

# 不成熟生油岩的热压模拟试验

王新洲\*

(胜利油田地质研究院, 山东)

在自然演化成烃过程中, 对不成熟生油岩起主导作用的因素是温度和时间。根据化学动力学原理, 时间和温度可以互相补偿。因此我们有可能通过模拟试验的方法, 用提高反应温度来缩短反应时间, 从而实现在室内的条件下, 研究有机质在地层中的生油过程。这一方法得到了国内外学者的公认和采用<sup>[1-6]</sup>。

本文是通过东营凹陷南坡草13—15井的一块不成熟生油岩的系统模拟试验结果进行分析研究, 初步证实了它不仅验证自然演化剖面的结果, 划分生油带, 而且还进一步探讨了为生油量的计算提供必要参数的可能性。

文中还引入了M. A. Rogers的有机相概念, 认为它比较符合样品的实际地质情况。

## 一、样品选择

### 1. 模拟样品的选择

选做模拟试验的不成熟生油岩是东营凹陷南坡草13—15井ES<sub>3</sub>的岩芯样品( $\bar{R}_m = 0.37\%$ ), 井深1280米。其有机相类型描述如下:

(1) 有机质类型以腐植成分为主, 腐泥成分次之, 数量丰富; 干酪根的H/C原子比1.19, O/C原子比0.15, 有机碳2.23%, 氯仿“A”0.351%, 其中非烃占72.21%。

(2) 有机质主要是陆生植物残体, 其次是水中原地沉积的以介形虫为主的低等动物残骸, 低等水生植物残骸很少, 岩芯中见有大量介形虫化石和较多的植物碎片。干酪根镜质体占46.4%, 惰质体占0.8%, 壳质体占19.2%, 类脂体占30.8%, 藻质体为2.8%。古动物化石个体中, 介形虫89.4%, 腹足类2.6%, 鱼骨碎片8%。古植物化石中藻类占10.8%, 孢子花粉占89.2%。此外含有较多的花, 微含绿素。

(3) 水体为较深水湖的浅部位, 半咸水还原环境。

### 2. 自然演化剖面样品的选择

自1280米至4025米, 共选用东营凹陷25口井的44块样品。其中浅于3300米共34块, 28块岩屑和6块岩芯样品, 均属ES<sub>3</sub>。深于3300米的共10块样品, 均属ES<sub>4</sub>岩屑。

## 二、试验方法

为使热压模拟能更真实地反映不成熟生油岩中的有机质(包括干酪根和已经形成的

\*参加本试验的还有张安英和任学礼同志, 各项分析化验工作都是由本室集体完成的。试验过程中得到了周光甲同志的支持和指导。

以非烃为主体的可溶有机质)的多级降解过程,同时考虑到粘土矿物的催化作用,本试验采用的是未经氯仿抽提的原样。

### 1. 模拟试验

将准备好的样品放入高压釜内,釜体密封后将空气除净。充氮加压,升温后压力达 $120\text{Kg}/\text{cm}^2$ 。试验温度分别为 $200$ 、 $250$ 、 $300$ 、 $350$ 、 $400^\circ\text{C}$ ,时间为 $4$ 、 $8$ 、 $16$ 、 $32$ 、 $64$ 、 $128$ 、 $256$ 小时,共做 $24$ 块次不同时间温组合的热压模拟实验。

### 2. 分析方法和仪器

将模拟后的样品,进行各项有机地化指标的分析。氯仿“A”采用索氏抽提器抽至荧光低于 $3$ 级。有机碳用库伦仪法分析。族组份用柱色层分析。烷烃用GC-5 A气相色谱仪做全烃色谱分析。碳、氢元素是用自制的碳氢分析仪测定的,氧元素是用意大利1104元素分析仪测定的。萘、色素及卟啉是用UV-200型双光束可见紫外分光光度计测定的。干酪根的镜煤反射率是由西德尤利希核能研究中心地球化学研究所测定的。

## 三、结果与讨论

对自然演化剖面和热压模拟样品进行了系统分析检验,部分分析数据如表1、2所示。据此作如下讨论:

### 1. 有机质的演化

1) 氯仿“A”的演化 随着模拟时间和温度的增加,氯仿“A”的生成量不断增加,当采用 $300^\circ\text{C}$ 、 $8$ 小时时,生成量达到最高值。经测定 $\bar{R}_m = 0.87\%$ ,从图1查得,相当于地层中 $3730$ 米深。随后生成量又不断减少。

