

高石梯—磨溪地区灯影组、龙王庙组 天然气气源分析

郑平¹ 施雨华¹ 邹春艳¹ 孔令明¹ 王兰生¹ 刘金中²

1. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院 2. 中国科学院广州地球化学研究所

郑平等. 高石梯—磨溪地区灯影组、龙王庙组天然气气源分析. 天然气工业, 2014, 34(3): 50-54.

摘 要 为弄清四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系灯影组、下寒武统龙王庙组天然气的成因,在地质背景研究的基础上,通过对 51 个天然气样品的地球化学分析,认为该区灯影组和龙王庙组的天然气组分较之威远、资阳构造,具有甲烷含量略高、普遍含微量乙烷、非烃含量略低的特点,属于过成熟油和沥青裂解干气;灯影组天然气的甲烷碳同位素值($\delta^{13}\text{C}_1$)介于 -32.43% ~ -34.59% ,乙烷碳同位素值($\delta^{13}\text{C}_2$)介于 -24.86% ~ -28.02% ,龙王庙组天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 介于 -33.36% ~ -36.72% , $\delta^{13}\text{C}_2$ 介于 -30.27% ~ -32.51% ,二者天然气中的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 基本一致,但灯影组天然气的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 明显重于龙王庙组,这是过成熟原油裂解气与沥青裂解气混合所造成的结果。结合 26 块岩心样品的地球化学分析结果,确定了天然气的气源和成因:灯影组和龙王庙组天然气均为有机成因,其中龙王庙组天然气气源来自下伏下寒武统筇竹寺组页岩;灯影组天然气为混源气,其气源既来自筇竹寺组烃源岩和灯三段黑色泥岩,也有灯四段孔洞、裂缝中沥青裂解气的贡献。

关键词 四川盆地 震旦纪 早寒武世灯影期 龙王庙期 天然气成因 地球化学 混合成因 碳同位素

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2014.03.008

Natural gas sources in the Dengying and Longwangmiao Fms in the Gaoshiti-Maoxi area, Sichuan Basin

Zheng Ping¹, Shi Yuhua¹, Zou Chunyan¹, Kong Lingming¹, Wang Lansheng¹, Liu Jinzhong²

(1. Exploration and Development Research Institute of Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510641, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 34, ISSUE 3, pp. 50-54, 3/25/2014. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: In order to reveal the natural gas genesis in the Sinian Dengying and the Lower Cambrian Longwangmiao Fms in the Gaoshiti-Maoxi area, Sichuan Basin, we made a geochemical analysis of 51 gas samples based on the geologic research background. In comparison with the gas in Weiyuan and Ziyang areas, that in the Dengying and Longwangmiao Fms is characterized by a slightly higher content of methane, trace ethane and a relatively lower non-hydrocarbon gas content. It is dry gas from the pyrolysis of overmature oil and bitumen. The gas in the Dengying Fm has a methane isotope value ($\delta^{13}\text{C}_1$) in the range of -32.43 -- -34.59% , and an ethane isotope value ($\delta^{13}\text{C}_2$) in the range of -24.86 -- -28.02% . In comparison, the gas in the Longwangmiao Fm has a methane isotope value ($\delta^{13}\text{C}_1$) in the range of -33.36 -- -36.72% , and an ethane isotope value ($\delta^{13}\text{C}_2$) in the range of -30.27 -- -32.51% . Their $\delta^{13}\text{C}_1$ values are almost the same, but the $\delta^{13}\text{C}_2$ value of gas in the Dengying Fm is obviously greater than that in the Longwangmiao Fm, resulting from the mixing of gas generated through the pyrolysis of overmature oil and bitumen. The sources and genesis of gas were determined based on the geochemical analysis of 26 core samples. The gas in both the Dengying and Longwangmiao Fms is of organic origin. The gas in the Longwangmiao Fm was sourced from shale in the underlying Lower Cambrian Qiongzhusi Fm. In contrast, the gas in the Dengying Fm was sourced from both the shale in the Qiongzhusi Fm and the dark shale in the 3rd member of the Dengying Fm, with some contribution from the pyrolysis of bitumen in the pores, caverns and fractures of the 4th member of the Dengying Fm.

