

引用格式:陈斐然,魏祥峰,刘珠江,等.四川盆地二叠系龙潭组页岩孔隙发育特征及主控因素[J].天然气地球科学,2020,31(11):1593-1602.

CHEN Feiran, WEI Xiangfeng, LIU Zhujiang, et al. Pore development characteristics and main controlling factors of the Permian marine-continent transitional shale in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(11): 1593-1602.

DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2020.04.028

四川盆地二叠系龙潭组页岩孔隙发育特征 及主控因素

陈斐然, 魏祥峰, 刘珠江, 敖明冲, 燕继红

(中国石化勘探分公司勘探研究院, 四川 成都 610041)

摘要:为明确四川盆地二叠系龙潭组(吴家坪组)沉积期不同沉积相带页岩孔隙结构特征及发育主控因素,以綦江地区DYS1井岩心及利川地区沙溪剖面露头样品为研究对象,综合运用氩离子抛光扫描电镜、低温液氮—压汞联合测试、氮气吸附及聚焦离子束三维扫描(3D-FIB-SEM)等试验分析,对页岩孔隙发育程度和形态结构进行定量表征。研究表明:①处于潮坪潟湖相的DYS1井龙潭组页岩气层主要发育煤及与之相邻的暗色泥页岩,孔隙类型主要发育平行板状、夹板状微裂缝和黏土矿物孔,见有机质结构孔,但相对不太发育,孔径多小于50 nm,分布为多峰型,孔隙连通性中等。②处于深水陆棚相的利川沙溪剖面吴家坪组以暗色页岩为主,孔隙类型则以墨水瓶状沥青质有机孔为主,孔径多小于50 nm,分布为单峰型,孔隙连通性相对较好。③明确了有机质类型、TOC含量、矿物成分是影响龙潭组、吴家坪组孔隙发育的主控因素,其中深水陆棚相发育Ⅱ₁型干酪根类型的页岩,TOC、硅质矿物含量与孔体积存在较好的正相关性,有机质孔更发育,潮坪—潟湖相发育Ⅲ型干酪根类型的煤和页岩,黏土矿物含量和TOC呈正向关耦合关系,与孔体积呈较好正相关性,其中黏土矿物影响更大,有机质孔相对占比小。

关键词:四川盆地;龙潭组/吴家坪组;页岩气层;孔隙结构;发育特征;主控因素

中图分类号:TE121.1⁺³

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2020)11-1593-10

0 引言

四川盆地及周缘页岩气资源丰富,近年来上奥陶统一下志留统、寒武系海相页岩气不断取得勘探突破,部分地区五峰组—龙马溪组页岩气实现了商业性开发,取得了较好的经济效益^[1-3]。随着页岩气勘探程度不断提高,研究发现五峰组—龙马溪组埋深适中的页岩气有利目标相对越来越少,页岩气新层系、新领域的落实是下步“增储上产”积极探索的重点方向。

四川盆地及周缘二叠系龙潭组、吴家坪组页岩气具有较大的勘探潜力,但由于目前勘探开发程度相对较低^[4-7],相关学者认为二叠系龙潭组海陆过渡相主要为煤系地层,岩性类型多样,页岩气成藏条

件复杂^[8-9],而吴家坪组深水陆棚相页岩厚度相对较薄,勘探潜力需要进一步评价。研究表明,孔隙发育特征是影响页岩气储集和赋存的关键因素,但由于目前整体对该套层系研究程度较低,该套页岩孔隙发育特征及其发育主控因素仍需要进一步研究。

本文研究选取川东南綦江地区DYS1井岩心和利川沙溪剖面露头样品,开展有机碳、X-射线衍射、有机显微组分、氩离子抛光扫描电镜、低温液氮—压汞联合测试、聚焦离子束三维扫描(3D-FIB-SEM)等多项实验分析,对四川盆地及周缘不同沉积相带龙潭组页岩孔隙类型、形态、体积、连通性等储层特征进行研究,结合地球化学与岩石矿物组分特征,确定二叠系龙潭组、吴家坪组页岩不同类型

收稿日期:2020-01-06;修回日期:2020-04-21.

基金项目:国家科技重大专项“页岩气区带目标评价与勘探技术”(编号:2017ZX05036)资助。

作者简介:陈斐然(1988-),男,湖南新宁人,博士,主要从事非常规油气地质研究.E-mail:feiran.ktnf@sinopec.com.

孔隙发育的主控因素,从而为评价其页岩气勘探潜力奠定良好的基础。

1 区域概况

上二叠统龙潭组(P_3l)富有机质页岩在四川盆地广泛发育,为一套优质的海陆过渡相页岩气层。四川盆地在中二叠统沉积之后,由于受东吴运动的影响,海水向东退却,使盆地西部地区上升成陆,形成西南高、东北低的“西陆东海”的古地理格局^[10],因而晚二叠世早期沉积自西向东呈现明显的由陆

到海的相变,依次为玄武岩喷发区/河流、三角洲—滨岸沼泽相—潮坪/潟湖相—台地相—斜坡/浅水陆棚—陆棚相^[8,10]。

总体来说,川西南地区西昌—美姑—甘洛一带为玄武岩喷发区,雅安—乐山—马边—雷波一带为近物源的河流相沉积区;川中—川东南地区为龙潭组海陆过渡相含煤碎屑岩沉积区,分布面积广泛,埋深适中,为本文重点研究领域;川东—川北地区则主要为吴家坪组海相碳酸盐岩混积台地和斜坡—陆棚沉积区,埋深较大,普遍大于4 500 m(图1)。

