

曾母盆地中部地区天然气 与凝析油地球化学特征及成因

王 登^{1,2}, 徐耀辉¹, 文志刚¹, 胡明毅¹, 胡正祥², 周世卿², 李 陈³

(1. 长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北 武汉 430100;

2. 湖北省地质调查院, 湖北 武汉 430100;

3. 江西核工业地质局 267 大队, 江西 九江 332000)

摘要:在广泛收集和总结前人资料的基础上,依据曾母盆地中部地区 10 个天然气样品的地球化学组成及碳同位素组成特征,系统分析了天然气地球化学特征及成因;同时对与天然气相伴生的凝析油的生物标志化合物特征进行分析,探讨了其油源。研究表明,曾母盆地中部地区天然气中烃类气体以甲烷为主,干燥系数(C_1/C_{1-5})值介于 0.68~0.97 之间,既有干气也有湿气,天然气碳同位素具有正序列排列特征,其中 $\delta^{13}C_1$ 值介于 -45.6‰ ~ -31.5‰ 之间, $\delta^{13}C_2$ 值介于 -32.7‰ ~ -24‰ 之间, $\delta^{13}C_3$ 值介于 -30.1‰ ~ -23.4‰ 之间,为干酪根初次裂解的有机成因气,既有油型气,又有煤型气;而非烃类气体以 CO_2 和 N_2 为主,含量介于 11.44%~80.18% 之间,且 CO_2 碳同位素值较高,介于 -10.8‰ ~ -2.4‰ 之间,为无机成因;与天然气伴生的凝析油具有较高的姥植比,高含量的奥烷和双杜松烷,与盆地内发育的煤系泥质烃源岩地球化学特征具有较好的可比性,表明凝析油油源为煤系烃源岩。

关键词:曾母盆地;天然气;凝析油;地球化学特征;油气成因

中图分类号:TE122.1⁺13

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2013)06-1205-09

引用格式:Wang Deng, Xu Yaohui, Wen Zhigang, *et al.* Geochemical characteristics and origin of natural gas and condensate in the central zone of Zengmu Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(6): 1205-1213. [王登, 徐耀辉, 文志刚, 等. 曾母盆地中部地区天然气与凝析油地球化学特征及成因[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(6): 1205-1213.]

0 引言

曾母盆地是南沙海域内勘探程度较高、油气资源较丰富的盆地之一。国外的油气勘探工作始于 20 世纪上半叶,勘探区域主要集中在南康台地、巴林坚地区和西部斜坡,截至 2004 年已发现大中型气田 40 多个、油田 10 多个,许多已经投产^[1]。我国对该盆地的油气勘探起步较晚,目前尚未进行过钻探工作。仅在南康台地、西部斜坡发现的 L 气田、F6 气田、F23 气田和 E11 气田等,其探明天然气可采储

量就达 $2.767 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。目前国内有关该盆地的油气地球化学特征的研究较薄弱,本文旨在分析天然气及伴生凝析气地球化学特征的基础上,研究其成因类型,剖析其来源,以期能为曾母盆地下一步油气勘探提供有用的信息。

1 地质背景

1.1 基本地质特征

曾母盆地位于纳土纳岛以东,南沙海槽以西,万安滩—北康暗沙以南的海域,盆地面积为 $18.6 \times$

收稿日期:2013-01-30;修回日期:2013-05-16.

基金项目:国家科技重大专项(编号:2011ZX05025-005-04)资助.

作者简介:王登(1987-),男,湖北荆门人,硕士研究生,主要从事油气地球化学研究. E-mail: wangdeng19870307@126.com.

通讯作者:徐耀辉(1972-),男,辽宁抚顺人,副教授,主要从事油气地球化学教学与研究. E-mail: yaohuixu@126.com.

气相伴生的凝析油样品。根据收集到的实验数据,对盆地天然气及凝析油地球化学特征进行了系统分析。

2.1 天然气组分分布特征

2.1.1 气藏分布特征

目前已发现的气田主要分布在西部斜坡上和南康台地,少数在巴林坚地区(图 1);油气主要赋存于下中新统砂岩和中—上中新统碳酸盐岩中^[3-4,8],前者以含油为主,后者以含气为主。南康台地和盆地西部气田的储层均是中、上中新统碳酸盐岩,但其天然气组分呈现出明显分区性。南康台地气田中天然

气组分以甲烷为主,重烃含量较丰富,CO₂ 含量较少,一般小于 18%。西部气田普遍含 CO₂,多数气田的 CO₂ 含量大于 70%,有些气田含量高达 95%。前人^[3-4]认为引起这种差异的原因主要与曾母盆地西部深断裂发育、火山活动有关。

图 3 为曾母盆地天然气中非烃气体含量分布图,目前发现的天然气中非烃类气体为 CO₂ 和 N₂,其含量变化较大:CO₂ 含量最高达 87%,如 J5.1X 井(表 1,图 3);N₂ 含量最高达 30%以上,如 J2.1X 井;同时也存在纯烃类气体气藏,如 Oya-A1 天然气,不含 CO₂ 和 N₂,其甲烷含量达 99%,为干气。

