

[文章编号] 1671-9727(2012)02-0198-08

# 苏北地区下寒武统幕府山组页岩气勘探前景

刘小平<sup>1</sup> 潘继平<sup>2</sup> 刘东鹰<sup>3</sup> 段宏亮<sup>3</sup>  
董清源<sup>1</sup> 董 谦<sup>1</sup> 章 亚<sup>1</sup> 孙雪娇<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 国土资源部 油气资源战略研究中心, 北京 100034;

3. 中国石化江苏油田分公司 地质科学研究院, 江苏 扬州 225009)

[摘要] 通过野外地质调查、岩心观察、老井复查、分析测试及模拟实验等方法, 研究苏北地区下寒武统幕府山组富有机质泥页岩的有机地球化学特征、储层特征及含气性等, 并探讨其页岩气勘探前景。幕府山组富有机质泥页岩发育于该组下部, 为陆棚—盆地相沉积, 厚度一般在 50~200 m 之间, 顶界埋深一般为 2.5~4.0 km, 干酪根类型主要为 I 型和 II<sub>1</sub> 型; 有机质丰度高, TOC 平均值为 3.32%, 最高可达 12.1%。有机质热演化程度普遍较高, 等效镜质体反射率为 0.73%~3.01%, 平均为 2.83%, 多处于高成熟—过成熟阶段。矿物成分以黏土和石英为主, 含有少量钾长石、石膏等, 黏土矿物主要成分为伊利石和伊/蒙混层, 不含蒙脱石。泥页岩储层微孔隙及微裂缝发育, 等温吸附模拟实验表明其具有较好的天然气吸附能力。推算苏北地区幕府山组页岩气(吸附气和游离气)的含气量平均为 1.4 m<sup>3</sup>/t, 页岩气资源量可达 0.18 × 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>, 具有良好的资源潜力。初步预测安徽省全椒县—江苏省六合县一带、江苏省扬州—高邮—兴化一带是幕府山组页岩气有利勘探区。

[关键词] 页岩气; 等温吸附; 资源潜力; 幕府山组; 苏北地区

[分类号] TE132.2

[文献标志码] A

受复杂地质背景和多阶段演化过程的影响, 中国含油气盆地类型多、结构复杂, 盆地的不同演化规律直接控制着富含有机质泥页岩的发育与分布<sup>[1]</sup>, 与美国的页岩气地质条件和分布特点存在较大差异, 因此, 在学习和借鉴美国成功经验的同时, 更要加强对具有中国地质特点的页岩气形成与富集规律的研究, 以期指导中国特殊地质环境下的页岩气勘探与开发。

中国页岩气勘探开发才刚刚起步, 对各盆地富有机质泥页岩的发育及其页岩气潜力等研究程度不均, 目前主要集中在上扬子地区<sup>[2-4]</sup>; 对于海相泥页岩同样发育的下扬子地区, 则缺乏相应的

调查与研究<sup>[5]</sup>。前人研究表明, 下扬子地区古生界富有机质泥页岩分布较广泛, 有机碳含量(TOC)较高<sup>[6,7]</sup>, 具备雄厚的成烃物质基础<sup>[8]</sup>。苏北地区古生界位于扬子准地台东北部的下扬子区, 古生界富有机质泥页岩主要分布于下寒武统、上奥陶统一下志留统、二叠系这 3 套地层中<sup>[8]</sup>。作者通过野外地质调查、岩心观察、老井复查、分析测试及模拟实验等方法手段, 对苏北地区下寒武统幕府山组富有机质泥页岩的有机地球化学特征、储层特征及含气性等开展初步研究, 并探讨其页岩气勘探前景。

[收稿日期] 2011-11-30

[基金项目] 国土资源部全国油气资源战略选区调查与评价专项(2009GYXQ15)

[作者简介] 刘小平(1971—), 男, 博士, 副教授, 从事石油地质学的教学和研究工作, E-mail: liuxiaoping@cup.edu.cn。

## 1 区域地质概况

### 1.1 构造演化

下扬子区是一个经历了多期构造运动改造的叠合盆地,2种构造体制、2个世代盆地造就了下扬子地区复杂的构造格局<sup>[9]</sup>。大致以中晚三叠世为界,大地构造演化可划分为海相盆地演化( $Z-T_2$ )及陆相盆地演化( $T_3-Q$ )两大阶段<sup>[10]</sup>。自晋宁运动Ⅱ幕华北—扬子—华夏地块拼接形成古中国大陆以来,下扬子区即已进入陆内演化阶段,先后发育了晚震旦—晚志留世陆缘海盆地、晚泥盆—早三叠世陆表海盆地、中三叠—中侏罗世陆相前陆盆地、晚侏罗—早白垩世陆相火山岩盆地和晚白垩世—第四纪陆相断拗盆地共5期不同性质的盆地,形成了受多期构造运动改造与叠加的叠合盆地<sup>[11,12]</sup>。

