

文章编号:0253-9993(2013)05-0877-06

下扬子皖南地区古生界页岩气形成条件及 勘探潜力评价

黄保家¹,施荣富²,赵幸滨²,周 刚¹

(1. 中海油(中国)有限公司 湛江分公司,广东 湛江 524057; 2. 中海油(中国)有限公司 上海分公司,上海 200030)

摘要:为评价皖南地区古生界页岩气勘探潜力、优选勘探层系,根据钻井岩芯和露头岩样的地化、岩石学分析数据及野外调查等资料,对该地区古生界3套富有机质层系的页岩气形成地质-地球化学条件进行初步研究,结果表明:古生界上奥陶统五峰组—下志留统高家边组、二叠系(孤峰组+龙潭组+大隆组)富有机质泥页岩层系在区内分布广、厚度较大、有机质丰富(TOC普遍>2%)和热演化程度较高($R_o=1.3\% \sim 3.0\%$),具有形成页岩气的良好物质基础;同时,其埋深适中且泥页岩与硅质岩相伴生,利于人工压裂和勘探开发,有较大勘探潜力。另一方面,古生界寒武统黄柏岭组富有机质页岩也有良好的成气潜力,但因其普遍深埋、成熟度偏高,该区后期发生的多期强烈构造运动等因素对早期形成页岩气的富集及保存可能有一定影响,其勘探潜力有待进一步深究。

关键词:皖南地区;古生界;页岩气,形成条件;勘探潜力;富有机质泥页岩

中图分类号:P618.13 文献标志码:A

Geological conditions of Paleozoic shale gas formation and its exploration potential in the South Anhui, Lower Yangtze area

HUANG Bao-jia¹, SHI Rong-fu², ZHAO Xing-bin², ZHOU Gang¹

(1. CNOOC Ltd. -Zhanjiang, Zhanjiang 524057, China; 2. CNOOC Ltd. -Shanghai, Shanghai 200030, China)

Abstract: In order to investigate the exploration potential of the Paleozoic shale gases in the South Anhui, Lower Yangtze area, the geochemical and reservoir petrologic analyses were made on the representative core samples from the study area. Also, a preliminary study was performed on the geological-geochemical conditions of Paleozoic shale gas formation using the combination of the data with geological and outcrop information. The findings are as follows: ① Three sets of organic-rich shale strata, including the Lower Cambrian Huangpaling Formation (\in_1h), the Upper Ordovician Wufeng Formation (O_3w) to the Lower Silurian Gaojiabian Formation (S_1g), and the Permian Formation (Gufeng Formation (P_1g), Longtan Formation (P_2l), Dalong Formation (P_2d)), are developed within Paleozoic; ② The O_3w-S_1g and $P_1g+P_2l+P_2d$ shales are widely distributed in South Anhui area, with relatively large thickness, high TOC (>2%), high thermal maturity ($R_o=1.3\% \sim 3.0\%$), and high quartz contents, indicating their favorable geological conditions for forming shale gas and huge exploration potential. On the other hand, the \in_1h organic-rich shale has relatively great gas generation potential, while its deep burial and over-maturity, especially late multiphase tectonic movement, may have some influence on the generation, accumulation and preservation of shale gases within the strata, thus its exploration potential of shale gases needs a further investigation.

Key words: South Anhui area; Paleozoic; shale gas; geological condition; exploration potential; organic-rich shale

近年来,页岩气勘探开发正由北美向全球扩展,已成为全球油气资源勘探开发的新亮点^[1-4]。加快

收稿日期:2013-02-28 责任编辑:韩晋平

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973)资助项目(2012CB214706)

