

文章编号:0253-9993(2013)S1-0168-06

# 渝东南下志留统龙马溪组页岩气聚集条件与资源潜力

韩双彪<sup>1,2</sup>,张金川<sup>1,2</sup>,邢雅文<sup>1,2</sup>,何伟<sup>1,2</sup>,谢忱<sup>1,2</sup>,姜生玲<sup>1,2</sup>,张鹏<sup>1,2</sup>

(1. 中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083;2. 页岩气勘查与评价国土资源部重点实验室,北京 100083)

**摘要:**在渝东南地区下志留统龙马溪组页岩露头观察、岩芯取样及实验测试的基础上,从富有机质页岩分布、有机质类型及含量、成熟度、孔渗性及含气量等方面研究了页岩气聚集条件与资源潜力。结果表明:研究区下志留统龙马溪组页岩厚度大,有机碳含量高,成熟度高,含气量高,其中龙马溪组下部富有机质页岩有利于页岩气的形成与富集,是页岩气勘探开发的有利层段。通过综合信息叠合研究认为,彭水-连湖-黔江、花垣-龙山东和酉阳西地区是页岩气勘探开发的有利区域。利用概率体积法计算的页岩气资源量为 $0.27 \times 10^{12} \sim 2.03 \times 10^{12} \text{m}^3$ ,期望值为 $0.93 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。

**关键词:**渝东南;龙马溪组;页岩气;聚集条件;资源潜力

**中图分类号:**P618.13 **文献标志码:**A

## Shale gas accumulation conditions and resource potential of the Lower Silurian Longmaxi Formation in southeast Chongqing

HAN Shuang-biao<sup>1,2</sup>,ZHANG Jin-chuan<sup>1,2</sup>,XING Ya-wen<sup>1,2</sup>,HE Wei<sup>1,2</sup>,  
XIE Chen<sup>1,2</sup>,JIANG Sheng-ling<sup>1,2</sup>,ZHANG Peng<sup>1,2</sup>

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing 100083, China; 2. Key Laboratory of Shale Gas Exploration and Evaluation, Ministry of Land and Resources, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Through the outcrop observation, shale core sampling and experimental testing of the Lower Silurian Longmaxi shale in southeast Chongqing, authors studied the shale distribution, organic type and content, maturity, porosity and gas capacity to reveal the shale gas accumulation conditions and resource potential. The research results show that, the Longmaxi shale in southeast Chongqing is characterized by great thickness, high organic carbon content, high maturity and high gas capacity. And the Lower Longmaxi Formation with rich organic matter is in favor of the shale gas generation and accumulation, which is the shale gas exploration target. Based on a superimposition method of integrated information, the favorable areas for shale gas exploration and development are Pengshui-Lianhu-Qianjiang, Huayuan-Eastern Longshan and Western Youyang. With the probability volume method shale gas resource potential of the Lower Silurian Formation in southeast Chongqing is calculated to be  $0.27 \times 10^{12} \sim 2.03 \times 10^{12} \text{m}^3$ , expected value of  $0.93 \times 10^{12} \text{m}^3$ .

**Key words:** southeast Chongqing; Longmaxi Formation; shale gas; accumulation conditions; resource potential

北美地区页岩气的商业性开发对国际能源格局产生了巨大影响。随着页岩气被批准为新发现矿种,中国页岩气勘探开发进入快速发展阶段。上扬子地区是中国页岩气资源前景良好的重点地区<sup>[1-3]</sup>,尤其是渝东南地区作为页岩气独立矿种的发现地,下志留

统龙马溪组发育了一套稳定的海相富有机质页岩,具有页岩气发育的地质基础,黔页1井的试气点火成功显示了渝东南下志留统龙马溪组页岩气资源的开发潜力。本文通过页岩露头、岩芯的观察测量及实验测试,分析了渝东南龙马溪组页岩气聚集条件,对页岩