### 1.2 地层与沉积特征

晚震旦世开始,下扬子区已经成为一个稳定的克拉通边缘海沉积盆地,震旦纪至早古生代,海相沉积建造以碳酸盐岩沉积建造为主。这一时期的海相沉积主要以南京为代表的大型台地和其两侧发育的深水盆地为基础沉积格局。中央台地以

碳酸盐岩沉积为主,其两侧的深水盆地以黑色泥岩、硅质岩和暗色碳酸盐岩沉积为主,富含有机物质,从而形成了区内第一套富有机质泥页岩层系——幕府山组/荷塘组<sup>[13,14]</sup>。早寒武世幕府山组沉积期是下扬子区的最大海侵时期,含软舌螺、三叶虫、腕足类化石,受“一台两盆”沉积格局影响,苏北地区主要发育陆棚—盆地相碳质、硅质页岩,其岩石组合以灰黑色、黑色泥岩、硅质页岩、碳质页岩及石煤层为主。幕府山组的岩性由上下两部分组成,上部为一大套白云岩,局部夹薄层紫色及黑色泥岩;下部是一套黑色泥岩,致密、性硬,局部含白云质和硅质泥岩。

幕府山组的标准剖面位于南京的幕府山(图1),剖面自下往上碎屑物质减少,碳酸盐成分增加,普遍含磷,其岩性可分为上、下两段:下段以浅灰、灰黄色页岩(砂质)为主,夹灰黑色硅质页岩、硅质岩、黑色碳质页岩及石煤层,顶部常夹透镜状灰岩或泥质岩,底部局部为含铁、含砾砂岩和砂质泥岩,厚度为12~109 m;上段以灰、灰白色白云岩为主,夹硅质页岩或泥岩,上部含磷,含三叶虫(*Redlichia* sp., *Paokannia* sp.)、腹足类及腕足类碎片,厚度为67 m。

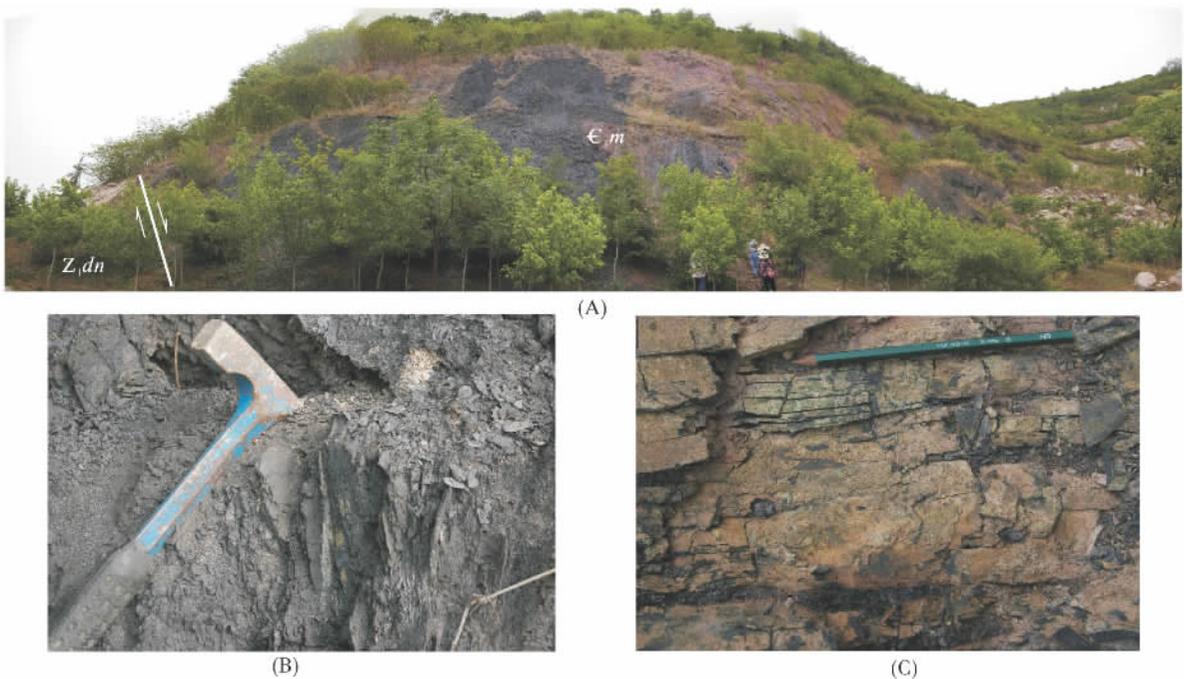


图 1 南京幕府山地区幕府山组野外露头照片

Fig. 1 Outcrop photographs of Mufushan Formation in the Mufushan area of Nanjing  
(A)幕府山组剖面;(B)幕府山组下段黑色碳质页岩及石煤层;(C)幕府山组上段硅质页岩

