

湘西北龙马溪组页岩气地质条件及有利区优选

杨 宁¹ 唐书恒¹ 张松航¹ 姜 文² 朱卫平³

(1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 2. 湖南省地质调查院, 湖南 长沙 410116; 3. 中国石油吐哈油田公司, 新疆 哈密 839009)

摘 要: 为了研究湘西北地区下志留统龙马溪组页岩气成藏条件, 优选有利区, 从有机地化特征、孔裂隙特征等方面对页岩样品进行了测试分析。结果表明: 该地区龙马溪组页岩平均厚 24 m; 有机碳含量(TOC)为 0.7% ~ 1.5%; 干酪根类型为 I 型, 镜质组反射率 R_o 为 1.06% ~ 3.95%, 平均值为 1.99%, 处于成熟—过成熟阶段; 孔裂隙发育, 孔隙度平均为 5.6%。总体认为, 湘西北龙马溪组黑色页岩具备页岩气勘探开发的良好条件, 有利区位于张家界—桑植—永顺一带。

关键词: 页岩气; 下志留统; 龙马溪组; 地质条件; 有机碳

中图分类号: TE132.2 文献标志码: A 文章编号: 0253-2336(2014)08-0104-05

Geological Conditions and Favorable Exploration Zones of Shale Gas in Longmaxi Formation of Northwestern Hunan Area

YANG Ning¹, TANG Shu-heng¹, ZHANG Song-hang¹, JIANG Wen², ZHU Wei-ping³

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China;

2. Hunan Institute Geological Survey, Changsha 410116, China; 3. Tuha Oilfield Company, Petro China Company Limited, Hami 839009, China)

Abstract: In order to analyze shale gas reservoir forming conditions of lower silurian series from longmaxi formation in northwestern of Hunan province and find favorable areas, the authors tested the features of shale gas from the following aspects: the organic geochemical characteristics, the pore-fracture developing features. The results showed that the average thickness of the shale of lower silurian series longmaxi formation was 24 meters and the content of total organic carbon(TOC) was between 0.7% ~ 1.5% overall. The kerogen type was I type and the vitrinite reflectance(R_o) was 1.06% ~ 3.95% and the average value was 1.99%, which indicated the shale gas was at the stages of mature and post mature. The pore-fracture system was well developed and the average porosity was 5.6%. Overall, the black shale of lower silurian series longmaxi formation in northwestern Hunan Province had ideal exploration and development conditions and the favorable area was located in Zhangjiajie—Sangzhi—Yongshun district.

Key words: shale gas; lower silurian series; longmaxi formation; geological conditions; total organic carbon

0 引 言

页岩气作为一种清洁、高效的新能源, 于 2011 年 12 月获国务院批准为第 172 个矿种, 被列为重点能源矿产进行部署^[1]。中国南方下志留统龙马溪组黑色—灰黑色页岩属于典型的海相水生有机质富集层, 是重要的烃源岩层系^[2-3]。2010 年, 四川盆地威远地区志留系页岩获得商业性气流, 实现中国页岩气首次工业性突破, 证实了南方地区志留系龙

马溪组页岩是最有利勘探层系之一^[4]。笔者在对湘西北龙马溪组黑色页岩物性特征、孔隙结构等方面研究的基础上, 预测了页岩气有利区, 以期对湘西北页岩气勘探开发提供理论依据。

1 区域地质背景

研究区位于湖南省西北部, 扬子准地台东南缘上扬子褶皱带与江南地轴结合部位的武陵褶皱束内, 地层分区方面, 隶属于扬子区和江南区的过渡地

收稿日期: 2014-03-15; 责任编辑: 曾康生 DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2014.08.026

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(41272176); 高校博士点基金资助项目(20110022110007)

作者简介: 杨 宁(1989—), 男, 满族, 河北丰宁人, 硕士研究生。Tel: 15120076065 E-mail: yncugb@163.com

引用格式: 杨 宁, 唐书恒, 张松航, 等. 湘西北龙马溪组页岩气地质条件及有利区优选[J]. 煤炭科学技术, 2014, 42(8): 104-108.