在东营凹陷的自然演化剖面中,最高生成量在 $3800$ 米处, $\bar{R}_m = 0.89\%$ ,二者非常近似。这证明,对氯仿“A”的含量而言,模拟和自然演化剖面的变化趋势是完全一致的,只是在较高的成熟阶段,自然演化剖面高于模拟试验的生成量(图2)。

出现这种现象的可能原因是:

(1) 模拟样品陆源植物的残体较多,因此不能代表盆地中心生油母质的氯仿“A”生成量。

(2) 压力可能对于液态烃类的形成有利,模拟试验的压力是 $120\text{Kg}/\text{cm}^2$ ,远远低于深层的实际地层压力。

(3) 相当于较高成熟阶段的模拟试验温度是 $250\sim 350^\circ\text{C}$ ,远远高于相应的实际地层的温度( $122\sim 158^\circ\text{C}$ )。这种高温虽然有利于干酪根降解生油,但同时也会对油中的某些成份也起破坏作用,使之裂解成气体。

(4) 深井钻井过程中的污染,使自然演化剖面中,较高成熟阶段的氯仿“A”含量偏高。

2) 族组成的演化 对模拟和自然演化剖面的氯仿“A”的族组成演化进一步解剖对比,发现各组分生成量也有相似的演化趋势。

模拟和自然演化剖面的非烃,在氯仿“A”族组成中的百分含量均随成熟演化加深而降低。这是因为非烃在演化过程中脱去杂原子,一部分转化为烃类,另一部分则进一步缩合为沥青质,并为前一反应提供氢。

表1 草13-15井模拟试验分析数据表

Table 1 Analysis data of simulative experiments of  
Cao 13-15

编 号	模拟条件		Rm (%)	折算井深 (M)	折算地温 (°C)	氯仿A/有机碳 (mg/g)	烷烃/有机碳 (mg/g)	芳烃/有机碳 (mg/g)	非烃/有机碳 (mg/g)	沥青质/有机碳 (mg/g)	卞啉 (PPb)	干 酪 根	
	温度 (°C)	时间 (小时)										H/C	O/C
M1	200	8	0.40	1870	81	43.0	6.6	4.0	29.1	3.2		1.24	0.15
M2	200	32	0.41	1970	85	45.5	5.0	5.0	30.4	5.2		1.26	0.15
M3	200	16	0.42	2040	87	47.2	6.9	5.0	29.1	6.2	511	1.02	0.14
M4	200	64	(0.42)*	2040	87	62.9	6.2	7.0	36.5	13.1		1.23	0.15
M5	200	128	0.42	2040	87	63.2	6.1	7.1	35.1	14.9		1.28	0.16
M6	250	8	0.49	2460	103	149.6	17.2	21.4	79.5	31.5		1.20	0.12
M7	200	256	0.52	2580	107	88.8	6.2	11.6	49.5	21.5		0.91	0.12
M8	250	16	0.56	2720	112	183.2	22.9	25.0	85.2	50.1	375	1.09	0.16
M9	250	32	(0.60)*	2850	117		15.0	18.1	55.2	27.9		1.20	0.12
M10	250	64	0.63	2950	120	155.2	22.7	25.3	63.1	44.2		1.18	0.12
M11	250	128	0.72	3210	131	121.0	23.0	23.5	47.1	27.5		0.97	0.12
M12	300	8	0.87	3730	148	211.5	26.9	43.4	90.6	50.6		0.80	0.12
M13	350	8	0.94	3960	157	177.4	22.4	20.2	78.8	55.9		0.92	0.12
M14	300	16	(0.96)*	4225	159	129.1	21.2	21.8	50.9	32.2	562	0.74	0.10
M15	300	32	1.01	(4180)**	164	125.2	19.7	22.9	42.0	33.2		0.67	0.09
M16	350	16	1.10	(4170)	175	60.2	8.1	11.6	28.5	12.1	微含	0.61	0.10
M17	300	64	1.20	(4700)	186	60.9	4.3	13.7	29.2	13.7		0.48	0.03
M18	300	128	1.30	(5110)	198	43.9	2.0	10.0	21.3	10.6		0.55	0.05
M19	400	4	(1.33)*	(5210)	202							0.58	0.05