### 1.3 泥页岩厚度与分布

苏北地区下寒武统富有机质泥页岩主要发育于幕府山组下部,沿北东向展布,厚度一般在 50~200 m 之间,沉积中心位于泰州、高邮、溱潼、海安地区。目前有 7 口探井钻遇幕府山组泥页岩。泥页岩累计厚度最大可达 343 m,单层厚度为 1~126.5 m。其中 X15 井在 2 947.5~3 074 m 井段间的单层泥岩厚度最大,为 126.5 m。泰州凸起上的 S1 井及黄桥地区 H2 井均揭示幕府山组暗色泥岩,其中 S1 井幕府山组暗色泥页岩厚达 122 m。幕府山组泥页岩埋藏较深,根据钻井资料,一般顶界埋深在 2.5~4.0 km 之间;在凸起部位埋藏较浅,如 H2 井幕府山组泥页岩顶界埋深为 1 838 m(表 1)。

表 1 苏北地区下寒武统幕府山组泥页岩埋深、厚度数据  
Depth and thickness data of the mud shale from Lower Cambrian Mufushan Formation in northern Jiangsu

井号	顶界埋深/m	累计厚度/m	单层厚度/m
Z4	2842.5	15.5	2~7
Z51	3984	343	1~59
X15	2552	273.5	1~126.5
Z31	2747	19	19
S1	2443.5	122.12	1~35
X9	2448	45	1~12
H2	1838	82.71	1~70.7

## 2 泥页岩有机地球化学特征

### 2.1 有机质类型与丰度

幕府山组黑色泥页岩为还原—强还原富藻黑色页岩相,干酪根类型主要为 I 型和 II<sub>1</sub> 型。通过对 36 个样品有机碳含量测试数据的统计分析表明(由于苏北地区钻遇幕府山组泥页岩探井较少,部分样品采自于苏南地区野外露头),幕府山组黑色泥页岩有机质十分富集,有机碳的质量分数(TOC)最小值为 0.66%,最大值为 12.1%,平均值为 3.32%,有机碳质量分数>1%的样品比例达 92%(图 2)。其中,S1 井幕府山组泥页岩在 2 701.24~2 701.8 m 井段有机碳的质量分数为 3.54%~4.40%,平均值为 4.18%;在 3 492.78~3 496.70 m 井段有机碳的质量分数为 2.36%~4.67%,平均值为 3.40%;H2 井幕府山组泥页岩在 1 881.36~1 886.30 m 井段有机碳的质量分数为 2.75%~3.19%,平均值为 2.88%。全椒地

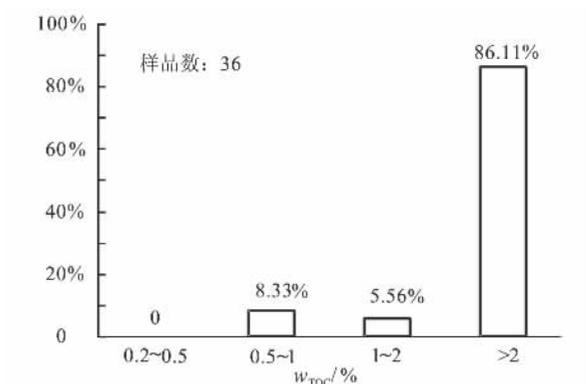


图 2 苏北地区及周边下寒武统泥页岩有机碳含量分布特征

Fig. 2 TOC distribution characteristics of the mud shale from Lower Cambrian Mufushan Formation in northern Jiangsu and surrounding areas

区露头下寒武统泥岩有机碳的质量分数为 5.67%,石台—宁国地区露头下寒武统泥质岩中 90%的样品中有机碳的质量分数>1%,最高可达 12.1%。

### 2.2 有机质成熟度

幕府山组泥页岩的热演化程度普遍较高,等效镜质体反射率在 0.73%~3.01%之间变化,平均为 2.83%;演化程度多为高成熟—过成熟阶段,以生气为主。高演化区主要位于苏北的北部凹陷区,等效镜质体反射率>3.0%;中东部泰州—东台地区,演化程度稍低,等效镜质体反射率一般低于 2.5%。

## 3 泥页岩储层特征及含气性

### 3.1 岩矿特征

幕府山组富有机质泥页岩以黑色硅质页岩、碳质页岩及石煤为主。显微镜下对薄片研究表明,碳质页岩中碳泥质混杂不均,泥质较多,少量碳质呈条纹状分布,碎屑矿物主要为石英、长石等,具显微层理(图 3)。

