

页岩气勘探的地球化学指标及测井分析方法初探

潘仁芳^{1,2} 伍媛² 宋争²

(1 油气资源与勘探技术教育部重点实验室(长江大学), 湖北省荆州市 434023; 2 长江大学地球科学学院, 湖北省荆州市 434023)

摘要:页岩气有别于已经大量开采的常规天然气,在成藏机理及赋存特征方面都有其独特的特点,识别页岩气的方法也有别于以往对常规天然气气藏的判别模式。总有机碳含量、成熟度是其重要的判别指标。通过对这些地球化学指标的认识,作为对可用地化分析样品的补充,利用测井资料计算这两个参数将有助于对页岩气藏的识别。总有机碳含量代表了页岩气源岩的生气潜力,成熟度则表现干酪根的演化程度,两者综合指示页岩储层中可能存在的天然气量。

关键词:页岩气;总有机碳含量;成熟度;测井分析

中图分类号:TE122.3 文献标识码:A

1 页岩气及测井响应特征

页岩气是在页岩孔隙和天然裂缝中以游离方式存在、在干酪根和黏土颗粒表面上以吸附状态存在,甚至在干酪根和沥青质中还可能以溶解状态存在的天然气^[1]。页岩组成一般为30%~50%的黏土矿物、15%~25%的粉砂质和1%~20%的有机质。含有较丰富的有机质的暗色页岩具备更大的生油气潜力。有机质、石英含量都很高的页岩脆性较强,容易在外力作用下形成天然裂缝和诱导裂缝,有利于天然气渗流。页岩的总孔隙度一般小于10%,而含气的有效孔隙度一般不及总孔隙度的一半。渗透率则随裂缝的发育程度不同而有较大变化,如果天然裂缝不发育,渗透率则可能小于1mD^[2]。页岩既可以是烃源岩也可以是储层,甚至可以充当圈闭和盖层。烃类气体在页岩层中生成后会在页岩自身储集成藏,即自生自储。

页岩气按成因划分为热成因气和生物成因气。热成因气是岩石中的有机质在地层高温情况下分解产生的,这些天然气在产生后主要被有机质吸附,然后通过

页岩中的裂缝被排出,或是占据页岩中的孔隙空间。另外,在一定条件下,渗入地层的地下水以及细菌将促使地层中的生物降解形成生物成因的天然气。受地热和地层压力的作用,热成熟度高的页岩有足够的成熟度和压力生烃,大多数这样的页岩中只含有干气。成熟度较低的页岩则产湿气,成熟度更低的则可能只含有油而不含气。在极少数情况下,页岩气中含有很少比例的二氧化碳、氮气、乙烷,甚至丙烷。由于页岩的渗透率很低,导致天然气在其间的渗流速度非常慢,这也是页岩作为较晚投入开发的气源岩的原因。页岩作为储层是因为页岩内可以赋存大量的天然气,产量较高的页岩一般产状较平,厚度较大。具有可预测性的、巨大的储层使得气井可以在数十年的时间里稳定地产出。

总有机碳含量(TOC)、成熟度、干酪根类型、气体含量、烃的相态、埋藏史和演化程度作为表征页岩气的重要地化指标而备受关注。其中总有机碳含量、成熟度更是决定性要素,这从北美目前所开发的页岩气层的资料可见一斑(表1)^[2]。

第一作者简介:潘仁芳,男,教授,现任长江大学地球科学学院院长。1982年本科毕业于江汉石油学院勘探系,1994年博士毕业于中国地质大学(北京)能源系,主要从事储层地球物理方法和应用研究工作。

收稿日期:2009-03-30

表 1 北美页岩气储层参数对比
Table 1 Correlation of shale gas reservoir parameters in North America

国 家	页 岩	盆 地	TOC(%)	R_o (%)	单井储量($\times 10^6\text{m}^3$)
美 国	Barnett组	Fort Worth	1~12	0.6~1.6	28~70
	Ohio组	Appalachian	1~4.5	0.4~1.3	4~17
	Antrim组	Michigan	1~20	0.4~0.6	6~34
	New Antrim组	Illinois	1~25	0.4~1.0	4.2~17
	Lewis组	San Juan	1~2.5	1.6~1.9	17~56
加拿大	White Speckled组	WCSB	1~11.9	未成熟—过成熟	

