

DOI:10.19826/j.cnki.1009-3850.2021.06005

# 川南古叙地区 LD1 井龙潭组海陆过渡相泥页岩 地质特征及其含气性

杨 粘<sup>1</sup>, 方 坤<sup>2</sup>, 罗 鹏<sup>2</sup>, 赵世民<sup>1</sup>, 叶定南<sup>1</sup>

(1. 四川省地质矿产勘查开发局一一三地质队, 四川 泸州 646000; 2. 四川省国土资源科学技术研究院(四川省卫星应用技术中心), 四川 成都 610045)

**摘要:** 扬子地区二叠系龙潭组海陆过渡相煤系泥页岩广泛发育。本文以川南古叙—叙永地区页岩气调查井 LD1 井为例, 利用测录井、岩心样品测试等资料评价其页岩气地质条件。LD1 井龙潭组富有机质泥页岩与盆内 JY1、N203 等高产井五峰—龙马溪组海相页岩相比较, 主要地质参数差异明显。LD1 井龙潭组优质泥页岩单层厚度一般小于 5m, 累计厚度可达 40m 以上。龙潭组泥页岩有机碳含量总体较高, 干酪根类型以 II<sub>2</sub> 型为主, 有机质成熟度达到过成熟阶段 ( $R_o$  平均值为 3.21%), 黏土矿物组分含量相对较高, 脆性矿物组分含量相对较低, 孔隙度普遍大于 3%。龙潭组泥页岩气测异常值偏高, 共计 5.9m/13 层气测异常层, 最高异常值可达背景值的 8 倍, 龙潭组上段标志总含气量平均可达 4.08m<sup>3</sup>/t。

**关键词:** 龙潭组; 页岩气; 海陆过渡相; 川南古叙地区  
**中图分类号:** P618.13 **文献标识码:** A

涪陵页岩气田的勘探成功以及建产, 表明我国海相页岩气资源勘探开发取得了重要成果(郭彤楼等, 2014, 2016; 翟刚毅等, 2020; 冯伟明等, 2020), 也鼓舞了海陆过渡相页岩气的研究和勘探(郭旭升等, 2018; 陈建平等, 2018; 余谦等, 2020)。近年来, 中国地质调查局、中石油以及中石化等多家单位在四川盆地南缘、滇黔桂及其邻区实施了多口油气钻井(汪正江等, 2018; 冯伟明等, 2019), 作为主力海相页岩气勘探之外的二叠系泥页岩正处于积极探索阶段, 目前尚未实现商业规模开采(梁兴等, 2020)。烃源岩广泛发育的上二叠统海陆过渡相龙潭组是海相页岩气的重要接替领域, 成为四川盆地页岩气勘探开发的新层系(曹涛涛等, 2018)。为此, 川南古叙地区近年来实施了多口针对二叠系海陆过渡相龙潭组的页岩气调查井以及少量评价井, 其中 LD1 井等页岩气调查井获得较好的含气性显示。本文在研究 LD1 井龙潭组泥页岩基础地质特

征的同时, 与四川盆地页岩气高产井 JY1、N203 海相页岩进行研究对比, 结合《页岩气地质评价方法》(GB/T 31483-2015), 评价 LD1 井龙潭组页岩气资源潜力, 以期为川南古叙地区海陆过渡相龙潭组页岩气下一步勘探工作提供参考。

## 1 区域地质背景

上扬子中二叠统碳酸盐岩在东吴运动后剥蚀夷平, 西部峨眉山玄武岩喷溢形成的康滇玄武岩山地为东部沉积区提供了丰富的物源基础, 形成了地势西高东低的平坦宽缓剥蚀平原(赵世民, 2018)。在此基础上, 海水往复, 进退频繁, 沼泽极度发育。川南古叙地区晚二叠世海陆交互相含煤建造沉积从东吴运动后第一次大规模的海侵开始。古叙地区龙潭组早期发育潮坪—泻湖相, 中—晚期为潮控三角洲平原相。往西靠近陆源区, 主要发育上三角洲平原相、曲流河相。向东沉积环境逐渐发生变

收稿日期: 2020-11-18; 改回日期: 2021-07-23

作者简介: 杨粘(1990—), 男, 工程师, 从事非常规油气资源调查与评价工作。E-mail: yangxian113@foxmail.com

通讯作者: 方坤(1980—), 男, 高级工程师, 博士研究生, 研究方向为复杂地层页岩气钻井效率的提升。E-mail: kun\_f@163.com

资助项目: 四川省地矿局科技计划项目“川南地区海陆过渡相龙潭组页岩气富集规律研究”; 四川省页岩气资源调查评价项目“川南-川东北地区页岩气资源调查评价和区块优选”

化,被下三角洲平原相、潮坪相、海侵湖泊相等代替(冯志明,2010;高彩霞,2015;赵世民,2018)。结合煤田钻孔及槽探工程统计,古叙地区龙潭组地层平均厚度为91.00m,由东往西呈逐渐增厚的趋势。受后期构造运动影响,背斜轴部龙潭组剥蚀严重,形成了与构造形迹基本吻合的剥蚀区(图1)。

