

从烃源岩热模拟实验讨论其生烃特征

肖芝华¹, 胡国艺², 李志生²

(1. 中国石油大学资源与信息学院, 石油天然气成藏机理教育部重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007)

摘要:采用开放体系下进行的全岩热模拟实验,对塔里木盆地哈2井三叠系的黑色泥岩开展了产气率变化特征的研究,并结合成熟度及其显微组分的变化,探讨了烃源岩的生排烃过程。模拟实验结果表明:加温在400℃以前, R_o 值低于0.8%,累积产气率仅1.04 mL/g,所产烃气仅占总产气率的8.2%;加温到600℃时,累积产气率达9.23 mL/g,占总产气率的72.7%;生烃高峰在500~600℃之间,此时阶段产气率为6.23 mL/g,占总产气率的49.1%,大致相当于 R_o 值为1.24%~1.78%,此阶段所生烃气约占总产气率的一半;700℃以后镜质组等腐殖组分仍可生成相当数量烃气,但已进入干气阶段,大量生烃阶段基本结束。

关键词:开放体系;热模拟;产气率;显微组分

中图分类号:TE122.1⁺13

文献标识码:A

文章编号:1672-1926(2008)04-0544-04

0 引言

随着石油地球化学研究的深入和发展,热解模拟实验已成为油气研究的重要手段和内容之一,其主要的理论依据是:①干酪根热降解成烃原理;②有机质热演化的时间—温度补偿原理。

热解模拟实验作为研究有机母质转化生烃量最直接、有效的方法,它不仅可以确定有机母质转化生烃的组分、数量,而且还可以揭示这一转化过程中各种组分产出特征的变化规律及其之间的相互关系。借助热压实验可以在实验室内模拟地质体中油气的生成过程,再现有机质在地质体中所经历的物理和化学演化过程,为评价烃源岩的生烃潜力,研究成烃过程与机理,推导成烃模式及动力学规律提供实验依据和基础资料。

到目前为止,国内外众多的学者采用不同的实验设备,在不同的加热温度、时间及压力条件下对各类样品做了大量的模拟实验。已在生油岩和有机质(干酪根、藻类、水生动物、油、沥青、沥青质、现代孢粉等)热演化方面进行了大量的热模拟实验研究。研究内容包括不同条件下油气生成过程的模拟、干

酪根的演化特征、气态产物组成及演化特征、液态产物组成及演化特征、油气产率与成熟度的关系、干酪根及生油岩的生烃潜力、矿物对有机质演化的催化作用及对可溶有机质的吸附性、生物标志物的演化特征和不同类型干酪根的油气形成模式等,涉及了油气生成的各个方面^[1-10]。

本文采用塔里木盆地哈2井三叠系灰黑色泥岩作为样品,通过热模拟不同实验温度点所得产气率与成熟度(镜质体反射率 R_o)的关系,结合其有机组成的变化,探讨烃源岩的生排烃过程。

1 热模拟实验条件

1.1 热模拟实验条件简述

主要应用热解色谱法进行开放体系下的热模拟实验。采用澳大利亚SGE公司生产的高温热解器,SGE热解器(其热解装置可在900℃以下各温度点长时间恒温工作)通过接口与HP5890A气相色谱仪(含微机数据采集处理系统)相连,组装成一套热模拟分析仪(PY-GC)。岩石样品经人工粉碎后过筛,取20~60目(0.9~0.28 mm)粒级碎屑充分拌

匀备用。

将样品装入高温热解器的不锈钢样品管中,在氦气流保护下按 $15^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 的升温速率加热到各预设温度,在每个预设温度点恒温 1 h。热解产物用冷阱收集,恒温结束后迅速将热解器降温至室温,撤去冷阱。烃类进入填充柱中进行 $\text{C}_1\text{—C}_5$ 气态烃组分的定量分析,计算机采集和处理分析数据,测定产气率。

本次实验共设计 5 个实验温度点: 300°C 、 400°C 、 500°C 、 600°C 和 700°C , 单次实验取样量控制在 $0.5\sim 0.7\text{ g}$ 之间。各温度点采取分别取样,并在相同条件下进行重复实验,实验结果取 2 次测算的产气率数据平均值,2 次实验后形成的残渣供显微镜下研究使用。

