

四川盆地东北部马路背地区上三叠统须家河组 天然气地球化学特征及气源

杜红权^{1,2,3}, 王威³, 时志强^{1,2}, 谈健康⁴, 曹环宇³, 殷雪峰³

[1. 成都理工大学 沉积地质研究院, 四川 成都 610059; 2. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学), 四川 成都 610059; 3. 中国石化 勘探分公司 勘探研究院, 四川 成都 610041; 4. 中国石油 西南油气田分公司 勘探开发研究院, 四川 成都 610041]

摘要: 依据天然气化学组分及碳、氢同位素等地球化学资料, 分析了四川盆地东北部马路背地区上三叠统须家河组天然气地球化学特征、天然气成因及来源。研究表明, 马路背地区须家河组天然气组分以甲烷为主, 含量介于 92.60%~99.04%, 平均为 97.59%, 干燥系数普遍高于 0.990 0, 平均为 0.992 2, 热演化程度较高; 与邻区须家河组天然气对比, 马路背地区须家河组天然气碳同位素明显具有甲烷碳同位素偏重、乙烷碳同位素偏轻的特征, $\delta^{13}\text{C}_1$ 值介于 -33.70‰~-28.60‰, 平均为 -30.88‰, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值介于 -36.40‰~-28.90‰, 平均为 -33.11‰, 甲烷和乙烷碳同位素多表现为倒转分布。天然气成因鉴别及气-源对比研究表明, 马路背地区须家河组天然气为Ⅲ型和Ⅱ型干酪根生成的煤型气和油型气的混合热成因气, 天然气主要来源于上三叠统须家河组煤系烃源岩及上二叠统吴家坪组海相烃源岩, 甲烷和乙烷碳同位素倒转正是煤型气及油型气混合所致。马路背地区须家河组天然气高产富集与该区海相、陆相烃源岩双源供烃及深大断裂有效沟通海相、陆相多套优质烃源岩关系密切, 沟通海相、陆相烃源岩的通源断裂在该区天然气成藏富集及后期调整改造方面具有重要作用。

关键词: 碳同位素; 地球化学特征; 气源; 天然气; 须家河组; 上三叠统; 马路背地区; 四川盆地东北部

中图分类号: TE133

文献标识码: A

Geochemical characteristics and source of natural gas of the Upper Triassic Xujiahe Formation in Malubei area, northeastern Sichuan Basin

Du Hongquan^{1,2,3}, Wang Wei³, Shi zhiqiang^{1,2}, Tan Jiankang⁴, Cao Huanyu³, Yin Xuefeng³

(1. Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 3. Research Institute of SINOPEC Exploration Company Ltd., Chengdu, Sichuan 610041, China; 4. Research Institute of Exploration and Development of Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: Based on the analyses of geochemical data like gas composition and carbon and hydrogen isotopes, the study is made on the geochemical characteristics, origin and source of natural gas in the Upper Triassic Xujiahe Formation in Malubei area, northeastern Sichuan Basin. The results indicate that the natural gas in the Xujiahe Formation in Malubei area is mainly composed of methane, with the content ranging from 92.60% to 99.04%, averaging out at 97.59%, and its gas dry coefficient is generally higher than 0.990 0, with the average value of 0.992 2, indicating a higher degree of thermal evolution. Compared with the Xujiahe natural gas in adjacent areas, the values of gas $\delta^{13}\text{C}_1$ in Malubei area are bigger (ranging from -33.70‰ to -28.60‰, with an average of -30.88‰), but the values of $\delta^{13}\text{C}_2$ are smaller (ranging from -30.88‰ to -28.90‰, with an average of -33.11‰), and the carbon isotopes of methane and ethane in the gas of the study area are mainly in reversed distribution: the carbon isotope of methane is relatively heavier while the carbon isotope of ethane is lighter. The identification of gas origin and analysis of gas-source correlation indicate that the natural gas in the Xujiahe Formation in Malubei area is the mixed thermogenic gas of coal-type gas and oil-type gas

收稿日期: 2017-12-05; 修订日期: 2018-08-30。

第一作者简介: 杜红权(1985—), 男, 副研究员, 石油与天然气勘探。E-mail: dhq4524039@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05002-004)。

generated by kerogen Type III and II, and mainly sourced from the coal-measure source rocks in the Upper Triassic Xujiahe Formation and the marine source rocks in the Upper Permian Wujiaping Formation. And the carbon isotopic reversal of methane and ethane for the Xujiahe gas just results from the mixing of the coal-type gas and oil-type gas. The accumulation and high productivity of the natural gas in the Xujiahe Formation in Malubei area is closely related to hydrocarbon generation by both marine and terrestrial source rocks and the connectivity of several quality marine and terrestrial source rocks to the Xujiahe reservoir by means of deep and large faults, which have played a significant role in natural gas accumulation and later adjustment in the Xujiahe Formation in Malubei area.

