

DOI:10.19751/j.cnki.61-1149/p.2019.03.015

塔里木盆地满东地区天然气组成与成因分析

唐小强¹, 黄光辉^{2,3}, 张敏^{2,3}

(1. 四川航天职业技术学院, 四川 成都 610100; 2. 长江大学油气资源与勘查技术教育部重点实验室, 湖北 武汉 430100; 3. 长江大学资源与环境学院, 湖北 武汉 430100)

摘要: 满东地区天然气气井位于满东构造带、龙口构造带、英南构造带和英东构造带, 具有广阔的天然气勘探前景。笔者就满东地区满东 1 井、龙口 1 井、英南 2 井、英东 2 井 4 口井天然气组分组成、碳同位素组成等特征综合分析该区天然气的成因类型。研究认为, 满东 1、龙口 1、英南 2 井天然气为典型的湿气, CO₂ 含量低, N₂ 含量很高, 为原油裂解气; 英东 2 井天然气为干气, CO₂ 含量相对前 3 口井较高, N₂ 含量较低, 为干酪根裂解气; CO₂、N₂ 均为有机成因。满东地区天然气均属于高-过成熟海相腐泥型天然气。通过研究, 希望对满东地区天然气地球化学的基础理论研究及塔里木盆地台盆区天然气的勘探工作提供借鉴和依据。

关键词: 满东地区; 天然气组成; 原油裂解气; 干酪根裂解气

中图分类号: P618.13

文献标志码: A

文章编号: 1009-6248(2019)03-0173-08

Composition and Genetic Analysis of Natural Gas in Mandong Area, Tarim Basin

TANG Xiaoqiang¹, HUANG Guanghui^{2,3}, ZHANG Min^{2,3}

(1. Sichuan Aerospace Vocational College, Chengdu 610100, Sichuan, China; 2. Key Laboratory of Exploration Technology for Oil and Gas Research (Yangtze University), Ministry of Education, Wuhan 430100, Hubei, China; 3. College of Resources and Environment, Yangtze University, Wuhan 430100, Hubei, China)

Abstract: Natural gas wells of Mandong area are located in Mandong, Longkou, Yingnan and Yingdong tectonic belts, having broad prospects for gas exploration. In this paper, the gas components carbon isotopic composition of the natural gas from Well Mandong 1, Well Longkou 1, Well Yingnan 2 and Well Yingdong 2 have been analyzed to discuss the genetic type of natural gas in this area. The results indicate that the natural gas from Well Mandong 1, Well Longkou 1 and Well Yingnan 2 has a few CO₂ and lot N₂, which is kerogen-cracking gas and typical wet gas. The natural gas from Well Yingdong 2 has a lot CO₂ more than other three wells, and has a few N₂, which is oil-cracking gas and belongs to a typical dry gas. The CO₂ and N₂ are organic origin. Natural gas of Mandong area is high and over matured marine sapropelic type gas. These findings will further guide the work of natural gas exploration in Tarim Basin.

Keywords: Mandong; natural gas composition; oil-cracking gas; kerogen-cracking gas

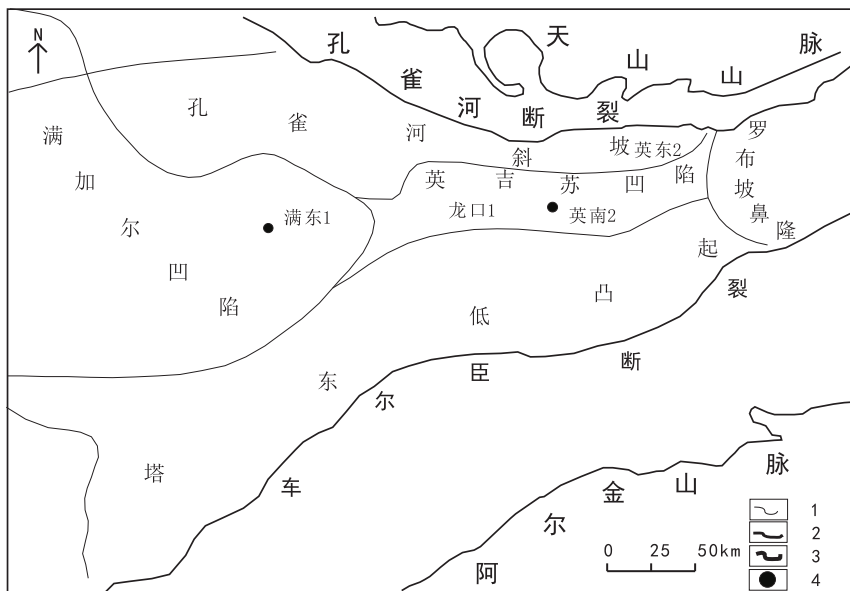
收稿日期: 2019-01-27; 修回日期: 2019-04-02

基金项目: 中国石油天然气集团公司科学研究与技术开发项目“冻胶阀欠平衡技术推广”(2010D-2409-41)

