

doi: 10.12029/gc20200106

梁兴,张廷山,舒红林,闵华军,张朝,张磊. 2020. 滇黔北昭通示范区龙马溪组页岩气资源潜力评价[J]. 中国地质, 47(1): 72-87.

Liang Xing, Zhang Tingshan, Shu Honglin, Min Huajun, Zhang Zhao, Zhang Lei. 2020. Evaluation of shale gas resource potential of Longmaxi Formation in Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area in the Northern Yunnan-Guizhou[J]. Geology in China, 47(1): 72-87(in Chinese with English abstract).

## 滇黔北昭通示范区龙马溪组页岩气资源潜力评价

梁兴<sup>1</sup>,张廷山<sup>2,3</sup>,舒红林<sup>1</sup>,闵华军<sup>4</sup>,张朝<sup>1</sup>,张磊<sup>1</sup>

(1. 中国石油浙江油田分公司,浙江 杭州 310023;2. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室 西南石油大学,四川 成都 610500;  
3. 西南石油大学地球科学与技术学院,四川 成都 610500;4. 成都理工大学能源学院,四川 成都 610059)

**摘要:**研究区位于滇黔北拗陷威信凹陷的中西部区域——川南低陡褶皱带南缘带,本文利用钻井、野外露头、区域地质等资料,对研究区龙马溪组页岩气基本地质特征进行了分析,并采用体积法对页岩气资源量进行了评价。研究表明,区内龙马溪组下段暗色页岩有机质含量及成熟度较高,有机质类型偏腐泥型;岩石脆性矿物含量高,物性一般,总含气量中等,总体与长宁、威远等邻区同层位产气页岩较为相似,并与北美主要产气页岩具有一定可比性。初步估算研究区龙马溪组页岩气资源量  $24871.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,展现出良好的勘探前景,但受储层发育、保存条件等影响,页岩气资源分布严重不均,纵向上质量较好的页岩气资源主要集中在龙马溪组底部第 1 小层,平面上主要分布于研究区北部的川南低陡褶皱带内,该区内保存条件好的宽缓复向斜带和箱状背斜构造带是下步勘探的有利区。

**关键词:**页岩气;龙马溪组;资源潜力评价;油气勘查工程;昭通示范区;云南;贵州

**中图分类号:**TE132 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2020)01-0072-16

## Evaluation of shale gas resource potential of Longmaxi Formation in Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area in the Northern Yunnan-Guizhou

LIANG Xing<sup>1</sup>, ZHANG Tingshan<sup>2,3</sup>, SHU Honglin<sup>1</sup>, MIN Huajun<sup>4</sup>, ZHANG Zhao<sup>1</sup>, ZHANG Lei<sup>1</sup>

(1. Zhejiang Oilfield Company, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China; 3. School of Geoscience and Technology of Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China; 4. College of Energy Resources of Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China)

**Abstract:** The study area is located in the central and western part of Weixin Sag in the northern Yunnan-Guizhou to the southern margin of the southern Sichuan Low-steep fold belt. This paper analyzed the basic geological characteristics of the Longmaxi black shale using drilling, field outcrops, regional geology and other data. And the shale gas resource of Longmaxi black shale were evaluated by using volume method. The research results show that the studied Longmaxi black shale is relatively high in TOC, maturity and brittle mineral content, relatively saprolitic in organic matter type, and medium in physical properties and total gas content. The above characteristics of Longmaxi black shale has certain comparability with the major gas-producing shale in

收稿日期:2018-03-10;改回日期:2018-06-26

基金项目:国家自然科学基金(41772150)、国家科技重大专项(2017ZX05063002-009)及四川省重点研发项目(18ZDYF0884)共同资助。

作者简介:梁兴,男,1965年生,博士,教授级高级工程师,主要从事页岩气、煤层气、高凝油和常规气综合评价及勘探开发管理工作;

E-mail: liangx85@petrochina.com.cn。

Weiyuan, Changning and North America. The preliminary estimation of shale gas resource of the Longmaxi Formation in the study area is  $24871.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ , which shows a good prospect for shale gas exploration. But affected by characteristics of reservoir development and preservation conditions, the shale gas resources are severely unevenly distributed. Shale gas resources with good quality are mainly distributed in the first layer, and the southern Sichuan low-steep fold belt in the northern part of the study area is the main area equipped with good quality resources. The wide anticline and box anticline structural belts with good preservation conditions are favorable areas for the next exploration.

**Key words:** shale gas; Longmaxi Formation; shale gas potential analysis; Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area; oil-gas exploration engineering; Yunnan; Guizhou

**About the first author:** LIANG Xing, male, born in 1965, doctor, professor, engages in the comprehensive evaluation, management of exploration and development of shale gas, coalbed methane, high pour-point oil, and conventional gas; E-mail: liangx85@petrochina.com.cn.

**Fund support:** Supported by National Natural Science Foundation (No. 41772150), National Science and Technology Major Project (No. 2017ZX05063002-009) and Sichuan Province's Key Project of Research and Development(18ZDYF0884).

## 1 引言

页岩气是指以多种相态存在并富集于泥页岩(部分粉砂岩)地层中的天然气,其主要以吸附态和游离态同时存在于泥页岩微观孔隙中,具有自生自储、成藏机理复杂等地质特点(张金川等,2003,2008)。世界页岩气资源量巨大,据美国能源信息署(EIA)2011年报告(周庆凡,2011),美国及其以外的32个国家(不包括俄罗斯、中亚、中东、东南亚和中非等地区)页岩气技术可采资源总量为  $187.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 中国为  $36 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 超过了美国的  $24.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 预示着中国页岩气资源潜力巨大。中国自2009年以来,先后在四川盆地威远—长宁、富顺—永川、涪陵和昭通黄金坝—紫金坝等区块发现了高产页岩气流,并建立了涪陵、长宁—威远、昭通3个海相页岩气工业化生产示范区(董大忠等,2012;邹才能等,2016),开发产层是五峰组—龙马溪组的海相页岩(董大忠等,2016;王玉满等,2016),从而使中国成为世界第三大页岩气生产国。

滇黔北昭通研究区毗邻长宁—威远示范区,发育同一沉积背景下的古生界海相页岩,具有良好的页岩气勘探开发前景。和南方其他地区一样,研究区龙马溪组海相页岩经历了长时间、多期陆内造山构造运动的改造。但与邻区长宁—威远、涪陵示范区相比,研究区经历的构造改造更为强烈,保存条件总体变差(聂海宽等,2012;梁兴等,2016),区内地质、地形条件更为复杂,勘探开发难度较大。目前,研究区龙马溪组页岩气勘探在黄金坝、紫金坝

等地区实现了突破并建成  $10 \text{ 亿 m}^3/\text{a}$  生产基地,圆满完成了昭通国家级页岩气示范区2012—2017年的页岩气评价与产能建设任务。前人重点对研究区龙马溪组页岩沉积、有机地球化学、储层特征与含气性以及页岩气保存条件等(梁兴等,2011;王鹏万等,2016;伍坤宇等,2016;徐政语等,2017;冀昆等,2017)开展了研究,取得了诸多认识。研究表明,黄金坝地区龙马溪组页岩(特别是底部页岩)在埋藏深度、矿物组成、TOC、物性、含气量等方面具备页岩气富集的良好基础,并与美国商业开发的页岩产层具有可比性(梁兴等,2011;伍坤宇等,2016;徐政语等,2017),优质页岩厚度、TOC、孔缝发育程度及保存条件是控制该区页岩气富集的重要因素(梁兴等,2011)。随着研究区页岩气勘探的深入,为更好指导本区页岩气的勘探,需要进一步落实龙马溪组页岩气富集赋存规律及资源分布情况。本文综合利用钻井、野外露头、区域地质等大量资料,在对研究区龙马溪组页岩气基本地质特征分析的基础上,采用体积法对龙马溪组页岩气资源量进行了深入评价,优选出了有利勘探区,研究成果对区内页岩气的进一步勘探突破具有一定的指导作用和战略意义。

## 2 地质背景

研究区地处云、贵、川三省交会区域,主体位于扬子地块构造域西南边缘的滇黔北拗陷之威信凹陷的中西部区域,北部包含川南低陡褶皱带的一部分,南抵滇东黔中隆起,西与昭通凹陷毗邻,东到贵

习水—仁怀一线(图1)。威信凹陷可进一步划分为多个次级构造单元,内部构造走向线基本沿北东-南西向和东西向展布。研究区具有典型的背斜宽缓、向斜紧闭的隔槽式褶皱变形构造样式(斯春松等,2016),变形强度由北向南(向滇东黔中隆起方向)逐渐加剧(梁兴等,2011)。

滇黔北地区经历了晚元古代晚期—早古生代扬子陆架南部大陆边缘、晚古生代—中三叠世裂陷陆表海、中生代前陆盆地的构造沉积演化历史,发育了层系较齐全、地层厚度大且分布广的海相震旦系—中三叠统和陆相上三叠统—下白垩统两大沉积组合(梁兴等,2011)。龙马溪组沉积的早志留世鲁丹—埃隆期(Su et al., 2009),扬子区发生大规模海侵,受加里东造山运动影响,华南地区大多上升为陆,同时川西—滇中古陆以及川中隆起范围不断

扩大,扬子南缘的黔中隆起、武陵隆起、雪峰隆起和苗岭隆起基本相连,形成“滇黔桂隆起带”(刘树根等,2011)。由于板块边部及周缘古陆的形成和大规模海侵,扬子区形成了一个三面环山(东、南、西三个方向)的前陆盆地沉积格局,区内水体滞留,总体为以局限滞留环境为主的陆表海(伍坤宇等,2016)。研究区位于扬子陆表海的西南位置,地处川南沉积中心附近(郭彤楼和刘若冰,2013),海水相对较深,为陆棚环境,主要沉积了一套富含笔石、有机质的黑色泥页岩(张爱云等,1987;陈旭等,1990;姜月华等,1994)以及泥质粉砂岩、粉砂岩和泥质灰岩等。龙马溪组自下向上沉积水体变浅,富有机质页岩主要发育于龙马溪组下部,向上粉砂质、灰质增多。根据龙马溪组岩性组合特征,将其划分为上、下两段(图2),其中,下段以暗色页岩为