Keywords: Sichuan Basin, Sinian, Early Cambrian, Dengying period, Longwangmiao period, gas genesis, geochemistry, mixed genesis, carbon isotope

基金项目:国家重点基础研究计划(973 计划)“中国南方海相页岩气高效开发的基础研究——南方海相典型区块页岩气开发理论与技术适应性研究”(编号:2013CB228006)。

作者简介:郑平,1963 年生,工程师;1985 年毕业于原成都地质学院岩矿分析专业,主要从事油气地球化学实验与研究。地址:(610041)四川省成都市高新区天府大道北段 12 号。E-mail:zheng_ping@petrochina.com.cn

1 样品和分析方法

采集四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系灯影组和下寒武统龙王庙组气藏的 51 个天然气样品、26 块岩心样品,完成了地球化学分析工作。天然气组分、甲烷及其同系物碳同位素组成、氯仿沥青“A”抽提、族组成分离、饱和烃色谱分析和干酪根制备均在中国石油西南油气田公司勘探开发研究院分析实验中心完成,干酪根热裂解气实验由中国科学院广州地球化学研究所完成。

天然气组分按照国标 GB/T 13610—2003《天然气的组分分析气相色谱法》,采用 Agilent Technologies 6890N 气相色谱仪进行分析;氯仿沥青“A”抽提、族组成分离、干酪根制备分别按照石油天然气行业标准 SY/T 5118—2005《岩石中氯仿沥青的测定脂肪抽提器法》、SY/T 5119—2008《岩石可溶有机物及原油族组分分析》和国标 GB/T 19144—2010《沉积岩中干酪根分离方法》进行分析;饱和烃按照石油天然气行业标准 SY/T 5997—2008《石油和沉积有机质烃类气相色谱分析方法》,采用 Agilent Technologies 7890A 色谱仪进行分析;天然气碳同位素按照石油天然气行业标准 SY/T 5238—2008《有机物和碳酸盐岩碳、氧同位素分析方法》,采用 Finnigan MAT 252 同位素质谱仪进行分析。

干酪根热模拟生气实验是把原岩制取的干酪根用高压封闭式方法进行生烃热模拟实验。干酪根样品在氩气保护下封入金属管,金属管放置于高压釜中,通过高压泵对高压釜充水,高压水使金属管产生柔性变形,

从而对样品施加压力。压力设定为 50 MPa,恒压。样品从室温快速加热到 200 ℃,然后采用 20 ℃/h 的升温速率加热至 450 ℃,在 450 ℃ 恒温 24 h、72 h、120 h。样品到达预定的温度时间点后,从加热炉中取出,对金属管中的样品进行气体成分、产量及同位素分析。

2 天然气的地球化学特征

高石梯—磨溪地区灯影组和龙王庙组天然气的烃类气体组分相差不大,都是以甲烷为主。其中灯影组甲烷含量介于 88.86%~95.75%、龙王庙组甲烷含量介于 91.24%~97.03%;灯影组乙烷含量介于 0.02%~0.26%、龙王庙组乙烷含量介于 0.07%~0.29%。2 个层位的天然气都普遍含微量乙烷, C₂ 以上重烃很少,偶有痕量的丙烷,相应的干燥系数基本上都超过 0.996 6,具有典型的干气特征,表明其热演化程度高(表 1)。

高石梯—磨溪地区灯影组和龙王庙组天然气非烃气体中包括二氧化碳、氮气、硫化氢、氦和氢气,其中二氧化碳含量最高,其次是氮气、硫化氢,含有微量的氦气和氢气。灯影组非烃气体含量要高于龙王庙组(表 1、图 1),与威远气田相应层位比较,具有甲烷含量略高,非烃含量略低的特点。

高石梯—磨溪地区灯影组天然气甲烷碳同位素值($\delta^{13}C_1$)介于-32.43‰~-34.59‰,乙烷碳同位素值($\delta^{13}C_2$)介于-24.86‰~-28.02‰;龙王庙组天然气的 $\delta^{13}C_1$ 介于-33.36‰~-36.72‰, $\delta^{13}C_2$ 介于-30.27‰~-32.51‰,与威远、资阳灯影组天然气相

