

东营凹陷北部深洼带天然气成因类型的鉴别分析

金 强¹, 王 力², 王秀红³

(1. 中国石油大学 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 2. 中国石化 江苏油田分公司物探技术研究院, 江苏 南京 210046;
3. 中国石化 胜利油田分公司, 山东 东营 257061)

摘要: 东营凹陷北部深洼带发现了一系列高产天然气流, 成为富油凹陷油气勘探的重要突破, 它们是源岩热解气还是原油裂解气, 成为勘探家争论的问题。通过民丰地区发现的天然气地质和地球化学分析, 特别是烃源岩和原油生气的模拟实验, 发现两种成因天然气的鉴别标志, 源岩热解气, $\ln(CC_5/nC_6) < -1$ 、 $(MCC_5 + CC_6)/nC_6 < 0.8$ 、 $(CC_5 + MCC_5 + CC_6)/(nC_5 + nC_6) < 0.5$ 、 $DMCC_5/CC_5 > 0.6$ 和甲苯/苯 > 1.1 , 而原油裂解气与之相反; 民丰天然气主要来自沙四段烃源岩热解气, 其次来自原油裂解气。

关键词: 源岩热解气; 原油裂解气; 成因鉴别; 深洼带天然气; 东营凹陷

中图分类号: TE 135

文献标志码: A

Identification of genetic types of natural gases produced from deep sag in Dongying depression

JIN Qiang¹, WANG Li², WANG Xiu-hong³

(1. School of Geosciences in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;
2. Geophysical Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Nanjing 210046, China;
3. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257061, China)

Abstract: A series of high-production natural gases have been discovered in deep sag of the northern Dongying depression in recent years, which is a great breakthrough in the oil-rich basin. It comes a debate among the geological explorers about the gas origins whether the gas is the thermal degradative gas from source rocks or the cracking gas from oil. The authors investigated on the geology and geochemistry of natural gases discovered in the Minfeng area, a typical gas accumulation area in the deep sag of the northern Dongying depression, especially conducted thermal simulations on gas generations from either source rock or oil, and found useful identification parameters on the two genetic types of the natural gases. For the source-rock-degradative gas, the ratio of $\ln(CC_5/nC_6) < -1$, $(MCC_5 + CC_6)/nC_6 < 0.8$, $(CC_5 + MCC_5 + CC_6)/(nC_5 + nC_6) < 0.5$, $DMCC_5/CC_5 > 0.6$ and ratio of toluene/benzene is greater than 1.1. For oil-cracking gas, all the ratios are in opposing numbers. The results conclude that the natural gases discovered from the Minfeng area are mainly source-rock-degraded gas and subordinately oil-cracking gas.

Key words: source-rock-degraded gas; oil-cracking gas; genetic type identification; natural gas in deep sag; Dongying depression

近年来, 东营凹陷北部深洼带的民丰地区沙河街组四段发现了高产天然气和凝析油, 还在胜坨、利津等地区发现了高产油气流, 预示着深层具有良好的天然气勘探前景^[1-2]。但是, 关于天然气的成因类型及其成藏等问题一直存在争论, 制约了天然气分布规律和进一步勘探方向的确定^[3-5], 因此开展深层天然气成因类型鉴别研究, 不仅能够阐明研究区天然气成因和成藏特征, 也有助于进一步的天然气勘

探。民丰地区目前有 3 口探井在埋深大于 4.30 km 的沙四段发现了油气藏, 它们均属沙四段第一套膏盐层之下的自生自储型油气藏, 油气藏温度在 147~182℃, 丰深 1 井和丰 8 井发现的为油气藏, 丰深 3 井在 4.80 km 以下发现的为气藏。笔者综合利用地质和地球化学方法, 选择研究区具有代表性、争议最大的民丰地区为重点研究对象, 分析天然气和原油的地球化学和油气源特征, 然后对沙四段烃源岩

收稿日期: 2012-06-23

基金项目: 国家自然科学基金项目(40507284); 中国石化断陷盆地深层勘探项目(P07008)

