

中国南方海相页岩气选区关键参数探讨

郝兆栋^{1,2,3)}, 唐书恒^{1,2,3)}, 王静^{1,2,3)}, 张振^{1,2,3)}, 李彦朋^{1,2,3)},
龚明辉^{1,2,3)}, 肖何琦^{1,2,3)}

1) 中国地质大学(北京)能源学院, 北京, 100083; 2) 海相储层演化与油气富集机理教育部重点实验室, 北京, 100083; 3) 非常规天然气地质评价与开发工程北京市重点实验室, 北京, 100083

内容提要:中国南方海相页岩具有热演化程度高和经历过多期构造运动等特征, 基于多个页岩气区块的勘探开发实践, 提出了以保存条件为核心、地质评价为重点, 兼顾经济评价的页岩气有利区选区思路, 筛选出了有机质含量、有机质成熟度和压力系数 3 项中国南方海相页岩气选区的关键评价指标。有机质含量是页岩气富集成藏的物质基础, 在选区时应本着“高中找厚”的原则, 即在 TOC 含量平均较高的页岩层段(系)寻找富有机质页岩连续厚度大的页岩层段; 成熟度过高对页岩气的富集成藏有消极的影响, 在选区时应本着“高中找低”的原则; 压力系数可以直观反映页岩气的保存程度, 压力系数越高, 表明页岩气的保存程度越好, 在选区时应本着“强中找高”的原则, 即在强构造的地质背景下寻找压力系数高的区块。以湘西北牛蹄塘组页岩气的实际勘探情况为例, 认为湘西北地区牛蹄塘组页岩气具有较好的勘探开发前景, 但是成熟度过高和保存条件差(压力系数低)是影响湘西北地区页岩气富集与高产的主要潜在风险。

关键词:四川盆地及其周缘; 页岩气; 有利区; 有机质含量; 成熟度; 压力系数

我国海相、陆相和海陆过渡相(含煤岩系)三大类页岩广泛分布, 拥有丰富的页岩气资源(Wang Qingchen et al., 2008; Guo Xusheng, 2014; Tang Shuheng et al., 2016; Xi Zhaodong et al., 2017a, b)。近些年, 中国在南方海相页岩气的勘探开发方面取得了较大的成功。自 2009 年以来, 以中上扬子地区下志留统龙马溪组和下寒武统牛蹄塘组为最优目的层系, 先后在四川盆地取得了关键突破, 发现了涪陵、长宁、昭通和威远等页岩气田并建立了 3 个页岩气示范区(图 1)。但是目前我国除了这 3 个主要示范区外, 尚缺乏较为明确的有利接替目标, 这严重制约了我国页岩气的勘探开发工作。此外国家能源局“十三五”要求在 2020 年我国页岩气产能预计达到 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。因此, 开展中国南方页岩气选区评价的研究势在必行。

优选页岩气有利区是获得页岩气商业性开发的重要前提, 而对页岩气选区参数的合理选择及取值标准的确定则是基础。优选页岩气勘探开发有利区需要考虑多种因素, 一般可将其归纳为三类——成

藏参数指标、工程参数指标、经济—技术参数指标(表 1)。由于研究的目的与着眼点的不同, 针对我国复杂构造背景下的高成熟海相页岩有利区重要参数的研究尚较为缺乏和统一(Feng Dongjun et al., 2016; Wei Xiangfeng et al., 2017)。前人的研究均发现页岩厚度大、富含有机质、有机质孔—层理缝(微裂隙)发育、具有高硅质含量及构造程度简单的地区为南方海相页岩气富集与高产的有利目标区(Wang Shiqian et al., 2013; Li Jiangqing et al., 2014; Guo Tonglou, 2016), 而这几项重要参数与有机质含量、有机质成熟度和压力系数均具有成因联系和统计上相关的特征, 同时这三个参数可以很好地表征我国南方海相页岩具有成熟度高且经历过强改造的特点。因此, 本文在前人研究的基础上, 选取了有机质含量、有机质成熟度和压力系数这 3 个重要选区参数, 讨论了它们对页岩气富集成藏的控制作用及其选区评价标准, 结合湘西北地区下寒武统牛蹄塘组页岩气实际勘探情况及相关资料, 提出了针对我国复杂构造背景下的高成熟海相页岩气有

注: 本文为国家科技重大专项项目 35(编号 2017ZX05035)资助的成果。
收稿日期: 2017-09-20; 改回日期: 2017-12-27; 责任编辑: 黄敏。
作者简介: 郝兆栋, 男, 1991 年生, 博士研究生, 研究方向: 非常规天然气地质, 邮箱: xizhaod@cugb.edu.cn。通讯作者: 唐书恒, 男, 1965 年生, 教授, 主要从事非常规天然气地质与开发研究, 邮箱: tangsh@cugb.edu.cn。

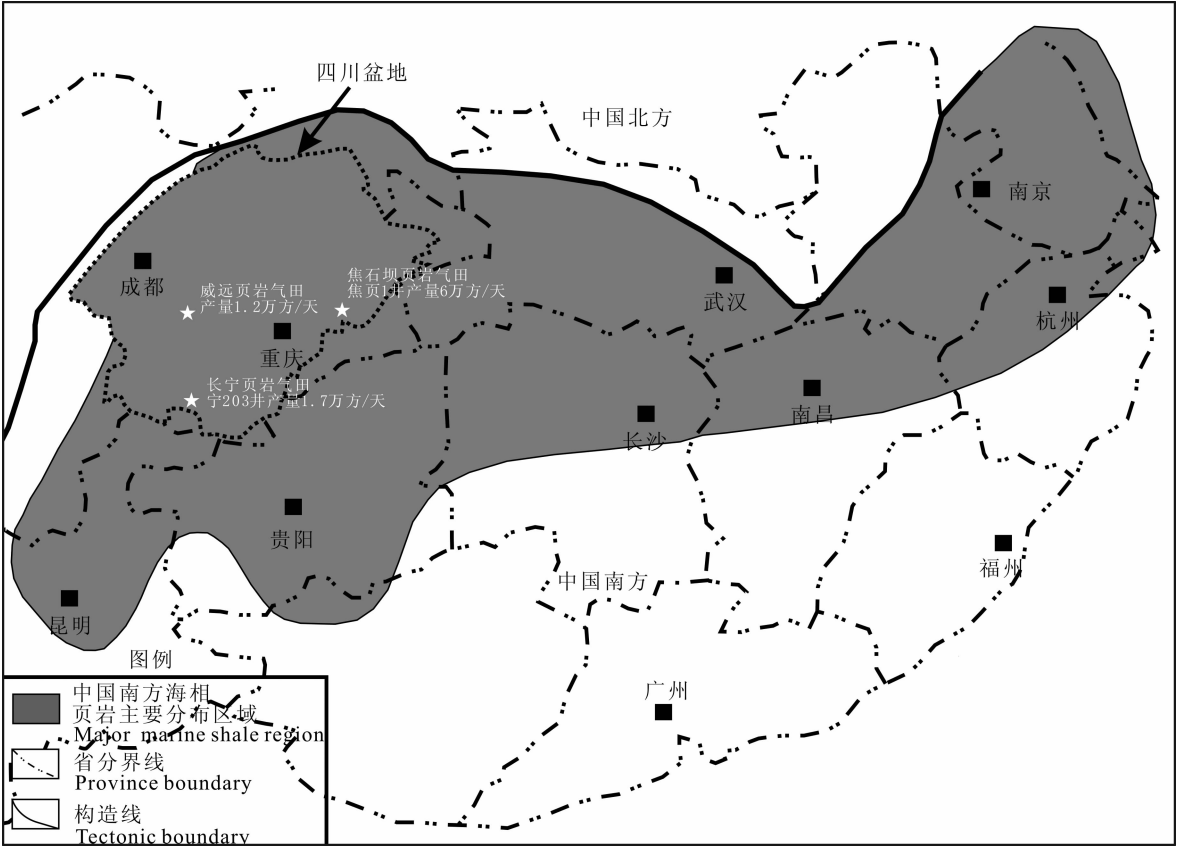


图 1 中国南方海相页岩主要分布区域示意图(据 Tan Jingqiang et al. , 2014 修改)