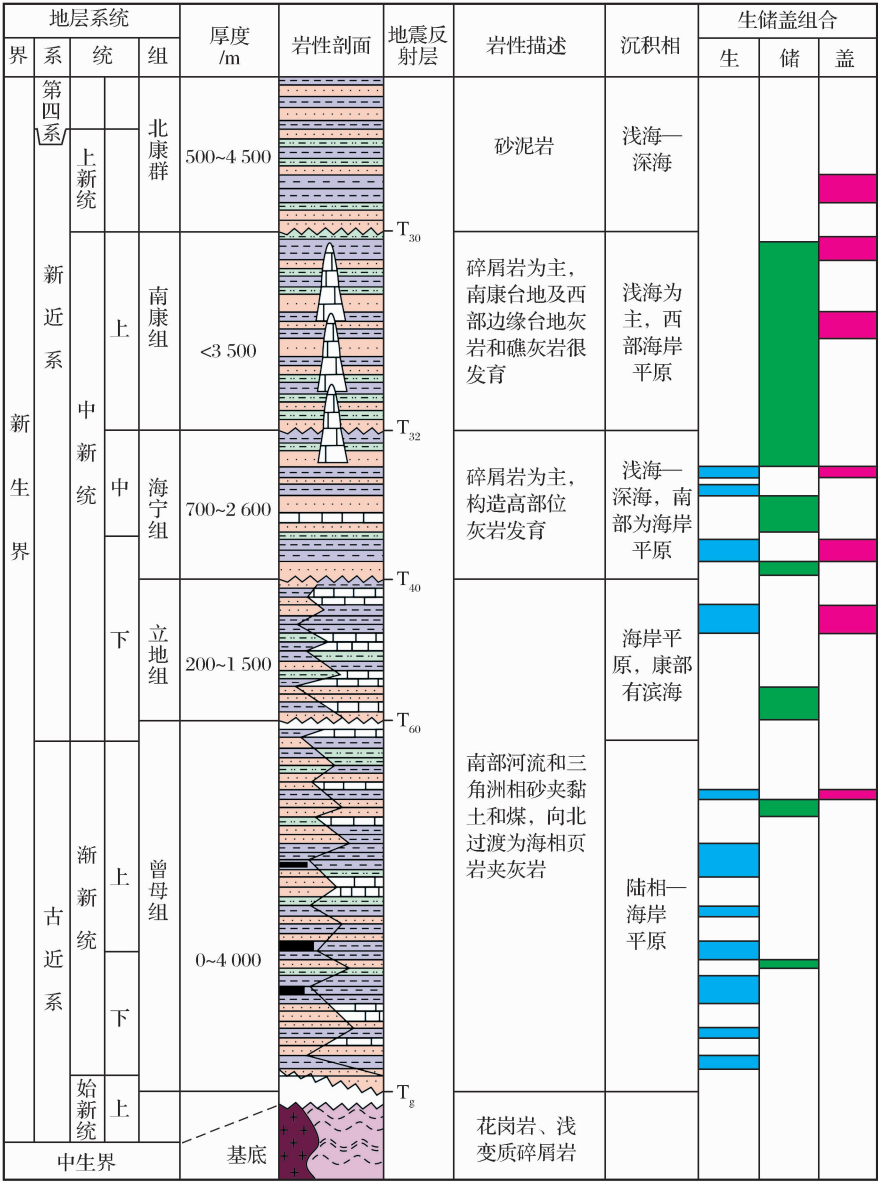


图 2 曾母盆地地层综合柱状(据文献[7],有修改)
Figure 2 Stratigraphic column of Zengmu Basin

表 1 曾母盆地部分天然气中非烃类气体含量

Table 1 Non-hydrocarbon gas relative content of natural gases in Zengmu Basin

井号	层位	储层岩性	储层厚度/m	孔隙度/%	CO ₂ /%	N ₂ /%
J1. 1X	中—上中新统	碳酸盐岩	204	23~28	62	15
	中—上中新统	砂岩	3	25	18	4
J2. 1X	中—上中新统	碳酸盐岩	4. 7	—	2	31
	中—上中新统	碳酸盐岩	24	—	6	33
H2. 2X	中—上中新统	砂岩	13. 7	16~28	50	30
H3. 1X	中—上中新统	钙质岩	8. 8	20~23	62	11
J5. 1X	中—上中新统	碳酸盐岩	137	—	87	4