气分布有利区进行了预测,采用概率体积法计算了资源潜力。

## 1 样品采集与测试

为了获得渝东南地区龙马溪组页岩气资源评价所需参数,在全区范围 46 处野外地质观测点以及渝页 1 井中共采集了 146 块下志留统龙马溪组黑色页岩(图 1)。为了保证实验结果的准确性,尽可能地选取了地表、矿洞的新鲜样品,并且充分考虑了地域分布和深度变化等因素,渝页 1 井岩芯样品能够在纵向上揭示龙马溪组页岩的特征变化。主要进行了有机碳含量、成熟度、全岩 X 衍射、孔隙度、渗透率、氮气吸附比表面和甲烷等温吸附等实验分析,获得了页岩各项关键数据。

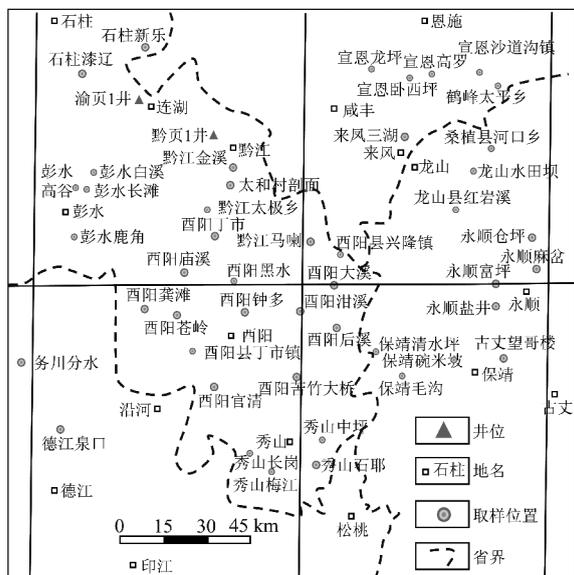


图 1 渝东南龙马溪组页岩取样位置

Fig. 1 Sampling positions of Longmaxi shale in southeast Chongqing

## 2 页岩特点

### 2.1 页岩分布

渝东南地区出露的地层以古生界为主,其次为中生界三叠系及少量的侏罗系,缺失白垩系和古近系。渝东南地区位于川东高陡构造带,区内变形带背斜呈宽阔的箱状,核部出露寒武系或奥陶系地层,向斜多呈线状,主要出露上古生界及中下三叠统地层<sup>[4]</sup>。下志留统龙马溪组页岩在渝东南地区分布广泛,主要集中在西北部,呈狭长的条带状,由东南向西北方向埋深有增大的趋势,总体在 300~4 500 m,现今残留面积约 15 000 km<sup>2</sup>,厚度变化在 20~200 m(图 2)。岩性以碳质页岩、泥质页岩和粉砂质页岩为主,富含笔石,局部见放射虫、骨针等硅质生屑。研究区东南

部酉阳、秀山等地由于古沉积地势相对较高,页岩沉积厚度较小,只有 20~80 m;西北部彭水、连湖地区处于特殊的深水海湾环境,其物源充足且水体较深,所以沉积厚度较大,在 80~200 m。

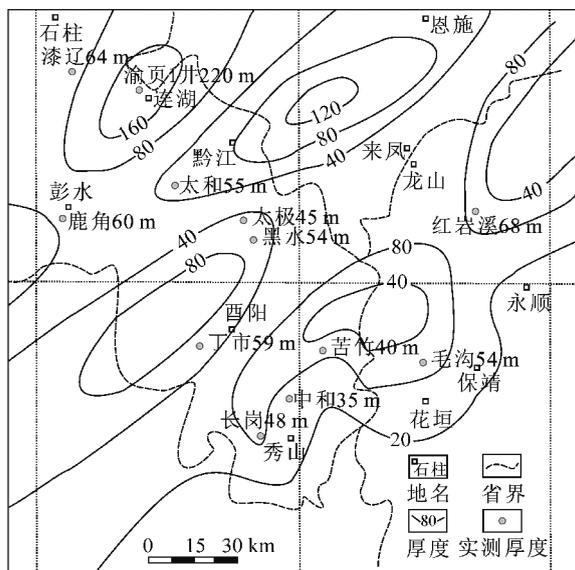


图 2 渝东南龙马溪组页岩等厚图

Fig. 2 The thickness of Longmaxi shale in southeast Chongqing

### 2.2 有机质类型及含量

泥页岩有机质类型判别的主要依据是显微组分,可分为 4 种类型:腐泥型(I)、腐殖-腐泥型(II<sub>1</sub>)、腐泥-腐殖型(II<sub>2</sub>)、腐殖型(III)。前人对渝东南及邻区作了大量的研究工作<sup>[5-7]</sup>,黑色页岩中的有机质颗粒存在多种形态,如不规则细粒状、长条状和尘点状,有机质主要为 I 型,地质历史上具有很强的生烃潜力。