Fig. 1 The distribution of primary marine shale region in the southern China (Modified from Tan Jingqiang et al. , 2014)

利区优选的思路,以期为中国南方海相页岩气的下一步勘探与开发提供借鉴。

表 1 页岩气选区参数体系

Table 1 Evaluation indexes for selecting favorable shale gas area		
参数类型	评价参数	重要参数
富集成藏因素	生气能力:有机质含量、类型和成熟度,页岩厚度、面积和连续性;	有机质含量、有机质成熟度、页岩有效厚度、含气量、储集能力、构造变形程度、压力系数
	储集能力:孔隙度;渗透率;孔隙类型;孔径分布;吸附能力;地层压力;地层温度;含气饱和度;含气量保存能力;盖层岩性;盖层厚度;页岩埋深;地层倾角;断层类型;距离断层距离;构造变形程度;压力系数	
工程因素	地应力场;脆性矿物;粘土矿物类型;泊松比;杨氏模量	脆性矿物含量
经济-技术因素	水资源;地形地貌;道路交通;天然气管网	地表条件

1 选区评价关键参数

1.1 有机质含量(TOC)

有机质含量是页岩气聚集成藏最重要的控制因素。一般来讲,高有机质含量意味着页岩具有高生烃潜力,高吸附性、高含气性、高孔渗性和高放射性,

而且 TOC 含量越高,页岩品质越好,越有利于页岩气的成藏和富集(Xi Zhaodong et al. , 2016, 2017; Zuo Zhaoxi et al. , 2017)。因此,选区时 TOC 含量一般不设上限,但对于 TOC 含量的下限不同学者有不同的标准(表 2)。值得注意的是,目前通过 Leco CS230 碳硫分析仪获得的有机碳含量为残余有机碳含量,对于南方高成熟海相页岩来说,残余有机质含量和原始有机质含量存在一定的差异(Jarvie et al. , 2007; Li Yanjun et al. , 2011, 2013; Dang Wei et al. , 2016)。不同学者采用不同的方法将残余有机碳含量恢复为原始有机碳含量,所得到的结果大致相同(Qin Jianzhong et al. , 2007; Zhang Lin et al. , 2008; Li Yanjun et al. , 2013)。当残余有机碳含量为 1.0%时,恢复到原始阶段的有机碳含量可达到 2%~3%左右。在一些文献中提到,TOC 值下限可降低至 0.5%(甚至到 0.3%),Wang Shiqian et al. (2013)认为这是指整套页岩层系的 TOC 值而非页岩气开发层段的 TOC 值。例如,涪陵气田产层五峰组一龙马溪组下部的含气页岩层段厚 83.5 ~102m,其中 TOC 含量大于 2%的优质页岩

岩厚度仅为 38~44m(Jin Zhijun et al. , 2016)。本文认为对于页岩气勘探开发程度较低的地区 TOC 含量可放宽至 0.5%,但对于勘探程度较高的地区 TOC 下限值可设为 1%,甜点区页岩层系需发育 TOC 含量大于 2%且具有连续厚度的富有机质层段。按照涪陵气田产层五峰—龙马溪组比例,页岩有效厚度为 30m 时,TOC 含量大于 2%的富有机质层段厚度不小于 12m。Li Yanjun et al. (2013)则认为页岩层厚度为 30 m 时,应包含至少 15 m 的富有机质页岩层段(TOC>2.0%)。在选区时应本着“高中找厚”的原则,即在 TOC 含量平均较高的页岩层段(系)寻找富有机质页岩连续厚度大的页岩层段。

表 2 有机质含量下限值的选取

Table 2 The smallest indexes of TOC content in shale gasreservoir

学者	下限值
Boyer(2006)	TOC≥0.5%
LiYanjun(2013)	TOC≥1.0%
Nie Haikuan(2009)	TOC≥1.0%
Schmoker(1981)	TOC≥2.0%
Burnaman(2009)	TOC≥2.0%
WangShiqian(2013)	TOC≥2.0%

1.2 有机质成熟度(R_o)

页岩气的生成与有机质成熟度关系密切(图 2),以往的研究多着重于对有机质成熟度下限的讨论。根据晚期生油理论可知,对于 I 型和 II 型干酪根来说,当 R_o 大于 1.3%时,液态烃开始热裂解生

成气态烃。北美热成因型页岩气的核心区也主要分布在 R_o 大于 1.3%的区域内。我国南方海相页岩层系普遍成熟度较高(图 3),一般超过设定的 R_o 下限值(R_o=1.3%或 1.1%)。因此,笔者认为评价高成熟的南方海相页岩(尤其是下寒武统牛蹄塘组)应讨论 R_o 的上限值,过高成熟度对于页岩气富集成藏的影响主要体现在 3 个方面(同时也是设定 R_o 上限值的依据):①有机质出现碳化现象,页岩吸附能力明显下降。Zhao Wenzhi et al. (2016)发现当页岩的 R_o 大于 3%时,有机质出现碳化现象;Wang Yuman et al. (2014)提出了海相页岩有机质碳化的电性证据(低电阻率和低—超低测井响应特征),认为出现有机质碳化页岩的生烃能力已基本衰竭,有机质表面变得均一、光滑,比表面积减少,页岩的吸附能力降低。②有机质孔隙含量明显减少。Chen Ji et al. (2014)和 Sun Lina et al. (2016)认为当页岩 R_o>3.5%时,有机质孔隙明显减少。页岩成熟度达到 3.5%意味着其最大埋深超过 6000m(Hao Fang et al. , 2013),出现碳化的有机质更易被压实,且 Millken et al. (2013)发现对于成熟度过高的页岩当其有机碳含量大于 5.5%时,有机质孔隙将会大量减少。③甲烷含量明显减少,氮气的含量可能会明显增多。一方面由于页岩的储集能力降低,导致甲烷含量的减少。同时过高成熟度也会对气体成分的组成产生影响,如破坏甲烷分子,生成大量氮气。其中 Chen Ji et al. (2014)认为当页岩 R_o>3.5%时,随着成熟度的增加,残余有机质会生成大量的氮气。