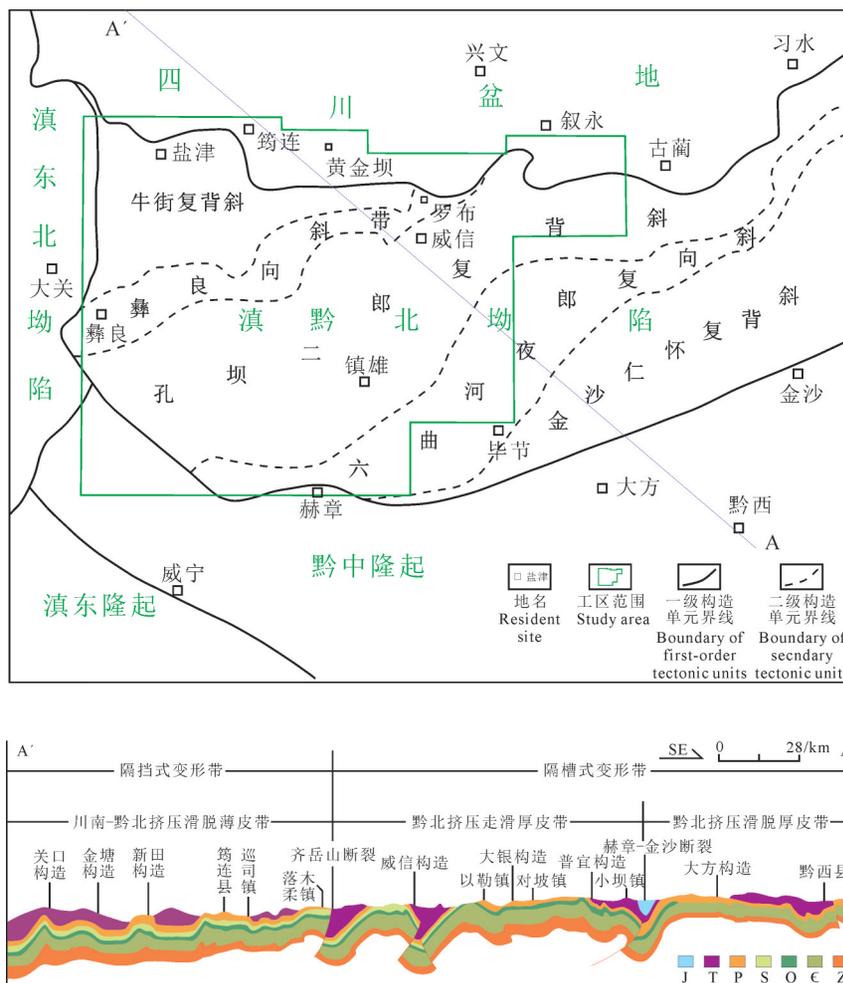


图1 研究区构造区划图(据斯春松等,2016修改)  
Fig.1 Tectonic division map of study area (modified from Si Chunsong et al., 2016)

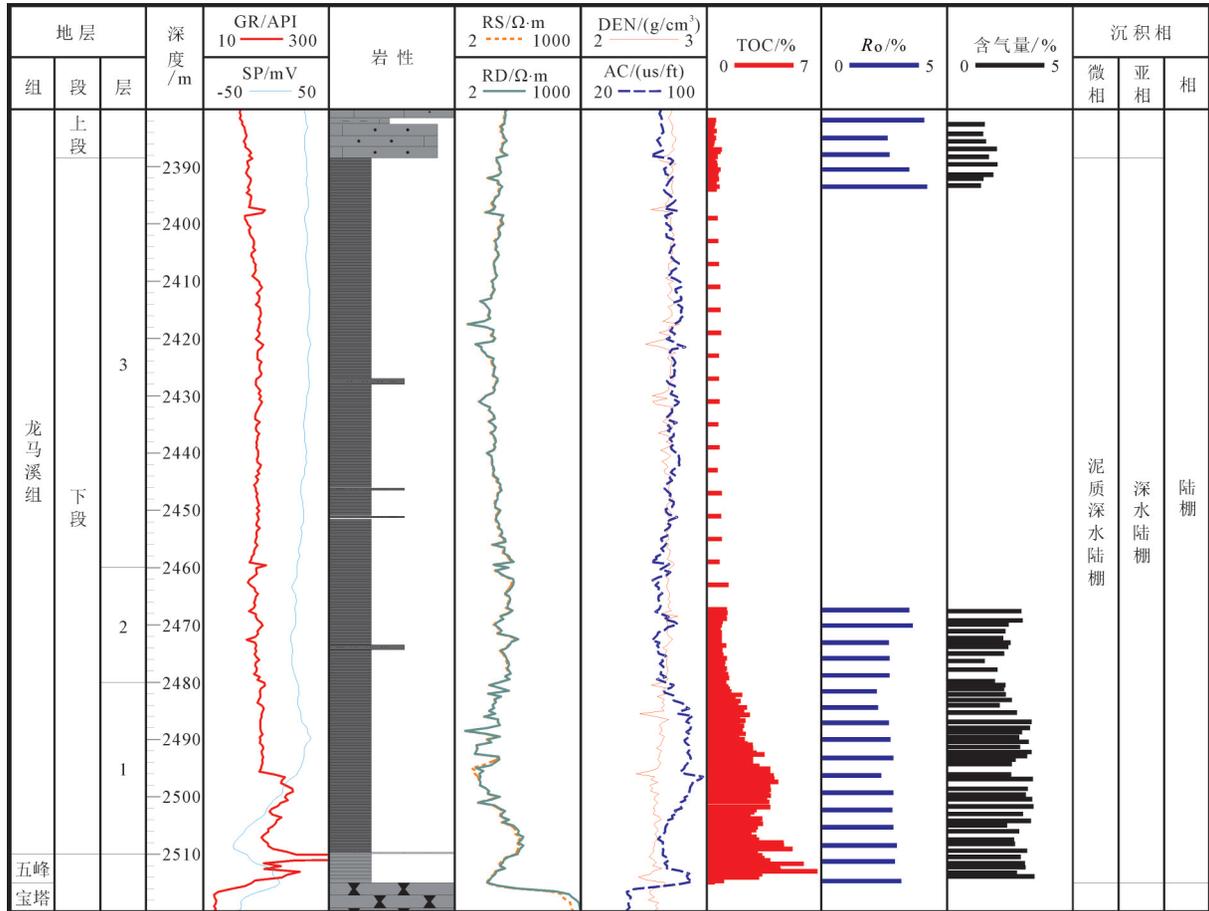


图2 研究区龙马溪组下段地层综合柱状图(以YS8井为例)

Fig.2 Comprehensive histogram of the lower Longmaxi Formation in study area (YS8)

主,为本次研究目的层段;上段以含泥质的灰岩、粉砂岩等为主。滇黔北地区后期经历了多期板内(陆内)造山构造运动的强烈改造,挤压+走滑隆升作用使地层遭受区域性剥蚀,褶皱变形强烈,断裂断层发育,并导致龙马溪组在研究区南部的缺失以及部分地区页岩气保存条件的变差。

### 3 页岩基本地质特征

#### 3.1 页岩岩石学特征

龙马溪组暗色页岩主要分布于龙马溪组下段,岩性以黑色粉砂质页岩(图3a)、炭质页岩、硅质页岩为主,局部地区夹少量的粉砂质泥岩(图3b)、灰质泥岩、泥质粉砂岩,含黄铁矿结核和丰富的笔石化石。

根据国内外经验,不同类型页岩的矿物成分复杂,除黏土矿物以外,还有石英、长石、方解石、白云石、云母、黄铁矿、磷铁矿、菱铁矿等碎屑矿物和自

生矿物。通过扫描电镜及普通薄片观察发现,研究区龙马溪组页岩除黏土矿物含量较高外,石英(图3c、d)和碳酸盐矿物(图3f)含量也较高,总体粒度较细,主要是黏土级,也可见到少量的长石、黄铁矿(图3e)、绢云母等矿物。研究区龙马溪组99个样品X衍射全岩分析结果(表1)表明,泥页岩主要以黏土矿物、石英为主,次为碳酸盐岩矿物、长石等。其中,黏土矿物含量最高,介于8%~75%,平均约33.8%;石英含量为9%~52%,平均约为29.2%;碳酸盐岩矿物以方解石为主,含量1%~65%,平均约18.4%,白云石含量较少,平均只有7.11%;斜长石和钾长石含量相对较低,平均分别约为2.4%和5.7%。同时,由于龙马溪组沉积时为滞留缺氧深水陆棚环境,也能看到少量黄铁矿等,含量约1.5%。

