

四川盆地焦石坝地区龙马溪组 海相页岩储层非均质性特征

易积正¹, 王超²

(1. 中国石化 江汉油田分公司, 湖北 潜江 433124; 2. 中国石化 江汉油田分公司 勘探开发研究院, 武汉 430223)

摘要:以四川盆地焦石坝地区下志留统龙马溪组海相页岩为研究对象, 综合利用全岩 X 衍射、薄片鉴定、阴极发光、氩离子抛光扫描电镜、高压压汞-气体吸附联测、核磁共振等实验数据, 开展不同岩相储层特征差异性研究。研究结果揭示:(1)焦石坝地区龙马溪组海相页岩岩相主要分为硅质类页岩、混合类页岩和黏土类页岩;(2)硅质类页岩有机孔隙非常发育, 混合类页岩和黏土类页岩中无机孔隙较为发育, 其中黏土类页岩有机孔隙发育程度较弱;(3)不同页岩岩相非均质性特征显著。总有机碳含量、孔隙度、孔隙体积、比表面积和含气量方面, 硅质类页岩最为发育, 黏土类页岩发育程度最低, 混合类页岩介于两者之间;(4)硅质类页岩沉积期古生物繁盛有利于有机质富集和有机质孔隙发育, 混合类页岩和黏土类页岩分别受底流和陆源碎屑沉积作用影响, 总有机碳含量较低且有机质孔隙相对欠发育。

关键词:孔隙; 岩相; 页岩; 龙马溪组; 焦石坝地区; 四川盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Differential pore development characteristics in various shale lithofacies of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

YI Jizheng¹, WANG Chao²

(1. SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Qianjiang, Hubei 433124, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Wuhan, Hubei 430223, China)

Abstract: It is of great significance for shale gas exploration and development to understand different pore characteristics in various shale lithofacies. In this paper, the reservoir characteristics of different shale lithofacies of Longmaxi Formation in the Jiaoshiba area were studied by using X-ray diffraction, thin section analysis, cathodoluminescence, FE-SEM, high pressure mercury intrusion-gas adsorption joint test, and nuclear magnetic resonance porosity. Four preliminary conclusions were obtained: (1) Three main types of shale lithofacies were identified in the Longmaxi Formation in the Jiaoshiba area, including siliceous shale, mixed shale and argillaceous shale. (2) Organic porosity developed well in the siliceous shale, but did not develop in the mixed shale and argillaceous shale, in which inorganic pores were more developed. (3) The reservoir heterogeneity characteristics of various shale lithofacies were remarkable. The siliceous shale was the most outstanding in TOC content, porosity, pore volume, specific surface area and gas content, while the mixed shale the second, and the argillaceous shale the least. (4) When the siliceous shale was deposited, bioproductivity was high, which was conducive to the enrichment of organic matter and the development of organic porosity. The mixed shale and argillaceous shale controlled by deep-water currents and terrigenous clastic material supply showed low TOC contents and poor organic pore development.

Key words: porosity; lithofacies; shale; Longmaxi Formation; Jiaoshiba area; Sichuan Basin

随着近年非常规油气资源调查和勘探工作的不断深入, 四川盆地龙马溪组海相页岩已成为我国页岩气勘探开发的重要目标, 并先后在重庆焦石坝地区和四川长宁—威远地区实现了海相页岩气勘

探开发的重大商业性突破^[1-5]。相较于常规油气资源, 页岩气储集体的自生自储、纳米级孔隙和非均质性等特征, 使页岩储层精细刻画成为了页岩气勘探开发地质评价的基础性研究工作^[6-10]。现阶段,

国内外学者已在页岩孔隙定量表征、类型划分和富集机理等方面开展了大量深入研究^[11-14],但对页岩储层非均质性特征及成因机制方面论述较少。本文以中国石化重庆涪陵页岩气田为研究对象,在对岩心样品进行全岩 X 衍射、氩离子抛光扫描电镜、高压压汞—气体吸附联测等实验测试基础之上,以页岩岩相划分为主线,开展不同岩相的总有机碳含量、孔隙类型、特征和孔径分布的差异性对比研究,并结合沉积地质事件,揭示储层差异性发育的沉积成因机制。

