第87卷 第10期 地 质 学 报 ACTA GEOLOGICA SINICA Vol.87 No.10
2013年10月 Oct. 2013

# 湘西北下寒武统牛蹄塘组页岩气储集条件研究

肖正辉[1,2]，王朝晖[1]，杨荣丰[1]，冯涛[2]，王齐仁[1]，黄俨然[1]，陈新跃[1]，邓翼[1]

1）湖南科技大学页岩气资源利用湖南省重点实验室，湖南湘潭，411201；

2）湖南科技大学煤炭资源清洁利用与矿山环境保护湖南省重点实验室，湖南湘潭，411201

**内容提要**：为客观评价湘西北地区下寒武统牛蹄塘组页岩气资源勘探潜力，本研究利用X射线衍射仪(XRD)、高倍扫描电镜、扫描探针显微镜等系统研究了其页岩气储集条件。XRD分析结果表明，泥页岩中脆性矿物含量为53.8%～98.1%，平均77.9%，脆性矿物含量丰富，其高值区主要分布在张家界柑子坪、三岔及其周边地区。高倍扫描电镜分析结果显示，湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩中发育残余原生孔隙、有机质微孔隙、不稳定矿物溶蚀孔、矿物层间微裂隙和构造裂缝，其中构造裂缝、有机质微孔隙和不稳定矿物溶蚀孔是研究区页岩基质孔裂隙的主要组成部分。扫描探针显微镜分析结果显示，湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩中蜂窝状的有机质丰富，主要呈分散状和条带状分布，其内部纳米级孔隙发育。Ultrapore-200A氦孔隙仪测试结果显示，湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩孔隙度相对较低，为0.6%～11.7%，平均4.6%，其影响因素主要是构造裂缝，其次是泥页岩有机碳含量和长石含量。ULTRA-PERM™200渗透率仪测试结果显示，湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩渗透率度相对较低，为0.002～0.06mD，平均0.014mD，其影响因素主要是构造裂缝，其次是矿物层间微裂隙。等温吸附实验结果表明，湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩具有较好的吸附气性能，其中有机碳含量可能是影响泥页岩吸附气含量的最主要因素。

**关键词**：湘西北；下寒武统；牛蹄塘组；页岩气；储集条件

页岩气是以“自生自储”方式赋存于泥页岩中的天然气，具有低碳、洁净、绿色、低污染的特性。随着北美地区页岩气的成功开发，页岩气资源已引起我国油气界广泛而密切的关注，受到国家层面的高度重视(董大忠等，2010；刘洪林等，2010；黄金亮等，2012；聂海宽等，2012)。泥页岩作为页岩气储集体，具有吸附气和游离气并存、特低孔渗、严重非均质性等特点，其储集条件优劣是页岩气富集的主控因素之一(张金川等，2004；李新景等，2009；邹才能等，2010；王玉满等，2012)。

湖南是一个贫煤、缺油、无常规气的省份，但页岩气资源丰富❶。湘西北下寒武统发育的海相泥页岩分布面积广、厚度大、有机碳含量高、有机质类型好，已达高—过成熟阶段，具有良好的页岩气形成条件(肖正辉等，2012)。随着四川盆地页岩气资源调查和勘探工作的不断深入及其取得的突破性进展(张金川等，2008；程克明等，2009；董大忠等，2010；蒲泊伶等，2010；聂海宽等，2011；张静平等，2011；王玉满等，2012)，湘西北地区下寒武统页岩气资源的勘探开发也倍受关注。自20世纪70年代以来，国内许多学者从沉积学、地球化学等方面对湘西北地区下寒武统黑色岩系进行了系统研究(李有禹，1997；吴朝东等，2001；潘家永等，2005)，取得了一系列研究成果。然而，针对其油气资源，特别是黑色岩系储集条件的系统研究则很少见。本研究主要从湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩的脆性矿物组成、孔渗特征及其吸附性能等方面探讨其储集条件，为系统评价区内页岩气勘探开发潜力提供地质依据。

## 1 区域地质背景

湘西北地区系新晃—泸溪—沅陵—常德桃源—岳阳一线西北部地区，处于扬子准地台东南缘上扬子台褶带与江南地轴结合部位的武陵褶断束内(图1)(谢雄湘，1992)。区内出露的地层比较齐全，除缺

注：本文为湖南省科技厅重大专项(2011FJ1009，2012FJ1006)、湖南省科技厅科技计划项目(2013SK3163)和湖南省教育厅优秀青年项目(B31207)资助的成果。

收稿日期：2013-02-03；改回日期：2013-04-08；责任编辑：黄敏。

作者简介：肖正辉，男，1973年生。博士，副教授，主要从事非常规天然气研究。通讯地址：411201，湖南省湘潭市雨湖区湖南科技大学，页岩气资源利用湖南省重点实验室；联系电话：0731-58290269；Email：xiaozhenghui2003@163.com。

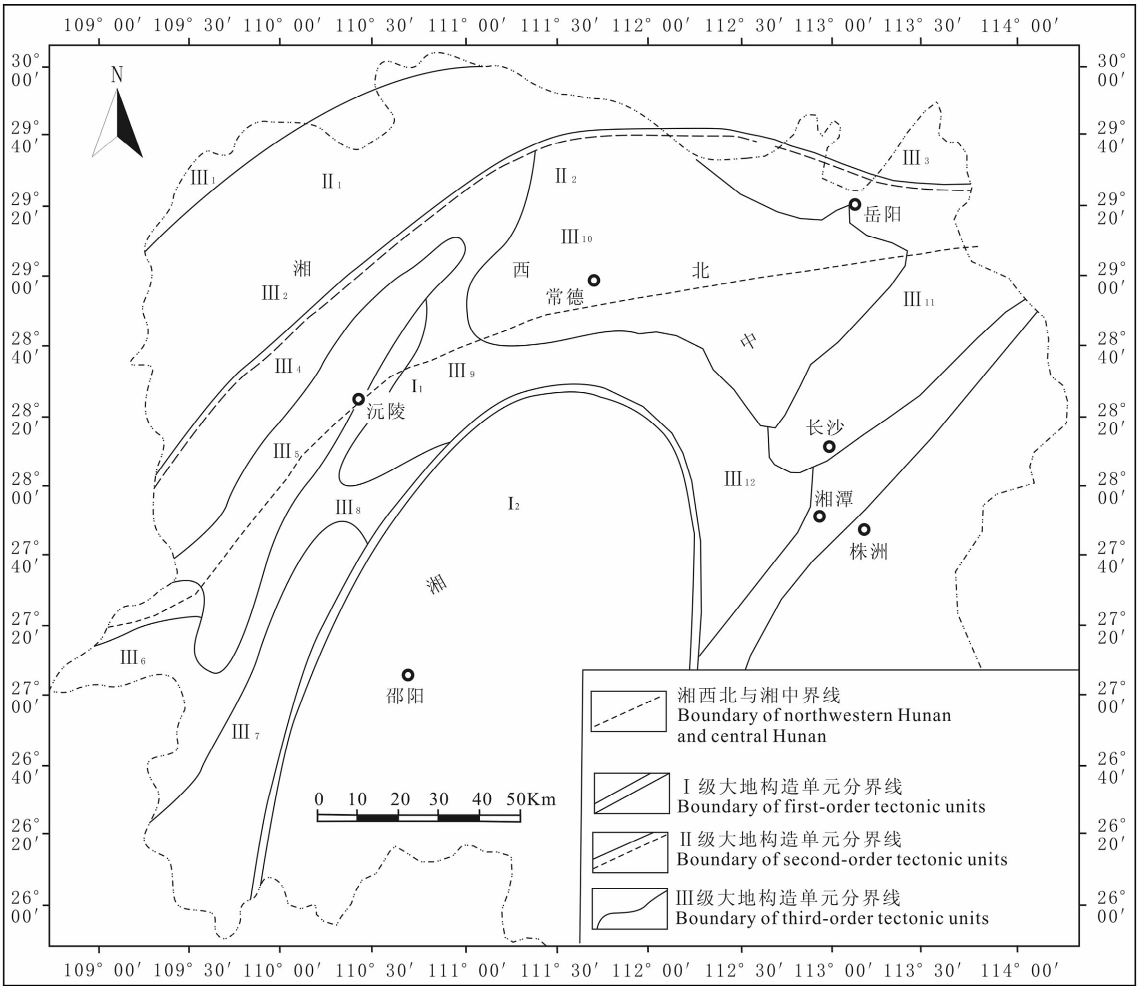


图 1 湘西北地区区域构造单元划分

Fig. 1 Regional structure units in northwestern Hunan

Ⅰ$_1$—扬子准地台;Ⅰ$_2$—华南褶皱带;Ⅱ$_1$—八面山褶皱带;Ⅱ$_2$—江南地轴;Ⅲ$_1$—鹤峰复背斜;Ⅲ$_2$—桑植复向斜;Ⅲ$_3$—临湘复向斜;Ⅲ$_4$—古丈隆起;Ⅲ$_5$—沅麻盆地;Ⅲ$_6$—新晃隆起;Ⅲ$_7$—洪江隆起;Ⅲ$_8$—黔滁鞍部构造;Ⅲ$_9$—冷家溪隆起;Ⅲ$_{10}$—洞庭坳陷;Ⅲ$_{11}$—幕阜山隆起;Ⅲ$_{12}$—宁乡凹陷