川南古叙地区在大地构造位置上处于四川前陆盆地南缘的叙永-筠连叠加褶皱带(门玉澎等,2019),古叙地区构造线在空间的展布方向多异,主

要为东西向、北东向,其次为北西向(陈怡光等,1990)(图1)。褶皱构造发育,其构造形迹南北有别:北、中部发育在侏罗、白垩系中,为东西向平缓褶皱;南部发生在中生界、古生界地层内,多呈紧密褶皱产出。背斜轴部经后期剥蚀,地表出露最老地层多为寒武系(个别为震旦系),向斜轴部保存完好,地表出露最新地层多为中下侏罗统地层。断裂多发育在个别向斜翼部及构造复合部位,以走向断层为主,横向断层次之。

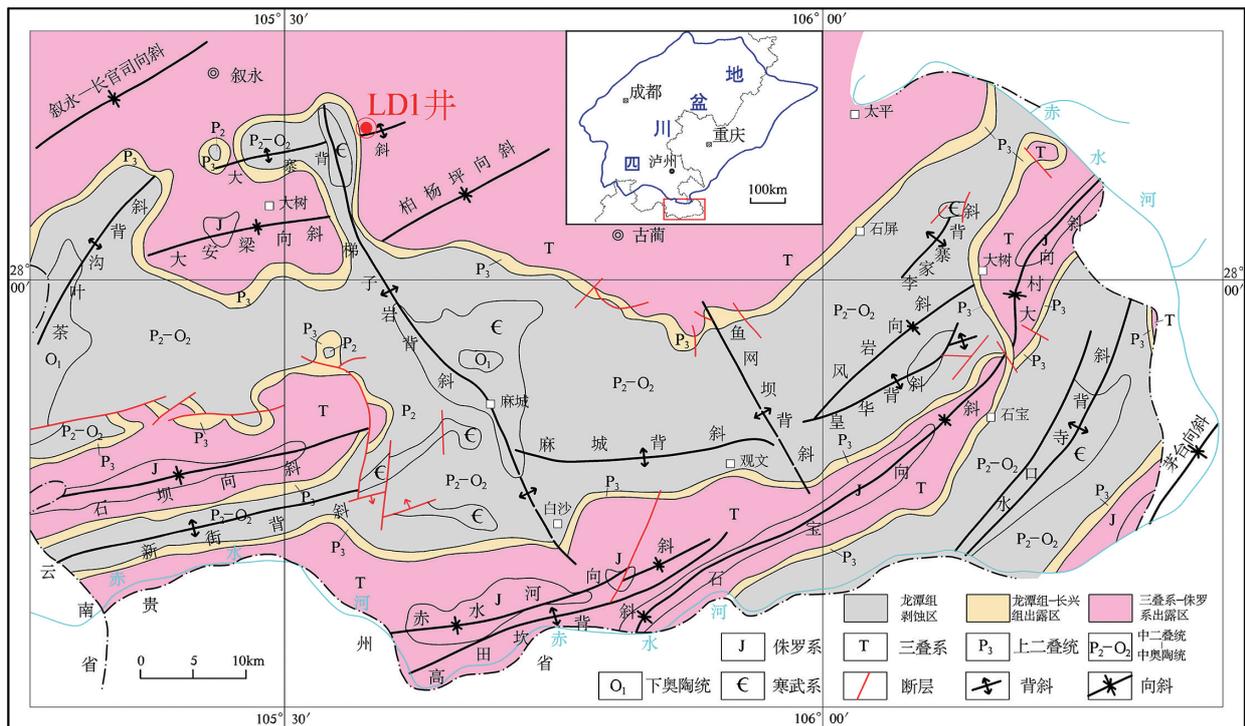


图1 川南古叙地区构造纲要图(据陈怡光等,1990 改编)

Fig. 1 Structure outline map of Gulin-Xuyong area, southern Sichuan (after Chen et al., 1990)

LD1井位于大寨背斜(太阳构造)北翼近核部(陈怡光等,1990)。开孔层位为下一中侏罗统自流井组( $J_{1-2}zl$ ),钻穿目的层上二叠统龙潭组( $P_3l$ ),终孔层位中二叠统茅口组( $P_2m$ ),完钻井深1843.00m。0~1776.90m井段采用绳索取心方式钻进(岩心出筒耗时约30min)。1776.90~1843.00m井段采用普通钻进提钻取心方式钻进(岩心出筒耗时约4h),井身为四开结构。龙潭组岩心轴倾角 $15^{\circ} \sim 28^{\circ}$ ,岩心裂缝发育,主要为层间缝(图3a)。

## 2 泥页岩基础地质条件

### 2.1 泥页岩发育特征

根据LD1井岩心的岩性观察、岩矿鉴定和测井

资料综合分析,龙潭组井深位于1743.68~1833.02m,钻厚89.34m。在龙潭组底部可见3m厚浅灰色含黄铁矿高岭石黏土岩标志层(图3b)。含黄铁矿高岭石黏土岩主要矿物及其含量:黄铁矿含量0~34%,平均值10%;黏土矿物含量57%~94%,平均值80%;黏土矿物中高岭石平均含量约75%。

