

川东地区上二叠统龙潭组 泥页岩基本特征及页岩气勘探潜力

翟常博¹, 邓 模¹, 曹清古¹, 肖 雄²,
何贵松³, 陈斐然⁴, 邱建华¹, 刘 栩¹, 张长江¹

(1. 中国石化 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126;

2. 中国石化 江汉油田分公司 勘探开发研究院, 武汉 430223;

3. 中国石化 华东油气分公司 勘探开发研究院, 南京 210011;

4. 中国石化 勘探分公司 勘探开发研究院, 成都 610041)

摘要:四川盆地晚二叠世龙潭期沉积相类型多样,为落实不同沉积相带的页岩气勘探潜力,针对不同相带典型井开展了系统的页岩气形成条件分析,四川盆地晚二叠世龙潭期富有机质页岩主要发育在潮坪—潟湖相和陆棚相,其中潮坪—潟湖相泥页岩分布在资阳—永川—綦江一带,岩性组合复杂,泥岩、页岩、泥质碳酸盐岩不等厚互层,煤层全段均有发育,具有“高 TOC、高黏土、高孔隙度、高含气量”的四高特征,有机质类型主体为Ⅲ型;浅水混积陆棚相龙潭组分布在广安—长寿—南川一带,煤层减少,灰质增加,龙潭组二段煤层基本不发育,有机质类型为Ⅱ₂-Ⅱ₁型,具有厚度稳定、TOC 中等、脆性矿物含量高、有机孔发育的特点,气测普遍活跃;深水陆棚相上二叠统吴家坪组分布在石柱—万县以及广元—梁平一带,煤层仅在吴家坪组底部发育,吴家坪组二段以硅质页岩、泥岩为主,具有“高 TOC、高脆性矿物含量、高孔隙度、高含气量、高含气饱和度”等五高特征,有机质类型为Ⅱ₁型,有机质孔普见,是目前二叠系页岩气勘探开发的主力层系。

关键词:页岩气;龙潭组;吴家坪组;二叠系;勘探潜力;川东地区

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Basic characteristics and exploration potential of shale gas in Longtan Formation of Upper Permian in eastern Sichuan Basin

ZHAI Changbo¹, DENG Mo¹, CAO Qinggu¹, XIAO Xiong²,

HE Guisong³, CHEN Feiran⁴, QIU Jianhua¹, LIU Xu¹, ZHANG Changjiang¹

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC Jiangnan Oil Field Branch Company, Wuhan, Hubei 430223, China;

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC East China Branch Company, Nanjing, Jiangsu 210011, China;

4. Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC Exploration Branch Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: Various types of sedimentary facies were developed during the Longtan period of the Late Permian, Sichuan Basin. To discover the shale gas exploration potential of belts with different sedimentary facies, a systematic analysis of shale gas generation conditions was carried out on the basis of different typical wells. The organic-rich shale developed in the Sichuan Basin during the Late Permian Longtan period was mainly distributed in tidal flat-lagoon and shelf facies. With complex lithological combinations, the tidal flat-lagoon facies shale was distributed in the Ziyang-Yongchuan-Qijiang areas. Mudstone, shale, and argillaceous carbonate rocks were interbedded with varying thickness and coal seams were also developed in all sections. Furthermore, it has the characteristics of “high TOC, clay and gas contents, and high porosity”. The main organic matter type is type Ⅲ. The shallow water, mixed shelf facies in the Longtan Formation was mainly distributed in the Guang'an-Changshou-

收稿日期:2021-08-06;修订日期:2021-10-12。

作者简介:翟常博(1979—),男,博士,高级工程师,从事非常规油气地质评价研究工作。E-mail:zhai.cb.syky@sinopec.com。

通信作者:邓模(1983—),男,高级工程师,从事页岩气地质评价研究工作。E-mail:dengmo.syky@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技部项目(P20059-7)、国家科技重大专项(2016ZX05061)、中科院先导项目(XDA14010402)和国家自然科学基金项目(41802163)联合资助。

Nanchuan area, with reduced coal seams and increased ash content. Coal seams were barely developed in the second member of the Longtan Formation. Its organic matter type is $\text{II}_2\text{-II}_1$, with stable thickness as well as medium TOC and brittle mineral contents. Gas logging was anomalous. The deep-water shelf facies in the Wujiaping Formation were mainly distributed in Shizhu-Wanxian and Guangyuan-Liangping. Coal seams were only developed at the bottom of the Wujiaping Formation. Moreover, the second member of the Wujiaping Formation is composed of siliceous shale and mudstone, which has the characteristics of “high TOC content, high brittle mineral content, high porosity, high gas content, and high gas saturation”. Its organic matter type is II_1 , with widespread organic pores. It is currently the main strata for the exploration and development of Permian shale gas in the Sichuan Basin.

Key words: shale gas; Longtan Formation; Wujiaping Formation; Permian; exploration potential; eastern Sichuan area

在我国南方地区非常规天然气资源格局中,四川盆地及周缘的上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组起到了“压舱石”的作用^[1]。“双碳”目标的逐步实施,进一步加快了我国能源结构转型,清洁能源的作用更加凸显。为进一步夯实我国天然气资源基础,对新区、新层系、新类型天然气的勘探研究显得尤为重要。前期研究表明^[2-8],四川盆地及周缘纵向上主要发育 9 套富有机质泥页岩,分别是下寒武统筇竹寺组,上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组,二叠系梁山组、茅口组三一四段、龙潭组/吴家坪组、大隆组,下侏罗统自流井组东岳庙段、大安寨段、中侏罗统千佛崖组/凉高山组等。其中龙潭组/吴家坪组富有机质泥页岩具有分布面积广、厚度大、生烃条件好、埋藏深度适中等特点,是值得探索和研究的页岩气层系,川东地区大量钻井钻遇龙潭组/吴家坪组时普遍具有明显的气测异常^[9],近期石柱红星地区多口井现场含气量测试证实吴家坪组具有良好的含气性,达县—宣汉地区 M1 井在龙潭组获得日产气 $(3.02 \sim 3.85) \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[10],綦江地区 DYS1 井龙潭组取心段泥页岩平均含气量 $2.02 \text{ m}^3/\text{t}$ ^[11],邻区西页 1 井、金沙参 1 井、鹤地 1 井和 SY1 井等也均获得了良好的气测显示,展示出龙潭组/吴家坪组具有广阔的勘探前景。

四川盆地二叠纪处于古新特提斯转化期,产生了一系列地质事件和海平面的变化,在龙潭期形成了明显的构造沉积分异现象,由南西往北东,沉积相从海陆过渡相到浅海陆棚相变化,不同沉积相带发育的泥页岩特征差异显著。为进一步探讨川东地区龙潭组页岩气勘探潜力,本文对不同沉积相类型的典型井(SY1 井、SY_x 井、HY_x 井)龙潭组/吴家坪组泥页岩发育特征进行对比研究,探讨不同相带类型页岩气形成条件的差异性,初步落实川东地区龙潭组/吴家坪组页岩气的勘探潜力。

1 构造沉积背景

研究区处于川东地区华蓥山断裂带以东、齐岳山断裂带以西,构造特征表现为北东向—北北东向高陡背斜带和宽缓向斜带组成的隔挡式褶皱,往川南帚状撒开^[9,12](图 1)。背斜紧闭,向斜宽缓,成排成带平行排列。构造变形主要受雪峰推覆构造带的远程推覆挤压影响,历经湘鄂西、武陵地区多层滑脱、挤压断褶应力释放以及齐岳山断裂带冲断滑脱作用,变形强度总体较弱。

四川盆地上二叠统龙潭组是发育在东吴运动剥蚀夷平面之上的一套陆相、海陆过渡相、浅水—深水陆棚相的沉积类型多样、岩石组合类型复杂的沉积地层。龙潭组沉积时期,受峨眉地幔柱上隆、峨嵋地裂运动影响,四川盆地及周缘形成稳定克拉通浅水陆表海盆地及拉张裂陷较深水盆地两种原型盆地,沉积体系、相带类型极为丰富^[13-14]。