作者简介: 唐小强(1982-), 男, 硕士, 讲师(工程师), 主要从事土木工程专业研究和专业课程教学及油气地球化学、采油工程方向研究。E-mail: 304071943@qq.com

满东地区位于塔里木盆地东部,是塔里木盆地台盆区重要的天然气勘探新区之一。2001年在英南构造带发现英南2井气藏以后,陆续在满东地区的满东构造带、龙口构造带和英东构造带发现不同程度的天然气(图1),预示着该区天然气勘探前景广阔。目前,通过对塔里木盆地台盆区油气的多领域研究,取得了很多成果(唐友军等,2004;肖中尧等,2005;肖中尧等,2007;肖中尧等,2007;黄光辉

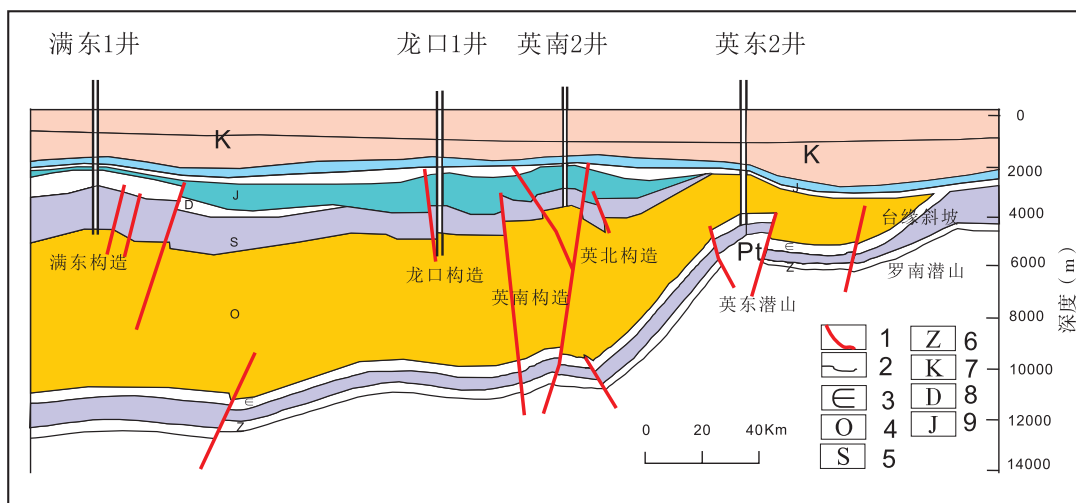
等,2008;刘全有等,2009)。但是对台盆区天然气勘探的认知还不够,笔者希望通过对满东地区天然气的地球化学研究,进一步完善台盆区天然气勘探基础理论,希望能为塔里木盆地台盆区天然气勘探工作有所贡献。笔者通过对满东1井、龙口1井、英南2井、英东2井4口井(图2)的天然气组分组成、碳同位素组成等特征研究,综合分析该区天然气的成因类型。



1. 一级构造单元边界;2. 二级构造单元边界;3. 盆地边界;4. 井位

图1 满东地区构造单元划分图

Fig.1 The division of tectonic units of Mandong



1. 断裂带;2. 层位;3. 寒武系;4. 奥陶系;5. 志留系;6. 二叠系;7. 白垩系;D. 泥盆系;J. 侏罗系

图2 满东地区地质和井位剖面图

Fig.2 The geologic and well location section of Mandong

1 天然气组分组成特征

1.1 天然气烃类组成特征

满东地区天然气各烃类组分组成特征见表 1。满东 1 井天然气甲烷百分含量比为 65.89%, C_2^+ 含量为 13.64%,干燥系数(C_1/C_1-C_5)为 0.83;龙口 1 井天然气甲烷百分含量比为 81.65%, C_2^+ 含量 14.5%,干燥系数为 0.85;英南 2 井天然气甲烷百分含量比为 72.54%, C_2^+ 百分含量比为 11.35%,干燥系数为 0.88;英东 2 井天然气甲烷百分含量比为 90.98%, C_2^+ 百分含量比为 2.2%,干燥系数为 0.98。

由表 2 可见,满东 1 井、龙口 1 井、英南 2 井的甲烷含量、干燥系数极其相似。甲烷的含量较高,为 65.89%~81.65%,干燥系数均低于 0.9,为典型的湿气气藏;英东 2 井与其他 3 口井天然气烃类组分有较

大区别,其干燥系数高达 0.98,为典型的干气气藏。

1.2 天然气非烃组成特征

满东地区天然气各非烃类组分组成特征见表 1。满东 1 井天然气 N_2 百分含量比高,为 20.28%, CO_2 百分含量比低,为 0.21%;龙口 1 井天然气含 N 百分含量比低,为 3.73%, CO_2 百分含量比低,为 0.13%;英南 2 井天然气 N_2 百分含量比为 16.74%, CO_2 百分含量比为 0.22%;英东 2 井天然气 N_2 百分含量比低为 4.92%, CO_2 百分含量比为 1.95%。

