

# 苏北金湖凹陷生油岩热演化研究

鲁东升 薛建华

(中国新星石油公司华东石油局规划设计院, 江苏扬州 225002)

摘要: 本文运用地层压实校正法恢复金湖凹陷不同区块的地层埋藏史、生油岩埋藏史。根据镜质体反射率与古地温的关系, 恢复了凹陷的古地温和古地温梯度, 计算出生油岩在各地史时期的 TTI 值。在上述方法研究的基础上, 建立了生油岩热演化的地温地质模型, 划分出金湖凹陷阜二、阜四段两套生油岩在地史时期的演化、生烃阶段和生油门限。

关键词: 生油岩; 埋藏史; 古地温; 热演化; 金湖凹陷

中图分类号: P618.13 文献标识码: A

金湖凹陷是苏北盆地东台拗陷西部的一个次一级的沉积凹陷。由于其特殊的区域构造位置, 该凹陷内生油岩的热演化及油气生成等都有它的独到之处。

## 1 生油岩埋藏史

生油岩的埋藏过程, 是它发生热演化的过程。通过埋藏史的恢复, 结合古地温的研究, 可以分析并对其热演化阶段进行了划分。

### 1.1 地层埋藏史恢复及原理

地层埋藏史的恢复实际上是地层压实校正过程, 而地层的压实过程是其孔隙度减小的过程, 前人研究结果表明, 孔隙度与深度有以下关系:

$$\varphi_z = \varphi_0 e^{-cz} \quad (1)$$

式中:  $\varphi_z$  为岩石在埋藏  $z$  深度的孔隙度 (%);  $z$  为岩石埋藏深度 (m);  $\varphi_0$  为岩石原始孔隙度 (%);  $c$  为压实系数。

由于在压实过程中岩石骨架体积始终不变, 基于这一点可以应用下面公式, 将顶底界埋深分别是  $z_2$  和  $z_1$ , 厚度为  $z_1 - z_2$  的地层进行压实校正, 求出顶界在地表 ( $z_2 = 0$ ) 时, 底界的埋深  $z_3$ 。

$$\int_{z_2}^{z_1} (1 - \varphi_0 e^{-cz}) dz = \int_0^{z_3} (1 - \varphi_0 e^{-cz}) dz \quad (2)$$

在现今见到的地层剖面中, 以  $z_1$  代表基底与沉积界面的深度, 变动  $z_2$  使其向上移动, 就可得到基底在凹陷发育不同阶段经压实校正后在沉积界面下的埋藏深度  $z_3$ 。在综合选取  $\varphi_0$  砂、 $c$  砂、 $\varphi_0$  泥等参数后, 恢复了凹陷内地层埋藏史 (图 1~2)。

