

川东北地区二叠系大隆组页岩储层特征及其 主控因素

王威^{1,2,3}, 刘珠江^{1,2,3}, 魏富彬^{1,2,3}, 李飞^{1,2,3}

(1. 中国石化勘探分公司, 四川成都 610041; 2. 中国石化深部地质与资源重点实验室, 北京 102206;

3. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206)

摘要:川东北地区二叠系大隆组发育一套海相优质页岩,页岩储层控制了页岩气的富集。以大隆组深水陆棚相页岩为研究对象,利用氩离子抛光扫描电镜、低温氮气吸附脱附法和高压压汞等测试资料,通过地球化学和矿物组成特征研究,与志留系龙马溪组、二叠系茅口组三段和吴家坪组二段等海相页岩储层进行差异性对比分析,提出了大隆组储层发育主控因素。研究结果表明:①深水陆棚相和盆地相区优质页岩发育,沿开江-梁平陆棚呈环带状分布,厚度介于20~35 m。川东北地区大隆组深水陆棚相页岩发育混合硅质页岩相和含灰硅质页岩相。南江地区深水陆棚相页岩厚度介于20~30 m,以混合硅质页岩相为主;在普光地区深水陆棚相页岩厚度相对较大,介于30~35 m,以含灰硅质页岩相为主;而靠近陆棚中间位置深水陆棚相页岩厚度略有减薄,在20 m左右,以硅质页岩相为主。②大隆组页岩储层具有“高碳、高脆、高孔、高含气”的“四高”特征。页岩为有机质发育的孔隙型储层,总体具有高孔-特低渗、微孔占比高和孔隙连通性较好的特征。③沉积环境控制了大隆组页岩储层孔隙发育程度及类型,流体超压使孔隙后期得以保存。④相比其他层系,海相页岩储层大隆组岩性组合以灰黑色硅质页岩夹薄层泥质灰岩为主,纵向灰岩夹层多,岩性非均质性强。不同层系页岩主要储集空间总体相似,均以有机质孔为主,但大隆组储层龙马溪组页岩储层孔隙度较其他层系页岩总体偏低。

关键词:有机质孔;储层特征;页岩;大隆组;二叠系;川东北地区;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics and determinants of shale reservoir development in the Permian Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin

WANG Wei^{1,2,3}, LIU Zhujiang^{1,2,3}, WEI Fubin^{1,2,3}, LI Fei^{1,2,3}

(1. Exploration Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. SINOPEC Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration & Production Technology, Beijing 102206; 3. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Beijing 102206)

Abstract: The Permian Dalong Formation in the northeastern Sichuan Basin contains a suite of high-quality marine shales, with shale reservoirs governing shale gas enrichment. In this study, we investigate the deep-shelf shales in this formation using data from scanning electron microscopy (SEM) of argon-ion milled shale samples, low-temperature nitrogen adsorption and desorption method, and mercury injection capillary pressure (MICP) technique. The geochemistry and mineralogy of shales in the Dalong Formation reveal the dominant factors controlling the occurrence of shale reservoirs in the Formation while comparing with those of other marine shale reservoirs in the Sichuan Basin, including the Silurian Longmaxi Formation, the 3rd member of the Permian Maokou Formation (also referred to as the Mao 3 Member), and the 2nd member of the Permian Wujiaping Formation (also referred to as the Wu 2 Member). The results indicate that high-quality shales occur in deep-shelf and basin facies in the northeastern Sichuan Basin. These shales show a ring-shaped distribution along the Kaijiang-Liangping shelf, with a thickness ranging from 20 to 35 m. The deep-shelf shales in the Dalong Formation comprise mixed siliceous and calcareous siliceous shales. In the Nanjiang area, the shales measure 20 to 30 m in thickness and are dominated by mixed siliceous shales. In the Puguang area,

收稿日期:2024-05-13;修回日期:2024-09-30。

第一作者简介:王威(1980—),男,博士、研究员,油气田勘探综合研究。E-mail: wangw.ktnf@sinopec.com。

基金项目:中国石油化工股份有限公司科技攻关项目(P23070, P23221, P22136)。

they exhibit greater thicknesses ranging from 30 to 35 m and consist primarily of calcareous siliceous shales. In contrast, near the central part of the Kaijiang-Liangping shelf, the shales are slightly thinner, around 20 m, and predominately comprise siliceous shales. The shale reservoirs in the Dalong Formation feature high total organic carbon (TOC) content, brittleness index, porosity, and gas content. As porous reservoirs dominated by organic pores, these reservoirs typically exhibit high porosity combined with ultra-low permeability, a large proportion of micropores, and excellent pore connectivity. The developmental degree and types of pores in the Dalong Formation shale reservoirs are determined by the sedimentary setting, as the pores therein preserved in the late stage under fluid overpressure. Compared to marine shales in other strata in the Sichuan Basin, the shales in the Dalong Formation exhibit a lithologic assemblage dominated by grayish-black siliceous shales intercalated with thinly laminated argillaceous limestones. The presence of numerous limestone intercalations vertically leads to high lithologic heterogeneity. While shales in different strata share similarities in their main storage space types, that is, organic pores dominate in all, the shale reservoirs in the Dalong and Longmaxi formations generally exhibit relatively lower porosity.

Key words: organic pore, reservoir characteristics, shale, Dalong Formation, Permian, northeastern Sichuan Basin, Sichuan Basin

引用格式:王威,刘珠江,魏富彬,等.川东北地区二叠系大隆组页岩储层特征及其主控因素[J].石油与天然气地质,2024,45(5):1355-1367. DOI: 10.11743/ogg20240511.

WANG Wei, LIU Zhujiang, WEI Fubin, et al. Characteristics and determinants of shale reservoir development in the Permian Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1355-1367. DOI: 10.11743/ogg20240511.

四川盆地东部-东北部(川东-川东北)在晚二叠世以继承性深水陆棚沉积为主,自下而上发育茅口组三段(茅三段)、吴家坪组二段(吴二段)和大隆组3套海相优质页岩,目前3套页岩均获得勘探突破。其中针对吴二段页岩层,中国石化江汉油田在红星地区部署红页1井,中国石油西南分公司在梁平地区部署大页1井,两口井测试分别获得 $8.90 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $32.06 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的中-高产工业气流^[1-2];针对大隆组页岩,中国石化勘探分公司在普光地区部署LY1井,测试获得 $42.66 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流^[3];针对茅三段页岩,中国石化江汉油田在红星地区部署红页茅1井,测试获得 $6.45 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流^[4]。以上勘探成果揭示川东-川东北二叠系3套海相页岩均具有良好的勘探开发潜力,有望成为四川盆地继志留系龙马溪组之后的页岩气勘探开发接替新阵地。

页岩储层特征是影响页岩气富集的关键要素之一,其主要受原始沉积环境影响,后期成岩作用和构造运动对其也有一定的影响^[5-7]。大隆组沉积环境具有自身的独特性,其形成于拉张背景下的克拉通边缘裂陷,属于台地-裂陷槽成型期^[8-9],与志留系龙马溪组(形成于挤压背景下的克拉通内拗陷)、二叠系吴二段(形成于台地-裂陷槽扩张期)和茅三段(形成于台地-裂陷槽雏形期)的沉积背景具有一定的差异^[10-12]。目前关于四川盆地海相层系志留系龙马溪组页岩储层特征及主控因素的研究较多^[13-16],二叠系吴二段和茅三

段页岩也有一定的研究^[4,17],但针对川东北地区大隆组页岩储层特征及主控因素的研究较少,且其与四川盆地的志留系龙马溪组、二叠系吴二段和茅三段的储层特征是否存在差异还不清楚。因此本文以川东北地区LY1井和LB1井大隆组页岩为主要研究对象,采用氩离子抛光扫描电镜、低温氮气吸附脱附法和高压压汞等多种技术,结合地球化学和矿物组成特征,对其页岩储层发育特征开展研究,对比志留系龙马溪组、二叠系吴二段和茅三段页岩储层特征差异,探讨二叠系大隆组页岩储层发育主控因素,以期对川东北地区大隆组页岩气成藏条件分析及下一步的勘探评价提供理论依据。

1 研究区背景

川东北地区位于四川省达州—巴中—广元一带,构造位于四川盆地川北低缓褶皱带和川东高陡褶皱带两组构造体系的交汇区。勘探实践证明区内油气形成地质条件优越,先后已探明发现普光和元坝两大高含硫气田^[18-20],合计提交探明储量超 $0.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$,是中国重要的天然气生产基地。其中普光气田是目前中国规模最大、丰度最高的特大型整装海相气田^[18-19]。