1 岩相发育类型

1.1 岩相划分

页岩岩相是富有机质页岩各项非均质性特征的外在表象,既包含岩石类型、结构、构造等宏观信息,也包含无机矿物与有机组成等微观信息,是页岩原生品质的直接评价标志^[15]。以往认为特定沉积环境下的页岩较为均一,但随研究的深入,页岩岩相非均质性特征已被广泛认同^[16-17]。目前针对页岩岩相划分研究已开展大量工作,划分方案由早期的矿物含量、有机质丰度等单一指标,逐渐演化为沉积含有物、古生物类型/丰度、沉积构造等多因素指标综合判别。但受限于资料条件和表征方法的制约,页岩岩相划分尚未有统一的标准和方法。

尽管页岩岩相划分标准尚未统一,但笔者认为合理的岩相划分既需考虑页岩岩石学和沉积环境等地质因素,同时也应结合生产开发认识。通过对焦石坝地区导眼取心井资料的系统梳理,笔者认为以硅质矿物(石英+长石)、碳酸盐矿物(白云石+方解石)和黏土矿物三端元为基础,可将页岩岩相划分为硅质类页岩、钙质类页岩、黏土类页岩和混合类页岩

岩 4 类。在此基础上依据岩石划分行业标准,对单一矿物含量进行细分(10%,25%,50%,75%),可将页岩岩相进一步细分为 31 个亚类(图 1a)。

1.2 主要岩相发育特征

以研究区已钻探的 2 口导眼取心井为重点剖析对象,对五峰组—龙马溪组一段富含有机质黑色页岩进行系统采样和全岩 X 衍射测试分析可知:岩相以硅质类页岩、黏土类页岩和混合类页岩为主,进一步可细分为黏土质硅质页岩、含钙黏土质硅质页岩、硅质黏土页岩、黏土质硅质混合页岩、含钙黏土质硅质混合页岩 5 类(图 1b)。

硅质类页岩共发育黏土质硅质页岩和含钙黏土质硅质页岩,矿物成分方面,石英+长石含量介于 47.1%~74.6%,黏土矿物含量介于 24.1%~42.3%,黏土矿物平均值为 32.2%,碳酸盐矿物含量较少,介于 0~19.4%。岩心观察可见大量非定向性笔石发育(图 2a),镜下薄片可见放射虫等微体古生物(图 2b)。

混合类页岩共发育黏土质硅质混合页岩和含钙黏土质硅质混合页岩两类。在矿物成分方面,石英+长石含量介于 13.7%~48.5%,碳酸盐矿物含量为 1.9%~23.3%,黏土矿物含量介于 12%~47.6%。该类页岩岩心观察可见交错层理等沉积构造(图 2d),薄片鉴定可见成层性较好的砂质纹层发育,纹层缝宽约为 0.02~0.2 mm(图 2e),且阴极发光显示其长石含量相较于硅质类页岩显著增加(图 2c,f),反映该类岩相沉积期水动力环境相对硅质类岩相较强。

黏土类页岩以硅质黏土页岩为主要发育岩相,其黏土含量较高,平均值为 56.2%,最高可达 67.6%,石英+长石含量相对较少,平均值为 36.7%,碳酸盐

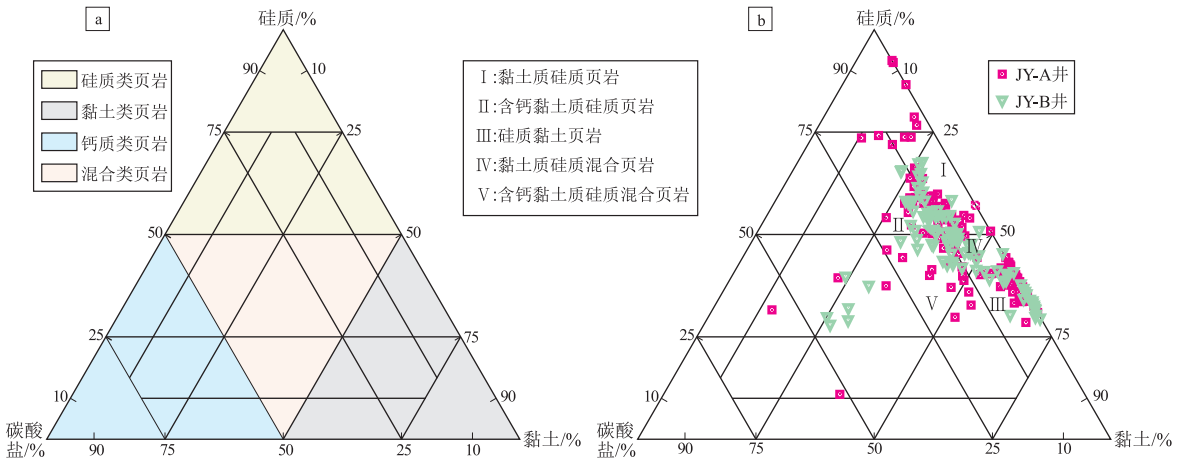


图 1 海相页岩岩相划分方案及研究区龙马溪组页岩岩相分布

Fig.1 Lithofacies classification of marine shale of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

