

四川盆地自贡地区龙一₁亚段富有机质页岩 储层特征和主控因素

李佳一¹,徐清海¹,曾凡成²,宋文礼²,邹晓品²,李梦园¹,汪坤¹

(1. 长江大学地球科学学院,湖北武汉 430100; 2. 中国石油吉林油田分公司川南天然气勘探开发分公司(一体化中心),四川自贡 643000)

摘要:四川盆地西南部下志留系龙马溪组为海相优质烃源岩,具备重要勘探价值。以四川盆地自贡地区龙一₁亚段富有机质页岩为研究对象,采用总有机碳质量分数、X线衍射全岩分析、扫描电镜、二氧化碳和氮气吸附等实验方法,分析储层特征、孔隙结构特征和主控因素。结果表明:研究区页岩矿物成分主要由黏土矿物和石英组成。研究区龙一₁亚段富有机质页岩孔隙类型为有机孔、无机孔与微裂缝,其中有机孔占比为42.31%~93.04%,平均为66.88%,为主要的孔隙类型。研究区龙一₁亚段富有机质页岩总有机碳质量分数为0.16%~5.05%,平均为1.63%。页岩有机质类型以I型为主,镜质体反射率平均为2.30%。页岩的总孔隙体积在0.018 0~0.031 0 cm³/g之间,总比表面积在23.15~45.26 m²/g之间。龙一₁亚段页岩储层发育以介孔为主,微孔次之,二者占总孔隙体积的95%,宏孔占比最小。有机质丰度和成熟度是影响有机质孔隙发育的主控因素,生烃作用促进纳米级孔隙的发育,热演化成熟度高,干酪根开始收缩,部分有机质孔隙闭合;黏土矿物的相互转化及压实作用对孔隙的发育具有消极作用;石英、方解石等脆性矿物在埋藏成岩过程中为孔隙空间提供支撑,粒间孔保留,孔隙数增加。该结果为四川盆地深层海相页岩气勘探的甜点预测提供依据。

关键词:四川盆地;自贡地区;龙马溪组;有机质;深层海相页岩;储层特征;孔隙结构;定量表征;主控因素

中图分类号:P618.130;TE122.2 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2026)02-0049-15

0 引言

中国页岩油气累计探明地质储量持续增长,成为国家能源结构的重要组成部分^[1]。四川盆地作为中国页岩气勘探开发的核心区域,下志留统龙马溪组页岩资源潜力巨大,累计探明地质储量超过 2×10^{12} m³,进入规模化开发阶段^[2]。随四川省长宁县和威远县、云南省昭通市、重庆市永川区等地区龙马溪组页岩气产能建设推进,四川盆地页岩气开发实现工业化生产,为中国页岩气产业发展提供重要支撑^[3]。

在四川盆地页岩孔隙结构研究方面,人们建立从微观形态观察到定量参数表征的技术体系,主要使用扫描电子显微镜(SEM)实现孔隙形态的定性识别^[4],采用低温氮气吸附与二氧化碳吸附等方法进行多元定量表征,精确获取孔径分布与比表面积等关键参数^[5],揭示有机质丰度、成熟度及矿物组成对孔隙结构的控制机制^[6],为页岩气储层评价奠定基础。随勘探开发的深入,深层页岩储层(埋深大于3 500 m)逐渐成为页岩气勘探的重要接替领域。川南地区龙马溪组深层页岩研究取得进展^[7],在孔隙演化模式、保存机制等方面取得认识。自贡地区作为川西南重要勘探区块,龙一₁亚段页岩具有独特的高演化程度和强的非均质性特征,导致储层改造难度大、甜点预测精度低^[8-9]。

有关四川盆地自贡地区龙一₁亚段的孔隙结构和主控因素研究不系统,特别是在过成熟阶段孔隙保存机制及其对产能的控制作用等方面。选取四川盆地自贡地区龙一₁亚段Z1和Z3取心井的富有机质页岩为研究对象,采用总有机碳质量分数、X线衍射全岩分析、扫描电镜、二氧化碳和氮气吸附等实验方法,分析储层特征、孔隙结构特征和主控因素,揭示过成熟背景下孔隙结构的形成与保存机制,为四川盆地深层页岩气的高效勘探开发提供指导。

收稿日期:2025-09-05;编辑:王晓波 任志平

基金项目:国家自然科学基金项目(42202150)

作者简介:李佳一(2001—),女,硕士研究生,主要从事地质学方面的研究。

通信作者:徐清海,E-mail: qinghai.xu@yangtzeu.edu.cn

1 区域地质概况

四川盆地位于中国西南部(见图 1(a)),是构造稳定性最为显著的沉积盆地之一^[10]。在构造单元划分上,四川盆地处于扬子板块西北缘,整体上呈菱形构造格局,受米仓山—大巴山、大凉山和娄山等造山带环绕^[11];划分为 3 个构造区和 6 个次级构造带^[12],研究区位于川西南低陡褶皱带。四川盆地的形成与演化受扬子地台的构造背景及多期区域构造运动控制,其中加里东运动作用尤为显著,影响早古生代前期稳定的沉降格局,塑造盆地周缘和内部的一系列局部古隆起构造,形成“三隆夹一坳”的古地理格局^[13-14]。晚奥陶世至早志留世,华夏板块与扬子板块发生强烈汇聚挤压,受加里东构造运动影响,中上扬子克拉通盆地由被动大陆边缘盆地转变为前陆盆地,促使广泛的海域演变为局限海域,最终形成大面积低能、欠补偿且缺氧的环境,沉积厚层的富有机质页岩^[15-16]。

四川盆地龙马溪组页岩发育于早志留世,页岩厚度一般为 300~500 m,主要由黑色、灰黑色及深灰色页岩和粉砂岩组成,含有丰富的笔石化石^[17]。根据岩性和笔石等特征,龙马溪组自下而上划分为龙马溪组一段(龙一段)和二段(龙二段),根据研究区的生产层位划分方案,龙一₁ 亚段又划分为龙一₁¹、龙一₁²、龙一₁³、龙一₁⁴、龙一₁⁵、龙一₁⁶、龙一₁⁷ 共 7 个小层^[9](见图 1(b))。

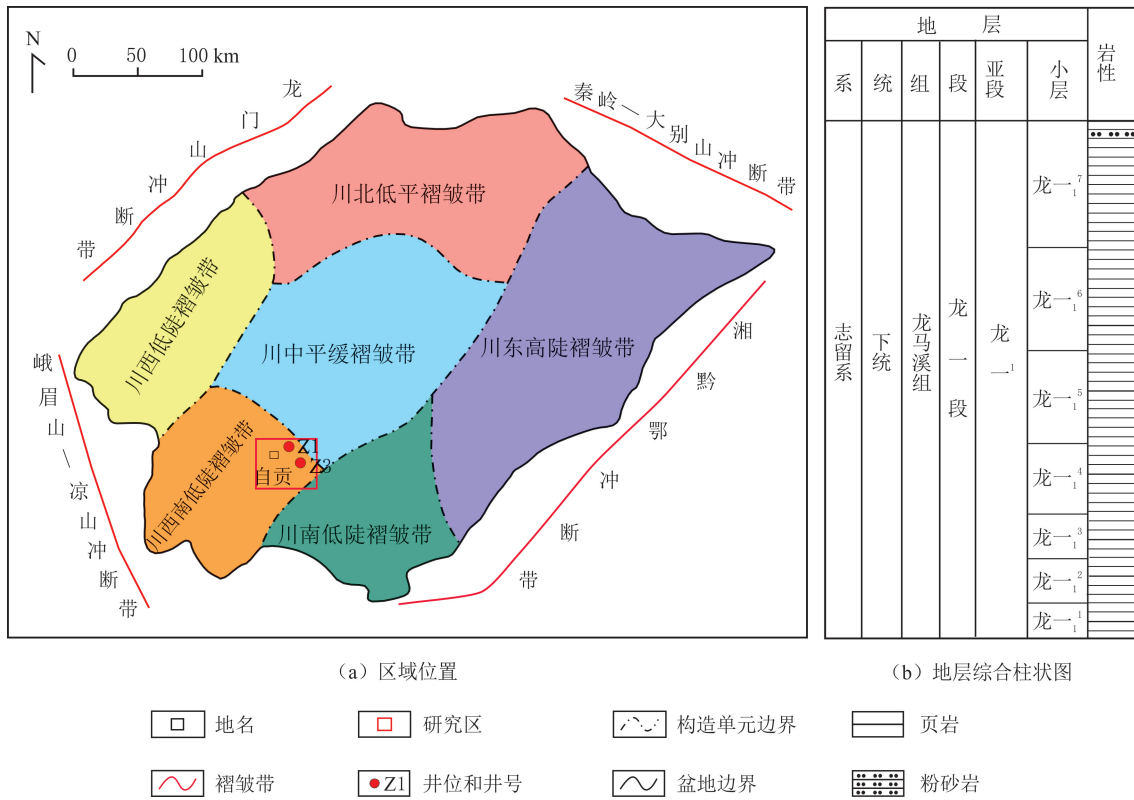


图 1 四川盆地自贡地区区域位置及地层综合柱状图

Fig. 1 Regional location and composite stratigraphic columnar diagram of the Zigong Area in the Sichuan Basin

2 实验样品及方法

选取四川盆地自贡地区 Z1 和 Z3 井龙一₁ 亚段富有机质页岩岩心样品为研究对象,取样深度及单井综合分析见图 2。对代表性页岩样品进行 X 线衍射(122 件)、场发射扫描电镜(9 件)、总有机碳质量分数(122 件)、干酪根镜检(16 件)、孔隙度(122 件)、渗透率(122 件),以及氮气吸附、二氧化碳吸附和高压压汞(18 件)等实验测试。

采用美国赛默飞 Helios650/Helios5CX 场发射扫描电镜和 LEICA EM TIC 3X 氩离子抛光仪,观察孔隙类型;对四川盆地自贡地区 Z1 和 Z3 井龙一₁ 亚段富有机质页岩岩心样品,进行氩离子抛光和扫描电

镜测定;干酪根镜检测定仪器为德国徕卡 DM4500P 偏光显微镜;总有机碳(TOC)测试仪器为德国耶拿 MultiN/C3100 总有机碳分析仪;高压压汞实验温度为室温,最高实验压力为 400 MPa;采用 ASAP2460 多站扩展式比表面与孔隙度分析仪(氮气吸附和二氧化碳吸附)和 AutoPore IV 9500 压汞仪(高压压汞),对研究区页岩孔隙进行分析。