Key words: carbon isotope, geochemical characteristic, gas source, natural gas, Xujiahe Formation, Upper Triassic, Malubei area, northeastern Sichuan Basin

马路背气田是中国石化在四川盆地东北部(川东北地区)发现的第一个陆相大气田,多口井在上三叠统须家河组试获工业天然气流。其中,M101和M103两口井须(须家河组)二段试获高产、稳产的商业气流。截止目前,M101单井累产气 $3.04 \times 10^8 \text{ m}^3$,M103单井累产气 $2.16 \times 10^8 \text{ m}^3$,表明了马路背地区须家河组是近期有望实现商业开发的有利目标。但针对该区须家河组天然气成因和来源的认识存在分歧^[1-2]。本文在对马路背地区须家河组天然气组分及稳定碳、氢同位素分析的基础上,分析该区须家河组天然气成因和来源,并结合该区油气地质特征,探讨了海相和陆相烃源岩及深大断裂对该区天然气富集的意义,以期对该区或邻区天然气勘探具有指导意义。

1 区域地质背景

马路背地区地理位置位于四川盆地东北缘,构造

位置位于川北拗陷通南巴构造带。其北侧为秦岭造山带南缘的米仓山冲断构造带,东北侧为大巴山前缘弧形推覆构造带,南邻川中平缓构造带^[3-4](图1)。受米仓山、大巴山两大造山体系影响,通南巴构造带形成了现今以北东向构造为主,叠加了一系列北西向断裂和构造的大型背斜构造带^[5],包括南阳场鼻状构造、涪阳坝断块构造和黑池梁鼻状构造3个次级构造单元。黑池梁鼻状构造通天断层发育,构造变形强;南阳场鼻状构造海相和陆相断裂不发育,构造变形弱;涪阳坝断块构造断裂褶皱发育,断层上未通天,下断至二叠系或志留系。马路背气田位于通南巴构造带涪阳坝断块,构造条件好。

受控于川东北地区西低东高的古地貌,元坝-通南巴地区须家河早期为上超沉积模式,通南巴地区普遍缺失须(须家河组)一段及须二下亚段(须家河组二段下亚段),须二段泥岩直接覆盖于雷口坡组碳酸盐岩之上,须三段和须五段主要发育暗色泥岩夹薄煤层湖

