

# 东海西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩 生排烃模拟

徐陈杰<sup>1</sup>, 叶加仁<sup>1</sup>, 刘金水<sup>2</sup>, 曹强<sup>1</sup>, 盛溢勇<sup>1</sup>, 余汉文<sup>1</sup>

[1. 中国地质大学 构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北 武汉 430074; 2. 中海石油(中国)有限公司 上海分公司, 上海 200030]

**摘要:**为更真实地刻画烃源岩生排烃过程及为油气资源定量评价提供合理的关键参数,对东海陆架盆地西湖凹陷始新统平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩开展了半开放体系下热压生排烃模拟实验研究。模拟结果显示,该暗色泥岩的生排烃过程主要包括初期缓慢生油阶段( $R_o=0.5\% \sim 0.7\%$ )、早期快速生排油阶段( $R_o=0.7\% \sim 1.0\%$ )、中期油裂解气阶段( $R_o=1.0\% \sim 1.5\%$ )、后期主生气阶段( $R_o=1.5\% \sim 2.3\%$ )及晚期生干气阶段( $R_o>2.3\%$ )。该烃源岩的排油门限( $R_o$ )约为0.7%,其生气范围较宽( $R_o=1.0\% \sim 3.0\%$ ),且在高—过熟演化阶段仍具备较强的生气能力,是以生气为主的气源岩。通过对实验结果和样品生排烃特征的研究,建立了一套西湖凹陷平湖组Ⅲ型暗色泥岩生气与生排油过程及潜力评价的数学模型,可用于该区资源量计算。与封闭体系的高温高压黄金管热模拟实验相比,半开放体系下烃源岩热压生排烃模拟实验的累计产油率更高,也更接近实际地质情况,据此评价可使西湖凹陷具有更大的油气资源量。

**关键词:**生排烃模拟;地层热模拟;Ⅲ型干酪根暗色泥岩;平湖组;西湖凹陷;东海陆架盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

## Simulation of hydrocarbon generation and expulsion for the dark mudstone with Type-III kerogen in the Pinghu Formation of Xihu Sag in East China Sea Shelf Basin

Xu Chenjie<sup>1</sup>, Ye Jiaren<sup>1</sup>, Liu Jinshui<sup>2</sup>, Cao Qiang<sup>1</sup>, Sheng Yiyong<sup>1</sup>, Yu Hanwen<sup>1</sup>

[1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei 430074, China; 2. Shanghai Branch of CNOOC(China) Co., Ltd., Shanghai 200030, China]

**Abstract:** In order to finely describe the hydrocarbon generation and expulsion process of source rocks and provide reasonable key parameters for quantitative evaluation of oil and gas resources, we carried out a simulation research under semi-open system on hydrocarbon generation and expulsion for the dark mudstone with Type-III kerogen in the Eocene Pinghu Formation in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin. The results show that the process of hydrocarbon generation and expulsion can be divided into five stages as follows, 1)  $R_o=0.5\% \sim 0.7\%$ , when oil was generated slowly without expulsion; 2)  $R_o=0.7\% \sim 1.0\%$ , when oil was generated and expelled rapidly; 3)  $R_o=1.0\% \sim 1.5\%$ , when oil began to be cracked into hydrocarbon gas; 4)  $R_o=1.5\% \sim 2.3\%$ , when gas generation predominated; and 5)  $R_o>2.3\%$ , when only dry gas was generated. Oil expulsion threshold ( $R_o$ ) of the source rock of this type is about 0.7% ( $R_o=0.7\%$ ), having a wide gas-window of  $R_o=1.0\% \sim 3.0\%$ . So it can maintain relatively strong gas generation ability at high- and over-mature stages, belonging to gas-prone source rock. Following the study on experimental results and the characteristics of hydrocarbon generation and expulsion in samples, we established a set of mathematical models for the evaluation of the process and potential of gas generation and oil generation and expulsion of the dark mudstone with Type-III kerogen in the study area. Compared with the thermal simulation experiment in a closed system, the cumulative yield of oil in the semi-open system is higher and closer to that under actual geological conditions. Accordingly, we may conclude that more oil and gas resources may exist in the Xihu Sag.

收稿日期:2020-01-23;修订日期:2020-02-26。

第一作者简介:徐陈杰(1993—),男,博士研究生,盆地模拟与油气资源评价。E-mail:chenj\_xu@163.com。

通信作者简介:曹强(1983—),男,博士、讲师,石油天然气地质。E-mail:qcao@cug.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05027-001-005, 2016ZX05024-002-003)。

**Key words:** simulation of hydrocarbon generation and expulsion, formation thermal simulation, dark mudstone with Type-III kerogen, Pinghu Formation, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

烃源岩生排烃过程重建是沉积盆地成烃潜力分析及油气资源评价中的核心问题之一<sup>[1]</sup>。自 Connan、Lopatin 和 Waples 等<sup>[2-4]</sup>提出温度可以弥补时间对烃源岩有机质生烃的地质效应后,出现了众多通过快速升温来模拟烃源岩生烃过程的实验方法,使热模拟实验成为研究烃源岩生烃过程的重要技术手段<sup>[5-12]</sup>。随着烃源岩成烃理论的发展和相关技术的进步<sup>[13-17]</sup>,热模拟实验逐渐形成了按实验体系封闭程度划分的3大体系,即:开放体系、封闭体系和半开放体系<sup>[18]</sup>。

