

文章编号: 1000-0550(2009) 04-0723-09

# 烃源岩生排烃动力学研究

——以惠民凹陷临南洼陷沙河街组烃源岩为例<sup>1</sup>

郭显令<sup>1,2</sup> 熊敏<sup>1,2</sup> 周秦<sup>1,2</sup> 田辉<sup>1</sup> 肖贤明<sup>1</sup>

(1 中国科学院广州地球化学研究所有机地球化学国家重点实验室 广州 510640 2 中国科学院研究生院 北京 100049)

**摘要** 本研究以惠民凹陷临南洼陷沙河街组为例,应用 GOR-Evaluation 模拟软件,提出了以动力学为基础、定量评价烃源岩生排烃历史的方法。该方法的要点在于:应用黄金管-高压釜限定体系热模拟实验装置,研究典型烃源岩生排烃动力学参数;结合临南洼陷烃源岩 EOM/TOC—深度剖面,模拟计算烃源岩开始排烃时的烃产率(H<sub>pm</sub>);通过分析烃源岩地球化学资料,进行烃源岩分类、建立生排烃模拟的综合地球化学参数。应用该方法研究了临南洼陷 E<sub>3</sub> 暗色泥岩、E<sub>3</sub><sup>2-3</sup> 暗色泥岩与暗色页岩的生排烃特征。研究结果表明:临南洼陷 E<sub>3</sub><sup>2-3</sup> 暗色页岩与暗色泥岩 H<sub>pm</sub> 值分别为 150 mg/g 与 170 mg/g 临南洼陷 X101 井 E<sub>3</sub><sup>2-3</sup> 暗色页岩、E<sub>3</sub><sup>2-3</sup> 暗色泥岩及 E<sub>3</sub><sup>1</sup> 暗色泥岩生油门限分别出现在 20 Ma、13 Ma 与 19 Ma 排油门限分别出现在 10 Ma、8 Ma 及 2 Ma,这三类烃源岩的生排烃门限对应 Easy R<sub>0</sub> 在 0.55% 左右,但他们的排油门限存在明显的差别,Easy R<sub>0</sub> 变化范围 0.61%~0.69%。该研究方法的优点在于,将实验数据模拟与实际地球化学资料相结合,避免了复杂排烃参数的设定与排烃机理的解释,研究结果可应用于烃源岩生排烃定量评价、有效烃源岩圈定及油气资源量预测等方面。

**关键词** 烃源岩 生排烃动力学 排烃作用 沙河街组 临南洼陷

**第一作者简介** 郭显令 男 1965 年出生 高级工程师 在职博士生 油气地质

**通讯作者** 肖贤明 E-mail: xianxiaod@gig.ac.cn

**中图分类号** TE122.1<sup>+</sup>13 **文献标识码** A

## 0 前言

对于烃源岩排烃作用的评价,一直是研究的难点<sup>[1-8]</sup>,主要问题是烃源岩的排烃作用机理非常复杂,影响因素多,涉及到烃源岩生排烃母质性质、有机质丰度、烃源岩的孔隙度、渗透率及流体压力等一系列地质地球化学参数的确定。应用实验方法较难模拟这些作用过程<sup>[1-4]</sup>。烃源岩排烃作用研究的主要内容是确定其排烃门限,定量评价排烃量,科学评价油气资源量。从地球化学的角度,排油门限标志着烃源岩中烃类已达到饱和,即满足相对渗流的临界饱和度 S<sub>0</sub><sup>[1]</sup>,并开始以游离相形式排出其母体烃源岩时所对应的成熟度。指示烃源岩排烃门限的地球化学指标有: (S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub>) TOC 与 EOM/TOC<sup>[9]</sup>,通过建立这些指标与样品深度的关系,确定排烃门限深度。目前研究排烃作用最常用的方法是理论计算法,采用一系列相关参数进行模拟计算,确定排烃门限所对应的 R<sub>0</sub> 值<sup>[1-5]</sup>。该方法的主要问题是目前对排烃机理认识不够深入,所设定的地质地球化学参数难反映实际复

杂的地质条件,对该方法的可靠性难以有效评价。这些因素的综合,使得研究结果的应用价值受到限制。

近年来,生排烃动力学方法在油气评价中得到了广泛的应用,并较有效的解决了将烃源岩热模拟实验结果应用于地质条件下进行生排烃模拟、油气生成定量评价等问题<sup>[10-13]</sup>,成为油气地球化学新的学科增长点。实际上,生排烃动力学方法与地质地球化学参数结合,还可应用于定量评价烃源岩的排烃作用。本研究以惠民凹陷临南洼陷沙河街组第三段烃源岩(E<sub>3</sub>)为例,应用生排烃动力学方法,研究了 E<sub>3</sub><sup>1</sup>(沙三上段)暗色泥岩、E<sub>3</sub><sup>2-3</sup>(沙三中下段)暗色泥岩与暗色页岩的生排烃特征。

## 1 临南洼陷油气概况

临南洼陷位于惠民凹陷的西南部,包括中央隆起带、临南洼陷及惠民南斜坡,主体部位临南洼陷面积近 1 300 km<sup>2</sup>,由北倾的夏口断层和南倾的临商断层控制,构成不对称的地堑式结构。临南洼陷北侧的临商断裂构造带聚集了丰富的油气,洼陷内部的火成岩

<sup>1</sup> 中国科学院重点方向项目(批准号:KZCX2-YW-H14)与国家杰出青年基金项目(批准号:40625011)资助。

收稿日期:2008-04-22 收修修改稿日期:2008-10-02

构造和南侧的斜坡带也形成了工业油气田。临南洼陷是惠民凹陷最主要的工业性油气聚集区(图 1)。

临南洼陷地层序列与整个济阳拗陷地层序列基本一致, 自下而上包括下第三系(N)孔店组与沙河街组, 上第三系(N)的东营组、馆陶组与明化镇, 及第四系。沙河街组沙三段( $E_{s3}$ )以湖相沉积为特征, 暗色泥岩与暗色页岩发育, 是该洼陷的主力生油岩。

