

王宁,许锋,王喆,等.上扬子地台北缘下寒武统牛蹄塘组海相页岩气地质条件及勘探潜力[J].地球科学与环境学报,2020,42(3):329-341.

WANG Ning, XU Feng, WANG Zhe, et al. Geological Conditions and Exploration Potential of Lower Cambrian Niutitang Formation Marine-facies Shale Gas in the Northern Margin of Upper Yangtze Platform, China[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2020, 42(3): 329-341.

DOI:10.19814/j.jese.2019.11020

## 上扬子地台北缘下寒武统牛蹄塘组 海相页岩气地质条件及勘探潜力

王宁<sup>1</sup>,许锋<sup>1</sup>,王喆<sup>1</sup>,段俊<sup>2</sup>,李华兵<sup>1</sup>,高骏<sup>1</sup>,谢青<sup>1</sup>

(1. 陕西省地质调查院 陕西省矿产地质调查中心,陕西 西安 710068;

2. 长安大学 地球科学与资源学院,陕西 西安 710054)

**摘要:**基于野外露头 and 钻井岩芯采样分析,对上扬子地台北缘下寒武统牛蹄塘组黑色页岩分布特征、地球化学特征、储层特征、含气性特征及顶底板条件等进行系统研究,并与中国南方地区下寒武统海相页岩展开对比分析,明确页岩气成藏地质条件和勘探潜力。结果表明:上扬子地台北缘下寒武统牛蹄塘组页岩发育且厚度大,具有“四高一中”特点,即高脆性、高总有机碳、高孔隙度、高含气量、适中热演化程度,显示良好的页岩气形成地质条件;相比中国南方地区下寒武统海相页岩,上扬子地台北缘牛蹄塘组页岩具备足够的生烃物质基础和较高的脆性,并且富有机质页岩厚度大,热演化程度低,孔隙度和含气量高,勘探效果较好;综合考虑优质页岩的厚度、埋深、保存等条件,认为回军坝—麻柳镇一带是上扬子地台北缘牛蹄塘组海相页岩气下一步勘探的最有利地区。

**关键词:**页岩;勘探潜力;下寒武统;牛蹄塘组;海相;储层;含气性;上扬子地台

**中图分类号:**P618.13;P624

**文献标志码:**A

**文章编号:**1672-6561(2020)03-0329-13

## Geological Conditions and Exploration Potential of Lower Cambrian Niutitang Formation Marine-facies Shale Gas in the Northern Margin of Upper Yangtze Platform, China

WANG Ning<sup>1</sup>, XU Feng<sup>1</sup>, WANG Zhe<sup>1</sup>, DUAN Jun<sup>2</sup>, LI Hua-bing<sup>1</sup>, GAO Jun<sup>1</sup>, XIE Qing<sup>1</sup>

(1. Shaanxi Mineral Resources and Geological Survey, Shaanxi Institute of Geological Survey, Xi'an 710068, Shaanxi, China; 2. School of Earth Science and Resources, Chang'an University, Xi'an 710054, Shaanxi, China)

**Abstract:** Based on the analysis results of field outcrops and drilling cores, the Lower Cambrian Niutitang Formation black shale in the northern margin of Upper Yangtze platform was systematically studied and compared with the strata in southern China, including the characteristics of distribution, geochemistry, reservoir, gas-bearing and the conditions of roof and floor. Then, the geological conditions and exploration potential of shale gas accumulation were clarified. The results show that the shale is developed with large thickness and characteristics of high brittleness, high TOC, high porosity, high gas content and moderate thermal evolution, showing good

conditions for shale gas development; compared with Lower Cambrian marine-facies shales in southern China, the Niutitang Formation shale in the northern margin of Upper Yangtze platform has quite sufficient hydrocarbon-generating materials and high brittleness, but thicker shale, lower thermal evolution, higher gas contents and porosity, indicating better prospects for shale gas exploration; considering the thickness, depth and preservation conditions of good quality shale comprehensively, the Huijunba-Maliuzhen area is the favorable exploration for the marine-facies shale gas of Niutitang Formation in the northern margin of Upper Yangtze platform.

**Key words:** shale; exploration potential; Lower Cambrian; Niutitang Formation; marine facies; reservoir; gas-bearing; Upper Yangtze platform

## 0 引 言

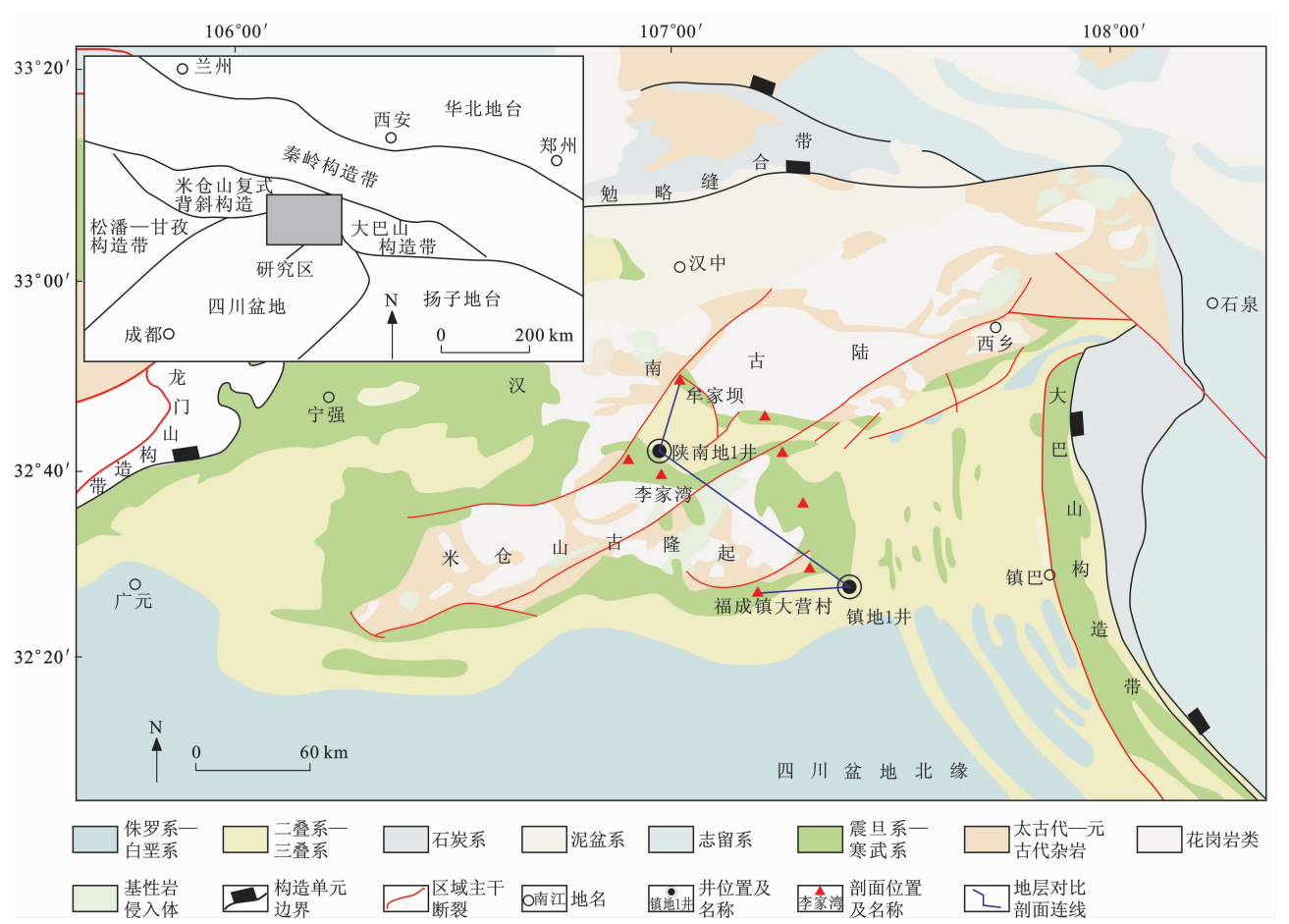
中国南方地区下寒武统牛蹄塘组页岩分布广、厚度大、有机碳含量高、成熟度高,是一套公认的优质烃源岩和页岩气接替层系<sup>[1-4]</sup>。近些年针对该层系部署的页岩气钻井,仅在四川盆地威远—犍为地区、城口地区以及湖北宜昌地区等获得重大突破,且产量总体不高,尚未形成商业开发局面,复杂构造区寒武系页岩气勘探仍需继续探索<sup>[5-7]</sup>。郭旭升等研究认为:具有高生产力、安静、缺氧、强还原的深水陆棚环境有利于有机质富集和保存,其有机碳含量和硅质含量均为高值;而浅水陆棚环境陆源碎屑供给相对充足,有机质一定程度上被稀释或破坏,其有机碳含量和硅质含量偏低<sup>[8]</sup>。前人研究表明,中国南方地区下寒武统牛蹄塘组页岩为被动大陆边缘深水陆棚相粉砂质页岩-硅质页岩互层型,烃源岩品质好,但是经历的构造运动期次多,热演化程度相对较高,有机质孔隙欠发育,物性较差,底板的封闭条件通常较差,地层以常压为主,页岩含气性的主控因素为构造保存条件和热演化程度<sup>[5,9-11]</sup>。中国地质调查局油气资源调查中心在对四川盆地页岩气勘探充分研究的基础上,认为古隆起边缘构造相对稳定,牛蹄塘组页岩埋藏较浅,后期改造程度弱,有机质热演化程度适中,是复杂构造区页岩气勘探的重点<sup>[9,11-12]</sup>,就此提出了“古老隆起边缘控藏”页岩气成藏模式<sup>[13]</sup>,并以此为指导,在鄂西长阳地区鄂阳页1井获得了页岩气与天然气“四层楼”式的重大发现,同时指出中国南方地区具有类似构造的雪峰山隆起、神农架背斜、汉南古隆起周缘具有较好的页岩气勘探潜力<sup>[14]</sup>。

