

川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力

刘光祥¹,金之钧²,邓模¹,翟常博¹,管宏林¹,张长江¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所,江苏 无锡 214126;

2. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:根据前人资料,并结合野外地质调查和钻井资料分析研究表明,川东地区上二叠统龙潭组富有机质泥页岩厚度均大于50 m,最厚可达140 m。岩性组合纵横向变化较大:北部云阳—通江一带以泥质岩为主夹灰岩,中部区广安一带为泥页岩夹煤层和灰岩,南部区为泥页岩夹砂岩及煤层。泥页岩有机质丰度一般大于2%;泥页岩干酪根碳同位素及有机岩石学研究表明,有机质类型主体以Ⅱ型为主,生烃潜力优越。泥页岩X-衍射、镜质体反射率分析揭示出石英等脆性矿物含量高,演化程度高,具较好的可压裂性。钻进过程中龙潭组泥页岩气测异常明显,反映了良好的含气性。页岩气资源预测表明具有良好的页岩气资源潜力和勘探前景。综合分析认为,北部万县—仪陇—通江—奉节一带以及南部宜宾—永川—綦江—赤水一带具有较好的页岩气勘探前景。

关键词:页岩气;勘探潜力;龙潭组;川东地区

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin

Liu Guangxiang¹, Jin Zhijun², Deng Mo¹, Zhai Changbo¹, Guan Honglin¹, Zhang Changjiang¹

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

2. Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: Based on the previous studies and in combination with field geological investigation and drilling data analysis, the research indicates that the thickness of the organic rich shale in the Upper Permian Longtan Formation in the eastern Sichuan Basin is generally over 50 m with the maximum thickness of 140 m. Lithological association varies significantly in both vertical and horizontal direction; there mainly developed shale with limestone interbed in the Yunyang-Tongjiang area in the north, shale with coal seam and limestone interbeds in the Guang'an area in the central, as well as shale with sandstone and coal seam interbeds in the south. The total organic carbon contents (TOC) are generally higher than 2%; Research on carbon isotopic composition of the shale kerogen and the organic petrology indicates that the organic matters are mainly of type II with excellent hydrocarbon generation potential. Analysis of X-ray diffraction and vitrinite reflectance indicates that the shale has a high content of brittle minerals such as quartz and displays a high evolution degree with favorable fracturability. The gas logging during drilling in the Longtan Formation shale displays significant abnormality, reflecting the favorable gas potential. The prediction of shale gas resource suggests larger resource potential and exploration prospect for shale gas. A comprehensive analysis indicates that there have favorable exploration prospect for shale gas in Wanxian-Yilong-Tongjiang-Fengjie area in the north and the Yibin and Yongchuan-Xijiang-Chishui area in the south.

Key words: shale gas, exploration potential, Longtan Formation, eastern Sichuan Basin

页岩气是潜力巨大的非常规天然气资源^[1]。美国页岩气成功的商业开发,使得页岩气资源在全世界受到了广泛的重视^[2]。目前在中国南方针对上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组以及下寒武统筇竹寺组已进行了系统的页岩气基础研究^[3-12],对于上二叠

统龙潭组则相对关注较少^[13-14]。川东地区大量钻井钻遇龙潭组时普遍具有强烈的气测异常,预示着川东地区龙潭组页岩气的巨大勘探潜力。本文在前人大量研究成果基础上,结合野外地质调查以及钻井资料,以龙潭组泥页岩的纵横向展布研究为切入点,分别从地