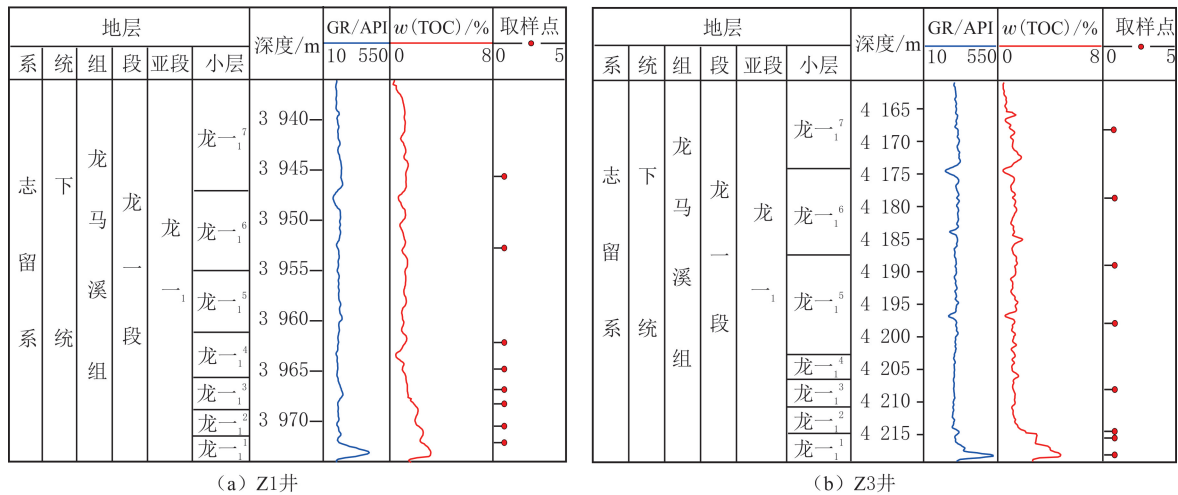


图 2 自贡地区龙一₁ 亚段 Z1 和 Z3 井富有机质页岩孔隙结构样品参数综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive log of pore structure parameters for organic-rich shale samples from wells Z1 and Z3 in the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area

3 页岩储层特征

3.1 矿物组成特征

X 线衍射全岩分析显示,研究区龙一₁ 亚段页岩矿物成分主要由黏土矿物和石英组成,伴随少量方解石、白云石等矿物(见图 3)。黏土矿物质量分数为 5.7%~58.0%(平均为 41.6%);石英质量分数为 14.2%~66.7%(平均为 37.6%);白云石质量分数为 0~37.8%(平均为 7.1%);长石质量分数为 1.1%~11.4%(平均为 6.0%);方解石质量分数为 0~29.0%(平均为 4.2%);黄铁矿质量分数为 1.0%~18.2%(平均为 3.7%)。不同井的测试结果显示,研究区龙一₁ 亚段页岩具有“高黏土、高石英、低黄铁矿”特征,垂向上的页岩矿物组成差异较大,Z1 和 Z3 井黏土质量分数由下至上逐渐升高,石英质量分数由下至上逐渐降低,页岩矿物组分非均质性在垂向上较强。

3.2 有机地球化学特征

3.2.1 有机质类型

研究区富有机质页岩干酪根组分以腐泥组为主,镜质组次之,无壳质组和惰质组。腐泥组质量分数为 88%~99%,平均为 95%,镜质组质量分数为 1%~12%,平均为 5%,类型指数(TI)为 79~98,富有机质页岩有机质(干酪根)类型以 I 型为主,整体表现为较强的生烃潜力(见表 1)。

3.2.2 有机质丰度

以 TOC 质量分数为 2%和 3%作为划分标准,将页岩分为低、中、高有机质页岩类型,评价页岩的生气潜力和储集性能。研究区页岩 TOC 质量分数为 0.16%~5.05%,平均为 1.63%;TOC 质量分数小于 2%的页岩样品数占总数为 52.46%;TOC 质量分数在 2%~3%之间的占总数为 30.33%;TOC 质量分数大于 3%的占总数为 17.21%(见图 4)。研究区以低、中有机质页岩类型为主。

3.2.3 有机质成熟度

研究区海相页岩储层缺乏高等植物的镜质体数据,采用镜质体反射率法表征有机质成熟度^[2]。富有机质页岩样品测试结果显示,研究区页岩镜质体反射率(R_o)介于 2.17%~2.55%,平均为 2.30%(见图 5)。根据页岩烃源岩有机质热演化成熟度评价标准,研究区富有机质页岩热演化程度普遍呈较高水平,整

体处于过成熟阶段。

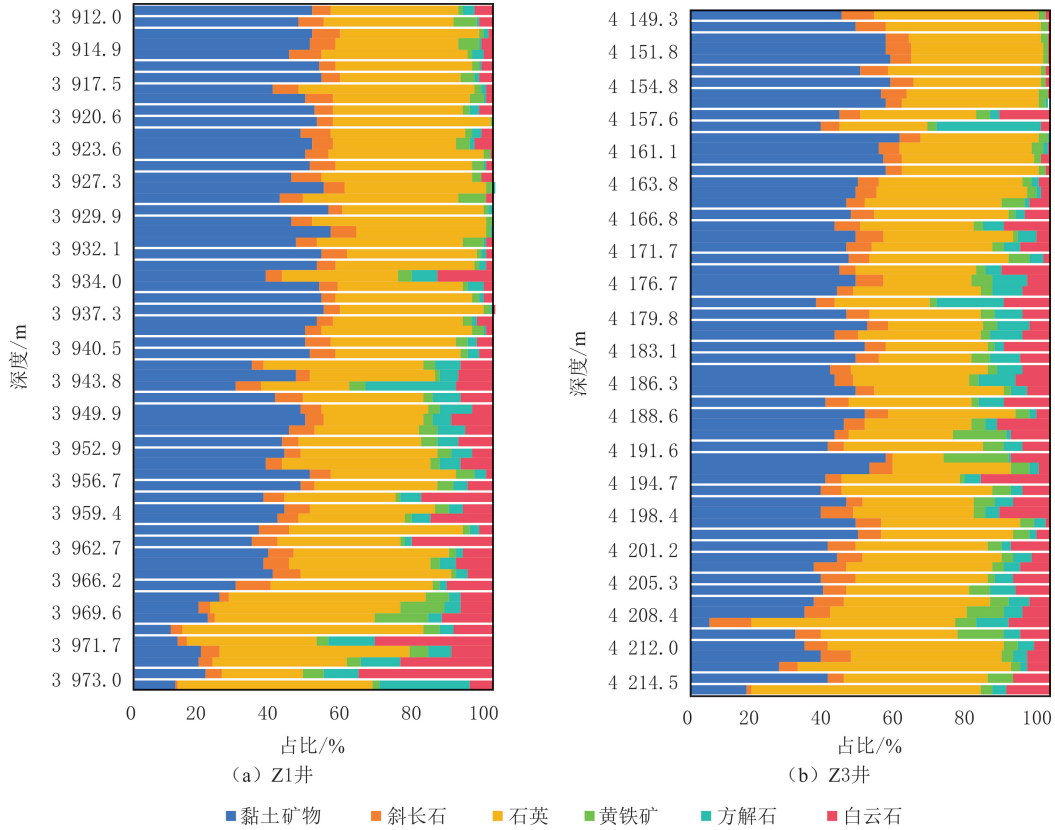


图3 自贡地区龙一₁亚段Z1和Z3井富有机质页岩主要矿物成分

Fig. 3 Major mineral constituents of organic-rich shale in wells Z1 and Z3 of the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area

表1 自贡地区龙一₁亚段富有机质页岩干酪根镜检组分质量分数及类型划分

Table 1 Microscopic composition, mass fraction, and classification of chert in the Long 1₁ Sub-member of the Zigong Area

样品编号	深度/m	小层	组分质量分数/%				TI	干酪根类型
			腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组		
Z1-1	3 945.9	7	93	0	7	0	88	I
Z1-2	3 953.0	6	95	0	5	0	91	I
Z1-3	3 962.4	4	97	0	3	0	95	I
Z1-4	3 965.0	4	95	0	5	0	91	I
Z1-5	3 967.1	3	98	0	2	0	97	I
Z1-6	3 968.5	2	97	0	3	0	95	I
Z1-7	3 970.7	2	99	0	1	0	98	I
Z1-8	3 972.3	2	92	0	8	0	86	I
Z3-1	4 218.1	1	93	0	7	0	88	I
Z3-2	4 215.5	2	96	0	4	0	93	I
Z3-3	4 214.5	3	88	0	12	0	79	II ₁
Z3-4	4 208.2	4	98	0	2	0	97	I
Z3-5	4 198.2	5	96	0	4	0	93	I
Z3-6	4 189.5	5	97	0	3	0	95	I
Z3-7	4 179.4	6	97	0	3	0	95	I
Z3-8	4 168.5	7	95	0	5	0	91	I

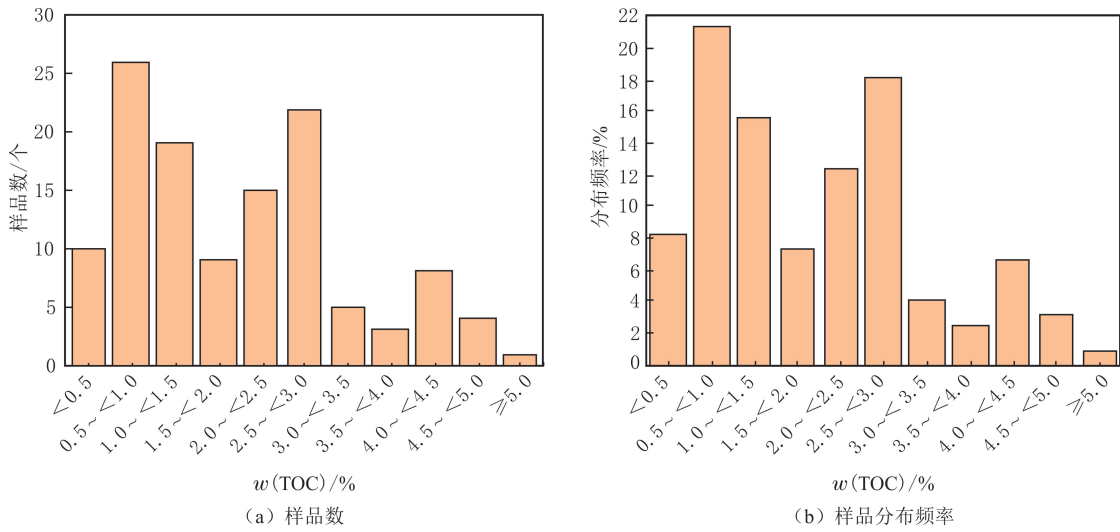


图 4 自贡地区龙一₁ 亚段富有机质页岩总有机碳质量分数分布

Fig. 4 Histogram of total organic carbon content distribution in organic-rich shale of the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area