地处东海陆架盆地东北部的西湖凹陷是中国近海已证实的富烃凹陷,始新统平湖组煤系烃源岩(暗色泥岩、碳质泥岩及煤)为凹陷主力烃源岩<sup>[19]</sup>。前人在对平湖组烃源岩开展生排烃过程分析时,大多基于开放体系的 Rock-Eval 热解实验<sup>[20]</sup>,或封闭体系的加水热压高压釜或高温高压黄金管热模拟实验<sup>[21]</sup>。Rock-Eval 热解实验是在开放、无水、低压下进行的,并未充分考虑压力和生烃地质边界条件对油气生排滞留过程的影响,且排除了滞留油裂解生气,主要适用于 I 型和 II 型干酪根<sup>[18]</sup>,而西湖凹陷平湖组煤系烃源岩干酪根类型以 III 型为主。封闭体系热模拟实验考虑到了烃源岩热解生烃中温度、流体压力、水介质及矿物质对生烃过程的影响,可模拟烃源岩的最大生气量,较适用于 III 型干酪根,但由于生成的液态组分无法在实验过程中有效排出体系,会使其与重烃气组分在高温条件下发生二次裂解,导致产物的定量研究出现误差<sup>[22-23]</sup>。近年来,中国石化无锡石油地质研究所研制的半开放体系地层孔隙热压模拟仪<sup>[24-25]</sup>,可根据研究区烃源岩埋藏史-热演化史选择性设定实验时间、温度、施加到样品上的静岩压力、地层流体压力、排烃方式及源-储压差等实验条件,模拟烃源岩幕式生排烃过程,完成烃源岩在近地质条件下的生排烃定量模拟,其结果较接近实际地质情况<sup>[26-27]</sup>。为此,本次研究采用半开放体系地层孔隙热压模拟实验,开展了西湖凹陷平湖组暗色泥岩生排烃过程研究,以揭示 III 型干酪根暗色泥岩在近地质条件下的生排烃特征,为该区油气资源评价提供更为合理的关键参数。

的 DK-III 型地层孔隙热压生排烃模拟实验仪。该仪器可在保留烃源岩样品原始矿物组成结构和有机质赋存状态的前提下,将高压液态水充满与孔隙空间接近的生烃反应空间,并在与地质条件相近的静岩压力、地层流体压力和围压的条件下,对样品进行有机质高温短时间热解的生烃反应和可控压差的排烃模拟实验<sup>[25-26]</sup>。

地层热模拟实验要求模拟样品的有机质丰度高且成熟度低(未熟最佳)。受采样条件的限制,本次在西湖凹陷采到3件样品量符合的平湖组暗色泥岩岩心样品,首先采用硫碳分析仪和 Rock-Eval 热解仪对样品进行有机碳和热解参数测试分析,并测定样品的全岩反射率。经检测,3件样品中仅1件满足地层热模拟实验的要求,该样品采自西湖凹陷西部斜坡带中北部 K4 井平湖组上段(图1),干酪根类型为 III 型,其总有机碳含量(TOC)为0.68%,氢指数(HI)为49 mg/g,镜质体反射率( $R_o$ )为0.75%,是西湖凹

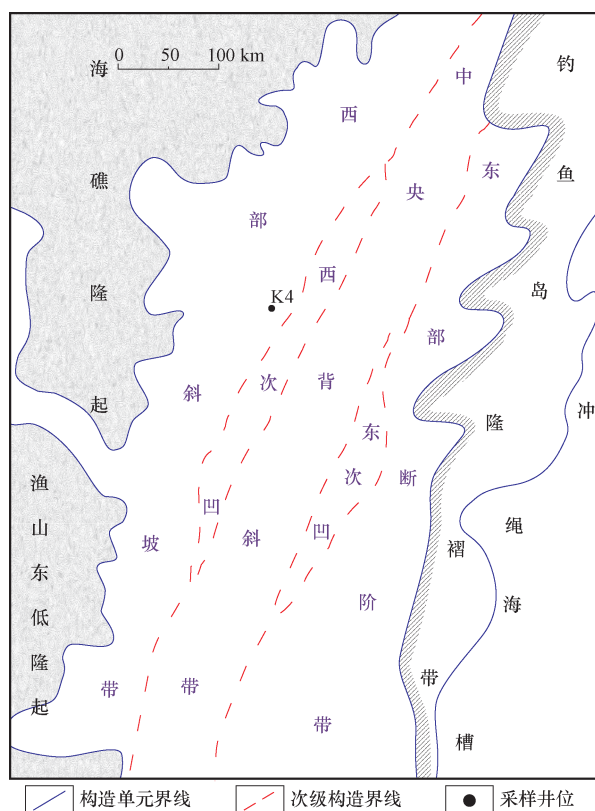


图1 东海西湖凹陷构造单元划分及采样位置示意图  
Fig.1 The division of tectonic units in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin, and the schematic diagram showing the sampled locations

## 1 实验样品和方法

### 1.1 实验仪器与样品

本次实验采用中国石化无锡石油地质研究所研制

陷较为典型的暗色泥岩烃源岩样品,具有一定的代表性。

1.2 实验方案

已有研究表明<sup>[28-29]</sup>,西湖凹陷烃源岩镜质体反射率( $R_o$ )与埋深呈正相关关系,且凹陷深部普遍发育以烃源岩生烃增压为主要成因的异常高压。本次实验根据西湖凹陷构造—沉积演化特征、平湖组烃源岩埋藏史、热演化史、上覆岩石密度、单井预测压力特征等,设置了上覆静岩压力与地层压力体系,并结合该仪器模拟温度、时间与成熟度间的匹配关系,拟定了 7 组烃源岩生排烃模拟实验研究方案(表 1),并按此方案进行分组实验。实验过程详见文献[25-27]。

2 结果与讨论

2.1 实验结果

通过对模拟产物及模拟残样镜质体反射率( $R_o$ )测定和校正<sup>[30-33]</sup>,获得西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩近地质条件下热模拟实验的生排滞留油气产率结果(表 2;图 2—图 4)。

2.2 分析与讨论

2.2.1 烃源岩生排烃特征

受模拟实验装置及方法的制约和气体高扩散性的影响,烃类气体在收集气体产物时全部排出并进入产物收集装置,以致难以区分排出与残留的烃气,因此实验仅能获得烃源岩的产气量和累计产气率。根据模拟结果(图 2—图 4),样品的生排烃特征可大致划分为以下 4 个阶段。