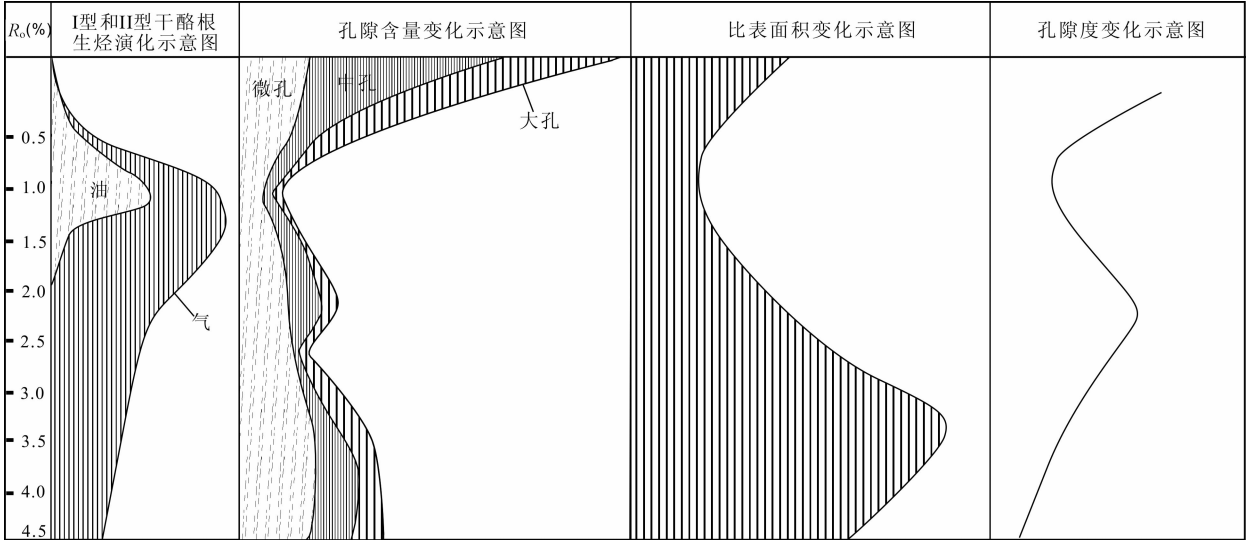


图 2 I 型和 II 型干酪根生烃演化及孔隙演化特征示意图(据 Mastalerz et al. , 2013 和 Zhao Wenzhi et al. , 2016 修改)
Fig. 2 Schematic diagram relating the observed changes in hydrocarbon generation and pore structure characteristics to maturation (Modified from Mastalerz et al. , 2013 and Zhao Wenzhi et al. , 2016)

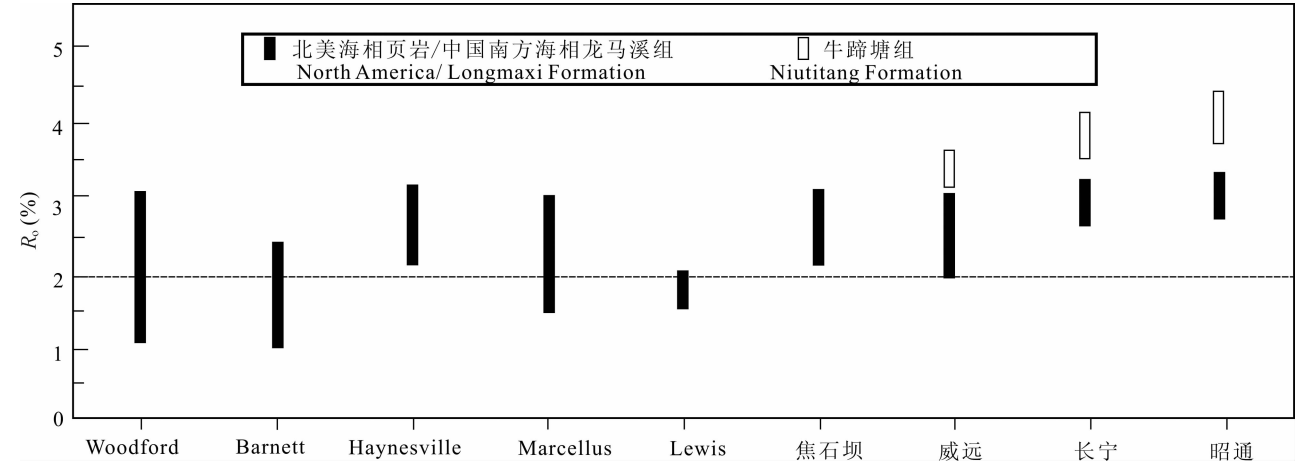


图 3 北美海相页岩与中国南方海相页岩有机质成熟度
Fig. 3 Thermal maturity of shale in North America and southern China

根据我国南方牛蹄塘组页岩气勘探实践情况(表 3)和已成功进行商业开发的 Marcellus 页岩和 Haynesville 页岩,证明页岩在 $R_o=3\% \sim 3.5\%$ 的阶段仍然具有开发价值,本文认为有机质成熟度不宜大于 3.5% ,在选区时应本着“高中找低”的原则。

表 3 中国南方海相页岩牛蹄塘组成熟度与含气性数据表
Table 3 The thermal maturity and gas content of Niutitang Formation in southern China

区域	井位	埋深(m)	$R_o(\%)$	含气性(cm^3/g)	资料来源
长宁	宁 206 井	1850~1890	3.5~4.2	无气显示	Zhao Wenzhi et al. ,2016
长宁	编号 H	2510~2548	3.9~4.2	无气显示	Wang Yuman et al. ,2014
昭通	昭 103 井	2490~2540	3.75~4.40	无气显示	Zhao Wenzhi et al. ,2016
贵州	方深 1 井	1720~1785	4.50	微弱气显示	Liu Shuhgen,2014
威远	威 201 井	2652~2704	3.20~3.60	1.10~3.51	Zhao Wenzhi et al. ,2016
威远	金页 1 井	3315~3370	2.90~3.20	1.02~4.68	Zhao Wenzhi et al. ,2016

1.3 压力系数

从图 4 中可以看出,9 口典型的中国南方海相页岩气井的测试参数显示页岩均富含有机质,TOC 含量平均 $>2.5\%$,厚度平均 $>30\text{m}$,埋深和成熟度适中,孔隙度集中分布于 $2\% \sim 4\%$,脆性矿物含量 $>40\%$,均显示出良好的页岩气成藏物质基础,但其含气性却差异较大。注意到压力系数小于 1 的三口页岩气井含气量很低甚至无含气性,而压力系数大于 1 的页岩气井具有较好的含气量。北美埋藏较深成熟度较高的页岩气田及我国典型的 3 个页岩气田均表现为较高的压力系数(表 4),Zhang Hanrong (2016)还指出页岩气的压力系数与单井产量具有对数正相关关系,压力系数越高的井产量也较高。例如,四川盆地内焦石坝地区压力系数平均达到 1.55,基本为高产井,盆外彭页 1 井压力系数仅 1.0 左右,为低产井,其试采时压力仅为 $3.7 \sim 3.9\text{MPa}$,基本与焦石坝 JY6-2 井产出 $1.8 \times 10^8\text{m}^3$ 页岩气之后的压力相当(Guo Tonglou, 2015)。我国南方海相页岩气保存条件的影响因素主要包括抬升剥蚀的

幅度、构造类型及变形程度、裂缝的发育程度、区域性盖层的分布和品质、顶底板岩性和水文地质条件等。笔者认为压力系数可以直观地反映页岩气的保存程度,压力系数大于 1 的地区普遍页岩气保存程度较高。此外,Liu Honglin et al. (2013)指出,具有超压特征的页岩气储层往往具有超低含水饱和度的特征,而页岩的含水饱和度越低,表明页岩储层中的孔隙含水量越低,越有利于气体的吸附和运移(Tang Shuheng et al. , 2016),从而有助于页岩气的富集和保存。在选区时应本着“强中找高”的原则即在强构造的地质背景下寻找压力系数高的区块。