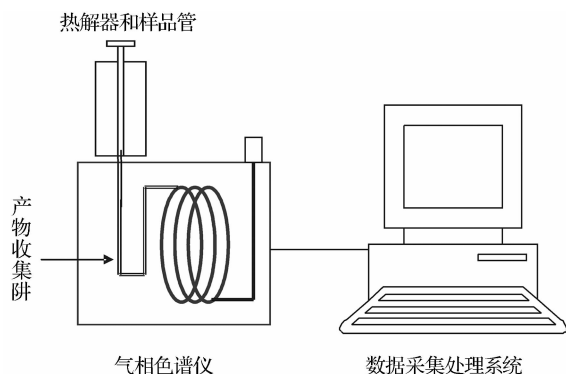


图 1 开放体系热模拟实验装置示意

1.2 烃源岩样品特征

实验样品为取自塔里木盆地哈 2 井 5 097.5 m 处的三叠系灰黑色泥岩样品,原始模拟样品的 TOC 为 2.52% , $\text{S}_1 + \text{S}_2 = 11.27\text{ mg/g}$, $T_{\text{max}} = 431^{\circ}\text{C}$, $R_0 = 0.6\%$ 。 $I_{\text{H}} = 434.92\text{ kg}_{\text{HC}}/\text{t}_{\text{TOC}}$, 降解潜率为 37.3。烃源岩有机质丰度较高,类型也较好,属于 II_1 型;腐泥组分和壳质组分荧光显示明显,表明有机质处于低成熟阶段;有机地球化学和有机岩石学综合研究评价为较好烃源岩,具有较高的生烃潜力。

哈 2 井烃源岩样品(从破碎后的实验样品分取)经压磨制粉光片后进行有机岩石学研究,岩石主要由粘土矿物组成,含黄铁矿高达 4.7% (体积百分比,下同)总有机质含量 3.5% 。有机组分中以腐泥组占优势,含量达 61% ,其中以矿物沥青基质为主,藻类体和腐泥基质体偶尔可见到。壳质组含量 4.9% ,小孢子体和角质体较为常见。镜质组占 24.9% ,成碎屑状和条带状,多为无结构镜质体,其中半镜质体占较大比例。惰性组含量少,多为碎屑惰性体。

2 实验结果与讨论

2.1 各温度点产气率和显微组成

2.1.1 300°C 恒温 1 h

产气率为 $0.17\sim 0.36\text{ mL/g}$, 平均为 0.27 mL/g 。实验残渣经显微镜观测未发现明显变化,岩石结构特征、有机组分组合、镜质体反射率及荧光组分的荧光显示强度等与烃源岩基本相同,无明显变化。

2.1.2 400°C 恒温 1 h

产气率为 $1.04\sim 1.05\text{ mL/g}$, 平均为 1.05 mL/g 。实验残渣经显微镜观测仍无明显变化,各显微组分相对含量与烃源岩基本相同,镜质体反射率比烃源岩略有提高($\Delta R_0 = 0.13\%$),藻类体和矿物沥青基质荧光强度略有减弱,但壳质组荧光强度无大变化,与烃源岩所见基本相同。

2.1.3 500°C 恒温 1 h

产气率为 $2.37\sim 3.61\text{ mL/g}$, 平均为 2.99 mL/g 。实验残渣经显微镜观测发现与烃源岩特征已有一定差别,矿物沥青基质与藻类体荧光强度明显减弱,藻类体结构渐趋模糊,微裂缝中出现油迹,显示液态烃初次运移已经开始。壳质组含量减少,荧光显示强度不一。镜质体反射率明显提高($\Delta R_0 = 0.64\%$),岩石微孔与微裂隙增多。

2.1.4 600°C 恒温 1 h

产气率为 $8.28\sim 10.18\text{ mL/g}$, 平均为 9.23 mL/g 。实验残渣经显微镜观测发现与烃源岩已有显著差异,藻类体与矿物沥青基质等腐泥组分已无荧光显示,其含量也明显减少;壳质组仍可见到,含量虽少但荧光依然清晰可辨,镜质体反射率达到新高($\Delta R_0 = 1.18\%$)岩石微孔和微裂隙明显增多,微层理面上见油迹,微裂隙中见烃类物充填,荧光显著,与围岩界线清晰,正是液态烃初次运移的重要证据。

2.1.5 700°C 恒温 1 h

产气率为 $11.74\sim 13.71\text{ mL/g}$, 平均为 12.72 mL/g 。实验残渣经显微镜观测表明,在前一温度点基础上,试样热演化程度进一步提高,镜质体反射 R_0 值高达 1.84% ,在烃源岩基础上大大增高($\Delta R_0 = 1.24\%$)。在此阶段所见有机组分(包括壳质组)荧光完全消失,表明生油阶段正式结束,但沿微层理方向荧光隐约可见(这可以解释为烃类物质浸染结果),分布不均匀。

