

非常规天然气

# 中国南方下古生界页岩气远景区评价

肖贤明<sup>1</sup>, 王茂林<sup>1,2</sup>, 魏强<sup>1,2</sup>, 田辉<sup>1</sup>, 潘磊<sup>1,2</sup>, 李腾飞<sup>1,2</sup>

(1. 中国科学院广州地球化学研究所有机地球化学国家重点实验室, 广东 广州 510640;

2. 中国科学院大学, 北京 100049)

**摘要:**中国南方下古生界海相页岩成熟度很高,且经历了后期强烈构造改造,成为有别于北美页岩的典型特征。在对比中国南方下古生界与美国页岩、中国南方下志留统与下寒武统页岩地质地球化学差异的基础上,通过对储集物性、保存条件、含气性等相关数据的综合研究,探讨了页岩气远景区的评价指标。提出等效镜质组反射率( $EqR_o$ ) $>3.5\%$ 的区域为页岩气高风险区,在 $EqR_o$ 值为 $2.0\% \sim 3.5\%$ 的范围内,保存条件是页岩含气性的主控因素。在此基础上,提出了抬升/褶皱区(四川盆地)及褶皱断裂区(四川盆地以外)下志留统与下寒武统页岩气远景区评价指标体系。认为:埋藏深度 $<1500\text{m}$ 的南方下古生界页岩不具备页岩气开发潜力;四川盆地下古生界页岩普遍存在流体超压, $TOC > 1.5\%$ 的下志留统页岩与 $TOC > 2.0\%$ 的下寒武统页岩均具有页岩气潜力。在褶皱断裂区,预测深层页岩(下志留统 $>2000\text{m}$ ;下寒武统 $>2500 \sim 3000\text{m}$ )达到具经济开发价值的含气量限定值,将成为该类地区下一步重点勘探的领域。

**关键词:**南方;下古生界;页岩气;远景区;评价指标

中图分类号:TE122.1 文献标志码:A 文章编号:1672-1926(2015)08-1433-13

引用格式: Xiao Xianming, Wang Maolin, Wei Qiang, et al. Evaluation of Lower Paleozoic shale with shale gas prospect in south China[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8): 1433-1445. [肖贤明, 王茂林, 魏强, 等. 中国南方下古生界页岩气远景区评价[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(8): 1433-1445.]

## 0 引言

南方下古生界广泛发育下志留统与下寒武统 2 套富有机质的海相页岩<sup>[1-3]</sup>, 展布面积分别可达 $42 \times 10^4 \text{km}^2$  与 $(30 \sim 50) \times 10^4 \text{km}^2$ <sup>[4]</sup>, 预测页岩气地质资源潜力分别为 $16.89 \times 10^{12} \text{m}^3$  与 $35.16 \times 10^{12} \text{m}^3$  ( $<4500\text{m}$ ), 两者之和占我国陆上页岩气总资源潜力的 $38.8\%$ <sup>[5]</sup>, 显示出巨大的勘探开发潜力。然而, 该预测结果并没有得到业界认同, 主要原因是参数的选择存在争议<sup>[6]</sup>。

近年来, 中国大力推进南方下古生界海相页岩气勘探, 并在构造相对简单的四川盆地取得了实质性进展, 如威远区块、长宁区块、涪陵区块下志留统页岩均获工业页岩气产能<sup>[6-13]</sup>, 其中涪陵焦石坝将

建设成为中国第一个具有一定规模的商业页岩气开发示范区。然而, 在四川盆地以外的地区, 以及预测资源潜力最大的下寒武统页岩, 其含气量普遍较低, 大多数测试井均未获得工业产能<sup>[14-17]</sup>, 页岩气勘探开发仍然面临构造条件比较复杂、埋藏深度大、资源贫乏等诸多方面挑战<sup>[6]</sup>。

圈定页岩气远景区是资源潜力评价的第一步。近年来, 针对南方下古生界页岩, 广泛开展了页岩地球化学特征、储集物性、含气性等方面的研究, 积累了一定的数据, 为页岩气远景区的圈定与资源潜力评价提供了科学依据。本文在综合前人研究成果的基础上, 重点研究了页岩含气性的主要控制因素, 提出了页岩气远景区平均指标, 为下一步页岩气资源潜力预测提供理论指导。

收稿日期: 2015-05-30; 修回日期: 2015-06-26.

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(“973”计划)(编号: 2012CB214705); 中国科学院战略性先导专项(编号: XDB10040300); 国家自然科学基金项目(编号: 41321002)联合资助.

作者简介: 肖贤明(1962-), 男, 湖南汉寿人, 研究员, 博士, 博士生导师, 主要从事油气地质地球化研究. E-mail: xmxiao@gig.ac.cn.

# 1 南方下古生界页岩地质地球化学特征

## 1.1 2套南方页岩与北美页岩的差别

南方下古生界页岩与美国开发的含气页岩具有很多类似的地质地球化学特征,如:TOC含量、有机质类型、厚度、矿物组成、脆性矿物含量、泊松比、杨氏模量等<sup>[18-20]</sup>,这也成为国内外学者或机构预测出南方下寒武统与下志留统页岩巨大页岩气资源潜力的主要依据<sup>[5,21-22]</sup>。然而,南方下古生界页岩成熟度很高,后期构造改造强烈<sup>[23-25]</sup>,成为其有别于美国页岩的典型特征。表1综合对比了南方下古生界页岩与美国页岩的主要差别。从页岩气生成与储集

的角度,南方下古生界页岩普遍达到生气晚期/生气下限阶段,深埋与强烈的压实作用导致页岩孔隙度较低;而美国页岩基本上处在主生气阶段,页岩的无机孔与有机孔都非常发育。从页岩气保存的角度,南方下古生界页岩经历了强烈的隆升/褶皱,剥蚀厚度一般可达3 000~4 000m,尤其是在四川盆地以外的其他扬子地区,在整体强烈抬升的背景下,强烈的构造改造导致褶皱变形及断裂切割,形成十分复杂的改造格局<sup>[6,26-30]</sup>,页岩气的保存条件整体较差;而美国页岩构造简单,隆升剥蚀的幅度一般为1 500~2 000m,构造变形与断裂不发育,整体具备良好的保存条件。

表1 南方下古生界页岩与美国含气页岩的主要差别

Table 1 The main differences between the Lower Paleozoic shale and American shale

特征	四川盆地	四川盆地以外的上扬子地区	美国
层位	下志留统、下寒武统	下志留统、下寒武统	泥盆系、石炭系、白垩系
页岩主体埋藏深度/m	2 000~6 000	1 000~6 000	1 000~3 000
主体成熟度水平( $R_o$ 或者 $EqR_o$ /%)	2.5~3.5	2.0~4.0	1.0~2.5
构造改造程度	强烈隆升剥蚀,剥蚀厚度2 000~4 000m	强烈隆升剥蚀、强烈褶皱断裂,剥蚀厚度3 000~5 000m	简单的隆升剥蚀,剥蚀厚度1 500~2 000m

## 1.2 2套南方页岩间的差别

近年来,对南方下志留统与下寒武统页岩开展了大量研究,也揭示出2套页岩存在的一些明显的差别(表2)。下寒武统页岩分布广泛,在整个扬子地区均有发育,主体埋深为3 000~6 000m。在川南

地区,富有机质页岩厚度为30~60m,平均TOC含量为2.0%~3.0%<sup>[8]</sup>,在四川盆地以外的黔北—渝东南—湘西—鄂西一带,富有机质页岩厚度增大,TOC含量增加,厚度可达50~100m,TOC高值区其平均值可达5%~8%<sup>[31-33]</sup>。在下扬子地区,下寒武统

表2 南方下志留统与下寒武统页岩地质地球化学特征对比

Table 2 A comparison between the Lower Cambrian and Lower Silurian shales in south China

特征	四川盆地		其他扬子地区	
	下志留统页岩	下寒武统页岩	下志留统页岩	下寒武统页岩
沉积相	深水陆棚	深水陆棚	深水陆棚	深水陆棚
富有机质页岩分布	川南、川东	川南、川西南	黔北—渝东南—鄂西一带	黔北—重庆—鄂西—湘西一带;皖南—苏北
富有机质层段厚度/m	30~60	50~60	30~60	50~100
主体埋藏深度/m	川南:2 000~4 000 川东:5 000~7 000	2 500~6 000	1 000~5 000	上—中扬子地区:2 000~5 000 下扬子地区:4 000~6 000
主体成熟度水平( $EqR_o$ )/%	2.0~3.0	2.5~3.5	2.0~3.5	上—中扬子地区:3.0~4.0 下扬子地区:3.0~4.5
TOC含量/%	2~4	2~3	2~5	上—中扬子地区:5~8 下扬子区:2~4
有机质类型	I—II <sub>a</sub> 型	I—II <sub>a</sub> 型	I—II <sub>a</sub> 型	I—II <sub>a</sub> 型
页岩气开发情况	威远区块、长宁区块、涪陵区块获工业气流	有3口井获工业气流	上扬子地区:PY1井获工业页岩气 中扬子地区:无工业页岩气报道	无工业页岩气报道
主要参考文献	[6,34-37]	[7,31,37-39]	[26,34,38,40]	[16,32-33,40-43]