由表 2 可见,满东 1 井、龙口 1 井、英南 2 井 CO_2 百分含量比都很低,均 $<0.23\%$;但是 N_2 的含量却有较大的差异,满东 1 井含 N 百分含量比高达 20%以上,为典型的高含 N 湿气。英南 2 井次之,龙口 1 井最低;英东 2 井与其他 3 口井天然气非烃组分有较大区别, CO_2 含量也很高, N_2 含量低。

表 1 满东地区天然气各组分含量数据表
Tab. 1 The data table of gas component content in Mandong

井号	层位	深度 (m)	天然组分组成 (%)									
			C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4	iC_5	nC_5	C_6	CO_2	N_2
满东 1	S	5 590.93	64.97	8.12	3.57	0.87	1.02	0.26	0.15	0.34	0.31	20.39
	S	5 555.19~5 607	66.8	8.09	2.99	0.7	0.74	0.17	0.09	0.17	0.1	20.16
龙口 1	J	4 471.77~4 488.24	84.55	7.95	2.34	0.35	0.56	0.14	0.11	0.24	0.18	3.58
	S	4 635~4 646	82.23	9.18	3.2	0.46	0.94	0.28	0.33	0.36	0.08	2.94
	S	4 637.49~4 769.81	81.87	8.74	2.09	0.22	0.43	0.09	0.09	0.16	0.17	6.14
	S	4 712~4 714	77.95	12.52	4.35	0.53	1.16	0.28	0.32	0.57	0.09	2.24
英南 2	J	3 470.79~3 501.65	69.83	7.7	2.8	0.53	0.72	0.18	0.09	0.19	0.08	17.87
	J	3 505.08~3 517.85	65.93	8.26	3.5	0.77	1.28	0.44	0.27	0.87	0.07	18.61
	J	3 505.08~3 517.85	72.22	7.06	2.38	0.43	0.68	0.19	0.1	0.3	0.06	16.57
	J	3 534.81~3 554.53	70.69	6.74	2.17	0.41	0.52	0.13	0.07	0.15	0.09	19.02
	J	3 618~3 627	71.51	6.68	2.59	0.56	0.94	0.31	0.21	0.38	0.18	16.62
	J	3 624.8~3 667.56	74.4	6.44	2.33	0.47	0.8	0.21	0.13	0.23	0	15
	J	3 644~3 646	72.17	6.38	2.37	0.5	0.83	0.27	0.18	0.63	0.14	16.53
	J	3 648~3 680	72.73	6.29	2.22	0.45	0.7	0.21	0.13	0.36	0.21	16.7
	J	3 695.6~3 707.78	74.03	3.58	0.37	0.04	0.09	0.04	0.06	0.33	1.16	20.31
	J	3 725.85~3 776	76.67	5.98	1.85	0.34	0.62	0.16	0.11	0.38	0.1	13.78
英东 2	S	3 805.47~3 833.99	75.58	6.53	1.99	0.39	0.79	0.29	0.17	0.28	0.31	13.67
	∈	4 348.6~4 427.7	92.34	1.66	0.4	0.07	0.11	0.03	0.03	0.09	0.1	5.16
	∈	4 464.1~4 545	89.61	1.29	0.23	0.04	0.07	0.03	0.04	0.22	3.8	4.68

表2 满东地区天然气各组分含量和干燥系数数据表
Tab.2 The data table of gas component and dry coefficient content in Mandong

井号	CH ₄ (%)	C ₂ ⁺ (%)	CO ₂ (%)	N ₂ (%)	干燥系数
满东1	65.89	13.64	0.21	20.28	0.83
龙口1	81.65	14.5	0.13	3.73	0.85
英南2	72.54	11.35	0.22	16.74	0.88
英东2	90.98	2.2	1.95	4.92	0.98

综合分析满东地区天然气组分组成特征:满东1井、龙口1井、英南2井天然气组成中,甲烷百分含量比为64.97%~84.55%,平均为73.36%;C₂⁺百分含量比为11.35%~14.5%,平均为13.16%;干燥系数分布在0.8~0.9;N₂百分含量比高,为3.73%~20.28%,平均为13.58%;含低CO₂。满东1井、龙口1井、英南2井具有重烃含量高、N₂含量高、干燥系数低的特点,为典型的高含N湿气气藏。英东2井天然气组成中,甲烷百分含量比为90.98%,C₂⁺百分含量比为2.2%;干燥系数为0.98;N₂百分含量比较低,为4.92%;CO₂百分含量比为1.95%。英东2井具有甲烷含量高、干燥系数高的特点,为典型的干气气藏。