上扬子地台北缘下寒武统牛蹄塘组页岩围绕汉南古隆起、米仓山古隆起周缘广泛发育,以深水陆棚悬浮沉积的黑色碳质泥岩为主<sup>[15]</sup>,具有沉积厚度大、有机质丰度和硅质含量高、热演化程度相对较低

等特点。中国地质调查局油气资源调查中心在上扬子地台北缘部署的陕南地1井和镇地1井均在下寒武统牛蹄塘组钻遇页岩气流<sup>[6,16]</sup>。其中,镇地1井累计钻遇下寒武统牛蹄塘组黑色页岩厚90 m,现场解析气含量高达 $2.92 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ ,总含气量最高为 $6.04 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ <sup>[16]</sup>,达到了商业勘探的标准。本文综合现有的研究成果,依据野外露头 and 岩芯分析测试,对上扬子地台北缘下寒武统牛蹄塘组黑色页岩的分布特征、地球化学特征、储层特征、含气性特征及顶底板条件等进行系统研究,并与中国南方地区下寒武统海相页岩展开对比分析,进而明确页岩气成藏地质条件及勘探潜力,以期为该区域页岩气勘探提供指导和借鉴。

## 1 区域沉积背景

研究区位于扬子地台北缘,东北部毗连秦岭构造带,西部为松潘—甘孜构造带,南部邻接四川盆地。研究区横跨3个构造单元,北部为汉南古陆,西南部为米仓山古隆起,东部为大巴山构造带(图1)。震旦纪扬子地台北缘继承了中晚元古代隆坳相间的古地理格局,由陡山沱组碎屑岩和灯影组碳酸盐海岸沉积逐渐发展成碳酸盐台地<sup>[17]</sup>。灯影组沉积之后,上扬子地台北缘普遍沉积了一套梅树村期局限台地相白云质灰岩,镇巴上升后,梅树村期地层大部分缺失。早寒武世早期,扬子地台发生了大规模海侵,形成了NW—SE向巨大宽缓陆棚,上扬子地台北缘碳酸盐台地被淹没下沉为深水陆棚环境。下寒武统牛蹄塘组黑色页岩就是在这样的环境下沉积的,并且直接覆盖在梅树村期宽川铺组或灯影组白云岩之上,形成区域平行不整合面<sup>[18]</sup>。横向上,牛蹄塘组从西往东海侵上超明显。早期以陆棚相沉积为主,岩性主要为黑色碳质页岩、砂质页岩;晚期砂质、灰质成分增多,层中夹砂岩透镜体或砂质条带,逐渐由陆棚相向潮坪相沉积演化<sup>[19]</sup>。



主图引自文献[16],左上角小图引自文献[20],均有所修改  
图 1 上扬子地台北缘区域地质简图及剖面位置

Fig. 1 Regional Geological Sketch Maps of the Northern Margin of Upper Yangtze Platform and the Position of Profile

## 2 页岩气地质特征

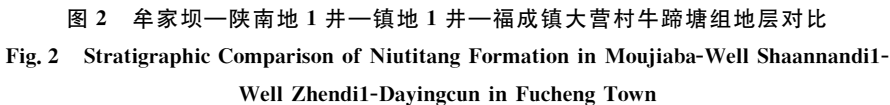
### 2.1 岩性组合及页岩展布

上扬子地台北缘下寒武统牛蹄塘组主要岩性为黑色碳质页岩、粉砂质页岩、含硅质碳质页岩夹碳质粉砂岩、泥灰岩(图 2),含磷、钒,发育水平层理,以黑色和深灰色为主,页岩与粉砂岩相间构成极细水平层理,沿层理面常有粉尘状黄铁矿分布。页岩中黄铁矿结核较多,大者直径可达 50 cm。牛蹄塘组黑色页岩见于汉南、米仓山基底隆起周缘汉中市福成镇、碑坝镇—西乡县大河镇一带。陕南地 1 井附近页岩厚度最大,可达 282 m,向四周厚度逐渐变薄;东部镇地 1 井页岩厚 90 m;南部福成镇一带页岩厚 100~130 m;西北部牟家坝一带页岩厚约 30 m(图 2)。牛蹄塘组优质页岩在马元地区厚度大于 100 m,南部福成镇一带厚度为 90~100 m,且粉砂岩、硅质页岩夹层较少,向四周厚度逐渐变薄。

### 2.2 岩相类型

页岩岩相研究是页岩气选区的重要内容。

Loucks 等根据页岩的矿物组成和沉积构造将 Barnett 页岩划分为非层状-层状泥岩、层状黏土质钙质泥岩、骨架泥质泥粒灰岩等岩相<sup>[21]</sup>;Abouelresh 等将 Barnett 页岩划分为硅质非钙质泥岩、白云质泥岩等 8 种岩相<sup>[22]</sup>。本文参照四川盆地海相页岩岩相划分标准<sup>[23]</sup>,依据石英+长石、碳酸盐矿物和黏土矿物含量(质量分数,下同)取 25%为界划分出硅质岩、灰岩、黏土岩和页岩四大岩相区,再以三者含量取 50%为界,将页岩划分为黏土质页岩、钙质页岩、硅质页岩和混合页岩,其中混合页岩又被进一步划分为黏土质硅质混合页岩、黏土质钙质混合页岩和钙质硅质混合页岩<sup>[23-24]</sup>。王玉满等研究表明:硅质页岩和钙质硅质混合页岩是深水环境特有的岩相;黏土质页岩和黏土质钙质混合页岩是浅水陆棚环境的主要岩相;黏土质硅质混合页岩是浅水-深水环境共有的岩相;深水环境所具有的岩相因其高硅质含量和有机质丰度,具有良好的物性和脆性,是页岩气层优质岩相<sup>[23]</sup>。研究区牛蹄塘组以硅质页岩和黏土质硅质混合页岩为主,并含有少量的黏土质页岩(图 3),



**Fig. 2 Stratigraphic Comparison of Niutitang Formation in Moujiaba-Well Shaannandi1-Well Zhendi1-Dayingcun in Fucheng Town**



**Fig. 3 Lithofacies Classification of Niutitang Formation Shale**

### 2.3 有机地球化学特征

牛蹄塘组页岩有机显微组分主要为腐泥组(体积分数为 93%~99%, 平均值为 96%)和少量镜质组(体积分数为 1%~7%, 平均值为 4%), 类型指数(TI)为 87.8~98.3。干酪根  $\delta^{13}\text{C}$  值为  $-33.50\text{‰}$ ~ $-33.06\text{‰}$ , 平均值为  $-31.43\text{‰}$ , 反映牛蹄塘组页岩有机质来源以腐泥型为主(图 5)。

