亦加剧了胶结作用,使其胶结减孔量(平均值为19.76%)高于⑥小层贫有机质砂质页岩(平均值为16.72%)。综合认为,矿物颗粒分选差异导致的抗压实能力不同是两类储层物性分化的核心成因;而TOC差异诱导的“溶蚀-胶结”耦合强度差异,则进一步放大了储层差异特征。

关键词:储层物性;成岩作用;贫有机质砂质页岩;富有机质页岩;筇竹寺组;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Physical property differences and causes of organic-rich shale and organic-poor silty shale reservoirs in the Cambrian Qiongzhusi Formation, Central Sichuan Basin

JIANG Zhenxue^{1,2}, HU Yunpeng³, MIAO Huan^{1,2}, TANG Xianglu^{1,2}, SHI Zhensheng⁴, WANG Dandan^{1,2},
WU Jianchen^{1,2}, CHEN Ruihua^{1,2}

[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. Oil, Gas and New Energies Company, PetroChina, Beijing 100007, China; 4. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China]

Abstract: Commercial breakthroughs were achieved in both organic-rich shale and organic-poor silty shale gas reservoirs within the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation of the Sichuan Basin. However, the pronounced differences in petrophysical properties between these two shale types and their underlying diagenetic controls remain poorly understood, thereby impeding reservoir-specific exploration strategies and targeted development. By integrating total organic carbon (TOC) analysis, X-ray diffraction (XRD), and high-pressure mercury intrusion (HPMI) for geochemical and mineralogical characterization, low-temperature N₂ adsorption (LTNA), low-pressure CO₂ adsorption

收稿日期:2026-01-07;修回日期:2026-05-15。

第一作者简介:姜振学(1963—),男,博士、教授,常规和非常规油气形成、分布与资源评价。E-mail: jiangzx@cup.edu.cn。

通信作者简介:缪欢(1997—),男,博士研究生,常规和非常规油气地质。E-mail: 1627765379@qq.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(U24A20592,4227213)。

(LPCA), and spontaneous imbibition for pore structure assessment, and large-area imaging in scanning electron microscopy (MAPS-SEM), energy-dispersive spectroscopy (EDS), and quantitative evaluation of minerals by scanning electron microscopy (QEMSCAN) for microstructural imaging, we characterized the organic geochemical, mineralogical, petrophysical and microscopic pore structure characteristics of layer ⑤ organic-rich shale and layer ⑥ organic-poor silty shale of the Qiongzhusi Formation in the central Sichuan Basin. Meanwhile, the intensities of compaction, dissolution, and cementation were quantitatively assessed. The research results are as follows. (1) The two shale types exhibited similar mineral compositions; however, the organic-rich shale of layer ⑤ was superior to the organic-poor silty shale of layer ⑥ in terms of *TOC* content (avg. 2.03%), porosity (avg. 3.80%), and pore connectivity. Although the latter had relatively well-developed macropores, its total pore volume and specific surface area were lower. (2) The initial porosity of the organic-poor silty shale of layer ⑥ (avg. 65.40%) was slightly higher than that of the organic-rich shale of layer ⑤ (63.70%); however, owing to its poorly sorted mineral grains and consequently lower compaction resistance, its porosity loss due to compaction (avg. 40.32%) was significantly higher than that of the organic-rich shale of layer ⑤ (avg. 33.06%). (3) The high *TOC* content in the organic-rich shale of layer ⑤ promoted stronger acid-driven dissolution. The porosity increments derived from feldspar and carbonate mineral dissolution (avg. 0.43%) and from organic matter thermal evolution (avg. 0.12%) were both greater than that in the organic-poor silty shale of layer ⑥ (avg. 0.28% and 0.06%, respectively). On the other hand, the abundant ions derived from intense dissolution in the sublayer also exacerbated cementation, resulting in a higher porosity loss due to cementation (avg. 19.76%) compared to the organic-poor silty shale of layer ⑥ (avg. 16.72%). Taken together, these findings indicate that differences in compaction resistance arising from contrasting mineral grain sorting represent the primary control on the divergence in petrophysical properties between the two reservoir types. Furthermore, differences in the coupled intensity of dissolution-cementation, driven by *TOC* contrasts between the two shale types, further enhanced the discrepancy in reservoir quality.

Key words: petrophysical properties, diagenesis, organic-poor silty shale, organic-rich shale, Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

引用格式:姜振学,胡云鹏,缪欢等. 川中地区寒武系筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩储层物性差异及成因[J]. 石油与天然气地质, DOI: 10.11743/oggXXXXXX01.

JIANG Zhenxue, HU Yunpeng, MIAO Huan, et al. Physical property differences and causes of organic-rich shale and organic-poor silty shale reservoirs in the Cambrian Qiongzhusi Formation, Central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, DOI:10.11743/oggXXXXXX01.

四川盆地寒武系筇竹寺组是继龙马溪组之后,中国第二个取得页岩气商业化突破的层系^[1-3]。与龙马溪组页岩不同,筇竹寺组页岩在岩性上可以划分为贫有机质砂质页岩和富有机质页岩两类,且两类页岩气藏均取得了商业化突破^[1,4-7]。这一现象证实了贫有机质砂质页岩亦可成为页岩气勘探开发的优质储层。然而,目前对这两类页岩储层之间的物性差异及其形成机制的认识尚显不足,限制了该层系页岩气勘探与开发进程。

前人针对筇竹寺组页岩储层开展了大量研究,揭示出筇竹寺组页岩孔隙以无机质孔为主,有机质孔发育程度相对较低^[7-9]。德阳-安岳裂陷槽对储层品质具有显著的控制作用,槽内发育的页岩储层优于槽外^[10]。此外,富有机质页岩相较于贫有机质砂质页岩,具有更优质的储层物性和更发育的微观孔隙结

构^[8-9]。关于筇竹寺组页岩储层物性控制因素,前人通过皮尔逊相关系数分析认为该组页岩孔隙的发育主要受长英质矿物和总有机碳含量(*TOC*)共同控制^[7]。这类静态的相关性分析虽然揭示了部分地质现象,但低估了差异化成岩作用类型及其强度对储层孔隙演化路径的关键作用。事实上,现今储层品质是沉积期形成的初始物质组构(决定初始孔隙度与骨架抗压实能力)与埋藏期成岩流体-岩石相互作用、共同演化的结果^[11-12]。现有研究低估了成岩作用类型及其强度对筇竹寺组页岩储层孔隙演化的关键控制作用,导致了对于筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩的储层物性差异成因认识存在不足,这在一定程度上限制了对筇竹寺组页岩气藏差异化富集规律的深层认知。

基于此,本研究综合运用*TOC*测试、X射线衍射(XRD)、高压压汞(HPMI)、低温 N_2 吸附(LTNA)、低压

CO₂吸附(LPCA)、自发渗吸、大视域拼接扫描电镜(MAPS-SEM)、能量散射光谱(EDS)和矿物自动定量分析(QEMSCAN)等多种技术手段,系统分析了筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩的有机地球化学、矿物学、宏观物性和微观孔隙结构的差异,并定量表征了压实、溶蚀和胶结等成岩作用的强度,进而揭示筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩储层物性差异成因,旨在为寒武系页岩气的精细勘探与高效开发提供科学依据。

1 地质背景

四川盆地处于扬子板块西部,总面积约为 $26 \times 10^4 \text{ km}^2$,是一个典型的叠合克拉通含油气盆地。四川盆地经历了多期构造演化,可划分出川北低平构造带、川西低陡构造区、川西南低陡构造区、川中低平构造区、川南低平构造区和川东高陡构造区6个一级构造单元^[13-16](图1a)。德阳-安岳裂陷槽形成于新元古代罗迪尼亚大陆裂解阶段,受桐湾运动的影响,震旦系灯影组在全盆地遭受不同程度的抬升与剥蚀,形成了德阳-安岳裂陷槽雏形;加里东期,德阳-安岳裂陷槽中段抬升,裂陷槽西侧和东侧相连形成联合古隆起,最终在海西早期定型^[16-17]。研究区位于四川盆地中部德阳-安岳裂陷槽中部,横跨川西低陡构造区、川西南低陡构造区和川中低平构造区3个一级构造单元(图1a),构造相对简单。

研究区寒武系筇竹寺组埋深普遍超过3 000 m,属于深层页岩气储层范畴。筇竹寺组与志留系龙马溪组沉积环境类似,沉积于浅水陆棚-深水陆棚相^[18-19](图1b)。受早寒武世气候变暖的影响,全球海平面波动频繁,筇竹寺组岩性整体以页岩与砂质页岩为主^[19-21]。筇竹寺组可划分为筇(筇竹寺组)一段和第二段,第一段可细分为筇¹亚段和筇²亚段(图1c)。另外,筇竹寺组可进一步细分为8个小层:筇¹亚段包括①小层—④小层,筇²亚段包括⑤小层和⑥小层,第二段包括⑦小层和⑧小层。其中,①,③,⑤和⑦小层为黑色页岩段,②,④,⑥和⑧小层为粉砂质页岩或粉-细砂岩段。由于目前筇竹寺组页岩气勘探突破主要集中在⑤小层和⑥小层,且与其他小层相比,⑤小层和⑥小层的数据相对丰富,因此本次研究主要聚焦于这两个小层。

2 样品与方法

2.1 样品与实验

本次研究从中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司页岩气研究院收集了研究区10口钻井(图1b)的⑤小层富有机质页岩和⑥小层贫有机质砂质页岩的TOC、XRD和孔隙度实验测试数据,共813个数据点。其中,⑤小层富有机质页岩463个,⑥小层贫有机质砂质页岩350个。此外,本次研究选取18块样品(⑤小层和⑥小层各9块)开展了LPCA、LTNA、HPMI和自发渗吸实验,选取4块样品开展了MAPS-SEM和QEMSCAN实验。这些样品的TOC、XRD和孔隙度如表1所示。

2.2 页岩初始孔隙度计算

砂岩的初始孔隙度(Φ_0 ,%)主要与储层矿物颗粒的分选有关,而细粒沉积岩(页岩)矿物颗粒极小,矿物颗粒紧密排列导致原生孔隙有限,孔隙主要为黏土矿物絮凝沉降形成的粒间孔隙,因此页岩的初始孔隙度主要与黏土矿物含量有关^[22]。前人研究发现页岩的 Φ_0 与黏土矿物之间的关系式^[22-23]可被表示为:

$$\begin{cases} \Phi_0 = \frac{e}{1+e} \\ e = e_{100} - \beta \ln \frac{\sigma}{100} \\ e_{100} = 0.324 + 1.6867V_{cl} + 1.9505V_{cl}^2 \\ \beta = 0.0407 + 0.2479V_{cl} + 0.3684V_{cl}^2 \end{cases} \quad (1)$$

式中: e 为孔隙比,无量纲; e_{100} 为垂直有效应力为0.1MPa时的孔隙比,无量纲; β 为孔隙比与垂向有效应力自然对数线性关系的斜率,无量纲; σ 为垂直有效应力,MPa; V_{cl} 为黏土矿物含量,%。

2.3 面孔率提取

本次研究利用MAPS-SEM和QEMSCAN图像提取了⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩的总面孔率、有机质面孔率和其他不同类型的面孔率。该方法定量分析孔隙组成的步骤可分为3步:①借助于随机森林算法和图像处理软件提取MAPS-SEM中的总孔隙;②将从MAPS-SEM中提取的孔隙拼贴在QEMSCAN图像中,依据矿物类型对孔隙进行划分和染色,实现不同类型孔隙的划分;③再次利用随机森林算法和图像处理软件提取染色后的孔隙,从而得到不

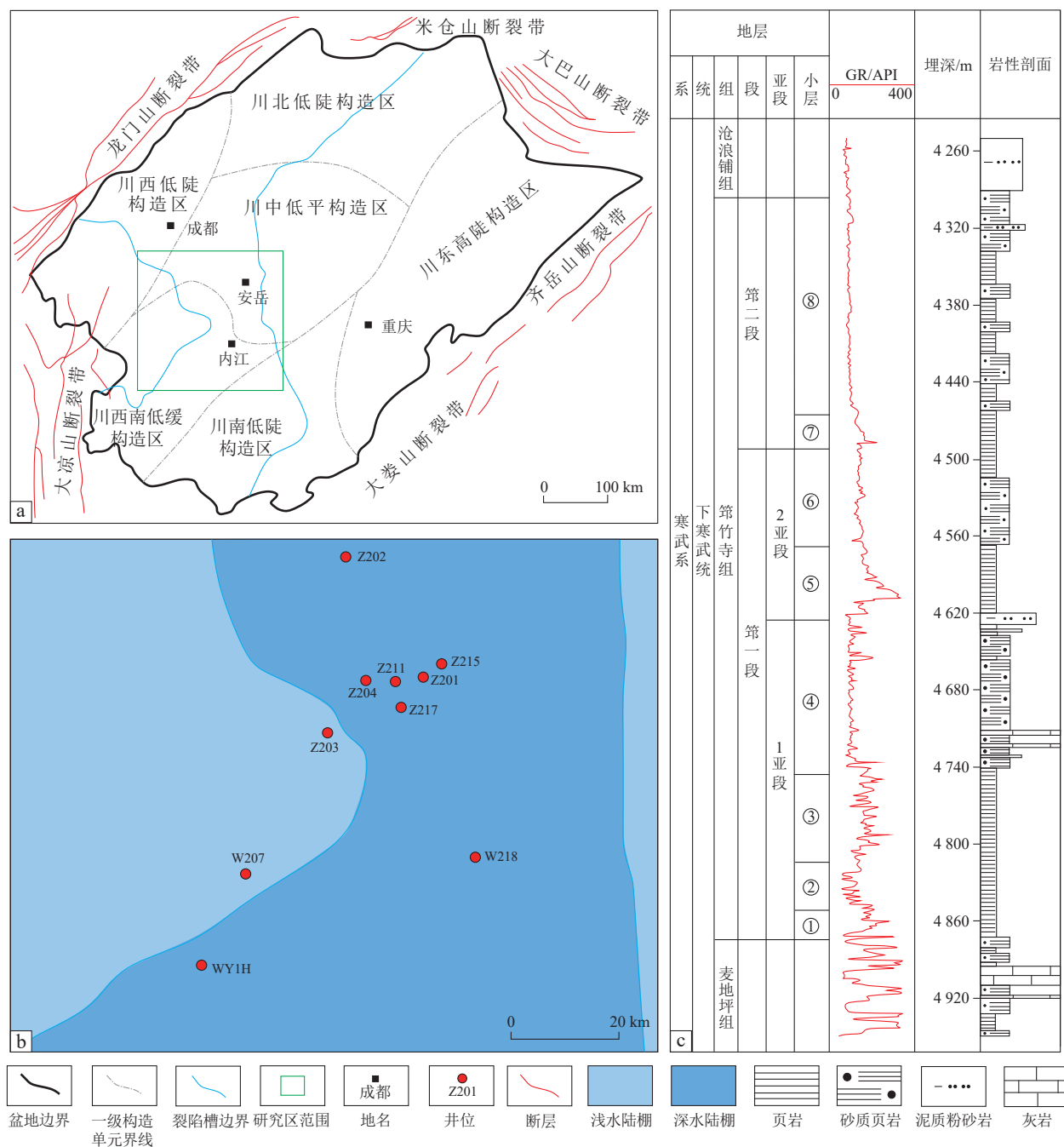


图1 四川盆地构造单元划分(a)及川中寒武系筇竹寺组沉积相(b)和地层综合柱状图(c)

