

文章编号:0253-9985(2012)03-0364-11

黔北地区下寒武统黑色页岩储层特征及其影响因素

李娟¹, 于炳松¹, 张金川², 李玉喜³, 武景淑¹

(1. 中国地质大学 地质过程与矿产资源国家重点实验室, 北京 100083;

2. 中国地质大学 能源学院, 北京 100083; 3. 国土资源部 油气资源战略研究中心, 北京 100034)

摘要:为了评价黔北地区下寒武统牛蹄塘组黑色页岩的储气性能,对黔北下寒武统牛蹄塘组的20余个露头剖面进行了系统采样和岩石物性、扫描电镜、压汞分析、比表面和孔径等分析测试。初步研究结果表明:黔北地区下寒武统页岩中石英含量平均为56.3%,粘土矿物平均含量为30.5%,有效孔隙度平均为8.24%,渗透率平均为 $0.127 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,具有低渗致密的储层特征;孔径分布集中在4 nm左右,本区页岩孔隙以中孔为主。孔隙体积与石英、粘土矿物和有机碳含量等的相关性分析表明,石英含量与微孔和中孔体积成负相关,而与宏孔成弱的正相关关系;粘土物质则正相反,与微孔和中孔体积成正相关,而与宏孔成弱的负相关关系;有机碳含量和中孔体积、宏孔体积成一定的正相关性;镜质体反射率与宏孔体积成弱的正相关性。

关键词:孔隙;储层特征;黑色页岩;牛蹄塘组;寒武系;黔北地区

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Reservoir characteristics and their influence factors of the Lower Cambrian dark shale in northern Guizhou

Li Juan¹, Yu Bingsong¹, Zhang Jinchuan², Li Yuxi³ and Wu Jingshu¹

(1. State Key Laboratory of Geological Process and Mineral Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China;

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

3. Research Center for Oil and Gas Resource Strategy, Ministry of Land and Resources, Beijing 100034, China)

Abstract: In order to assess the gas potential of the dark shale of the Lower Cambrian Niutitang Formation in the northern part of Guizhou, samples were collected from 20 outcrop cross sections of the Lower Cambrian Niutitang Formation in the northern part of Guizhou and many experiment tests such as physical property, SEM, mercury porosimetry, specific surface and pore size were conducted. Preliminary study results show that the average content of quartz and clay minerals are 56.3% and 30.5% and the effective porosity and permeability are 8.24% and $0.127 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ respectively. Pore sizes cluster around 4.0 nm. The pores are dominated by mesopores. The analysis of the relation between pore volume and quartz content, clay mineral contents and TOC shows that the content of quartz is negatively correlated with the volumes of micropore and mesopore, but slightly positively correlated with macropore; clay mineral contents are just the opposite to quartz content; TOC is positively correlated with mesopore and macropore to some extent; and vitrinite reflectance has a weak positive correlation with macropore.

Key words: pore, reservoir characteristics, dark shale, Niutitang Formation, Cambrian, northern Guizhou

页岩气作为一种重要的非常规天然气逐渐受到世界范围的高度重视,而我国对页岩气的勘探

和开发还处于基础研究阶段^[1-7]。已有研究表明,中国南方地区分布的海相富有机质的黑色页岩厚

收稿日期:2011-09-09;修订日期:2012-05-10。

第一作者简介:李娟(1990—),女,硕士研究生,油气储层预测与评价和地球化学。

基金项目:国土资源部油气资源战略研究中心项目(2009GYXQ15-03)。

度大,埋藏深度小,具有很好的页岩气成藏条件^[1-10]。众所周知,一般在油气藏的形成中起盖层作用的泥页岩,具有低孔低渗的特点,但其仍具备一定的储集条件^[11]。本文通过对黔北下寒武统黑色页岩储层岩石学特征、物性特征、孔隙结构和类型等方面的研究,分析了泥页岩储层特征及其主要控制因素,以期为黔北页岩气的开发提供储层地质依据。

1 区域背景

贵州省位于我国西南云贵高原的东北部,其大地构造位置特殊,主体为扬子陆块(图1),南部尚跨及南华北褶皱系^[12]。扬子台地位于昆仑秦岭地槽以南、西藏台地以东和江南盆地的西北^[13]。在早寒武世早期,扬子台地基本上是碎屑岩台地,其碎屑物质主要由康滇古陆提供,岩石主要为细碎屑岩,即细砂岩、粉砂岩和页岩,仅在靠近康滇古陆的地区才有少量的砂砾岩和砾岩^[14]。

从大地构造角度讲,研究区主要位于扬子地块西南部。早寒武世早期,南方大陆的拉张活动达到高潮,泛大陆解体,海底扩张导致全球海平面

迅速上升,造成扬子碳酸盐岩台地第一次被淹没,在大陆边缘裂谷盆地中发生缺氧事件^[15-16],黑色炭质页岩十分发育,底部含有磷结核,夹硅质岩。牛蹄塘组下部为硅质岩,代表深水环境,底部有磷块岩,是欠补偿沉积的代表,牛蹄塘组的炭质硅质页岩是凝缩沉积的结果。本次取样为黔北地区下寒武统牛蹄塘组及其同等层位的黑色泥页岩。

2 样品采集与测试

本次研究主要以黔北下寒武统牛蹄塘组黑色页岩为对象,选择了35个样品(图1)进行粘土矿物及全岩X-衍射分析、 R_o (镜质体反射率)和显微组分、岩石物性、扫描电镜、压汞分析、比表面和孔径等测试。

粘土矿物及全岩X-衍射分析测试是由华北石油勘探开发研究院在温度为24℃,相对湿度为35%的条件下,依据SY/T 5163-1995和SY/T 5983-94标准,采用D8 DISCOVER型X-射线衍射仪进行测试完成的; R_o 和显微组分测试是依据SY/T 5124-1995,在油浸50倍物镜,总放大倍数