作者简介:黄保家(1958—),男,广东阳江人,教授级高工。Tel:0759-3901782, E-mail:huangbj@cnooc.com.cn

页岩气资源勘探开发,已成为世界主要页岩气资源大国的共同发展目标。我国广泛分布形成于不同时代、不同区域的富有机质泥页岩,其中,南方古生界被认为是我国最具页岩气勘探潜力的地层^[4-7]。但目前我国页岩气勘探主要集中在上杨子的四川盆地及围区^[8-10],而对下扬子区页岩气形成地质条件研究相对较少^[11-12],尤其是皖南下扬子古生界地层发育多套优质泥页岩,沉积厚度较为稳定,这些泥页岩的成气条件如何?页岩气的重点勘探层系及潜力怎样?等问题近年来已成为人们关注的焦点。为此,本文旨在通过对该地区古生界寒武至二叠系地层泥页岩的分布、有机质丰度、类型和成熟度等地质-地球化学条件和岩石学特征的研究,并与国内外含气页岩的特征对比,探讨页岩气勘探潜力,以指导下扬子皖南地区进一步开展页岩气富集成藏研究工作和圈定勘探靶区。

1 区域地质背景

下扬子地区地理位置处于长江下游,跨越苏、浙、皖、赣和沪4省1市;构造上位处扬子板块东北缘,包括苏、浙、皖、赣地区,其西北部以郯庐断裂、嘉山—响水断裂带为界,西南部以赣江大断裂为界,东南部以江绍断裂为界,向东与南黄海相接。研究区(皖南地区)横跨沿江拗陷和皖南—苏南拗陷,面积约为12 000 km²(图1)。本区经历了多期次构造运动的叠加改造和地史时期沉积环境的变迁^[13-16],形成了古生界早期发育陆缘海环境,晚期发育陆表海环境,沉积海相和海陆交互相沉积地层,即震旦纪至早、中志留世为海相沉积;从晚泥盆世—二叠世沉积相逐渐由海相沉积向海陆交互相沉积过渡。下扬子区缺失中、下泥盆统,古生界的其余层系和上震旦统均有发育,主要发育有3套富有机质泥页岩层系,自下而上分别为下寒武统黄柏岭组(ϵ_1h)、上奥陶统五峰

组(O_3w)—下志留统高家边组(S_1g)及二叠系孤峰组(P_1g)+龙潭组(P_2l)+大隆组(P_2d),为页岩气的生成奠定了重要的物质基础。

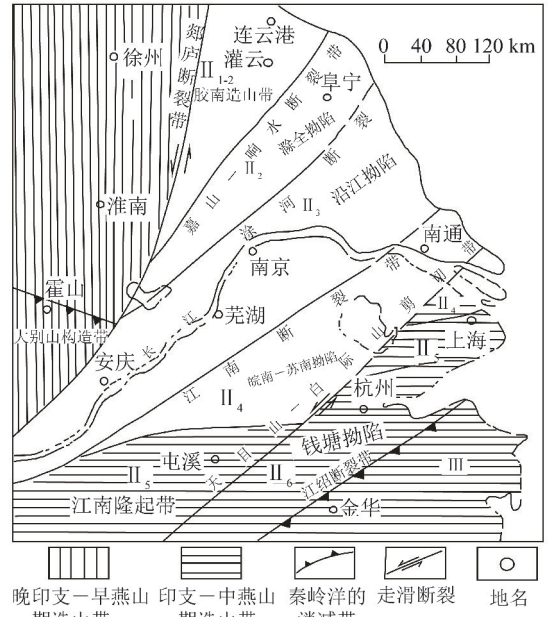


图1 研究区构造位置(据文献[13-14]联合修编)
Fig. 1 The tectonic location diagram of the studied area
(Modified according to the Reference [13-14])

2 暗色泥页岩的地球化学特征

2.1 下寒武统黄柏岭组

下扬子地区下寒武统暗色页岩广泛发育在黄柏岭组(荷塘组+大陈岭组)。主要是黑色页岩、炭质页岩、炭硅质页岩和钙质页岩,局部夹薄层微晶灰岩、炭质硅质灰岩和粉砂质页岩,为深水陆棚相和盆地相沉积。

皖南地区钻遇下寒武统黄柏岭组泥页岩探井较少,样品主要采自于野外露头,经测试,暗色泥页岩有机质丰富(表1),有机碳(TOC)含量最小值为0.71%,最大值为8.25%,平均值为3.08%;皖南皖