龙潭组岩性主要以深灰—灰黑色含植物碎片碳质泥岩(图3c)、含碳质泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩以及灰黑色泥岩为主,夹煤层(图3d)及少量浅灰色细粒岩屑砂岩(图3e)、灰白色黏土岩,局部含菱铁矿(图3f)(陈怡光等,1990)。龙潭组岩性除黏土岩外整体有机质发育情况良好(图3e-h),深灰—

灰黑色泥页岩全井段发育,层段数量多、单层厚度小(图2),单层平均厚度约2m,主要发育于沼泽相及分流间湾相。

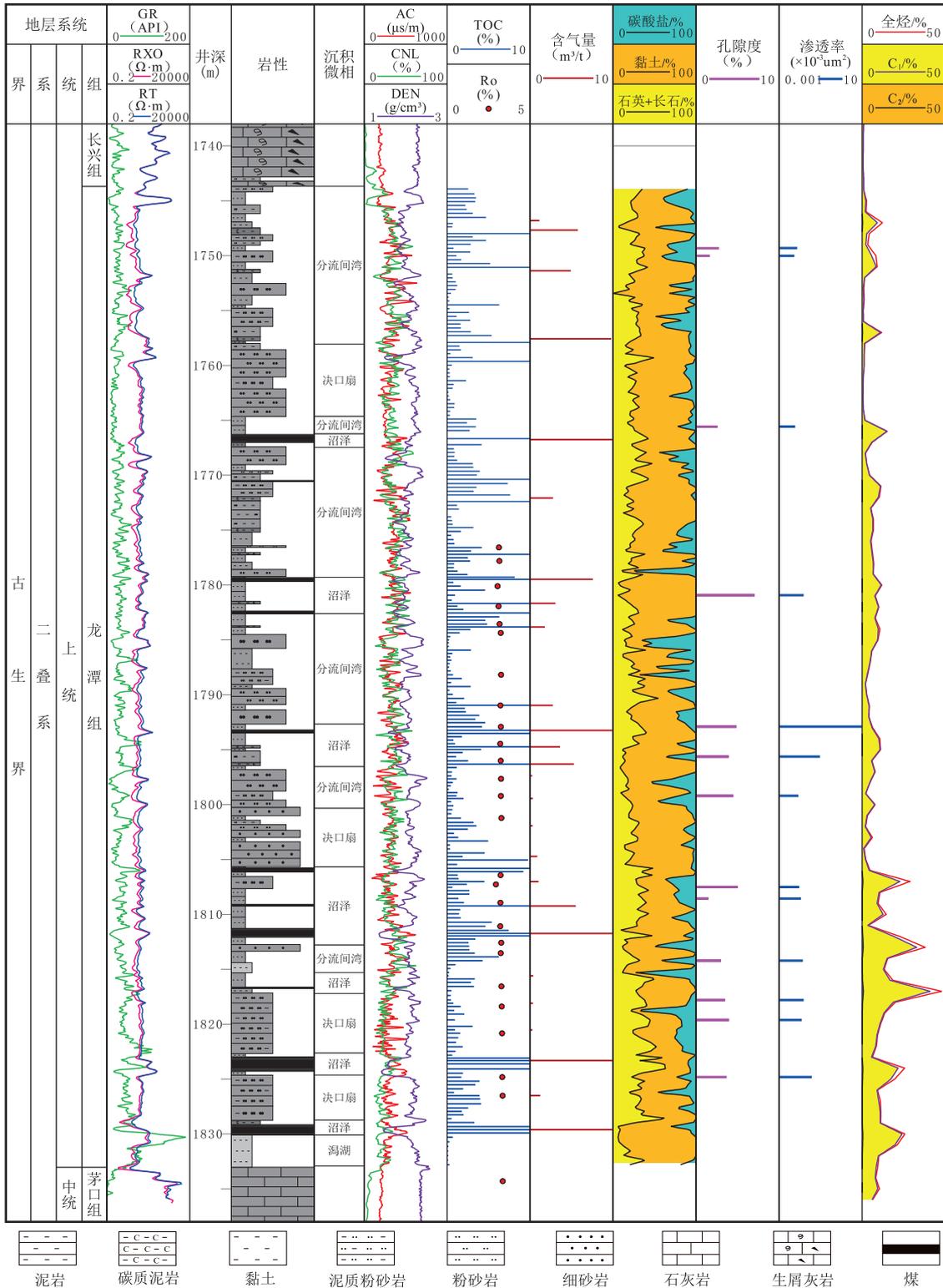


图2 LD1井龙潭组页岩气综合柱状图

Fig. 2 Stratigraphic column of Longtan Formation in shale gas Well LD1

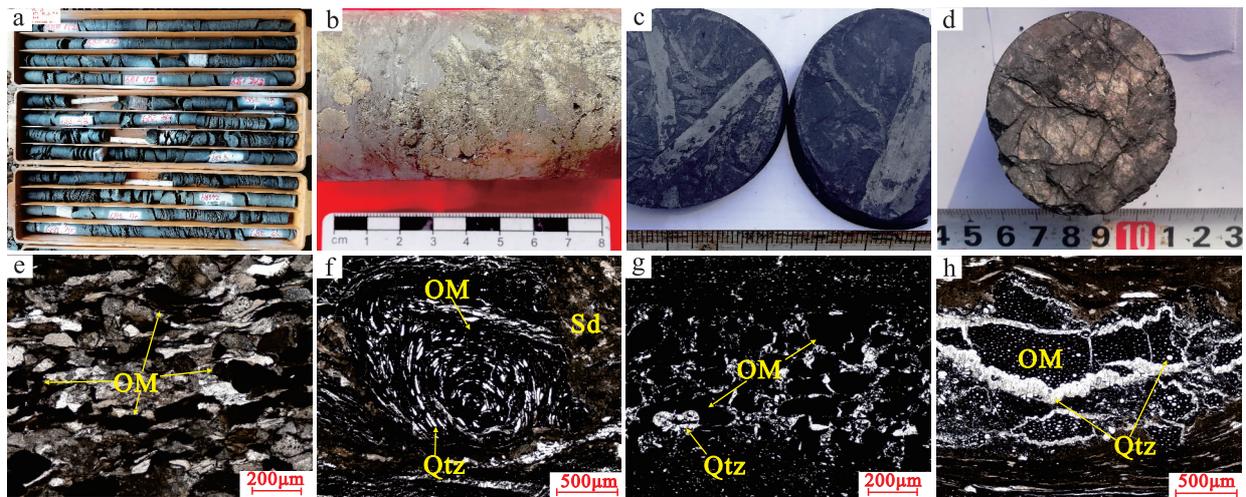


图3 LD1 井龙潭组岩性特征

(a) 龙潭组暗色泥岩发育层间缝, 井深 1774.93 ~ 1787.20m; (b) 龙潭组底部含黄铁矿高岭石黏土岩, 井深 1831.80m; (c) 含植物碎片碳质泥岩, 井深 1793.80m; (d) 半暗-半亮型块煤, 井深 1823.5m; (e) 细粒岩屑砂岩发育团块状有机质, 井深 1793.55m, 单偏光; (f) 菱铁矿岩发育生物胞腔结构有机质, 井深 1826.80m, 单偏光; (g) 碳质泥岩发育胞腔结构植物碎片, 井深 1872.40m, 单偏光; (h) 泥岩中硅质充填网状有机质, 井深 1789.50m, 单偏光。

Fig. 3 Lithologic characteristics of Longtan Formation in Well LD1

## 2.2 有机地球化学特征

LD1 井龙潭组岩心样品 TOC 分析测试结果显示, 龙潭组全井段泥页岩 TOC 值为 0.78% ~ 10.52%, 平均值为 2.71% (样品数  $n = 207$ )。

根据 LD1 井龙潭组泥页岩干酪根类型划分以及显微组分测试鉴定结果, 龙潭组黑色泥页岩中的腐殖无定形体含量介于 46% ~ 82% 之间, 镜质体含量介于 14% ~ 46% 之间, 惰质组含量介于 3% ~ 12%, 腐泥组无定形体均为 0%。干酪根类型以 II<sub>2</sub> 型为主 (样品数  $n = 16$ ), 含少量 III 型 (样品数  $n = 3$ )。