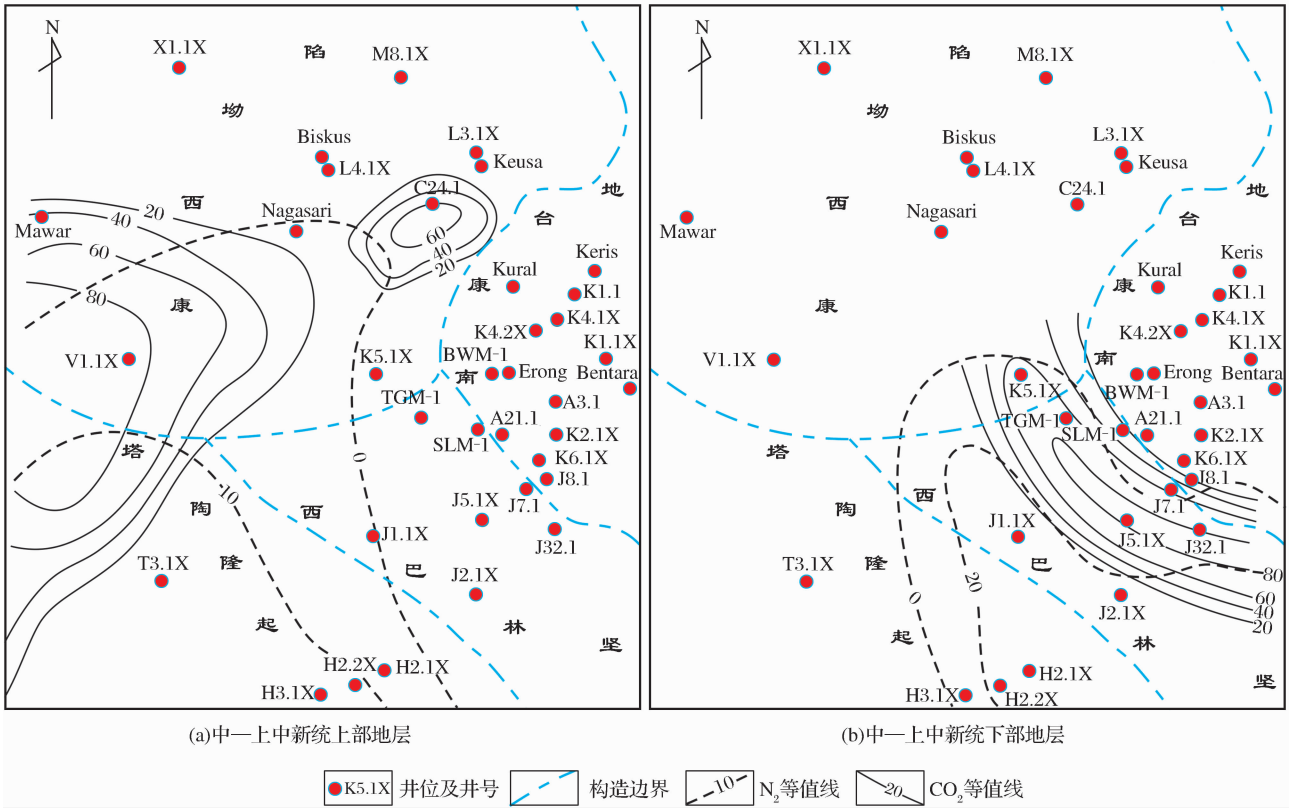


图 3 曾母盆地中—上中新统天然气中非烃类气体分布特征

Figure 3 The content distribution of non-hydrocarbon gas in Middle-Later Miocene in Zengmu Basin

2.1.2 天然气组分特征

天然气组分通常包括烃类气体和非烃类气体两大类^[10-11]。10 个样品中共检测出甲烷、乙烷、丙烷、正丁烷、异丁烷、正戊烷、异戊烷及正己烷 8 种烃类气体,以及 CO₂ 和 N₂ 2 种非烃气体。

由表 2 可知,天然气样品中烃类气体相对含量变化较大,从 19.82%~88.56%,并以甲烷为主,乙烷、丙烷次之,正戊烷、正己烷含量较少;干燥系数(C₁/C₄₋₅)介于0.75~0.97 之间,既有干气,也有湿气。非烃类气体中以 CO₂ 为主,其中 T3.2 井和 C24.1 井 CO₂ 含量高达 77%以上,且干气中的 CO₂ 含量明显

高于湿气,N₂ 含量介于 0.95%~12.3%之间。

2.2 天然气碳同位素特征

有机成因的天然气是由于干酪根或高分子液态烃分解而成,其甲烷及其同系物的碳同位素组成特征受热力学分馏控制^[11]。

由表 3 可知,甲烷碳同位素值介于-45.6‰~-31.5‰之间,平均值为-37.1‰;乙烷碳同位素值介于-32.7‰~-24‰之间,平均值为-27.4‰;丙烷碳同位素值介于-30.1‰~-23.4‰之间,平均值为-25.7‰;甲烷碳同位素分布最广,其次是乙烷和丙烷,其中重烃碳同位素值比甲烷碳同位素值平均高

约 10‰,甲烷与重烃的碳同位素分馏效应较大,而重烃分子间同位素分馏效应相对较小。除 T3.2 井 625~718m 天然气碳同位素发生部分倒转外,其余各样品碳同位素均呈现出 $\delta^{13}\text{C}_1<\delta^{13}\text{C}_2<\delta^{13}\text{C}_3$ 的正序列

排列,表明研究区天然气中的烃类气体为有机成因的烷烃气。T3.2 井(625~718m)天然气为干气,而该井中埋深较大的 2 个样品为湿气,推测 $\delta^{13}\text{C}_2>\delta^{13}\text{C}_3$ 现象可能是由于埋深较浅,遭受降解造成的。

表 2 曾母盆地天然气组分数据^[12]
Table 2 Each composition content of natural gases in Zengmu Basin

井号	深度/m	天然气组分/%										C ₁ /C ₁₋₅
		N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	
TGM-1	2 401~2 412	6.65	11.75	61.38	11.22	5.45	1.25	1.13	0.51	0.30	0.33	0.75
	2 591~2 597	7.73	38.6	45.87	5.3	1.54	0.38	0.28	0.16	0.08	0.09	0.85
SLM-1	2 316~2 327	0.95	10.92	59.83	11.06	11.52	2.39	2.17	0.66	0.35	0.15	0.68
	2 470~2 485	1.30	13.49	61.34	10.61	9.06	1.73	1.61	0.46	0.26	0.14	0.72
K5.2	2 129~2 171	2.43	54.33	41.88	0.94	0.16	0.09	0.08	0.04	0.03	0.02	0.97
	1 988~2 013	2.57	54.23	41.57	0.93	0.40	0.09	0.10	0.04	0.06	0.01	0.96
T3.2	625~718	1.69	77.6	20.0	0.54	0.12	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.97
	1 392~1 416	9.51	1.93	83.58	3.09	0.91	0.57	0.19	0.12	0.07	0.03	0.94
	1 721.5~1 730	12.3	11.86	69.98	2.75	1.82	0.77	0.26	0.13	0.08	0.03	0.92
C24.1	1 515~1 527	1.29	78.89	19.03	0.58	0.15	0.00	0.06	0.00	0.00	/	0.96