暗色页岩在中国分布广泛,中国南方、西北及华北地区中、古生界等都是页岩气藏发育的有利地区^[3]。有机碳含量大于2%,镜质组反射率大于0.4%的泥岩或页岩均具有形成工业价值气藏的基础条件。对这几个地区的老井测井资料复查是找到有利页岩气藏的重要途径之一,综合测井资料分析可以在测井曲线上辨别有利的页岩气储层。对页岩气储层有效的测井曲线及对应的响应关系如表2所示。

表 2 页岩气测井曲线响应特征
Table 2 Response characteristics of shale gas well logging

测井曲线	输出参数	曲线特征	影响因素
自然伽马	自然放射性	高值(>100API),局部低值	泥质含量越高,自然伽马值越大;有机质中可能含有高放射性物质
井 径	井眼直径	扩 径	泥质地层显扩径;有机质的存在使井眼扩径更加严重
声波时差	时差曲线	较高,有周波跳跃	岩性密度:泥岩<页岩<砂岩;有机质丰度高,声波时差大;含气量增大声波值变大;遇裂缝发生周波跳跃;井径扩大
中子孔隙度	中子孔隙度	高 值	束缚水使测量值偏高;含气量增大使测量值偏低;裂缝地区的中子孔隙度变大
地层密度	地层密度	中低值	含气量大密度值低;有机质使测量值偏低;裂缝底部密度值偏低;井径扩大
岩性密度	有效光电吸收指 P_e	低 值	烃类引起测量值偏小;气体引起测量值偏小;裂缝带局部曲线降低
深浅电阻率	深探测电阻率 浅探测电阻率	总体低值,局部高值;深浅侧向曲线几乎重合	地层渗透率;泥质和束缚水均使电阻率偏低;有机质干酪根电阻率极大,测量值局部为高值

2 总有机碳含量 (TOC)

产气页岩中的总有机碳含量一般为1%~20%,而0.5%认为是有潜力的页岩气源岩的下限,较高的TOC

值往往代表更高的产气能力。TOC不仅是衡量烃源岩生烃潜力的重要参数,而且有机质可以作为吸附气的核心载体,其值的大小直接影响吸附气数量的变化^[4]。图1中表示TOC与沉积物的关系, S_1 为游离态的

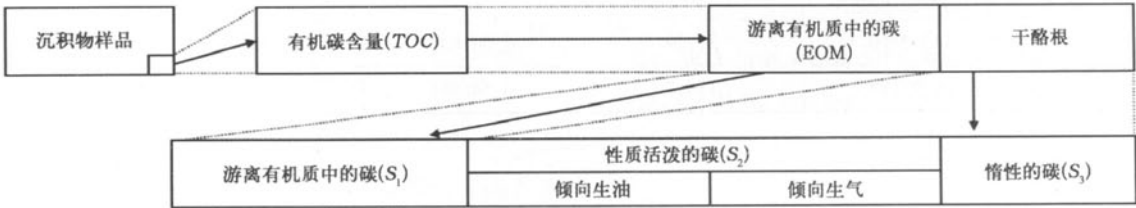


图 1 TOC在沉积物样品中的模型示意图
Fig.1 Sketch map showing the model of TOC in sediment samples



碳组分,可以认为是有机质中已转化为油气的部分,而 S_2+S_3 为仍存在于干酪根中的碳组分。不同干酪根类型的页岩中都可以生成天然气,干酪根的类型并不影响烃源岩层的产气数量,它只影响天然气吸附率和扩散率^[1]。

有机质含量是生烃强度的主要影响因素,它决定着生烃的多少。如图2所示,在相同压力下页岩对气的吸附能力与页岩的总有机碳含量之间存在线性关系,说明含气量主要取决于其总有机碳含量^[1]。

