

doi: 10.12029/gc20190311

杨平,汪正江,余谦,刘伟,刘家洪,熊国庆,何江林,杨菲. 2019. 四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩气资源潜力分析[J]. 中国地质, 46(3): 601–614.

Yang Ping, Wang Zhengjiang, Yu Qian, Liu Wei, Liu Jiahong, Xiong Guoqing, He Jianglin, Yang Fei. 2019. An resources potential analysis of Wufeng–Longmaxi Formation shale gas in the southwestern margin of Sichuan Basin[J]. *Geology in China*, 46(3): 601–614(in Chinese with English abstract).

四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩气资源潜力分析

杨平,汪正江,余谦,刘伟,刘家洪,熊国庆,何江林,杨菲

(中国地质调查局成都地质调查中心, 四川 成都 610081)

摘要:为深化认识四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩储层参数特征及其资源潜力,通过地球化学、矿物组分、物性、扫描电镜、比表面—孔径和等温吸附等研究,测试分析结果表明,富有机质泥页岩($\text{TOC}>1\%$)厚度一般为54~162 m,优质段($\text{TOC}>2\%$)厚度26~70 m,有机碳平均2.99%~3.78%,硅质含量27.96%~37.0%,长石2.87%~4.85%,碳酸盐岩44.2%~54.2%,黏土9.9%~27.80%,具有低硅质、高钙质及普遍含黄铁矿等特点。埋藏环境下页岩孔隙度明显与含气性呈正相关关系,含气性越好,孔隙度越高。主要孔隙类型为有机质孔、黏土矿物晶间孔和黄铁矿晶间孔。孔隙演化可以划分为埋藏阶段有机质孔的形成、气藏破坏阶段有机质孔隙的破坏和表生岩溶3个阶段。 R_o 为2.38%~3.37%,古地温梯度32.57~37.55 $^{\circ}\text{C}/\text{km}$,大地热流值为84.32~97.21 mW/m^2 ,受晚海西期岩浆活动影响,热演化程度、古地温梯度和大地热流值较高相对较高,不同地区差异较大。四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩沉积相有利、页岩厚度大,各项参数良好,该区五峰—龙马溪组页岩气影响因素为有利岩相组合、较好的保存条件和相对适中的热演化程度($R_o<3.0\%$)。该区页岩气勘探应由“正向构造”向“稳定向斜”进行拓展,其中木杆、高桥、永盛、大谷堆等4个稳定向斜区是下一步页岩气勘探与突破的最有利区。

关键词:四川盆地西南缘;五峰—龙马溪组;页岩参数;页岩气;资源潜力;有利区优选

中图分类号:P618.13 文献标志码:A 文章编号:1000-3657(2019)03-0601-14

An resources potential analysis of Wufeng–Longmaxi Formation shale gas in the southwestern margin of Sichuan Basin

YANG Ping, WANG Zhengjiang, YU Qian, LIU Wei, LIU Jiahong,
XIONG Guoqing, HE Jianglin, YANG Fei

(Chengdu Center, China Geological Survey, Chengdu 610081, Sichuan, China)

Abstract: Wufeng–Longmaxi Formation in the southwestern margin of Sichuan Basin is an important field of shale gas exploration in the periphery of the Sichuan Basin. In order to study the parameter characteristics of shale reservoir and potential of shale gas resource in Wufeng–Longmaxi Formation and analyze its resource potential, the authors studied the parameters of shale by such means as geochemistry, mineral composition, scanning electron microscope, specific surface–pore diameter, and isothermal adsorption. The thickness of the organic–rich shale ($\text{TOC}>1\%$) is generally 54–162 m, the thickness of high quality part ($\text{TOC}>2\%$)

收稿日期:2018-01-02; 改回日期:2018-08-30

基金项目: 中国地质调查局项目(DD20160193、DD20160176、12120114071401)和国家自然科学基金(41772126)联合资助。

作者简介: 杨平,男,1981年生,高级工程师,石油地质专业,主要从事页岩气研究;E-mail: yeping0@163.com。

is 26–70 m. The average organic carbon content is 2.99%–3.78%, the silicon content is 27.96%–37.0%, the feldspar content is 2.87%–4.85%, the carbonate rock content is 44.2%–54.2%, and the clay content is 9.9%–27.80%. It has the characteristics of low silicon content and high carbonate rock content and generally contains pyrite. The porosity of shale in the buried environment has a positive correlation with the gas-bearing property, and the better the gas bearing property, the higher the porosity. The main pore types are organic pore, clay mineral intergranular pore and pyrite intergranular pore. The evolution of the pores could be divided into three stages: the formation of the organic pore at the burial stage, the destruction of the organic pore at the gas reservoir destruction stage and supergene karstification. The R_o is 2.38%–3.37%, the paleogeothermal gradient is 32.57–37.55°C/km, and the terrestrial heat flow value is 84.32–97.21 mW/m². Influenced by the late Hercinian magmatic activity, the degree of thermal evolution, the paleogeothermal gradient and the terrestrial heat flow value become relatively high, and the differences between different areas could be relatively large. In Wufeng–Longmaxi Formation on the southwestern margin of Sichuan Basin, the shale deposit is favorable, the shale thickness is large, and the parameters of shale are good. The influence factors of shale gas in Longmaxi Group in this area are favorable shale deposit, good preservation condition and relatively moderate degree of thermal evolution ($R_o < 3.0\%$). Therefore, shale gas exploration should be expanded from “structural anticline” to “stable syncline” in such places as Mugan, Gaoqiao, Yongsheng and Da Gudui synclines, where there probably exists great potential of shale gas resource.

Key words: southwest margin of Sichuan Basin; Wufeng–Longmaxi Formation; shale parameters; shale gas; resource potential; favorable area optimization

About the first author: YANG Ping, male, born in 1981, senior engineer, majors in petroleum geology, engages in shale gas survey; E-mail: yping0@163.com.

Fund support: Supported by China Geological Survey Program (No. DD20160193, DD20160176, 12120114071401) and National Natural Science Foundation (No. 41772126).

1 引 言

页岩气主要是指主体赋存于暗色泥页岩或页岩层系内夹层状的粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩,其主要存在方式为吸附态或游离态,为天然气生成之后在源岩层内就近聚集的结果,表现为典型的“原地”成藏模式。四川盆地及周缘是我国页岩气的重要勘探领域。2010年以来,四川盆地焦石坝(郭旭生等,2014a)、威远—长宁地区五峰—龙马溪组中获得了一系列重要勘探突破,显示出四川盆地五峰—龙马溪组页岩气具有广阔前景(邹才能等,2010;董大忠等,2014);贵州安场、鄂西龙马溪组页岩气的发现证实了盆外改造区仍具备良好页岩气资源潜力(翟刚毅等,2017;陈孝红等,2018)。前人研究表明,四川盆地周缘五峰—龙马溪组沉积相稳定,发育厚度稳定的深水陆棚相黑色页岩(牟传龙等,2015,2016),四川盆地东南缘—雪峰隆起之间呈现“沟壑相间”的分布模式(杨平等,2012)。四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩具有厚度大,有机质含量高特点。围绕四川盆地西南及邻区,中石油在威远—长宁等地区页岩气获得重大突破,中石化在盆地区美姑—五指山开展了地震勘探和预探

井部署工作,中国地质调查局在该地区主要的矿权空白区进行了页岩气基础地质调查,相继开展了二维地震部署,调查井和参数井实施,基本摸清了该区五峰—龙马溪组沉积相,富有机质页岩厚度分布、页岩气富集规律和页岩气资源潜力。本文在上述工作的基础上,总结四川盆地西南缘沉积、构造演化特征,分析页岩各项参数特点,恢复古地温梯度,通过典型钻井效果和保存条件分析该区页岩气富集规律,在总结页岩厚度、有机质含量,成熟度、埋藏和保存条件等基础上,优选页岩气有利区,为该区域的页岩气调查工作部署提供依据。

2 区域地质概况

四川盆地西南缘震旦纪以来,在早古生代寒武纪—奥陶纪处于被动大陆边缘盆地演化阶段,寒武纪早期沉积一套有碎屑岩垫板,清虚洞晚期逐渐发展为统一的碳酸盐台地,寒武纪武陵世和芙蓉世主要为碳酸盐台地的发展与调整。进入奥陶纪,受西部康滇古陆的影响,早奥陶世主要为碎屑岩沉积,中晚奥陶世发展为碳酸盐岩台地,晚奥陶世开始受古隆起控制,在西部康滇古陆、西北部川中古陆和东部黔中古陆之间形成三隆夹一坳的沉积格局,形

成五峰—龙马溪组陆棚相富有机质泥页岩。晚奥陶世五峰期—龙马溪早期由于黔中隆起与川中隆起的隆升过程中,南部前陆盆地向北向西向迁移,在该区表现为较大的海侵,沉降幅度加大,碎屑物增多,自南西向北东呈现出由浅到深的沉积特征。早志留世晚期,由于造山运动进一步加强,受挤压与抬升作用以及盆地沉积充填补齐作用,水体逐渐变浅,早期的深水陆棚环境逐步转化为浅海陆棚相和滨浅海相沉积。五峰—龙马溪组页岩形成之后,该区先后经历泥盆系台盆格局的形成与演化,二叠纪统一碳酸盐台地建设、早中三叠世局限海盆地及中—新生代陆相沉积盆地等多次海陆转换与盆地叠合演化阶段(汪正江等,2012)。