根据X衍射全岩分析结果计算,龙马溪组泥页岩脆性矿物含量较高,岩石脆性指数高达60%~75%(表1),这有助于页岩天然裂缝的形成和人工造缝,

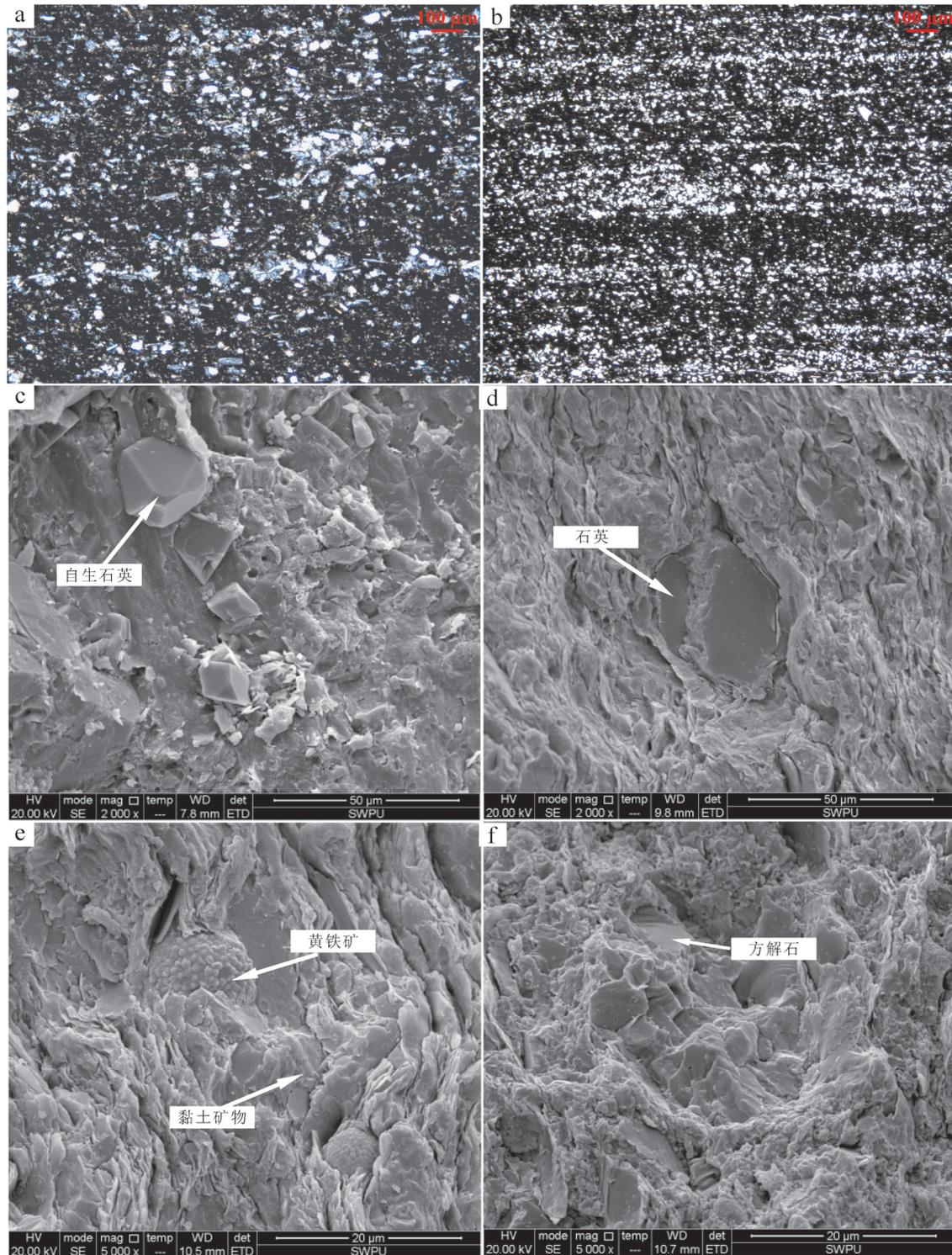


图3 研究区龙马溪组下段页岩镜下特征

a—粉砂质泥岩, YS9井, 2161.06 m; b—粉砂质页岩, 水平层理发育, YS9井, 2164.95 m; c—自生石英, YS6井, 1434.97 m;  
d—石英颗粒与黏土胶结物, YS9井, 2165.95 m; e—草莓状黄铁矿, YS9井, 2168.91 m; f—方解石胶结物, YS9井 2202.39 m

Fig.3 Microscopic characteristics of shales in the lower Longmaxi Formation in study area

a—Silty mudstone, well YS9, 2161.06 m; b—Silty shale with horizontal bedding, well YS9, 2164.95 m; c—Authigenic quartz, well YS6, 1434.97 m;  
d—Quartz and clay mineral cements, well YS9, 2165.95 m; e—Framboidal pyrites, well YS9, 2168.91 m; f—Calcite cements, well YS9, 2202.39 m)

表1 研究区龙马溪组泥页岩全岩定量元素分析

Table 1 Quantitative element analysis of the shales in Longmaxi Formation in study area

野外剖面/钻井	样品数/个	黏土/%	石英/%	钾长石/%	斜长石/%	方解石/%	白云石/%	黄铁矿/%	脆性指数/%
YS8	17	9~57(33.8)	13~52(30.5)	0~6(1.5)	2~18(6.4)	6~47(18.8)	0~23(7.1)	0~6.5(1.5)	65.5
YQ1	14	16~55(38.7)	23~39(33.4)	0~6(2.1)	1~12(5.4)	5~26(12.4)	2~23(6.4)	0~4(1.4)	60.7
Z4	31	13~75(36.0)	10~42(28.3)	0~12(2.8)	0~9(3.6)	3~49(21.8)	1~16(6.5)	0~3(0.9)	63.6
YS6	25	8~48(29.9)	18~46(28.0)	0~5(2.5)	5~13(8.4)	5~37(14.0)	6~30(15.0)	1~4(2.2)	69.4
L剖面	6	26~48(39.0)	9~43(26.2)	0~7(2.0)	0~16(5.7)	1~65(26.0)	2~23(1.2)	0	61
X剖面	6	9~53(26.3)	3~40(28.7)	0~12(4.0)	2~10(4.7)	3~86(24.7)	0~22(9.8)	0~8(1.8)	73.2

注:括号内为平均值。

有利于页岩气的开采。

### 3.2 页岩有机地球化学特征

#### 3.2.1 有机碳含量

总有机碳含量(TOC)是国内外普遍采用的有机质丰度指标,反映岩石中有机质的相对含量。有机质丰度不仅影响泥页岩的生烃潜力,同时也影响着泥页岩中有机质孔隙的发育以及吸附气的含量。一般来说,高有机质丰度的页岩多具有高的生烃潜力和吸附气含量(Boyer et al., 2006; 高苑等, 2013)。美国页岩气盆地气页岩段的总有机碳含量一般在2.0%以上(Jarvie et al., 2007; Ross and Bustin, 2008),因此国外一般将2.0%作为有经济价值页岩气勘探目标的总有机碳含量下限值,中国在《页岩气资源/储量计算与评价技术规范》(DZ/T 0254-2014)中,将此下限值定为1%。

纵向上龙马溪组页岩TOC分布不均,高有机碳层主要分布于龙马溪组下段下部,向上呈减少趋势。如YS8井(图2),TOC主要分布在0.29%~5.26%,TOC>2%的优质烃源岩主要集中发育于龙

马溪组底部(底部1小层平均TOC值达3.02%),向上TOC含量逐渐降低(2小层TOC平均值1.07%,3小层TOC平均值0.73%)。龙马溪组下段下部314个TOC样品分析结果(表2)表明,TOC值介于0.91%~7.48%,平均值超过2%。平面上,总有机碳含量呈现北高南低的特征,高有机碳含量区主要集中在北部的筠连黄金坝地区(YS8、YS6井区)和叙永大寨地区(YS9井区),向南逐渐减少,与页岩厚度展布趋势匹配良好。这与龙马溪组早期受南部的滇东—黔中构造古隆起的控制,地形北低南高、沉积中心位于泸州—宜宾(郭彤楼等,2013)的古地理环境一致,北部的前陆盆地洼底带沉积环境水体更深,水体更加滞留、环境更为缺氧,有利于有机质保存。

#### 3.2.2 有机质类型

有机质类型反映了烃源岩有机质的质量。不同的生油母质类型,通常具有不同的油气生成能力,同时它也能影响天然气的吸附率和扩散率。本文通过分析有机质显微组分相对含量,计算TI值(即干酪根类型指数)进行有机质类型划分,其公式为 $TI = (MB \times 100 + E \times 50 - V \times 75 - I \times 100) / 100$ (注:MB—腐泥组含量,E—壳质组含量,V—镜质组含量,I—惰质组含量),一般认为 $TI > 80$ 为I型, $40 < TI \leq 80$ 为II<sub>1</sub>型, $0 < TI \leq 40$ 为II<sub>2</sub>型, $TI < 0$ 为III型。烃源岩中腐泥组和壳质组含量越高,镜质组、惰质组含量越低,TI值越大,有机质类型越好(杜治利等,2016)。

根据研究区49个泥页岩样品干酪根微组分测定结果,龙马溪组有机质腐泥组含量最高(相对含量达56%~99%),壳质组、惰质组、镜质组含量相对较少,TI平均值在40%以上。根据上述标准,龙马溪组有机质类型主要为I型和II<sub>1</sub>型干酪根(表3),反映原始有机质主要由低等生物提供,这与龙马溪组沉积时海相陆棚沉积环境相一致。一般认为I、

表2 研究区龙马溪组下段下部泥页岩TOC含量  
Table 2 TOC of the shales in the bottom of the lower Longmaxi Formation in study area

野外剖面/钻井	深度/m	样品数/个	TOC/%		
			最小值	最大值	平均值
YQ1井	196.75~224.98	12	1.20	3.14	2.25
Z4井	2028.70~2057.00	5	1.22	5.05	2.59
YS6井	1410.79~1442.85	69	0.91	5.91	3.12
YS8井	2483.0~2514.065	62	1.89	6.75	3.22
YS9井	2160.02~2206.35	108	1.53	7.48	3.72
Y1井	946.00~974.00	13	1.44	3.13	2.18
B1井	1245.83~1274.00	10	1.82	2.46	2.07
L剖面	底部141.56 m	19	1.65	3.24	2.22
X剖面	底部119.4m	16	1.35	3.25	2.52

II<sub>1</sub>型有机质对气体吸附能力良好(潘涛等,2016),因此龙马溪组页岩不仅有利于生成页岩气,也对页岩气的吸附和储集有着积极的作用。

### 3.2.3 有机质成熟度

成熟度是反映烃源岩热演化程度的参数,是评价烃源岩生烃潜力的主要依据之一。镜质体反射率( $R_o$ )是国内外应用最广的一项成熟度定量指标,热变质程度越高, $R_o$ 越大。研究区69个样品分析表明,龙马溪组页岩镜质体反射率较高(表4), $R_o$ 介于1.96%~4.25%,主体分布在2.25~3.5%,平均2.8%。按照Tissot生油理论(Tissot,1985),达到了以生干气为主的过成熟演化阶段。平面上,龙马溪组烃源岩成熟度具有东北略低、西南略高的变化趋势,这可能与西南地区更靠近峨眉地幔柱核心(张廷山等,2011;杨巍等,2014),受地幔岩浆上拱烘烤催化作用更强有关。