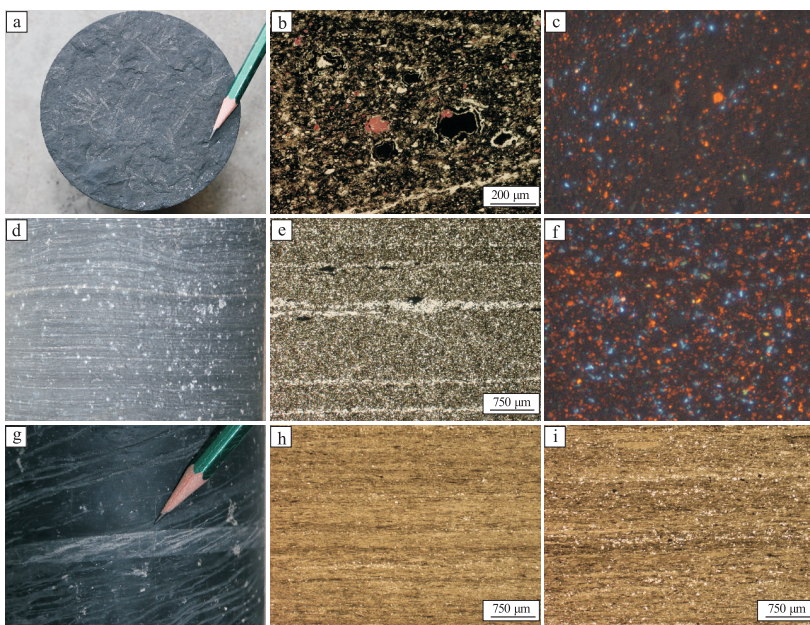


图2 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩岩心及镜下特征照片

a-c: 硅质类页岩(a. 笔石化发育, JY-A 井, 2 618.05 m; b. 镜下可见放射虫, JY-A 井, 2 615.29 m; c. JY-A 井, 2 612.2 m);
d-f: 混合类页岩(d. 粉砂质纹层, JY-A 井, 2 563.2 m; e. 粉砂质纹层镜下特征, JY-A 井, 2 561.92 m; f. JY-A 井, 2 583.7 m);
g-i: 黏土类页岩(g. 黏土质条带, JY-A 井, 2 521.2 m; h. JY-A 井, 2 526.82 m; i. JY-A 井, 2 517.18 m)

Fig.2 Core and microscopic features of Longmaxi shale in Jiaoshiha area, Sichuan Basin

矿物含量极少。该类岩相其岩心特征表现灰黑色页岩,局部可见灰色泥质条带(图2g),镜下鉴定可见较为发育的断续状黏土质纹层(图2h),粗颗粒石英与细颗粒石英相混,可见泥屑纹层和碳质纹层交互状顺层分布(图2i)。

2 不同岩相储层非均质性特征

作为页岩气储层的细粒泥页岩,其成分和结构决定了页岩具有微纳米孔隙这一区别于常规油气储层的显著特征^[18-20],不同岩相其沉积环境差异性决定了其储层在矿物成分、有机碳含量、孔隙类型、孔径分布、比表面积、含气性等方面的非均质性特征^[21-22]。为深入揭示其非均质性特征,以前述页岩岩相划分为研究主线,对不同岩相的页岩样品开展储层品质特征定量测试分析研究。

2.1 总有机碳含量

不同页岩岩相其总有机碳含量具有较大差异。硅质类页岩有机碳含量最高,最高值可达5.65%,其中黏土质硅质页岩和含钙黏土质硅质页岩平均值为2.64%和2.57%。硅质黏土页岩总有机碳含量最低,平均值仅为1.05%。混合类页岩介于前述两者之间,其总有机碳含量平均值为1.99%。

2.2 孔隙类型

研究区龙马溪组海相页岩储层孔隙可划分为有机质孔隙和无机孔隙2大类型^[23],氩离子抛光扫描

电镜观察结果揭示:龙马溪组页岩有机质孔隙大量发育,无机孔隙主要以粒间孔和粒内孔为主,包括草莓状黄铁矿结核内晶体间的孔隙、黏土矿物和云母矿物颗粒内的孔隙和黏土矿物间的残余孔隙^[24-26]。