Ⅰ$_1$—Yangzi Paraplatform; Ⅰ$_2$—South China Fold Belt; Ⅱ$_1$—Bamianshan Fold Belt; Ⅱ$_2$—Jiangnan Earth Axis; Ⅲ$_1$—Hefeng Anticlinorium; Ⅲ$_2$—Sangzhi Synclinorium; Ⅲ$_3$—Linxiang Synclinorium; Ⅲ$_4$—Guzhang Uplift; Ⅲ$_5$—Yuanma Basin; Ⅲ$_6$—Xinhuang Uplift; Ⅲ$_7$—Hongjiang Uplift; Ⅲ$_8$—Qianchu Saddle Structure; Ⅲ$_9$—Lengjiaxi Uplift; Ⅲ$_{10}$—Dongting Depression; Ⅲ$_{11}$—Mufushan Uplift; Ⅲ$_{12}$—Ningxiang Depression

失上志留统和下泥盆统外,从中元古界冷家溪群至第四系的其他地层都有分布(庞维华,2011)。在梅树村期、筇竹寺期,湘西北地区下寒武统牛蹄塘组为深水陆棚相、热水深水陆棚相和斜坡相的沉积序列和古地理格局(图 2)(梁狄刚等,2009;聂海宽等,2011)。

# 2 样品采集及实验测试

## 2.1 样品采集

本次研究采集的样品主要分布在湘西北有下寒武统黑色泥页岩出露的地区(图 2),共采集样品 200 余个。采样时,尽量避免或减少锤击以降低对泥页岩孔渗特征的影响。

## 2.2 实验测试

本研究选取了 50 多个样品用于实验测试,主要分析了泥页岩中石英、长石、方解石和白云石等脆性矿物组成[仪器:日本理学 D/MAX-2500X 衍射仪;实验条件:扫描速度 3°(2θ)/min、采样步宽 0.01°(2θ)、管压/管流 40kV/125mA、靶材为铜靶]、岩石薄片鉴定(仪器:莱卡材料级偏光显微镜;检测依据:SY /T5368-2000)、孔裂隙微观特征(仪器:TESCAN VEGAⅡ型扫描电子显微镜;实验条件:温度 24℃、湿度 35%)、泥页岩表面的微观三维形貌(仪器:CSPM5500 扫描探针显微镜;实验条件:室温

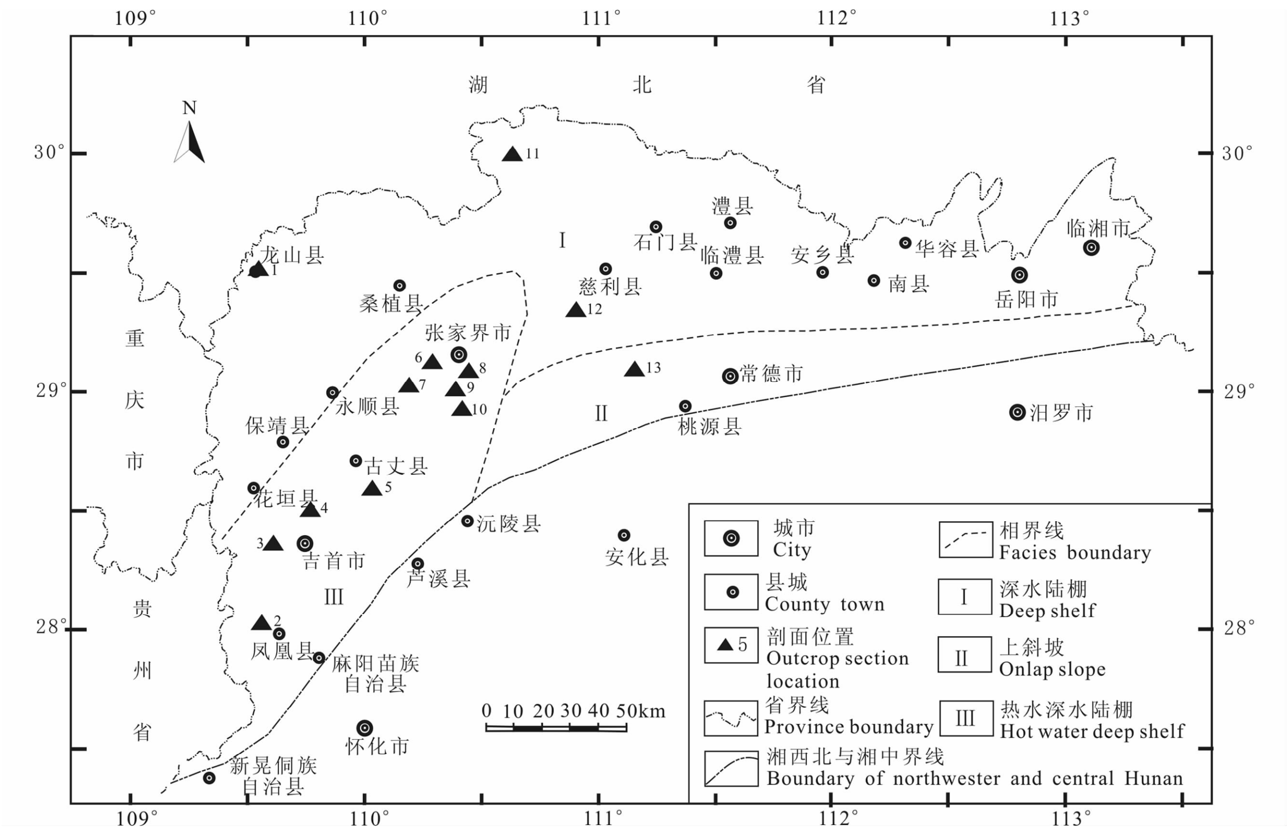


图 2　湘西北下寒武统牛蹄塘组野外露头剖面位置及其黑色页岩沉积相分布

Fig. 2　Position of outcrop sections of Lower Cambrian Niutitang Formation in the northwestern Hunan and the sedimentary facies distribution of black shale

1—龙山剖面；2—七良桥剖面；3—三岔坪剖面；4—古者剖面；5—古丈剖面；6—柑子坪剖面；7—后坪剖面；8—三岔剖面；9—大坪剖面；10—四都坪剖面；11—杨家坪剖面；12—南山坪剖面；13—马进洞剖面

1—Longshan Outcrop; 2—Qiliangqiao Outcrop; 3—Sanchaping Outcrop; 4—Guzhe Outcrop; 5—Guzhang Outcrop; 6—Ganziping Outcrop; 7—Houping Outcrop; 8—Sancha Outcrop; 9—Daping Outcrop; 10—Siduping Outcrop; 11—Yangjiaping Outcrop; 12—Nanshanping Outcrop; 13—Majindong Outcrop

20℃左右、大气压力 1025 hPa)、孔隙度和渗透率(仪器：Ultrapore-200A 氦孔隙仪和 ULTRA-PERM$^{TM}$200 渗透率仪；实验条件：室温 23℃、湿度 50%、大气压力 1025 hPa)以及吸附性能(仪器：ISO-200 等温吸附仪；实验条件：试验温度为 40℃，采用纯甲烷在平衡湿度条件下进行)。

# 3　储集条件

## 3.1　脆性矿物组成特征

通过对吉首古者、古丈和三岔坪，张家界柑子坪、三岔、后坪和大坪，石门杨家坪、桃源马进洞、凤凰七梁桥等野外露头剖面采集的样品进行 X 射线衍射(XRD)分析，其矿物组成如表 1 所示。可以看出，湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩中石英、长石、方解石和白云石等脆性矿物含量为 47.2%～98.1%，平均 77.9%(表 1 和图 3)。美国主要页岩气产层的石英含量为 28%～52%，脆性矿物总含量为 46%～60%(Loucks et al., 2007)，明显低于研究区泥页岩脆性矿物含量。四川盆地下寒武统筇竹寺组泥页岩脆性矿物含量为 40.0%～80.8%，平均