牛蹄塘组页岩缺乏来源于高等植物的标准镜质组,无法测得其镜质体反射率( $R_o$ ),只得利用测得的



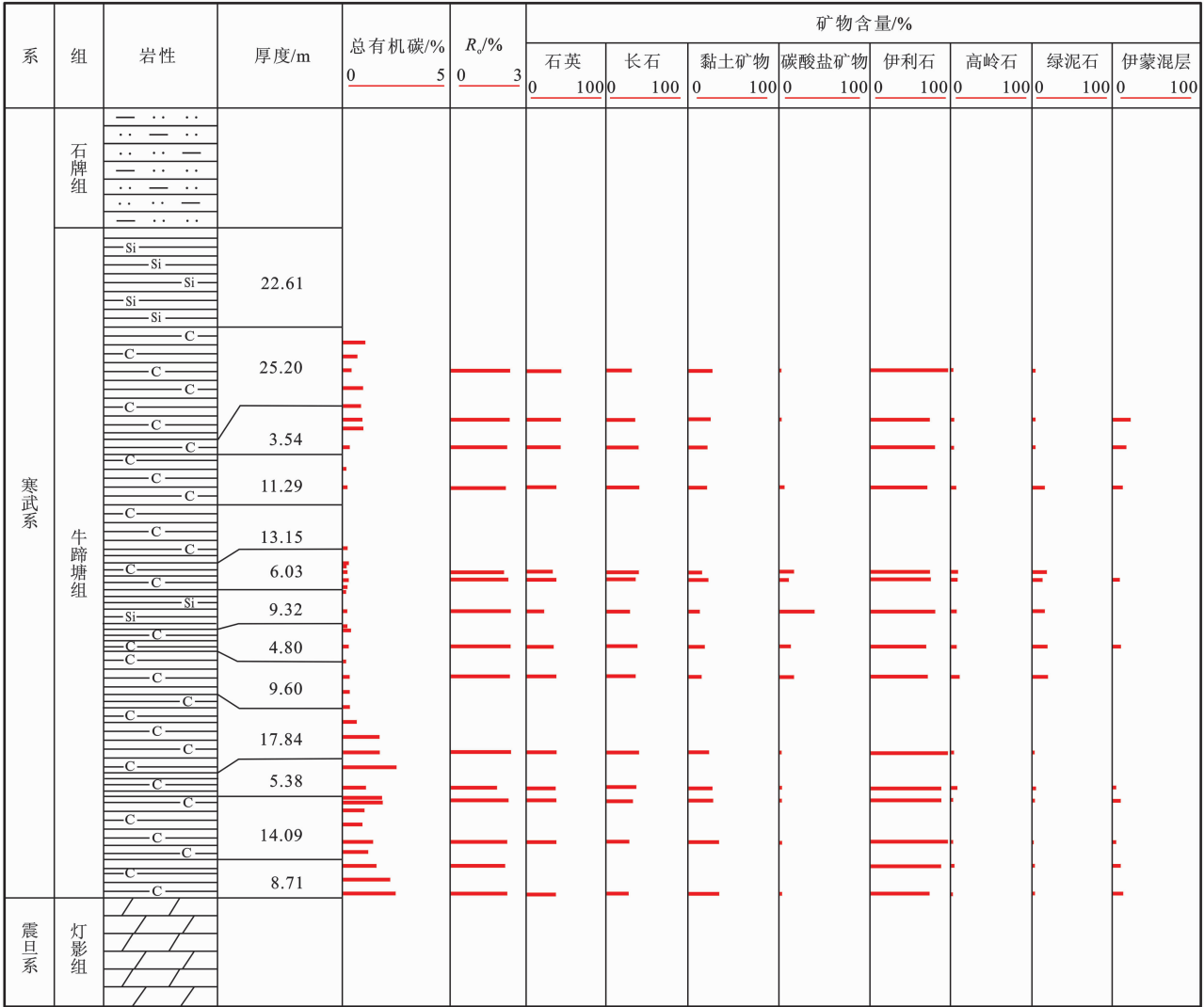


图 4 李家湾剖面牛蹄塘组综合柱状图

Fig. 4 Comprehensive Stratigraphic Column of Niutitang Formation in Lijiawan Profile

表 1 牛蹄塘组页岩总有机碳分布

Tab. 1 Distribution of Total Organic Carbon from Niutitang Formation Shale

剖面编号 及合计	样品数	总有机碳/%		
		最小值	最大值	平均值
M01	26	0.64	6.96	2.79
M02	17	2.38	7.23	3.92
M03	11	2.53	10.66	5.04
M04	13	0.55	8.02	2.36
M05	16	0.59	2.88	1.61
M06	22	0.51	3.27	1.69
M07	11	0.60	3.12	2.23
M08	11	0.82	2.84	1.42
M09	11	0.89	3.03	2.18
合计	138	0.51	10.66	2.55

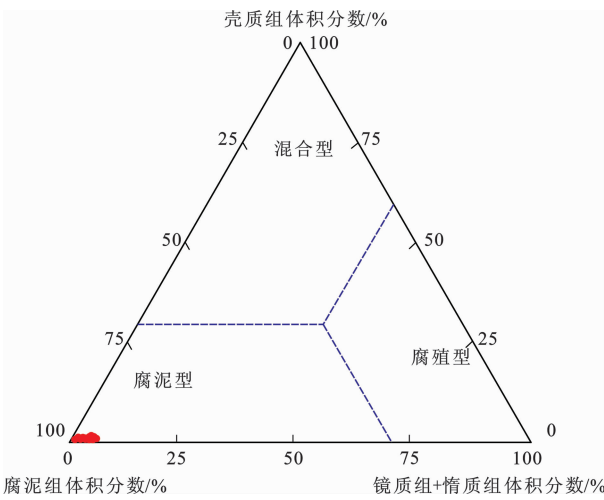


图 5 牛蹄塘组页岩有机显微组成

Fig. 5 Organic Maceral Composition of Niutitang Fomation Shale

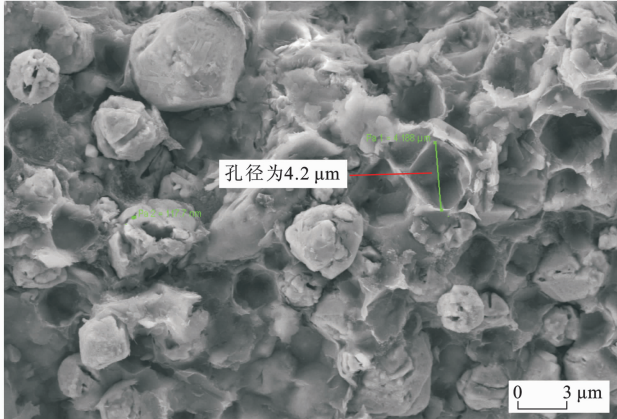
沥青反射率( $R_b$ )来换算镜质体反射率<sup>[25]</sup>,换算公式为: $R_o=0.3195+0.6790R_b$ 。镜质体反射率计算结果为 1.09%~2.84%,平均值为 2.13%,说明牛蹄塘组热演化处于主生气窗范围,有利于干气大量生成(图 4)。

2.4 矿物组成

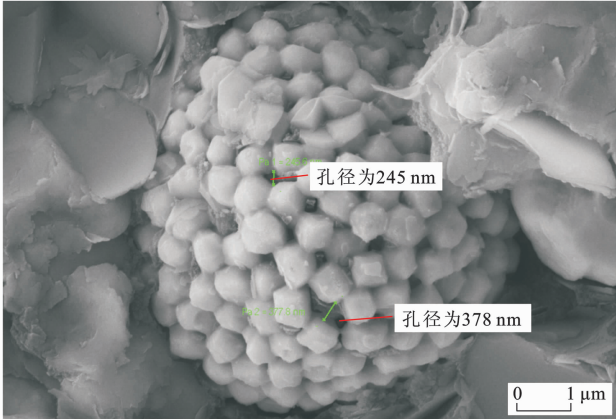
牛蹄塘组页岩矿物组成主要有石英、黏土矿物和长石,还含有少量的碳酸盐矿物和黄铁矿(图 4)。

其中,石英含量较高,为 30%~54%,平均值为 38%;黏土矿物含量为 9%~38%,平均值为 25%;长石含量为 13%~38%,平均值为 27%;碳酸盐矿物含量为 0%~26%,平均值为 4%;黄铁矿大多呈草莓状晶体[图 6(b)],少量呈粒状,其颗粒直径较小,多为 0.5~4.0  $\mu\text{m}$ 。