四川盆地西南缘加里东晚期主要表现为中上志留统的缺失,泥盆系与志留系平行不整合接触,海西早期受SN向控相断裂,形成泥盆系台盆相间的沉积格局,海西晚期构造抬升,泥盆系和志留系地层遭受剥蚀,残留厚度呈现东厚西薄,南厚北薄,主要的构造变形及抬升发生在燕山期—喜马拉雅期,主要为EW向、NW向、NE向和SN向构造,该区磷灰石裂变径迹曲线研究表明,燕山构造主要抬升及变形应在95~65 Ma,喜马拉雅期构造抬升始于10 Ma(李双建等,2011)。在上述多期构造叠加下,形成一系列构造穹隆,盆地和弧形构造等叠加构造。EW向如天宁寺向斜、龙川溪向斜,构造迹线均近似平行于现今四川盆地边缘,表明构造应力方向来自四川盆地以南,该期构造控制该区侏罗纪湖盆的形成与消失,为燕山晚期以来最早一次构造运动。该区NE向构造,如贾村背斜、贾村断裂应与华蓥山背斜及华蓥山断裂(梅廉夫等,2010)属于同期构造,构造样式也基本相同,为扬子东南缘向四川盆地挤压应力传导的结果,在四川盆地东部及南部形成一系列的高陡构造及帚状构造。普洱渡向斜以西,如五角堡背斜,根据二维地震剖面反演的构造形态,该NE向构造主要应力来源为四川盆地以西,应形成于喜马拉雅期。盆缘一系列NW向断裂,老营盘断裂、中村断裂、关村断裂大致平行排列,反映该期断裂应属于来自扬子东南缘和青藏高原的应力共同作用的结果,主要特点是逆冲,左形走滑、断裂多呈弯曲状,且新构造活动频发。受康滇隆起不同时期持续向四川盆地应力传导,形成一系列SN

向构造,主要分布在峨边—马颈子断裂及以西。总体上,四川盆地西南缘历经多次构造应力场转换与叠加改造,构造样式复杂,对油气的形成、调整与破坏具有重要影响(图1)。

3 页岩分布及各项参数特征

3.1 页岩分布及有机质含量

四川盆地川西南缘五峰—龙马溪组处于浅水陆棚—深水陆棚过渡带(图2),岩性主要为黑色炭质泥页岩、硅质岩、深灰色含粉砂泥岩等。五峰—龙马溪组富有机质泥页岩发育于其下部层段,有机质丰度由下往上逐渐降低,受古隆起和沉积相控制,优质页岩自西南向北东方向逐渐加厚,富有机质页岩(TOC>1%)厚度一般为54~162 m,优质段(TOC>2%)厚度26~70 m(表1)。

从各个剖面看,盐津牛寨五峰—龙马溪组富有机质页岩总厚度为99 m(TOC>1%)。优质段厚38.7 m, TOC为2.32%~4.87%,平均3.39%,热解“S₁+S₂”为0.0137~0.0537 mg/g, Ro为2.38%~2.67%,平均2.55%。永善云桥富有机质页岩总厚度为54 m,优质段厚度26 m, TOC为2.08%~4.64%,平均3.01%,热解“S₁+S₂”为0.0244~0.0574 mg/g, Ro为2.60%~2.76%,平均2.67%。永善苏田五峰组厚9.89 m, TOC含量较低,为0.49%~2.20%。龙马溪组页岩 TOC>2%段厚26.2 m, TOC为1.93%~5.94%, TOC为1.5%~2%段厚度较大,为67.30 m。TOC>1%富有机质页岩总厚度为106 m, Ro为2.40%~2.67%,平均2.57%。根据钻探岩心资料分析数据, Xd1五峰—龙马溪组富有机质页岩厚112 m,其中TOC>2.0%厚64 m, TOC最大9.86%,平均3.78%, Ro为2.62%~2.80%,平均2.71%。Xd2五峰—龙马溪组富有机质页岩厚162 m,其中TOC>2.0%厚70 m, TOC最大10.12%,平均3.61%。Yy1井龙马溪组富有机质页岩厚132 m,其中TOC>2.0%厚58 m, TOC最大9.80%,平均3.57%, Ro为2.66%~2.87%,平均2.79%(图3)。从区域分布来看,桧溪—木杆地区五峰—龙马溪组富有机质厚度最大,最厚达162 m,其次是雷波山陵岗地区,富有机质厚度可达120 m。优质段厚度最大为Yy1,厚58 m。有机碳含量的分布与厚度具有较好的重叠性,一般来说,厚度较大的区域有机质含量也普遍较高。

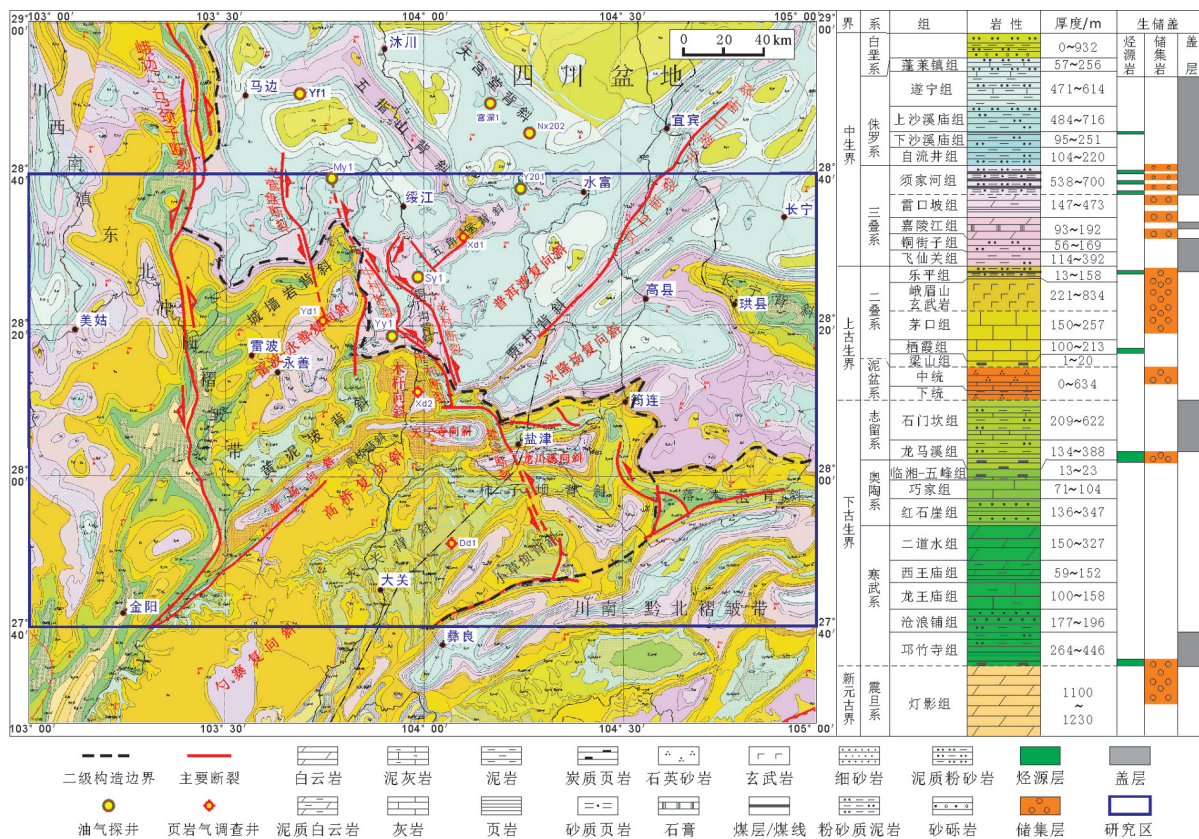


图1 四川盆地西南缘地质简图
Fig.1 Geological map of the southwestern margin of Sichuan Basin

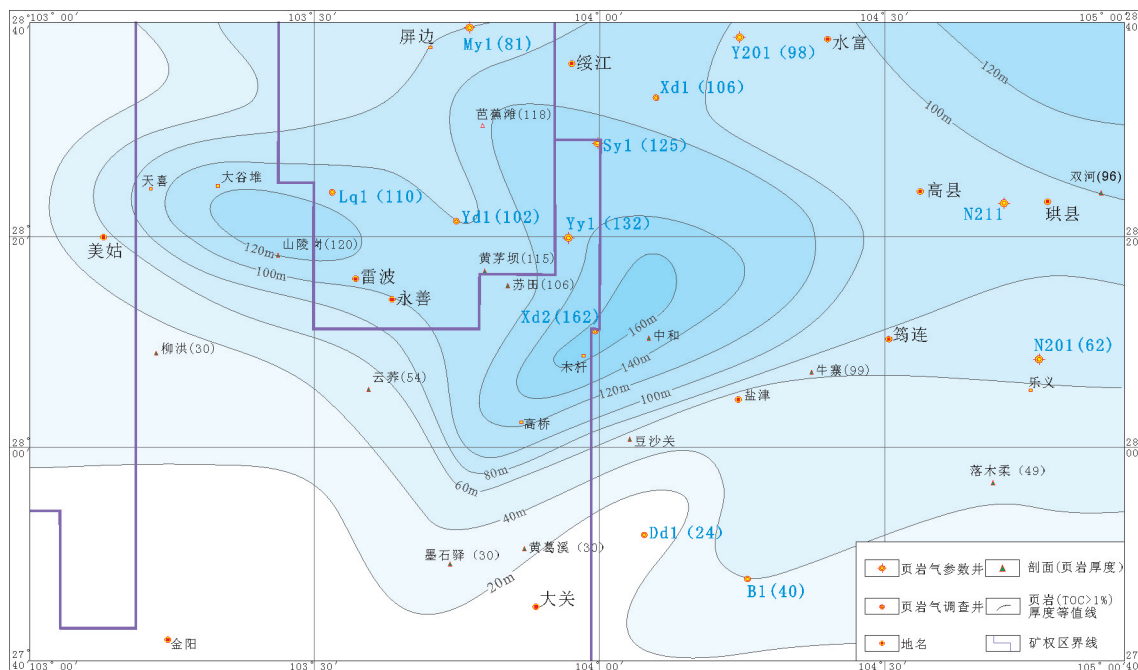


图2 四川盆地西南缘五峰—龙马溪组富含有机质页岩厚度等值线图
Fig. 2 Thickness contour map of the Wufeng–Longmaxi Formation organic-rich shale in southwestern Sichuan Basin