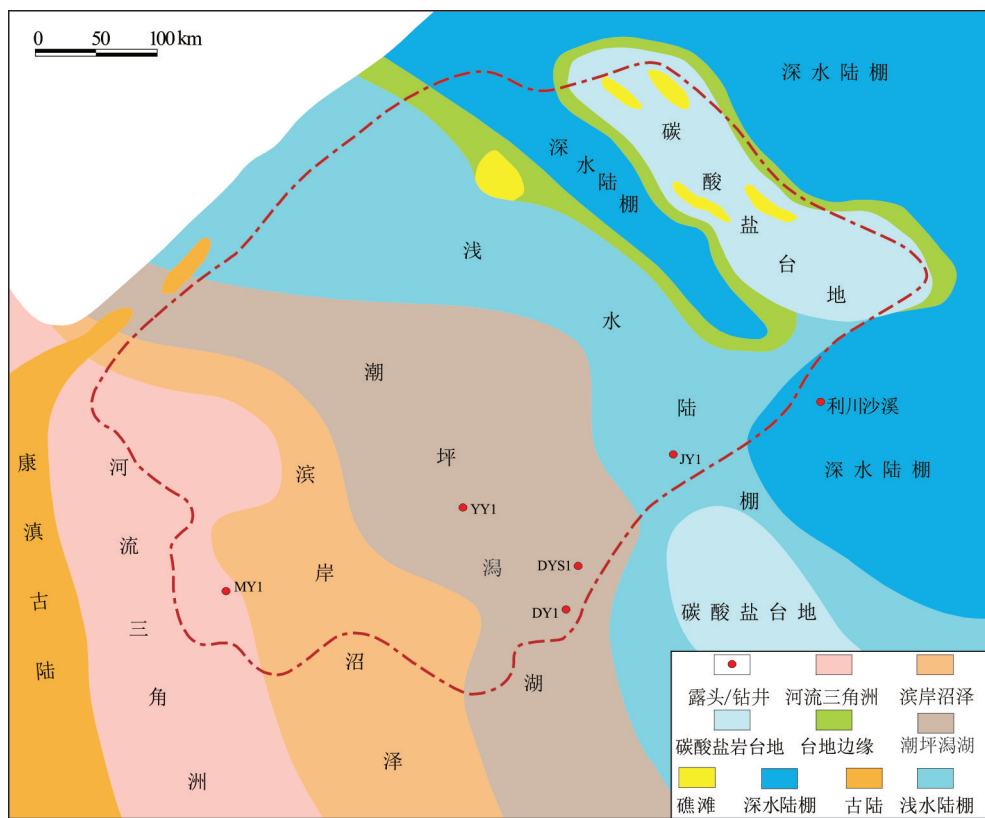


图1 四川盆地及周缘龙潭组/吴家坪组沉积相平面特征

Fig.1 Sedimentary facies distribution of Longtan Formation / Wujiaping Formation in Sichuan Basin and its periphery

2 页岩基本特征

2.1 岩性特征与分布

川中—川东南地区龙潭组岩性主要为灰黑、深灰色泥页岩、岩屑砂岩夹煤层,含黄铁矿结核,偶夹薄层灰岩、硅质岩或透镜体(图2)。根据区内钻井资料统计,龙潭组泥页岩由南向北呈逐渐增厚趋势,厚度介于20~120 m之间,一般厚度为70~80 m,仅盆地南缘页岩厚度低于50 m;沉积中心在资阳—潼南和永川一带,厚100~120 m^[8]。

2.2 地球化学特征

龙潭组富有机质泥页岩有机质丰度受沉积环境控制作用明显,其中滨岸沼泽相、潮坪相和斜坡—陆棚相为富有机质泥页岩发育有利相带。川东南綦江东溪地区处于龙潭组潮坪/潟湖相带内,DYS1井分析化验资料揭示,龙潭组泥页岩(不含煤层)TOC含量主要介于0.57%~18.37%之间,平均值为3.23%,不同的岩性TOC含量差异较明显,其中煤层TOC含量最高,平均值高达65.9%,炭质泥页岩、泥岩、粉砂质泥岩和灰质泥岩次之,分别为16.6%、3.4%、3.7%和2.1%(图2)。

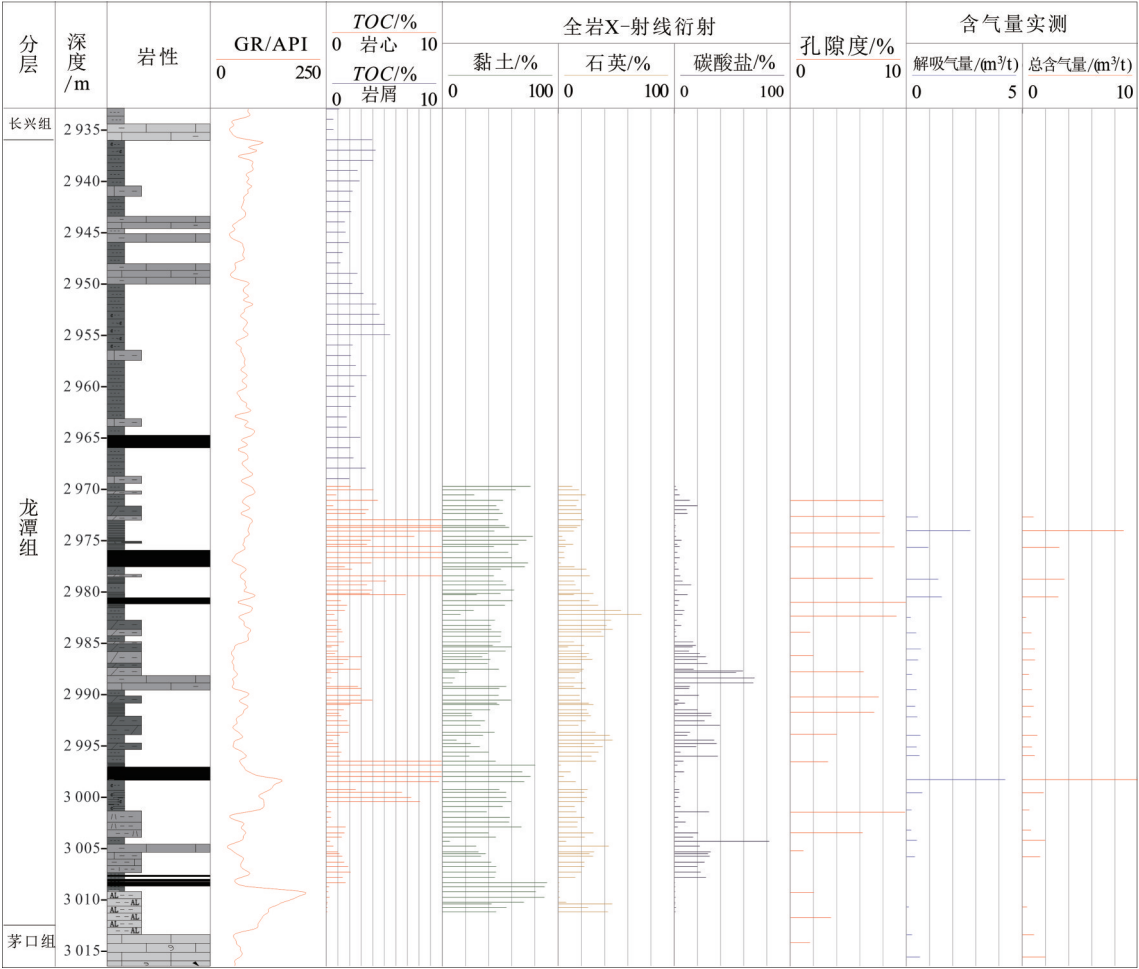


图2 綦江东溪地区DYS1井龙潭组页岩气综合剖面

Fig. 2 Comprehensive profile of shale gas in Longtan Formation of Well DYS1 in Qijiang Dongxi area