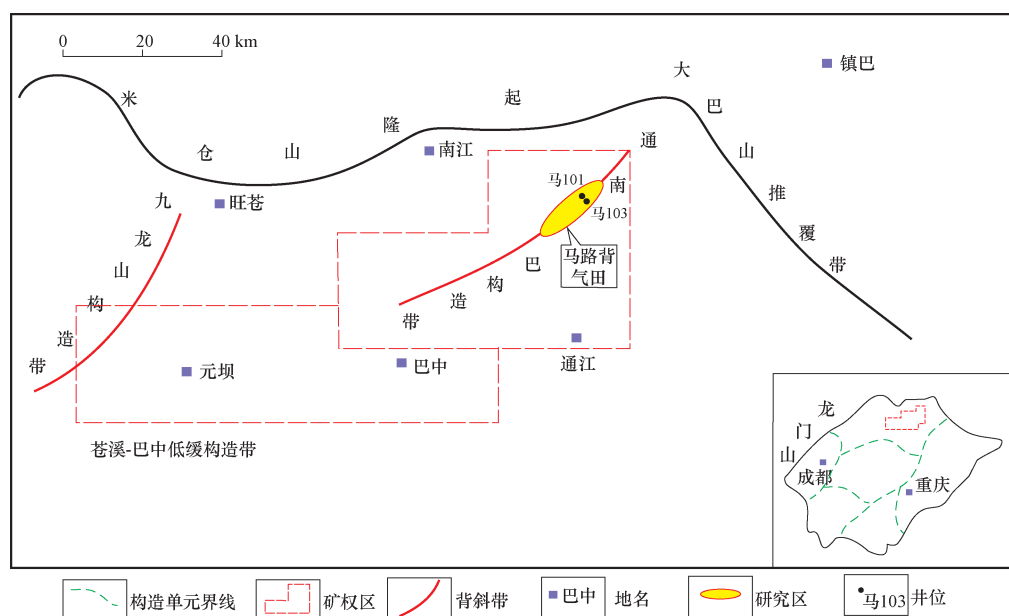


图1 四川盆地东北部马路背地区构造位置

Fig. 1 Structural location of Malubei area, northeastern Sichuan Basin

相沉积,须二段及须四段主要发育辫状河三角洲前缘水下分流河道砂体,岩石类型以细粒岩屑砂岩、岩屑石英砂岩为主。通南巴地区纵向上发育上三叠统须家河组煤系烃源岩、二叠系大隆组硅质泥岩、二叠系吴家坪组灰泥岩、志留系龙马溪组优质页岩及下寒武统筇竹寺组优质页岩等多套优质烃源岩,累计厚度大、有机质丰度高。通南巴地区纵向上发育须二下亚段石英砂岩储层、须二上亚段和须四段岩屑砂岩储层及嘉(嘉陵江组)二段和飞(飞仙关组)三段台内浅滩储层等多套有利储层,且构造变形强烈,通源断裂及裂缝发育,有效沟通海相和陆相多套优质烃源岩,生-储-盖组合好,成藏条件优越^[6]。

2 天然气地球化学特征

2.1 天然气组分

马路背地区须家河组天然气以烷烃气为主,甲烷含量最高,分布范围为92.60%~99.04%,平均含量为97.59%;乙烷含量介于0.38%~1.24%,平均含量为0.68%;丙烷平均含量为0.08%,丁烷平均含量为0.02%,戊烷平均含量为0.05%(表1)。干燥系数 $[C_1/(C_1+C_5)]$ 介于0.985 8~0.995 8,平均为0.992 2,均为干气,表明热演化程度较高。非烃气体含量较少,主要为氮气(N_2)和二氧化碳(CO_2)。 N_2 含量介于0.22%~6.20%,平均含量为1.61%; CO_2 含量介于0.07%~0.54%,平均含量为0.26%。与邻区元坝地区须家河组天然气对比,马路背地区须家河组

天然气干燥系数更大(表1),表明马路背地区热演化程度更高。

2.2 天然气碳同位素

马路背地区须家河组天然气的甲烷碳同位素值($\delta^{13}C_1$)分布在-33.70‰~-28.60‰,平均值为-30.88‰;乙烷碳同位素值($\delta^{13}C_2$)分布在-36.40‰~-28.90‰,平均值为-33.11‰;丙烷碳同位素值主要分布在-37.10‰~-29.50‰,平均值为-31.95‰。乙烷碳同位素大多轻于甲烷碳同位素,两者形成 $\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2$ 的反序分布;但丙烷碳同位素值并不完全大于或小于乙烷碳同位素值(表2)。马路背地区须家河组天然气碳同位素值具有部分倒转特征。与四川盆地川西、川中须家河组天然气对比,川东北马路背地区须家河组天然气碳同位素明显具有甲烷碳同位素偏重、乙烷碳同位素偏轻的特征(图2)。

3 天然气成因类型与气源

3.1 天然气成因类型

天然气中烷烃气组分及碳同位素值是判别天然气成因类型的重要依据。其中,甲烷和乙烷碳同位素值是判别天然气成因类型的重要指标,也是区别煤型气和油型气的最常用指标。国内学者一般以 $\delta^{13}C_2 = -28\text{‰}$ 或 -29‰ 作为划分煤型气和油型气的界限^[7-12]。按照这一划分标准,马路背地区须家河组天然气全被识别为油型气(图3a),而这与马路背地区

表1 马路背及邻区上三叠统须家河组天然气化学组分特征

Table 1 Chemical composition of natural gas in the Upper Triassic Xujiahe Formation in Malubei area and adjacent regions

井号	层位	组分含量/%					全烃含量/%	C_2+ 含量/%	$C_1/(C_1+C_5)$	$C_1/(C_2+C_3)$
		C_1	C_2	C_3	N_2	CO_2				
M2	T_3x^4	98.88	0.50	0.01	0.22	0.32	99.39	0.51	0.994 9	193.9
M102	T_3x^4	97.10	0.52	0.05	1.93	0.07	97.68	0.60	0.994 0	170.4
M1	T_3x^4	98.90	0.59	0.04	0	0.15	99.53	0.63	0.993 7	157.0
M3	T_3x^4	99.04	0.38	0.04	0	0.54	99.46	0.42	0.995 8	235.8
M101	T_3x^2	97.50	1.24	0.14	0.45	0.19	98.91	1.42	0.985 8	70.7
M101	T_3x^2	98.40	0.76	0.06	0.38	0.29	99.22	0.83	0.991 7	120.0
M103	T_3x^2	98.27	0.75	0.07	0.48	0.30	99.13	0.87	0.991 3	119.8
MS1	T_3x^2	92.60	0.67	0.21	6.20	0.18	93.48	0.94	0.990 6	105.2
YB224	T_3x^4	94.13	2.62	0.35	1.09	1.64	97.22	3.18	0.968 2	31.7
YB22	T_3x^4	93.88	2.43	0.37	2.76	0.23	96.96	3.18	0.968 4	33.5
YB221	T_3x^3	94.40	2.02	0.25	1.09	2.10	96.75	2.43	0.975 7	41.6
YL6	T_3x^2	97.71	1.16	0.11	0.31	0.64	99.00	1.30	0.987 0	76.9
YL11	T_3x^2	97.86	0.58	0.04	0.23	1.25	98.48	0.62	0.993 7	157.8