根据 LD1 井 25 个泥页岩有机质成熟度样品测试结果,  $R_0$  介于 2.94% ~ 3.34%, 平均值 3.21%, 龙潭组富有机质泥页岩热演化程度总体处于过成熟阶段 (张吉振等, 2016)。

LD1 井龙潭组与涪陵 JY1 井和长宁 N203 井五峰组—龙马溪组海相页岩相比较 (郭彤楼等, 2014, 2016; 赵文智等, 2016; 王玉满等, 2016; 冯伟明等, 2020), LD1 井龙潭组海陆过渡相富有机质泥页岩的有机类型明显不同, 呈现出单层厚度较小, 连续厚度大, 有机质成熟度  $R_0$  总体偏高等特点 (表 1)。

表 1 LD1 井龙潭组与川东南、川南典型井五峰组—龙马溪组页岩气地质特征对比

Table 1 Comparison of geological parameters of shale gas between Well LD1 of Longtan Formation and typical wells of Wufeng-Longmaxi Formations in Southeast and South Sichuan (after Guo et al., 2014, 2016; Zhao et al., 2016; Wang et al., 2016; Feng et al., 2020)

井号	埋深 (m)	优质层段 厚度(m)	地球化学特征		矿物组分含量			物性		含气性
			TOC (%)	$R_0$ (%)	石英+长石 (%)	碳酸盐 (%)	黏土 (%)	孔隙度 (%)	渗透率 ( $10^{-3}\mu\text{m}^2$ )	总含气量 ( $\text{m}^3/\text{t}$ )
LD1	1746 ~ 1796	50	3.54	3.23	25	14	61	3.81	0.026	4.08
JY1	2378 ~ 2415	38	3.77	2.65	44.8	12.2	34.3	4.65	0.187	5.85
N203	2363 ~ 2396	33	4.2	3.00	44.5	33.5	/	4.80	/	4.90
《页岩气地质评价方法》 GB/T 31483-2015 过渡 相-湖沼相煤系页岩气有 利层段划分标准	/	>15	>1	>0.9	>40	/	<40	>2	>0.1	>1