川东南DYS1井龙潭组有机质显微组分主要为镜质体、丝质体及固体沥青,干酪根碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 值介于 $-22.6\text{‰}\sim-24.1\text{‰}$ 之间,表明龙潭组泥页岩有机质类型以Ⅲ型和Ⅱ₂型为主。

丁山—东溪地区龙潭组总体处于高成熟—过成熟阶段, R_o 值在 $2.0\%\sim2.3\%$ 之间,DYS1井龙潭组取心段实测 R_o 值介于 $1.96\%\sim2.40\%$ 之间,平均值为 2.22% 。

3 页岩孔隙发育特征

3.1 孔隙度

川东南地区DYS1井龙潭组页岩气层岩心实测孔隙度主要介于 $1.1\%\sim13.0\%$ 之间,平均值为 5.6% ,孔隙度与TOC存在较好正相关性(不含煤层),其中煤层孔隙度相对较高,普遍大于 8% (图2,图3)。

为确定龙潭组泥页岩孔隙度在实际地层条件

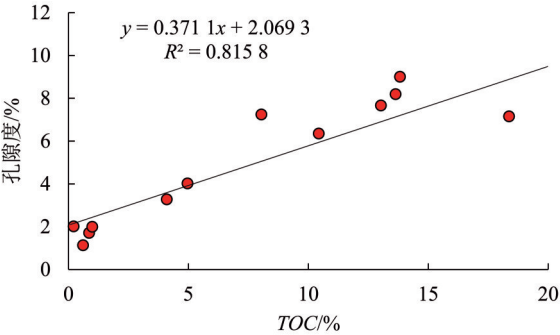


图3 DYS1井龙潭组孔隙度与TOC相关性

Fig. 3 Correlation between the porosity and TOC of Longtan Formation in Well DYS1

下的压实率,借助MQ-86型覆压下孔渗测定仪,分析不同覆压条件下DYS1井龙潭组、龙马溪组泥页岩的孔隙度变化特征。

如表1、图4所示,对比DYS1井龙潭组与下部龙马溪组页岩的覆压孔隙度变化,可以看出,龙潭组泥页岩孔隙度压实率介于 $11.64\%\sim19.86\%$ 之

间,平均值为15.64%。从孔隙度减少量上看,龙潭组煤及泥页岩类孔隙度减少量介于0.59%~1.45%之间,平均值为1.14%。不同岩性孔隙度减少量存在一定差异,其中,煤与炭质泥页岩孔隙度减少量相对略高,分别为1.45%、1.37%;白云质泥岩明显较低,仅为0.59%。本文分析认为白云质泥岩岩性致密,孔隙度较低,抗压作用较强;而泥页岩或煤岩矿物粒间孔、边缘孔缝和微裂缝容易在覆压条件下闭合,致

使其压实率较高。

龙马溪组硅质页岩孔隙度减少量为1.14%,压实率为16.94%,与龙潭组煤、炭质泥页岩的覆压孔隙度变化基本相当,与炭质泥页岩的孔隙度压实变化曲线基本重合(图4)。表明硅质/炭质泥页岩与煤压实率在15%~20%之间,减少量在1.0%~1.5%之间,证实了龙潭组煤、炭质泥页岩地表实测孔隙度基本能反映实际地层条件下孔隙度值。

表1 DYS1井龙潭组与龙马溪组不同岩性覆压孔隙度数据

Table 1 Porosity data table of Longtan Formation and Longmaxi Formation under loading pressure in Well DYS1

岩性(层系)	不同覆压条件孔隙度/%						孔隙度/%	
	5 MPa	10 MPa	20 MPa	30 MPa	40 MPa	50 MPa	减少量	压实率
煤(龙潭组)	9.40	8.91	8.59	8.36	8.18	7.95	1.45	15.43
炭质泥页岩(龙潭组)	6.90	6.47	6.04	5.82	5.68	5.53	1.37	19.86
白云质泥岩(龙潭组)	5.07	4.80	4.69	4.58	4.53	4.48	0.59	11.64
硅质页岩(龙马溪组)	6.73	6.28	6.05	5.82	5.65	5.59	1.14	16.94

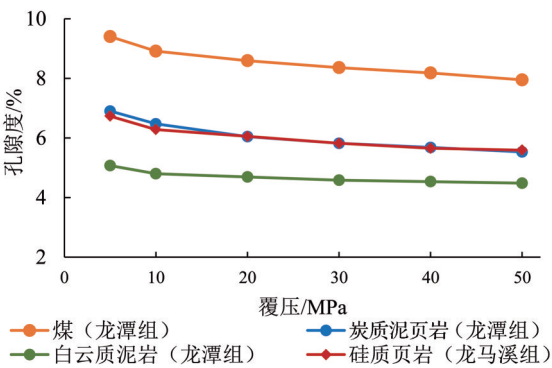


图4 DYS1井龙潭组与龙马溪组不同岩性覆压孔隙度变化
Fig. 4 Porosity change diagram of Longtan Formation and Longmaxi Formation under loading pressure in Well DYS1

3.2 孔隙类型

通过氩离子抛光扫描电镜观察发现,龙潭组储集空间以无机孔隙为主,有机质孔隙发育程度较低[图5(a)—图5(d)]。其中,无机孔隙类型主要是黏土矿物孔和微裂隙,其中微裂缝多是由岩石体积膨胀收缩、垂向重力或成岩作用等非构造因素引起^[11],易形成线状微裂缝或长条状黏土矿物孔,多呈定向性排列,峰宽在10~200 nm之间。另外,在部分高等植物残片、有机质中可见有生物结构孔或少量微孔隙,与沥青质有机孔形态与发育机理存在较大差异。

利川沙溪剖面吴家坪组深水陆棚相页岩则于五峰组—龙马溪组组孔隙类型总体相似,有机质分

散状分布于页岩基质中,发育大量典型的网状、蜂窝状或海绵状沥青质有机孔,孔径范围在5~200 nm之间,与潮坪—潟湖相页岩孔隙类型差异较大[图5(e),图5(f)]。

3.3 孔隙结构特征

3.3.1 孔径分布

页岩氮气吸附与压汞联合测试实验分析结果显示,DYS1井龙潭组潮坪—潟湖相页岩孔径分布为多峰型,微孔主峰介于0.8~2.0 nm之间,介孔主峰分别为2~8 nm和10~30 nm,同时50 nm左右范围存在一个峰值,表明潮坪—潟湖相龙潭组页岩孔隙类型多样,孔径大小不一,分布范围较大[图6(a)]。利川沙溪吴家坪组深水陆棚相页岩孔径分布主要表现为单峰型,主峰在10~30 nm,深水陆棚相吴家坪组页岩孔隙类型相对单一,孔径分布范围相对集中[图6(b)]。

3.3.2 孔隙形态

页岩低温氮气吸附与解吸过程相对压力变化形成的“脱附回线”形态主要受微纳米孔隙大小和形态差异影响^[12],因此可根据脱附回线的形态特征判识页岩孔隙结构特征。前人通过对不同类典型孔隙模型进行试验分析,提出微米—纳米孔隙分类方案^[13](图7)。

