

# 四川盆地东南缘渝南黔北毗邻地区 龙马溪组页岩气有利勘探区预测

赵爽<sup>1</sup>, 雍自权<sup>2</sup>, 杨胜堂<sup>1</sup>, 陈玲<sup>3</sup>, 蒋天锐<sup>1</sup>, 尹廷龙<sup>1</sup>, 李丽斌<sup>1</sup>

(1. 贵州省地质矿产勘查开发局 103 地质大队, 贵州 铜仁 554300; 2. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室 (成都理工大学), 四川 成都 610059; 3. 贵州省地矿局黔东地矿测试中心, 贵州 铜仁 554300)

**[摘要]**利用区域地质调查、野外剖面实测、样品采集及实验测试分析,总结了四川盆地东南缘渝南黔北毗邻地区构造特征及其演化过程,重点分析了龙马溪组页岩的岩石学特征和有机地球化学特征。开展与四川盆地东部盆缘已获高产工业气流的JY1井龙马溪组页岩的对比研究,结果表明研究区龙马溪组页岩与JY1井龙马溪组页岩在岩石特征方面具有极大相似性。由此,选取有效黑色页岩厚度、脆性矿物石英含量、埋藏深度、有机质成熟度( $R_o$ )4个指标,同时参照JY1井龙马溪组页岩与之相对应参数确定指标阈值,结合构造特征、地貌复杂性,圈定龙马溪组页岩气有利勘探区,优选出有利勘探区位于研究区的西北部隔挡式构造带内龙骨溪背斜中段、南段北西翼靠近核部区域。

**[关键词]**四川盆地;页岩气;志留系;龙马溪组;有利勘探区;JY1井

**[中图分类号]**P618.1;P618.13 **[文献标识码]**A **[文章编号]**1000-5943(2015)04-0241-09

页岩气已成为世界能源的新领域,将来势必改变世界天然气和能源的供需格局,越来越受到世界各国的高度重视。近些年来,我国相继部署多个页岩气先导试验区,国内不少学者也已在页岩气勘探前景、成藏机理、富集规律、有利区预测、资源前景等很多方面做了深入研究,一致认为四川盆地及其周缘地区下志留统五峰组—龙马溪组页岩气具有巨大的勘探开发潜力<sup>[1-9]</sup>。研究区位于重庆市南部(南川区、万盛区、綦江区)与贵州省北部(道真县、正安县、桐梓县)交界处,属渝东南区、黔北区以及川东南区页岩气先导试验区相结合区域,结合前人对其的研究成果,笔者对研究区龙马溪组富有机质黑色页岩基本特征做了详细的研究,以四川盆地东部盆缘已获高产工业气流的JY1井龙马溪组页岩岩石特征为对比标准,初步确定研究区页岩气有利勘探区,为该区页岩气下一步勘探以及将来的开发提供一定依据。本文所述龙马溪组实际上为奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组,便于叙述,仅以龙马溪组代替。

## 1 区域地质特征

研究区地处四川盆地东南缘与云贵高原过渡地带,以四川盆地东南缘边界(齐岳山断裂)为界,北西区域位于隔挡式构造带,南东区域位于湘黔鄂褶皱带内隔挡式—隔槽式构造过渡带(图1)。

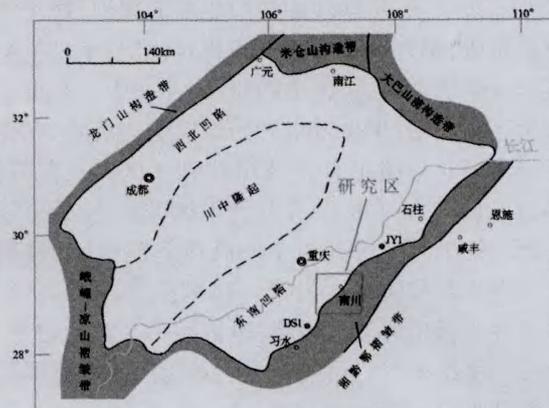


图1 研究区区域构造简图

Fig. 1 Regional tectonic map of the target area

[收稿日期]2015-05-02

[作者简介]赵爽(1988—),男,硕士研究生,地质工程师,从事矿床地质工作。

区内最显著也是最主要的构造行迹是北北东—北东向构造,部分受到南北向构造的干扰或与之联合,褶皱大多呈弧形或线状,北西区褶皱以宽阔平缓的向斜与狭窄紧闭的背斜并列相间分布为特征,南东区为向斜向狭窄紧闭、背斜向宽阔平缓过渡变化<sup>[10]</sup>。

中元古代时期,扬子地台处于一个广阔活动海区状态,长期接受了大量的沉积,雪峰运动后,形成了扬子地台的基底。受早—中加里东运动的影响,晚奥陶世前后形成的黔中古隆起和川中古隆起,使得该活动海区出现一个局限海域;到早志留世,不断发育和扩大的各隆起基本相连,局限海域变为一个局限陆棚环境,四周被形成的滇黔桂大隆起带包围;中志留世快速沉积后,受晚加里东时期的广西运动的影响,区域逐渐上升为陆,长期遭受强烈剥蚀,海西运动开始仍属剥蚀地区,故泥盆纪时未接受沉积,直至石炭纪。早二叠世时,发生大规模的拉张运动,海水淹没全区,致使下二叠统超覆于志留系及石炭系地层之上。海水漫漫之后,受构造运动的影响局部地区上升,区域岩相变化较大,以浅海相和海陆交替相为主。中三叠世末期由于安源运动,区域隆升为陆,结束了海相沉积历史。早中侏罗世为内陆盆地沉积环境,晚侏罗世末期从寒武纪至侏罗纪的巨厚沉积岩系发生了强烈的褶皱和断裂。