表1 五峰—龙马溪组富有机质页岩厚度、TOC及Ro统计

Table 1 Statistics of thickness, TOC and Ro of organic-rich shale in the Wufeng-Longmaxi Formation

钻井/剖面	五峰组底界埋深/m	TOC 分段/%	厚度/m	TOC/%			等效Ro/%	
				最大	平均	样品数量	范围	平均
永善云桥		>2	26	4.64	2.99	10	2.60~2.76	2.67
		1~2	28					
永善苏田		>2	33	5.94	3.94	14	2.40~2.67	2.57
		1~2	73					
盐津牛寨		>2	39	4.87	3.39	16	2.38~2.67	2.55
		>2	26	4.64	2.99	10	2.60~2.76	2.67
Yfl	2847	>2	39	4.05	2.64	48	2.18~2.40	2.33
		1~2	35					
Myl	3100	>2	36	3.60	2.50	50		3.37
		1~2	32					
Xd1	1322	>2	64	9.86	3.78	38	2.62~2.80	2.71
		1~2	48					
Xd2	2082	>2	70	10.12	3.61	65	2.66~2.87	2.79
		1~2	92					
Yyl	3067	>2	77	9.80	3.57	40	2.77~2.88	2.83
		1~2	55					

3.2 矿物组分

四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩硅质和长石总体较低,碳酸盐岩含量高,普遍含黄铁矿,黏土含量中等。盐津牛寨、永善云桥和永善苏田平均硅质含量分布为27.96%、30.6%和34.0%,长石分别为4.85%、4.0%和2.87%,碳酸盐岩分别为54.2%、44.2%和50.0%,黄铁矿为1.64%、2.48%和1.20%,黏土分别为17.52%、16.5%和9.9%。从钻井岩心数据来看,Xd1、Xd2五峰—龙马溪组优质段平均硅质含量分布为37.0%、31.36%,碳酸盐岩分别为23.20%、34.47%,黄铁矿为4.40%、3.74%,黏土分别为27.80%、23.51%。总体上,Xd1和Xd2矿物组分与剖面基本相似,硅质含量基本一致,不同的是,埋藏环境下页岩具有碳酸盐岩减少,黄铁矿含量较高等特征。从四川盆地整体来看,大巴山前缘硅质大多大于80%,四川盆地东南缘硅质主体处于35%~

46%,四川盆地西南缘硅质含量较低,普遍为25%~40%(表2)。

3.3 物性特征

五峰—龙马溪组优质段岩心物性数据结果显示(表3),盐津牛寨孔隙度1.98%~10.43%(8件),平均4.72%,横向渗透率0.0101~5.138 md。永善云桥孔隙度0.71%~11.36%(9件),平均4.77%,横向渗透率0.0162~77.3294 md。从钻井岩心孔隙度来看,Yy1为0.11%~3.63%,平均0.63%,Xd2为2.39%~8.50%,平均4.53%,差异较大。渗透性方向差异系数采用公式 $K_0 = \lg k_{\text{横向}} - \lg k_{\text{纵向}}$ 计算表明,渗透性方向差异系数 K_0 为1.43~4.41,平均2.27,Xd2渗透性方向差异系数 K_0 为1.37~3.60,横向渗透率较纵向渗透率平均高出2~3个数量级。通过上述分析,地表样品具有较高孔隙度,井下样品因含气性和保存条件的差异,孔隙度存在较大差异,Yy1含气

表2 四川盆地西南缘五峰组—龙马溪组页岩矿物组分

Table 2 Mineral composition of the Wufeng-Longmaxi Formation organic-rich shale in southwestern Sichuan Basin

剖面/钻井	石英/%		长石/%		碳酸盐岩/%		黄铁矿/%		黏土/%	
盐津牛寨	16.7~42.6	27.96(13)	1.8~15.2	4.85(13)	34.3~63.9	54.2(13)	0.50~2.80	1.64(13)	5.9~48.0	17.52(13)
永善云桥	24.2~38.9	30.6(6)	1.7~6.5	4.0(6)	11.5~57.5	44.2(6)	1.30~4.90	2.48(6)	9.0~41.3	16.5(6)
永善苏田	12.5~49.0	34.0(6)	1.9~4.6	2.87(6)	29.9~71.4	50.0(6)	0.90~2.10	1.20(6)	5.8~12.5	9.9(6)
Xd1	28.9~48.5	37.0(5)	3.7~9.9	7.2(5)	8.4~40.4	23.20(5)	3.0~6.90	4.40(15)	15.1~39.9	27.8(5)
Xd2	16.5~40.7	31.36(15)	1.90~10.70	6.91(15)	11.90~64.80	34.47(15)	2.30~6.30	3.74(15)	10.5~42.5	23.51(15)

表3 四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩物性统计

Table 3 Reservoir proper statistics of the Wufeng– Longmaxi Formation shale in southwestern Sichuan Basin

剖面/钻井	总孔容换算孔隙度/%	总含气量/(m ³ /t)	岩心孔隙度/%	岩心渗透率/md		差异系数K ₀
				横向	纵向	
永善云桥	2.59~3.31 2.59		2.67~11.36	0.0162~77.3294	0.0009~0.006	1.43~4.41
永善苏田	1.91~3.38 2.76		1.41~2.35	0.0497	0.0002	2.40
盐津牛寨	3.81~5.34 4.61		1.98~10.43	0.0289~5.138	0.0007~0.0012	1.62~1.88
Xd1	1.28~3.02 1.87	0.20~3.02 0.98				
Xd2	1.91~3.71 2.58	1.83~8.97 3.85	2.39~8.53	0.0028~15.0	0.0008~0.02	1.37~3.60
Yy1	1.20~3.18 2.10	0.038~0.748 0.148	0.11~3.63			

性差,页岩孔隙度低,Xd2优质段总气量1.83~8.97 m³/t,平均3.85 m³/t,孔隙度较高。

电镜实验和比表面-孔径分析表明,井下样品孔隙特征和地表样品有显著差异(图4),以Xd2为例,饱和压力处对应的最大吸附体积普遍可以达到15~20 mL/g, BET比表面积12.39~21.65 m²/g, BJH总孔容0.0075~0.0146 cm³/g, BJH平均孔直径5.39 nm。同时页岩有机质含量越高, BET比表面积、BJH总孔容和BJH平均孔直径有较明显的增加趋势,表明有机质孔是主要的孔隙类型。

盐津牛寨、永善苏田、永善云桥等地表样品具有总孔容、BET比表面积和BJH平均孔直径较大等

特点,如盐津牛寨样品饱和压力处对应的最大吸附体积普遍可以达到12~16 mL/g。 BET比表面积20.63~21.77 m²/g, BJH总孔容0.0146~0.0205 cm³/g, BJH平均孔直径6.34 nm。通过页岩吸脱附实验(图5),曲线在饱和蒸气压和中值压力处附近很陡,表明孔隙结构具有一定的不规则(无定形)孔特征,颗粒内部孔结构具有平行壁的狭缝状孔特征且含有多形态的其它孔,孔隙形态呈开放状态,这种孔隙一般为较大的矿物溶孔组成,与地表岩溶有关。

甲烷等温吸附实验表明(图6),四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩在温度70℃下,通过0~35 MPa加压,页岩对甲烷吸附量逐渐增加,吸附量可