### 3.3 页岩物性特征

储层物性是描述储层性质的重要参数,对于页岩储层而言,孔隙度是储层评价最重要的参数之一,好的页岩储层一般具有相对较高的孔隙度。研究区60个岩心岩样常规物性测试分析结果表明,龙马溪组下段页岩孔隙度主要分布在2%~5%,平均值3.45%;渗透率分布在 $0.3 \times 10^{-3}$ ~0.18 mD,平均值为0.018 mD,孔隙度-渗透率相关性较差(图4)。本次测得的孔隙度数据较前人报道的数据略为偏小(伍坤宇等,2016),这种偏差可能与样品选取差异有关(本文孔隙度数据来源于龙马溪组下段全部页岩段,非优质页岩段的数据可能拉低了大段统计的孔隙度平均值)。

### 3.4 页岩含气性

页岩含气性主要通过含气量进行评估,含气量指的是每吨页岩中所含天然气在标准状态(0°C,101.325 kPa)下的体积。页岩含气量是计算原地气

量的关键参数,对页岩气勘探潜力评价、储量预测具有重要的意义。通常含气量越高,说明页岩气富集程度越高。研究区129个岩心的现场含气量测定结果(表5)显示,龙马溪组黑色页岩段含气量介于 $0.05 \sim 3.67 \text{ m}^3/\text{t}$ 。纵向上,页岩含气量变化明显,底部含气量相对较高,多在 $2 \text{ m}^3/\text{t}$ 以上,向上含气量下降,这与总有机碳含量在纵向上的变化趋势相一致。如YS8井,该井龙马溪底部(2485.19~2513.94 m)黑色页岩段含气量在 $2.38 \sim 3.48 \text{ m}^3/\text{t}$ ,平均 $3.03 \text{ m}^3/\text{t}$ ,明显较上覆页岩高。平面上,含气量呈现由南向北增大的趋势。北部的筠连黄金坝地区(YS8井区)和叙永大寨地区(Y1、YS9井区),龙马溪组下段平均含气量均以超过 $2.5 \text{ m}^3/\text{t}$ 。根据北美的页岩气勘探经验,获得高产气流的页岩含气量大于 $2 \text{ m}^3/\text{t}$ ,因此,从含气量来看,这两个区域是形成页岩气藏的较有利区。

### 3.5 页岩基本地质特征对比

从前面讨论可以看出,研究区龙马溪组页岩总

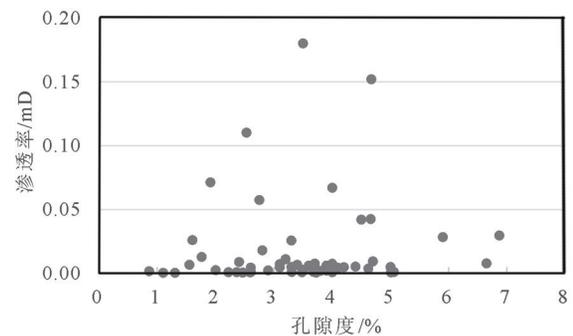


图4 研究区龙马溪组页岩孔隙度-渗透率散点图  
Fig.4 Scatter diagram of porosity and permeability in shales of Longmaxi Formation in study area

表4 研究区龙马溪组泥页岩  $R_o$  统计

Table 4  $R_o$  of shales in Longmaxi Formation in study area

野外剖面/钻井	井深/m	样品数/个	$R_o$ /%		
			最小值	最大值	平均值
YS8井	2381.9~2514.86	17	2.20	3.18	2.71
YS7井	2207.8~2287.17	8	3.42	4.25	3.89
Z4井	2028.70~2057.00	6	2.69	2.96	2.87
YS6井	1402.40~1442.85	9	2.27	3.02	2.71
YQ1井	121.91~222.53	3	2.92	2.99	2.95
YS9井	2160.02~204.77	16	1.96	3.42	2.43
L剖面	底部141.56	4	2.07	2.42	2.21
X剖面	底部119.4	6	2.1	3.25	2.74

表3 研究区龙马溪组泥页岩有机质类型统计

Table 3 Organic matter type of shales in Longmaxi Formation in study area

井名	深度/m	样品数/个	TI平均值			有机质类型
			最小	最大	平均	
YS8井	2388.5~2508.56	20	66	80	70.7	II <sub>0</sub>
YS6井	1402.4~1432.93	7	69	97	77.4	I、II <sub>1</sub>
YS9井	2160.02~2204.77	16	56	86	68.1	I、II <sub>1</sub>
B1井	1134.74~1271.83	6	45	70	48.3	II <sub>1</sub>

表5 研究区龙马溪组页岩含气量统计  
Table 5 shale gas content in shales of Longmaxi Formation in study area

井名	深度/m	样品数/个	分析基	损失气量/(m <sup>3</sup> /t)	解吸气量/(m <sup>3</sup> /t)	残余气量/(m <sup>3</sup> /t)	总气量/(m <sup>3</sup> /t)
YS8	2485.34~2513.94	29	原基	1.87~2.87(2.426)	0.42~0.73(0.547)	0.04~0.07(0.058)	2.38~3.48(3.027)
Z4	1921.92~2055.97	19	原基	0.09~0.71(0.27)	0.05~1.03(0.306)	0.1~1.66(0.891)	0.73~2.26(1.466)
YS6	1406.03~1433.5	32	原基	0~1.11(0.227)	0.01~0.8(0.249)	0~0.1(0.052)	0.1~2.01(0.528)
YS9	2162.32~2205.18	14	原基	0.98~2.79(1.880)	0.37~0.82(0.658)	0.01~0.09(0.054)	1.33~3.67(2.592)
B1	1134.74~1271.83	35	原基	0.03~1.05(0.205)	0.01~0.42(0.152)	0~0.18(0.080)	0.05~1.56(0.437)
所有井	/	129	原基	0~2.87(0.923)	0.01~1.03(0.351)	0~1.66(0.189)	0.05~3.67(1.461)

注:括号中数据为平均值。

体表现为:有机质含量及成熟度较高,有机质类型偏腐泥型;岩石脆性矿物含量高,物性一般,含气量中等;纵向上各段差异明显,底部页岩在有机质含量、含气量等方面明显优于上覆页岩。与邻区及北美地区主要产气页岩相比,研究区龙马溪组页岩存在一定差别(表6)。

页岩埋藏深度方面,研究区埋藏深度主要位于1000~4000 m,其中黄金坝开发区页岩埋藏深度主要在2300~3000 m,而其他开发区页岩埋藏深度相对较浅,主要在2000~2500 m;脆性矿物含量方面,研究区石英平均含量29.2%,明显低于北美地区主要产气页岩,但研究区页岩脆性矿物含量较高(平均64.4%,与威远、长宁地区类似),页岩可压性较

好,仍然有利于页岩压裂改造作业;有机质成熟度方面,研究区与邻近的长宁、威远区基本相当(均处于过成熟产干气阶段),但明显高于北美地区的主要产气页岩;含气性方面,除北美福特沃斯盆地Barnett页岩外,其余地区页岩含气性与研究区基本相当;TOC、有机质类型和孔隙度方面,研究区与邻区、北美地区产气页岩也具可比性。总体来讲,本区龙马溪组页岩与邻区龙马溪组页岩在页岩气基本地质参数较为相似,并与北美主要产气页岩具有一定可比性,但与邻区相比,研究区经历的构造运动更为强烈,构造形态更为复杂,总体保存条件不如前者,而且走滑构造改造强烈,地应力高且水平应力差大,剪切缝的缝宽窄,不利于泵注加砂施工

表6 研究区及邻区、北美地区主要产气页岩基本地质特征对比  
Table 6 Comparison of basic geological characteristics of the main gas-producing shales in research area, adjacent areas and north America

地区	盆地/区块	页岩名称	埋藏深度/m	石英/脆性矿物含量/%	TOC/%	有机质类型	Ro/%	孔隙度/%	含气量/(m <sup>3</sup> /t)
北美	阿巴拉契亚	Ohio	610~1524	45~60(石英)	0~4.7	I、II	0.4~1.3	2	1.69~2.83
	密执根	Antrim	183~730	20~41(石英)	0.3~24	I	0.4~0.6	4	1.13~2.83
	伊利诺斯	New Albany	183~1494	50(石英)	1~25	II	0.4~1	5	1.13~2.26
	福特沃斯	Barnett	1981~2591	35~50(石英)	4.5	II	1~1.3	2.5	8.5~9.91
	圣胡安	Lewis	914~1829	50~75(石英)	0.45~2.5	III为主	1.6~1.88	1~3.5	0.42~1.27
四川	焦石坝气田	龙马溪组	2313~2595	37.3(石英)	2.54	I、II <sub>1</sub>	2.2~3.6	4.52	2.96
	威远	龙马溪组	1503~3536	61.8~65.9 (脆性矿物)	2.1~5.9	I、II <sub>1</sub>	1.9~3.0	3.6~5.2	2.1~7.3
	长宁	龙马溪组	2363~2525	61.6~78 (脆性矿物)	2.47~5.1	I、II <sub>1</sub>	2.7~3.25	2.4~6.8	2.0~6.5
滇黔北	黄金坝	龙马溪组	2390~2516	55.6~82.5 (脆性矿物)	0.6~6.5	I、II <sub>1</sub>	2.8~3.0	1.0~7.0	1.35~3.48
	研究区	龙马溪组	500~4500	29.2(石英)/64.4 (脆性矿物)	1.59 (底部>2%)	I、II <sub>1</sub>	1.96~4.25	2~6	1.37 (底部>2%)

注:脆性矿物指石英+长石+碳酸盐;邻区及北美地区数据来自文献(Hill and Nelson, 2000; Curtis, 2002; 梁兴等, 2011; 郭彤楼和张汉荣, 2014; 郭旭升等, 2014; 伍坤宇等, 2016; 潘涛等, 2016; 赵文智等, 2016)。