在地质上, 一般将沙三段分为三个亚段: 沙三下亚段( $E_{s3}^3$ ), 主要为深灰色泥岩与灰褐色油页岩互层, 厚度一般为 100~200 m; 沙三中亚段( $E_{s3}^2$ ), 以深灰色泥岩与油页岩为主, 厚度一般为 100~300 m; 沙三上亚段( $E_{s3}^1$ )以深灰色泥岩与粉砂岩互层为主, 夹钙质砂岩、含砾砂岩, 局部有火山岩, 厚度 200~700 m。根据烃源岩岩性特征, 沙三段主要包括泥岩烃源岩与页岩烃源岩。 $E_{s3}^3$ 与  $E_{s3}^2$ (统称为  $E_{s3}^{3-2}$ )包括这两类烃源岩, 而  $E_{s3}^1$ 主要发育泥岩烃源岩。本研究根据胜利油田地质研究院与临盘采油厂提供的资料对沙三段烃源岩地化参数作了统计。 $E_{s3}^{3-2}$ 地层中的暗色页岩有机碳含量高, 类型好, TOC 在 2%~8%, 平均可达 3.8% 以上, HI(氢指数)范围 639~732 mg/g·TOC, 平均为 685 mg/g·TOC, 干酪根类

型主要为 iv型和  $\text{I}_1$ 型;  $E_{s3}^{3-2}$ 地层中的暗色泥岩有机质丰度也较高, TOC在 1.2%~5.9%之间, 平均达 1.78%, HI范围 448~637 mg/g·TOC, 平均为 516 mg/g·TOC, 干酪根类型主要为  $\text{I}_1$ 型。 $E_{s3}^1$ 地层中的暗色泥岩 TOC较低, TOC在 0.52%~4.8%之间, 平均 1.36%, HI范围 232~491 mg/g·TOC, 平均为 307 mg/g·TOC, 干酪根类型主要为  $\text{I}_1$ 型与  $\text{I}_2$ 型。临南洼陷  $E_{s3}$ 烃源岩样品实测 R<sub>1</sub>主要介于 0.50%~0.90%, 主体处在低成熟—成熟阶段。

## 2 样品与实验

本研究热模拟实验样品取自临南洼陷, 包括一块  $E_{s3}$ 灰黑页岩与一块  $E_{s4}$ 灰黑泥岩。地化分析结果表明, 这两个样品成熟度较低, 均处在未成熟阶段, 实测 R<sub>1</sub>分别为 0.39%与 0.49%, 母质类型分别为 iv型与  $\text{I}_1$ 型, 生烃潜力 HI分别为 757 mg/g·TOC与 526 mg/g·TOC(表 1)。根据  $E_{s3}$ 烃源岩的上述特点, 可认为这两个样品具有较好代表性, 可分别代表临南洼陷沙河街组地层中的暗色页岩烃源岩与暗色泥岩烃源岩。

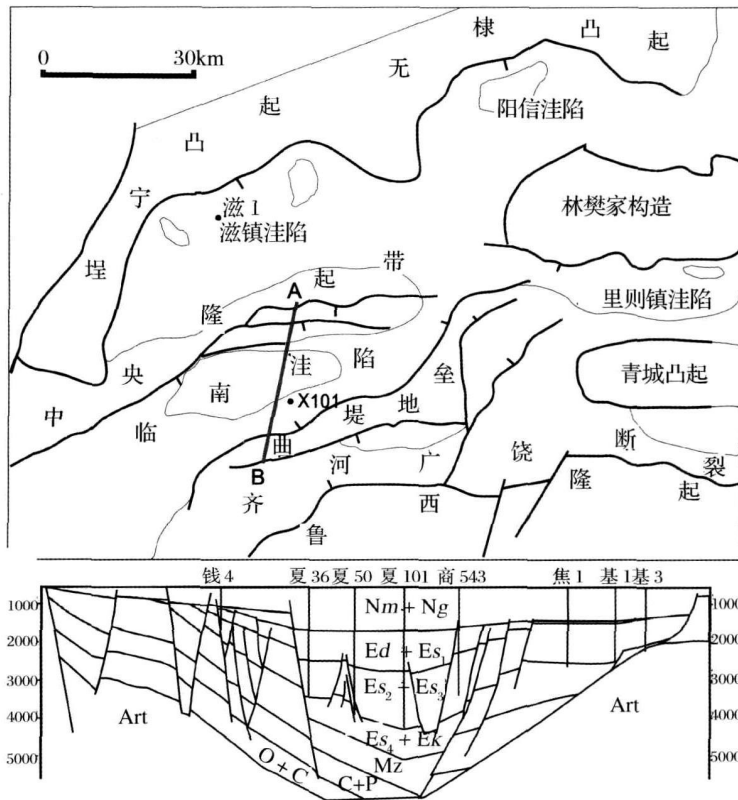


图 1 临南洼陷位置图(据胜利油田有限公司临盘采油厂资料)

表 1 热模拟实验烃源岩样品基础地质地球化学数据

Table 1 Geologica+geochemical data of source rocks selected for them al pyrolysis

样号	时代	岩性	R <sub>o</sub> %	烃源岩样 Rock-eval分析结果					类型
				TOC %	S <sub>1</sub> / (mg/g)	S <sub>2</sub> / (mg/g)	HII / (mg/g· TOC)	T <sub>max</sub> /C	
LN1	E <sub>s3</sub>	灰黑页岩	0.39	7.03	0.60	53.19	757	436	iv
LN2	E <sub>s4</sub>	灰黑泥岩	0.49	1.18	0.22	6.21	526	443	⊕ <sub>1</sub>