Fig. 1 Tectonic unit division of the Sichuan Basin (a), sedimentary facies (b) and comprehensive stratigraphic column (c) of the Cambrian Qiongzhusi Formation in Central Sichuan Basin

同类型孔隙的占比。该方法的操作细节可通过文献[24-25]获取,本文不再详细赘述。本次研究使用的MAPS-SEM的视域范围为 $400\ \mu\text{m} \times 400\ \mu\text{m}$,参考前人研究[24],将孔隙长轴/短轴长度比值大于15的孔隙定义为微裂缝。

2.4 成岩作用强度

页岩成岩作用明显不同于常规碎屑岩储层,其成

岩作用可分为压实作用、溶蚀作用、胶结作用、交代作用和有机质热演化5类^[25-28]。其中,压实作用和胶结作用是导致页岩储层孔隙度下降的主要原因,为破坏性成岩作用;而溶蚀作用和有机质热演化作用是导致孔隙度增加的重要成岩作用,为建设性成岩作用。本次研究分析了筇竹寺组页岩与贫有机质砂质页岩的成岩作用类型及其强度。交代作用是指矿物在保持整体结构基本不变的前提下,流体携带的化学物质与原矿

表1 四川盆地中部筇竹寺组硅质页岩样品孔隙结构和电镜分析测试数据

Table 1 Data of pore structure and electron microscopy analysis for the Qiongzhusi Formation, Central Sichuan Basin

样品 编号	井号	埋深/m	小层	TOC/%	矿物组分含量/%							孔隙 度/%
					黏土矿物	石英	正长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿	
QZS-1	W218	4 843.00	⑤	2.42	32.5	34.3	4.6	20.6	2.3	0	5.7	2.94
QZS-2	Z217	4 394.31	⑤	2.93	24.4	49.4	1.9	18.6	1.1	1.4	3.2	4.12
QZS-3	Z215	4 646.67	⑤	3.10	22.2	42.4	3.2	21.1	4.2	1.7	5.2	6.55
QZS-4	Z203	3 296.77	⑤	1.05	35.1	39.2	3.1	16.5	1.5	2.2	2.4	1.59
QZS-5	Z201	4 592.36	⑤	2.30	17.1	40.0	4.4	29.4	3.0	1.9	4.2	4.88
QZS-6	Z201	4 596.73	⑤	3.20	16.6	40.2	4.9	29.3	1.9	2.2	4.9	5.73
QZS-7	WY1H	4 318.20	⑤	1.33	36.2	34.0	4.4	19.9	1.7	0.7	3.1	3.23
QZS-8	WY1H	4 353.23	⑤	1.35	20.6	38.1	5.3	24.7	7.3	0	4.0	2.83
QZS-9	W207	3 109.33	⑤	1.43	19.4	35.9	4.8	28.9	4.5	3.1	3.4	3.60
QZS-10	Z217	4 352.18	⑥	1.03	35.4	42.1	1.7	13.4	2.2	1.8	3.4	2.95
QZS-11	Z215	4 522.48	⑥	1.25	22.3	52.4	2.9	14.6	2.1	2.5	3.2	4.53
QZS-12	Z203	3 280.93	⑥	0.72	33.2	38.9	3.5	18.9	2.1	1.9	1.5	2.63
QZS-13	W218	4 817.87	⑥	2.03	33.3	39.3	2.6	17.8	3.5	0	3.5	2.58
QZS-14	Z201	4 467.45	⑥	0.72	29.8	40.0	0	13.1	6.5	5.7	4.9	4.32
QZS-15	Z201	4 495.16	⑥	1.42	17.9	40.6	7.1	28.0	1.6	1.7	3.1	4.15
QZS-16	WY1H	4 282.76	⑥	0.71	25.6	47.1	3.6	17.5	3.0	1.3	1.9	2.14
QZS-17	WY1H	4 307.50	⑥	1.35	40.9	32.5	3.6	18.2	1.9	1.0	1.9	2.41
QZS-18	W207	3 056.00	⑥	0.43	21.0	47.3	2.7	22.0	1.8	3.3	1.9	2.70
QZS-D-1	Z201	4 600.31	⑤	3.64	15.3	33.5	9.6	31.5	2.7	2.2	5.2	5.55
QZS-D-2	WY1H	4 331.37	⑤	1.77	25.5	38.3	5.3	25.2	1.7	0.9	3.1	4.51
QZS-D-3	Z201	4 488.28	⑥	0.94	16.8	42.3	6.7	24.8	3.0	3.0	3.4	3.65
QZS-D-4	Z217	4 304.91	⑥	1.33	29.3	44.3	3.4	16.9	1.9	1.6	2.8	2.53

注: TOC. 总有机碳含量; 样品 QZS-D-X 为开展大视域拼接扫描电镜 (MAPS-SEM) 和矿物自动定量分析技术 (QEMSCAN) 实验的样品。

物发生物质交换,最终形成新矿物的现象。由于这类现象对孔隙的影响微乎其微^[27],本研究忽略了交代作用对孔隙的贡献。

成岩作用强度通过各类孔隙的面孔率、总面孔率和孔隙度计算,其中溶蚀作用导致的孔隙度增加量可以通过溶蚀孔的面孔率、总面孔率和孔隙度计算,即:

$$\Phi_1 = \frac{V_1 + V_2}{V_0} \times \Phi \quad (2)$$

式中: Φ_1 为溶蚀作用导致的孔隙度增量,%; V_0 为总面孔率,%; V_1 为溶蚀孔的面孔率,%; V_2 为矿物晶内溶蚀孔的面孔率,%; Φ 为物性分析获得的孔隙度,%。有机质孔热演化导致的孔隙度增量 (Φ_{om} , %) 可以通过有机质孔的面孔率 (V_{om} , %), V_0 和 Φ 获取,即:

$$\Phi_{om} = \frac{V_{om}}{V_0} \times \Phi \quad (3)$$

胶结作用导致的孔隙度减少量近似等于胶结物的面积^[29],而压实作用导致的孔隙度减少量为:

$$\Phi_c = \Phi_0 - \frac{V_1 + V_2 + V_3 + V_{om}}{V_0} \times \Phi - \Phi_{ce} \quad (4)$$

式中: Φ_c 为压实作用导致的孔隙度减少量,%; Φ_{ce} 为胶

结物含量,%; V_3 为粒间孔和晶间孔的面孔率,%。

3 富有机质页岩与贫有机质砂质页岩储层特征对比

3.1 TOC和矿物学特征

本次研究统计了研究区筇竹寺组⑤小层和⑥小层的 TOC 与 XRD 测试结果。结果显示:⑤小层富有机质页岩的 TOC 为 0.38% ~ 5.46% (平均值为 2.03%) (图 2a); ⑥小层贫有机质砂质页岩的 TOC 为 0.16% ~ 2.02% (平均值为 1.03%) (图 2b)。矿物组成上,⑤小层富有机质页岩石英含量平均值为 37.6%,黏土矿物含量平均值为 25.9%,斜长石含量平均值为 22.1%,其他矿物含量小于 10.0% (图 3a); ⑥小层贫有机质砂质页岩石英含量平均值为 41.4%,黏土矿物含量平均值为 28.1%,斜长石含量平均值为 18.5%,其他矿物含量小于 10.0% (图 3b)。依据矿物组成三角图,⑤小层富有机质页岩和⑥小层贫有机质砂质页岩岩相以硅质岩为主,部分岩相为混合质页岩和泥质页岩 (图 3c, d)。

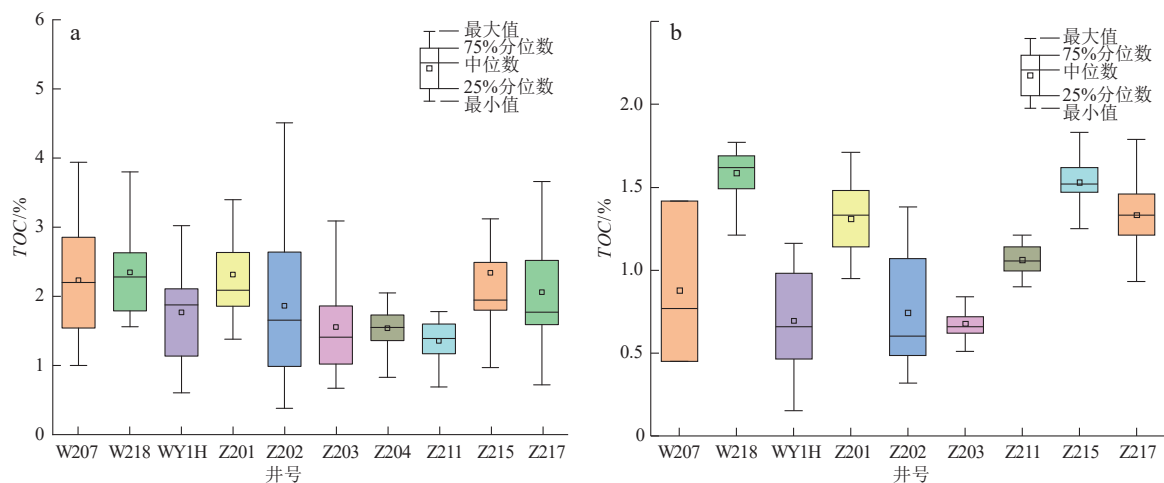


图2 四川盆地中部筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩 TOC 分布箱形图

Fig. 2 Box plot of TOC distribution for organic-rich shales and organic-poor silty shales of the Qiongzhusi Formation in the Central Sichuan Basin

a. ⑤小层富有机质页岩; b. ⑥小层贫有机质砂质页岩

TOC. 总有机碳含量

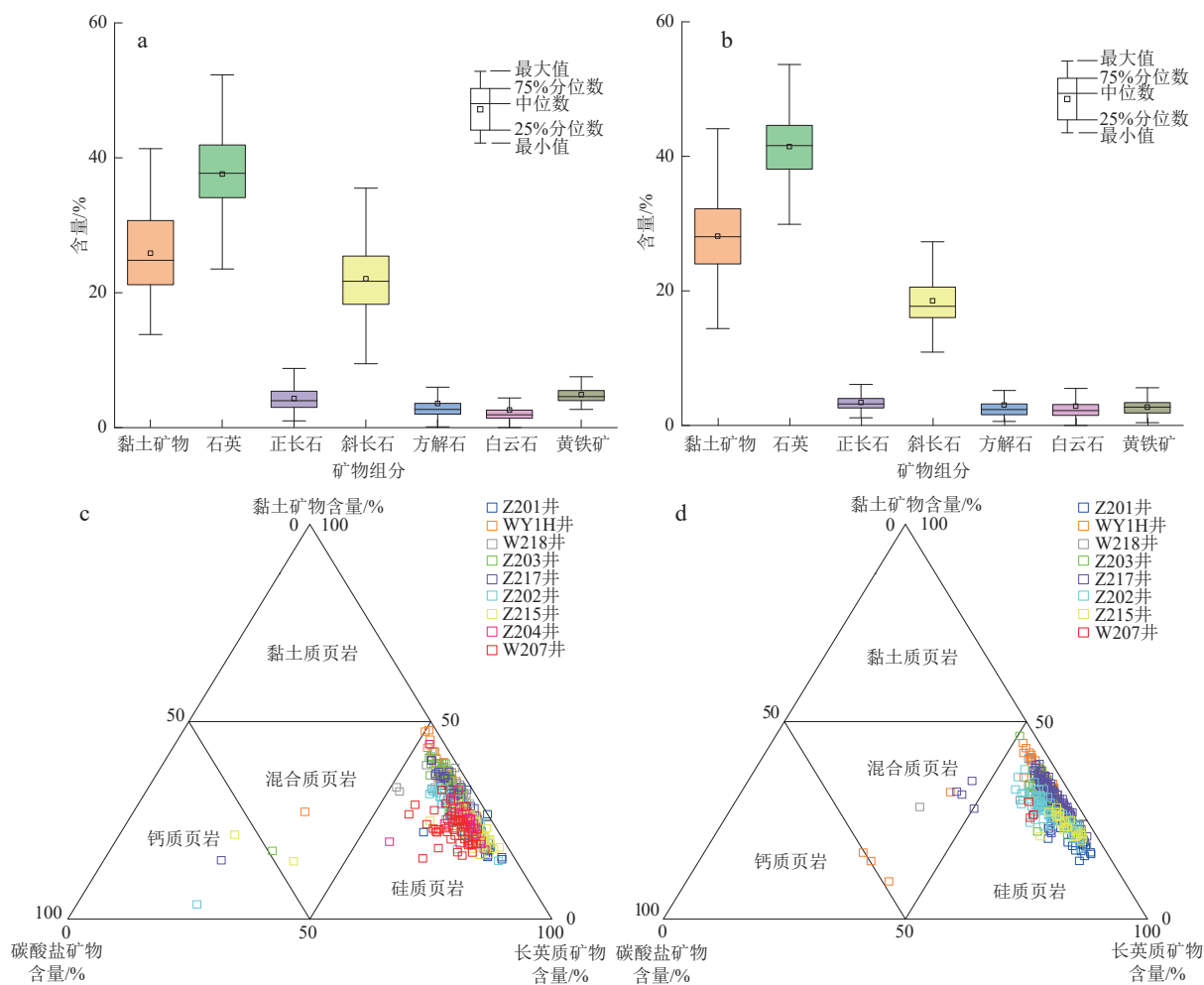


图3 四川盆地中部筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩矿物组成和岩相划分

Fig. 3 Mineral composition and lithofacies classification of organic-rich shale and organic-poor silty shale of the Qiongzhusi Formation, central Sichuan Basin

a. ⑤小层富有机质页岩矿物组成箱形图; b. ⑥小层贫有机质砂质页岩矿物组成箱形图; c. ⑤小层富有机质页岩岩相划分三角图; d. ⑥小层贫有机质砂质页岩岩相划分三角图