和体积压裂改造。

## 4 页岩气资源潜力评价

### 4.1 资源量计算方法

近年来,随着世界各国对页岩气的日益重视及研究投入的增加,页岩气资源评价方法取得了很大进展,前人先后提出了多种评价方法,如EUR类比法、容积法、体积法、数值模拟法等。这些方法总体上可划分为成因法、类比法和统计法3大类(郭秋麟等,2015;李建忠等,2016),不同方法在依据原理、优缺点、适用范围等方面有所不同,研究者可通过分析各自研究区的实际情况选择合适的评价方法。

体积法是目前最常用的一种页岩气地质资源量估算方法,该方法根据泥页岩的含气性对页岩气资源量进行评价,所需的资料较少,可快速完成资源量的评价,这适用于页岩气勘探开发早期资料相对较少的情况。目前滇黔北探区仅少数地区取得突破,大部分地区勘探程度仍然较低,钻井数量较少,鉴此本次选用体积法进行资源量估算。体积法计算资源量公式如下:

$$Q_i = 0.01 \times A \times H \times \rho \times q$$

式中, $Q_i$ 为页岩气资源量, $10^8 \text{ m}^3$ ;  $A$ 为含气泥页岩面积, $\text{km}^2$ ;  $H$ 为有效页岩厚度, $\text{m}$ ;  $\rho$ 为泥页岩密度, $\text{t/m}^3$ ;  $q$ 为总含气量, $\text{m}^3/\text{t}$ 。

### 4.2 资源量评价

#### 4.2.1 评价单元细分

从前面讨论可知,本区页岩部分储层特征关键参数(如有机质含量、含气性等)无论在纵向上还是横向上都存在一定变化,即存在非均质性。因此,若将全部页岩段及研究区作为一个整体进行统一评价,将不易取得能够反映工区实际情况的代表性参数值,导致计算结果出现较大误差,造成人们对研究区过于乐观或者低估研究区的潜力。为了尽量减少页岩非均质性对计算结果的影响,本次对资源评价单元进行了细分,然后再对各细分单元采用体积法进行资源量计算,最后对所有单元资源量求和,得到区块总资源量。评价单元细分压缩了单个资料点的影响范围,较好地考虑了页岩的非均质性,结果相对可靠可信。评价单元的划分,本次以区域构造单元为基础,考虑页岩储层纵横向上的非均质性,同时结合纵向上的含气性(或相关控制因素)差异。

首先,纵向上主要根据TOC,并结合岩性、电性特征,对目的层进行垂向细分。前已述及,研究区目的层段纵向上TOC变化明显,而TOC对页岩含气性具有明显影响,因此垂向上主要考虑TOC的变化,并结合岩电特征进行分层。本次龙马溪组下段共细分为3个小层(图2),各小层特征见表7。

其次,平面上依据页岩气富集相关参数制定标准,对各小层进行有利区划分。结合研究区资料情况,并参照北美页岩气评价指标(Montgomery et al., 2005),综合考虑泥页岩厚度、TOC、 $R_o$ 、埋藏深度、含气量等因素,制定出研究区有利区划分标准(表8)。由于研究区属于非原型盆地的构造拗陷,经受的构造改造强度剧烈,断裂发育,保存条件对页岩气富集影响较大,本次暂时假定500 m以浅保存条件变差,不利于页岩气的富集与效益开发,仅对目的层埋深大于500 m的地区进行评价。将有利区划分与平面分区统一起来,这样既可以减少平面非均质性对结果的影响,又能使各单元资源量带有质量的性质,有利于弄清不同质量资源量在纵横向上的展布情况,明确优势储量分布,使计算结果对页岩气的勘探开发更具指导性。

收集区内所有页岩气钻井、野外地质剖面的分析化验、实测数据、物探等资料,结合区域地质特征,分小层绘制TOC、 $R_o$ 、埋深、页岩厚度、含气量、压力系数等参数平面等值线图,然后依据表8制定的标准对龙马溪组下段3个小层进行有利区划分(图5 a、c、e,图中仅展示部分关键参数的等值线)。本次将龙马组下段1~3小层划分为3类有利区(图5),可以看出:(1)研究区中北—东北地区以I类、II类有利区为主;研究区西部—南部,除小草坝地区以外的大部分区域均为III类有利区;(2)纵向上,I类有利区主要发育于1小层和2小层局部,3小层以III类有利区为主。

最后,在上述有利区划分基础上,结合四川盆地构造边界对有利区作进一步细分,得到最终的细分单元。本次研究区龙马溪组下段1~3小层共细分为30个评价单元(图5b、d、f,图中单元编号“I-1”代表I类有利区1号单元,其余以此类推),其中1小层评价单元13个(I-1~4、II-1~5、III-1~4),2小层10个(I-1~3、II-1~4、III-1~3),3小层7个(II-1~3、III-1~4)。

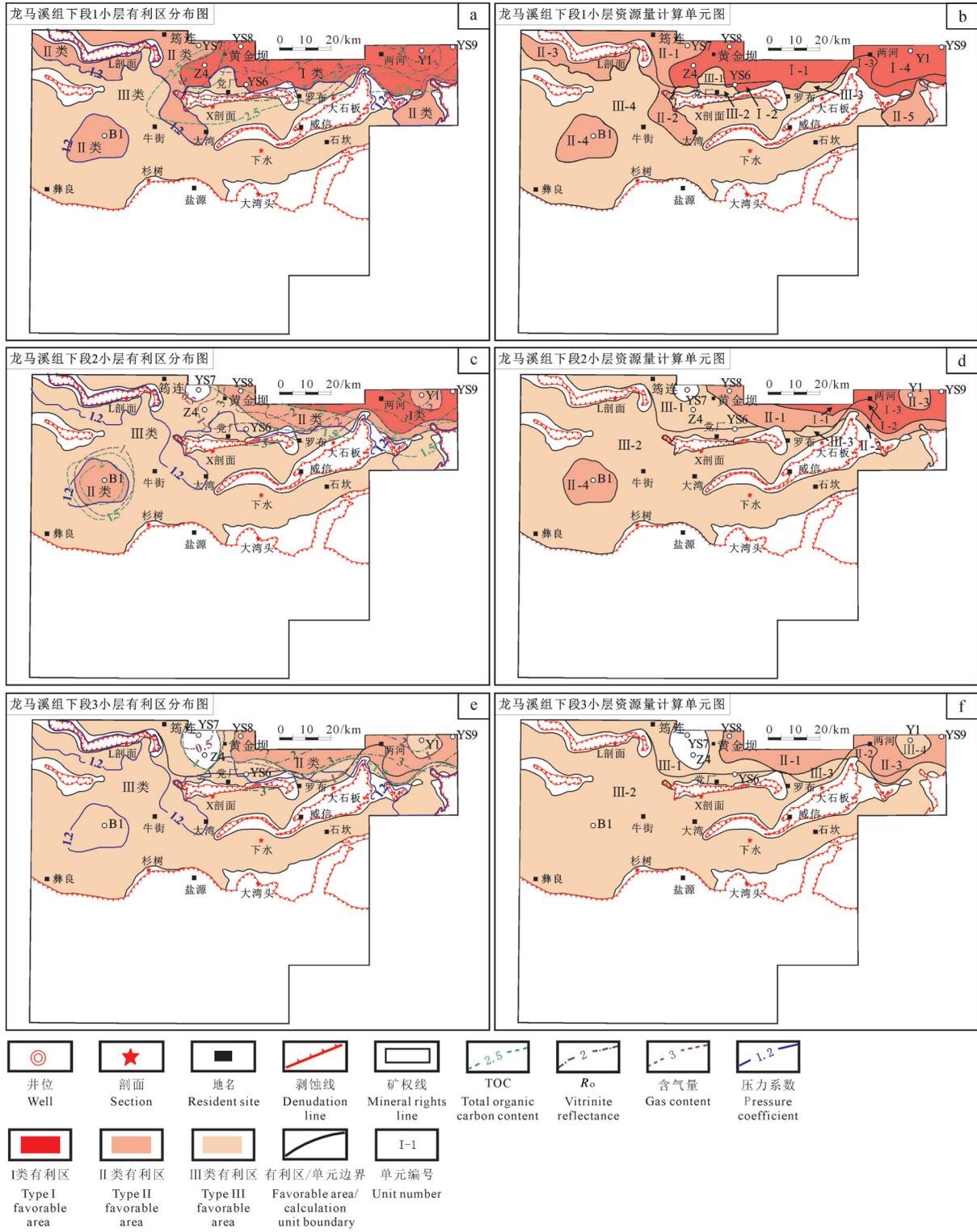


图5 研究区龙马溪组下段资源量计算单元分布图

a—龙马溪组下段1小层有利区分布图;b—龙马溪组下段1小层资源量计算单元图;c—龙马溪组下段2小层有利区分布图;d—龙马溪组下段2小层资源量计算单元图;e—龙马溪组下段3小层有利区分布图;f—龙马溪组下段3小层资源量计算单元图

Fig.5 Distribution of resource calculating units in lower Longmaxi Formation

a—Map of the favorable areas of the first layer; b—Distribution of resource calculating units of the first layer; c—Map of the favorable areas of the second layer; d—Distribution of resource calculating units of the second layer; e—Map of the favorable areas of the third layer; f—Distribution of resource calculating units of the third layer

表7 研究区龙马溪组下段1~3小层特征总结

地层		厚度	主要岩性	TOC	测井曲线形态		
段	小层				GR	RT	AC
龙马溪组下段	3小层	50~80 m	黑色、灰黑色泥页岩, 含灰质泥岩	低			
	2小层	20~30 m	黑色、灰黑色泥页岩, 局部发育粉砂质泥岩、粉砂岩	中等			
	1小层	20~35 m	黑色、灰黑色泥页岩	高			

表8 研究区龙马溪组页岩气评价标准  
Table 8 Evaluation parameter for shale gas of Longmaxi Formation in research area

参数	I类有利区	II类有利区	III类有利区
TOC/%	≥2	2~1.5	1.5~1
Ro/%		>1	
埋深/m		500~4500	
页岩气储层厚度/m		>20	
含气量/(m <sup>3</sup> /t)	≥2	2~1	1~0.5
压力系数		≥1.2	1.0~1.2