表 3 曾母盆地天然气各组分碳同位素数据^[12]
Table 3 Carbon isotope compositions of natural gases in Zengmu Basin

井号	深度/m	$\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$			
		CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃
TGM-1	2 401~2 412	-6.9	-42.1	-31	-27.1
	2 591~2 597	-3.7	-38.0	-27.6	-24.5
SLM-1	2 316~2 327	-10.8	-45.6	-32.7	-30.1
	2 470~2 485	-7.5	-43.5	-32.0	-29.1
K5.2	2 129~2 171	-2.6	-33.3	-24.9	-24.0
	1 988~2 013	-2.4	-33.3	-24.3	-23.4
T3.2	6 25~718	-3.3	-31.5	-24.0	-24.2
	1 392~1 416	-7.4	-36.0	-26.5	-25.6
	1 721.5~1 730	-4.8	-35.7	-26.0	-25.2
C24.1	1 515~1 527	-3.3	-32.0	-25.1	-23.5

一般情况下^[10-11],有机成因 CO₂ 在天然气中的含量较低,其碳同位素值多小于-10‰。如表 3 所示,曾母盆地天然气中 CO₂ 碳同位素值普遍较高,介于-2.4‰~-10.8‰之间,反映出 CO₂ 应为无机成因,盆地中部地区天然气与西部有一定的相似性^[3-4],非烃气体含量较高,部分井 CO₂ 含量达 80% 以上,推测盆地中部天然气与西部一样,受到火山活动影响,可能为幔源成因。

2.3 天然气成因类型

不同成因类型的天然气其烃类气体组成及碳同

位素组成有很大差别。根据烃类气体 $\text{Ln}(\text{C}_1/\text{C}_2)$ 与 $\text{Ln}(\text{C}_2/\text{C}_3)$ 分布图,可以很好地区分天然气来源^[13-14]。如图 4 所示,曾母盆地天然气 $\text{Ln}(\text{C}_1+\text{C}_2)$ 值分布范围为 1.7~3.8, $\text{Ln}(\text{C}_2/\text{C}_3)$ 值分布范围为 0.16~1.77,两者呈现近同步增大变化,与四川盆地长兴组—飞仙关组(P₂c—T₁f)原油二次裂解形成的天然气变化规律正好相反^[15],显示出干酪根初次裂解气的特征。

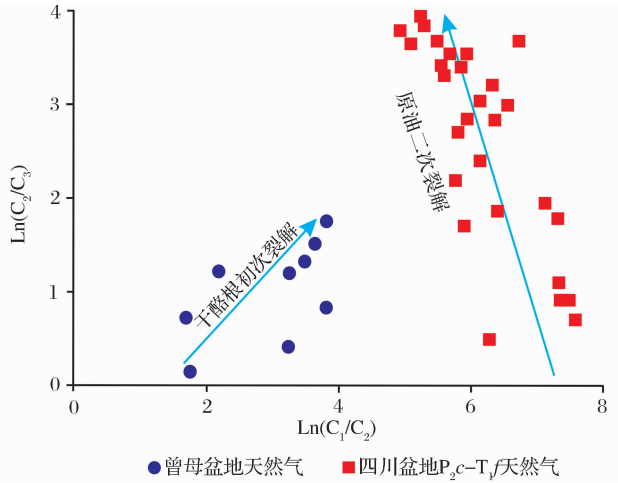


图 4 天然气 $\text{Ln}(\text{C}_1/\text{C}_2)$ 与 $\text{Ln}(\text{C}_2/\text{C}_3)$ 分布^[13]
Figure 4 $\text{Ln}(\text{C}_1/\text{C}_2)$ vs. $\text{Ln}(\text{C}_2/\text{C}_3)$ diagram for the gases

前人^[16-19]研究认为,若甲烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 值小于-60‰, R 值[即 $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$]大于 1 000,应为生物气;若甲烷的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值大于-50‰, R 值小于 100,则为热

解气;介于两者之间为混合来源气。如图 5 所示,天然气样品中甲烷的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值最小为 -45.6‰ ,都大于 -50‰ , R 值分布范围为 $2.7\sim 38.1$,均小于 100,表现出明显的热解气特征。

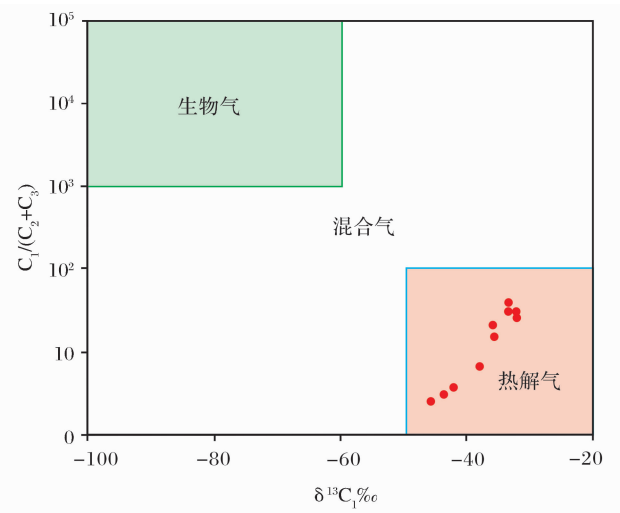


图 5 曾母盆地天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$ 分布关系
Figure 5 $\delta^{13}\text{C}_1$ vs. $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$
diagram for the gases in Zengmu Basin