表 1 高石梯—磨溪地区灯影组和龙王庙组天然气组成特征表

地区	井号	层位	组 分 及 含 量							相对密度
			He	N ₂	CO ₂	H ₂ S	非烃	CH ₄	C ₂ H ₆	
高石梯—磨溪	高科 1 井	Z ₂ d ¹	0.00%	1.86%	2.12%	0.00%	4.03%	95.75%	0.05%	0.581 3
	高石 1 井	Z ₂ d ¹	0.03%	1.36%	6.35%	1.00%	8.75%	91.22%	0.04%	0.628 2
	高石 2 井	Z ₂ d ¹	0.02%	0.20%	4.83%	1.15%	6.20%	93.77%	0.04%	0.609 7
	高石 9 井	Z ₂ d ²	0.05%	2.00%	5.65%	0.85%	8.56%	91.40%	0.04%	0.623 0
	磨溪 8 井	Z ₂ d ²	0.06%	1.76%	6.23%	1.03%	9.09%	90.88%	0.04%	0.628 8
	磨溪 9 井	Z ₂ d ²	0.04%	0.10%	4.25%	3.19%	7.58%	92.36%	0.05%	0.616 5
	磨溪 10 井	Z ₂ d ²	0.03%	0.11%	4.24%	2.39%	6.78%	93.17%	0.05%	0.611 3
	磨溪 13 井	ε ₁ l ₁ ³	0.03%	1.04%	1.90%	0.53%	3.50%	96.36%	0.13%	0.581 4
	磨溪 12 井	ε ₁ l ₁ ³	0.03%	1.62%	2.32%	0.58%	4.55%	95.33%	0.12%	0.588 1
	磨溪 17 井	ε ₁ l ₁ ³	0.05%	0.90%	2.26%	0.52%	3.73%	96.12%	0.14%	0.584 2
磨溪 8 井	ε ₁ l ₁ ³	0.02%	0.05%	1.91%	0.65%	2.63%	97.21%	0.15%	0.578 3	
威远	威 2 井	Z ₂ d ³⁻⁴	0.19%	6.98%	4.64%	1.13%	12.94%	86.93%	0.09%	0.635 0
	威 23 井	Z ₂ d ³⁻⁴	0.21%	0.00%	6.71%	4.99%	13.30%	86.67%	0.07%	0.638 0
	威 201-H3 井	ε ₁ l ₁ ¹	0.08%	1.78%	1.08%	0.00%	2.95%	96.71%	0.33%	0.573 9
资阳	资 1 井	Z ₂ d ²⁻³	0.04%	1.22%	4.31%	0.00%	5.57%	93.59%	0.12%	0.602 3
	资 3 井	Z ₂ d ²⁻³	0.01%	0.97%	5.66%	0.00%	6.64%	92.20%	0.35%	0.615 8

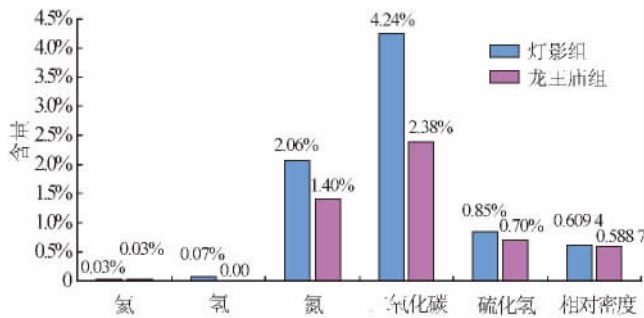


图 1 高石梯—磨溪地区灯影组和龙王庙组天然气非烃类组分(平均值)直方图

比,高石梯—磨溪地区的 $\delta^{13}C_1$ 相差不大,而 $\delta^{13}C_2$ 存在较大差异,如表 2 所示。

3 天然气的来源和成因

3.1 灯影组和龙王庙组天然气均为有机成因

天然气是有机成因还是无机成因,通常采用烷烃气的碳同位素值来进行判别^[1-4],一般认为甲烷碳同位素值重于 -20‰ 为无机成因,有机烷烃气具有正碳同位素系列 ($\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2 < \delta^{13}C_3 < \delta^{13}C_4$),无机烷烃气具有负碳同位素系列 ($\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2 > \delta^{13}C_3 > \delta^{13}C_4$)。