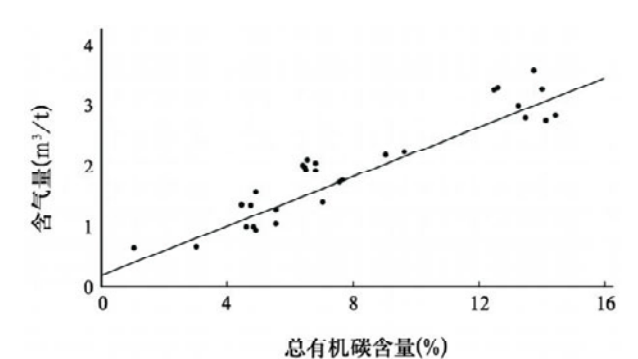


图2 Antrim页岩总有机碳含量与含气量关系

Fig.2 Correlation between total organic content and gas content of Antrim Shale

利用测井资料解释求取烃源岩的有机质丰度有很

多种方法,在这里介绍一种利用声波时差—电阻率叠合法求取有机质丰度的方法。

电阻率—孔隙度曲线交会法识别、评价烃源岩的有效方法是重叠法,把刻度合适的孔隙度曲线叠加在电阻率曲线上,在缺乏有机质的岩石中,这两条测井曲线彼此平行,并重合在一起。而当测量地层为储层或富含有机质的烃源岩时,这两条曲线之间便存在差异。结合声波时差值,根据 t/R 重叠关系推导出 $\lg R$ 的数学表达式为:

$$\Delta \lg R = \lg(R/R_{\text{基线}}) + 0.02 \times (\Delta t - \Delta t_{\text{基线}})$$
$$TOC = (\Delta \lg R) \times 10^{2.297 - 0.1688 \times R_0}$$

实际上,利用声波时差—电阻率测井曲线叠合时,在烃源岩、含油层段、蒸发岩等层段都有 $\lg R$ 存在。因此,在连续处理TOC剖面时,还需要参考自然伽马和井径曲线等测井曲线以排除其他岩石干扰,找到成熟的页岩气烃源岩^[5]。

许晓宏等(1998)^[6]在已知 $t_{\text{基线}}$ 值为96.32 $\mu\text{s}/\text{ft}$,对应的 $R_{\text{基线}}$ 值为13 $\Omega \cdot \text{m}$ 的情况下,根据实际测井资料计算TOC值,并与地化样品分析的结果进行对比,显示两者具有很好的一致性(表3)。说明利用测井方法求取TOC值具有很好的可信性。

表3 各项参数取值及 TOC 计算结果对比表 (根据许晓宏资料整理, 1998)
Table 3 Correlation of values of the parameters and TOC results

井深(m)	$\Delta t (\mu\text{s}/\text{ft})$	$R (\Omega \cdot \text{m})$	$\Delta \lg R$	计算 TOC 值(%)	测定 TOC 值(%)
2550	100.6129	12.7	0.075813	0.344444	0.31
2588	105.0447	10	0.060643	0.275525	0.43
2617	69.6305	97.48	0.341276	1.550538	1.53
2646	65.50052	118.69	0.344175	1.56371	1.35
2664	108.0682	15.16	0.301814	1.371251	1.38
2711	75.09853	71.02	0.313101	1.422532	1.44
2780	70.01759	136.68	0.495807	2.25263	2.27
2842	113.3808	21.79	0.565624	2.569834	2.63
2860	69.97187	153.7	0.545861	2.480046	2.43

3 成熟度

在热成因的页岩储气层中,烃类是在时间、温度和

压力的共同作用下生成的。当页岩中TOC达到一定指标后,有机质的成熟度则成为页岩气源岩生烃潜力的重要预测指标,含气页岩的成熟度越高表明页岩生气

量越大,页岩中可能赋存的气体也越多。低成熟页岩产气速率就比较低,这可能是由于生成的天然气的量少以及残留的液态烃堵塞喉道造成的。在许多页岩高成熟的井中,产气速率比较高,这是因为干酪根和石油裂解产生的气量迅速增加^[1]。

