

非常规天然气

# 鄂西下志留统龙马溪组页岩储集特征

王宏坤<sup>1,2</sup>, 吕修祥<sup>1,2</sup>, 王玉满<sup>3</sup>, 慕 瑄<sup>1,2</sup>, 张 琰<sup>1,2</sup>, 钱文文<sup>1,2</sup>, 陈佩佩<sup>1,2</sup>

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;

2. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

**摘要:**鄂西下志留统龙马溪组(含上奥陶统五峰组)是中国南方四川盆地页岩气勘探的重点区带。应用双孔隙介质孔隙度数学模型,以钻井资料为基础,对鄂西龙马溪组页岩基质孔隙构成和裂缝发育状况进行了定量评价,初步发现鄂西龙马溪组富有机质页岩储集条件具有3大特征:①孔隙类型总体以基质孔隙为主,仅在局部深度点/段发育微裂缝;②总孔隙度总体较小,仅为川南龙马溪组的1/2,且孔隙构成以黏土矿物晶间孔隙和有机质孔隙为主体;③基质孔隙体积大量减少和含气性变差的首要原因与川南筇竹寺组基本相似,即为黑色页岩热成熟度过高并出现有机质碳化特征,有机质碳化所控制的超低电阻富有机质页岩分布区是页岩气勘探的高风险区。由此推断,利川—恩施一带(即A井—HY1井区一带)为有机质严重碳化区,勘探风险高;石柱—万县复向斜东侧(即JS1井区周边)为有机质弱碳化区,勘探风险较高;EY1井以南和C7井以西的广大地区为有机质未碳化区,即页岩气勘探潜在有利区。

**关键词:**页岩储集特征;有机质碳化;龙马溪组;鄂西

**中图分类号:**TE122.2

**文献标志码:**A

**文章编号:**1672-1926(2018)03-0415-09

**引用格式:**Wang Hongkun, Lü Xiuxiang, Wang Yuman, *et al.* The reservoir characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in western Hubei[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(3): 415-423. [王宏坤, 吕修祥, 王玉满, 等. 鄂西下志留统龙马溪组页岩储集特征[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(3): 415-423.]

## 0 引言

鄂西下志留统龙马溪组(含上奥陶统五峰组)是我国南方四川盆地页岩气勘探的重点区带之一<sup>[1]</sup>,主体位于湖北恩施州及其周缘,面积约为 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图1)。近几年来,随着页岩气勘探和研究工作的不断深入,对鄂西龙马溪组生物地层、岩相古地理、富有机质页岩与“甜点层”(指 $\text{TOC} > 3\%$ 、脆性指数 $> 50$ 的页岩段,下同。图1)分布特征、构造和保存条件等研究方面取得了一些重要认识<sup>[1-10]</sup>,认为龙马溪组笔石页岩在中扬子地区为大面积深水

陆棚沉积,广泛发育富有机质、富放射虫硅质页岩,“甜点层”虽较川南—川东拗陷区薄,但大部分地区仍能达到10m以上的勘探标准(图1);鄂西地区受燕山期以来多期造山运动影响,发育以东北向为主的隔槽式褶皱单元,自西向东依次为利川复向斜、中央复背斜、花果坪复向斜、宜都—鹤峰复背斜等4个构造单元<sup>[3,4,7]</sup>,其中利川复向斜和花果坪复向斜相对宽缓、开阔,且地表多出露三叠系,局部分布侏罗系<sup>[3,4,7]</sup>,龙马溪组富有机质页岩上覆地层保存条件较好,是页岩气勘探的主要区块(图1)。

目前在利川复向斜和花果坪复向斜两大区块共

收稿日期:2017-07-16;修回日期:2018-01-19.

基金项目:国家自然科学基金(编号:41572100);国家重点基础研究发展计划(973)项目(编号:2013CB228001);中国石油页岩气资源评价与战略选区项目(编号:kt2017-10-02)联合资助.

作者简介:王宏坤(1992-),男,湖北荆门人,硕士研究生,主要从事油气藏形成机理与分布规律研究.E-mail: wanghk007@foxmail.com.

通信作者:吕修祥(1963-),男,湖北钟祥人,教授,博士生导师,主要从事油气藏形成机理与分布规律研究.E-mail: luxx@cup.edu.cn.

钻探 HY1、A、EY1、LD1 等 4 口页岩气评价井,但勘探效果总体不佳, HY1、A 等重点井均为无气或微气显示。失利原因多归结为鄂西龙马溪组先后经历了多期次抬升、剥蚀和褶皱、滑脱、断裂作用,导致原本连续分布的页岩层系被分割、抬升,断裂破碎带发育,不利于页岩气的保存<sup>[3-5,7]</sup>。

笔者认为,鄂西龙马溪组勘探效果与同样位于盆地外、构造和保存条件基本相似的昭通、武隆、正安等探区差异明显(后者均获工业气流<sup>[7]</sup>),说明该地区勘探失利原因绝非构造和保存条件不佳那么简单,可能与储集条件关系更加密切。目前,该地区龙马溪组储集条件研究成果鲜见报道。

## 1 龙马溪组储层地质特征

研究区位于川东—鄂西坳陷东坡,奥陶系—志留系沉积时期主体为深水—半深水泥质陆棚沉积<sup>[1,10]</sup>,笔石页岩沉积厚度一般为 80~140m<sup>[1,10]</sup>,其中五峰组厚度为 2~8m,鲁丹阶厚度为 3~20m,埃隆阶厚度为 70~130m。五峰组和龙马溪组在探区西部和北部连续沉积,但在探区东部和南部缺失赫南特阶—鲁丹阶中下部<sup>[1,2,10,11]</sup>。富有机质( $TOC > 2\%$ )页岩主要分布于五峰组—埃隆阶下部(图 2),厚度为 10~60m。“甜点层”为五峰组—鲁丹阶,厚度为 10~40m(图 1,图 2),主体为富含放射虫、薄—中层状硅质页岩。目前,对该地区页岩储层研究和认识程度总体较低,基础地质数据主要来自 A 井和 HY1 井。