龙马溪组页岩热演化基本上经历了长期浅埋—快速埋藏—长期深埋—快速抬升一系列过程。以DS1井为例(图1),龙马溪组页岩从沉积后至石炭纪末,长期浅埋热演化极为缓慢,处于低成熟阶段;早二叠世开始沉积相对稳定,龙马溪组页岩逐渐被埋深,进入成熟阶段,并在中三叠世达到生烃高峰期;早侏罗世开始地层快速沉降,至侏罗纪末期龙马溪组页岩埋深达到4 000 m左右,早白垩世埋深厚度普遍大于4 000 m,温度超过120℃,处于以生湿气为主的高成熟演化阶段;至中白垩世龙马溪组页岩进入过成熟阶段,晚白垩世至今受喜山运动的影响,以快速抬升剥蚀为主,致使白垩纪末期以后龙马溪组页岩热演化特征基本保持不变<sup>[11-12]</sup>。

## 2 岩石学特征

晚奥陶世上扬子局限海域出现海水退缩现象,在封闭滞留的环境理,沉积了五峰组下段笔石

相黑色页岩建造,富炭质、局部富粉砂质(图2-A),大量的黄铁矿放射虫可以指示当时为缺氧还原的沉积环境(图2-E)。

奥陶系末期气温明显下降,海平面下降,水体氧化,沉积了一套不稳定的浅水陆棚相沉积物(五峰组上段,往称“观音桥段”)。据南川幅1:20万区域地质调查报告,该段岩性在道真平胜剖面为黑灰色灰质白云岩,江口剖面为黑色含泥质及生物碎屑石英粉砂质灰岩,本文研究区未发现。

早志留世开始,继晚奥陶世沉积,沉积了龙马溪组下段含笔石的黑色炭质页岩,富含有机质。镜下多见泥质层纹夹粉砂质层纹或泥质粉砂质层纹互层(图2-F)。研究区西北部离主要物源区(川中古隆起)较近,砂质沉积物以重力流形式从川中古隆起东南部斜坡带搬运至较深环境内沉积,因而局部发育大量砂质以及少量砂岩沉积物。大河剖面中可见黑色页岩夹灰质粉砂岩层(图2-B)。

伴随志留纪第一次全球性海侵的结束,海平面下降,沉积水体变浅,水体中氧含量增加和水体循环能力变强,盆地的可容纳空间减小,沉积了一套岩相变化较大的浅水陆棚相沉积物(龙马溪组上段)。主要岩相为黄灰色页岩、粉砂质页岩,其他岩相有:白龙湖剖面上部发育透镜状泥灰岩(图2-C)、含钙质页岩(图2-D),大河剖面镜下可见含钙质泥质细砂岩(图2-G),墨石垭剖面上部可见薄层含泥质微晶灰岩,镜下可见海百合等生物(图2-H)。

区内巨厚沉积岩系经燕山运动以及喜马拉雅运动的影响发生了强烈的褶皱和断裂,地表岩层随处可见解理和高角度裂隙(图2-B、D)。扫描电镜研究分析结果发现,研究区龙马溪组页岩普遍存在粒间孔、粒内孔(霉球状黄铁矿晶间孔、霉球状黄铁矿溶蚀形成印模孔、溶蚀孔)、有机质孔、片理缝、收缩缝等多种微孔隙、微裂隙(图3),具有良好的储集物性。

## 3 有机地球化学特征

### 3.1 有机质类型

龙马溪组沉积时区内生物以大量的浮游生物、菌藻类等水生生物为主,特别是笔石,局部有少量的腕足类、腹足类、双壳类、介壳类和珊瑚等生物<sup>[13]</sup>,因此,龙马溪组烃源岩以低等水生生物为