从上可以看出,研究区最有利层段为龙马溪组下段1小层,最有利区块为研究区东北部的I类有利区。

#### 4.2.2 评价参数赋值方法

评价参数赋值即对资源评价单元的各个参数进行赋值,目前赋值方法主要有确定性赋值和条件概率赋值两种。确定性赋值是指直接给评价参数赋予确定值,当勘探开发程度较高、资料较丰富时,确定性赋值计算结果相对可靠,相反则可信度降低。条件概率赋值是指由于地质条件复杂性而使得某事件发生存在不确定性,鉴此按照某事件发生的可能性进行概率赋值(邱小松等,2014)。概率赋值依据参数分布的数学模型(概率模型)进行赋值,常见的参数分布数学模型有正态分布、对数正态分布、三角形分布等(郭秋麟和米石云,2004)。体积法计算资源量,需要对含气面积、有效页岩厚度、密度和含气量4个参数赋值,其中,含气面积由各单元边界直接确定,为确定性赋值;其余评价参数,由于研究区地质条件复杂,勘探开发程度较低,参数取值存在一定不确定性,全部采用条件概率法赋值。

本次条件概率法赋值选用三角形分布模型,该模型在油气资源量计算中应用较广(郭秋麟和米石云,2004),使用三角形分布模型需要输入参数的最小值、可能值及最大值。

(1)含气面积:含气面积即各评价单元的面积,由单元细分时的多种边界(各种参数等值线、构造单元边界以及工区边界线)闭合圈定。据统计,龙马溪组下段1~3小层30个评价单元中,含气面积最小38.8 km<sup>2</sup>,最大5111 km<sup>2</sup>,平均670.8 km<sup>2</sup>。

(2)有效厚度:有效厚度赋值主要基于实际井数据,即收集评价单元内所有井在龙马溪组的页岩厚度数据,然后对数据集求取最大值、最小值和平均值,并以平均值作为有效厚度的可能值。据统计,龙马溪组下段1小层各单元有效厚度最大值35 m,最小值20 m,平均值25.5 m;2小层各单元有效厚度最大值39 m,最小值20 m,平均值25 m;3小层各单元有效厚度最大值82 m,最小值60 m,平均值69.1 m;

(3)页岩密度和含气量:页岩密度和含气量赋值采用与有效厚度类似的方法,即赋值也主要基于评价单元内的实测数据。首先剔除页岩密度和含气量参数实测数据中的异常值,提高数据的可靠性和代表性,然后对剔除异常值的数据集求取最大值、最小值和平均值,并以平均值作为参数的可能值。据统计,龙马溪组下段1小层各单元页岩密度最大值2.8 g/cm<sup>3</sup>,最小值2.4 g/cm<sup>3</sup>,平均值2.6 g/cm<sup>3</sup>;岩心直接测定的含气量最大值3.7 m<sup>3</sup>/t,最小值1 m<sup>3</sup>/t,平均值2.1 m<sup>3</sup>/t。2小层各单元页岩密度最大值2.76 g/cm<sup>3</sup>,最小值2.4 g/cm<sup>3</sup>,平均值2.62 g/cm<sup>3</sup>;含气量最大值2.5 m<sup>3</sup>/t,最小值0.5 m<sup>3</sup>/t,平均值1.62

m<sup>3</sup>/t。3小层各单元页岩密度最大值2.77 g/cm<sup>3</sup>,最小值2.4 g/cm<sup>3</sup>,平均值2.65 g/cm<sup>3</sup>;含气量最大值1.8 m<sup>3</sup>/t,最小值0.5 m<sup>3</sup>/t,平均值1.04 m<sup>3</sup>/t。

4.2.3 资源量计算

页岩气资源量采用体积法计算,由于页岩厚度、密度和含气量平面展布的无确定性值,计算中加入了概率模型,即计算前首先对确定性参数作均匀分布处理,对不确定参数作三角分布处理,并求出不确定参数的累积频率分布函数,然后采用蒙特卡罗技术进行多次模拟(抽样),得到计算单元资源量的频率分布(图6),最后取其期望值作为最终结果。

通过上述方法,本次计算研究区龙马溪组下段页岩气资源量共计24871.8×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>(表9)。其中,第3小层厚度大,资源量也大,为10019.3×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,但资源质量较差(Ⅲ类有利区资源量占81%),平均资源丰度1.52×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>;其次为第1小层,资源量9098.43×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,资源质量高(Ⅰ、Ⅱ类有利区资源量占42.1%),平均资源丰度1.34×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>;最后为第2小层,资源量5754.07×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,资源质量中等(Ⅰ、Ⅱ类有利区资源量占25.5%),平均资源丰度0.86×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>。从表9还可以看出,研究区Ⅰ、Ⅱ

类有利区资源量纵向上主要集中在第1小层,平面上主要分布于研究区北部川南低陡褶皱带区。

5 有利勘探区优选

根据本次页岩气资源分析评价结果,研究区龙马溪组页岩气富集以Ⅰ类有利区最优,Ⅱ类有利区次之,Ⅲ类有利区最差;平面上,Ⅰ类有利区及资源量主要集中在研究区北部川南低陡褶皱带内。参照前人提出的有利区选区标准(梁兴等,2011)及本次研究成果,综合认为研究区北部川南低陡褶皱带内的Ⅰ类有利区,即筠连—紫金坝区块和叙永—大寨区块为下步页岩气勘探的最有利区。

筠连—紫金坝区块。以宽广的沐爱、建武、罗布向斜构造带为主,构造形变相对简单,地层横向展布稳定,龙马溪组泥页岩埋深适中(主要分布在200~2500 m);泥页岩总厚度以及优质页岩厚度较厚(分别介于130~178 m和30~44 m),优质泥页岩的有机碳含量2.5%~3.7%、含气量多在2 m<sup>3</sup>/t以上,有利于页岩气的富集赋存;区内通天大断层少,地层压力系数在1.2以上,页岩气保存条件好。本区块地形地貌条件相对较好,主体属于丘陵山地地貌,且道路

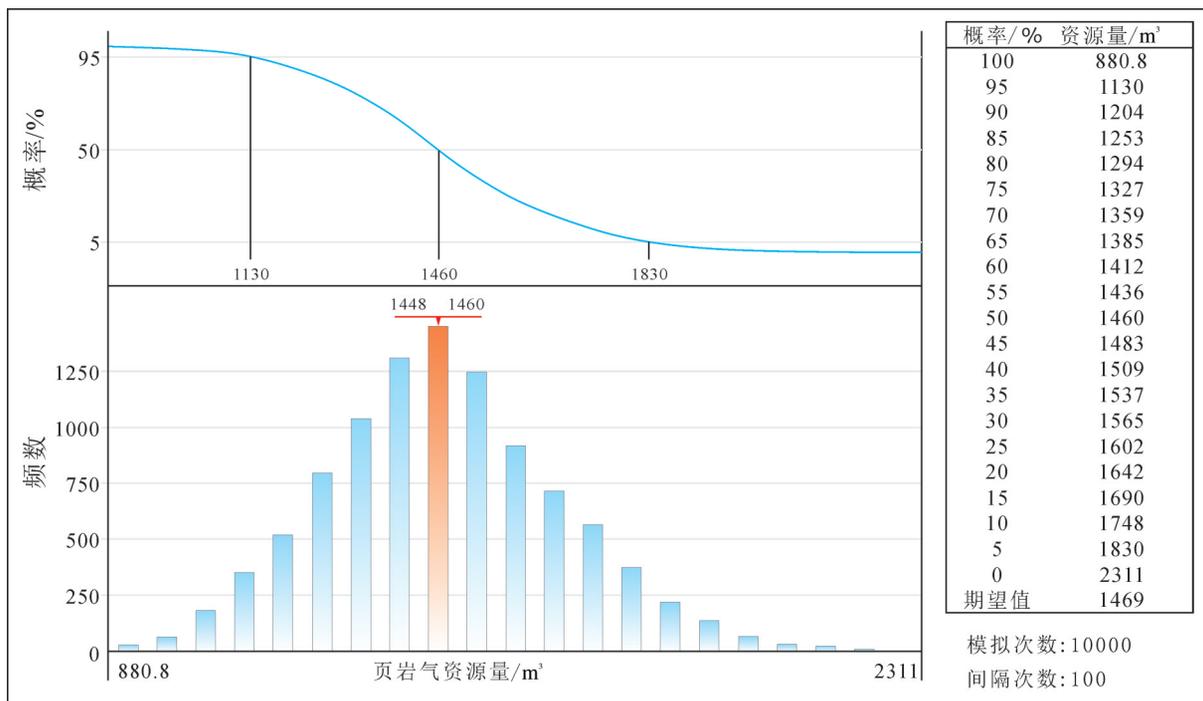


图6 某单元页岩气资源量模拟结果  
Fig.6 Simulation results of shale gas resources in a unit

表9 研究区龙马溪组下段页岩气资源量计算结果

Table 9 Calculation results of shale gas resources in the lower Longmaxi Formation in study area

小层	构造单元	面积/km <sup>2</sup>				资源量/10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>				资源丰度 (/10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup> )
		I类	II类	III类	小计	I类	II类	III类	小计	
龙马溪组 下段1小层	川南低陡褶皱带	1114.7	395.5	99.7	1609.9	2290.4	349.5	199.48	2839.38	1.76
	威信凹陷	218.5	1002.3	3953.7	5174.5	391.55	802.5	5065	6259.05	1.21
	合计	1333.2	1397.8	4053.4	6784.4	2681.95	1152	5264.48	9098.43	1.34
龙马溪组 下段2小层	川南低陡褶皱带	414	471	663.2	1548.2	609.6	462.78	648.12	1720.5	1.11
	威信凹陷	44.3	417.8	4718.9	5181	62.77	329.8	3641	4033.57	0.78
	合计	458.3	888.8	5382.1	6729.2	672.37	792.58	4289.12	5754.07	0.86
龙马溪组 下段3小层	川南低陡褶皱带	0	681.8	718.1	1399.9	0	1710	1211.8	2921.8	2.09
	威信凹陷	0	98.6	5111	5209.6	0	195.5	6902	7097.5	1.36
	合计	0	780.4	5829.1	6609.5	0	1905.5	8113.8	10019.3	1.52
总计						3354.32	3850.08	17667.4	24871.8	