A 井位于利川复向斜中心区(靠近宜昌上升区西缘),笔石带发育齐全, $TOC > 2\%$ 页岩段厚度超过 40m,自下而上为薄—中层状硅质页岩、中—厚层状黏土质硅质混合页岩和黏土质页岩组合(其中“甜点层”厚度近 30m,主体为硅质页岩和黏土质硅质混合页岩组合), $TOC$  值一般为  $1.5\% \sim 6.1\%$ (平均为  $3\%$ ), $R_o$  值为  $2.8\% \sim 2.9\%$ ,石英含量为  $27.5\% \sim 60.2\%$ ,且自上而下呈增加趋势,黏土矿物含量为  $18.1\% \sim 53.1\%$ ,且自上而下呈减少趋势,钙质含量一般为  $3.1\% \sim 5.6\%$ ,下部高伽马段电阻率普遍较低,一般介于  $0.1 \sim 5 \Omega \cdot m$  之间(图 2)。HY1 井区位于恩施东部的花果坪复向斜<sup>[4]</sup>,缺失赫南特阶和鲁丹阶中下部, $TOC > 2\%$ 页岩段厚度低于 20m(其中“甜点层”厚度不足 10m), $TOC$  值一般为  $1.5\% \sim 3.4\%$ ,富有机质页岩段测井电阻率为  $0.01 \sim 0.3 \Omega \cdot m$ <sup>[7]</sup>。

根据电镜、物性和含气性等测试资料,研究区内龙马溪组孔缝类型主要为有机质孔、黏土矿物晶间孔、脆性矿物粒内孔(或晶间孔)、微裂缝等多种孔隙空间(图 3),其中部分有机质孔出现白边现象[图 3(a)]。A 井龙马溪组孔隙度一般为  $1.9\% \sim 4.8\%$ (平均为  $2.5\%$ ),含气量为  $0.13 \sim 0.48 m^3/t$ (平均为  $0.25 m^3/t$ )(图 2),HY1 井则微气显示。

## 2 储集空间定量表征

常用于页岩储集空间表征的方法包括剖面/岩心观察法、成像测井、常规电阻率测井、岩石薄片/高精度 SEM、氦气法/压汞法、核磁共振法、双孔隙介质模型法(地质统计法)等 7 种<sup>[12-17]</sup>,其中前 3 种适用于宏观裂缝的精细描述,后 4 种适用于基质孔隙

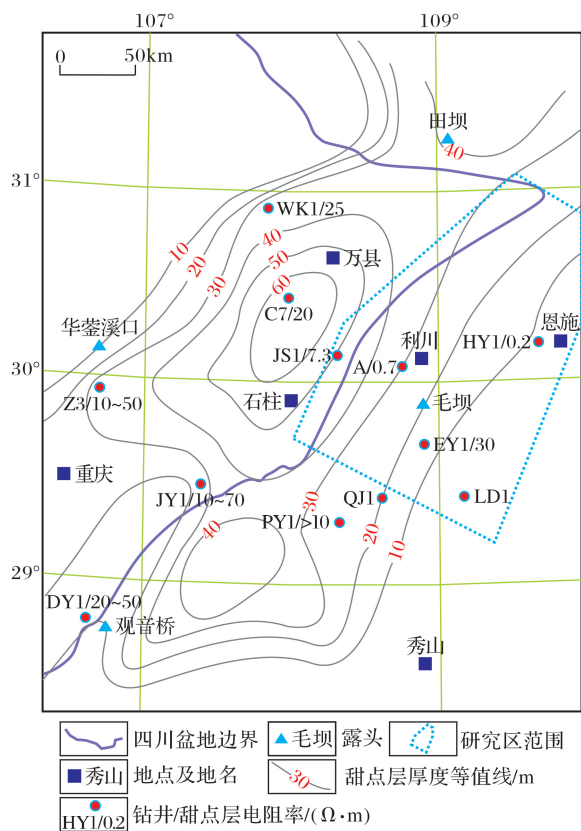


图 1 鄂西及其周边下志留统龙马溪组

“甜点层”厚度和重要资料点分布<sup>[8]</sup>

Fig.1 The distribution of the “sweet spot layer” and important data points of the Lower Silurian

Longmaxi Formation in western Hubei and its peripheries<sup>[8]</sup>

本文以鄂西 A、HY1 等钻井资料为基础(图 1),开展龙马溪组页岩储集空间定量表征,并与川南气区龙马溪组和筇竹寺组对比,探索分析鄂西龙马溪组储集条件的品质,指出该地区页岩气勘探面临的风险,为页岩气勘探和富集区选择提供地质依据。

和微裂缝(隙)的观察、定性判断和定量计算。鉴于本文以黑色页岩基质孔隙和裂缝(主要指微裂缝)的定量评价为主,笔者优选双孔隙介质模型法重点对鄂西 A 井龙马溪组页岩储集条件开展定量研究。