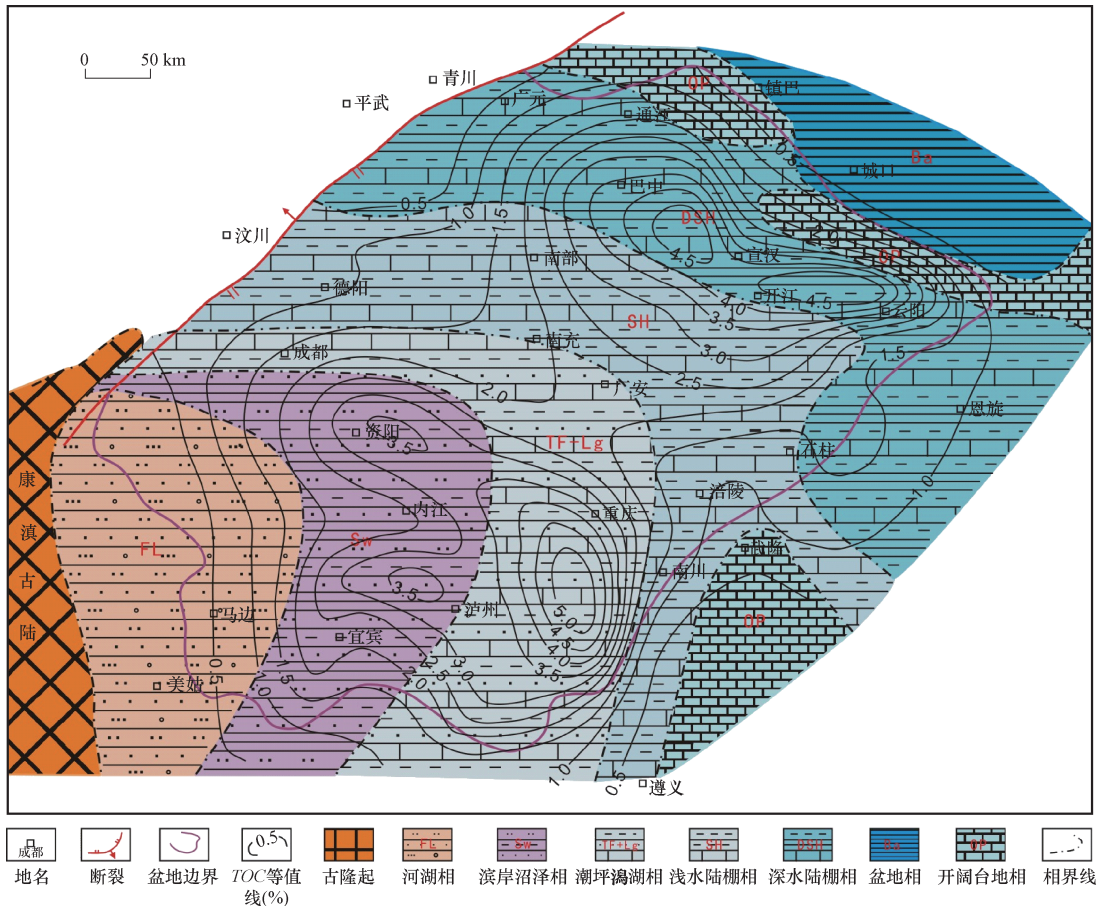


图 2 四川盆地晚二叠世龙潭期沉积相与龙潭组残余有机碳含量等值线

Fig. 2 Sedimentary facies in the Late Permian Longtan period and contour map of residual abundance of organic carbon of the Longtan Formation in the Sichuan Basin

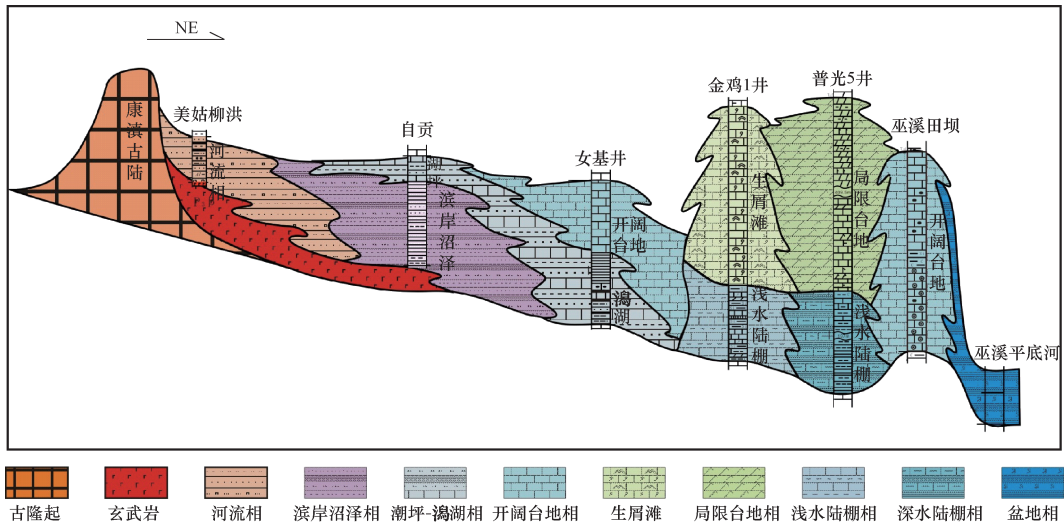


图 3 四川盆地晚二叠世龙潭期沉积相变化

Fig. 3 Variation of sedimentary facies in the Late Permian Longtan period in the Sichuan Basin