如果页岩储层具有较高的压力系数,对于复杂构造背景下的中国南方高成熟海相页岩来说则意味着页岩中已有大量的油气生成,而且可能在地质历史时期未发生过大规模的运移或散失。从图 5 中可知,随着埋深不断增加,页岩储层的温度压力逐渐增加,有机质成熟度不断增加,页岩生烃量会随之逐渐增加,页岩中的含气量也逐渐增高,如果页岩气未发

生过大规模的运移或散失,那么页岩就会保持这种高含气量高储层压力的状态。相反,如果现今页岩储层压力系数较低则意味着页岩气发生了气体扩散、渗流及逸散,页岩储层内的含气量将会降低(图 5)。此外,注意到高压系数系数的页岩储层中游离气所占比例较高(表 4),超过 60%,这也说明页岩气的保存条件较好。如此高比例的游离气保气量使得这些页岩气井具有高的单井产量。相反,低压力系数的页岩储层中吸附气的含量往往超过 60%,游离气含量低于 30%。当埋深超过 1000m 时,页岩的吸附

能力开始逐渐降低(图 5),一部分吸附气会转化为游离气,而生成的页岩气也以游离气的形式保存。当地层逐渐抬升,如果页岩气发生了逸散,大部分的游离气就会散失殆尽,就会造成现今低压力系数,低含气量(甚至无含气性)及吸附欠饱和的状态(Hao Fang et al., 2015)。吸附欠饱和是由于随着地层的抬升,页岩中的游离气和吸附气均发生散失,因此造成实测页岩气含气量远远小于页岩的最大吸附气量的现象。吸附欠饱和状态是页岩气保存条件差的表现之一。

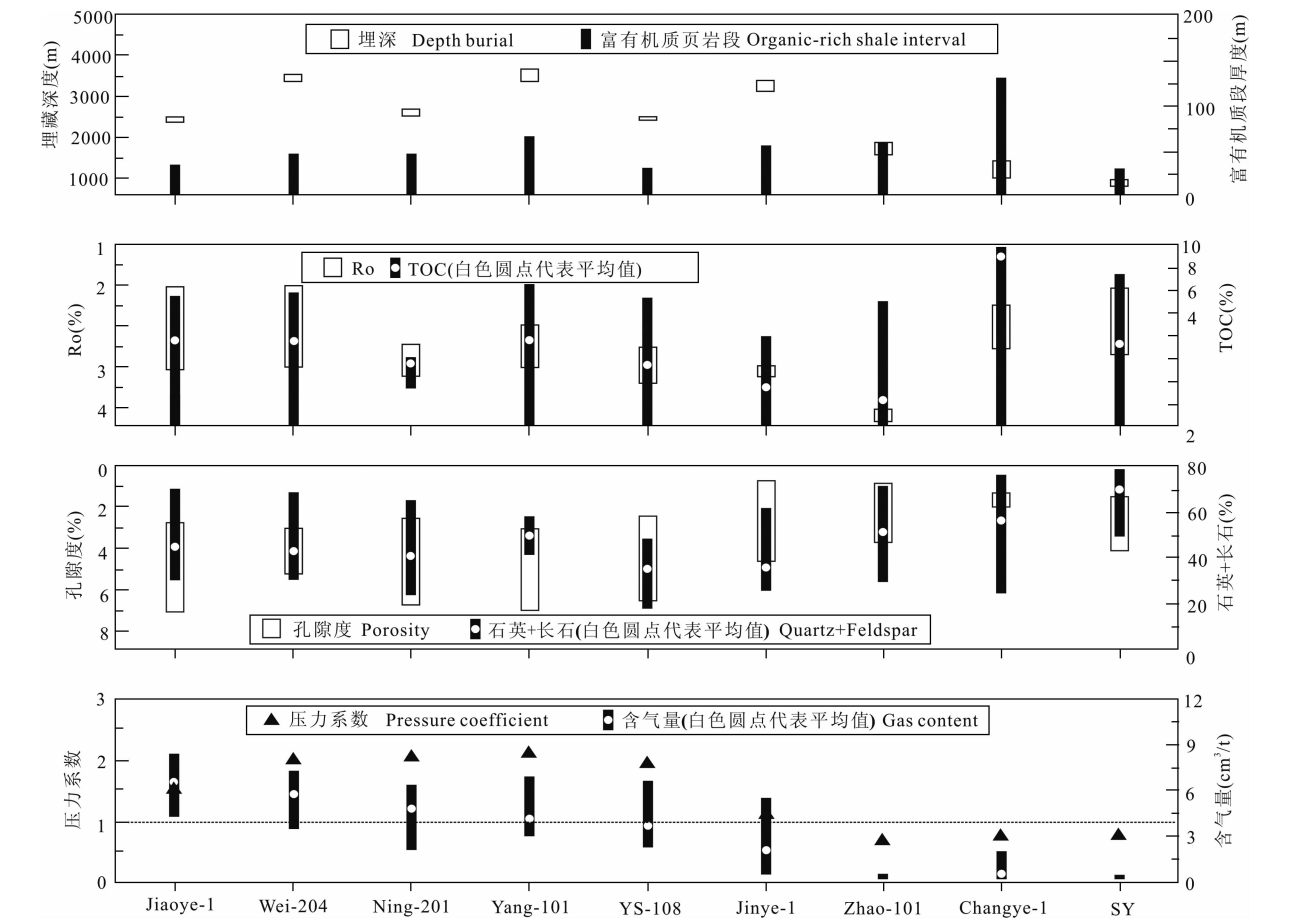


图 4 中国南方海相页岩气典型参数特征

Fig. 4 General properties of shale gas systems in the southern China

表 4 国内外典型页岩气田压力系数及单井产量(据 Liu Honglin et al. ,2016 修改)						
Table 4 The pressure coefficient and gas productivity of typical shale gas field (Modified from Liu Honglin et al. ,2016)						
参数	长宁	威远	焦石坝	Barnett	Haynessville	Marcellus
压力系数(%)	1.5~2.03	1.3~1.9	1.3~1.7	1.04~1.53	1.1~2.0	1.01~1.64
游离气比例(%)	>60	>65	>80	>60	>80	>65
含气饱和度	70	65	80	80	90	75
测试产量(×10 ⁴ m ³ /d)	15~30	10~27	20~57	10~35	20~30	10~40
单井 EUR(×10 ⁸ m ³)	0.8~1.2	0.8~1.1	0.8~3.0	0.9~2.2	1.0~2.5	0.9~3.1