续前

编 号	模拟条件		R <sub>m</sub> (%)	折算井深 (M)	折算地温 (°C)	氯仿 A/有机 碳 (mg/g)	烷 烃/有 机 碳 (mg/g)	芳 烃/有 机 碳 (mg/g)	非 烃/有 机 碳 (mg/g)	沥 青 质/有 机 碳 (mg/g)	吡 啶 (PPb)	干 酪 根	
	温 度 (°C)	时 间 (小时)										H/C	O/C
M20	350	32	1.40	(5420)	209	17.4	1.4	3.7	7.5	4.8		0.63	0.10
M21	350	64	(1.48)*	(5680)	218	4.2						0.58	0.07
M22	400	16	1.49	(5710)	220	2.0					无	0.56	
M23	350	128	1.60	(6060)	232	2.1						0.48	0.05
M24	400	64	1.71	(6400)	244	1.6						0.55	0.06

• ( ) 中数据非实测值, •• ( ) 中数据为 R<sub>m</sub>-地层深度曲线外推查得, 故仅供参考。

表 2 碳同位素分析数据

Table 2 Analysis data of carbon isotopes

编 号	模拟条件		折算井深 (米)	R <sub>m</sub> (%)	δ <sup>13</sup> CPDB(‰)					
	温 度 (°C)	时 间 (小时)			烷 烃	芳 烃	氯仿“A”	非 烃	沥青质	干酪根
M5	200	128	2040	0.42	-29.1	-28.4	-27.7	-27.3	-27.3	-25.2
M6	250	8	2190	0.49	-27.9	-26.8	-26.3	-27.1	-26.1	-25.2
M11	250	128	3240	1.72	-27.1	-26.8	-26.7	-25.8	-26.7	-24.3
M12	250	8	3730	0.87	-26.9	-26.2	-26.1	-26.2	-26.3	-26.1
M14	350	16	4470	1.11	-26.6	-25.5	-25.9	-26.2	-26.1	-25.2

经色谱分析, 模拟和自然演化剖面的正烷烃碳数分布, 均随成熟演化加深, 高碳数成份减少, 低碳数成份增加。其相同成熟阶段的碳数分布极其相似(图 3)。

3) 碳同位素的演化 氯仿“A”及其各组分随模拟演化加深富集<sup>13</sup>C, 尤其是烷烃、芳烃表现的最为明显(表 2)。这是由于在同位素分馏过程中, 有机分子内碳原子间裂解能的差异造成的〔7〕。

δ<sup>13</sup>C值按烷烃、芳烃、非烃、沥青质、干酪根的顺序增加, 即随着馏分极性的增加, <sup>13</sup>C富集。这也是同位素分馏的结果。这一现象与文献〔8〕中提到的碳同位素在自然条件下的演化规律是一致的。但是, 这种差别随着成熟度的增加越来越不明显。当生油岩进入成熟阶段之后, 氯仿“A”的沥青质δ<sup>13</sup>C值比干酪根平均低1.06‰。

随模拟演化的加深, 有机相的碳同位素特征发生区域性迁移(图 4)。如果这种情

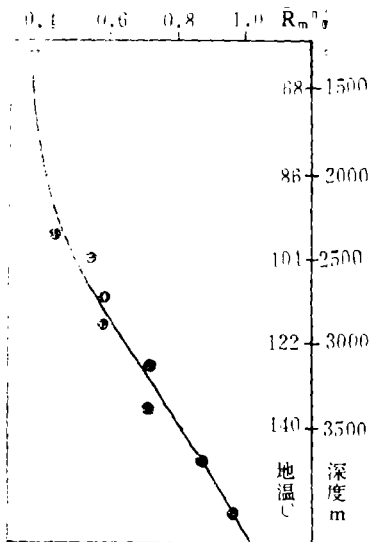


图1 东营凹陷ES<sub>3-4</sub>井深、地温与镜煤反射率关系曲线

Fig. 1 Relative curve between the depth, ground temperature and vitrite reflectivity of the ES<sub>3-4</sub> Dong Ying seg