作者简介: 金强(1956-), 男, 教授, 博士, 博士生导师, 从事油气地质与地球化学研究。E-mail: jinqiang@upc.edu.cn。

和原油样品进行生气模拟实验,将模拟实验得到的气态烃与民丰天然气进行对比研究,并且与国内外已知的源岩热解气和原油裂解气进行对比,分别建立源岩热解气和原油裂解气鉴别图版,并对深层天然气的成藏作用进行分析。

1 天然气地球化学特征

1.1 组分特征

天然气组分包括烃类、非烃和稀有气体等,民丰

地区天然气烃类组分含量均大于 80% (表 1)。烃类气体中,丰 8 和丰深 1 井天然气特征相近,重烃(C₂₊)含量较高均大于 11%,甲烷含量分布在 78.3%~81.01%,干燥系数小于 0.9,相对密度为 0.71~0.81,属于湿气,表明其成熟度相当于 R₀。在 1.3%~2.0%。丰深 3 井天然气成熟度稍高一些,干燥系数达 0.95,也是油型气特征。

非烃气体中,N₂ 含量低、均小于 2%;CO₂ 含量较高,尤其是丰深 1 井天然气 CO₂ 含量高达 16.28%。

表 1 民丰地区天然气组分特征

Table 1 Compositions of natural gases in Minfeng area

井号	层位	深度 H/km	CH ₄ 含量/%	C ₂₊ 含量/%	N ₂ 含量/%	CO ₂ 含量/%	干燥系数	相对密度
丰 8	Es ₄ ^下	3.935~4.226	78.30	20.29	0.529	0.84	0.79	0.71
丰深 1	Es ₄ ^下	4.316~4.343	81.01	11.51	1.60	5.74	0.88	0.71
丰深 1	Es ₄ ^下	4.400	71.39	11.64	0.53	16.28	0.86	0.81
丰深 3	Es ₄ ^下	4.740~4.876	92.12	4.68	0.08	3.16	0.95	0.62

1.2 稳定碳同位素特征

碳同位素组成主要受母质类型和成熟度影响,是判识天然气成因类型的重要指标^[3]。民丰地区天然气碳同位素组成较轻,甲烷 δ¹³C₁ 值分布在 -51.4‰~-44.66‰,乙烷 δ¹³C₂ 值则介于 -34.04‰

~-30.05‰ (表 2)。甲烷碳同位素组成特别轻可能是含有原油裂解气所致,因为原油裂解气的 δ¹³C 组成要轻于相应的源岩热解气^[6]。在 Prinzhofer 等^[7]的图版上,民丰天然气距离原油裂解气的趋势线更近些(图 1),因此被认定为原油裂解气。

表 2 民丰地区天然气稳定碳同位素组成

Table 2 Stable carbon isotope compositions of natural gas in Minfeng area

井号	层位	深度 H/km	δ ¹³ C ₁ /‰	δ ¹³ C ₂ /‰	δ ¹³ C ₃ /‰	δ ¹³ C ₄ /‰	δ ¹³ C _{CO2} /‰
丰 8	Es ₄ ^下	3.935~4.226	-48.956	-32.362	-28.029	—	—
丰深 1	Es ₄ ^下	4.314~4.343	-51.400	-32.800	-26.800	-25.80	-6.00
丰深 1	Es ₄ ^下	4.400	-47.950	-34.040	-27.300	-25.60	-6.76
丰深 3	Es ₄ ^下	4.740~4.876	-44.660	-30.050	-23.880	-23.23	—

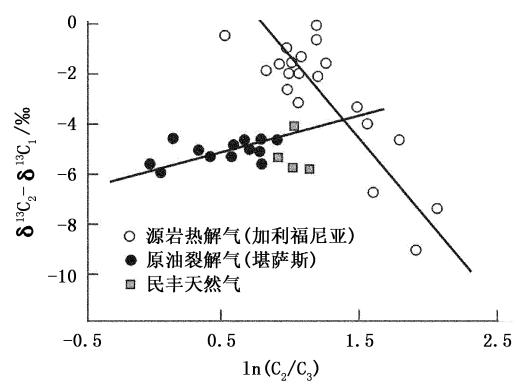


图 1 源岩热解气和原油裂解气鉴别图版(据 Prinzhofer)及民丰天然气数据的分布

Fig. 1 A plot showing identification of source-rock-degraded gas and oil-cracking gas (After Prinzhofer) as well as natural gas produced from Minfeng area