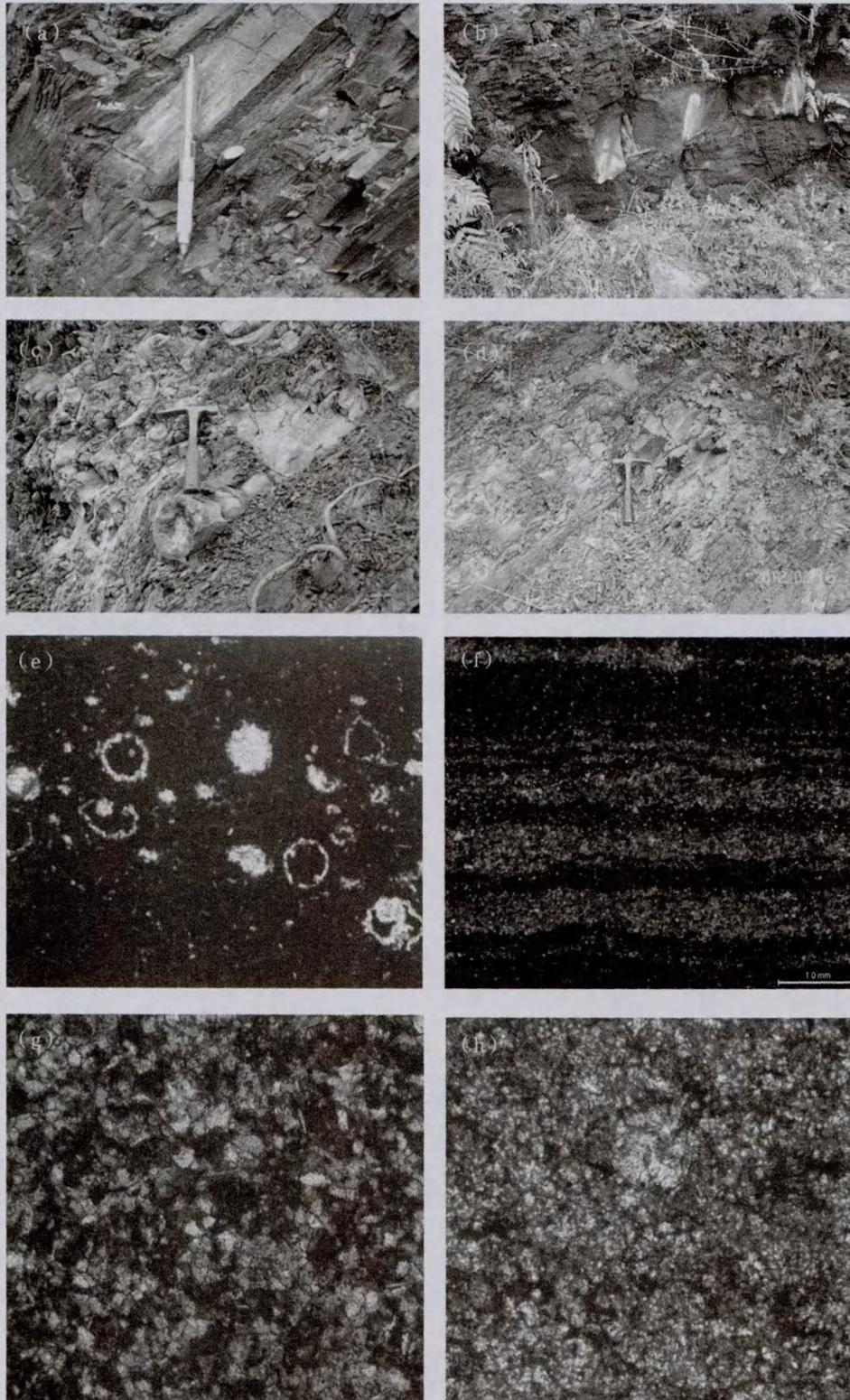


图2 渝南黔北毗邻地区龙马溪组野外照片及薄片照片

Fig.2 Outcrop and thin section pictures of Longmaxi formation in south Chongqing and north Guizhou nearby area

(a) 椅子圈剖面五峰组黑色页岩中的黄铁矿结核;(b)大河剖面龙马溪组黑色页岩夹灰质粉砂岩层;(c)白龙湖剖面龙马溪组透镜状泥灰岩;(d)白龙湖剖面龙马溪组灰色含钙质页岩;(e)墨石垭剖面五峰组的放射虫被黄铁矿化;(f)三泉剖面龙马溪组粉砂质纹层与泥质纹层互层;(g)大河剖面龙马溪组含钙质泥质细砂岩;(h)墨石垭剖面龙马溪组含泥质微晶灰岩中海百合。图中地质锤长27 cm,绿色铅笔长为15 cm