3.2 孔隙度特征

本次研究统计了筇竹寺组⑤小层富有机质页岩和⑥小层贫有机质砂质页岩的孔隙度数据。结果显示⑤小层富有机质页岩样品的孔隙度为1.12%~7.12%,平均值为3.80%(图4a);⑥小层贫有机质砂质页岩样品的孔隙度为1.00%~4.89%,平均值为3.02%(图4b)。

3.3 微观孔隙结构特征

3.3.1 孔隙类型

筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩主要发育粒间孔、矿物次生溶蚀孔、矿物晶间孔、有机质孔和微裂缝(图5)。其中矿物粒间孔和矿物晶间孔形态多以三角形和菱形为主,圆度较低(图5a,c);长石溶蚀孔孔径相对较小,多呈圆状和次圆状(图5d);碳酸盐矿物溶蚀孔多以近菱形为主,且碳酸盐矿物内出现矿物碎裂缝(图5e)。这表明筇竹寺组页岩与贫有机质砂质页岩经历了较强的压实作用。筇竹寺组有机质孔孔径较小(图5f),且发育程度一般,大多数有机质呈块状,几乎不发育孔隙(图5f,g),而微裂缝主要为黏土矿物层间缝和矿物碎裂缝(图5h,i)。

利用MAPS-SEM和QEMSCAN定量分析了4块富有机质页岩与贫有机质砂质页岩样品(⑤小层和⑥小层各2块)的孔隙类型,结果显示筇竹寺组⑤小层富有机质页岩的面孔率为4.51%~5.55%,平均值为5.03%,其中黏土矿物层间孔和矿物粒间孔占比最高、分别为57.14%和26.84%,其他类型孔隙少于10.00%;

⑥小层贫有机质砂质页岩的面孔率为4.17%~4.26%,平均值为4.22%,其中黏土矿物层间孔和矿物粒间孔占比最高、分别为60.78%和25.48%,其他类型孔隙少于10.00%(图6)。

3.3.2 孔隙结构

虽然MAPS-SEM能够实现页岩孔隙结构的定量表征,但是该方法表征孔隙的结果是二维的,忽略了真实页岩孔隙的三维形貌特征,因此本次研究选取了18块富有机质页岩与贫有机质砂质页岩(⑤小层和⑥小层各9块),开展了HPMI,LTNA和LPCA实验。其中HPMI用于表征宏孔特征,LTNA用于表征介孔特征,LPCA用于表征微孔特征。

图7展示了18块样品的LPCA吸附曲线、LTNA吸附-脱附曲线和HPMI压汞-退汞曲线。依据国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)对LPCA吸附曲线和LTNA曲线滞回环的分类^[30-31],筇竹寺组这两小层页岩的LPCA吸附曲线为I型曲线,LTNA吸附曲线的滞回环以H3型为主,部分⑤小层富有机质页岩样品表现为H2型。这表明,这两小层页岩的中孔和大孔主要为狭缝孔,部分⑤小层富有机质页岩样品的中孔和大孔主要为墨水瓶孔。而其最大汞饱和度接近,介于43.60%~59.63%(图7e,f)。这表明,这两小层页岩的宏孔连通性较为接近。

本次研究综合运用HPMI,LTNA和LPCA表征了18块筇竹寺组页岩样品的全孔径展布特征。其中,HPMI用于表征宏孔特征,解释模型为Washburn方程;LTNA用于表征介孔特征,解释模型为BET模型和BJH模型;LPCA用于表征微孔特征,解释模型为NL-

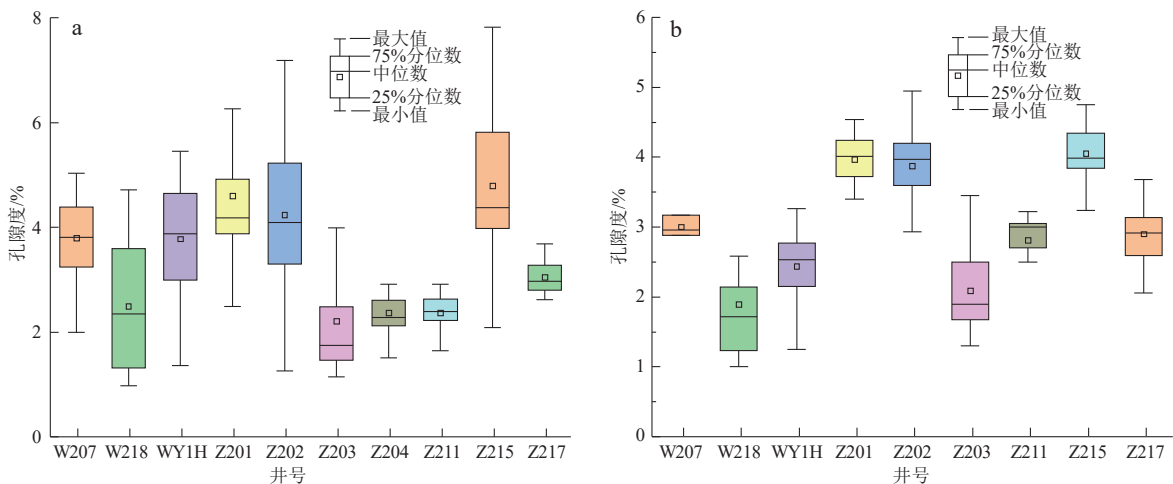


图4 四川盆地中部筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩孔隙度分布箱形图

Fig. 4 Box plot of porosity for organic-rich shales and organic-poor silty shales of the Qiongzhusi Formation, Central Sichuan Basin

a. ⑤小层富有机质页岩;b. ⑥小层贫有机质砂质页岩

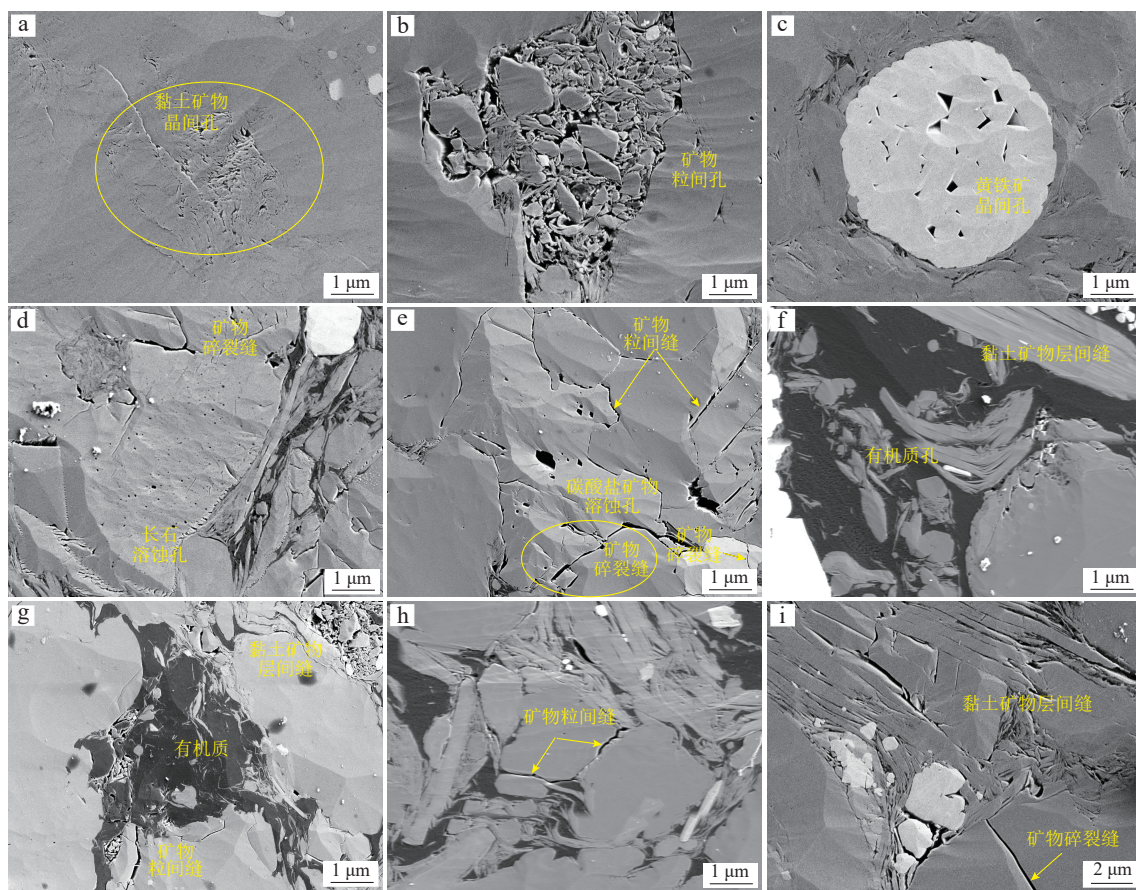


图5 四川盆地中部筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩扫描电镜照片

Fig. 5 SEM images of organic-rich shale and organic-poor silty shale of the Qiongzhusi Formation, central Sichuan Basin

a. Z201井,埋深4 600.31 m,⑤小层富有机质页岩,黏土矿物粒间孔;b. Z201井,埋深4 600.31 m,⑤小层富有机质页岩,矿物粒间孔;c. Z201井,埋深4 488.28 m,⑥小层贫有机质砂质页岩,黄铁矿晶间孔;d. WY1H井,埋深4 331.37 m,⑤小层富有机质页岩,长石溶蚀孔;e. Z217井,埋深4 304.91 m,⑥小层贫有机质砂质页岩,碳酸盐矿物溶蚀孔;f. Z201井,埋深4 600.31 m,⑤小层富有机质页岩,有机质孔;g. Z217井,埋深4 304.91 m,⑥小层贫有机质砂质页岩,有机质呈块状,几乎不发育孔隙;h. WY1H井,埋深4 331.37 m,⑤小层富有机质页岩,矿物粒间缝;i. Z201井,埋深4 488.28 m,⑥小层贫有机质砂质页岩,矿物碎裂缝和黏土矿物层间缝

DFT模型(图8)。

筇竹寺组⑤小层富有机质页岩的孔体积为0.006~0.021 cm³/g,平均值为0.013 cm³/g。孔体积主要由中孔所贡献,其贡献率为66.95%;其次为微孔,对孔体积的贡献率为20.41%;宏孔最低,对孔体积的贡献率为12.64%。⑥小层贫有机质砂质页岩的孔体积为0.008~0.019 cm³/g,平均值为0.012 cm³/g。孔体积主要由中孔所贡献,其贡献率为77.10%;其次为宏孔,对孔体积的贡献率为12.28%;微孔最低,对孔体积的贡献率为10.62%。

此外,⑤小层富有机质页岩的孔隙比表面积为5.562~24.327 m²/g,平均值为13.519 m²/g。孔隙比表面积主要由微孔和中孔贡献,其中微孔的贡献率最高,为50.40%,中孔的贡献率为49.43%,宏孔的贡献率最低(0.17%)。⑥小层贫有机质砂质页岩的孔隙比表面积为4.096~13.789 m²/g,平均值为9.605 m²/g,明显

低于⑤小层富有机质页岩。其孔隙比表面积主要由中孔贡献(贡献率为63.43%),微孔贡献率为36.23%,宏孔为0.34%。

3.3.3 孔隙连通性

孔隙连通性也是评价孔隙结构优劣的重要指标,常常通过自发渗吸曲线的自吸斜率来判断^[32-33]。前人研究发现,页岩蒸馏水的自吸斜率大于0.5的孔隙连通性好,介于0.3~0.5的连通性中等,小于0.3的连通性差^[33]。本次研究统计了18块样品平行层理方向和垂直层理方向的自发渗吸曲线自吸斜率。结果显示,⑤小层富有机质页岩平行层理方向的自吸斜率为0.42~0.55(平均值为0.50),垂直层理方向的自吸斜率为0.32~0.38(平均值为0.35)(图9);⑥小层贫有机质砂质页岩平行层理方向的自吸斜率为0.42~0.52(平均值为0.48),垂直层理方向的自吸斜率为