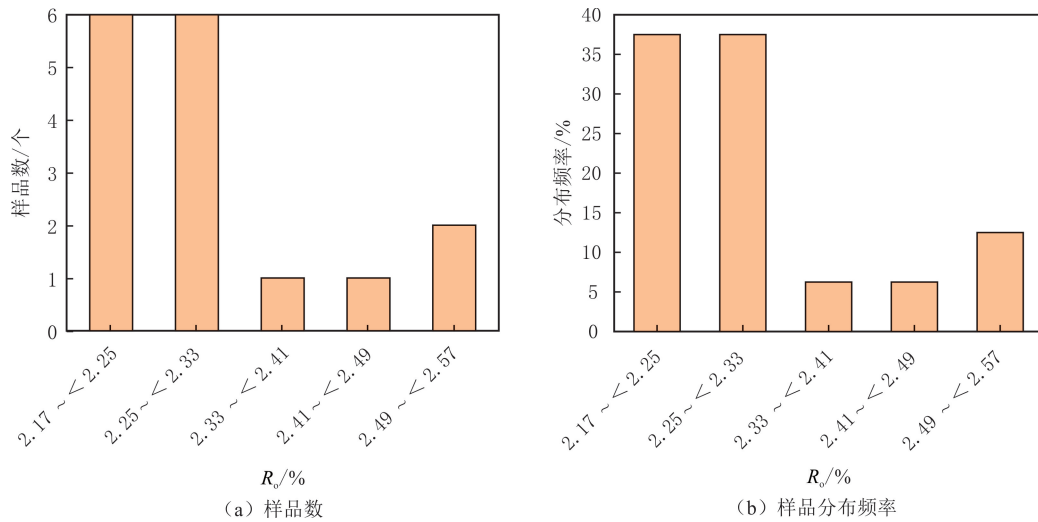


图 5 自贡地区龙一₁ 亚段富有机质页岩镜质组反射率分布

Fig. 5 Distribution of reflectance values for the vitrinite fraction of organic-rich shale in the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area

3.3 物性特征

孔隙度和渗透率测试结果表明,研究区页岩储层孔隙度分布在 0.76%~10.79%之间,平均为 4.62% (见图 6(b));渗透率介于 $(0.16 \sim 702.71) \times 10^{-6} \mu\text{m}^2$,平均为 $16.77 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2$ (见图 6(a))。研究区页岩孔隙度和渗透率总体表现为非均质性较强的特征。

3.4 孔隙类型

研究区富有机质页岩的孔隙类型主要为有机孔、无机孔和微裂缝。有机孔和无机孔统计(见图 7)表明,有机孔最为发育,占比为 42.31%~93.04%,平均为 66.88%,无机孔占比为 6.96%~57.69%,平均为 33.12%;有机孔面孔率在 0.06%~2.15%之间,无机孔面孔率在 0.05%~0.43%之间。研究区有机孔面孔率高、占比多,无机孔面孔率低、占比少。

3.4.1 有机孔

研究区页岩有机质含量较高,有机质填充在孔隙内部或顺层分布在裂缝中,在页岩生烃演化及脱水收缩等作用下形成有机孔^[18]。场发射扫描电镜图像显示,有机孔形态呈显著的多样性,主要为气泡状、蜂窝状和狭缝形等,孔壁光滑,无填充物。有机质孔一般分布在颗粒中或聚集在颗粒周围,是重要的储集空间

类型(见图 8(a-c))。

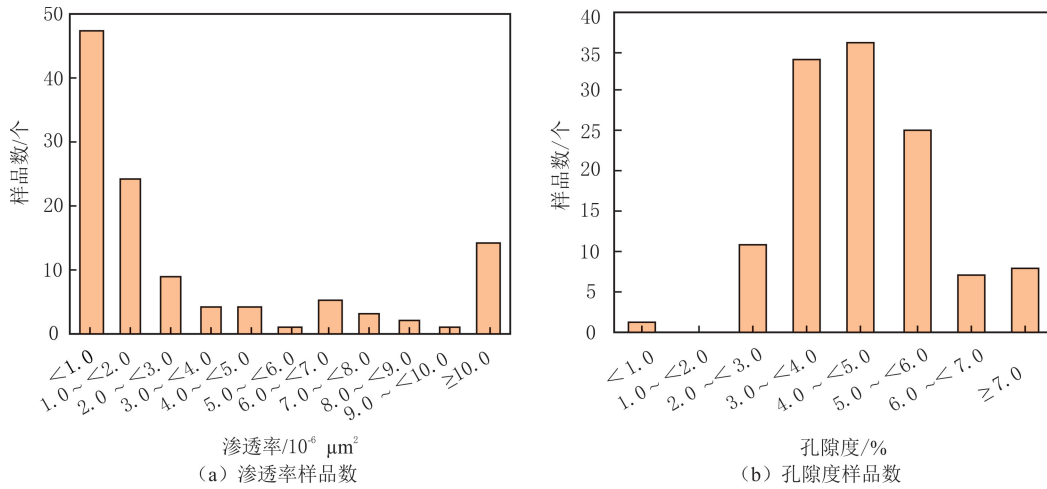


图6 自贡地区龙一₁亚段富含有机质页岩孔隙度、渗透率分布

Fig. 6 Distribution of porosity and permeability in the organic-rich shale of the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area

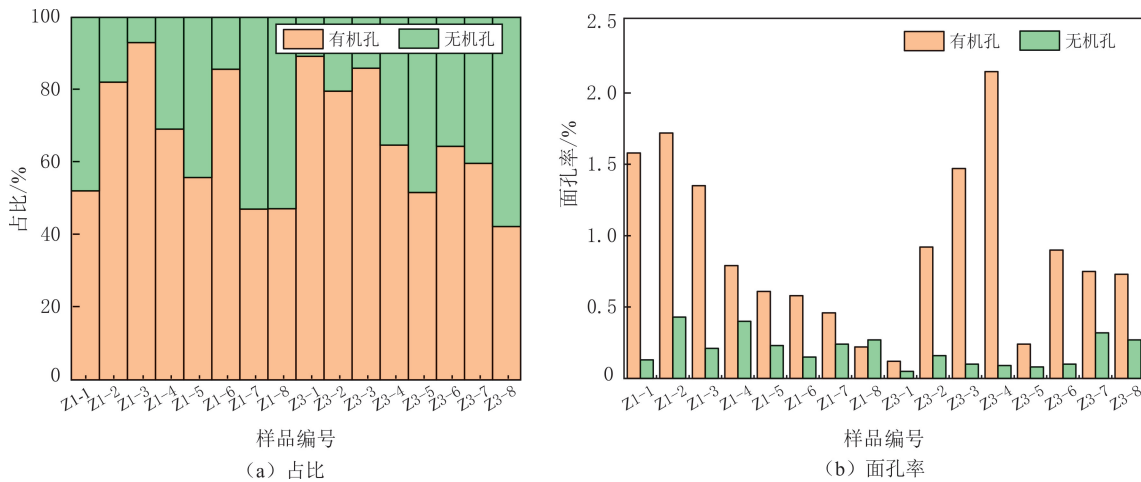
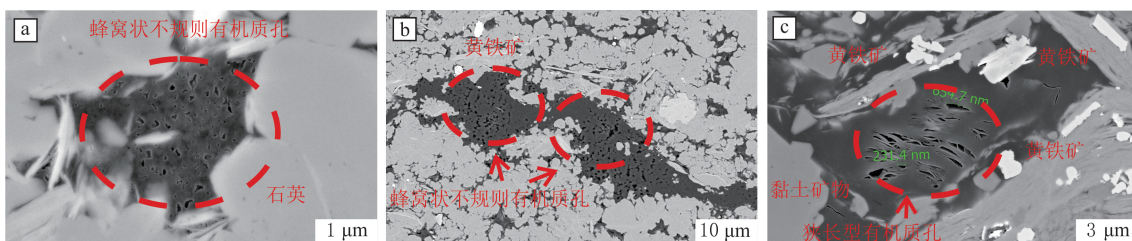


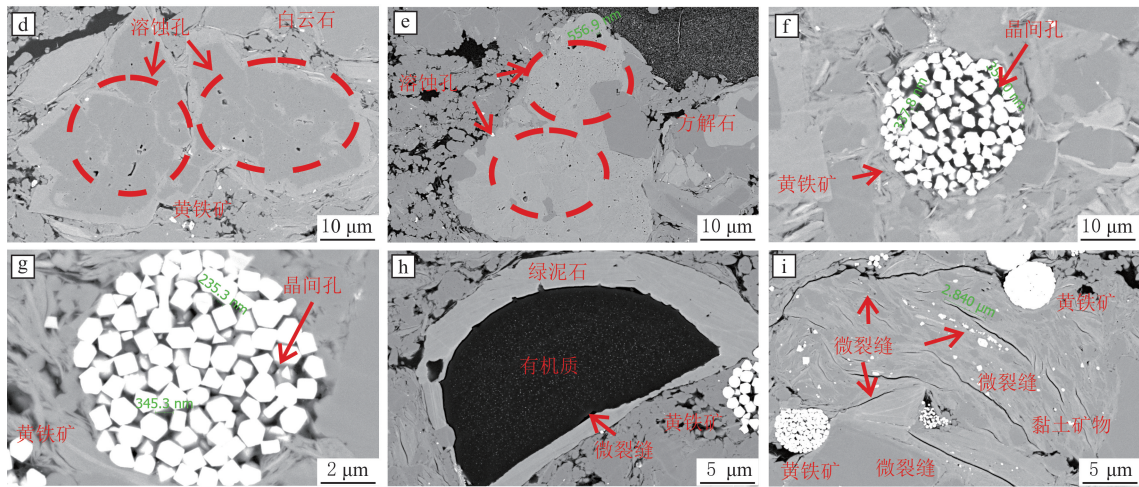
图7 自贡地区龙一₁亚段富含有机质页岩有机孔和无机孔占比和面孔率分布

Fig. 7 Distribution of organic and inorganic pore proportions and areal porosity in the organic-rich shale of the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area