1.3 天然气与烃源岩吸附气态烃的对比

烃源岩生成的气态烃一部分被本身吸附,一部

分排出、聚集成藏,这两部分气态烃具有组成和同位素的相似性^[8]。民丰地区油气藏的下倾方向为沙四段和孔店组烃源岩,在丰深 1 井分别采集了 6 块储集层(细砂岩)和烃源岩(含膏泥岩)样品,并在相邻的王 46 井采集了孔二段灰色泥岩样品,进行岩石脱附气轻烃和碳同位素测试。

沙四段烃源岩吸附烃 δ¹³C₁ 值分布在 -50.28‰~-47.91‰,δ¹³C₂ 值则介于 -32.02‰~-31.97‰;砂岩脱附气 δ¹³C₁ 值和 δ¹³C₂ 值分别为 -48.29‰和 -31.95‰,均与丰深 1 井天然气组分碳同位素特征非常吻合(图 2)。孔二段泥岩吸附气 δ¹³C 偏重,这可能与其母质类型偏差有关,与民丰天然气相差较大。气态烃组成与此相似,表明民丰天然气与沙四段烃源岩很相似。

综上所述,民丰地区天然气既与沙四段烃源岩具有亲源关系,又与原油裂解气具有相似性。因此,须进行源岩热解气和原油裂解气的鉴别特征分析。

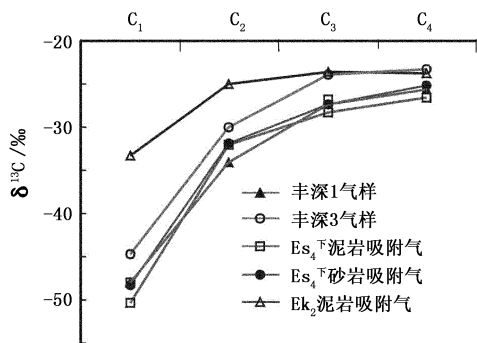


图 2 天然气与不同层位烃源岩吸附气碳同位素对比

Fig.2 Plot showing relation between carbon isotope compositions of rock-absorbed gases and natural gases

2 鉴别方法

目前,还没有现成的源岩热解气和原油裂解气混合气的鉴别方法,笔者利用与民丰地区沙四段烃源岩相似的未成熟烃源岩样品、沙四段烃源岩生成的原油样品进行热模拟实验,从其热模拟产物的组成差别来分析两种成因天然气。

2.1 热模拟实验

热模拟实验装置由中国石油大学(华东)自行设计制造的高温高压热模拟系统(图 3)和气相色谱系统组成,可以进行程序升温 and 恒温等油气成因热

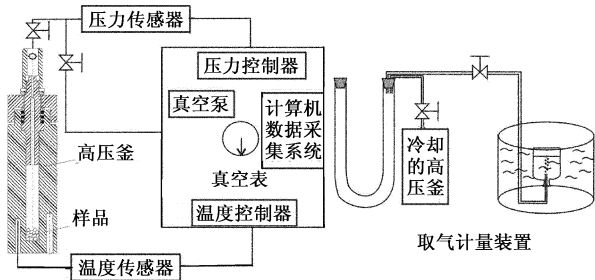


图 3 油气成因热模拟实验装置

Fig.3 Experimental device of thermal simulation of hydrocarbon generation

模拟,模拟出的气态和液态产物可以定量收集和分析。用于天然气分析的气相色谱为 HP6890 气相色谱仪,其柱系统包括 HP-PLOT Al₂O₃ 柱(Φ 0.53 mm×50 m)、PORAPAKQ 柱(Φ 3.175 mm×1.83 m)和碳分子筛柱(Φ 3.175 mm×1.525 m),可以分析出 C₁~C₈ 的烃类和 CO₂ 等非烃气体。