表 2 高石梯—磨溪地区灯影组—龙王庙组天然气碳同位素特征表

地区	井号	层位	$\delta^{13}C_1$	$\delta^{13}C_2$	$\delta^{13}CO_2$	$\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$
高石梯—磨溪	高科 1 井	$Z_2 d^4$	-32.43‰			
	高石 1 井	$Z_2 d^4$	-33.84‰	-26.92‰	0.27‰	6.92‰
	高石 2 井	$Z_2 d^4$	-33.74‰	-28.02‰		5.72‰
	高石 10 井	$Z_2 d^2$	-35.65‰	-24.86‰		10.79‰
	磨溪 10 井	$Z_2 d^2$	-34.59‰	-26.41‰	-2.77‰	8.18‰
	磨溪 9 井	$Z_2 d^2$	-34.42‰		-2.04‰	
	磨溪 17 井	$Z_2 d^2$	-36.72‰	-27.78‰		8.94‰
	磨溪 8 井	$\epsilon_1 l_1^3$	-34.47‰	-32.51‰	-2.98‰	1.96‰
	磨溪 9 井	$\epsilon_1 l_1^3$	-33.84‰	-31.13‰	-3.14‰	2.71‰
	磨溪 11 井	$\epsilon_1 l_1^3$	-33.36‰	-31.99‰	-5.70‰	1.37‰
磨溪 17 井	$\epsilon_1 l_1^3$	-35.48‰	-30.27‰	-3.08‰	5.21‰	
威远	威 27 井	$Z_2 d^4$	-31.96‰	-31.19‰		0.77‰
	威 100 井	$Z_2 d^{1-2}$	-32.38‰	-31.82‰		0.56‰
	威 201-H3 井	$\epsilon_1 l_1^1$	-34.70‰	-35.43‰	-5.93‰	-0.73‰
资阳	资 1 井	$Z_2 d^{2-3}$	-37.10‰			

依此判断,高石梯—磨溪灯影组和龙王庙组天然气是有机成因^[5-6]。

通常,天然气碳同位素组成主要受生气母质类型和热演化程度及天然气次生变化(如 TSR 反应等)的影响。在高石梯—磨溪地区,龙王庙组和灯影组天然气中非烃含量不高,天然气次生变化的影响可以忽略,所以天然气甲、乙烷碳同位素的组成主要反映生气母质类型和热演化程度。

3.2 龙王庙组天然气来自筇竹寺组页岩烃源岩

该区龙王庙组天然气可能烃源岩是下寒武统筇竹寺组黑色页岩。从烃类组分看,该区天然气与威远、资阳差别不大,仅非烃中氢、氮的含量偏低。且天然气的 $\delta^{13}C_1$ 与威远、资阳气也接近,但反映母质类型的 $\delta^{13}C_2$ 则有一定的差异。分析发现,磨溪 8 井寒武系龙王庙组天然气的 $\delta^{13}C_1$ 与威 201-H3 井寒武系筇竹寺组页岩气相差不大, $\delta^{13}C_2$ 虽比威 201-H3 井重,但仍然处于油裂解气范围(图 2)。所以龙王庙组天然气主要来自其下伏筇竹寺组烃源岩应无异议^[7]。

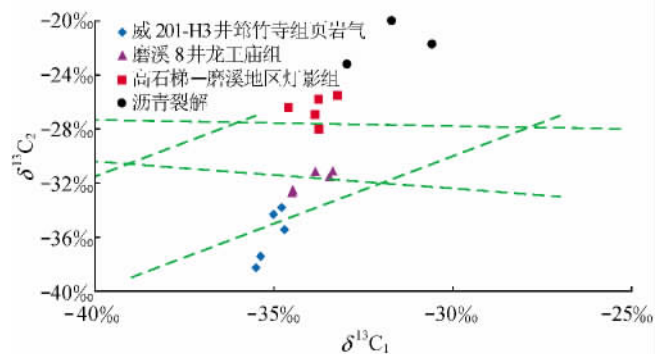


图 2 灯影组和龙王庙组碳同位素相关关系图

3.3 灯影组天然气为混源气

该区灯影组天然气的 $\delta^{13}C_2$ 与龙王庙组存在较大的差异,如果按照通常的甲、乙烷碳同位素关系来判识天然气成因类型,则高石梯—磨溪地区灯影组天然气表现为煤型气特征(图 2)。但结合地质背景上看,距离其最近的煤层是上二叠统龙潭组,从成藏关系上看,通过二叠系气源充注到灯影组显然是不可能的。