3.4.2 无机孔

无机孔类型包括溶蚀孔和晶间孔。溶蚀孔主要发育在白云石、方解石矿物内,主要表现为白云石、方解石矿物表面溶蚀坑(见图 8(d-e)),通常沿解理发育,边缘呈锯齿状或港湾状,形状不规则,常被焦沥青或泥质充填。在沉积过程中,受后期的埋藏和构造挤压影响,孔隙呈有棱角的不规则形态,部分呈孤立状。研究区页岩黄铁矿质量分数较高且晶间孔发育,集中发育于草莓状黄铁矿集合体,具有一定的连通性,孔隙形态呈规则多边形,边缘平直(见图 8(f-g))。





(a) 蜂窝状不规则有机质孔, Z3-3, 4 214.52 m; (b) 蜂窝状不规则有机质孔, Z3-2, 4 215.52 m; (c) 狭长型有机质孔, Z3-1, 4 218.07 m; (d) 溶蚀孔, Z3-4, 4 208.23 m; (e) 溶蚀孔, Z3-5, 4 198.25 m; (f) 晶间孔, Z1-2, 3 965.01 m; (g) 晶间孔, Z1-3, 3 962.39 m; (h) 微裂缝, Z1-6, 3 968.48 m; (i) 微裂缝, Z1-1, 3 945.85 m

图 8 自贡地区龙一₁ 亚段富有机质页岩样品孔隙 SEM 照片

Fig. 8 SEM images of different pore types in organic-rich shale of the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area

3.4.3 微裂缝

根据成因,研究区页岩划分为构造应力缝和成岩收缩缝。构造应力缝通常沿矿物颗粒的表面或穿过矿物颗粒发育,受构造挤压作用影响(见图 8(i)),有效连接微观孔隙结构。成岩收缩缝通常分布在有机质边缘附近,形态呈树枝状,由有机质在生烃演化过程中向烃类物质转化且体积不断收缩形成(见图 8(h))。

4 页岩孔隙结构特征

4.1 氮气和二氧化碳吸附

基于国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)的孔隙类型划分方案,页岩孔隙可分为微孔(<2 nm)、介孔($2\sim 50$ nm)和宏孔(>50 nm)^[19]。研究区页岩样品的二氧化碳吸附曲线(见图 9(a))与 IV 型等温吸附曲线相近,在低压阶段略微隆起反映页岩样品中的微孔较多。研究区页岩样品的吸附曲线具有相似性,在低压条件下的微孔未出现毛细凝聚现象^[20-21]。其中,Z3-2 样品 CO₂ 吸附量最低,为 1.214 2 cm³/g;Z3-3 样品最高,为 4.106 2 cm³/g。当相对压力达到最大($p/p_0=0.03$,其中 p 为绝对压力, p_0 为饱和蒸汽压力)时,CO₂ 吸附量达到峰值,一般吸附量越高,样品中的微孔越多。

研究区页岩样品的低压氮气吸附—脱附曲线见图 9(b)。由图 9(b)可见,10 个样品的低压氮气吸附—脱附曲线具有相似性。根据 IUPAC 的等温线划分方案,研究区页岩滞后回线呈 H2/H3 复合型特征,表明孔隙形态以墨水瓶孔和平行板状孔为主。当相对压力小于 0.40 时,吸附—脱附曲线呈闭合状态,反映气体分子在孔隙表面进行单层吸附和填充微孔;当相对压力为 0.45 左右时,曲线出现分离趋势,形成滞后回线;当相对压力大于 0.50 时,曲线出现拐点,表明研究区页岩样品中发育大量介孔,出现毛细凝聚现象,反映吸附曲线具有反“S”特征^[22]。当相对压力为 0.90 以上时,吸附量明显上升,在相对压力接近 1.00 时持续上升,表明样品中含有一定量的宏孔。

4.2 孔体积和比表面积

研究区岩二氧化碳、氮气吸附和高压压汞实验结果显示,18 个页岩样品总孔容在 0.018 0~0.031 0 cm³/g 之间,微孔(0.002 0~0.009 0 cm³/g)占比为 15.50%~31.28%,介孔(0.008 0~0.021 5 cm³/g)占比为 65.73%~74.94%,宏孔(0.000 3~0.002 6 cm³/g)占比为 2.72%~10.67%。比表面积在 23.15~45.26 m²/g 之间,微孔(3.96~21.11 m²/g)占比为 40.75%~57.12%,介孔(5.97~19.27 m²/g)占比为 42.82%~59.16%,宏孔(0~0.03 m²/g)占比小于 0.10%。孔隙以微孔和介孔为主,占总孔体积的 95%(见图 10 和表 2)。

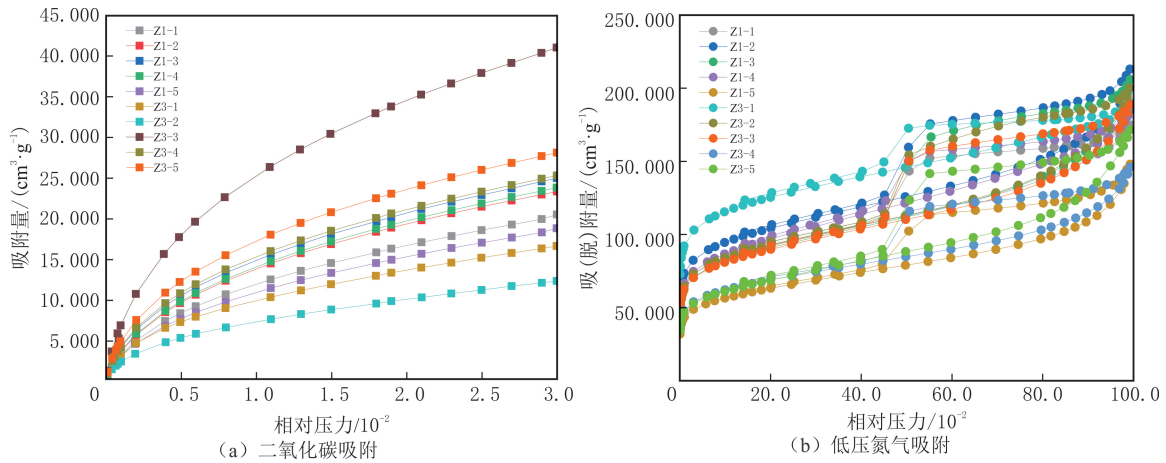


图9 自贡地区龙一₁亚段富有机质页岩二氧化碳吸附和低压氮气吸附—脱附曲线

Fig. 9 Carbon dioxide adsorption and low-pressure nitrogen adsorption-desorption curves of organic rich shale in the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area

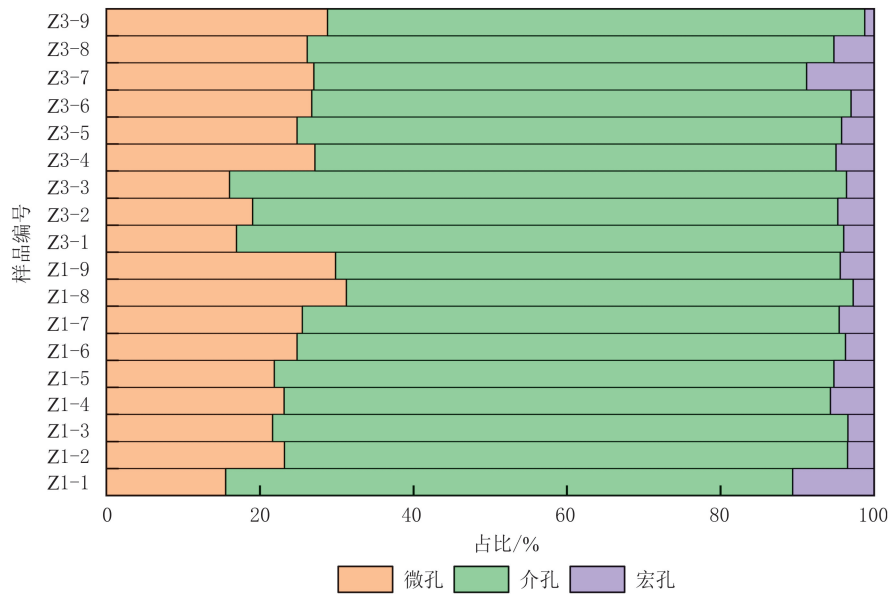


图10 Z1和Z3井龙一₁亚段富有机质页岩孔隙体积占比

Fig. 10 Pore volume fraction of organic rich shale in the Long 1₁ Sub-member at wells Z1 and Z3

表2 自贡地区龙一₁亚段富有机质页岩样品二氧化碳吸附、氮气吸附和高压压汞实验孔隙结构特征

Table 2 Pore structure characteristics of carbon dioxide adsorption, nitrogen adsorption and high-pressure mercury porosity tests for organic rich shale samples from the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area

样品编号	总孔隙/ (cm ³ ·g ⁻¹)	总比表面/ (m ² ·g ⁻¹)	微孔(二氧化碳吸附)				介孔(氮气吸附)				宏孔(高压压汞)			
			孔体积/ (m ³ ·g ⁻¹)	占比/ %	比表面积/ (m ² ·g ⁻¹)	占比/ %	孔体积/ (m ³ ·g ⁻¹)	占比/ %	比表面积/ (m ² ·g ⁻¹)	占比/ %	孔体积/ (m ³ ·g ⁻¹)	占比/ %	比表面积/ (m ² ·g ⁻¹)	占比/ %
Z1-1	0.018 0	16.20	0.003 0	15.55	6.60	40.75	0.013 3	73.85	9.58	59.16	0.001 9	10.61	0.01	0.09
Z1-2	0.029 3	34.68	0.007 0	23.20	15.77	45.47	0.021 5	73.35	18.90	54.49	0.001 0	3.45	0.01	0.04
Z1-3	0.026 8	29.91	0.006 0	21.63	13.55	45.30	0.020 1	74.94	16.34	54.64	0.000 9	3.43	0.02	0.06
Z1-4	0.022 5	25.18	0.005 0	23.13	12.09	48.01	0.016 0	71.17	13.08	51.95	0.001 3	5.69	0.01	0.04
Z1-5	0.021 0	23.15	0.005 0	21.90	10.50	45.37	0.015 3	72.86	12.63	54.57	0.001 1	5.24	0.01	0.06
Z1-6	0.028 2	35.47	0.007 0	24.86	16.18	45.62	0.020 1	71.38	19.27	54.32	0.001 1	3.76	0.02	0.06
Z1-7	0.028 6	33.65	0.007 0	25.52	17.03	50.60	0.020 0	69.93	16.59	49.30	0.001 3	4.55	0.03	0.09