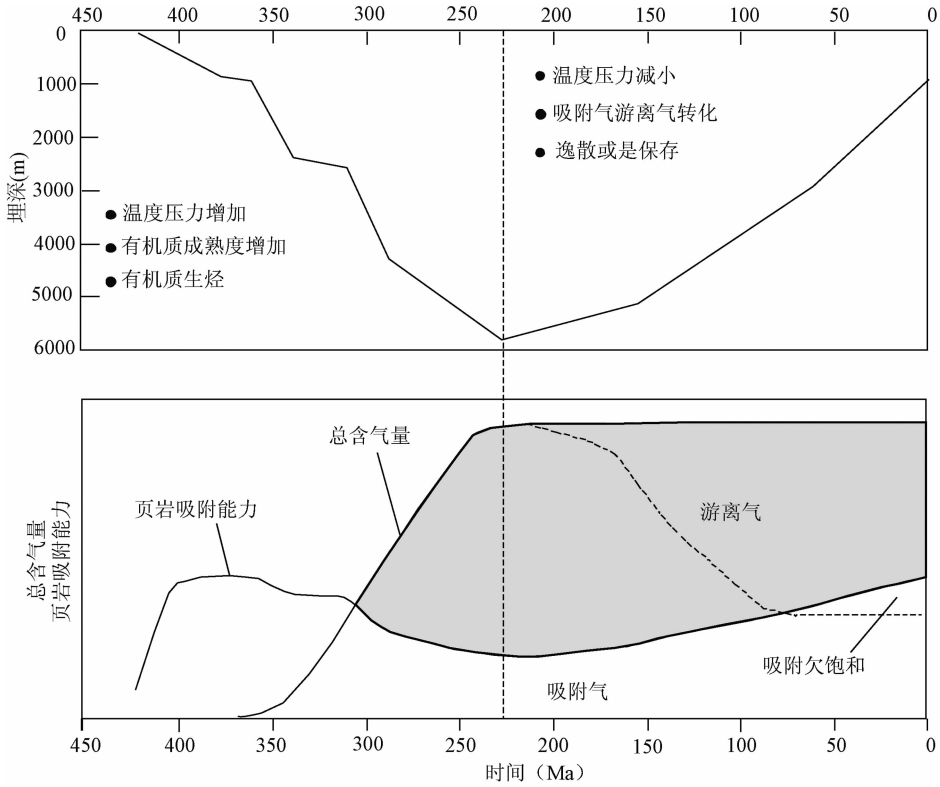


图 5 中国南方海相页岩埋藏史示意图及页岩吸附能力和总含气量变化示意图(据 Hao Fang et al. , 2015 略改)
Fig. 5 Schematic diagram showed the burial history of marine shale in southern China, and possible variation of gas sorption capacity and total gas content as a function of burial history (Modified from Hao Fang et al. , 2015)

2 实例分析—湘西北牛蹄塘组

湘西北地区与川鄂等页岩气重点开发目标区接壤,主要分布有下志留统龙马溪组和下寒武统牛蹄塘组黑色页岩,具有较好的海相页岩气勘探开发前景,但至今仍未取得实质性的突破,多口页岩气探井呈微弱气或无气显示。以湖南省牛蹄塘组页岩气调查井—SY 井为例进行分析(图 6)。

湖南省牛蹄塘组页岩气调查井—SY 井位于桑植复向斜,牛蹄塘组页岩发育于深水陆棚相,厚度约 100m,有机碳含量变化较大,主体分布在 1.0%~3.0%,平均值为 2.03%,下段 1051~1081m 发育连续厚度超过 30m 且 TOC 含量大于 2%的富有机质层段。页岩气储层具有可观的储集能力,孔隙度分布介于 1.5%~4.5%,页岩中石英的平均含量超过 50%,脆性矿物含量超过 70%,表明页岩储层具有很好的可压裂性。8 个页岩样品的固体沥青反射率为 3.71%~6.53%,换算为镜质体反射率 R_o 值介于 3.1%~4.3%之间,平均值为 3.45%,处于过成熟阶段。总体来看,该井牛蹄塘组页岩厚度大,有机质丰度高,脆性指数大,储集

物性较好,具有很好的页岩气成藏基础,然而该井仅见微弱气显示,分析认为成熟度过高和保存条件差(压力系数低)是影响页岩气富集与高产的主要潜在风险。

(1)该井牛蹄塘组页岩成熟度平均在 3%以上,意味着页岩最大埋深超过 6000m,而其现今埋深小于 1100m,表明研究区页岩经历过强烈的抬升和剥蚀。经调研,研究区页岩储层压力系数为 0.9,属于常压—欠压区(Zhao Wenzhi et al. , 2016),意味着页岩气发生了逸散,尤其是游离气发生了大规模的散失,导致页岩实测含气量偏低。前人研究也指出湘西北地区牛蹄塘组底部的硅质页岩和硅质岩在强烈的逆冲推覆作用下易产生较大裂缝,造成页岩气的逸散(Lin Tuo et al. , 2014)。

(2)10 个牛蹄塘组黑色页岩样品的甲烷最大吸附量介于 0.132~2.512 cm^3/g ,平均为 1.32 cm^3/g ,相较于四川盆地龙马溪组页岩和湘西北常页 1 井牛蹄塘组页岩,SY 井页岩吸附能力较低。观察图 8 发现页岩最大吸附量与 TOC 含量无明显的相关关系,且 TOC 含量与 BET 比表面积也无明显的相关

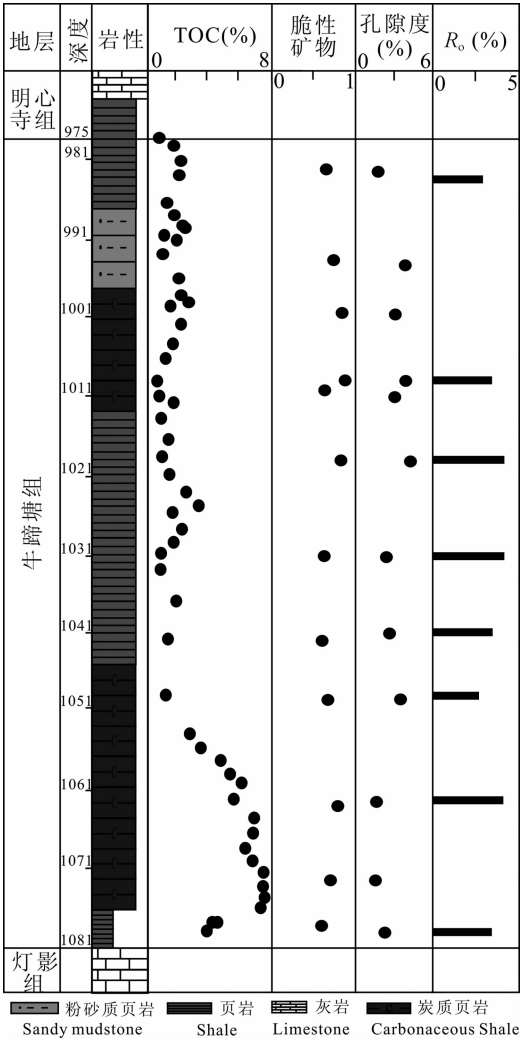


图 6 湘西北地区 SY 井综合柱状图

Fig. 6 Characteristics of drilling columnar of SY well in the northwestern Hunan Province

关系,可能是有机质成熟度过高致使有机质出现碳化现象,导致页岩吸附能力降低(图 7)。SY 井牛蹄

塘组页岩具有超低电阻率和超低测井响应特征,且页岩 HI 指数多小于 5mg/g,平均仅为 0.91mg/g,基本无生烃能力。扫描电镜下有机质表面较为均一且光滑(图 8a, b),有机质孔隙发育较少,且孔径较小,集中分布于 10~30nm 之间,连通性较差(图 8c)。可见 SY 井页岩有机质已出现碳化现象,有机质吸附能力变低,影响了页岩中吸附气的含量。

综合上述两个方面,过高成熟度使页岩的吸附能力降低,页岩中的吸附气含量变少,低压力系数表明页岩气发生过逸散,使页岩储层中的游离气含量降低,从而导致该井仅见微弱气显示。本文认为在常压或欠压区(保存条件较差的地区)页岩的吸附能力越强越有助于页岩气的保存,则可能存在较好的页岩气勘探开发前景。例如,湘西北常页 1 井牛蹄塘组页岩理论最大吸附量达到 7.61cm³/g,平均达到 2.79 cm³/g,其实测含气量最高达到 2.1 cm³/g,其中吸附气含量占到了 70%以上。