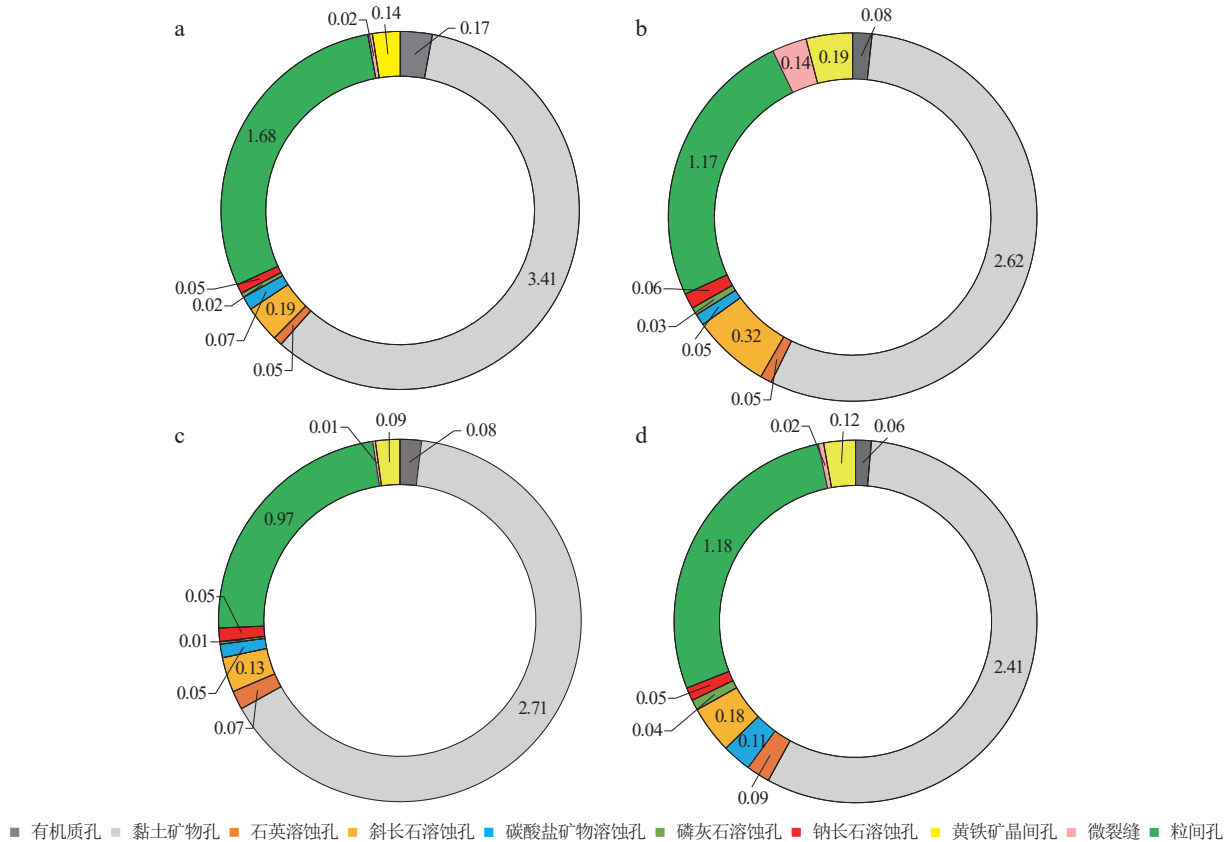


图6 四川盆地中部筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩不同类型孔隙的面孔率分布

Fig. 6 Thin section porosity of different pore types in organic-rich shale and organic-poor silty shale of the Qiongzhusi Formation, central Sichuan Basin

a. Z201井, 埋深4 600.31 m, ⑤小层富有机质页岩, 面孔率为5.81%, 孔隙度为5.55%, TOC为3.64%; b. WY1H井, 埋深4 331.37 m, ⑤小层富有机质页岩, 面孔率4.72%, 孔隙度为4.51%, TOC为1.77%; c. Z201井, 埋深4 488.28 m, ⑥小层贫有机质砂质页岩, 面孔率4.17%, 孔隙度为3.65%, TOC为0.94%; d. Z217井, 埋深4 304.91m, ⑥小层贫有机质砂质页岩, 面孔率4.26%, 孔隙度为2.53%, TOC为1.33%
TOC. 总有机碳含量

0.31 ~ 0.42(平均值为0.34)。这表明, 筇竹寺组⑤小层富有机质页岩的孔隙连通性高于⑥小层贫有机质砂质页岩。

4 储层物性差异成因

4.1 初始孔隙度差异

初始孔隙度(Φ_0)是储层物性演化的起点, 对现今储层物性的影响主要通过控制后期压实与成岩作用的演化路径间接体现。依据公式(1)计算了筇竹寺组两类砂质页岩的 Φ_0 , 结果显示筇竹寺组⑤小层富有机质页岩的 Φ_0 为44.12% ~ 75.28%(平均值为63.70%), ⑥小层贫有机质砂质页岩的 Φ_0 为48.99% ~ 76.23%(平均值为65.40%)(图10), 这与现今物性实测结果相反。因此, Φ_0 并非主导物性优劣的决定性因素, 而成岩作用强度才是导致两类储层物性差异的成因。

4.2 成岩作用强度差异

4.2.1 溶蚀作用

溶蚀作用可分为碱性溶蚀和酸性溶蚀两类。酸性溶蚀主要是页岩中最常见的溶蚀作用类型, 页岩中的酸性流体主要来源于有机质生烃过程中产生的有机酸, 有机酸随着孔隙水迁移, 溶蚀碳酸盐和长石等矿物, 这类溶蚀作用是溶蚀孔的主要贡献者^[34]。碱性溶蚀在碎屑岩中相对较少, 碱性流体主要来源于黏土矿物转化, 主要溶蚀硅铝质矿物, 这类溶蚀作用对储层的改造作用较为有限^[35]。

在筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩中可以明显地观测到碳酸盐矿物溶蚀孔(图11a—d)和钠长石溶蚀孔(图11e, f)。碳酸盐矿物溶蚀孔相对较为规则, 且可以明显观测到方解石白云化现象(图11c, d)。长石溶蚀孔大多呈不规则状, 且

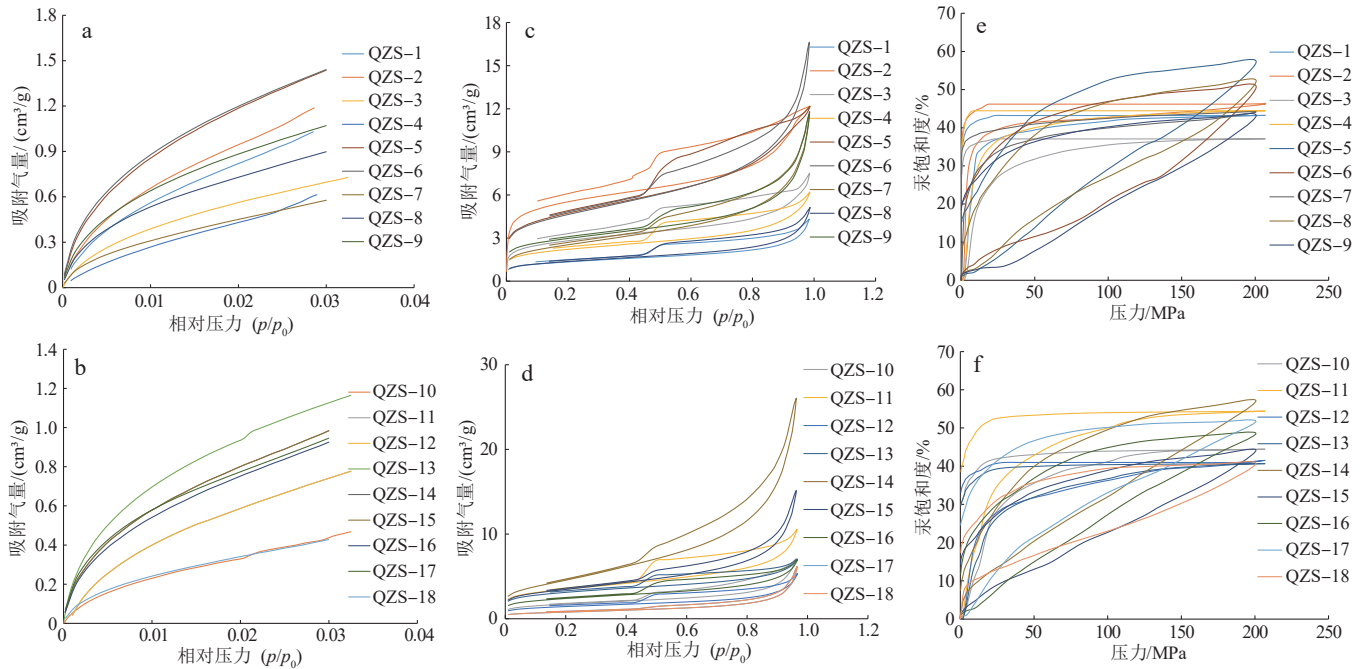


图7 四川盆地中部筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩LPCA吸附曲线、LTNA吸附-脱附曲线和HPMI压汞-退汞曲线

Fig. 7 Low-temperature N_2 adsorption (LTNA), low-pressure CO_2 adsorption and desorption (LPCA&D), and high-pressure mercury intrusion and extrusion (HPMI&E) curves of organic-rich shale and organic-poor silty shale of the Qiongzhusi Formation, central Sichuan Basin

a. ⑤小层富有机质页岩LPCA吸附曲线; b. ⑥小层贫有机质砂质页岩LPCA吸附曲线; c. ⑤小层富有机质页岩LTNA吸附-脱附曲线; d. ⑥小层贫有机质砂质页岩LTNA吸附-脱附曲线; e. ⑤小层富有机质页岩HPMI进汞-退汞曲线; f. ⑥小层贫有机质砂质页岩HPMI进汞-退汞曲线 (QZX-X为测试样品编号。)

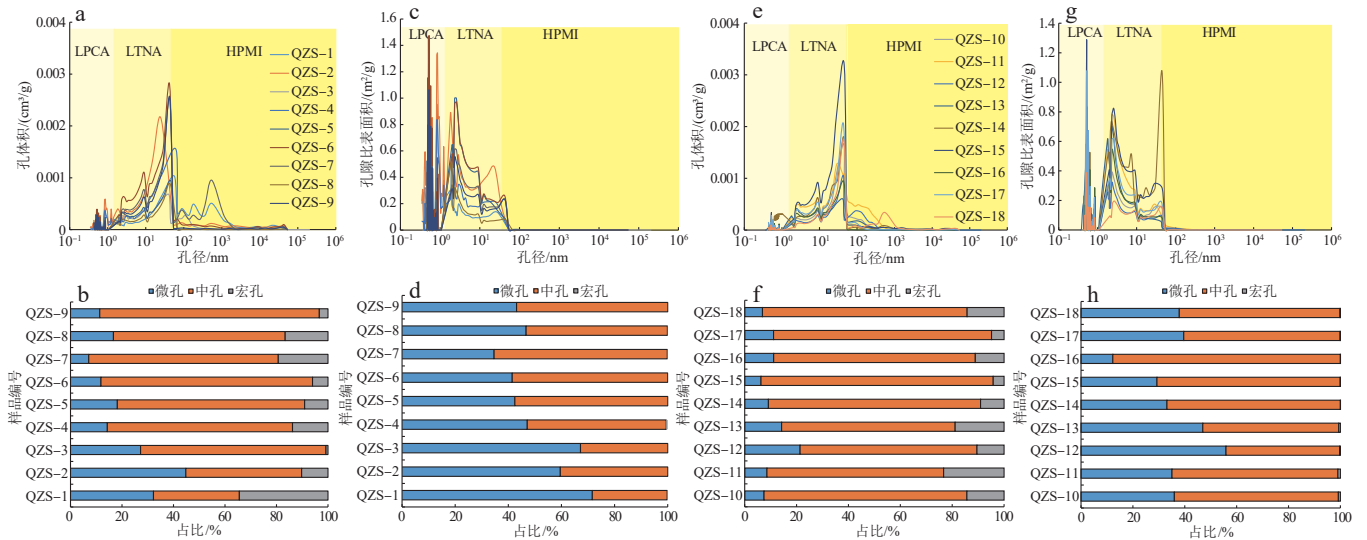


图8 四川盆地中部筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩全孔径分布特征

Fig. 8 Pore size distribution characteristics of ⑤ layer organic-rich shale and ⑥ layer organic-poor silty shale in the Qiongzhusi Formation in the central Sichuan Basin

a. ⑤小层富有机质页岩孔体积全孔径分布; b. ⑤小层富有机质页岩不同类型孔隙对孔体积的贡献率; c. ⑤小层富有机质页岩孔隙比表面积全孔径分布; d. ⑤小层富有机质页岩不同类型孔隙对孔隙比表面积的贡献率; e. ⑥小层贫有机质砂质页岩孔体积全孔径分布; f. ⑥小层贫有机质砂质页岩不同类型孔隙对孔体积的贡献率; g. ⑥小层贫有机质砂质页岩孔隙比表面积全孔径分布; h. ⑥小层贫有机质砂质页岩不同类型孔隙对孔隙比表面积的贡献率 (LPCA为低压 CO_2 吸附; LTNA为低温 N_2 吸附; HPMI为高压压汞; QZS-X为测试样品编号。)