1) 早期快速生排油阶段( $R_o \approx 0.8\% \sim 1.0\%$ ,模拟温度为 335~360℃)

此阶段对应烃源岩热演化的中等成熟阶段,随着有机质成熟度( $R_o$ )的增高,烃源岩残留油累计产率变化并不明显;排出油累计产率由 19.65 mg/g 快速上升至 49.77 mg/g,累计产油率亦由 39.41 mg/g 迅速上升至 68.06 mg/g,二者皆在该阶段末期接近整个演化阶段的峰值;而累计排出油占比(当前排出油累计产率/总排出油累计产率)则由 37.61%迅速升至 95.27%,整个热模拟实验中收集到的排出油几乎都来自该演化阶段,排出的液态烃以轻质油为主。同时,该阶段累计产气率较低且变化不明显,气体干燥系数较低,以湿气

表 1 东海西湖凹陷 K4 井平湖组上段Ⅲ型干酪根暗色泥岩生排烃模拟实验方案  
Table 1 The scheme for the simulation of hydrocarbon generation and expulsion of dark mudstone with Type-III kerogen in the Upper Pinghu Formation in Well K4,Xihu Sag,East China Sea Shelf Basin

| 序号 | 模拟埋深/m | 模拟温度/℃ | 预期 $R_o$ /% | 静岩压力/MPa | 排烃釜压力/MPa | 排烃压差/MPa | 排烃温度/℃ | 恒温时间/h | 样品质量/g |
|----|--------|--------|-------------|----------|-----------|----------|--------|--------|--------|
| 1  | 2 800  | 335    | 0.80        | 64.40    | 33.60     | 2.80     | 140    | 48     | 79.52  |
| 2  | 3 900  | 360    | 1.25        | 93.60    | 50.70     | 5.85     | 160    | 48     | 79.76  |
| 3  | 4 450  | 400    | 1.50        | 111.25   | 57.85     | 6.68     | 180    | 48     | 79.70  |
| 4  | 5 200  | 455    | 1.80        | 130.00   | 72.80     | 10.40    | 190    | 48     | 79.88  |
| 5  | 5 900  | 480    | 2.00        | 153.40   | 82.60     | 11.80    | 210    | 48     | 79.58  |
| 6  | 6 200  | 525    | 2.50        | 161.20   | 93.00     | 15.50    | 220    | 48     | 79.69  |
| 7  | 6 400  | 575    | >3.00       | 166.40   | 96.00     | 16.00    | 220    | 48     | 79.62  |

表 2 东海西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩近地质条件下热模拟实验结果  
Table 2 Simulation results of the Pinghu Formation dark mudstone with Type-III kerogen sampled from the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin, under proximate geological conditions

| 序号 | 模拟温度/℃ | 实验 $R_o$ /% | 排出油累计产率/( $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$ ) | 残留油累计产率/( $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$ ) | 累计产油率/( $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$ ) | 累计排出油占比/% | 烃气体积累计产率/( $\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$ ) | 烃气质量累计产率/( $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$ ) | 甲烷含量/% | 累计产烃率/( $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$ ) |
|----|--------|-------------|---------------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------|----------------------------------------------|----------------------------------------------|--------|-------------------------------------------|
| 1  | 335    | 0.80        | 19.65                                       | 19.76                                       | 39.41                                     | 37.61     | 16.72                                        | 21.23                                        | 58.82  | 60.63                                     |
| 2  | 360    | 0.98        | 49.77                                       | 18.29                                       | 68.06                                     | 95.27     | 19.12                                        | 25.15                                        | 62.14  | 93.21                                     |
| 3  | 400    | 1.48        | 51.61                                       | 5.83                                        | 57.44                                     | 98.79     | 38.48                                        | 47.21                                        | 73.71  | 104.64                                    |
| 4  | 455    | 1.74        | 51.62                                       | 3.51                                        | 55.13                                     | 98.82     | 77.16                                        | 79.17                                        | 83.25  | 134.30                                    |
| 5  | 480    | 2.07        | 51.90                                       | 2.32                                        | 54.22                                     | 99.35     | 101.12                                       | 100.70                                       | 93.10  | 154.92                                    |
| 6  | 525    | 2.30        | 51.98                                       | 1.40                                        | 53.38                                     | 99.51     | 129.27                                       | 117.12                                       | 96.10  | 170.51                                    |
| 7  | 575    | 2.91        | 52.24                                       | 0.49                                        | 52.73                                     | 100.00    | 158.44                                       | 136.87                                       | 98.63  | 189.61                                    |

注:实验  $R_o$  校正参考文献[30-31];原油产物的轻烃损失校正参考文献[32-33];产率是指每克 TOC 的量。

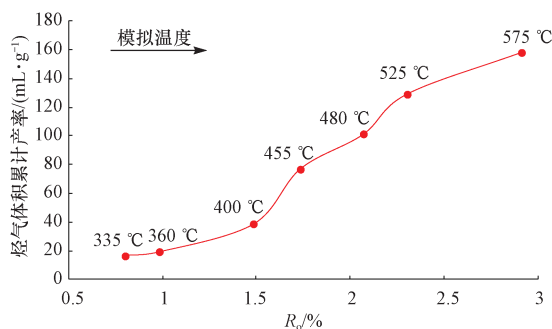


图2 东海西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩气  
体积累计产率- $R_o$ 关系曲线

Fig. 2 Relationships between the cumulative volume yield of hydrocarbon gas and  $R_o$  of the Pinghu Formation dark mudstone with Type-III kerogen in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