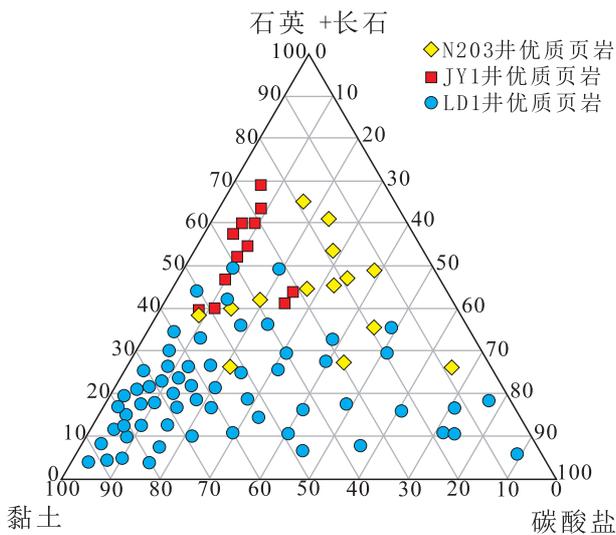


图4 川南古叙地区LD1井及四川盆地典型井五峰组—龙马溪组泥页岩全岩矿物组分三角图(据冯伟明等,2020改编)  
Fig. 4 Ternary diagram of whole rock mineral compositions of the shales from Well LD1 in Gulin-Xuyong area in southern Sichuan and typical wells of Wufeng Longmaxi Formations in Sichuan Basin(after Feng et al.,2020)

### 2.3 孔渗条件

LD1井龙潭组泥页岩岩心样品实测孔隙度介于1.51%~7.06%,平均为3.69%(样品数 $n=13$ )。纵向上孔隙度具有由上至下逐渐增加的趋势。富有机质泥页岩段(1746~1796m)孔隙度1.66%~7.06%,平均为3.81%(样品数 $n=6$ );其它泥页岩

段孔隙度1.51%~5.02%,平均为3.59%(样品数 $n=7$ )。实测基质渗透率介于 $0.005 \times 10^{-3} \sim 0.094 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均可达 $0.020 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。与JY1、N203井相比,LD1井龙潭组泥页岩具低孔-低渗特征(表1)。

泥页岩孔隙、裂缝的发育受到黏土矿物与脆性矿物的控制(杨宇宁等,2016;张吉振等,2016;冯伟明等,2020),其中有机质孔隙是大部分高-过成熟页岩中的优势孔隙类型(曹涛涛和宋之光,2016),且有机质孔隙发育程度与页岩含气性、单井产气量呈正相关(冯伟明等,2020)。LD1井龙潭组泥页岩储集空间主要为晶间孔(图5a)、溶蚀孔(图5b)、黏土矿物层间缝(图5c)、微裂缝(图5d)、粒缘缝(图5e、图5f)等,有机质孔隙发育较少且多被其它矿物充填(图5g)。与JY1、N203井五峰组—龙马溪组优质页岩的孔隙类型对比,LD1井龙潭组泥页岩有机质孔隙发育程度较低。

龙潭组富有机质泥页岩段(1746~1796m)主要矿物成分平均含量:石英含量0~49%,平均值19%;黏土矿物含量6%~94%,平均值61%;方解石含量0~32%,平均值1%;白云石含量0~36%,平均值3%;黄铁矿+菱铁矿含量0~88%,平均含量10%。整体来看,LD1井龙潭组富有机质泥页岩脆性矿物含量偏低,黏土矿物含量较高(表1、图2、图4),与JY1、N203井五峰组—龙马溪组优质页岩