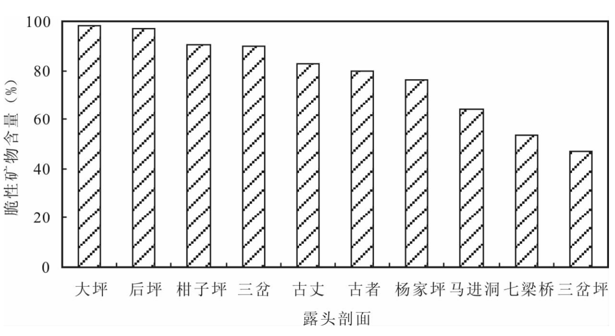


图 3　湘西北地区下寒武统野外露头剖面泥页岩脆性矿物含量分布

Fig. 3　Distribution of brittle mineral contents in the mud shale of Lower Cambrian Niutitang Formation, northwestern Hunan

**表 1 湘西北不同露头剖面泥页岩的矿物组成(%)**

**Table 1 Mineral compositions (%) in the mud-shale of the different outcrop sections in northwestern Hunan**

| 露头剖面 | 长石 | 石英 | 方解石 | 白云石 | 黄铁矿 | 重晶石 | 粘土矿物 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 大坪 | 0.4 | 16.7 | 2.3 | 78.7 | 0 | 0 | 1.9 |
| 后坪 | 0 | 13.4 | 28 | 55.4 | 0 | 0 | 3.2 |
| 柑子坪 | 20.85 | 70.85 | 0 | 0 | 1.7 | 0 | 6.6 |
| 三岔 | 10.93 | 48.3 | 0 | 30.57 | 5.53 | 0 | 4.67 |
| 古丈 | 0 | 82.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17.4 |
| 古者 | 8.97 | 70.63 | 0 | 0 | 2.07 | 0.85 | 17.48 |
| 杨家坪 | 6.6 | 69.6 | 0 | 0 | 0 | 2.9 | 20.9 |
| 马进洞 | 7.3 | 46.83 | 0 | 10 | 3.35 | 0 | 32.52 |
| 七良桥 | 11.1 | 31.0 | 1.5 | 10.2 | 3.3 | 0 | 42.9 |
| 三岔坪 | 10.2 | 37.0 | 0 | 0 | 1.8 | 0 | 51.0 |

低于75%(王兰生等,2009;董大忠等,2010;陈尚斌等,2011),同样低于研究区泥页岩脆性矿物含量。因此,研究区泥页岩脆性矿物含量丰富,在外力作用下容易形成天然裂缝和诱导裂缝,更有利于页岩气开采。

在平面上,湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩脆性矿物含量高值区主要分布在张家界柑子坪、三岔及其周边地区(图3),其原因主要是由于该区位于热水喷口附近(李有禹,1997;曹双林等,2004;游先军等,2009;Chen D Z et al., 2009;Wang J G et al., 2012),热水携带的富硅、镁物质有利于脆性矿物的形成。脆性矿物含量高值区同时也往往是Ni、Mo矿床发育区(李有禹,1997;梁狄刚等,2009),且U/Th>1,$\delta^{30}$Si=−0.1‰,$^{87}$Sr/$^{86}$Sr =0.708±(梁狄刚等,2009)。除此以外,热水携带的营养性物质使水体中藻类以及其他水生生物异常繁殖,黑色泥页岩有机碳含量平均可达到10%左右,明显高于其他地区(Chen D Z et al., 2009;Wang J G et al., 2012)。由于张家界柑子坪、三岔及其周边地区泥页岩的脆性矿物来源复杂,其含量在野外露头剖面上的变化规律并不明显。但是,在离热水喷口较远的地区,如沉积相为上斜坡的马进洞剖面,泥页岩脆性矿物含量具有随相对海平面上升或下降而相应地减小或增大的趋势(图4),表明其脆性矿物受陆源碎屑物质供给的影响较大。

### 3.2 泥页岩孔隙和裂缝发育特征

在页岩气勘探中,孔渗条件是天然气赋存和渗流的主控因素,是页岩气地质评价中必须关注的重要参数(张金川等,2008;李新景等,2009;邹才能等,

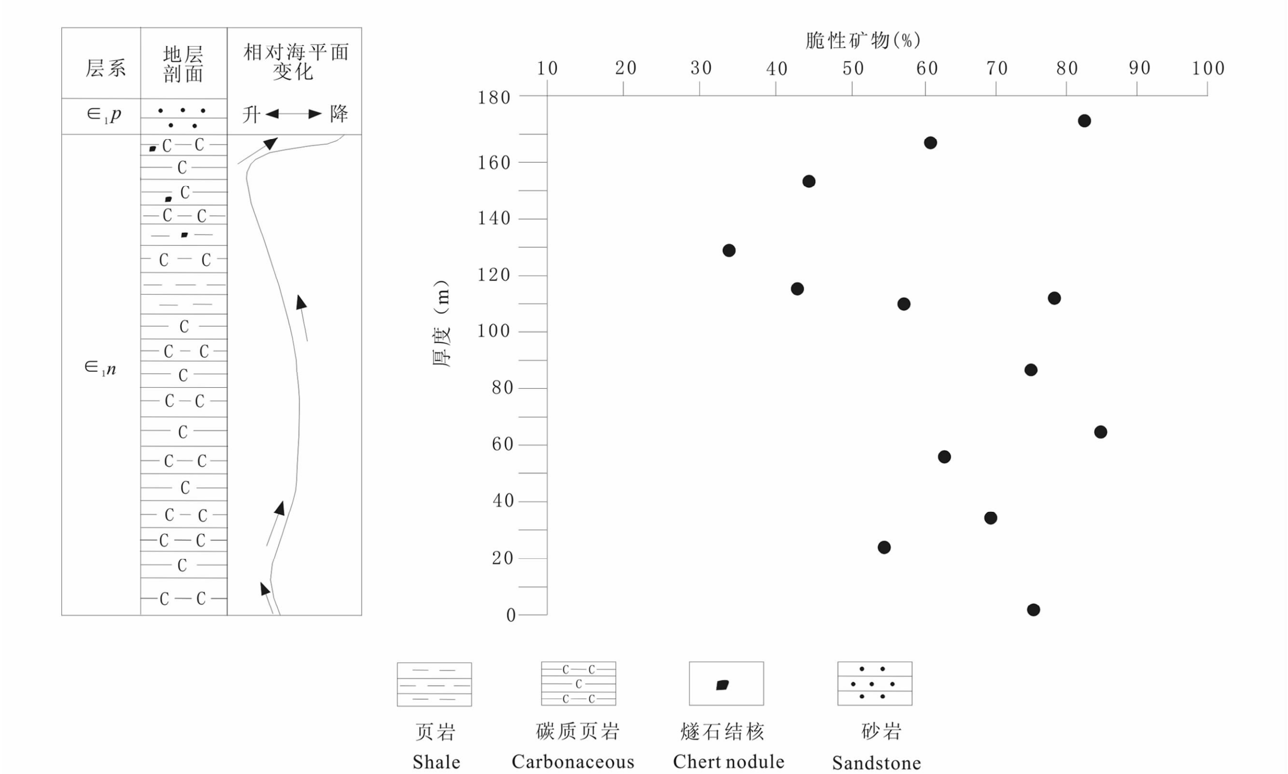


图4 湘西北马进洞剖面牛蹄塘组泥页岩脆性矿物含量变化趋势

Fig. 4 Variation tendency of brittle mineral contents in the mud-shale of Majindong Outcrop in Lower Cambrian Niutitang Formation, northwestern Hunan

2010)。笔者尝试利用高倍扫描电镜、扫描探针显微镜等研究了湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩的孔裂隙发育特征。

#### 3.2.1 岩石薄片鉴定

岩石薄片鉴定结果显示,张家界后坪剖面样品(样品编号 HP02)为碳质页岩,有机质的质量分数为 15%左右,矿物成分主要为碳酸盐矿物及少量石英等(图 5a)。X 射线衍射分析进一步显示,其矿物组成为白云石 55.4%,方解石 28%,石英 13.4%,粘土矿物 3.2%。吉首古者剖面样品(样品编号 GZ05)为碳质页岩,有机质的质量分数为 15%左右,矿物成分主要为石英、长石等,分布较均匀,且略具定向性分布(图 5b),X 射线衍射分析结果表明,其矿物组成为石英 65.4%,长石 15.3%,粘土矿物 19.3%。张家界柑子坪剖面样品(样品编号 GZP02)为泥岩,泥质的质量分数在 60%以上,矿物颗粒主要为粘土矿物(以伊利石为主)、石英、长石等,构造裂缝较发育(图 5c)。张家界桃源马进洞剖面样品(样品编号 MJD05)为碳质页岩,有机质的质量分数为 10%左右,矿物颗粒主要是石英,占 85%以上,构造裂缝较发育(图 5d)。