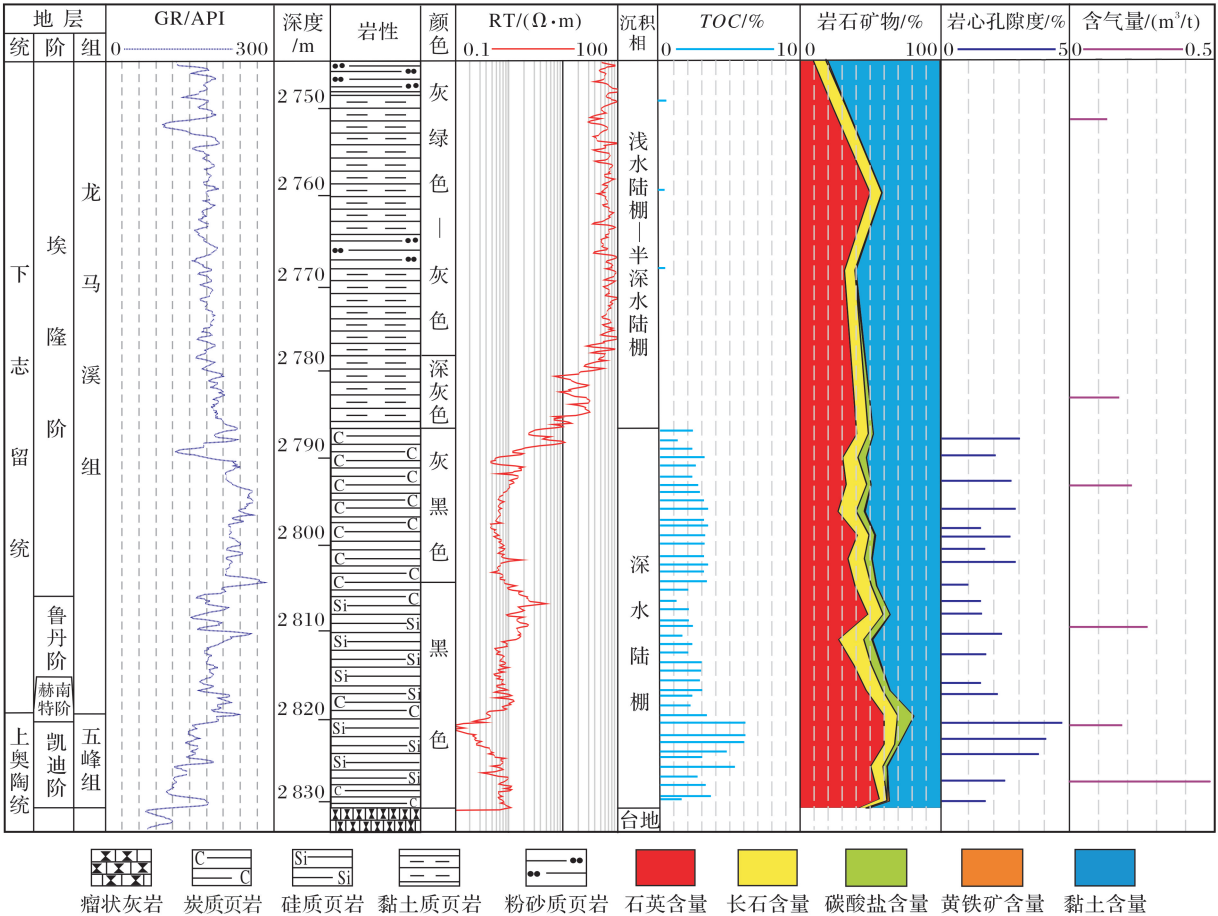


图2 A井五峰组—龙马溪组综合柱状

Fig.2 The comprehensive histogram of the Wufeng-Longmaxi Formation in Well A

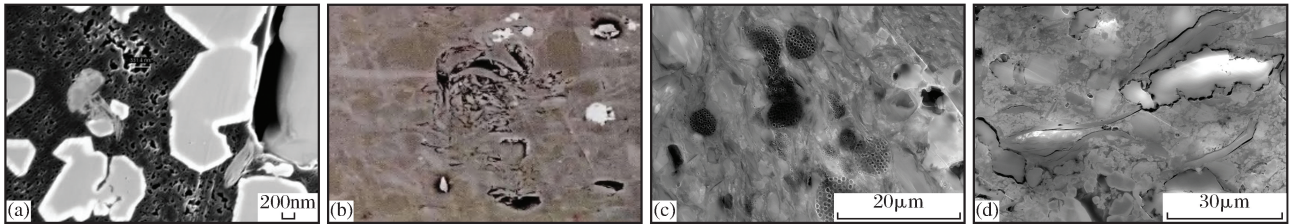


图3 鄂西及其周边龙马溪组孔缝类型

Fig.3 The pore types of the Lower Silurian Longmaxi shale in western Hubei and its peripheries

(a)A井龙马溪组有机质孔,部分出现白边现象;(b)JY1井,2 335m,黏土矿物晶间孔(据文献[5]);  
(c)利川毛坝龙马溪组黄铁矿晶间孔;(d)利川毛坝龙马溪组脆性矿物粒内孔、微裂缝

双孔隙介质模型法是近几年发展起来、定量计算页岩储层基质孔隙度(包括为脆性矿物内孔隙度、有机质孔隙度、黏土矿物晶间孔隙度 3 个部分)和裂缝孔隙度的有效方法<sup>[15-17]</sup>,计算公式如下:

$$\Phi_{\text{Total}} = \Phi_{\text{Matrix}} + \Phi_{\text{Frac}}$$
 (1)

$$\Phi_{\text{Matrix}} = \rho \times A_{\text{Bri}} \times V_{\text{Bri}} + \rho \times A_{\text{Clay}} \times \frac{V_{\text{Clay}}}{V_{\text{Clay}} + \rho \times A_{\text{TOC}} \times V_{\text{TOC}}} \quad (2)$$

式(1)为双孔隙介质孔隙度计算理论模型<sup>[16]</sup>;  $\Phi_{\text{Total}}$ 为页岩总孔隙度,%一般通过氦气法、压汞法等实验测试手段获得; $\Phi_{\text{Matrix}}$ 为页岩基质孔隙度,%,通过式(2)计算获得; $\Phi_{\text{Frac}}$ 为页岩裂缝孔隙度,%,通过  $\Phi_{\text{Total}} - \Phi_{\text{Matrix}}$  计算得到。因此, $\Phi_{\text{Matrix}}$  的计算是该模型应用的核心和关键。

式(2)为基质孔隙度计算模型<sup>[15,16]</sup>,其中: $\rho$ 为页



岩岩石密度( $\text{t}/\text{m}^3$ ),一般通过岩石物理力学试验、压汞法测试或体积密度测井获得; $A_{\text{Bri}}$ 、 $A_{\text{Clay}}$ 、 $A_{\text{TOC}}$  分别为脆性矿物、黏土矿物和有机质 3 种物质质量百分含量(%),可通过 X-射线衍射全岩分析获得; $V_{\text{Bri}}$ 、 $V_{\text{Clay}}$ 、 $V_{\text{TOC}}$  分别为脆性矿物、黏土矿物和有机质 3 种物质单位质量内微孔隙体积( $\text{m}^3/\text{t}$ ),即 3 种物质单位质量对孔隙体积的贡献,是模型中的关键参数(一般认为,在沉积环境、岩石学、地球化学、成岩作用等地质条件相似的地区或层系, $V_{\text{Bri}}$ 、 $V_{\text{Clay}}$ 、 $V_{\text{TOC}}$  保持在某一定值<sup>[15,16]</sup>),需要选择评价区内裂缝不发育的资料点进行刻度计算<sup>[15,16]</sup>。有关式(2)中主要参数详细说明与

取值方法参见相关文献[15,16]。

### 2.1 关键参数刻度与检验

本文选择 A 井 2 793.8m、2 806.0m 和 2 830.0m 3 个深度点(对应的 TOC 值分别为 2.72%、2% 和 1.54%,渗透率均低于  $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ),对式(2)(即基质孔隙度计算模型)中  $V_{\text{Bri}}$ 、 $V_{\text{Clay}}$ 、 $V_{\text{TOC}}$  3 个参数进行刻度计算(表 1),计算程序和过程说明参见文献[15,16],计算结果为  $V_{\text{Bri}}$  值为  $0.002 \text{m}^3/\text{t}$ 、 $V_{\text{Clay}}$  值为  $0.012 \text{m}^3/\text{t}$ 、 $V_{\text{TOC}}$  值为  $0.082 \text{m}^3/\text{t}$ (表 1),显示有机质和黏土矿物对储集空间贡献大。