YANG Ning, TANG Shu-heng, ZHANG Song-hang et al. Geological Conditions and Favorable Exploration Zones of Shale Gas in Longmaxi Formation of Northwestern Hunan Area[J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(8): 104-108.

带^[5]。该区包括 2 个二级构造单元, 东南侧为江南台背斜带; 西北侧则是鄂黔台褶皱的八面山褶皱带。

研究区内由北向南依次为兴隆街断褶带、马蹄寨复向斜、桑植复向斜、花垣断褶带、保靖—吉首断褶带和古丈复向斜, 构造变形方向从北向南略有变化, 呈“S”形展布(图 1), 区内未见岩浆侵入。

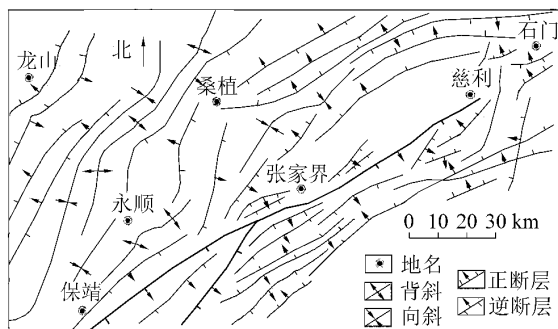
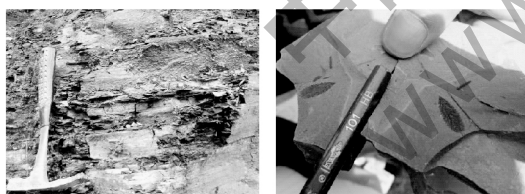


图 1 研究区构造示意

2 生烃条件

2.1 岩性特征

湘西北龙马溪组发育较好, 与下伏奥陶系假整合接触; 上段为灰绿色—灰色粉砂质泥岩、砂质泥岩与炭质泥岩互层, 炭质泥岩减少, 厚约 100 m; 下段以黑色薄层状炭质泥岩为主(图 2a), 局部夹黑色薄层状硅质页岩或灰黑色薄层状砂质页岩, 富含炭质, 含大量笔石化石(图 2b), 一般厚 5.3~57.6 m, 平均厚 24.0 m。



(a) 黑色炭质页岩

(b) 笔石化石

图 2 湘西北地区下志留统龙马溪组页岩野外露头照片

永顺县西北为龙马溪组页岩最发育地区, 主要分布在龙山、永顺、张家界一带。厚度中心位于龙山与永顺之间, 平面上向东、南变薄直至尖灭, 如图 3 所示。

2.2 有机地球化学特征

1) 有机碳含量。通常认为总有机碳含量超过 0.5% 的页岩是具有潜力的烃源岩^[6]。前人研究表明, 富有机质页岩段(TOC 含量大于 2% 层段)既是优质气源岩, 也是页岩气主力储层^[7]。

研究区下志留统龙马溪组页岩中有机碳含量为 0.12%~3.86%, 平均值为 1.02%, 多数为 0.70%

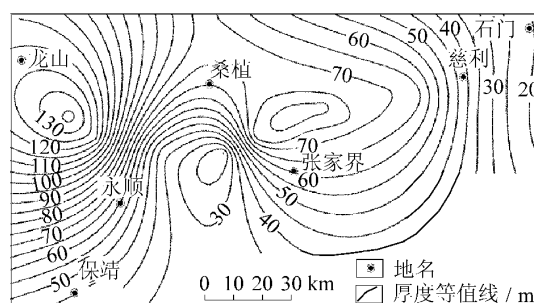


图 3 湘西北下志留统龙马溪组黑色泥页岩厚度等值线 ~1.50%。高有机碳含量区主要集中在桑植官地坪镇、龙山水田坝乡—红岩溪镇和保靖马王乡一带, 含量分别为 3.8%、1.76% 和 1.69%; 有机碳含量整体呈由中部向东西两侧逐渐减小的变化趋势(图 4)。