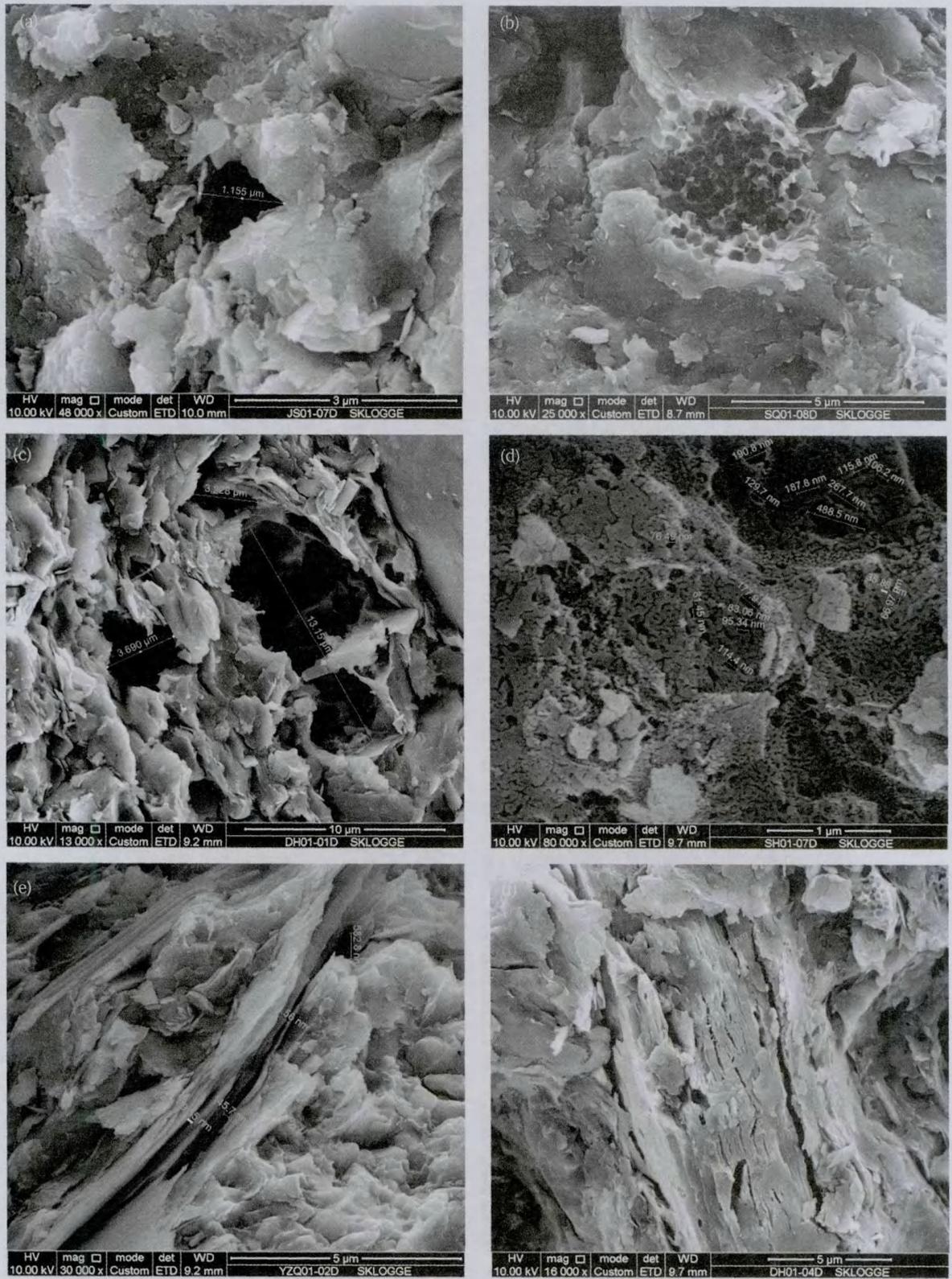


图3 渝南黔北毗邻地区龙马溪组黑色页岩微孔隙特征

Fig. 3 Microporosity characteristics of Longmaxi formation black shale in south Chongqing and north Guizhou nearby area

(a)冷阡剖面龙马溪组中粒间微孔;(b)三泉剖面龙马溪组中霉球状黄铁矿溶蚀形成印模孔;(c)大河剖面五峰组中溶蚀孔;(d)墨石垭剖面龙马溪组中有机质微气孔群;(e)椅子圈剖面五峰组中片状粘土矿物片理缝及粒间微孔组合;(f)大河剖面龙马溪组中收缩缝

主要有有机母源,其有机质类型也以腐泥型为主。同时,烃源岩干酪根显微组分以壳质组占优为主要特征,其次为镜质组组分,腐泥组分和惰质组分

含量较低,用干酪根类型指数(TI)可以定量地确定其有机质类型主要为 II<sub>1</sub> 型和 II<sub>2</sub> 型,少量为 III 型(表 1)。

表 1 龙马溪组黑色页岩干酪根显微组分特征

Table 1 Korogen study of the macerals characteristics from Longmaxi formation black shale

样号	层位	岩性	腐泥组(%)	壳质组(%)	镜质组(%)	惰质组(%)	类型指数(TI)
DH01-01D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	6.89	80.98	11.8	0.33	II <sub>2</sub>
DH01-04D	S <sub>1</sub> l	黑色页岩	0.96	79.49	18.91	0.64	II <sub>2</sub>
JS01-01D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	7.06	79.12	13.82	0	II <sub>2</sub>
JS01-07D	S <sub>1</sub> l	黑色页岩	9.21	59.05	31.43	0.32	II <sub>2</sub>
JS02-02D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	17.74	69.72	11.93	0.61	II <sub>1</sub>
JS02-03D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	2.87	60.83	35.67	0.64	II <sub>2</sub>
SH01-04D	O <sub>3</sub> w	深灰色页岩	1.27	58.73	39.05	0.95	II <sub>2</sub>
SH01-07D	S <sub>1</sub> l	黑色页岩	0.63	58.59	39.53	1.25	II <sub>2</sub>
SH02-02D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	22.83	68.81	8.36	/	II <sub>1</sub>
SH02-03D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	5.74	31.12	61.63	1.51	III
PM01-01D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	13.29	76.74	9.37	0.6	II <sub>1</sub>
PM01-03D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	4.78	28.03	67.2	/	III
JJG01-01D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	0.98	63	35.37	0.65	II <sub>2</sub>
JJG01-09D	S <sub>1</sub> l	黄灰色页岩	2.22	37.97	58.23	1.58	III
XJG01-02D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	8.68	51.8	38.55	0.96	II <sub>2</sub>
XJG01-03D	S <sub>1</sub> l	黑色页岩	6.48	44.75	48.15	0.62	III
YZQ01-01D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	62.14	34.24	13.58	1.04	II <sub>1</sub>
YZQ01-02D	O <sub>3</sub> w	黑色页岩	8.58	55.57	30.59	5.26	II <sub>2</sub>

### 3.2 有机碳含量

对 117 个黑色页岩岩样进行总有机碳含量实验测试,有机碳变化范围介于 0.552%~6.265%之间,平均值为 2.389%。TOC>2.0 占样品总数的 52%,TOC>1.0 接近占样品总数的 90%(图 4)。