全岩矿物组成定量分析表明,幕府山组富有机质泥页岩的矿物成分以黏土和石英为主,含有少量钾长石、石膏等。其中,石英的质量分数为 38%~47%,黏土的质量分数为 41%~49%。黏土矿物主要为伊利石和伊/蒙混层,不含蒙脱石。其中,伊利石的质量分数为 34%~45%,伊/蒙混层矿物的质量分数为 55%~66%,伊/蒙混层比 10%。研究表明,页岩储层中黏土矿物的含量往

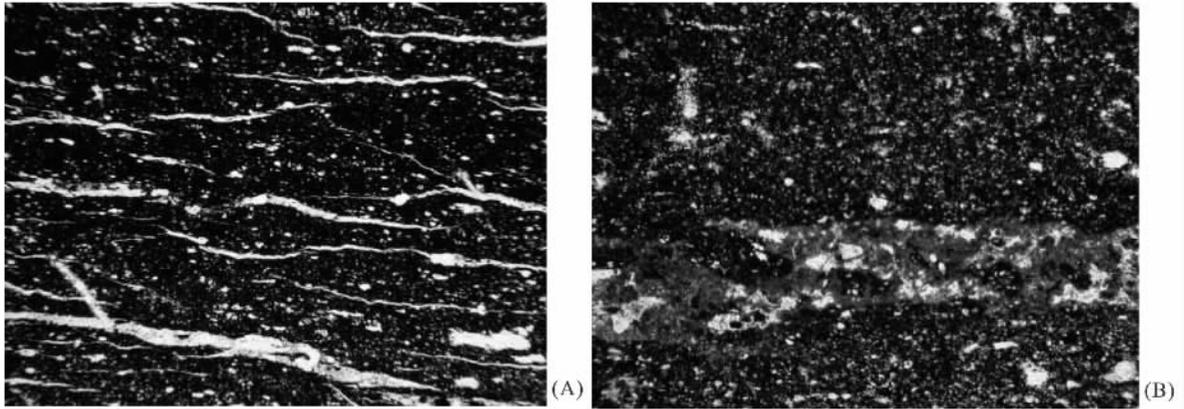


图 3 南京幕府山剖面幕府山组碳质页岩薄片显微照片  
Fig. 3 Carbonaceous shale slice micrographs of Lower Cambrian Mufushan Formation in Nanjing Mufushan outcrop section

(A)含细粉砂碳质页岩,碳泥质混杂分布,泥质稍多,细粉砂主要为石英,少量长石等;(B)含细粉砂碳质页岩,碳泥质混杂不均,泥质较多,少量碳质呈条纹状分布,细粉砂主要为石英,少量长石等

往与吸附气含量具有正相关关系,而石英、长石等脆性矿物则有利于后期压裂造缝<sup>[15,16]</sup>。黏土矿物中的伊利石最易吸附页岩气,而蒙脱石类膨胀性黏土矿物不利于页岩储层压裂造缝<sup>[17]</sup>。北美地区 Barnett 页岩的石英、长石和黄铁矿等脆性矿物的质量分数为 20%~80%,其中石英的质量分数为 40%~60%,黏土矿物的质量分数通常低于 50%<sup>[18]</sup>。幕府山组富有机质泥页岩储层与其具有相近的矿物组成特征,具备较好的页岩气储集及开采潜力。

### 3.2 储集空间及储层物性

扫描电镜分析结果显示,幕府山组泥页岩微孔隙发育,主要孔隙空间为伊利石化形成的微裂(孔)隙、粒(晶)间孔、溶蚀孔以及多类型组合孔等(图 4)。微孔隙孔径大部分为 1~20 μm(图 4-A, C),少数组合孔的孔径达 50 μm 以上(图 4-D),面孔率一般在 3%~7%。多类型孔隙往往成群分布,呈蜂窝状或组合成较大的组合孔,为页岩气聚集提供了有利的储集空间。

幕府山组泥页岩微裂缝也较发育,一般缝宽 2~5 μm,长几十微米不等(图 4-B)。其产生可能与断层和褶皱等构造运动相关,也可能与有机质生烃时形成的轻微超压而导致页岩储层破裂有关。微裂缝对页岩气的储集和开采具有重要意义,一方面可为页岩气提供有利的储集空间并增大吸附气的解析能力,另一方面微裂缝的发育有利于储层压裂改造。但是,若微裂缝与地层中的大的断裂相连,则有可能导致页岩气的散失,反而

影响页岩气的开采效果。

由于苏北地区幕府山组泥页岩缺少岩心样品,目前尚未获取岩心物性测试数据;而南京幕府山组泥页岩野外样品由于风化淋滤作用而难以取样进行孔渗测试。本文根据常规测井数据对苏北地区幕府山组泥页岩的孔隙度进行了估算,结果表明其测井孔隙度在 1.4%~7.0%之间,平均为 4.2%,具备较好的页岩气储集条件。