实际地层中页岩孔隙形态与结构复杂,一般具有多种孔隙类型“吸附回线”叠加、复合形成的曲线特征^[14]。实验结果显示,DYS1井龙潭组页岩氮气吸附—脱附回线类似于De Boer分类A2型与

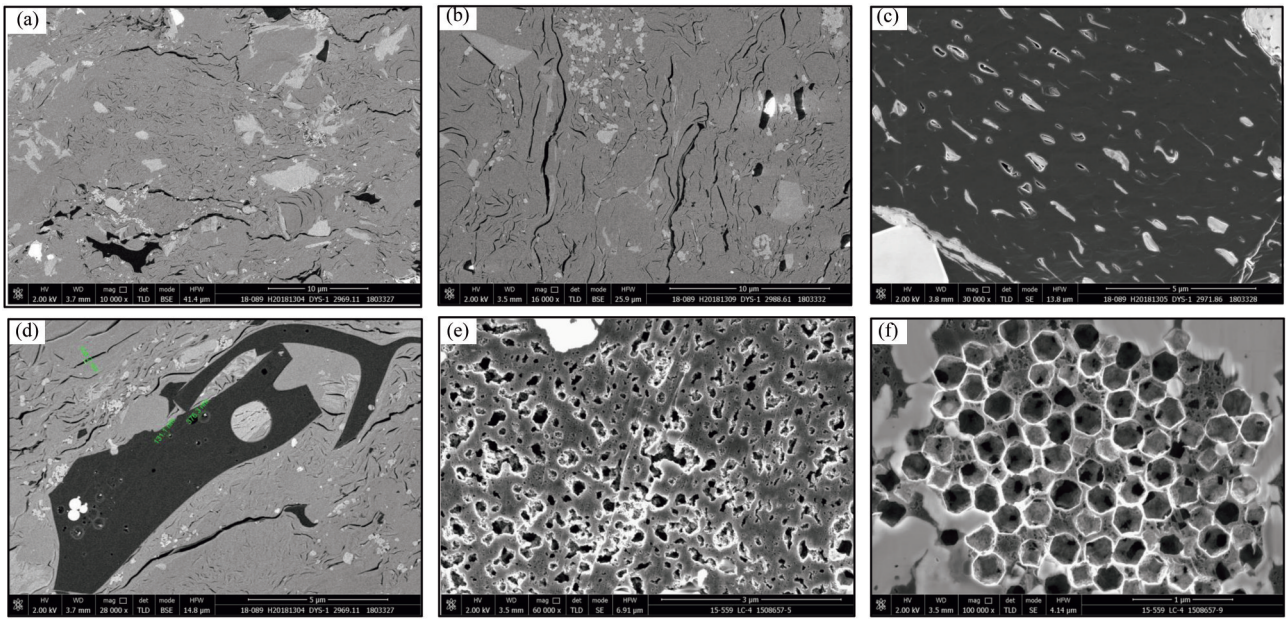


图5 龙潭组和吴家坪组页岩不同类型孔隙特征

Fig.5 Pore characteristics of different types of shale in Longtan Formation and Wujiaping Formation

(a)黏土矿物孔、微裂隙,炭质泥岩,DYS1井,井深2 969.11 m;(b)黏土矿物孔、微裂隙,炭质泥岩,DYS1井,井深2 988.61 m;(c)高等植物残片中生物结构孔,炭质泥岩,DYS1井,井深2 971.86 m;(d)高等植物内发育的气孔,炭质泥岩,DYS1井,井深2 969.11 m;(e)发育大量有机孔,吴家坪组,利川沙溪;(f)蜂窝状有机孔隙,吴家坪组,利川沙溪

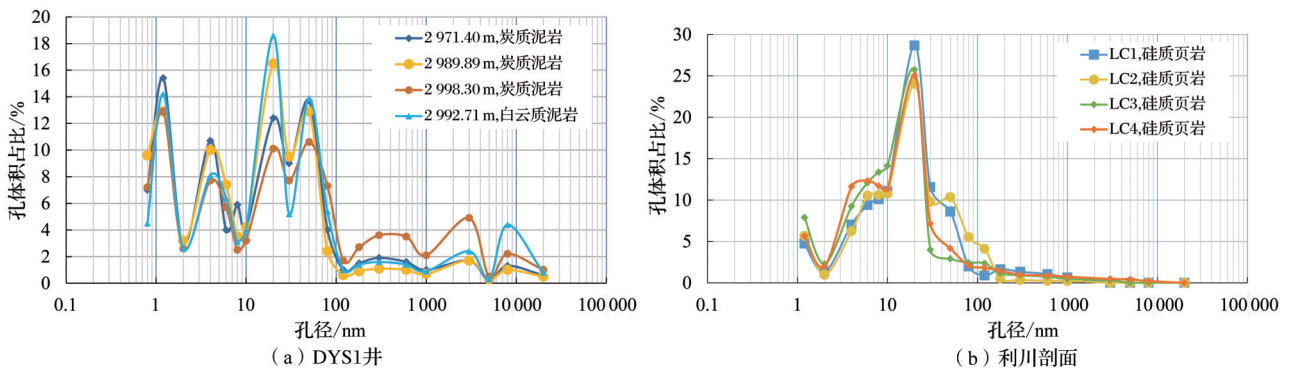


图6 龙潭组和吴家坪组不同页岩孔径分布特征

Fig.6 Different shale pore size distributions in Longtan Formation and Wujiaping Formation

IUPAC 分类B2型回线,兼具A4与B3型特征,吸附与脱附曲线在低压区部分重合,在高压区分离,吸附线具“拐点”的特征,表明DYS1井龙潭组页岩储集空间主要为四周开口的平行板状、夹板状狭缝形孔或微裂缝为主,其次为楔形孔或V形孔[图8(a)]。

利川沙溪露头吴家坪组深水陆棚相页岩氮气吸附—脱附曲线与De Boer分类A4/A5型、IUPAC分类B3/B4型回线特征相似,吸附与脱附曲线在低压区基本重合,吸附曲线无明显“拐点”,脱附曲线相对平缓,表明吴家坪组深水陆棚相页岩孔隙主要以墨水瓶状、球状或细颈瓶状有机质孔与溶蚀孔为

主,同时还存在部分一端封闭的楔形或V形粒间孔,与DYS1井龙潭组页岩孔隙形态存在较大差异[图8(b)]。

3.3.3 孔隙连通性

本文研究采用3D-FIB-SEM技术可较清晰识别出页岩矿物基质、有机质及微观孔隙(灰色为矿物、蓝色为有机质、红色为孔缝)、观察页岩微米—纳米孔隙结构及空间分布^[15]。