2.2 样品与实验

2.2.1 源岩热解生烃模拟实验

由于研究区沙四段烃源岩大多已达到成熟—高成熟阶段,不利于开展热模拟实验研究,所以采集了汶东地区汶 ZK16 井 0.412 km 大汶口组未成熟黑

色页岩。该样品与东营凹陷沙四段烃源岩沉积和地化特征相似,均为盐湖相沉积,其总有机碳含量 2.79%,热解最高峰温 T_{max} 为 391℃,S₁ 和 S₂ 分别为 2.35 和 17.80 mg/g。

为表达民丰地区沙四段盐湖相烃源岩的演化特点,将汶 ZK16 井黑色页岩与丰深 2 井盐岩按 1:1 均匀混合进行模拟实验。具体的实验方案和流程如下:将样品粉碎至 80 目后,用二氯甲烷超声抽提可溶有机质,用分析天平分别准确称量 8 g 岩石样品和 8 g 盐岩装入高压釜内,再加入 2 mL 蒸馏水后抽真空密封。先以 180℃/h 的升温速率全功率加热至 300℃,以 40℃/h 开始程序升温,温度为 300~650℃,从 300℃ 开始每隔 50℃ 取出一个高压釜。待釜冷却至室温,采用排饱和食盐水法取气,并计量气体体积、进行气相色谱分析。然后对残渣样品进行超声抽提定量液态产物,进行族组分离后做饱和和烃气相色谱分析。

2.2.2 原油裂解生烃模拟实验

由于丰深 1 井原油经历了高演化程度,并且部分已裂解,所以采集了临区沙四段成熟度较低的王斜 131 井原油样品进行原油裂解模拟实验,王斜 131 井 Es₄ 段(井段深度 2.467 3~2.495 8 km),样品密度 0.832 0 g/cm³,族组分饱和烃、芳烃、非烃、沥青质含量分别为 58.02%、11.36%、9.63%、5.43%。

原油裂解热模拟的实验方案如下:用天平称取 1 g 油样装入玻璃管内,置于高压釜中抽真空、密封。先以 180℃/h 的升温速率全功率加热至 300℃,然后程序升温,升温速率选取 20 和 80℃/h,温度为 450~600℃,每隔 50℃ 一个点,到达设定温度点恒温 1 h 后提出高压釜。然后收集生成的气体,并进行定量和气相色谱分析。

2.3 鉴别标志及其验证

源岩热解气和原油裂解气轻烃组成参数对比结果见图 4。

2.3.1 源岩热解气与原油裂解气的鉴别指标

热模拟实验的研究表明:源岩热解气和原油裂解气的轻烃组成存在差别,前者正构轻烃含量高于后者,而环状轻烃含量则要低于后者,这为两种成因类型天然气的鉴别提供了依据。

(1) $\ln(CC_5/nC_6)$ 和 $\ln(CC_5/nC_5)$ 。源岩热解气中 $\ln(CC_5/nC_6)$ 值较低,基本都在 -1 以下; $\ln(CC_5/nC_5)$ 值也较低,一般小于 -2(图 4(a))。原油裂解气正好相反, $\ln(CC_5/nC_6)$ 值大于 -1、 $\ln(CC_5/nC_5)$ 值大于 -2。这种差异与轻烃生成机制有关。