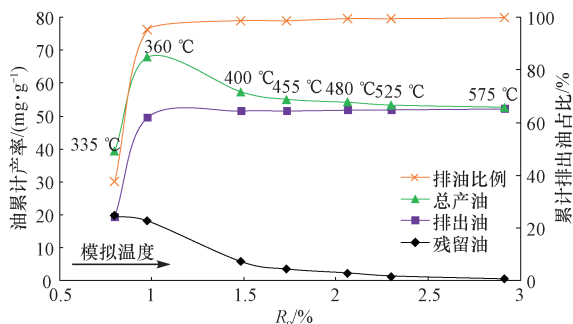


图3 东海西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩  
油累计产率- $R_o$ 关系曲线

Fig. 3 Relationship between the cumulative yield of oil and  $R_o$  of the Pinghu Formation dark mudstone with Type-III kerogen in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

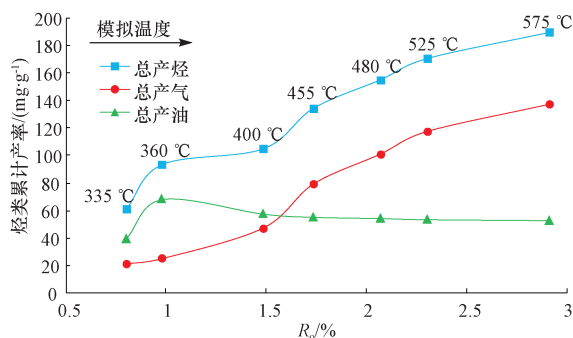


图4 东海西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩  
累计产烃率- $R_o$ 关系曲线

Fig. 4 Relationship between the cumulative yield of hydrocarbon and  $R_o$  of the Pinghu Formation dark mudstone with Type-III kerogen in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

为主(表2)。此阶段为烃源岩的快速生排油期,生成的油快速充满烃源岩孔隙并大量排出,排油效率高。

2) 中期油裂解气阶段( $R_o \approx 1.0\% \sim 1.5\%$ , 模拟

温度为  $360 \sim 400\text{ }^{\circ}\text{C}$ )

该阶段样品处于烃源岩热演化的成熟晚期-高成熟早期阶段,此时烃源岩残留油累计产率由  $18.29\text{ mg/g}$  骤降至  $5.83\text{ mg/g}$ ,排出油累计产率略有增加,累计产油率在达到高峰后快速下降,此阶段仅能收集到极少量排出的凝析油。与此同时,累计产气率开始升高,由  $25.15\text{ mg/g}$  上升至  $47.21\text{ mg/g}$ ,逐渐接近累计产油率,产物类型以湿气为主(表2)。此阶段样品已基本丧失生油能力,且在二次裂解反应作用下,保留在烃源岩孔隙中的原油裂解为燃气并排出,使得累计产气率开始快速增加,此阶段的燃气产物主要为原油裂解气。

3) 后期主生气阶段( $R_o \approx 1.5\% \sim 2.3\%$ , 模拟温度为  $400 \sim 525\text{ }^{\circ}\text{C}$ )

该阶段烃源岩样品由高成熟阶段过渡至过成熟阶段,排出油累计产率趋于稳定,残留油累计产率在二次裂解反应作用下略有减少(由  $5.83\text{ mg/g}$  降至  $1.40\text{ mg/g}$ ),残留在烃源岩孔隙中的少量原油一部分裂解为燃气,其余转化为固体沥青、焦炭等固态物质。累计产气率由  $47.21\text{ mg/g}$  快速升至  $117.12\text{ mg/g}$ ,并于  $R_o = 1.6\%$  时超过累计产油率。气体产物中重烃类气体占比逐渐减少,但甲烷占比由  $73.71\%$  升至  $96.1\%$ ,产物逐渐向干气转变。油气产率的变化揭示,样品丧失生油能力并进入主生气阶段,燃气产物主要来源于干酪根热裂解。

4) 晚期生干气阶段( $R_o \approx 2.3\% \sim 3.0\%$ , 模拟温度为  $525 \sim 575\text{ }^{\circ}\text{C}$ )

此时样品处于烃源岩热演化的过成熟干气生成阶段,累计产油率已趋于稳定;同时,累计产气率增速减缓(由  $117.12\text{ mg/g}$  逐渐增加至  $136.87\text{ mg/g}$ ),并呈趋于稳定的趋势,产物为干气。此阶段为样品的生干气阶段,产物主要为干酪根裂解的高温甲烷气,且从实验数据的变化趋势可以看出,随热演化程度增加,样品生烃潜力逐渐耗尽,累计产气率将在  $R_o > 3.0\%$  后趋于稳定。

前人研究<sup>[34]</sup>表明,高丰度Ⅰ型和Ⅱ型干酪根烃源岩排油的成熟度门限较低,通常达到生油门限( $R_o = 0.5\%$ )开始生油时同时发生排油;而Ⅲ型干酪根烃源岩排油门限较高,在开始生油( $R_o = 0.5\%$ )后,烃源岩需经历一定程度的热演化,当  $R_o \geq 0.6\%$  甚至  $R_o \geq 0.7\%$  时才开始发生有效排油。岩石热解实验结果显示,样品原样( $R_o = 0.75\%$ )的生烃潜量( $S_1 + S_2$ )为  $0.33\text{ mg/g}$ ,第一个模拟温度点( $335\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $R_o = 0.8\%$ )反应残样的生烃潜量为  $0.30\text{ mg/g}$ ,第二个模拟温度点



(360 ℃,  $R_o = 0.98\%$ ) 反应残样的生烃潜量为 0.22 mg/g。可以看出,第一个点残样的生烃潜量较原样变化不明显,说明该热演化阶段( $R_o = 0.75\% \sim 0.8\%$ ) 烃源岩刚开始排油且排油量不大。结合模拟实验结果(图3)和实际地质情况<sup>[19]</sup>,推断西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩的排油门限( $R_o$ )约为 0.7%。