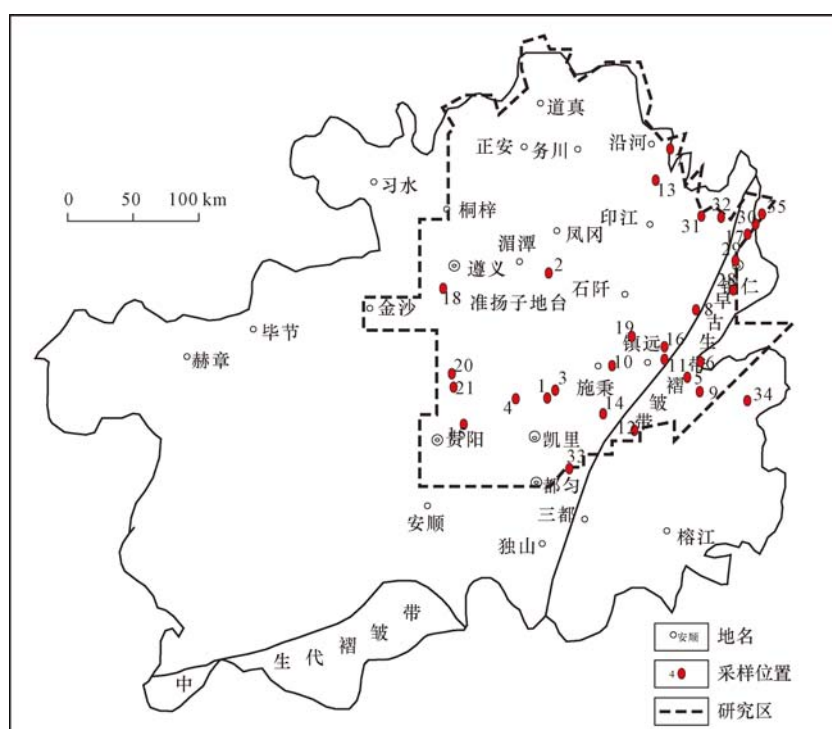


图1 研究区构造位置及采样点分布(据贵州省地质矿产局区域地质调查大队,1992)

Fig. 1 Structure locations and sample distribution of the study area(from Regional Geological Reconnaissance Team, Geology and Mineral Bureau of Guizhou Province, 1992)

为 800 倍的条件下,使用荧光显微镜 LABORLUX 12 POL 和显微镜光度计(MPV-3)进行测试完成的;岩石物性测试是室温 23 ℃、湿度 50%,大气压力 1 025 hPa 时,依据 SY/T5336—1996 在孔隙度测定参比室压力为 0.07 MPa,使用 Ultrapore-200A 氦孔隙仪(仪器编号为 KFSY/J95-036)和 ULTRA-PERMTM200 渗透率仪(仪器编号为 KF-SY/J95-031)测试完成的;压汞法毛管压力曲线测试是室温 21 ℃、湿度 38%,大气压力 1027 hPa 时,依据 SY/T5346—2002,采用 9400-Ⅲ型压汞仪进行测试完成的;比表面和孔径测试-和扫描电镜

测试也是依据相关测试标准在华北石油勘探开发研究院测试完成的。

3 测试结果

3.1 储层岩石矿物组成

黔北地区下寒武统牛蹄塘组为黑色碳质页岩和砂质页岩,底部含硅质岩和磷块岩。样品的矿物成分以石英和粘土矿物为主(表 1)。其中石英含量为 32%~78%,平均为 56.3%,这与美国 Bar-

表 1 黔北下寒武统底部黑色页岩矿物成分及含量统计表
Table 1 Statistics of mineral compositions and contents of the Lower Cambrian dark shales, northern Guizhou

样品编号	粘土矿物相对含量/%					全岩定量分析含量/%						
	K	C	I	I/S	S	粘土总量	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿
QB-1	6		54	40	65	33	63	2			2	
QB-2	4		91	5	45	27	57		7			9
QB-3	1		65	34	15	33	53	2	12			
QB-4	25		38	37	25	34	62		1			
QB-5	10		83	7	25	10	71	4	10		5	
QB-6	1		72	27	30	8	78	3	6			5
QB-7		12	58	30	20	11	58		15		11	5
QB-8		12	66	22	20	35	60		3			2
QB-9		3	74	23	10	21	57	2	11			9
QB-10	9		57	34	60	26	52	4	18			
QB-11	2	3	68	27	20	27	52		8	4	5	4
QB-12	2	1	59	38	15	30	43	1	8		8	6
QB-13		15	71	14	10	52	43		5			
QB-14		12	76	12	10	32	32		9	21		6
QB-15	65		26	9	10	37	60	2		1		
QB-16	1		54	45	10	38	54		8			
QB-17	2		56	42	10	34	60		6			
QB-18		7	56	37	10	45	49	1	5			
QB-19	7	15	54	24	10	35	49		5	11		
QB-20	4		48	48	10	26	58		16			
QB-21	4	3	30	63	40	45	54		1			
QB-22		19	68	13	70	12	77	4	6	1		
QB-23	9	6	24			39	51		1		6	3
QB-24	14		42	44	55	40	44		1		7	8
QB-25	28	3	29	40	25	30	67		1			
QB-26	41	8	33	18	15	29	68	3				
QB-27	7		64	29	15	23	71		6			
QB-28	3		71	26	10	24	66		5		1	4
QB-29	1		74	25	5	35	49		16			
QB-30			80	20	5	35	62	1	2			
QB-31			81	19	30	36	52		12			
QB-32	1		79	20	5	47	51		2			
QB-33			60	40	5	32	59	2	2			
QB-34		2	79	19	5	40	54	2				4
QB-35	30	6	8			8	34			5	49	4

net 盆地含气页岩中的石英含量相当。粘土矿物含量为 8%~47%, 平均为 30.5%, 主要为伊利石和伊/蒙混层矿物, 以及少量的绿泥石和高岭石。伊利石含量为 8%~91%, 平均为 52.5%; 伊/蒙混层矿物为 5%~63%, 平均为 26.6%。伊/蒙混层矿物中蒙脱石平均占到 20.4%。矿物成分含量百分比见图 2。