从南西往北东,依次发育河流冲积平原、滨岸—沼泽、潮坪—潟湖、浅水混积陆棚、深水陆棚等 5 种主要沉积相带。此外,在镇巴—开县、武隆—德江、苍溪—阆中等局部地带发育清水碳酸盐台地沉积(图 2)。龙潭组底部广泛发育一套铝土质古风化壳,为东吴夷平面之上的风化残积产物。随着海侵的持续进行,龙潭组由下往上依次发育砂泥质滨岸碎屑沉积、砂泥煤沼泽沉积、砂泥潮坪碎屑沉积、泥煤夹灰沉积、泥灰二元混积浅水陆棚浑水沉积、硅泥灰深水陆棚沉积。受控于西高东低古地貌、海水西侵作用,沉积相带由下往上、由东往西规律性迁移演化。

龙潭组(包括同期异相的吴家坪组)主要发育 3 种类型的富有机质泥页岩:潮坪—潟湖相的含煤泥页岩、浅水混积陆棚相含灰—灰质泥页岩、深水陆棚相含硅—硅质泥页岩。下面详细介绍川东地区上述 3 种类型泥页岩的页岩气形成条件及差异性。

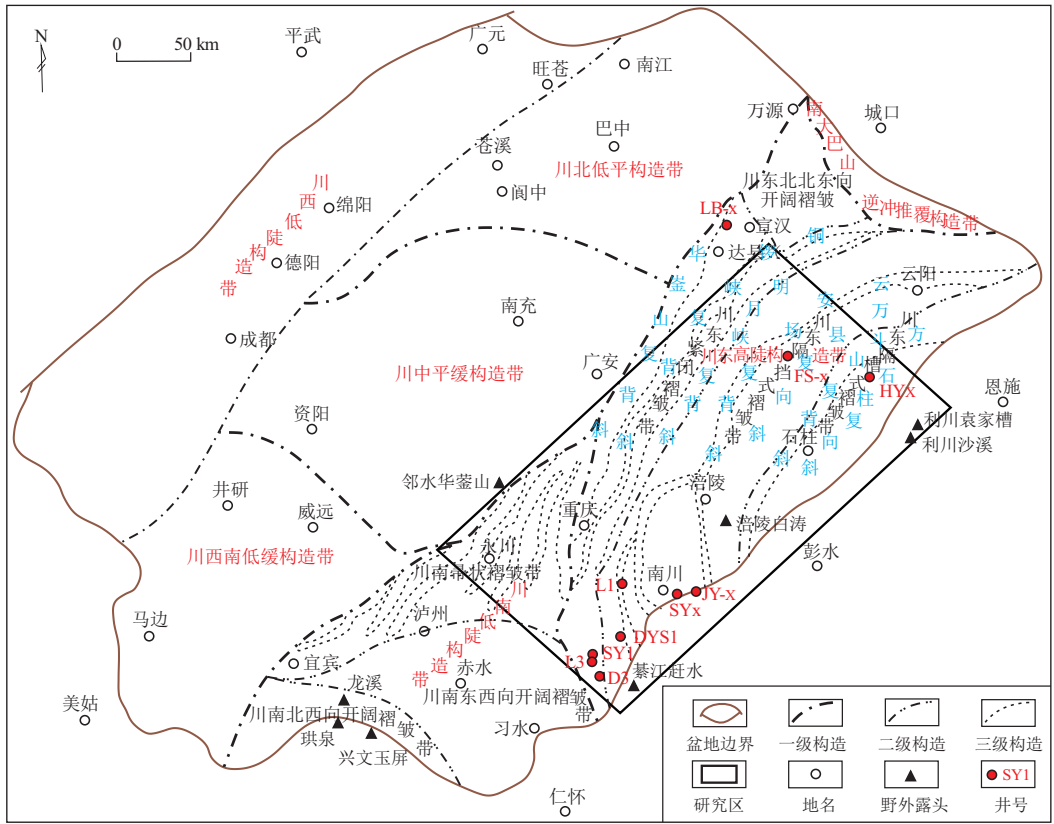


图1 四川盆地构造单元及研究区位置

Fig.1 Structural units and location of study area, Sichuan Basin

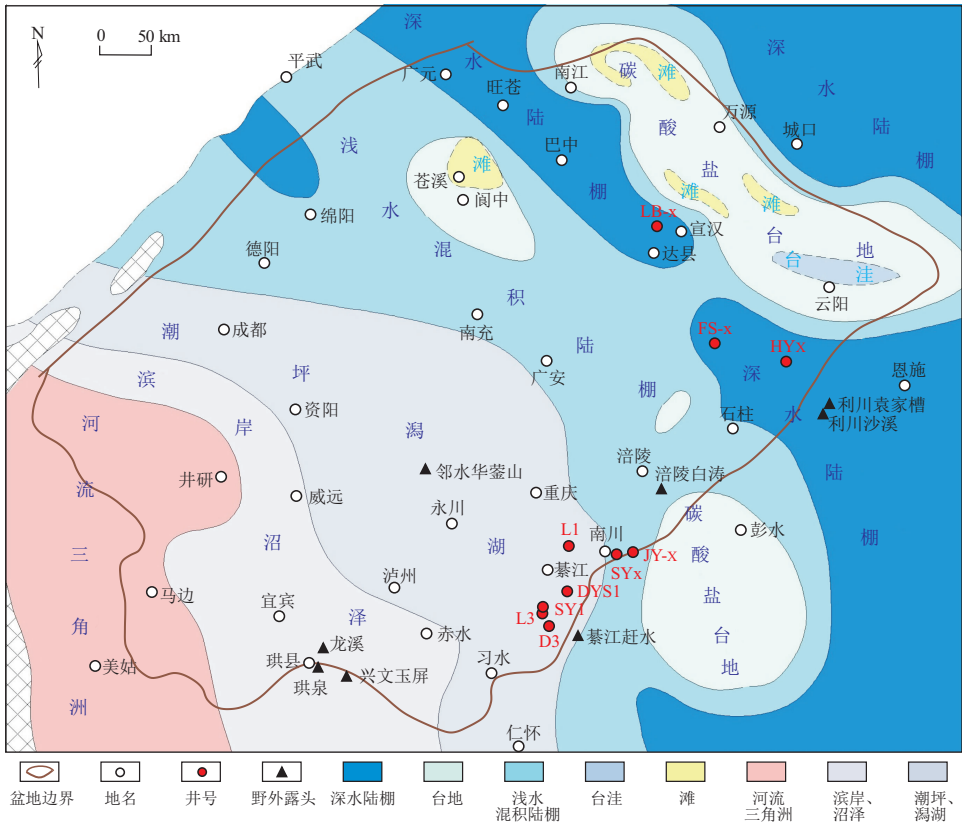


图2 四川盆地及周缘上二叠统龙潭组/吴家坪组沉积相

Fig.2 Sedimentary facies of Upper Permian Longtan/Wujiaping formations in Sichuan Basin and its periphery

2 不同类型龙潭组/吴家坪组泥页岩基本特征

2.1 海陆过渡相龙潭组泥页岩

川东地区海陆过渡相龙潭组岩性复杂,泥岩、页岩、煤和砂岩不等厚互层,由于龙潭组泥岩黏土含量高,抗风化能力弱,风化作用导致龙潭组有机质流失和孔隙结构破坏严重,不能有效表征页岩的生烃能力和物性特征。本文以龙潭组全取心的 SY1 井和半段取心的 DYS1 井为主要研究对象,分析海陆过渡相龙潭组页岩气形成条件和勘探潜力。

2.1.1 岩石组合类型与矿物组成

SY1 井位于重庆市綦江区丁山镇,构造位置位于川东南丁山断鼻构造北西翼。该井揭示龙潭组总厚度为 87.67 m,处于潮坪—泻湖亚相沉积环境。根据岩性组合特征(图 3),自下而上划分出 9 个小