2 天然气碳同位素组成特征

2.1 烃类气体碳同位素组成特征及成熟度计算

天然气中甲烷及其同系物($\delta^{13}C_{1-4}$)的碳同位素组成是划分天然气成因类型、判识其来源的重要标志。其中, $\delta^{13}C_2$ 受母质类型和成熟度的影响比较大,一般把 $\delta^{13}C_2 < -28\%$ 作为油型气的判断标准之一,并对于油型气的原油伴生气、凝析气和过成熟裂解气的判断又有进一步的标准。

满东地区天然气 $\delta^{13}C_1$ 为 -36.2% ~ -40.4% ,各样品之间甲烷碳同位素值相差不大; $\delta^{13}C_2$ 为 -30.9% ~ -38.2% ,各样品之间乙烷碳同位素值相差很大。满东1井志留系天然气 $\delta^{13}C_2$ 为 -37.7% ~ -37.74% ;龙口1井侏罗纪和志留系天然气 $\delta^{13}C_2$ 分别为 -35.5% 和 -35% ;英南2井侏罗系天然气 $\delta^{13}C_2$ 为 -30.9% ~ -34.6% ,志留系天然气 $\delta^{13}C_2$ 为 -34.7% ,寒武纪天然气 $\delta^{13}C_2$ 为 -38.1% ;英东2井侏罗系天然气寒武纪天然气 $\delta^{13}C_2$ 为 -38.2% 。满东地区天然气碳同位素都比

较低,且 $\Delta\delta^{13}C_{2-1}$ 值也较小,都小于5‰,说明这些天然气的成熟度非常高。从满东地区4口井的乙烷碳同位素组成来看,根据煤成气和油型气的划分标准($\delta^{13}C_2 < -28\%$),该区天然气 $\delta^{13}C_2$ 值远远小于 -28% (表3),说明满东地区天然气主要来源于高-过成熟阶段腐泥型烃源岩。

利用戴金星的腐泥型天然气成熟度计算公式($\delta^{13}C_1 = 15.8 \log R_o - 42.2$)(戴金星,1992),计算出满东1井天然气的成熟度为1.8%,龙口1井天然气的成熟度为1.4%,英南2井天然气的成熟度为2.2%,英东2井天然气的成熟度为2.1%。进一步证实了满东地区大部分天然气成熟度很高,属高-过成熟阶段腐泥型天然气。其中,龙口1井天然气的成熟度为1.4%,没有达到有效生气的成熟度范围,这是为什么呢?笔者通过另一个方法来判断其原因。利用黄光辉等(2008)对成熟度新判断方法来印证,即当天然气 $C_2/C_3 > 2$ 且 $C_2/iC_4 > 10$ 时, R_o 应大于1.5%。龙口1井天然气 C_2/C_3 值为2.4~4.2, C_2/iC_4 值为20~40,远远大于标准范围,可以充分地证明龙口1井 $R_o > 1.5\%$,所以龙口1井天然气也属于高成熟阶段腐泥型天然气。

2.2 部分井位烃类气体碳同位素“倒转”现象

天然气的碳同位素系列对比可鉴别有机成因和无机成因烷烃气。正碳同位素系列属有机成因,即 $\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2 < \delta^{13}C_3 < \delta^{13}C_4$;负碳同位素系列属无机成因,即 $\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2 > \delta^{13}C_3 > \delta^{13}C_4$ (HILL R. J.等,2003)。满东地区天然气大部分符合正碳同位素系列。但是通过表3可以清楚的发现龙口1、英南2、英东2的碳同位素系列发生了部分倒转,这是什么原因,又表现了怎样的地球化学意义?

满东地区天然气碳同位素部分倒转现象主要分布在龙口1井(侏罗纪和志留纪)和英南2井(侏罗

表3 满东地区天然气碳同位素数据表
Tab. 3 The data table of gas carbon isotope in Mandong

井号	层位	深度 (m)	碳稳定同位素组成, $\delta^{13}\text{C}(\text{‰})$			
			$\delta^{13}\text{C}_1$	$\delta^{13}\text{C}_2$	$\delta^{13}\text{C}_3$	$\delta^{13}\text{C}_4$
满东 1	S	5 590.93	-38.18	-37.74	-33.69	-32.51
	S	5 555.19~5 607	-38.4	-37.7	-33.41	-32.7
龙口 1	J	4 471.77~4 488.24	-40.4	-35.5	-28.8	-34.3
	S	4 637.49~4 769.81	-40	-35	-30	-33
	J	3 470.79~3 501.65	-36.3	-30.9	-28.8	-29.5
英南 2	J	3 505.08~3 517.85	-36.2	-31.5	-28.2	-27.6
	J	3 626.02~3 667.560	-37.3	-33.3	-29.3	-30.3
	J	3 725.85~3 776	-37.2	-34.6	-29.1	-27.6
	S	3 805.47~3 833.99	-37.5	-34.7	-28.9	-27.3
	∈	4 348.6~4 427.7	-36.9	-38.1	-32.4	-29.05
英东 2	∈	4 464.1~4 545	-37	-38.2	-32.7	-29.6