早二叠世晚期,受扬子板块西南缘峨眉地幔柱的影响,川东北地区在拉张背景下,北东-南西向展布的开江-梁平陆棚开始形成^[20]。伴随着陆棚的发展和消亡、海进和海退的演化,纵向叠置发育茅三段、吴二段

和大隆组3套优质页岩。其中大隆组是二叠世海侵最大泛面凝缩层段^[21],具有厚度大和有机质丰度高的特征,是川东北地区重要的优质烃源岩之一,同时也具备良好的页岩气勘探潜力^[22](图1)。

2 页岩基本特征

2.1 大隆组深水陆棚相优质页岩展布与岩相特征

川东北地区上二叠统大隆组(也称长兴组)沉积期,四川盆地“台-盆分异”沉积格局更加明显,由于基底沉降,沉积水体较深,由盆地相发育到深水陆棚相,再发育到斜坡脚相,地层厚度增大,硅质矿物含量降低,碳酸盐矿物含量增加。深水陆棚相和盆地相区优质页岩发育,沿开江-梁平陆棚呈环带状分布^[23],厚度介于20~35 m。按照硅质矿物和碳酸盐矿物含量的差异,川东北地区大隆组深水陆棚相页岩共发育混合硅质页岩相(硅质矿物含量49.3%,碳酸盐矿物含量25.3%,黏土矿物含量15.7%)和含灰硅质页岩相(硅质矿物含量44.2%,碳酸盐矿物含量40.6%,黏土矿

物含量5.3%)两大类。其中在南江地区深水陆棚相页岩厚度介于20~30 m,以混合硅质页岩相为主;在普光地区深水陆棚相页岩厚度相对较大,介于30~35 m,以含灰硅质页岩相为主;靠近陆棚中间位置,深水陆棚相页岩厚度略有减薄,在20 m左右,以硅质页岩相为主。本文在储层研究中选用的LY1井和LB1井分别位于南江和普光地区深水陆棚相区,属于两种岩相组合,研究中能够代表川东北地区大隆组页岩储层的特征。

2.2 地球化学及含气性特征

利用川东北地区LY1和LB1等井的大隆组页岩取心资料,对大隆组页岩品质开展了详细研究,揭示大隆组页岩具有高总有机碳含量(*TOC*)、高孔隙度、高含气量和高脆性指数“四高”特征。以LY1井为例,大隆组页岩*TOC*介于1.00%~12.20%,平均值为5.82%,其中*TOC*大于3.00%的占比超50%;不同的岩相*TOC*差异较明显,其中含灰/硅混合质页岩最高,*TOC*平均值为5.83%,含硅灰质页岩、含灰硅质页岩和混合硅质页岩次之,*TOC*平均值分别为4.71%、4.82%和4.45%(图2)。

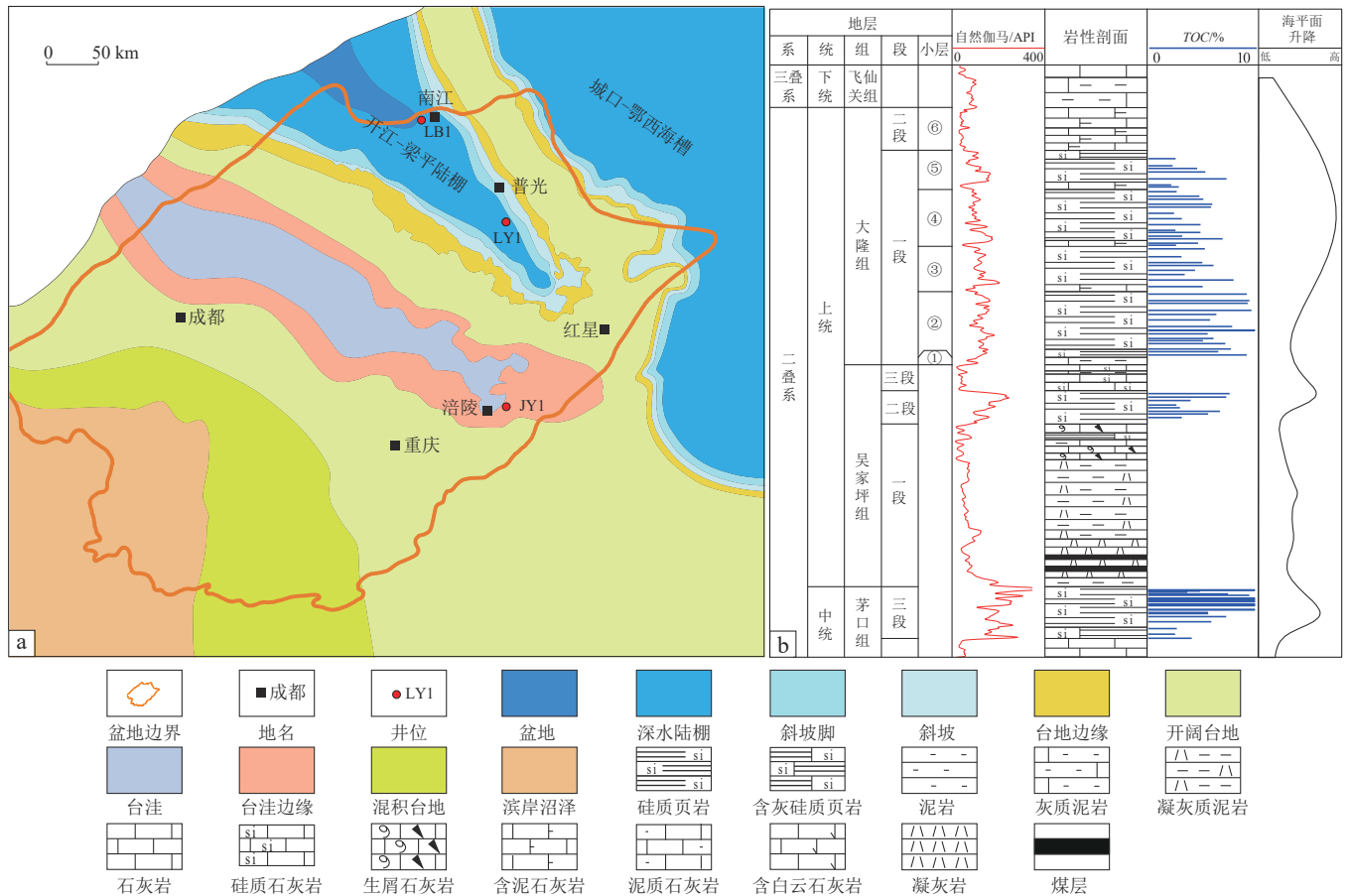


图1 四川盆地二叠系大隆组沉积相平面展布(a)和地层综合柱状图(b)

Fig. 1 Sedimentary facies map (a) and composite stratigraphic column (b) of the Permian Dalong Formation, Sichuan Basin