油型气和煤型气的鉴别。戴金星^[11]利用 $\delta^{13}\text{C}_1-\delta^{13}\text{C}_2-\delta^{13}\text{C}_3$ 关系图(v 型图),对来自我国的 477 个天然气样品及国外 7 个盆地的 129 个天然

气样品进行成因类型的鉴别,取得了很好的区分效果。如图 6 所示,样品数据点部分落在 I 区和 II 区,还有部分落在 IV 区和 V 区,表明天然气样品中烃类气体既有油型气又有煤型气,其中 SLM-1 井的 2 个样品和 TGM-1 井 2 401~2 412m 处样品为明显的油型气,K5.2 井和 C24.1 井天然气样品显示出煤型气特征。

2.4 天然气成熟度特征

天然气成熟度系指形成天然气源岩的热演化程度。研究表明,天然气碳同位素组成受成熟度影响,因此根据碳同位素特征可以确定天然气的成熟度^[20-23]。

表 4 为根据不同学者的参数模型计算出的曾母盆地天然气成熟度值。根据 Stahal^[20] 和 Martin^[21] 油型气模型计算出的典型油型气 R_o 值分别介于 $0.61\sim 0.99$ 之间和 $0.50\sim 0.84$ 之间,为成熟气;而根据其煤型气模型计算出的 R_o 值明显偏低,为未成熟气,而天然气组成与碳同位素特征表明其不可能为生物气,应为热成因气。结合戴金星等^[22](表 4)模型计算出的 R_o 值,认为典型油型气为低成熟—成熟气,典型煤型气为成熟—高成熟气,而根据油型气和煤型气模型计算出的混合气 R_o 值,也表明混合气也为成熟—高成熟气。

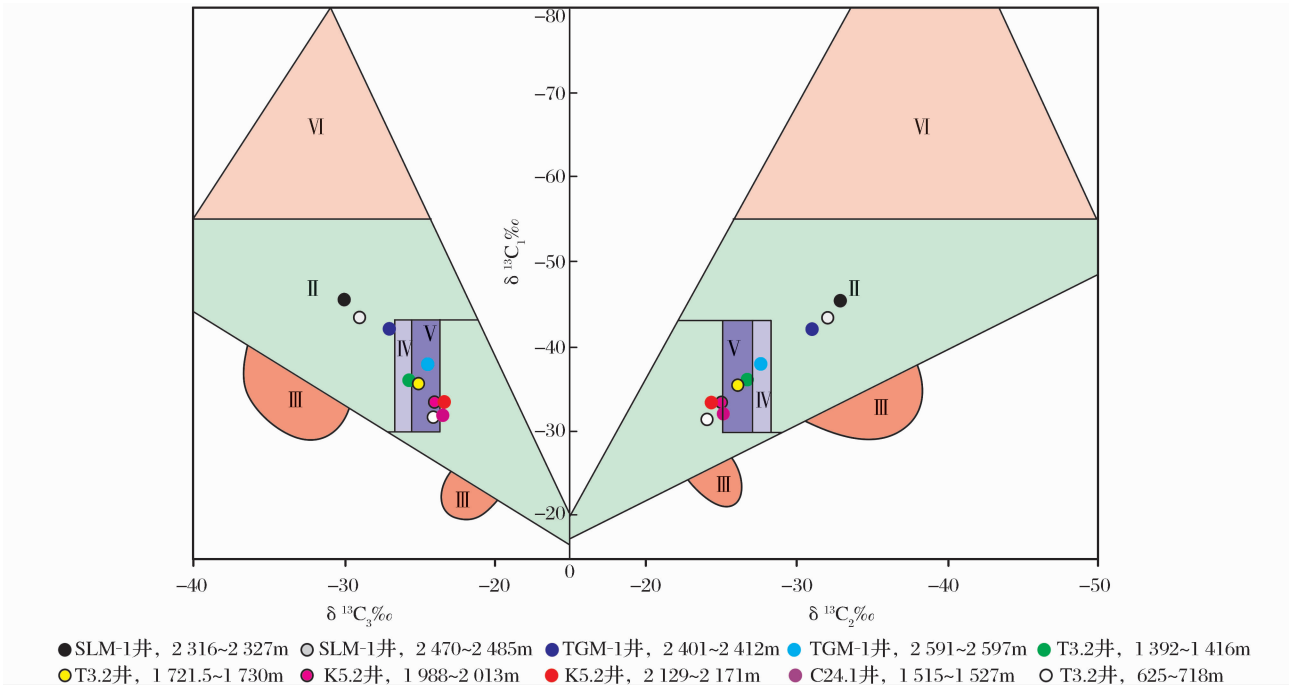


图 6 曾母盆地天然气成因鉴别
Figure 6 Discrimination of various hydrocarbons of samples from Zengmu Basin
I 煤成气区;II 油型气区;III 碳同位素系列倒转混合气区煤成气;
IV 煤成气和油型气区;VI 生物气和亚生物气区;V 煤成气、油型气和混合气区

表 4 利用不同参数模型计算出的 R_o 值

Table 4 The R_o values calculated by different parameter model

井号	深度/m	Stahal ^[20]		Martin ^[21]		戴金星等 ^[22]	
		油型气	煤型气	油型气	煤型气	油型气	煤型气
TGM-1	2 401~2 412	0.99	/	0.84	/	1.01	/
	2 591~2 597	1.72	0.07	1.59	0.07	1.84	0.56
SLM-1	2 316~2 327	0.61	/	0.50	/	0.61	/
	2 470~2 485	0.82	/	0.68	/	0.83	/
K5.2	2 129~2 171	/	0.24	/	0.24	/	1.19
	1 988~2 013	/	0.24	/	0.24	/	1.19
T3.2	625~7 18	4.15	0.39	4.38	0.39	4.76	1.60
	1 392~1 416	2.25	0.12	2.18	0.12	2.47	0.77
	1 721.5~1 730	2.35	0.13	2.28	0.13	2.58	0.81
C24.1	1 515~1 527	/	0.34	/	0.34	/	1.48