表 2 马路背地区上三叠统须家河组天然气碳、氢同位素组成特征

Table 2 Features of carbon and hydrogen isotopic compositions of natural gas in the Upper Triassic Xujiahe Formation in Malubei area

井号	层位	$\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$					$\delta\text{D}/\text{‰}$	
		C_1	C_2	C_3	$\text{C}_2 - \text{C}_1$	$\text{C}_3 - \text{C}_2$	D_{CH_4}	$\text{D}_{\text{C}_2\text{H}_6}$
M1	T_3x^4	-30.40	-31.40	—	-1.00	—	—	—
M2	T_3x^4	-30.22	-32.20	-30.01	-1.98	2.19	—	—
M2	T_3x^4	-31.00	-32.90	-37.10	-1.90	-4.20	-157	—
M3	T_3x^4	-30.90	-28.90	-29.50	2.00	-0.60	-167	-132
M3	T_3x^3	-31.40	-31.30	-31.60	0.10	-0.30	-164	-132
M101	T_3x^2	-31.70	-33.90	—	-2.20	—	-169	—
M101	T_3x^2	-29.50	-34.70	—	-5.20	—	-161	—
M103	T_3x^2	-28.60	-34.70	—	-6.10	—	-155	—
M103	T_3x^2	-31.30	-35.43	—	-4.13	—	—	—
MS1	T_3x^2	-33.70	-35.10	-34.00	-1.40	1.10	—	—

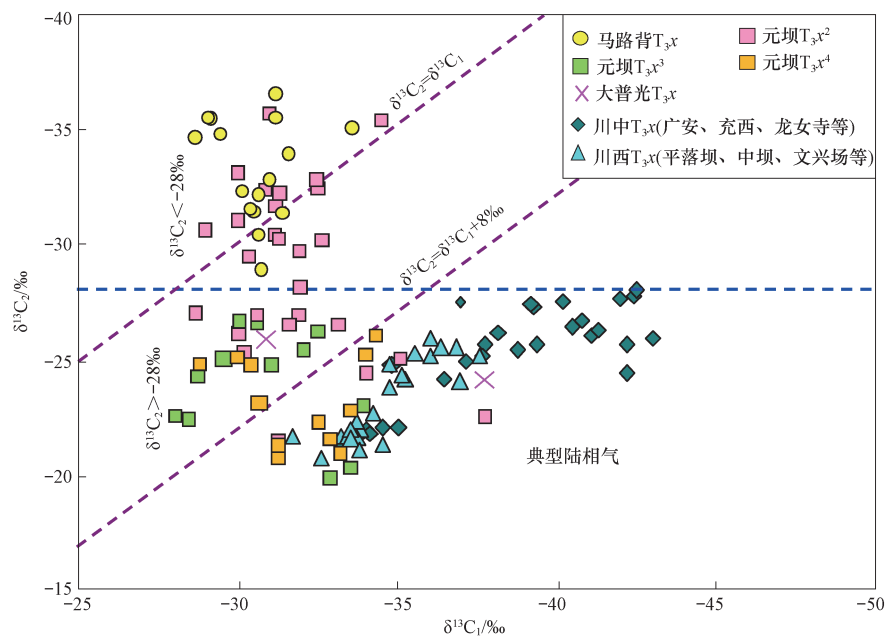


图 2 四川盆地上三叠统须家河组天然气甲烷和乙烷碳同位素组成对比

Fig. 2 Comparison of carbon isotopic compositions between methane and ethane in the Upper Triassic Xujiahe gas in Sichuan Basin

须家河组为煤系地层的事实是不符的。因此,笔者认为该图版不适合马路背地区须家河组过成熟天然气的成因类型判别。目前,许多学者提出各种天然气成因类型识别的参数和图版,并取得了很好的应用效果;但由于这些图版主要是基于成熟、高成熟天然气甲烷和乙烷碳同位素规律的总结,随着天然气勘探向深层的发展,过成熟气越来越多,这些图版已不能完全满足研究需要。韩中喜、李剑等通过国内 7 个含气盆地近 200 口井天然气组分及烷烃碳同位素分析认为,煤型气和油型气的划分界限为: $\delta^{13}\text{C}_2(\text{‰}) = -[10.2\delta^{13}\text{C}_1(\text{‰}) + 1\,246]/29.8$ ^[13]。当 $\delta^{13}\text{C}_2 >$