综上所述,在有机质热演化的整个过程中,样品的累计产气率和累计产烃率呈明显的持续上升趋势,而累计产油率则呈先上升后下降并最后趋于稳定的趋势。根据模拟结果可以推测,在  $R_o = 0.5\% \sim 0.7\%$  的低成熟阶段,样品处于初期的缓慢生油阶段,生成的原油赋存于烃源岩的孔隙中并未排出; $R_o$  介于 0.7% ~ 1.0% 的中等成熟阶段是样品的主要生排油阶段,烃类产物以轻质油为主; $R_o$  大于 1.0% 后,样品进入生气阶段,累计产气率快速升高; $R_o = 1.5\% \sim 2.3\%$  是样品的主要生气阶段; $R_o$  大于 2.3% 后,样品生烃潜力逐渐衰退,主要产物为甲烷。总之,该样品呈现出“排油门限高、早期生排油、中晚期生气”的生排烃演化特征。现有勘探与研究成果揭示<sup>[35-38]</sup>,西湖凹陷平湖组烃源岩现今成熟度基本大于 1.0%,大多地区烃源岩处于主生气阶段,中央背斜带烃源岩甚至已经进入主生气阶段,且已发现的油气资源以天然气藏为主,仅在浅层发现少量凝析油藏,证实本次半开放体系的热模拟结果较符合实际地质情况,能够对油气勘探起到一定的参考和指导作用。

### 2.2.2 生排烃模型构建

为动态模拟重建烃源岩生排烃过程及将模拟结果更好地应用于资源定量评价之中,本文构建了样品生气与生排油过程及潜力评价的数学模型(图5,图6)。

1) 生气模型,将烃源岩整个产气过程划分为4个阶段(图5),并分段拟合建立数学模型,分别为:

$$\textcircled{1} G(g) = 11.8401 \ln R_o + 19.3581 \\ R^2 \approx 1 (0.5\% \leq R_o \leq 1.0\%) \quad (1)$$

$$\textcircled{2} G(g) = 123.8148 R_o^3 - 367.3351 R_o^2 \\ + 371.9816 R_o - 109.1679 \\ R^2 \approx 1 (1.0\% < R_o \leq 1.5\%) \quad (2)$$

$$\textcircled{3} G(g) = 275.1661 R_o^3 - 1594.3733 R_o^2 \\ + 3143.0558 R_o - 2013.7619 \\ R^2 \approx 1 (1.5\% < R_o \leq 2.3\%) \quad (3)$$

$$\textcircled{4} G(g) = 16.6188 R_o^3 - 175.2918 R_o^2 \\ + 621.3232 R_o - 574.8112 \\ R^2 \approx 1 (2.3\% < R_o \leq 3.0\%) \quad (4)$$

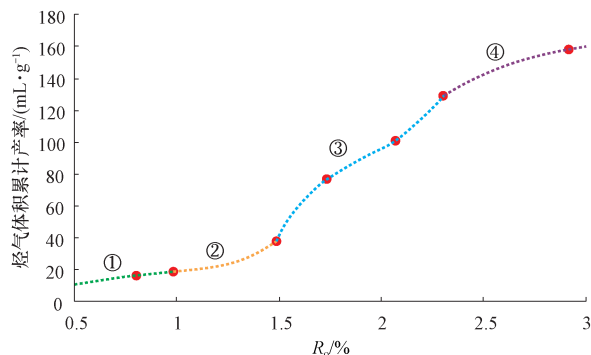


图5 东海西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩产气模型

Fig.5 Construction of gas generation models of the Pinghu Formation dark mudstone with Type-III kerogen in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

图中①②③④分别为不同热演化阶段内烃气体积累产率的数学模型

式中: $G(g)$  为累计产气率, mL/g;  $R_o$  为烃源岩热成熟度, %。

将计算得到的累计产气率乘以该烃源岩的原始有机碳质量,即可得到西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩的生气量。

2) 生排油模型,如图6所示,可将烃源岩热成熟演化中的排油过程划分为3个阶段,同时将残留油累计产率与  $R_o$  关系曲线划分为4段,并分段拟合构建数学模型:

$$\textcircled{1} E(o) = -1733.753R_o^3 + 4199.6079R_o^2 \\ - 3174.0208R_o + 758.7985 \\ R^2 \approx 1 (0.7\% \leq R_o \leq 1.0\%) \quad (5)$$

$$\textcircled{2} E(o) = -0.0715R_o^3 - 2.7291R_o^2 \\ + 9.1288R_o + 44.3044 \\ R^2 \approx 1 (1.0\% < R_o \leq 1.5\%) \quad (6)$$

$$\textcircled{3} E(o) = 51.6158 (R_o \geq 1.5\%) \quad (7)$$

$$\textcircled{4} R(o) = 125.1029R_o^3 - 432.573R_o^2 \\ + 463.5411R_o - 138.2817 \\ R^2 \approx 1 (0.5\% < R_o \leq 1.0\%) \quad (8)$$

$$\textcircled{5} R(o) = 169.4485e^{-2.2716R_o} \\ R^2 \approx 1 (1.0\% \leq R_o \leq 1.5\%) \quad (9)$$

$$\textcircled{6} R(o) = -12.6326R_o^3 + 76.4612R_o^2 \\ - 156.9692R_o + 111.6618 \\ R^2 \approx 1 (1.5\% < R_o \leq 2.3\%) \quad (10)$$

$$\textcircled{7} R(o) = 71.1596e^{-1.7062R_o} \\ R^2 \approx 1 (2.3\% < R_o \leq 3.0\%) \quad (11)$$

式中: $E(o)$  为排出油累计产率, mg/g;  $R(o)$  为残留油累计产率, mg/g;  $E(o) + R(o) = G(o)$  即为烃源岩累计产油率, mg/g。