由于生排烃作用的结果,腐泥组有机组分大量减少,岩石微孔隙大量增加,相应镜质组和惰性组有

机组分(相对含量)明显增加。

2.2 实验结果讨论

在本实验条件下,升温在 400℃ 以前,烃源岩特征变化微小,累积产气率仅 1.04 mL/g,所产烃气仅占总产气率的 8.2%,升温至 500℃ 时,镜质体反射率明显增高,累积产气率达 2.99 mL/g,所产烃气占总产气率的 23.5%;400~500℃ 阶段产气率为 1.96 mL/g,占总产气率的 15.4%,表明在此温度区间已开始大量生烃。升温至 600℃ 时,腐泥组有机组分荧光消失,且含量明显减少,与之相应,产气率大幅度提高,累积产气率达 9.23 mL/g,占总产气率的 72.7%。500~600℃ 阶段产气率为 6.23 mL/g,占总产气率的 49.1%;本阶段大量烃气的产生显然主

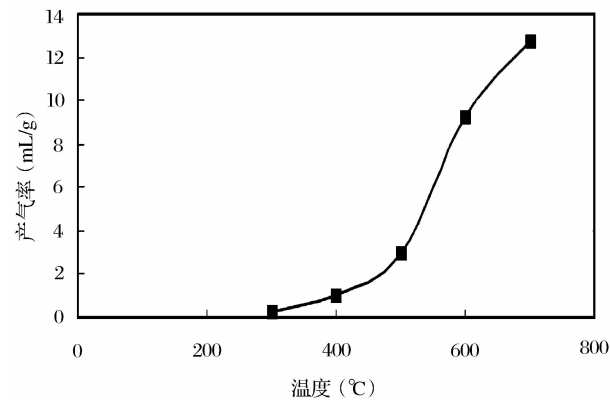


图2 累积产气率与热模拟温度关系

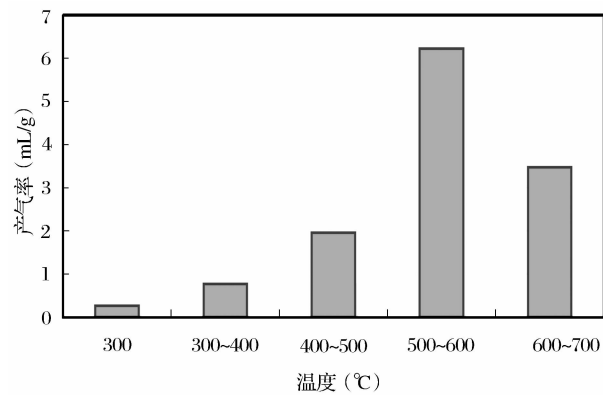


图3 阶段产气率与热模拟温度关系

要来自矿物沥青基质、藻类体等腐泥组分的热降解作用,可能先生成油,然后油裂解成气。升温至 700℃,即本实验设计的最高温度,累积产气率达 12.7 mL/g,据累积产气率曲线走势判断,生气作用显然尚未结束。600~700℃ 阶段生气率为 3.47 mL/g,占总产气率的 27.3%。这一阶段所生烃气可能主要来自壳质组分和部分富氢镜质体的热降解作用,前期生成的液态烃热裂解无疑也是气态烃的重要来源之一。

热模拟实验温度与产气率之间的关系如图 2 和图 3 所示。

通过热模拟实验各温度点产气率的变化,结合实验残渣在显微镜下的观测结果,观察生烃组分的特征可以更准确地判定烃源岩的生烃高峰。

3 结论

(1)热模拟实验结果表明:塔里木盆地哈 2 井三叠系泥质烃源岩具有较高生烃潜力,气态烃产率随温度升高而增大;其生烃高峰在 500~600℃ 之间,大致相当于 R_o 值为 1.24%~1.78%,此阶段所生烃气约占总产气率的一半;700℃ 以后镜质组等腐殖组分仍可生成相当数量的烃气,但已进入干气阶段,大量生烃阶段基本结束。

(2)由于模拟实验恒温时间太短(1 h)和温度区间太大(100℃)等客观原因,热模拟实验结果与烃源岩自然演化系列很难直接进行对比;但是,通过不同温度点的实验结果可以看出,随着温度的增高,烃源岩有机组分特征和产气率的变化都呈现出明显的规律性。

参考文献:

[1] 关德师,戚厚发.煤和煤系泥岩产气率实验结果讨论[M].北京:石油工业出版社,1987:182-193.

[2] 关德师,程克明,张文正,等.依模拟实验论不同母质产油气特征及潜力[J].天然气地球科学,1991,2(1):16-22.

[3] 卢双舫,赵锡骥,黄第藩,等.煤成烃的生成和运移的模拟实验研究——I.气态和液态产物特征及其演化[J].石油实验地质,1994,16(3):290-301.

[4] 金奎励,李荣西.烃源岩组分组合规律及其意义[J].天然气地球科学,1998,9(1):23-29.

[5] 史基安,王琪,赵欣.不同类型烃源岩气态烃的生成特征研究——来自差热—色谱联机热模拟实验方法的证据[J].沉积学报,1999,17(2):301-305.