3 讨论:中国南方海相页岩气选区思路

优选页岩气有利区块本质上就是考虑多种评价指标对评价区块的综合影响,从而筛选出有利区块、较有利区块等。针对中国南方海相页岩高成熟和强改造的突出特点,结合我国具体的页岩气勘探开发实践,本文提出以构造复杂程度和原始沉积相带控制选区,以有机质含量、成熟度、页岩厚度、压力系数、脆性指数等参数优选区带,在已优选的区带内考虑页岩埋深、水资源条件和地表条件等经济—技术条件的选区方法(图 9),即以保存条件为核心、地质评价为重点,兼顾经济评价的选区思路。

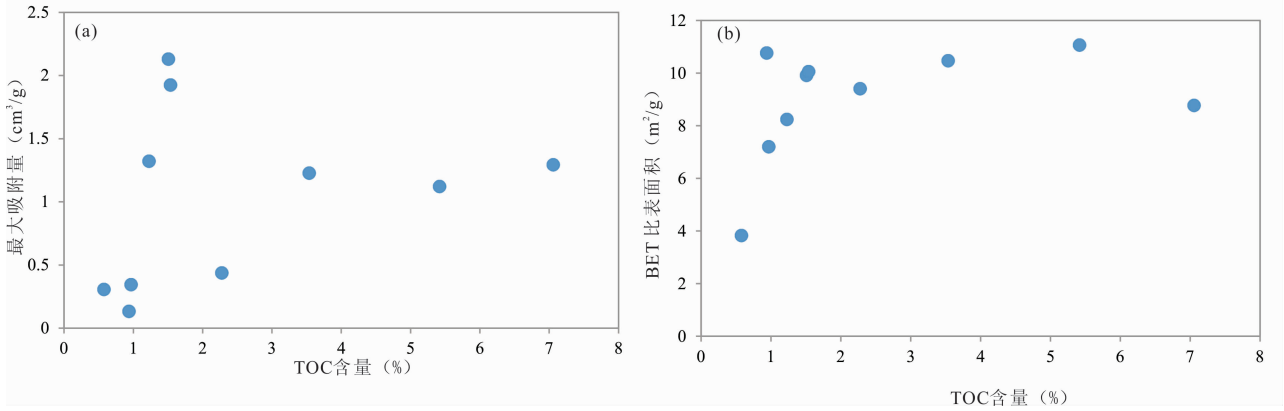


图 7 有机碳含量和页岩最大吸附量和 BET 比表面积关系图

Fig. 7 Relationships between TOC content and Langmuir volume and BET specific surface area

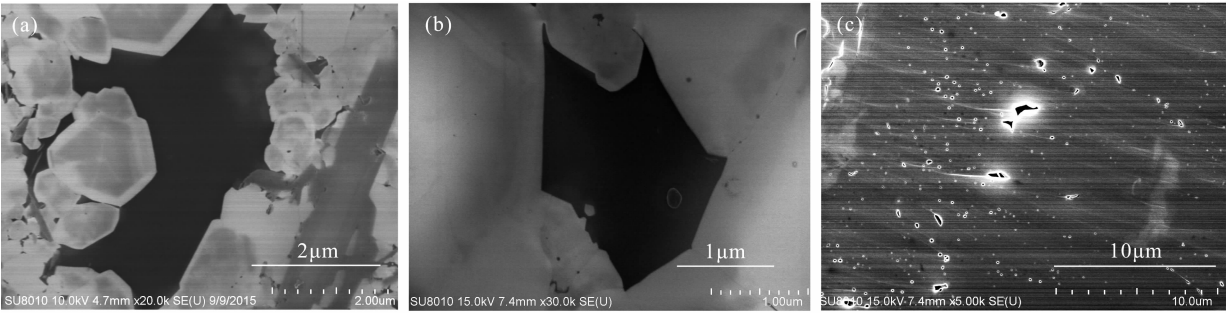


图 8 湘西北 SY 井牛蹄塘组页岩有机质赋存特征

Fig. 8 The characteristics of organic matter in SY well under SEM from the northwestern Hunan
(a, b)—有机质孔隙不发育,有机质表面均一且光滑;(c)—有机质内发育孔隙,有机质孔隙孔径较小,集中分布于 10~30nm
(a, b)—Organic pores are not developed and the surface of organic matter is homogenous; (c)—abundant organic pores are developed with small pore sizes ranging from 10 to 30nm

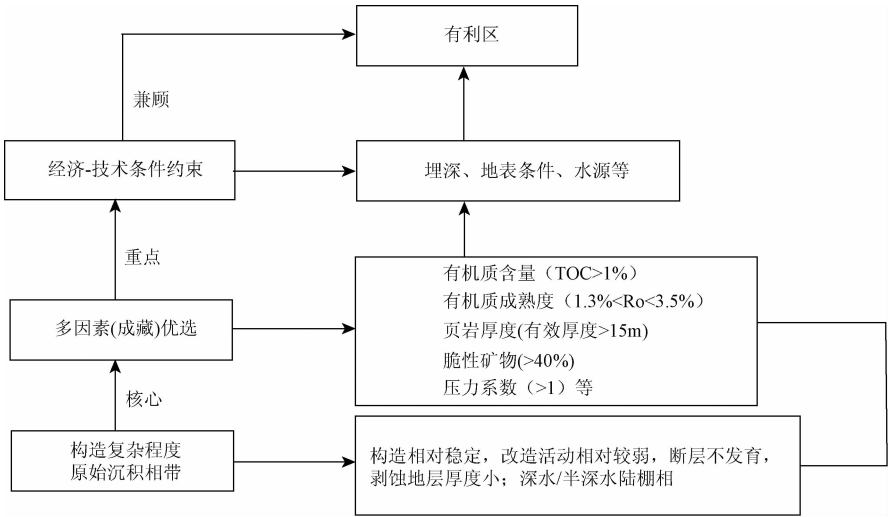


图 9 中国南方海相页岩气选区思路

Fig. 9 The model of selecting favorable marine shale gas area in southern China

4 结论

有机质含量、有机质成熟度和压力系数是中国南方海相页岩气选区的重要参数。有机质含量是页岩气富集成藏的物质基础,在选区时应本着“高中找厚”的原则,即在 TOC 含量平均较高的页岩层段(系)寻找富有机质页岩($TOC>2\%$)连续厚度大的页岩层段;成熟度过高对页岩气的富集成藏有消极的影响,在选区时应本着“高中找低”的原则;压力系数可以直观反映页岩气的保存程度,压力系数越高,表明页岩气的保存程度越好,在选区时应本着“强中找高”的原则即在强构造的地质背景下寻找压力系数高的区块。

结合湘西北地区牛蹄塘组页岩气的勘探实践,认为成熟度过高和保存条件差(压力系数低)是影响

湘西北地区牛蹄塘组页岩气富集与高产的主要潜在风险。针对中国南方海相页岩热演化程度高和保存条件差的突出特点,提出了以保存条件为核心、地质评价为主要,兼顾经济评价的选区思路。