续表 2

样品编号	总孔容/ ($\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)	总比表面/ ($\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$)	微孔(二氧化碳吸附)				介孔(氮气吸附)				宏孔(高压压汞)			
			孔体积/ ($\text{m}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)	占比/ %	比表面积/ ($\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$)	占比/ %	孔体积/ ($\text{m}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)	占比/ %	比表面积/ ($\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$)	占比/ %	孔体积/ ($\text{m}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)	占比/ %	比表面积/ ($\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$)	占比/ %
Z1-8	0.029 1	36.96	0.009 0	31.28	21.11	57.12	0.019 2	66.00	15.83	42.82	0.000 8	2.72	0.02	0.06
Z1-9	0.026 5	33.01	0.008 0	29.85	18.33	55.54	0.017 4	65.73	14.66	44.42	0.001 2	4.42	0.01	0.04
Z3-1	0.018 0	17.06	0.003 0	16.67	6.71	39.33	0.014 0	77.78	10.34	60.61	0.000 7	3.89	0.01	0.06
Z3-2	0.010 0	9.94	0.002 0	20.00	3.96	39.84	0.008 0	80.00	5.97	60.06	0.000 5	5.00	0.01	0.10
Z3-3	0.025 0	24.70	0.004 0	16.00	9.60	38.87	0.020 0	80.00	15.09	61.09	0.000 9	3.60	0.01	0.04
Z3-4	0.022 0	25.30	0.006 0	27.27	12.80	50.59	0.015 0	68.18	12.49	49.37	0.001 1	5.00	0.01	0.04
Z3-5	0.028 0	33.04	0.007 0	25.00	16.86	51.03	0.020 0	71.43	16.17	48.94	0.001 2	4.29	0.01	0.03
Z3-6	0.030 0	34.81	0.008 0	26.67	18.86	54.18	0.021 0	70.00	15.92	45.73	0.000 9	3.00	0.03	0.09
Z3-7	0.029 0	33.36	0.008 0	27.59	18.16	54.44	0.019 0	65.52	15.19	45.53	0.002 6	8.97	0.01	0.03
Z3-8	0.031 0	34.64	0.008 0	25.81	18.49	53.38	0.021 0	67.74	16.14	46.59	0.001 6	5.16	0.01	0.03
Z3-9	0.024 0	30.87	0.007 0	29.17	16.80	54.42	0.017 0	70.83	14.07	45.58	0.000 3	1.25	0	0

4.3 定量表征

采用 DFT 模型、BJH 模型和压汞法等多尺度孔隙表征方法可有效揭示页岩孔隙结构特征^[23]。二氧化碳吸附实验适用于微孔($<2 \text{ nm}$)的定量表征,氮气吸附及高压压汞实验分别适用于介孔($2 \sim 50 \text{ nm}$)和宏孔($>50 \text{ nm}$)^[24]的,采用三种实验对研究区页岩储层开展联合孔径表征(见图 11, W 为孔径)。研究区页岩中的纳米级孔隙表现显著的多峰分布特征,在 $0.5 \sim 0.6$ 、 $0.8 \sim 0.9$ 及 $45.0 \sim 55.0 \text{ nm}$ 孔径范围内呈明显的峰值区间。根据总孔容和总比表面积与孔径之间的关系,可有效表征不同孔隙尺度对总孔容和总比表面积的贡献程度^[25],研究区页岩中的微孔和介孔对总孔容和总比表面积贡献显著。

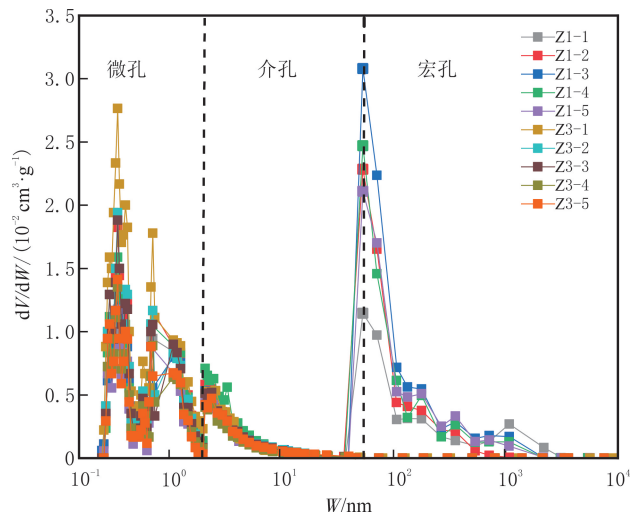


图 11 自贡地区龙一₁ 亚段富有机质页岩储层孔径分布曲线

Fig. 11 Pore size distribution curve of the organic rich shale reservoir in the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area

5 孔隙结构主控因素

5.1 有机地球化学特征

5.1.1 有机质丰度

有机质是页岩储层的核心组分,在热演化过程中形成的有机孔隙对储集性能具有决定性作用^[26],总有机碳质量分数是表征有机质孔隙发育的关键地球化学指标^[27]。Hu R N 等发现有机质对页岩孔隙发育具有控制作用^[28];白志强等发现在海相页岩储层中,总有机碳质量分数与页岩孔隙参数之间表现显著的正相关关系,在海相页岩生烃演化过程中,有机质通过热裂解和成岩作用发育大量纳米级孔隙结构^[29]。研究区 16 个页岩样品总有机碳质量分数为 $1.20\% \sim 6.74\%$ (见图 12)。由图 12(a-d,f)可见,页岩总有机碳质量分数与总孔容、总比表面积、微孔孔容、介孔孔容及孔隙度呈正相关关系。

有机质生烃过程中,干酪根降解及沥青裂解生成大量纳米级有机孔。在海相页岩有机质演化过程中,有机质排出的有机酸溶蚀碳酸盐及硅酸盐矿物,形成次生溶蚀孔隙,由重结晶作用产生的晶间孔进一步扩大储集空间,提高岩石脆性,促进裂缝发育。研究区页岩总有机碳质量分数与宏孔孔容无明显相关关系

(见图 12(e)),表明有机质丰度对宏孔发育的控制作用较弱。有机质生烃作用显著促进微纳米尺度孔隙的发育,其中新增孔隙以微孔和介孔为主。由于微孔和介孔数大幅增加,页岩的宏孔体积占比降低^[30]。研究区页岩孔隙度受多种因素影响,主控因素为总有机碳质量分数、有机质成熟度和矿物含量等^[31]。在过成熟的热演化背景(R_o 介于 2.17%~2.55%)下,自贡地区龙一₁ 亚段深层页岩孔隙结构成因显著区别于常规中浅层页岩的,TOC 质量分数为 3.5%~4.5%,减弱孔隙的建设性作用,有机孔生烃增孔效应趋于停止,受强烈的变质作用影响,导致有机质收缩和呈石墨化趋势,不再产生新的有机质孔隙,早期形成的有机质孔隙遭受压缩、闭合甚至塌陷^[32];在深层强压实环境下,脆性矿物受抗压实作用而有效支撑孔隙骨架,为孔隙保存提供空间基础^[33];黏土矿物具有强塑性,在压实作用下发生变形,加剧孔隙空间损失^[34]。这说明研究区 TOC 质量分数与孔隙度的相关关系显著弱于常规页岩储层的。

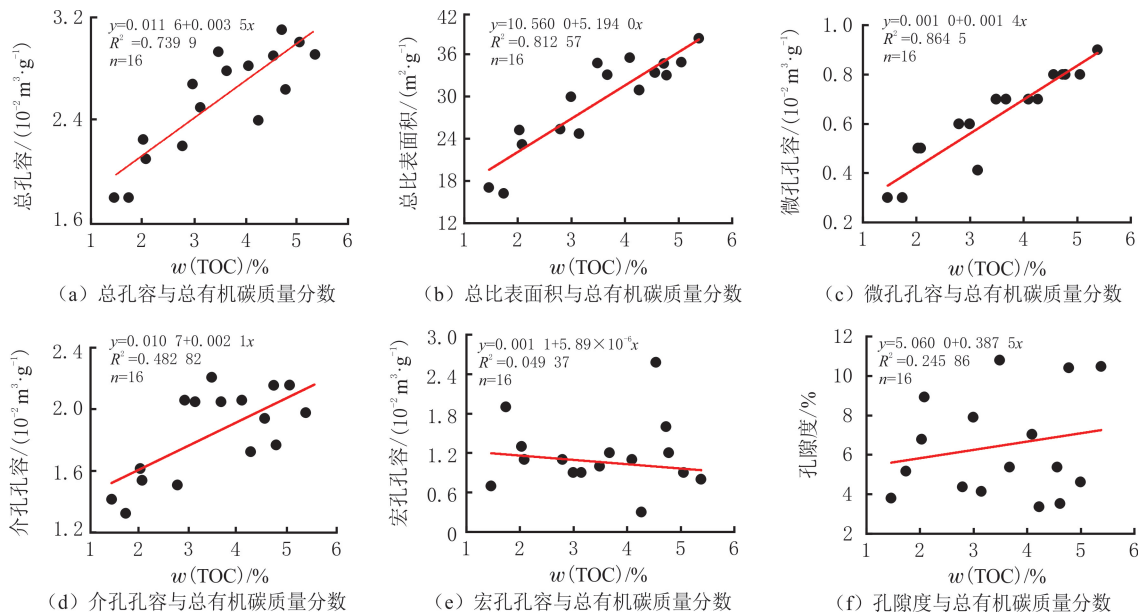


图 12 自贡地区龙一₁ 亚段总有机碳质量分数与孔隙结构参数的关系

Fig. 12 Relationship between TOC mass fraction and pore structure parameters in the Long 1₁ Sub-member of the Zigong Area