### 3.3 含气性分析

为了解幕府山组页岩的吸附能力,采集了南京幕府山剖面 2 个野外样品进行等温吸附实验,试验温度为 30℃,采用纯甲烷在平衡湿度条件下进行。试验结果为:2 个样品的 Langmuir 体积( $V_L$ )分别为 2.92 cm<sup>3</sup>/g、4.64 cm<sup>3</sup>/g,平均为 3.78 cm<sup>3</sup>/g,Langmuir 压力( $p_L$ )分别为 2.14 MPa、2.91 MPa,平均为 2.53 MPa。此结果说明幕府山组富有机质泥页岩具有较好的天然气吸附能力。对实测数据进行拟合后发现,页岩中吸附气含量随着压力的增高而增高,呈正相关关系(图 5)。富有机质泥页岩有机碳含量对吸附气量有明显影响,有机碳含量高的页岩能够吸附更多的气体,有机碳含量与吸附气量也存在正相关关系。因此,压力和有机碳含量是影响幕府山组泥页岩天然气吸附能力的重要因素。

苏北地区幕府山组富有机质泥页岩埋深一般在 2.5~4.0 km 之间,按静水压力估算,其地层压力为 25~40 MPa,由 Langmuir 方程

$$q_{\text{吸}} = V_L \cdot p / (p_L + p)$$

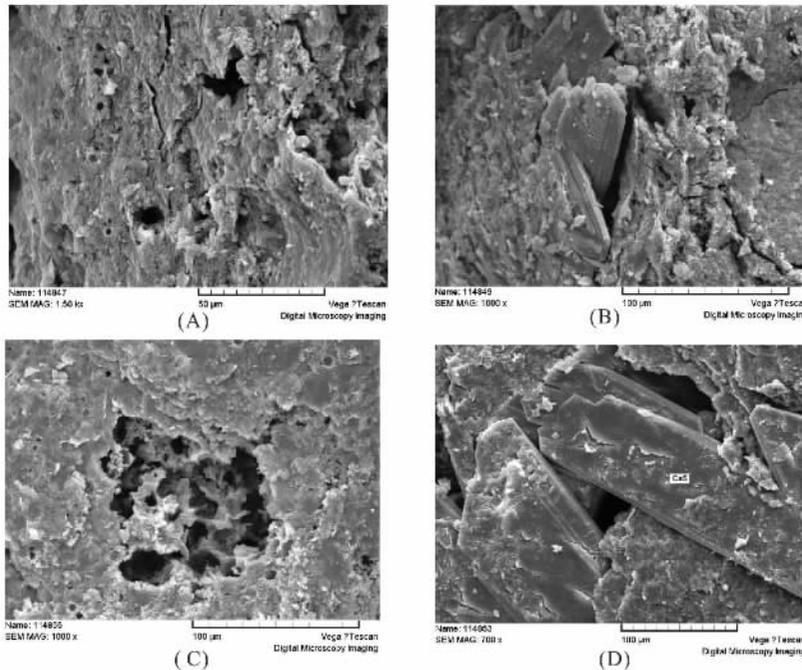


图 4 南京幕府山剖面幕府山组碳质页岩扫描电镜照片

Fig. 4 Scanning electron microscope photomicrographs of the carbonaceous shale from Lower Cambrian Mufushan Formation in Nanjing Mufushan outcrop section

(A) 弯曲片状伊利石、伊蒙混层间微孔隙,孔径 1~12 μm; (B) 条块状石膏粒间微孔隙,宽 2~5 μm,长几十微米不等; (C) 条块状石膏粒间微孔隙,孔径 5~20 μm; (D) 组合孔隙,孔径 50~60 μm,单孔隙 5~18 μm

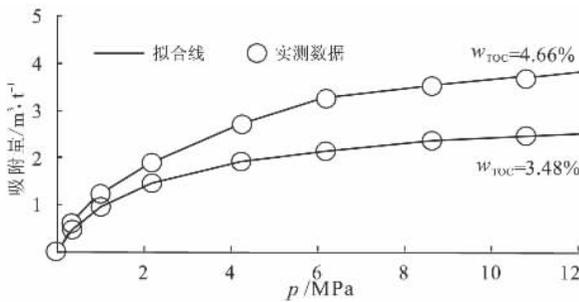


图 5 南京幕府山剖面泥页岩等温吸附曲线

Fig. 5 Isothermal adsorption curves of the mud shale from Lower Cambrian Mufushan Formation in Nanjing Mufushan outcrop section