DYS1井龙潭组炭质泥页岩有机质主要为细小的植物碎屑,少量为填充的分散有机质,有机质整体连通性中等;微观孔隙主要为黏土矿物层片间的微裂缝,有机质相对致密,孔隙连通性相对较差

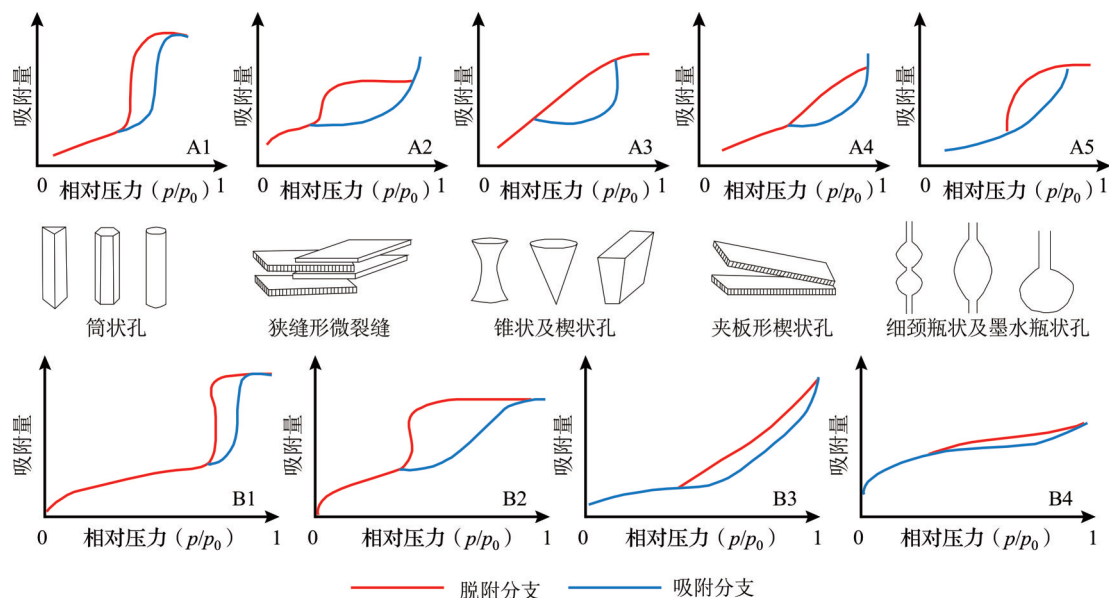


图7 氮气“脱附回线”分类及其孔隙类型(De Boer: A1-A5, IUPAC: B1-B4)

Fig.7 Classification of nitrogen “desorption loop” and its pore types (De Boer: A1-A5, IUPAC: B1-B4)

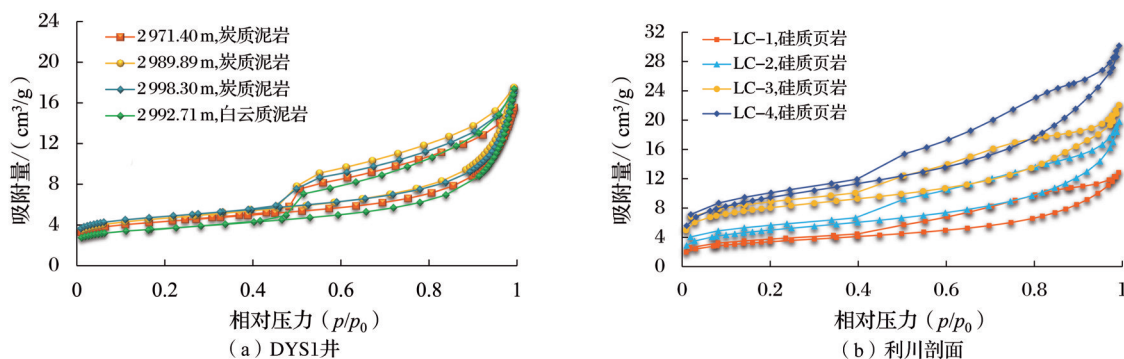


图8 龙潭组和吴家坪组不同页岩氮气吸附—脱附曲线

Fig.8 Nitrogen adsorption-desorption curves of different shales in Longtan Formation and Wujiaping Formation

[图9(a)—图9(c)]。利川沙溪吴家坪组硅质页岩有机质主要为填充在石英和黏土矿物间的分散状有机质;孔隙类型以有机质孔为主,孔隙连通性整体较好[图9(d),图9(e)]。

4 页岩孔隙发育主控因素分析

4.1 有机质类型

前人通过实验研究发现在适中的热演化程度条件下,受生烃演化影响,Ⅰ、Ⅱ型干酪根易形成大量有机质孔隙,而Ⅲ型干酪根有机质孔隙相对欠发育^[16]。其中主要原因是由于在高成熟($R_o > 1.5\%$)热演化过程中,Ⅱ型或Ⅰ型干酪根易生成大量液态烃类滞留在页岩孔隙内,随后期热演化程度增加,滞留烃二次裂解形成大量气体,导致有机质内孔隙空间快速膨胀而形成大量的有机质孔隙^[17]。同时

Ⅱ型干酪根相比Ⅰ型干酪根具有更高的比表面积,主要原因是来源于较高等生物的Ⅱ型干酪根比Ⅰ型干酪根具有较多的多环芳烃,因而产生更大的比表面积与孔体积^[18]。

四川盆地龙潭组潮坪潟湖相与吴家坪组深水陆棚相页岩有机质类型差异较大。DYS1井龙潭组页岩干酪根碳同位素($\delta^{13}C_{org}$)值介于 -23.0% ~ -24.1% 之间,见大量镜质组与惰质组,干酪根主要为Ⅲ型;扫描电镜观察有机质致密,孔隙类型以微裂缝、黏土矿物孔等无机孔为主,局部富集有机质结构孔[图5(a)—图5(c),图10(a)]。利川沙溪吴家坪组深水陆棚相页岩干酪根为Ⅱ₁型($\delta^{13}C_{org}$ 值介于 -26.5% ~ -27.2% 之间),见大量腐泥组与固体沥青,沥青质有机质孔隙则相对更加发育[图5(d)—图5(f),图10(b)]。