研究区露头样品的有机碳含量最大可达 3.15%,渝页 1 井岩芯的有机碳含量最大为 4.09%。在平面上,高有机碳含量主要位于龙马溪组页岩的沉积中心,即连湖-黔江、酉阳西等地,TOC 平均高于 2.5%,局部地区超过 3.5%,是页岩气聚集的有利区域(图 3)。

为了掌握龙马溪组页岩纵向变化特征,对位于渝东南彭水县鹿角地区的露头剖面进行了详细测量与实验,获得了剖面 TOC 变化趋势,可以看出有机碳含量随着埋深的增加而变大,尤其龙马溪组下部页岩沉积时水体的还原性较强,相对海平面可能处于较高位置,此时有利于富有机质黑色页岩的形成,有机碳含量高,普遍大于 2.0%,是页岩气形成、聚集的有利层段。

### 2.3 热演化程度

渝东南海相下志留统龙马溪组页岩不存在标定有机质成熟度的标准镜质组,无法直接测得镜质组反

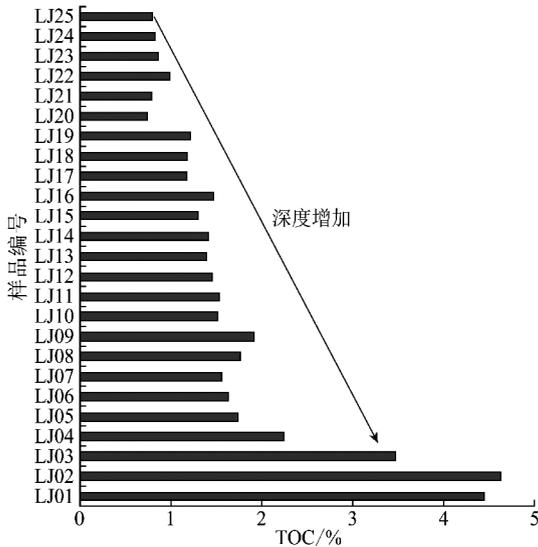


图3 渝东南彭水鹿角剖面龙马溪组 TOC 变化

Fig. 3 TOC variation in Pengshui-Lujiao profile of Longmaxi Formation in southeast Chongqing

射率( $R_0$ )。本研究通过光学显微镜测量了页岩的类镜质组反射率即沥青反射率( $R_{om}$ ),这项指标可以反映南方下古生界海相页岩的热演化程度<sup>[8]</sup>。

渝东南龙马溪组页岩的成熟度与区域性的隆起、凹陷及断裂活动关系紧密,龙马溪组页岩经历了由低熟至生烃高峰阶段,而后进入产湿气或凝析油阶段,现今处在高过成熟阶段,烃类大部分裂解为气。通过对采集样品进行的实验测试也表明,龙马溪组页岩富含沥青,成熟度在 1.56% ~ 3.68%,平均为 2.51%,总体演化程度高,处于过成熟阶段,有机质生干气。全区未见成熟度小于 1% 的区域,平面上形成两个高值区,成熟度均大于 2.5% (图 4)。

## 2.4 孔渗性

页岩气主体以吸附和游离状态赋存于泥页岩地层中,孔隙度和渗透率影响着吸附气与游离气的比例<sup>[9]</sup>。页岩作为一种低孔、低渗的致密储层,基质孔隙和微裂缝是其主要的储集空间,控制着页岩的储气能力<sup>[10]</sup>。与美国具有经济开发价值的含气页岩相似,渝东南下志留统龙马溪组页岩发育了大量的纳米级孔隙,孔隙直径一般小于 100 nm,多为有机质纳米孔。通过对渝页 1 井岩芯孔渗性的实验测定,孔隙度在 0.5% ~ 7.9%,平均为 2.5%,渗透率为  $0.002 \times 10^{-15} \sim 0.153 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ ,平均值为  $0.023 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 。渝页 1 井龙马溪组页岩在埋深 11 m 处由于风化作用显著而导致孔隙度异常(7.9%),在其他深度段存在 3 个分布峰值,即 68.9 m 的 4.3%,164.8 m 的 2.2% 和 296.1 m 的 4.2% (图 4(a))。