$-(10.2\delta^{13}\text{C}_1 + 1\,246)/29.8$ 时,天然气类型为煤型气;当 $\delta^{13}\text{C}_2 < -(10.2\delta^{13}\text{C}_1 + 1\,246)/29.8$,且 $\delta^{13}\text{C}_1 > -55\text{‰}$ 时,天然气类型为油型气;当 $\delta^{13}\text{C}_1 < -55\text{‰}$ 时为生物气。依据此标准,马路背地区须家河组天然气既有煤型气又有油型气,为混合热成因气(图 3b)。

由于地质条件的复杂性和天然气地球化学参数的多解性,天然气成因类型判别时,需要多种参数的综合判别才能得出比较科学、符合实际的结论^[13]。因此,本次研究亦采用 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值与 $\text{C}_1/(\text{C}_2 + \text{C}_3)$ 比值的分类图版,从化学组分与碳同位素组成上综合分析研究区天然气的成因类型。马路背地区须家河组

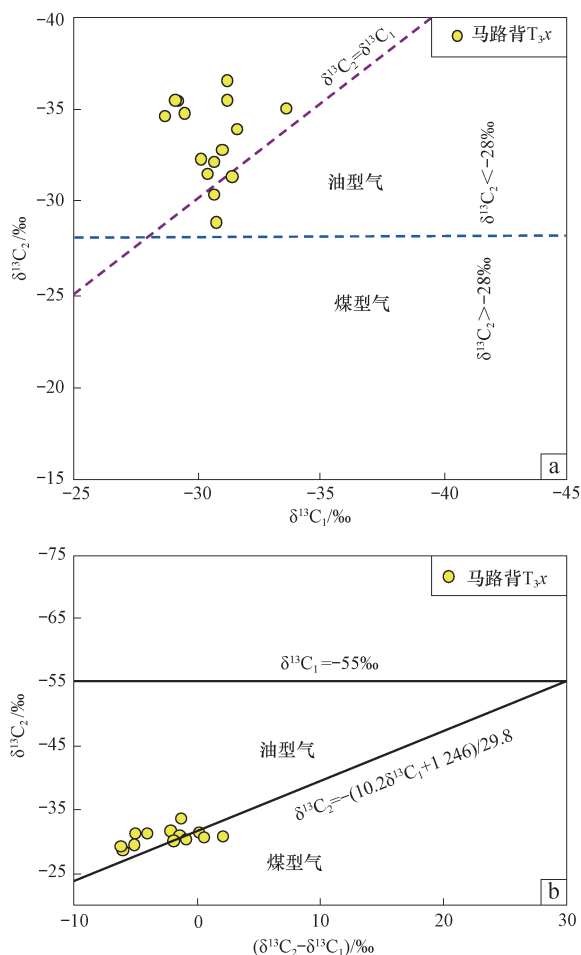


图3 马路背地区上三叠统须家河组
天然气成因类型识别

Fig. 3 Identification of natural gas genetic types in the
Upper Triassic Xujiahe Formation in Malubei area
a. 图版据戴金星等^[12]; b. 图版据韩中喜、李剑等^[13]

天然气样品数据分布表明,马路背地区须家河组天然气母质类型偏向于Ⅱ型干酪根,进一步表明马路背地区须家河组天然气为煤型气和油型气的混合热成因气(图4)。

3.2 天然气气源

从四川盆地须家河组天然气的甲烷和乙烷碳同位素值分布图(图2)可以看出,马路背地区须家河组的天然气甲烷和乙烷碳同位素值分布与元坝须二段类似,表现为乙烷碳同位素偏轻,甲烷和乙烷碳同位素值倒转,而与元坝须三段、须四段及川中、川西须家河组天然气差异明显。元坝地区须三段和须四段天然气 $\delta^{13}C_2$ 大于 -28 ‰,与川西和川中须家河组典型陆相气特征类似,而川西和川中须家河组天然气来自须家河组本层煤系烃源岩。因此笔者认为,元坝须三段和须四段天然气亦来自须家河组本层煤系烃源