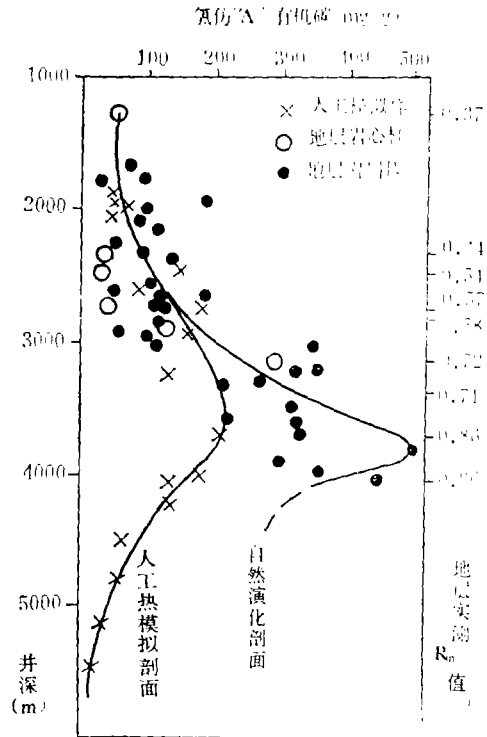


图2 氯仿“A”演化对比

Fig. 2 Contrast of the evolution of chloroform "A"

况能够代表自然演化，当用碳同位素描述有机相特征时，必须指明它的成熟阶段才有意义。

4) 干酪根的演化 将模拟样品的H/C、O/C原子比画在蒂索的干酪根演化图上。我们发现，自然演化剖面在地温较低的情况下主要是脱氧过程，氢很少降低。而模拟样品，氧和氢自始至终同时降低。这表明，自然演化的最初阶段主要生成的产物是二氧化碳，烃和水则很少。而模拟样品，因为开始加的温度就较高，所以二氧化碳、烃和水同时生成(图5)。

2. 油气形成阶段的划分

如前所述，模拟试验与自然演化剖面有相同的变化规律。我们参照前人成果和东营凹陷ES<sub>3-4</sub>生油岩有机质成熟演化的具体情况，对模拟试验油气形成阶段进行划分。并以镜煤反射率为标尺，换算成相应实际地层的深度和地温，与已有资料的自然演化剖面对比，二者完全吻合。因此，这一划分可以预测本区尚无资料的深层油气形成带，为油

田勘探提供参考(表3)。

### 3. 用有机相生油模型计算生油量的探讨

勘探工作中,需要对全盆地的生油量进行计算。由于影响因素较多,这个问题尚未完全解决。在前人工作的基础上,以成因法计算生油量的理论为基础,设计了生油量模拟试验,并在试验的基础上,初步拟定了有机相生油模型的计算方案。目前,这一方案还处于试验阶段,离实际应用尚有距离。

(1) **有机相的基本概念**<sup>[9]</sup> 所谓有机相,需要由三个方面来确定:一是有机质类型和数量,这是最重要的。它通常取决于沉积时的原生有机质。二是有机质的来源。可以是水生的(海洋和湖沼),也可以是陆源的。此外,它可能是原生的,也可能是再沉积的碎片。三是沉积环境,是氧化环境还是还原环境,关系到不稳定的原始有机质的