本研究热模拟实验装置为中国科学院广州地球化学研究所的高温高压黄金管—高压釜限定体系。该装置的特点是: 温度与压力可精确控制, 温度波动小于 1℃, 压力误差 < 0.1 MPa<sup>[13]</sup>。满足生烃动力学实验的要求。热模拟实验在限定体系下进行, 升温速率 2℃/h 与 20℃/h 温度范围 250~ 600℃, 压力 50 MPa。

### 3 模拟参数与模拟方法

#### 3.1 生烃动力学模拟

本研究生烃动力学模拟采用的软件是 GOR-Evaluation (1.48 版)<sup>[14]</sup>。该软件功能强, 可根据实验获得的烃源岩生烃动力学参数定量模拟不同地质条件下油气生成量与排烃量<sup>[13]</sup>, 并且已经被多家石油公司与研究机构成功地应用到世界多个含油气盆地, 取得了较好的应用效果<sup>[15-17]</sup>。生烃动力学参数模拟

软件是 Kinetics2000 采用的数据是选择的两个烃源岩样品两个升温速率条件下的热解液态烃产率, 模拟方法已经有多篇文章报道<sup>[12-17]</sup>, 本文不作进一步论述。计算结果见表 2 与图 2。可见: LN1 样品平均活化能略大于 LN2 样品, 这主要是与 LN1 样品原始母

表 2 本研究干酪根样品液态烃生成与裂解动力学参数

Table 2 Petroleum generation and cracking kinetics parameters of the studied kerogen samples

样品	参数	C <sub>6-14</sub>		C <sub>15+</sub>	
		生成	裂解	生成	裂解
LN1	频率因子 (A) / s <sup>-1</sup>	9E+13	8E+13	3E+14	7E+13
	活化能 / (kcal/mol)	54	61	51	56
	均方差 σ / (% E)	5.0	5.0	3.5	5.0
LN2	频率因子 (A) / s <sup>-1</sup>	9E+13	7E+13	3E+14	7E+13
	活化能 / (kcal/mol)	52	60	50	56
	均方差 σ / (% E)	6.0	3.0	3.5	6.0

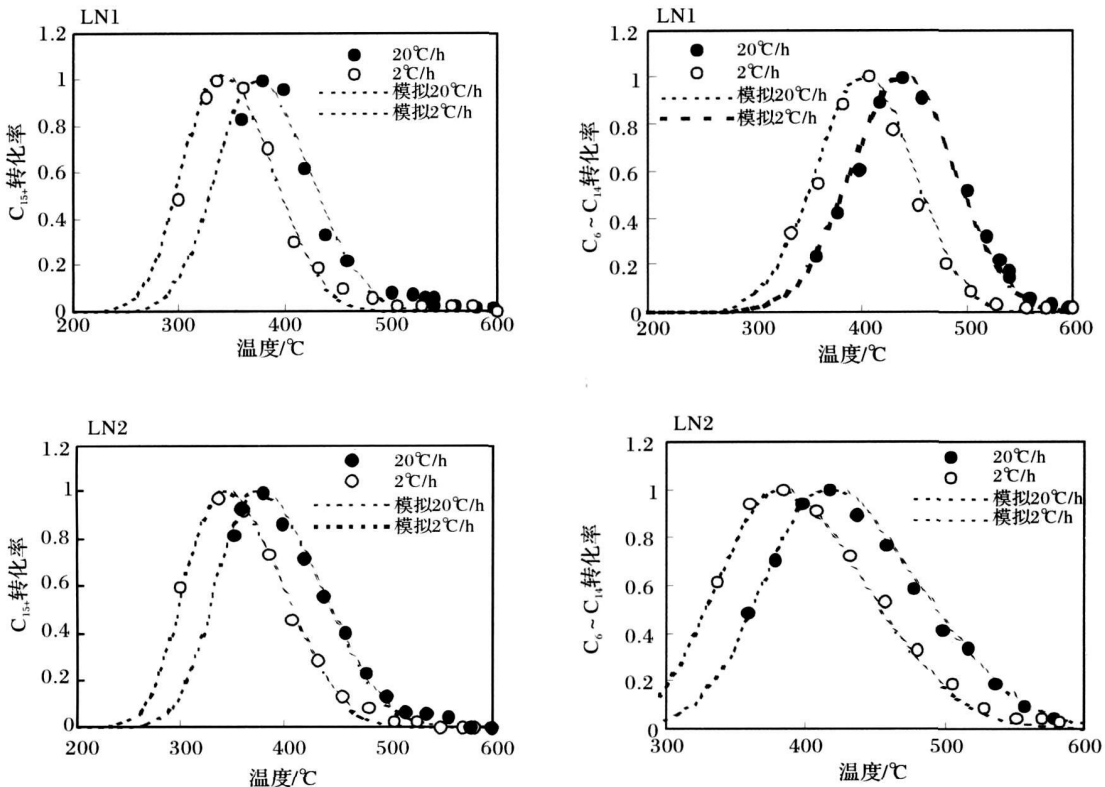


图 2 热模拟干酪根样品生烃动力学拟合计算结果

Fig 2 Fitting results of the experimental data from the studied kerogen cracking using the kinetics modeling

质含有较多的层状藻类体有关,藻类体裂解成烃一般需较高的温度<sup>[18]</sup>;模拟计算结果可较好的拟合实验结果,说明这套生烃动力学参数可应用于烃源岩在地质条件下的生烃模拟。