塘龙潭组剖面的碳、氧同位素和微量元素分析结果表明,富有机质层段主要发育于最大海泛期,磷、钡、硫元素含量高,反映为还原环境,具有较高的古生物生产率和较好的有机质保存环境^[20]。

龙潭组泥页岩的有机碳含量(*TOC*)普遍高于碳酸盐岩,特别是 *TOC* 大于 2.0% 的高丰度层段,主体以泥

页岩为主。付孝悦等对黔北习水良村浅 3 井研究表明,龙潭组岩性组合以泥岩、碳质泥岩为主夹薄煤层。泥岩、碳质泥岩 *TOC* 普遍大于 2.0%,厚度 65 m 左右。

龙潭组有机质丰度整体较高,*TOC* 主体大于 2.0%,四川盆地存在两个丰度高值区(*TOC* > 3.0%),分别是北部的巴中—达州—万县一带和南部的内江—泸州—赤水

一带,与深水陆棚相和潮坪潟湖相的分布一致(图2)。

此外,沉积环境还控制了有机质的类型,龙潭组由于沉积相差异较大,导致有机质类型较为复杂。龙潭组干酪根碳同位素变化范围较宽,从 -22.2% ~ -29.6% 的均有分布,其中 $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}} \leq -28\%$ 的腐泥型干酪根占17.24%,所占比例较低,但 $-28\% < \delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}} \leq -26\%$ 的腐殖-腐泥型干酪根所占比例较高,为48.28%,较I型干酪根所占比例高得多, $-26\% < \delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}} \leq -24\%$ 的腐泥-腐殖型干酪根占24.14%,腐殖型干酪根所占比例最低(10.34%);另外有机显微组分组成上主要呈现以镜质组+惰质组为主和腐泥组+藻类组为主的两种组合面貌,前者以道真剖面为代表,镜质体含量达48.50%,后者以新场2井、黄金1井上二叠统泥质岩为代表,腐泥组+藻类组约占90%(图4)。朱扬明等通过龙潭组烃源岩沉积环境变化的分子标志(甲基二苯并噻吩系列和二甲基菲异构体)也反映了上述变化特征^[21]。综合干酪根碳同位素、有机岩石学特征和地球化学特征认为,龙潭组有机质类型主体以II型(混合型)为主,具有较高的生烃能力。

3.2 龙潭组页岩热演化程度

国内外页岩气勘探开发经验表明,具有相对较高的热演化程度对于热成因页岩气的生成以及有机质孔的形成都是非常必要的。一方面证实了在富有机质页岩中滞留烃类的客观存在,另一方面也肯定了滞留烃热裂解气对于页岩气的贡献作用。国外近两年大量文献报道特别强调镜质体反射率(R_o)值在1.3%~3.5%时对形成页岩气的重要性^[22-23]。

龙潭组现今热演化程度较高,大量 R_o 实测数据统计结果表明, R_o 值主体分布于1.6%~3.0%,处于主生气期,对页岩气的形成十分有利。其中,川东北宣汉—开县和川西德阳—绵阳以及川南赤水—习水一带演化程度相对较高, R_o 值在2.5%以上,处于过成熟演化阶段。

3.3 龙潭组页岩生烃强度及演化特征

富有机质泥页岩的生烃潜力是页岩气的物质基

础,生烃强度是烃源岩发育规模(厚度和分布)、有机质丰度、有机质类型、有机质成熟度及转化程度的综合反映,可用来对生烃潜力进行评价。由图5可见,龙潭组富有机质泥页岩现今累积生烃强度在四川盆地大部分地区大于 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。其中,川北平昌—川东云阳和川东南的江津—綦江一带生烃强度大于 $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,生烃条件最好;盆地西南边缘区生烃强度小于 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,生烃条件较差。