通过对不同岩相孔隙类型统计可知,硅质类页岩岩相内部有机孔隙非常发育,孔隙形态以圆形、椭圆形为主(图3a,b),空间上形成管柱状、洞穴状等复杂内部结构,孔隙连通性好。此外该类页岩无机质孔隙相对较少,偶见少量晶间孔。混合类页岩相较于硅质类页岩,其无机孔占比增大,可见碎屑颗粒间的残余原生粒间孔,孔隙多呈扁平状,多沿刚性颗粒周缘分布(图3c),有些粒间孔隙也可发育于塑性颗粒围绕刚性颗粒变形部位,但该类岩相其有机孔仍非常发育(图3d)。黏土类页岩其无机孔隙较为发育(图3e),粒间孔隙连通性好,黏土矿物层间微孔隙部分充填有机质,但有机质孔隙发育程度相较于硅质类和混合类页岩显著减弱(图3f)。

2.3 孔隙度

研究区龙马溪组页岩孔隙度主要介于3%~6%,但不同岩相其孔隙度平均值存在较大差异。黏土类页岩孔隙度最低,平均值为2.56%;硅质类页岩和混合类页岩孔隙度均较高,孔隙度平均值分别为3.96%和3.84%(图4)。而同类页岩不同岩相其孔隙度也存在一定差异:钙质含量相对较高的含钙黏土质硅质混合页岩和含钙黏土质硅质页岩,

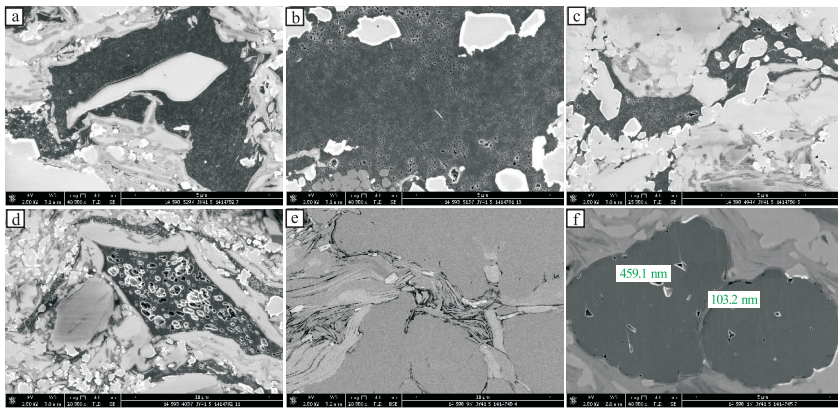


图 3 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩不同岩相孔隙发育特征
a-b:硅质类页岩;c-d:混合类页岩;e-f:黏土类页岩

Fig.3 Pore development of various shale lithofacies of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

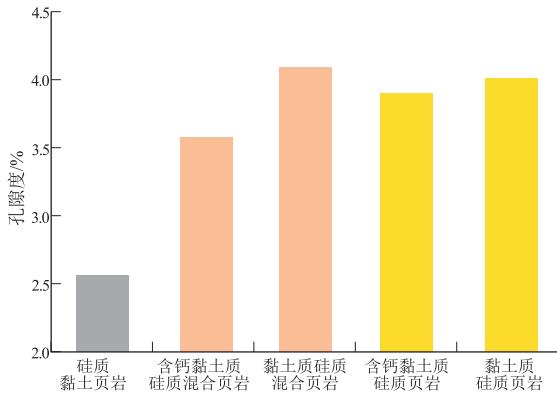


图 4 四川盆地焦石坝地区
龙马溪组不同页岩岩相孔隙度对比

Fig.4 Porosity comparison of various shale lithofacies of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

其孔隙度均略小于同类页岩钙质含量相对较低的黏土质硅质混合页岩和黏土质硅质页岩(图 4)。

2.4 孔隙体积

借助高压压汞—气体吸附联测对龙马溪组海相页岩孔径分布测试结果表明,不同类型岩相其孔

径分布存在一致性和差异性特征(图 5)。不同页岩岩相均以介孔和微孔为主,大孔占比较少。黏土类页岩孔隙体积占比最小,孔隙体积平均为 0.012 mL/g,混合类页岩孔隙体积平均为 0.019 mL/g,硅质类页岩孔隙体积最大,平均为 0.023 mL/g。钙质含量较高的页岩岩相其孔隙体系相较于同类页岩略低,例如含钙黏土质硅质页岩孔隙体积平均为 0.021 mL/g,而黏土质硅质页岩孔隙体积平均值可达 0.026 mL/g。这同页岩孔隙度具有相同规律,反映出页岩中钙质含量的增高不利于页岩微纳米孔隙体系发育。