部分样品中可以观测到钾长石被钠长石交代(图11e, f)。⑥小层贫有机质砂质页岩的石英溶蚀孔相对发

育,形态规则(图11g—i)。

基于公式(2),计算了筇竹寺组⑤小层富有机质页岩

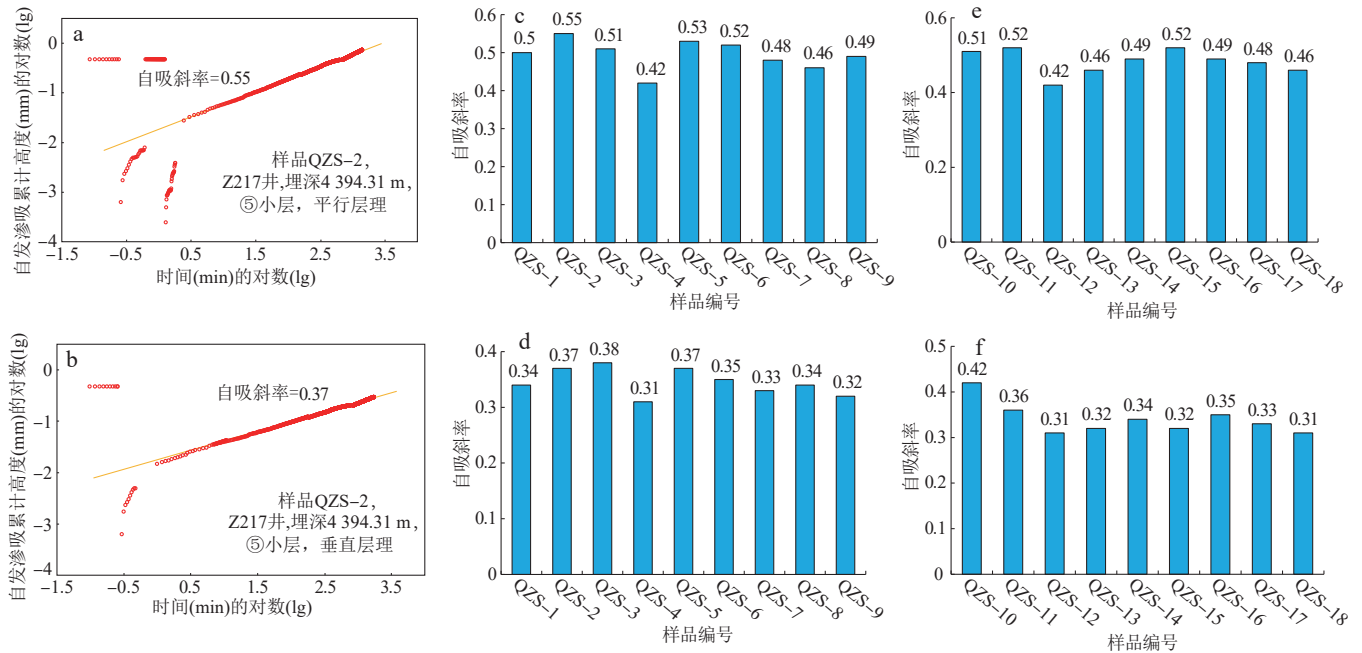


图9 四川盆地中部筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩样品自发渗吸曲线自吸斜率统计

Fig. 9 Statistical analysis of self-adsorption slopes for ⑤ layer organic-rich shale and ⑥ layer organic-poor silty shale in the Qiongzhusi Formation in the central Sichuan Basin

a. ⑤小层典型页岩样品平行层理方向自吸斜率随时间的变化;b. ⑤小层典型页岩样品垂直层理方向自吸斜率随时间的变化;c. ⑤小层富有机质页岩不同样品平行层理方向自吸斜率变化柱状图;d. ⑤小层富有机质页岩不同样品垂直层理方向自吸斜率变化柱状图;e. ⑥小层贫有机质砂质页岩不同样品平行层理方向自吸斜率变化柱状图;f. ⑥小层贫有机质砂质页岩不同样品垂直层理方向自吸斜率变化柱状图

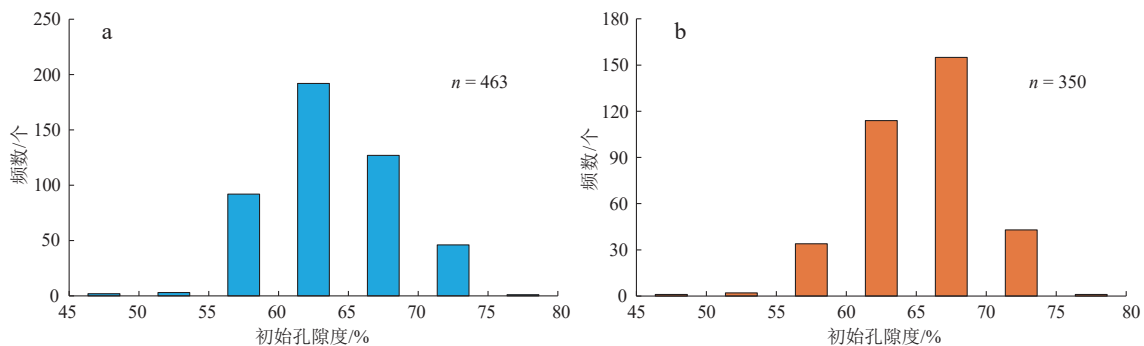


图10 四川盆地中部筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩初始孔隙度频数分布直方图

Fig. 10 Frequency histogram of initial porosity distribution for organic-rich shales in layer ⑤ and organic-poor silty shales in layer ⑥ of the Qiongzhusi Formation, Central Sichuan Basin

a. ⑤小层富有机质页岩;b. ⑥小层贫有机质砂质页岩

岩与⑥小层贫有机质砂质页岩溶蚀作用产生的孔隙度增量。结果显示:溶蚀作用导致⑤小层富有机质页岩孔隙度增量为0.37%~0.49%,平均值为0.43%。其中,长石溶蚀孔对孔隙度的贡献量最高,平均值为0.30%;碳酸盐矿物溶蚀孔对孔隙度的贡献量平均值为0.08%;石英溶蚀孔对孔隙度的贡献量为0.05%。溶蚀作用导致⑥小层贫有机质砂质页岩的孔隙度增量低于⑤小层富有机质页岩,平均值为0.28%。其中,长石溶蚀孔对孔隙度的贡献量平均值为0.15%,碳酸盐

矿物溶蚀孔对孔隙度的贡献量平均值为0.07%,石英溶蚀孔对孔隙度的贡献量为0.06%(表2)。这表明,溶蚀作用对⑤小层富有机质页岩的储层改造强度显著高于⑥小层贫有机质砂质页岩。这是因为⑤小层富有机质页岩TOC更高,生烃过程中产生的有机酸更丰富,对长石和碳酸盐矿物的溶蚀更强烈。然而,⑥小层贫有机质砂质页岩的石英溶蚀孔对孔隙度的贡献量大于⑤小层富有机质页岩,这可能与贫有机质砂质页岩的石英粒径较大,能够充分地接触酸性流体和碱性流

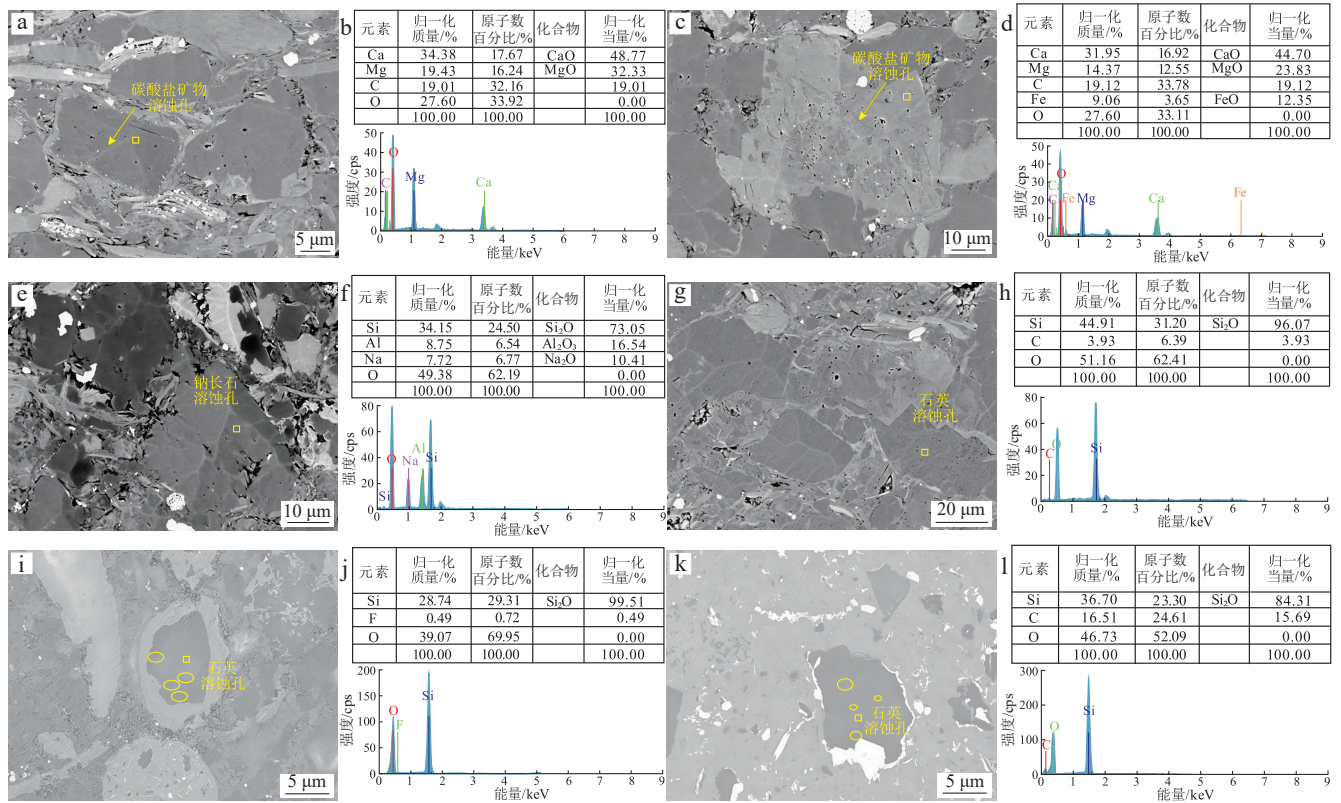


图 11 四川盆地中部筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩典型溶蚀作用特征

Fig. 11 Frequency histogram of initial porosity distribution for organic-rich shales in layer ⑤ and organic-poor silty shales in layer ⑥ of the Qiongzhusi Formation, Central Sichuan Basin

a. Z201 井,埋深 4 496.06 m, ⑥小层,碳酸盐矿物溶蚀孔,方解石白云石化,扫描电镜照片;b. a图中黄色框内部分的EDS点扫描能谱及结果;c. Z203 井,埋深 3 234.55 m, ⑥小层,碳酸盐矿物溶蚀孔,方解石白云石化,且存在铁白云石交代,扫描电镜照片;d. c图中黄色框内部分的EDS点扫描能谱及结果;e. Z215 井,埋深 4 542.25 m, ⑥小层,钠长石溶蚀孔,扫描电镜照片;f. e图中黄色框内部分的EDS点扫描能谱及结果;g. Z215 井,埋深 4 542.25 m, ⑥小层,石英溶蚀孔,扫描电镜照片;h. g图中黄色框内部分的EDS点扫描能谱及结果;i. W207 井,埋深 3 127.74 m, ⑤小层,石英溶蚀孔,扫描电镜照片;j. i图中黄色框内部分的EDS点扫描能谱及结果;k. Z203 井,埋深 4 607.9 m, ⑤小层,石英溶蚀孔,扫描电镜照片;l. k图中黄色框内部分的EDS点扫描能谱及结果

C. 碳; Ca. 钙; Mg. 镁; O. 氧; Si. 硅; Na. 钠; Fe. 铁; F. 氟

表 2 四川盆地中部筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩成岩作用对比

Table 2 Comparison of diagenetic intensity between layer ⑤ organic-rich shale and layer ⑥ organic-poor silty shale in the Qiongzhusi Formation in the central Sichuan Basin

井号	小层	TOC/%	孔隙度/%	初始孔隙度/%	溶蚀作用增孔量/%			有机质热演化增孔量/%	胶结作用减孔量/%	压实作用减孔量/%
					长石溶蚀	碳酸盐矿物溶蚀	石英溶蚀孔			
Z201	⑤	3.64	5.55	61.59	0.23	0.09	0.04	0.16	20.67	35.89
WY1H	⑤	1.77	4.51	52.99	0.37	0.08	0.05	0.08	18.84	30.22
Z201	⑥	0.94	3.64	59.74	0.16	0.05	0.06	0.07	16.26	40.18
Z217	⑥	1.33	2.53	59.83	0.14	0.09	0.05	0.04	17.17	40.45

注:TOC为总有机碳含量。

体有关,这使得贫有机质砂质页岩的石英溶蚀孔更为发育。此外,页岩生烃过程中产生的有机酸会中和黏土矿物转化过程中产生的碱性孔隙水,使得碱性溶蚀作用变弱,因此⑤小层富有机质页岩石英溶蚀孔不发育。

4.2.2 有机质热演化

有机质热演化对孔隙具有双重作用:首先,在有机质热演化过程中,有机质生烃产生有机质孔增加了页岩的孔隙度;其次,在有机质生烃过程中产生超压,抵

消了上覆岩层压实作用的影响,有利于孔隙度的保持。然而,在有机质生烃过程中,排出的迁移有机质会堵塞页岩中的原生孔隙,降低页岩的孔隙度^[36-38],但排出的迁移有机质运移也会形成新的有机质孔等其他孔隙类型,为了方便计算,本次研究忽略了迁移有机质胶结对孔隙的影响。研究区筇竹寺组有机质孔孔径整体较小(图5f;图12a,b),且发育程度一般。筇竹寺组页岩有机质多与黏土矿物形成有机质-黏土矿物复合孔(图12c),或孤立分布(图12d),或充填粒间孔(图12e-i)。此外,充填粒间孔的有机质具有明显的流动特征,为迁移有机质。