根据 $V_{\text{Bri}}$ 、 $V_{\text{Clay}}$ 、 $V_{\text{TOC}}$  计算结果和 A 井岩石矿物

表 1 A 井龙马溪组 3 个刻度点参数  
Table 1 The parameters of three sampling points in the Longmaxi Formation in Well A

深度/m	基础数据				关键参数			
	石英+长石+钙质含量/%	黏土矿物含量/%	有机质含量/%	总孔隙度/%	岩石密度/( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	$V_{\text{Bri}}$ /( $\text{m}^3/\text{t}$ )	$V_{\text{Clay}}$ /( $\text{m}^3/\text{t}$ )	$V_{\text{TOC}}$ /( $\text{m}^3/\text{t}$ )
2 793.8	51	48.9	2.72	2.54	2.73			
2 806.0	54.7	44.7	2.0	2.2	2.66	0.002	0.012	0.082
2 830.0	63.3	35.3	1.54	1.9	2.75			

测试数据,笔者对 2 787~2 830m 15 个深度点的基质孔隙度(对应的 TOC 值为 1.54%~6.11%)进行了测算和检验(图 4),结果显示:在 2 787~2 820m、2 830m 等大部分深度段(或深度点),计算基质孔隙度与实测孔隙度吻合,吻合程度与王玉满等在长宁长芯 1 井<sup>[15]</sup>、涪陵 JY1 井<sup>[16]</sup>和 Woodford 气田<sup>[17]</sup>测算结果相近;在 2 820~2 827m 深度段,计算基质孔隙度远低于实测孔隙度,此差异可能为该深度段裂缝孔隙发育所致。检验结果说明,表 1 中 3 个深度点选择以及  $V_{\text{Bri}}$ 、 $V_{\text{Clay}}$ 、 $V_{\text{TOC}}$  3 个参数计算值是合理的,可以作为预测鄂西龙马溪组基质孔隙及其构成的有效地质依据,同时也说明该井区储集空间在大多数深度点以基质孔隙为主,在底部局部深度点发育裂缝孔隙。

### 2.2 储集空间构成

依据 A 井龙马溪组  $V_{\text{Bri}}$ 、 $V_{\text{Clay}}$ 、 $V_{\text{TOC}}$  3 个参数刻度值以及该井岩石矿物、氦气孔隙度等测试资料,应用式(1)和式(2),分别对该井 2 787~2 830m 页岩段的 15 个深度点开展了基质孔隙度(包括脆性矿物内孔隙度、黏土矿物晶间孔隙度和有机质孔隙度 3 个部分)和裂缝孔隙度测算,结果如下(图 5)。

A 井富有机质页岩总孔隙度为 1.80%~4.77%(平均为 2.76%),基质孔隙度为 1.8%~2.82%(平均为 2.35%),裂缝孔隙度为 0~2.5%(平均为

0.41%)(图 5)。在基质孔隙度构成中,有机质孔隙度一般为 0.35%~1.28%(平均为 0.66%)且随 TOC 值变化较大,黏土矿物晶间孔隙度为 0.57%~1.8%(平均为 1.37%)且自下而上呈增加趋势,脆性矿物孔隙度基本保持稳定(一般为 0.26%~0.42%,平均为 0.32%)。裂缝孔隙分布于 2 790.8m、2 796.5m、2 811.8m、2820.8~2830m 等局部深度点/段,尤其

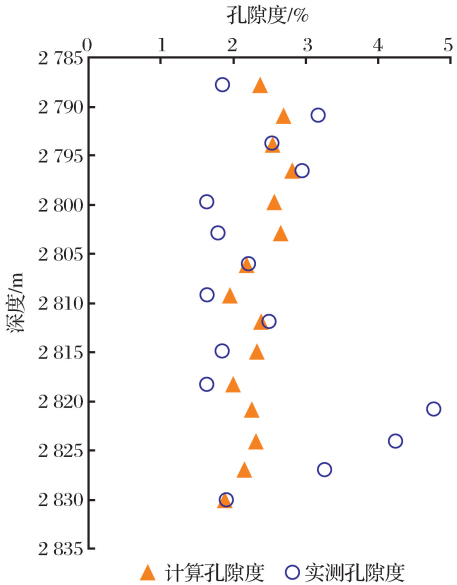


图 4 A 井龙马溪组基质孔隙度计算值与实测值对比  
Fig.4 Comparison of the calculated and measured values of matrix porosity of the Longmaxi Formation in Well A

在底部 10m 段发育(裂缝孔隙度达到 0.01%~2.5%,平均为 1.4%)(图 5),这与涪陵气田裂缝孔隙评价结果(双孔隙介质模型的经典应用实例)<sup>[16]</sup>基本相似,即证实鄂西气田和涪陵气田五峰组—龙马溪组均在靠近底部滑脱面附近发育裂缝孔隙。这表明,应用双孔隙介质模型开展鄂西 A 井龙马溪组孔隙评价是有效的,该井区富有机质页岩中上部以基质孔隙为主,仅底部“甜点层”为基质孔隙+裂缝型储层,即主体为基质孔隙型储层,仅局部发育裂缝。

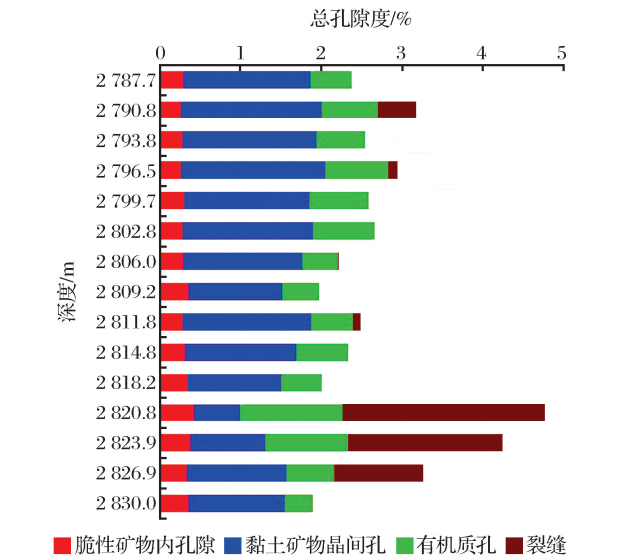


图 5 A 井龙马溪组富有机质页岩段孔隙度构成

Fig.5 Porosity composition of the organic-rich shale of the Longmaxi Formation in Well A