层,其中①-⑥小层为潭一段,以碳质泥岩为主,夹薄煤层,底部为铝土质泥岩;⑦-⑨小层为潭二段,灰质含量明显增加,其中⑦-⑧小层以碳质泥岩、灰质泥岩、泥质灰岩、煤层不等厚互层为主,⑨小层以灰岩为主,夹薄层泥岩。TOC 系统测试结果表明,SY1 井龙潭组富有机质泥页岩主要发育在潭一段的②、③、④、⑥和潭二段的⑧小层^[10]。SY1 井龙潭组共计 8 个煤层,累积厚度为 10.9 m。

系统的全岩 X 衍射分析(图 3)表明 SY1 井龙潭组富有机质泥页岩发育的②、③、④、⑥和⑧小层黏土矿物普遍大于 50%,石英矿物含量普遍小于 30%,碳酸盐矿物含量小于 10%。与涪陵地区龙马溪组优质页岩段相比^[15],海陆过渡相龙潭组富有机质泥岩段矿物组成具有“高黏土、中石英、低钙质”的特点,总体表现为脆性矿物含量较低,可压性相对较差。

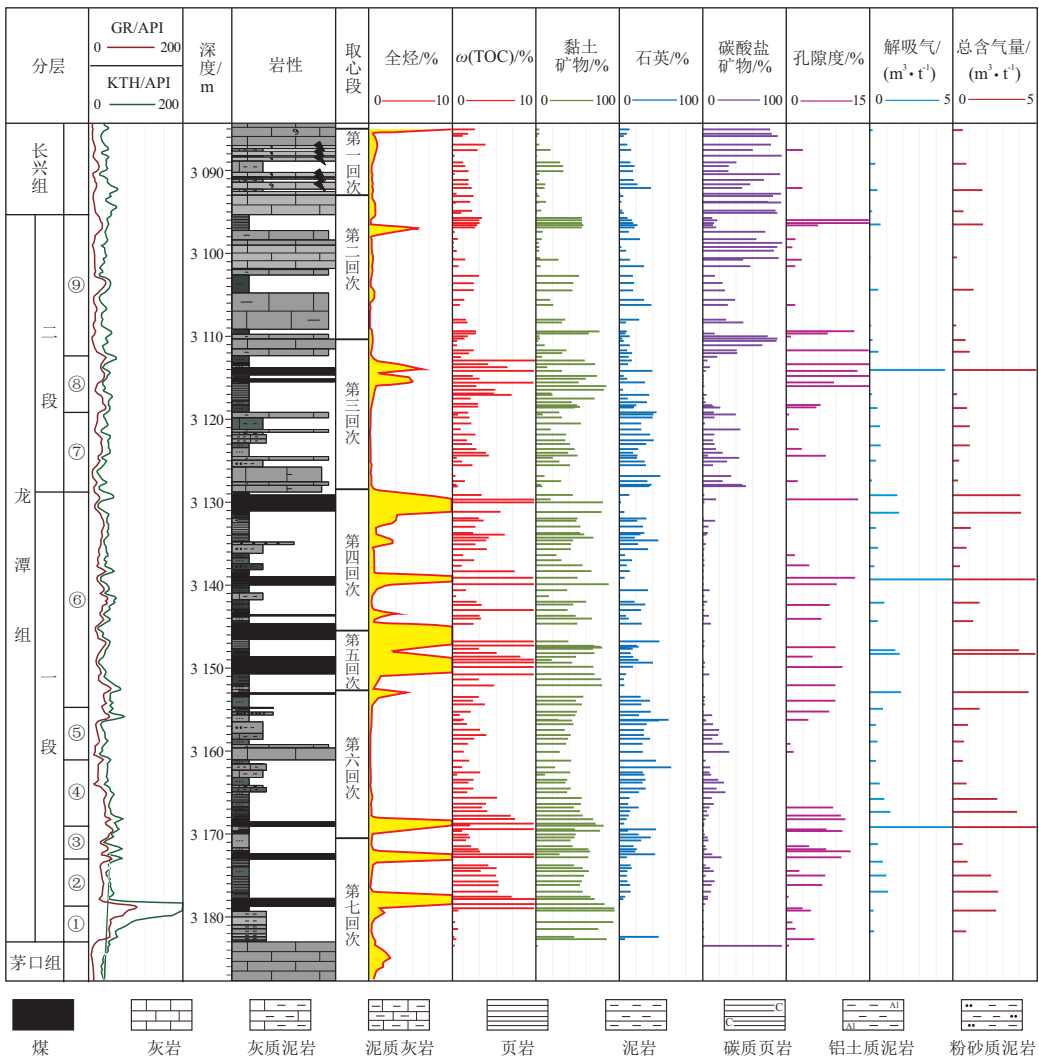


图 3 川东地区 SY1 井上二叠统龙潭组页岩特征综合柱状图

据文献[10],有修改。

Fig.3 Comprehensive stratigraphic histogram of shale, Upper Permian Longtan Formation, well SY1, eastern Sichuan Basin

2.1.2 有机地化特征

大量钻井揭示,海陆过渡相龙潭组普遍含数套薄煤层/线,本文统计了川东南地区海陆过渡相4口钻井(DYS1、L3井、L1井、D3)和5条剖面(兴文玉屏、邻水华蓥山、长宁龙溪、珙县珙泉、綦江赶水),共计67个样品的干酪根碳同位素数据(图4),可以看到,过渡相龙潭组干酪根碳同位素值分布在 $-22‰$ ~ $24.5‰$,大部分样品的干酪根碳同位素值大于 $-24‰$,总体偏重,有机质类型主体为Ⅲ型,有机显微组分以镜质体为主。

龙潭组不同岩性有机质丰度变化幅度较大,SY1井龙潭组 TOC 含量变化范围为 0.49%~38.12%,其中碳质页岩的 TOC 分布在 6.36%~38.12%,黑色泥页岩 TOC 分布在 0.49%~5.82%,平均 2.94%(图3)。以 TOC 大于 2.0% 为标准,统计了 SY1 井龙潭组富有机质泥页岩累计厚度为 50.11m^[10]。TOC 与黏土矿物含量呈正相

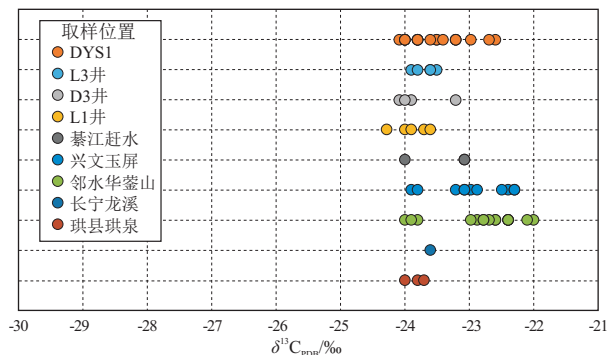


图4 四川盆地南部上二叠统龙潭组过渡相干酪根碳同位素分布

Fig.4 Distribution of kerogen carbon isotopes in transitional facies, Upper Permian Longtan Formation, southern Sichuan Basin

关,与石英含量呈负相关,反映了龙潭组沉积区距离陆源较近,表现为以碎屑物质输入为主的特点。

川东綦江地区龙潭组泥页岩镜质体反射率主体分布在 2.0%~2.4%,其中 SY1 井龙潭组镜质体反射率为 1.86%~2.21%,DYS1 井的镜质体反射率为 1.96%~2.40%^[10]。从热演化史来看,龙潭组大量生气期(R_o 为 1.5%~2.2%)在中—晚侏罗世,相对较晚,有利于页岩气的保存和富集。