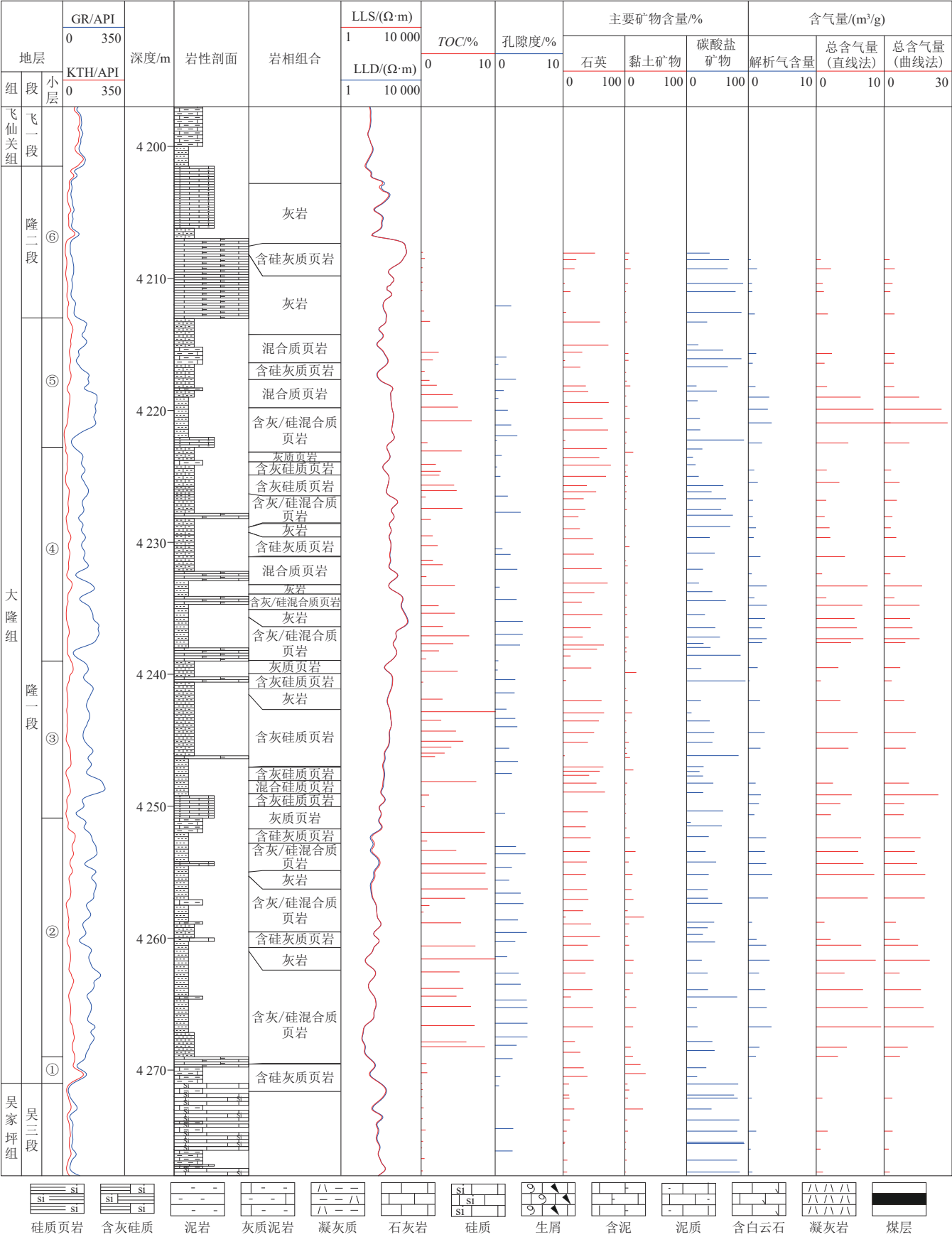


图2 川东北地区大隆组LY1井页岩气储层地层综合柱状图

Fig. 2 Composite stratigraphic column of shale gas reservoirs in well LY1 in the Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin

大隆组页岩有机质显微组分主要为以腐泥组无定形体为主,与藻类体相近,少量固体沥青干酪根腐泥组含量平均为79.0%、固体沥青含量平均为7.7%,不含镜质组和惰质组,表明有机质类型以I型为主;实测镜质体反射率(R_o)值介于2.02%~2.22%,平均值为2.16%,总体处于高成熟-过成熟阶段。

全岩X射线衍射分析结果表明大隆组页岩矿物组成以硅质矿物和方解石为主,黏土矿物含量占比少。其中硅质矿物含量介于2.0%~93.2%,平均值为44.3%;方解石含量介于5.9%~95.0%,平均值为40.1%;黏土矿物含量介于0.5%~33.1%,平均值为6.2%(图2)。

现场含气量测定结果表明,大隆组页岩总体具有高含气量特征(图2),其中解吸气量主要介于0.14~3.46 m³/t,平均值为1.87 m³/t;直线法恢复总含气量介于0.70~10.15 m³/t,平均值为4.80 m³/t;曲线法恢复总含气量介于2.58~27.95 m³/t,平均值为11.66 m³/t。

3 页岩储层特征

3.1 物性特征

川东北地区大隆组页岩储层具有高孔隙度、特低渗透率的特征。65个样品中实测孔隙度分布在2.0%~12.7%,平均值为4.7%;其中孔隙度介于2.0%~4.0%的样品占比50%,孔隙度介于4.0%~6.0%的样品占比26%,孔隙度大于6.0%的样品占比24%。总体来看,测试样品中孔隙度小于4.0%和大于4.0%的总体占比一样多;实测渗透率介于(0.000 449~0.808 000)×10⁻³ μm²,平均值为0.034 300×10⁻³ μm²。

大隆组页岩储层孔隙度明显受沉积相带控制,在平面上页岩孔隙度值由深水陆棚边缘向内侧呈现增大

的趋势,靠近深水陆棚中心的LB1井具有更高的孔隙度(孔隙度平均值4.92%);在纵向上孔隙度分布并未呈现出随埋深的变化规律,而是高、低均有分布。以LY1井纵向分布规律为例,在高TOC段含灰/硅混合质页岩和混合硅质页岩等孔隙度平均值大于4.0%;在TOC相对较低岩性段含灰硅质页岩和硅质页岩等孔隙度平均值介于3.0%~4.0%;低TOC段灰质页岩孔隙度明显降低,平均值小于2.0%(图2)。大隆组页岩储层孔隙度与TOC呈明显正相关性(图3a),这种特征与龙马溪组相似^[24-28]。另外从孔隙度与渗透率的关系来看,两者没有任何相关性(图3b),结合之前对于龙马溪组储层的认识,认为大隆组页岩储层是以有机质孔为主的孔隙型储层。

3.2 孔隙类型及特征

3.2.1 大隆组页岩孔隙发育类型

氩离子抛光扫描电镜可以有效识别泥页岩储集空间类型及其赋存状态。通过LY1井和LB1井大隆组页岩氩离子抛光扫描电镜分析可以识别出川东北地区大隆组泥页岩储集空间主要分为有机质孔、无机质孔和微裂缝,整体孔隙广泛分布,以有机质孔为主,微裂缝发育较少(图4)。其中有机质孔指赋存于有机质内的孔隙,其虽为泥页岩储集空间的主要贡献体,但分布特征具有较强的非均质性。例如,整体泥页岩中分布大量层状有机质大颗粒(可能为层状藻类体),内部发育大量海绵状有机质孔,有的呈条带状的镜质组有机质颗粒内部不发育孔隙,孔径主要分布于1~100 nm(图5,图6a—c);可见具有生物结构的环形有机质,其通常与石英、方解石、磷灰石和黄铁矿等矿物相伴生,内部发育大量海绵状有机质孔,孔径主要分布于5~200 nm(图5,图6d,图6e);

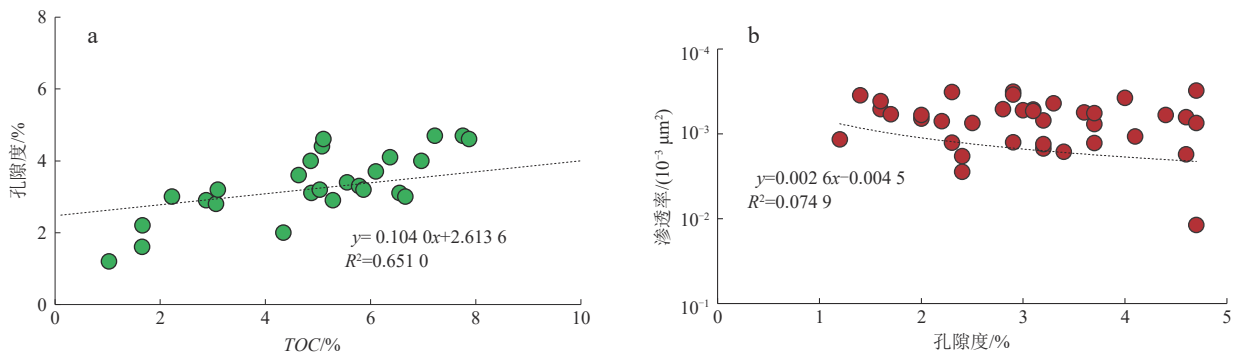


图3 川东北地区大隆组LY1井页岩储层孔隙度与TOC(a)和渗透率(b)相关关系

Fig. 3 Correlations of porosity with TOC content (a) and permeability (b) for shale reservoirs in well LY1 in the Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin

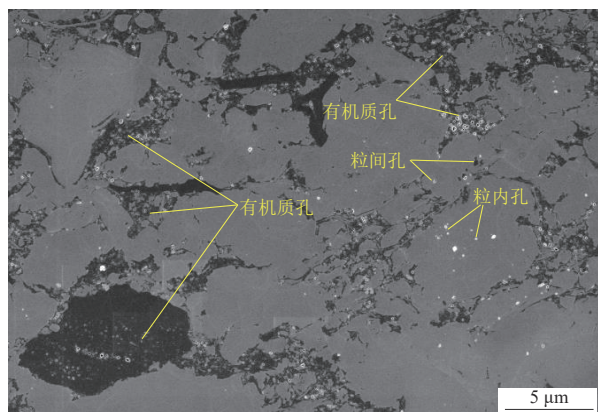


图4 川东北地区大隆组储层储集空间类型扫描电镜照片
Fig. 4 A scanning electron microscope (SEM) image showing the storage space types of reservoirs from the Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin

可见具有特殊结构的有机质颗粒(可能来源于高等植物组织),其内部发育圆形的原生有机质孔,在经历焦沥青充填后形成特殊的圆形海绵状有机结构,也有发育形态不规则的原生有机质孔和孤立的圆形有机质孔现象,孔径主要分布于50~2 000 nm(图5,图6f,图6g)。

无机质孔指赋存于矿物颗粒内部或边缘的孔隙,主要包括粒间孔、黏土矿物孔和次生溶蚀孔等。常见的粒间孔主要是石英和黄铁矿等矿物晶粒间存在的纳米级孔隙,孔径介于20~200 nm(图5,图6a);黏土矿物孔常形成于片状黏土矿物之间,具有形状不规则、吸附性较强和集中发育的特点;次生溶蚀孔常形成于长石、方解石、黄铁矿和金红石等易溶矿物中,是被有机质在脱羟基作用下产生的酸性液体溶蚀形成,包括粒

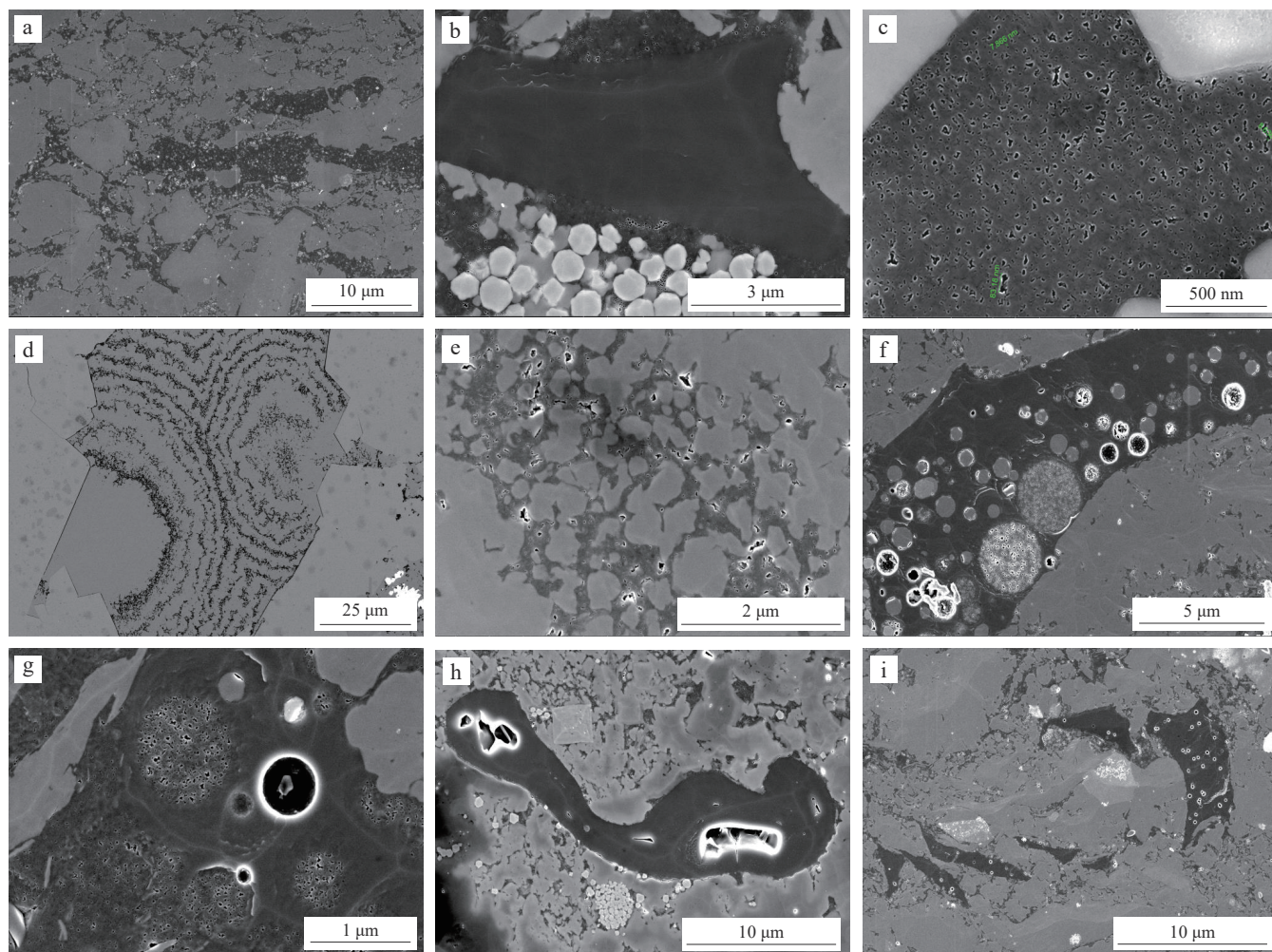


图5 川东北地区大隆组储层有机质孔发育特征扫描电镜照片

Fig. 5 SEM images showing the developmental characteristics of organic pores in the reservoirs of the Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin

a. 大面积连续分布的有机质孔,可能为藻类体,埋深4 245 m,LY1井;b. 不均质发育的有机质孔,埋深4 248 m,LY1井;c. 海绵状有机质孔,埋深5 413 m, LB1井;d. 赋存于生物腔体内部的有机质孔,与生物石英相伴生,埋深4 253 m,LY1井;e. 有机质孔,埋深4 253 m,LY1井;f. 不均质发育的有机质孔,埋深4 260 m,LY1井;g. 不均质发育的有机质孔,埋深4 263 m,LY1井;h. 原生有机质孔,埋深5 400 m,LY1井;i. 孤立状有机质孔,埋深4 266 m,LY1井

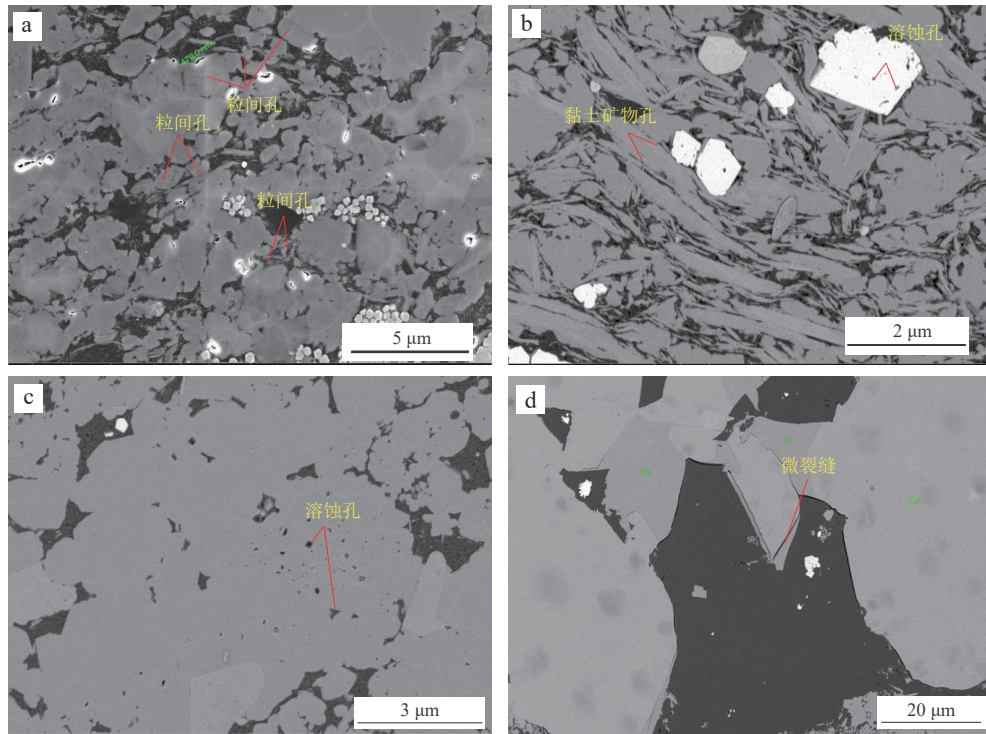


图6 川东北地区LY1井大隆组储层无机质孔及微裂缝发育特征扫描电镜照片

Fig. 6 SEM images showing the developmental characteristics of inorganic pores and microfractures in the reservoirs of the Dalong Formation in well DY1, northeastern Sichuan Basin