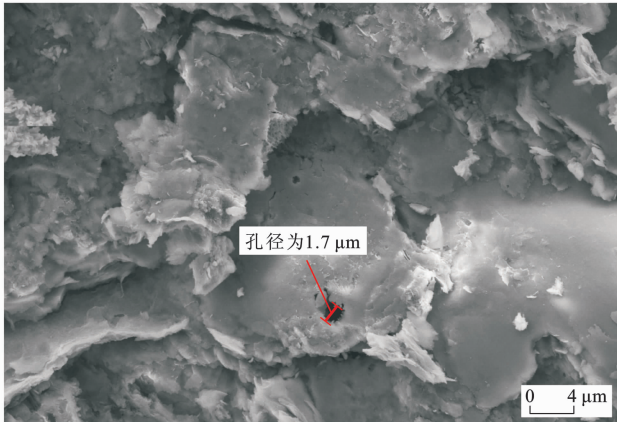
牛蹄塘组页岩中黏土矿物主要为伊利石,其次为伊蒙混层,此外,还有少量的蒙皂石和绿泥石(图



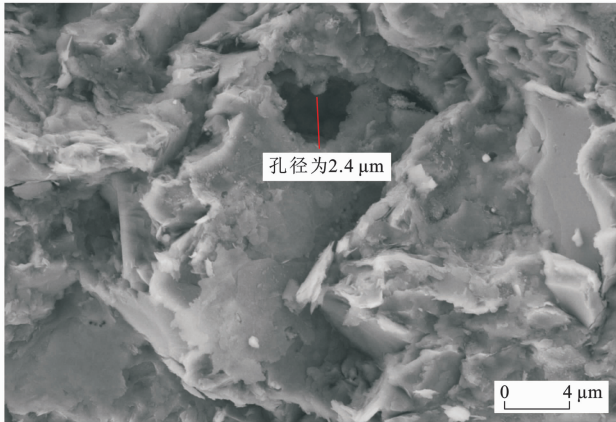
(a) 黄铁矿溶蚀形成的铸模孔及残留黄铁矿



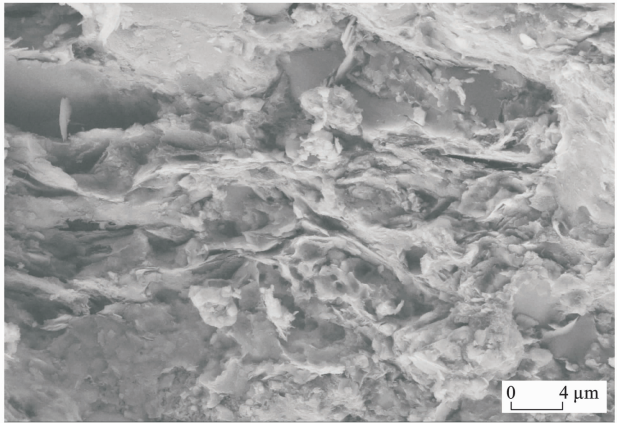
(b) 草莓状黄铁矿晶体及晶间孔



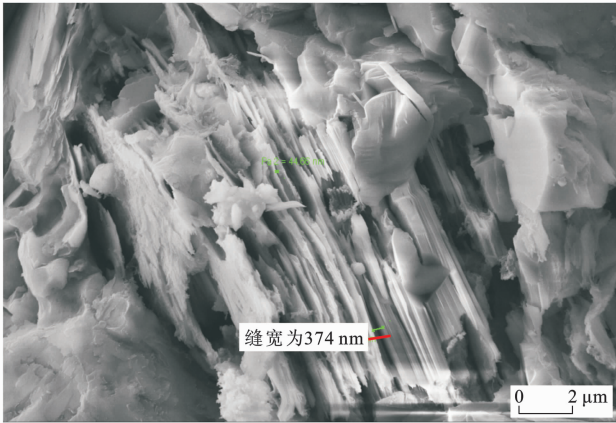
(c) 长石颗粒溶蚀孔



(d) 长石颗粒溶蚀孔



(e) 黏土矿物层间缝, 粒间孔缝



(f) 云母解理缝发育

图 6 观音庵剖面牛蹄塘组页岩扫描电镜照片  
Fig. 6 SEM Photographs of Niutitang Fomation Shale in Guanyin'an Profile

4)。其中,伊利石含量为 45%~93%,平均值为 69.1%;伊蒙混层含量为 6%~53%,平均值为 25.6%;绿泥石和蒙皂石二者含量占黏土矿物总含量的 5.3%。伊蒙混层主要为伊利石层,伊利石层含量占伊蒙混层总含量的 35%~95%,平均值为 82.9%。前人研究认为,在有机碳含量较低的页岩中,黏土矿物中伊利石对页岩气的吸附作用特别重要<sup>[26]</sup>,牛蹄塘组页岩较高的伊利石和伊蒙混层含量有利于提高页岩的吸附性能,对吸附气的保存较为有利。

脆性指数是页岩气储层评价中一个重要方面。Jarvie 等最早采用  $B=Q/(Q+J+C) \times 100\%$  ( $B$  为脆性指数; $Q$  为石英含量; $J$  为方解石含量; $C$  为黏土矿物含量)对 Barnett 页岩的脆性特征进行评价<sup>[27]</sup>,随后 Wang 等相继对各自研究区具体矿物组分进行研究并提出了类似的公式<sup>[28-29]</sup>。本文采用适用性较好的脆性指数计算公式<sup>[30]</sup>: $B=(Q+F+J+D+C)/T \times 100\%$  ( $F$  为长石含量; $D$  为白云石含量; $T$  为矿物总含量)。通过计算得出,牛蹄塘组脆性指数为 54%~85%,平均值为 69%,表现出较高的脆性特征。

2.5 储层特征

扫描电镜观察发现,牛蹄塘组页岩主要储集空

间为纳米-微米级孔隙和微裂缝,并且以无机孔隙为主,有机质孔隙欠发育。其中,无机孔隙主要为晶间孔、溶蚀孔、铸模孔以及解理面缝孔(图 6),孔径多为 0.2~5.0 μm。这些孔隙和微裂缝为页岩气提供了良好的储集空间和渗流通道。储层物性分析结果表明,牛蹄塘组页岩储层具有较高的孔隙度和较低的渗透率。露头处样品孔隙度为 3.5%~7.2%,渗透率为  $(0.011 \sim 0.028) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。由于所取的露头样品会有一定程度的氧化,其物性参数可能会偏高。陕南地 1 井岩芯孔隙度为 2.47%~3.81%(表 2),也表现为高值<sup>[6]</sup>。

2.6 含气性特征

对剖面露头采集的两个样品进行等温吸附实验。总有机碳分别为 6.96%、3.49%的页岩饱和吸附气含量( $V_L$ )最大分别为  $11.819 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$  和  $12.440 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ (图 7)。镇地 1 井 26 件样品现场解析气含量为  $0.58 \sim 2.92 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ ;残余气含量为 0.19~0.48  $\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ ;损失气含量为 1.07~3.75  $\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ ;总含气量为 1.84~6.04  $\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ ,平均值为 4.19  $\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ <sup>[16]</sup>。陕南地 1 井在牛蹄塘组页岩层段有页岩气显示,其全烃超过 2%,总含气量最高为 2.71  $\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ 。上述特征表明,牛蹄塘组页岩吸附气含量高,具有较好的含气性<sup>[16]</sup>。

表 2 中国南方地区下寒武统牛蹄塘组页岩埋深、厚度、总有机碳、镜质体反射率和孔隙度对比  
Tab. 2 Comparisons of Depth, Thickness, TOC, Vitrinite Reflectance and Porosity of Lower Cambrian Niutitang Formation Shale in Southern China