页岩气藏的热演化成熟度(镜质组反射率)可以为0.6%~2.0%,临界值为0.4%~0.6%,页岩气的生成从有机质向烃类转化开始,并伴随整个演化过程。在不同演化阶段不同类型的有机质产气量不同,所有类型的干酪根在高成熟度条件下都可以产气。当有机质的 R_o 大于0.4%,页岩中即有烃类气体产生,也就有可能在页岩中聚集成气藏^[1]。

干酪根的热成熟度影响页岩中能够被吸附在有机物质表面的天然气数量。此外,随着演化程度的增高,由于烃类气体生成引起的地层压力增大也可以提高页岩对气体的吸附性能,在压力升高到一定程度时,在地层中产生的微裂缝也是页岩气赋存的良好储集空间。因此,热成熟度是评价可能的高产页岩气的关键地球化学参数。

页岩气藏的成熟度指数MI可以由测井方法获取,其计算方法为:

$$MI = \sum_{i=1}^N \frac{N}{\phi_{n9i} (1 - S_{w75i})^{1/2}}$$

式中 N ——取样深度处密度孔隙度大于或等于9%、含水饱和度小于或等于75%的数据样本总数;

ϕ_{n9i} ——每个取样深度的密度孔隙度都大于或等于9%时的中子孔隙度

S_{w75i} ——每个取样深度的密度孔隙度都大于或等于9%、含水饱和度小于等于75%时的含水饱和度。

$$S_{wi} = \left(\frac{R_w}{\phi_{d9i}^m R_i} \right)^{1/2}$$

$$\phi_{d9i} = \phi_d - 90\%$$

式中 S_{wi} ——含水饱和度, %;

R_w ——地层水电阻率, $\Omega \cdot m$;

m ——胶结系数,在泥岩或页岩中 $m=2$;

ϕ_d ——由密度孔隙度测井估算的基岩孔隙度;

R_i ——深地层电阻率, $\Omega \cdot m$ 。

此公式求出的成熟度指数是综合有效层并眼测井数据计算出来的一个平均值。公式中的数据来自于每个取样深度的密度孔隙度都大于最低值9%、含烃饱和度大于最低值25%时测井资料。

有机质是页岩的生气之源,有机质丰度过低(小于25%),页岩气吸附气含量将大大减少。而密度孔隙度过低(小于9%),不利于气体成藏。作为好的烃源岩和储层,页岩必须满足密度孔隙度大于最低值9%,含烃饱和度大于最低值25%,这样的页岩层段被视为有效层。

实测中,中子值与MI呈逆相关。低中子值代表高含气量,在孔隙度大于9%的基础上,当中子值显示低值,这代表高的含气量、短链碳氢化合物丰富。这是由于气体或者是短链碳氢化合物密度很小,导致孔隙中氢原子反而更稀松,使探测到的孔隙度变小。而地层含水少,反映了高成熟度。因为对含氢饱和度求平方根,中子孔隙度对于成熟度的影响会大于含氢饱和度。

测井资料解释中,高含烃饱和度($1 - S_{w75i}$)、低中子值表示高含气饱和度和高热成熟度;高含烃饱和度($1 - S_{w75i}$)、高中子值表示低含气饱和度和低热成熟度。成熟度越高,页岩中的气油比越高(图3)。

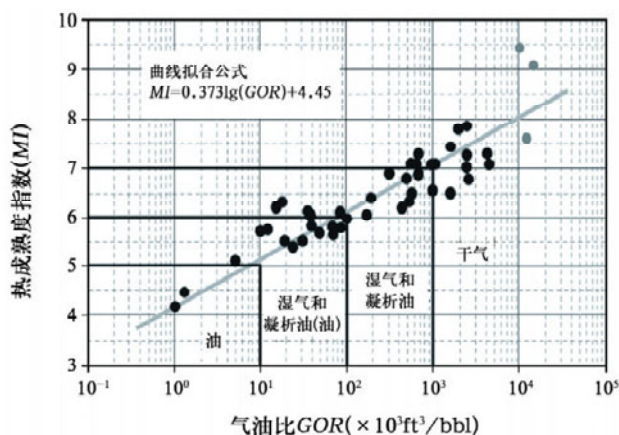


图3 成熟度指数MI与气油比GOR拟合关系

Fig.3 Fitting relations between maturity index (MI) and gas-oil ratio (GOR)