本研究选择夏101井(X101)作为模拟点(位置见图1)。该井位于临南洼陷中部,Es<sub>41</sub>底埋深达4500m。埋藏史见图3。古地温梯度按现地温梯度模拟,为3.4°C/100m,古地表温度15°C。模拟目标层:沙三段中亚段底(E<sub>S<sub>3</sub><sup>2</sup></sub>)及沙三段上亚段底(E<sub>S<sub>3</sub><sup>1</sup></sub>)。模拟烃源岩:Es<sub>3</sub><sup>2-3</sup>地层中的暗色泥岩与暗色页岩;Es<sub>3</sub><sup>1</sup>地层中的暗色泥岩。采用的主要地化参数见表3。地化参数采用所获烃源岩样品分析资料的平均值,这样可获得较好的代表性。

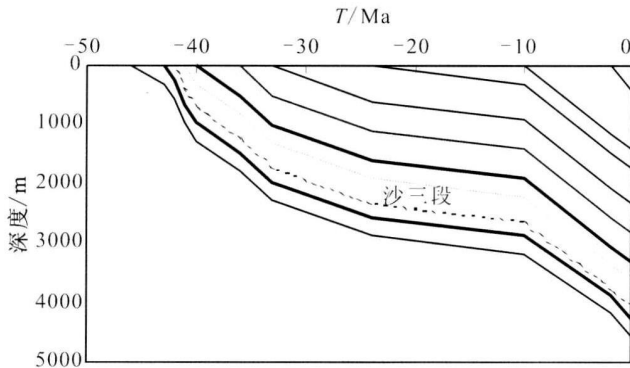


图3 模拟点X101井埋藏史图(地层资料来源于临盘采油厂)

Fig. 3 Burial history of the strata from the Well X101

表3 沙三段烃源岩生烃动力学模拟地化参数  
(根据胜利油田地质研究院与临盘采油厂提供的资料统计)

Table 3 Geochemical parameters of the Es<sub>3</sub> source rocks for the kinetics modeling

烃源岩层位	烃源岩岩性	地化参数	
		TOC(mg/g)	HI(mg/g·TOC)
及沙三上段(E <sub>S<sub>3</sub><sup>1</sup></sub> );	暗色泥岩	1.36	307
沙三中一下段(E <sub>S<sub>3</sub><sup>2-3</sup></sub> )	暗色页岩	3.80	685
沙三中一下段(E <sub>S<sub>3</sub><sup>2-3</sup></sub> )	暗色泥岩	1.78	516

### 3.2 排烃动力学模拟

应用GOR-Evaluation软件进行排烃作用模拟,另一项重要的地化参数是确定烃源岩开始排烃的烃产率(H<sub>pm</sub>)。该点也称之为临界饱和度S<sub>0</sub><sup>[1-4]</sup>。根据庞雄奇等的研究<sup>[9]</sup>,源岩残留烃量变化特征可反映排烃门限,可近似确定H<sub>pm</sub>值,其理论依据是:烃源岩中的EOM(可抽提有机物)代表残存烃量,当母质类型相当时,EOM/TOC—深度的关系曲线呈不对称的抛物型,反应烃源岩从生烃、排烃及裂解的演化

过程。该抛物线的顶点表示烃源岩内烃类达到饱和、开始有明显的排烃作用。该点即排烃门限。应用GOR-Evaluation软件可模拟求取H<sub>pm</sub>值。方法如下:

(1)建立所研究烃源岩EOM/TOC—深度剖面。根据所获取的临南洼陷烃源岩地化分析资料,本研究建立了两个剖面:Es<sub>3</sub><sup>2-3</sup>暗色页岩EOM/TOC—深度剖面与Es<sub>3</sub><sup>2-3</sup>暗色泥岩EOM/TOC—深度剖面(图4与图5)。可见,数据点总体分布呈抛物形,顶点分别对应埋深2700m与2800m左右。

(2)设定某一H<sub>pm</sub>值,应用GOR-Evaluation软件进行模拟,对比残留油(O<sub>残</sub>)曲线与对应的EOM/TOC—深度剖面。对比的关键点是残留油最大值(O<sub>残max</sub>)与EOM/TOC平均最大值,以及曲线的整体形态。当O<sub>残max</sub>大于或小于对应烃源岩EOM/TOC平均最大值时,增大或减少所设定的H<sub>pm</sub>值进行反复模拟,直至残留油曲线基本上与EOM/TOC—深度曲线可相对比,可认为这时的H<sub>pm</sub>值为所研究烃源岩排烃门限的烃产率值。

模拟结果表明,对于Es<sub>3</sub><sup>2-3</sup>页岩及Es<sub>3</sub><sup>2-3</sup>泥岩,当H<sub>pm</sub>取值分别为150mg/g与170mg/g时,残留油曲线(O<sub>残</sub>)与其EOM/TOC—深度剖面具有较好的对比性(图4与图5)。因此,临南洼陷Es<sub>3</sub><sup>2-3</sup>页岩及Es<sub>3</sub><sup>2-3</sup>泥岩的H<sub>pm</sub>值分别为150mg/g与170mg/g。由于临南洼陷Es<sub>3</sub><sup>1</sup>暗色泥岩无足够的地化数据,本研究采用Es<sub>3</sub><sup>2-3</sup>暗色泥岩的H<sub>pm</sub>值对其进行模拟。

### 3.3 生排烃评价

对于烃源岩生烃演化阶段评价,有多种评价指标,最通用的是采用镜质组R<sub>o</sub>。一般将生油门限确定在0.50%,生油高峰期出现在0.80%~0.90%,生油下限出现在1.20%左右<sup>[3]</sup>。最近有文献报道采用烃转化率评价油气演化阶段<sup>[15-17]</sup>。由于烃转化率直接反映了烃源岩成烃作用演化,该指标比镜质组R<sub>o</sub>更为科学。本研究采用C<sub>6+</sub>转化率评价生烃演化阶段,标准为:生油门限,C<sub>6+</sub>转化率为0.10;主生油阶段,C<sub>6+</sub>转化率为0.2~0.9;生油后期阶段,C<sub>6+</sub>转化率为0.9~1.0。