References

Boyer C, Kieschnick J, Lewis R E. 2006. Producing gas from its source. Oilfield Review, 18: 36~49.
Burnaman M D, Xia W W, Shelton J. 2009. Shale gas play screening and evaluation criteria. China Petroleum Exploration, 14: 51~64.
Chen J, Xiao X M. 2014. Evolution of nanoporosity in organic-rich shales during thermal maturation. Fuel, 129: 173~181.
Dang Wei, ZhangJinchuan, Tang Xuan, Chen Qian, Han Shuangbiao. 2016. Shale gas potential of Lower Permian marine-continental transitional black shales in the Southern North China Basin, central China: Characterization of organic

- geochemistry. *Journal of natural Gas Science and Engineering*, 28: 639~650.
- Feng Dongjun, Hu Zongquan, Gao Bo, Peng Yongmin, Du Wei. 2016. Analysis of shale gas reservoir-forming condition of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in southeast Sichuan Basin. *Geological Review*, 62(6):1521~1532 (in Chinese with English abstract).
- Guo T L, Zeng P. 2015. The structural and preservation conditions for shale gas enrichment and high productivity in the Wufeng-Longmaxi Formation, Southeastern Sichuan Basin. *Energy Exploration & Exploitation*, 33(3): 259~276.
- Guo Xusheng. 2014. 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. *Acta Geologica sinica*, 88(7): 1209~1218 (in Chinese with English abstract).
- Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E. 2007. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin*, 91(4):475~499.
- Jin Zhijun, Hu Zongquan, Gao Bo, Zhao Jianhua. 2016. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin. *Earth Science Frontiers*, 23(01): 1~10 (in Chinese with English abstract).
- Li Jianqing, Gao Yuqiao, Hua Caixia, Xia Zailian. 2014. Marine shale gas evaluation system of regional selection in South China; Enlightenment from North American exploration experience. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 21(4): 23~27, 32 (in Chinese with English abstract).
- Li Yanjun, Liu Huan, Liu Jiaxia, Cao Lichun, Jia Xuecheng. 2011. Geologic selection and method of resource potential evaluation of shale gas. *Journal of Southwest Petroleum University: Natural Science Edition*, 33(02): 28~34 (in Chinese with English abstract).
- Li Yanjun, Liu Huan, Zhang Liehui, Lv Zonggang, Li Qirong, Huang Yongbin. 2013. Lower limits of evaluation parameters for the lower Paleozoic Longmaxi shale gas in southern Sichuan Province. *Science China: Earth Sciences*, 43(07): 1088~1095 (in Chinese with English abstract).
- Lin Tuo, Zhang Jinchuan, Bao Shujing, Yang Shengyu, Li Bo, He Wei. 2016. The optimum selecting of shale gas well location and gas content of Lower Cambrian, northwest Hunan; A case study of well Changye. *Natural Gas Geoscience*, 26(2): 312~319 (in Chinese with English abstract).
- Liu Honglin, Wang Hongyan. 2013. Ultra-low water saturation characteristics and the identification of over-pressured play fairways of marine shales in south China. *Natural gas industry*, 33(07): 140~144.
- Liu Honglin, Wang Hongyan, Sun Shasha, Lin Wen. 2016. The formation mechanism of overpressure reservoir and target screening index in south China marine shale. *Natural Gas Geoscience*, 23(02): 48~54 (in Chinese with English abstract).
- Liu Shugen. 2014. Lower Palaeozoic organic-matter-rich black shale in the Sichuan Basin and its periphery: From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir. Beijing: Science Press, 42~294.
- Hao F, Zou, H Y, Lu Y C. 2013. Mechanisms of shale gas storage; implications for shale gas exploration in China. *AAPG Bulletin*, 97(8): 1325~1346.
- Mastalerz M, Schimmelmann, A, Drobnia A, Chen Yanyan. 2013. Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across a maturation gradient: insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion. *AAPG Bulletin*, 97: 1621~1643.
- Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D N, Zhang Tongwei. 2013. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania. *AAPG Bulletin*, 97(2):177~200.
- Nie Haikuan, Zhang Jinchuan, Li Yuxi. 2011. Accumulation conditions of the lower Cambrian shale gas in the Sichuan Basin and its periphery. *Acta Petrole Sinica*, 32(06): 959~967 (in Chinese with English abstract).
- Qin Jianzhong, Zheng Lunju, Teng geer. 2007. Study on the Restitution Coefficient of Original Total Organic Carbon for High Mature Marine Hydrocarbon Source Rocks. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 32: 853~860 (in Chinese with English abstract).
- Schmoker J W. 1981. Determination of organic matter content of Appalachian Devonian shales from gamma ray logs. *AAPG Bulletin*, 65(7): 1285~1298.
- Sun Lina, Tuo Jicai, Zhang Mingfeng, Wu Chenjun, Wang Zixiang, Zheng Youwei. 2015. Formation and development of the pore structure in Chang 7 member oil-shale from Ordos Basin during organic matter evolution induced by hydrous pyrolysis. *Fuel*, 158: 549~557.
- Tan Jingqiang, Horsfield B, Fink R. 2014. Shale Gas Potential of the Major Marine Shale Formations in the Upper Yangtze Platform, South China, Part III; Mineralogical, Lithofacial, Petrophysical, and Rock Mechanical Properties. *Energy & Fuels*, 28: 2322~2342.
- Tang Shuheng, Fan Erping, Zhang Songhang, Jiang Wen. 2016. Reservoir characteristics and gas-bearing capacity of the Lower Palaeo-Zoic marine shales in Northwestern Hunan. *Earth Science Frontiers*, 02: 135~146 (in Chinese with English abstract).
- Wang Shiqian, Wang Shuyan, Man Ling, Dong Dazhong, Wang Yuman. 2013. Appraisal method and key parameters for screening shale gas play. *Journal of Chendu University of Techonlogy (Science & Technology Edition)*, 40(06): 609~620 (in Chinese with English abstract).
- Wang Qingchen, Yan Detian, Li Shuangjian. 2008. Tectonic-Environmental Model of the Lower Silurian High-Quality Hydrocarbon Source Rocks from South China. *Acta Geologica*