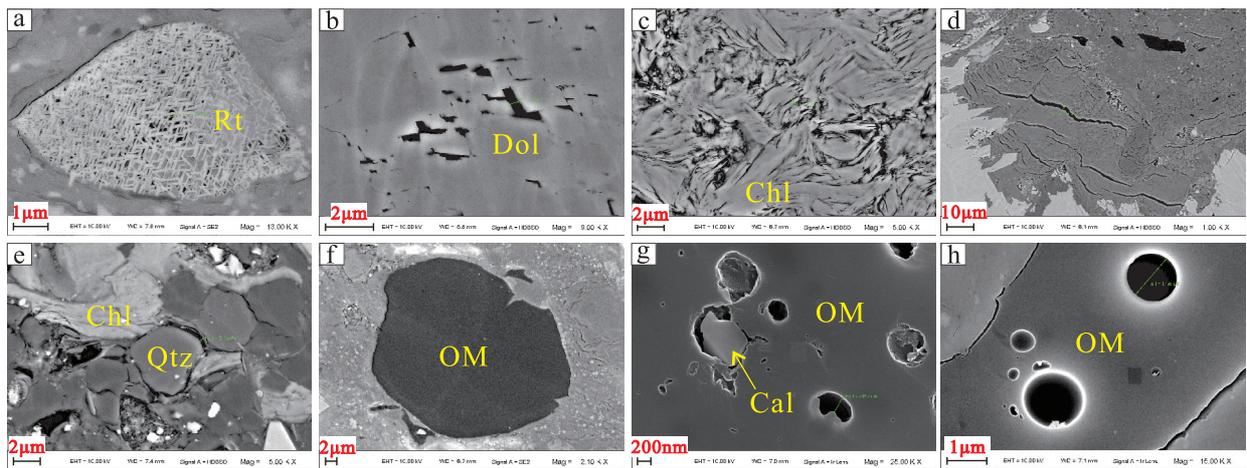


图5 LD1井龙潭组暗色泥页岩主要储集空间的微观特征

a. 织网状金红石集合体发育晶间孔,井深1744.37m,泥岩;b. 白云石发育棱角状溶蚀孔,井深1808.56m,泥岩;c. 片状绿泥石集合体发育层间缝,井深1787.27m,粉砂岩;d. 片状黏土矿物发育层间缝、微裂隙,井深1797.67,粉砂岩;e. 微晶石英发育粒缘缝,井深1775.12m,含碳泥岩;f. 近圆状有机质发育粒缘缝,井深1788.50m,泥质粉砂岩;g. 自形方解石半充填有机组分孔隙,井深1780.47m,泥岩;h. 碎块状有机质发育浑圆状孔隙、粒缘缝,井深1773.09m,粉砂质泥岩。

Fig. 5 Microscopic photos showing main reservoir space of dark shale of Longtan Formation in Well LD1

对比,LD1 井龙潭组泥页岩呈现黏土矿物和黄铁矿+菱铁矿的含量均较高现象(表1、图4),整体可压裂性较差,需要进一步攻关射孔、压裂、排采相关的适应性工程技术(赵培荣等,2020;冯伟明等,2020)。

### 3 含气性特征

#### 3.1 气测录井分析

LD1 井实钻气测录井设备为 SK-2000G 型综合

录井仪,色谱分析系统采用 SK-3Q02G 色谱仪,组分( $C_1-C_5$ )的分析周期 90 秒,烃组分最小检测浓度  $30 \times 10^{-6}$ ,全烃最小检测浓度  $50 \times 10^{-6}$ ,连续分析。录井证实龙潭组泥页岩气测异常值偏高,最高可达背景值的 8 倍异常(不含煤),气测异常判别标准为气测值在基值背景基础上明显升高的现象(据《油气探井气测录井规范》SY/T 5788.2-2008)。气测录井显示龙潭组泥页岩共计 5.9m/13 层气测异常层(表2),上段槽面显示较为明显。

表2 LD1 井龙潭组泥页岩气测录井异常统计表

Table 2 Statistical anomalies of shale gas logging of Longtan Formation in Well LD1

序号	层位	井段 (m)	视厚度 (m)	岩性	钻时 (min/0.5m)	全烃(%)		密度 (g/cm <sup>3</sup> )	黏度 (s)	槽面显示
						峰值	基值			
1	龙潭组	1747.50~1748.10	0.6	含碳泥岩	31↑47	12.247	1.829	1.08	28	气泡较密集
2	龙潭组	1750.00~1751.00	1.0	泥岩、泥质粉砂岩	36↓24	8.282	1.792	1.08	28	少量气泡
3	龙潭组	1751.30~1751.60	0.3	含碳泥岩	33↑49	9.126	1.503	1.08	28	少量气泡
4	龙潭组	1757.30~1757.80	0.5	碳质泥岩	63↓50	11.770	1.613	1.07	27	气泡较密集
5	龙潭组	1766.10~1767.00	0.9	粉砂岩、粉砂质泥岩	36↓30	15.056	0.500	1.07	27	气泡较密集
6	龙潭组	1770.10~1771.00	0.9	含碳泥岩、泥质粉砂岩	42↓30	11.370	2.873	1.07	27	少量气泡
7	龙潭组	1772.20~1772.50	0.3	泥岩、深灰色泥岩	44↓31	10.372	2.491	1.07	27	少量气泡
8	龙潭组	1781.50~1781.70	0.2	含碳泥岩	43↓38	10.100	4.281	1.10	90	无显示
9	龙潭组	1783.60~1783.80	0.2	含碳泥岩	46↓39	10.741	3.671	1.10	90	无显示
10	龙潭组	1794.70~1794.90	0.2	碳质泥岩	44↓40	11.107	4.421	1.11	70	无显示
11	龙潭组	1805.80~1806.30	0.5	碳质泥岩	54↓45	28.910	3.566	1.13	77	大量气泡
12	龙潭组	1809.20~1809.30	0.1	含碳泥岩	71	14.555	4.634	1.13	77	无显示
13	龙潭组	1816.70~1816.90	0.2	含碳泥岩	50↓45	47.834	14.256	1.11	57	无显示

#### 3.2 含气量解析特征

根据含气性测试结果来看,LD1 井龙潭组泥页岩标态总含气量介于  $0.23 \sim 9.77 \text{m}^3/\text{t}$  之间(图6),平均可达  $2.56 \text{m}^3/\text{t}$ 。气体组分以  $\text{CH}_4$  为主,其中  $\text{CH}_4$  平均含量为 94%, $\text{C}_2\text{H}_6$  平均含量为 0.1%, $\text{N}_2$  平均含量 5%(样品数  $n=5$ )。龙潭组上部(1746.68~1796.43m)10 件富有机质泥页岩样品现场解析含气量介于  $0.91 \sim 8.64 \text{m}^3/\text{t}$ ,平均为  $3.48 \text{m}^3/\text{t}$ ;总含气量介于  $1.13 \sim 9.77 \text{m}^3/\text{t}$ ,平均为  $4.08 \text{m}^3/\text{t}$ (表1)。而龙潭组下部(1797.25~1826.61m)10 件富有机质泥页岩样品现场解析含气量为  $0.11 \sim 4.16 \text{m}^3/\text{t}$ ,平均为  $0.72 \text{m}^3/\text{t}$ ;计算损失气量及残余气量介于  $0.09 \sim 1.34 \text{m}^3/\text{t}$ ,平均值为  $0.33 \text{m}^3/\text{t}$ 。