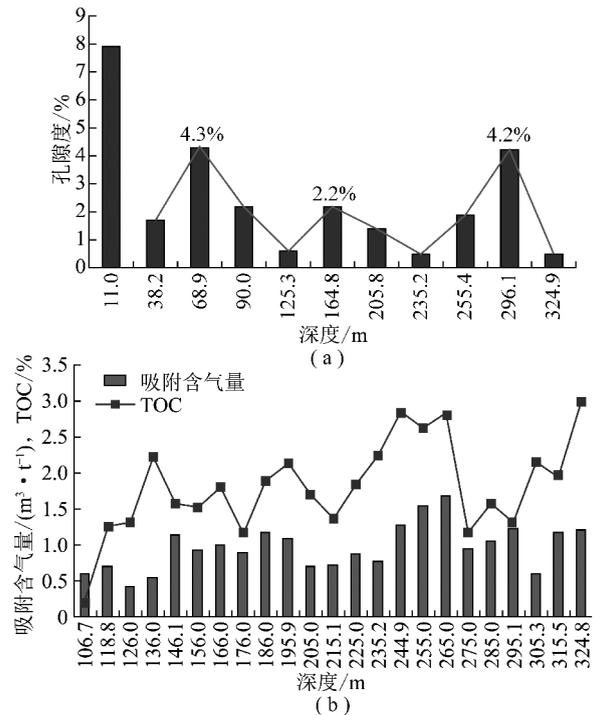


图4 渝页 1 井龙马溪组页岩孔隙度和吸附含气量随深度的变化

Fig. 4 The porosity and adsorption gas capacity variation with depth in Longmaxi Formation of Yuyel well

## 3 含气性

页岩气聚集的一个重要参数是含气丰度即每吨页岩的含气量<sup>[11-14]</sup>。含气量主要包括吸附含气量与游离含气量,其大小直接影响着页岩气藏的经济可采价值。目前国内技术条件下,游离含气量采用直接测量法获取的难度较大,而吸附含气量通过甲烷等温吸附实验可准确测定。本研究对渝页 1 井龙马溪组不同深度的岩芯样品进行了甲烷等温吸附实验,在实验恒温条件下,测量不同压力下的甲烷吸附量,从而可以根据 Langmuir 等温吸附方程获得页岩的吸附含气量,即  $V = V_L P / (P_L + P)$ 。渝东南龙马溪组黑色页岩吸附含气量在  $0.42 \sim 1.68 \text{ m}^3/\text{t}$ ,平均为  $0.97 \text{ m}^3/\text{t}$ ,含气潜力良好。随着有机碳含量的增加,吸附含气量有增加的趋势,尤其在龙马溪组页岩下部的 255.0 ~ 265.0 m 井段,页岩沉积时水体的还原性较强,相对海平面可能处于较高位置,有机碳含量大于 2.5%,吸附含气量达到最大,普遍大于  $1.5 \text{ m}^3/\text{t}$ ,是页岩气聚集的有利层段(图 4(b))。

美国页岩气勘探开发的成功经验表明,有机碳含量是衡量页岩含气性能的重要指标,富有机质页岩在 TOC 达到一定下限值时才具有经济产气价值<sup>[12]</sup>。渝

东南龙马溪组页岩吸附含气量有随着 TOC 的增加而变大的趋势(图 5(a)),这与有机质表面具有微观孔隙特征有关。页岩吸附含气量与黏土矿物含量(17.4% ~ 42.4%)的变化具有某种程度的相关

性(图 5(b))。渝东南龙马溪组页岩的 BET 比表面积在 2.01 ~ 12.1  $\text{m}^2/\text{g}$  变化, BJH 总孔体积为 0.003 ~ 0.011  $\text{mL}/\text{g}$ ,样品的吸附含气量与二者均存在一定的影响关系(图 5(c),(d))。