### 2.3 储集空间影响因素分析

与涪陵、长宁和 Woodford 等气田产层<sup>[16,17]</sup>相比,鄂西龙马溪组富有机质页岩储集空间既具有相似性,又具有特殊性。相似性在于,这些海相页岩储集空间均以黏土矿物晶间孔隙和有机质孔隙为主体。而特殊性在于,鄂西龙马溪组基质孔隙体积总体较小,黏土矿物和有机质产生孔隙的能力普遍较低,即:该区块基质孔隙度仅为涪陵、长宁和 Woodford 气田的 40%~50%, $V_{\text{Clay}}$  值为后者的 31%~48%, $V_{\text{TOC}}$  值为后者的 48%~68%(表 2)。这说明,鄂西龙马溪组储集空间体积与页岩气“甜点”标准差距大,仅与筇竹寺组<sup>[18,19]</sup>基本相当。

关于鄂西龙马溪组富有机质页岩基质孔隙体积大量减少的原因,笔者认为,这与川南筇竹寺组<sup>[19-21]</sup>基本相似,即:黑色页岩热成熟度过高并出现有机质碳化现象,是导致富有机质页岩物性和含气性变差的首要控制因素。

有机质碳化是进入高过热成熟阶段的烃源岩经

过有机质降解、裂解等过程,其有机质部分或全部转化为石墨或类石墨物质的一种自然现象<sup>[19-23]</sup>。勘探和研究证实,长宁—昭通地区筇竹寺组已出现大面积有机质碳化特征:有机质激光拉曼图谱出现高幅度石墨峰(即 G'峰),且显示 D 峰大于 G 峰(图 6);富有机质页岩段普遍出现测井电阻率在  $2\Omega\cdot\text{m}$  以下(图 7)、干岩样电阻率在  $100\Omega\cdot\text{m}$  以下的超低电阻响应特征<sup>[20]</sup>,即有机质出现强导电性。根据有机

表 2 A 井龙马溪组与其他页岩储层孔隙参数对比

Table 2 The pore parameters of marine shale reservoirs at home and abroad

井位/ 探区	岩相	常规地球 化学测试 $R_o/\%$	3 种物质单位质量 孔隙体积/( $\text{m}^3/\text{t}$ )			备注
			$V_{\text{Bri}}$	$V_{\text{Clay}}$	$V_{\text{TOC}}$	
JY1( $S_1$ )	硅质页岩	2.6	0.006 1	0.025	0.17	[16,17]
长芯 1 ( $S_1$ )	钙质硅质 混合页岩	2.5	0.007 9	0.039	0.14	[15,17]
Woodford	硅质页岩	1.2~2.2	0.000 4	0.035	0.12	[17]
A( $S_1$ )	硅质页岩	2.8~2.9	0.002	0.012	0.082	
川南筇竹寺	硅质页岩	3.0~4.0	0.000 2	0.022	0.069	[19]

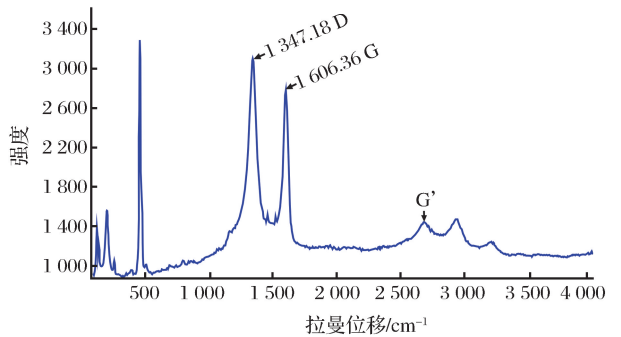


图 6 长宁筇竹寺组有机质拉曼图谱

Fig.6 The laser Raman spectroscopy of organic matter of the Qiongzhusi Formation in Changning

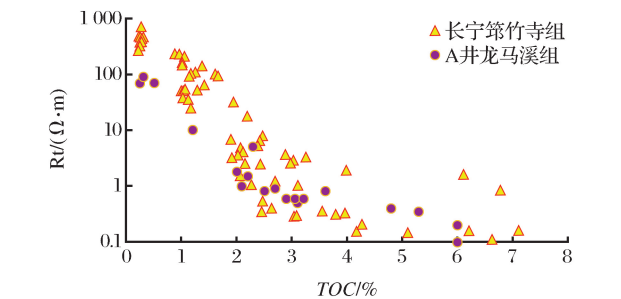


图 7 鄂西龙马溪组和长宁筇竹寺组测井电阻率与 TOC 关系

Fig.7 The relationship between resistivity and TOC in the Longmaxi Formation, western Hubei and the Qiongzhusi Formation in Changning

质激光拉曼图谱和超低电阻响应特征显示,川南筇竹寺组处于超无烟煤/变沥青阶段<sup>[22]</sup>。目前,利用电阻率测井响应在四川盆地筇竹寺组有机质碳化研究中应用效果较好<sup>[20,21]</sup>,这为本文开展鄂西龙马溪组有机质碳化特征研究提供了重要手段。

与长宁筇竹寺组电性特征相似,A井龙马溪组在自然伽马与电阻率曲线组合中出现了典型的“细脖子”现象,即富有机质页岩段具有超低电阻响应特征(图2,图7),具体描述如下:

在2787m以浅,有机质总体较少,TOC值不足2%,黏土矿物含量总体较高(一般超过45%,见图2)且主要为伊利石、伊/蒙混层和绿泥石,不含具有阳离子附加导电性的蒙皂石、高岭石等矿物(表3),自然伽马值保持稳定(一般介于150~200API之间),电阻率值一般为10~100Ω·m(基线值达到70Ω·m)。该页岩段出现的中高电阻响应特征显然是孔隙内束缚水的导电性在发挥主导作用。根据A井岩心孔隙度测试数据趋势判断,此段孔隙度基本保持在2%~3%之间,与川南龙马溪组相比下降50%,进而导致测井电阻率响应值增高近1个数量级(即符合阿尔奇公式)。

表3 鄂西利川五峰组—龙马溪组页岩黏土矿物相对含量  
Table 3 The relative content of clay minerals of the Wufeng-Longmaxi Formation in Lichuan,western Hubei

页岩段	黏土矿物相对含量/%				
	蒙皂石	伊/蒙混层	伊利石	高岭石	绿泥石
TOC<2% 页岩段	0	16~35 23(5)	51~72 58(5)	0	3~29 19(5)
TOC>2% 页岩段	0	0~48 16(22)	52~100 80(22)	0	0~18 4(22)
小计	0	0~48 17(27)	51~100 76(27)	0	0~29 7(27)