富有机质页岩厚度为 50~60m, TOC 平均值可达 3%~5%<sup>[42-43]</sup>。在整个扬子地区,下寒武统页岩成熟度很高,  $EqR_o$  值介于 2.5%~6.0%之间<sup>[44]</sup>。在上扬子地区,  $EqR_o$  值主体为 3.0%~3.5%;在下扬子地区成熟度更高,  $EqR_o$  值主体为 3.5%~4.0%<sup>[43]</sup>。

相比之下,南方下志留统页岩分布较为局限,主要发育在黔北—川南—川东—鄂西一带的继承性拗陷内<sup>[34]</sup>。富有机质页岩厚度稳定,一般介于 30~50m 之间,主体埋深为 2 000~5 000m。TOC 高值区分布在川南、川东—渝东南、鄂西 3 个地区,分别可达 2%~3%、2%~5%、2%~4%。 $EqR_o$  值介于 2.0%~3.5%之间,主体为 2.5%~3.0%<sup>[34-37]</sup>。

南方下古生界与美国页岩上述不同的地质特征说明,美国页岩的评价指标体系不可直接套用,只可借鉴。南方下古生界 2 套页岩之间在地球化学特性方面存在的上述差别,也必然影响其含气性。这些特征应当作为其页岩气远景区圈定与资源潜力评价的重要参考。

## 2 页岩气远景区评价指标

对于页岩气远景区评价,北美页岩一般考虑 TOC 含量与成熟度 2 项指标<sup>[45]</sup>:

(1)较早的观点将页岩气远景区 TOC 下限值确定为 1.0%<sup>[45-46]</sup>。近年来,考虑到实际勘探开发效果,提出 TOC 含量需要大于 2%<sup>[19,47-48]</sup>;对于核心区, TOC 含量需要高达 3%~4%<sup>[24]</sup>。

(2)热成熟度达到生气阶段以上。除生物成因气外,需要达到一定的成熟度水平。有 6 项评价指标:  $R_o > 1.1\% \sim 1.2\%$ 、TR(基于氢指数的转化率)  $> 80\%$ 、 $I_H < 100\text{mg/g}_{\text{TOC}}$ (假设原始  $I_H \geq 350\text{g/g}_{\text{TOC}}$ )、干气含量( $C_1/C_{1-4}$ )  $> 80\%$ 、 $T_{\text{max}} > 455^\circ\text{C}$ 、 $C_{20-} > 95\%$ 。

对我国海相页岩气远景区圈定,在成熟度的限定值方面,均套用了美国页岩的标准<sup>[18,24]</sup>,但对 TOC 含量有不同的认识。如:张金川等<sup>[49]</sup>提出我国海相页岩气远景区的 TOC 下限值为 0.50%;王世谦等<sup>[24]</sup>认为具有经济开发价值的页岩储层 TOC 下限值为 2.0%;李延钧等<sup>[18]</sup>认为南方下古生界页岩气成熟度很高,可适当降低 TOC 标准,建议采用 1.0%。

埋藏深度也是页岩气远景区重要的限定指标。埋藏深度过低,页岩含气量低;埋深过大,虽然页岩的含气量增加,但增加开发成本。如:国土资源部在 2012 年公布的页岩气地质资源潜力采用的埋藏深度范围为 500~4 500m;EIA<sup>[22]</sup>在 2013 年对我国南方下古生界页岩气资源评估采用的埋藏深度范围为

1 000~5 000m。

对页岩气评价不同取值的原因涵盖了概念与认识的差异。页岩气远景区应当指具有商业开发潜力的含气页岩,而那些在现阶段不具备经济开发价值的含气页岩不应当在资源潜力评价的范畴。这一点越来越明确,并得到业内认同。如:EIA<sup>[22]</sup>在 2013 年对我国页岩气资源评估采用的 TOC 下限值为 2.0%,预测的美国页岩气资源量是含气页岩中的那部分具有商业开采价值的页岩气<sup>[6]</sup>;中国工程院预测的我国页岩气技术可采资源量(期望值为  $10 \times 10^{12} \text{m}^3$ )为富集有利区的页岩气<sup>[50]</sup>。因此,页岩含气量则成为页岩气远景区评价的直接参考,而页岩的 TOC 含量、成熟度、埋藏深度、流体压力系数直接影响页岩的含气量。本文研究将结合近年来的勘探开发数据,对南方下古生界页岩这些指标的取值进行研究与探讨。

### 2.1 页岩成熟度下限值

成熟度与页岩含气性的关系主要表现为对页岩储集物性的影响,具体体现在 2 个方面:生气作用产生大量有机孔隙,增加页岩的总孔隙度,而压实作用降低平均孔径,导致孔隙度与渗透率的降低<sup>[51-56]</sup>。页岩在埋藏过程中,持续的天然气生成对于页岩气的富集具有重要的意义。一方面不断形成的有机质孔隙可增加储集空间;另一方面补充了页岩中可能存在的天然气散失、以及页岩游离气储集能力随深度增加而增大导致的流体压力降低,从而支撑了页岩孔隙,使其得以有效的保存<sup>[56]</sup>。据此,国内外学者一般将页岩气的成熟度下限与生气下限相对应,确定为  $R_o = 3.0\%$ <sup>[18,47-48]</sup>。近年来,在  $R_o$  值或者  $EqR_o$  值高达 3.0%~3.5%的页岩中获得高产页岩气<sup>[38,57]</sup>,突破了该限值,因此有必要对页岩气的成熟度下限值进行修订。

图 1 为南方下古生界页岩成熟度与孔隙度的相关图。这些样品包括了下志留统与下寒武统页岩的岩心与露头样品。虽然数据相当离散,但仍然可看出孔隙度随成熟度演化的一般性规律:在  $EqR_o$  值介于 2.0%~3.5%之间,页岩孔隙度变化范围较大,主值范围为 3%~6%,与成熟度的关系不很明确,反映出成熟度以外的其他因素,如页岩 TOC 含量、矿物组成等对孔隙度的综合影响<sup>[53,58-60]</sup>;在  $EqR_o$  值介于 3.5%~4.0%之间,页岩孔隙度变化范围缩小,介于 2%~4%之间,体现出页岩孔隙度随着成熟度增加有明显减小的趋势;当  $EqR_o > 4.0\%$ ,页岩气孔隙度主要介于 1.5%~3.5%之间,

且随着成熟度的进一步增加,孔隙度没有明显变化。值得说明的是,本文研究  $EqR_o > 4.0\%$  的样品基本上是下寒武统页岩,且部分为露头样品,可能是导致孔隙度变化大的主要原因。

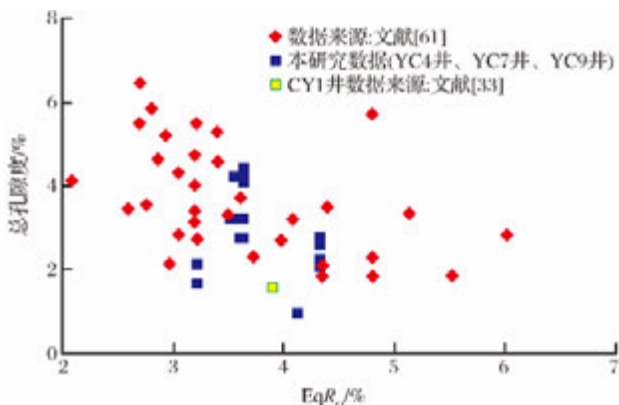


图 1 南方下古生界页岩成熟度( $EqR_o$ )与总孔隙度的相关性

Fig. 1 The relationship between maturity ( $EqR_o$ ) and total porosity of the Lower Paleozoic shale in south China

一定的孔隙度是获得工业页岩气产能的关键。页岩气核心区块的页岩孔隙度一般要求大于  $4\%$  [24]。四川盆地威远区块、长宁区块、焦石坝区块下志留统高产页岩气层段平均孔隙度均在  $4\%$  以上 [37]。虽然有文献建议将页岩孔隙度的下限值确定为  $2\%$  [19],但实际上目前尚未在如此低孔隙度页岩中获得高产页岩气的报道。美国哈里伯顿公司提出页岩气核心区的充气孔隙度应大于  $2\%$ ,实际上相当于总孔隙度为  $3\% \sim 4\%$  (南方下古生界页岩的含气饱和度为  $50\% \sim 80\%$ )。根据南方下古生界页岩数据,  $EqR_o > 3.5\% \sim 4.0\%$  后,页岩的孔隙度很少超过  $3.0\%$ ,一般为  $1.5\% \sim 2.5\%$ 。