研究^[9]表明,源岩热解生成正构烷烃的活化能低于原油裂解,故产率要高,而生成环烷烃的活化能高于

原油裂解,故产率低。

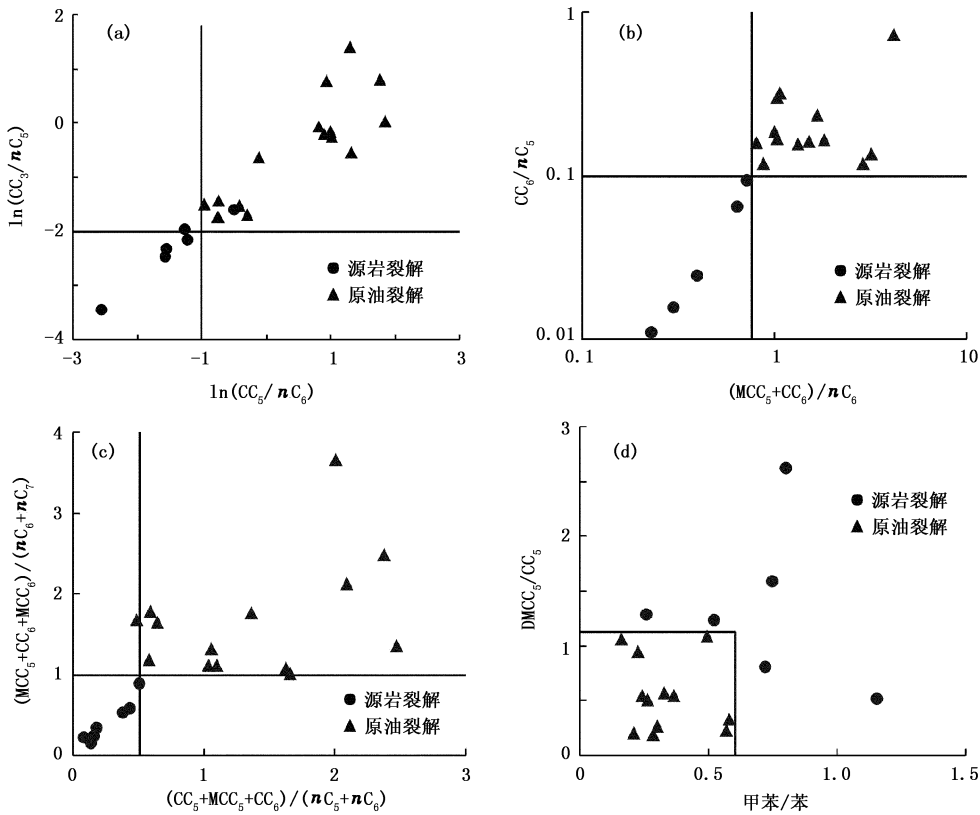


图 4 源岩热解气和原油裂解气轻烃组成的差异

Fig. 4 Plots showing distinctive features of light hydrocarbon composition between source-rock-degraded gases and oil-cracking gases

(2) $(MCC_5+CC_6)/nC_6$ 和 CC_6/nC_5 。由模拟实验气态产物 $(MCC_5+CC_6)/nC_6$ 与 CC_6/nC_5 关系图(图 4(b))可以看出,源岩热解气 $(MCC_5+CC_6)/nC_6$ 值和 CC_6/nC_5 值较低,分别小于 0.8 和 0.1,而对于原油裂解气来说,这两个指标均较高。

(3) $(CC_5+MCC_5+CC_6)/(nC_5+nC_6)$ 和 $(MCC_5+CC_6+MCC_6)/(nC_6+nC_7)$ 。源岩热解生成的天然气中 $(CC_5+MCC_5+CC_6)/(nC_5+nC_6)$ 值较低,基本都小于 0.5; $(MCC_5+CC_6+MCC_6)/(nC_6+nC_7)$ 值也低,均在 1.0 以下(图 4(c))。原油裂解气则不同,这两个参数值均较高,分别大于 0.5 和 1.0。

(4) 甲苯/苯与 $DMCC_5/CC_5$ 。源岩热解和原油裂解生成的天然气在甲苯/苯值与 $DMCC_5/CC_5$ 值上也有差别(图 4(d)),前者两个参数值均较高,基本上大于 0.6 和 1.1;后者较低,分别小于 0.6 和 1.1。

2.3.2 鉴别参数的验证

利用其他盆地已发现的源岩热解气和原油裂解气的分析结果进行对比验证,结果见图 5。

塔里木盆地轮南地区的天然气被认为主要是源

岩热解气^[10-12],并且与国外报道的源岩热解气一致^[13-15]。该天然气的 $\ln(CC_5/nC_6)$ 值和 $\ln(CC_5/nC_5)$ 值较低,分别小于 -2 和 -3(图 5(a)); $(MCC_5+CC_6)/nC_6$ 值和 CC_6/nC_5 值则分布于 0.23 ~ 0.39 和 0.02 ~ 0.09(图 5(b)); $(CC_5+MCC_5+CC_6)/(nC_5+nC_6)$ 值和 $(MCC_5+CC_6+MCC_6)/(nC_6+nC_7)$ 值分别低于 0.2 和 0.5(图 5(c))。正构轻烃含量较高、环状轻烃含量较低,均表现出源岩热解气的特征。