注:  $\frac{51\sim72}{58(5)}$  =  $\frac{\text{最小值}-\text{最大值}}{\text{平均值}(\text{样品数})}$

在2787~2830m井段,有机质含量开始增加,TOC值一般为1.5%~6.1%(平均为3.0%),黏土矿物含量总体下降(一般介于18%~53%之间)且以伊利石、伊/蒙混层为主,同样不含蒙皂石和高岭石(表3),自然伽马大幅度波动并在埃隆阶下部、鲁丹阶、赫南特阶、凯迪阶出现多个高峰段(响应值普遍达到180~270API),测井电阻率则下降至0.1~2Ω·m(在高伽马段主体为0.1~0.9Ω·m),低于该井上部贫有机质页岩段和涪陵产层(20Ω·m以上<sup>[5,6]</sup>)2个数量级,呈现超低电阻响应特征,且仅与

TOC具有明显的负相关性(图2,图7)。可见,A井区龙马溪组有机质已具有较强的导电性,显示出明显的碳化特征。

根据上述电性特征判断,A井下部富有机质页岩段因有机质碳化出现超低电阻响应特征,上部贫有机质页岩段因孔隙度减少出现中高电阻响应特征,两者电阻率响应值相差2个数量级以上。这说明,高过成熟海相页岩在自然伽马与电阻率曲线组合中的“细脖子”特征是反映该页岩层有机质碳化、物性变差的有效证据。由此判断,A井区龙马溪组可能已进入生气衰竭的超无烟煤/变沥青阶段。

关于有机质碳化是如何导致页岩储集空间和含气性变差的问题,基于现有的实验技术和认识水平尚不能准确解释,但根据鄂西及周边海相页岩气勘探实践<sup>[1,7,19-21]</sup>,有机质碳化对页岩储层的伤害程度远比分利的构造和保存条件等其他要素严重得多。笔者通过开展武隆复向斜龙马溪组、利川复向斜龙马溪组和川南筇竹寺组钻探结果对比,简要分析不利的构造和保存条件与有机质碳化对页岩储层的影响程度。

武隆复向斜位于渝东南地区,是四川盆地复杂构造区的重要勘探区块<sup>[7]</sup>,其地表出露三叠系一二叠系,储盖组合有利,受隔槽式构造控制沿东西向较窄<sup>[7]</sup>,主力勘探层系龙马溪组( $R_0$ 值平均为2.55%,未出现有机质碳化特征)在东西两侧多呈上倾趋势且缺少反向断层遮挡,天然气侧向渗流、散失较严重<sup>[7]</sup>,但在向斜中心区钻探的PY1井(图1)显示:龙马溪组产层TOC值平均为3.3%、孔隙度平均为4.1%(与JY1井基本相当)、地层常压、含气量平均为2.1m<sup>3</sup>/t、测试产量为2.3×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d(达到工业产气标准)<sup>[7]</sup>。利川复向斜是紧邻武隆复向斜的页岩气勘探区块,其构造和保存条件与后者相似,该区龙马溪组已证实出现有机质碳化特征,钻探A井结果则与后者相差甚远,主要表现为:A井总孔隙度平均为2.76%,基质孔隙度平均为2.35%,仅为PY1井的60%;含气量为0.13~0.48m<sup>3</sup>/t(平均为0.25m<sup>3</sup>/t,即微气显示)(图2),与PY1井获工业气流无法相提并论。川南筇竹寺组钻探结果表现为北部较好、中部和南部较差的差异化特征,北部的犍为一威远—潼南地区为有机质非碳化区,具有中—高电阻特征(测井电阻率一般为60~300Ω·m),构造和保存条件十分有利,钻探金页1井、W201井均获工业气流,测试含气量为1.0~3.5m<sup>3</sup>/t<sup>[20]</sup>;中部的隆昌—泸州—长宁地区为有机质碳化区,富有机质页岩测井电阻率一般



低于  $1\Omega\cdot\text{m}$ ,虽然构造和保存条件与北部相似且十分有利,但钻探未获气流或基本不含气<sup>[20,21]</sup>;南部的昭通—镇雄—大方地区为有机质碳化区,富有机质页岩测井电阻率低于  $1\Omega\cdot\text{m}$ ,构造复杂且保存条件不佳,钻井未获气流或微气显示<sup>[18,20]</sup>。

通过上述对比分析表明,在四川盆地及周缘高演化程度区,不利的构造和保存条件主要影响页岩储层的含气性(当然,在特定条件下的构造活动常常产生裂缝孔隙,可极大地增大页岩储集空间<sup>[16,17]</sup>,这里就不再讨论),在有机质非碳化区多形成常压含气区(部分气区甚至仍具有工业开采价值)<sup>[1,7]</sup>,而有机质碳化导致页岩储集性严重变差,致使页岩储集空间大幅度减少和含气性基本丧失。可见,在有机质碳化区,无论构造和保存条件是否有利,一般难以形成具有工业开采价值的页岩气富集区。

目前,关于有机质碳化对页岩储层的影响研究仍处于探索阶段。根据目前的勘探实践和研究成果<sup>[19-22]</sup>认为,有机质碳化对页岩储层的伤害主要表现为如下4个方面:①页岩的生气能力衰竭<sup>[21-23]</sup>,导致富有机质页岩中滞留烃难以得到有效补充和保持。②有机质孔隙大幅度减少甚至消失。以A井龙马溪组为例,有机质孔隙已出现白边现象(即有机质孔出现塌陷和充填迹象)[图3(a)], $V_{\text{TOC}}$ 值减少至

$0.082\text{m}^3/\text{t}$ ,仅为长宁气田( $R_0$ 值为2.5%,未出现有机质碳化现象)的59%(表2)。③黏土矿物晶间孔大量减少。在黑色页岩有机质碳化阶段,由于成岩作用和压实作用过强,页岩中黏土矿物结晶度显著增高,孔喉直径减小,晶间孔体积大量减少<sup>[19,20]</sup>。以A井龙马溪组为例,黏土矿物几乎全部转化为伊利石和绿泥石(表3), $V_{\text{clay}}$ 值下降至 $0.012\text{m}^3/\text{t}$ ,仅为长宁气田的31%(表2),证实鄂西龙马溪组成岩作用强,黏土矿物晶间孔出现大量减少。④页岩对天然气的吸附能力降低<sup>[20]</sup>。因有机质表面出现大量石墨或类石墨物质以及有机质孔隙大幅度减少,导致页岩对天然气的吸附能力降低,如川南筇竹寺组有机质碳化层段的吸附能力仅为长宁龙马溪组80%<sup>[20]</sup>。