南方下古生界页岩成熟度很高,存在超过页岩生气下限的地区 [3,35,44]。虽然在  $R_o$  值或者  $EqR_o$  值高达  $3.0\% \sim 3.5\%$  的页岩中获得高产页岩气,但尚无更高成熟度页岩获得高产页岩气的报道。当成熟度明显超过页岩的生气下限,由于页岩气不可避免的散失,孔隙都降低,增大勘探风险;当成熟度超过烃类气体保存下限 ( $R_o > 4\% \sim 5\%$ ),不再具有页岩气潜力 [18,47]。因此,本文研究提出将页岩气  $EqR_o$  下限值确定为  $3.5\%$ 。

## 2.2 页岩 TOC 含量对含气性的控制

TOC 含量对页岩气的重要性可以从 2 个方面理解:影响生气潜力与控制储集物性。根据美国哈里伯顿公司的认识,具有经济开发价值的含气页岩,其含气量要大于  $2.8\text{m}^3/\text{t}$  [19],这表明低于该生气量

的页岩,不具备页岩气的开发潜力。由于页岩生气潜力受 TOC 含量、有机质类型、成熟度及排油效率的综合制约,要精确评价地质条件下页岩的生气潜力具有很大的难度。Gai 等 [62] 应用模拟实验,研究了一块 II<sub>a</sub> 型干酪根在不同排油效率条件下的生气潜力。结果表明,当成熟度接近生气下限 ( $R_o = 3.0\%$ ),该页岩的生气潜力范围为  $280 \sim 400\text{mg/L}$ ,生气潜力与残留油比例呈线性正相关(图 2)。因此,在不考虑页岩储集能力的条件下,TOC 含量为  $1\%$  的 I—II<sub>a</sub> 型页岩的生气量可达到该限定值。这也可能是有些国内外学者建议将页岩气远景区的 TOC 含量下限确定为  $1\%$  的主要原因 [18,45]。但 TOC 含量为  $1\%$  的 III 型、甚至 II<sub>b</sub> 型页岩,其生气潜力可能达不到该限定值,必须提高 TOC 含量标准。

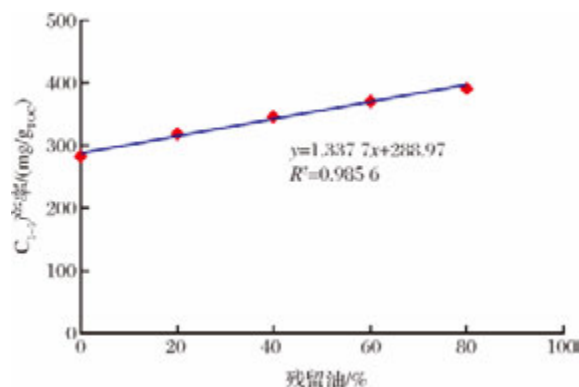


图 2 页岩残留油比例与生气潜力的关系

(数据来源于文献 [62])

Fig. 2 The relationship between residual oil in a shale and its gas yield (data from reference [62])

大量研究表明,南方下古生界页岩的 TOC 含量与其孔隙度、吸附容量呈现明确的正相关关系 [63-65]。在一定地质条件下,TOC 含量实际上是页岩含气性的一个综合指标。国土资源部 [5] 发布的我国页岩气资源潜力调查结果,将页岩有利区块与核心区块的总含气量分别确定为  $0.5\text{m}^3/\text{t}$  与  $1.0\text{m}^3/\text{t}$ 。根据页岩吸附容量数据,TOC 含量为  $1\% \sim 2\%$  的页岩,最大吸附容量可达到  $0.5 \sim 1.0\text{m}^3/\text{t}$  [24,65],该参数显然取值太低。根据南方下古生界页岩含气特征,国内学者 [19,50] 提出将南方下古生界页岩气富集区含气量下限确定为  $2.0\text{m}^3/\text{t}$ 。

页岩气开发的经济性主要取决于初始产量。美国大规模商业开发页岩气的 6 套页岩平均单井初始产量介于  $(7 \sim 54) \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  之间 [66]。这意味着初始产量低于  $7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的开发井,一般没有经济效益。虽然我国天然气价格较高,但页岩气的开发

成本超过美国,要获得经济效益,与美国相当的初始产量是必须的。根据南方下古生界页岩气勘探开发数据,页岩的含气量 $>2.0\text{m}^3/\text{t}$ ,才可获得初始产量;页岩的含气量 $>3.0\text{m}^3/\text{t}$ ,页岩气的初始产量才可达 $5\times 10^4\text{m}^3/\text{t}$ (图3)。四川盆地4个页岩气区块(威远、富顺—永川、长宁、焦石坝)下志留统富有机质页岩层段含气量范围为 $2.92\sim 6.1\text{m}^3/\text{t}$ <sup>[37]</sup>,普遍获工业页岩气产能。四川盆地外围的昭通区块,平均含气量为 $2.3\text{m}^3/\text{t}$ <sup>[37]</sup>,在黔北西部、黔中地区,页岩含气量范围为 $1.5\sim 2.5\text{m}^3/\text{t}$ <sup>[16]</sup>,尚无工业页岩气的报道。因此,将页岩含气量下限确定为 $2.8\text{m}^3/\text{t}$ 有其合理性。考虑到我国页岩埋藏较深,且必须主要是游离气。图4为四川盆地一块下志留统页岩样品等温吸附曲线。可见,页岩气的解析基本上发生在 $10\text{MPa}$ 以后。因此,对于埋藏 $2000\text{m}$ 以深的页岩,在开始生产相当长一段时间内,基本上是游离气。根据对焦石坝地区4口井下志留统页岩现场解析结果,解析气量介于 $0.68\sim 0.90\text{m}^3/\text{t}$ 之间,平均为 $0.80\text{m}^3/\text{t}$ <sup>[13]</sup>。虽然页岩的解析气量不完全等同于吸附气含量,但仍可将其作为吸附气量参考。因此,有理由将具经济开发潜力的南方下古生界含气页岩的游离气含量下限值确定为 $2.0\text{m}^3/\text{t}$ 。

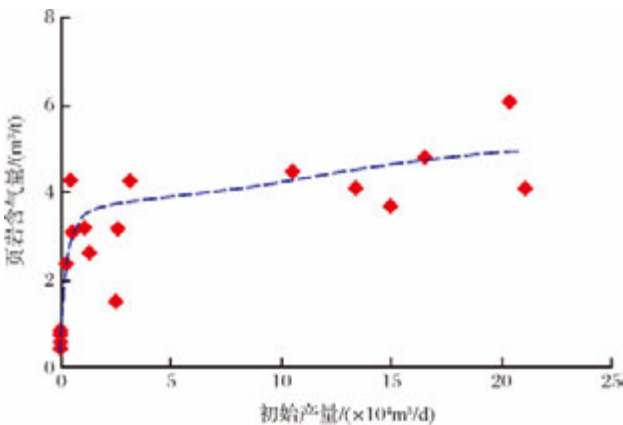


图3 南方下古生界页岩气初始产量与含气量的关系(数据来源于文献[26,37-38,67-69])

Fig.3 The relationship between the gas content and initial gas yield of the Lower Paleozoic shale (data from the references [26,37-38,67-69])

本文研究综合了近年来发表的有关南方下古生界页岩总孔隙度与TOC的相关数据,结合本研究的少量数据,构建了下志留统与下寒武统页岩TOC与总孔隙度的相关模型(图5)。可见,2套页岩存在明显的差别:相同TOC含量,下志留统页岩体现出较大的总孔隙度。对于下志留统页岩,盆地内样品

比盆地外样品具有较大的总孔隙度,这种差别对于高TOC样品,体现得更加明显。因此,页岩孔隙的发育还与页岩气的保存条件相关。在良好的保存条件下,页岩孔隙中充满流体,不容被压实,孔隙得以保存,反之亦然。对于下寒武统页岩,盆地内与盆地外样品的总孔隙度差别不明显,其主要原因是盆地内下寒武统样品取自威远地区与长宁地区,与盆地外围样品均处在正常压力系统。

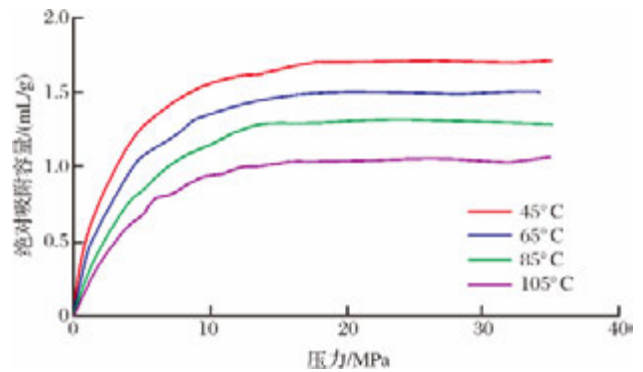


图4 四川盆地一块下志留统页岩样品等温吸附曲线(TOC=2.53%)