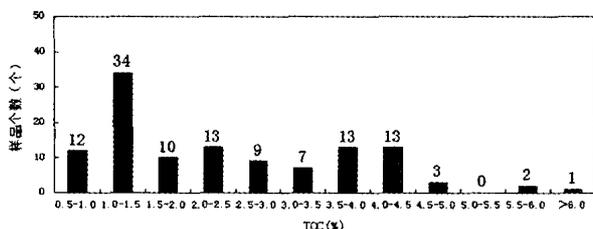


图 4 龙马溪组黑色页岩 TOC 分布直方图

Fig. 4 Toc distribution histogram of Longmaxi formation black shale

### 3.3 有机质成熟度

对 18 个黑色页岩岩样进行岩石热解试验,其 Ro 值约为 1.947%~2.663%,平均值为 2.374%,Tmax 一般都在 500℃,S1+S2 都很低,现今不具备

较大的有机质生烃能力(表 2)。龙马溪组烃源岩经历一系列热演化过程后,早已处于过成熟—高成熟阶段,易形成以热成因为主的页岩气藏。

## 4 有利区预测

### 4.1 与 JY1 井页岩气参数对比

JY1 井位于四川盆地川东隔挡式褶皱带焦石坝构造内,紧邻齐岳山断裂(图 1),其龙马溪组页岩自沉积后长期处于浅埋状态,直至燕山—喜马拉雅期—四川盆地构造形成与定型、油气成藏的关键时期相继经历快速沉降—缓慢隆升剥蚀—快速隆升剥蚀过程<sup>[14]</sup>。研究区龙马溪组黑色页岩与 JY1 井龙马溪组富有机质页岩岩石特征相比,TOC、热演化程度、岩石物性、含气量、烃源岩厚度、脆性矿物含量以及埋深等参数指标基本相当;与 Barnett 页岩岩石特征相对比也具有一定程度上的相似性,但总含气量相差较大、热演化程度高、总孔隙度较低<sup>[15]</sup>(表 3)。

表2 龙马溪组黑色页岩岩样热解参数

Table 2 Petrographic study of the black shale pyrolysis parameters from Longmaxi formation

样号	镜质体 反射率 Ro(°C)	最高峰 Tmax (°C)	可溶烃 S <sub>1</sub> (mg/g)	热解烃 S <sub>2</sub> (mg/g)	产油潜力 S <sub>1</sub> +S <sub>2</sub> (mg/g)
DH01-01D	2.654	513	0.02	0.05	0.07
DH01-04D	2.553	492	0.02	0.05	0.07
JJG01-01D	2.206	526	0.02	0.05	0.07
JJG01-09D	2.591	504	0.03	0.05	0.08
JS01-01D	2.484	516	0.03	0.09	0.12
JS01-07D	2.410	539	0.02	0.07	0.09
JS02-02D	2.373	594	0.04	0.09	0.13
JS02-03D	2.193	518	0.02	0.07	0.09
PM01-01D	2.139	510	0.01	0.05	0.06
PM01-03D	2.367	582	0.03	0.06	0.09
SH01-04D	2.361	514	0.04	0.06	0.1
SH01-07D	2.485	551	0.04	0.09	0.13
SH02-02D	2.537	537	0.03	0.09	0.12
SH02-03D	2.663	443	0.02	0.05	0.07
XJG01-02D	1.947	507	0.02	0.05	0.07
XJG01-03D	2.062	528	0.03	0.06	0.09
YZQ01-01D	2.127	597	0.03	0.1	0.13
YZQ01-02D	2.583	595	0.03	0.11	0.14

表3 龙马溪组页岩气参数对比<sup>[14-16]</sup>

Table 3 Comparison of shale gas parameters between Longmaxi formation shale, well JY1 and Barnett shale

	TOC/%	Ro/%	总孔隙度/%	含气量/(m <sup>3</sup> /t)	有效页岩厚度/m	石英含量/%
JY1 井	1.06 ~ 6.28	2.2 ~ 3.13	2.78 ~ 7.08	0.89 ~ 5.19	/	/
	3.5	2.65	4.8	2.96	38	44.4
Barnett	2.0 ~ 6.0	1.1 ~ 2.0	4.0 ~ 5.0	8.50 ~ 9.91	45 ~ 180	35 ~ 50
	/	/	/	/	/	/
研究区	0.55 ~ 6.27	1.95 ~ 2.66	1.56 ~ 2.61	1.56 ~ 2.61	15.8 ~ 54.9	37.2 ~ 68.8
	2.39	2.37	2.15	2.15	33.6	51.1

## 4.2 页岩气有利勘探区预测方法

在美国已经成功勘探的页岩气中,存在多种成因类型,其中高成熟度 Barnett 页岩与龙马溪组页岩在沉积环境、构造演化、热演化史等方面都具有较大的相似性。对页岩气的生烃条件、储集条件、封盖及保存条件、气测显示一系列成藏要素进行系统分析,可初步预测页岩气的有利勘探区。李延钧等<sup>[17]</sup>选取有机质丰度、页岩单层厚度、页岩埋深、成熟度、页岩物性、脆性矿物含量六项指标对页岩气进行评价,建立一套适合高演化海相页岩气的评价指标体系,在四川盆地南部页岩气地质选区的实际应用中取得了良好的效果。张静平等<sup>[18]</sup>系统分