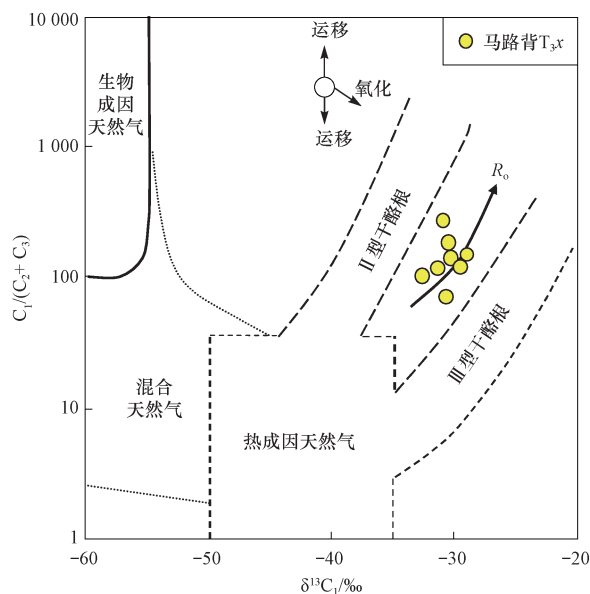


图4 马路背地区上三叠统须家河组天然气 $\delta^{13}C_1$ 值与
 $C_1/(C_2 + C_3)$ 比值的关系

Fig. 4 The value of $\delta^{13}C_1$ vs. the value of $C_1/(C_2 + C_3)$
of the natural gas in the Upper Triassic Xujiahe
Formation in Malubei area

岩。马路背地区须家河组及元坝须二段天然气为煤型气和油型气混合气,煤型气来自本层煤系烃源岩,元坝须二段油型气来自须一段海-陆过渡相烃源岩,而通南巴地区缺失须一段海-陆过渡相烃源岩,油型气只可能来源于下伏海相烃源岩。因此,马路背地区须家河组及元坝须二段天然气为海相气和陆相气的混合气,甲烷和乙烷碳同位素值倒转正是海相气和陆相气混合所致。

依据马路背地区须家河组天然气碳同位素值和飞仙关组天然气、须家河组烃源岩脱附气碳同位素值对比关系图(图5),马路背地区须家河组天然气碳同位素与飞仙关组天然气碳同位素组成特征类似,而飞仙关组天然气主要来源于上二叠统吴家坪组烃源岩。因此笔者认为,马路背地区须家河组天然气中混入的海相气亦来源于二叠系吴家坪组烃源岩。

马路背地区须家河组烃源岩主要发育在须三段及须五段(须一段缺失),岩性主要为暗色泥岩夹煤层,须二段及须四段岩性以细粒岩屑砂岩、岩屑石英砂岩为主。马路背地区须家河组烃源岩干酪根类型以Ⅲ型为主,显微组分以镜质组为主,各段烃源岩生成的天然气其地球化学特征具有很高的相似性,气-源精细对比难度大,但各段烃源岩由于埋深不同导致热演化程度不同,因此可以依据天然气碳同位素值计算烃源岩镜质体反射率(R_o)来分析气源。庞雄奇等^[14]依据定

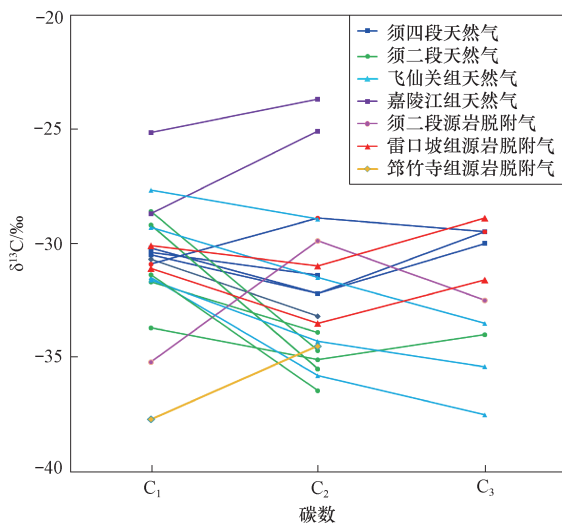


图5 马路背地区天然气和烃源岩脱附气
碳同位素值对比

Fig. 5 Comparison of carbon isotopic compositions between
the natural gas and the desorbed gas from source
rock in Malubei area

量化的天然气成因类型指数 (G_{TI}), 在前人判别天然气母质类型和成熟度公式的基础上, 建立了适合油型气和煤型气的统一的成熟度判别公式。依据庞雄奇等的混源气成熟度公式和戴金星等提出的天然气成熟度公式^[15-16], 马路背地区须二段天然气计算所得 R_o 值介于 2.20% ~ 2.65%, 平均为 2.50% (表 3), 与该区须家河组烃源岩平均 R_o 值 1.95% 不符合, 进一步证明该区除了须家河组自生的陆相气外, 还有海相气的混入。邹华耀等研究认为, 川东北马路背地区上二叠统吴家坪组烃源岩样品 R_o 值在 1.51% ~ 3.33%, 平均值为 2.42%, 与根据混源气成熟度公式计算的 R_o 值相近。因此推断, 马路背地区须家河组天然气除了来源于须家河组本层煤系烃源岩外, 还有一部分气来自于上二叠统吴家坪组烃源岩。