表1 皖南地区古生界3套富有机质泥页岩地质-地球化学特征

Table 1 Geologic and geochemical parameters for three sets of organic-rich shales within Paleozoic in the South Anhui area

地层	页岩厚度/m	主体埋深/m	TOC ^① 含量/%	TOC ^② 含量/%	有机质类型	$R_{o,eq}$ / %	脆性矿物 含量/%	黏土矿物 含量/%
大隆组	P_2d	30~60	3.11(13)/(0.70~9.83)	4.78(16)/(0.70~13.0)			53.7	42.9
龙潭组	P_2l	30~60	1.86(40)/(0.50~7.75)	4.90(42)/(0.50~16.4)	II-III	1.22~3.00	46.6	47.9
孤峰组	P_1g	30~40	2.16(14)/(0.51~9.12)	6.03(21)/(0.51~18.8)			54.5	41.2
高家边组—五峰组	S_1g-O_3w	30~40	2.01(11)/(1.05~2.86)		I-II	1.50~3.00	46.7	52.1
黄柏岭组(荷塘组)	ϵ_1h	>100	3.08(25)/(0.71~8.25)		I	2.40~5.70	57.1	35.6

注:① 扣除 TOC 含量>10% 疑为含煤样品统计结果;② 全部样品统计结果;3.11(13)/(0.70~9.83)=平均值(样品数)/(范围值)。

宁2井钻遇到厚达500 m的荷塘组高丰度段泥页岩有机碳含量可达8%~10% (图2)。表明在下扬子

地区广泛分布一套下寒武统有机质丰富的暗色泥页岩,属于好—极好的烃源岩。

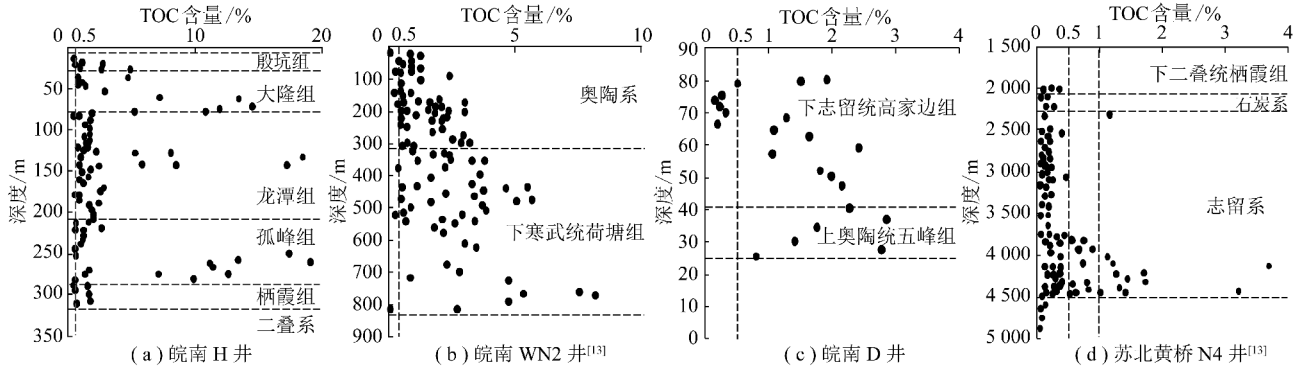


图2 下扬子地区古生界3套富有有机质页岩TOC含量与深度的关系

Fig. 2 Relationship between TOC content and depth for the three sets of organic-rich shales within Paleozoic in the Lower Yangtze area

由于寒武统海相泥页岩普遍经历较高的热演化,大多数进入高、过成熟阶段^[17],故这些泥页岩的热解生烃潜力(S₁+S₂)不高,介于0.01~0.49 mg/g,热解氢指数(HI)小于10 mg/g (图3),已不能用来判定干酪根的原始类型。与上述地化参数相比,干酪根的稳定碳同位素组成(δ¹³C)受热演化影响程度较小,被认为能较好地反映原始有机质的类型^[17]。据公开发表的数据,以δ¹³C=-26‰,-29‰作为区分III,II和I型干酪根的两个指标界限值^[17],下寒武统样品干酪根δ¹³C=-29‰~-35‰,6个样品分析结果平均值为-31.5‰,均小于-29‰(海相II型与I型干酪根的界限值),表明有机质类型应以I型为主。