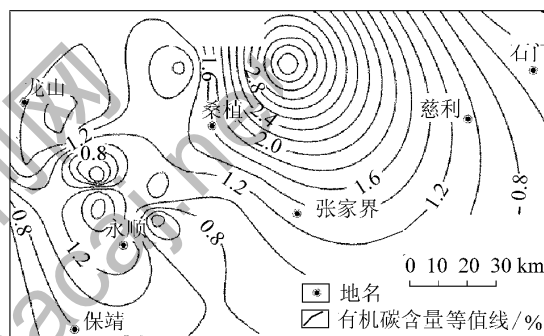


图 4 湘西北下志留统龙马溪组黑色页岩有机碳含量等值线

2) 有机质类型。有机质类型通常分为 3 种类型, 即 I 型(腐泥型)有机质、II 型(富氢腐植型)有机质和 III 型(腐植型)有机质(表 1), I 型与 II 型干酪根为页岩气生成的主要有机质类型^[8]。下寒武统海相富含有机质泥页岩在中上扬子区发育较好, 有机质类型为腐泥型—混合型^[9]。

表 1 烃源岩有机质类型划分方案^[10]

类型	腐泥型 (I 型)	腐植腐泥型 (II ₁ 型)	腐泥腐植型 (II ₂ 型)	腐植型 (III 型)
$\delta^{13}\text{C}$ 含量 / %	< -2.8	-2.6 ~ -2.0	-2.6 ~ -2.4	> -2.4
类型指数	> 80 ~ 100	80 ~ 40	40 ~ 0	-100 ~ 0

测试结果显示, 该地区下志留系统龙马溪组页岩的干酪根类型为 I 型。由低等水生生物经腐泥化作用形成, 成熟度较高; 基本骨架以脂肪环为主, 直链脂肪结构。富氢贫氧, H/C 高, 一般大于 1.45%; O/C 值小于 0.05%, 生气潜力大; $\delta^{13}\text{C}$ 同位素含量一般小于 -2.8%。

3) 有机质成熟度。页岩气的生成不仅要具有丰富的有机质和良好的有机质类型, 还需要有机质

达到适宜的成熟度。镜质组反射率 R_o 与有机质成熟度有很好的对应关系。但在早古生界地层中,由于缺乏镜质体而无法进行镜质组反射率的测定,通常将沥青反射率 R_b 换算成 R_o ,作为其成熟度的指标。本次研究 26 个样品中几乎不存在标准的镜质体,因此,对这些样品进行了沥青反射率测定,然后通过公式 $R_o = 0.618R_b + 0.4$ 将其换算成 R_o [11]。计算结果表明,下志留统龙马溪组的类镜质组反射率为 1.06% ~ 3.95%,平均 1.99%,成熟度略低,镜质组反射率呈现东北高、西南低的特点,以永顺为中心周围逐渐降低,如图 5 所示。

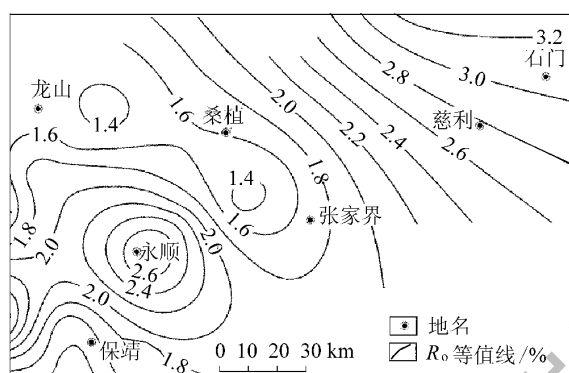


图 5 湘西北下志留统龙马溪组黑色页岩 R_o 等值线

3 储层物性特征

3.1 孔隙空间特征

页岩基质及有机质中发育大量微米-纳米级孔隙,对页岩储集性能具有重要作用。通过扫描电镜观察,研究区下志留统龙马溪组黑色页岩孔裂隙较发育,孔隙类型主要有有机质气泡孔、溶蚀孔等(图 6)。主要存在的矿物有黏土矿物、孔隙充填石膏(图 7)。