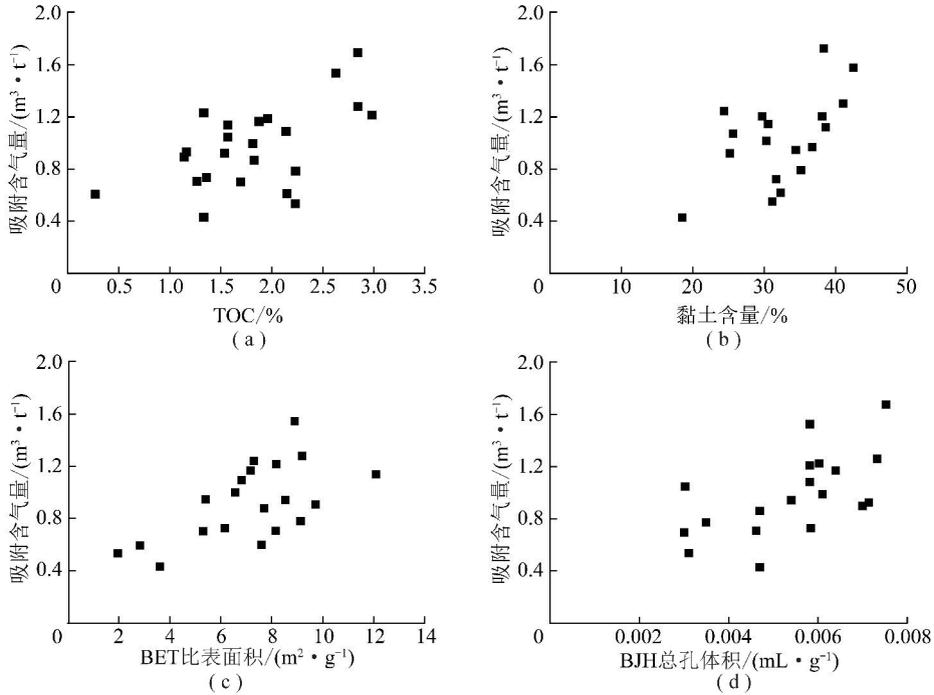


图 5 渝东南龙马溪组页岩吸附含气量与 TOC、黏土矿物、比表面积及总孔体积的关系

Fig. 5 Relationship between adsorption gas capacity and TOC, clay mineral, specific surface area, total pore volume of Longmaxi Formation in southeast Chongqing

## 4 页岩气有利区预测及资源潜力评价

### 4.1 有利区分布

基于页岩分布、有机地化指标及含气性等特征,研究者从泥页岩厚度、TOC、 $R_o$ 、埋深、地表条件、总含气量及保存条件等方面提出了页岩气有利区优选标准<sup>[15]</sup>,认为海相页岩分布稳定且单层厚度不小于 10 m,有机碳含量平均不小于 1.5%,成熟度大于 1.2%,总含气量不小于 0.5  $\text{m}^3/\text{t}$ ,埋深在 300 ~ 4 500 m,地形高差较小且具有中等—好的保存条件的区域是页岩气分布有利区。该有利区优选标准是在大量野外地质调查、基础研究、实验测试分析及评价实践中总结的,适合目前我国页岩气勘探开发实际情况,并取得了良好的应用效果<sup>[15]</sup>。本研究根据渝东南地区龙马溪组页岩形成的地质背景、类型特征及页岩气发育条件,采用多因素叠合及综合分析法,优选了页岩气发育有利区 3 个,分布在彭水—连湖—黔江、花垣—龙山东和酉阳西地区(图 6)。

彭水—连湖—黔江有利区主要分布在渝东南地区西北部,龙马溪组页岩厚度在 40 ~ 200 m,在渝页 1 井所在连湖镇厚度最大;有机碳含量普遍大于

2.0%,在连湖镇、黔江区西北部及彭水县东北部一带超过 3.5%;成熟度大于 2.0%,最高为 2.6%;连湖镇渝页 1 井首次发现页岩气显示,黔江区黔页 1 井压裂后试气点火成功,页岩气资源前景良好。

花垣—龙山东有利区页岩厚度为 40 ~ 80 m,分布稳定;有机碳含量大于 1.5%,局部超过 2.5%;成熟度在 1.2% ~ 3.2% 变化;龙山红岩溪 3 块露头样品的实测吸附含气量平均为 1.4  $\text{m}^3/\text{t}$ 。