#### 3.2.2 露头剖面观测

野外露头剖面观测结果显示,古丈复向斜一带由于构造抬升,寒武系大面积出露地表,上覆地层的严重剥蚀使下部地层压力释放,从而在牛蹄塘组泥页岩中产生了大量的层面裂缝(图 6a)。除此以外,湘西北张家界柑子坪、三岔和桃源马进洞等露头剖面均处在褶皱构造带内,在褶皱转折端等应力集中

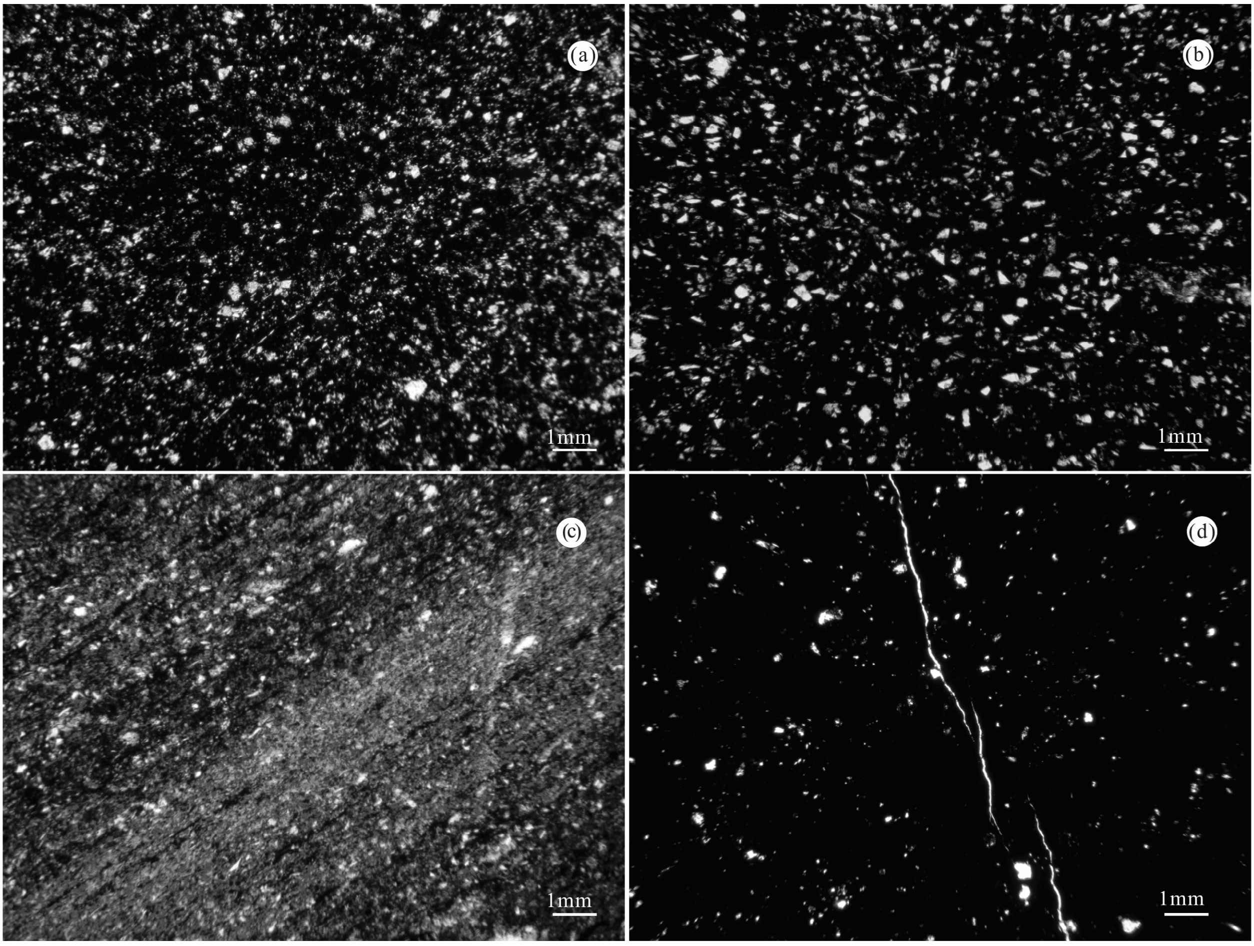


图 5　湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩显微照片

Fig. 5　Micrographs of the mud-shale in Lower Cambrian Niutitang Formation, northwestern Hunan

(a)—碳质页岩(—)×100,张家界后坪剖面,样品编号 HP02;(b)—碳质页岩(—)×100,吉首古者剖面,样品编号 GZ05;(c)—泥岩(—)×100,张家界柑子坪剖面,样品编号 GZP02;(d)—碳质页岩(—)×100,桃源马进洞剖面,样品编号 MJD05

(a)—Carbonaceous shale (—)×100, Houping Outcrop of Zhangjiajie, sample number HP02; (b)—carbonaceous shale (—)×100, Guzhe Outcrop of Jieshou, sample number GZ05; (c)—mudstone(—)×100, Ganziping Outcrop of Zhangjiajie, sample number GZP02; (d)—carbonaceous shale (—)×100, Majindong Outcrop of Taoyuan, sample number MJD05

部位泥页岩发育了大量的张节理(图 6b)和剪节理(图 6c)。

#### 3.2.3 扫描电镜分析

借助于氩离子抛光和高精度扫描电镜技术,地质人员已观察到美国主要产气页岩中存在大量微米—纳米级无机孔隙和有机质孔隙(Nelson,2009)。本研究利用高倍扫描电镜对露头剖面采集的 21 个样品进行观察,识别出 5 种成因类型的微米—纳米级孔裂隙,即残余原生孔隙、有机质微孔隙、不稳定矿物溶蚀孔、矿物层间微裂隙和构造裂缝(图 6)。

研究区泥页岩中的残余原生孔隙较少,镜下所见频数 10 余次,且主要存在于富含矿物颗粒的泥页岩中,直径一般在 1μm 左右(图 6d)。有机质微孔隙在研究区 TOC 含量较高的泥页岩中大量存在,镜下所见频数约 40 次,呈蜂窝状结构,直径基本上为纳米级(图 6e)。不稳定矿物溶蚀孔在研究区泥页岩中较常见,镜下所见频数 30 余次,且往往发育在长石或方解石含量较高的泥页岩中,溶蚀孔隙直径一般在 1μm 以上,最大可达 40μm(图 6e)。其产生原因是随着地层埋深增加和成岩后生作用的增强,当成岩流体的化学性质与岩石中各组分不能达到一种化学平衡时,常常发生不稳定矿物的溶蚀作用(蒋裕强等,2010;王玉满等,2012)。矿物层间微裂隙在研究区泥页岩中的一些片状矿物间发育(图 6f),镜下所见频数约 20 次,缝宽一般在 1μm 左右。其原因可能是随着地层埋深增加、地温增高和地层水逐渐变为碱性,黏土矿物发生脱水转化而析出大量层间水,在层间形成微裂隙(Curtis,2002;王玉满等,2012)。构造裂缝在研究区泥页岩中大量发育(图 6g,6h),镜下所见频数多于 40 次。其原因主要是由于研究区褶皱、断裂构造发育,再加上泥页岩脆性矿物含量高,在应力集中处往往发育大量构造裂缝。

#### 3.2.4 扫描探针显微镜分析

为进一步弄清泥页岩中有机质和其他组分的微观特征,本研究利用 CSPM5500 扫描探针显微镜分析了泥页岩样品表面的微观三维形貌。其中,图 7a、7c 是泥页岩样品表面的三维形貌图,扫描尺寸大小为 5mm×5mm, 图 7b、7d 是扫描范围内颗粒(主要是矿物颗粒)的分布图。可以看出,石门杨家坪剖面泥页岩样品(图 7a,7b,TOC 含量高达 13.46%)中有机质(样品扫描范围内除去颗粒的其余部分)呈分散状分布,其内部纳米级的孔隙发育,呈蜂窝状。吉首三岔坪剖面泥页岩样品(图 7c,7d)则不同,其 TOC 含量小于 1%,泥页岩内部颗粒(主要是矿物颗粒)较多,有机质和矿物颗粒基本呈条带状分布。