计算其吸附气量为 3.44~3.56 m<sup>3</sup>/t。此结果为实验条件下的理论最大吸附气量,而实际地层中的天然气不可能达到饱和状态;因此,运用类比法,参照美国页岩气盆地吸附气量为饱和吸附气量的 20%~70%<sup>[19,20]</sup>,考虑到研究区幕府山组泥页岩层系经历过多期构造变动等强烈改造作用,采用下限值 20%保守估算其吸附气量为 0.69~0.71 m<sup>3</sup>/t。若吸附相态存在的天然气能够占到天然气赋存总量的 50%(即吸游比为 1:1),则页岩的含气量可达 1.38~1.42 m<sup>3</sup>/t,平均为 1.40

m<sup>3</sup>/t,页岩气资源量可达 0.18×10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>(富有机质泥页岩的平均厚度按 50 m 估算)。因此,苏北地区幕府山组具有良好的页岩气资源潜力。

### 4 有利勘探区预测

#### 4.1 有利勘探区预测的依据

借鉴美国 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩有利区的选区标准<sup>[20,21]</sup>,在对下扬子苏北地区幕府山组富有机质泥页岩地球化学特征和地质特征研究的基础上,结合研究区的地质特点,本文拟定了幕府山组页岩气有利勘探区预测的初步依据。

a. 富有机质泥页岩厚度。指富有机质泥页岩层段的累计厚度(包含其中的砂质夹层段)。探井和野外露头资料揭示苏北地区幕府山组富有机质泥页岩层段厚度较大,一般几十米到 200 m 以上,认为厚度达到 100 m 以上的区块为页岩气有利勘探区。

b. 富有机质泥页岩的有机碳含量。国内外及本区研究表明,TOC 与吸附气含量呈正相关关系。北美页岩气勘探目标绝大多数选择有机碳质量分数(w<sub>TOC</sub>)>2%,甚至 4%以上<sup>[22]</sup>。苏北地区

幕府山组富有机质泥页岩有机质丰度普遍较高,认为  $w_{TOC} > 2\%$  的区域应是页岩气有利勘探区。

c. 富有机质泥页岩热成熟度( $R_o$ )。按照 Tissot 划分方案: $R_o < 0.5\%$  的成岩作用阶段,生油岩处于未成熟或低成熟作用阶段; $R_o$  介于  $0.5\% \sim 1.3\%$  为深成热解阶段,处于生油窗内; $R_o$  介于  $1.3\% \sim 2.0\%$  为深成热解作用阶段的湿气和凝析油带; $R_o > 2\%$  为后成作用阶段,处于干气带<sup>[23]</sup>。对于不同干酪根类型进入湿气阶段的界限有一定差异,一般处于  $R_o = 1.2\% \sim 1.4\%$  范围内<sup>[22]</sup>。与北美典型含气页岩相比,苏北地区幕府山组成熟度较高,大多处于过成熟阶段,仅以  $R_o$  的值不能完全判定页岩气藏的存在与否,因此认为  $R_o > 1.2\%$  的地区均可形成页岩气藏。

d. 富有机质泥页岩埋深。美国正在开采的页

岩气层系埋深一般为几百米至 2000 多米,大多以浅层开采为主,主要是由于埋深加大,勘探开发的难度及成本也随之增加。但是,另一方面,随着埋深的增大,有机质热演化程度增加,会更有利于页岩的生气与吸附。随着经济发展和技术进步,页岩气勘探及开采深度将会越来越大。苏北地区幕府山组页岩层系埋深普遍较大,认为埋深  $< 4.5$  km 的区域为未来勘探有利区。

#### 4.2 幕府山组页岩气有利勘探区初步预测

根据页岩气有利勘探区选区依据,基于幕府山组富有机质页岩的厚度、TOC、 $R_o$  及埋深等要素的分布特征,采用地质类比、多因素叠加及综合地质分析,对苏北地区幕府山组页岩气有利勘探区进行了初步预测(图 6),预测有利勘探区主要分布在 2 个区域:第一个有利区分布在苏北盆地

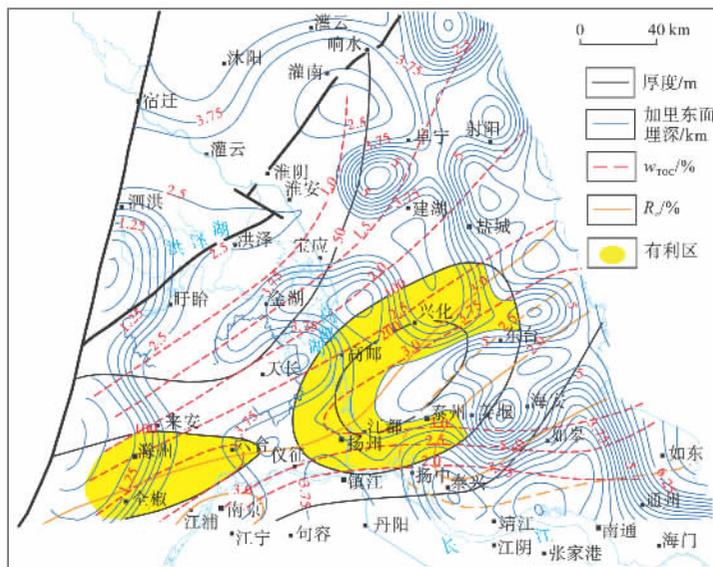


图 6 苏北地区幕府山组页岩气有利勘探区预测

Fig. 6 Prediction of the favorable areas for shale-gas exploration of Mufushan Formation in northern Jiangsu