酉阳西有利区页岩厚度分布在 30 ~ 80 m,有机碳含量平均大于 2.0%;成熟度为 2.2% ~ 3.0%;酉阳苍岭和酉阳官清样品的吸附含气量分别为 1.14, 0.85  $\text{m}^3/\text{t}$ 。

### 4.2 资源量计算

资源量计算采用概率体积法<sup>[15]</sup>,计算公式为  $Q=0.01AH\rho q$ ,其中  $Q$  为页岩气地质资源量,  $10^8 \text{m}^3$ ;  $A$  为页岩分布面积,  $\text{km}^2$ ;  $H$  为页岩有效厚度,  $\text{m}$ ;  $\rho$  为页岩密度,  $\text{t}/\text{m}^3$ ;  $q$  为页岩总含气量,包括吸附气量和游离气量,  $\text{m}^3/\text{t}$ 。根据条件概率取值原则,分别获得各参数不同概率下的赋值,然后利用蒙特卡罗软件实现概率乘积运算,得到渝东南地区下志留统龙马溪组页岩气资源潜力概率取值分布。



- 28(6):136-140.
- [2] 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.  
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.
- [3] 龙鹏宇,张金川,李玉喜,等. 重庆及其周缘地区下古生界页岩气成藏条件及有利区预测[J]. 地学前缘,2012,19(2):221-233.  
Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Li Yuxi, et al. Reservoir forming conditions and strategic select favorable area of shale gas in the Lower Paleozoic of Chongqing and its adjacent areas [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 221-233.
- [4] 梅冥相,马永生,邓 军,等. 上扬子区下古生界层序地层格架的初步研究[J]. 现代地质,2005,19(4):551-562.  
Mei Mingxiang, Ma Yongsheng, Deng Jun, et al. Sequence stratigraphic framework for the Early Palaeozoic of the Upper-Yangtze region[J], Geoscience, 2005, 19(4): 551-562.
- [5] 戴鸿鸣,黄 东,刘旭宁,等. 蜀南西南地区海相烃源岩特征与评价[J]. 天然气地球科学,2008,19(4):503-508.  
Dai Hongming, Huang Dong, Liu Xuning, et al. Characteristics and evaluation of marine source rock in Southwestern Shu'nan [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 503-508.
- [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]. 海相油气地质. 2008, 13(2): 1-16.  
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.
- [7] 朱炎铭,陈尚斌,方俊华,等. 四川地区志留系页岩气成藏的地质背景[J]. 煤炭学报,2010,35(7):1160-1164.  
Zhu Yanming, Chen Shangbin, Fang Junhua, et al. The geologic background of the Siluric shale-gas reservoiring in Szechwan, China [J]. Journal of China Coal Society, 2010, 35(7): 1160-1164.
- [8] 腾格尔,刘文汇,徐永昌,等. 高演化海相碳酸盐岩烃源岩的多元统计分析[J]. 天然气工业,2007,27(10):33-37.  
Teng Geer, Liu Wenhui, Xu Yongchang, et al. Multivariate statistical analysis of highly mature marine carbonate source rocks [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(10): 33-37
- [9] Curtis J B. Fractured shale gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [10] 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.
- [11] 李玉喜,乔德武,姜文利,等. 页岩气含气量和页岩气地质评价综述[J]. 地质通报,2011,30(2-3):308-317.  
Li Yuxi, Qiao Dewu, Jiang Wenli, et al. Gas content of gas bearing shale and its geological evaluation summary [J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2-3): 308-317.
- [12] Bowker K A. Barnett shale gas production, Fort Worth basin: issues and discussion [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [13] 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.
- [14] 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.  
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.
- [15] 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.  
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.
- [16] 聂海宽,张金川. 页岩气聚集条件及含气量计算: 以四川盆地及其周缘下古生界为例[J]. 地质学报,2012,86(2):349-361.  
Nie Haikuan, Zhang Jinchuan. Shale gas accumulation conditions and gas content calculation: a case study of Sichuan Basin and its periphery in the Lower Paleozoic [J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(2): 349-361.