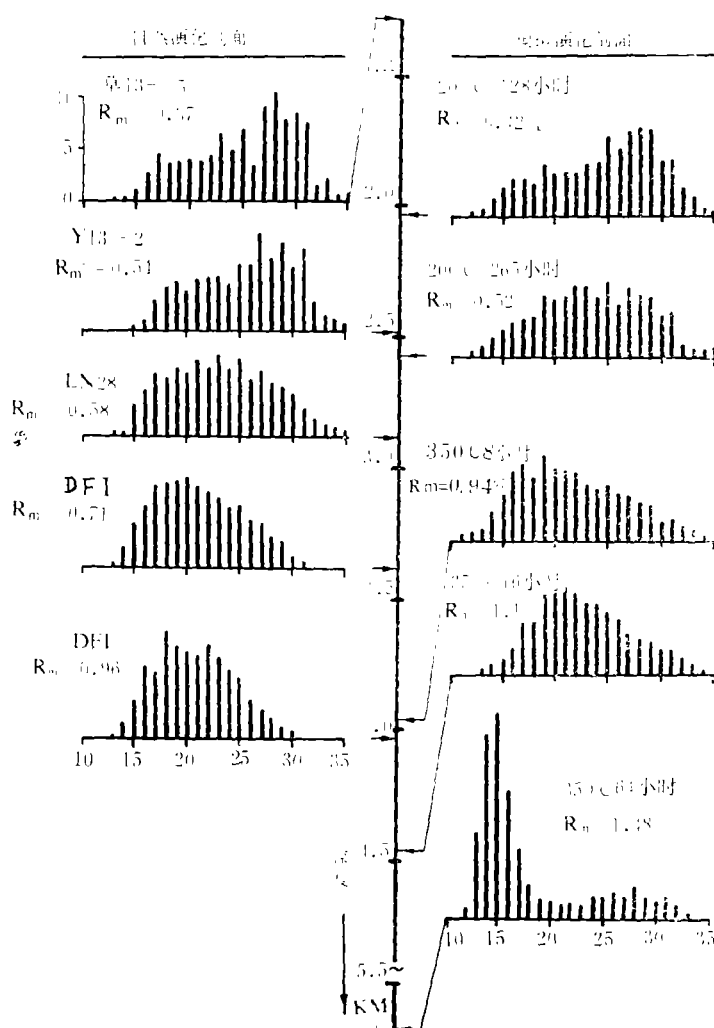


图3 正烷烃碳数分布对比图

Fig.3 Contrast of the distribution of carbon numbers of normal alkanes

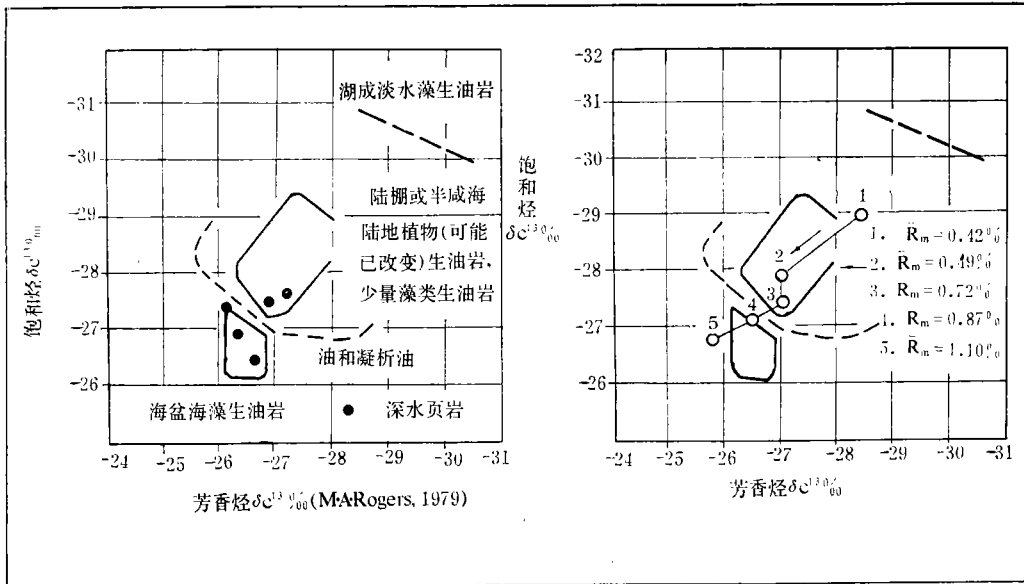


图4 碳同位素特征对比图

A 有机相的碳同位素

B 模拟演化剖面碳同位素特征的迁移

Fig. 4 Contrast of the characteristics of carbon isotopes

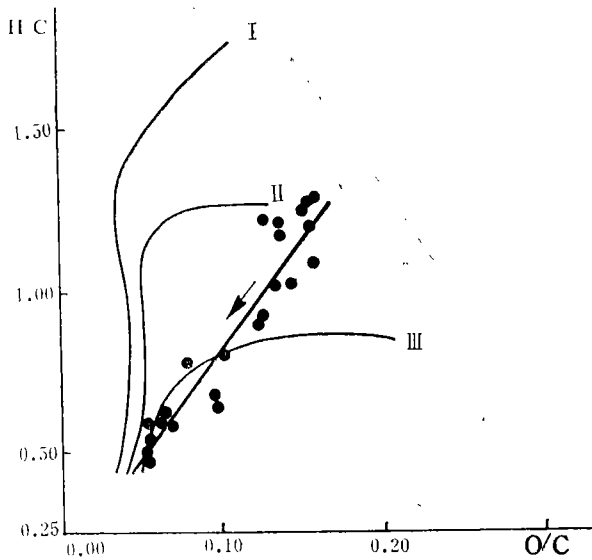


图5 模拟样品干酪根演化图

Fig. 5 Evolution of kerogen of simulative samples

转化、破坏和保存。快速沉积将有利于有机质的保存。

(2) 建立有机相生油模型的主要理论根据 在特定环境下形成的生油层中, 所含有机质的类型、来源、数量等因素——有机相类型, 是决定生成原油类型和潜力的物质

表 3 油气形成阶段的划分

Table 3 Division of the stages of the oil-gas formation

模拟试验条件		演化阶段的划分	镜煤反射率	相当于东营凹陷的	
温度 (°C)	时间 (小时)		( $R_m\%$ )	地层深度 (米)	地温 (°C)
200	128~256	预生油带	<0.44	<2200	<93
250	64~128	生油带	低成熟生油带 ~0.65	~3020	~123
300	8~16		成熟生油带 ~0.95	~3980	~157
300	64~128		高成熟生油带 ~1.25	~(4950)*	~(192)
350	16~32				
300	<128	凝析油湿气带	>1.25	>(4950)	>(192)