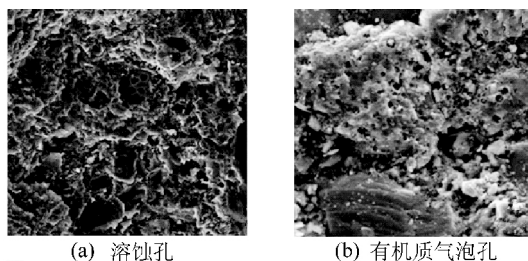


图 6 龙马溪组页岩扫描电子显微镜下孔隙形态

有机质气泡孔形态较规则,以 20 μm 孔径为主,孔隙呈蜂窝状结构;溶蚀孔孔径 15 ~ 20 μm ,孔缘不规则。有机质生烃形成的孔隙提高了储层的吸附能力,极大地改善储层品质。永顺地区孔隙发育最好,桑植-张家界一带次之。

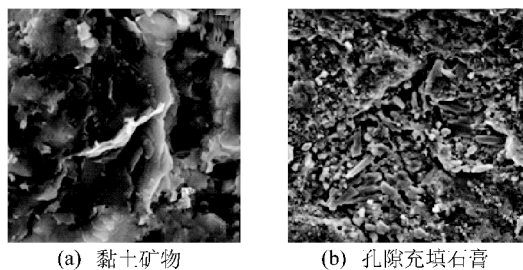


图 7 龙马溪组页岩扫描电子显微镜下矿物成分

纳米孔隙以及纳米孔隙网络共同控制着页岩气的赋存与运移;开放的孔裂隙形态有利于提高页岩气的解吸效率和储层渗透率。黏土矿物的类型、数量、产状及其分布特征等对储层储渗条件具有明显的控制作用,特别是黏土矿物,比表面积大,其存在和发育对页岩储层物性特别是孔隙度和渗透率具有较大的影响。黏土矿物伊利石化形成的微裂孔隙和不稳定矿物(如长石、方解石)溶蚀形成的溶蚀孔可构成部分页岩储层的储渗空间。

3.2 孔隙结构特征

页岩气储层具有低孔隙度和低渗透率特征,其孔径较小,纳米孔隙含量丰富。由于微孔孔道的孔壁间距非常小,吸附能力大,所以表面与吸附质分子间的相互作用更加强烈,对气体分子的吸附能力更强 [12],因此孔隙大小对于页岩气成藏的影响,本质是对其储存性能的影响。

研究区龙马溪组黑色页岩孔隙度较小,在扫描电镜下可观测到微孔($\geq 0.75 \mu\text{m}$)和纳米级孔($< 0.75 \mu\text{m}$),且分布较广泛。选取 4 块具代表性样品,压汞试验结果见表 2,其中 G59-1、G60-1 的岩性均为碳质页岩, G68-1 为砂质页岩, P15-11 为碳质板岩。

表 2 湘西北龙马溪组页岩压汞试验数据统计

样品编号	孔隙度/%	排驱压力/MPa	喉道均值/nm	分选系数	最大孔喉半径/ μm	最大进汞饱和度/%	退汞效率/%
G59-1	10.6	3.57	13.78	1.571	0.206	84.56	6.67
G60-1	2.9	10.32	15.19	1.565	0.071	22.66	18.43
G68-1	1.9	8.26	15.19	1.447	0.089	33.99	89.61
P15-11	7.0	10.32	13.97	0.738	0.071	69.72	10.52

研究区页岩孔隙度为 1.9% ~ 10.6%,平均 5.6%,孔隙度中等;喉道均值在 13.78 ~ 15.19 nm,平均 14.53 nm;排驱压力为 3.57 ~ 10.32 MPa,平均 8.12 MPa;最大进汞饱和度为 22.66 ~ 84.56%,平均 52.73%;退汞效率为 6.67% ~ 89.61%,平均