### 3.3 孔隙度与渗透率

#### 3.3.1 孔隙度

本研究利用 Ultrapore-200A 氦孔隙仪测试了湘西北地区下寒武统野外露头剖面样品的孔隙度。测试结果显示,泥页岩孔隙度为 0.6%~11.7%,平均 4.6%。据美国页岩气研究资料表明,其五大含气页岩的孔隙度为 3%~14%,平均约 7%(页岩气地质与勘探开发实践丛书编委会,2009),高于研究区泥页岩孔隙度。四川盆地下古生界页岩的孔隙度一般为 2.59%~10.94%,片状构造或由于构造运动造成的裂缝致使某些样品的孔隙度竟高达 20% 以上(蒲泊伶,2008),金沙剖面下寒武统牛蹄塘组页岩的平均孔隙度可达 13.85%(田华等,2012),也高于研究区泥页岩孔隙度。遵义—綦江地区下寒武统牛蹄塘组页岩的实测孔隙度最高可达 24.1%,平均为 6.95%(白振瑞,2012),同样高于研究区泥页岩孔隙度。因此,研究区泥页岩孔隙度相对较小且差异较大。

#### 3.3.2 渗透率

本研究利用 ULTRA-PERM™200 渗透率仪测试了湘西北地区下寒武统野外露头剖面样品的渗透率。测试结果表明,泥页岩的渗透率为 $0.002\times10^{-3}\mu m^2$(0.002mD)~$0.06\times10^{-3}\mu m^2$(0.06mD),平均 $0.014\times10^{-3}\mu m^2$(0.014mD)。据美国页岩气研究资料表明,其页岩渗透率一般小于 $0.1\times10^{-3}\mu m^2$(页岩气地质与勘探开发实践丛书编委会,2009),高于研究区泥页岩渗透率。滇东北下寒武统牛蹄塘组泥页岩的实测渗透率最高可达 $4.1\times10^{-3}\mu m^2$,平均 $0.37\times10^{-3}\mu m^2$(郭伟等,2012),黔北地区下寒武统黑色页岩的渗透率平均为 $0.127\times10^{-3}\mu m^2$(李娟等,2012),同样高于研究区泥页岩渗透率。不难看出,研究区泥页岩渗透率相对较低。

### 3.4 吸附性能

ISO-200 等温吸附仪测试结果表明,湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩的兰氏体积为 2.53~4.53 $m^3/t$(空气干燥基,表 2),表明其具有较强的吸附气性能。四川盆地下寒武统泥页岩的兰氏体积为 2.0$m^3/t$左右(蒲泊伶,2008),表明研究区泥页岩具有更高的吸附气能力,其原因可能与研究区内泥页岩有机碳含量相对较高有关。已有大量研究表明,

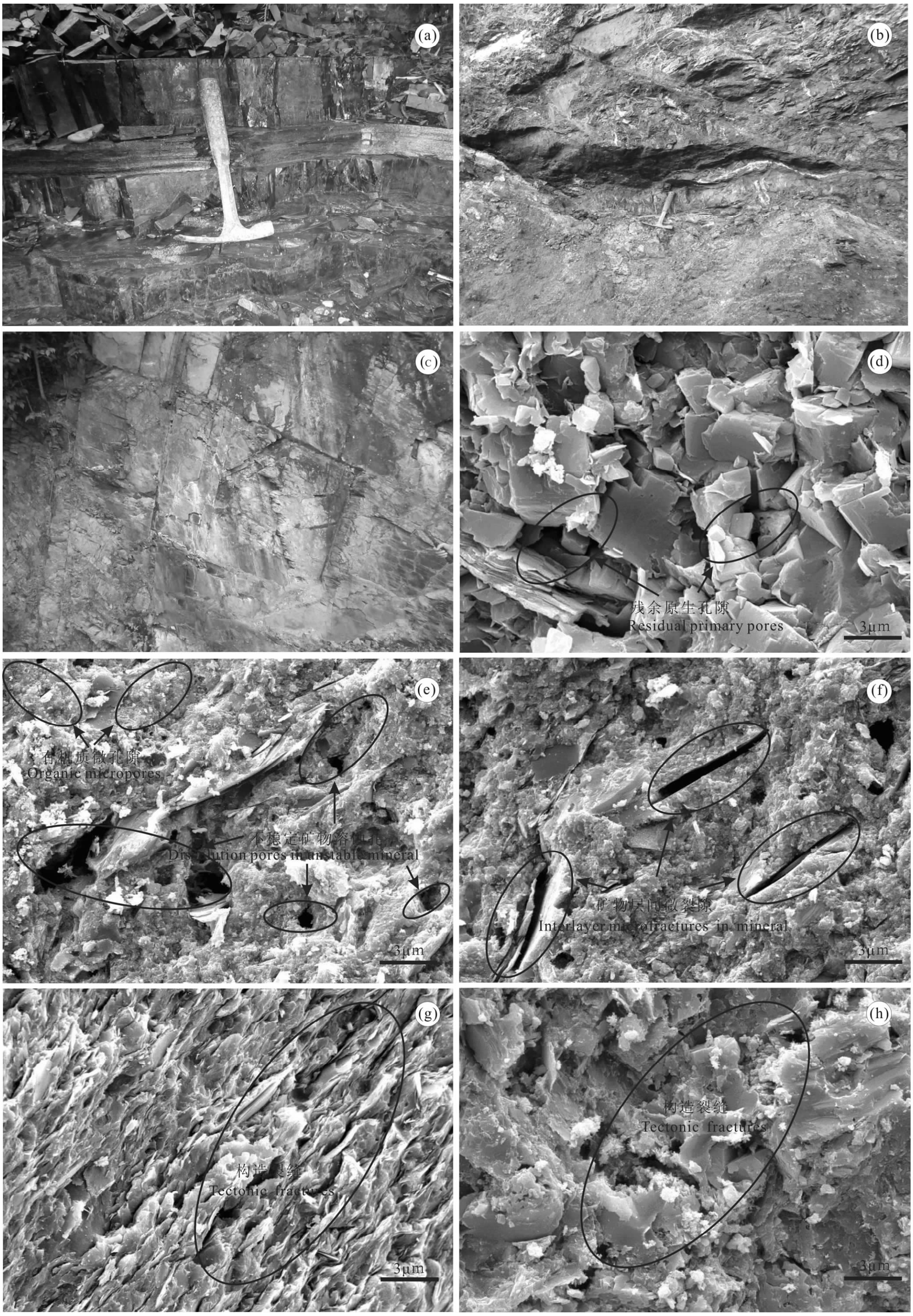


图 6　湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩孔裂隙宏观和显微特征

Fig. 6　Macroscopic and microscopic characteristics of pore-fractures in the mud-shale of Niutitang Formation, northwestern Hunan

(a)—层面裂缝,吉首古丈剖面;(b)—节理,张家界柑子坪剖面;(c)—剪节理,桃源马进洞剖面;(d)—矿物颗粒之间的残余原生孔隙,张家界后坪剖面,样品编号 HP02;(e)—有机质微孔隙及不稳定矿物(长石)溶蚀孔,吉首古者剖面,样品编号 GZ05;(f)—矿物层间微裂隙,吉首古者剖面,样品编号 GZ05;(g)—构造裂缝,张家界柑子坪剖面,样品编号 GZP02;(h)—构造裂缝,桃源马进洞剖面,样品编号 MJD05

(a)—Bedding plane crack, Guzhe Outcrop of Jishou; (b)—joint, Ganziping Outcrop of Zhangjiajie; (c)—shear joints, Majindong Outcrop of Taoyuan; (d)—residual primary pores among mineral particles, Houping Outcrop of Zhangjiajie, sample number HP02; (e)—organic micropores and dissolution pores in unstable minerals (feldspar), Guzhe Outcrop of Jieshou, sample number GZ05; (f)—interlayer microfracture in minerals, Guzhe Outcrop of Jishou, sample number GZ05; (g)—tectonic fractures, Ganziping Outcrop of Zhangjiajie, sample number GZP02; (h)—tectonic fractures, Majindong Outcrop of Taoyuan, sample number MJD05