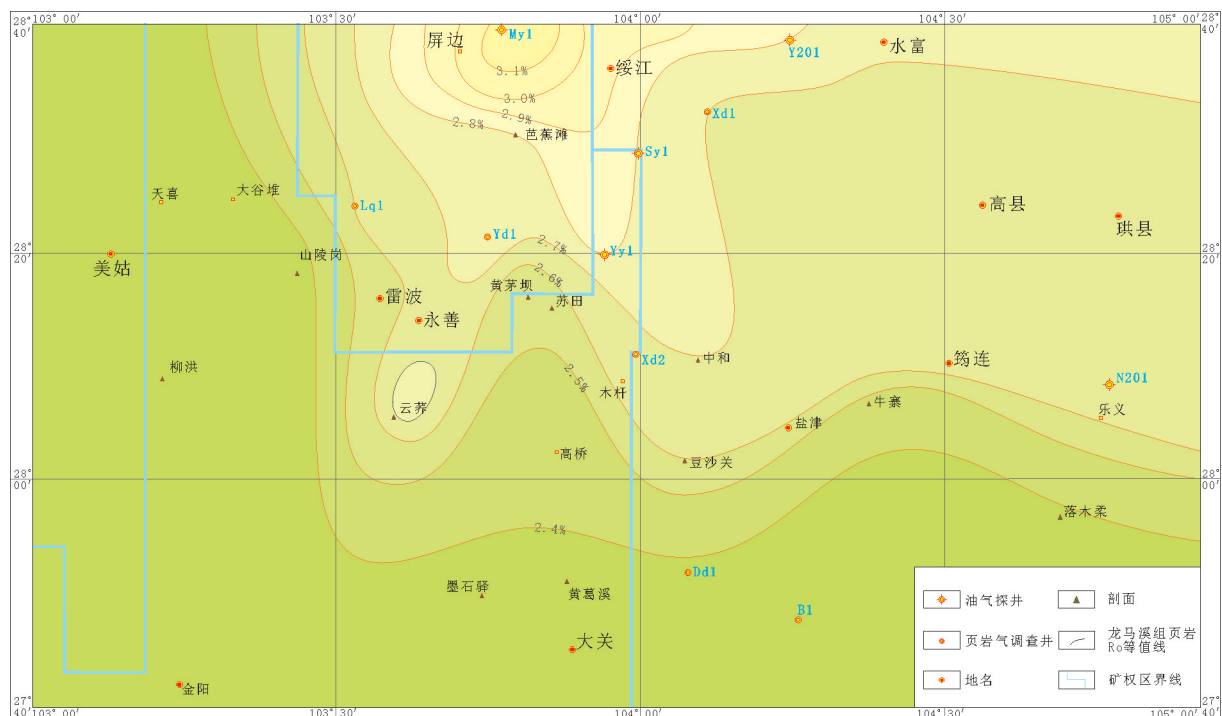


图3 四川盆地西南缘五峰—龙马溪组Ro等值线图

Fig.3 Ro contour map of the Wufeng– Longmaxi Formation in southwestern Sichuan Basin

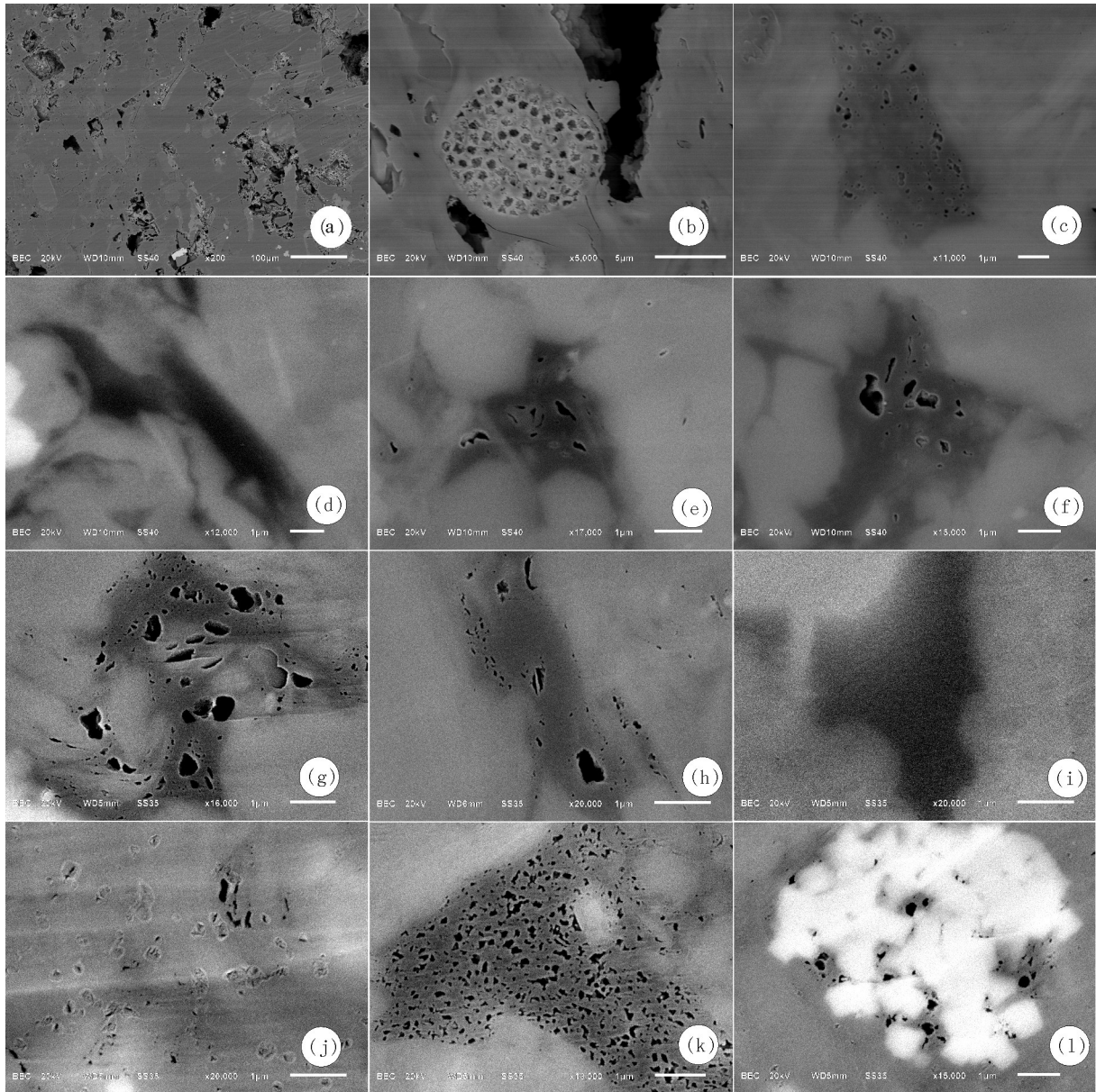


图4 四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩孔隙特征(背散射)

a—永善云桥YYP15CH1, 矿物溶蚀大孔隙;b—永善云桥YYP7CH1, 黄铁矿晶间溶蚀孔隙,0.408~10.019 μm;c—永善云桥YYP15CH1, 有机质孔隙,0.040~0.330 μm;d—Xd1井,深1213 m处,有机质中基本不见有机质孔;e—Xd1井,深1236 m处,少量有机质孔隙,0.042~0.193 μm;f—Xd1井,深1293 m处,少量有机质孔隙,0.042~0.531 μm;g—Yy1井,深3009 m处,矿物溶蚀孔隙,有机质孔隙,0.025~0.493 μm;h—Yy1井,深3005 m处,矿物溶蚀孔隙,有机质孔隙,0.020~0.282 μm;i—Yy1井,深2999 m处,有机质;j—Xd2井,深2000 m处,矿物溶蚀孔隙,0.020~0.120 μm;k—Xd2井,深2055 m处,有机质孔隙,0.022~0.162 μm;l—Xd2井,深2000 m处,黄铁矿晶间孔隙,0.030~0.263 μm

Fig.4 Pore characteristics of the Wufeng-Longmaxi Formation shale in southwestern Sichuan Basin (backscattering)
 a— YangshanyunqiaoYYP15CH1, mineral corrosion large pore; b— YangshanyunqiaoYYP7CH1, pyrite intercrystal pore, 0.408– 10.019 μm; c— YangshanyunqiaoYYP15CH1, organic pore, 0.040–0.330 μm; d— Xd1well, at the depth of 1213 m, almost no organic pores in organic material; e— Xd1well, at the depth of 1236 m, a small quantity of organic pores, 0.042–0.193 μm; f— Xd1well, at the depth of 1293 m, a small quantity of organic pores, 0.042–0.531 μm; g— Yy1well, at the depth of 3009 m, mineral corrosion pore, organic pore, 0.025–0.493μm; h— Yy1well, at the depth of 3005 m, mineral corrosion pore, organic pore, 0.020–0.282 μm; i— Yy1well, at the depth of 2999 m, organic matter; j— Xd2well, at the depth of 2000 m, mineral corrosion pore, 0.020~0.120 μm; k— Xd2 well, at the depth of 2055 m, organic pore, 0.022–0.162μm; l— Xd2well, at the depth of 2000 m, pyrite intercrystal pore, 0.030–0.263μm