通南巴地区位于米仓山冲断带和大巴山弧形冲断带的构造叠合区, 构造复杂, 发育逆冲大断裂, 断层向下切割中-下三叠统、二叠系并变缓滑脱消失于志留

表3 马路背地区上三叠统须家河组天然气成熟度计算
Table 3 Calculation of the natural gas maturity in the
Upper Triassic Xujiahe Formation in Malubei area

井号	层段	$\delta^{13}C_1/\text{‰}$	$R_o/\%$
M101 井	T_3x^2	-31.70	2.20
M1 井	T_3x^4	-30.40	2.65
M2 井	T_3x^4	-31.00	2.57
M2 井	T_3x^4	-31.20	2.51
M102 井	T_3x^4	-30.80	2.57

系, 向上消失于下侏罗统, 天然气具备向上运移的通道。马路背地区须家河组天然气高产富集 (马 101 井须二段单井累产气 $3.04 \times 10^8 \text{ m}^3$, 马 103 井须二段单井累产气 $2.16 \times 10^8 \text{ m}^3$) 与该区海相和陆相烃源岩双重供烃及深大断裂有效沟通海相和陆相多套烃源岩关系密切。勘探实践进一步证实了沟通海相烃源岩的通源断裂在天然气成藏富集及后期调整改造方面具有重要作用^[17-18]。因此, 建议加强该区通源断裂的梳理、精细刻画及有效裂缝预测工作, 进而寻找该区天然气高产富集区带。

4 结论

1) 马路背地区须家河组天然气组分以烷烃气为主, 非烃组分少, 甲烷含量高, 干燥系数大, 热演化程度较高, 碳同位素明显具有甲烷碳同位素偏重、乙烷碳同位偏轻的特征, 甲烷和乙烷碳同位素值多表现为倒转分布。

2) 马路背地区须家河组天然气为Ⅲ型和Ⅱ型干酪根生成的煤型气和油型气的混合热成因气, 天然气主要来源于上三叠统须家河组煤系烃源岩及上二叠统吴家坪组海相烃源岩, 甲烷和乙烷碳同位素值倒转正是海相气和陆相气混合所致。

3) 马路背地区须家河组天然气高产富集与该区海相、陆相烃源岩双重供烃及深大断裂有效沟通海相、陆相多套烃源岩关系密切, 沟通海相烃源岩的通源断裂在该区天然气成藏富集及后期调整改造方面具有重要作用。

参 考 文 献

- [1] 吴小奇, 刘光祥, 刘全有, 等. 四川盆地元坝-通南巴地区须家河组天然气地球化学特征和成因[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(6): 955-962.
Wu Xiaoqi, Liu Guangxiang, Liu Quanyou, et al. Geochemical characteristics and origin of natural gas in the Xujiahe Formation in Yuanba-Tongnanba area of Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(6): 955-962.
- [2] 刘若冰, 郭彤楼, 邵明莉. 川东北元坝地区中浅层天然气气源及成因类型[J]. 天然气工业, 2011, 31(6): 34-38.
Liu Ruobing, Guo Tonglou, Shao Mingli. Sources and genetic types of gas in the middle-shallow strata of the Yuanba area, northeastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(6): 34-38.
- [3] 高红灿, 郑荣才, 柯光明, 等. 川东北地区前陆盆地须家河组层序-岩相古地理特征[J]. 沉积与特提斯地质, 2005, 25(3): 38-45.
Gao Hongcan, Zheng Rongcai, Ke Guangming, et al. The Upper