5.1.2 有机质成熟度

在有机质热演化过程中,不同阶段形成的有机孔隙特征表现显著的差异性。欧莉华等认为,当 $R_o < 0.5\%$ 时,属于未成熟阶段,以继承性孔隙为主,有机孔不发育,生成生物甲烷^[35];李成福等认为,干酪根热降解进入生油窗 ($0.5\% < R_o \leq 1.2\%$),形成大量孔隙^[36];Zhang K 等研究长江上游海相页岩有机质成熟度对孔隙发育的影响,在高成熟阶段 ($1.2\% < R_o \leq 2.0\%$),液态烃二次裂解生成凝析油和湿气^[37];张梦婷等认为,在过成熟阶段 ($R_o > 2.0\%$),干酪根高度缩聚生成干气,石墨化作用导致生烃能力完全终止^[38];Jarvie D M 等认为,较高的有机质成熟度与有机质孔隙发育密切相关,随有机质热演化程度的增加,孔隙发育呈递增的趋势^[39];韩京等认为,有机质成熟度对孔隙的形成与演化具有显著促进作用^[40];王道富等认为,页岩成熟度过高,有机质可能出现炭化,从而降低有机质孔隙体积^[41]。研究区富有机质页岩样品 R_o 介于 2.17%~2.55% (为过成熟阶段),孔隙结构参数(总孔容、总比表面积、微孔孔容、介孔孔容、宏孔孔容及孔隙度)与 R_o 呈显著负相关关系(见图 13),与热演化过程中由有机质脆性增加引起的孔隙闭合机制密切相关,尤其当 R_o 在 2.20%~2.50% 时,有机孔隙发育呈先增强后减弱的非线性演化特征^[42]。在过成熟生烃演化阶段,干酪根演化速度减缓并出现收缩现象,有机质部分孔隙被沥青充填,导致孔隙结构参数呈显著下降趋势。

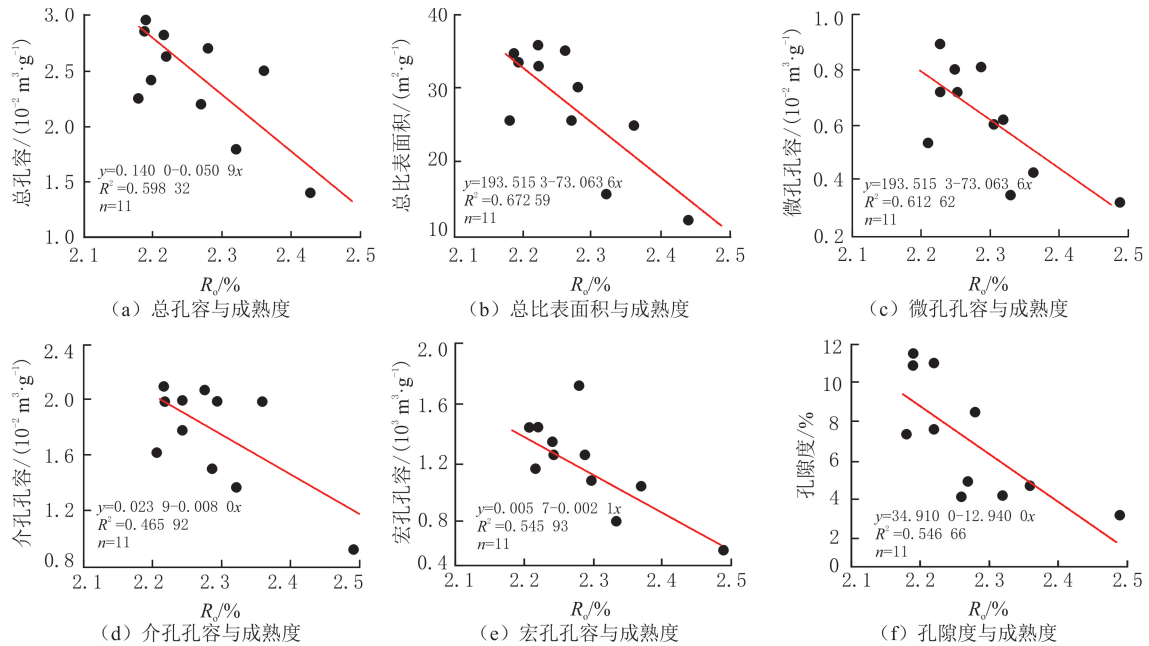


图 13 自贡地区龙一₁ 亚段镜质体反射率与孔隙结构关系

Fig. 13 Relationship between the reflectance of vitrinite and pore structure in the Long 1₁ Sub-member of the Zigong Area

5.2 矿物组成

5.2.1 黏土矿物

对于典型的四川盆地龙马溪组海相页岩,黏土矿物在成岩过程中易发生晶间孔充填或塑性变形,堵塞喉道并降低孔喉大小^[43]。研究区富有机质页岩的黏土矿物质量分数介于 10.4%~52.8%,平均为 34.3%。页岩黏土矿物质量分数下降,黏土矿物质量分数与总孔隙容、总比表面积和微孔孔隙容之间呈强负相关关系(见图 14(a-c)),与介孔孔隙容、孔隙度之间呈较弱的负相关关系(见图 14(d,f)),与宏孔孔隙容之间无明显的相关关系(见图 14(e)),表明黏土矿物主要发育微孔和介孔,宏孔占比小。在黏土矿物质量分数为

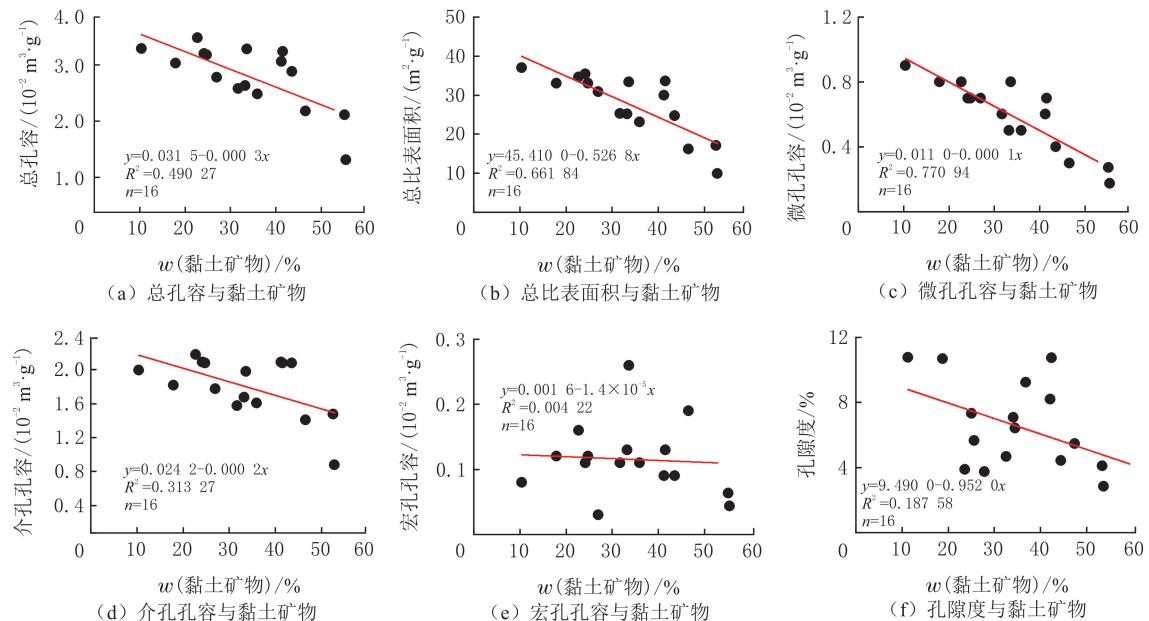


图 14 自贡地区龙一₁ 亚段页岩黏土矿物质量分数与孔隙结构特征关系

Fig. 14 Relationship between mineral composition and pore structure characteristics in shale clays of the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area

30.0%~40.0%时,有利于页岩总孔容和总比表面积的增加(见图 14(a-b))。由于研究区页岩储层经历显著的成岩演化过程,埋深的增加促使蒙脱石向伊利石转化,页岩总孔容和总比表面积降低,层间水释放和体积收缩,矿物转化破坏孔隙结构。此外,黏土矿物抗压实作用差,地层压力下易变形塌缩,减少孔隙数,整体表现为消极的作用。

5.2.2 脆性矿物

脆性矿物是影响孔隙结构的重要因素之一。自贡地区龙马溪组页岩中的脆性矿物质量分数介于 47.2%~89.6%,平均为 65.7%,与总孔容、总比表面积、微孔孔容、介孔孔容和孔隙度呈较强的正相关关系(见图 15(a-d,f)),与宏孔孔容呈较弱的正相关关系(见图 15(e))。脆性矿物质量分数增加,有机质富集,在热演化过程中产生更多的形态复杂的纳米孔隙,从而使得孔隙体积和比表面积增大^[44]。研究区脆性矿物以石英和方解石为主,一方面,石英作为刚性矿物形成的格架,在埋藏成岩过程中为孔隙空间提供支撑,防止孔隙坍塌,使得部分粒间孔保留下来^[45]。另一方面,脆性矿物的抗压特性在储层成岩过程中发挥双重作用:一是脆性矿物通过抗压实作用为原生孔隙提供结构支撑,为溶蚀作用创造发育空间;二是脆性矿物与页岩储层中的酸性流体相互作用,促使溶蚀孔隙及微裂缝的形成,增加储层的孔隙度与渗透率。在脆性矿物质量分数为 50.0%~60.0%时,对页岩孔隙参数具有显著的正向作用,高质量分数脆性矿物(质量分数>70.0%)对页岩孔隙参数起抑制作用(见图 15),脆性矿物质量分数过高导致有机质质量分数降低,制约孔隙的形成和保存^[46]。垂向上,研究区上部层段(Z1 井,3 912.0~3 956.7 m;Z3 井,4 149.3~4 193.8 m)以高质量分数黏土为特征(见图 3),压实作用强烈,孔隙度低,以微孔为主,形成以吸附气为主的储集单元;底部层段(Z1 井,3 956.7~3 973.5 m;Z3 井,4 193.8~4 214.7 m)脆性矿物质量分数显著增加,支撑孔隙骨架,溶蚀作用增强,介孔和宏孔占比增加,构成兼具吸附气和游离气储渗能力的优质储层。