纪) $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3 > \delta^{13}\text{C}_4$, 以及英南 2 井和英东 2 寒武纪地层天然气 $\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3 < \delta^{13}\text{C}_4$ 。

龙口 1 井、英南 2 井由细菌氧化的可能性比较大。重烃气某组分被细菌氧化,使剩余部分的 $\delta^{13}\text{C}$ 变重,在沉积过程中丙烷进入,并且氧化降解丙烷,使留下的丙烷 $\delta^{13}\text{C}_3$ 变重,从而造成 $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3 > \delta^{13}\text{C}_4$ 和 $\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3 < \delta^{13}\text{C}_4$ 现象的出现。

由图 2 可以清晰的看到英南 2 井和英东 2 寒武纪地层的特殊地质构造,多个断层在寒武纪地层发育,这就为 $\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2$ 部分碳系列同位素倒转找到了原因,可以推测碳同位素倒转是由于早期低成熟度源岩形成的天然气散失后的剩余气与晚期高成熟度同源源岩形成的天然气混合造成的。

3 天然气成因分析

3.1 烃类气体的成因分析

根据天然气组分组成特征可以简单的推断:满东地区天然气(英东 2 井例外)都具有重烃含量高、干燥系数低的特点,有原油裂解气的特征。英东 2 井天然气重烃含量不高、干燥系数高,有干酪根裂解气的特征。满东地区天然气烃类同位素符合正碳同位素系列 $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3 < \delta^{13}\text{C}_4$, 有部分倒

转,属有机成因气。利用腐泥型天然气成熟度计算公式已经准确的证实天然气属于高成熟-过成熟腐泥型天然气。满东地区天然气属有机成因气类型和高成熟度都得以确认,但是裂解气来源于原油裂解气还是干酪根裂解气还需要进一步论证。笔者应用 PRINZHOFER 等(1995)根据 BEHAR 等(1992)文献资料绘制的 $\ln(C_1/C_2) - \ln(C_2/C_3)$ 判别图版和 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$ 与 $\ln(C_2/C_3)$ 关系图版来判断成因,但是无法十分准确地判断出满东地区天然气的成因类型,只能通过其他方法判断。

3.1.1 C_2/C_3 与 C_1/C_2 、 C_1/C_3 判别模式

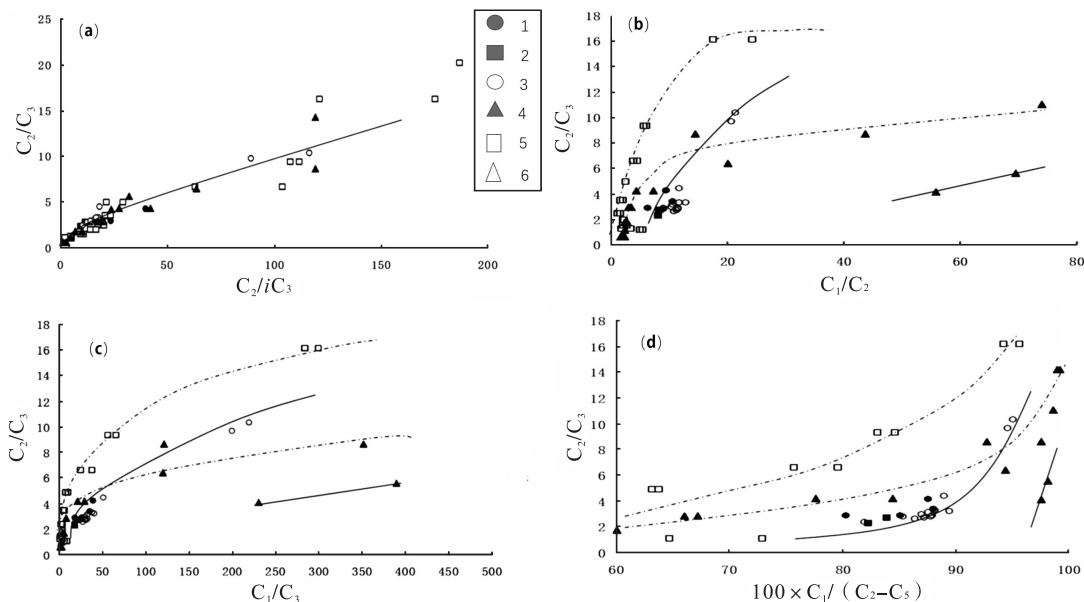
原油裂解气和干酪根裂解气判别是一个难题,主要表现在原油裂解过程的分析上。现在已经公认的解决办法是通过原油热解模拟来研究其裂解过程的变化特征,得以与干酪根裂解气进行分析比较,达到鉴别目的。