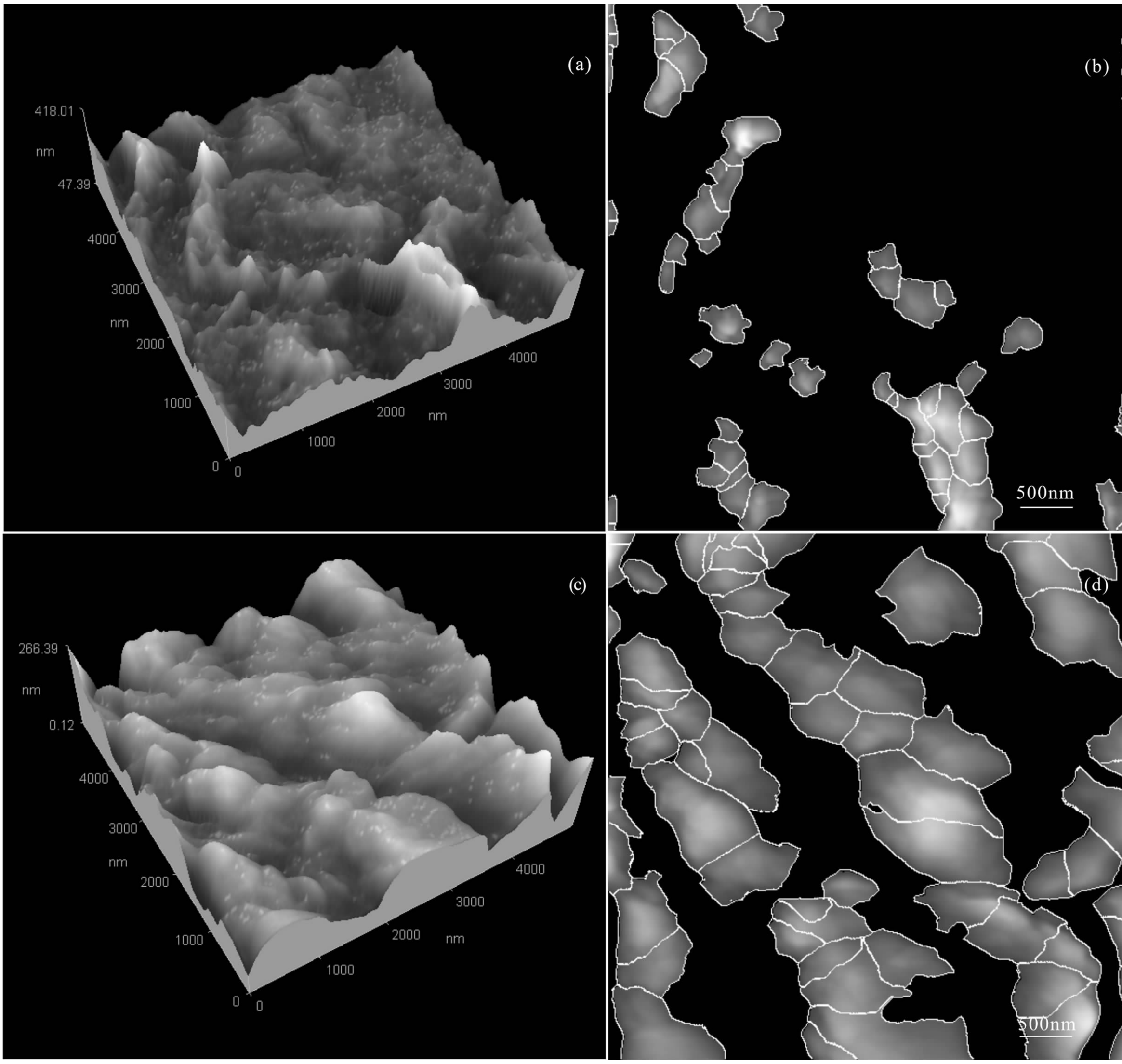


图 7 湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩样品的三维形貌图及其颗粒的分布图

Fig. 7 Three-dimensional topography of the mud-shale samples and particles distribution in the mud-shale samples in Lower Cambrian Niutitang Formation, northwestern Hunan

(a,b)—石门杨家坪样品;(c,d)—吉首三岔坪样品

(a,b)—Sample of Shimen Yangjiaping; (c,d)—sample of Jishou Sanchaping

**表 2 湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩等温吸附实验结果表**

**Table 2 Isothermal adsorption results of mud-shale in Lower Cambrian Niutitang Formation, northwestern Hunan**

| 样品编号 | 兰氏体积 $V_L$ ($m^3$/t) | 兰氏压力 $P_L$ (MPa) | TOC 含量 (%) | 粘土矿物含量(%) |
|---|---|---|---|---|
| No. 8 | 2.53 | 2.83 | 0.62 | 64.6 |
| No. 9 | 4.53 | 3.73 | 8.76 | 18.1 |
| No. 10 | 2.26 | 9.72 | 0.93 | 45.1 |

泥页岩的吸附性能主要与其 TOC 含量及其粘土矿物含量有关(张金川等,2008;邹才能等,2010;聂海宽等,2012)。在本研究中,TOC 含量较高的样品(NO. 9),其兰氏体积明显高于其他两个样品,表明有机碳含量可能是影响泥页岩吸附气含量的最主要因素。

## 4 讨论

### 4.1 泥页岩孔裂隙显微特征

研究区泥页岩中发育残余原生孔隙、有机质微孔隙、不稳定矿物溶蚀孔、矿物层间微裂隙和构造裂缝,其中构造裂缝、有机质微孔隙和不稳定矿物溶蚀孔是研究区页岩基质孔裂隙的主要组成部分。其原因主要与区内地质构造发育、泥页岩有机碳含量高及其在地质历史时期的埋深较大等因素有关。

对比国内外泥页岩孔裂隙显微特征研究结果,

不难发现各地区黑色页岩发育的孔隙类型及特征大体相同,但由于经历了不同的沉积背景和埋藏史,不同地区页岩孔裂隙的主要组成部分会有所不同。Slatt 等(2011)研究 Barnett 和 Woodford 页岩发现,其孔隙类型主要为絮状矿物的粒间孔、埋深和成熟阶段形成的有机质孔、生物的粒内孔、矿物颗粒粒内孔和微裂缝。Louchs 等(2012)研究北美地区页岩发现其孔隙类型主要有矿物颗粒和晶粒之间的粒间孔、颗粒(矿物、晶粒、生物、草莓状黄铁矿)内部的孔隙(粒内孔)及与有机质相关的一些孔隙。叶玥豪等(2012)研究发现上扬子地区上震旦统一下志留统黑色页岩发育的孔隙类型主要有格架孔、溶蚀孔、生物体腔孔、有机质孔、成岩作用孔和裂缝,且裂缝主要有黏土矿物脱水作用形成的微裂缝、大片状的矿物与颗粒之间的微裂缝以及晶粒之间和颗粒内受到外力作用形成的微裂缝。

### 4.2　孔隙度影响因素

为揭示湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩孔隙度影响因素,本研究探讨了泥页岩孔隙度与其孔裂隙发育特征、有机碳含量和长石含量等因素之间的关系。结果显示,孔隙度大于 8%的样品(表 3),往往是野外露头剖面构造裂缝发育的样品(图 6b,6c,表 3),同时也是高精度扫描电镜下构造缝发育的样品(图 6g,6h,表 3)。在这种情况下,即使泥页岩 TOC 含量低至 1%以下,孔隙度也一般大于 8%(表 3),表明构造裂缝是影响研究区泥页岩孔隙度大小的最主要因素。除构造缝发育的样品,研究区泥页岩孔隙度大小具有随 TOC 含量增加而增大的关系(图 8a),表明泥页岩有机碳含量也是影响其孔隙度大小的一个重要因素,这与许多学者的研究结果一致(Nelson, 2009; 王玉满等,2012)。然而,即使是 TOC 含量大于 12%的泥页岩样品,在等效镜质组反射率大于 3.8%时(表 3),其孔隙度大小与较低有机碳含量(2%)样品的孔隙度大小差别不大(图 8a 和表 3),表明富有机质泥页岩可能随热演化程度增加到一定程度时,其孔隙度可能会随之减小,但这还需更多实验进一步证实。由于研究区泥页岩中长石等不稳定矿物溶蚀孔较发育(图 6e),致使泥页岩孔隙度大小具有随长石含量增加而增大的关系(图 8b),表明泥页岩中长石含量也是影响其孔隙度大小的一个重要因素。总之,湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩孔隙度大小与构造裂缝发育程度之间的关系最为显著,其次是与泥页岩有机碳含量和长石含量。

经研究进一步发现,除构造缝发育的样品外,泥页岩孔隙度大小随石英含量的增大而减小(图 8c),其原因可能主要是对构造缝不发育而主要由石英矿物颗粒组成的样品,则其孔隙类型主要是残余原生孔隙(表 3),但是,研究区泥页岩的埋深在地质历史时期曾达到 6000m 以上(陶树,2008),致使其残余原生孔隙较少,该情况下石英含量越高则可能孔隙度越小。除此以外,研究区泥页岩孔隙度大小具有随粘土矿物含量增加而增大(图 8d),随密度增大而减小的关系(图 8e),其原因可能如下:从上面的论述可知,泥页岩的有机碳含量与其孔隙度大小之间具有正相关关系,本研究所选用样品的沉积环境绝大部分为深水陆棚(图 2),该环境下水越深一般越有利于有机质的生成和保存(梁狄刚等,2009),同时泥页岩也往往有着较高的粘土矿物含量,致使泥页岩孔隙度大小与其粘土矿物含量之间可能存在正相关关系。与粘土矿物不同,泥页岩有机碳含量越高,则其密度越小(图 8f),使得泥页岩密度与其孔隙度大小可能具有负相关关系,这与许多学者的研究结果一致(聂海宽等,2012)。