350	<16				
400	<4				

\* ( ) 内值是从  $R_m$ -地层深度曲线外推查得，仅供参考。

基础。由时间和温度控制的成熟度（可用镜煤反射率为标尺）决定不同类型有机相生成不同类型原油的数量。根据化学动力学原理，时间和温度可以互相补偿。因此我们有可能用模拟试验的方法，通过提高反应温度和缩短时间而再现有机质。在地层中生成烃类的过程。

(3) 有机相生油模型的基本概念 应用有机相概念评价生油层，比较符合样品的实际情况。有机相生油模型就是由各种类型的标准有机相生油量图版、预测区目的层的镜煤反射率与深度关系曲线图和预测区有机相类型划分图三部分组成的。以镜煤反射率与深度关系曲线为桥梁，用镜煤反射率为共同标尺，使这三部分互相沟通。达到求出不同类型有机相在各成熟阶段生油量的目的（图 6）。

我们可以用最有代表性的含油盆地，归纳出若干种标准有机相类型。将各种类型的成熟生油岩，通过热压模拟试验，求出各演化阶段的生油量。最后画出各种类型的有机相标准生油量图版。

当对一个新区进行勘探时，只要我们测出预测区目的层不同深度生油岩干酪根的镜煤反射率实测值，作出该区的镜煤反射率与深度的关系图，我们就可以选用适当的有机相标准生油量图版，查出生油量。

一个盆地，可以有几种有机相类型和不同的成熟程度。因此，应该分区计算生油量才能更接近实际情况。

#### 四、结 论

(1) 热压模拟试验的有机质人工成熟演化过程可以代表地层的有机质自然成熟演化过程。



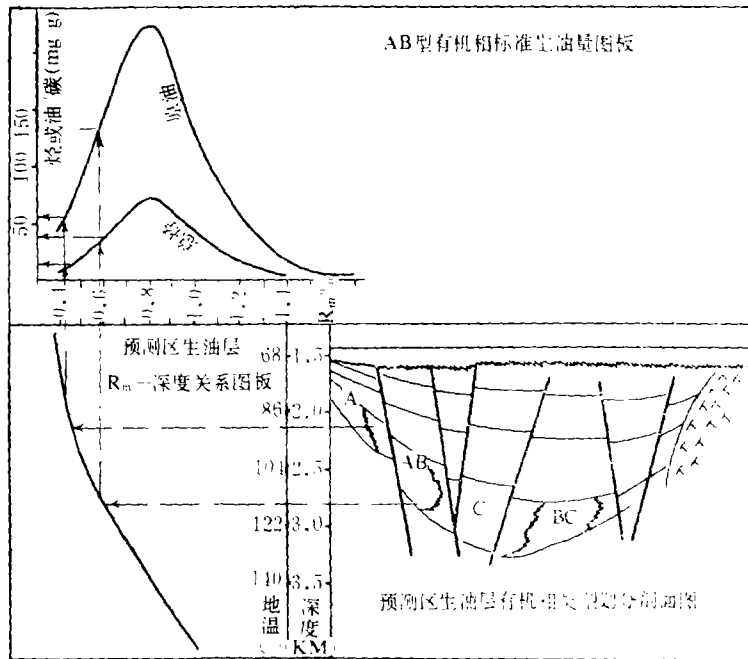


图6 不同类型有机相生油量计算示意图

Fig. 6 Calculation of the amount of generated oil amount of the different types of organic facies