注:Stahal^[20]:油型气 $\delta^{13}C_1=17LgR_o-42$,煤型气 $\delta^{13}C_1=8.6LgR_o-28$;Martin^[21]:油型气 $\delta^{13}C_1=14.8LgR_o-41$,煤型气 $\delta^{13}C_1=8.6LgR_o-28$;戴金星^[22]:油型气 $\delta^{13}C_1=15.8LgR_o-42.2$,煤型气 $\delta^{13}C_1=14.12LgR_o-34.39$, $\delta^{13}C_2=8.16LgR_o-25.71$

3 凝析油地球化学特征

在曾母盆地中西部地区,与天然气相伴生的还有一定的凝析油。2个凝析油样品中饱和和烃含量较高,饱芳比较高,沥青质含量较少。如图 7 所示,饱和和烃色谱谱图呈后峰型,CPI 值和 OPE 值接近于 1,未遭受生物降解作用,Pr/nC₁₇ 值为 0.8,Ph/nC₁₈ 值为 0.25,Pr/Ph 值较高(J32.1 井 Pr/Ph>5.0,K5.2 井 Pr/Ph>3.0),K5.2 井常温下为固体,含蜡,其特征不同于常规凝析油(J32.1 井),可能是层状凝析油与含蜡原油混合造成的。

双杜松烷是一类特征非常明显的高等植物树脂输入的生物标志化合物,在东南亚原油和沉积物中广泛存在,是被子植物的达玛树脂经过生物聚合形成的^[24-27]。来源于珠江口盆地惠州凹陷恩平组煤系烃源岩的原油普遍具有较高含量的双杜松烷(W 和 T 构型),较低含量的 C₃₀ 4-甲基甾烷^[28];程克明等^[29]在琼东南盆地崖 13-1 气田古近系凝析油和渐新统崖城组煤系烃源岩抽提物中,发现了一系列双杜松烷型的树脂化合物和奥利烷,为凝析油油源来源的判定(来自煤系)提供了依据。曾母盆地 K5.2 井和 J32.1 井凝析油生物标志化合物特征相似(图 7),藿

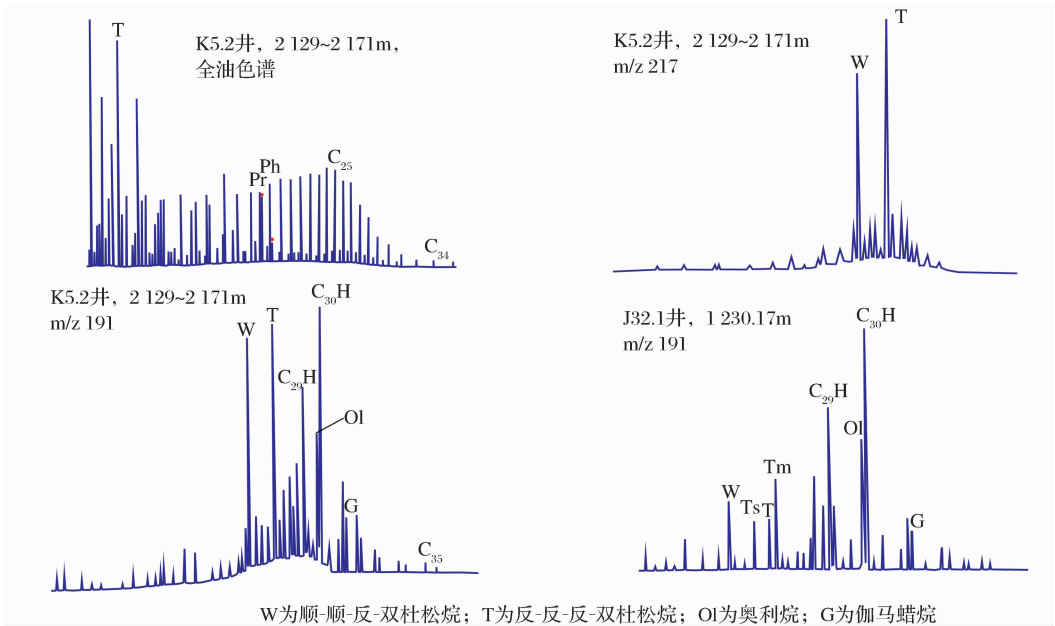


图 7 曾母盆地与天然气伴生的凝析油生物标志化合物特征

Figure 7 The biomarker characteristics of condensate oil associated with natural gas in Zengmu Basin

烷系列中以 C_{30} 藿烷为主峰, Ts/Tm 值小于 1, 藿烷/甾烷值 >6.0 , 同时出现代表煤系来源的奥利烷和双杜松烷, 且含量较高, 这些特征与盆地内下海岸平原环境中煤和煤系泥岩抽提物特征相似^[2,9], 两者的亲缘关系良好, 说明凝析油来源于煤系烃源岩。