- Triassic Xujiahe Formation in the northeastern Sichuan foreland basin: Sequence-based sedimentary facies and palaeogeography [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2005, 25 (3): 38–45.
- [4] 盘昌林, 刘树根, 马永生, 等. 川东北地区须家河组天然气成藏主控因素分析[J]. 断块油气田, 2011, 18(4): 418–423.
- Pan Changlin, Liu Shugen, Ma Yongsheng, et al. Analysis on main controlling factors of gas accumulation in Xujiahe Formation of the northeastern Sichuan Basin [J]. *Fault-Block Oil and Gas*, 2011, 18(4): 418–423.
- [5] 李凤, 张卿, 黄仁春, 等. 元坝、通南巴地区天然气地球化学特征与成藏关系研究[J]. 石油与天然气学报, 2011, 33(6): 36–39.
- Li Feng, Zhang Qing, Huang Renchun, et al. Relation between geochemical characteristics of natural gas and hydrocarbon accumulation in Yuanba and Tongnanba areas [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2011, 33(6): 36–39.
- [6] 李军, 胡东风, 邹华耀, 等. 四川盆地元坝–通南巴地区须家河组致密砂岩储层成岩–成藏耦合关系[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(7): 1164–1178.
- Li Jun, Hu Dongfeng, Zou Huayao, et al. Coupling relationship between reservoir diagenesis and gas accumulation in Xujiahe Formation of Yuanba–Tongnanba area, Sichuan Basin, China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(7): 1164–1178.
- [7] 张士亚, 郜建军, 蒋泰然, 等. 利用甲、乙烷碳同位素判识天然气类型的一种新方法[M]. 北京: 地质出版社, 1988: 48–58.
- Zhang Shiya, Gao Jianjun, Jiang Tairan, et al. A new method to identify natural gas types by using the carbon isotope of methane and ethane [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1988: 48–58.
- [8] 陈敬轶, 贾会冲, 李永杰, 等. 鄂尔多斯盆地伊盟隆起上古生界天然气成因及气源. [J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 205–209.
- Chen Jingyi, Jia Huichong, Li Yongjie, et al. Origin and source of natural gas in the Upper Paleozoic of the Yimeng Uplift, Ordos Basin. [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(2): 205–209.
- [9] 黄籍中. 油气区天然气成因分类及其在四川盆地的应用[J]. 天然气地球科学, 1991, 2(1): 1–15.
- Huang Jizhong. The genetic classification of natural gas and its application in Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 1991, 2(1): 1–15.
- [10] 田继先, 李剑, 曾旭, 等. 柴达木盆地北缘天然气地球化学特征及其石油地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(2): 355–362.
- Tian Jixian, Li Jian, Zeng Xu, et al. Geochemical characteristics and petroleum geologic significance of natural gas in the north margin of the Qaidam Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(2): 355–362.
- [11] 林世国, 王昌勇, 易士威, 等. 川东卧新双地区天然气特征及上三叠统须家河组天然气来源[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(5): 913–921.
- Lin Shiguo, Wang Changyong, Yi Shiwei, et al. Analyses of features and source of natural gas in the Upper Triassic Xujiahe Formation, Woxinshuang area, eastern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(5): 913–921.
- [12] 戴金星. 天然气中烷烃气碳同位素研究的意义[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 1–5.
- Dai Jinxing. Significance of the study on carbon isotopes of alkane gases [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(12): 1–5.
- [13] 韩中喜, 李剑, 垢艳侠, 等. 甲、乙烷碳同位素用于判识天然气成因类型的讨论[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(4): 665–671.
- Han Zhongxi, Li Jian, Guo Yanxia, et al. The application of methane and ethane carbon isotopes as an identification index for gas origin study [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(4): 665–671.
- [14] 庞雄奇, 周海燕, 李建青, 等. 判别混源气母质转化程度的定量模式及其应用[J]. 石油学报, 2000, 21(5): 16–20.
- Pang Xiongqi, Zhou Haiyan, Li Jianqing, et al. The quantitative identification model of the evolution degree of mixing natural gas source material and the application of this model [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2000, 21(5): 16–20.
- [15] 戴金星, 裴锡古, 戚厚发. 中国天然气地质学(卷一)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1992: 1–149.
- Dai Jinxing, Pei Xigu, Qi Houfa. *Gas Geology in China (Volume 1)* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992: 1–149.
- [16] 戴金星, 戚厚发. 我国煤成烃气的 $\delta^{13}\text{C}-R_o$ 关系[J]. 科学通报, 1989, 9(9): 690–692.
- Dai Jinxing, Qi Houfa. The relation of $\delta^{13}\text{C}$ and R_o of coal hydrocarbon gas in China [J]. *Chinese Science Bulletin*, 1989, 9(9): 690–692.
- [17] 程立雪, 王威, 王涛. 川东北元坝、马路背地区上三叠统须二段石英砂岩储层天然气产能差异的原因[J]. 天然气工业, 2017, 37(8): 14–21.
- Cheng Lixue, Wang Wei, Wang Tao. Reasons for the productivity difference of quartz sandstone gas reservoirs of Upper Triassic Xu 2 Member between Yuanba and Malubei areas in NE Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(8): 14–21.
- [18] 王俊鹏, 张惠良, 张荣虎, 等. 裂缝发育对超深层致密砂岩储层的改造作用——以塔里木盆地库车坳陷克深气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(1): 77–88.
- Wang Junpeng, Zhang Huiliang, Zhang Ronghu, et al. Enhancement of ultra-deep tight sandstone reservoir quality by fractures: A case study of Keshen gas field in Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(1): 77–88.

(编辑 李 军)