(2) 因此, 可以借助模拟试验的人工有机质成熟演化过程, 划分生油带, 预测实际地层中各生油阶段的深度。东营凹陷ES<sub>3-4</sub>低成熟生油带为2200~3020米, 厚820米。2200米是生油带的上限。成熟生油带为3020~3980米, 厚960米, 这是生油量最高阶段。高成熟生油带为3980~4950米, 厚970米。总生油厚度为2750米, 4950米为生油带的下限。当超过这一深度时, 还可望找到凝析油和湿气。

(3) 模拟试验生成的烃类数量, 能否代表地层中各自然演化阶段生成的烃类数量, 尚难定论。还需完善实验条件, 补做样品进一步证实。

(收稿日期: 1982年5月16日)

### 参 考 文 献

- [1] 汪本善等, 1980, 渤海湾盆地黄骅拗陷石油演化特征及人工模拟研究, 石油学报, 第一卷, 第一期, 43—51页。
- [2] 徐振泰、左顺林, 1981, 干酪根向油气演化的热变模拟试验, 石油学报(增刊), 第2卷, 第1期, 25—31页。
- [3] Lijembach, G.W.M., 1975, On the origin of petroleum, Proceeding of the Ninth World Petroleum Congress, Special Paper 1.
- [4] Eisma, E. & Jurg, J.W., 1969, Fundamental aspects of the generation of petroleum, Organic Geochemistry, chapter 28, 676-699, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.

- [5] Ishiwatari, R. et al., 1978, Hydrocarbon generation by thermal alteration of kerogen from different sediments, *Bull. AAPG*, 62(4), 687-692.
- [6] Shimoyama, A., & Johns, W.D., 1972, Formation of alkanes from fatty acids in the presence of  $\text{CaCO}_3$ , *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 36(1), 87-91.
- [7] 维诺格拉多夫, A. II, 加里莫夫, Э. M, 1976, 碳同位素和石油起源问题, 石油地质学译文集, 第三集, 科学出版社。
- [8] 斯塔尔, W. J, 1980, 碳同位素在石油勘探中的应用, 在北京召开的联合国国际石油地质学会议上发表。
- [9] 罗杰斯, M. A, 1980, 应用有机相概念评价生油岩, 第十届世界石油会议 报告论文集, 第二分册。

## THE HEAT-PRESSURE SIMULATIVE EXPERIMENT ON IMMATURE SOURCE ROCK

Wang Xinzhou

(Geological Research Institute of the Shengli Oil Field)

### Abstract

A systematic artificial simulative experiment of mature evolution was carried out with a piece of immature source rock from Naopocao No. 13-15 at Dongying seg. The sample underwent the treatment in an autoclave without chloroform extract. By using the reflectivity of the vitrite as a scale, experimental data can be converted into the corresponding formation depth of this area. As compared with the section of natural evolution, they appear very similar.

The zones of petroleum generation can be divided by means of simulative experiment of the nature evolution process of artificial organic matters.  $E_{3-4}$  low mature oil generation zones at Dongying seg are 2200-3020 m deep, whereas mature zones 3020-3980 m. This is the highest stage with respect to oil generation. High mature zones are 3980-4950 m. The total depth of petroleum generation is 2750 m. In the depth over 4950 m, condensed oil and wet gas are expected to be found.

By means of the heat pressure simulative experiment, we can obtain the oil generation amount at each evolution stage of different kinds of immature source rock, and subsequently, we can make drawings of oil generation amount of different organic facies. So long as we measure the reflectivity value of vitrite of kerogen of source rock at different depths of the stratum in pre-measured area and work out the diagram of the relationship between the reflectivity and the depth of vitrite in the study region, we shall be able to select the appropriate drawing of the amount of oil generation amount of a proper organic facies and find out the amount.