结合龙潭组的生烃史,对龙潭组阶段生烃量研究表明,龙潭组生烃作用主要发生于晚侏罗世—白垩纪,因此燕山期—喜马拉雅期的构造运动会对龙潭组已生成天然气的保存产生一定的影响,尤其是盆缘地区。

3.4 龙潭组页岩矿物组成特征

对四川盆地13个剖面点龙潭组泥页岩的全岩X-衍射数据分析后表明,龙潭组脆性矿物含量普遍较高(图6),其中石英、长石和黄铁矿的平均含量大于80%,有利于压裂形成网状裂缝渗流系统;粘土总量普遍低于20%,以伊利石和伊蒙混层为主,其中伊利石平均含量为62%,伊/蒙混层平均含量为19.7%,不含蒙脱石,表明龙潭组已达到高成岩作用阶段。

3.5 龙潭组页岩埋深与保存条件

对于国外稳定分布的富有机质泥页岩而言,保存条件不是决定页岩气富集的主要因素,但是对于遭受中—新生代多期构造叠加改造的中国南方古生代盆地来说,具有良好的页岩气保存条件是富集的关键因素之一^[24-26]。目前盆内和盆缘具相似沉积环境的龙马溪组页岩气勘探效果显示出较大的差异,可以看出页岩气也是需要一定保存条件。

已有的研究表明,华蓥山断裂与齐岳山断裂之间的川东高陡褶皱带具有典型的隔挡式褶皱特征,宽向斜和窄背斜平行排列,除部分背斜核部变形较强、通天断裂发育之外,其余宽缓的向斜内变形较弱,通天大断裂不发育,构造稳定性好。

由上二叠统底面现今埋藏深度可见(图7),川西—

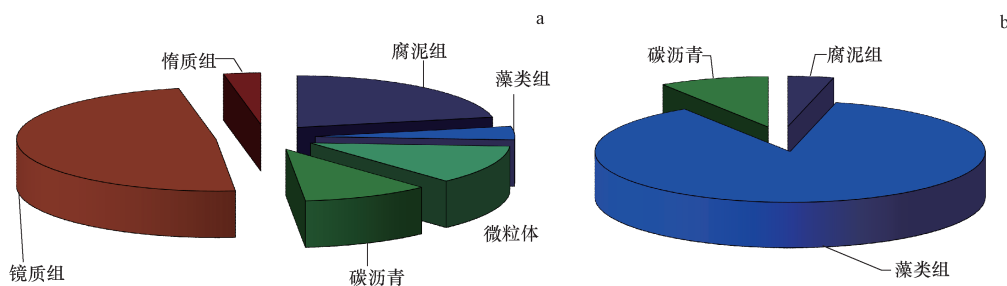


图4 川东地区龙潭组典型样品有机显微组分

Fig. 4 Organic macerals of typical samples from the Longtan Formation in eastern Sichuan Basin