3.2 有机质成熟度和有机碳含量

黔北下寒武统底部黑色页岩样品有机质成熟度如表 2 所示, 镜质体反射率为 1.28%~4.18%, 平均为 2.63%, 其中样品 QB-02, QB-08, QB-14, QB-16, QB-28 和 QB-34 的成熟度均在 3% 以上。

样品中总有机碳含量(表 2) 最高为 14.30%, 平均为 4.71%, 其中样品 QB-02, QB-06, QB-12, QB-27, QB-28 和 QB-35 的含量均在 8% 以上。

样品显微组分主要特征如下: 镜质组以块状、脉状、条状和碎屑状沥青为主, 油浸反射光下呈灰

色-灰白色, 不发荧光; 惰质组未出现; 壳质组也未出现; Mb 矿物沥青基质则是个别样品少量出现, 以分散状矿物沥青基质。有机质含量普遍小于 1%, QB-01、QB-09、QB-12 和 QB-27 含量相对稍高, 在 5% 左右。

3.3 储层孔隙度和渗透率

黔北下寒武统牛蹄塘组黑色页岩有效孔隙度和渗透率测试结果见表 3。有效孔隙度分布范围为 1.3%~25.6%, 平均为 8.24%, 孔隙度分布比较分散, 其中孔隙度在 15% 以上的样品占总样品数的 21.7%, 孔隙度在 5% 以下的样品占总样品数的 43.5%。渗透率分布范围为 $0.0022 \times 10^{-3} \sim 1.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $0.127 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 渗透率分布比较集中, 在 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下的样品占总样品的 92%。值得一提的是样品 QB-19 和 QB-35 渗透率分别为 $1.49 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $1.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 明显高于黔北其他样品, 这两个样品分别位于石阡县和松桃县。

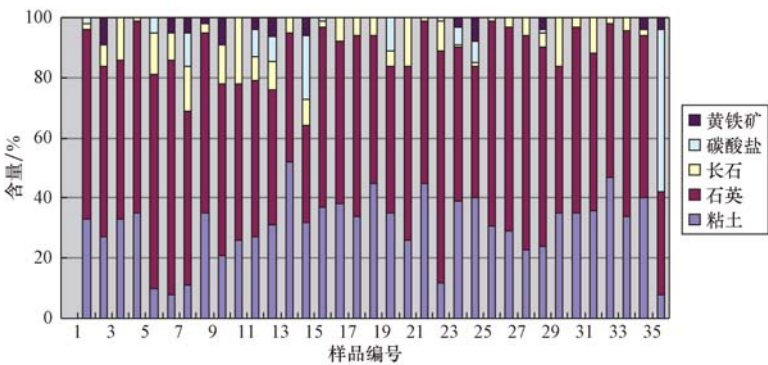


图2 黔北地区下寒武统黑色页岩矿物成分含量

Fig.2 Mineral contents of the Lower Cambrian dark shale, northern Guizhou

表2 黔北下寒武统黑色页岩有机质成熟度和 TOC 含量

Table 2 Organic matter maturity vs. TOC of the Lower Cambrian dark shales, northern Guizhou										
样品编号	QB-1	QB-2	QB-3	QB-5	QB-6	QB-7	QB-8	QB-9	QB-10	QB-11
R _o /%	1.65	4.18	2.25	2.67	2.56	2.32	3.46	2.62	2.8	2.66
TOC/%	6.92	8.85	4.67	6.39	9.62	1.50	1.10	6.37	4.93	2.33
样品编号	QB-12	QB-14	QB-16	QB-17	QB-20	QB-21	QB-22	QB-23	QB-24	QB-25
R _o /%	1.33	3.18	3.42	2.89	2.5	1.69	2.62	2.23	1.28	2.25
TOC/%	9.46	3.48	3.37	4.03	6.25	2.54	1.62	4.85	3.88	4.85
样品编号	QB-26	QB-27	QB-28	QB-29	QB-31	QB-33	QB-34	QB-35		
R _o /%	2.36	2.87	3.83	2.68	2.64	2.8	3.11	2.92		
TOC/%	6.96	14.30	8.37	5.93	1.51	7.93	1.66	8.55		

表 3 黔北地区下寒武统黑色页岩有效孔隙度和渗透率

Table 3 Effective porosity vs. permeability of the Lower Cambrian dark shales,northern Guizhou

样品编号	QB-1	QB-2	QB-3	QB-4	QB-5	QB-6	QB-7	QB-8	QB-9	QB-10	QB-11	QB-12
有效孔隙度/%	6.8	3.2	5.3	6.7	1.7	2.4	1.8	1.5	1.4	7.5	3.5	12.9
渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	0.007 5	0.004 5	0.005 2	0.006 8	0.003 7	0.005 6	0.004 5	0.002 2	0.004 7	0.008	0.005 5	0.007 5
样品编号	QB-13	QB-18	QB-19	QB-20	QB-21	QB-24	QB-25	QB-26	QB-27	QB-32	QB-35	
有效孔隙度/%	12.9	18.9	13.5	17.5	6.9	1.3	17.6	4.8	9.4	17.7	25.6	
渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	0.013 8	0.017 2	1.49	0.022 1	0.011 4	0.005 8	0.013 5	0.006 7	0.012 5	0.009 7	1.260 0	