和田河玛 4 井区天然气是大家公认的典型原油裂解气^[16-17]。其 $\ln(CC_5/nC_6)$ 和 $\ln(CC_5/nC_5)$ 分布于 -0.85 ~ 0.41 和 -2.08 ~ 0.36(图 5(a)); $(MCC_5+CC_6)/nC_6$ 和 CC_6/nC_5 则分别介于 0.86 ~ 3.5 和 0.13 ~ 0.92(图 5(b)); $(CC_5+MCC_5+CC_6)/(nC_5+nC_6)$ 和 $(MCC_5+CC_6+MCC_6)/(nC_6+nC_7)$ 分别为 0.59 ~ 1.32 和 1 ~ 3.33(图 5(c)),表现出正构轻烃含量低、环状轻烃含量高的分布特征。

满东-英吉苏地区天然气也被认为是原油裂解气^[18],其数据点都落入了原油裂解气的区域(图 5(a)、(b)、(c))。

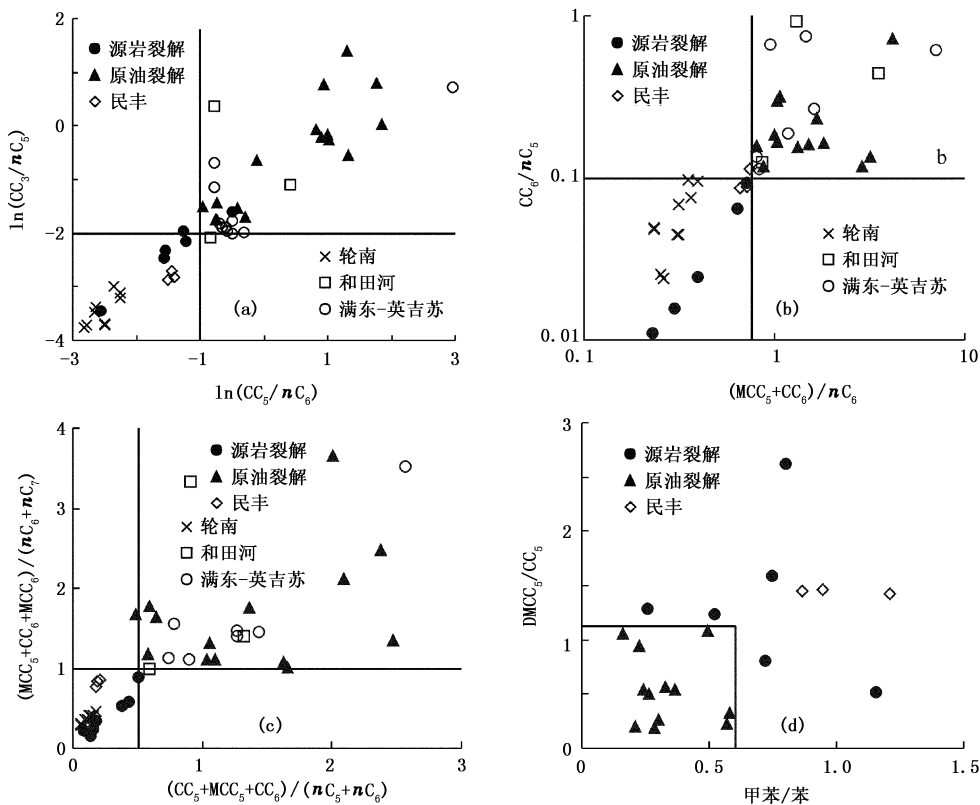


图 5 源岩热解气和原油裂解气的鉴别

Fig. 5 Identification charts for source-rock-degraded gases and oil-cracking gases