交通便利。总体来说,本区块页岩气富集条件及地表条件都十分有利,目前区内已在黄金坝、紫金坝等地区取得突破并建成了页岩气生产基地,下步可在突破区外围寻找有利目标,扩大勘探成果。

叙永一大寨区块。以宽广的云山坝向斜带和太阳背斜构造为主,在构造形变、地层稳定性、大断层发育程度、地形地貌条件、道路交通以及技术保障等方面与筠连—紫金坝区块非常相似。本区龙马溪组泥页岩埋深主要在200~3400 m;泥页岩总厚度以及优质页岩厚度主要分布在70~117 m和25~43 m;有机碳含量主要分布2.0%~3.0%;含气量在1.0~3.0 m<sup>3</sup>/t;压力系数在1.2以上。综上,本区与筠连—紫金坝区块在龙马溪组页岩气地质及地表条件方面非常类似,为页岩气富集的有利区。

## 6 结论

(1)研究区龙马溪组下段富有机质页岩厚度大,总体表现为:有机质含量、成熟度较高,类型偏腐泥型;岩石脆性矿物含量高,物性一般,含气量中等,具备一定页岩气富集基础,特别是龙马溪组下段1小层的有机质含量、含气量等方面要明显好于其上的2、3小层,更有利于页岩气的富集。

(2)从岩石学、有机地球化学、储层物性及含气性等页岩气基本地质特征来看,本次研究的昭通示范区与威远、长宁等邻区情况总体较为相似,并与北美主要产气页岩具有一定可比性,但与邻区相比,研究区经历的构造运动更为强烈,构造形态和断层细节更为复杂,总体保存条件不如前者。

(3)采用体积法估算研究区龙马溪组页岩气资源量24871.8×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,反映本区具有较大的勘探潜力。受储层发育、保存条件等影响,页岩气资源分布严重不均,纵向上质量较好的页岩气资源主要集中在第1小层,平面上主要分布于研究区北部的川南低陡褶皱带内,该区域内的筠连—紫金坝区块和叙永一大寨区块为下步勘探的最有利区。

## References

- Boyer C, Kieschnick J, Suarez-Rivera R, Lewis R E, Waters G. 2006. Exploration of shale gas reservoir[J]. *Oilfield Review*, 18(3):18-31.
- Chen Xu. 1990. Graptolite depth zonation[J]. *Acta Palaeontologica Sinica*, 29(5): 507-519 (in Chinese with English abstract).
- Curtis J B. 2002. Fractured shale-gas systems [J]. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1921-1938.
- Dong Dazhong, Zhou Caineng, Yang Hua, Wang Yuman, Li Xinjing, Chen Gengsheng, Wang Shiqian, Lü Zonggang, Huang Yongbin. 2012. Progress and prospects of shale gas exploration and development in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 33(S1):107-114 (in Chinese with English abstract).
- Dong Dazhong, Wang Yuman, Li Xinjing, Zhou Caineng, Guan Quanzhong, Zhang chenzhen, Huang Jinliang, Wang Shufang, Wang Hongyan, Liu Honglin, Bai Wenhua, Liang Feng, Lin Wen, Zhao Qun, Liu Dexun, Qiu Zhen. 2016. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 36(1): 19-32 (in Chinese with English abstract).
- Du Zhili, Tian Ya, Liu Hongjun, Wang Fengqin, Du Xiaodi, Yuan Yuan, Tong Lihua. 2016. Shale gas resource potential evaluation of Chang 9 Member, Fm. Yanchang in South Ordos Basin[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 46(2): 358-367 (in Chinese with English abstract).
- Gao Yuan, Wang Yongli, He Daxiang, Meng Pei, Wu Yingqin, Wang

- Zixiang, Wang Gen, Zhang Hong, Gong Juncheng, Yang Hui, Wang Youxiao. 2013. Shale gas potential and organic geochemical characteristics of oil shale in the southeast of Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 24(6): 1196–1204 (in Chinese with English abstract).
- Guo Tonglou, Liu Ruobing. 2013. 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*, 24(4): 643–651 (in Chinese with English abstract).
- Guo Tonglou, Zhang Hanrong. 2014. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 41(1): 28–36 (in Chinese with English abstract).
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wen Zhidong, Liu Ruobing. 2014. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng–Longmaxi Formation of Jiaoshiba area[J]. *Geology in China*, 41(3): 893–901 (in Chinese with English abstract).
- Guo Qiulin, Mi Shiyun. 2004. Assessment of Petroleum Exploration Target and Exploration Decisions[M]. Beijing: Petroleum Industry Press (in Chinese).
- Guo Qiulin, Cheng Ningsheng, Liu Chenglin, Xie Hongbing, Wu Xiaozhi, Wang Shejiao, Hu Junwen, Gao Rili. 2015. Research advance of hydrocarbon resource assessment method and a new assessment software system[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 36(10): 1305–1314 (in Chinese with English abstract).
- Hill D G, Nelson C R. 2000. Gas productive fractured shales: An overview and update[J]. *Gas TIPS*, 6(2):4–13.
- Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, Pollastro R M. 2007. Unconventional shale– gas systems: The Mississippian Barnett Shale of northcentral Texas as one model for thermogenic shale– gas assessment[J]. *AAPG Bulletin*, 91(4): 475–499.
- Jiang YueHua, Yue Wenzhe, Ye Zhizheng. 1994. Anoxic event, black shales and related mineral resources: taking the Lower Palaeozoic and southern China as an example[J]. *Geological Exploration for Non– Ferrous Metals*, 3 (5): 272–278 (in Chinese with English abstract).
- Ji Kun, Guo Shaobin, Yu Chunhao, Mao Wenjing, Jiang Liming, Li Xin, Cao Xianjun. 2017. Analysis of shale reservoir forming condition of Longmaxi Formation of Weixin sag[J]. *Geological Science and Technology Information*, 36(3): 130–136 (in Chinese with English abstract).
- Liang Xing, Ye Xi, Zhang Jiehui, Shu Honglin, Lou Jisheng, Yao Qiuchang, Wang Gaocheng. 2011. Evaluation of preservation conditions of Lower Paleozoic marine shale gas reservoirs in the northern part of Dianqianbei depression [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 16(4): 11–21 (in Chinese with English abstract).
- Liang Xing, Wang Gaocheng, Xu Zhengyu, Zhang Jiehui, Chen Zhipeng, Xian Chenggang, Lu Huili, Liu Chen, Zhao Chunduan, Xiong Shaoyun. 2016. Comprehensive evaluation technology for shale gas sweet spots in the complex marine mountains, South China: A case study from Zhaotong national shale gas demonstration zone[J]. *Natural Gas Industry*, 36(1): 33–42 (in Chinese with English abstract).
- Liu Shugen, Ma Wenxin, Luba Jansa, Huang Wenming, Zeng Xiangliang, Zhang Changjun. 2011. Characteristics of the shale gas reservoir rocks in the Longmaxi Formation, East Sichuan basin China. *Acta Petrologica Sinica*, 27(8): 2239–2252 (in Chinese with English abstract).
- Li Jianzhong, Wu Xiaozhi, Zheng Ming, Guo Qiulin, Wang Shejiao, Dong Dazhong, Chen Xiaoming, Xie Hongbing. 2016. Ueneral philosophy, method system and key technology of conventional and unconventional oil & gas resource assessment[J]. *Nature Gas Geoscience*, 27(9): 1557–1565 (in Chinese with English abstract).
- Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, Pollastro R M. 2005. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north– central Texas: Gas–shale play with multi–trillion cubic foot potential[J]. *AAPG Bulletin*, 90(6):963–966.
- Nie Haikuan, Bao Shujing, Gao Bo, Bian Ruikang, Zhang Peixian, Wu Xiaoling, Ye Xin, Chen Xinjun. 2012. A study of shale gas preservation conditions for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Earth Science Frontiers*, 19(3): 280–294 (in Chinese with English abstract).
- Pan Tao, Zhu Lei, Wang Yadong, Li Xiaomeng. 2016. Organic Matter Characteristics in Longmaxi Formation Shale and Their Impacts on Shale Gas Enrichment in Southern Sichuan[J]. *Geological Journal of China Universities*, 22(2): 344–349 (in Chinese with English abstract).
- Qiu Xiaosong, Hu Mingyi, Hu Zhonggui, Ye Ying, Cai Quansheng. 2014. Evaluation methods and parameter assignments of shale gas resources: A case study of the Wufeng– Longmaxi Formation in the Middle Yangtze region[J]. *Geology in China*, 41(6): 2091–2098 (in Chinese with English abstract).
- Ross D J K, Bustin R M. 2008. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian–Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. *AAPG Bulletin*, 92(1): 87–125.
- Si Chunsong, Zhang Runhe, Yao Gengshun, Guo Qingxin, Zhu Zhenghong, Lou Zhanghua, Jin Chong, Jin Aiming, Huang Lin. 2016. Tectonism and hydrocarbon preservation conditions of Qianbei depression and its margin[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 45(5):1010–1021 (in Chinese with English abstract).
- Su W, Huff W D, Etensohn F R, Liu X, Zhang J, Li Z. 2009. K– bentonite, black–shale and flysch successions at the Ordovician–