a. 硅质泥岩,道真地区,龙潭组;b. 黑色页岩,新场2井,吴家坪组

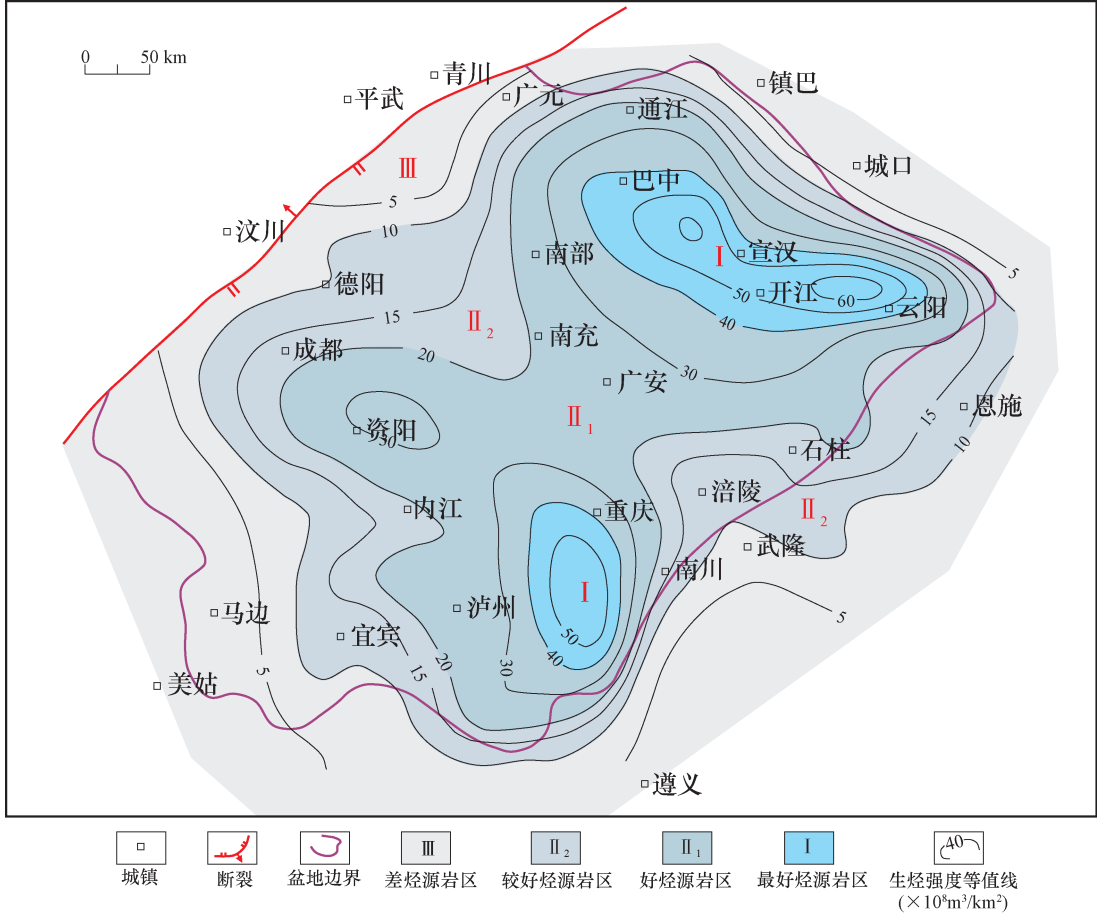


图 5 四川盆地龙潭组现今累积生烃强度等值线

Fig. 5 Contour map of present accumulated hydrocarbon generation intensity of the Longtan Formation in the Sichuan Basin

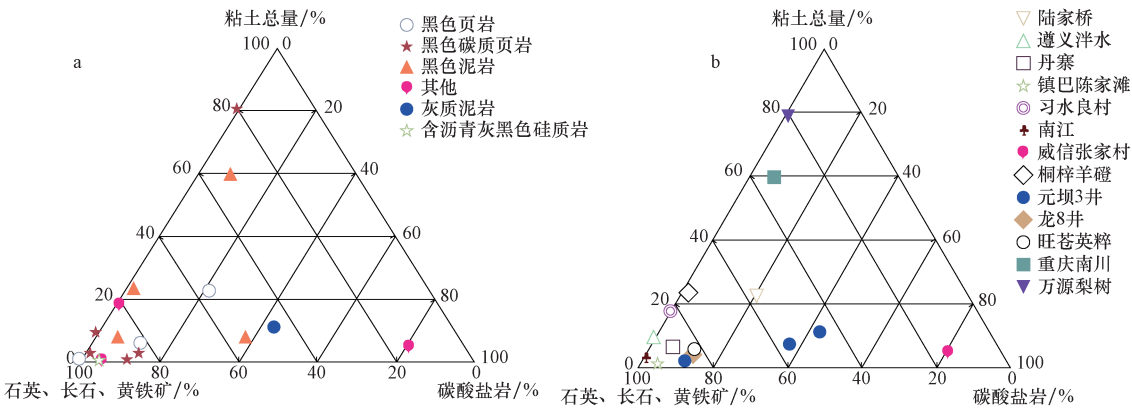


图 6 四川盆地龙潭组矿物组成特征三角图

Fig. 6 Triangular plot of mineral composition for the Longtan Formation in the Sichuan Basin

a. 按岩性分类; b. 按剖面点分类

川北区埋深大(大于 4 000 m),川东和川南较浅(普遍小于 4 000 m),其中华蓥山断裂与齐岳山断裂之间宽缓的向斜区埋藏相对较深,一般大于 3 000 m,部分地区大于 4 000 m;同时川东地区二叠系一下三叠统压力系数 1.6 ~ 1.8,普遍存在异常高压^[27],有利于页岩气的保存。盆地内区域连片分布的三叠系一侏罗系上覆盖层,特别是中三叠统膏盐岩的存在,不仅有利于龙潭