根据 LD1 井钻探井史分析,1776.90~1843m 井段钻探工艺为普通钻进,岩心出筒时间约 4h,施工周期为 15 天。笔者认为,龙潭组下部(1805~1830m)煤层发育导致该段全烃值较上段(1746~

1796m)整体偏高,亦不排除岩心出筒耗时及施工周期的延长导致了 LD1 井龙潭组下段含气性现场解析数据与气测录井数据不匹配的可能。

与 JY1、N203 井相比,LD1 井龙潭组上部(1746.8~1796.3m)泥页岩总含气量平均值可达  $4.08 \text{m}^3/\text{t}$ ,接近 N203 优质页岩段  $4.90 \text{m}^3/\text{t}$ ,页岩气资源前景广阔。

### 4 结论

(1)川南古叙地区 LD1 井龙潭组主要发育三角洲相深灰—灰黑色碳质泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、黑色泥岩,夹煤层及少量浅灰色细砂岩。

(2)古叙地区龙潭组泥页岩有机质丰度高,TOC 值普遍大于 2%,全井段富有机质泥页岩累计厚度 72.1m,泥页岩的有机质干酪根类型主要为 II<sub>2</sub> 型,含少量 III 型,热演化程度较高, $R_0$  值普遍大于 3%;矿物组成中黏土矿物含量较高,石英+长石含量较

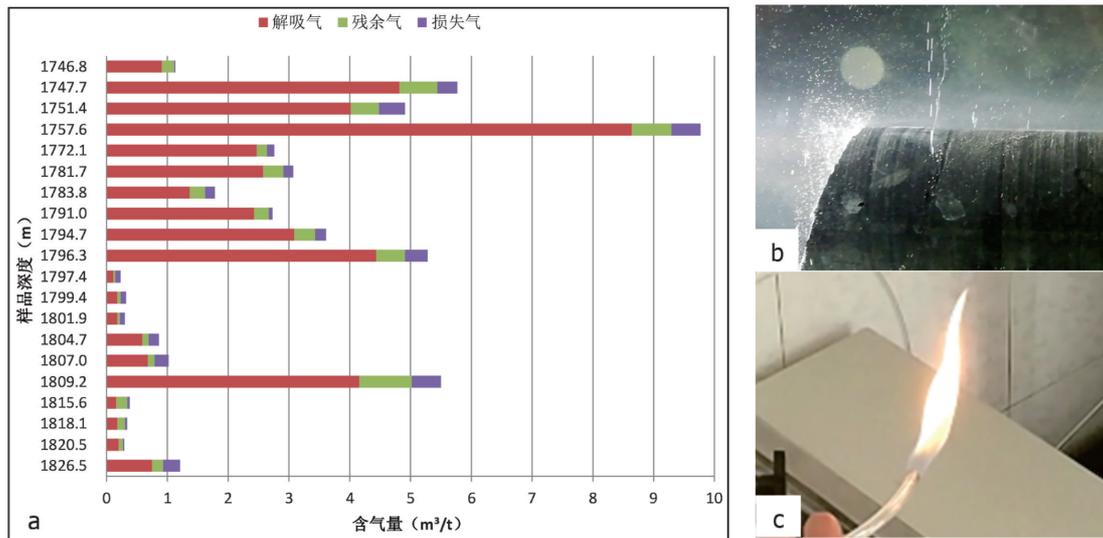


图6 LD1井龙潭组泥页岩含气性测试分布情况图

a. LD1井含气性测试数据;b. LD1井龙潭组泥页岩浸水试验中气体沿岩心裂缝呈串珠状冒出,井深1772.3m;c. LD1井点火实验火焰呈橙黄色,井深1747.53~1747.83m,灰黑色碳质泥岩。

Fig. 6 Shale-gas-bearing test of Longtan Formation in Well LD1

低,泥页岩储层物性较差,孔隙度偏小,主要发育无机孔及裂缝系统。

(3)龙潭组上段泥页岩含气性较好,标态解吸气量平均为 $3.48\text{m}^3/\text{t}$ ,总含气量平均值可达 $4.08\text{m}^3/\text{t}$ ,综合上述页岩气地质参数,与盆内海相优质页岩气井对比,LD1井显示古叙地区二叠系海陆过渡相龙潭组具有良好的页岩气勘探潜力。

致谢:感谢审稿专家及编辑对本文的细心审阅并提出宝贵意见!