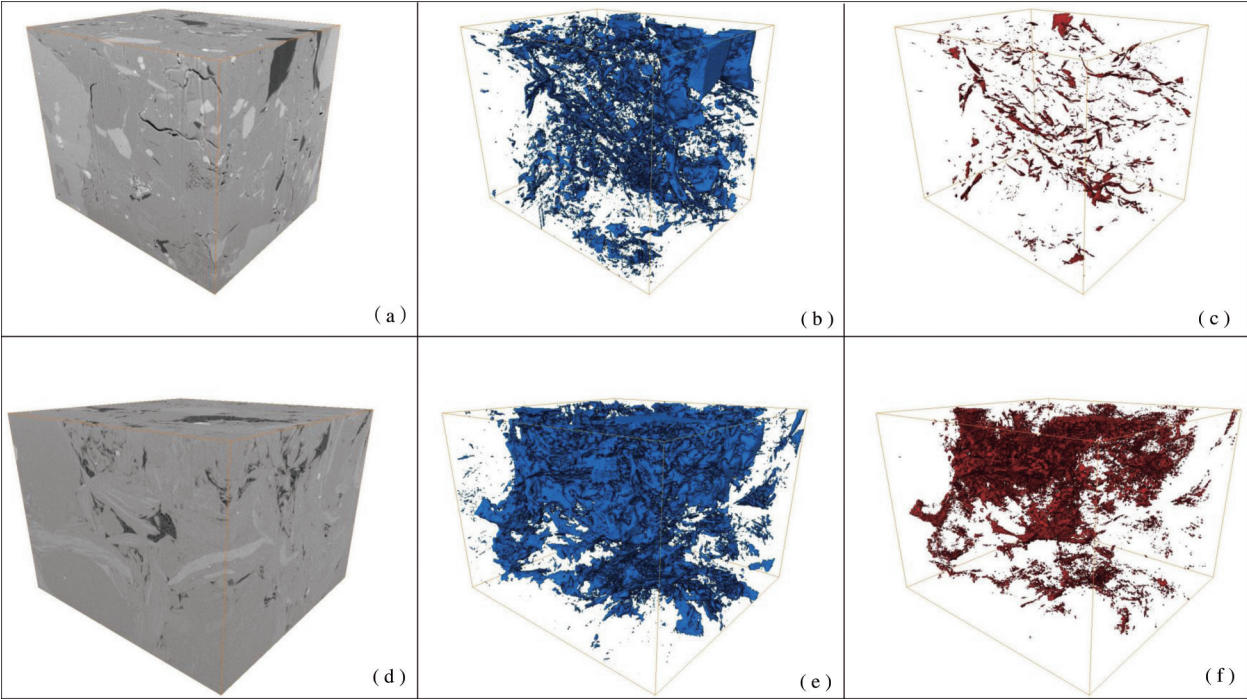


图9 四川盆地龙潭组和吴家坪组页岩 FIB-SEM 三维结构分析

Fig.9 FIB-SEM three-dimensional structure analysis of shale of Longtan Formation and Wujiaping Formation in Sichuan Basin

(a)—(c)DYS1井龙潭组;(d)—(f)利川沙溪吴家坪组;灰色为矿物,蓝色为有机质,红色为孔隙

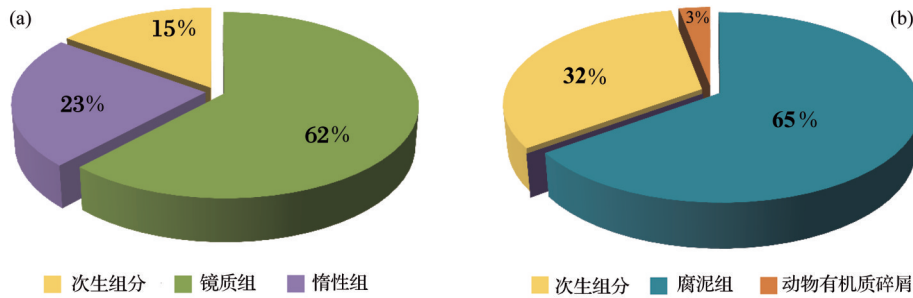


图10 龙潭组DYS1井(a)和吴家坪组利川剖面(b)有机显微组分饼状图

Fig.10 Pie chart of organic micro-components in Longtan Formation Well DYS1(a) and Wujiaping Formation Lichuan section(b)

4.2 有机碳与矿物成分含量

前人通过研究海相页岩孔隙结构特征,发现随着 TOC 含量增加,有机质孔隙大量增加,页岩孔体积、比表面积与 TOC 均存在较好的正相关性,同时 TOC 与硅质矿物含量常存在较好的耦合关系^[2,4],利川吴家坪组页岩符合典型的海相页岩特征。

四川盆地龙潭组与吴家坪组页岩矿物成分组成存在较大差异,利川沙溪吴家坪组硅质页岩硅质矿物含量相对较高,含量均 $>60\%$,黏土矿物含量较低,均值 $<30\%$;而DYS1井潮坪潟湖相龙潭组含煤炭质页岩硅质矿物含量相对较低,均值 $<40\%$,黏土矿物含量较高,均值 $>50\%$,2套页岩在三角图上分布范围差异明显(图11)。

通过建立不同矿物组分与微孔、介孔孔容相关

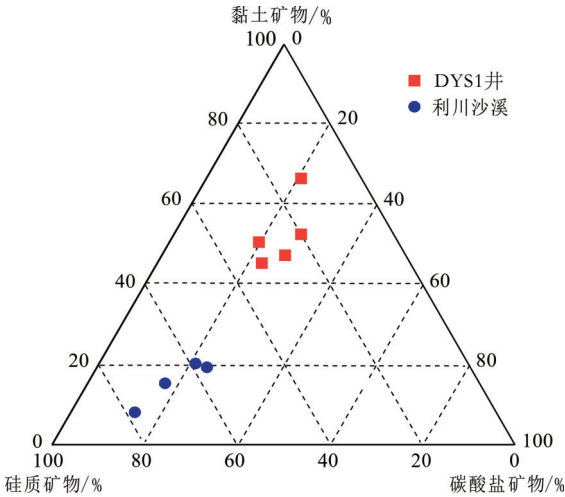


图11 四川盆地龙潭组(吴家坪组)页岩矿物组分含量

Fig. 11 Mineral composition content of Longtan Formation (Wujiaping Formation) shale in Sichuan Basin

性,发现DYS1井潮坪潟湖相龙潭组炭质泥页岩黏土矿物含量与微孔、介孔孔容存在较好正相关性,相关系数分别为0.71与0.80[图12(a),图12(b)],表明潮坪潟湖相无机孔隙主要受黏土矿物含量控制,主要是蒙脱石向伊利石转化过程产物伊/蒙混层中易形成微裂缝,同时片状绿泥石层间缝和伊利石粒间孔均能增加页岩微—纳米孔隙。同时黏土矿物含量与TOC存在较好正相关性,相关系数达0.67[图12(c)],页岩TOC与微孔、介孔孔容呈正相关性,与大孔孔容相关性较差[图13(a)—图13(c)],