组较高的压力系统维持,还确保了含气泥页岩系统不会因抬升过浅而发生破裂。从四川盆地二叠系的岩性组合来看,龙潭组的顶板和底板分别为长兴组灰岩和茅口组灰岩,顶底板灰岩的厚度大,如焦页 1 井长兴组和茅口组的厚度分别达到 194 m 和 197 m。良好的顶底板条件确保了在水平井压裂施工中地层的稳定性,不会造成地下水的沟通。

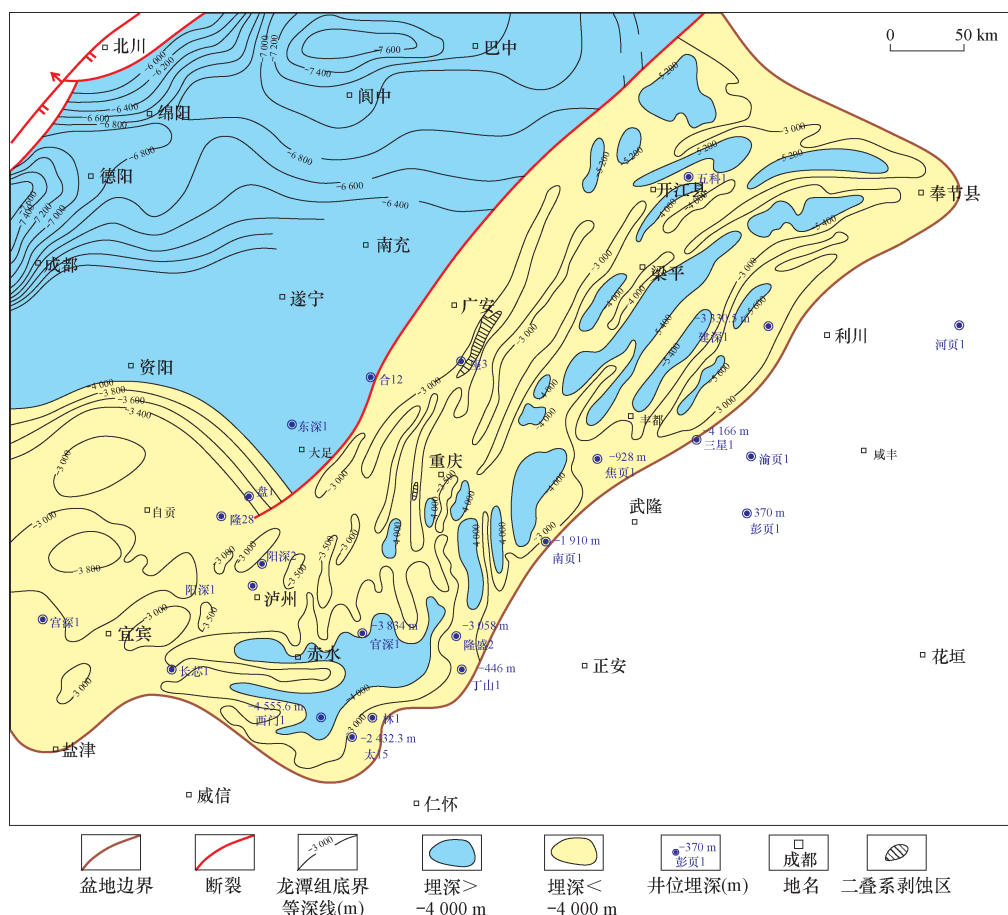


图7 四川盆地龙潭组底面现今埋藏深度等值线

Fig. 7 Contour map of the present burial depth of the bottom Longtan Formation in the Sichuan Basin

3.6 龙潭组页岩钻井气测显示

四川盆地及周缘大量钻井在龙潭组均有不同程度的气测显示,说明龙潭组具有普遍含气的特征,其中泥页岩层段及煤层显示最为活跃,如赤水西门1井钻揭龙潭组厚度80.4 m,其中煤14层23.55 m,占地层总厚29.3%,其余为碳质页岩、泥岩,底部为薄层砂岩、凝灰岩及浅灰色铝土质泥岩,煤层及页岩气测异常明显(全烃最高55.85%)。碳酸盐岩层段气测显示较差,如三星1井龙潭组碳酸盐岩层段气测显示微弱,建深1井龙潭组泥页岩层段的显示情况明显好于碳酸盐岩层段。