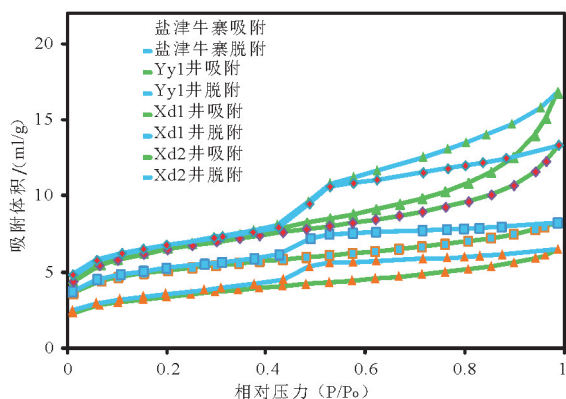


图5 页岩吸附、脱附曲线

Fig.5 Adsorption and desorption curves of shale

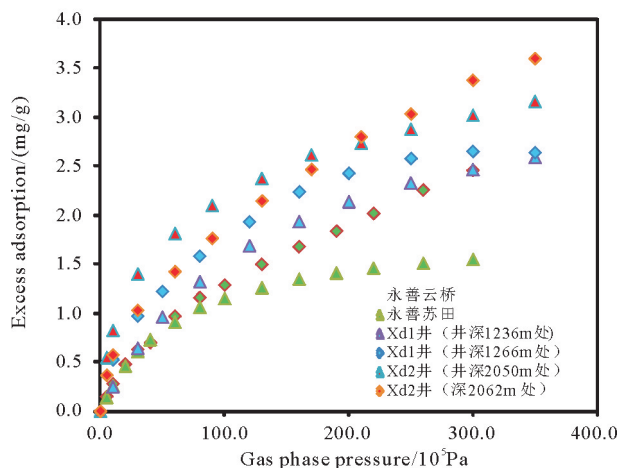


图6 页岩等温吸附曲线

Fig.6 Isothermal adsorption curves of shale

达 1.55~3.60 mg/g。云桥、苏田地表页岩吸附量 1.55~2.46 mg/g, Xd1 为 2.59~2.64 mg/g, Xd2 为 3.16~3.60 mg/g。由此可见,井下样品吸附量明显大于地表样品,含气性较好的页岩比含气性差的页岩吸附性能要好,页岩吸附性能与微孔隙发育程度密切相关,纳米级微孔隙发育,页岩的最大吸附量明显增加,由于微孔隙主要由有机质孔、黏土矿物间孔等贡献,因此 TOC、黏土矿物含量等指标与最大吸附量呈明显的正相关关系。上述数据分析表明,四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩孔隙度较高,差异性较大,含气性好的页岩孔隙度高,含气性较差的储层具有密度大、低孔和低渗特点,地表页岩受地表岩溶影响程度不一样,孔隙度差异较大。

通过地表样品和不同地区钻井岩心样品孔隙

度、孔隙类型分析认为五峰—龙马溪组页岩印支期成气阶段以来,页岩孔隙演化具有 3 个阶段:(1)埋藏生烃过程中形成大量纳米级有机质孔,平均孔隙度 5%~6%;(2)燕山期及喜马拉雅期构造抬升过程中,受断裂切割,地层压力与流体释放,页岩受到上覆压力作用导致页岩受到强烈的压实作用,较大有机质孔隙基本消失殆尽,孔隙度降低至 2%~3%或以下;(3)表生岩溶阶段,页岩受淡水淋滤影响,长石等碎屑矿物遭受溶蚀形成不规则大孔,孔隙度一般在 3%~5%,受局部溶蚀差异,孔隙度变化范围较大。

3.4 热演化程度及古地温梯度

针对研究区下古生界海相地层的特点,采用了沥青反射率(BRo)恢复有机质成熟度。对于沥青反射率(BRo),其等效镜质体反射率 VRo 按刘德汉提出的公式 $VRo=0.668BRo+0.346$ (刘德汉,1994) 进行计算。等效镜质体反射率 VRo 计算结果表明:盐津牛寨、永善云桥和永善苏田为 2.55%、2.67%和 2.57%。Xd1、Xd2 和 Yy1 分别为 2.71%、2.79%和 2.83%,邻区 Yf1 和 My1 分别为 2.33%和 3.37%。

VRo 是恢复古地温梯度最合适的指标,应用 VRo 恢复最大埋藏温度的方法或公式较多,对于下古生界,采用 Hood 模型 (Hood et al., 1975)、Shibaoka 经验公式 (Shibaoka et al., 1978) 和 Karweil-Teichmüller 图解法恢复的古地温可靠性较高 (杨平等, 2015)。Hood 认为,有机质成熟度 VRo 主要取决于所经历的最高古地温和温度不低于最高古地温 15°C 范围内的受热时间,提出用有机变质标尺和有效受热时间衡量最高古地温,当 $Ro < 2.5\%$,该方法具有较强的适用性;当 $Ro \geq 2.5\%$,Karweil-Teichmüller 图解法适用性较好,即利用温度、 Ro 、有效恒温时间三者间的关系恢复最高古地温 (Yang et al., 2014)。

确定有效恒温时间必须厘定燕山—喜马拉雅期构造抬升时限,川南燕山—喜马拉雅期构造抬升始于 95 Ma 左右。因此根据 Karweil-Teichmüller 图解法,页岩成熟度指标 (Ro)、有效恒温时间 48 Ma 和最大埋深,可以估算不同井区五峰组—龙马溪组页岩最大埋藏温度和地温梯度,结果表明, Yf1、My1、Yy1、Xd1 和 Xd2 古地温梯度分别为 34.34°C/km、37.55°C/km、33.11°C/km、32.57°C/km 和 32.40°C/km,结合四川盆地志留—侏罗系岩石热导率 (徐明等, 2011) 加权平均值 2.589 W/(m·K),估算大地热

流值为 84.32~88.91 mW/m²,局部地区(My1)可达 97.21 mW/m²,与四川盆地东南缘和川南(王玮等, 2011)相比,四川盆地西南缘古地温梯度和大地热流值相对较高,不同井区地温梯度差异较大,这种差异可能主要与晚海西期岩浆活动(峨眉山玄武岩)背景下的局部热点(如火山口等)有关(何斌等, 2003)。因此,与峨眉山玄武岩相邻的地层,一般具有异常高的有机质热演化程度,在这种地质背景下,尤其要重视构造保存条件研究,相对稳定之保存单元的优选或是获得新突破的关键。

4 四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩气资源潜力

4.1 有利的沉积相和页岩气参数

(1)该区优质段(TOC>2%)主要分布在五峰组上部,龙一段一亚段、龙一段二亚段下部,呈连续分布,龙马溪组一段总体可以分为三个亚段,岩性、测井响应特征差异明显,区域上可进行对比,测井曲线主要表现为高伽马,低电阻,低密度等特点。区域上优质段厚度介于 26~70 m,有机质含量高,平均有机碳 2.99%~3.78%,热演化程度偏高,除局部地区 Ro 可达 3.37%外,其他为 2.38%~2.88%。

(2)各剖面、各井区硅质含量 27.96%~37.00%,碳酸盐岩含量 23.20%~54.2%,黏土含量 16.5%~27.8%,普遍含黄铁矿,脆性矿物含量高,可压裂性好。

4.2 稳定向斜区保存条件良好

根据以往正向构造油气勘探思路,在四川盆地西南缘针对五峰—龙马溪组页岩气先后完钻了 Xd1、Yd1、My1、Y201 和 Yy1 等钻井,上述钻井均部署于该区相对构造高点,完钻结果显示目的层具有含气性差,储层致密,电阻率低等特点。从裂缝发育特征和矿物充填来看,My1 位于川西南低缓褶皱带屏边复向斜之屏边断背斜上,Yd1 位于城墙岩背斜和黄泥坡背斜之间的构造鞍部,两者目的层裂缝多呈高角度,与地层基本垂直,裂缝走向平行于张性走滑断裂,裂缝基本无充填物,裂缝局部宽度超过 1 cm,钻井过程中发生严重泥浆漏失,地层压力系数远小于 1,造成页岩吸附性低,含气性差。位于构造局部高点位置的 Yy1、Y201 目的层岩心总体完整,无高角度缝,但在底部五峰组发生滑脱作用,局

部呈现角砾状,方解石充填,储层遭地表淡水渗透,保存条件遭受破坏,Yy1 现场解析氮气含量达 52%~84%。

构造分析表明,这些正向构造均属于燕山—喜山期多期不同方向构造叠加作用的产物,深部一般存在张性走滑大断裂,断裂具有多期性,特别是喜山期以来,在走滑、伸展、旋转的构造应力作用下,保存条件长期受到破坏。

基于上述认识,2016年以来该区页岩气调查工作开始由“正向构造”向“稳定向斜”进行拓展,四川盆地西南缘发育多个稳定向斜构造区,如木杆向斜、雷波—永善复向斜、高桥复向斜、大谷堆复向斜、勺寨复向斜等。这些向斜构造普遍具有面积大,五峰—龙马溪组页岩厚度大且连续分布,热演化程度(Ro)大部分小于 3.0%,顶底板条件好,埋深适中,断裂发育相对较少等特征,且向斜主要受单一方向的挤压应力作用,页岩垂向裂缝一般较少,顶板封闭性强。

2016年,经论证在木杆向斜部署 Xd2(图7),完钻显示志留系厚度约 936 m,志留系从底到顶依次发育龙马溪组、石牛栏组、韩家店组和大陆寨组,主要为灰色泥页岩、泥灰岩等,岩心总体完整,无垂直裂缝发育,显示较好的顶板条件。顶板泥页岩垂向渗透率极小,突破压力达到 13.95~17.85 MPa,顶板与优质段突破压力差值为 1.26~11.83 MPa。五峰—龙马溪组优质段全直径岩心样品顺层方向的横向渗透率远大于垂直层理方向,横向渗透率高出垂向渗透率的 2~3 个数量级,平行层理面方向孔隙的连通性及微裂隙的发育情况也远大于垂直层理面方向。