[6] 段毅,周世新.塔里木盆地石炭系烃源岩热模拟实验地球化学研究[J].沉积学报,1999,17(增):832-835.

[7] 高岗.油气生成模拟方法及其石油地质意义[J].天然气地球科学,2000,11(2):25-30.

[8] 谢增业,蒋助生,张英,等.全岩热模拟新方法及其在气源岩评价中的应用[J].沉积学报,2002,20(3):510-514.

[9] 郑建京,温德顺,孟仟祥,等.煤系烃源岩热模拟演化过程的地球化学参数特征——以准噶尔盆地侏罗系煤系烃源岩为例[J].天然气地球科学,2003,14(2):134-138.

[10] 黄志龙,张四海,钟宁宁.碳酸盐岩生气的热模拟实验[J].地质科学,2003,38(4):455-459.

An Analysis of Characteristics of Hydrocarbon Generation from Pyrolysis Experiment of Source Rock

XIAO Zhi-hua¹, HU Guo-yi², LI Zhi-sheng²

(1. Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation in the China University of Petroleum, Ministry of Education, Beijing 102249, China; 2. Langfang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Langfang 065007, China)

Abstract: By means of thermal simulating experiment in the open system, this article focused on the hydrocarbon-generating characteristics of Trias source rock from well Ha 2 in Tarim basin, it also combined with the alteration of maceral and maturation to discuss the characteristics of generating hydrocarbon. The result of experiment indicate that the accumulative yield is only 1.04 mL/g when the heating temperature is under 400°C (value of R_o is below 0.8%), it only reach to 8.2% of the total gas yield. When the heating temperature reaches 600°C, the accumulative yield is 9.23 mL/g (about 72.7% of the total gas yield). The peak yield of hydrocarbon is between the heating temperature 500°C and 600°C (the value of R_o is from 1.24% to 1.78%), the periodical yield in this evolution period is 6.23 mL/g (about 50% of the total gas yield). Although the humin component still could generate hydrocarbon when the heating temperature reaches 700°C, it has already been entered into the period of dry gas. The period of large quantity of generation has finished.

Key words: Open system; Thermal simulation; Hydrocarbon generation; Maceral.

(上接第 529 页)

- [20] 赵东升,李文厚,吴清雅,等. 柴达木盆地天然气的碳同位素地球化学特征及成因分析[J]. 沉积学报, 2006, 24(1): 135-140.
- [21] 王万春, 刘文汇, 高波, 等. 我国浅层复合气藏中天然气的成因鉴别[J]. 天然气工业, 2003, 23 (3): 20-23.
- [22] James A T. Correlation of natural gas by use of carbon isotop-

ic distribution between hydrocarbon components[J]. AAPG Bulletin, 1983, 67: 1176-1191.

- [23] 戴金星. 各类烷烃气的鉴别[J]. 中国科学: B辑, 1992, (2): 183-193.
- [24] 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): 1-40.

Geochemical Characteristics of Biogenic Gas and Heavy Hydrocarbon Origin in Sanhu Region of Qaidam Basin

JIA Xing-liang^{1, 2}, ZHOU Shi-xin¹, SONG Zhen-xiang^{1, 2}, WANG Bao-zhong^{1, 2}

(1. Key Laboratory of Gas Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China; 2. Graduate School of the Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

Abstract: The Sanhu region in Qaidam basin is the biggest biogenic gas field in China. Thirty five gas samples and eleven formation water samples were collected from Sebei 1, Sebei 2 and Tainan gas fields. The compositions, carbon and hydrogen isotopes of the gas samples were analyzed. Oxygen and hydrogen isotopes of the water samples were also analyzed. The main composition of the natural gas is methane, which accounts for more than 99%, C_2^+ is less than 0.15% and the dryness coefficient about 0.999. The isotopic values of carbon and hydrogen are: $\delta^{13}C_1$ ranging from -68.6‰ to -61.8‰ , $\delta^{13}C_2$ from -50.6‰ to -40.7‰ , $\delta^{13}C_3$ from -36.2‰ to -31.9‰ , and δD_1 from -234.7‰ to -214‰ . The graph of $\delta^{13}C_1$ and δD_1 and the relation formula of δD_{H_2O} and δD_1 show that the reduction of carbon dioxide is the main way of forming biogenic methane in the area. Research shows that the biogenic gas of the Sanhu region is obviously different from the thermogenic gas in the Qaidam basin. The origin of heavy hydrocarbon in the biogenic gas of the Sanhu region is complex. It may be derived from both biogenic and low temperature thermal generations.

Key words: Qaidam basin; Biogenic gas; Formation water; Reduction of carbon dioxide; Heavy hydrocarbon origin.