近 10 年来,不同学者根据不同的研究需要,对原油裂解做了大量的实验性研究(HILL R. J. 等, 2003; PINZHOFER A. 等, 1995; BEHAR F. 等, 1992; PRINZHOFER A. 等, 2000; PEPPER A. S. 等, 1995; BEHAR F. 等, 1997; 王振平等, 2001), 为原油裂解气的研究奠定了理论基础。黄光辉等(2008)在前人的理论上,通过热模拟实验对 HILL 等和 PINZHOFER 等(Hill R. J. 等, 2003; PINZHOFER A. 等, 1995)的原油裂解气和干酪根

裂解气判识方法做了进一步认识,得出原油裂解气和干酪根裂解气新的区分方法。认为:当天然气中 $C_2/C_3 < 2$ 且 $C_2/iC_4 < 10$ 时, R_o 应小于 1.5%, 原油未发生有效的裂解;当 $C_2/C_3 > 2$ 且 $C_2/iC_4 > 10$ 时, R_o 应大于 1.5%, 天然气为裂解气;并通过 C_2/C_3 接近或相同的条件下,干酪根裂解气的 C_1/C_2 、 C_1/C_3 、干燥系数等相对较高,原油裂解气较低的原理来区分裂解气。

从图 3 可以看出,该地区天然气的 C_2/C_3 均大于 2,且与 C_2/iC_4 具有较好的正相关。说明天然气的成熟度高, R_o 值应在 1.5% 以上,此时的成熟度

满足形成原油裂解气和干酪根裂解气的条件。十分有意义的是,在 C_2/C_3 与 C_1/C_2 、 C_1/C_3 、 $100 \times C_1/(C_1 \sim C_5)$ 关系图上(图 3),满东地区天然气明显区分为 2 个点群:龙口 1 井、满东 1 井、英南 2 井的天然气随 C_2/C_3 值的增加, C_1/C_2 、 C_1/C_3 增加幅度较小,干燥系数明显较低;所以龙口 1 井、满东 1 井、英南 2 井天然气为原油裂解气;而英东 2 井的天然气随 C_2/C_3 值的增加, C_1/C_2 、 C_1/C_3 增加幅度明显较大,干燥系数也明显较高。因此,英东 2 井天然气为干酪根裂解气。满东 1 井、龙口 1 井、英南 2 井天然气为原油裂解气能通过成藏原理进一步分析证实。



1. 满东 1 井; 2. 龙口 1 井; 3. 英南 2 井; 4. 英东 2 井; 5. 原油裂解成气模拟实验点; 6. 干酪根裂解成气模拟实验点

图 3 满东地区天然气 C_2/C_3 与 C_2/iC_4 、 C_1/C_2 、 C_1/C_3 、 $100 \times C_1/(C_1 - C_5)$ 关系图

Fig. 3 The relationship between C_2/C_3 and C_2/iC_4 , C_1/C_2 , C_1/C_3 and $100 \times C_1/(C_1 - C_5)$ of natural gases in Mandong area

3.1.2 原油裂解成气的地质成藏条件

经过研究证实原油裂解成气的过程是十分复杂的。干酪根在一定的成熟演化条件下生成原油,经运载层的运移作用注入到圈闭中。原油在油藏中的温度不能超过原油排出烃源岩时的温度时,原油在油藏中的热演化过程基本是停滞的。如果油藏成藏后在上覆地层出现快速增厚的过程,温度超过原油排出烃源岩时的温度时,油藏原油是可能发生裂解作用过程的。可见,原油进一步的裂解过程应与区域上的整体下降过程有关(图 4)。当油源灶的深度为 H ,原油运移至深度为 h 的圈闭中成藏后,上覆

地层厚度增加,在地温梯度不变的情况下,当油藏埋深 h' 不能大于原油成藏时油源灶的埋深 H ,原油不会发生进一步的演化作用。当 h' 大于 H 后,原油的化学组成会发生一些相应的变化,此时油源灶新的深度 H' 变化值并不一定与油藏 h' 的变化值成正比。在 h' 的温度足以使原油发生热裂解作用时,液态烃类则会向气态烃类转变。

满东 1 井志留系储层中存在着 2 期烃类包裹体,与油包裹体共生的盐水包裹体均一化温度平均值为 67.5℃,与气包裹体共生的盐水包裹体均一化温度平均值为 138.5℃(肖中尧等,2005)。说明是

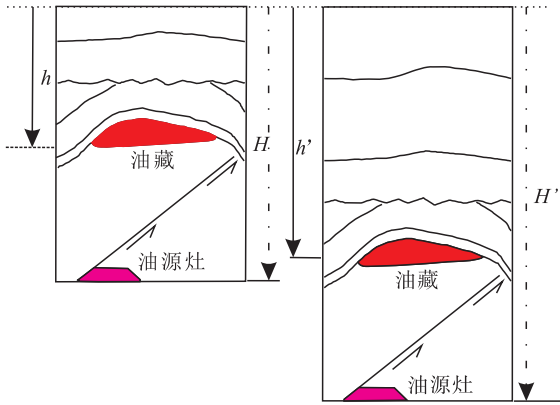


图4 油藏原油发生进一步演化作用的条件示意图

Fig. 4 The schematic diagram of conditions of further evolution of oil in reservoir