4 结论

(1) 曾母盆地中部地区天然气中烃类气体以甲烷为主, 干燥系数 (C_1/C_{1-5}) 介于 $0.68 \sim 0.97$ 之间, 既有干气也有湿气, 天然气碳同位素具有正序列排列特征, 其中 $\delta^{13}C_1$ 值介于 $-45.6\% \sim -31.5\%$ 之间, $\delta^{13}C_2$ 值介于 $-32.7\% \sim -24\%$ 之间, $\delta^{13}C_3$ 值介于 $-30.1\% \sim -23.4\%$ 之间, 为干酪根初次裂解的有机成因气, 既有油型气也有煤型气, 油型气为低成熟—成熟气, 典型煤型气为成熟—高成熟气; 非烃类气体中以 CO_2 和 N_2 为主, 含量介于 $11.44\% \sim 80.18\%$ 之间, CO_2 碳同位素值较高, 介于 $-10.8\% \sim -2.4\%$ 之间, 表现出无机成因的特征。

(2) 与天然气伴生的凝析油具有较高的姥植比, $Pr/Ph > 3.0$, 高含量的奥利烷和双杜松烷, 与盆地内发育的煤系泥质烃源岩地球化学特征具有较好的可比性, 表明凝析油油源为煤系烃源岩。

参考文献 (References):

- [1] Chen Hongwen, Liang Shirong. Oil and gas exploration and development status of the Zengmu Basin in the southern South China Sea[J]. Geological Research of South China Sea, 2004, 92-98. [陈宏文, 梁世容. 南沙海域曾母盆地的油气勘探开发现状[J]. 南海地质研究, 2004, 92-98.]
- [2] Yang Chupeng, Yao Yongjian. Oil-generating potential of Cenozoic coal-measure source rocks in Zengmu Basin, the southern South China Sea[J]. Acta Perolei Sinica, 2010, 31(6): 920-926. [杨楚鹏, 姚永坚. 南海南部曾母盆地新生界煤系烃源岩生油条件[J]. 石油学报, 2010, 31(6): 920-926.]
- [3] Yao Yongjian, Wu Nengyou, Xia Bin. Petroleum geology of the Zengmu Basin in the southern South China Sea[J]. Geology in China, 2008, 35(3): 503-513. [姚永坚, 吴能友, 夏斌. 南海南部海域曾母盆地油气地质特征[J]. 中国地质, 2008, 35(3): 503-513.]
- [4] Liu Baoming, Jin Qinghuan. Oil and gas geological conditions and their distribution patterns of the Zengmu Basin[J]. Tropical Oceans, 1997, 16(4): 18-25. [刘宝明, 金庆焕. 南海曾母盆地油气地质条件及其分布特征[J]. 热带海洋, 1997, 16(4): 18-25.]
- [5] Wang Lifei. Petroleum geology of west part of Zengmu Basin of Nansha area, South China Sea[J]. Geological Research of South China Sea, 2001, 72-79. [王立飞. 南沙海域曾母盆地西部油气地质条件初步分析[J]. 南海地质研究, 2001, 72-79.]
- [6] Zhao Zhongxian, Sun Zhen, Chen Guanghao, et al. Cenozoic structural characteristics and subsidence evolution in Nansha [J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 2011, 36(5): 798-806. [赵中贤, 孙珍, 陈广浩, 等. 南沙海域新生代构造特征和沉降演化[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2011, 36(5): 798-806.]
- [7] Zhou Di, Sun Zhen, Yang Shaokun. The stratigraphic system of the Zengmu Basin, southern South China Sea[J]. Earth Sciences, 2011, 36(2): 789-797. [周蒂, 孙珍, 杨少坤. 南沙海区曾母盆地地层系统[J]. 地球科学, 2011, 36(2): 789-797.]
- [8] Ho K F. Stratigraphic framework for oil exploration in Sarawak[J]. Geological Society Malaysia Bulletin, 1978, 10: 1-13.
- [9] Wang Deng, Xu Yaohui, Wen Zhigang. Evaluation of source rocks and oil-source correlation in east Balingian Depression of Zengmu Basin[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2013, 32(5): 512-520. [王登, 徐耀辉, 文志刚. 曾母盆地东巴林坳陷烃源岩评价及油源探讨[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2013, 32(5): 512-520.]
- [10] Lu Shuangfang, Zhang Min. Petroleum Geochemistry[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 127-146. [卢双舫, 张敏. 油气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 127-146.]
- [11] Dai Jinxing. Natural gas carbon isotope characteristics and identification of various natural gas[J]. Natural Gas Geoscience, 1993, 4(2/3): 1-40. [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, 4(2/3): 1-40.]
- [12] Abdul Jalil Bin Zainul, Azlina Anuar, Abdul Jalil Bin Ali, et al. The Petroleum Geology and Resources of Malaysia[M]. Kuala Lumpur: Petrolia Nasional Berhad, 1999: 429-472.
- [13] Behar F, Kressman N S. Experimental simulation in confined system and kinetic modeling of Kerogen and oil cracking[J]. Organic Geochemistry, 1991, 19: 173-189.
- [14] Prinzhofer A, Huc A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases[J]. Chemical Geology, 1995, 126: 281-290.
- [15] Zhu Yangming, Wang Jibao, Hao Fang, et al. Geochemical characteristics and origin of natural gases from Xuanhan area, eastern Sichuan[J]. Chinese Journal of Geology, 2008, 43(3): 518-532. [朱扬明, 王积宝, 郝芳, 等. 川东宣汉地区天然气地球化学特征及成因[J]. 地质科学, 2008, 43(3): 518-532.]
- [16] Wasada A, Uchida T. Origin of methane in natural gas hydrates from the Mackenzie Delta and Nankai Trough[C]// Proceedings of the Fourth International Conference on Gas Hydrates, 2002: 169-174.
- [17] Bernard B, Brooks J M, Sackett W M. A geochemical model for characterization of hydrocarbon gas sources in marine sediments [C]// Proceeding of 9th Annual Offshore Technology Conference. Houston: Offshore Technology Conference, 1977: 435-438.
- [18] Kvenvolden K A. A review of geochemistry of methane in nature gas hydrate[J]. Organic Geochemistry, 1995, 23(11/12): 997-1008.
- [19] Wiese K, Kvenvolden K A. Introduction to microbial and thermal methane[M]// Howell D G, Wiese K, Fanelli M, et al. The Future of Energy Gases. Reston: United States Geolog-