31.30%; 分选系数为 0.738 ~ 1.571 ,平均为 1.33。退汞效率较高 ,说明研究区样品孔隙和喉道分布均匀; 分选系数反映页岩孔隙和喉道比例相当 ,孔隙分布较均匀 ,有利于页岩气的排出。

G59 - 1 煤样品采自桑植北部湘鄂交界处 ,孔隙度较大 ,退汞效率最低 ,说明孔吼分布不均匀; G68 - 1 样品孔隙度最小 ,退汞效率最高 ,说明永顺西部的砂质页岩孔吼分布均匀 ,连通性好; G60 - 1 样品采自龙山 ,分选系数最大 ,反映孔吼比例相当 ,有利于页岩气排出; P15 - 11 样品孔隙度中等 ,分选系数适中 ,综合评价永顺地区有利于页岩气产出。

3.3 微小孔隙结构特征

泥页岩具有比表面大、孔隙小、结构复杂等特点。在低温低压的条件下 ,低温氮试验可反映孔隙

在 0.43 ~ 60 nm 的孔径分布情况 ,利用 BET 模型可计算样品比表面积 ,BJH 模型可以计算总孔体积。

选取龙马溪组页岩 12 个样品 ,测试结果(表 3) 反映了龙马溪组储层 BET 比表面变化范围较大 ,为 2.367 ~ 19.538 m²/g ,平均 8.216 m²/g; BJH 总孔体积为 0.005 33 ~ 0.030 8 mL/g ,平均为 0.012 8 mL/g; 孔径为 4.427 ~ 20.225 nm ,平均为 8.288 nm; 孔隙类型主要以微孔为主 ,微孔孔容所占比例为 61.13% ~ 92.59% ,平均为 80.27%。微孔比表面积所占比例为 61.32% ~ 93.12%。 ,平均为 81.28%。表明该地区龙马溪组岩样孔隙大小分布较均匀 ,岩样微孔含量较多 ,由于微孔对比表面积的贡献比较大 ,因此 ,这种孔隙特征为页岩气的吸附提供了更多的吸附空间。

表 3 龙马溪组页岩低温氮吸附试验数据及不同孔隙频率分布

样品 编号	BET 比表面/ (m ² · g ⁻¹)	BJH 总孔体积/ (mL · g ⁻¹)	平均孔 径 /nm	孔容所占比例 /%		比表面积所占比例 /%		TOC 含 量 /%	R _o /%
				微孔	小孔	微孔	小孔		
G51 - 2	3.967	0.006 71	6.942	92.59	7.41	91.02	8.98	—	—
G52 - 1	18.653	0.030 80	7.033	74.59	25.41	77.89	22.11	3.86	2.59
G52 - 3	2.367	0.012 00	20.225	61.13	38.87	61.32	38.68	—	2.57
G59 - 1	7.510	0.010 40	5.895	89.49	10.51	91.34	8.66	0.92	1.79
G59 - 2	7.170	0.012 80	7.534	88.17	11.83	87.75	12.25	—	1.74
G60 - 1	19.538	0.022 80	5.127	72.36	27.64	71.49	28.51	1.76	1.30
G66 - 1	3.911	0.013 30	13.664	82.60	17.40	85.38	14.62	1.61	1.95
G68 - 1	9.094	0.010 70	5.075	83.17	16.83	84.57	15.43	0.12	1.20
G75 - 2	14.074	0.013 40	4.427	86.93	13.07	89.04	10.96	1.35	—
G79 - 2	3.079	0.006 47	9.368	66.47	33.53	69.21	30.79	1.69	—
P10 - 11	6.478	0.008 51	5.770	74.55	25.45	73.17	26.83	0.99	1.31
P13 - 52	2.748	0.005 33	8.391	91.24	8.76	93.12	6.88	0.34	1.91