皖南地区古生界下寒武统页岩成熟度高,生排期较早,据32块干酪根样品R_{o,eq}实测值,介于2.4%~5.7%,处于过成熟阶段。套区域性泥页岩烃源岩。其中,五峰组为灰黑、黑色泥岩,富含硅质、有机质和黄铁矿,为深水盆地相沉积;下志留统高家边组为浅灰—深灰色泥岩、粉砂质泥岩夹泥质砂岩,底部黑色泥岩发育,为陆棚相沉积。泥页岩有机碳含量普遍较低,根据皖南地区L井资料,TOC通常<0.1%;高丰度泥页岩仅发育在五峰组和高家边组下部,如D井在上奥陶统五峰组一下志留统高家边组下部揭露了大约35 m的高丰度段泥岩,有机碳含量介于1.05%~2.86% (图2),平均值为2.01%;在相邻的苏北地区N4井下志留统高家边组也钻遇了一套有机质比较丰富的暗色泥岩,有机碳含量为1.59%~2.67% (图2)。可与上扬子地区四川盆地下志留统龙马溪组(S₁)高丰度页岩的TOC含量^[8,17]相媲美。

皖南地区古生界下寒武统页岩成熟度高,生排期较早,据32块干酪根样品R_{o,eq}实测值,介于2.4%~5.7%,处于过成熟阶段。

根据上奥陶统五峰组一下志留统高家边组样品干酪根碳同位素组成分析结果^[17],δ¹³C值介于-31‰~-27‰,70%~80%样品的δ¹³C值小于-29‰,为I型干酪根;20%~30%样品的δ¹³C值介于-29‰~-27‰,属于II型干酪根。有机质成熟度较下寒武统页岩成熟度低一些,在本次测定的上奥陶—下志留统16块样品中,除4块样品R_{o,eq}>3%之外,其余样品R_{o,eq}则介于1.5%~3.0%,属于高一过成熟阶段早期,有利于天然气包括裂解气的大量生成。

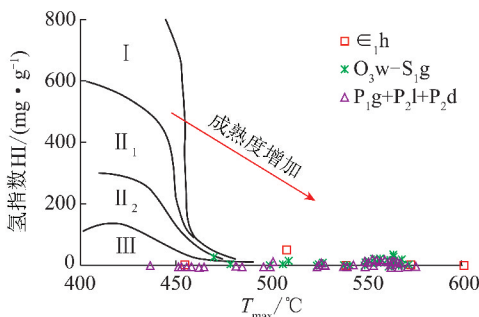


图3 皖南地区3套富有有机质泥页岩热解氢指数HI-T_{max}的关系

Fig. 3 Hydrogen indices-T_{max} relationships for the three sets of organic-shales in the South Anhui area

2.2 上奥陶统五峰组一下志留统高家边组

上奥陶统五峰组页岩(O₃w)以薄层(<20 m)、分布广为特征,与下扬子区高家边组(S₁g)共同组成一

2.3 二叠系孤峰组、龙潭组和大隆组

二叠系自下而上包括栖霞组、孤峰组、龙潭组和大隆组,主要为灰黑色硅质泥岩及黑色页岩。其中,富有机质泥页岩主要发育于孤峰组、龙潭组和大隆组,H井和C井均钻遇高TOC暗色泥页岩。