位置	区块	典型井	埋深/m	集中段 厚度/m	总有机碳/%		$R_o$ /%		孔隙度/%		文献 来源
					范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	
四川盆地	威远—犍为	威 201 井	2 652~2 704	52	2.00~3.65	2.80	3.20~3.60	3.30	0.82~4.86	2.20	[5]
		金页 1 井	3 315~3 370	55	2.00~3.60	2.70	2.90~3.20	3.00	0.75~4.60	2.50	
	长宁	宁 206 井	1 850~1 890	40	2.00~5.94	3.20	3.50~4.20	4.00	0.90~3.20	2.30	
渝东南	丁山	丁山 1 井	3 430~3 433	3	2.00~3.95	2.30	3.00~3.70	3.30	0.71~0.93	2.30	[31]和 [32]
滇黔北	昭通	昭 103 井	2 490~2 540	50	1.90~2.70	2.30	3.75~4.40	4.20	0.75~3.65	1.79	[5]
		昭 101 井	1 700~1 760	60	2.00~5.18	2.50	4.08~4.44	4.30	0.84~3.84	1.95	
黔西	毕节	方深 1 井	1 720~1 785	65	2.00~8.02	3.50		4.50	0.74~0.77		[32]
黄陵背斜	宜昌	鄂阳页 1 井	2 950~3 418	141	0.41~3.67	2.05	2.31~2.78				[13]
上扬子地台北缘	镇巴	镇地 1 井	1 665~1 755	90	0.88~8.61	3.37	2.04~3.14	2.66			[6]
	南郑	陕南地 1 井	564~846	114		上段为 4.22; 下段为 5.78				上段为 2.47; 下段为 3.81	
	西乡—镇巴—南郑	露头			0.51~10.66	2.55	1.09~2.84	2.13	3.50~7.20		本文



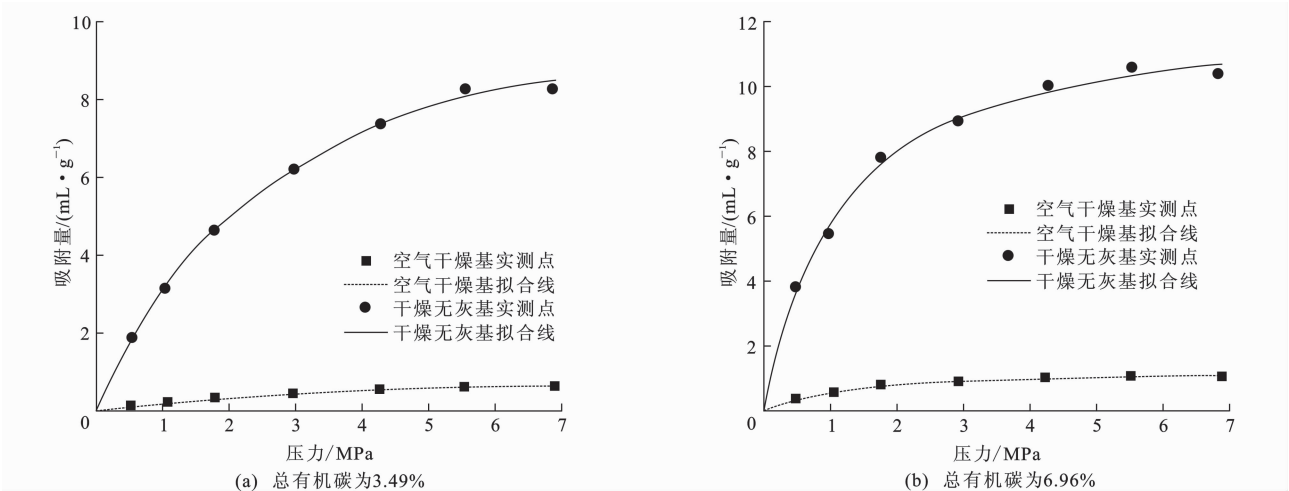


图 7 牛蹄塘组页岩等温吸附曲线  
Fig. 7 Isothermal Adsorption Curves of Niutitang Formation Shale

2.7 顶底板条件

顶底板条件包括目的层上覆及下伏地层的岩性及接触关系,良好的顶底板条件是页岩气封存在页岩中的重要条件<sup>[31,33]</sup>。牛蹄塘组页岩上覆顶板为上寒武统石牌组大段粉砂质页岩、钙质砂质页岩,厚度约为 150 m,与牛蹄塘组地层整合接触且横向上展布稳定,封闭性较好[图 8(a)];牛蹄塘组下伏底板为震旦系灯影组四段大段白云岩(汉中市福成镇大营村剖面厚度为 243 m),顶部发育顺层溶洞,沥青充填,风化壳较为发育,与牛蹄塘组地层呈区域不整合接触,牛蹄塘组页岩气可能会向下逸散[图 8(b)]。

3 与中国南方地区海相页岩对比

对比中国南方地区下寒武统牛蹄塘组页岩总有机碳、孔隙度、含气性、矿物组成等关键参数(表 2、3),可见中国南方地区牛蹄塘组均具有较好生烃基

础(总有机碳高于 2%),埋深适中,除渝东南丁山 1 井外,页岩厚度均大于 30 m,脆性矿物含量高,而上扬子地台北缘和黄陵背斜牛蹄塘组页岩厚度更大,热演化程度偏低,孔隙度偏高,含气量相对较高,页岩气勘探效果明显优于其他地区。

4 讨 论

4.1 页岩有机质孔隙欠发育的主要原因

有机质孔隙是页岩气吸附和储存的主要空间,其主要由滞留在页岩中的原油热裂解生气形成(对应镜质体反射率为 1.35%~3.20%),并且随着热演化程度的增加,有机质碳化程度增大,有机质的抗压性降低,进而导致有机质孔隙逐渐减少,储层孔隙度逐渐降低。当镜质体反射率大于 3.5%时,孔隙度降低至 2%以下,失去储层有效性<sup>[5]</sup>,进而导致页岩气散失。上扬子地台北缘由于受到汉南古陆和米

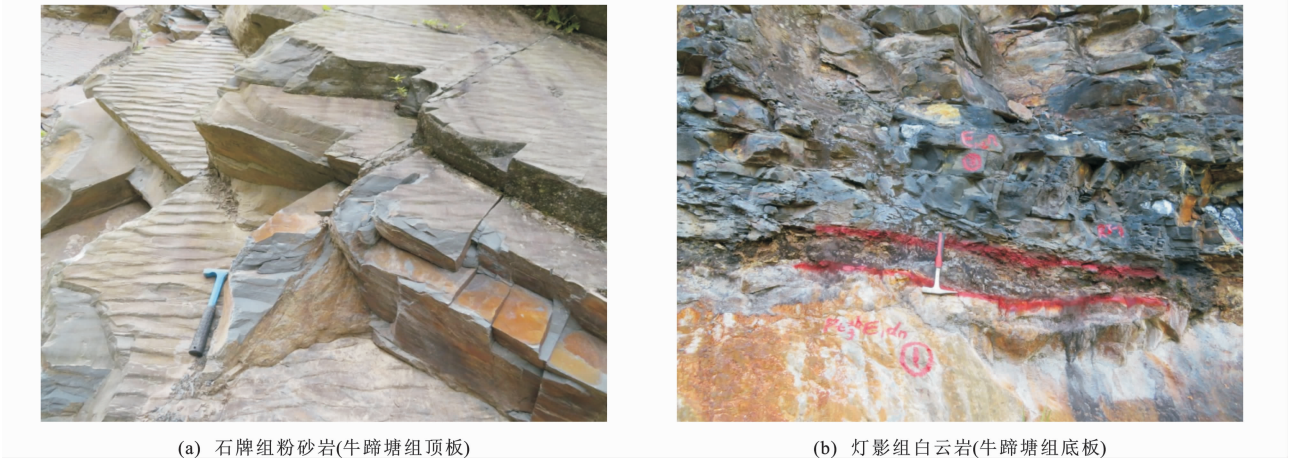


图 8 牛蹄塘组页岩顶底板野外照片  
Fig. 8 Field Photos of Niutitang Formation Shale in Roof and Floor

表 3 中国南方地区下寒武统牛蹄塘组页岩含气量、脆性矿物含量、压力系数和测试产量对比

Tab. 3 Comparisons of Gas Content, Brittle Mineral Content, Pressure Coefficient and Measured Production of Lower Cambrian Niutitang Formation Shale in Southern China