对于烃源岩排烃作用评价,主要是确定排油门限。如前所述,排油门限标志着烃源岩中烃类已达到饱和,开始以游离相运移、排出其母体。在排烃动力学曲线上对应残存油的最大值(图4与图5),并可用R<sub>o</sub>或EasyR<sub>o</sub>指标表示。此外,GOR-Evaluation模拟结果还可定量评价烃源岩在不同演化阶段的排烃量,

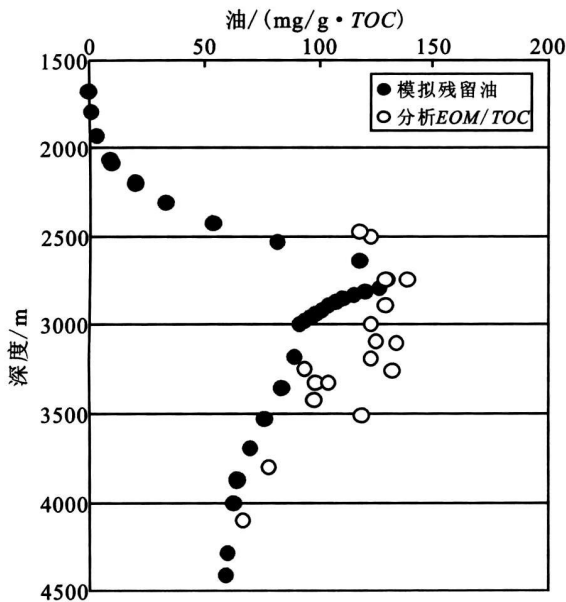


图 4 临南洼陷  $E_{s_3}^{2-3}$  暗色页岩  $EOM/TOC$ —深度剖面与 GOR 模拟残留油曲线对比图 (应用  $H_{pm} = 150 \text{ mg/g}$  进行模拟计算)

Fig. 4 Plot showing a comparison between  $EOM/TOC$ —depth data and the modeling residual oil curve of the  $E_{s_3}^{2-3}$  dark shale from the Linnan Sag

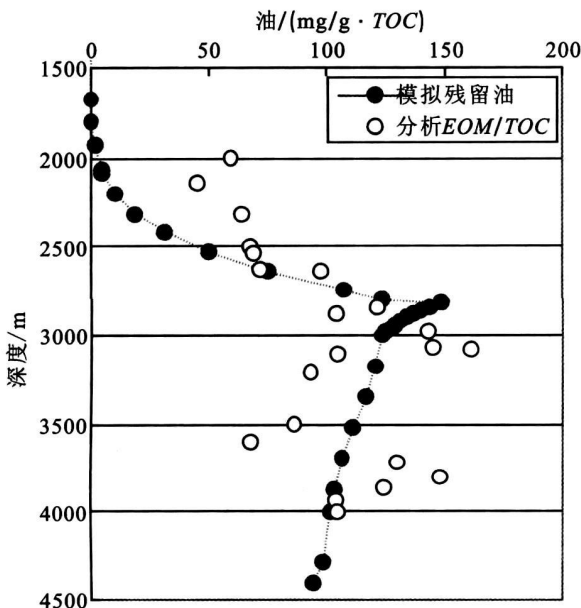


图 5 临南洼陷  $E_{s_3}^{2-3}$  暗色泥岩  $EOM/TOC$ —深度剖面与 GOR 模拟残留油曲线对比图 (应用  $H_{pm} = 170 \text{ mg/g}$  进行模拟计算)

Fig. 5 Plot showing a comparison between  $EOM/TOC$ —depth data and the modeling residual oil curve of the  $E_{s_3}^{2-3}$  dark mudstone from the Linnan Sag

计算公式为: 排烃量 = 生烃量 - 残烃量。

## 4 模拟结果与讨论

将上述生烃动力学参数 (表 2)、烃源岩地化参数 (表 3) 及 X101 井烃源岩地质参数输入 GOR—Evaluation 软件, 并可进行生排烃动力学模拟。模拟结果说明如下:

(1) X101 井模拟目标层古地温与成熟度 ( $EasyR_o$ ) 演化地质模型见图 6 可见  $E_{s_3}^2$  底所受最大古地温为  $151^\circ\text{C}$ ,  $EasyR_o$  达 0.96%;  $E_{s_3}^1$  底所受最大古地温为  $137^\circ\text{C}$ ,  $EasyR_o$  为 0.80%。