在上覆地层增厚后,在油藏温度增加约 70°C 后,油藏原油已经发生了较充分的裂解作用。按照塔里木盆地正常的地温梯度推算,油藏是在上覆地层增厚了约 $2\,700\sim 3\,000\text{ m}$ 左右才发生有效的气态烃类充注的。

继续从满东地区的剖面特征(图2)来看,满东1井、龙口1井、英南2井区奥陶系的埋深均较大,奥陶系底界的埋深均已接近或超过 $10\,000\text{ m}$ 。根据肖中尧等(2007)对满东地区古地温梯度的推算奥陶纪为 $3.0^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$,超过了原油大量裂解成气温度界限。也进一步说明,当寒武系烃源岩形成的油气在奥陶系形成油(气)藏后,随着上覆地层的加厚,油藏的温度可以大大超过原油进入到油藏时的温度,原油可能进一步发生裂解作用,并通过断裂带向上运移成藏。而英东潜山带寒武系现今的埋深明显较小,为 $4\,000\text{ m}$ 左右,因而英东潜山带最有可能捕获来自寒武系烃源岩在成熟度较高时候形成的干酪根裂解气。通过对地质、成藏、地球化学综合条件的分析,进一步证实了满东地区原油发生裂解并形成气藏的可能性,进一步的验证了 C_2/C_3 与 C_1/C_2 , C_1/C_3 判识模式对满东地区天然气成因判断的准确性。

3.2 非烃气体的成因分析

CO_2 的成因主要包括有机物受生物降解、干酪根裂解、烃类氧化等有机成因,以及碳酸盐化学作用、岩浆等无机成因。满东地区龙口1井、满东1井、英南2井天然气 CO_2 含量非常低,含量为 $0.1\%\sim 1.16\%$,平均含量为 0.37% 。英东2井天然气含 CO_2 较高,为 $0.1\%\sim 3.8\%$ 。戴金星等

(1992,1995)对 CO_2 成因研究得出结论是:有机成因 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2} < -10\text{‰}$ 。英南2井天然气 CO_2 碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ 为 $-10.3\text{‰}\sim -15.9\text{‰}$ (PRINZHOFER A. 等,2000),均 $< -10\text{‰}$,属有机成因。满东地区 CO_2 有相同特征,均为有机成因。

N_2 的成因包括生物成因、大气成因和岩浆成因。生物成因有生物成因和热催化作用形成;大气成因主要是溶解空气中 N_2 的地下水下渗带入气藏;岩浆成因是 N_2 来源于地幔深处,并一定伴随 He 和高 $^3\text{He}/^4\text{He}$ 值,并且有大量的 CO_2 存在(包茨,1988)。满东地区天然气富含 N_2 ,除龙口1井和英东2井含量 $< 10\%$ 以外,其他井的 N_2 含量都高达 20% 。依据戴金星(1992)对天然气中 N_2 的成因判别,认为满东地区天然气含 N_2 高,应该为有机成因气。并且满东1井、英南2井的成熟度非常高, N_2 含量也高,而龙口1井成熟度非常较低, N_2 含量也低。发现满东地区 N_2 的含量与成熟度有关,也就是说该区 N_2 的成因为热催化作用。满东地区天然气中 CO_2 含量非常低,也已经证实 CO_2 为有机成因,并且 He 在该区基本没有发现,更没有高 $^3\text{He}/^4\text{He}$ 值,所以笔者肯定地判断满东地区天然气 N_2 属有机成因。

4 结论

(1)通过对满东1、龙口1、英南2和英东2等4口井天然气组分组成特征分析得出:满东1、龙口1、英南2井天然气干燥系数小于 0.9 ,为典型的湿气, CO_2 含量低, N_2 含量很高;英东2井为干气, CO_2 含量相对前3口井较高, N_2 含量较低。满东地区天然气 N_2 含量很高,近 20% ,这与寒武系泥质烃源岩成熟度过高有关。

(2)对该区4口井天然气碳同位素组成和碳系列同位素序列综合分析得出:满东地区的天然气成熟度高,主要是海相腐泥型天然气,并且可能主要来源于寒武奥陶系烃源岩;碳系列同位素序列部分倒转原因包括英东2井天然气是因为早晚期气体混合的结果,龙口1井和英南2井天然气是细菌氧化的结果。

(3)根据满东地区天然气组分和碳同位素等特征,并应用新方法 C_2/C_3 与 C_1/C_2 、 C_1/C_3 判识模式和成藏地质条件综合判断:龙口1井、满东1井、英南2井天然气为原油裂解气,英东2井天然气为干酪根裂解气。 CO_2 、 N_2 均为有机成因。

参考文献(References):