表明四川盆地潮坪潟湖相龙潭组炭质泥页岩微米—纳米孔隙主要受黏土矿物含量控制,有机质孔占比相对较小,TOC影响相对较小。

利川沙溪深水陆棚相吴家坪组硅质页岩硅质矿物含量与微孔、介孔孔容存在较好正相关性,相关系数分别为0.35与0.65[图12(d),图12(e)],同时利川沙溪深水陆棚相硅质矿物含量与TOC存在较好正相关性[图12(f)],页岩TOC与微孔、介孔孔容呈正相关性,与大孔孔容相关性较差[图13(d)—图13(f)],表明四川盆地深水陆棚相吴家坪组微米—

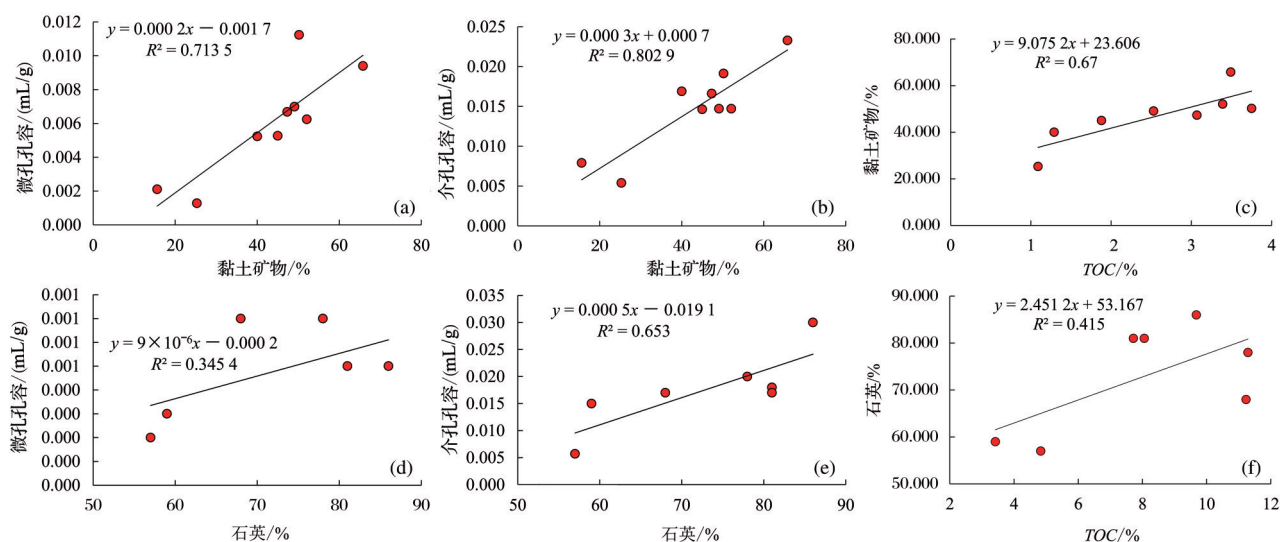


图12 DYS1井龙潭组黏土矿物含量[(a)–(c)]利川沙溪吴家坪组硅质矿物含量[(d)–(f)]与孔容及TOC相关性

Fig. 12 Correlation between the clay mineral content [(a)–(c)] of Longtan Formation in Well DYS1 and the siliceous mineral content [(d)–(f)] of Wujiaping Formation in Lichuan with pore volume and TOC

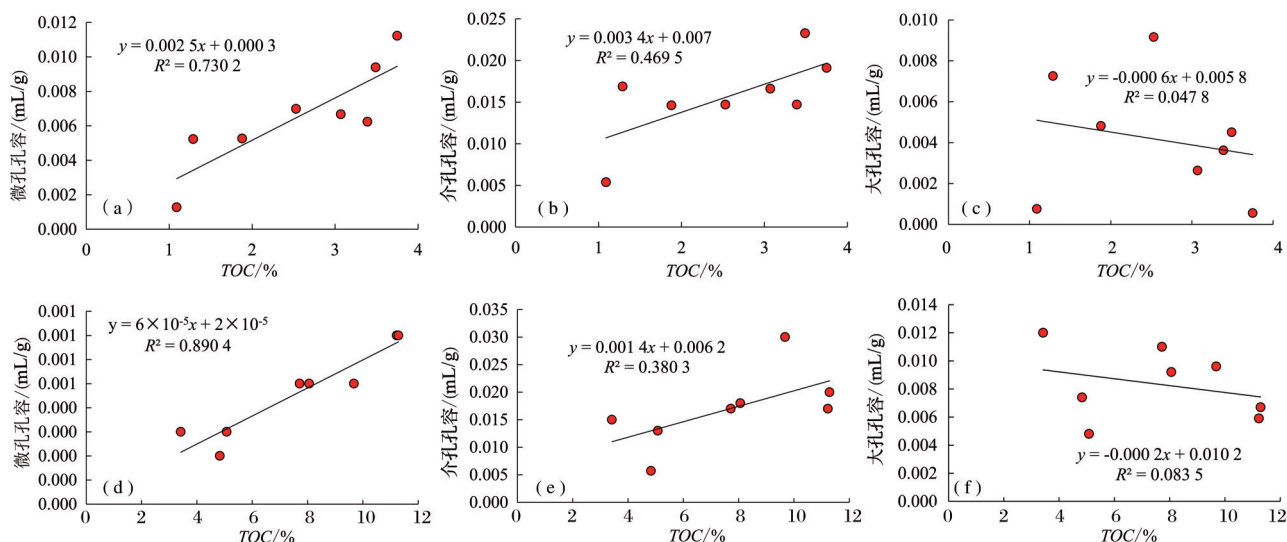


图13 DYS1井龙潭组[(a)–(c)]利川沙溪吴家坪组[(d)–(f)]页岩TOC与孔容相关性

Fig. 13 Correlation between TOC and pore volume of Longtan Formation in Well DYS1 [(a)–(c)] and Wujiaping Formation in Lichuan section [(d)–(f)]

纳米孔隙主要受硅质矿物含量与 *TOC* 控制,且硅质矿物含量与 *TOC* 存在较好耦合关系。

5 结论

(1)四川盆地龙潭组(吴家坪组)海陆过渡相不同沉积相带页岩孔隙结构特征差异较大,处于潮坪泻湖相的 DYS1 井龙潭组页岩气层主要发育煤及与之相邻的暗色泥页岩,孔隙类型主要发育平行板状、夹板状微裂缝和黏土矿物孔,见有机质结构孔,但数量相对较少,孔径多小于 50 nm,分布为多峰型,孔隙连通性中等。

(2)处于深水陆相棚的利川沙溪剖面吴家坪组以暗色页岩为主,孔隙类型则以墨水瓶状沥青质有机孔为主,孔径多小于 50 nm,分布为单峰型,孔隙连通性相对较好。

(3)明确了有机质类型、*TOC* 含量、矿物成分是影响龙潭组、吴家坪组孔隙发育的主控因素,其中深水陆棚相发育 II₁ 型干酪根类型的页岩, *TOC*、硅质矿物含量与孔体积存在较好正相关性,有机质孔更发育,潮坪-泻湖相发育 III 型干酪根类型的煤和页岩,黏土矿物含量和 *TOC* 呈正向耦合关系,与孔体积都呈正相关性较好,但黏土矿物影响更大,有机质孔相对占比小。