a. 粒间孔,埋深4 247 m;b. 黏土矿物孔和溶蚀孔,埋深4 255 m;c. 溶蚀孔,埋深4 258 m;d. 微裂缝,埋深4 264 m

间溶孔和粒内溶孔(图5,图6b,图6c)。微裂缝包括矿物或有机质边缘缝和内部缝两种类型。边缘缝一般未见充填,裂缝宽度主要介于 $0.02 \sim 1.00 \mu\text{m}$,裂缝长度与矿物或有机质大小相关;内部缝多具有一定的幅度,部分呈平行状或羽列状连续排列分布(图5,图6d),可能是有机质在温压下降条件下收缩产生,也可能是人工制样所致,在镜下比较少见。

3.2.2 大隆组页岩孔隙形态和大小

1) 孔隙形态

在电镜观察的基础上,常利用氮气吸附法和和高压压汞法对页岩储层孔隙进行多尺度描述,测定比表面积、孔容和孔径分布等参数,可有效地反映页岩的孔隙结构特征。为了从宏观上把握和验证电镜对有机质孔发育的观察结果,特从氮气吸脱附曲线特征入手来定性描述其特征。滞后环是多孔介质氮气吸脱附曲线的典型特征,是由吸附分支与脱附分支形成的闭合曲线。IUPAC(国际纯粹与应用化学联合会)将滞后环分为4大类,即H1,H2,H3和H4,每一种滞后环形态对应于一种孔隙形状(图7)^[29-30]。从川东北大隆组页岩氮气吸脱附测试结果来看,大隆组页岩的滞后环明显地

呈现出“墨水瓶”形态(图8),近似于H2型滞后环。考虑到海相页岩中的生物石英含量很高,且以有机质孔为主体孔隙的结构通常表现为典型的“墨水瓶”形态,因此这里认为川东北大隆组页岩近椭圆形的环实际上是由有机质孔隙发育造成的,也就是说有机质孔隙在大隆组海相页岩孔隙系统中占据主导地位,也说明无机质孔含量很少以至于在滞后环的形态中都没能得以反映。从而在宏观上印证了大隆组海相页岩有机质孔发育较好的特征,这与扫描电镜图像得到的认识较为一致。

2) 孔隙大小

借助目前成熟的孔隙大小表征方法,高压压汞-氮气吸附联合测定法^[31]对LY1井大隆组泥页岩样品进行系统分析。结果显示,孔径总体分布范围较广,孔径介于 $0.7 \sim 20\,000.0 \text{ nm}$ 不等,总体呈现出“三峰”特征,即孔径 <2.0 、 $2.0 \sim 10.0$ 和 $10.0 \sim 30.0 \text{ nm}$ 3个峰值区间。根据IUPAC孔隙结构分类标准来看,大隆组页岩储层中孔隙总体偏小,孔径 $<2.0 \text{ nm}$ 的微孔为主要孔隙空间,占整个孔隙的50%;孔径在 $2.0 \sim 50.0 \text{ nm}$ 的介孔次之,占比44%;孔径 $>50.0 \text{ nm}$ 的宏孔最少,占比6%左右(图9)。

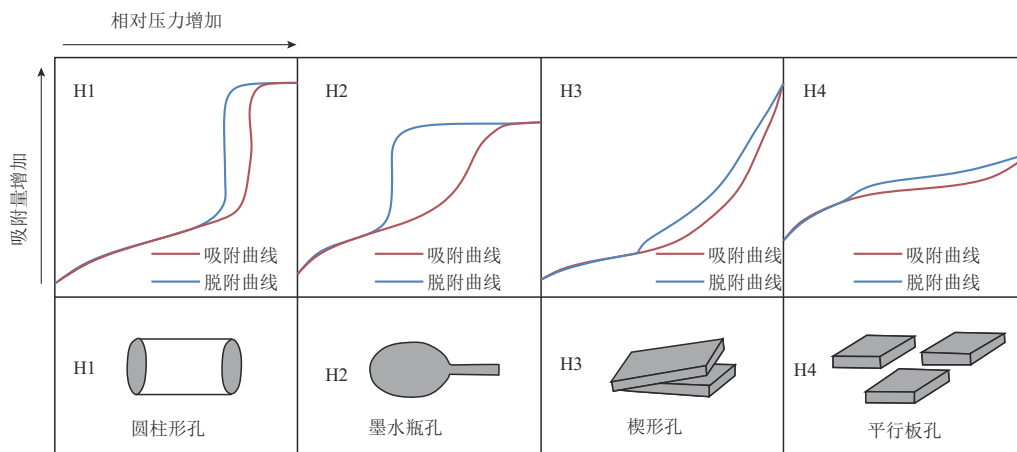


图7 川东北地区大隆组页岩滞后环及其对应的孔隙形状示意图

Fig. 7 Sketch of hysteresis loops of shales and corresponding pore shapes in the Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin

4 四川盆地其他层系海相页岩储层特征对比

为了更加深入明确二叠系大隆组页岩储层特征,本次研究中引入了龙马溪组、吴二段和茅三段等同属深水陆棚相的页岩储层,与之从页岩品质、物性参数、孔隙类型和孔隙大小等方面开展精细对比,其中龙马溪组页岩选取典型井DYS2井,吴二段页岩选取典型井红页1井,茅三段页岩选取典型井红页茅1井。从大隆组与吴二段页岩储层对比来看,两者由于在沉积环境方面具有一定继承性,页岩在TOC、矿物组成和岩相组合等方面具有明显相似性,因此两类页岩储层在孔隙类型和大小方面总体相似,都是以有机质孔为主,且微孔占比较高,在50%左右;但是在实测孔隙度大小方面两者存在一定差异,即吴二段页岩实测孔隙度较大隆组页岩明显偏高(表1)。大隆组与茅三段页岩层对比来看,两者差异较大,主要表现在茅三段页岩具有“高碳、高碳酸盐”特征;从孔隙类型和大小方面对比来看,也均以有机质孔为主,但茅三段页岩实测孔隙度略大于大隆组,且其页岩储层中微孔占比更高,可达60%以上。另外与龙马溪组页岩储层的对比来看,两者差异最大,首先在岩性组合上大隆组以灰黑色硅质页岩夹薄层泥质灰岩为主,纵向灰岩夹层多,岩性非均质性强;龙马溪组岩性相对简单,以灰黑色炭质页岩为主,纵向夹层较少;矿物组成上,大隆组页岩具有“高硅、高碳酸盐、低黏土”的特征;龙马溪组页岩具有“高硅、低碳酸盐、高黏土”的特征;孔隙度、孔隙类型和孔隙结构等方面差异主要表现在龙马溪组页岩储层孔隙度较大隆组页岩整体偏高,从

孔隙类型来看两者均以有机质孔为主要储集空间,但是其发育程度还是存在差异,即龙马溪组页岩有机质孔隙发育程度略高于大隆组;无机质孔类型上也差异明显,其中大隆组无机质孔以碳酸盐矿物粒缘缝和粒内孔及溶蚀孔隙为主,龙马溪组以黏土矿物孔(缝)为主(表1)。

总而言之,大隆组页岩储层还是具有其独特性,无论是相较于同属二叠系海相深水陆棚相页岩的吴二段和茅三段,还是与志留系龙马溪组页岩相比,其储层特征都存在明显差异。

5 页岩储层发育主控因素

5.1 沉积环境控制了大隆组页岩储层孔隙发育程度及类型

大隆组沉积期处于地裂拉张鼎盛定型期^[32],基底沉降,火山活动减弱,上升洋流和热液活动造成硅质生物繁盛,古生产力高;深水安静缺氧环境,利于有机质富集保存,发育高碳含灰/硅质页岩,页岩具有“高碳、高脆”特征,从而控制了储层孔隙发育。