2.1.3 储集空间特征

根据最新颁布的国标《页岩气藏描述技术规范:GB/T 39541-2020》,页岩储集空间类型可分为孔隙、洞和裂缝三大类,其中孔隙包括有机孔、无机孔,裂缝包括构造缝和非构造缝。綦江地区 DYS1 井处于潮坪—潟湖沉积环境,针对该井龙潭组下半段进行了取心,从岩心氩离子抛光—扫描电镜图像上可以较为直观地观察到孔隙发育特征。龙潭组泥页岩中发育 5 种与有机质颗粒相关的孔缝,分别是高等植物碎片中生物结构孔、有机质热解气孔、沥青孔、内生裂隙和边缘裂隙(图5)。赵培荣等^[10]认为龙潭组复杂的有机质孔发育特征与其水生和陆源混合来源的母质类型密切相关。生物结构孔为有机质保存自生物组织的孔隙,孔隙呈有规律分布(图5a),热解气孔则为干酪根生气过程中生成的孔隙,孔隙普遍较小、彼此之间连通性差(图5b-c),此类孔隙在过渡相龙潭组中较为多见。水生生物演化成壳质组和腐泥组,演化早期形成液态烃,在热演化过程中改变自身形貌形成丰富的沥青孔(图5d)。生烃过程中有机质的消耗一方面生气膨胀,在内部形成生烃裂缝;另一方面经过有

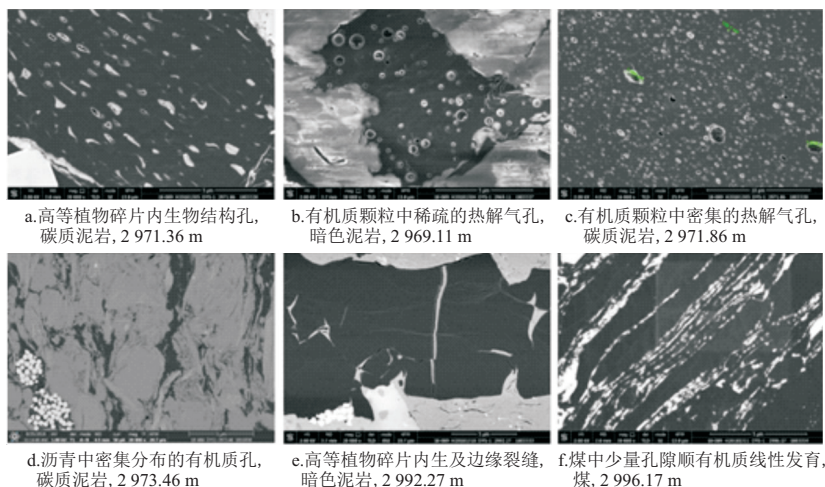


图5 川东地区 DYS1 井上二叠统龙潭组泥页岩有机质孔发育特征

Fig.5 Development characteristics of organic matter pores in shale, Upper Permian Longtan Formation, well DYS1, eastern Sichuan Basin

机质的消耗和排烃之后,有机质体积收缩,在有机质颗粒边缘产生边缘缝(图 5e)。煤主要成分为镜质体,除了顺着有机质颗粒呈线性发育了少量有机质孔外(图 5f),整体上有机质孔发育程度很低^[16]。有机质中各样式的孔隙类型构成了复杂的有机质孔缝系统,在一定程度上增加了泥页岩的孔隙空间。

无机孔主要为粒内孔、粒间孔、晶间孔、溶蚀孔,孔隙形态不规则,具一定连通性^[17-19]。图 6 展示了 DYS1 井龙潭组无机孔、裂缝发育的基本特征,溶蚀孔主要发育在方解石颗粒内,是有机质生烃过程中释放的有机酸溶蚀碳酸盐矿物形成的(图 6a)。在自生黄铁矿集合体中,晶体颗粒之间会形成粒间孔^[20-21](图 6b)。硬度较大的石英和方解石等颗粒与黏土矿物或有机质的接触面由于硬度的异常发育边缘缝(图 6c)。黏土矿物中发育大量的层间微裂隙,多为丝缕状或蜷曲片状伊利石或高岭石中发育的狭缝型微裂隙,孔缝的边缘一般平齐或互补,宽度为纳米级,长度为微米级(图 6d-e),是黏土矿物脱水收缩撕裂所造成的。龙潭组泥页岩中黏土矿物以伊利石和高岭石为主,在成岩演化过程中,蒙脱石通过伊蒙混层向伊利石转化,体积减小产生微裂隙,且生烃过程中具有的酸性成岩条件造成长石类矿物蚀变成高岭石^[22],并发育大量的微裂隙(图 6f)。

海陆过渡相龙潭组的孔隙度分布范围较宽,总体上受黏土矿物含量影响较大。以 SY1 井为例,孔隙度分布在 2.67%~8.41%,孔隙度大于 4.0% 的层段主要是在③、④、⑥和⑧小层,均为黏土矿物含量相对较高的小层,黏土相关孔缝对孔隙度有较为

明显的贡献^[10]。除了黏土矿物,有机质中各式孔隙也对储集空间具有一定的贡献,由于孔隙普遍较小,主要提供中微孔和比表面积。

2.1.4 保存条件与含气性

海陆过渡相龙潭组主体分布在川东高陡褶皱带和川南低缓褶皱带,构造样式以隔档式褶皱为主,构造变形相对较弱,中下三叠统膏盐岩盖层连片分布且厚度大,具备区域性的封盖条件。研究区龙潭组的顶板为长兴组的致密泥质灰岩,长兴组高能相储层在川东南地区不发育,龙潭组底部为一套灰白色的铝土质泥岩,厚度较为稳定(4~5 m),下伏为茅口组泥晶灰岩、生物屑泥晶灰岩,厚度大于 50 m,研究区龙潭组顶底板条件较好,为页岩气的富集保存提供了保证。

川东南地区过渡相龙潭组气测显示普遍活跃,以 SY1 井为例,全烃显示最高为 23.99%,在煤层及相邻的碳质泥岩中有明显的气测异常,全烃曲线呈尖峰状,气测显示强度与 TOC 含量具有较好的对应关系。从现场含气量测试结果来看,SY1 井煤层和碳质泥岩现场测试总含气量达到 18.5 m³/t 和 4.08 m³/t^[10],深灰色泥岩和深灰色泥质粉砂岩含气性相对较差,仅有少量气泡从岩心表面溢出,潭一段总含气量平均 1.58 m³/t(统计不包括煤层),潭二段总含气量平均 1.22 m³/t(统计不包括煤层)。DYS1 井龙潭组下段也开展了现场含气量测试,共计测试了 17 个泥页岩样品,其中测试解吸气量介于 0.24~2.77 m³/t,平均值为 0.77 m³/t,总含气量介于 0.56~8.78 m³/t^[11],同样也显示出较强的非均质性特征。气测和含气量均表现出与岩性密切相关的特征,过渡相龙潭组岩性的非均质性变化

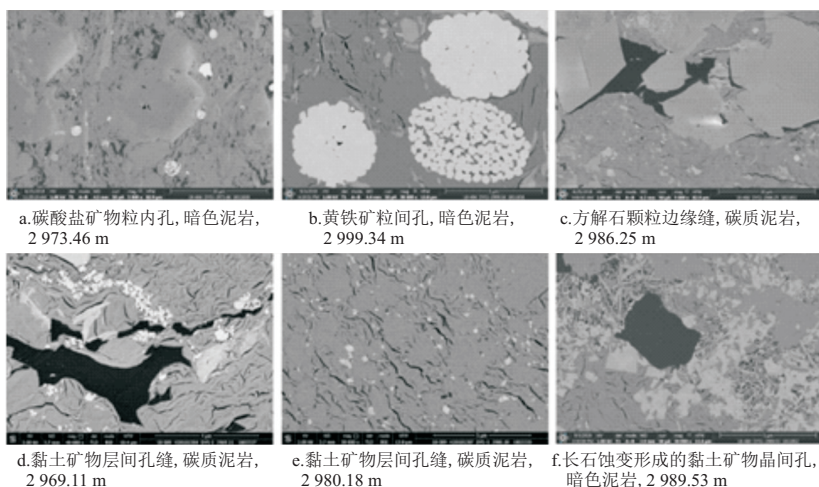


图 6 川东地区 DYS1 井上二叠统龙潭组泥页岩无机矿物孔发育特征
Fig.6 Development characteristics of inorganic mineral pores in shale, Upper Permian Longtan Formation, well DYS1, eastern Sichuan Basin