此外,对于不同尺度孔隙相关性分析可知,微孔和介孔同页岩总有机碳含量具有较高相关性,而大孔同总有机碳含量相关性较弱,反映出大孔主要由无机孔隙组成,而有机质孔隙其孔径尺度主要为微孔和介孔(图 6)。

2.5 比表面积

页岩孔隙比表面积是衡量页岩吸附能力的重要评价指标。不同岩相比表面积差异性特征同孔

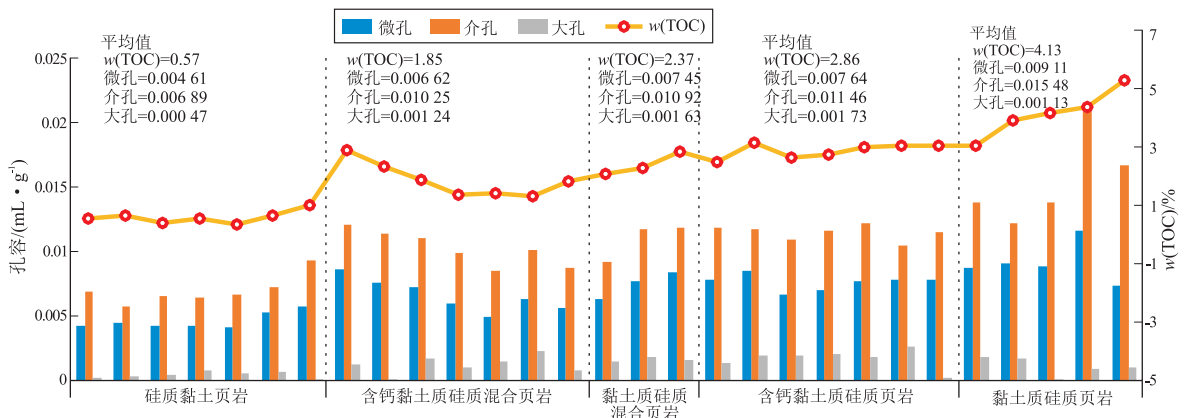


图 5 四川盆地焦石坝地区龙马溪组不同页岩岩相孔径类型分布

Fig.5 Pore diameters of various shale lithofacies of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

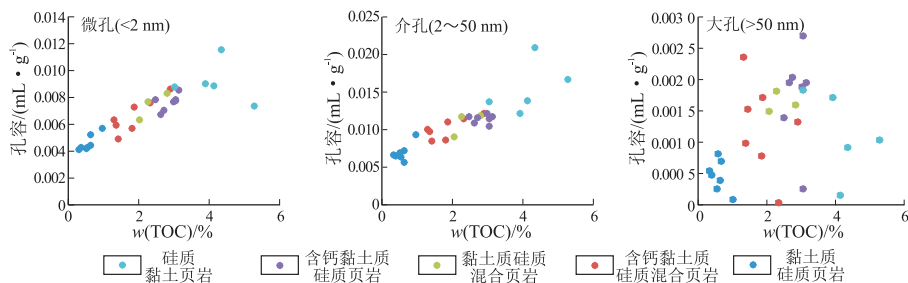


图 6 四川盆地焦石坝地区龙马溪组孔径分布与 TOC 交会图

Fig.6 Pore diameter vs. TOC content of various shale lithofacies of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

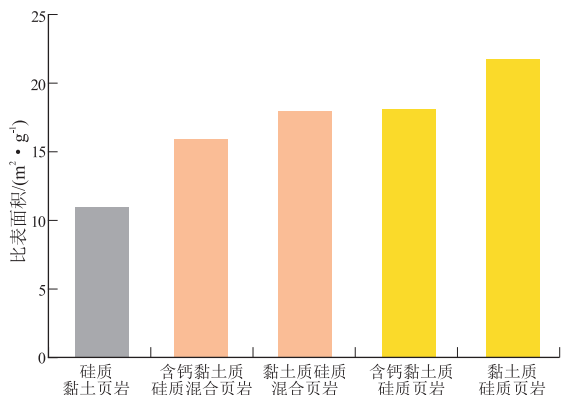


图 7 四川盆地焦石坝地区龙马溪组不同页岩岩相比表面积对比

Fig.7 Specific surface area of various shale lithofacies of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