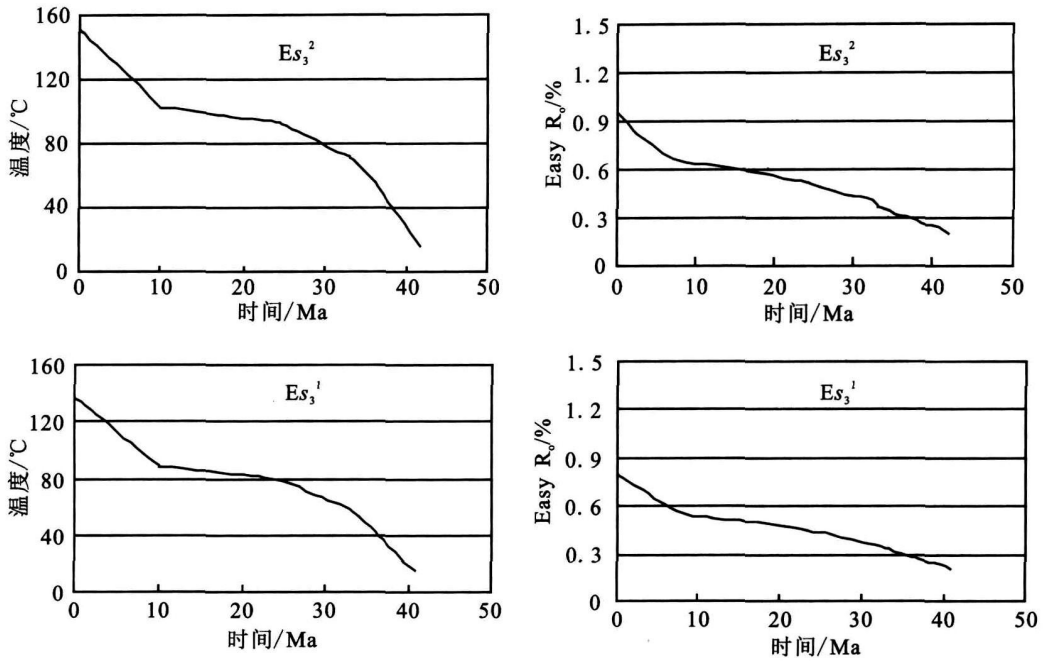
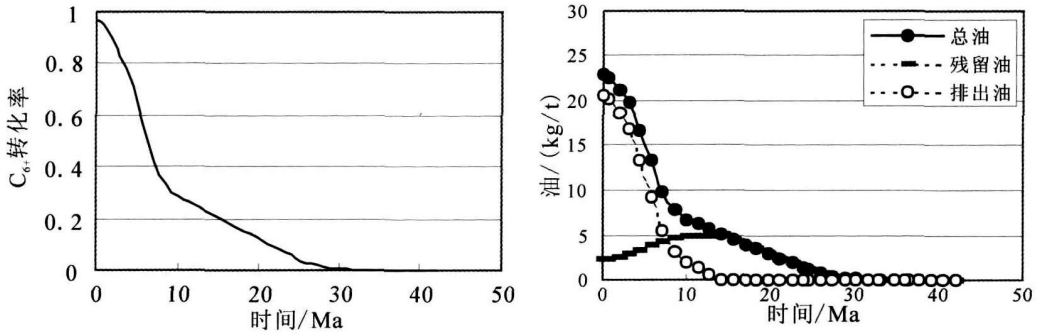
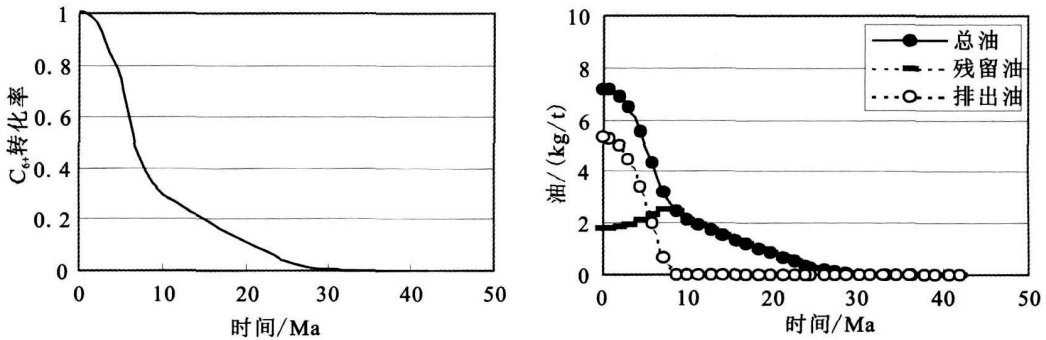
(2)  $E_{s_3}^2$  底暗色页岩生排烃模拟结果见图 7。可见生油门限出现在 20 Ma, 主生油阶段出现在 14~1 Ma 之间, 目前  $C_{6+}$  转化率为 0.97, 处在生油后期阶段; 排油门限出现在 13 Ma, 排出油总量为 20.5 kg/t (每吨岩石)。

(3)  $E_{s_3}^2$  底暗色泥岩生排烃模拟结果见图 8。可见生油门限出现在 19 Ma, 主生油阶段出现在 15~3 Ma 之间, 目前已达生油下限阶段; 排油门限出现在 10 Ma, 排出油总量为 5.37 kg/t。

(4)  $E_{s_3}^1$  底暗色泥岩生排烃模拟结果见图 9。可见生油门限出现在 8 Ma, 主生油阶段出现在 5 Ma 目前  $C_{6+}$  转化率为 0.92, 处在生油后期阶段; 排油门限出现在 2 Ma, 排出油总量为 1.05 kg/t。

在此基础上, 进一步建立起了烃源岩的生排烃模拟 (图 10)。可见:  $E_{s_3}^{3-2}$  暗色页岩生油门限与排油门限的  $EasyR_o$  分别为 0.55% 与 0.61%, 最大产油率与总排油率分别为 22.9 kg/t 与 20.5 kg/t;  $E_{s_3}^{2-3}$  暗色泥岩生油门限与排油门限的  $EasyR_o$  分别为 0.55% 与 0.65%, 最大产油率与总排油率分别为 7.19 kg/t 与 5.37 kg/t;  $E_{s_3}^1$  暗色泥岩生油门限与排油门限的  $EasyR_o$  分别为 0.55% 与 0.69%, 最大产油率与排油率分别为 3.22 kg/t 与 1.25 kg/t。这三类烃源岩的生烃门限对应的  $EasyR_o$  基本相同, 均在 0.55% 左右, 但排油门限差别明显, 排油门限  $EasyR_o$  变化范围为 0.61% ~ 0.69%。

临南洼陷上述三类烃源岩的排油门限主要与其岩石类型、烃源岩 TOC 及母质类型有关。 $E_{s_3}^{3-2}$  暗色页岩 TOC 高、母质类型好, 在相同成熟度条件下生烃量大, 加之该页岩页理面发育, 烃类易于排出, 因此其排油门限的  $EasyR_o$  比  $E_{s_3}^{2-3}$  暗色小;  $E_{s_3}^{2-3}$  暗色泥岩与  $E_{s_3}^1$  暗色泥岩相比, 其的 TOC 高、母质类型好, 因此其排油门限的  $EasyR_o$  较小。