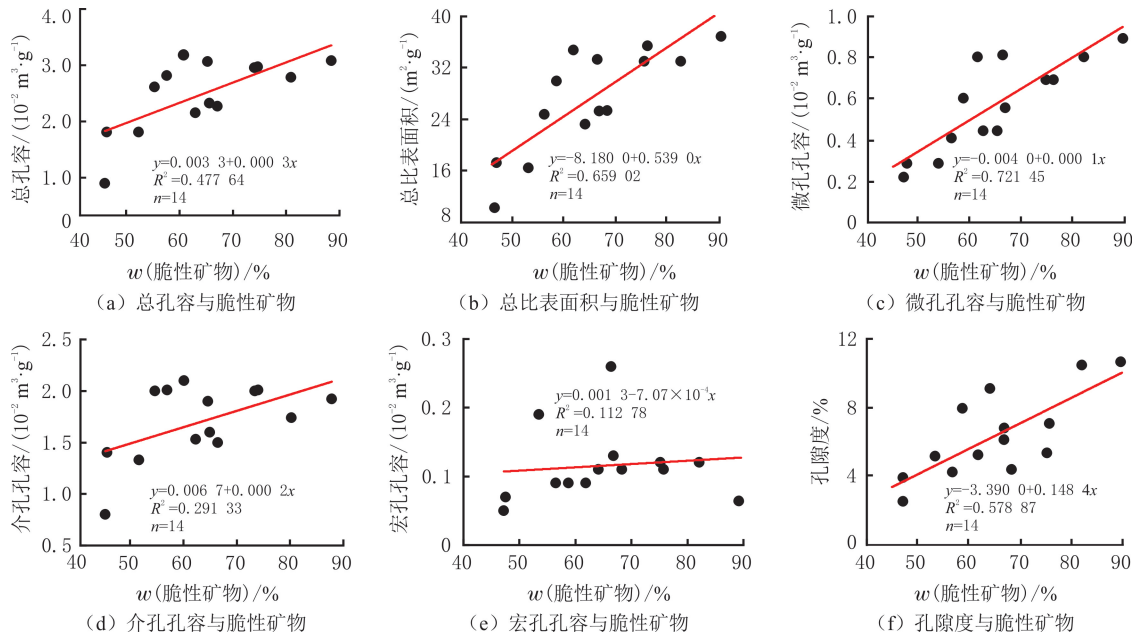


图 15 自贡地区龙一₁ 亚段脆性矿物质量分数与孔隙结构特征关系

Fig. 15 Relationship between the mass fraction of brittle minerals and pore structure characteristics in the Long 1₁ Sub-membe of the Zigong Area

6 结论

(1) 自贡地区龙一₁ 亚段富有机质页岩储层表现强的非均质性特征,矿物组成以黏土矿物和石英为主,含少量白云石、长石和方解石;孔隙类型以有机质孔为主,无机孔以溶蚀孔和晶间孔为主,发育微裂缝;以低、中有机质页岩为主(平均为 1.63%),整体上处于过成熟阶段(平均为 2.30%),有机质类型总体上以 I 型为主,生烃潜力较好。

(2)研究区富有机质页岩总孔容在 $0.018\ 0\sim 0.031\ 0\ \text{cm}^3/\text{g}$ 之间,总比表面积在 $23.15\sim 45.26\ \text{m}^2/\text{g}$ 之间。孔隙形态以墨水瓶孔和平行板状孔为主,以介孔和微孔为主,对总孔容的贡献最大(约占总孔容的95%),少量发育宏孔。

(3)研究区富有机质页岩孔隙发育主要受有机地球化学特征和矿物组成的影响。有机质丰度是影响页岩孔隙发育的重要因素之一,有利于微孔和介孔的发育;热演化程度高,达到过成熟阶段,不利于孔隙的发育;黏土矿物充填于粒间孔,压实和成岩作用导致孔隙数大量减少;脆性矿物抗压强度高,为溶蚀孔隙提供一定的发育空间,为页岩孔隙的发育提供有利条件。

参考文献(References):

- [1] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等.常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望:以中国致密油和致密气为例[J].石油学报,2012,33(2):173-187.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012,33(2):173-187.
- [2] 王濡岳,胡宗全,龙胜祥,等.四川盆地上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩储层特征与演化机制[J].石油与天然气地质,2022,43(2):353-364.
Wang Ruyue, Hu Zongquan, Long Shengxiang, et al. Reservoir characteristics and evolution mechanisms of the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shale, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022,43(2):353-364.
- [3] 董大忠,高世葵,黄金亮,等.论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J].天然气工业,2014,34(12):1-15.
Dong Dazhong, Gao Shikui, Huang Jinliang, et al. A discussion on the shale gas exploration development prospect in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014,34(12):1-15.
- [4] 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.
- [5] 刘文平,李帅智,刘成林,等.四川盆地渝西地区北部龙一₁亚段页岩气储层孔隙结构特征及影响因素[J].中国科技论文,2025,20(1):1-14.
Liu Wenping, Li Shuaizhi, Liu Chenglin, et al. Pore structure characteristics and influencing factors of deep shale gas reservoir in the Longyi 1 Subsection of northern part of Western Chongqing Region, Sichuan Basin[J]. China Sciencepaper, 2025,20(1):1-14.
- [6] Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D N, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation(Devonian), Pennsylvania [J]. AAPG Bulletin, 2013,97(2):177-200.
- [7] 彭钰洁,朱炎铭,挤压应力对川东渝南龙马溪组页岩孔隙的影响[J].特种油气藏,2016,23(2):132-135.
Peng Yujie, Zhu Yanming. The effect of extrusion stress on Longmaxi shale porosity in Eastern Sichuan-Southern Chongqing[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016,23(2):132-135.
- [8] 武瑾,曾凡成,唐晴,等.川南地区五峰组—龙马溪组页岩岩相特征及沉积环境演化[J].古地理学报,2025,27(5):1227-1243.
Wu Jing, Zeng Fancheng, Tang Qing, et al. Lithofacies characteristics and sedimentary environment evolution of the Wufeng and Longmaxi Formations shale in Southern Sichuan Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2025,27(5):1227-1243.
- [9] 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.
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.
- [10] 邢翔,王文希.四川盆地东南缘富页岩气构造类型及保存主控因素[J].东北石油大学学报,2020,44(2):1-10.
Xing Xiang, Wang Wenxi. Structural types and main controlling factors for preservation of rich shale gas formation in southeast of the Sichuan Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2020,44(2):1-10.
- [11] 张洪瑞,侯增谦.大陆碰撞成矿作用:深部动力学机制与成矿[J].东华理工大学学报:自然科学版,2023,469(6):525-536.
Zhang Hongrui, Hou Zengqian. Continental collisional mineralisation: deep dynamical mechanisms and mineralisation[J]. Journal of East China University of Technology(Natural Science), 2023,469(6):525-536.
- [12] 郭旭升,李宇平,刘若冰,等.四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J].天然气工业,2014,34(6):9-16.
Guo Xusheng, Li Yuping, Liu Ruobing, et al. Characteristics and controlling factors of micropore structures of Longmaxi shale play in the Jiaoshiba Area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014,34(6):9-16.
- [13] 刘树根,马文辛,Luba Jansa,等.四川盆地东部地区下志留统龙马溪组页岩储层特征[J].岩石学报,2011,27(8):2239-2252.
Liu Shugen, Ma Wenxin, Jansa L, et al. Characteristics of the shale gas reservoir rocks in the Lower Silurian Longmaxi Formation,

- East Sichuan Basin, China[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011,27(8):2239-2252.
- [14] 杨梅华,左银辉,段新国,等.四川盆地寒武统筇竹寺组烃源岩灶演化及其对成藏的启示[J].*地球科学*,2023,48(2):582-595.
Yang Meihua, Zuo Yinwei, Duan Xinguo, et al. Hydrocarbon kitchen evolution of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin and its enlightenment to hydrocarbon accumulation[J]. *Earth Science*, 2023,48(2):582-595.
- [15] 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.
- [16] 谢国梁,焦堃,刘瑞崑,等.四川盆地及周缘筇竹寺组与五峰组—龙马溪组页岩孔隙结构对比[J].*成都理工大学学报(自然科学版)*, 2024,51(5):813-832.
Xie Guoliang, Jiao Kun, Liu Ruiyin, et al. Comparison of pore structures between Qiongzhusi Formation and Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. *Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition)*, 2024,51(5):813-832.
- [17] 施振生,王红岩,林长木,等.威远—自贡地区五峰期—龙马溪期古地形及其对页岩储层品质的控制[J].*地层学杂志*,2020,44(2):163-173.
Shi Zhensheng, Wang Hongyan, Lin Changmu, et al. Paleotopography of Weiyuan-Zigong Area in Wufeng-Longmaxi stages(Ordovician-Silurian transition) and its effect on the quality of shale gas reservoir[J]. *Journal of Stratigraphy*, 2020,44(2):163-173.
- [18] 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.
- [19] 王社教,王兰生,黄金亮,等.上扬子区志留系页岩气成藏条件[J].*天然气工业*,2009,29(5):45-50.
Wang Shejiao, Wang Lansheng, Huang Jinliang, et al. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in Silurian of the Upper Yangtze Region[J]. *Natural Gas Industry*, 2009,29(5):45-50.
- [20] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等.四川盆地南缘下志留统龙马溪组页岩气储层矿物成分特征及意义[J].*石油学报*,2011,32(5):775-782.
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Characteristics and significance of mineral compositions of Lower Silurian Longmaxi Formation shale gas reservoir in the southern margin of Sichuan Basin[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011,32(5):775-782.
- [21] 蒲泊伶,蒋有录,王毅,等.四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J].*石油学报*,2010,31(2):225-230.
Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, et al. Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2010,31(2):225-230.
- [22] 陶金雨,申宝剑,胡宗全,等.桂北地区下石炭统鹿寨组页岩储层孔隙特征及评价[J].*油气藏评价与开发*,2022,12(3):437-444.
Tao Jinyu, Shen Baojian, Hu Zongquan, et al. Pore characteristics and evaluation of shale reservoir in Lower Carboniferous Luzhai Formation, northern part of middle Guangxi Depression[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022,12(3):437-444.
- [23] 刘若冰,魏志红,加奥启,等.川东南地区五峰—龙马溪组深层超压富有机质页岩孔隙结构分形特征及其地质意义[J].*地球科学*, 2023,48(4):1496-1516.
Liu Ruobing, Wei Zhihong, Jia Aoqi, et al. Fractal characteristics of pore structure in deep overpressured organic-rich shale in Wufeng-Longmaxi Formation in Southeast Sichuan and its geological significance[J]. *Earth Science*, 2023,48(4):1496-1516.
- [24] Zhang J Z, Tang Y J, He D X, et al. Full-scale nanopore system and fractal characteristics of clay-rich lacustrine shale combining FE-SEM, nano-CT, gas adsorption and mercury intrusion porosimetry[J]. *Applied Clay Science*, 2020,196:105758.
- [25] Jing F Y, Hong J X, Sheng X, et al. Pore structure characteristics of shale in coal-bearing strata: in the case of the Shanxi Formation of Lower Permian in Huainan Coalfield in China[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2023,41(5):1539-1558.
- [26] 赵佩,李贤庆,田兴旺,等.川南地区龙马溪组页岩气储层微孔隙结构特征[J].*天然气地球科学*,2014,25(6):947-956.
Zhao Pei, Li Xianqing, Tian Xingwang, et al. Study on micropore structure characteristics of Longmaxi Formation shale gas reservoirs in the Southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014,25(6):947-956.
- [27] 饶松,杨轶南,胡圣标,等.川西南地区下寒武统筇竹寺组页岩热演化史及页岩气成藏意义[J].*地球科学*,2022,47(11):4319-4335.
Rao Song, Yang Yinan, Hu Shengbiao, et al. Thermal evolution history and shale gas accumulation significance of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southwest Sichuan Basin[J]. *Earth Science*, 2022,47(11):4319-4335.
- [28] Hu R N, Tan J Q, Dick J, et al. Quantification of the influences of radiolarian fossils on the pore structure of Wufeng-Longmaxi shale(Ordovician-Silurian) in the Sichuan Basin, South China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 81:103442.
- [29] 白志强,刘树根,孙玮,等.四川盆地西南雷波地区五峰组—龙马溪组页岩储层特征[J].*成都理工大学学报(自然科学版)*,2013,40(5):521-531.
Bai Zhiqiang, Liu Shugen, Sun Wei, et al. Reservoir characteristics of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in southwest of Si-