位置	区块	典型井	含气量/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )		脆性矿物含量/%				压力系数	测试产量	文献来源
					石英+长石		碳酸盐				
			范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值			
四川盆地	威远—犍为	威 201 井	1.10~3.51	2.01	29.00~72.50	38.50	2.10~15.60	8.50	0.92	1.08×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> (直井)	[5]
		金页 1 井	1.02~4.68	2.03	28.00~62.00	35.00	2.00~13.80	7.50	1.20	8.60×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> (水平井)	
	长宁	宁 206 井	0~0.80	0.65	36.00~40.30	38.40	6.00~10.90	8.50	0.90	无气	
滇黔北	昭通	昭 103 井	0.06~0.62	0.35	15.00~56.00	44.00	23.00~50.00	32.00	0.85	无气	[5]
		昭 101 井	0.15~0.40	0.26	30.00~71.00	51.30	2.00~15.00	7.30	0.85	无气	
黔西	毕节	方深 1 井							1.00	微气	[32]
黄陵背斜	宜昌	鄂阳页 1 井		4.48						7.83×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> (水平井)	[13]
上扬子地台北缘	镇巴	镇地 1 井	1.84~6.04	4.19		44.78		8.15		未测试	[6]
	南郑	陕南地 1 井		上段为 2.71; 下段为 2.54						未测试	
	西乡—镇巴—南郑	露头				65.00	0~26.00	4.00			本文

注:鄂阳页 1 井脆性矿物含量为 64%~84%;陕南地 1 井脆性矿物含量上段为 55.53%,下段为 62.81%。

仓山古隆起等影响,地层埋深浅,热演化程度适中(镜质体反射率约为 2.13%),对应孔隙度大于 2.5%,含气量高,黄陵背斜地区如是。而四川盆地、渝东南、黔西、滇黔北等地区牛蹄塘组页岩镜质体反射率均大于 3.0%,黔西方深 1 井镜质体反射率可达到 4.50%,其对应的孔隙度不足 1%,含气量较低。图 9 指示中国南方地区牛蹄塘组页岩孔隙度与热演化程度关系。随着热演化程度(镜质体反射率)的增大,页岩总孔隙度降低(图 9),这揭示了有机质热演化程度对孔隙度和含气性的控制作用,解释了中国南方地区牛蹄塘组页岩有机质孔隙普遍欠发育的现象。

4.2 页岩气保存条件

在具备充足的生烃物质基础条件下,页岩气保存条件是决定页岩气富集的关键因素<sup>[34]</sup>。牛蹄塘组页岩顶板为相对致密的泥质粉砂岩或含泥灰岩,厚度大,孔隙度、渗透率较低,对页岩气具有良好的封盖作用。牛蹄塘组底板为灯影组物性较好的白云岩储层,并且牛蹄塘组和灯影组之间多为区域不整合面,造成牛蹄塘组生成的烃类在浓度差影响下向底部散失,形成“上盖下渗”型顶底板模式<sup>[35]</sup>,不利于页岩气的早期滞留。但从表 3 可以看出,黄陵背

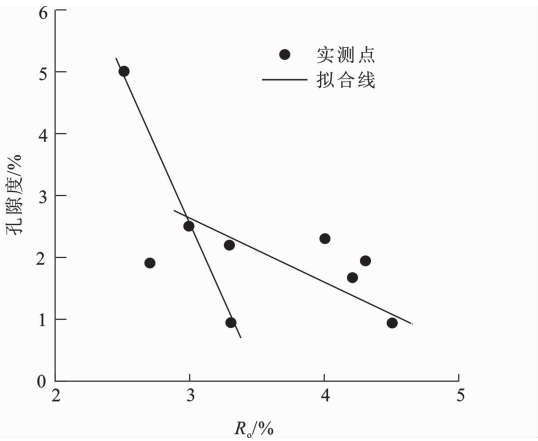


图 9 中国南方地区牛蹄塘组页岩孔隙度与热演化程度关系

Fig. 9 Relationship Between Porosity and Thermal Evolution of Niutitang Formation Shale in Southern China

斜和上扬子地台北缘牛蹄塘组取得平均 4 m<sup>3</sup>·t<sup>-1</sup>以上含气量的重大突破,说明牛蹄塘组底部的区域不整合面并未对气藏造成破坏性影响。中国南方其他地区在具有同样充足物质基础的条件下勘探效果却并不理想。本文研究认为除页岩热演化程度差异外,页岩自身封盖作用能在一定程度上阻碍页岩气向不整合面散失,进而导致勘探效果差异显著。页

岩自身的封盖作用与页岩层的厚度直接相关。一方面,页岩气在向下散失的过程中,需克服页岩有机质及矿物对烃类气体的吸附阻力,页岩厚度越大,该吸附力越大;另一方面,页岩本身低孔隙度( $<10\%$ )和低渗透率(每平方微米在  $10^{-9}$  级至  $10^{-6}$  级)的特点使页岩微孔隙相当于一个封闭体系,页岩厚度越大,页岩气自身对气体的封堵性越强,烃类气体越难散失。因此,页岩自身的封盖作用可以一定程度上制约页岩气的逃逸散失,从而使页岩气不同程度地保存下来(图 10)。上扬子地台北缘及黄陵背斜牛蹄塘组页岩厚度大,为页岩气保存提供了有利条件。

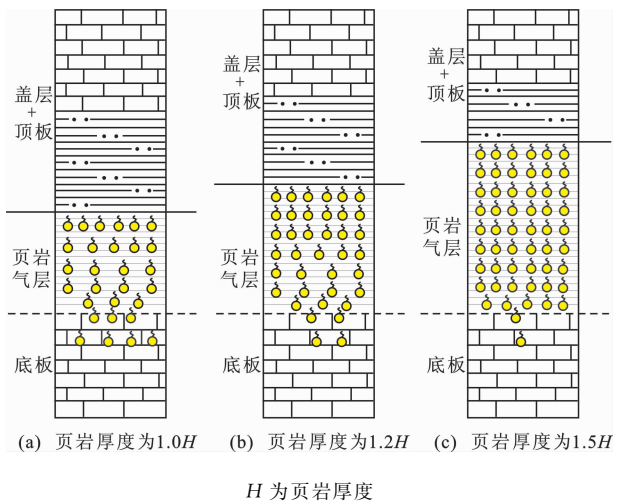


图 10 页岩厚度对页岩气保存影响  
Fig. 10 Effect of Shale Thickness on Shale Gas Preservation

5 页岩气勘探潜力

页岩气勘探潜力评价主要包括生气能力、储气能力和易开采性 3 个方面<sup>[36-38]</sup>,影响参数主要有页岩有效厚度、埋深、总有机碳、有机质热演化程度、矿物成分、孔隙度和含气量等<sup>[39-40]</sup>。页岩有效厚度是影响其生气和储气能力的重要因素,是页岩气藏形成的关键,鉴于牛蹄塘组下伏的区域不整合面,页岩以有效厚度大于 30 m 为宜;页岩埋深与页岩气保存及技术可采性息息相关,烃类气体能够较好地保存下来,页岩埋深不宜过浅,考虑到现今页岩气勘探开发技术和页岩气开采经济价值,页岩埋深以 500~4 000 m 为宜;总有机碳是页岩气藏形成的基础,也对页岩储气性能有重要影响,形成商业性气藏要求页岩总有机碳高于 2%;有机质热演化程度以处于生气窗内( $1.1\% < R_o < 3.0\%$ )为宜,镜质体反射率高于 3.0%时,有机质碳化,含气量骤减。黏土矿物

对烃类气体有一定的吸附作用,但蒙脱石等水敏矿物对后期注水压裂造成不良影响,而脆性矿物含量高( $>40\%$ )易于储层压裂造缝,有利于后期开采;商业性页岩气藏的页岩孔隙度一般大于 3%,且高产区一般为 4%~5%;页岩含气量可以反映页岩气藏的规模和产能大小,是页岩气评价的重要参数指标,一般要求页岩含气量大于  $2.0 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ 。

上扬子地台北缘下寒武统牛蹄塘组页岩厚度大(有效厚度大于 30 m),埋深适中(500~4 000 m),总有机碳较高(平均值为 2.55%),热演化程度适中(镜质体反射率平均值为 2.13%),脆性矿物含量高(平均值为 69%),孔隙度(3.5%~7.2%)和含气量( $>2.5 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ )相对较高,这些参数均显示了上扬子地台北缘具有良好的页岩气勘探前景。基于对该区优质页岩的发育特征、埋深和热演化程度的认识,认为回军坝—麻柳镇一带牛蹄塘组优质页岩(总有机碳不低于 2%)厚度发育较稳定,为 40~100 m(图 11),岩性以碳质硅质页岩为主,并且牛蹄塘组埋深浅于 4 000 m,而且镇地 1 井和陕南地 1 井含气量高,说明该地区保存条件较好。综上所述,回军坝—麻柳镇一带是牛蹄塘组海相页岩气有望取得勘探突破的最优地区。