孤峰组(P₁g):只发育于下扬子区,岩性为灰黑色泥岩,硅质、灰质泥岩夹白云质灰岩,为深水盆地相

沉积。烃源岩厚 28 ~ 70 m, 一般厚 30 ~ 60 m, 据 H 井和 C 井岩芯地球化学分析结果, TOC 含量很高(含炭质泥岩), 多在 2% ~ 10%, 最高达 18.8%, 是一套好—极好的泥质烃源岩。龙潭组: 龙潭组主要发育灰黑色泥岩、炭质泥岩和灰色细砂岩、泥质粉砂岩互层, 夹煤层, 属于滨岸沼泽—三角洲相沉积, 泥页岩含煤及炭质泥岩在下扬子区一般厚 100 ~ 200 m, 有机质丰度很高(图 2, 3), TOC 含量 > 2% 的泥页岩在剖面中占总厚的 50% ~ 70%, 炭质泥岩及煤的 TOC 含量更高, 达 10.0% ~ 16.4%。大隆组为一套炭质泥岩、硅质泥岩、黑色泥岩, 属于盆地—深水陆棚相沉积。C 井钻遇厚度 33 m。泥页岩有机碳含量通常在 0.70% ~ 9.83%, 最大值为 13%, 平均值为 4.78%。

总体上, 无论是孤峰组, 还是龙潭组及大隆组, 其暗色泥页岩的热解生烃潜量(S1+S2)都很低(0.01 ~ 0.05 mg/g), 且 TOC 含量 > 1.5% 样品对应的热解氢指数小于 5 mg/g, 显然, 已不能反映烃源岩的原始有机质性质。根据干酪根碳同位素组成分析结果^[17], 下二叠统孤峰组 4 个样品 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -28.7‰ ~ -26.5‰, 属 II 型干酪根; 上二叠统孤峰组 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -28.5‰ ~ -24.3‰, 属 II-III 型干酪根区域; 上二叠统大隆组两个样品的 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -29‰ ~ -24‰, 属 II-III 型干酪根。可见, 二叠系暗色泥岩应以生气为主。二叠系泥页岩样品 $R_{o,eq}$ 介于 1.22% ~ 3.00%, 大多数在 1.5% ~ 2.3%, 处于主生气窗范围。

3 页岩厚度、埋深

3.1 下寒武统幕府山组

研究区参数井未钻遇下寒武统。通过野外地质勘察, 发现下寒武统页岩在青阳县丁门口剖面、全椒县黄栗树剖面、石台县皂角树剖面、泾县西贡—唐村剖面和宁国市杨树岭剖面中均有不同程度分布。如青阳县丁门口剖面中主要发育炭质页岩、钙质页岩、黑色页岩、粉砂质页岩, 厚度为 400 ~ 500 m。总体上下寒武统页岩厚度较大, 富含有机质的炭质页岩发育。根据下扬子地区印支面的埋深图、印支面—加里东面地层厚度图, 推测皖南地区下寒武统主体页岩埋深为 4 000 ~ 6 500 m。而在相邻的苏北地区下寒武统富含有机质泥页岩埋藏较浅, 如 X15 井幕府山组埋深在 2 947.5 ~ 3 074 m^[12]。

3.2 上奥陶统五峰组—下志留统高家边组

上奥陶统五峰组—下志留统高家边组页岩在皖南地区分布广, 其中五峰组泥页岩厚度相对较小, 一般 < 30 m; 高家边组泥页岩普遍比五峰组泥页岩厚, L 井钻遇巨厚的高家边组灰色页岩, 厚 560 m, 但有机

质富集段主要位于高家边组底部—五峰组顶, 厚 30 ~ 40 m。根据已钻井资料, 五峰组—高家边组泥页岩埋藏深浅不一, 深凹部位其顶界埋深一般在 2 000 ~ 4 500 m, 在凸起部位埋藏较浅, 一般在 30 ~ 1 000 m。

3.3 二叠系孤峰组、龙潭组和大隆组

孤峰组、龙潭组和大隆组泥页岩层系在皖南地区均有分布。孤峰组以灰黑色硅质泥岩、钙质泥岩及硅质页岩为主, 两口井揭露地层厚度均在 30 ~ 60 m, 其中富有机质页岩 20 ~ 40 m; 龙潭组以黑色页岩、炭质页岩及煤线为主, 夹薄层灰岩、长石石英砂岩, 厚度一般为 100 ~ 150 m, 其中, H 井在钻遇泥岩厚度为 110 m。大隆组以灰黑色泥页岩、硅质泥岩及炭质泥岩为主, 厚度一般为 40 ~ 50 m。根据相邻的苏北地区钻井资料, 孤峰组、龙潭组、大隆组的顶界埋深为 765.5 ~ 2 880, 673 ~ 3 277, 1 453 ~ 1 761 m^[12]。推测研究区二叠系主体泥页岩埋深为 500 ~ 2 500 m。迄今为止, 具有经济价值页岩气藏的页岩厚度和埋深尚没有明确的界限, 但它们直接影响开发效益, 如美国 Fort Worth 盆地的 Barnett 页岩气藏 150 ~ 30.5 m 的页岩厚度已被证明具有商业开采价值^[14, 17], 页岩气藏通常分布在 76.20 ~ 3 658 m^[18-21]。