- chuan Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition)*, 2013,40(5):521-531.
- [30] 扈金刚,黄勇,唐书恒,等.基于热模拟实验探讨湘鄂西地区黑色页岩孔隙结构演化[J].*科学技术与工程*,2020,20(11):4306-4315.
Hu Jingang, Huang Yong, Tang Shuheng, et al. The pore structure evolution of black shale in Western Hunan-Hubei Provinces based on pyrolysis simulation experiment[J]. *Science Technology and Engineering*, 2020,20(11):4306-4315.
- [31] Sing K S W. 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*, 2013,57(4):603-619.
- [32] Schoenherr J, Littke R, Urai J L, et al. Polyphase thermal evolution in the Infra-Cambrian Ara Group(South Oman Salt Basin) as deduced by maturity of solid reservoir bitumen[J]. *Organic Geochemistry*, 2007,38(8):1293-1318.
- [33] Liu Z H, Algeo T J, Guo X S, et al. Paleo-environmental cyclicality in the Early Silurian Yangtze Sea(South China): tectonic or glacio-eustatic control[J]. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2017,466(1):59-76.
- [34] Huang S P, Jiang Q C, Jiang H, et al. Genetic and source differences of gases in the Middle Permian Qixia and Maokou Formations in the Sichuan Basin, SW China[J]. *Organic Geochemistry*, 2023,178:104574.
- [35] 欧莉华,伊海生,张超,等.内蒙古锡林浩特-阿鲁科尔沁地区上二叠统林西组烃源岩有机地球化学特征[J].*地质通报*,2013,32(8):1329-1335.
Ou Lihua, Yi Haisheng, Zhang Chao, et al. Organic geochemistry of Upper Permian Linxi Formation source rocks in Xilin Hot-Ar Horqin Banner Area, Inner Mongolia[J]. *Geological Bulletin of China*, 2013,32(8):1329-1335.
- [36] 李成福,陈磊,刘钰,等.南祁连盆地下日哈坳陷上三叠统泥页岩地球化学特征及生烃潜力评价[J].*西北地质*,2020,53(4):153-162.
Li Chengfu, Chen Lei, Liu Yu, et al. Geochemical characteristics and evaluation of hydrocarbon generating potential of the Upper Triassic mud shale in Xiariha Depression of South Qilian Basin[J]. *Northwestern Geology*, 2020,53(4):153-162.
- [37] Zhang K, Peng J, Wang X, et al. Effect of organic maturity on shale gas genesis and pores development: a case study on marine shale in the Upper Yangtze Region, South China[J]. *Open Geosciences*, 2020,12(1):1617-1629.
- [38] 张梦婷,李文厚,李玉宏,等.渭河盆地及周缘上古生界残留地层分布及油气意义[J].*地质科学*,2019,54(2):423-433.
Zhang Mengting, Li Wenhou, Li Yuhong, et al. Residual stratigraphic distribution and hydrocarbon significance of Upper Paleozoic in Weihe Basin and its adjacent area[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2019,54(2):423-433.
- [39] Jarvie D M, Hill R J, Pollastro R M, et al. Assessment of the gas potential and yields from shale: the Barnett shale model[J]. *Oklahoma Geological Survey Circular*, 2005,110(2005):37-50.
- [40] 韩京,陈波,赵幸滨,等.下扬子地区二叠系页岩有机质孔隙发育特征及其影响因素[J].*天然气工业*,2017,37(10):17-26.
Han Jing, Chen Bo, Zhao Xingbin, et al. Development characteristics and influential factors of organic pores in the Permian shale in the Lower Yangtze Region[J]. *Natural Gas Industry*, 2017,37(10):17-26.
- [41] 王道富,王玉满,董大忠,等.川南下寒武统筇竹寺组页岩储集空间定量表征[J].*天然气工业*,2013,33(7):1-10.
Wang Daofu, Wang Yuman, Dong Dazhong, et al. Quantitative characterization of reservoir space in the Lower Cambrian Qiongzhusi shale, Southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2013,33(7):1-10.
- [42] Xi Z D, Tang S H, Li J, et al. Pore characterization and the controls of organic matter and quartz on pore structure: case study of the Niutitang Formation of Northern Guizhou Province, South China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019,61:18-31.
- [43] 刘毅,林承焰,林建力,等.东海盆地西湖凹陷深层低渗一致密砂岩孔隙结构特征及成因分析[J].*天然气地球科学*,2024,35(3):405-422.
Liu Yi, Lin Chengyan, Lin Jianli, et al. Pore structure characteristics and genesis analysis of deep tight sandstone in Xihu Depression, East China Sea Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024,35(3):405-422.
- [44] 罗锦昌,田继军,贺小标,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦苇沟组储层介-宏孔隙结构特征及控制因素[J].*地质科学*,2023,58(3):1008-1029.
Luo Jinchang, Tian Jijun, He Xiaobiao, et al. Characteristics and controlling factors of meso-macropore pore structure of Permian Lucaogou Formation reservoir in Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2023,58(3):1008-1029.
- [45] Yang W, Wang Q Y, Wang Y H, et al. Pore characteristic responses to categories of depositional microfacies of delta-lacustrine tight reservoirs in the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020,118:104423.
- [46] 王斌,过敏,施泽进,等.川东南地区志留系石牛栏组海相页岩储层孔隙结构特征及油气地质意义[J].*成都理工大学学报(自然科学版)*,2025,52(4):674-688.
Wang Bin, Guo Min, Shi Zejin, et al. Characteristics of shale pore structure and its geological oil and gas significance in the Shiniulan Formation, Southeast Sichuan Basin[J]. *Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition)*, 2025,52(4):674-688.

Key words: Junggar Basin; Zhongguai Uplift; Jiamuhe Formation; reservoir; development characteristics; laumontite; evolution sequence

Characteristics and main controlling factors of organic-rich shale reservoirs in the Long 1₁ Sub-member, Zigong Area, Sichuan Basin/2026,50(2):49-63

Li Jiayi¹, Xu Qinghai¹, Zeng Fancheng², Song Wenli², Zou Xiaopin², Li Mengyuan¹, Wang Kun¹

(1. School of Earth Sciences, Changjiang University, Wuhan, Hubei 430100, China; 2. Chuannan Natural Gas Exploration and Development Branch (Integration Centre), PetroChina Jilin Oilfield Company, Zigong, Sichuan 643000, China)

Abstract: The Lower Silurian Longmaxi Formation in the Southwestern Sichuan Basin represents a high-quality marine hydrocarbon source rock with significant exploration value. Focusing on organic-rich shale from the Long 1₁ Sub-member in the Zigong Area of the Sichuan Basin, this study employed techniques including total organic carbon mass fraction analysis, whole-rock X-ray diffraction, scanning electron microscopy, and CO₂ and N₂ adsorption to characterize reservoir properties, pore structure features, and their governing factors. Results indicate that the shale mineral composition in the study area is primarily clay minerals and quartz. Pore types in the organic-rich shale of the Long 1₁ Sub-member include organic pores, inorganic pores, and microfractures. Organic pores constitute the dominant pore type, accounting for 42.31%–93.04% of total porosity with an average of 66.88%. The total organic carbon (TOC) content in the organic-rich shale of the Long 1₁ Sub-member ranged from 0.16% to 5.05%, averaging 1.63%. The shale organic matter predominantly belonged to type I, with an average vitrinite reflectance of 2.30%. The shale's total porosity ranged from 0.018 0 to 0.031 0 cm³/g, with a total specific surface area ranging from 23.15 to 45.26 m²/g. The Long 1₁ Sub-member shale reservoirs predominantly developed mesopores, followed by micropores, which together accounted for approximately 95% of the total pore volume, while macropores constituted the smallest proportion. Organic matter abundance and maturity are the primary factors controlling organic pore development. Hydrocarbon generation promotes the formation of nanoscale pores, while high thermal maturity causes kerogen shrinkage and partial closure of organic pores. Clay mineral interconversion and compaction negatively impact pore development. Brittle minerals like quartz and calcite provide structural support for pore spaces during diagenesis, preserving intergranular pores and increasing porosity. These findings provide a basis for predicting sweet spots in deep marine shale gas exploration within the Sichuan Basin.

Key words: Sichuan Basin; Zigong Area; Longmaxi Formation; organic matter; deep marine shale; reservoirs characteristics; pore structure; quantitative characterization; main controlling factors