依据公式(3),有机质孔热演化导致⑤小层富有机质页岩的孔隙度增量为0.08%~0.16%,平均值为0.12%;而有机质孔热演化导致⑥小层贫有机质砂质页岩的孔隙度增加量0.04%~0.07%,平均值为0.06%(表2)。有机质热演化增孔量与TOC显著相关,表明有机质含量越高,热演化生成的有机孔越发育。

4.2.3 胶结作用

筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩中常

见胶结物类型有硅质胶结、碳酸盐胶结、泥质胶结、黄铁矿胶结和磷灰石胶结5类。硅质胶结主要表现为石英次生加大边和微晶石英充填黏土矿物(图13a-c),其中,石英次生加大边形成于早成岩阶段,微晶石英呈自形-半自形,且与黏土矿物分布在一起,表明其形成于中成岩A期,成因为黏土矿物转化。碳酸盐胶结类型主要为铁白云石环边胶结(图13d-f),而黏土矿物充填于矿物粒间孔或附着于矿物表面(图13g,h)。筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩中黄铁矿呈草莓状,充填于黏土矿物粒间孔(图13i)。此外,还能观测到磷灰石胶结(图13j-l),这类胶结物形成于中成岩阶段,受有机酸溶蚀的影响,孔隙水中的 Ca^{2+} 和 PO_4^{3-} 达到过饱和,在粒间孔内形成磷灰石胶结物。

本次研究利用图像处理软件统计了由于胶结作用而导致的筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩减孔量。结果显示,胶结作用导致的⑤小层富有机质页岩减孔量为18.84%~20.67%(平均值为19.76%),导致的⑥小层贫有机质砂质页岩减孔量为16.26%~17.17%(平均值为16.72%)。这是因为⑤小层富有机质页岩TOC更高,生烃过程中产生的

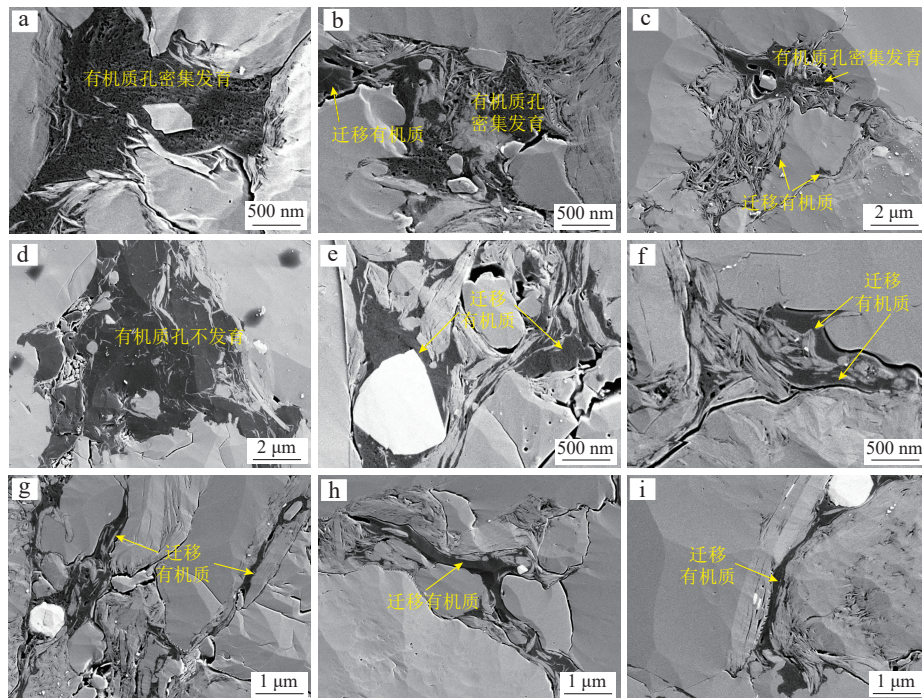


图12 四川盆地中部筇竹寺组⑤小层富有机质页岩和⑥小层贫有机质砂质页岩有机质及孔-缝发育特征扫描电镜照片

Fig. 12 Typical organic matter SEM of the Qiongzhusi Formation ⑤ layer organic-rich shale and ⑥ layer organic-poor silty shale in the central Sichuan Basin

a. Z217井,埋深4 395.44 m,⑤小层,有机质孔孔径较小且密集发育;b. Z201井,埋深4 607.90 m,⑤小层,有机质孔孔径较小且密集发育;c. WY1H井,埋深4 341.31 m,⑤小层,有机质-黏土矿物复合孔;d. WY1H井,埋深4 341.31 m,⑤小层,基质有机质,有机质孔不发育;e. WY1H井,埋深4 341.31 m,⑤小层,有机质充填于粒间孔;f. Z203井,埋深3 234.55 m,⑥小层,迁移有机质,充填于粒间孔;g. 埋深Z201井,4 607.90 m,⑤小层,迁移有机质;h. Z215井,埋深4 542.25 m,⑥小层,迁移有机质;i. Z201井,埋深4 496.06 m,⑥小层,迁移有机质

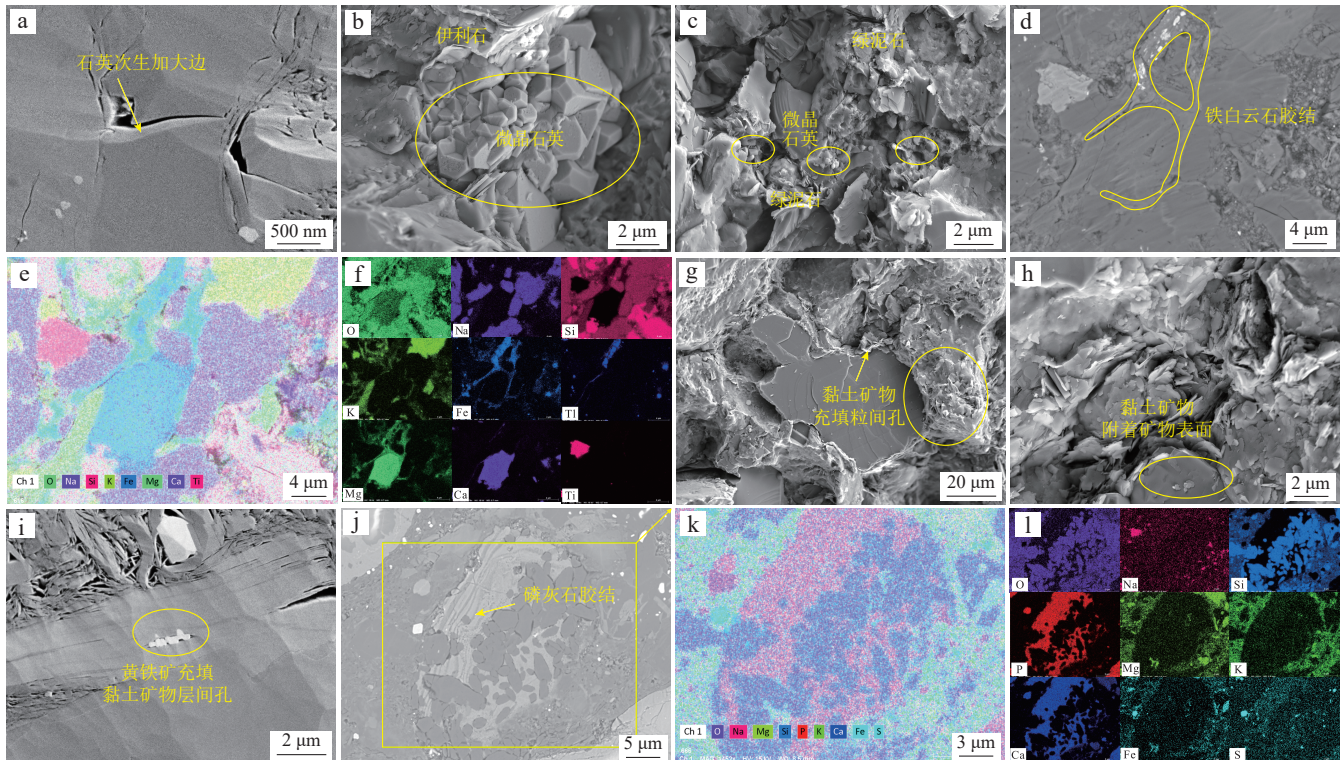


图 13 四川盆地中部筇竹寺组⑤小层富有机质页岩和⑥小层贫有机质砂质页岩典型胶结作用特征

Fig. 13 Cementation SEM of the Qiongzhusi Formation ⑤ layer shale and ⑥ layer silty shale in the central Sichuan Basin

a. Z201井,埋深4 607.9 m, ⑤小层,石英次生加大,扫描电镜照片;b. W207井,埋深3 127.74 m, ⑤小层,微晶石英,扫描电镜照片;c. Z201井,埋深4 607.9 m, ⑤小层,微晶石英充填于黏土矿物层间缝,扫描电镜照片;d. W207井,埋深3 127.74 m, ⑤小层,铁白云石环边胶结碳酸盐矿物,且方解石出现白云化,扫描电镜照片;e. W207井,埋深3 127.74 m, ⑤小层,d图的EDS元素扫描图像;f. W207井,埋深3 127.74 m, ⑤小层,d图的EDS面扫描单元元素成像照片;g. Z215井,埋深4 542.25 m, ⑥小层,绿泥石包裹石英颗粒,扫描电镜照片;h. Z201井,埋深4 607.9 m, ⑤小层,绿泥石附着在矿物颗粒表面,扫描电镜照片;i. Z215井,埋深4 542.25 m, ⑥小层,草莓状黄铁矿充填于黏土矿物层间缝,扫描电镜照片;j. Z217井,埋深4 395.44 m, ⑤小层,磷灰石胶结微晶石英,扫描电镜照片;k. Z215井,埋深4 542.25 m, ⑥小层,j图的EDS元素扫描图像;l. Z217井,埋深4 395.44 m, ⑤小层,j图的EDS面扫描单元元素成像照片

O. 氧; Na. 钠; Si. 硅; K. 钾; Fe. 铁; Ti. 钛; Mg. 镁; Ca. 钙; Ti. 钛; P. 磷; F. 氟; S. 硫

有机酸含量更多,溶蚀长石和碳酸盐矿物释放更多胶结所需离子,为硅质和碳酸盐等胶结物的形成提供充足物质基础^[37-40]。同时,⑤小层富有机质页岩颗粒更细,孔隙比表面积更大,胶结物沉淀效率更高。因此,胶结作用导致⑤小层富有机质页岩的孔隙度减少量高于⑥小层贫有机质砂质页岩。

4.2.4 压实作用

压实作用是最为常见的成岩作用之一,几乎贯穿于页岩沉积至埋藏的整个过程。筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩埋藏深度超过3 500 m,经历了较强的压实作用,且在MAPS-SEM照片中可以明显地观测到筇竹寺组矿物颗粒以点-线接触为主(图5d,e,g,h)。同时,部分刚性矿物发育了矿物碎裂缝(图5d,e,i)。

由于筇竹寺组微裂缝主要为黏土矿物层间缝、矿

物粒间缝和矿物碎裂缝,因此本次研究计算压实作用导致孔隙度下降量时将微裂缝面孔率也归为粒间孔和晶间孔面孔率。基于公式(4),计算了压实作用导致的筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩的孔隙度下降量。结果显示,压实作用导致⑤小层富有机质页岩孔隙度减少量为30.22%~35.89%(平均值为33.06%),而压实作用导致⑥小层贫有机质砂质页岩孔隙度减少量为40.18%~40.45%(平均值为40.32%)。这表明,⑥小层贫有机质砂质页岩抗压压实作用弱于⑤小层富有机质页岩。

压实作用强度主要受有效应力、矿物组成和矿物颗粒分选的影响。目前,筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩孔隙压力系数接近^[41],矿物组成差异并不明显。这表明,矿物颗粒分选差异是导致压实强度不同的关键因素。本次研究基于QEMSCAN照片统计了4块样品的矿物粒径分布,并计