图 6 X101 井模拟层古地温与 Easy  $R_o$  演化地质模式Fig. 6 Geothermal and Easy  $R_o$  model of the selected strata from the Well X101图 7 X101 井  $Es_3^2$  底暗色页岩生排烃历史Fig. 7 Petroleum generation and expulsion history of the dark shale at the  $Es_3^2$  bottom from the Well X101图 8 X101 井  $Es_3^2$  底暗色泥岩生排烃历史Fig. 8 Petroleum generation and expulsion history of the dark mudstone at the  $Es_3^2$  bottom from the Well X101

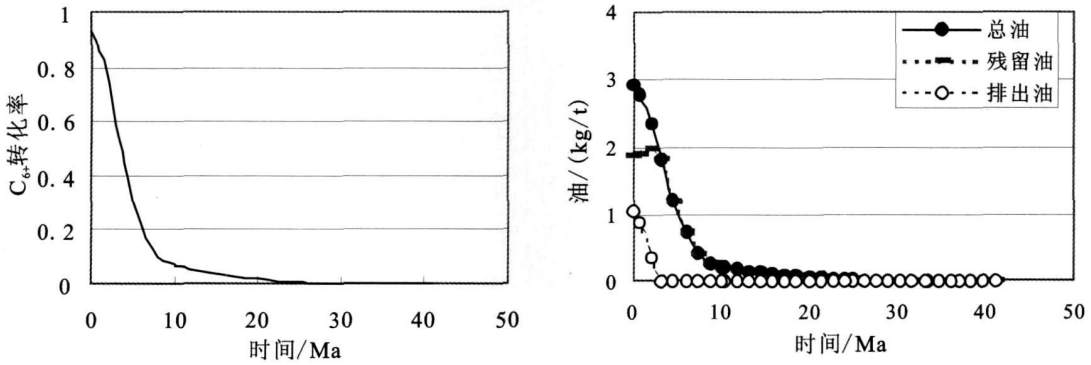


图 9 X101 井  $E_{s3}$  底暗色泥岩生排烃历史

Fig 9 Petroleum generation and expulsion history of the dark mudstone at the  $E_{s3}$  bottom from the Well X101

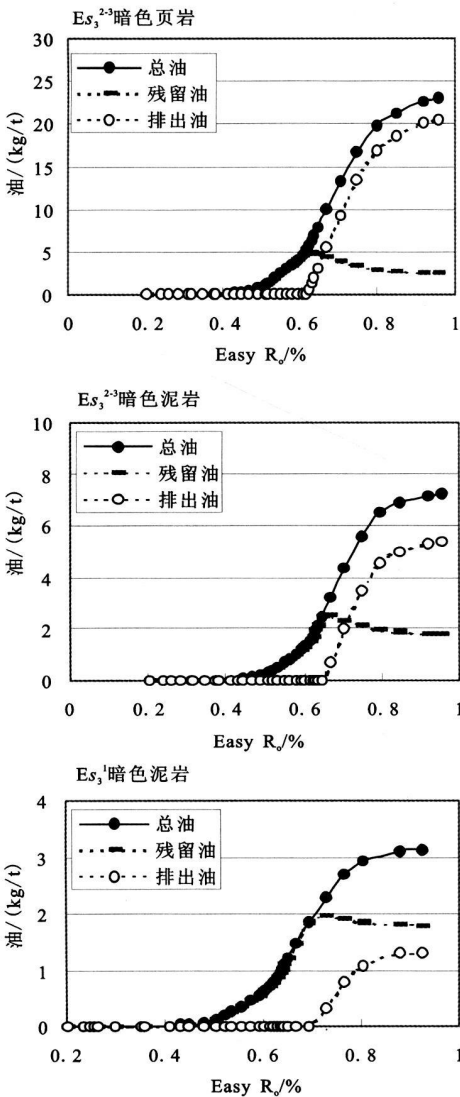


图 10 临南洼陷沙三段不同类型烃源岩生排烃模式

Fig 10 Petroleum generation and expulsion model of different types of  $E_{s3}$  source rocks from the Well X101

应当指出的是, 本研究所介绍的方法不同于传统的生排烃模拟方法。其优点在于, 应用了生烃动力学的原理与方法, 并将模拟结果与实际地球化学资料相结合求取  $H_{pm}$  值, 避免了复杂的排烃机理与多个排烃参数的设定。如结合烃源岩展布资料, 可进一步应用于烃源岩生排烃定量评价、有效烃源岩圈定、油气资源量预测等方面。

### 5 认识与结论

本研究应用 GOR-Evaluation 模拟软件, 以惠民凹陷临南洼陷沙河街组第三段烃源岩为例, 研究了烃源岩生排烃动力学。主要取得了如下认识:

(1) 提出了应用动力学方法确定烃源岩开始排烃的烃产率 ( $H_{pm}$ ) 的方法。通过对典型烃源岩生烃动力学计算与排烃动力学模拟, 结合临南洼陷沙河街组第三段暗色页岩与暗色泥岩  $EOM/TOC$ —深度剖面, 确定出这两类烃源岩  $H_{pm}$  值分别为  $150 \text{ mg/g}$  与  $170 \text{ mg/g}$

(2) 研究了临南洼陷 X101 井烃源岩的生排烃历史。研究表明:  $E_{s3}^2$  底暗色页岩生油门限出现在  $20 \text{ Ma}$  排油门限出现在  $13 \text{ Ma}$  排出油总量为  $20.5 \text{ kg/t}$   $E_{s3}^2$  底暗色泥岩生油门限出现在  $19 \text{ Ma}$  排油门限出现在  $10 \text{ Ma}$  排出油总量为  $5.37 \text{ kg/t}$   $E_{s3}^1$  底暗色泥岩生油门限出现在  $8 \text{ Ma}$  排油门限出现在  $2 \text{ Ma}$  排出油总量为  $1.05 \text{ kg/t}$