综上所述,有机质碳化应是导致鄂西龙马溪组物性和含气性变差的主要地质原因,也是南方高过成熟区页岩气勘探面临的主要地质风险之一。

### 3 页岩气勘探风险分析

由上述分析可知,由有机质碳化导致的超低电阻富有机质页岩分布区无疑是页岩气勘探的高风险区。为了解鄂西龙马溪组有机质碳化区分布范围,本文对鄂西及其周缘12口井电性特征进行统计分析(图1,表4),研究发现:A井和HY1井富有机质

表4 鄂西五峰组—龙马溪组重点井富有机质页岩储层参数

Table 4 Reservoir parameters table of key wells of the Wufeng-Longmaxi Formation in eastern Sichuan and its peripheries								
井号	埋深/m	TOC/%	$R_0$ /%	$\varphi$ /%	GR/API	$R_t/(\Omega\cdot\text{m})$	含气性	有机质碳化程度
A	2 790~2 830	1.1~6.0	2.8~2.9	$\frac{1.2\sim4.8}{2.5}$	150~270	$\frac{0.1\sim2.0}{0.7}$	含气量 0.13~0.48m <sup>3</sup> /t	超低电阻响应,有机质严重碳化
HY1	2 142~2 166	1.5~5.3			150~270	$\frac{0.01\sim0.3}{0.07}$	微气	超低电阻响应,有机质严重碳化
JS1	4 925~4 975				73~223	$\frac{3.2\sim10}{7.3}$		低电阻响应,有机质弱碳化
EY1	520~585				150~280	20~50		正常电性特征,有机质未碳化
C7	4 603~4 670				150~240	$\frac{10\sim50}{20}$		正常电性特征,有机质未碳化

页岩出现  $R_t$  值低于  $1\Omega\cdot\text{m}$  的超低电阻响应,显示出有机质严重碳化特征;JS1 井富有机质页岩出现  $R_t$  值介于  $3.2\sim10\Omega\cdot\text{m}$  之间(平均为  $7.3\Omega\cdot\text{m}$ ) 的低电阻响应,显示有机质弱碳化特征;EY1 井以南和 C7 井以西富有机质页岩为正常电性特征( $R_t$  值一般介于  $10\sim50\Omega\cdot\text{m}$  之间),显示有机质未碳化。由此推断,利川—恩施一带(即 A 井—HY1 井区一带)为有机质严重碳化区,勘探风险高;石柱—万县复向斜东侧(即 JS1 井区周边)为有机质弱碳化区,勘探风险较高;EY1 井以南和 C7 井以西的广大地

区为有机质未碳化区,应为页岩气勘探潜在有利区。

### 4 结论

(1)富有机质页岩段中上部(即主体)为基质孔隙型储层,底部“甜点层”甜点层”为“基质孔隙+裂缝型储层”。基质孔隙以黏土矿物晶间孔隙和有机质孔隙为主体,显示有机质和黏土矿物对储集空间贡献大,这与川南龙马溪组基本相似。

(2)储集空间总体较小,孔隙度仅为川南龙马溪组的 1/2,主要表现为黏土矿物晶间孔隙度和有机

质孔隙度的大量减少。

(3)基质孔隙体积大量减少和含气性变差的首要原因为该区龙马溪组热成熟度过高并出现有机质碳化。

(4)利川—恩施一带(即A井—HY1井区一带)是有机质严重碳化区,勘探风险高;石柱—万县复向斜东侧是机质弱碳化区,勘探风险较高;EY1井以南和C7井以西的广大地区是有机质未碳化区,为页岩气勘探潜在有利区。

#### 参考文献 (References)

- [1] Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Yuman, *et al.* Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (I) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6): 689-701.  
邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(一) [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 689-701.
- [2] Rong Jiayu, Chen Xu, Wang Yi, *et al.* Expansion of the Cathaysian oldland through the Ordovician-Silurian transition: Emerging evidence and possible dynamics [J]. Science China: Earth Science, 2011, 41(10): 1407-1415.  
戎嘉余, 陈旭, 王恽, 等. 奥陶—志留纪之交黔中古陆的变迁: 证据与启示 [J]. 中国科学: 地球科学, 2011, 41(10): 1407-1415.
- [3] Huang Wenming, Liu Shugen, Ma Wenxing, *et al.* Shale gas exploration prospect of Lower Paleozoic in southeastern Sichuan and western Hubei-eastern Chongqing areas, China [J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 364-371.  
黄文明, 刘树根, 马文辛, 等. 川东南—鄂西渝东地区下古生界页岩气勘探前景 [J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 364-371.
- [4] Li Hai, Bai Yunshan, Wang Baozhong, *et al.* The preservation conditions of shale gas of Lower Paleozoic in northwestern Hunan-western Hubei areas [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 22-25.  
李海, 白云山, 王保忠, 等. 湘鄂西地区下古生界页岩气保存条件 [J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(6): 22-25.
- [5] Guo Tonglou, Liu Ruobing. Implications from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi Formation in Well JY1 as an example [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(4): 643-651.  
郭彤楼, 刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘JY1井为例 [J]. 天然气地球科学, 2013, 24(4): 643-651.
- [6] Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-35.  
郭彤楼, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田的形成与富集高产模式 [J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 28-35.
- [7] Guo Tonglou. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 1-10.  
郭彤楼. 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, 2016, 43(3): 1-10.
- [8] Zhang Chenchen, Wang Yuman, Dong Dazhong, *et al.* Evaluation of the Wufeng-Longmaxi shale brittleness and prediction of “sweet spot layers” in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(9): 51-60.  
张晨晨, 王玉满, 董大忠, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩脆性评价与“甜点层”预测 [J]. 天然气工业, 2016, 36(9): 51-60.
- [9] Zhang Chenchen, Wang Yuman, Dong Dazhong, *et al.* Brittleness characteristics of Wufeng-Longmaxi shale in Changning region, southern Sichuan, China [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9): 1629-1639.  
张晨晨, 王玉满, 董大忠, 等. 川南长宁地区五峰—龙马溪组页岩脆性特征 [J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1629-1639.
- [10] Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Xinjing, *et al.* Stratigraphic sequence and sedimentary characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its peripheral areas [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 12-21.  
王玉满, 董大忠, 李新景, 等. 四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征 [J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 12-21.
- [11] Wang Yi, Fan Junxuan, Zhang Yuandong, *et al.* On the Ordovician-Silurian depositional Hiatus at Taiyanghe, Enshi, Hubei Province [J]. Journal of Stratigraphy, 2011, 35(4): 361-367.  
王恽, 樊隽轩, 张元动, 等. 湖北恩施太阳河奥陶纪—志留纪之交沉积间断的研究 [J]. 地层学杂志, 2011, 35(4): 361-367.
- [12] Sierra O. Petroleum Science Development 15B-geological Interpretation of Logging Data [M]. Xiao Yiyue Translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992: 622-669.  
塞拉 O. 石油科学进展 15B-测井资料地质解释 [M]. 肖义越译. 北京: 石油工业出版社, 1992: 622-669.
- [13] Ding Wenlong, Li Chao, Li Chunyan, *et al.* Dominant factor of fracture development in shale and its relationship to gas accumulation [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 212-220.  
丁文龙, 李超, 李春燕, 等. 页岩裂缝发育主控因素及其对含气性的影响 [J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 212-220.
- [14] Yan Cunzhang, Chen Gengsheng, Huang Yuzhen, *et al.* Geology Books of Shale Gas Exploration and Development: Exploration and Development Progress of Shale Gas in North America [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 41-271.  
阎存章, 陈更生, 黄玉珍, 等. 页岩气地质与勘探开发实践丛书: 北美地区页岩气勘探开发新进展 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 41-271.
- [15] Wang Yuman, Dong Dazhong, Yang Hua, *et al.* Quantitative characterization of reservoir space in the Lower Silurian Longmaxi shale, southern Sichuan, China [J]. Science China: Earth Sciences, 2014, 57: 313-322.  
王玉满, 董大忠, 杨桦, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩储集空间定量表征 [J]. 中国科学: 地球科学, 2014, 44(6): 1348-1356.
- [16] Wang Yuman, Huang Jinliang, Li Xinjing, *et al.* Quantitative characterization of fractures and pores in shale beds of the Lower Silurian, Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(9): 8-15.  
王玉满, 黄金亮, 李新景, 等. 四川盆地下志留统龙马溪组页岩裂缝孔隙定量表征 [J]. 天然气工业, 2015, 35(9): 8-15.
- [17] Wang Yuman, Li Xinjing, Dong Dazhong, *et al.* Development