析 Barnett 页岩优选区块特征的基础上,参照美国地质调查局对 Barnett 页岩的选区原则,结合四川盆地自身的特征,选取页岩总厚度、TOC、Ro、埋深四个指标用于确定四川盆地地下古生界页岩气优选区和延展区。基于研究区大量的、精细的实验数据分析,本文为了对研究区做细致、准确的勘探预测,针对有利区圈定的重要指标作以下说明。

### (1) 有效黑色页岩厚度

研究区特殊的构造演化史和热演化史,单纯的页岩总厚度已不能较为准确的反映页岩气资源潜力。继国外学者对岩石样品中甲烷吸附量与 TOC 相关性做过研究,证明两者之间确实存在一定的正相关性后<sup>[19]</sup>,近年国内学者针对龙马溪组

页岩一系列研究成果,表明吸附气含量与 TOC 具有较高正相关性,拟合系数(R<sup>2</sup>)达 0.755,有力的论证了有机碳含量是控制吸附气含量的主要因素<sup>[20]</sup>。本文选取有效黑色页岩厚度作为首要指标(图 5),一方面已将 TOC>2.0%作为下限值,另

一方面在一定程度上给含气量也划定了一个下限,避免用地表露头岩样的含气量作为评价指标带来的不准确性。以 JY1 井资料为参照,认为有效黑色页岩厚度达到 40 m 以上具有较大页岩气资源潜力。

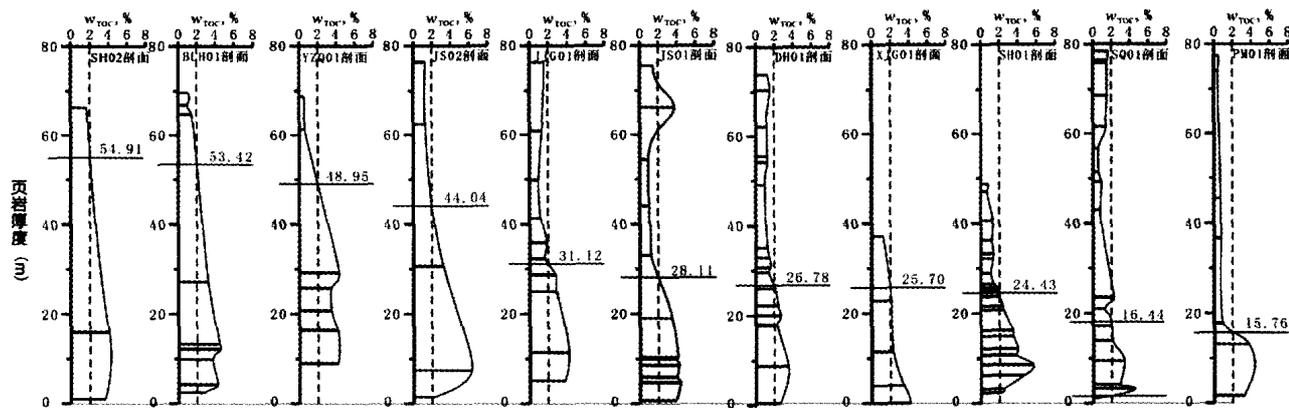


图 5 龙马溪组有效黑色页岩厚度简易图

Fig. 5 The effective black shale thickness of Longmaxi formation black shale

脆性矿物石英含量致密、低孔隙度、低渗透率是页岩储层特有的特征,因而黑色页岩优质储层除了拥有较厚的有效黑色页岩层,还要具备良好的储集物性。较高含量的脆性矿物(主要为石英)便于页岩液体压裂,在加大页岩储层储集空间的同时,增强页岩储层的渗透性。结合表 3 资料,以 50%作为石英含量的下限值。

#### (2)埋深

据最新资料表明,美国最深页岩气井已达到 11 500 ft(3 505.2 m),在笔者认为研究区龙马溪组埋深普遍较大,在成藏条件较优的区域,埋藏深度可以 4 000 m 为上限。同时就研究区而言,低于 1 000 m 域压力较低,页岩气聚集较少,同时浅层页岩建造在破裂体系中有含水量高的风险,因此埋深下限定为 1 000。结合 1:20 万区域地质报告南川幅,满足该埋深指标的区域大致以二叠系、三叠系以及侏罗系中下统(自流井群)地层出露地区。

#### (3)成熟度

Burhaman 等<sup>[21]</sup>提出干酪根热解或者由裂解生成干气的镜质体反射率上限值为 3.0%,而所生成的干气的保存上限值为 4.6%。研究区龙马溪组黑色页岩镜质体反射率分布范围为 1.947%~2.663%,处于大量生干气的阶段,远低于干气保存上限值,因此本文未设定黑色页岩镜质体反射率的阈值,有机质成熟度仅作为一个不限定的