通过对高石 1 井和高科 1 井震旦系不同层位岩心样品饱和烃气相色谱分析可见(图 3),图谱可以分成 2 类:一类是单峰型的,如震旦系灯影组灯三段和寒武系筲竹寺组烃源岩段;另一类呈现双峰型, C_{25} 、 C_{29} 、 C_{31} 比

C_{24} 、 C_{26} 、 C_{28} 、 C_{30} 、 C_{32} 高,即 C_{24} 以后都呈现奇碳优势,只不过有些高,有些低。

图 3 中, C_{25} 最高的是高科 1 井震旦系灯影组四段 5 443.28~5 443.40 m 井段,而与此对应的该段岩心

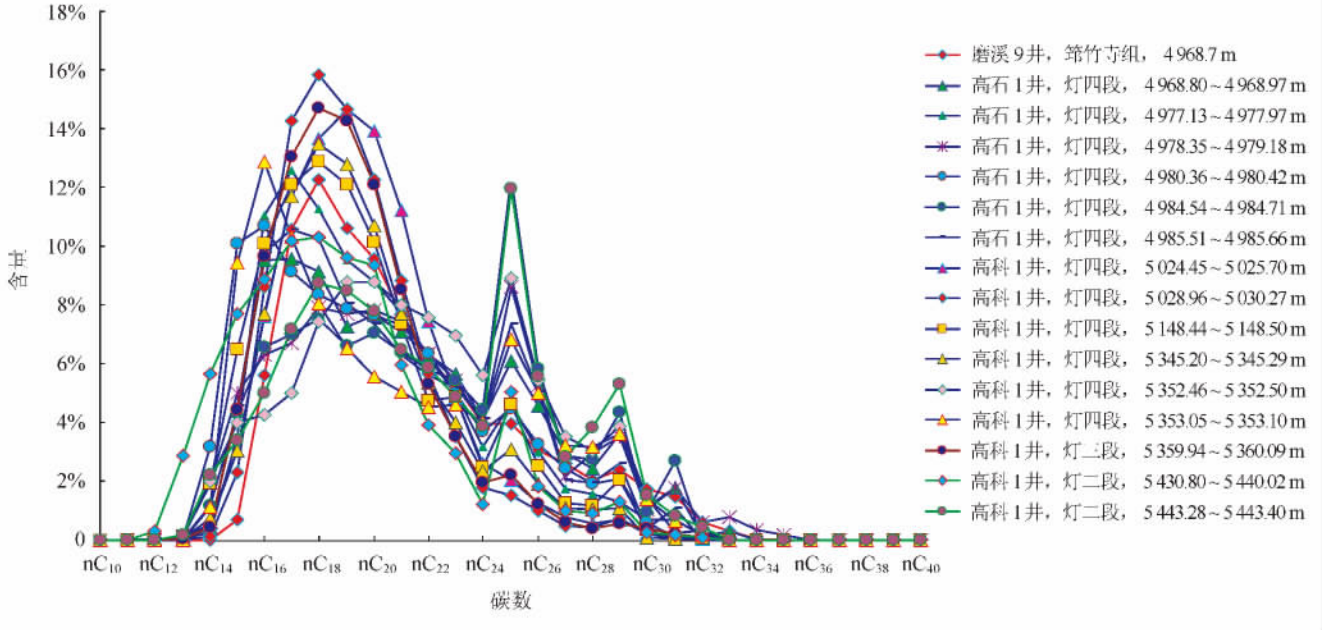


图 3 高石 1 井和高科 1 井震旦系不同层位岩心样品饱和烃碳数分布图

薄片分析可见,石英、白云石、沥青充填于孔洞中(图 4)。

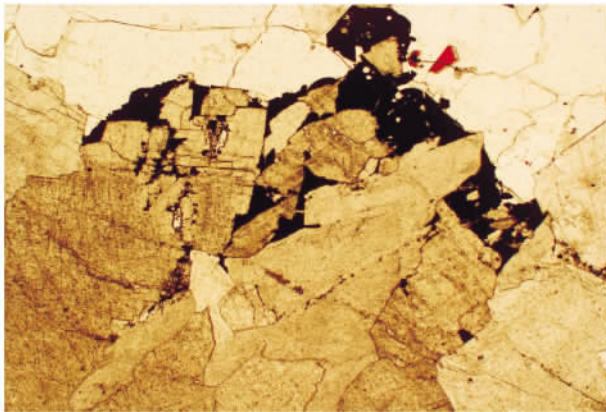


图 4 溶洞内石英、白云石、沥青充填图

注:溶洞充填物为石英、白云石、沥青,白云石具溶蚀现象,高科 1 井,井深 5 443.28~5 443.40 m,×2.5

众所周知,根据元素组成和显微组份组成,可将干酪根划分为腐泥型、偏腐泥混合型、偏腐殖混合型和腐殖型。

相应地,可将有机成因天然气划分为以下 2 大类:①腐泥型天然气(也称油型气)由腐泥型、偏腐泥混合型干酪根降解而成,这些干酪根相对富氢以含直链及环状饱和烃为主,只有少量多环芳烃及含氧官能团,表现为氧碳比低,氢碳比高;②腐殖型天然气(也称煤型

气)由偏腐殖混合型、腐殖型干酪根降解形成,这些干酪根相对贫氢,以多环芳烃、缩合稠环芳烃为主,带有许多含氧官能团,饱和烃含量少。

有机质在还原环境下的热演化方向是向石墨转化,其特点是杂原子化合物丰度下降,低碳数化合物丰度增加,碳同位素变重。也就是说,杂原子多的母质形成的天然气其 $\delta^{13}C_2$ 偏重,腐泥型干酪根裂解气的 $\delta^{13}C_2$ 比原油裂解气重。那么,沥青裂解形成的天然气其 $\delta^{13}C_2$ 必然偏重,因为沥青,特别是安平店—高石梯—磨溪地区经过氧化的沥青,其杂原子含量多。