Xd2 揭示五峰—龙马溪组页岩含气性较好,气测值 ΣC_n :0.069% ↑ 1.524%, C1:0.069% ↑ 1.126%,含气岩心浸水实验气泡剧烈,优质段岩心孔隙度 2.39%~9.98%,平均 4.53%,现场解析最高 3.38 m³/t,总含气量 2.53~8.97 m³/t,平均 4.52 m³/t,气组分 CH₄ 含量 98%以上。岩心物性、含气性与川南长宁(伍坤宇等, 2016)可对比,含气量和岩心孔隙度明显高于周边其他钻井,且呈明显的正相关关系,这种特征也与焦石坝基本相似(魏志红等, 2014)。

通过区域构造分析、二维地震解释与生烃史研究,Xd2 目的层位于漂坝隐伏逆断裂上盘,侧向受志留系泥岩遮挡,构造—岩性匹配关系良好。该断裂为

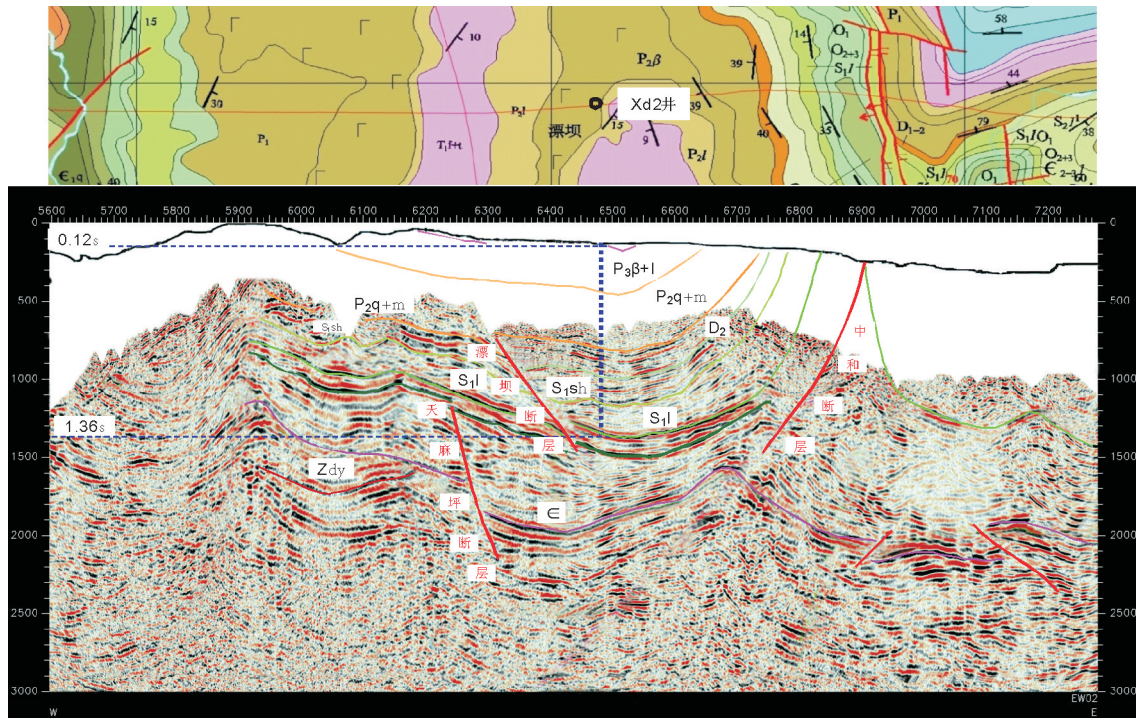


图7 木杆向斜二维地震剖面及Xd2井

Fig.7 Two-dimensional seismic profile through the Mugane syncline and projection position of Xd2 well on this profile

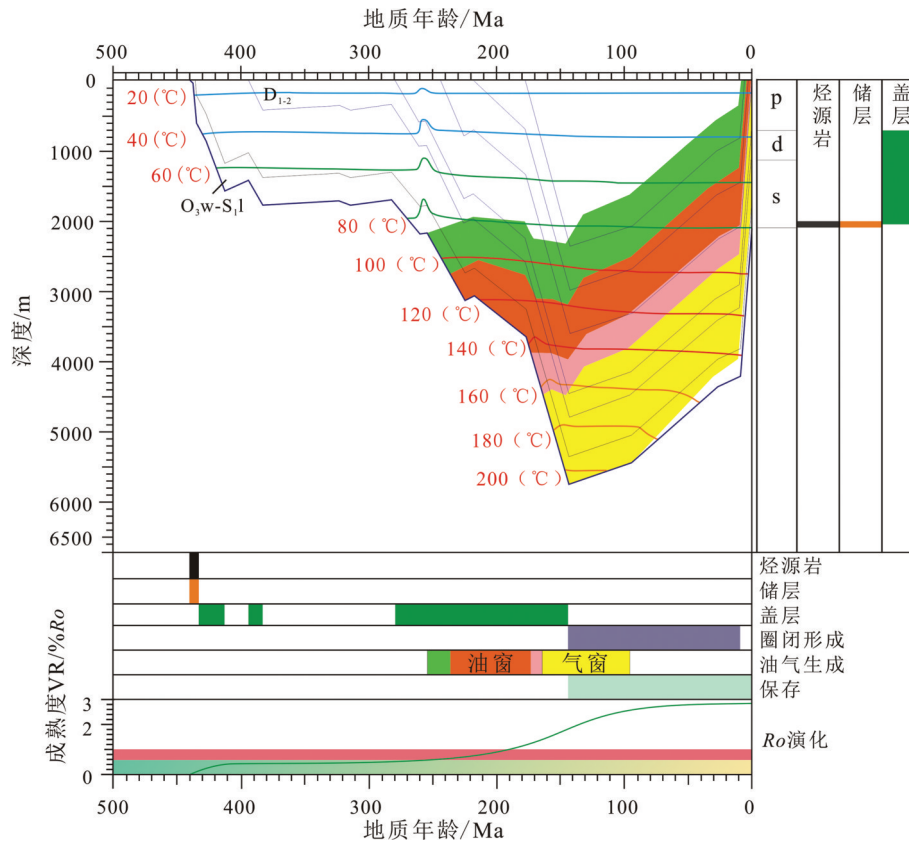


图8 Xd2井埋藏史、热史、生烃史

Fig.8 Burial history, thermal history and hydrocarbon generation history of Xd2 well

海西期控相断裂,志留系泥页岩处于成岩早期,有利于断裂涂抹作用,封闭性较好。向斜东侧中村断裂、关村断裂、磨儿湾等区域破坏性断裂均沿铜厂沟背斜、中和背斜东侧分布。木杆向斜在北西向挤压-走滑过程中,因受盐津—中和—铜厂沟背斜的屏蔽作用,构造单元内断裂几乎不发育,向斜内地层压力系统长期以来得当较好保存。五峰—龙马溪组页岩主成气期在距今180~60 Ma,与构造-岩性圈闭形成基本匹配,燕山期以来,Xd2埋藏史曲线呈现平直上扬(图8),木杆向斜构造变形期次较少,构造应力主要为EW向,且比较单一,有利于页岩气保存。

4.3 勘探有利区优选

四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩气富集与焦石坝的“二元富集”(郭旭升等,2014b)有所共性,但也有所差异,该区页岩气富集制约因素主要有以下3点:(1)有利岩相组合——深水陆棚相含硅笔石页岩;(2)较好的保存条件,四川盆地西南缘燕山期—喜马拉雅期存在多期构造改造,选区选井应优先选择宽缓向斜、低缓背斜等,以避免弧形构造等多期不同构造叠加部位,且埋深适中的区域;(3)相对适中的热演化程度,该区晚海西期岩浆活动造成不同地区地温梯度和有机质热演化程度存在较大差异,页岩过高的热演化程度不具备持续生烃补

给能力,对页岩气保存条件要求更高,一旦保存条件发生破坏,对页岩储层将形成不可逆转的破坏。基于上述认识,建议四川盆地西南缘页岩气勘探方向应该由“正向构造”向“稳定向斜”拓展。

在此认识基础上,有利区优选参数标准参考董大忠等(2016),页岩气储层有效面积的确定:TOC($\geq 2.0\%$ 连续厚度大于15 m或有机碳 $\geq 1.0\%$ 连续厚度30 m)+ $3.0\% > Ro > 1.1\%$ +埋深 > 1500 m+构造稳定+地表较好范围,取值方法为编制相关因素等值线图或评价图,将图叠加确定有效面积。

含气量的确定:对于木杆等已落实含气性的地区,根据实钻资料,从下至上根据岩性、含气性等数据依次划分各亚段,分别进行吸附气、游离气计算,并确定每个亚段平均总含气量,含气量下限值采用DZ/T 0254-2014规定的 $1.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 。对未落实含气量的地区,含气段厚度和含气量分别参考TOC $> 2\%$ 的厚度和邻区钻井。

通过五峰组—龙马溪组有利相带展布、富有机质页岩厚度分布、热演化程度、埋藏深度(图9)和断裂发育等要素综合分析(邱小松,2014),并编制多种因素叠合图件,在该区初步优选了木杆、莲峰—高桥、永盛、天喜—大谷堆、官斗山和绥江—普洱渡等6个页岩气有利区(图10),总面积 3216 km^2 ,初步估