隙度和孔隙体积具有较好一致性。黏土类页岩比表面积最小,平均值为 $11.07 \text{ m}^2/\text{g}$;硅质类页岩比表面积最大,平均值为 $19.99 \text{ m}^2/\text{g}$,其中黏土质硅质页岩平均值可达 $21.69 \text{ m}^2/\text{g}$ 。混合类页岩比表面积介于两者之间,其平均值为 $16.97 \text{ m}^2/\text{g}$,且黏土质硅质混合页岩比表面积较高(图 7)。

2.6 气测显示

受不同页岩岩相矿物组成、孔隙度、总有机碳含量等方面的差异特征影响,不同岩相具有不同的含气性特征。硅质类页岩总含气量最高,其中黏土

质硅质页岩平均总含气量可达 $1.68 \text{ m}^3/\text{t}$,混合类页岩总含气量相对减少,黏土类页岩含气量最低,平均仅为 $0.66 \text{ m}^3/\text{t}$ (图 8a)。页岩含气量主要由吸附气量和游离气量组成,其中页岩孔隙对页岩含气量具有重要影响,页岩孔隙度越大,页岩总含气量越高,两者具有明显的正相关关系(图 8b)。

3 储层非均质性主控因素分析

硅质类页岩具有高有机碳含量、高含气性和有机孔隙发育等特征。有机质孔隙表面粗糙,内部形态多样,大大增加了孔隙比表面积和孔体积,因此该类岩相具有较高的孔隙度和孔隙体积。此外,TOC 值同有机质孔隙主要发育的微孔和介孔具有较好的正相关性,反映出 TOC 含量对硅质类页岩有机质孔隙发育具有重要影响^[27]。硅质类页岩岩心观察可见大量笔石化石发育(图 2a),镜下可见放射虫等硅质骨骼类生物(图 2b),反映出该类岩相为生物主控沉积阶段,其沉积期水体中大量的浮游类生物既决定了其高有机碳含量特征,同时也为有机质孔隙(图 3b)的发育提供了重要物质基础^[28]。表明该岩相储层非均质性特征受控于沉积期古生物大规模发育。

混合类页岩和黏土类页岩在岩心和镜下薄片中共可见细粒粉砂质薄层和黏土质纹层(图 2d, e, h),

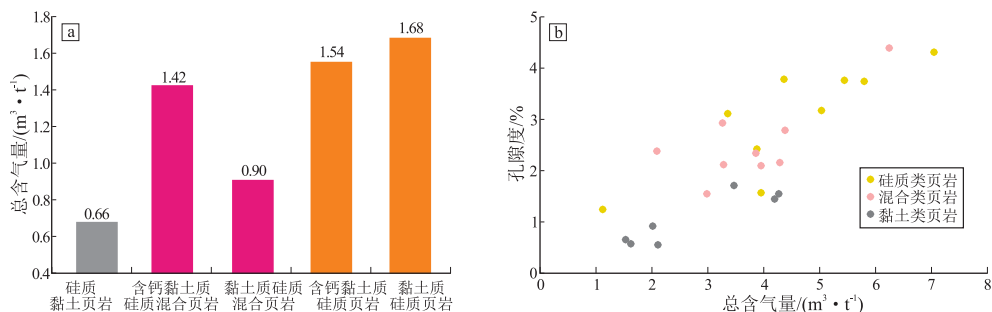


图 8 四川盆地焦石坝地区龙马溪组不同页岩岩相含气性对比及含气量—孔隙度交会图

Fig.8 Gas content and its relationship with porosity of various shale lithofacies of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

反映出沉积期受底流沉积和陆源碎屑供给作用影响,水动力环境相对增强^[15]。此外,较快的沉积速率及氧化还原环境的改变,使得混合类页岩和黏土类页岩中的有机质保存条件变差,总有机碳含量相对较低,进一步致使其有机质孔隙欠发育(图 3f),而无机质孔隙相对较发育(图 3e)。总体而言,相较于硅质类页岩,混合类页岩和黏土类页岩其孔隙度、孔隙体积和比表面积相对变差,总含气量亦逐渐减少(图 4,5,7,8)。