5.1.1 高有机碳含量是有机质孔形成的物质基础

页岩有机碳含量是衡量烃源岩生烃潜力的重要参数,也是有机质孔发育的重要控制因素^[33]。川东北地区大隆组页岩实测TOC普遍大于3.0%,具有明显的高碳特征,并且页岩孔隙度、孔体积和比表面积等参数与TOC均存在良好的正相关性(图10),也就是说TOC越高,页岩生烃能力就越强,从而促进了有机质孔隙的发育。

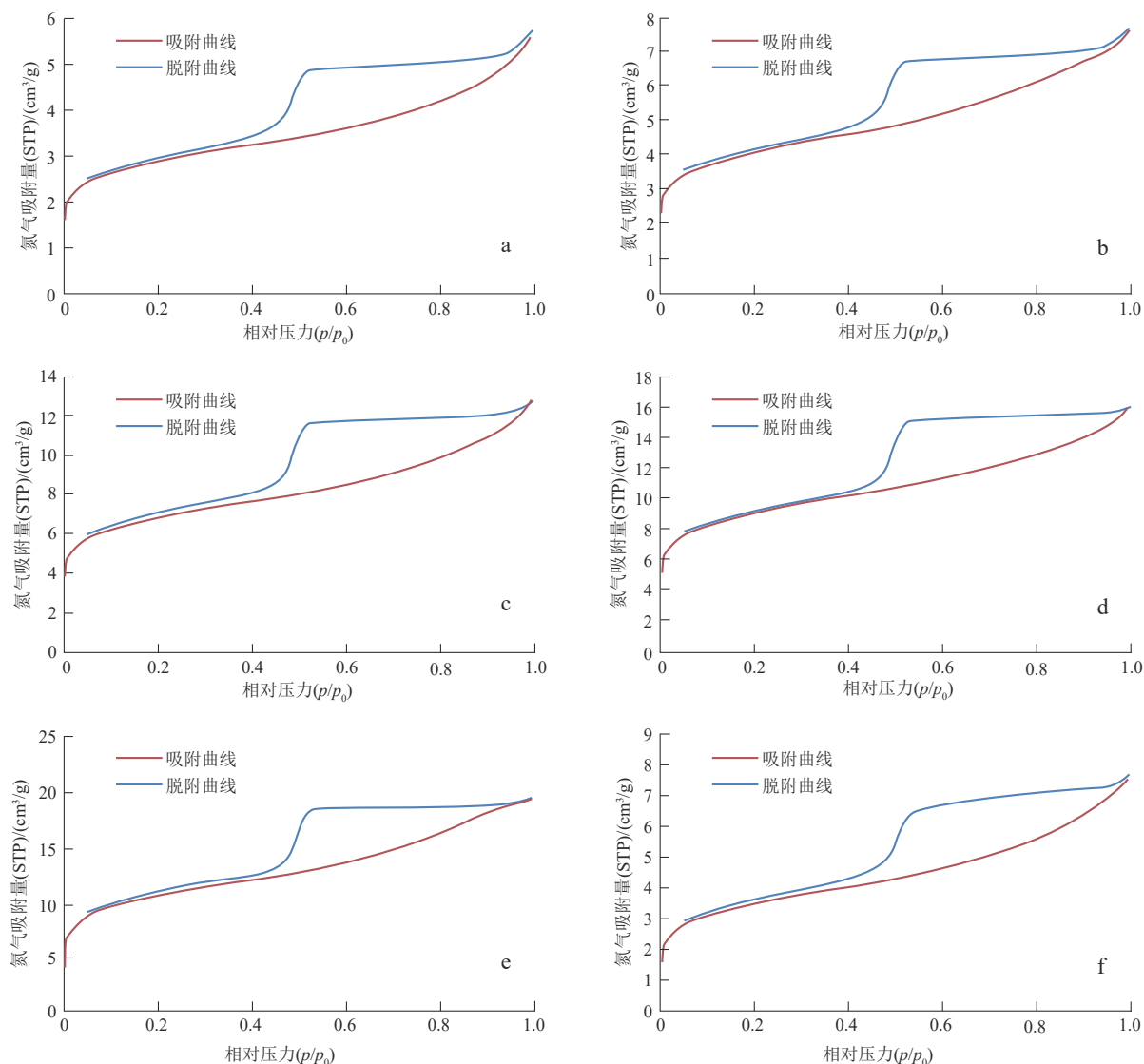


图8 川东北地区LB1井大隆组页岩氮气吸附-脱附曲线特征

Fig. 8 Nitrogen adsorption-desorption curves of shales in well LB1 in the Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin

- a. $TOC=3.14\%$, 埋深 5 412.58 m; b. $TOC=6.16\%$, 埋深 5 411.42 m; c. $TOC=6.95\%$, 埋深 5 409.37 m; d. $TOC=9.67\%$, 埋深 5 407.98 m;
e. $TOC=8.64\%$, 埋深 5 405.82 m; f. $TOC=4.71\%$, 埋深 5 403.88 m

[p 为气体真实压力; p_0 为气体在测量温度下的饱和蒸汽压。STP 为标准温度 (0°C) 和压力 (0.1 MPa)。]

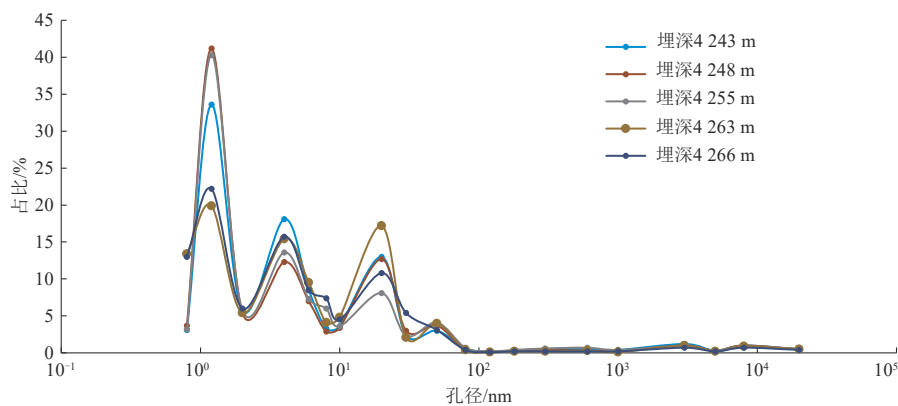


图9 川东北地区LY1井大隆组页岩储层全孔径分布

Fig. 9 Pore size distribution over the full range for shale reservoirs of the Dalong Formation in well DY1, northeastern Sichuan Basin

表1 川东北地区大隆组与四川盆地其他层系海相页岩储层特征关键参数对比

Table 1 Comparison of the critical parameters of marine shale reservoirs between the Dalong Formation in the northeastern Sichuan Basin and other shale reservoirs in the Sichuan Basin

储层参数		大隆组 (LY1井)	五峰组-龙马溪组优质段 (DYS2井)	吴家坪组二段 (红页1井)	茅口组三段 (红页茅1井)
页岩品质	矿物组成	硅质矿物44.2% 黏土矿物5.3% 碳酸盐矿物40.6%	硅质矿物44.2% 黏土矿物40.6% 碳酸盐矿物8.7%	硅质矿物47.4% 黏土矿物15.3% 碳酸盐矿物21.8%	硅质矿物30.7% 黏土矿物1.1% 碳酸盐矿物58.5%
	TOC/%	5.82	3.70	8.77	6.95
	有机质类型	I型、II ₁ 型	I型	II ₁ 型	II ₁ 型
	R _o /%	2.1	2.4	2.6	2.3
	岩相组合	复杂,多种岩相纵向叠置	相对单一,以灰黑色炭质泥岩为主	复杂,多种岩相纵向叠置	复杂,多种岩相纵向叠置
物性参数	孔隙度/%	3.46	7.30	5.60	4.27
	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	0.034 3	0.018 0	—	—
孔隙类型		以有机质孔为主;无机质孔(缝)占比少,以碳酸盐矿物粒缘缝和粒内孔及溶蚀孔隙为主	以有机质孔为主;无机质孔(缝)占比少,以黏土矿物孔(缝)为主	以有机质孔为主;无机质孔(缝)占比少,以矿物粒缘缝和粒内孔隙为主	以有机质孔为主,发育大量的粒间有机质孔和粒内有机质孔;无机质孔(缝)较少,裂缝以贴粒缝、微裂缝等为主
孔隙大小		介孔占比50%,微孔占比44%,大孔占比6%	介孔占比35%,微孔占比51%,大孔占比14%	微孔占比52%,介孔占比44%,大孔占比4%	微孔占比65%,介孔占比50%,大孔占比15%