Fig.4 Isothermal adsorption curves of a Lower Silurian shale sample from the Sichuan Basin(TOC=2.53%)

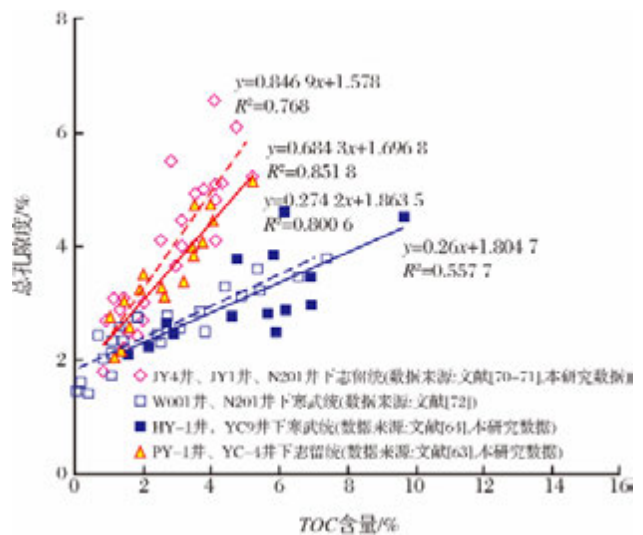


图5 南方下志留统与下寒武统页岩TOC含量与总孔隙度的相关关系

Fig.5 The relationship between TOC content and total porosity of the Lower Cambrian and Lower Silurian shales from south China

应用图5的回归方程,计算出了2套页岩不同TOC含量对应的总孔隙度(表3)。可见,相同TOC含量对应的总孔隙度不同。如TOC含量为2%,下志留统页岩的总孔隙度为 $3.28\%\sim 3.07\%$ ,下寒武

统页岩为 2.32%~2.41%。要达到 3% 的总孔隙度,下寒武统页岩的 TOC 含量需要达到 4%。

表 3 2 套页岩不同 TOC 含量对应的总孔隙度  
Table 3 The TOC contents and their correspondent total porosities of the two sets of shales

TOC 含量 /%	总孔隙度/%			
	盆地内 下志留统	盆地外 下志留统	盆地外 下寒武统	盆地内 下寒武统
0	1.58	1.70	1.80	1.86
0.5	2.00	2.04	1.93	2.00
1	2.43	2.38	2.06	2.13
2	<b>3.28</b>	<b>3.07</b>	2.32	2.41
3	4.13	3.75	2.58	2.68
4	4.98	4.44	2.85	2.99
5	5.83	5.12	3.10	3.23
6	6.68	5.81	3.36	3.51
7	7.53	6.49	3.62	3.78
8	8.38	7.17	3.88	4.05
9	9.23	7.86	4.14	4.33
10	10.08	8.54	4.4	4.60

### 2.3 页岩流体压力、埋藏深度与含气量

图 6 为南方下志留统页岩样品吸附气与游离气地质模型。可见,在 1 500m 以浅,吸附气含量随着流体压力系数的增大而略有增加,但随着埋藏深度

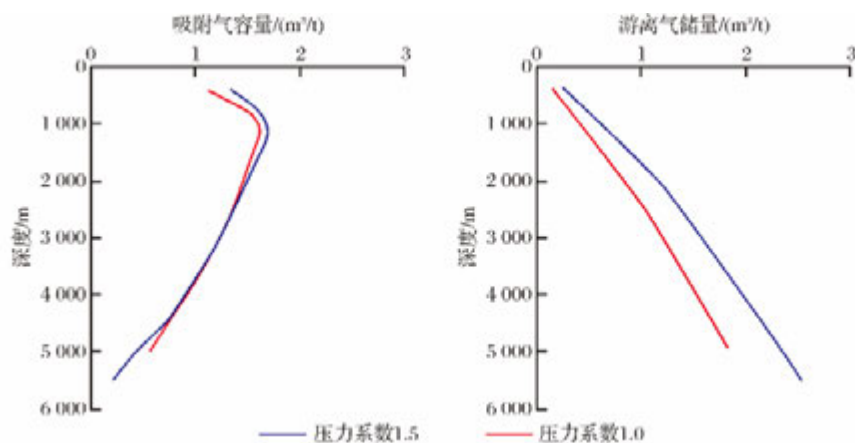


图 6 一块下志留统页岩样品吸附气与游离气地质模型

Fig. 6 The geological models of adsorbed gas and free gas contents of a Lower Silurian shale sample

地温梯度为 2.5°C/100m;地表温度为 15°C;TOC 含量为 2.53%;总孔隙度为 3.25%;含气饱和度为 80%

(2)埋藏深度 2 000m,当压力系数为 1.0 时,游离气含量为 2m<sup>3</sup>/t 对应的总孔隙度为 3.75%(含气饱和度 80%),对应下志留统与下寒武统页岩 TOC 含量分别为 3.0%与 7%~8%。下志留统富有机质

的增加,2 种压力系数条件下的吸附气容量的差别变小,到 2 000m 以深,基本上没有差别。然而,流体压力系数对游离气储量影响很大,而且这种差别随着埋藏深度的增加而增大。因此,页岩系统流体压力系数主要影响游离气储量。

应用 PVTsim 软件,进一步模拟计算了不同埋藏深度、3 种压力系数(1.0、1.5、2.0)条件下页岩孔隙度与游离气含量的关系(图 7)。如果将 2m<sup>3</sup>/t 的游离气量作为具有经济开发潜力页岩的下限值,在压力系数为 1.0 时,埋藏深度为 1 000m、1 500m、2 000m、2 500m、3 000m 对应的含气孔隙度分别为 5.3%、3.7%、3.0%、2.5%、2.3%;在压力系数为 1.5 时,对应的含气孔隙度分别为 3.5%、2.5%、2.2%、1.8%、1.6%;在压力系数为 2.0 时,对应的含气孔隙度分别为 2.7%、1.9%、1.7%、1.5%、1.4%。结合南方下寒武统与下志留统页岩实际 TOC 含量(参考表 2),对埋藏深度与页岩含气性的关系探讨如下。

(1)埋藏深度 1 500m,在褶皱断裂区,为正常压力系统,游离气含量为 2m<sup>3</sup>/t 对应的总孔隙度为 4.6%(设定含气饱和度为 80%),对应下志留统与下寒武统页岩 TOC 含量分别为 4.5%与 10%。下寒武统与下志留统页岩的 TOC 含量一般达不到该水平。在四川盆地基本上不存在埋藏深度<1 500m 的下古生界页岩。因此,在南方地区,埋藏深度<1 500m 的下古生界页岩不具备页岩气开发潜力。

的页岩层段可达到该 TOC 含量,而下寒武统页岩一般达不到该 TOC 含量。当压力系数为 1.5 时,游离气含量为 2m<sup>3</sup>/t 对应的总孔隙度为 2.75%(含气饱和度为 80%),对应下志留统与下寒武统页岩

TOC 含量分别为 1.5% 与 3.5%; 当压力系数为 2.0 时, 游离气含量为 2m<sup>3</sup>/t 对应的总孔隙度为 2.2% (80% 的含水饱和度), 对应下志留统与下寒武统页岩 TOC 含量分别为 1.0% 与 2.0% 左右。因此, 在超压条件下, 2 套页岩均可满足该 TOC 含量。

(3) 埋藏深度 2 500m, 当压力系数为 1.0 时, 游离气含量为 2m<sup>3</sup>/t 对应的总孔隙度为 3.1% (含气饱和度 80%), 对应下志留统与下寒武统页岩 TOC 含量分别为 2.0% 与 5%。下志留统页岩普遍可达到该 TOC 含量, 在湘西、渝东南、黔北等地区的下寒武统页岩可达到该 TOC 含量。在 1.5 倍超压条件下, 对应的总孔隙度为 2.25%, 对应下志留统与下寒武统页岩 TOC 含量分别为 1.0% 与 2%, 满足该 TOC 含量 2 套页岩的厚度与面积明显增加。

(4) 埋藏深度 3 000m, 当压力系数为 1.0 时, 游离气含量为 2m<sup>3</sup>/t 对应的孔隙度为 2.81% (含气饱和度 80%), 满足该条件的下志留统与下寒武统页岩 TOC 含量分别为 1.5% 与 4%。埋藏深度 4 000m, 当压力系数为 1.0 时, 游离气含量为 2m<sup>3</sup>/t 对应的总孔隙度为 2.5% (含气饱和度为 80%), 满足该条件的下志留统与下寒武统页岩 TOC 含量分别为 1.25% 与 2.5%。因此, 对于埋藏深度超过 3 000m 的深层, 2 套页岩均具有实际勘探意义。