- Silurian transition, South China: Possible sedimentary responses to the accretion of Cathaysia to the Yangtze Block and its implications for the evolution of Gondwana[J]. *Gondwana Research*, 15: 111–130.
- Tissot B P. 1985. Recent advances in petroleum geochemistry applied to hydrocarbon exploration [J]. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 68 (5): 545–563.
- Wang Yuman, Huang Jinliang, Wang Shufang, Dong Dazhong, Zhang chenchen, Guan Quanzhong. 2016. Dissection of two calibrated areas of the Silurian Longmaxi Formation, Changning and Jiaoshiba, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 27(3): 423–432 (in Chinese with English abstract).
- Wang Pengwan, Si Chunsong, Zhang Runhe, Li Xianjing, Ma Liqiao, Huang Lin, Xu Yunjun, Lu Huili. 2016. Characteristic of the cambrian carbonate paleo-ocean environment in the Dianqianbei Depression and its geological significance[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 34(5): 811–818 (in Chinese with English abstract).
- Wu Kunyu, Zhang Tingshan, Yang Yang, Liang Xing, Zhou Songyuan, Zhang Zhao. 2016. Geological characteristics of Wufeng–Longmaxi shale–gas reservoir in the Huangjinba gas field, Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area[J]. *Geology in China*, 43(1): 275–287 (in Chinese with English abstract).
- Xu Zhengyu, Liang Xing, Wang Xiyou, Wang Gaocheng, Zhang Jiehui, Xiong Shaoyun, Lu Lihui, Xu He. 2017. Shale gas reservoir characteristics of the Wufeng–Longmaxi Formations in Huangjinba construction block of the Luochang syncline, the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 38(1): 132–143 (in Chinese with English abstract).
- Yang Wei, Zhang Tingshan, Liu Zhicheng, Huang Hao, Min Huajun, Yang Yang. 2014. Sedimentary and environmental responses to mantle plume: A case study of Emeishan mantle plume[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 30(3): 835–850 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Aiyun, Wu Damao, Guo Lina, Wang Yunlong. 1987. *The Geochemistry and Mineralization Significance of Marine Black Shale Construction*[M]. Beijing: Science Press (in Chinese).
- Zhang Jinchuan, Xue Hui, Zhang Deming, Pu Jun. 2003. Shale gas and its accumulation mechanism[J]. *Geoscience*, 17(4):466–466 (in Chinese).
- Zhang Jinchuan, Wang Zhongyu, Nie Haikuan, Xu Bo, Deng Feiyong, Zhang Peixian, Yin Yi, Guo Huaqiang, Lin Tuo, Zhang Qin, Zhang Deming. 2008. Shale gas and its significance for exploration[J]. *Geoscience*, 22(4):640–646 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Tingshan, Chen Xiaohui, Liu Zhicheng, Wei Guoqi, Yang Wei, Min Huajun, Zhang Qi, Yang Yu. 2011. Effect of Emeishan mantle plume over the sedimentary pattern of Mid–Permian Xixia period in Sichuan basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 85(8): 1251–1264 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Wenzhi, Li Jianzhong, Yang Tao, Wang Shufang, Huang Jinliang. 2016. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 43(4): 499–510 (in Chinese with English abstract).
- Zhou Qingfan. 2011. Latest assessment of world shale gas resources[J]. *Oil & Gas Geology*, 32(4):614 (in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Yuman, Li Xianjing, Huang Jinliang, Wang Shufang, Guan Quanzhong, Zhang chenchen, Wang Hongyan, Liu Honglin, Bai Wenhua, Liang Feng, Lin Wen, Zhao Qun, Liu Dexun, Yang Zhi, Liang Pingping, Sun Shasha, Qiu Zhen. 2016. Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (II) [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 43(2): 166–178 (in Chinese with English abstract).

### 附中文参考文献

- 陈旭. 1990. 论笔石带的深度分带[J]. *古生物学报*, 29(5): 507–519.
- 董大忠, 邹才能, 杨桦, 王玉满, 李新景, 陈更生, 王世谦, 吕宗刚, 黄勇斌. 2012. 中国页岩气勘探开发进展与发展前景[J]. *石油学报*, 33 (S1):107–114.
- 董大忠, 王玉满, 李新景, 邹才能, 管全中, 张晨晨, 黄金亮, 王淑芳, 王红岩, 刘洪林, 拜文华, 梁峰, 吝文, 赵群, 刘德勋, 邱振. 2016. 中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考[J]. *天然气工业*, 36 (1): 19–32.
- 杜治利, 田亚, 刘洪军, 王凤琴, 杜小弟, 袁远, 全立华. 2016. 鄂尔多斯盆地南部延长组长9段页岩气资源潜力评价[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 46(2): 358–367.
- 高苑, 王永莉, 何大祥, 孟培, 吴应琴, 王自翔, 汪亘, 张虹, 巩俊成, 杨辉, 王有孝. 2013. 准噶尔盆地东南缘油页岩有机地球化学特征及含气潜力[J]. *天然气地球科学*, 24(6): 1196–1204.
- 郭彤楼, 刘若冰. 2013. 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*, 24(4): 643–651.
- 郭彤楼, 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, 文治东, 刘若冰. 2014. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. *中国地质*, 41(3): 893–901.
- 郭秋麟, 米石云. 2004. *油气勘探目标评价与决策分析*[M]. 北京: 石油工业出版社.
- 郭秋麟, 陈宁生, 刘成林, 谢红兵, 吴晓智, 王社教, 胡俊文, 高日丽. 2015. 油气资源评价方法研究进展与新一代评价软件系统[J]. *石油学报*, 36(10): 1305–1314.
- 姜月华, 岳文浙, 业治铮. 1994. 华南下古生界缺氧事件与黑色页岩及有关矿产[J]. *有色金属矿产与勘查*, 3 (5): 272–278.
- 冀昆, 郭少斌, 余春昊, 毛文静, 姜黎明, 李新, 曹先军. 2017. 威信凹陷龙马溪组页岩成藏条件分析[J]. *地质科技情报*, 36(3): 130–136.

- 梁兴, 叶熙, 张介辉, 舒红林, 楼基胜, 姚秋昌, 王高成. 2011. 滇黔北 下古生界海相页岩气藏赋存条件评价[J]. 海相油气地质, 16(4): 11-21.
- 梁兴, 王高成, 徐政语, 张介辉, 陈志鹏, 鲜成钢, 鲁慧丽, 刘臣, 赵春 段, 熊绍云. 2016. 中国南方海相复杂山地页岩气储层甜点综合 评价技术——以昭通国家级页岩气示范区为例[J]. 天然气工业, 36(1): 33-42.
- 刘树根, 马文辛, LUBA Jansa, 黄文明, 曾祥亮, 张长俊. 2011. 四川盆 地东部地区下志留统龙马溪组页岩储层特征[J]. 岩石学报, 27 (8): 2239-2252.
- 李建忠, 吴晓智, 郑民, 郭秋麟, 王社教, 董大忠, 陈晓明, 谢红兵. 2016. 常规与非常规油气资源评价的总体思路、方法体系与关键 技术[J]. 天然气地球科学, 27(9): 1557-1565.
- 聂海宽, 包书景, 高波, 边瑞康, 张培先, 武晓玲, 叶欣, 陈新军. 2012. 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, 19(3): 280-294.
- 潘涛, 朱雷, 王亚东, 李晓萌. 2016. 川南地区龙马溪组有机质特征及 其对页岩气富集规律的影响研究[J]. 高校地质学报, 22(2): 344- 349.
- 邱小松, 胡明毅, 胡忠贵, 叶颖, 蔡全升. 2014. 页岩气资源评价方法 及评价参数赋值——以中扬子地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质, 41(6): 2091-2098.
- 斯春松, 张润合, 姚根顺, 郭庆新, 朱振宏, 楼章华, 金宠, 金爱民, 黄 羚. 2016. 黔北坳陷及周缘构造作用与油气保存条件研究[J]. 中 国矿业大学学报, 45(5):1010-1021.
- 王玉满, 黄金亮, 王淑芳, 董大忠, 张晨晨, 管全中. 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.
- 王鹏万, 斯春松, 张润合, 李娴静, 马立桥, 黄羚, 徐云俊, 鲁慧丽. 2016. 滇黔北坳陷寒武系碳酸盐岩古海洋环境特征及地质意 义[J]. 沉积学报, 34(5): 811-818.
- 伍坤宇, 张廷山, 杨洋, 梁兴, 周松源, 张朝. 2016. 昭通示范区黄金坝 气田五峰—龙马溪组页岩气储层地质特征[J]. 中国地质, 43(1): 275-287.
- 徐政语, 梁兴, 王希友, 王高成, 张介辉, 熊绍云, 鲁丽慧, 徐鹤. 2017. 四川盆地罗场向斜黄金坝建产区五峰组—龙马溪组页岩气藏特 征[J]. 石油与天然气地质, 38(1): 132-143.
- 杨巍, 张廷山, 刘治成, 黄浩, 闵华军, 杨扬. 2014. 地幔柱构造的沉积 及环境响应——以峨眉地幔柱为例[J]. 岩石学报, 30(3): 835- 850.
- 张爱云, 伍大茂, 郭丽娜, 王云龙. 1987. 海相黑色页岩建造地球化学 与成矿意义[M]. 北京: 科学出版社.
- 张金川, 薛会, 张德明, 蒲军. 2003. 页岩气及其成藏机理[J]. 现代地 质, 17(4):466-466.
- 张金川, 汪宗余, 聂海宽, 徐波, 邓飞涌, 张培先, 殷毅, 郭华强, 林拓, 张琴, 张德明. 2008. 页岩气及其勘探研究意义[J]. 现代地质, 22 (4):640-646.
- 张廷山, 陈晓慧, 刘治成, 魏国齐, 杨巍, 闵华军, 张奇, 杨雨. 2011. 峨 眉地幔柱构造对四川盆地栖霞期沉积格局的影响[J]. 地质学报, 85(8): 1251-1264.
- 赵文智, 李建忠, 杨涛, 王淑芳, 黄金亮. 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.
- 周庆凡. 2011. 世界页岩气资源量最新评价[J]. 石油与天然气地质, 32 (4):614.
- 邹才能, 董大忠, 王玉满, 李新景, 黄金亮, 王淑芳, 管全中, 张晨晨, 王红岩, 刘洪林, 拜文华, 梁峰, 吝文, 赵群, 刘德勋, 杨智, 梁萍 萍, 孙莎莎, 邱振. 2016. 中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J]. 石 油勘探与开发, 43(2): 166-178.