4 页岩的脆性及孔隙度

页岩的矿物成分是控制裂缝发育程度的重要因素, 那些富含有机质和石英矿物的页岩脆性较强, 容易在外力作用下诱导裂缝, 有利于天然气渗流和富集。从北美地区已开发的页岩气储层来看, 石英等脆性矿含量为 40% ~ 60%^[21], 碳酸盐矿物含量低于 25%, 黏土矿物含量通常小于 50%。皖南区块上述 3 套富有机质页岩黏土矿物含量均值为 55.02%, 最高可达 59.6%; 碳酸盐矿物含量较少, 平均 7.31% (图 4); 石英成分平均含量在下寒武统页岩含量最高, 平均 46.9%; 二叠系和下志留统高家边组泥页岩次之, 平均含量分别为 38.3% 和 37.3%。碳酸盐矿物在下寒武统、二叠系分别为 2.22% 和 12.03%。研究表明, 石英等脆性矿物含量高有利于后期的压裂改造形成裂缝; 同时, 碳酸盐矿物中方解石含量高的层段, 易于溶蚀产生溶孔。值得一提的是, 二叠系和下志留统高家边组高 TOC 泥页岩与高石英矿物含量具有良好的对应关系。

岩石孔隙是页岩气赋存的主要空间和确定游离气含量的关键参数。根据研究区页岩扫描电镜分析结果, 页岩中微孔隙、次生溶蚀微孔隙十分发育, 还含有少量晶间微孔隙, 微孔隙分布于片状黏土矿物间;

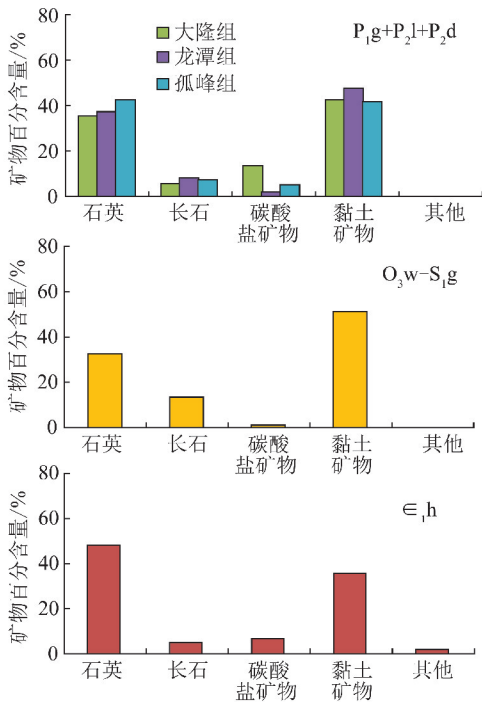


图4 皖南地区3套富有机质泥页岩矿物组成

Fig.4 Mineral components of three sets of organic-rich shales in the South Anhui area

次生溶蚀微孔隙孔径为5~65 μm,主要呈蜂巢状分布在片状黏土矿物间。采用He气法测定研究区3口井岩芯的孔隙度和渗透率,结果表明:二叠系暗色页岩孔隙度为0.37%~5.29%,大多数样品介于2.46%~4.98%;渗透率平均为 $0.04 \times 10^{-15} \text{ m}^2$,半数样品渗透率 $<0.01 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 。高家边组暗色页岩孔隙度为0.90%~3.34%;渗透率平均值为 $0.75 \times 10^{-15} \text{ m}^2$,最高达 $8.29 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 。