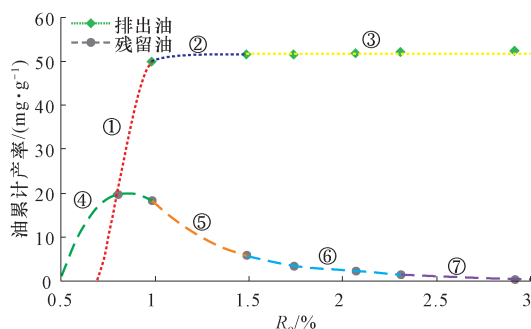


图6 东海西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩生排油模型构建

Fig. 6 Construction of oil generation and expulsion models of the Pinghu Formation dark mudstone with Type-III kerogen in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

图中①②③分别为不同热演化阶段内排出油累计产率的数学模型;

④⑤⑥⑦分别为不同热演化阶段内残留油累计产率的数学模型

将计算得到的累计产油率和排出油累计产率乘以该烃源岩的原始有机碳质量,即可得到西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩的生油量和排油量。

### 2.2.3 两种实验方法对比

在本次实验之前,前人曾对西湖凹陷平湖组上段Ⅲ型干酪根暗色泥岩开展了封闭体系的高温高压黄金管热模拟实验<sup>[21]</sup>。对比半开放体系(地层热模拟)与封闭体系(黄金管热模拟)的实验结果可以发现,两种实验得到的累计产气率变化规律相似(图7),但半开放体系的实验结果总体上略高于封闭体系。

在累计产油率上(图8),半开放体系的实验结果远高于封闭体系,尤其在达到生油高峰后( $R_o > 1.0\%$ )。当烃源岩热成熟度( $R_o$ )小于1.5%时,两种实验体系下的烃源岩累计产油率变化特征相似,均呈先随 $R_o$ 增加而快速升高至峰值( $R_o \approx 1.0\%$ )后下降的趋势;当 $R_o > 1.5\%$ 后,封闭体系实验中生成的原油因无法排出,导致其在金管中大部分裂解成烃气,使封闭实验得到的累计产油率随 $R_o$ 增大而迅速下降并趋近于零,从而无法反映地质条件下真实的生排油特征,亦难以为油气资源评价提供合理的参数。而半开放体系实验能模拟地下烃源岩在持续埋藏过程中的幕式排油气过程,所生成的原油能及时被排出,避免了高热演化阶段液态烃的损失,使累计产油率在实验后期随 $R_o$ 增大逐渐趋于稳定,产油率变化特征更接近实际地质情况。

上述对比揭示,近地质条件下的半开放体系热模拟实验结果总体要高于封闭体系,尤其在产油率方面,半开放体系实验得到的生排油特征更接近符合实际油

气分布与勘探实际,在探究烃源岩生排烃特征及用成因法计算资源量时,半开放体系的热模拟实验更为合适和有效。由此可见,根据此次的实验结果对西湖凹陷进行资源量评价,将获得较以往更多的生排油气量。

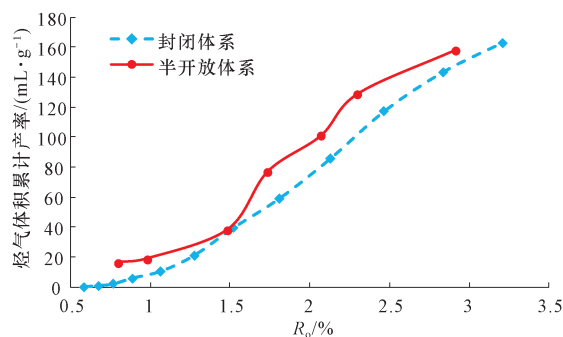


图7 封闭体系与半开放体系下西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩气体体积累计产率对比(封闭体系下的实验数据来自文献[21])

Fig. 7 Comparison of the cumulative volume yield of gas of the Pinghu Formation dark mudstone with Type-III kerogen in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin, between closed and semi-open systems  
(The experimental data of the closed system are derived from reference [21].)

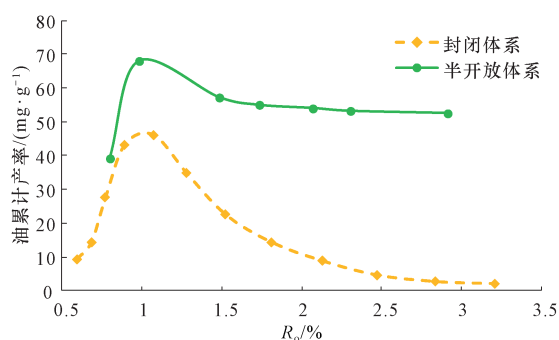


图8 封闭体系与半开放体系下西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩油累计产率对比(封闭体系下的实验数据来自文献[21])

Fig. 8 Comparison of the cumulative yield of oil of the Pinghu Formation dark mudstone with Type-III kerogen in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin, between closed and semi-open systems  
(The experimental data of the closed system are derived from reference [21].)

## 3 结论

1) 近地质条件下西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩的排油门限较高( $R_o = 0.7\%$ ),其生排油气过

程主要包括初期缓慢生油阶段( $R_o = 0.5\% \sim 0.7\%$ )、早期快速生排油阶段( $R_o = 0.7\% \sim 1.0\%$ )、中期油裂解气阶段( $R_o = 1.0\% \sim 1.5\%$ )、后期主生气阶段( $R_o = 1.5\% \sim 2.3\%$ )及晚期生干气阶段( $R_o > 2.3\%$ )。该烃源岩生气窗宽( $R_o = 1.0\% \sim 3.0\%$ ),且在高-过热演化阶段仍具备较强的生气能力。

2) 根据实验结果分段建立了西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩的生气与生排油过程及潜力评价的数学模型,有助于研究区的资源评价。相较于开放和封闭体系,该模型更能反映地下烃源岩的生排油气特征,据此评价,可使西湖凹陷具有更大的资源潜力,改变以往的认识,为该地区油气进一步勘探提供依据。

致谢: 特别感谢中海石油(中国)有限公司上海分公司提供的研究资料支持,以及中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所提供的实验条件和技术支持!