3.4 毛细管压力曲线参数

孔隙结构^[17]一般指岩石所具有的孔隙和喉道的几何形状、大小、分布以及相互关系。常用的研究方法为孔隙铸体薄片法、扫描电镜法和压汞曲线法。其中压汞曲线法是在不同压力下,把非润湿相的汞压入岩石孔隙系统中,根据所加压力与注入岩石的汞量,绘出压力与饱和度关系曲线,它是三维空间的研究方法,曲线中包含了储层孔隙与喉道的全部三维信息。喉道的大小、分布及其

几何形状是影响储集层储集能力和渗透特征的主要因素。对黔北地区下寒武统 22 个样品进行毛细管压汞曲线测试,结果如表 4。从表中可以看出,样品喉直径均值范围为 0.02~0.92 μm,平均为 0.08 μm;排驱压力为 0.64~18.57 MPa,平均为 9.95 MPa,变化比较大;孔隙结构系数为 0.03~5.41,平均为 0.54。

3.5 储层孔隙体积

由黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩孔隙直径

表 4 黔北下寒武统牛蹄塘组黑色页岩样品压汞法测得孔隙基本参数统计

Table 4 Pore structure parameters by mercury porosimetry in the dark shale of the Lower Cambrian Niutitang Formation,northern Guizhou

样品编号	喉直径均值/μm	分选系数	排驱压力/MPa	退出效率/%	均质系数	孔隙结构系数
QB-1	0.04	0.12	9.31	37.42	0.43	0.37
QB-2	0.07	0.07	4.28	40.07	0.43	0.12
QB-3	0.03	0.12	10.59	48.33	0.43	0.03
QB-5	0.04	0.11	8.18	40.30	0.52	0.19
QB-6	0.04	0.07	10.59	55.27	0.50	0.17
QB-7	0.03	0.07	9.31	62.95	0.47	0.15
QB-8	0.04	0.07	8.18	65.83	0.49	0.27
QB-9	0.04	0.11	9.72	65.66	0.51	0.14
QB-10	0.02	0.13	18.57	26.03	0.51	0.18
QB-11	0.03	0.20	11.55	65.23	0.44	0.22
QB-12	0.04	0.02	7.83	46.77	0.40	0.20
QB-13	0.08	0.10	4.66	34.60	0.32	1.68
QB-18	0.02	0.16	16.31	42.42	0.44	0.17
QB-19	0.06	0.07	4.10	23.91	0.44	0.01
QB-20	0.03	0.09	13.72	29.93	0.45	0.26
QB-21	0.03	0.10	12.06	31.16	0.47	0.12
QB-24	0.04	0.06	8.54	74.69	0.47	0.10
QB-25	0.06	0.06	6.59	31.52	0.39	1.24
QB-26	0.02	0.14	17.78	37.74	0.44	0.11
QB-27	0.03	0.07	12.59	39.16	0.49	0.24
QB-32	0.03	0.14	13.72	59.44	0.51	0.53
QB-35	0.92	2.26	0.64	19.15	1.22	5.41
参数范围	0.02~0.92	0.02~2.26	0.64~18.57	19.15~74.69	0.32~1.22	0.03~5.41
参数平均值	0.08	0.20	9.95	44.44	0.49	0.54

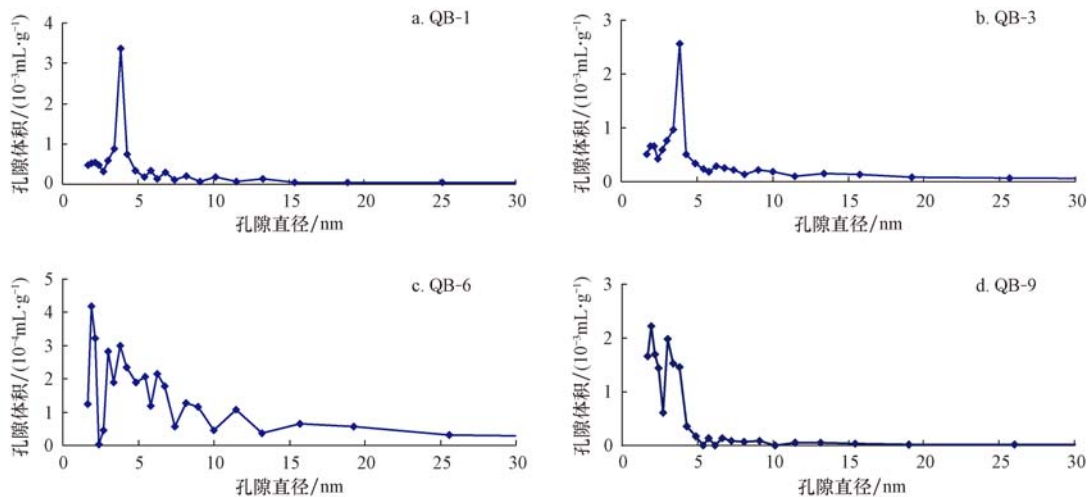


图3 黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩孔径分布

Fig. 3 Distribution of pore diameter of the dark shale in the Lower Cambrian Niutitang Formation, northern Guizhou

与体积分布变化图可以看出,孔径分布集中在4.0 nm左右,3~5 nm之间的孔隙提供了主要的孔隙体积,说明本区页岩孔隙以中孔为主。

根据孔径分布图的形态特征可以分为两类:

I类:孔径分布只有一个主峰,分布比较集中(图3a,b) II类:孔径分布不止一个主峰,分布比较分散(见图3c,d)。

4 储层特征与主控因素

4.1 储层物性分布特征

黔北下寒武统牛蹄塘组页岩孔隙度和渗透率具有很好的相关性(图4)。由黔北下寒武统牛蹄塘组页岩孔隙度和渗透率等值线图(图5,图6)可以看出,在遵义的西南、开阳东北孔渗较高,而在中部湄潭、东南镇远等地孔渗较低。总体上孔隙度和渗透率分布趋势基本一致,表现为中间低,

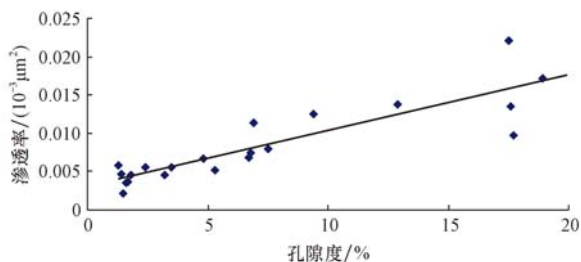


图4 黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩孔隙度与渗透率关系

Fig. 4 Porosity vs. permeability of the dark shale in the Lower Cambrian Niutitang Formation, northern Guizhou

两边高。由此可见黔北下寒武统属于低孔致密储层,个别地区为低孔低渗储层。

4.2 孔隙结构分布与成因

根据进汞饱和度、排驱压力和饱和中值压力等,笔者将毛细管压力曲线分为3种类型^[18]。

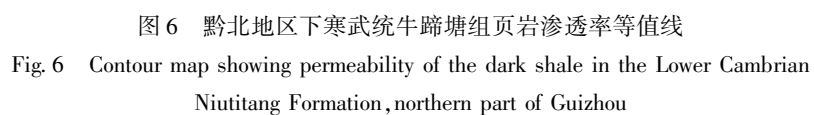
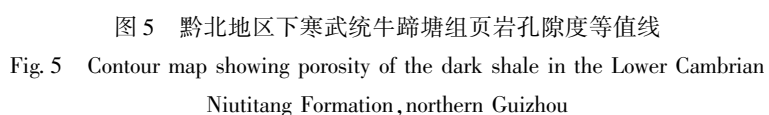
I类:毛细管压力曲线进汞饱和度大于40%,曲线有较明显的平台,排驱压力偏低,基本在8 MPa以内,饱和中值压力较低(图7a,b)。

II类:毛细管压力曲线进汞饱和度为20%~40%,曲线基本没有平台,排驱压力相对中等,为8~10 MPa(图7c,d)。

III类:毛细管压力曲线进汞饱和度基本在20%以内,曲线较陡峭,排驱压力在10 MPa以上(图7e,f)。

在毛细管压力曲线上,曲线平坦段位置越低,说明集中的孔喉越粗;平坦段越长,说明集中的孔喉的百分含量越大。孔喉半径的集中范围与百分含量反映了孔喉半径的粗细程度和分选性。孔喉越粗,分选性越好,其孔隙结构越好。样品测试结果显示黔北下寒武统黑色页岩毛细管压力曲线上,编号为QB-13、QB-19和QB-35的样品分别位于沿河县夹石镇、石阡县中坝、松桃县世昌乡地区,其平坦段较长且位置较低,说明较黔北其他地区样品而言其孔隙结构更好。