西南部,位于安徽省全椒县—江苏省六合县境内。该区有机质丰度高,全椒地区露头下寒武统泥岩有机碳质量分数为  $5.67\%$ ,有机质热演化程度高,等效镜质体反射率( $R_o$ )在  $3\%$  左右,泥页岩埋深西高东低,埋深适中,一般为  $2 \sim 3$  km。第二个有利区分布在江苏省扬州—高邮—兴化一带,该区有机质丰度高,大部分地区  $w_{TOC}$  都在  $2.5\%$  以上,热演化程度北高南低, $R_o$  一般在  $2.0\% \sim 3.0\%$  之间,泥页岩埋深较大,多数  $> 3$  km。

## 5 结论

a. 苏北地区下寒武统幕府山组为陆棚—盆地相沉积,富有机质泥页岩位于幕府山组下部,其岩石组合以灰黑色、黑色泥岩、硅质页岩、碳质页岩及石煤层为主。平面上沿北东向展布,厚度一般在  $50 \sim 200$  m 之间,沉积中心位于泰州、高邮、溱潼、海安地区。顶界埋深常在  $2.5 \sim 4.0$  km 之间,在凸起部位埋藏较浅。

b. 幕府山组黑色泥页岩有机相为还原—强还原的富藻黑色页岩相,干酪根类型主要为 I 型

和 II<sub>1</sub> 型。有机质丰度高,有机碳质量分数为 0.66%~12.1%,平均值为 3.32%, $w_{\text{TOC}} > 1\%$  的样品比例达 92%。有机质热演化程度普遍较高,等效镜质体反射率在 0.73%~3.01%之间,平均为 2.83%,多处于高成熟—过成熟阶段,以生气为主。

c. 幕府山组富有机质泥页岩矿物成分以黏土和石英为主,含有少量钾长石、石膏等。其中,石英的质量分数为 38%~47%,黏土的质量分数为 41%~49%。黏土矿物主要成分为伊利石和伊/蒙混层,不含蒙脱石。矿物组成特征与北美地区 Barnett 页岩相近,具备较好的页岩气储集及开采潜力。

d. 幕府山组富有机质泥页岩微孔隙发育,主要孔隙空间为伊利石化形成的微裂(孔)隙、粒(晶)间孔、溶蚀孔以及多类型组合孔,泥页岩微裂缝也较发育。测井解释孔隙度为 1.4%~7.0%,平均为 4.2%,具备较好的页岩气储集条件。

e. 等温吸附模拟实验表明,野外剖面幕府山组样品的 Langmuir 体积( $V_L$ )平均值为 3.78 cm<sup>3</sup>/g,Langmuir 压力( $p_L$ )平均值为 2.53 MPa,具有较好的天然气吸附能力。推算苏北地区幕府山组页岩气(吸附气和游离气)含气量平均为 1.4 m<sup>3</sup>/t,页岩气资源量可达 0.18×10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>,具有良好的资源潜力。

f. 基于幕府山组富有机质页岩的厚度、TOC、 $R_o$  及埋深等要素的分布特征,采用地质类比、多因素叠加及综合地质分析,初步预测安徽省全椒县—江苏六合县一带、江苏省扬州—高邮—兴化一带是苏北幕府山组页岩气有利勘探区。

感谢李华东、冯武军、王小群、高俊、赵挺、王红伟、程海生、罗义、刘成杰、郑团结、杨鹏举、田振东等同志,他们在野外地质考察、岩心观察、样品采集及资料整理方面做了大量工作。

### [ 参 考 文 献 ]

[1] 李玉喜,聂海宽,龙鹏宇. 我国富含有有机质泥页岩发育特点与页岩气战略选区[J]. 天然气工业,2009,29(12):115—118.

[2] 刘树根,曾祥亮,黄文明,等. 四川盆地页岩气藏和连续型—非连续型气藏基本特征[J]. 成都理工大学学报:自然科学版,2009,36(6):578—592.

[3] 张金川,聂海宽,徐波,等. 四川盆地页岩气成藏地质条件[J]. 天然气工业,2008,28(2):151—156.