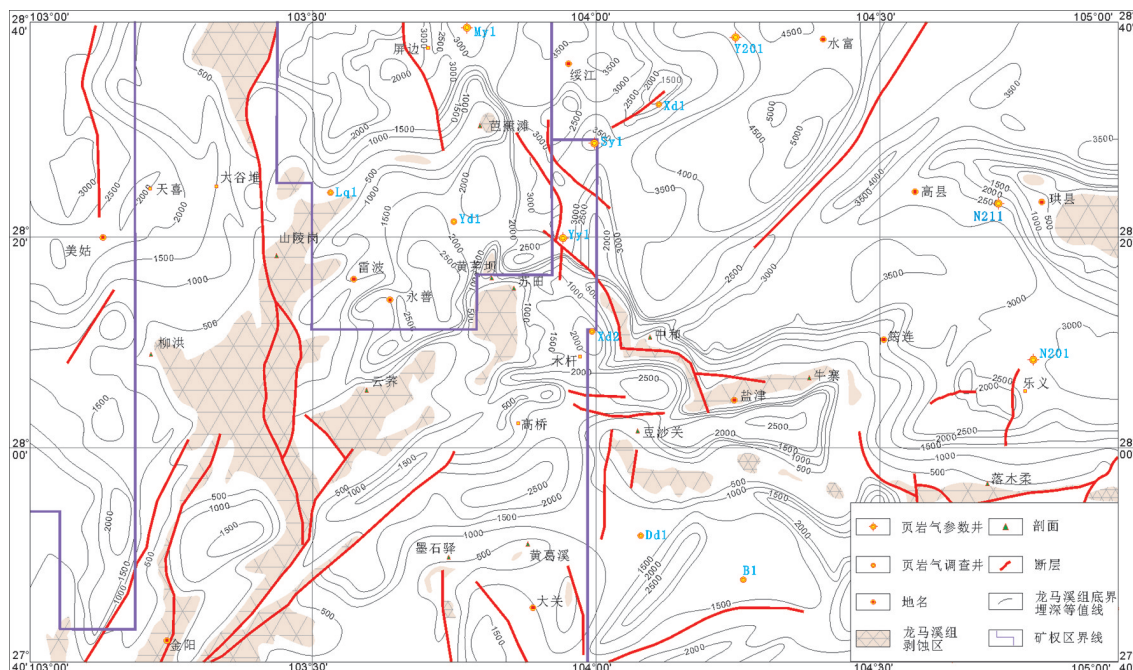


图9 四川盆地西南缘五峰组底埋深等值线图

Fig.9 Buried depth contour map of the Wufeng Formation Bottom Boundary in southwestern Sichuan Basin

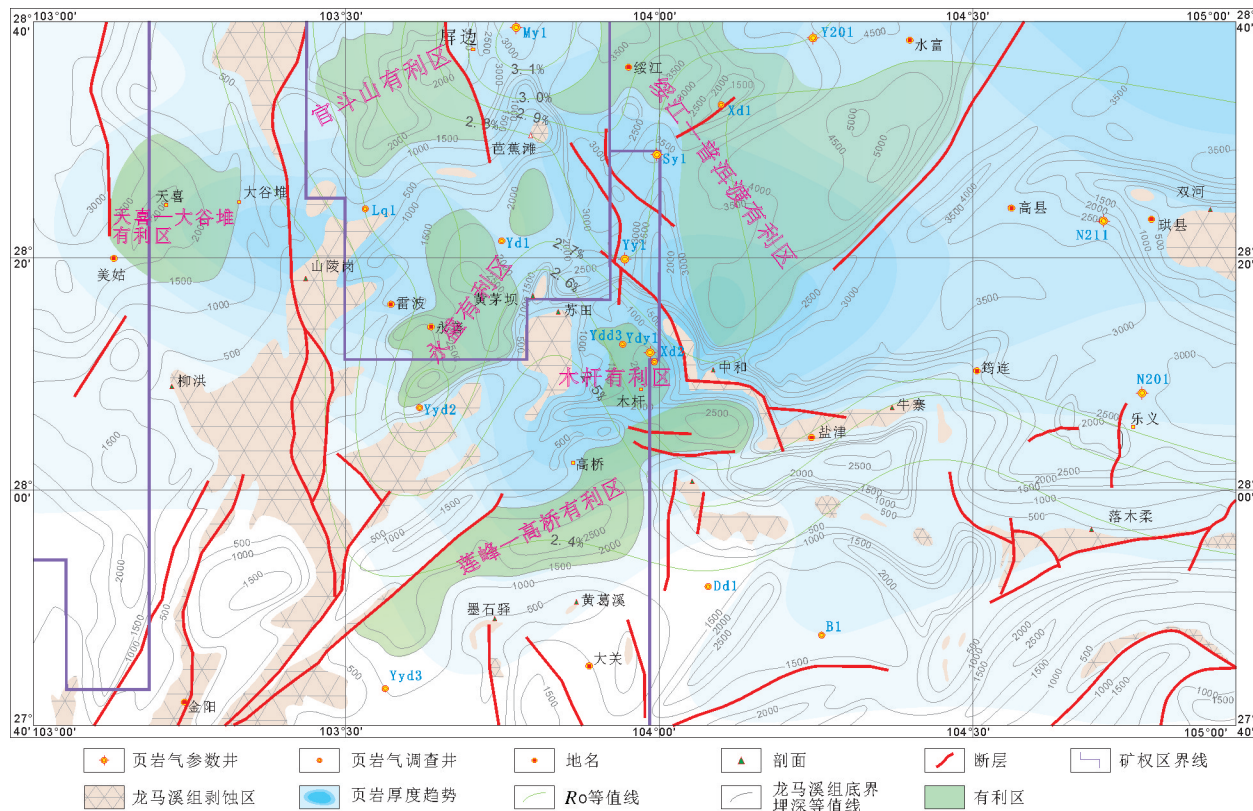


图10 四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩气选区评价示意图

Fig.10 Sketch map for favorable areas evaluation of Wufeng-Longmaxi Formation shale gas in southwestern Sichuan Basin

表4 四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩气有利区各项参数

Table 4 Various parameters of Wufeng-Longmaxi Formation shale gas favorable area in southwestern Sichuan Basin

有利区	面积/km ²	厚度/m		含气段厚度/m	埋深/m	资源量/×10 ⁸ m ³
		TOC>1%	TOC>2%			
木杆	125	110~162	40~70	38~103(>2 m ³ /t) 121~157(>1m ³ /t)	1500~2500	1000
莲峰—高桥	475	60	30	40	1500~2500	1163
永盛	413	80	40	40	1500~2800	846
天喜-大谷堆	340	80~100	30~40	40	1500~3000	677
官斗山	394	60~70	40	55	1500~3500	1166
绥江—普洱渡	1469	100~140	40~64	60	1500~5000	8116
合计	3216					12968

算五峰组—龙马溪组页岩气资源量可达 12968 × 10⁸m³(表4)。

5 结论

(1)四川盆地西南缘五峰—龙马溪富有机质泥页岩发育于其下部层段,有机质丰度由下往上逐渐降低,优质页岩自西南向东北方向逐渐加厚,富有机质泥页岩(TOC>1%)厚度一般为 54~162 m,优质段(TOC>2%)厚度 26~70 m。平均有机碳 2.99%~3.78%。硅质含量 27.96%~37.0%,长石 2.87%~

4.85%,碳酸盐岩 44.2%~54.2%,黏土 9.9%~27.80%,具有低硅质,高钙质、普遍含黄铁矿等特点。

(2)受保存条件影响,埋藏环境下页岩孔隙度与含气性呈正相关关系,含气性越好、孔隙度越高。孔隙演化可以划分为埋藏阶段有机质孔的形成、气藏破坏阶段有机质孔隙的破坏和表生岩溶三个阶段。

(3)受晚海西期岩浆活动影响,热演化程度、古地温梯度和大地热流值均相对偏高,而不同地区页岩热演化程度具有较大差异性。

(4)四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩沉积

相带有利、页岩厚度大,各项参数良好,该区页岩气富集的主要因素为有利岩相组合、较好的保存条件和相对适中的热演化程度($R_o < 3.0\%$),建议页岩气勘探方向应由“正向构造”向“稳定向斜”构造区带拓展,或可获得新区勘探突破。

致谢:四川盆地西南缘页岩气调查和研究过程中,来自中国地质调查局资源评价部、中国地质调查局油气资源调查中心、中石化勘探分公司、中石化西南油气分公司、中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院和重庆地质矿产研究院等单位的专家领导给予大力支持,同时编辑部和审稿专家对本文提出许多宝贵意见,在此一并感谢。