排驱压力(p_d)是指压汞实验中汞开始大量注入岩样的压力。换言之,是非润湿相开始注入岩



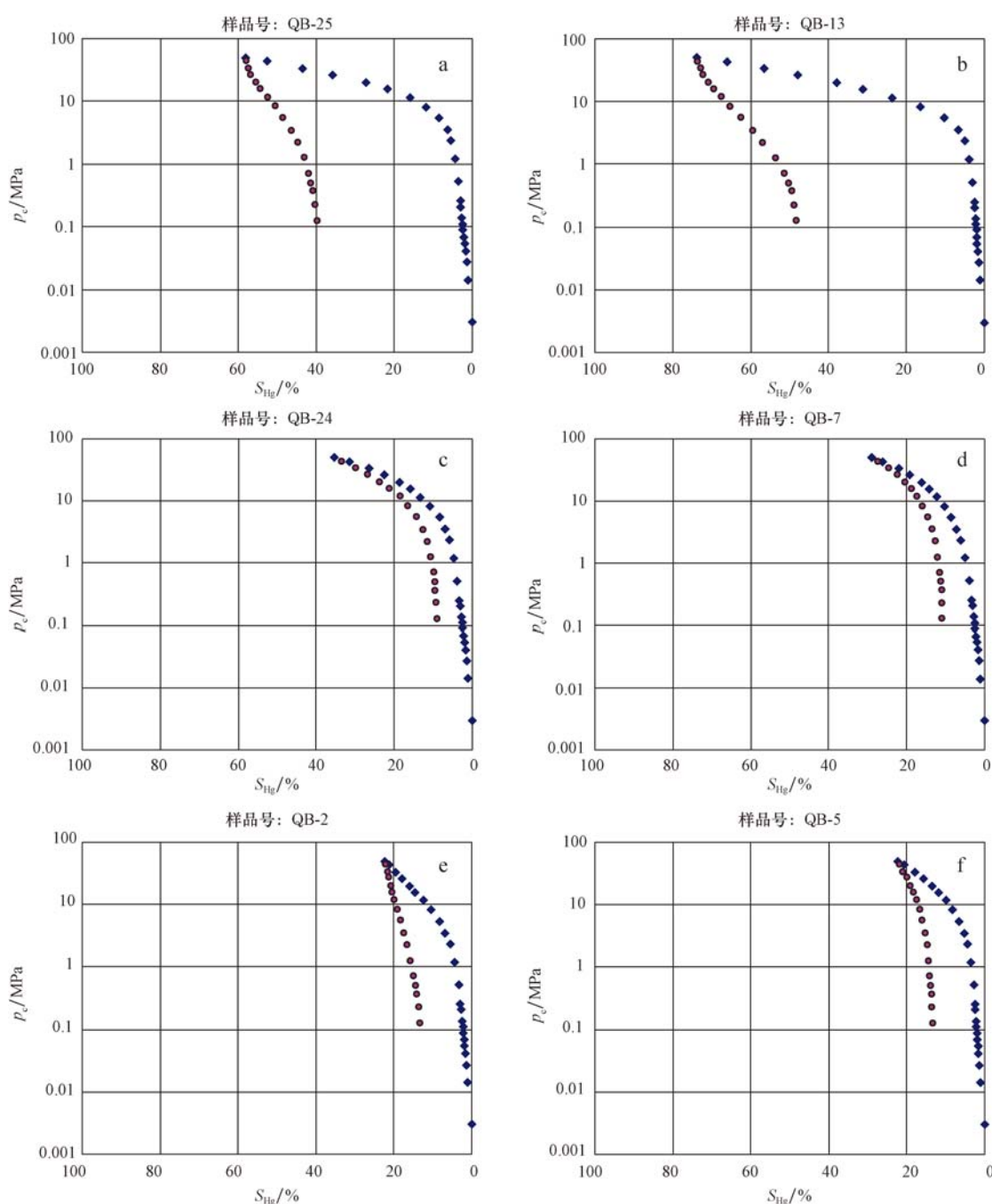


图7 黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩压汞法毛细管压力曲线

Fig. 7 Capillary pressure curve by mercury porosimetry in the dark shale of the Lower Cambrian Niutitang Formation, northern Guizhou
(S_{Hg} 为汞饱和度; P_c 为毛细管压力)

样中最大连通喉道的毛细管压力。样品中排驱压力范围是 0.64 MPa ~ 18.57 MPa, 平均值为 9.95 MPa, 岩石排驱压力越小, 说明大孔喉越多, 孔隙结构越好; 反之, 孔隙结构就越差。样品测试结果显示黔北下寒武统黑色页岩排驱压力变化较大, 平均值也偏高。但编号为 QB-35 的样品采于

贵州省铜仁市松桃县世昌乡, 其排驱压力最低为 0.64 MPa, 说明其大孔喉较多, 孔隙结构较好; 编号为 QB-2、QB-13、QB-19 的样品分别位于江口县德旺镇、沿河县夹石镇、石阡县中坝地区, 其排驱压力在 5 MPa 以下, 孔隙结构中等。其余地区孔隙结构较差。

4.3 孔隙体积特征及其控制因素

泥页岩的显微孔隙结构是影响页岩气赋存状态和储气性能的关键因素。根据国际理论和应用化学协会(IUPAC)的孔隙分类(Rouquerol等, 1994),将孔隙直径小于2 nm的称为微孔隙,2~50 nm的为中孔隙,大于50 nm的为宏孔隙。

页岩孔隙体积是储层评价的主要因素,而孔隙体积与矿物成分和有机碳含量等均有着一定的关系。

4.3.1 孔隙体积与矿物成分关系

如上文实验结果,样品的矿物成分以石英和粘土矿物为主。其中石英含量平均为56.3%;粘土矿物含量平均为30.5%,主要为伊利石和伊/蒙混层矿物。

从图8、图9和图10中可以看出,石英含量与微孔和中孔体积成负相关,而与宏孔成弱的正相关关系。粘土矿物则正相反,与微孔和中孔体积成正相关,而与宏孔成弱的负相关关系。可能是因为石英是高成熟度矿物,抗机械压实作用较强,使碎屑岩有利于保存部分原生孔隙;另一方面石

英属刚性矿物,在后期的构造活动中,石英含量较高的岩石,其脆性增强,产生裂缝的能力提高,并可以使裂隙较好的得以保存,石英含量高使物性变好。粘土矿物由于粒度细,有较大的矿物比表面积,故是微孔和中孔的主要贡献者。

4.3.2 孔隙体积与有机碳含量和镜质体反射率的关系

页岩的有机碳含量和镜质体反射率也是影响页岩孔隙结构和孔隙体积的主要因素。从图11中可以看出,有机碳含量和中孔体积、宏孔体积成一定的正相关性,而与微孔体积关系不明显。镜质体反射率与微孔和中孔体积均不明显,而与宏孔体积成弱的正相关性。这可能与有机质的赋存状态和随着有机质成熟度升高而导致其中纳米级显微孔隙(裂缝)的增加有关^[19-21]。

4.4 黔北地区页岩气勘探前景

广泛发育的北美克拉通盆地、前陆盆地的含气黑色页岩沉积于缺氧还原环境,多数层段陆源碎屑供应量较少,有机碳含量高且放射性强,裂缝

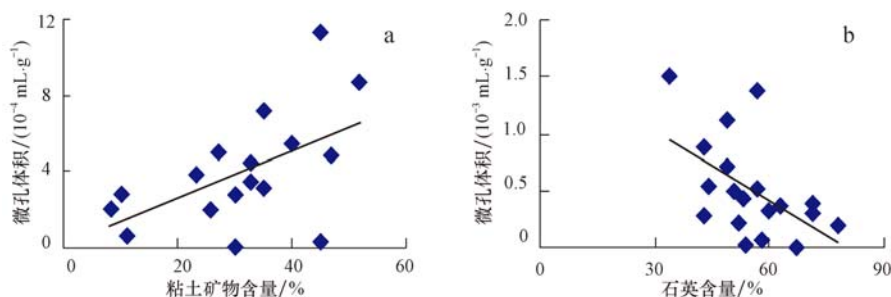


图8 黔北地区下寒武统黑色页岩粘土矿物和石英含量与微孔体积关系

Fig. 8 Clay mineral and quartz contents vs. micropore volume of the dark shale in the Lower Cambrian Niutitang Formation, northern Guizhou