导致了含气性的非均质性。

2.2 陆棚相吴家坪组/龙潭组泥页岩

陆棚相带主要包括浅水混积陆棚、深水陆棚两个亚相,浅水混积陆棚亚相(图7)分布在四川盆地中部广安—南川一带,深水陆棚亚相(图8)位于鄂西渝东和广元—梁平一带。

2.2.1 岩石组合类型与矿物组成

岩石地层命名上将川北以及鄂西渝东一带称之为吴家坪组,与川东南地区龙潭组为同时异相的关系。相对于海陆过渡相龙潭组来说,陆棚相吴家坪组岩性组合相对简单,岩石类型相对单一。对石柱红星地区HY_x井吴家坪组进行了全井段取心,并进行测录井、分析化验,本文对陆棚相吴家坪组小层划分主要参考HY_x井(图8)。

SY_x井龙潭组为浅水混积陆棚相沉积,如图7所示,龙潭组岩性组合与深水陆棚相HY_x井吴家

坪组较为相似,与过渡相龙潭组复杂的岩性组合有显著差异。本文将SY_x井龙潭组划分为潭一段和潭二段。SY_x井龙潭组厚82.5 m,潭一段共58.9 m,其中潭一段1亚段以泥岩为主,下部含煤层,厚度32.5 m,潭一段2亚段为致密灰岩,厚度26.4 m;潭二段为泥页岩夹薄灰岩层,厚度23.6 m,不含煤层。

SY_x井未在龙潭组进行取心,本文对该井的岩屑进行了全岩X衍射分析,结果表明SY_x潭二段岩屑黏土含量平均值为38.6%,石英含量的平均值为21.3%,碳酸盐含量的平均值为25.3%(图7),表现出“中等黏土、较低石英、较高钙质”的矿物组成特点。从脆性矿物和黏土含量来看,SY_x井比SY1井泥页岩中脆性矿物含量要高,可压性相对较好。

HY_x井位于石柱复向斜内建南构造,吴家坪组

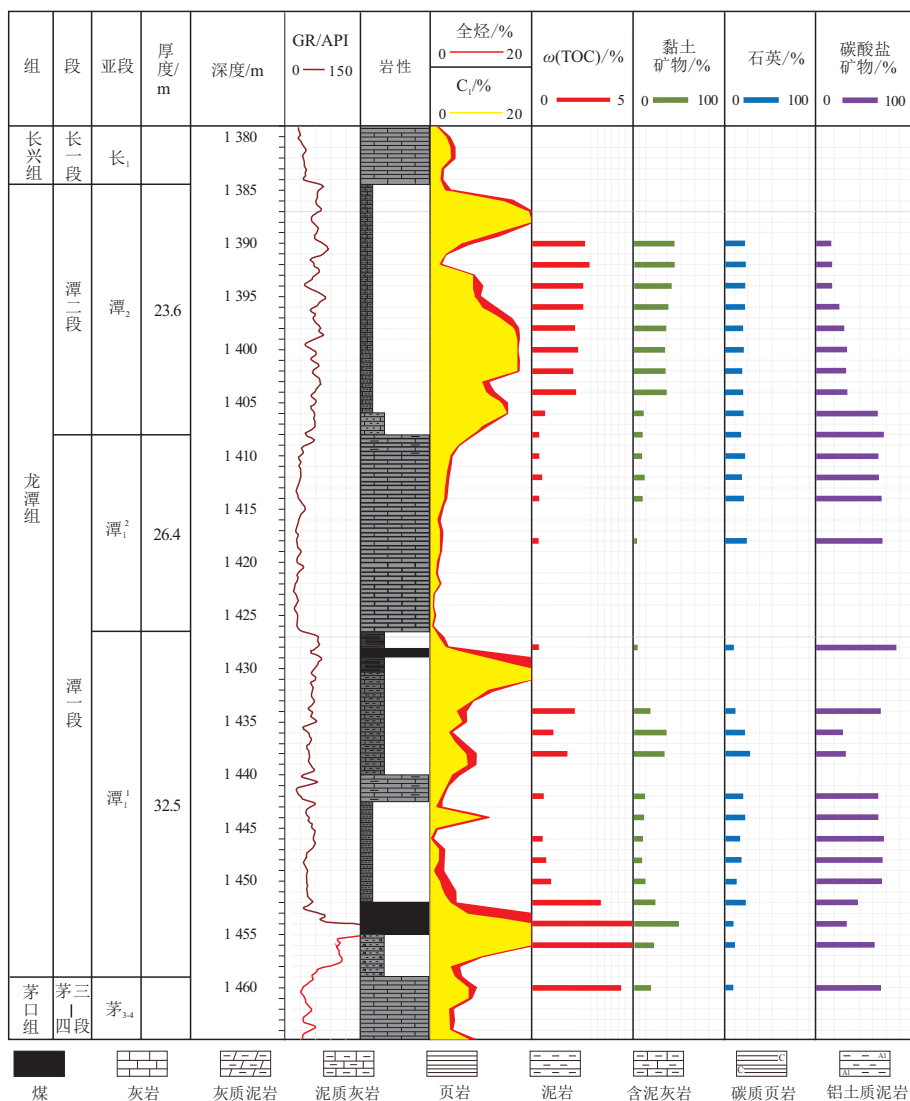


图7 川东地区SY_x井上二叠统龙潭组页岩特征综合柱状图

Fig.7 Comprehensive stratigraphic histogram of shale, Upper Permian Longtan Formation, well SY_x, eastern Sichuan Basin

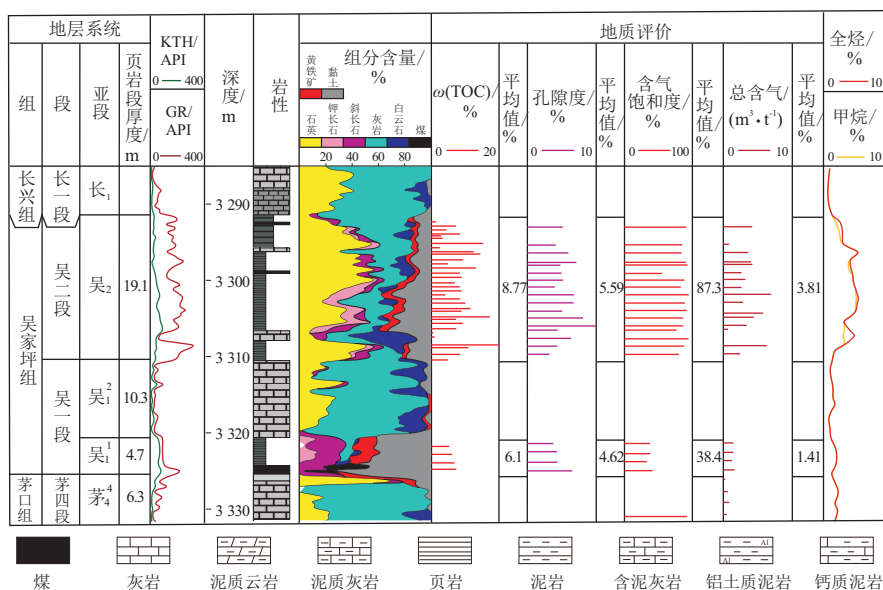


图 8 川东地区 HYx 井上二叠统吴家坪组页岩特征综合柱状图

据文献[10],有修改。

Fig.8 Comprehensive stratigraphic histogram of shale, Upper Permian Wujiaping Formation, well HYx, eastern Sichuan Basin

为深水陆棚相沉积(图 8),纵向上吴家坪组分为两段,其中吴一段 1 亚段为灰色—深灰色块状泥岩夹煤层,为海侵初期的一套滨岸—沼泽相沉积;吴一段 2 亚段为一套稳定分布的致密灰岩,厚度在 10~25 m,一般称之为“腰带灰岩”,将吴一段 1 亚段的泥页岩和吴二段的页岩段分隔开来;吴二段岩性为灰黑色灰质硅质页岩,薄片见较为丰富的放射虫,黄铁矿以纹层状、星点状分布其中,吴二段元素地化指标显示, Ni/Co 平均 10.1, V/(V + Ni) 平均 0.74,反映沉积水体还原性强,水体较深。此外岩心观察可见 30~40 层凝灰质层,层厚 0.3~0.5 cm,反映出吴家坪组受火山活动的影响较为明显。