(下转第28页)

参考文献

- [1] 滇黔桂石油地质志编写组. 中国石油地质志[M]. 北京: 石油工业出版社, 1987.
- [2] 周明辉, 梁秋原. 黔中隆起及其周缘地区“下组合”油气地质特征[J]. 海相油气地质, 2006, (2): 17~24.
- [3] 腾格尔, 秦建中, 郑伦举. 黔南坳陷海相优质烃源岩的生烃潜力及时空分布[J]. 地质学报, 2008, 28(3): 365~372.
- [4] 腾格尔, 秦建中. 黔东南地区震旦系一二叠系海相优质烃源岩的时空分布[J]. 海相油气地质, 2008, 13(2): 37~44.
- [5] 梁狄刚, 郭彤楼. 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, (2): 1~16.
- [6] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15~18.
- [7] 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, AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87~125.
- [8] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件[J]. 天然气工业, 2008, 28(2): 151~156.
- [9] 蒲泊伶, 包书景, 王毅, 等. 页岩气成藏条件分析——以美国页岩气盆地为例[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(3): 33~39.
- [10] Hank Zhao, Natalie B Givens, Brad Curtis. Thermal maturity of the Barnett Shale determined from well-log analysis. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 535~549.
- [11] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of northcentral Texas as one model for thermogenic shale gas assessment. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475~499.
- [12] Hill R J, Zhang E, Katz B J, et al. Modeling of gas generation from the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 501~521.
- [13] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion, AAPG Bulletin, 2006, 91(4): 523~533.
- [14] Curtis J B. Fractured shale gas system. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921~1938.

(上接第9页)

用计算出的成熟度指数MI与气油比GOR交会和拟合, 得出 $MI=0.373\lg GOR+4.45$ 。将MI值在井位上进行标定, 并以MI值作等值线图, $MI<5$ 为产油区域, MI 为5~7时为主要产湿气和凝析油的区域, $MI>7$ 的区域则只产干气(图3)。

4 结 语

传统的常规天然气藏的认识方法约束了我国对页岩气的勘探研究, 常规天然气藏往往和圈闭相联系。而页岩气藏的非常规特性决定了其不同于常规气藏的聚集模式, 导致了页岩气藏在更广阔的空间和时间内聚集成藏。目前对页岩气的研究工作还比较薄弱, 且针对砂岩储层的勘探几乎对页岩层段不进行任何解释工作的情况下, 通过对页岩气藏地球化学机理和气藏评价方法的研究, 确定页岩中总有机碳含量和成熟度指标为页岩气评价的主要参数, 且这两个参数可以通过测井资料确定。这就为后续页岩气的勘探提供了技术的保障。TOC大于2%、成熟度大于0.4%的区域都是页岩气勘探的有利地区。

测井方法在油气藏评价方面一直扮演着重要的角

色。本文证明了测井响应识别页岩气目的层的有效性, 初步探究和介绍了页岩气藏参数的求算方法, 以求能够更加准确有效地识别优质页岩气藏。在生产实践中, 通过了解国外的相关研究和国内的发展形势, 利用测井方法对一些老井进行复查, 有望获得页岩气勘探方面的重大突破。

参考文献

- [1] 蒲泊伶, 包书景, 王毅, 等. 页岩气成藏条件分析——以美国页岩气盆地为例[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(3): 33~39.
- [2] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15~18.
- [3] 张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国天然气勘探的两个重要领域[J]. 天然气工业, 2007, 27(11): 1~6.
- [4] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 392~400.
- [5] 岳炳顺, 等. 东濮凹陷测井烃源岩评价方法及应用[J]. 石油天然气学报, 2005, 27(3): 351~354.
- [6] 许晓宏, 黄海平, 等. 测井资料与烃源岩有机碳含量的定量关系研究[J]. 江汉石油学院学报, 1998, 20(3): 8~12.