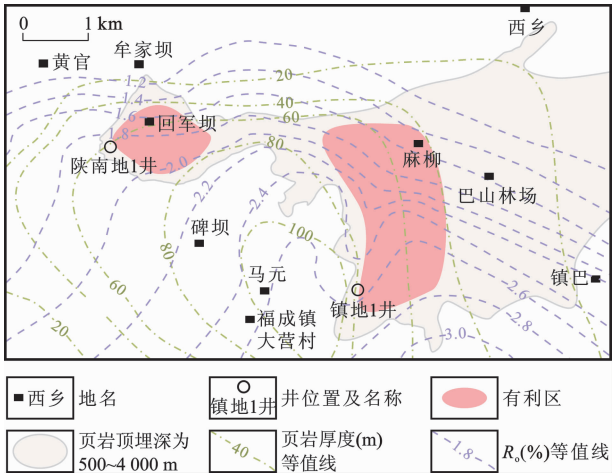


图 11 牛蹄塘组页岩气有利区分布  
Fig. 11 Distribution of Shale Gas Favorable Area in Niutitang Formation

6 结 语

(1)上扬子地台北缘下寒武统牛蹄塘组沉积于深水陆棚环境,富有机质黑色页岩发育,页岩具有“四高一中”的特点,即高脆性、高总有机碳、高孔隙度、高含气量、适中热演化程度,显示良好的页岩气形成地质条件。



(2)相比中国南方地区下寒武统海相页岩,上扬子地台北缘牛蹄塘组页岩具备足够的生烃物质基础和较高的脆性,并且富有机质页岩厚度大,热演化程度偏低,孔隙度和含气量高,页岩气勘探效果明显优于其他地区。

(3)回军坝—麻柳镇一带牛蹄塘组优质页岩发育且厚度稳定,埋深适中,保存条件较好,是上扬子地台北缘牛蹄塘组海相页岩气下一步勘探的有利地区。

## 参考文献:

## References:

- [1] 程克明,王世谦,董大忠,等. 上扬子区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏条件[J]. 天然气工业,2009,29(5):40-44.  
CHENG Ke-ming, WANG Shi-qian, DONG Da-zhong, et al. Accumulation Conditions of Shale Gas Reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, the Upper Yangtze Region[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 40-44.
- [2] 聂海宽,张金川,李玉喜. 四川盆地及其周缘下寒武统页岩气聚集条件[J]. 石油学报,2011,32(6):959-967.  
NIE Hai-kuan, ZHANG Jin-chuan, LI Yu-xi. Accumulation Conditions of the Lower Cambrian Shale Gas in the Sichuan Basin and Its Periphery[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(6): 959-967.
- [3] 胡明毅,邓庆杰,胡忠贵. 上扬子地区下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏条件[J]. 石油与天然气地质,2014,35(2):272-279.  
HU Ming-yi, DENG Qing-jie, HU Zhong-gui. Shale Gas Accumulation Conditions of the Lower Cambrian Niutitang Formation in Upper Yangtze Region[J]. Oil and Gas Geology, 2014, 35(2): 272-279.
- [4] 邹才能,赵 群,董大忠,等. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J]. 天然气地球科学,2017,28(12):1781-1796.  
ZOU Cai-neng, ZHAO Qun, DONG Da-zhong, et al. Geological Characteristics, Main Challenges and Future Prospect of Shale Gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1781-1796.
- [5] 赵文智,李建忠,杨 涛,等. 中国南海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. 石油勘探与开发,2016,43(4):499-510.  
ZHAO Wen-zhi, LI Jian-zhong, YANG Tao, et al. Geological Difference and Its Significance of Marine Shale Gases in South China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 499-510.
- [6] 陈相霖,包书景,翟刚毅,等. 汉南古隆起周缘下寒武统(陕南地1井)发现海相页岩气[J]. 中国地质,2018,45(2):412-413.  
CHEN Xiang-lin, BAO Shu-jing, ZHAI Gang-yi, et al. The Discovery of Shale Gas Within Lower Cambrian Marine Facies at Shan Nandi-1 Well on the Margin of Hannan Palaeouplift[J]. Geology in China, 2018, 45(2): 412-413.
- [7] 聂海宽,何治亮,刘光祥,等. 中国页岩气勘探发现状与优选方向[J]. 中国矿业大学学报,2020,49(1):13-35.  
NIE Hai-kuan, HE Zhi-liang, LIU Guang-xiang, et al. Status and Direction of Shale Gas Exploration and Development in China[J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2020, 49(1): 13-35.
- [8] 郭旭升,李宇平,腾格尔,等. 四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J]. 石油勘探与开发,2020,47(1):193-201.  
GUO Xu-sheng, LI Yu-ping, TENG Ge-er, et al. Hydrocarbon Generation and Storage Mechanisms of Deep-water Shelf Shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 193-201.
- [9] 孟凡洋,陈 科,包书景,等. 湘西北复杂构造区下寒武统页岩含气性及主控因素分析:以慈页1井为例[J]. 岩性油气藏,2018,30(5):29-39.  
MENG Fan-yang, CHEN Ke, BAO Shu-jing, et al. Gas-bearing Property and Main Controlling Factors of Lower Cambrian Shale in Complex Tectonic Area of Northwestern Hunan Province: A Case of Well Ciyel[J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(5): 29-39.
- [10] 何贵松,何希鹏,高玉巧,等. 中国南方3套海相页岩气成藏条件分析[J]. 岩性油气藏,2019,31(1):57-68.  
HE Gui-song, HE Xi-peng, GAO Yu-qiao, et al. Analysis of Accumulation Conditions of Three Sets of Marine Shale Gas in Southern China[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(1): 57-68.
- [11] 翟刚毅,包书景,王玉芳,等. 古隆起边缘成藏模式与湖北宜昌页岩气重大发现[J]. 地球学报,2017,38(4):441-447.  
ZHAI Gang-yi, BAO Shu-jing, WANG Yu-fang, et al. Reservoir Accumulation Model at the Edge of Palaeo-high and Significant Discovery of Shale Gas in Yichang Area, Hubei Province[J]. Acta Geoscientia Sinica, 2017, 38(4): 441-447.
- [12] 王朋飞,姜振学,韩 波,等. 中国南方下寒武统牛蹄塘组页岩气高效勘探开发储层地质参数[J]. 石油学报,2018,39(2):152-162.