HYx 井吴二段页岩中脆性矿物含量很高,石英含量的平均值为 35.9%,黏土矿物含量的平均值为 16.4%,碳酸盐含量的平均值为 29.9%^[9],表现出“高硅,高钙,低黏土”的特点。由此可见,从过渡相区至浅海相区,吴家坪组/龙潭组二段黏土含量逐渐降低,脆性矿物逐渐增加,但是随着钙质含量的增加,岩石胶结程度也相应增大,对页岩的压裂改造也带来一定的挑战。

2.2.2 有机地化特征

本文对陆棚相带 4 口钻井(HYx、FS-x、LB-x、JY-x 井)和 4 条剖面(利川袁家槽、利川沙溪、石柱六塘、涪陵白涛)吴家坪组/龙潭组 21 个样品干酪根碳同位素数据进行了分析,从图 9 可以看到,陆棚相带所有样品的干酪根碳同位素均小于 -24‰,主要分布在 -24.3‰~-27.8‰之间,陆棚相带吴家

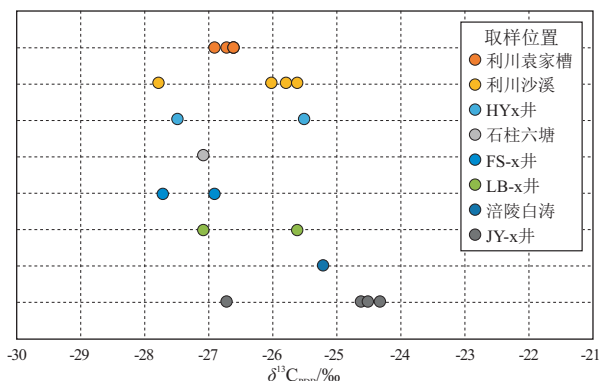


图 9 川东地区陆棚相上二叠统吴家坪组二段干酪根碳同位素分布

Fig.9 Carbon isotope distribution of kerogen, second member of Upper Permian Wujiaping Formation, eastern Sichuan Basin

坪组/龙潭组有机质类型主体表现出 II 型特征。具体来看,浅水混积陆棚亚相龙潭组有机质类型为 II₂型(涪陵白涛、JY-x 井),深水陆棚亚相吴家坪组有机质类型为 II₁型(HYx、FS-x、LB-x、利川袁家槽、利川沙溪、石柱六塘)。

HYx 井吴二段岩心实测 TOC 分布在 1.16%~28.94%,平均 8.77%^[9],表现出特高有机质丰度的特征,吴一段 1 亚段 TOC 平均 6.1%。

SYx 井龙潭组 27 个岩屑样品有机碳实测结果表明,泥页岩 TOC 分布在 0.32%~5.32%,煤层岩屑样品 TOC 高达 71.6%。分小层来看,潭二段 TOC 分布在 0.65%~2.83%,平均 2.19%,潭一段 1 亚段 TOC 分布在 0.32%~5.32%,平均 1.78%,潭一段 2 亚段 TOC 分布在 0.32%~0.51%,平均 0.38%,

HYx 和 SYx 井龙潭/吴家坪组镜质体反射率 R_0 分布在1.9%~2.06%之间,处于高过成熟阶段。

2.2.3 储集空间特征

相对于过渡相龙潭组来说,陆棚相带潭二段/吴二段有机质类型相对更优,腐泥组等富氢组分含量相对较多,生排油气能力更强,有利于有机孔的发育。

图 10 显示了浅水混积陆棚亚相和深水陆棚亚相泥页岩中有机孔发育情况。南川东胜剖面 and 韦家湾剖面是浅水混积陆棚亚相典型剖面,潭二段泥页岩有机孔发育较好(图 10a-c),显著优于綦江地区 DYS1 井龙潭组泥页岩。图 10d-f 为 HYx 井深水陆棚亚相吴二段泥页岩扫描电镜照片^[10],有机质孔总体发育良好,呈蜂窝状产出,孔径在 12~450 nm 之间,以 50~100 nm 为主体。由于有机质的强非均质性,部分有机质内孔隙发育很差(图 10e-f),不同的显微组分有机孔发育程度具有明显差异,腐泥组是有机孔发育的主要载体,镜质体则不利于有机孔发育^[23-24]。有机碳含量与孔隙度之间较好的正相关性也表明了陆棚相泥页岩有机质是储层物性的主要构建者,控制着泥页岩的储集空间。

2.2.4 保存条件与含气性特征

川东地区陆棚相吴家坪组/龙潭组主要分布在川东高陡构造带,该地区构造样式为典型的隔档式褶皱,中下三叠统膏盐岩区域连片分布,不仅有利于维持吴家坪组较高的压力系统,还确保了页岩气系统不会因抬升过浅而被破坏^[25]。除普光等地区局部发育上二叠统长兴组台缘高能相储层外,吴家

坪组顶底板条件总体较好,确保了水平井压裂施工中地层的稳定性^[25]。宽缓向斜内构造稳定性相对较好,页岩气保存条件较优。

对 HYx 井吴家坪组开展了系统的现场含气量测试,采用 USBM 直接法(直线法回归)进行损失气量恢复,吴二段总含气量平均为 3.81 m³/t,吴二段全烃 1.27%~5.98%,平均 4.08%,甲烷 1.23%~5.57%,平均 3.64%。在取心过程中,多处见持续气泡逸出,岩心浸水实验,气泡呈串珠状、线状持续密集逸出,吴二段水平井压裂改造后试气效果良好^[10],此外吴一段 1 亚段实测总含气量平均为 1.41 m³/t,也具有一定的含气性。

SYx 井未针对龙潭组开展现场含气量测试工作,但从气测显示上看,显示也较为活跃,龙潭组二段全烃含量平均 12.9%,全烃和甲烷曲线呈箱状,与过渡相 SY1 井在煤层及碳质页岩段尖峰状的气测曲线有明显差异。

3 不同沉积相页岩气形成条件对比

针对海陆过渡相潮坪—潟湖亚相、浅海陆棚相浅水混积陆棚亚相和深水陆棚亚相 3 种类型龙潭组/吴家坪组页岩气形成基本条件进行了对比,不同沉积相的岩性组合、生烃、储集及含气性差异明显(表 1)。岩性组合方面,潮坪—潟湖亚相潭二段以泥岩、页岩夹煤层、薄灰岩层为主要特征,浅水混积陆棚亚相潭二段以泥岩、页岩夹薄灰岩层为特征,基本不含煤层;深水陆棚亚相吴二段则以页岩夹薄灰岩层为特征,不含煤,页岩厚度相对减薄^[26]。

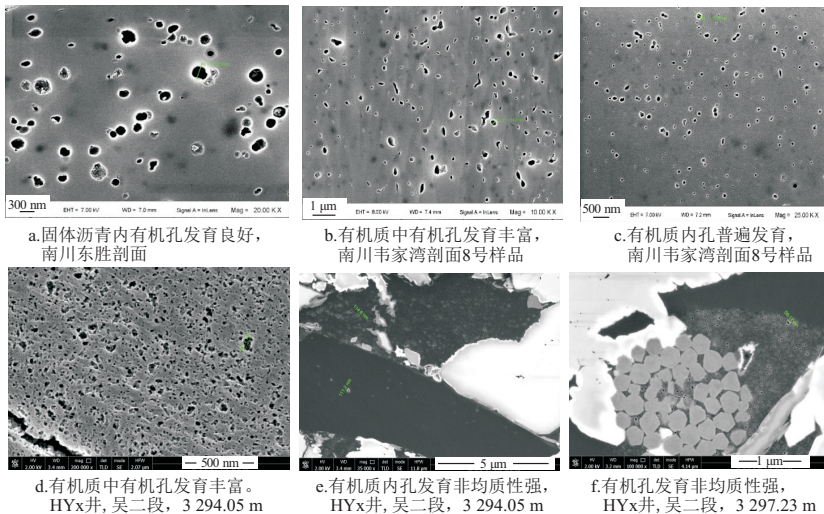


图 10 浅水混积陆棚亚相(a,b,c)和深水陆棚亚相(d,e,f)有机孔发育程度对比

Fig.10 Comparison of organic pore development between shallow-water mixed shelf subfacies (a, b, c) and deep-water shelf subfacies (d, e, f)