指标。

### 4.3 龙马溪组有利勘探区预测

四川盆地龙马溪组有两个沉积中心,在两个沉积中心之间存在一个近平行于重庆—赤水方向的水下隆起,据 1:20 万区域地质报告南川幅中区域志留系等厚线分布图,该水下隆起分布于研究区的中部,南川以西,方位大致为北东向 30°~50°。因此,在编制研究区黑色页岩厚度等值图时,等值线走向大体上是北东向 40°。以有效黑色页岩厚度值 30、40 圈定的区域为过渡带,研究区有效黑色页岩分布有较为明显的分布特征,即东南部龙马溪组有效黑色页岩厚度(20 m 左右)明显小于西北部(40 m 以上)。笔者认为:加里东运动早志留世早期强烈加剧,受黔北古隆起和雪峰古隆不断扩大的影响程度较为严重,东南部有较显著隆起,沉降幅度较小,沉积厚度较薄,有机质的富集也不利;西北部处于四川盆地龙马溪组川南沉积中心边缘,主要物源为相对邻近的川中古隆起,而川中古隆起受早志留世加里东运动影响不大,相对沉降幅度为大,沉积厚度也较厚,相比同时期东南部更利于富有机质黑色页岩的沉积。

叠合研究区龙马溪组有效黑色页岩厚度等值线、石英含量分布等值线和地表出露地层界线,结合构造特征、地貌复杂性,优选出页岩气有利勘探

区。该有利区龙马溪组有效黑色页岩厚度(TOC  $\geq 2.0\%$ ) 大于 40 m;脆性矿物石英含量大于 50%;地表出露地层为二叠系、三叠系、侏罗系中下统(自流井群);构造特征:位于龙骨溪背斜中

段、南段北西翼靠近核部区域,地层倾角多在  $10^\circ \sim 30^\circ$ ,断裂构造不发育;地貌特征:地势低缓而开阔,属低山丘陵地带,多数海拔在 600 ~ 900 m 左右(图 6)。

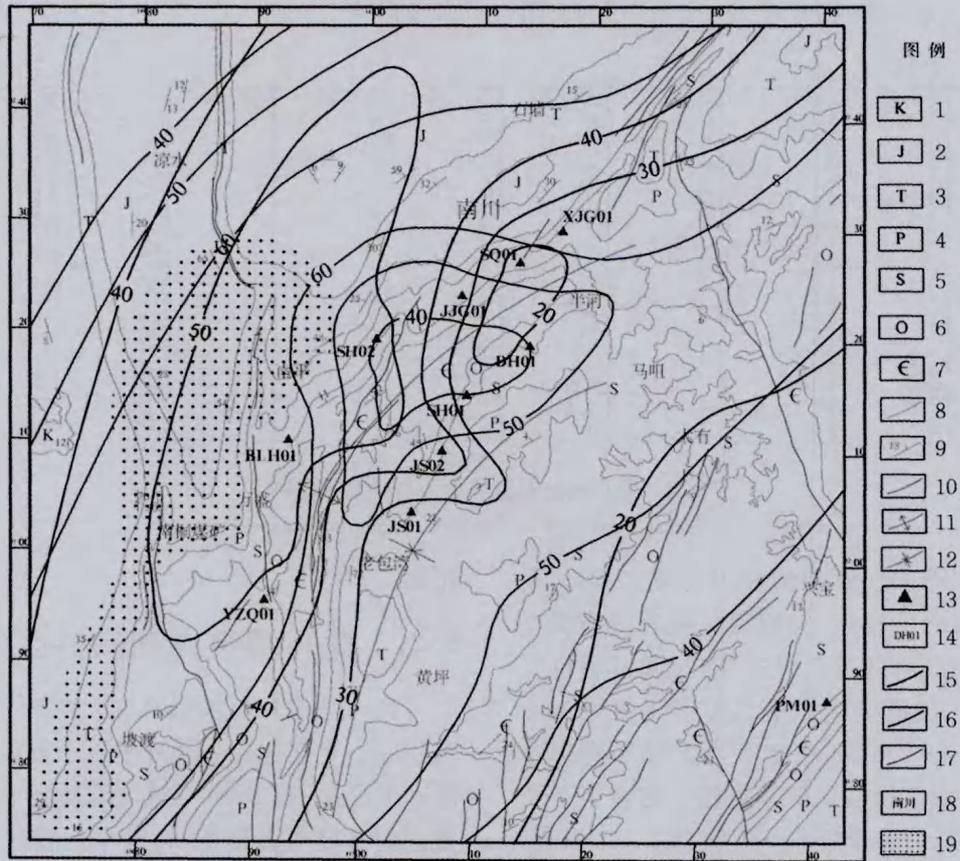


图 6 龙马溪组页岩气有利勘探区分布图

Fig. 6 The favorable exploration area distribution of Longmaxi formation shale gas

1—白垩系;2—侏罗系;3—三叠系;4—二叠系;5—志留系;6—奥陶系;7—寒武系;8—地层界线;9—地层产状;10—断裂;11—龙骨溪背斜;12—金佛山向斜;13—剖面位置;14—剖面名称;15—有效黑色页岩厚度;16—石英含量;17—断裂;18—地名;19—有利区

### 5 结论

(1)四川盆地东南缘渝南黔北毗邻地区龙马溪组页岩以一套黑色富有机质的笔石页岩为主,局部产粉砂岩页岩、含钙(钙质)页岩、细粒内孔、片理缝、收缩缝等微孔隙、微裂隙发育,地表露头常见岩石解理和高角度裂隙。

(2)研究区龙马溪组黑色页岩有机质类型主要为 II<sub>1</sub> 型和 II<sub>2</sub> 型,少量为 III 型;TOC 值在 0.552%~6.265%之间,平均值为 2.389%;Ro 值约为 1.947%~2.907%,平均值 2.368%;石英含量高(37.2%~68.8%),平均值达 51%。