### 参 考 文 献

- [1] 邹艳荣,帅燕华,孔枫,等. 油气生成过程实验研究的思考与展望[J]. 石油实验地质,2004,26(4):375-382.  
Zou Yanrong, Shuai Yanhua, Kong Feng, et al. Experiments on petroleum generation-considerations and outlook[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26(4): 375-382.
- [2] Connan J. Time-temperature relation in oil genesis[J]. AAPG Bulletin, 1974, 58: 2516-2521.
- [3] Lopatin N V. Temperature and geologic time as factors in coalification[J]. IZV Akad Nauk SSSR Ser Geol Izvestiya, 1971, 3: 95-106.
- [4] Waples D W. Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's Method to petroleum exploration[J]. AAPG Bulletin, 1980, 64(7): 916-926.
- [5] 熊永强,耿安松,王云鹏,等. 干酪根二次生烃动力学模拟实验研究[J]. 中国科学(D辑), 2001, 31(4): 315-320.  
Xiong Yongqiang, Geng Ansong, Wang Yunpeng, et al. Simulation experiment of kinetics of kerogen secondary hydrocarbon generation[J]. Science in China(Series D), 2001, 31(4): 315-320.
- [6] 黄雪峰,吴伟. 辽中凹陷古近系烃源岩生烃模拟[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(1): 1-6.  
Huang Xuefeng, Wu Wei. Hydrocarbon generating simulation of Paleogene source rocks in Liaozhong sag[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(1): 1-6.
- [7] Lewan M D, Winters J C, McDonald J H. Generation of oil-like pyrolyzates from organic-rich shales[J]. Science, 1979, 203: 897-899.
- [8] Behar F, Kressmann S, Rudkiewicz J L, et al. Experimental simulation in a confined systems and kinetic modeling of kerogen and oil cracking[J]. Organic Geochemistry, 1992, 19(1/3): 173-189.
- [9] Ungerer P. State of the art of research in kinetics modeling of oil formation and expulsion[J]. Organic Geochemistry, 1990, 16(1/3): 1-25.
- [10] Ungerer P, Pelet R. Extrapolation of the kinetics of oil and gas formation from laboratory experiments to sedimentary basins[J]. Nature, 1987, 327: 52-54.
- [11] Henderson W, Eglinton G, Simmonds P, et al. Thermal alteration as contributory process to genesis of petroleum[J]. Nature, 1968, 209: 1012-1016.
- [12] Landais P, Michels R, Elie M. Are time and temperature the only constraints to the simulation of organic matter maturation? [J]. Organic Geochemistry, 1994, 22(3/5): 617-630.
- [13] 关德范,王国力,张金功,等. 成盆成烃成藏理论思维: 从盆地到油气藏[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.  
Guan Defan, Wang Guoli, Zhang Jingong, et al. Theoretical thinking of the basin formation and the hydrocarbon generation and accumulation: from basins to reservoirs[M]. Beijing: Petroleum industry press, 2004.
- [14] 关德范,徐旭辉,李志明,等. 成盆成烃成藏理论思维与有限空间生烃模式[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(6): 709-715.  
Guan Defan, Xu Xuhui, Li Zhiming, et al. A study on theories of basin evolution and hydrocarbon generation and accumulation and model of hydrocarbon generation in finite spaces[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(6): 709-715.
- [15] 关德范,徐旭辉,李志明,等. 烃源岩有限空间生排烃基础研究新进展[J]. 石油实验地质, 2011, 33(5): 441-446.  
Guan Defan, Xu Xuhui, Li Zhiming, et al. New progress in basic studies of hydrocarbon generation and expulsion of source rock in finite space[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(5): 441-446.
- [16] Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology[M]. San Francisco: Freeman, 1979.
- [17] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence[M]. New York: Springer Verlag, 1984.
- [18] 汤庆艳,张铭杰,张同伟,等. 生烃热模拟实验方法述评[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(1): 52-62.  
Tang Qingyan, Zhang Mingjie, Zhang Tongwei, et al. A review on pyrolysis experimentation on hydrocarbon generation[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(1): 52-62.
- [19] 刁慧,刘金水,侯读杰,等. 中国近海断一拗转换期煤系烃源岩特征——以西湖凹陷平湖组烃源岩为例[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2019, 39(6): 102-114.  
Diao Hui, Liu Jinshui, Hou Dujie, et al. Coal-bearing source rocks formed in the transitional stage from faulting to depression nearshore China—A case from the Pinghu Formation in the Xihu Sag[J]. Marine Geology & Quaternary geology, 2019, 39(6): 102-114.
- [20] 张国华,张志强,周全,等. 东海油田随钻电阻率与电缆电阻率差异影响因素分析——以西湖凹陷为例[J]. 石油地质与工程, 2018, 32(2): 103-106.  
Zhang Guohua, Zhang Zhiqiang, Zhou Quan, et al. Analysis of influencing factors of resistivity difference between LWD and wireline in Donghai oilfield[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2018, 32(2): 103-106.
- [21] 何光玉,朱扬明,陈晓东,等. 东海盆地西湖凹陷深层烃源岩地球化学特征研究[R]. 上海: 中海石油(中国)有限公司上海分公司研究院, 2010: 132-133, 138-140.  
He Guangyu, Zhu Yangming, Chen Xiaodong, et al. Geochemical research on deep source-rocks of Xihu Sag of East China Sea Basin[R]. Shanghai: Research Institute of Shanghai Branch of CNOOC (China) Co Ltd, 2010: 132-133, 138-140.