3.7 资源潜力

根据宋国奇等人建立的上古生界煤系烃源岩成熟度与排烃系数之间的对应关系,认为四川盆地龙潭组的排烃系数大致为89.4%,说明还有10.6%左右的天然气仍滞留在龙潭组泥页岩层系之中,根据前期研究成果,四川盆地龙潭组总生气量为 $493.87 \times 10^{12} \text{ m}^3$,滞留的天然气量为 $52.35 \times 10^{12} \text{ m}^3$,具有较大的页岩气勘探潜力。

4 结论

1) 四川盆地龙潭组富有机质泥页岩具有厚度较

大、TOC含量高、热演化程度适中、高脆性矿物含量及高成岩程度的特点,具有较好的可压裂性,整体含气,天然气滞留量大,具有良好的页岩气资源潜力和勘探前景。

2) 综合考虑泥页岩分布、有机质丰度、有机质成熟度、有机质类型、累积生烃强度、矿物组成特征、超压系统发育与分布、埋深、气测显示等因素,认为北部万县—仪陇—通江—奉节一带以及南部宜宾、永川—綦江—赤水一带具有较大的页岩气勘探前景,中部略差。

3) 与龙马溪组泥页岩相比而言,四川盆地龙潭组的非均质性较强,沉积相横向变化较大,导致纵向上岩性组合具有较大的差异性,煤层以及碳酸盐岩含量变化较为复杂,给页岩气的综合评价带来一定不确定性。

参 考 文 献

- [1] 闫存章,黄玉珍,葛春梅,等.页岩气是潜力巨大的非常规天然气资源[J].天然气工业,2009,29(5):1-6.
Yan Cunzhang, Huang Yuzhen, Ge Chunmei, et al. Shale gas: Enormous potential of unconventional natural gas resources[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 1-6.
- [2] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett shale, Fortworth Basin, north central Texas: gas shale play with multi-trillion cubic foot potential[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155-175.
- [3] 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.

- Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15–18.
- [4] 吴礼明, 丁文龙, 张金川, 等. 渝东南地区下志留统龙马溪组富有机质页岩储层裂缝分布预测[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(9): 43–46.
- Wu Liming, Ding Wenlong, Zhang Jinchuan, et al. Fracture prediction of organic-enriched shale reservoir in Lower Silurian Longmaxi Formation of southeastern Chongqing area [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(9): 43–46.
- [5] 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及我国南方页岩气发育有利区预测[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 484–491.
- 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.
- [6] 王社教, 王兰生, 黄金亮, 等. 上扬子区志留系页岩气成藏条件[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 45–50.
- Wang Shejiao, Wang Lansheng, Huang Jinliang, et al. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in Silurian of the Upper Yangtze region [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 45–50.
- [7] 蒲伯伶, 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): 225–229.
- 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 Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 225–230.
- [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.
- Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 151–156.
- [9] 周文, 王浩, 谢润成, 等. 中上扬子地区下古生界海相页岩气储层特征及勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(2): 151–156.
- Zhou Wen, Wang Hao, Xie Runcheng, et al. Characteristics and exploration potential of Lower Paleozoic marine shale gas reservoir in middle-upper Yangtze area, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2013, 40(5): 569–576.
- [10] 聂海宽, 张金川, 包书景, 等. 四川盆地及其周缘上奥陶统—下志留统页岩气聚集条件[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 335–345.
- Nie Haikuan, Zhang Jinchuan, Bao Shujing, et al. Shale gas accumulation conditions of the Upper Ordovician-Lower Silurian in Sichuan Basin and its periphery [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 335–345.
- [11] 刘伟, 余谦, 闫剑飞, 等. 上扬子地区志留系龙马溪组富有机质页岩储层特征[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 346–352.
- Liu Wei, Yu Qian, Yan Jianfei, et al. Characteristics of organic-rich mudstone reservoirs in the Silurian Longmaxi Formation in Upper Yangtze region [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 346–352.
- [12] 涂乙, 邹海燕, 孟海平, 等. 页岩气评价标准与储层分类[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 153–158.
- 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.
- [13] 陈宗清. 论四川盆地二叠系乐平统龙潭组页岩气勘探[J]. 天然经济与技术, 2011, 5(2): 21–25.
- Chen Zongqing. Exploration for shale gas of Longtan Formation in Permian Leping Series, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2011, 5(2): 21–26.
- [14] 黄强, 石元会, 叶应贵, 等. 鄂西渝东地区吴家坪组页岩气实钻特征及潜力分析[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(2): 108–110.
- Huang Qiang, Shi Yunhui, Ye Yinggui, et al. The drilling characteristics and potential analysis on fractured shale gas in Wujiaping Formation of eastern Chongqing-western Hubei area [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(2): 108–110.
- [15] 童崇光. 新构造运动与四川盆地构造演化及气藏形成[J]. 成都理工大学学报, 2000, 27(2): 124–130.
- Tong Chongguang. Relationship between neotectonic movement and structural evolution and gas pools formation of Sichuan Basin [J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2000, 27(2): 123–130.
- [16] 郭正吾. 四川盆地形成与演化[M]. 北京: 地质出版社, 1994.
- Guo Zhengwu. Formation and evolution of Sichuan Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1994.
- [17] 四川省地质矿产局. 四川省区域地质志[M]. 北京: 地质出版社, 1991.
- Bureau Sichuan Geology and Mineral. Regional geology of Sichuan Province [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1991.
- [18] 曹清古, 刘光祥, 张长江, 等. 四川盆地晚二叠世龙潭期沉积环境及其源控作用分析[J]. 石油实验地质, 2013, 35(1): 36–41.
- Cao Qinggu, Liu Guangxiang, Zhang Changjiang, et al. Sedimentary environment and its controlling on source rocks during late Permian in Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(1): 36–41.
- [19] 赵俊兴, 李凤杰, 刘琪, 等. 四川盆地东北部二叠系沉积相及其演化分析[J]. 天然气地球科学, 2008, 35(4): 39–41.
- Zhao Junxing, Li Fengjie, Liu Qi, et al. Analysis on Permian sedimentary facies and its lithofacies palaeogeographic evolution, northeast Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 444–451.
- [20] 刘全有, 金之钧, 高波, 等. 四川盆地二叠系烃源岩类型与生烃潜力[J]. 石油天然气地质, 2012, 33(1): 10–18.
- Liu Quanyou, Jin Zhijun, Gao Bo, et al. Types and hydrocarbon generation potential of the Permian source rocks in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 10–18.
- [21] 朱扬明, 顾圣啸, 李颖, 等. 四川盆地龙潭组高热演化烃源岩有机质生源及沉积环境探讨[J]. 地球化学, 2012, 41(1): 35–44.
- Zhu Yangming, Gu Shengxiao, Li Ying, et al. Biological organic source and depositional environment of over-mature source rocks of Longtan Formation in Sichuan basin [J]. Geochimica, 2012, 41(1): 35–44.
- [22] 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, 27(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.
- [23] 郭旭升, 郭彤楼, 魏志红, 等. 中国南方页岩气勘探评价的几点思考[J]. 中国工程科学, 2012, 16(4): 101–105.
- Guo Xusheng, Guo Tonglou, Wei Zhihong, et al. Thoughts on shale gas exploration in southern China [J]. Engineering Science, 2012, 14(6): 101–105.
- [24] 王飞宇, 关晶, 冯伟平, 等. 过成熟海相页岩孔隙度演化特征和游离气量[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 764–768.
- 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): 764–768.
- [25] 聂海宽, 张金川. 页岩气藏分布地质规律与特征[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2010, 42(1): 700–708.
- Nie Haikuan, Zhang Jinchuan. Shale gas reservoir distribution geological law, characteristics and suggestions [J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2010, 41(2): 700–708.
- [26] 刘超英. 页岩气勘探选区评价方法探讨[J]. 石油实验地质, 2013, 35(5): 564–569.
- Liu Chaoying. Discussion on methods of shale gas exploration evaluation [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5): 564–569.
- [27] 李仲东. 川东地区碳酸盐岩超压与天然气富集关系研究[J]. 矿物岩石, 2001, 21(4): 53–58.
- Li Zhongdong. Study on relationship between the high pressure of carbonate rock and accumulation of gas [J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2001, 21(4): 53–58.