4 结论

(1)焦石坝地区龙马溪组海相页岩主要发育硅质类页岩、混合类页岩和黏土类页岩三类页岩岩相,进一步可细分为黏土质硅质页岩、含钙黏土质硅质页岩、黏土质硅质混合页岩、含钙黏土质硅质混合页岩和硅质黏土页岩 5 种亚类。

(2)不同页岩岩相其孔隙发育具有较大差异。在孔隙类型方面,硅质类页岩有机孔非常发育,无机孔相对欠发育,而混合类页岩和黏土类页岩与之相反。此外,在孔隙度、孔隙体积和比表面积方面,硅质类页岩最为发育,黏土类页岩发育程度最低,混合类页岩介于两者之间。

(3)不同页岩岩相储层非均质性特征受多重地质事件影响。硅质类页岩发育段可见大量笔石和放射虫发育,古生物繁盛利于有机质富集,进而提高了其总有机碳含量、孔隙度、孔隙体积、比表面积、含气量等储层参数;混合类页岩和黏土类页岩受底流作用和陆源碎屑供给影响显著,总有机碳和含气量相对较小,且无机质孔隙相对发育。

参考文献:

- [1] 郭旭升,胡东风,文治东,等.四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素:以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J].中国地质,2014,41(3):893-901.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEN Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiaba area[J]. Geology in China, 2014, 41(3): 893-901.
- [2] 刘树根,王世玉,孙玮,等.四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组黑色页岩特征[J].成都理工大学学报(自然科学版),2013,40(6):621-639.
LIU Shugen, WANG Shiyu, SUN Wei, et al. Characteristics of black shale in Wufeng Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its peripheral areas[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2013, 40(6): 621-639.
- [3] 魏祥峰,李宇平,魏志红,等.保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气富集高产的影响机制[J].石油实验地质,2017,39(2):147-153.
WEI Xiangfeng, LI Yuping, WEI Zhihong, et al. Effects of preservation conditions on enrichment and high yield of shale gas in Sichuan Basin and its periphery[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(2): 147-153.
- [4] 冉天,谭先锋,陈浩渝,等.渝东南地区下志留统龙马溪组页岩气成藏地质特征[J].油气地质与采收率,2017,24(5):17-26.
RAN Tian, TAN Xianfeng, CHEN Hao, et al. Geological features of shale gas accumulation in the Lower Silurian Longmaxi Formation, Southeast Chongqing [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5): 17-26.
- [5] 要继超,王兴志,罗兰,等.渝东地区龙马溪组页岩气成藏地质条件研究[J].特种油气藏,2016,23(4):77-80.
YAO Jichao, WANG Xingzhi, LUO Lan, et al. Geology of Longmaxi shale gas accumulation in eastern Chongqing [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(4): 77-80.
- [6] 王玉满,董大忠,李建忠,等.川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J].石油学报,2012,33(4):551-561.
WANG Yuman, DONG Dazhong, LI Jianzhong, et al. Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 551-561.
- [7] 魏祥峰,刘若冰,张廷山,等.页岩气储层微观孔隙结构特征及发育控制因素:以川南—黔北 XX 地区龙马溪组为例[J].天然气地球科学,2013,24(5):1048-1059.
WEI Xiangfeng, LIU Ruobing, ZHANG Tingshan, et al. Micro-pores structure characteristics and development control factors of shale gas reservoir: A case of Longmaxi Formation in XX area of southern Sichuan and northern Guizhou [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 1048-1059.
- [8] 于炳松.页岩气储层孔隙分类与表征[J].地学前缘,2013,20(4):211-220.
YU Bingsong. Classification and characterization of gas shale pore system [J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(4): 211-220.
- [9] 向葵,胡文宝,严良俊,等.页岩气储层特征及地球物理预测技术[J].特种油气藏,2016,23(2):5-8.
XIANG Kui, HU Wenbao, YAN Liangjun, et al. Shale gas reservoir characterization and geophysical prediction [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(2): 5-8.
- [10] 熊健,刘向君,梁利喜.四川盆地富有机质页岩孔隙分形特征[J].断块油气田,2017,24(2):184-189.
XIONG Jian, LIU Xiangjun, LIANG Lixi. Fractal characteristics of organic rich shale pore in Sichuan Basin, China [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2017, 24(2): 184-189.
- [11] 李卫兵,姜振学,李卓等.渝东南页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J].特种油气藏,2016,23(2):50-54.
LI Weibing, JIANG Zhenxue, LI Zhuo, et al. Micro-pore structure characteristics of shale in southeast Chongqing and the controlling factors [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(2): 50-54.
- [12] 耿一凯,金振奎,赵建华,等.页岩储层孔隙类型控制因素研究:以川东焦石坝地区龙马溪组为例[J].石油实验地质,