由此可见, 页岩系统流体超压、埋藏深度均可增加页岩的含气量(游离气含量)。根据已获得的勘探开发数据, 四川盆地的下古生界页岩一般为超压, 大部分地区压力系数为 1.5~2.0; 而在四川盆地以外的地区, 下古生界页岩一般为正常压力系统, 目前尚无明显超压的报道<sup>[26]</sup>。根据本文研究结果, 在四川盆地 2 套页岩 TOC 含量均达到最低游离气的标准, 而在四川盆地以外的其他扬子地区, 下志留统与下寒武统页岩的埋藏深度分别需要超过 2 000m 与 2 500~3 000m 才具有勘探潜力。虽然根据理论计算, 在四川盆地的超压区块, TOC 含量低至 1.0%~1.5% 的下志留统页岩并可达到本研究设定的最低游离气数量, 这是基于生气潜力与储集容量考虑。但是, TOC 含量过低, 难形成纳米孔隙网络, 不利于开发过程中页岩气的解析。另外, TOC 含量低于 2%, 页岩中原生水含量增加, 影响含气量<sup>[71]</sup>。根据报道的数据, 四川盆地 JY1 井下志留统页岩有着最高的含气量<sup>[37]</sup>。测试结果表明: TOC 含量为 1.0% 的页岩, 含气量为 2.1m<sup>3</sup>/t; TOC 含量为 1.5% 的页岩, 含气量为 2.8m<sup>3</sup>/t; TOC 含量为 2% 的页岩, 含气量为 3.5m<sup>3</sup>/t<sup>[68]</sup>。因此, 作为具工业潜力的含气

页岩, TOC > 1.5%~2% 是必须的。

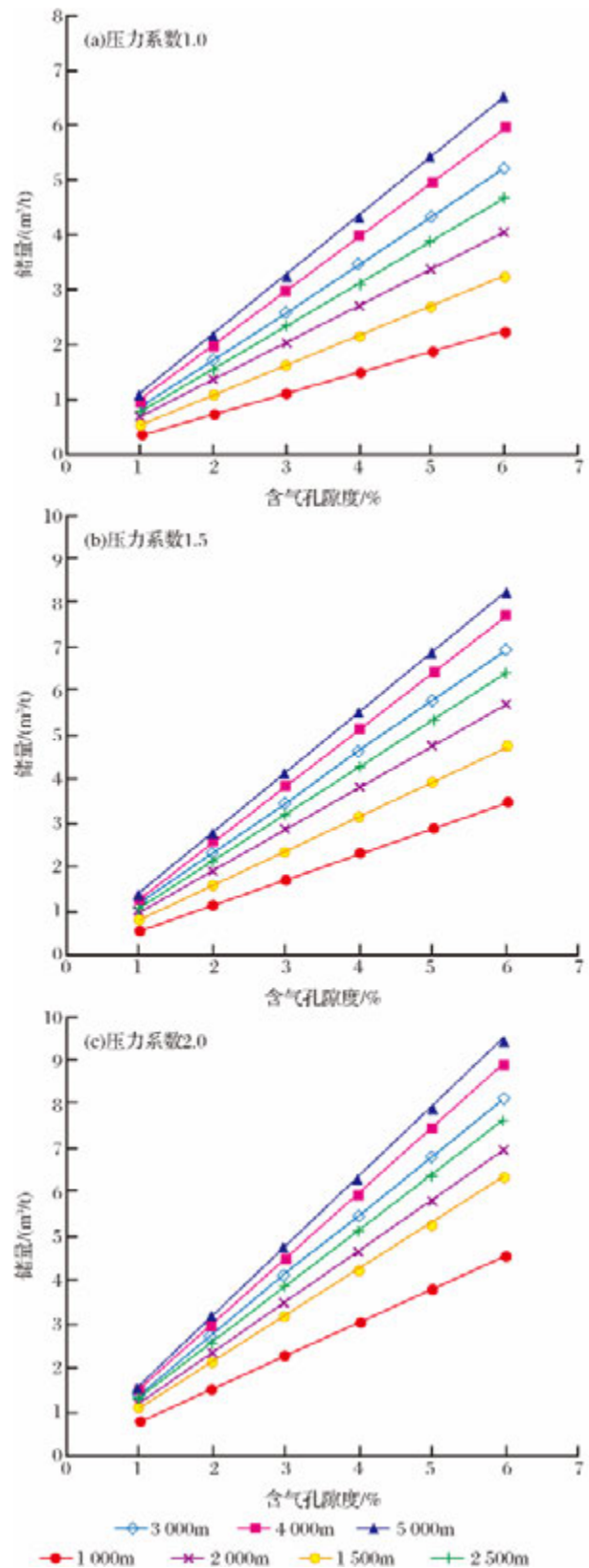


图 7 不同压力系数、埋藏深度条件下, 页岩孔隙度与游离气的关系模型

Fig. 7 The relationship between shale porosity and free gas under different pressure coefficient and burial depths

2.4 评价指标体系

根据上述讨论,南方下古生界页岩在盆地内与盆地外具有不同的流体压力系数,2套页岩(下志留统与下寒武统)TOC含量与孔隙度的关系模型不同,必然影响页岩气评价的TOC标准。2套页岩均存在超过页岩生气成熟度下限的地区。本文研究提出:EqR<sub>0</sub>>3.5%的区域为页岩气高风险区;对于EqR<sub>0</sub>值在2.0%~3.5%之间的页岩,保存条件成

为页岩含气性的主控制因素。埋深在1500m以浅的南方下古生界页岩,基本上不具备经济开发潜力。在正常压力体系条件下,下志留统页岩TOC含量可确定为2.0%;在超压区,下志留统页岩TOC含量可降低至1.5%。对于下寒武统页岩,在盆地内,TOC含量的下限值可设定为2.0%;在四川盆地以外,TOC>4.0%与埋藏深度>2500~3000m是具经济页岩气潜力的基本条件(表4)。

表4 南方下古生界页岩气远景区的限定指标

Table 4 The limit values of evaluation parameters for shale gas prospective area of the Lower Paleozoic strata in south China

参数	隆升/褶皱区		褶皱断裂区	
	(流体超压条件,主要是四川盆地)		(正常压力系统,泛指四川盆地以外的南方地区)	
	下志留统	下寒武统	下志留统	下寒武统
TOC含量/%	>1.5	>2.0	>2.0	>4.0
EqR <sub>0</sub> /%	<3.5	<3.5	<3.5	<3.5
埋藏深度/m	>1500	>2000	>2000	>2500~3000

南方下古生界页岩的TOC含量与含气量呈线性正相关。图8为根据文献报道的相关方程或数据计算的不同地质条件下TOC含量与含气量的关系。对于JY1井下志留统(埋藏深度为2380~2420m,压力系数为1.55),TOC含量为3.5%的页岩(富有机质层段平均TOC含量),含气量为5.6m<sup>3</sup>/t。JY1井初始产量达到20.3×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d<sup>[68]</sup>,为高产页岩气井。对于W201井下志留统(埋藏深度为1520~1550m,压力系数为0.92,TOC主值范围为2%~3%),TOC含量为2%的页岩,含气量为1.76m<sup>3</sup>/t;TOC含量为3%的页岩,含气量约为2.67m<sup>3</sup>/t<sup>[18]</sup>,页岩气初始产量为0.26×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d<sup>[67]</sup>。对于W201井下寒武统(埋藏深度为2670~2700m,压力系数为1.01;TOC主值范围为2%~3%),TOC含量为2%的页岩,含气量约为1.98m<sup>3</sup>/t;TOC含量为3%的页岩,含气量约为2.81m<sup>3</sup>/t<sup>[73]</sup>,页岩气初始产量为1.08×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d<sup>[37]</sup>。对于N203井下志留统(埋藏深度为2385m,压力系数为1.35,TOC主值范围为1%~2%),TOC含量为1.5%的页岩,含气量为2~3m<sup>3</sup>/t<sup>[37]</sup>,页岩初始产量为1.29×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d<sup>[67]</sup>。图9为南方下古生界页岩埋藏深度与页岩含气量、页岩气产量的关系。埋藏深度增加,页岩的含气数量与产量均呈现增加的趋势。在四川盆地,埋藏深度>2000m,页岩的含气数量超过3.0m<sup>3</sup>/t,普遍获得工业产能,但产量数据明显分为2组。一组产量较高,一般在5×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d以上[图9(b),蓝色实线];另一组产量很低,一般不到3×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d[图9(b),蓝色虚线],反