[4] 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.

[5] 潘继平,乔德武,李世臻,等. 下扬子地区古生界页岩气地质条件与勘探前景[J]. 地质通报,2011,30(2/3):337—343.

[6] 梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一)——南方四套区域性海相烃源岩的分布[J]. 海相石油地质,2008,13(2):1—16.

[7] 马力,陈焕疆,甘克文,等. 中国南方大地构造和海相油气[M]. 北京:地质出版社,2004:259—275.

[8] 刘小平,潘继平,董清源,等. 苏北地区古生界页岩气形成地质条件[J]. 天然气地球科学,2011,22(6):1087—1095.

[9] 郭彤楼. 下扬子地区中古生界叠加改造特征与多源多期成藏[J]. 石油试验地质,2004,26(4):319—323.

[10] 赵宗举,俞广,朱琰,等. 中国南方大地构造演化及其对油气的控制[J]. 成都理工大学学报:自然科学版,2003,30(2):155—168.

[11] 丁道桂,王东燕,刘运黎. 下扬子地区古生代盆地的改造变形[J]. 地学前缘,2009,16(4):61—73.

[12] 刘东鹰. 江苏下扬子区海相中、古生界石油天然气成藏机制、成藏过程研究[D]. 广州:中国科学院广州地球化学研究所,2004:23—27.

[13] 俞凯,郭念发. 下扬子区下古生界油气地质条件评价[J]. 石油试验地质,2001,23(1):41—51.

[14] 陈红,龚洪春,杨友胜,等. 下扬子区海相油气成藏特征[J]. 江苏地质,2003,27(3):148—151.

[15] 郭彤楼,李宇平,魏志红. 四川盆地元坝地区自流井组页岩气成藏条件[J]. 天然气地球科学,2011,22(1):1—7.

[16] 李新景,胡素云,程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发,2009,34(4):392—400.

[17] Schettler P D, Parmely C R. The measurement of gas desorption isotherms for Devonian shale[J]. Gas Shales Technology Review, 1990, 7(1): 4—9.

[18] Bowker K A. Barnett shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2006, 91(4): 523—533.

[19] Hill D G, Nelson C R. Gas productive fractured shales: An overview and update[J]. Gas TIPS, 2000, 7(2): 11—16.

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

- [21] Scott L M, Daniel M J, Kent A B, *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.
- [22] 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.
- [23] Tissot B P, Welte D H. 石油形成与分布[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989: 44—47.

## Shale-gas exploration prospect of Lower Cambrian Mufushan Formation in the northern Jiangsu, China

LIU Xiao-ping<sup>1</sup>, PAN Ji-ping<sup>2</sup>, LIU Dong-ying<sup>3</sup>, DUAN Hong-liang<sup>3</sup>,  
DONG Qing-yuan<sup>1</sup>, DONG Qian<sup>1</sup>, ZHANG Ya<sup>1</sup>, SUN Xue-jiao<sup>1</sup>

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Oil & Gas Strategy Research Center, Ministry of Land and Resource, Beijing 100034, China;

3. Geological Scientific Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China

**Abstract:** Based on the geological surveys in the field, core observation, historical well re-examination, analysis and testing, simulation experiment etc., this paper analyses the organic geochemistry characteristics, reservoir characteristics and gas-bearing features of the rich-organic matter shale in Lower Cambrian Mufushan Formation of northern Jiangsu. The rich-in organic matter shale develops in the lower part of Mufushan Formation and is shelf-basin facies with a cumulative thickness generally of 50~200 m. The top depth is generally 2.5~4 km. The main kerogen types are I and II<sub>1</sub>. The shale has a high organic matter abundance. The an average of TOC is 3.32% and the maximum TOC is 12.1%. In the high heat evolutionary stage, the equivalent vitrinite reflectance is 0.73%~3.01% and averages 2.83%. The shale contains abundant clay minerals and quartz and a small amount of K-feldspar and gypsum. The main compositions of clay minerals are illite and I/S mixed layer, but the clay minerals do not contain smectite. Micropores and microcracks develop well in the shale reservoir. The isothermal adsorption simulating experiment shows that the shale has good gas absorbed capacity. It is estimated that the average shale-gas (free and absorbed gas) content of Mufushan Formation in the northern Jiangsu is 1.4 m<sup>3</sup>/t, and the shale-gas resources amount is 1.8×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>, which indicates a great shale-gas resources potential. According to the preliminary prediction, the favorable areas for shale-gas exploration of Mufushan Formation in northern Jiangsu are mainly distributed from Quanjiao in Anhui Province to Liuhe in Jiangsu Province and over the Yangzhou-Gaoyou-Xinghua area in Jiangsu Province.

**Key words:** shale-gas; isothermal adsorption; resources potential; Mufushan Formation; northern Jiangsu