- [22] 米敬奎, 张水昌, 王晓梅. 不同类型生烃模拟实验方法对比与关键技术[J]. 石油实验地质, 2009, 31(4): 409-414.  
Mi Jingkui, Zhang Shuichang, Wang Xiaomei. Comparison of different hydrocarbon generation simulation approaches and key technique [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(4): 409-414.
- [23] 张彩明, 郑伦举, 许锦. 不同模拟实验条件下烃源岩生油气能力对比及意义[J]. 石油实验地质, 2016, 38(5): 665-678.  
Zhang Caiming, Zheng Lunju, Xu Jin. Hydrocarbon generation potential under different experimental conditions and its petroleum geology significance[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(5): 665-678.
- [24] 郑伦举, 马中良. 中国石化无锡石油地质研究所实验地质技术之地层孔隙热压生排烃模拟实验技术[J]. 石油实验地质, 2010, 31(3): 封二.  
Zheng Lunju, Ma Zhongliang. Formation porosity thermocompression simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion, experimental geological technology of Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Sinopec[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 31(3): Inside cover.
- [25] 郑伦举, 秦建中, 何生, 等. 地层孔隙热压生排烃模拟实验初步研究[J]. 石油实验地质, 2009, 31(3): 296-306.  
Zheng Lunju, Qin Jianzhong, He Sheng, et al. Preliminary study of formation porosity thermocompression simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(3): 296-306.
- [26] 马中良, 郑伦举, 李志明. 烃源岩有限空间温压共控生排烃模拟实验研究[J]. 沉积学报, 2012, 30(5): 955-963.  
Ma Zhongliang, Zheng Lunju, Li Zhiming. The thermocompression simulation experiment of source rock hydrocarbon generation and expulsion in formation porosity [J]. ACTA Sedimentologica Sinica, 2012, 30(5): 955-963.
- [27] 李志明, 郑伦举, 马中良, 等. 烃源岩有限空间油气生排模拟及其意义[J]. 石油实验地质, 2011, 33(5): 447-459.  
Li Zhiming, Zheng Lunju, Ma Zhongliang, et al. Simulation of source rock for hydrocarbon generation and expulsion in finite space and its significance[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(5): 447-459.
- [28] 仝志刚, 贺清, 何仕斌, 等. 东海西湖凹陷地温场及其对烃源岩的作用[J]. 石油实验地质, 2009, 31(5): 466-471.  
Tong Zhigang, He Qing, He Shibin, et al. Geothermal field and its effect on source rock in the Xihu Sag, the East China Sea Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(5): 466-471.
- [29] 娄敏, 杨香华, 江平, 等. 西湖凹陷中央背斜带中北部花港组储层成岩相测井识别[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(4): 6-10.  
Lou Min, Yang Xianghua, Jiang Ping, et al. Reservoir diagenetic facies logging identification of Huagang formation in central-northern of the central anticlinal belt of Xihu sag[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2019, 33(4): 6-10.
- [30] 阙永泉, 郑伦举, 承秋泉, 等. 有机质热解模拟实验残留物镜质体反射率校正研究[J]. 石油实验地质, 2015, 37(4): 506-517.  
Que Yongquan, Zheng Lunju, Cheng Qiuquan, et al. Vitrinite reflectance correction of residues in organic matter pyrolysis simulation experiments[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(4): 506-517.
- [31] 高岗, 柳广弟, 王兆峰. 生烃模拟结果的校正[J]. 新疆石油地质, 2005, 26(2): 202-205.  
Gao Gang, Liu Guangdi, Wang Zhaofeng. Correction of results from hydrocarbon-generating simulation [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2005, 26(2): 202-205.
- [32] 庞雄奇, 陈章明, 陈发景. 含油气盆地地史、热史、生留排烃史数值模拟研究与烃源岩定量评价[M]. 北京: 地质出版社, 1993: 23-36.  
Pang Xiongqi, Chen Zhangming, Chen Fajing. Numerical simulation of the geological history, thermal history, hydrocarbon generation, retention and expulsion history and quantitative evaluation of source rock of petroliferous basins [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1993: 23-36.
- [33] 吴警. 中国中部盆地Ⅱ型有机质生排烃实验模拟研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2016.  
Wu Jing. Simulation experiment study of hydrocarbon generation and expulsion of Type-Ⅱ organic matter in Central Basin, China[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2016.
- [34] 陈建平, 孙永革, 钟宁宁, 等. 地质条件下湖相烃源岩生排烃效率与模式[J]. 地质学报, 2014, 88(11): 2005-2032.  
Chen Jianping, Sun Yongge, Zhong Ningning, et al. The efficiency and model of petroleum expulsion from the lacustrine source rocks within geological frame[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(11): 2005-2032.
- [35] 刘勇, 徐国盛, 曾兵, 等. 东海盆地西湖凹陷花港组储层孔隙演化与油气充注关系[J]. 石油实验地质, 2018, 40(2): 168-176.  
Liu Yong, Xu Guosheng, Zeng Bing, et al. Relationship between porosity evolution and hydrocarbon charging in tight sandstone reservoirs in Oligocene Huagang Formation, Xihu Sag, East China Sea Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(2): 168-176.
- [36] 陆俊泽, 叶加仁, 黄胜兵, 等. 西湖凹陷平北地区烃源岩特征及生排烃史[J]. 海洋石油, 2009, 29(4): 38-43.  
Lu Junze, Ye Jiaren, Huang Shengbing, et al. Characteristics and hydrocarbon generation-expulsion histories of source rocks of Pingbei area in Xihu Depression[J]. Offshore Oil, 2009, 29(4): 38-43.
- [37] 曹倩, 宋在超, 周小进, 等. 东海盆地西湖凹陷原油地化特征及来源分析[J]. 石油实验地质, 2019, 41(2): 251-259.  
Cao Qian, Song Zaichao, Zhou Xiaojin, et al. Geochemical characteristics and source of crude oil in Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(2): 251-259.
- [38] Ye J R, Qing H R, Stephen L B, et al. Petroleum systems in the offshore Xihu Basin on the continental shelf of the East China Sea[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(8): 1167-1188.