5 勘探潜力评价

在上述研究的基础上,从页岩气形成的基本条件和控制因素出发,即综合考虑古生界地层页岩埋藏深度、单层厚度、有机质丰度、成熟度及脆性矿物含量等因素,认为目前研究区较有利于页岩气勘探的目的层位有2个:上奥陶统五峰组一下志留统高家边组和二叠系孤峰组、龙潭组和大隆组(表1)。

这2套地层暗色泥页岩的特点是:①有机质丰富,普遍TOC含量 $\geq 2\%$,二叠系孤峰组、龙潭组和大隆组泥页岩TOC可达10%以上,具有形成页岩气的良好物质基础;②有机质处于高成熟—过成熟阶段早期,大多数地层 $R_{o,eq}$ 介于1.3%~3.0%,有利于天然气包括裂解气的生成;其中,上奥陶统五峰组一下志留统高家边组黑色页岩有机质主要为I-II型,与美国Fort Worth盆地的Barnett页岩气产区烃源岩类型^[18]相似;二叠系孤峰组、龙潭组和大隆组泥页岩富

含偏腐殖有机质,在高成熟—过成熟阶段,对生气有利,可见,研究区页岩气的主要类型应为热裂解气;③分布面积广,基本覆盖了皖南地区的大部分,厚度通常大于30 m,部分为上百米的优质泥页岩;④埋深适中,大多数埋藏在1 000~3 000 m,适宜勘探开发作业;⑤泥页岩与硅质岩相伴生,硅质相伴的页岩脆性大,有利于人工压裂和页岩气产量提高,对页岩气的开采比较有利。关键是要厘定这2套地层富有机质泥页岩的厚度和分布范围,进而选定原地气量富集靶区实施钻探。

本区下寒武统黑色岩系主要为含炭质或含硅质泥页岩,局部夹薄层粉砂质泥页岩,在空间上分布稳定,这些黑色页岩有机质丰度高,TOC含量 $>2.0\%$ 的厚度一般不少于30 m, I-II型干酪根为主,从储层性质、有机质生烃潜力及有效储层厚度等影响页岩气资源量和开发潜力的角度分析,下寒武统页岩气资源潜力比较大,但还有一些制约页岩气富集及开发效率的关键因素尚不清楚,例如下寒武统页岩实测 $R_{o,eq}$ 高达3%~5%,已过成熟,那么早期生成天然气包括裂解气由于该区后期构造抬升改造作用强烈,是否造成泥页岩中赋存气体散失/脱吸而降低页岩气富集的丰度呢?由于目前缺乏实测页岩含气饱和度资料,还无法确切得知其影响程度。另一方面,本区下寒武统页岩埋深较大(推测主体页岩埋深为4 000~6 500 m),尽管埋深不是页岩气富集成藏的决定因素,但其直接决定了页岩气藏是否具有商业开发价值及经济效益,由于没有相关的实验性生产或测试数据,故下寒武统页岩气勘探潜力有待于进一步深究。但笔者相信随着开采工艺进步,埋藏更深的页岩气藏也将会得到有效开发。

6 结论与认识

(1)下扬子皖南地区古生界发育3套富有机质泥页岩层系:下寒武统黄柏岭组(ϵ_{1h})、上奥陶统五峰组(O_{3w})一下志留统高家边组(S_{1g})及二叠系孤峰组(P_{1g})+龙潭组(P_{2l})+大隆组(P_{2d})。其中,较有利于页岩气勘探的层系是上奥陶统五峰组一下志留统高家边组和二叠系孤峰组、龙潭组和大隆组。

(2)下寒武统黑色岩系主要为含炭质或含硅质泥页岩且分布稳定,有机质丰度高,类型好,从页岩性质、生烃潜力及有效储层厚度等因素分析,应具有较大页岩气资源潜力,但目前已进入过成熟($R_o=3\% \sim 5\%$),且埋深大,尤其是后期多次构造抬升改造作用可能对早期生成天然气早期形成页岩气的富集及保存有一定影响;同时,埋深也会制约商业开发价值及