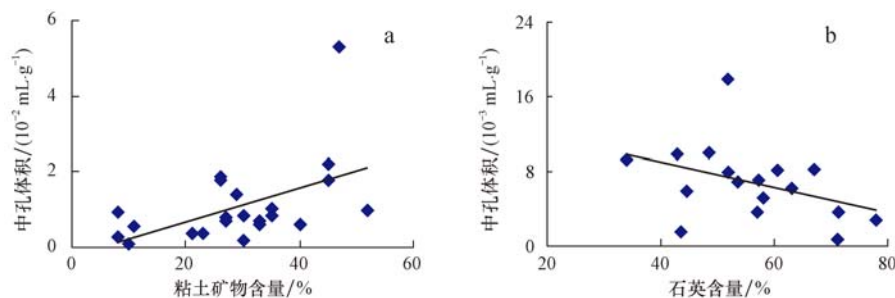


图9 黔北地区下寒武统黑色页岩粘土矿物和石英含量与中孔体积关系

Fig. 9 Clay mineral and quartz contents vs. mesopore volume of the dark shale in the Lower Cambrian Niutitang Formation, northern part of Guizhou

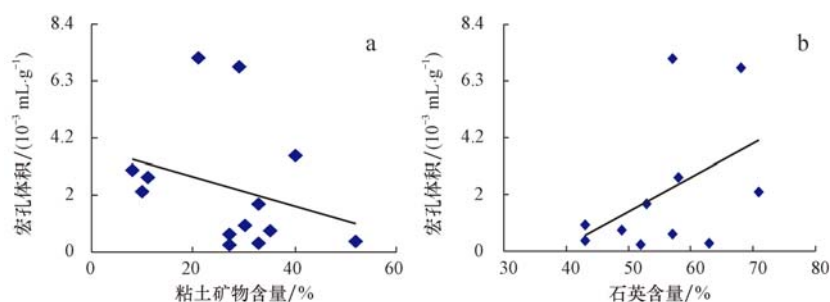


图10 黔北地区下寒武统黑色页岩粘土矿物和石英含量与宏孔体积关系

Fig. 10 Clay mineral and quartz contents vs. macropore volume of the dark shale in the Lower Cambrian Niutitang Formation, northern Guizhou

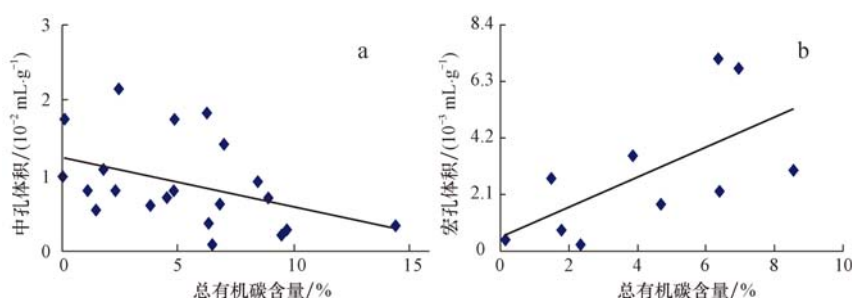


图11 黔北地区下寒武统黑色页岩孔隙体积和有机碳含量关系

Fig. 11 TOC vs. pore volume of the dark shale in the Lower Cambrian Niutitang Formation, northern Guizhou

系统发育、原始地质储量丰厚,埋深和粘土矿物含量相对较少^[8-10]。黔北地区黑色页岩样品中石英含量32%~78%,平均为56.3%;粘土矿物含量8%~47%,平均为30.5%;镜质体反射率1.28%~4.18%,平均为2.63%;总有机碳含量平均为4.71%,这都与美国含气页岩的数据相当。另外黔北地区与美国东部地区页岩气发育盆地具有相似的地质条件,均是海相沉积背景下形成的富含有机碳页岩,后期大幅度的构造抬升和强烈的地质改造程度也大致相当。通过上述分析可知,黔北地区下寒武统牛蹄塘组是潜力良好的页岩气勘探目的层。

5 结论

1) 黔北地区下寒武统页岩石英含量平均为56.3%,高含量的石英有利于裂缝的发育,从而为页岩气的勘测提供了砝码。有效孔隙度平均为8.24%,渗透率平均为 $0.127 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,具有低孔致密的储层特征。

2) 编号为QB-13、QB-19和QB-35的样品其排驱压力低,大孔喉较多,平坦段较长且位置

较低,属于中孔低渗储层,孔隙结构较好,单从岩石的储层物性方面考虑具有特殊的研究意义。

3) 孔隙体积受多重因素控制,具体而言,石英含量与微孔和中孔体积成负相关,而与宏孔成弱的正相关关系;粘土矿物则正相反;有机碳含量和中孔体积、宏孔体积成一定的正相关性,而与微孔体积关系不明显;镜质体反射率与微孔和中孔体积均不明显,而与宏孔体积成弱的正相关性。

4) 黔北地区与美国东部地区页岩气发育盆地具有相似的地质条件,是潜力良好的页岩气勘探目的层。

参 考 文 献

- [1] 董大忠,程克明,王玉满,等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征[J]. 石油与天然气地质,2010,31(3): 288-299.
Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(3): 288-299.
- [2] 何发岐,朱彤. 陆相页岩气突破和建产的有利目标——以四川盆地侏罗统为例[J]. 石油实验地质,2012,34(3): 246-251.
He Faqi, Zhu Tong. Favorable targets of breakthrough and built-up