## 参考文献 (References):

- 曹涛涛,邓模,刘虎,等,2018.川南-黔北地区龙潭组页岩气成藏条件分析[J].特种油气藏,25(3):6-12.
- 曹涛涛和宋之光,2016.页岩有机质特征对有机孔发育及储层的影响[J].特种油气藏,23(4):7-13.
- 陈建平,李伟,倪云燕,等,2018.四川盆地二叠系烃源岩及其天然气勘探潜力(一)—烃源岩空间分布特征[J].天然气工业,38(5):1-16.
- 陈怡光,张玉文,蓝民安,等,1990.四川省古蔺叙永县古叙煤田煤田资源远景调查报告[R].成都:四川省地质矿产勘查开发局—三地质队.
- 冯伟明,李嵘,赵瞻,等,2019.贵州威宁地区贵威地1井钻获石炭系页岩气和致密砂岩气[J].中国地质,46(5):1241-1242.
- 冯伟明,赵瞻,李嵘,等,2020.滇东北DD1井五峰组—龙马溪组页岩气地质特征及其勘探启示[J].沉积与特提斯地质,40(4):17

-24.

- 冯志明,2010.川南煤田古叙矿区龙潭组地层层序及聚煤特征[A].四川省煤田地质局论文集[C].四川省地质学会:6.
- 高彩霞,2015.川渝滇黔晚二叠世层序—古地理与聚煤规律研究[D].中国矿业大学(北京).
- 郭彤楼,2016.中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J].石油勘探与开发,43(3):317-326.
- 郭彤楼和张汉荣,2014.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J].石油勘探与开发,41(1):28-36.
- 郭旭升,胡东风,刘若冰,等,2018.四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,38(10):11-18.
- 梁兴,徐政语,张朝,等,2020.昭通太阳背斜区浅层页岩气勘探突破及其资源开发意义[J].石油勘探与开发,47(1):11-28.
- 林家善,刘建清,冯伟明,等,2014.黔北下志留统龙马溪组烃源岩有机地球化学特征及其古环境意义[J].沉积与特提斯地质,34(2):79-85.
- 门玉澎,陈小炜,戚明辉,等,2019.川南古叙矿区煤层气资源有利区优选[J].沉积与特提斯地质,39(1):68-74.
- 汪正江,余谦,杨平,等,2018.川滇黔邻区龙马溪组页岩气富集主控因素与勘探方向[J].沉积与特提斯地质,38(3):1-15.
- 王玉满,黄金亮,王淑芳,等,2016.四川盆地长宁、焦石坝志留系龙马溪组页岩气刻度区精细解剖[J].天然气地球科学,27(3):423-432.
- 杨宇宁,王剑,熊国庆,2016.沉积环境对页岩气储层的控制作用——以渝东北地区五峰组—龙马溪组为例[J].沉积与特提斯地质,36(3):91-97.
- 余谦,程锦翔,张海全,等,2020.盐源地区古生界页岩气地质条件分析[J].沉积与特提斯地质,40(3):118-128.
- 翟刚毅,王玉芳,刘国恒,等,2020.中国二叠系海陆交互相页岩气富

- 集成藏特征及前景分析[J]. 沉积与特提斯地质, 40(3):102-117.
- 张吉振, 李贤庆, 王刚, 等, 2016. 四川盆地南部上二叠统龙潭组页岩气储集层矿物组成特征及意义[J]. 矿物岩石地球化学通报, 35(5):957-965.
- 赵培荣, 高波, 郭战峰, 等, 2020. 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, 42(3):335-344.
- 赵世民, 2018. 四川省古叙煤矿区沉积环境及聚煤作用分析[J]. 西部资源, (2):48-49.
- 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等, 2016. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. 石油勘探与开发, 43(4):499-510.

## Geological characteristics and gas bearing capacity of shale from transitional marine-continental facies of Longtan Formation: A case study from the Well LD1 in Gulin-Xuyong, southern Sichuan

YANG Xian<sup>1</sup>, FANG Kun<sup>2</sup>, LUO Peng<sup>2</sup>, ZHAO Shimin<sup>1</sup>, YE Dingnan<sup>1</sup>

(1. 113 Geological Team of Sichuan Bureau of Geology and Mineral Resources, Luzhou 646000, China; 2. Sichuan Institute of Land Science and Technology (Sichuan Satellite Application Technology Center), Chengdu 610045, China)

**Abstract:** The transitional marine-continental coal-measure shale of Permian Longtan Formation is widely developed in Yangtze Block. Taking the shale gas investigation Well LD1 in Gulin-Xuyong area of southern Sichuan as an example, the geological conditions of shale gas of Longtan Formation are evaluated by using data of logging well and core sample testing. Compared with marine shales of Wufeng-Longmaxi Formations, which are of high-yield shale gas wells such as JY1 and N203 of in Sichuan Basin, the Longtan Formation has a smaller shale thickness of single layer, generally less than 5m, but the total cumulative shale thickness is more than 40 meters. Shale of Longtan Formation has a higher organic carbon content, its kerogen is mainly type II<sub>2</sub>, and its maturity of organic matter has already reached the over-mature stage (the average value of  $R_0$  is 3.21%). In Longtan Formation, the contents of clay minerals are relatively high, the contents of brittle minerals are relatively low, and the porosity is generally greater than 3%. The abnormal value of shale gas in Longtan Formation is high, reaching 5.9m/13 layers. The value of highest anomaly is more than 8 times the background value, and the average total gas content in the upper part of Longtan Formation can reach 4.08 m<sup>3</sup>/t.

**Key words:** Longtan Formation; shale gas; marine-continental transitional facies; Gulin-Xuyong area in South Sichuan