### 1.2 生油岩埋藏史分析

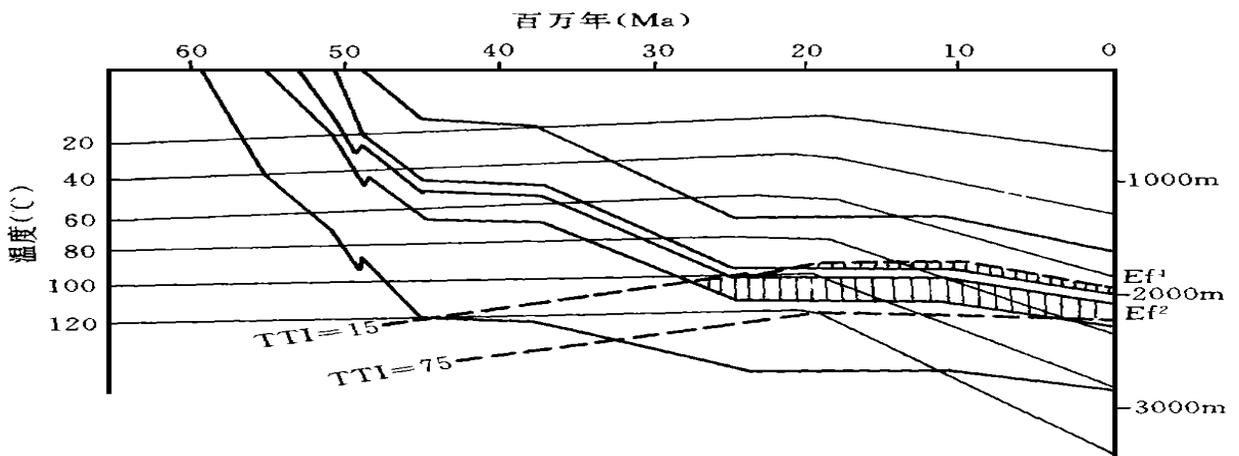


图 1 金湖凹陷金 A 井地温-地质模式图

Fig. 1 Geotemperature-geological pattern for well Jin-A in the Jintu Depression

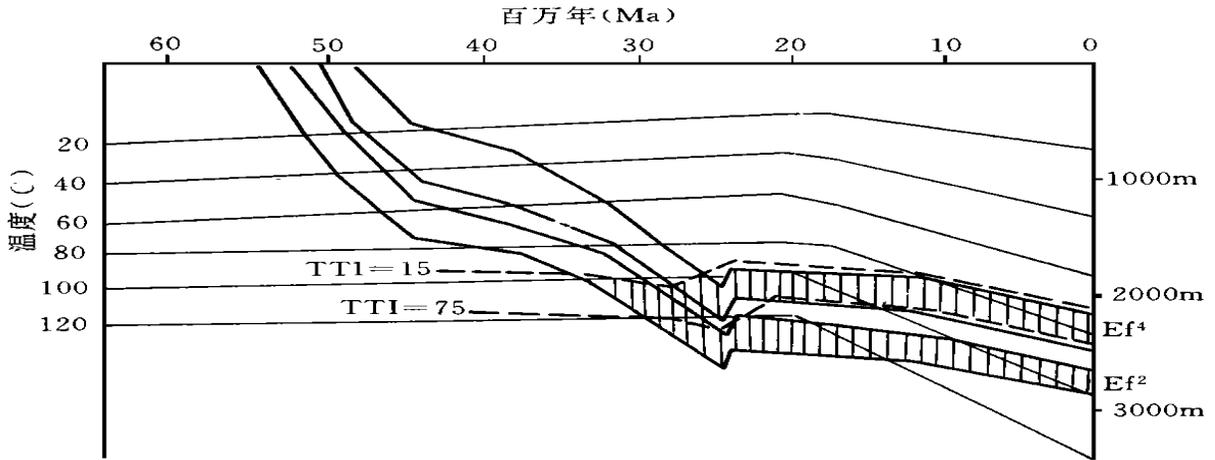


图 2 金湖凹陷金 A 井地温-地质模式图

Fig. 2 Geotemperature-geological pattern for well Jin-B in the Jinhu Depression

凹陷内  $E_f^2$ 、 $E_f^4$  两套生油岩,基本上处于持续埋藏状态,从它们沉积到戴南组沉积时,表现出连续埋藏的特点,戴南组至三垛组沉积时,深凹部位埋藏深度持续增大,斜坡部位增幅不大,盐城组至今处于缓慢埋藏状态,其中在盐一段沉积时,有抬升过程。

## 2 古地温与古地温梯度

在生油岩向油气转化过程中温度是一个重要条件,不同的温度区间是不同的热演化阶段,镜煤反射率( $R_o$ )是地史时期热历史的记录,据不可逆性,是恢复古地温常用的参数,谭永杰(1988)通过对  $R_o$  与古地温进行数学拟合处理后,得到  $R_o$  与最大古地温  $T_0$  的数学表达式:

$$T_0 = T_1 + c \quad (3)$$

$$T_1 = -4.9 + 4.46E + 0.064E^2 \quad (4)$$

$$E = 26.7 \lg R_o + 22.3 \quad (5)$$

$$c = \begin{cases} 0 & E < 27 \\ -2 & 27 < E < 31 \\ 3 & E > 31 \end{cases}$$

式中:  $T_0$  为最大古地温;  $c$  为校正系数;  $T_1$  为过渡变量;  $E$  为生油岩活化能。

生油岩在经历埋藏的热历史过程中,有效受热时间是生油岩成熟生油的重要阶段,Hood(1975)通过生油岩热演化的分析,建立了有效受热时间与最大古地温的关系图<sup>[1]</sup>(图 3),应用  $R_o$  资料和公式(3)~(5)恢复凹陷内生油岩所经受的最大古地温后,利用 Hood 图版相应恢复出生油岩的有效受热

时间,结合生油岩埋藏史图确定各层位在达到最大古地温时的古埋深,利用  $G = (T_0 - T)/H$  ( $G$  为古地温梯度,  $T_0$  为最大古地温,  $H$  为古埋深,  $T$  为年平均温度)求出不同时期的古地温梯度(表 1)。