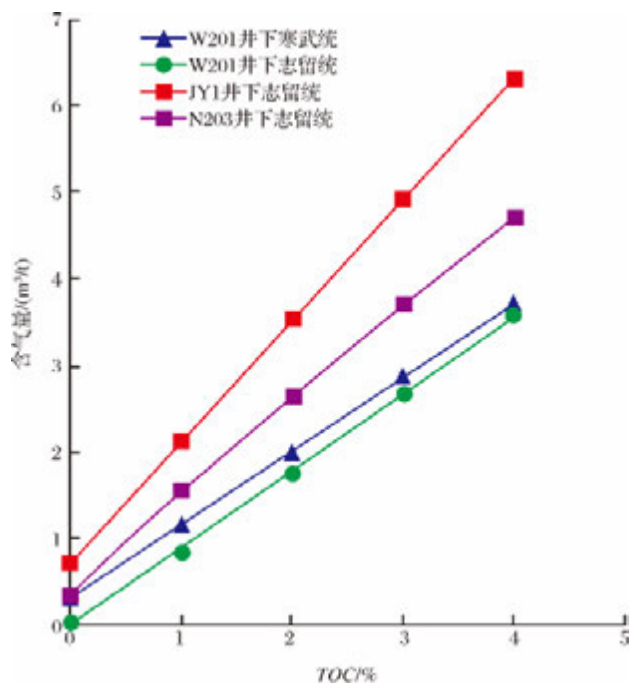


图8 南方下古生界页岩TOC含量与含气量的关系  
Fig. 8 The relationship between the TOC and gas contents of the Lower Paleozoic shale in south China

JY1井下志留统页岩回归方程来源于参考文献[68];  
W201井下志留统页岩回归方程来源于参考文献[18];  
W201井下寒武统页岩回归方程来源于参考文献[73];  
N203井下志留统页岩回归方程数据来源于参考文献[37]

映出页岩含气量以外的因素,如岩石物性、压裂改造技术等对产量的综合影响。在四川盆地外围,测试井埋藏深度<2500m,普遍达不到工业产能。这些



勘探开发数据为本研究提出的页岩气远景区的限定指标体系提供了直接支撑。

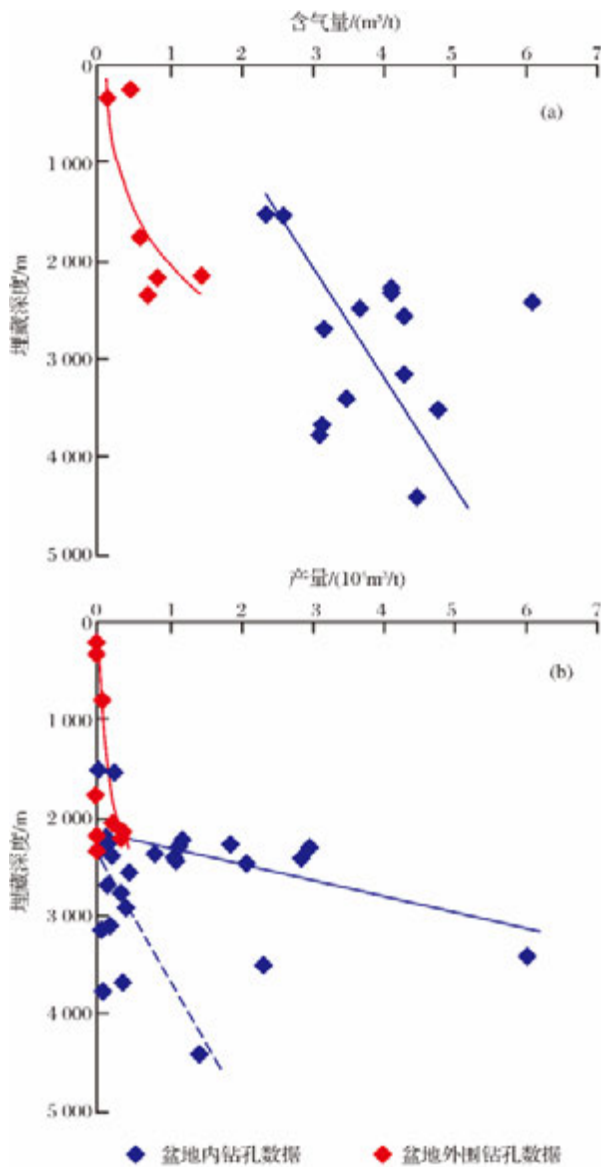


图9 上扬子地区下古生界页岩埋藏深度与含气数量、产量的关系(数据来源于文献[26,37-38,67-69])

Fig. 9 The relationship of burial depth with gas content and initial gas yield of the Lower Paleozoic shale from Upper Yangtze region(data from references [26,37-38,67-69])

### 3 结论

本文研究通过对南方下古生界页岩地质地球化学特征、储集物性、保存条件及其与含气性关系的综合研究,获得了如下主要认识与结论。

(1)南方下古生界页岩成熟度很高,EqR<sub>0</sub> 值主体为 2.5%~3.5%。在一定成熟范围内(2.0% < EqR<sub>0</sub> < 3.5%),页岩储集物性良好,孔隙度主值范围为 3%~6%,与 TOC 含量呈线性正相关关系。

过高成熟度页岩(EqR<sub>0</sub> > 3.5%)的孔隙度会有明显的降低,导致含气量降低,为页岩气高风险区。

(2)南方 2 套页岩(下志留统与下寒武统) TOC 含量与孔隙度的相关模型不同。对于相同的 TOC 含量,下志留统页岩比下寒武统页岩具有明显大的孔隙度。保存条件对页岩的含气量有明确的制约。增加埋藏深度与流体压力系数均将增大页岩的含气量、尤其是游离气含量,成为控制页岩气产能的关键地质条件。

(3)提出了抬升/褶皱区及褶皱断裂区下古生界页岩气远景区评价指标体系。认为:埋藏深度 < 1 500m 的南方下古生界页岩不具备经济页岩气潜力;在四川盆地下古生界页岩普遍存在超压, TOC > 1.5% 的下志留统页岩与 TOC > 2.0% 的下寒武统页岩均具有开发潜力。在褶皱断裂区,预测深层页岩(下志留统 > 2 000m;下寒武统 > 2 500~3 000m)将具有页岩气潜力,将成为这类地区下一步重点勘探的领域。

#### 参考文献(References):

[1] Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, *et al.* Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, Southern China(Part 2): Geochemical characteristics of four suits of regional marine source rocks, South China[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(1): 1-15. [梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等.中国南方海相生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.]

[2] Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, *et al.* Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, Southern China(Part 1): Distribution of four suits of regional marine source rocks[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008, 13(2): 1-16. [梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等.中国南方海相生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].海相油气地质,2008,13(2):1-16.]

[3] 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 Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 484-491. [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.]

[4] Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, *et al.* Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653. [邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.]