- of shale gas in continental facies in Lower Jurassic, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2012, 34(3): 246–251.
- [3] 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. *石油学报*, 2009, 30(4): 484–491.
- Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China [J]. *Acta Petrol Sinica*, 2009, 30(4): 484–491.
- [4] 张大伟. 加速我国页岩气资源调查和勘探开发战略构想[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(2): 135–139.
- Zhang Dawei. Strategic concepts of accelerating the survey, exploration and exploitation of shale gas resources in China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(2): 135–139.
- [5] 叶泰然, 唐建明, 文雪康, 等. 三维三分量地震资料在川西深层致密砂岩气藏预测中的应用[J]. *石油物探*, 2011, 50(6): 558–564.
- Ye Tairan, Tang Jianming, Wen Xuekang, et al. Application of 3D3C seismic data for predicting deep tight gas reservoir in Western Sichuan Basin [J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2011, 50(6): 558–564.
- [6] 康玉柱. 中国古生代海相油气资源潜力巨大[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(6): 699–706, 752.
- Kang Yuzhu. Great hydrocarbon potential in the Paleozoic marine sequences in China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(6): 699–706, 752.
- [7] 曹婷婷, 徐思煌, 王约, 等. 四川盆地南江杨坝地区下寒武统烃源岩形成的地球生物学条件[J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(1): 11–16.
- Cao Tingting, Xu Sihuang, Wang Yue, et al. Geobiological conditions for the formation of the Lower Cambrian source rocks in Yangba area of Nanjiang County in the Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 32(1): 11–16.
- [8] 李新景, 吕宗刚, 董大忠, 等. 北美页岩气资源形成的地质条件[J]. *天然气工业*, 2009, 29(5): 27–32.
- Li Xinjing, Lv Zonggang, Dong Dazhong, et al. Geology controls on accumulation of shale gas in North America [J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(5): 27–32.
- [9] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential [J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 155–175.
- [10] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 475–499.
- [11] 王世谦, 陈更生, 董大忠, 等. 四川盆地古生界页岩气藏形成条件与勘探前景[J]. *天然气工业*, 2009, 29(5): 55.
- Wang Shiqian, Chen Gengsheng, Dong Dazhong, et al. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in Silurian of the Upper Yangtze region [J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(5): 55.
- [12] 陈兰, 钟宏, 胡瑞忠, 等. 黔北早寒武世缺氧事件: 生物标志化合物及有机碳同位素特征[J]. *岩石学报*, 2006, 22(09): 2413–2423.
- Chen Lan, Zhong Hong, Hu Ruizhong, et al. Early Cambrian oceanic anoxic event in northern Guizhou: biomarkers and organic carbon isotope [J]. *Acta Petrologica*, 2006, 22(9): 2413–2423.
- [13] 蒲心纯, 周浩达, 王熙林, 等. 中国南方寒武系岩相古地理与成矿作用[M]. 北京: 地质出版社, 1993: 61–160.
- Pu Xinchun, Zhou Haoda, Wang Xilin, et al. Mineralization and lithofacies paleogeography of the Cambrian in South China [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1993: 61–160.
- [14] 张鹏飞. 中扬子地区古生代构造古地理格局及演化[D]. 山东: 中国石油大学(华东), 2009.
- Zhang Pengfei. Pattern and evolution of Paleozoic tectono-paleogeography in the middle Yangtze region [D]. Shandong: China University of Petroleum (East China), 2009.
- [15] 范德康, 叶杰, 杨瑞英, 等. 扬子地台前寒武–寒武纪界限附近的地质事件和成矿作用[J]. *沉积学报*, 1987, 5(3): 81–95.
- Fan Delian, Ye Jie, Yang Ruiying, et al. The geological events and mineralization near the boundary line of Precambrian and Cambrian in Yangtze Platform [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1987, 5(3): 81–95.
- [16] 冯增昭, 彭勇民, 金振奎, 等. 中国南方寒武纪岩相古地理[J]. *古地理学报*, 2001, 3(1): 1–14.
- Feng Zengzhao, Peng Yongmin, Jin Zhenkui, et al. Lithofacies Paleogeography of the Cambrian in South China [J]. *Journal of Paleogeography*, 2001, 3(1): 1–14.
- [17] 陈昭年. 石油与天然气地质学[M]. 北京: 地质出版社, 2005: 41–49.
- Chen Zhaonian. Petroleum and natural gas geology [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2005: 41–49.
- [18] 吴晓智, 宋志刚. 准格尔盆地南缘西部第三系储层特征及影响因素[J]. *石油学报*, 1994, 15(4): 23–30.
- Wu Xiaozhi, Song Zhigang. Tertiary reservoir characteristics and influence factor in western part of south margin of Junggar basin [J]. *Acta Petrol Sinica*, 1994, 15(4): 23–30.
- [19] 杨振恒, 李志明, 王果寿, 等. 北美典型页岩气藏岩石学特征、沉积环境和沉积模式及启示[J]. *地质科学情报*, 2010, 29(6): 60–61.
- Yang Zhenheng, Li Zhiming, Wang Guoshou, et al. Enlightenment from petrology character, depositional environment and depositional model of typical shale gas reservoirs in north America [J]. *Geological science and technology information*, 2010, 29(6): 60–61.
- [20] Crosdale P J, Beamish B B, Valix M. Coalbed methane sorption related to coal composition [J]. *International Journal of Coal Geology*, 1998, 35, 147–158.
- [21] Clarkson C R, Bustin R M. The effect of pore structure and gas pressure upon the transport properties of coal: a laboratory and modeling study. 1. Isotherms and pore volume distributions [J]. *Fuel*, 1999, 78, 1333–1344.

(编辑 张亚雄)