ABSTRACT

Shale Gas and Its Exploration Prospects in China/Pan Renfang¹, Huang Xiaosong²//1. MOE Key Laboratory of Resource Exploration and Technology, Yangtze University, Jingzhou City, Hubei Province 434023; 2. School of Geosciences, Yangtze University, Jingzhou City, Hubei Province 434000

Abstract: Shale gas exploration in China is still in its infancy. It is proven that shale gas occurs in most of Chinese basins by geologically comparing the hydrocarbon generation with those in the eastern U. S. These basins would be the key target for shale gas exploration. The mid-eastern region, the southern region, the northwestern region, and the Qinghai-Tibet region present broad prospect for shale gas exploration. The southern region in particular has stable thick hydrocarbon-rich shale formations. Shale gas, with a typical "self-generation and self-accumulation" feature, is resistant to damage, despite of the strong late tectonism. Direct evidence of shale gas development in Sichuan Basin has been found, e.g., Weiyuan. Shale gas exploration should start in the area of high organic matter abundance and high degree of thermal evolution, preferably accompanied by the development of natural cracks.

Key words: shale gas; unconventional natural gas; exploration

Geochemical Parameters for Shale Gas Exploration and Basic Methods for Well Logging Analysis/Pan Renfang¹, Wu Yuan², Song Zheng²//1. MOE Key Laboratory of Resource Exploration and Technology, Yangtze University, Jingzhou City, Hubei Province 434023; 2. School of Geosciences, Yangtze University, Jingzhou City, Hubei Province 434000

Abstract: Shale gas is different from conventional gas that most developed, it shows uniqueness in generation and accumulations, and the method to discriminate shale gas also differs from those for conventional natural gas. Total organic content and maturity level are key parameters used for shale gas evaluation. By the knowledge of these geochemical parameters, in addition to the loss of available samples for geochemical analysis, well logging data could be used for calculating these two parameters and be a great benefit to shale gas recognition. Total organic content represents the potential of shale gas generation and maturity level represents kerogen's thermal maturity, both are combined to indicate the amount of gas stored in shale reservoirs.

Key words: shale gas; total organic content; maturity level; logging analysis

Lower Cambrian Shale Gas Resource Potential in Upper Yangtze Region/Chen Bo¹, Lan Zhengkai²//1. MOE Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources, Yangtze University, Jingzhou City, Hubei Province 434023; 2. School of Geoscience, Yangtze University, Jingzhou City, Hubei Province 434000

Abstract: Lower Cambrian black shale is widely distributed in the Upper Yangtze Region. When global sea-level rose rapidly in the Early Cambrian, the Region became the regional deep water to the slope of the continental shelf environment of deposition with stranded anoxic environment. The lithology of the black shale is black carbonaceous shale, siliceous black shale, dark gray stone coal and silty shale. The organic matter content is as high as 12% in mud shale. It in the section decreases from bottom to up. The mud shale of rich organic matter is mainly distributed in the lower section, while the thick one is in the regions of southwestern Sichuan to northern Guizhou, eastern Chongqing to western Hunan and Hubei, and northeastern Sichuan. These regions represent the most shale gas exploration potential.

Key words: Upper Yangtze Region; Lower Cambrian; shale gas; resource potential

Silurian Longmaxi Shale Gas Potential Analysis in Middle & Upper Yangtze Region/Chen Bo¹, Pi Dingcheng²//1. MOE Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources, Yangtze University, Jingzhou City, Hubei Province 434023; 2. School of Geoscience, Yangtze University, Jingzhou City, Hubei Province 434000

Abstract: Mud shale deposition takes the majority of Silurian in Yangtze Region. Mud shale of rich organic matter presents in Lower Longmaxi Formation. It was deposited as sea level rose rapidly in the Rhuddanian. Influenced by ancient terrain of platform, thick hydrocarbon-rich mud shale is mainly distributed in eastern Sichuan, western Hubei and northern Hunan. Longmaxi mud shale is mainly sandy shale containing carbon powder that is distributed stably. Measured total organic carbon values (TOC) exceed 6.5% and total thickness (TOC>1.0%) approximate 105m in Shizhu area of Sichuan. The organic matter type is mainly I or II types and has highly thermal maturity. The potential of exploration for shale gas is great in the region.

Key words: Middle & Upper Yangtze Region; Silurian; shale gas; resource potential