### 4.3　渗透率影响因素

为揭示湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩渗透率影响因素,本研究探讨了泥页岩渗透率与其孔裂隙发育特征之间的关系。结果显示,泥页岩渗透率大

**表 3　湘西北下寒武统牛蹄塘组代表性样品的孔隙度和渗透率**

**Table 3　Porosity and permeability of representative samples in Lower Cambrian Niutitang Formation, northwestern Hunan**

| 样品编号 | 孔隙度(%) | 渗透率(mD) | TOC 含量(%) | 等效镜质组反射率(%) | 样品特征 |
|---|---|---|---|---|---|
| No.1 | 8.8 | 0.060 | 0.62 | 3.23 | 露头剖面和电镜下构造缝发育 |
| No.2 | 8.0 | 0.050 | 0.85 | 3.68 | 露头剖面和电镜下构造缝发育 |
| No.3 | 11.7 | 0.042 | 3.36 | 3.45 | 露头剖面和电镜下构造缝发育 |
| No.4 | 5.1 | 0.009 | 13.46 | 3.12 | 有机质微孔隙发育 |
| No.5 | 2.5 | 0.002 | 12.40 | 3.84 | 溶蚀孔发育 |
| No.6 | 2.3 | 0.010 | 8.76 | 3.42 | 矿物层间微裂隙发育 |
| No.7 | 0.8 | 0.0052 | 0.77 | 2.96 | 石英矿物含量高,仅发育少量残余原生孔隙 |

注:表中等效镜质组反射率数据来自换算过的沥青反射率。

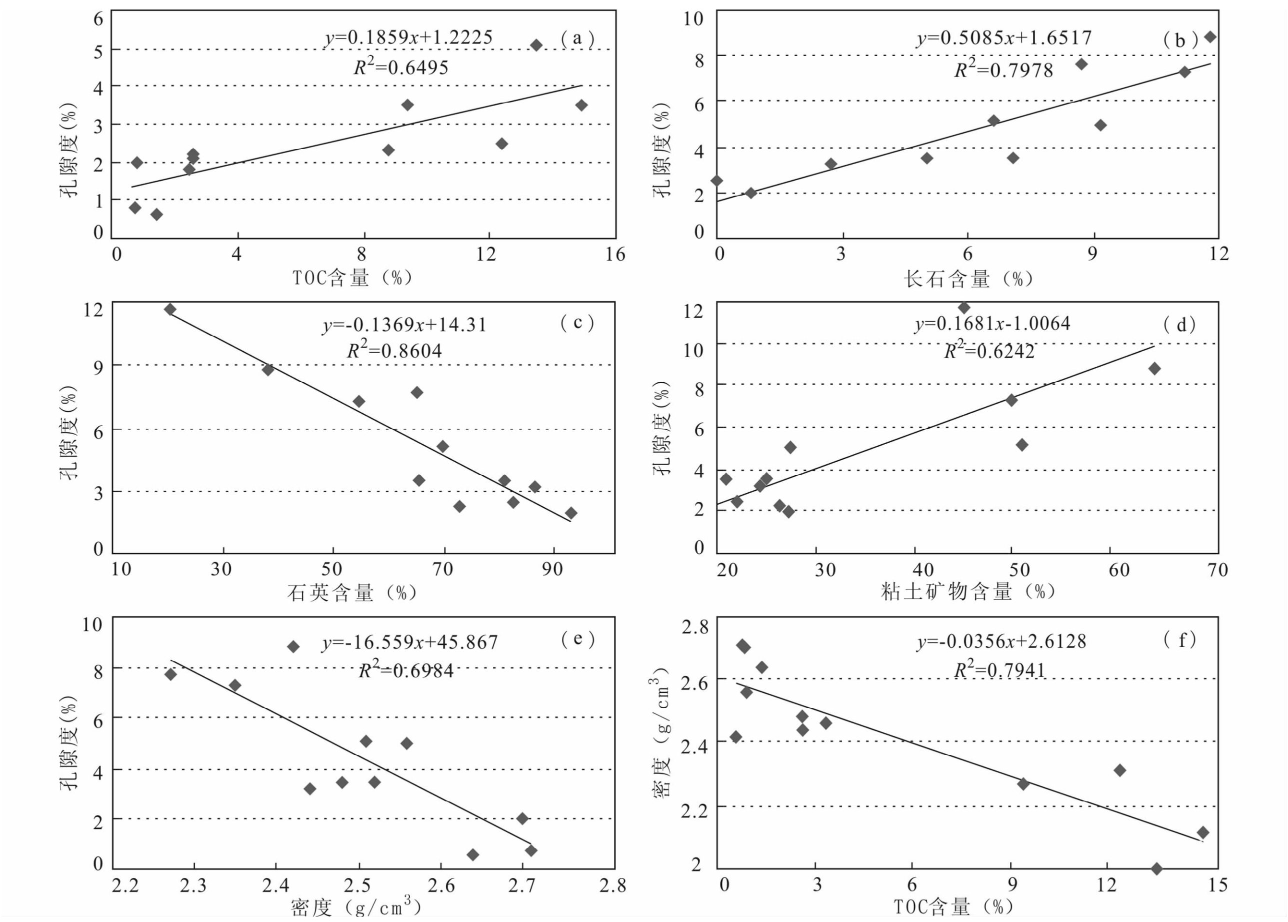


图 8 湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩中有机碳含量(a)、长石含量(b)、石英(c)、粘土矿物含量(d)和密度(e)与其孔隙度大小之间的关系以及泥页岩有机碳含量与其密度之间(f)的关系

Fig. 8 Relationships between porosity size and TOC contents (a) and feldspar contents (b), quartz contents (c), clay mineral contents (d) and density (e) of the mud-shale, and between TOC contents and density (f) of the mud-shale in Lower Cambrian Niutitang Formation, northwestern Hunan

于 $0.02\times10^{-3}\mu m^2$(0.02mD)的样品,往往是野外露头剖面构造裂缝发育的样品(图 6b,6c,表 3),同时也是高精度扫描电镜下构造缝发育的样品(图 6g,6h,表 3),表明构造裂缝是影响研究区泥页岩渗透率大小的最主要因素。泥页岩渗透率为 $0.01\times10^{-3}\mu m^2$(0.01mD)左右的样品,往往是高精度扫描电镜下矿物层间微裂隙发育的样品(图 6f 和表 3),表明矿物层间微裂隙也是影响研究区泥页岩渗透率大小的主要因素之一。

## 5 结论

(1) X 射线衍射(XRD)分析结果表明,湘西北下寒武统牛蹄塘组富有机质泥页岩中脆性矿物含量为 53.8%~98.1%,平均 77.9%,脆性矿物含量丰富,其含量高值区主要分布在张家界柑子坪、三岔及其周边地区。

(2) 高倍扫描电镜分析结果显示,湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩中发育残余原生孔隙、有机质微孔隙、不稳定矿物溶蚀孔、矿物层间微裂隙和构造裂缝,其中构造裂缝、有机质微孔隙和不稳定矿物溶蚀孔是页岩基质孔裂隙的主要组成部分。

(3) 扫描探针显微镜分析结果显示,湘西北下寒武统牛蹄塘组泥页岩中蜂窝状的有机质丰富,有机质主要呈分散状和条带状分布,其内部纳米级的孔隙发育。

(4) Ultrapore-200A 氦孔隙仪测试结果显示,湘西北下寒武统泥页岩孔隙度较低,为 0.6%~11.7%,平均 4.6%。泥页岩孔隙度大小与构造裂缝发育程度之间的关系最为显著,其次是与泥页岩有机碳含量和长石含量。泥页岩孔隙度大小可能具有随其密度和石英含量的增大而减小,随粘土矿物含量的增大而增大的关系。

(5) ULTRA-PERM$^{TM}$ 200 渗透率仪测试结果显示,湘西北地区下寒武统泥页岩的渗透率度相对较低,为 $0.002\times10^{-3}\mu m^2$(0.002mD)~$0.06\times10^{-3}\mu m^2$(0.06mD),平均 $0.014\times10^{-3}\mu m^2$(0.014mD)。构造裂缝发育程度是影响泥页岩渗透率大小的最主要因素,其次是矿物层间微裂隙发育程度。

(6) 等温吸附实验结果表明,湘西北下寒武统泥页岩的兰氏体积为 2.53~4.53$m^3$/t(空气干燥基),具有较好的吸附气性能,且泥页岩有机碳含量可能是影响其吸附气含量的最主要因素。

**致谢**:感谢中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院廊坊分院非常规油气实验室工作人员所做的测试工作。

## 注 释

❶ 张大伟,李玉喜,张金川. 2011.全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选. 国土资源部油气资源战略研究中心.

## 参 考 文 献


白振瑞. 2012. 遵义-綦江地区下寒武统牛蹄塘组页岩沉积特征及页岩气评价参数研究. 北京:中国地质大学(北京)硕士论文.