References

- Chen Xiaohong, Zhang Baomin, Zhang Guotao, Chen Lin, Zhang Miao, Li Peijun. 2018. High shale gas industry flow obtained from the Ordovician Wufeng Formation and the Silurian Longmaxi Formation of Yichang area, Hubei Province[J]. *Geology in China*, 45(1): 199–200(in Chinese).
- Deng Min, Hou Mingcai, Zhang Benjian, Li Xiuhua. Favorable reservoir analysis of Emeishan basalt in Zhongongshan area of southwest Sichuan Province[J]. *Geology in China*, 41(2): 378–386(in Chinese with English abstract).
- Dong Dazhong, Gao Shikui, Huang Jinliang, Guan Quanzhong, Wang Shufang, Wang Yuman. 2014. A discussion on the shale gas exploration and development prospect in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 34(12): 1–15(in Chinese with English abstract).
- Dong Dazhong, Wang Yuman, Huang Xunan, Zhang Chenchen, Guan Quanzhong, Huang Jinliang, Wang Shufang, Lixinjing. 2016. Discussion about geological characteristics, resource evaluation methods and its key parameters of shale gas in China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 27(9): 1583–1601(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 Xusheng. 2014. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China—Understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. *Acta Geologica Sinica*, 88(7): 1209–1218(in Chinese with English abstract).
- He Bin, Xu Yigang, Xiao Long, Wang Kangming, Sha Shaoli. 2003. Generation and spatial distribution of the Emeishan large igneous province: New evidence from stratigraphic records[J]. *Acta Geologica Sinica*, 77(2): 194–202(in Chinese with English abstract).
- Hood A, Gutjaha C C M, Heacock R L. 1975. Organic metamorphism and the generation of petroleum[J]. *AAPG Bulletin*, 59: 986–996.
- Li Shuangjian, Li Jianming, Zhou Yan, Wo Yujin, Wang Xinwei. 2011. Fission track evidence for Mesozoic–Cenozoic uplifting in the southeastern margin of Sichuan basin[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 30(2): 225–233(in Chinese with English abstract).
- Liu Dehan, Shi Jiyang. 1994. High evolution of carbonate source rocks unconventional evaluation method[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 21(3): 113–115(in Chinese with English abstract).
- Mei Lianfu, Liu Zhaoqian, Tang Jiguang, Shen Chuanbo, Fan Yuanfang. 2010. Mesozoic intra-continental progressive deformation in western Hunan–Hubei–eastern Sichuan Provinces of China: Evidence from apatite fission track and balanced cross-section[J]. *Earth Science — Journal of China University of Geosciences*, 35(2): 161–174(in Chinese with English abstract).
- Mou Chuanlong, Ge Xiangying, Zhou Kenken, Wang Xiuping. 2015. Lithofacies palaeogeography in Late Ordovician Wufeng Age in southwestern Sichuan[J]. *Geology in China*, 42(1): 192–198(in Chinese with English abstract).
- Mou Chuanlong, Wang Qiyu, Wang Xiuping, Zhou Kenken, Liang Wei, Ge Xiangying. 2016. A study of lithofacies–palaeogeography as a guide to geological survey of shale gas[J]. *Geological Bulletin of China*, 35(1): 10–19(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).
- Shibaoka M, Saxby J D, Taylor G H. 1978. Hydrocarbon generation in Gippsland Basin, Australia: Comparison with Cooper Basin, Australia[J]. *AAPG Bulletin*, 62(7): 1151–1158.
- Wang Wei, Zhou Zuyi, Guo Tonglou, Xu Changhai. 2011. Early Cretaceous–paleocene geothermal gradients and Cenozoic tectono-thermal history of Sichuan Basin[J]. *Journal of Tongji University (Natural Science)*, 39(4): 606–613(in Chinese with English abstract).
- Wang Zhengjiang, Xie Yuan, Yang Ping, Zhuo Jiewen, He Jianglin, Xie Shangke. 2012. Marine basin evolution and oil and gas geology of Sinian–early Paleozoic period on the western side of the Xuefeng Mountain[J]. *Geological Bulletin of China*, 31(11): 1795–1811(in Chinese with English abstract).
- Wei Zhihong, Wei Xiangfeng. 2014. Comparison of gas-bearing property between different pore types of shale: A case from the Upper Ordovician Wufeng and Longmaxi Fms in the Jiaoshiba, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 34(6): 37–41(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 Ming, Zhu Chuanqing, Tian Yuntao, Rao Song, Hu Shengbiao. 2011. Borehole temperature logging and characteristics of subsurface temperature in the Sichuan Basin[J]. *Chinese J. Geophys.* 54(4): 1052-1060(in Chinese with English abstract).
- Yang Ping, Xie Yuan, Wang Chuanshang, Wang Xianhui, Liu Zaoyue. 2012. Characteristics and its hydrocarbon significance of hydrocarbon source rocks on upper Ordovician Wufeng Formation in the western Xuefeng mountains area[J]. *Natural Gas Industry*, 32(12):11-16(in Chinese with English abstract).
- Yang Ping, Xie Yuan, Wang Zhengjiang, Li Qiyan, Liu Jiahong, Zhang Di, Yang Zhi, Yin Feng. 2014. Fluid activity and hydrocarbon accumulation period of Sinian Dengying Formation in northern Guizhou, South China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 41(3):346-357.
- Yang Ping, Yu Qian, Yin Feng, Wang Zhengjiang, Liu Jiahong, Zhang Di, Zhang Daoguang. 2015. Evolution anomaly of organic matter and characteristics of palaeogeothermal field in the southeast edge of Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 26(7):1299-1309(in Chinese with English abstract).
- Zhai Gangyi, Bao Shujing, Pang Fei, Ren Shoumai, Chen Ke, Wang Yufang, Zhou Zhi, Wang Shengjian. 2017. Reservoir-forming pattern of "four-storey" hydrocarbon accumulation in Anchang syncline of northern Guizhou Province[J]. *Geology in China*, 44(1): 1-12(in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, Li Jianzhong, Li Xinjing, Wang Yuman, Li Denghua, Chen Keming. 2010. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 37(6):641-653(in Chinese with English abstract).
- 组为例[J]. *中国地质*, 41(3):893-901.
- 郭旭升. 2014. 南方海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. *地质学报*, 88(7):1209-1218.
- 何斌, 徐义刚, 肖龙, 王康明, 沙绍礼. 2003. 峨眉山大火成岩省的形成机制及空间展布:来自沉积地层学研究的新证据[J]. *地质学报*, 77(2):194-202.
- 李双建, 李建明, 周雁, 沃玉进, 汪新伟. 2011. 四川盆地东南缘中生代构造隆升的裂变径迹证据[J]. *岩石矿物学杂志*, 30(2):225-233.
- 刘德汉, 史继扬. 1994. 高演化碳酸盐烃源岩非常规评价方法探讨[J]. *石油勘探与开发*, 21(3):113-115.
- 梅廉夫, 刘昭茜, 汤济广, 沈传波, 凡元芳. 2010. 湘鄂西—川东中生代陆内递进扩展变形:来自裂变径迹和平衡剖面的证据[J]. *地球科学*, 35(2):161-174.
- 牟传龙, 葛祥英, 周恩恩, 王秀平. 2015. 川西南晚奥陶世五峰期岩相古地理[J]. *中国地质*, 42(1):192-198.
- 牟传龙, 王启宇, 王秀平, 周恩恩, 梁薇, 葛祥英. 2016. 岩相古地理研究可作为页岩气地质调查之指南[J]. *地质通报*, 35(1):10-19.
- 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.
- 汪正江, 谢渊, 杨平, 卓皆文, 何江林, 谢尚克. 2012. 雪峰山西侧震旦纪—早古生代海相盆地演化与油气地质条件[J]. *地质通报*, 31(11):1795-1811.
- 王玮, 周祖翼, 郭彤楼, 许长海. 2011. 四川盆地古地温梯度和中生代构造热历史[J]. *同济大学学报(自然科学版)*, 39(4):606-613.
- 魏志红, 魏祥峰. 2014. 页岩不同类型孔隙的含气性差异——以四川盆地焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. *天然气工业*, 34(6):37-41.
- 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.
- 徐明, 朱传庆, 田云涛, 饶松, 胡圣标. 2011. 四川盆地钻孔温度测量及现今地热特征[J]. *地球物理学报*, 54(4): 1052-1060.
- 杨平, 谢渊, 王传尚, 王先辉, 刘早学. 2012. 雪峰山西侧上奥陶统五峰组烃源岩特征及油气地质意义[J]. *天然气工业*, 32(12):11-16.
- 杨平, 印峰, 余谦, 汪正江, 刘家洪, 张娣, 张道光. 2015. 四川盆地东南缘有机质演化异常与古地温场特征[J]. *天然气地球科学*, 26(7):1299-1309.
- 翟刚毅, 包书景, 庞飞, 任收麦, 陈科, 王玉芳, 周志, 王胜建. 2017. 贵州遵义地区安场向斜“四层楼”页岩油气成藏模式研究[J]. *中国地质*, 44(1):1-12.
- 邹才能, 董大忠, 王社教, 李建忠, 李新景, 王玉满, 李登华, 程克明. 2010. 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*, 37(6):641-653.

附中文参考文献

- 陈孝红, 张保民, 张国涛, 陈林, 张森, 李培军. 2018. 湖北宜昌地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气高产工业气流[J]. *中国地质*, 45(1):199-200.
- 邓敏, 侯明才, 张本健, 李秀华. 2014. 川西南部周公山地区峨眉山玄武岩有利储层分析[J]. *中国地质*, 41(2):378-386.
- 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 管全中, 王淑芳, 王玉满. 2014. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J]. *天然气工业*, 34(12):1-15.
- 董大忠, 王玉满, 黄旭楠, 张晨晨, 管全中, 黄金亮, 王淑芳, 李新景. 2016. 中国页岩气地质特征、资源评价方法及关键参数[J]. *天然气地球科学*, 27(9):1583-1601.
- 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