注:“—”代表可能由于样品有裂隙等原因,未测试出有效数据。

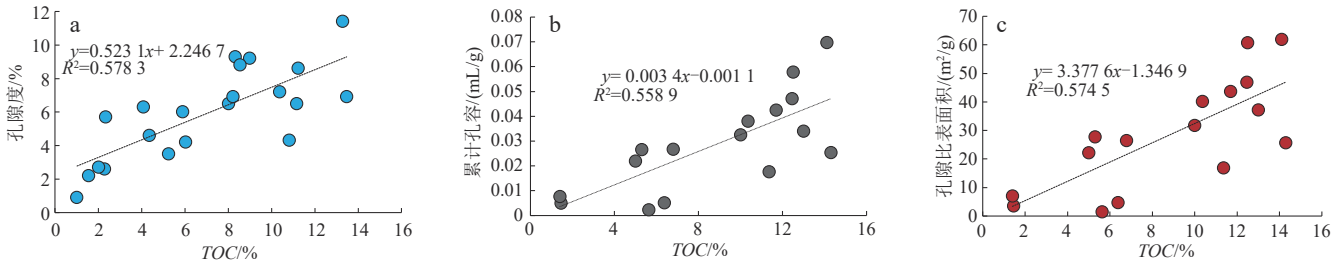


图10 川东北地区大隆组页岩储层TOC与孔隙度(a)、孔隙体积(b)及孔隙比表面积(c)相关关系

Fig. 10 Correlations of TOC content with porosity (a), pore volume (b), and specific surface area (c) for shale reservoirs in the Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin

5.1.2 高脆性矿物形成刚性骨架为有机质孔隙后期保持提供条件

大隆组页岩由高硬度硅质矿物和碳酸盐矿物组成,并且两者含量普遍大于70%,在页岩沉积建造阶段能形成由大量硅质和碳酸盐矿物组成的刚性骨架,为大隆组内滞留油充注及后期原油裂解形成的有机质孔提供空间保护(图11)。另外由于大隆组高脆性特征,在覆压32 MPa条件下,孔隙度降低率小于10%,相比于五峰组-龙马溪组和陆相凉高山组等在相同的覆压条件下的页岩抗压保孔能力更强(图12)。

5.2 流体超压使孔隙后期得以保存

页岩储层流体是否处于超压状态是影响大隆组现

今和后期孔隙维持的关键。川东北地区大隆组页岩目前的埋深整体大于4 500 m,具有高围压的特征。在这种高围压的地质条件下,储层超压就能够有效抵消上覆岩层对页岩骨架施加的压实应力,可以有效保护页岩有机质孔等塑性孔。川东北地区大隆组页岩具有“厚层膏岩披覆+断裂分层滑脱”的变形特征,并且现今地应力与构造主体近垂直,具有良好的保存条件^[1]。实钻揭示LY1井和LB1井等页岩气井大隆组储层整体处于超压状态,实测压力系数普遍大于1.7,在这种超高压的地层环境下,流体压力能够有效抵消上覆岩层作用在岩石骨架上的应力,从而避免孔隙被压实,即流体超压是深埋条件下大隆组页岩储层孔隙得以维持的关键;反之,部分保存条件差的大隆组页岩储层在后期的压实作用下,上覆压应力会直接作用在岩石骨架上,

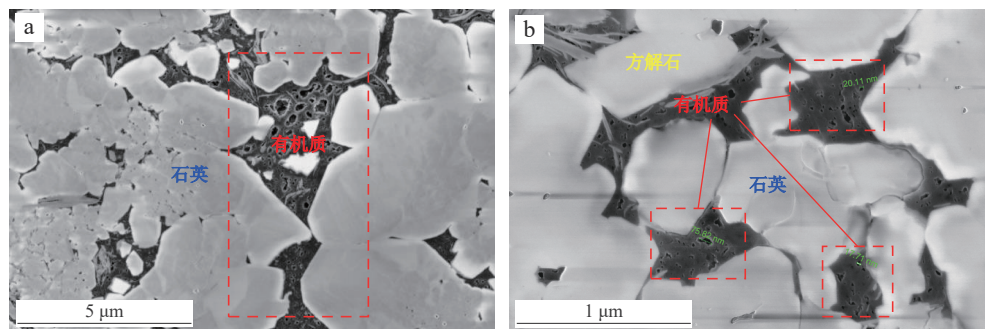


图11 川东北地区大隆组页岩(a)和龙马溪组页岩(b)高脆性矿物为沥青提供空间示意图(扫描电镜照片)

Fig. 11 SEM images showing spaces provided by highly brittle minerals for bitumen in shales in the Dalong (a) and Longmaxi (b) formations, northeastern Sichuan Basin
a. JY1井,埋深2 409 m; b. LY1井,埋深2 159 m

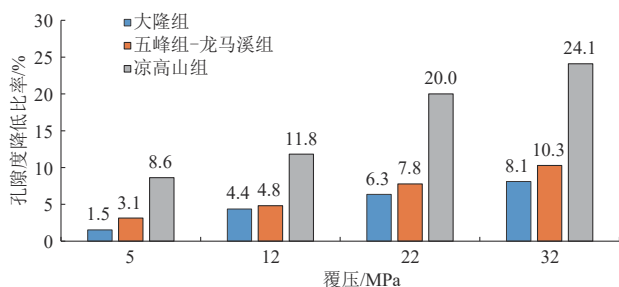


图12 川东北地区不同页岩层系在相同覆压条件下孔隙度降低比率柱状图

Fig. 12 Bar graph showing the reduction ratios of the porosity of shales across the strata in the northeastern Sichuan Basin under the same overburden pressure

一方面会造成岩石内有机质被分散,另一方面会造成有机质孔进一步被压实,破坏页岩储层储集性能。

6 结论

1) 大隆组页岩储层具有“高碳、高脆、高孔、高含气”的“四高”特征,以有机质孔为主,但在孔隙度、孔隙结构和孔隙大小等方面与同属二叠系海相深水陆棚相的吴二段、茅三段和龙马溪组页岩存在差异,是一种以有机质孔为主的新型海相页岩气储层。

2) 沉积环境和保存条件是影响大隆组页岩储层发育的主控因素。即深水陆棚相沉积环境下发育的“高碳、高脆”页岩控制了大隆组页岩储层孔隙发育程度及类型,其中“高碳”为有机质孔形成提供物质基础;高脆性矿物为有机质孔隙发育和保持提供空间。流体超压使孔隙后期得以保存,现今大隆组页岩主体埋深大,上覆地层压应力高,在超压条件下,可以有效抵消上覆岩层应力,从而为后期孔隙的保存创造条件。

参 考 文 献

- [1] 胡德高,周林,包汉勇,等. 川东红星地区HY1井二叠系页岩气勘探突破及意义[J]. 石油学报, 2023, 44(2): 241-252.
HU Degao, ZHOU Lin, BAO Hanyong, et al. Breakthrough and significance of Permian shale gas exploration of Well HY1 in Hongxing area, eastern Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(2): 241-252.
- [2] 杨雨,汪华,谢继容,等. 页岩气勘探新领域: 四川盆地开江—梁平海槽二叠系海相页岩气勘探突破及展望[J]. 天然气工业, 2023, 43(11): 19-27.
YANG Yu, WANG Hua, XIE Jirong, et al. Exploration breakthrough and prospect of Permian marine shale gas in the Kaijiang—Liangping trough, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 19-27.
- [3] 胡东风,魏志红,王威,等. 四川盆地东北部雷页1井上二叠统大隆组页岩气勘探突破及其启示[J]. 天然气工业, 2023, 43(11): 28-39.
HU Dongfeng, WEI Zhihong, WANG Wei, et al. Breakthrough of shale gas exploration in Dalong Formation of Upper Permian by Well Leiye 1 in the northeastern Sichuan Basin and its implications [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 28-39.
- [4] 包汉勇,赵帅,王必金,等. 川东红星地区二叠系茅口组页岩气勘探突破及富集主控因素[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 65-75.
BAO Hanyong, ZHAO Shuai, WANG Bijin, et al. Exploration breakthrough and main controlling factors for shale gas enrichment in the Permian Maokou Formation in Hongxing area in eastern Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(1): 65-75.
- [5] 刘友祥,俞凌杰,张庆珍,等. 川东南龙马溪组页岩的矿物组成与微观储集特征研究[J]. 石油实验地质, 2015, 37(3): 328-333.
LIU Youxiang, YU Lingjie, ZHANG Qingzhen, et al. Mineral