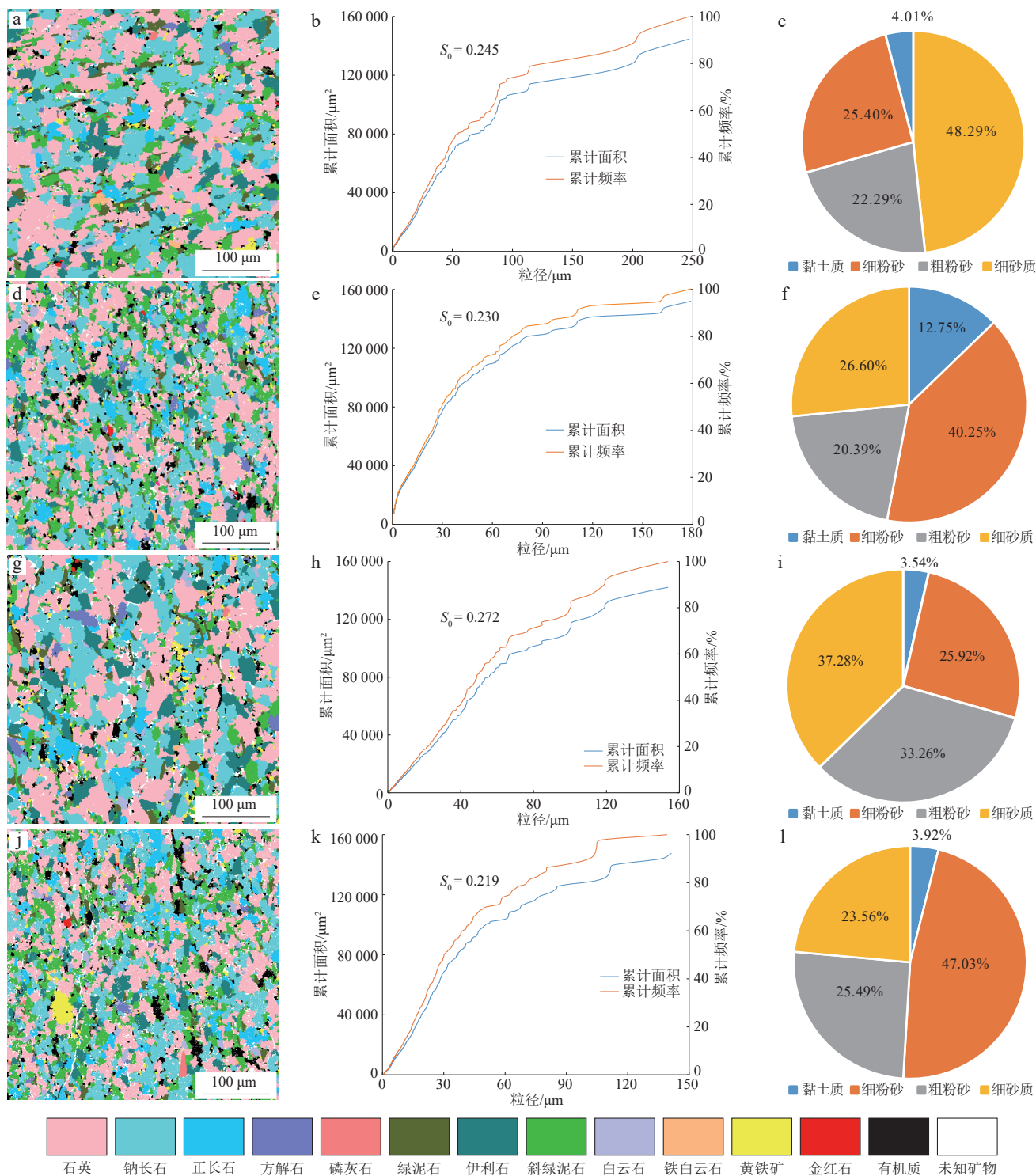


图 14 四川盆地中部筇竹寺组⑤小层富有机质页岩和⑥小层贫有机质砂质页岩矿物粒径特征

Fig. 14 Mineral particle size statistics of the Qiongzhusi Formation ⑤ layer organic-rich shale and ⑥ layer organic-poor silty shale in the central Sichuan Basin

a. Z201 井, 埋深 4 488.28 m, ⑥小层, QEMSCAN 照片; b. Z201 井, 埋深 4 488.28 m, ⑥小层, 基于 QEMSCAN 的矿物粒径分布统计; c. Z201 井, 埋深 4 488.28 m, ⑥小层, 不同粒级占比饼状图; d. Z201 井, 埋深 4 600.31 m, ⑤小层, QEMSCAN 照片; e. Z201 井, 埋深 4 600.31 m, ⑤小层, 基于 QEMSCAN 的矿物粒径分布统计; f. Z201 井, 埋深 4 600.31 m, ⑤小层, 不同粒级占比饼状图; g. Z217 井, 埋深 4 304.91 m, ⑥小层, QEMSCAN 照片; h. Z217 井, 埋深 4 304.91 m, ⑥小层, 基于 QEMSCAN 的矿物粒径分布统计; i. Z217 井, 埋深 4 304.91 m, ⑥小层, 不同粒级占比饼状图; j. WY1H 井, 埋深 4 331.37 m, ⑤小层, QEMSCAN 照片; k. WY1H 井, 埋深 4 331.37 m, ⑤小层, 基于 QEMSCAN 的矿物粒径分布统计; l. WY1H 井, 埋深 4 331.37 m, ⑤小层, 不同粒级占比饼状图

S_0 分选系数

算了富有机质页岩与贫有机质砂质页岩的矿物粒径分选系数(S_0)。结果显示,筇竹寺组富有机质页岩的分选系数为0.219~0.230(平均值为0.224),而贫有机质砂质页岩的分选系数为0.245~0.272(平均值为0.259)(图14)。这表明,筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩的矿物颗粒分选性均较好,且⑤小层富有机质页岩矿物颗粒分选好于⑥小层贫有机质砂质页岩。这与前人认识基本一致^[42]。

前人研究发现,矿物颗粒分选性较差的岩石具有“粗细混杂”的非均质堆积特征。在这类堆积结构中,细粒组分易优先充填于粗颗粒粒间孔隙,导致粒间支撑结构不稳定,稳定性较低^[43-44]。在埋藏压实过程中,由于缺乏均匀连续的粒间支撑架构,颗粒发生重排的力学阻力显著降低。因此,贫有机质砂质页岩在埋藏早期表现出更强烈的骨架空间塌陷与孔隙度衰减,最终呈现出更弱的抗压实能力。

4.3 储层物性差异演化模式

筇竹寺组富有机质页岩与贫有机质砂质页岩激光拉曼成熟度 R_{ome} 大于3.4%^[8,45],表明其处于晚成岩阶段。本次研究基于4块MAPS-SEM样品和成岩作用类型及强度分析结果,建立了⑤小层富有机质页岩与⑥小

层贫有机质砂质页岩储层物性差异演化模式(图15)。

同生沉积阶段,⑥小层贫有机质砂质页岩黏土矿物含量更高,黏土矿物絮凝沉降形成的粒间孔隙更丰富。因此,⑥小层贫有机质砂质页岩初始孔隙度(平均值为59.79%)略高于⑤小层富有机质页岩(平均值为57.29%)。

早成岩阶段,⑥小层贫有机质砂质页岩的分选较⑤小层富有机质页岩差,易形成粗粒粉砂与微细黏土颗粒“粗细混杂”的非均质堆积特征。这类非均质堆积结构稳定差,受压实作用的影响,出现了细粒组分易优先充填于粗颗粒粒间孔隙现象,使得⑥小层贫有机质砂质页岩受压实作用影响更为明显。压实作用导致⑥小层贫有机质砂质页岩孔隙度下降了40.32%,而⑤小层富有机质页岩孔隙度下降了33.06%。

中成岩阶段,两类页岩均进入生油阶段。⑤小层富有机质页岩 TOC 高于⑥小层贫有机质砂质页岩,有机质生烃过程中产生的有机酸含量高于⑥小层贫有机质砂质页岩。因此,⑤小层富有机质页岩的溶蚀孔和有机质孔更为发育。溶蚀作用和有机质热演化导致的⑤小层富有机质页岩孔隙度增量为0.55%,⑥小层贫有机质砂质页岩孔隙度增量为0.34%。同时,有机酸溶蚀长石和碳酸盐矿物过程中会释放硅酸根和碳酸根

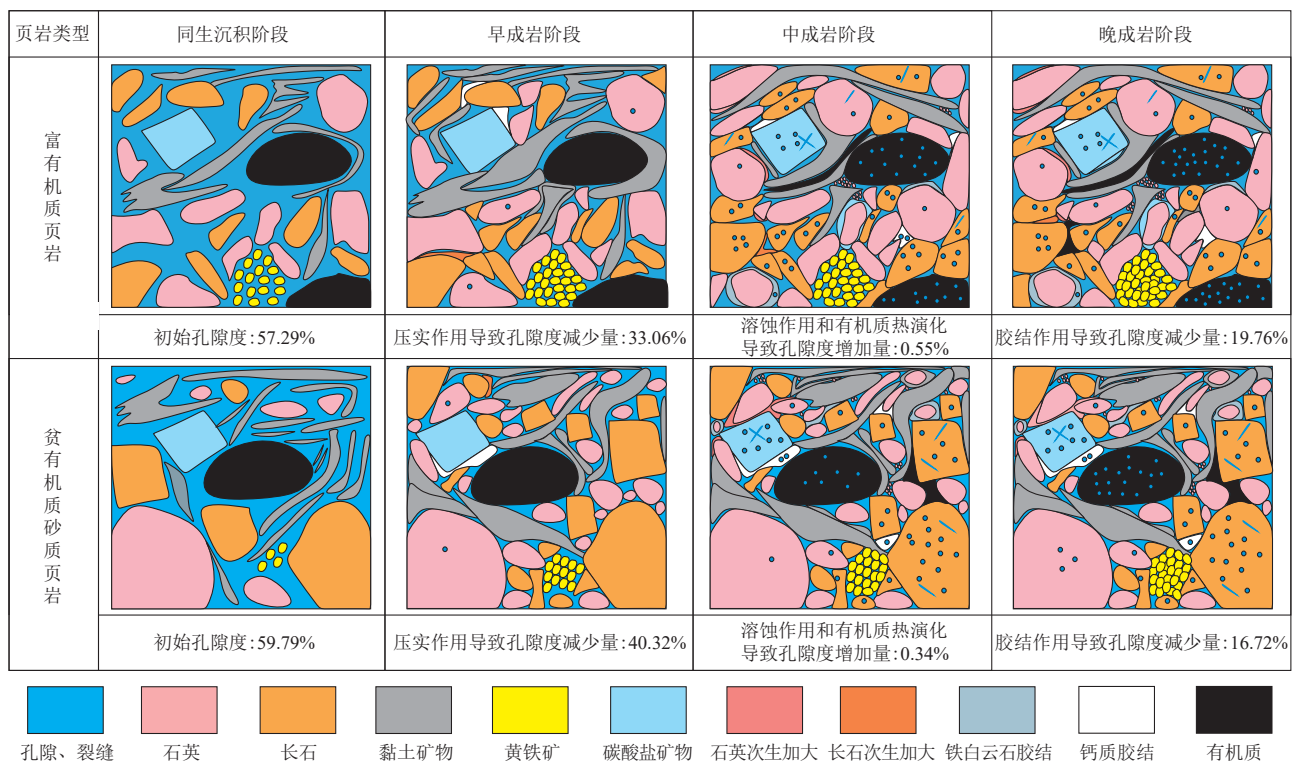


图15 四川盆地中部筇竹寺组⑤小层富有机质页岩和⑥小层贫有机质砂质页岩孔隙演化模式示意图

Fig. 15 Schematic diagram of porosity evolution for organic-rich shales in ⑤ layer and organic-poor silty shales in ⑥ layer of the Qiongzhusi Formation, Central Sichuan Basin

等离子,为硅质和碳酸盐等胶结物的形成提供了充足物质基础。

晚成岩阶段,有机质以生气为主,此时孔隙水再次转为碱性,此前溶蚀作用产生的 Ca^{2+} 和 Fe^{2+} 等离子再次发生沉淀,导致胶结作用增强。由于⑤小层富有机质页岩的溶蚀作用更强,⑤小层富有机质页岩的胶结作用强度高于⑥小层贫有机质砂质页岩。胶结作用导致⑤小层富有机质页岩的减孔量为19.76%,导致⑥小层贫有机质砂质页岩的减孔量为16.72%。现今⑤小层富有机质页岩的孔隙度约为5.00%,而⑥小层贫有机质砂质页岩的孔隙度约为3.09%。

5 结论

1) 川中地区筇竹寺组⑤小层富有机质页岩与⑥小层贫有机质砂质页岩均以硅质岩为主,⑤小层富有机质页岩储层品质(孔隙度、微观孔隙结构和连通性)优于⑥小层贫有机质砂质页岩,但⑥小层贫有机质砂质页岩宏孔发育。

2) ⑥小层贫有机质砂质页岩初始孔隙度略高于⑤小层富有机质页岩,但⑥小层贫有机质砂质页岩矿物颗粒分选性相对较差,抗压实能力弱,压实减孔量显著高于富有机质页岩。这是导致⑤小层富有机质页岩和⑥小层贫有机质砂质页岩储层品质差异的重要原因。

3) TOC导致溶蚀作用、有机质热演化和胶结作用强度的差异,进而增大了两类页岩储层物性的差异。⑤小层富有机质页岩高TOC带来更强的酸性溶蚀作用和有机质热演化作用,溶蚀作用和有机质热演化增孔量高于⑥小层贫有机质砂质页岩;但强溶蚀释放的离子也加剧了胶结作用,使得富有机质页岩胶结减孔量高于贫有机质砂质页岩。