为此与中国科学院广州地球化学研究所合作,开展了灯影组孔洞充填沥青热模拟实验。实验结果表明,干酪根裂解产生的天然气的 $\delta^{13}C_1$ 、 $\delta^{13}C_2$ 都重,特别是乙烷(表 3)。因此可以认为,由于沥青裂解产生的乙烷的混入,使得现今的高石梯—磨溪灯影组天然气的 $\delta^{13}C_2$ 发生较大的变化,明显偏正。从成因判识图上比较明显地看出,高石梯—磨溪灯影组天然气的碳同位素与沥青裂解产生的天然气碳同位素分布区域接近,显示具有一定的亲缘关系^[8-10](图 2)。

高石梯—磨溪地区灯影组天然气是混源气,其气源既有来至筲竹寺组烃源岩、灯三段黑色泥岩,也有灯四段孔洞、裂缝中沥青裂解的贡献。

表 3 干酪根热模拟实验数据表

井号	层位	样品号	温度/°C	时间/h	$\delta^{13}C_1$	$\delta^{13}CO_2$	$\delta^{13}C_2$
磨溪 13 井	灯四段	SC-2+3+4-1	450.0	24.0	-31.46‰	-28.14‰	-19.85‰
			450.0	24.0	-31.96‰	-27.90‰	-20.11‰
		SC-2+3+4-2	450.0	72.0	-30.77‰	-26.59‰	-21.84‰
			450.0	72.0	-30.39‰	-26.71‰	-21.59‰
		SC-2+3+4-3	450.0	120.0	-32.84‰	-26.17‰	-23.08‰
			450.0	120.0	-33.08‰	-25.82‰	-23.29‰

4 结 论

1) 高石梯—磨溪地区灯影组和龙王庙组天然气为干气特征, 甲烷碳同位素值相差不大, 乙烷碳同位素值存在较大差异; 根据碳同位素值数据分析, 判识该区灯影组和龙王庙组天然气均为有机成因。