表 1 川东地区不同类型龙潭组/吴家坪组页岩基本特征对比

Table 1 Basic characteristics of different types of shale in Longtan/Wujiaping formations, eastern Sichuan Basin

参数类型	潮坪—潟湖亚相 (SY1 井)	浅水混积陆棚亚相 (SYx 井)	深水陆棚亚相 (HYx 井)
潭二段/吴二段厚度/m	39	30	20
有机质类型	Ⅲ型为主	Ⅱ ₂ 型	Ⅱ ₁ 型
生烃条件			
有机质丰度/%	4.3	2.2	8.3
热演化程度(R_0)/%	2.3	1.9	1.9
储集条件			
有机质内孔	不发育	较发育	发育
孔隙度/%	2.67~9.74		3.03~9.88
可压性			
黏土矿物含量/%	55	34	17
动态杨氏模量/GPa	22.5	40	42
总含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	1.22		3.81
气测曲线形态	尖峰状	箱状	箱状

生烃、储集条件方面,潮坪—潟湖亚相龙潭组页岩有机质类型以Ⅲ型为主,TOC 非均质性较强,碳质页岩相对富集,黏土含量普遍较高,储集空间以黏土矿物孔为主,由于干酪根类型的限制无法大量生成有机孔^[27],孔隙度跨度范围大;浅水混积陆棚和深水陆棚亚相潭二段/吴二段有机质类型主体为Ⅱ₂-Ⅱ₁型,TOC 由浅水到深水陆棚逐渐升高,黏土矿物含量中等—低,碳酸盐矿物含量相对较高,有机质孔较发育,孔隙度高;从含气性上来看,潮坪—潟湖亚相龙潭组含气性差异大,煤及相邻的碳质页岩段含气量较高,气测曲线形态为尖峰状,煤层不发育的层段则降低明显,显示不活跃,浅水混积陆棚和深水陆棚亚相潭二段/吴二段气测曲线为箱状,气测活跃,深水陆棚相实测总含气量高。

4 川东地区龙潭组/吴家坪组页岩气勘探潜力

川东地区龙潭组/吴家坪组沉积相类型多,页岩基本特征差异大,不同类型页岩气勘探研究的重点有所不同。海陆过渡相潮坪—潟湖亚相龙潭组主要分布在南充—重庆—綦江一带,泥页岩单层厚度较薄,累积厚度大,泥煤组合 TOC 高、气测显示活跃,龙潭组总生烃强度可达 $(30 \sim 40) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,物质基础条件优越。但过渡相龙潭组储集空间以黏土矿物相关孔为主,有机孔不发育,含水饱和度偏高,黏土含量超过 50%,可压性较差,因此针对川东地区过渡相龙潭组应加强高黏土页岩压裂改造工艺攻关,实现对塑性地层的规模体积改造。除页岩气外,过渡相龙潭组煤层气也具有较大的资源潜力,SY1 井、DYS1 井龙潭组纵向上煤层均有分布,煤层累积厚度 10 m 左右,宏观煤岩类型以亮

煤、半亮煤为主,煤体结构以原生结构、碎裂结构为主,热演化程度 R_0 超过 2.0%,在四川盆地东南缘埋藏较浅的丁山—桐梓一带可探索开展煤层气排采试验,寻求煤层气勘探突破。

浅水混积陆棚亚相龙潭组分布在广安—涪陵—南川一线,龙潭组二段以发育较纯的泥岩、页岩为主,相对于潮坪—潟湖亚相来说,浅水混积陆棚亚相龙潭组二段除了 TOC 有所降低外,其他的评价指标如有机质类型、脆性矿物含量、有机孔发育程度等均变好,分布面积占四川盆地面积的近三分之一。此外,川东地区浅水混积陆棚亚相龙潭组富有机质页岩下伏的下志留统龙马溪组、中二叠统茅口组一段等大多处于优质相带(深水陆棚相和外缓坡相),具有良好的志留系—二叠系立体勘探潜力。综合来看,浅水混积陆棚相龙潭组二段是页岩气的新层系、新类型,值得进一步开展勘探研究工作。

深水陆棚相吴家坪组分布在川北的广元—巴中—梁平以及鄂西渝东—湘鄂西地区的石柱—利川一带,纵向上以吴家坪组二段为主要勘探目的层。吴家坪组二段除页岩厚度有所减薄外,其他的页岩评价指标优越,表现在 TOC 含量高、有机质类型好、热演化程度适中、孔隙度高、有机质孔发育、含气性好、可压性较好,页岩气成藏地质条件与五峰组—龙马溪组、Barnett、Ohio、Antrim、New Albany 等国内外典型海相页岩十分类似,具备形成规模性页岩气赋存的良好地质条件^[25]。目前在石柱复向斜埋藏相对较浅的地区已经开展了多口井的部署和钻探,取得了战略性的勘探突破,深水陆棚相吴家坪组有望成为四川盆地及周缘二叠系页岩气增储上产重要的接替层系,由于吴家坪组二段钙质含

量相对较高,需加强储层体积压裂改造工艺攻关。

5 结论

(1)川东地区龙潭组/吴家坪组主要发育3种类型富有机质泥页岩,其中海陆过渡相潮坪—潟湖亚相龙潭组主要分布在南充—重庆—綦江一带;浅水混积陆棚亚相龙潭组分布在广安—涪陵—南川一线;深水陆棚亚相吴家坪组分布在川北的广元—巴中—梁平以及鄂西渝东—湘鄂西地区的石柱—利川一带。

(2)过渡相龙潭组岩性复杂,其中与煤相邻的泥页岩具有“高TOC、高黏土、高孔隙度、高含气量”等四高特征,有机质类型为Ⅲ型,有机孔主体不发育,以黏土矿物相关孔为主;浅水混积陆棚龙潭组二段TOC中等、黏土含量适中、气测活跃,有机质类型为Ⅱ₂-Ⅱ₁型,有机孔较发育;深水陆棚相吴家坪组二段页岩具有“高TOC、高脆性矿物含量、高孔隙度、高含气量、高含气饱和度”等五高特征,有机质类型为Ⅱ₁型,有机质孔普遍。

(3)过渡相龙潭组分布范围广,泥页岩累积厚度大,煤层发育程度较高,为实现有效动用应加大煤系地层压裂工程工艺攻关研究,在盆地边缘埋藏较浅的地区,加强煤层气形成条件与排采试验;浅水混积陆棚相龙潭组二段,分布面积大,岩性组合与深水陆棚相相似,TOC中等、黏土含量中等,气测活跃,具有较好的页岩气勘探前景;深水陆棚相吴家坪组二段页岩静态评价指标优越,目前来看是四川盆地二叠系最为现实的页岩气勘探层系,但钒含量相对较高,需加强体积压裂改造工艺攻关。

致谢:中国石化勘探分公司、江汉油田分公司、华东油气分公司等单位为本研究提供了丰富的实物资料和前期研究成果,在此表示衷心感谢。

参考文献:

- [1] 聂海宽,何治亮,刘光祥,等.中国页岩气勘探开发现状与优选方向[J].中国矿业大学学报,2020,49(1):13-35.
NIE Haikuan, HE Zhiliang, LIU Guangxiang, et al. Status and direction of shale gas exploration and development in China[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(1):13-35.
- [2] 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 Qinggu, LIU Guangxiang, ZHANG Changjiang, 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.
- [3] 赵建华,金之钧,林畅松,等.上扬子地区下寒武统筲竹寺组页

岩沉积环境[J].石油与天然气地质,2019,40(4):701-715.