参考文献 (References)

- [1] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3):24-37.
GUO X S, HU D F, WEI Z H, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field [J]. Petroleum Exploration of China, 2016, 21 (3): 24-37.
- [2] 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 X S, HU D F, LI Y P, 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.
- [3] 王志刚. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(1):1-6.
WANG Z G. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 1-6.
- [4] 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 X S. 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.
- [5] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 海相和湖相页岩气富集机理分析与思考:以四川盆地龙马溪组 and 自流井组大安寨段为例[J]. 地学前缘, 2016, 23(2):18-28.
GUO X S, HU D F, LI Y P, et al. Analyses and thoughts on accumulation mechanisms of marine and lacustrine shale gas: A case study in shales of Longmaxi Formation and Da'anzhai Section of Ziliujing Formation in Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 18-28.
- [6] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(6):17-23.
HU D F, ZHANG H R, NI K, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shale in southeastern margins of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34 (6): 17-23.
- [7] 魏祥峰, 黄静, 李宇平, 等. 元坝地区大安寨段陆相页岩气富集高产主控因素[J]. 中国地质, 2014, 41(3):970-981.
WEI X F, HUANG J, LI Y P, et al. The main controlling factors for the enrichment and high production of Da'anzhai member continental shale gas in Yuanba area[J]. Chinese Geology, 2014, 41 (3): 970-981.
- [8] 郭旭升, 胡东风, 刘若冰, 等. 四川盆地二叠系海陆过渡相页岩气地质条件及勘探潜力[J]. 天然气工业, 2018, 38(10):11-18.
GUO X S, HU D F, LIU R B, et al. Geological conditions and exploration potential of Permian marine-continent transitional facies shale gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38 (10): 11-18.
- [9] 刘光祥, 金之钧, 邓模, 等. 川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(3):481-487.
LIU G X, JIN Z J, DENG M, et al. Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36 (3): 481-487.
- [10] 曹清古, 刘光祥, 张长江, 等. 四川盆地晚二叠世龙潭期沉积环境及其源控作用分析[J]. 石油实验地质, 2013, 35(1):36-41.
CAO Q G, LIU G X, ZHANG C J, et al. Sedimentary environment and its controlling on source rocks during late Permian in Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35 (1): 36-41.
- [11] 王濡岳, 丁文龙, 龚大建, 等. 渝东南—黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩裂缝发育特征与主控因素[J]. 石油学报, 2016, 37(7):832-845,877.
WANG R Y, DING W L, GONG D J, et al. Development characteristics and major controlling factors of shale fractures in the Lower Cambrian Niutitang Formation, southeastern Chongqing-northern Guizhou area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37 (7): 832-845,877.
- [12] 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 X F, LIU R B, ZHANG T S, et al. Micro-pores structure characteristics and development control factors of shale gas reservoirs: A case of Longmaxi Formation in XX area of southern Sichuan and northern Guizhou[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24 (5): 1048-1059.
- [13] BROEKHOFF J C P, BOER J H. Studies on pore systems in catalysts: XII. Pore distributions from the desorption branch of a nitrogen sorption isotherm in the case of cylindrical pores[J]. Journal of Catalysis, 1968, 10(4):377-390.
- [14] 罗超, 刘树根, 孙玮, 等. 鄂西—渝东地区下寒武统牛蹄塘组黑色页岩孔隙结构特征[J]. 东北石油大学学报, 2014, 38(2):8-17.
- LUO C, LIU S G, SUN W, et al. Pore structure characterization of black shale in the Lower Cambrian Niutitang Formation in western Hubei and eastern Chongqing area[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2014, 38 (2): 8-17.
- [15] 刘伟新, 鲍芳, 俞俊杰, 等. 川东南志留系龙马溪组页岩储层微孔隙结构及连通性研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(4): 453-459.
- LIU W X, BAO F, YU L J, et al. Micro-pore structure and connectivity of the Silurian Longmaxi shales, southeast Sichuan area[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(4): 453-459.
- [16] 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.
- [17] BARKER C. Calculated volume and pressure changes during the cracking of oil and gas in reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(8):1254-1261.
- [18] 张廷山. 四川盆地南部早古生代海相页岩微观孔隙特征及发育控制因素[J]. 地质学报, 2014, 88(9):1728-1740.
- ZHANG T S. Characteristics and mechanisms of the micro-pores in the Early Paleozoic marine shale, southern Sichuan Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2014, 88(9): 1728-1740.

Pore development characteristics and main controlling factors of the Permian marine-continent transitional shale in the Sichuan Basin

CHEN Fei-ran, WEI Xiang-feng, LIU Zhu-jiang, AO Ming-chong, YAN Ji-hong
(Exploration Company, SINOPEC, Chengdu 610041, China)

Abstract: In order to clarify the pore structure characteristics and main controlling factors of shale in different sedimentary facies belts of the Permian Longtan Formation (Wujiaping Formation) in the Sichuan Basin, we performed scanning electron microscopy (SEM), mercury intrusion, nitrogen adsorption isotherm and three-dimensional focused ion beam (3D-FIB) analyses on cores in Well DYS1 of Qijiang area and the outcrop samples of the Lichuan Shaxi section, which allows us to classify the pore types, numbers and structures. The results show: (1) The tidal flat lagoon phase shale of the Longtan Formation in the Well DYS1 mainly developed coal and adjacent dark mud shale. The pore types are mainly parallel plate, splint micro cracks and clay mineral pores. The organic structure pores are relatively undeveloped, the pore size is less than 50nm, the distribution is multimodal, and the pore connectivity is medium. (2) The Wujiaping Formation of the Lichuan Shaxi section in the deep-water shed is dominated by dark shale, and the pore type is mainly composed of ink-like asphaltic organic pores. The pore size is less than 50 nm, the distribution is unimodal, and the pore connectivity is relatively good. (3) It is clear that the organic matter type, TOC content and mineral composition are the main controlling factors affecting the pore development of Longtan Formation and Wujiaping Formation. The deep shale developed kerogen type III₁, the TOC and siliceous mineral content have a good positive correlation with the pore volume, and the organic pores are more developed. The tidal flat-lagoon phase coal and shale develop type III kerogen, clay mineral content and TOC are positively coupled, and positively correlated with pore volume, but clay minerals have greater influence, and organic matter pores have a smaller proportion.

Key words: Sichuan Basin; Longtan Formation/Wujiaping Formation; Shale gas layer; Pore Structure; Developmental characteristics; Main controlling factors

Foundation item: The National Science and Technology Major Project (Grand No. 2017ZX05036).