上述分析表明,本文建立的源岩热解气和原油裂解气鉴别图版是可靠的。可以认为,源岩热解生成天然气 $\ln(CC_5/nC_6)$ 和 $\ln(CC_5/nC_5)$ 分别小于-1和-2, $(MCC_5+CC_6)/nC_6$ 和 CC_6/nC_5 则分别要低于0.8和0.1, $(CC_5+MCC_5+CC_6)/(nC_5+nC_6)$ 和 $(MCC_5+CC_6+MCC_6)/(nC_6+nC_7)$ 小于0.5和1.0, $DMCC_5/CC_5$ 和 甲苯/苯 高于0.6和1.1;而原油裂解气正好相反。

2.4 民丰地区天然气成因判识

民丰地区天然气轻烃组成中,正构轻烃含量高、环状轻烃含量低,甲苯含量也较高。计算出的4对参数分别为: $\ln(CC_5/nC_6)$ 和 $\ln(CC_5/nC_5)$ 较低,分别小于-1.4和-2.7; $(MCC_5+CC_6)/nC_6$ 和 CC_6/nC_5 分别为0.66~0.75和0.08~0.11; $(CC_5+MCC_5+CC_6)/(nC_5+nC_6)$ 和 $(MCC_5+CC_6+MCC_6)/(nC_6+nC_7)$ 分别为0.18~0.21和0.76~0.85; $DMCC_5/CC_5$ 和 甲苯/苯 则较高,分布于0.86~1.21和1.42~1.46。其点基本都落于源岩热解气的区域内(图5),表明该区天然气主要由源岩热解所生成。但是有些数据点落在源岩热解气与原油裂解气的交界处,如民丰天然气在 $(MCC_5+CC_6)/nC_6$ 与 CC_6/nC_5 关系图上位于交界处(图5(a)),尤其是丰深3井天然气已位于原油裂解气的区域,说明民丰天然气以

源岩热解气为主,混有原油裂解气。

3 结 论

(1) 东营凹陷北部深洼带沙四段烃源岩和油气藏目前均处于高成熟演化阶段,具备源岩热解气和原油裂解气的生成条件,因此发现的丰深1井、丰深3井和丰8井天然气既有源岩热解气的特征,又有原油裂解气的特点。

(2) 利用热模拟方法对研究区类似的烃源岩和原油样品进行生气模拟实验的模拟气态产物中有4对轻烃参数能够有效地区分两种成因的天然气:源岩热解气 $\ln(CC_5/nC_6)$ 和 $\ln(CC_5/nC_5)$ 分别小于-1和-2, $(MCC_5+CC_6)/nC_6$ 和 CC_6/nC_5 则分别要低于0.8和0.1, $(CC_5+MCC_5+CC_6)/(nC_5+nC_6)$ 和 $(MCC_5+CC_6+MCC_6)/(nC_6+nC_7)$ 小于0.5和1.0, $DMCC_5/CC_5$ 和 甲苯/苯 高于0.6和1.1;而原油裂解气正好相反。

(3) 经过塔里木盆地已知成因类型的天然气验证,本文提出的4对参数作出的4个图版可以用于源岩热解气和原油裂解气的鉴别。研究区发现的天然气为源岩热解气和原油裂解气的混源气,其中源岩热解气为主、原油裂解气为辅。

致谢 本研究的碳同位素分析和吸附烃分析得

到了胜利油田地质研究院和中国石化勘探开发研究院实验地质研究所的帮助,在此表示衷心的感谢。

参考文献:

- [1] 李军亮. 民丰洼陷盐下深层天然气储层特征[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(4): 48-50.
LI Jun-liang. Reservoir characteristics of deep-seated gas under gypseous-salt rock in Minfeng sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(4): 48-50.
- [2] 金强, 朱光有, 王娟. 咸化湖盆优质烃源岩的形成与分布[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(4): 19-23.
JIN Qiang, ZHU Guang-you, WANG Juan. Deposition and distribution of high-potential source rocks in saline lacustrine environments[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008, 32(4): 19-23.
- [3] 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.
- [4] 宋岩, 陈孟晋, 秦胜飞, 等. 中国天然气地质理论进展[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 8-11.
SONG Yan, CHEN Meng-jin, QIN Sheng-fei, et al. Progress in the study of natural gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1): 8-11.
- [5] 刘文汇, 张殿伟. 中国深层天然气形成及保存条件探讨[J]. 中国地质, 2006, 33(5): 937-943.
LIU Wen-hui, ZHANG Dian-wei. Generation and preservation conditions of deep-seated gas in China[J]. Geology in China, 2006, 33(5): 937-943.
- [6] 尹长河, 王廷栋, 王顺玉, 等. 威远、资阳震旦系干酪根与油裂解气的差别[J]. 沉积学报, 2001, 19(1): 156-160.
YIN Chang-he, WANG Ting-dong, WANG Shun-yu, et al. Difference between kerogen-cracking gas and oil-cracking gas in the Wei yuan and Ziyang areas [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(1): 156-160.
- [7] PRINZHOFER A A, HUC A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases [J]. Chemical Geology, 1995, 126(2): 281-290.
- [8] 胡惕麟, 戈葆雄, 张义纲, 等. 源岩吸附烃和天然气轻烃指纹参数的开发和应用[J]. 石油实验地质, 1990, 12(4): 375-393.
HU Ti-lin, GE Bao-xiong, ZHANG Yi-gang, et al. The finger-print parameters of source rock-absorbed hydrocarbons and natural gases and their application [J]. Petroleum Experiment Geology, 1990, 12(4): 375-393.
- [9] 王秀红, 金强, 胡晓庆, 等. 东营凹陷民丰地区天然气生成机理与化学动力学研究[J]. 沉积学报, 2008, 26(3): 525-530.
WANG Xiu-hong, JIN Qiang, HU Xiao-qing, et al. Kinetics of gas from the pyrolysis of source rock and oil cracking and its application in the genesis of natural gases in Minfeng area of Dongying sag [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(3): 525-530.
- [10] 王国林. 塔里木盆地台盆区天然气成藏条件分析[D]. 成都: 西南石油大学, 2005.
WANG Guo-lin. Investigation of natural gas accumulation in the uprise area in Tarim Basin [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2005.
- [11] 赵孟军, 曾凡刚, 秦胜飞, 等. 塔里木发现和证实两种裂解气[J]. 天然气工业, 2001, 21(1): 35-39.
ZHAO Meng-jun, ZENG Fan-gang, QIN Sheng-fei, et al. Discovery and provification of two genetic types of natural gases in Tarim Basin [J]. Natural Gas Industry, 2001, 21(1): 35-39.
- [12] 王红军, 周兴熙. 塔里木盆地典型海相成因天然气藏成藏模式[J]. 石油学报, 2001, 22(1): 14-18.
WANG Hong-jun, ZHOU Xing-xi. Accumulation model of natural gas of typical marine genetics in Tarim Basin [J]. Acta Petrole Sinica, 2001, 22(1): 14-18.
- [13] SNOWDON L, POWELL T. Immature oil and condensate-modification of hydrocarbon generation model for terrestrial organic matter [J]. AAPG, 1982, 66(6): 775-788.
- [14] THOMPSON K F. Light hydrocarbons in subsurface sediments [J]. Geochim Cosmochim Acta, 1979, 43: 627-647.
- [15] THOMPSON K F. Value of light hydrocarbon on the study of petroleum generation [J]. Geochim Cosmochim Acta, 1983, 47: 303-316.
- [16] 秦胜飞, 贾承造, 李梅. 和田河气田天然气东西部差异及原因[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(5): 16-18.
QIN Sheng-fei, JIA Cheng-zhao, LI Mei. Difference and origin of natural gases between the east and west Hetianhe gas field [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(5): 16-18.
- [17] 秦胜飞, 李梅, 戴金星, 等. 塔里木盆地和田河气田天然气裂解类型[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(4): 455-460.
QIN Sheng-fei, LI Mei, DAI Jin-xing, et al. Gas-cracking types on the Hetianhe gas field in the Tarim Basin [J]. 2005, 26(4): 455-460.
- [18] 侯读杰, 赵增迎, 唐友军, 等. 柯克亚地区原油裂解气的地质-地球化学特征[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(2): 137-141.
HOU Du-jie, ZHAO Zeng-ying, TANG You-jun, et al. Geological and geochemical features of oil-cracking gas in the Kekeya area [J]. Geological Science of Natural Gas, 2004, 15(2): 137-141.