G51 - 2、G59 - 1、G59 - 2、G66 - 1、G68 - 1、G75 - 2、P13 - 52 七个样品 ,微孔所占比例较高; G52 - 1 等 5 个样品以小孔为主。反映了龙山 - 永顺 - 桑植

组成的三角区域孔隙发育较好 ,外围次之。根据孔隙分布曲线特征 ,湘西北地区龙马溪组储层孔隙分布曲线可分为中孔、微孔、小孔 3 种类型(图 8)。

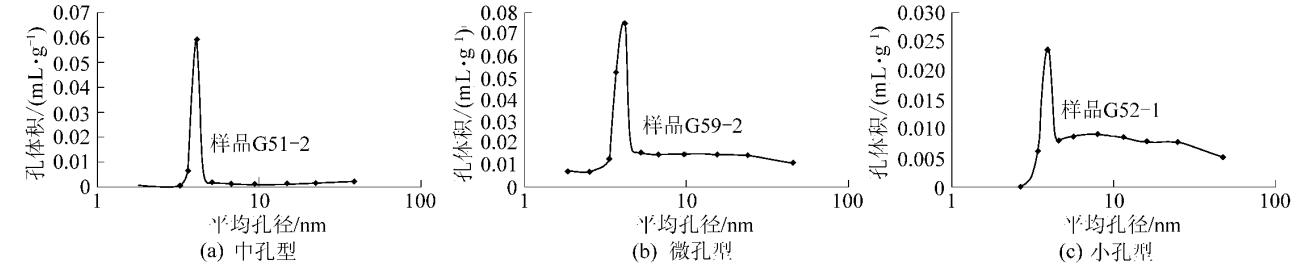


图 8 湘西北地区下志留统龙马溪组页岩储层孔隙分布曲线

G51 - 2 样品孔容曲线如图 8a 所示 ,开始段和末端的数值几乎为 0 ,该类曲线反映了岩样中微小孔和孔径在 5 nm 左右以上的孔几乎没有 ,主要以 4

nm 左右的微孔为主。G59 - 2 样品的孔容曲线如图 8b 所示 ,开始段和末端的数值都不为 0 ,但其数值较小 ,这种曲线特征反映了该类岩样孔隙主要由微孔

构成,小孔对孔容具有较小的贡献。G52-1 样品孔容曲线如图 8c 所示,开始段数值为 0,而末端数值较大,这种曲线特征反映了该类岩样孔隙主要以微孔为主,但小孔对孔容的贡献较大。

4 页岩气有利区优选

美国 Barnett 地区页岩与湘西北龙马溪组页岩选区开发参数对比见表 4,页岩气有利区优选首先主要考虑海相厚层页岩中那些总有机碳含量大于 1.0% $R_o = 1.0\% \sim 2.5\%$ 埋深为 200 ~ 3 000 m,厚度大于 30 m 的富含有机质页岩发育区^[9]。

表 4 页岩选区参数对比

地区	选区	厚度/m	$R_o/\%$	TOC 含量/%	埋深/m
	优选区	均 137	1.3 ~ 2.1	≈ 4.5	1 981 ~ 2 591
Barnett	隔层连续区	> 107	> 1.3	> 3.5	> 2 000
	外围延展区	> 30	> 1.1	> 3.3	> 300
湘西北	有利勘探区	> 60	> 1.0	> 0.5	> 1 000

湘西北龙马溪组页岩最大厚度位于龙山—永顺一带,厚 130 m,其中下段黑色页岩均厚 24 m,向东、南方向逐渐减薄;有机碳含量平均 1.02%,高值区集中在桑植西北官地坪镇、龙山东南水田坝乡,向两侧逐渐减小;镜质组反射率达到 1.99%,总体呈现东北高、西南低的特点。孔隙度平均 5.6%,以微小孔隙为主,以永顺—龙山—桑植一带为中心向周围逐渐变小。综上所述,研究区页岩气勘探有利区位于张家界—桑植—永顺一带,如图 9 所示。