- mechanism of fracture pores in marine shale and its geological significance[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(9):1602-1610.
- 王玉满, 李新景, 董大忠, 等. 海相页岩裂缝孔隙发育机制及地质意义[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(9):1602-1610.
- [18] Liang Xing, Zhang Tingshan, Yang Yang, *et al.* Microscopic pore structure and its controlling factors of overmature shale in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, northern Yunnan and Guizhou Provinces of China[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(2):18-26.
- 梁兴, 张廷山, 杨洋, 等. 滇黔北地区筇竹寺组高演化页岩储层微观孔隙特征及控制因素[J]. *天然气工业*, 2014, 34(2):18-26.
- [19] Wang Daofu, Wang Yuman, Dong Dazhong, *et al.* Quantitative characterization of reservoir space in the Lower Cambrian Qiongzhusi shale, southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(7):1-10.
- 王道富, 王玉满, 董大忠, 等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩储集空间定量表征[J]. *天然气工业*, 2013, 33(7):1-10.
- [20] Wang Yuman, Dong Dazhong, Cheng Xiangzhi, *et al.* Electric property evidences of the carbonification of organic matters in marine shales and its geologic significance: A case of the Lower Cambrian Qiongzhusi shale in southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(8):1-7.
- 王玉满, 董大忠, 程相志, 等. 海相页岩有机质碳化的电性证据及其地质意义——以四川盆地南部地区下寒武统筇竹寺组页岩为例[J]. *天然气工业*, 2014, 34(8):1-7.
- [21] Zhao Wenzhi, Li Jianzhong, Yang Tao, *et al.* Geological difference and its significance of marine shale gases in South China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 43(4):499-510.
- 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等. 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*, 2015, 43(4):499-510.
- [22] Liu Dehan, Xiao Xianming, Tian Hui, *et al.* Sample maturation calculated using Raman spectroscopic parameters for solid organics: Methodology and geological applications[J]. *Chinese Science Bulletin*, 2013, 58(13):1228-1241.
- 刘德汉, 肖贤明, 田辉, 等. 固体有机质拉曼光谱参数计算样品热演化程度方法与地质应用[J]. *科学通报*, 2013, 58(13):1228-1241.
- [23] Christoph S, David W H, Robert C J. Kerogen maturation and incipient graphitization of hydrocarbon source rocks in the Arkoma Basin, Oklahoma and Arkansas: A combined petrographic and Raman spectrometric study[J]. *Organic Geochemistry*, 1998, 28(9/10):535-542.

## The reservoir characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in western Hubei

Wang Hong-kun<sup>1,2</sup>, Lü Xiu-xiang<sup>1,2</sup>, Wang Yu-man<sup>3</sup>, Mu Xuan<sup>1,2</sup>,  
Zhang Yan<sup>1,2</sup>, Qian Wen-wen<sup>1,2</sup>, Chen Pei-pei<sup>1,2</sup>

(1. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

**Abstract:** The Lower Silurian Longmaxi Formation (containing the Upper Ordovician Wufeng Formation) in western Hubei is the key area of shale gas exploration in Sichuan Basin. Based on the drilling data, the matrix pore structure and fracture of the Longmaxi Formation shale in western Hubei have been quantitatively evaluated in the paper applied for a dual-porosity medium porosity interpretation model, which preliminarily found three reservoir characteristics in the organic-rich shale of Longmaxi Formation in western Hubei. (1) The pore type is dominated by matrix porosity with micro-fractures developed only at local depth points or segments. (2) The total porosity is small and about half of the Longmaxi Formation in southern Sichuan, whose pore types are mainly composed of the intercrystalline pores of clay minerals and organic pores. (3) The primary reason for the significant decrease of matrix pore volume and poor gas-bearing properties is basically similar to the Qiongzhusi Formation in southern Sichuan, which is that the thermal maturity of black shale is too high and carbonation characteristics of organic matter have appeared, and the distribution area of ultra-low resistivity organic-rich shale controlled by organic carbonization is a high-risk area for shale gas exploration. It is inferred that the Lichuan-Enshi area (i.e., Wells A-HY1 area) is a serious organic matter carbonization zone with high exploration risk. The eastern Shizhu-Wanxian synclinorium (around Well JS1) is a weak organic carbonization zone and relatively higher risk for exploration. The widespread area of the southern Well EY1 and the western Well C7 is an organic non-carbonization zone, hence a potential favorable area for shale gas exploration.

**Key words:** Shale reservoir characteristics; Organic carbonization; Longmaxi Formation; Western Hubei