参 考 文 献

- [1] 郭彤楼,熊亮,何建华,等. 川南下寒武统筇竹寺组新类型页岩气勘探发现及启示[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(6): 1-14.
GUO Tonglou, XIONG Liang, HE Jianhua, et al. New type shale gas exploration discovery and enlightenment of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Southern Sichuan Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(6): 1-14.
- [2] 雍锐,吴建发,吴伟,等. 四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气勘探发现及其意义[J]. 石油学报, 2024, 45(9): 1309-1323.
YONG Rui, WU Jianfa, WU Wei, et al. Exploration discovery of shale gas in the Cambrian Qiongzhusi Formation of Sichuan Basin and its significance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(9): 1309-1323.
- [3] 聂海宽,苏海琨,张珂,等. 古老地层页岩气富集特征与勘探方向——来自中-上扬子地区寒武系的启示[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 1840-1859.
NIE Haikuan, SU Haikun, ZHANG Ke, et al. Enrichment characteristics and exploration targets of shale gas in ancient strata: Insights from the Cambrian shales in the Middle-Upper Yangtze region [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1840-1859.
- [4] LAZAR O R, BOHACS K M, MACQUAKER J H S, et al. Capturing key attributes of fine-grained sedimentary rocks in outcrops, cores, and thin sections: Nomenclature and description guidelines [J]. Journal of Sedimentary Research, 2015, 85(3): 230-246.
- [5] 施振生,周天琪. 海相细粒沉积成因机制与有机质富集模式研究进展[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 910-928.
SHI Zhensheng, ZHOU Tianqi. Advances and perspectives in the study of the genetic mechanism and organic matter enrichment models of marine fine-grained sediment [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 910-928.
- [6] 高波,戎佳,张明何,等. 川北地区下寒武统筇竹寺组页岩岩相类型及分布特征[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 1892-1906.
GAO Bo, RONG Jia, ZHANG Minghe, et al. Lithofacies types of shales and their distribution in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, northern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1892-1906.
- [7] 郭彤楼,邓虎成,赵爽,等. 四川盆地寒武系筇竹寺组新类型页岩气形成机理与勘探突破[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 57-69.
GUO Tonglou, DENG Hucheng, ZHAO Shuang, et al. Formation mechanisms and exploration breakthroughs of new type of shale gas in Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 57-69.
- [8] 缪欢,姜振学,龚训,等. 川中地区筇竹寺组深层—超深层页岩孔隙结构与分形特征[J]. 现代地质, 2025, 39(5): 1305-1315.
MIAO Huan, JIANG Zhenxue, GONG Xun, et al. Pore structure and fractal characteristics of deep to ultra-deep shale in the Qiongzhusi Formation, central Sichuan area [J]. Geoscience, 2025, 39(5): 1305-1315.
- [9] 罗思聪,张南希,王保保,等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩孔隙结构特征及其主控因素[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(6): 91-106.
LUO Sicong, ZHANG Nanxi, WANG Baobao, et al. Pore structure characteristics and main controlling factors of Qiongzhusi Formation shales of Lower Cambrian, southern Sichuan Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(6): 91-106.
- [10] 何骁,郑马嘉,刘勇,等. 四川盆地“槽-隆”控制下的寒武系筇竹寺组页岩储层特征及其差异性成因[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 420-439.
HE Xiao, ZHENG Majia, LIU Yong, et al. Characteristics and

- differential origin of Qiongzhusi Formation shale reservoirs under the “aulacogen-uplift” tectonic setting, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 420–439.
- [11] 毛新军, 王然, 郑孟林, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩甜点储集层孔隙成因及成岩演化[J]. *新疆石油地质*, 2025, 46(6): 659–667.
- MAO Xinjun, WANG Ran, ZHENG Menglin, et al. Pore genesis and diagenetic evolution of shale oil sweet spot reservoirs in Lucaogou Formation, Jimsar Sag [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2025, 46(6): 659–667.
- [12] 杨宪彰, 黄亚浩, 王斌, 等. 深层寒武系成岩流体演化与油气成藏——以塔里木盆地库车坳陷托探1井为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2025, 15(3): 382–393.
- YANG Xianzhang, HUANG Yahao, WANG Bin, et al. Oil and gas accumulation and diagenetic fluid evolution in deep Cambrian strata: A case study of Well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2025, 15(3): 382–393.
- [13] GUAN Shuwei, ZHANG Yiqiong, JIANG Hua, et al. Cratonic strike-slip fault systems in the central Sichuan Basin, China[J]. *Earth-Science Reviews*, 2024, 254: 104800.
- [14] 何登发, 李德生, 张国伟, 等. 四川多旋回叠合盆地的形成与演化[J]. *地质科学*, 2011, 46(3): 589–606.
- HE Dengfa, LI Desheng, ZHANG Guowei, et al. Formation and evolution of multi-cycle superposed Sichuan Basin, China [J]. *Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica)*, 2011, 46(3): 589–606.
- [15] 宫宝, 陈欣, 张迪, 等. 四川盆地大庆探区震旦系—寒武系深层天然气勘探潜力分析与实践[J]. *大庆石油地质与开发*, 2025, 44(2): 11–18.
- GONG Bao, CHEN Xin, ZHANG Di, et al. Analysis and practice of exploration potential of Sinian-Cambrian deep gas in Daqing exploration area of Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2025, 44(2): 11–18.
- [16] 何登发, 罗冰, 张本健, 等. 德阳—安岳裂陷槽的发育时限与成因机制[J]. *地质科学*, 2025, 60(6): 1531–1548.
- HE Dengfa, LUO Bing, ZHANG Benjian, et al. Development timing and genetic mechanism of the Deyang-Anyue rift trough [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2025, 60(6): 1531–1548.
- [17] 马奎, 文龙, 张本健, 等. 四川盆地德阳—安岳侵蚀裂陷槽分段性演化分析和油气勘探意义[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(2): 274–284.
- MA Kui, WEN Long, ZHANG Benjian, et al. Segmented evolution of Deyang-Anyue erosion rift trough in Sichuan Basin and its significance for oil and gas exploration, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(2): 274–284.
- [18] 王红岩, 施振生, 赵群, 等. 上扬子地区下寒武统筇竹寺组地层特征及页岩气富集段分布[J]. *煤田地质与勘探*, 2025, 53(3): 72–89.
- WANG Hongyan, SHI Zhensheng, ZHAO Qun, et al. Stratigraphic characteristics and shale gas enrichment interval distribution of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Upper Yangtze region, China[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2025, 53(3): 72–89.
- [19] 杨雨然, 石学文, 李彦佑, 等. 四川盆地德阳—安岳裂陷槽筇竹寺组古地貌、沉积模式与勘探方向[J]. *中国石油勘探*, 2024, 29(6): 67–81.
- YANG Yuran, SHI Xuewen, LI Yanyou, et al. Paleogeomorphology, sedimentary pattern and exploration orientation of Qiongzhusi Formation in Deyang-Anyue Rift Trough, Sichuan Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(6): 67–81.
- [20] 龚训, 金之钧, 马新华, 等. 川南地区志留系龙马溪组页岩力学性质及微观破裂机理[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(5): 1447–1455.
- GONG Xun, JIN Zhijun, MA Xinhua, et al. Mechanical properties of the Silurian Longmaxi Formation shale, southern Sichuan Basin and its microfracturing mechanisms [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(5): 1447–1455.
- [21] 张天怡, 黄士鹏, 李贤庆, 等. 四川盆地寒武统筇竹寺组沉积地球化学特征与有机质富集机制[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(4): 688–703.
- ZHANG Tianyi, HUANG Shipeng, LI Xianqing, et al. Sedimentary geochemical characteristics and organic matter enrichment of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(4): 688–703.
- [22] YANG Yunlai, APLIN A C. Definition and practical application of mudstone porosity-effective stress relationships [J]. *Petroleum Geoscience*, 2004, 10(2): 153–162.
- [23] MIAO Huan, JIANG Zhenxue, TIAN He, et al. Quantitative recovery of marine shale porosity evolution considering diagenesis, pore pressure, and hydrocarbon generation [J]. *SPE Journal*, 2025, 30(10): 6174–6188.
- [24] NING Shitan, TANG Xianglu, XU Liang, et al. Quantitative identification method for pores in shale inorganic components based on pixel information[J]. *Natural Gas Industry B*, 2025, 12(4): 447–461.
- [25] WANG Xinlei, XI Zhaodong, ZHANG Songhang, et al. Quantitative characterization of different pore types in marine shale based on machine learning and SEM images [J]. *Natural Resources Research*, 2025, 34(5): 2559–2578.
- [26] 齐荣, 朱峰, 何发岐, 等. 鄂尔多斯盆地麻黄山西地区三叠系延长组7段页岩油储层特征及控制因素[J]. *石油实验地质*, 2025, 47(4): 791–804.
- QI Rong, ZHU Feng, HE Faqi, et al. Characteristics and controlling factors of shale oil reservoirs in the seventh member of Triassic Yanchang Formation, western Mahuangshan area, Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2025, 47(4): 791–804.
- [27] 徐长贵. 北部湾盆地涠西南凹陷古近系流沙港组页岩成岩作用及其对储层的影响机制[J]. *天然气工业*, 2025, 45(8): 1–16.
- XU Changgui. Paleogene Liushagang Formation shale in the Weixinan Sag of the Beibuwan Basin: Diagenesis and its influential mechanisms on reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2025, 45(8): 1–16.

- [28] 陈如彪, 王玉满, 黄正良, 等. 鄂尔多斯盆地西北缘海相页岩裂缝孔隙发育特征与页岩气富集模式: 以奥陶系乌拉力克组为例[J]. 地学前缘, 2024, 31(5): 46–60.
CHEN Rubiao, WANG Yuman, HUANG Zhengliang, et al. Fracture pore characteristics and gas accumulation model of marine shales in the northwestern Ordos Basin: A case study of the Ordovician Wulalike Formation [J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31(5): 46–60.
- [29] 张沛, 李昆, 庄建建, 等. 东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹储层差异成岩演化与评价[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(5): 760–772.
ZHANG Pei, LI Kun, ZHUANG Jianjian, et al. Differential diagenetic evolution and evaluation of reservoirs in Santan Deep Depression, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(5): 760–772.
- [30] SING K S W, EVERETT D H, HAUL R A W, et al. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity (Recommendations 1984)[J]. Pure and Applied Chemistry, 1985, 57(4): 603–619.
- [31] ROUQUEROL J, AVNIR D, FAIRBRIDGE C W, et al. Recommendations for the characterization of porous solids (Technical Report)[J]. Pure and Applied Chemistry, 1994, 66(8): 1739–1758.
- [32] 陈鸿安, 付兰清. 松辽盆地青山口组页岩油储层孔隙结构对吸附特征影响[J]. 特种油气藏, 2025, 32(3): 94–103.
CHEN Hongan, FU Lanqing. Impact of pore structure on imbibition characteristics in Qingshankou Formation shale oil reservoirs, Songliao Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2025, 32(3): 94–103.
- [33] 郝绵柱, 姜振学, 聂舟, 等. 深层页岩储层孔隙连通性发育特征及其控制因素——以川南地区龙马溪组为例[J]. 断块油气田, 2022, 29(6): 761–768.
HAO Mianzhu, JIANG Zhenxue, NIE Zhou, et al. Development characteristics of pore connectivity in deep shale reservoirs and its controlling factors: A case study of Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(6): 761–768.
- [34] DING Qunfeng, CHEN Yuhang, CHEN Lei, et al. The control of differential tectonics on the formation of deep reservoirs in lacustrine rift basins: An insight of the Bodong Low Uplift in the Bohai Bay Basin, East China [J]. Energy Geoscience, 2025, 6(2): 100381.
- [35] 张招崇. 深成岩的分类命名问题[J]. 现代地质, 2024, 38(4): 1205–1208.
ZHANG Zhaochong. Classification and nomenclature for plutonic rocks [J]. Geoscience, 2024, 38(4): 1205–1208.
- [36] 王俊鹏, 曾联波, 徐振平, 等. 成岩流体对超深致密砂岩储层构造裂缝充填及溶蚀改造的影响: 以塔里木盆地克拉苏油气田为例[J]. 地学前缘, 2024, 31(3): 312–323.
WANG Junpeng, ZENG Lianbo, XU Zhenping, et al. The impact of diagenetic fluids on the structural fracture filling and dissolution alteration of ultra-deep tight sandstone reservoirs: A case study of the Kelasu oil and gas field in the Tarim Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31(3): 312–323.
- [37] 孙超国, 黄文明, 梁家驹, 等. 苏里格气田46区盒8段致密砂岩储层特征及主控因素[J]. 断块油气田, 2024, 31(2): 197–206, 215.
SUN Chaoguo, HUANG Wenming, LIANG Jiaju, et al. Characteristics of tight sandstone reservoirs and its main controlling factors of He 8 Member in Block 46, Sulige Gas Field [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2024, 31(2): 197–206, 215.
- [38] 梁超, 吴靖, 姜在兴, 等. 有机质在页岩沉积成岩过程及储层形成中的作用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(6): 1–8.
LIANG Chao, WU Jing, JIANG Zaixing, et al. Significances of organic matters on shale deposition, diagenesis process and reservoir formation [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(6): 1–8.
- [39] 顾天甫, 孙豪飞, 张雪莹, 等. 川东地区吴家坪组页岩储层孔隙结构及发育控制因素[J]. 断块油气田, 2025, 32(1): 1–9.
GU Tianfu, SUN Haofei, ZHANG Xueying, et al. Pore structure and development control factors of shale reservoirs in Wujiaping Formation, eastern Sichuan Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2025, 32(1): 1–9.
- [40] 游君君, 胡德胜, 袁珍珠, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷流沙港组页岩油储层微观孔隙结构特征与可动性分析[J]. 石油实验地质, 2025, 47(3): 541–551.
YOU Junjun, HU Desheng, YUAN Zhenzhu, et al. Microscopic pore structure characteristics and mobility of shale oil reservoirs in Liushagang Formation, Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(3): 541–551.
- [41] SHI Xuwen, YANG Yuran, WU Qiuzi, et al. The distribution characteristics and genesis analysis of overpressure in the Qiongzhusi Formation in the Zizhong area, Sichuan Basin [J]. Applied Sciences, 2025, 15(6): 2888.
- [42] CHEN Wenyi, WANG Bo, JIANG Zhenxue, et al. Characteristics of shale reservoir development under the influence of sedimentary differentiation: A case study of the Cambrian Qiongzhusi Formation in the Deyang-Anyue rift trough of the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry B, 2025, 12(3): 251–263.
- [43] KATRE S, NAIR A M. Modelling the effect of grain anisotropy on inter-granular porosity [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2022, 12(3): 763–781.
- [44] ABDUL QADER AL-OJAILI W, RAGAB SHALABY M, BAUER W. Reservoir quality evaluation of the Narimba Formation in Bass Basin, Australia: Implications from petrophysical analysis, sedimentological features, capillary pressure and wetting fluid saturation [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(1): 100220.
- [45] 王恒, 张航, 马华灵, 等. 四川盆地东部下寒武统筇竹寺组烃源岩评价[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2024, 51(5): 727–744.
WANG Heng, ZHANG Hang, MA Hualing, et al. Evaluation of source rocks of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in eastern Sichuan Basin [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2024, 51(5): 727–744.