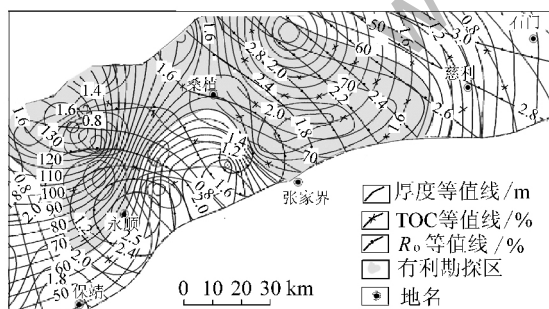


图 9 湘西北下志留统龙马溪组页岩气有利区带预测

5 结 论

1) 湘西北下志留统龙马溪组 TOC 含量为 0.12% ~ 3.86%,平均为 1.02%,绝大多数 TOC 含量 0.70% ~ 1.50%,有机质类型为 I 型干酪根为主 R_o 为 1.06% ~ 3.95%,平均 1.99%,处于成熟—

过成熟阶段。

2) 储层物性方面,岩石裂缝主要以微裂缝为主;孔隙主要以微小孔为主,BET 比表面变化范围较大,为 2.367 ~ 19.538 m^2/g ,平均 8.216 m^2/g ;BJH 总孔体积为 0.005 33 ~ 0.030 80 mL/g,平均 0.012 8 mL/g;孔径 4.427 ~ 20.225 nm,平均 8.288 nm;微孔孔容所占比例 61.13% ~ 92.59%,平均为 80.27%。微孔比表面积所占比例 61.32% ~ 93.12%,平均为 81.28%。孔隙度 1.9% ~ 10.6%,平均 5.6%。

3) 研究区龙马溪组下段黑色页岩均厚 24 m,向东、南方向逐渐减薄;有机碳含量为 0.7% ~ 1.5%,以桑植西北官地坪镇、龙山东南水田坝乡为中心向两侧逐渐减小;镜质组反射率为 1.06% ~ 3.95%,总体呈现东北高、西南低的特点,成熟度较高。孔径类型以微小孔隙为主,孔隙度为 1.9% ~ 10.6%,永顺—龙山—桑植一带最为发育。预测湘西北页岩气勘探有利区位于张家界—桑植—永顺一带。

参考文献:

- [1] 刘大锰,李俊乾,李紫楠.我国页岩气富集成藏机理及其形成条件研究[J].煤炭科学技术,2013,41(9):66-70,74.
- [2] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等.四川盆地南缘下志留统龙马溪组页岩气储层矿物成分特征及意义[J].石油学报,2011,32(5):775-782.
- [3] 李娟,于炳松,张金川,等.黔北地区下寒武统黑色页岩储层特征及其影响因素[J].石油与天然气地质,2012,33(3):364-374.
- [4] 黄金亮,邹才能,李建忠,等.川南志留系龙马溪组页岩气形成条件与有利区分析[J].煤炭学报,2012,37(5):782-787.
- [5] 肖正辉,杨荣丰,冯涛,等.湘西北下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏条件及其勘探潜力分析[J].湖南科技大学学报:自然科学版,2012,27(1):50-54.
- [6] 熊伟,郭为,刘洪林,等.页岩的储层特征以及等温吸附特征[J].天然气工业,2012,32(1):113-116.
- [7] 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.
- [8] 蒲伯伶,蒋有录,王毅,等.四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J].石油学报,2010,31(2):225-230.
- [9] 李玉喜,聂海宽,龙鹏宇.我国富含有机质泥页岩发育特点与页岩气战略选区[J].天然气工业,2009,29(12):115-118.
- [10] 白振瑞.遵义—綦江地区下寒武统牛蹄塘组页岩沉积特征及页岩气评价参数研究[D].北京:中国地质大学(北京),2012.
- [11] 涂建琪,金奎励.表征海相烃源岩有机质成熟度的若干重要指标的对比与研究[J].地球科学进展,1999,14(1):18-23.
- [12] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等.川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J].煤炭学报,2012,37(3):438-444.