- 2017, 39(1): 71-78.
- GENG Yikai, JIN Zhenkui, ZHAO Jianhua, et al. Controlling factors of pore types in shale reservoirs: A case study from the Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, eastern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2017, 39(1): 71-78.
- [13] 张闯辉, 朱炎铭, 刘宇, 等. 不同成熟度页岩孔隙及其分形特征 [J]. *断块油气田*, 2016, 23(5): 583-588.
- ZHANG Chuanghui, ZHU Yanming, LIU Yu, et al. Pore and fractal characteristics of shale in different maturity [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2016, 23(5): 583-588.
- [14] 端祥刚, 高树生, 胡志明, 等. 页岩微纳米孔隙多尺度渗流理论研究进展 [J]. *特种油气藏*, 2017, 24(5): 1-9.
- DUAN Xianggang, GAO Shusheng, HU Zhiming, et al. Research progress in multi-scale percolation theory in shale micropores [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2017, 24(5): 1-9.
- [15] 赵建华, 金之钧, 金振奎, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相类型与沉积环境 [J]. *石油学报*, 2016, 37(5): 572-586.
- ZHAO Jianhua, JIN Zhijun, JIN Zhenkui, et al. Lithofacies types and sedimentary environment of shale in Wufeng-Longmaxi formation, Sichuan Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2016, 37(5): 572-586.
- [16] 王玉满, 王淑芳, 董大忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩岩相表征 [J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 119-133.
- WANG Yuman, WANG Shufang, DONG Dazhong, et al. Lithofacies characterization of Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 119-133.
- [17] 蒋裕强, 宋益滔, 漆麟, 等. 中国海相页岩岩相精细划分及测井预测: 以四川盆地南部威远地区龙马溪组为例 [J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 107-118.
- JIANG Yuqiang, SONG Yitao, QI Lin, et al. Fine lithofacies of China's marine shale and its logging prediction: A case study of the Lower Silurian Longmaxi marine shale in Weiyuan area, southern Sichuan Basin, China [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 107-118.
- [18] CURTIS M E, CARDOTT B J, SONDERGELD C H, et al. Development of organic porosity in the Woodford shale with increasing thermal maturity [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 103: 26-31.
- [19] DONG Tian, HARRIS N B, AYRANCI K, et al. Porosity characteristics of the Devonian Horn River shale, Canada: Insights from lithofacies classification and shale composition [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 141-142: 74-90.
- [20] 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.
- [21] NELSON P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales [J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93(3): 329-340.
- [22] SLATT R M, O'BRIEN N R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks [J]. *AAPG Bulletin*, 2011, 95(12): 2017-2030.
- [23] 陈尚斌, 夏筱红, 秦勇, 等. 川南富集区龙马溪组页岩气储层孔隙结构分类 [J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 760-765.
- CHEN Shangbin, XIA Xiaohong, QIN Yong, et al. Classification of pore structures in shale gas reservoir at the Longmaxi Formation in the south of Sichuan Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 760-765.
- [24] 韩双彪, 张金川, HORSFIELD B, 等. 页岩气储层孔隙类型及特征研究: 以渝东南下古生界为例 [J]. *地学前缘*, 2013, 20(3): 247-253.
- HAN Shuangbiao, ZHANG Jinchuan, HORSFIELD B, et al. Pore types and characteristics of shale gas reservoir: A case study of Lower Paleozoic shale in southeast Chongqing [J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(3): 247-253.
- [25] 梁超, 姜在兴, 杨懿婷, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相及储集空间特征 [J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(6): 691-698.
- LIANG Chao, JIANG Zaixing, YANG Yiting, et al. Characteristics of shale lithofacies and reservoir space of the Wufeng-Longmaxi formation, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(6): 691-698.
- [26] 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.
- [27] 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.
- [28] 黄磊, 申维. 页岩气储层孔隙发育特征及主控因素分析: 以上扬子地区龙马溪组为例 [J]. *地学前缘*, 2015, 22(1): 374-385.
- HUANG Lei, SHEN Wei. Characteristics and controlling factors of the formation of pores of a shale gas reservoir: A case study from Longmaxi Formation of the Upper Yangtze region [J]. *Earth Science Frontiers*, 2015, 22(1): 374-385.

(编辑 徐文明)