(3)优选有利勘探区位于龙骨溪背斜中段、南段北西翼靠近核部区域,地势低缓而开阔,断裂

构造不发育,有效黑色页岩厚度(TOC  $\geq 2.0\%$ ) 大于 40 m,石英含量大于 50%,出露地层为以二叠系、三叠系为主。

(4)有利勘探区龙马溪组黑色页岩在岩石特征与 JY1 井具有极大相似性,加强进一步的研究工作,有望钻遇工业价值的页岩气。

致谢:感谢夏飞勇博士、王浩博士、陈泽明硕士一起参加野外工作、室内资料整理和薄片鉴定。

### [参考文献]

[1] 黄籍中. 四川盆地页岩气与煤层气勘探前景分析[J]. 岩性油气藏, 2009, 21(2): 116-120.  
 [2] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.  
 [3] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件

- [J]. 天然气工业,2008,28(2):151-156.
- [4] 王兰生,邹春艳,郑平,等. 四川盆地地下古生界存在页岩气的地球化学依据[J]. 天然气工业,2009,29(5):59-62.
- [5] 董大忠,程克明,王世谦,等. 页岩气资源评价方法及其在四川盆地的应用. 天然气工业[J],2009,29(5):33-39.
- [6] 王社教,王兰生,黄金亮,等. 上扬子区志留系页岩气成藏条件[J]. 天然气工业,2009,29(5):45-50.
- [7] 刘树根,曾祥亮,黄文明,等. 四川盆地页岩气藏和连续型—非连续型气藏基本特征[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2009,36(6):578-592.
- [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] 邹才能,董大忠,王社教,等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发,2010,37(2):641-653.
- [10] 四川省地质局107地质队. 南川幅1:20万区域地质调查报告[R]. 成都:四川地质局,1977.
- [11] 王兰生,李宗银,沈平. 四川盆地东部大中型气藏成烃条件分析[J]. 天然气地球科学,2004,15(6):567-571.
- [12] 聂海宽,包书景,高波,等. 四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J]. 地学前缘(中国地质大学(北京);北京大学),2012,19(3):280-294.
- [13] 汪啸风. 中国奥陶纪古地理重建及其沉积环境与生物相特征[J]. 古生物学报,1989,28(2):234-248.
- [14] 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.
- [15] 曾祥亮,刘树根,黄文明,等. 四川盆地志留系龙马溪组页岩与美国Fort Worth盆地石炭系Barnett组页岩地质特征对比[J]. 地质通报,2011,30(2-3):372-384.
- [16] Kathy R B, Richard S. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin [R]. U. S. Department of Energy, 2011.
- [17] 李延钧,刘欢,张烈辉,等. 四川盆地南部地下古生界龙马溪组页岩气评价指标下限[J]. 中国科学:地球科学,2013,43(7):1088-1095.
- [18] 张静平,唐书恒,郭东鑫. 四川盆地地下古生界筇竹寺组与龙马溪组页岩气勘探优选区预测[J]. 地质通报,2011,30(2-3):357-363.
- [19] Ross D J K, Bustin R M. The importance of shale composition and pore structure upon storage potential of shale gas reservoirs[J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26: 916-927.
- [20] 聂海宽,张金川. 页岩气聚集条件及含气量计算——以四川盆地及其周缘下古生界为例[J]. 地质学报,2012,86(2):349-361.
- [21] Burnaman M D, Xia W W, Shelton J. Shale gas play screening and evaluation criteria (in Chinese). China Petrol Expl, 2009, 14: 51-64.

## Prediction of Favorable Shale Gas Exploration Area of Longmaxi Formation in South Chongqing and North Guizhou Nearby Area of Southeast Sichuan Basin

ZHAO Shuang<sup>1</sup>, YONG Zi-quan<sup>2</sup>, YANG Sheng-tang<sup>1</sup>, CHEN Ling<sup>3</sup>,  
JIANG Tian-rui<sup>1</sup>, YIN Ting-long<sup>1</sup>, LI Li-bin<sup>1</sup>

(1. 103 Geological Party, Guizhou Bureau of Geology and Mineral Exploration & Development, Tongren 554300, Guizhou, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration (Chengdu University of Technology) Chengdu 610059, Sichuan, China; 3. Qiandong Geological Mineral Testing Center, Guizhou Bureau of Geology and Mineral Exploration & Development, Tongren 554300, Guizhou, China)

[Abstract] By regional geological survey, field section measurement, sample collection and experimental test, the structural features and its evolution process of South Chongqing and North Guizhou nearby area of Southeast Sichuan basin are summarized, the petrological features and organic geochemical features of shale gas in Longmaxi formation are analyzed emphatically. It's compared and studied with shale gas of JY1 well which produced rich industrial flow, the result shows the shale gas in the target area has many similarity with the shale gas of JY1 well in petrological features. The effective black shale gas thickness, quartz content in brittle mineral, buried depth and organic maturity are chosen to be the indicators, meanwhile, the indicator thresholds are ensured by consult the relative parameters of JY1. The favorable shale gas exploration area is determined, include middle Longguxi anticline of ejective structural belt in northwest target area and the northwest core area of south section.

[Key words] Sichuan basin; Shale gas; Silurian system; Longmaxi formation; Favorable exploration area; JY1 well