- composition and microscopic reservoir features of Longmaxi shales in southeastern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2015, 37(3): 328-333.
- [6] 陈曼霏, 何生, 易积正, 等. 涪陵页岩气田平桥区块页岩气储层有机质孔发育特征[J]. *石油学报*, 2019, 40(4): 423-433.
- CHEN Manfei, HE Sheng, YI Jizheng, et al. Development characteristics of organic pore in shale gas reservoir of Wufeng Formation-Member 1 of Longmaxi Formation in Pingqiao block, Fuling shale gas field [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(4): 423-433.
- [7] 张鹏辉, 梁杰, 陈建文, 等. 海相页岩气储层特征研究进展与发展动态[J]. *海相油气地质*, 2017, 22(4): 69-76.
- ZHANG Penghui, LIANG Jie, CHEN Jianwen, et al. Reservoir characteristics of marine gas shales: Advances and trends [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2017, 22(4): 69-76.
- [8] 郭谨豪, 胡国艺, 何坤, 等. 川北地区二叠系大隆组烃源岩地球化学特征及沉积环境[J]. *岩性油气藏*, 2023, 35(5): 139-152.
- GUO Jinhao, HU Guoyi, HE Kun, et al. Geochemical characteristics and sedimentary environment of source rocks of Permian Dalong Formation in northern Sichuan Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2023, 35(5): 139-152.
- [9] 张毅, 郑书桀, 高波, 等. 四川广元上寺剖面上二叠统大隆组有机质分布特征与富集因素[J]. *地球科学*, 2017, 42(6): 1008-1025.
- ZHANG Yi, ZHENG Shucan, GAO Bo, et al. Distribution characteristics and enrichment factors of organic matter in Upper Permian Dalong Formation of Shangsi Section, Guangyuan, Sichuan Basin [J]. *Earth Science*, 2017, 42(6): 1008-1025.
- [10] 吴蓝宇, 陆永潮, 蒋恕, 等. 上扬子区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组沉积期火山活动对页岩有机质富集程度的影响[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(5): 806-816.
- WU Lanyu, LU Yongchao, JIANG Shu, et al. Effects of volcanic activities in Ordovician Wufeng-Silurian Longmaxi period on organic-rich shale in the Upper Yangtze area, South China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(5): 806-816.
- [11] 田野. 四川盆地上二叠统吴家坪期岩相古地理研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2018.
- TIAN Ye. Lithofacies palaeogeography of the Upper Permian Wujiaping period in the Sichuan Basin [D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2018.
- [12] 刘昇, 范存辉, 张本健, 等. 四川盆地东部中二叠统茅口组孤峰段展布特征及其油气地质意义[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(4): 993-1008.
- LIU Sheng, FAN Cunhui, ZHANG Benjian, et al. Distribution characteristics of Gufeng Member of the Middle Permian Maokou Formation, eastern Sichuan Basin and its petrogeological significance[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 993-1008.
- [13] 王红岩, 施振生, 孙莎莎, 等. 四川盆地及周缘志留系龙马溪组一段深层页岩储层特征及其成因[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 66-75.
- WANG Hongyan, SHI Zhensheng, SUN Shasha, et al. Characterization and genesis of deep shale reservoirs in the first member of the Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin and its periphery [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 66-75.
- [14] 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.
- [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] 魏富彬, 刘珠江, 陈斐然, 等. 川东南五峰组—龙马溪组深层、超深层页岩储层特征及其页岩气勘探意义[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(4): 751-760.
- WEI Fubin, LIU Zhujiang, CHEN Feiran, et al. Characteristics of the deep and ultra-deep shale reservoirs of the Wufeng-Longmaxi formations in the southeastern Sichuan Basin and the significance of shale gas exploration [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(4): 751-760.
- [17] 宋腾, 李世臻, 张焱林, 等. 鄂西地区上二叠统海相页岩气富集条件差异与控制因素——以红星区块吴家坪组二段和恩施地区大隆组为例[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(8): 1425-1441.
- SONG Teng, LI Shizhen, ZHANG Yanlin, et al. Gas differential enrichment characteristics and controlling factors of Upper Permian marine shale in western Hubei area: Case study of Wujiaping Formation II in Hongxing block and Dalong Formation in Enshi area [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(8): 1425-1441.
- [18] 马永生. 中国海相油气田勘探实例之六四川盆地普光大气田的发现与勘探[J]. *海相油气地质*, 2006, 11(2): 35-40.
- MA Yongsheng. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (part 6): Puguang Gas Field in Sichuan Basin [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2006, 11(2): 35-40.
- [19] 郭旭升, 郭彤楼, 黄仁春, 等. 中国海相油气田勘探实例之十

- 六四川盆地元坝大气田的发现与勘探[J]. 海相油气地质, 2014, 19(4): 57-64.
- GUO Xusheng, GUO Tonglou, HUANG Renchun, et al. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (part 16): Yuanba Gas Field in Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2014, 19(4): 57-64.
- [20] 胡东风. 普光气田与元坝气田礁滩储层特征的差异性及其成因[J]. 天然气工业, 2011, 31(10): 17-21.
- HU Dongfeng. Differences in reef-bank reservoir features between Puguang and Yuanba gas fields and their reasons[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(10): 17-21.
- [21] 马永生, 牟传龙, 郭旭升, 等. 四川盆地东北部长兴期沉积特征与沉积格局[J]. 地质论评, 2006, 52(1): 25-29.
- MA Yongsheng, MU Chuanlong, GUO Xusheng, et al. Characteristic and framework of the Changxingian sedimentation in the northeastern Sichuan basin[J]. Geological Review, 2006, 52(1): 25-29.
- [22] 陈中强. 二叠纪末期的全球淹没事件[J]. 沉积与特提斯地质, 1995, 16(3): 34-39.
- CHEN Zhongqiang. The Late Permian global flooding events[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 1995, 16(3): 34-39.
- [23] 王威, 石文斌, 付小平, 等. 川北二叠系大隆组页岩气勘探潜力及方向[J]. 石油实验地质, 2020, 42(6): 892-899, 956.
- WANG Wei, SHI Wenbin, FU Xiaoping, et al. Shale gas exploration potential and target of Permian Dalong Formation in northern Sichuan[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(6): 892-899, 956.
- [24] 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 micro-pore structures of Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 9-16.
- [25] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 涪陵页岩气田富集高产主控地质因素[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 481-491.
- GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Geological factors controlling shale gas enrichment and high production in Fuling shale gas field [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 481-491.
- [26] 郭旭升. 南海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报, 2014, 88(7): 1209-1218.
- GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China——Understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [27] 郭旭升, 李宇平, 腾格尔, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 193-201.
- GUO Xusheng, LI Yuping, BORJIGEN Tenger, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 193-201.
- [28] 刘树根, 马文辛, LUBA J, 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, LUBA J, 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.
- [29] 杨峰, 宁正福, 胡昌蓬, 等. 页岩储层微观孔隙结构特征[J]. 石油学报, 2013, 34(2): 301-311.
- YANG Feng, NING Zhengfu, HU Changpeng, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs [J]. Acta Petrologica Sinica, 2013, 34(2): 301-311.
- [30] 陈杰, 周改英, 赵喜亮, 等. 储层岩石孔隙结构特征研究方法综述[J]. 特种油气藏, 2005, 12(4): 11-14.
- CHEN Jie, ZHOU Gaiying, ZHAO Xiliang, et al. Overview of study methods of reservoir rock pore structure[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2005, 12(4): 11-14.
- [31] 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.
- [32] 王一刚, 文应初, 洪海涛, 等. 四川盆地及邻区上二叠统一下三叠统海槽的深水沉积特征[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(5): 702-714.
- WANG Yigang, WEN Yingchu, HONG Haitao, et al. Petroleum geological characteristics of deep water deposits in Upper Permian-Lower Triassic trough in Sichuan basin and adjacent areas[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(5): 702-714.
- [33] 姜振学, 李鑫, 王幸蒙, 等. 中国南方典型页岩孔隙特征差异及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 41-53.
- JIANG Zhenxue, LI Xin, WANG Xingmeng, et al. Characteristic differences and controlling factors of pores in typical South China shale[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 41-53.

(编辑 许诺)