- [5] Zhang Dawei, Li Yuxi, Zhang Jinchuan, *et al.* Nation-wide Shale Gas Resource Potential Survey and Assessment[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2012. [张大伟, 李玉喜, 张金川, 等. 全国页岩气资源潜力调查评价[M]. 北京: 地质出版社, 2012.]
- [6] Wang Shiqian. Shale gas exploration and appraisal in china: Problems and discussion[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(2): 13-29. [王世谦. 中国页岩气勘探评价若干问题评述[J]. 天然气工业, 2013, 33(2): 13-29.]
- [7] Huang Jinliang, Zou Caineng, Li Jianzhong, *et al.* Shale gas accumulation conditions and favorable zones of Silurian Longmaxi Formation in south Sichuan Basin, China[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(5): 782-787. [黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南志留系龙马溪组页岩气形成条件与有利区分析[J]. 煤炭学报, 2012, 37(5): 782-787.]
- [8] Huang Jinliang, Zou Caineng, Li Jianzhong, *et al.* Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 69-75. [黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 69-75.]
- [9] Wang Zhigang. Practice and cognition of shale gas horizontal well fracturing stimulation in Jiaoshiba of Fuling area[J]. Oil and Gas Geology, 2014, 35(3): 425-430. [王志刚. 涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(3): 425-430.]
- [10] Guo Tonglou, Liu Ruobing. Implications from marine shale gas exploration break through in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi Formation in well JY1 as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(4): 643-651. [郭彤楼, 刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(4): 643-651.]
- [11] Li Xiangtao, Shi Wenrui, Guo Meiyu, *et al.* Characteristics of marine shale gas reservoirs in Jiaoshiba area of Fuling shale gas field[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(11): 11-15. [李湘涛, 石文睿, 郭美瑜, 等. 涪陵页岩气田焦石坝区海相页岩气层特征研究[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(11): 11-15.]
- [12] Wang Hongyan, Liu Yuzhang, Dong Dazhong, *et al.* Scientific issues on effective development of marine shale gas in southern China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 574-579. [王红岩, 刘玉章, 董大忠, 等. 中国南方海相页岩气高效开发的科学问题[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(5): 574-579.]
- [13] Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36. [郭彤楼, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 28-36.]
- [14] Li Lunjiang, Yang Fei, Sun Chuanmin, *et al.* Tectonic movement and Lower Silurian shale gas exploration potential in the south-east of Chongqing-west of Hunan and Hubei area[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(4): 68-71. [李伦炯, 杨飞, 孙传敏, 等. 渝东南—湘鄂西地区构造运动与下志留统页岩气勘探[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(4): 68-71.]
- [15] Ma Chao, Ning Ning, Wang Hongyan, *et al.* Exploration prospect of the Lower Cambrian Niutitang Formation shale gas in Xiangxi-Qiangdong area[J]. Special Oil & Reservoirs, 2014, 21(1): 38-41. [马超, 宁宁, 王红岩, 等. 湘西—黔东地区牛蹄塘组页岩气勘探前景[J]. 特种油气藏, 2014, 21(1): 38-41]
- [16] Yi Tongsheng, Zhao Xia. Characteristics and distribution patterns of the Lower Cambrian Niutitang shale reservoirs in Guizhou, China[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(8): 8-14. [易同生, 赵霞. 贵州下寒武统牛蹄塘组页岩气储层特征及其分布规律[J]. 天然气工业, 2014, 34(8): 8-14.]
- [17] Zhou Qinghua, Song Ning, Wang Chengzhang, *et al.* Geological evaluation and exploration prospect of Huayuan shale gas block in Hunan Province[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(1): 130-139. [周庆华, 宋宁, 王成章, 等. 湖南花垣页岩气区块地质评价与勘探展望[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(1): 130-140.]
- [18] Li Yanjun, Liu Huan, Zhang Liehui, *et al.* Lower limits of evaluation parameters for the Lower Paleozoic Longmaxi shale gas in southern Sichuan Province[J]. Science China: Earth Sciences, 2013, 43(7): 1088-1095. [李延钧, 刘欢, 张烈辉, 等. 四川盆地南部上古生界龙马溪组页岩气评价指标下限[J]. 中国科学: 地球科学, 2013, 43(7): 1088-1095.]
- [19] Wang Shejiao, Yang Tao, Zhang Guosheng, *et al.* Shale gas enrichment factors and the selection and evaluation of the core area[J]. Chinese Engineering Science, 2012, 14(6): 94-100. [王社教, 杨涛, 张国生, 等. 页岩气主要富集因素与核心区选择及评价[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 94-100.]
- [20] Tu Yi, Zou Haiyan, Meng Haiping, *et al.* Evaluation criteria and classification of shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 153-158. [涂乙, 邹海燕, 孟海平, 等. 页岩气评价标准与储层分类[J]. 石油天然气地质, 2014, 35(1): 153-158.]
- [21] U. S. Energy Information Administration. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States[EB/OL]. (2011-04-05)[2011-06-05]http://www.eia.gov.
- [22] U. S. Energy Information Administration. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States[EB/OL]. (2013-06-13)[2013-07-12]http://www.eia.gov.
- [23] Nie Haikuan, He Faqi, Bao Shujing. Peculiar geological characteristics of shale gas in China and its exploration countermeasures[J]. New Energy, 2011, 31(11): 111-116. [聂海宽, 何发岐, 包书景. 中国页岩气地质特殊性及其勘探对策[J]. 新能源, 2011, 31(11): 111-116.]
- [24] Wang Shiqian, Wang Shuyan, Man Ling, *et al.* Appraisal method and key parameters for screening shale gas play[J]. Journal of Chengdu University of technology: Science & Technol-

- ogy Edition, 2013, 40(6): 609-620. [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.]
- [25] Xiao Xianming, Tian Hui, Song Zhiguang, *et al.* Summary of shale gas research in North American and revelations to shale gas exploration of Lower Paleozoic strata in China south area [J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 721-727. [肖贤明, 田辉, 宋之光, 等. 北美页岩气研究及对我国下古生界页岩气开发的启示[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 721-727.]
- [26] Hu Dongfeng, Zhang Hanrong, Ni Kai, *et al.* Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 17-23. [胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 17-23.]
- [27] Tang Liangjie, Cui Min. Key tectonic changes, deformation styles and hydrocarbon preservations in Middle-Upper Yangtze region [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(1): 12-16. [汤良杰, 崔敏. 中上扬子区关键构造变革期、构造变形样式与油气保存[J]. 石油实验地质, 2011, 33(1): 12-16.]
- [28] Yan Danping, Wang Xinwen, Liu Youyuan. Analysis of fold style and it's formation mechanism in the area of boundary among Sichuan, Hubei and Hunan [J]. Geoscience, 2000, 14(1): 37-43. [颜丹平, 汪新文, 刘友元. 川鄂湘边区褶皱构造样式及其成因机制分析[J]. 现代地质, 2000, 14(1): 37-43.]
- [29] Li Yifan, Fan Tailiang, Gao Zhiqian, *et al.* Sequence stratigraphy of Silurian black shale and its distribution in the south-east area of Chongqing [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(2): 299-306. [李一凡, 樊太亮, 高志前, 等. 渝东南地区志留系黑色页岩层序地层研究[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(2): 299-306.]
- [30] Wei Xianhai, Wang Ting, Li Chao, *et al.* Exploration prospect of shale gas in complex geological area, Southeastern Chongqing [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2014, 8(1): 24-32. [韦先海, 王婷, 李超, 等. 渝东南复杂地质区页岩气勘探潜力[J]. 天然气技术与经济, 2014, 8(1): 24-32.]
- [31] Chen Bo, Lan Zhengkai. Lower Cambrian shale gas resource potential in Upper Yangtze region [J]. China Petroleum Exploration, 2009, 14(3): 10-14. [陈波, 兰正凯. 上扬子地区下寒武统页岩气资源潜力[J]. 中国石油勘探, 2009, 14(3): 10-14.]
- [32] Han Shuangbiao, Zhang Jinchuan, Li Yuxi, *et al.* The optimum selecting of shale gas well location for geological investigation in niutitang formation in Lower Cambrian, northern Guizhou area [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(1): 182-187. [韩双彪, 张金川, 李玉喜, 等. 黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩气地质调查井位优选[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(1): 182-187.]
- [33] He Wei, Zhang Jinchuan, Li Li, *et al.* Lower Cambrian Series Niutitang Formation shale gas reservoir characteristics in Changye No. 1 well, Northwestern Hunan [J]. Coal Geology of China, 2015, 27(1): 31-39. [何伟, 张金川, 李莉, 等. 湘西北常页1井下寒武统牛蹄塘组页岩气储层特征[J]. 中国煤炭地
- 质, 2015, 27(1): 31-39.]
- [34] Chen Bo, Pi Dingcheng. Silurian Longmaxi shale gas potential analysis in Middle & Upper Yangtze region [J]. China Petroleum Exploration, 2009, 14(3): 15-19. [陈波, 皮定成. 中上扬子地区志留系龙马溪组页岩气资源潜力评价[J]. 中国石油勘探, 2009, 14(3): 15-19.]
- [35] Zeng Xiangliang, Liu Shugen, Huang Wenming, *et al.* Comparison of Silurian Longmaxi Formation shale of Sichuan Basin in China and carboniferous Barnett Formation shale of Fort Worth Basin in the United States [J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 372-384. [曾祥亮, 刘树根, 黄文明, 等. 四川盆地志留系龙马溪组页岩与美国 Fort Worth 盆地石炭系 Barnett 组页岩地质特征对比[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 372-384.]
- [36] Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Jianzhong, *et al.* Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian Southern Sichuan [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 551-561. [王玉满, 董大忠, 李建忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 551-561.]
- [37] Dong Dazhong, Gao Shikui, Huang Jinliang. A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 1-15. [董大忠, 高世葵, 黄金亮, 等. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 1-15.]
- [38] Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wen Zhidong, *et al.* Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiba area [J]. Geology in China, 2014, 41(3): 893-901. [郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 893-901.]
- [39] Zou Caineng, Du Jinhu, Xu Chunchun, *et al.* Formation, distribution, resource potential and discovery of the Sinian-Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 278-293. [邹才能, 杜金虎, 徐春春, 等. 四川盆地震旦系—寒武系特大型气田形成分布、资源潜力及勘探发现[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 278-293.]
- [40] 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): 288-308. [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.]
- [41] Xing Yawen, Zhang Jinchuan, Feng Heqing, *et al.* Accumulation conditions and strategic select favorable area of the Lower Cambrian shale gas in southeast Chongqing [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2014, 38(3): 73-74. [邢雅文, 张金川, 冯赫青, 等. 渝东南地区下寒武统页岩气聚集条件及有利区预测[J]. 东北石油大学学报, 2014, 38(3): 73-74.]