- 唐友军,张秋茶,肖中尧,等. 塔里木盆地英南2井天然气地球化学特征[J]. 天然气地球科学,2004,15(2):142-143.
- TANG Youjun, ZHANG Qiucha, XIAO Zhongyao, et al. The geochemical characters of natural gas in the well YINNAN 2 in Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience,2004,15(2):142-143.
- 肖中尧,卢玉红,吴懿,等. 塔里木东部满东1井志留系天然气成因与成藏期初步分析[J]. 地质科学,2005,42(2):262-273.
- XIAO Zhongyao, LU Yuhong, WU Yi, et al. A preliminary study on natural gas genesis and pool-forming period in the Silurian of Well Mandong 1, east Tarim Basin [J]. Scientia Geologica Sinica,2005,42(2):262-273.
- 肖中尧,肖贤明,马德明,等. 塔里木盆地英南2井气藏生烃动力学研究[J]. 中国科学(D辑:地球科学),2007,37(S2):90-96.
- XIAO Zhongyao, XIAO Xianming, MA Deming, et al. Kinetics of hydrocarbon generation for Well Yingnan 2 gas reservoir, Tarim Basin, China[J]. Science in China Series D Earth Sciences, 2007,37(S2):90-96.
- 肖中尧,崔会英,谢增业,等. 塔里木盆地台盆区天然气地球化学特征[J]. 天然气地球科学,2007,18(6):782-788.
- XIAO Zhongyao, CUI Huiying, XIE Zengye, et al. Gas Geochemical Characteristics of Platform-Basin Region in Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(6):782-788.
- 黄光辉,张敏,胡国艺,等. 原油裂解气和干酪根裂解气的地球化学研究(II)—原油裂解气和干酪根裂解气的区分方法[J]. 中国科学(D辑:地球科学),2008,38(S2):9-16.
- HUANG Guanghui, ZHANG Min, HU Guoyi, et al. Geochemical study on oil-cracked gases and kerogen-cracked gases (II)—Discrimination methods between oil-cracked gases and kerogen-cracked gases [J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 2008,38(S2):9-16.
- 刘全有,戴金星,金之钧,等. 塔里木盆地前陆区和台盆区天然气的地球化学特征及成因[J]. 地质学报,2009,83(1):107-114.
- LIU Quanyou, DAI Jinxing, JIN Zhijun, et al. Geochemical Characteristics and Genesis of Natural Gas in Tarim Basin[J]. Acta Geologica Sinica,2009,83(1):107-114.
- 戴金星. 各类烷烃气的鉴别[J]. 中国科学 B 辑,1992,1(2):185-193.
- DAI Jinxing. Identification of various alkane gases [J]. Science in China Series B-Chemistry, Life Sciences & Earth Sciences (in Chinese),1992,1(2):185-193.
- 王振平,付晓泰,卢双舫,等. 原油裂解成气模拟实验、产物特征及其意义[J]. 天然气工业,2001,21(3):12-15.
- WANG Zhenping, FU Xiaotai, LU Shuangfang, et al. An analogue experiment of gas generating by crude oil cracking, characters of products and its significance[J]. Natural Gas Industry,2001,21(3):12-15.
- 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.
- DAI Jinxing, PEI Xigu, QI Houfa. China Natural Gas Geology(Vol. 1)[M]. Beijing: Petroleum Industry press, 1992.
- 戴金星,宋岩,戴春森,等. 中国东部无机成因气及其气藏形成条件[M]. 北京:科学出版社,1995.
- DAI Jinxing, SONG Yan, DAI Chunsen, et al. Conditions for formation of inorganic gas and gas reservoirs in eastern China [M]. Beijing: Science Press,1995.
- 包茨. 天然气地质学[M]. 北京:科学出版社,1988.
- BAD Ci. Natural gas geology[M]. Beijing: Science Press, 1988.
- HILL R. J., TANG Y C, KAPLAN I R. Insights into oil cracking based on laboratory experiments [J]. Organic Geochemistry,2003,34(12):1651-1672.
- PINZHOFER A., HUC A Y. Genetic and post genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases[J]. Chemical Geology,1995,126(3-4):281-290.
- BEHAR F., KRESSMANN S., RUDKIEWICZ J L, et al. Experimental simulation in a confined system and kinetic modelling of kerogen and oil cracking, Simulation and modelling of kerogen and oil cracking [J]. Organic Geochemistry,1992,19(1-3):173-189.
- PRINZHOFER A., MELLO M. R., TAKAKI T. Geohemical Characterization of natural gas; A physical multivariable approach and its applications in maturity and migration estimates [J]. AAPG Bulletin, 2000, 8(3):1152-1172.
- PEPPER A. S., DODD, T. A. Simple kinetic models of petroleum formation. Part II; Oil-gas cracking [J]. Marine and Petroleum Geology,1995,12(3):321-340.
- BEHAR F., VANDENBROUCKE M., TANG Y, et al. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems; Determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation [J]. Organic Geochemistry,1997,26(5-6):321-339.