- WANG Peng-fei, JIANG Zhen-xue, HAN Bo, et al. Reservoir Geological Parameters for Efficient Exploration and Development of Lower Cambrian Niutitang Formation Shale Gas in South China[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2018, 39(2): 152-162.
- [13] 翟刚毅, 王玉芳, 包书景, 等. 我国南海相页岩气富集高产主控因素及前景预测[J]. *地球科学*, 2017, 42(7): 1057-1068.
- ZHAI Gang-yi, WANG Yu-fang, BAO Shu-jing, et al. Major Factors Controlling the Accumulation and High Productivity of Marine Shale Gas and Prospect Forecast in Southern China[J]. *Earth Science*, 2017, 42(7): 1057-1068.
- [14] 陈 科, 翟刚毅, 包书景, 等. 华南黄陵隆起构造演化及其对页岩气保存的控制作用[J]. *中国地质*, 2020, 47(1): 161-172.
- CHEN Ke, ZHAI Gang-yi, BAO Shu-jing, et al. Tectonic Evolution of the Huangling Uplift and Its Control Effect on Shale Gas Preservation in South China[J]. *Geology in China*, 2020, 47(1): 161-172.
- [15] 陈相霖, 郭天旭, 石砥石, 等. 陕南地区牛蹄塘组页岩孔隙结构特征及吸附能力[J]. *岩性油气藏*, 2019, 31(5): 52-60.
- CHEN Xiang-lin, GUO Tian-xu, SHI Di-shi, et al. Pore Structure Characteristics and Adsorption Capacity of Niutitang Formation Shale in Southern Shaanxi[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019, 31(5): 52-60.
- [16] 陈相霖, 翟刚毅, 包书景, 等. 陕南镇巴地区牛蹄塘组页岩气地质条件与含气性特征: 以镇地 1 井为例[J]. *中国矿业*, 2018, 27(增 1): 101-106.
- CHEN Xiang-lin, ZHAI Gang-yi, BAO Shu-jing, et al. Shale Gas Accumulation and Gas-bearing Properties of Niutitang Formation in Well Zhendi1, Zhenba Region of Southern Shaanxi Province[J]. *China Mining Magazine*, 2018, 27(S1): 101-106.
- [17] 陈宝赞, 李荣西, 余金杰, 等. 扬子地台北缘震旦系灯影组地球化学特征及其对热水沉积暗示[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2018, 37(4): 770-778.
- CHEN Bao-yun, LI Rong-xi, YU Jin-jie, et al. Geochemical Characteristics of the Sinian Dengying Formation in Northern Margin of the Yangtze Platform and Their Implications to Hydrothermal Sedimentation[J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2018, 37(4): 770-778.
- [18] 梅冥相. 上扬子区寒武系娄山关群白云岩层序地层格架及其古地理背景[J]. *古地理学报*, 2007, 9(2): 117-132.
- MEI Ming-xiang. Sequence Stratigraphic Framework and Its Palaeogeographic Setting for the Loushanguan Group Dolostones of Cambrian in Upper Yangtze Region[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2007, 9(2): 117-132.
- [19] 余 谦, 牟传龙, 张海全, 等. 上扬子北缘震旦纪—早古生代沉积演化与储层分布特征[J]. *岩石学报*, 2011, 27(3): 672-680.
- YU Qian, MOU Chuan-long, ZHANG Hai-quan, et al. Sedimentary Evolution and Reservoir Distribution of Northern Upper Yangtze Plate in Sinian-Early Paleozoic[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 27(3): 672-680.
- [20] 张国伟, 于在平, 董云鹏, 等. 秦岭区前寒武纪构造格局与演化问题探讨[J]. *岩石学报*, 2000, 16(1): 11-21.
- ZHANG Guo-wei, YU Zai-ping, DONG Yun-peng, et al. On Precambrian Framework and Evolution of the Qinling Belt[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2000, 16(1): 11-21.
- [21] LOUCKS R G, RUPPEL S C. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and Depositional Setting of a Deep-water Shale-gas Succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 579-601.
- [22] ABOUELRESH M O, SLATT R M. Lithofacies and Sequence Stratigraphy of the Barnett Shale in East-central Fort Worth Basin, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(1): 1-22.
- [23] 王玉满, 王淑芳, 董大忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩岩相表征[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 119-133.
- WANG Yu-man, WANG Shu-fang, DONG Da-zhong, et al. Lithofacies Characterization of Longmaxi Formation of the Lower Silurian, Southern Sichuan[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 119-133.
- [24] 蒋裕强, 宋益滔, 漆 麟, 等. 中国海相页岩岩相精细划分及测井预测: 以四川盆地南部威远地区龙马溪组为例[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 107-118.
- JIANG Yu-qiang, SONG Yi-tao, QI Lin, et al. Fine Lithofacies of China's Marine Shale and Its Logging Prediction: A Case Study of the Lower Silurian Longmaxi Marine Shale in Weiyuan Area, Southern Sichuan Basin, China[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 107-118.
- [25] 丰国秀, 陈盛吉. 岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J]. *天然气工业*, 1988, 8(3): 20-25.
- FENG Guo-xiu, CHEN Sheng-ji. Relationship Between the Reflectance of Bitumen and Vitrinite in Rock[J]. *Natural Gas Industry*, 1988, 8(3): 20-25.
- [26] LU X C, LI F C, WATSON A T. Adsorption Measurements in Devonian Shales[J]. *Fuel*, 1995, 74(4): 599-603.
- [27] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional Shale-gas Systems: The Mississippian Bar-

- nett Shale of North-central Texas as One Model for Thermogenic Shale-gas Assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [28] WANG F P, GALE J F. Screening Criteria for Shale-gas Systems[J]. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 2009, 59: 779-793.
- [29] 陈吉, 肖贤明. 南方古生界3套富有机质页岩矿物组成与脆性分析[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 822-826.  
CHEN Ji, XIAO Xian-ming. Mineral Composition and Brittleness of Three Sets of Paleozoic Organic-rich Shales in China South Area[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 822-826.
- [30] JIN X C, SHAH S N, ROEGIERS J C, et al. Fracability Evaluation in Shale Reservoirs: An Integrated Petrophysics and Geomechanics Approach[J]. SPE Journal, 2014, 20(3): 518-526.
- [31] 郭彤楼. 涪陵页岩气田发现的启示与思考[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 29-43.  
GUO Tong-lou. Discovery and Characteristics of the Fuling Shale Gas Field and Its Enlightenment and Thinking[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 29-43.
- [32] 刘树根, 冉波, 郭彤楼, 等. 四川盆地及周缘下古生界富有机质黑色页岩: 从优质烃源岩到页岩气产层[M]. 北京: 科学出版社, 2014.  
LIU Shu-gen, RAN Bo, GUO Tong-lou, et al. Lower Palaeozoic Organic-matter-rich Black Shale in the Sichuan Basin and Its Periphery: From Oil-prone Source Rock to Gas-producing Shale Reservoir[M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [33] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 24-37.  
GUO Xu-sheng, HU Dong-feng, WEI Zhi-hong, et al. Discovery and Exploration of Fuling Shale Gas Field[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [34] 王濡岳, 丁文龙, 龚大建, 等. 黔北地区海相页岩气保存条件: 以贵州岑巩区块下寒武统牛蹄塘组为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 45-55.  
WANG Ru-yue, DING Wen-long, GONG Da-jian, et al. Gas Preservation Conditions of Marine Shale in Northern Guizhou Area: A Case Study of the Lower Cambrian Niutitang Formation[J]. Oil and Gas Geology, 2016, 37(1): 45-55.
- [35] 魏祥峰, 李宇平, 魏志红, 等. 保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气富集高产的影响机制[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 147-153.  
WEI Xiang-feng, LI Yu-ping, WEI Zhi-hong, et al. Effects of Preservation Conditions on Enrichment and High Yield of Shale Gas in Sichuan Basin and Its Periphery[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2017, 39(2): 147-153.
- [36] 王宁, 李荣西, 王香增, 等. 海陆过渡相页岩气形成热模拟实验研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(1): 189-197.  
WANG Ning, LI Rong-xi, WANG Xiang-zeng, et al. Pyrolytic Study on the Gas-generating Process of Transitional Shale[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(1): 189-197.
- [37] 王宁, 李荣西, 王香增, 等. 鄂尔多斯盆地山西组海陆过渡相页岩生烃动力学及页岩气形成过程研究[J]. 地球化学, 2019, 48(5): 493-501.  
WANG Ning, LI Rong-xi, WANG Xiang-zeng, et al. Generation Kinetics and Generation Process of Transitional Facies Shale Gas for Shanxi Formation in Ordos Basin[J]. Geochimica, 2019, 48(5): 493-501.
- [38] 杨振恒, 李志明, 沈宝剑, 等. 页岩气成藏条件及我国黔南坳陷页岩气勘探前景浅析[J]. 中国石油勘探, 2009, 14(3): 24-28.  
YANG Zhen-heng, LI Zhi-ming, SHEN Bao-jian, et al. Shale Gas Accumulation Condition and Exploration Prospect in Southern Guizhou Depression[J]. China Petroleum Exploration, 2009, 14(3): 24-28.
- [39] 郝兆栋, 唐书恒, 王静, 等. 中国南方海相页岩气选区关键参数探讨[J]. 地质学报, 2018, 92(6): 1313-1323.  
XI Zhao-dong, TANG Shu-heng, WANG Jing, et al. Evaluation Parameters Study of Selecting Favorable Shale Gas Areas in Southern China[J]. Acta Geologica Sinica, 2018, 92(6): 1313-1323.
- [40] 王阳, 朱炎铭, 陈尚斌, 等. 湘西北下寒武统牛蹄塘组页岩气形成条件分析[J]. 中国矿业大学学报, 2013, 42(4): 586-594.  
WANG Yang, ZHU Yan-ming, CHEN Shang-bin, et al. Formation Conditions of Shale Gas in Lower Cambrian Niutitang Formation, Northwestern Hunan[J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2013, 42(4): 586-594.
- [41] 王世谦, 王书彦, 满玲, 等. 页岩气选区评价方法与关键参数[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(6): 609-620.  
WANG Shi-qian, WANG Shu-yan, MAN Ling, et al. Appraisal Method and Key Parameters for Screening Shale Gas Play[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science and Technology Edition), 2013, 40(6): 609-620.