曹双林,潘家永,马东升,夏菲. 2004. 湘西北早寒武世黑色岩系微量元素地球化学特征. 矿物学报,24(4):415~419.

程克明,王世谦,董大忠,黄金亮,李新景. 2009. 上扬子区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏条件. 天然气工业,29(5):40~44.

陈尚斌,朱炎铭,王红岩,刘洪林,魏伟,方俊华. 2011. 四川盆地南缘下志留统龙马溪组页岩气储层矿物成分. 石油学报,32(5):775~781.

董大忠,程克明,王玉满,李新景,王社教,黄金亮. 2010. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征. 石油与天然气地质,31(3):288~299.

郭伟,刘洪林,李晓波,薛华庆. 2012. 滇东北黑色岩系储层特征及含气性控制因素. 天然气工业,32(9):22~27.

黄金亮,邹才能,李建忠. 2012. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力. 石油勘探与开发,39(1):69~75.

蒋裕强,董大忠,漆麟,沈妍斐,蒋婵,何溥为. 2010. 页岩气储层的基本特征及其评价. 地质勘探,30(10):7~12.

李娟,于炳松,张金川,李玉喜,武景淑. 2012. 黔北地区下寒武统黑色页岩储层特征及其影响因素. 石油与天然气地质,33(3):364~374.

李新景,吕宗刚,董大忠,程克明. 2009. 北美页岩气资源形成的地质条件. 天然气工业,29(5):27~32.

李有禹. 1997. 湘西北镍钼多金属喷气沉积矿床的地球化学特征. 地球化学,26(3):89~96.

梁狄刚,郭彤楼,边立曾,陈建平,赵喆. 2009. 南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素. 海相油气地质,14(2):1~19.

刘洪林,王红岩,刘人和,赵群,林英姬. 2010. 中国页岩气资源及其勘探潜力分析. 地质学报,84(9):1374~1378.

聂海宽,张金川,李玉喜. 2011. 四川盆地及其周缘下寒武统页岩气聚集条件. 石油学报,32(6):959~967.

聂海宽,张金川. 2012. 页岩气聚集条件及含气量计算——以四川盆地及其周缘下古生界为例. 地质学报,86(2):349~361.

庞维华. 2011. 湖南下寒武统层序地层格架与古环境演化变迁. 北京:中国地质科学院硕士论文.

潘家永,马东升,夏菲,陈少华,曹双林,郭国林,谢贵珍. 2005. 湘西北下寒武统镍钼多金属富集层镍与钼的赋存状态. 矿物学报,25(3):283~287.

蒲泊伶. 2008. 四川盆地页岩气成藏条件分析. 北京:中国石油大学(北京)硕士论文.

蒲泊伶,蒋有录,王毅,包书景,刘鑫金. 2010. 四川盆地下志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析. 石油学报,31(2):225~230.

陶树. 2008. 南方重点片区下组合海相烃源岩演化特征及生排烃模拟. 北京:中国地质大学(北京)硕士论文.

田华,张水昌,柳少波,张洪. 2012. 压汞法和气体吸附法研究富有机质页岩孔隙特征. 石油学报,33(3):419~427.

王玉满,董大忠,李建忠,王社教,李新景,王黎,程克明,黄金亮. 2012. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征. 石油学报,33(4):551~561.

王兰生,邹春艳,郑平,陈盛吉,张琦,许斌,李红卫. 2009. 四川盆地下古生界存在页岩气的地球化学依据. 天然气工业,29(5):59~62.

吴朝东,申延平,侯泉林. 2001. 湘西黑色岩系铂族元素地球化学特征及富集因素. 自然科学进展,11(5):507~513.

谢湘雄. 1992. 湖南大地构造单元划分及其地球物理场特征. 湖南地质,11(4):334~342.

肖正辉,杨荣丰,冯涛,曹运江,王齐仁,杨天春,王朝晖,邓翼. 2012. 湘西北下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏条件及其勘探潜力分析. 湖南科技大学学报(自然科学版),27(1):50~54.

页岩气地质与勘探开发实践丛书编委会. 2009. 北美地区页岩气勘探开发新进展. 北京:石油工业出版社,267~269.

叶玥豪,刘树根,孙玮,冉波,杨迪,王世玉,罗超,万洪程. 2012. 上扬子地区上震旦统—下志留统黑色页岩微孔隙特征. 成都理工大学学报(自然科学版),39(6):575~582.

游先军,戴塔根,息朝庄王明艳,邹艳红. 2009. 湘西北下寒武统黑色岩系地球化学特征. 大地构造与成矿学,33(2):304~312.

张金川,金之钧,袁明生. 2004. 页岩气成藏机理和分布. 天然气工业,24(7):15~18.

张金川,聂海宽,徐波,姜生玲,张培先. 2008. 四川盆地页岩气成藏地质条件. 天然气工业,28(2):151~156.

张静平,唐书恒,郭东鑫. 2011. 四川盆地下古生界筇竹寺组与龙马溪组页岩气勘探优选区预测. 地质通报,30(2-3):357~363.

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. 石油勘探与开发,37(6):641~653.

Curtis J B. 2002. Fractured shale-gas systems. AAPG Bulletin, 86(11):1921~1938.

Chen D Z, Wang J G, Qing H R. 2009. Hydrothermal venting activities in the Early Cambrian, South China: Petrological, geochronological and stable isotopic constraints. Chemical Geology, 258:168~181.

Loucks R G, Ruppel S C. 2007. Mississippian Barnett shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth basin, Texas. AAPG Bulletin, 91(4):579~601.

Loucks R G, Rees R M, Ruppel S C, Hammes U. 2012. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. AAPG Bulletin, 96(6): 1071~1098.

Nelson P H. 2009. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones

and shales. AAPG Bulletin, 93(3): 329～340.
Slatt R M, O'Brien N R. 2011. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks. AAPG Bulletin, 95(12): 2017～2030.
Wang J G, Chen D Z, Wang D, Yang D T, Zhou X Q, Wang Q C. 2012. Petrology and geochemistry of chert on the marginal zone of Yangtze Platform, western Hunan, South China, during the Ediacaran-Cambrian transition. Sedimentology, 59: 809～829.

# Reservoir Conditions of Shale Gas in the Lower Cambrian Niutitang Formation, Northwestern Hunan

XIAO Zhenghui[1,2], WANG Zhaohui[1], YANG Rongfeng[1], FENG Tao[2], WANG Qiren[1], HUANG Yanran[1], CHEN Xinyue[1], DENG Yi[1]

1) *Hunan Provincial Key Laboratory of Shale Gas Resource Utilization, Hunan University of Science and Technology, Xiangtan, Hunan*, 411201; 2) *Hunan Provincial Key Laboratory of Coal Resources Clean-utilization and Mine Environment Protection, Hunan University of Science and Technology, Xiangtan, Hunan*, 411201

**Abstract**

To objectively evaluate shale gas exploration potential in the Lower Cambrian Niutitang Formation, northwestern Hunan, reservoir conditions of shale gas were investigated by means of X-ray diffraction (XRD), scanning electron microscopy (SEM) and scanning probe microscopy (SPM) and so on. XRD analysis results suggest that brittle mineral contents range from 53.8 percent to 98.1 percent, with an average content of 77.9 percent. High value zones of brittleness mineral contents are mainly distributed in the Zhangjiajie Ganziping, Sancha and the surrounding areas. High magnification SEM analysis results indicate that there exist five kinds of pores and fractures, including residual primary pores, organic micropores, dissolution pores in unstable minerals, interlayer microfracture in minerals, as well as tectonic fractures. Of which structural fractures, organic micropores, dissolution pores in unstable minerals are the main constituents. SPM analysis results suggest that honeycomb organic matters distributed mostly in strip-shaped and disperse states are rich in the mud-shale of Lower Cambrian Niutitang Formation, northwestern Hunan, with nanoscopic porosities well developed in organic matters. Test results of Ultrapore-200 helium porosimeter show that porosity of mud-shale is low, with a range from 0.6 percent to 11.7 percent (an average content of 4.6 percent) and the dominant factor of porosity is structural fractures, followed by TOC contents and feldspar contents. Test results of ULTRA-PERMTM200 permeameter show that permeability of mud-shale is relatively low, ranging from 0.002mD to 0.06mD (an average content of 0.014mD) and the dominant factor of permeability is structural fractures, followed by interlayer microfracture in minerals. Isothermal adsorption experimental results show that mud-shale of Lower Cambrian Niutitang Formation had good adsorbability and TOC content may be the dominant factor to affect the mud-shale.

**Key words**: northwestern Hunan; Lower Cambrian; Niutitang Formation; shale gas; reservoir conditions