2) 将龙王庙组天然气与筇竹寺组页岩气的碳同位素值进行对比, 显示龙王庙组天然气与筇竹寺组页岩气具亲缘关系, 判断龙王庙组天然气主要来自其下伏筇竹寺组烃源岩。

3) 高石梯—磨溪灯影组天然气为混源气, 其气源既来自筇竹寺组烃源岩、灯三段黑色泥岩, 也有灯四段孔洞、裂缝中沥青裂解气的贡献。

参 考 文 献

- [1] 李玉宏, 卢进才, 李金超, 等. 渭河盆地天然气成因特征及其意义[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2011, 26(5): 11-16.
LI Yuhong, LU Jincai, LI Jinchao, et al. Genetic characteristics of the natural gas in Weihe Basin and its significance [J]. Journal of Xi'an Shiyou University; Natural Science Edition, 2011, 26(5): 11-16.
- [2] 朱俊章, 施和生, 庞雄, 等. 白云深水区东部油气成因来源与成藏特征[J]. 中国石油勘探, 2012, 17(4): 20-28.
ZHU Junzhang, SHI Hesheng, PANG Xiong, et al. Origins and accumulation characteristics of hydrocarbons in Eastern Baiyun Deepwater Area[J]. China Petroleum Exploration, 2012, 17(4): 20-28.
- [3] 沈朴, 金强, 张玉明, 等. 淮北凹陷孔店组天然气成因类型及分布规律[J]. 地球科学与环境学报, 2010, 32(3): 252-256.
SHEN Pu, JIN Qiang, ZHANG Yuming, et al. Genetic type and distribution rule of natural gas of Kongdian Formation in Weibei Sag[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2010, 32(3): 252-256.
- [4] 张景廉, 李相博, 刘化清. “石油无机成因说”的理论与实践[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2013, 28(1): 1-11, 17.
ZHANG Jinglian, LI Xiangbo, LIU Huaqing. Theory and practice of petroleum inorganic origin[J]. Journal of Xi'an Shiyou

- University; Natural Science Edition, 2013, 28(1): 1-11, 17.
- [5] 王世谦. 四川盆地侏罗系—震旦系天然气的地球化学特征[J]. 天然气工业, 1994, 14(6): 1-5.
WANG Shiqian. Geochemical characteristics of Jurassic-Sinian Gas in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 1994, 14(6): 1-5.
- [6] 戴金星. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别[J]. 天然气地球科学, 1993, 2(3): 1-40.
DAI Jinxing. Isotopic characteristics of natural gas and identification of its genesis [J]. Natural Gas Geoscience, 1993, 2(3): 1-40.
- [7] 王廷栋, 王兰生, 王顺玉, 等. 四川盆地加里东古隆起震旦系—寒武系天然气有效运聚系统研究[R]. 成都: 四川石油管理局, 1998.
WANG Tingdong, WANG Lansheng, WANG Shunyu, et al. Study on the effective migration and accumulation system in Sinian to Cambrian reservoir in Caledonian paleo-uplift in Sichuan Basin [R]. Chengdu: Sichuan Petroleum Administration, 1998.
- [8] 王铁冠, 韩克猷. 论中—新元古界的新生油气资源[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 1-7.
WANG Tieguan, HAN Keyou. On Meso-Neoproterozoic primary petroleum resources [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 1-7.
- [9] 王兰生, 韩克猷, 谢邦华, 等. 龙门山推覆构造带北段油气田形成条件探讨[J]. 天然气工业, 2005, 25(5): 1-5.
WANG Lansheng, HAN Keyou, XIE Banghua, et al. Study on forming of gas and oil field in the northern section of Longmen Nappe Structure [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(5): 1-5.
- [10] 张林, 魏国齐, 汪泽成, 等. 四川盆地高石梯—磨溪构造带震旦系灯影组的成藏模式[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(6): 584-589.
ZHANG Lin, WEI Guoqi, WANG Zecheng, et al. Analysis of formation mechanism of Sinian Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi Structure Belt in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(6): 584-589.

(收稿日期 2014-01-10 编辑 罗冬梅)