ZHAO Jianhua, JIN Zhijun, LIN Changsong, et al. Sedimentary environment of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation shale in the Upper Yangtze region [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4):701-715.

- [4] WANG Hongyan, SHI Zhensheng, QUN Zhao, et al. Stratigraphic framework of the Wufeng-Longnaxi shale in and around the Sichuan Basin, China: implications for targeting shale gas [J]. Energy Geoscience, 2020, 1(3/4):124-133.
- [5] 魏力民,王岩,张天操,等.页岩气富集与高产主控因素:以川南地区五峰组—龙马溪组为例[J].断块油气田,2020,27(6):700-704.
WEI Limin, WANG Yan, ZHANG Tiancao, et al. Main control factors of enrichment and high production of shale gas: a case study of Wufeng-Longnaxi Formation in Southern Sichuan [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(6):700-704.
- [6] 张涛,林娟华,韩月卿,等.四川盆地东部中二叠统茅口组热液白云岩发育模式及对储层的改造[J].石油与天然气地质,2020,41(1):132-143.
ZHANG Tao, LIN Juanhua, HAN Yueqing, et al. Pattern of hydrothermal dolomitization in the Middle Permian Maokou Formation, eastern Sichuan Basin, and its alteration on reservoirs herein [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(1):132-143.
- [7] 张奥博,汤达祯,陶树,等.中美典型含油气页岩地质特征及开发现状[J].油气地质与采收率,2019,26(1):37-45.
ZHANG Aobo, TANG Dazhen, TAO Shu, et al. Analysis of geological background and development situation of typical oil/gas-bearing shales in China and America [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1):37-45.
- [8] 张鹏,黄宇琪,杨军伟,等.黔西北龙潭组页岩吸附能力主控因素分析[J].断块油气田,2019,26(2):162-167.
ZHANG Peng, HUANG Yuqi, YANG Junwei, et al. Main controlling factors of shale adsorption capacity of Longtan Formation in Northwest Guizhou [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(2):162-167.
- [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 Guangxiang, JIN Zhijun, DENG Mo, 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] 赵培荣,高波,郭战峰,等.四川盆地上二叠统海陆过渡相和深水陆棚相页岩气的勘探潜力[J].石油实验地质,2020,42(3):335-344.
ZHAO Peirong, GAO Bo, GUO Zhanfeng, et al. Exploration potential of marine-continent transitional and deep-water shelf shale gas in Upper Permian, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3):335-344.
- [11] 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 Xusheng, HU Dongfeng, LIU Ruobing, 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.
- [12] 童崇光.新构造运动与四川盆地构造演化及气藏形成[J].成都理工学院学报, 2000, 27(2): 123-130.
TONG Chongguang. Relationship between Neotectonic movement and structural evolution and gas pools formation of Sichuan Basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2000, 27(2): 123-130.
- [13] 林良彪, 陈洪德, 朱利东. 重庆石柱吴家坪组硅质岩地球化学特征[J]. 矿物岩石, 2010, 30(3): 52-58.
LIN Liangbiao, CHEN Hongde, ZHU Lidong. Geochemical characteristics of silicalites from Wujiaping Formation in Shizhu, Chongqing[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2010, 30(3): 52-58.
- [14] 梁冰, 石迎爽, 孙维吉, 等. 中国煤系“三气”成藏特征及共采可能性[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 167-173.
LIANG Bing, SHI Yingshuang, SUN Weiji, et al. Reservoir forming characteristics of “the three gases” in coal measure and the possibility of commingling in China[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 167-173.
- [15] 张汉荣. 川东南地区志留系页岩含气量特征及其影响因素[J]. 天然气工业, 2016, 36(8): 36-42.
ZHANG Hanrong. Gas content of the Silurian shale in the SE Sichuan Basin and its controlling factors[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(8): 36-42.
- [16] 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.
- [17] 张吉振, 李贤庆, 王元, 等. 海陆过渡相煤系页岩气成藏条件及储层特征: 以四川盆地南部龙潭组为例[J]. 煤炭学报, 2015, 40(8): 1871-1878.
ZHANG Jizhen, LI Xianqing, WANG Yuan, et al. Accumulation conditions and reservoir characteristics of marine-terrestrial facies coal measures shale gas from Longtan Formation in south Sichuan Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2015, 40(8): 1871-1878.
- [18] 孙超, 姚素平. 页岩油储层孔隙发育特征及表征方法[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 153-164.
SUN Chao, YAO Suping. Pore structure and characterization methods of shale oil reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 153-164.
- [19] 邓恩德, 颜智华, 姜秉仁, 等. 黔西地区上二叠统龙潭组海陆交互页岩气储层特征[J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 467-476.
DENG Ende, YAN Zhihua, JIANG Bingren, et al. Reservoir characteristics of marine-continent shale gas in Upper Permian Longtan Formation, western Guizhou province[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3): 467-476.
- [20] 张光荣, 聂海宽, 唐玄, 等. 页岩中黄铁矿类型及其对页岩气富集的影响: 以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩为例[J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 459-466.
ZHANG Guangrong, NIE Haikuan, TANG Xuan, et al. Pyrite type and its effect on shale gas accumulation: a case study of Wufeng-Longmaxi shale in Sichuan Basin and its periphery[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3): 459-466.
- [21] CAO Taotao, XU Hao, LIU Guangxiang, et al. Factors influencing microstructure and porosity in shales of the Wufeng-Longmaxi formations in northwestern Guizhou, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 191: 107181.
- [22] 匡立春, 董大忠, 何文渊, 等. 鄂尔多斯盆地东缘海陆过渡相页岩气地质特征及勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 435-446.
KUANG Lichun, DONG Dazhong, HE Wenyuan, et al. Geological characteristics and development potential of transitional shale gas in the east margin of the Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 435-446.
- [23] 曹涛涛, 刘光祥, 曹清古, 等. 有机显微组成对泥页岩有机孔发育的影响: 以川东地区海陆过渡相龙潭组泥页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(1): 40-53.
CAO Taotao, LIU Guangxiang, CAO Qinggu, et al. Influence of maceral composition on organic pore development in shale: a case study of transitional Longtan Formation shale in eastern Sichuan basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(1): 40-53.
- [24] 邓恩德, 易同生, 颜智华, 等. 海陆过渡相页岩气聚集条件及勘探潜力研究: 以黔北地区金沙参1井龙潭组为例[J]. 中国矿业大学学报, 2020, 49(6): 1166-1181.
DENG Ende, YI Tongsheng, YAN Zhihua, et al. Accumulation condition and shale gas potential of the marine-terrestrial transitional facies: a case study of Jinshacan 1 well of Longtan Formation in northern Guizhou[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(6): 1166-1181.
- [25] 何治亮, 聂海宽, 李双建, 等. 特提斯域板块构造约束下上扬子地区二叠系龙潭组页岩气的差异性赋存[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 1-15.
HE Zhiliang, NIE Haikuan, LI Shuangjian, et al. Differential occurrence of shale gas in the Permian Longtan Formation of Upper Yangtze region constrained by plate tectonics in the Tethyan domain[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 1-15.
- [26] 梁西文, 李乐. 鄂西渝东区上二叠统吴家坪组页岩气地质条件及勘探潜力[J]. 石油实验地质, 2021, 43(3): 386-394.
LIANG Xiwen, LI Le. Geological conditions and exploration potential for shale gas in Upper Permian Wujiaping Formation in the region of western Hubei-eastern Chongqing[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(3): 386-394.
- [27] 郭少斌, 王子龙, 马啸. 中国重点地区二叠系海陆过渡相页岩气勘探前景[J]. 石油实验地质, 2021, 43(3): 377-385.
GUO Shaobin, WANG Zilong, MA Xiao. Exploration prospect of shale gas with Permian transitional facies of some key areas in China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(3): 377-385.