- sinica, 82(3): 289~297 (in Chinese with English abstract).
- Wang Yuman, Dong Dadong, Cheng Xiangzhi, Huang Jinliang, Wang Shufang, Wang Shiqian. 2014. Electric property evidences of the carbonification of organic matters in marine shales and its geologic significance: A case of the Lower Cambrian Qiongzhusi Shale in southern Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 34(08): 1~7 (in Chinese with English abstract).
- Wei Xiangfeng, Zhao Zhengbao, Wang Qingbo, Liu Zhujiang, Zhou Min, Zhang Hui. 2017. Comprehensive evaluation on geological conditions of the shale gas in upper Ordovician Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation in Dingshan Area, Qijiang, Southeastern Sichuan. *Geological Review*, 63(1): 153~164 (in Chinese with English abstract).
- Xi Zhaodong, Tang Shuheng, Zhang Songhang, Sun Ke. 2017a. Pore structure characteristics of marine-continental transitional shale: A case study in the Qinshui Basin, China. *Energy & fuels*, 31: 7854~7866.
- Xi Zhaodong, Tang Shuheng, Zhang Songhang, Li Jun. 2017b. Nano-Scale Pore Structure of Marine-Continental Transitional Shale from Liulin Area, the Eastern Margin of Ordos Basin, China. *Journal of Nanoscience and Nanotechnology*, 17: 1~15.
- Xi Zhaodong, Tang Shuheng, Li jun, Li Lei. 2017. Investigation of pore structure and fractal characteristics of marine-continental transitional shale in the east-central of Qinshui Basin. *Natural Gas Geoscience*, 28(03): 366~376 (in Chinese with English abstract).
- Xi Zhaodong Tian Zhongbin, Tang Shuheng. 2016. Characteristics and main controlling factors of shale gas reservoirs in transitional facies on the eastern margin of Ordos Basin. *Geology in China*, 43(6): 2059~2069 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Lin, WeiGuoqi, Han long, Wang Lilong, Wang Dongliang. 2008. Evaluation of the high and over matured simian-lower palaeozoic source rocks in the Sichuan Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 30: 286~290 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Hanrong. 2016. Gas content of the Silurian shale in the SE Sichuan Basin and its controlling factors. *Natural Gas Industry*, 36(08): 36~42 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Wenzhi, Li Jianzhong, Yang Tao, Wang Shufang, Huang Jinliang. 2016. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China. *Petroleum Exploration & Development*, 43(4): 547~559.
- Zuo Zhaoxi, Zhang Xiaobo, Chen Shangbin, Si Qinghong, Zhang Chao, Liu Zheng. 2017. Heterogeneity of shale gas reservoir in coal measures: a case study of the Taiyuan and Shanxi Formations in the Ningwu Basin. *Acta Geologica sinica*, 91(5): 1130~1140 (in Chinese with English abstract).
- 马溪组页岩气成藏条件分析. 地质论评, 62(06): 1521~1532.
- 郭旭升. 2014. 南海相页岩气“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. 地质学报, 88(7): 1209~1218.
- 金之钧, 胡宗全, 高波, 赵建华. 2016. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素. 地学前缘, 23(01): 1~10.
- 李建青, 高玉巧, 花彩霞, 夏在连. 2014. 北美页岩气勘探经验对建立中国南海相页岩气选区评价体系的启示. 油气地质与采收率, 21(04): 23~32.
- 林拓, 张金川, 包书景, 杨升宇, 李博, 何伟. 2016. 湘西北下寒武统牛蹄塘组页岩气井位优选及含气性特征——以常页 1 井为例. 天然气地球科学, 26(2): 312~319.
- 刘树根. 2014. 四川盆地及周缘下古生界富有机质黑色页岩: 从优质烃源岩到页岩气产层. 北京: 科学出版社.
- 李延钧, 刘欢, 刘家霞, 曹利春, 贾学成. 2011. 页岩气地质选区及资源潜力评价方法. 西南石油大学学报(自然科学版), 33(02): 28~34.
- 李延钧, 刘欢, 张烈辉, 吕宗刚, 李其荣, 黄勇斌. 2013. 四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩气评价指标下限. 中国科学: 地球科学, 43(07): 1088~1095.
- 刘洪林, 王红岩. 2013. 中国南海相页岩超低含水饱和度特征及超压核心区选择指标. 天然气工业, 33(07): 140~144.
- 刘洪林, 王红岩, 孙莎莎, 吝文. 2016. 南海相页岩气超压特征及主要选区指标研究. 地学前缘, 23(02): 48~54.
- 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(06): 959~967.
- 秦建中, 郑伦举, 腾格尔. 2007. 海相高演化烃源岩总有机碳恢复系数研究. 地球科学——中国地质大学学报, 32: 853~860.
- 唐书恒, 范二平, 张松航, 姜文. 2016. 湘西北下古生界海相页岩储层特征与含气性分析. 地学前缘, 23(02): 135~146.
- 王清晨, 严德天, 李双建. 2008. 中国南方志留系底部优质烃源岩发育的构造—环境模式. 地质学报, 82(3): 289~297.
- 王世谦, 王书彦, 满玲, 董大忠, 王玉满. 2013. 页岩气选区评价方法与关键参数. 成都理工大学学报(自然科学版), 40(06): 609~620.
- 王玉满, 董大忠, 程相志, 黄金亮, 王淑芳, 王世谦. 2014. 海相页岩有机质碳化的电性证据及其地质意义——以四川盆地南部地区下寒武统筇竹寺组页岩为例. 天然气工业, 34(08): 1~7.
- 魏祥峰, 赵正宝, 王庆波, 刘珠江, 周敏, 张晖. 2017. 川东南綦江丁山地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气地质条件综合评价. 地质论评, 63(01): 153~164.
- 郝兆栋, 唐书恒, 李俊, 李雷. 2017. 沁水盆地中东部海陆过渡相页岩孔隙结构及分形特征. 天然气地球科学, 28(03): 366~376.
- 郝兆栋, 田忠斌, 唐书恒. 2016. 鄂尔多斯盆地东缘海陆过渡相页岩气储层孔隙特征及影响因素. 中国地质, 43(06): 2059~2069.
- 张林, 魏国齐, 韩龙, 王立龙, 王东良. 2008. 四川盆地震旦系一下古生界高过成熟度烃源岩评价. 石油实验地质, 30: 286~290.
- 张汉荣. 2016. 川东南地区志留系页岩含气量特征及其影响因素. 天然气工业, 36(08): 36~42.
- 左兆喜, 张晓波, 陈尚斌, 司庆红, 张超, 刘正. 2017. 煤系页岩气储层非均质性研究——以宁武盆地太原组和山西组为例. 地质学报, 91(5): 1130~1140.

参 考 文 献

冯动军, 胡宗全, 高波, 彭勇民, 杜伟. 2016. 川东南地区五峰组—龙

Evaluation Parameters Study of Selecting Favorable Shale Gas Areas in Southern China

XI Zhaodong^{1,2,3)}, TANG Shuheng^{1,2,3)}, WANG Jing^{1,2,3)}, ZHANG Zhen^{1,2,3)},
LI Yanpeng^{1,2,3)}, GONG Minghui^{1,2,3)}, XIAO Heqi^{1,2,3)}

- 1) School of Energy Resource, China University of Geosciences, Beijing, 100083;
- 2) Key Laboratory of Marine Reservoir Evolution and Hydrocarbon Enrichment Mechanism, Ministry of Education, Beijing, 100083;
- 3) Beijing Key Laboratory of Unconventional Natural Gas Geological Evaluation and Development Engineering, Beijing, 100083

Abstract

Marine shale gas in southern China is characterized by high thermal evolution and tectonic movements. Based on the development and exploration of shale gas in southern China, this study proposed a preferential method that takes the preservation condition as the core and the geological evaluation as an emphasis, coupled with consideration of economic evaluation. This method screened out some key evaluation index, such as total organic carbon (TOC) content and thermal maturity and pressure coefficient, which are suitable for evaluating favorable areas of shale gas in southern China. TOC content is the material basis for shale gas enrichment and accumulation; thus selecting favorable area should be the shale formation with high TOC content ($TOC > 2\%$) in thick shale section. Excessive maturity has a negative impact on shale gas enrichment and accumulation, and selecting favorable area should be on the basis of “finding a low R_o value in high place”, i. e. looking for the areas with high pressure coefficient in the intensive tectonic setting. Pressure coefficient can directly reflect the preservation degree of shale gas, and the higher the pressure coefficient indicated the better preservation degree of shale gas. Taking the exploration of shale gas in the Niutitang Formation in northwestern Hunan Province as an example, it is believed that the Niutitang shale gas has good prospects for exploration and development, but the high thermal maturity and poor preservation conditions (low pressure coefficient) are the major risks for enrichment and high yield of shale gas in northwestern Hunan Province.

Key words: Sichuan Basin and its periphery; shale gas; favorable area; total organic carbon; thermal maturity; pressure coefficient