- [42] Pan Jiping, Qiao Dedu, 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. [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.]
- [43] Chen Guihua, Zhu Yanhe, Xu Qiang. Four characteristics of shale gas play and enlightenment to shale gas exploration in Lower Yangtze area[J]. China Petroleum Exploration, 2012, 17(5): 63-70. [陈桂华, 祝彦贺, 徐强. 页岩气成藏的四性特征及对下扬子地区页岩气勘探的启示[J]. 中国石油勘探, 2012, 17(5): 63-70.]
- [44] Cheng Peng, Xiao Xianming. Gas content of organic-rich shales with very high maturities[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 8(5): 737-741. [程鹏, 肖贤明. 很高成熟度富有机质页岩的含气性问题[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 737-741.]
- [45] 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.
- [46] Curtis J B, Jarvie D M, Ferworn K A. Applied geology and geo-chemistry of gas shales[C]//AAPG Conference. Denver Colorado, 2009.
- [47] Burnaman M D, Xia W W, Shelton J. Shale gas play screening and evaluation criteria [J]. China Petroleum Exploration, 2009, 14(9): 51-64.
- [48] Zhang Weidong, Guo Min, Jiang Zaixing. Parameters and method for shale gas reservoir evaluation[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(6): 1093-1099. [张卫东, 郭敏, 姜在兴. 页岩气评价指标与方法[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(6): 1093-1099.]
- [49] Zhang Jinchuan, Lin Lamei, Li Yuxi, *et al.* The method of shale gas assessment: Probability volume method[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 184-191. [张金川, 林腊梅, 李玉喜, 等. 页岩气资源评价方法与技术: 概率体积法[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 184-191.]
- [50] Zhao Wenzhi, Dong Dazhong, Li Jianzhong, *et al.* The resource potential and future status in natural gas development of shale gas in China[J]. Chinese Engineering Science, 2012, 14(7): 46-52. [赵文智, 董大忠, 李建忠, 等. 中国页岩气资源潜力及其在天然气未来发展中的地位[J]. 中国工程科学, 2012, 14(7): 46-52.]
- [51] Cander H. Sweet spots in shale gas and liquids plays: prediction of fluid composition and reservoir pressure[C]//AAPG Annual Convention and Exhibition 2012. Long Beach, California: AAPG, 2012.
- [52] Curtis M E, Cardott B J, Sondergeld C H, *et al.* Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity[J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 10(3): 26-31.
- [53] Chalmers G R, Bustin R M, Power I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1099-1119.
- [54] Mastalerz M, Schimmelmann A, Drobnik A, *et al.* Porosity of Devonian and Mississippian New Albany shale across a maturation gradient: Insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(10): 1621-1643.
- [55] Milliken K L, Esch, W L, Reed R M, *et al.* Grain assemblages and strong diagenetic overprinting in siliceous mudrocks, Barnett Shale (Mississippian), Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(9): 1553-1578.
- [56] Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D N, *et al.* Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(2): 177-200.
- [57] Zagorski W A, Bowman D C, Emery M, *et al.* An overview of some key factors controlling well productivity in core areas of the Appalachian Basin Marcellus shale play [C]//AAPG Annual Convention and Exhibition 2011. Houston, Texas: AAPG, 2011.
- [58] Curtis M E, Ambrose R J, Sondergeld C H, *et al.* Structural characterization of gas shale on the micro- and nano-scales [R]. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October, Calgary, Alberta, Canada. SPE 137693. 2010: 1-15.
- [59] Chalmers G R, Bustin R M. Lower Cretaceous gas shales in northeastern British Columbia, Part I: Geological controls on methane sorption capacity [J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2008, 56(1): 1-21.
- [60] Ross D J K, Bustin R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs [J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26: 916-927.
- [61] Xiao Xianming, Wei Qiang, Gai Haifeng, *et al.* Main controlling factor and enrichment area evaluation of shale gas of the Lower Paleozoic marine strata in south China [J]. Petroleum Sciences, 2015, (in press).
- [62] Gai Haifeng, Xiao Xianming, Cheng Peng, *et al.* Gas generation of shale organic matter with different contents of residual oil based on a pyrolysis experiment [J]. Organic Geochemistry, 2015, 78: 69-78.
- [63] Tian Hui, Pan Lei, Xiao Xianming, *et al.* A preliminary study on the pore characterization of Lower Silurian black shales in the Chuandong Thrust Fold Belt, southwestern China using low pressure N<sub>2</sub> adsorption and FE-SEM methods [J]. Marine and Petroleum Geology, 2013, 48: 8-19.
- [64] Tian Hui, Pan Lei, Zhang Tongwei, *et al.* Pore characterization of organic-rich Lower Cambrian shales in Qiannan Depression of Guizhou Province, southwestern China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 62: 28-43.
- [65] Wang Sibao, Song Zhiguang, Cao Taotao, *et al.* The Character-

- ization of methane sorption capacity of Paleozoic shales from Sichuan Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 44: 112-119.
- [66] Liu Jing, Xu Haitang, Yu Guo, *et al.* The development index and development potential of the shale gas in Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2014, 37(2): 45-52. [刘竞, 徐海棠, 余果, 等. 四川盆地页岩气开发指标与开发潜力分析[J]. *天然气勘探与开发*, 2014, 37(2): 45-52.]
- [67] Lv Zonggang. Introduction about Shale Gas Exploration and Development in Sichuan Basin [R]. Lanzhou: 973 Program (2012CB214700) Academic Exchange Symposium, 2014. [吕宗刚. 四川盆地页岩气勘探开发情况介绍[R]. 兰州: 973 项目(项目编号: 2012CB214700) 学术交流会, 2014.]
- [68] Guo Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China; Understanding from the longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area [J]. *Acta Geologica sinica*, 2014, 88(7): 1209-1218. [郭旭升. 南方海相页岩气“二元富集规律”——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. *地质学报*, 2014, 88(7): 1209-1218.]
- [69] Liu Hu, Sun Chuanshan, Li Wenjin, *et al.* Research o staged fracturing supporting technologies in Dingye 2HF well [J]. *Drilling and Production Technology*, 2014, 37(4): 70-72. [刘虎, 孙传山, 李文锦, 等. 丁页 2HF 井分段压裂配套技术的研究与应用[J]. *钻采工艺*, 2014, 37(4): 70-72.]
- [70] Meng Xianwu, Tian Jingchun, Zhang Xiang, *et al.* The characteristics of shale gas in the Qiongzhusi Formation at Nanjingyan Region of Southwest Sichuan Province [J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 2014, 34(2): 96-105. [孟宪武, 田景春, 张翔, 等. 川西南井研地区筇竹寺组页岩气特征[J]. *矿物岩石*, 2014, 34(2): 96-105.]
- [71] Wei Zhihong, Wei Xiangfeng. Comparison of gas-bearing property between different pore types of shale: A case from the Upper Ordovician Wufeng and Longmaxi Formations in the Jiaoshiha area, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 37-41. [魏志红, 魏祥峰. 页岩不同类型孔隙的含气性差异——以四川盆地焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 37-41.]
- [72] Wang Feiyu, Guan Jing, Feng Weiping, *et al.* Evolution of overmature marine shale porosity and implication to the free gas volume [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(6): 819-824.
- [73] Tang Xiaoling. The Constitute Elements and Influential Factors of Shale Oil and Shale Gas Sweet Spots [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2014: 48-49. [唐小玲. 页岩油气“甜点”的构成要素及影响因素分析[D]. 荆州: 长江大学, 2014: 48-49.]

## Evaluation of Lower Paleozoic Shale with Shale Gas Prospect in South China

XIAO Xian-ming<sup>1</sup>, WANG Mao-lin<sup>1,2</sup>, WEI Qiang<sup>1,2</sup>, TIAN Hui<sup>1</sup>, PAN Lei<sup>1,2</sup>, LI Teng-fei<sup>1,2</sup>

(1. *Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China;*

2. *University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)*

**Abstract:** The Lower Paleozoic shale in south China has very high maturity and experienced a strong tectonic reformation, which is quite different from the North American shale. This study, based on a comparison on geological and geochemical characteristics between the Lower Paleozoic and American shales as well as between the Lower Cambrian and Lower Silurian shales in south China, made a comprehensive investigation of the reservoir property, preservation condition, gas content and other related data of the Lower Paleozoic shale, and discussed the evaluation criteria for shale gas prospective areas. It is deemed that shale with an equivalent vitrinite reflectance ( $E_{qR_0}$ )  $> 3.5\%$  will have a high risk for shale gas exploration. In the range of  $2.0\% - 3.5\%$  of  $E_{qR_0}$ , the preservation condition becomes a main controlling factor on shale gas. The evaluation criteria of the Lower Silurian and Lower Cambrian shales are proposed for the uplifted/folded area (Sichuan Basin) as well as the folded-faulted area (outside the Sichuan Basin). It is believed that the Lower Paleozoic shale with a burial depth  $< 1500\text{m}$  has no industrial shale gas potential. Within the Sichuan Basin, the Lower Paleozoic shale system presents an overpressure, and the Lower Cambrian shale with  $TOC > 1.5\%$  and the Lower Silurian shale with  $TOC > 2.0\%$  have gas potential. In the faulted-folded area, it is predicted that the deeply-burial shale (Lower Silurian  $> 2000\text{m}$  and Lower Cambrian  $> 2500 - 3000\text{m}$ ) reaches the limit value of gas content with economic potential, and will become the focus for further exploration and development in this type of area.

**Key words:** South China; Lower Paleozoic; Shale gas; Prospecting area; Evaluation criteria