表 1 金湖凹陷地温梯度表

Table 1 Geothermal gradient of the Jinhu Depression

| 时代(Ma)                                     | 现今  | 11  | 20  | 22  |
|--|-----|-----|-----|-----|
| 地温梯度<br>( $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ) | 3.5 | 4.7 | 5.9 | 5.8 |

该古地温梯度的变化比较符合客观实际,据王良书(1988)等研究<sup>[2]</sup>,苏北盆地古热流值在距今 75~38Ma 期间是线性增加的,而金湖凹陷从泰州组到盐城组沉积期间,存在多期火山活动,尤以三垛-盐城期强烈,必然会新形成较高的地温异常,这对生油岩快速进入生油温度区间,快速生油都十分有利。

## 3 生油岩 TTI

时间、温度这两个因素在烃类形成和破坏过程中都起着重要作用,这两个因素可以互相转化,高温的短时作用与低温的长时间作用可以产生同样的成熟效应,N·拉巴丁在综合考虑了成熟时间-温度指数  $TTI$ ,即生油岩在每个温度区间成熟度的增量可按:

$$\Delta \text{成熟度} = (\Delta T_i) (r_i)^n$$

求得,式中  $\Delta T_i$  为生油岩在温度区间  $i$  内所渡过的时间;  $r_i$  为温度因素,生油岩的总成熟度  $TTI$  为每个温度区间成熟度增量的总和,即:

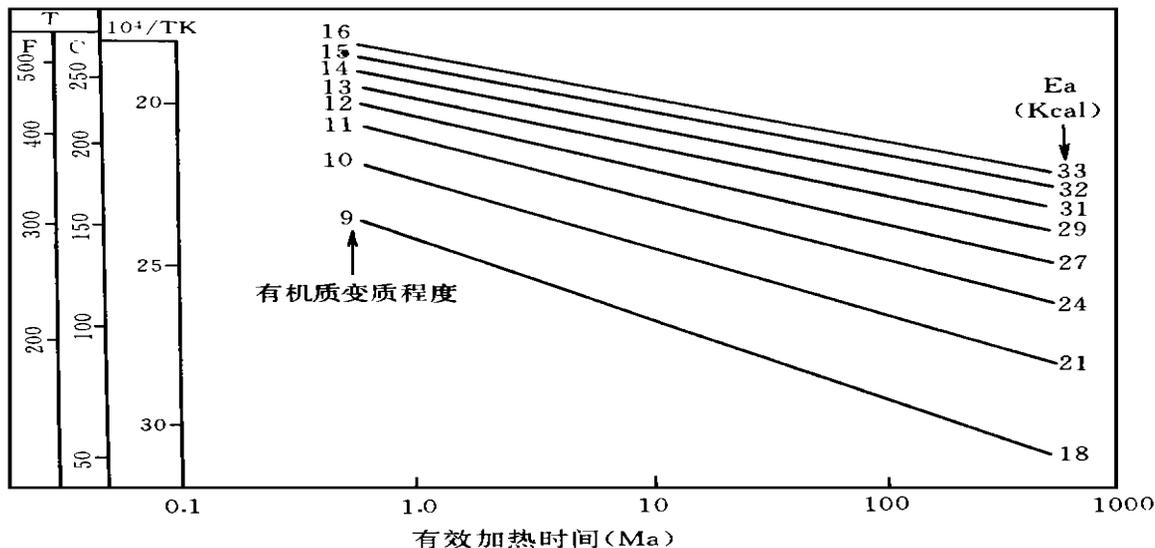


图 3 利用最大古地温(垂直比例尺用 3 种标度表示)和有效加热时间(在最大古地温为 15 内所经历的时间,用水平比例尺表示)计算的有机质变质程度(LOM)图  
假活化能随 LOM 增高而增大。(据 Hood 等人, 1984)

Fig. 3 Level of organic matter metamorphism (LOM) calculated from the maximum paleotemperature (VS shown by three yardsticks) and effective heating time (time with the maximum paleotemperature of 15 , shown by HS)

$$TTI = \sum_{n_{min}}^{n_{max}} (\Delta T_n)(r^n)$$

### 4 热演化阶段及生油门限的确定

油气热演化阶段与时间-温度指数(TTI)有如下关系:

- TTI = 15 开始生油阶段
- TTI = 75 高峰阶段
- TTI = 160 生油结束阶段

通过对研究区内腰滩金 A 井和金南金 B 井 TTI 的计算, 建立生油层地温地质模型(图 1, 2)可以划分与确定生油阶段和时期。

从图中可以看出, 腰滩地区在距今 25Ma 前, 生油岩埋藏深度大, 埋藏深, 热增温快, 比金南等地区先达到生油岩成熟阶段, 阜二段生油岩在埋深 1800m 时(垛一段时期)进入生油阶段, 在埋深 2100m 左右(盐一段时期)部分进入生油高峰。该资料井位于石港断阶上, 若在三河深凹中, 生油时间更早, 强度也更大, 金南地区阜二段生油岩在埋深 1900m 左右(垛二段中晚期)开始进入生油阶段, 迄今才进入生油高峰时间, 而阜四段只有少量生油岩在盐二段时进入生油阶段, 大部分还处于未成熟阶

段。

若以埋深 1800~1900m 为生油岩开始生油的门限深度, 根据地层埋藏史图可以看出, 唐港地区金 C 井阜二段在盐一段中期才开始进入生油门限, 盐二段早期已进入生油高峰期, 阜四段在盐一段末期才进入生油门限, 而马坝地区阜二段与阜四段至今未进入生油门限。

### 5 结论

通过生油岩热演化分析, 阜二段、四段两套生油岩其热演化主要受龙岗、三河、汉润、汜水等次凹的控制, 两套生油岩达生油门限的, 大致分布在深凹部位, 而刘庄、马坝、闵桥等地区阜二段生油岩虽未进入生油成熟区门限, 但由于其属优质生油岩, 在较低热演化条件下具备生排烃能力, 从而扩大了金湖凹陷生油面积, 改善了油源条件, 扩大了勘探领域。

#### 参 考 文 献

- 1 J·布鲁克斯等主编. 石油地球化学进展. 北京: 石油工业出版社, 1984
- 2 王良书等. 油气盆地地热研究. 南京: 南京大学出版社, 1989
- 3 周中毅等. 古地温地质模式与油气评价. 有机地球化学论文集. 北京: 石油工业出版社, 1986

## STUDY ON THE THERMAL EVOLUTION OF OIL SOURCE ROCKS IN THE JINHU DEPRESSION OF NORTH JIANGSU PROVINCE

LU Dongsheng XUE Jianhua

(*Research Institute of East China Petroleum Bureau, CNSPC, Yangzhou, Jiangsu 225002, China*)

### Abstract

The Stratigraphic Compaction Correlation Method is used in this paper to restore the burial history of strata and oil source rocks for different blocks of the Jinhua Depression. According to the relationship of vitrinite reflectance to paleo-geotemperature, the paleo-geotemperature and paleo-geothermal gradient of the Depression are restored, and the TTI value of oil source rocks during each period of geohistory is calculated. On the basis of above method research, the geotemperature-geological model for the thermal evolution of oil source rocks is established, and the evolutionary and hydrocarbon-generating stages and oil-generating thresholds for Fu-2 and Fu-4 two sets of oil source rocks in the Jinhua Depression during the period of geohistory is classified.

**Key words:** oil source rocks; burial history; paleo-geotemperature; thermal evolution; the Jinhua Depression

(上接 179 页)

## STUDY ON THE THERMAL SIMULATION EXPERIMENT OF D-BACTERIODECOMPOSED AMORPHOUS SOLID AND B-MICRINITE

DING Anna XIA Yanqing TUO Jincui HUI Rongyao

(*Lanzhou Institute of Geology, China Academia Sinica, Lanzhou, Gansu 730000 China*)

### Abstract

By the method of the Rapid Thermal Simulation Experiment, kerogen samples with the D-bacteriodecomposed amorphous solid and B-micrinite contents of 76.50%–93.88% are conducted the experiment. And their hydrocarbon-generating mechanism of thermal evolution and their contribution to hydrocarbon formation are discussed in particular. Experimental results reveal that D-bacteriodecomposed amorphous solid has higher liquid-hydrocarbon producibility and B-micrinite has maximum gas-hydrocarbon producibility. The peak period of hydrocarbon generation for all the experimental samples occurs at the  $R_0$  value of 0.70%–1.00%, and the peak period of gas-hydrocarbon generation slightly lags with the  $R_0$  value of 0.80%–1.00%. As the hydrocarbon components include  $C_1$ – $C_{17}$ , bacteriodecomposed amorphous solid and B-micrinite are some major macerals to form natural gas and condensate.

**Key words:** D-bacteriodecomposed amorphous solid; B-micrinite; the Thermal Simulation Experiment