经济效益,故下寒武统页岩气勘探潜力尚有待于进一步深究。

参考文献:

- [1] Pollastro R M. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 551-578.
- [2] 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.
- [3] Jarvie D M, Hill R J, Rubile 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.
- [4] 邹才能, 董大忠, 杨 桦, 等. 中国页岩气形成条件及勘探实践[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 1-14.
Zhou Caineng, Dong Dazhong, Yang Hua, et al. Conditions of shale gas accumulation and exploration practices in China[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 1-14.
- [5] 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.
- [6] 张金川, 徐 波, 聂海宽, 等. 中国页岩气资源勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(6): 136-140.
Zhang Jinchuan, Xu Bo, Nie Haikuan, et al. Exploration potential of shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(6): 136-140.
- [7] 刘洪林, 王红岩, 刘人和, 等. 中国页岩气资源及其勘探潜力分析[J]. 地质学报, 2010, 84(9): 1374-1378.
Liu Honglin, Wang Hongyan, Liu Renhe, et al. China shale gas resources and prospect potential[J]. Acta Geology Sinica, 2010, 84(9): 1374-1378.
- [8] 蒲泊伶, 蒋有录, 王 毅, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J]. 石油学报, 2010, 31(2): 225-230.
Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, et al. Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin[J]. Acta Petroli Sinica, 2010, 31(2): 225-230.
- [9] 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): 288-308.
Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region[J]. China Oil and Gas Geology, 2010, 31(3): 288-308.
- [10] 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 Keming, Wang Shiqian, Dong Dazhong, 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.
- [11] 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.
Pan Jiping, Qiao Dewu, Li Shizhen, et al. Shale-gas geological conditions and exploration prospect of the Paleozoic marine strata in Lower Yangtze area, China[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2-3): 337-343.
- [12] 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): 1100-1108.
Liu Xiaoping, Pan Jiping, Dong Qingyuan, et al. Geological conditions of shale gas forming in Paleozoic Subei area[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(6): 1100-1108.
- [13] 朱 光, 徐嘉炜, 刘国生, 等. 下扬子地区前陆变形构造格局及其动力学机制[J]. 中国区域地质, 1999, 18(1): 73-79.
Zhu Guang, Xu Jiawei, Liu Guosheng, et al. Tectonic pattern and dynamic mechanism of the foreland deformation in the Lower Yangtze region[J]. Regional Geology of China, 1999, 18(1): 73-79.
- [14] 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.
Ding Daogui, Wang Dongyan, Liu Yunli. Transformation and deformation of the Paleozoic basins in lower Yangtze areas[J]. Earth Science Frontiers, 2009, 16(4): 61-73.
- [15] 邓红婴, 周进高, 赵宗举, 等. 中下扬子震旦纪—中三叠世海相盆地类型及后期改造[J]. 海相油气地质, 1999, 4(3): 38-45.
Deng Hongying, Zhou Jingao, Zhao Zongju, et al. Marine basin type and later reconstruction during Sinian-middle Triassic in middle and lower Yangtze area[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 1999, 4(3): 38-45.
- [16] 范小林, 方成名. 苏北盆地深层古生界结构与海相油气勘探[J]. 石油实验地质, 2008, 30(5): 435-438.
Fan Xiaolin, Fang Chengming. Paleozoic deep structure and marine petroleum exploration in the northern Jiangsu basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(5): 435-438.
- [17] 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(二): 南方四套区域性海相烃源岩的地球化学特征[J]. 海相油气地质, 2009, 14(1): 1-15.
Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, et al. Geochemical characteristics of four suits of regional marine source rocks, Southern China(part 2)[J]. Marine Petroleum Geology, 2009, 14(1): 1-15.
- [18] Pollastro R M, Daniel M Jarvie, Ronald J Hill, et al. Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bendarch-Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 405-436.
- [19] Daniel J K Ross, R Marc Bustin. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [20] David F M. History of the Newark East field and the Barnett shale as a gas reservoir[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 399-403.
- [21] 页岩气地质与勘探开发实践丛书编委会编. 北美地区页岩气勘探开发新进展[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.