- ical Survey, 1993; 13-20.
- [20] Stahal W J. Source rock identification by isotope analyses of natural gases from fields in the Vol Verde and Delaware basins[J]. West Texas Chem. Geol., 1975, 16(4): 257-267.
- [21] Martion S. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins[J]. Geochim et Cosmochim Acta, 1980, 44: 649-666.
- [22] Dai Jinxing, Qi Houfa. The relations between $\delta^{13}\text{C}_1$ and R_o of coralliferous natural gases in China[J]. Chinese Science Bulletin, 1989, (9): 690-695. [戴金星, 戚厚发. 我国煤成烃气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ - R_o 关系[J]. 科学通报, 1989, (9): 690-692.]
- [23] James A T. Correlation of natural gas by use of carbon isotopic distribution between hydrocarbon components[J]. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1983, 67: 1176-1191.
- [24] Chen Sizhong, Zhang Minghui, Zhang Junda. Study on oil and gas generation and exploration in eastern Pearl River Mouth Basin[J]. Oil & Gas Geology, 1991, 12(2): 95-106. [陈斯忠, 张明辉, 张俊达. 珠江口盆地东部油气生成与勘探[J]. 石油与天然气地质, 1991, 12(2): 95-106.]
- [25] Li Youchuan, Tao Weixiang, Sun Yumei, *et al.* Classification and distribution of oil in Huizhou Depression of Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6): 830-835. [李友川, 陶维祥, 孙玉梅, 等. 珠江口盆地惠州凹陷及其邻区原油分类和分布特征[J]. 石油学报, 2009, 30(6): 830-835.]
- [26] Huang Baojia, Huang Heting, Li Li, *et al.* Characteristics of marine source rocks and effect of high temperature and over-pressure to organic matter maturation in Yinggehai-Qiongdongnan Basins[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2010, 15(3): 11-18. [黄保家, 黄合庭, 李里, 等. 莺—琼盆地海相烃源岩特征及高温高压环境有机质热演化[J]. 海相油气地质, 2010, 15(3): 11-18.]
- [27] Li Wenhao, Zhang Zhihuan, Li Youchuan, *et al.* Geochemical characteristics and hydrocarbon generation of Paleogene Oligocene source rocks in Qiongdongnan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(4): 700-708. [李文浩, 张枝焕, 李友川, 等. 琼东南盆地古近系渐新统烃源岩地球化学特征及生烃潜力分析[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(4): 700-708.]
- [28] Zhu Junzhang, Shi Hesheng, He Min, *et al.* Origins and geochemical characteristics of gases in LW3-1-1 well in the deep sea region of Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(2): 230-234. [朱俊章, 施和生, 何敏, 等. 珠江口盆地白云凹陷深水区 LW3-1-1 井天然气地球化学特征及成因探讨[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(2): 230-234.]
- [29] Cheng Keming, Wang Tieguan, Zhong Ningning. Geochemistry of Source Rocks[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995. [程克明, 王铁冠, 钟宁宁, 等. 烃源岩地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.]

Geochemical Characteristics and Origin of Natural Gas and Condensate in the Central Zone of Zengmu Basin

WANG Deng^{1,2}, XU Yao-hui¹, WEN Zhi-gang¹, HU Ming-yi¹, HU Zheng-xiang², ZHOU Shi-qing², LI Chen³

(1. Key Laboratory of Oil & Gas Resources and Exploration Technology of Ministry of Education,

Yangtze University, Wuhan 430100, China; 2. Hubei Geological Survey, Wuhan 430100, China;

3. No. 267 Exploration Team, Geological Bureau of Jiangxi Nuclear Industry, Jiujiang 332000, China)

Abstract: Based on the collection of a great number of data, according to the chemical composition and carbon isotope composition of 10 natural gas samples from the central zone of Zengmu Basin, the geochemical characteristics and origin of natural gas in this area were analyzed systematically. At the same time, the biomarker features of condensate oil associated with gas were analyzed, and its oil source was discussed. Research shows that, the alkane gases in the central zone of the basin are mainly composed of methane, and the dryness coefficient ranges from 0.68 to 0.97, indicating the existence of both dry and wet gases. Carbon isotope values have positive sequence among the C_1 - C_3 alkanes. $\delta^{13}\text{C}_1$ varies from -45.6‰ to -31.5‰, $\delta^{13}\text{C}_2$ varies from -32.7‰ to -24.0‰, and $\delta^{13}\text{C}_3$ varies from -30.1‰ to -23.4‰. All these indicate that the hydrocarbon gases are of biogenic origin and belong to the primary kerogen cracking gas, while the non-hydrocarbon gas are mainly composed of CO_2 and N_2 and $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ varies from -10.8‰ to -2.4‰, which shows that CO_2 is of abiogenic origin. Condensate oil associated with natural gas have high Pr/Ph ratio, high content of oleanane and bicadinane, which have the genetic relationship with coal-measure source rocks.

Key words: Zengmu Basin; Natural gas; Condensate oil; Geochemical characteristics; Origin of oil and gas