(3) 建立起了临南洼陷烃源岩的生排烃模式。 $E_{s3}^{2-3}$  暗色页岩、 $E_{s3}^{2-3}$  暗色泥岩及  $E_{s3}^1$  暗色泥岩的生烃门限对应  $Easy R_o$  在  $0.5\%$  左右, 但排油门限存在明显的差别, 分别对应  $Easy R_o$  为  $0.61\%$ 、 $0.65\%$  与  $0.69\%$ 。

## 参考文献 (References)

- 1 Dickey P A. Possible primary migration of oil from source rocks in oil phase [ J ]. AAPG Bulletin, 1975, 59 (2): 337-344
- 2 McAullife C D. Oil and gas migration: chemical and physical constraints [ J ]. AAPG Bulletin, 1979, 63 (5): 761-781
- 3 Tissot B, Welte D H. Petroleum Formation and Occurrence 2nd ed [ M ]. Springer Berlin, 1984: 699
- 4 Durand B, Hue A Y, Oudin J L. Oil saturation and primary migration observations in shales and coals from the Kerbau delta, Indonesia [ C ] // Migration of Hydrocarbon in Sedimentary Basin. 2nd IFP Exbration Research Conference Carcans France, 1987
- 5 庞雄奇, 陈章明, 陈发景. 排油气门限的基本概念、研究意义与应用 [ J ]. 现代地质, 1997, 11 (4): 510-521 [ Pang Xiongqi, Chen Zhangming, Chen Fajing. Basic concept of hydrocarbon expulsion threshold and its research significance and application [ J ]. Geoscience, 1997, 11 (4): 510-521]
- 6 庞雄奇, 姜振学, 李建青, 等. 油气成藏过程中的地质门限及其控油气作用 [ J ]. 石油大学学报, 2000, 24 (4): 53-58 [ Pang Xiongqi, Jiang Zhengxue, Li Jianqing, et al. Geological threshold in petroleum pool formation and its control on petroleum distribution [ J ]. Acta of Petroleum University, 2000, 24 (4): 53-58]
- 7 周海燕, 庞雄奇. 应用排烃门限理论评价汤原断陷泥质烃源岩 [ J ]. 石油勘探与开发, 2000, 27 (1): 25-28 [ Zhou Haiyan, Pang Xiongqi. Evaluation of mudstone source rock from the Tongyuan fault depression [ J ]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27 (1): 25-28]
- 8 傅秀丽, 庞雄奇, 张顺. 烃源岩排烃研究新进展 [ J ]. 断块油气田, 2006, 13 (6): 6-10 [ Fu Xiuli, Pang Xiongqi, Zhang Shun. Recent advances of petroleum expulsion of source rocks [ J ]. Fault Block Oil and Gas Field, 2006, 13 (6): 6-10]
- 9 庞雄奇, 李素梅, 金之钧, 等. 排烃门限存在的地质地球化学证据及其应用 [ J ]. 地球科学—中国地质大学学报, 2004, 29 (4): 384-390 [ Pang Xiongqi, Li Sumei, Jin Zhijun, et al. Geochemical evidences of hydrocarbon expulsion threshold and its application [ J ]. Geoscience, 2004, 29 (4): 384-390]
- 10 Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics [ J ]. AAPG Bulletin, 1990, 74: 1559-1570
- 11 Schenk H J, Horsfield B. Kinetics of petroleum generation by programmed-temperature closed- versus open system pyrolysis [ J ]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1993, 57: 623-630
- 12 Tang Y, Stauffer M. Multiple cold trap pyrolysis gas chromatography: a new technique for modeling hydrocarbon generation [ J ]. Organic Geochemistry, 1993, 22 (3-5): 863-972
- 13 肖 XM, 田 H, 等. 确定川东气田的源区 [ J ]. 石油实验地质, 2006, 37: 990-1002
- 14 GeolSciChem Corporation. GOR-Isotope Version 1.0, 2003
- 15 王建宝, 肖贤明, 郭汝泰, 等. 渤海湾盆地东营凹陷烃源岩生烃动力学研究 [ J ]. 石油实验地质, 2003, 25 (4): 403-409 [ Wang Jianbao, Xiao Xianming, Guo Rutai, et al. Petroleum generation kinetics of source rocks from the Dongyun Depression, Bohai Bay Basin [ J ]. Petroleum Experimental Geology, 2003, 25 (4): 403-409]
- 16 陈永红, 鹿洪友, 曾庆辉, 等. 应用生烃动力学方法研究渤海湾盆地埕岛油田成藏地质时期 [ J ]. 石油实验地质, 2004, 26 (6): 580-585 [ Chen Yonghong, Lu Hongyou, Zeng Qinghui, et al. Timing petroleum generation of the Chendao Oilfield of the Bohai Bay Basin using kinetics method [ J ]. Petroleum Experimental Geology, 2004, 26 (6): 580-585]
- 17 高喜龙, 肖贤明, 赵必强. 渤海湾盆地渤中凹陷下第三系烃源岩生烃史 [ J ]. 沉积学报, 2004, 22 (2): 359-364 [ Gao Xilong, Xiao Xianming, Zhao Biqiang. Petroleum generation history of the Tertiary source rocks of the Bozhong Depression, Bohai Bay Basin [ J ]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22 (2): 359-364]
- 18 肖贤明, 金奎励. 显微组分成烃作用模式 [ J ]. 科学通报, 1991, 36 (3): 208-224 [ Xiao Xianming, Jin Kuli. Hydrocarbon generation model of macerals [ J ]. Chinese Science Bulletin, 1991, 36 (3): 208-224]

## Petroleum Generation and Expulsion Kinetics: A Case Study of the Sahejie Formation Source Rocks from Linnan Sag of Huimin Depression

GUO Xian-ling<sup>1,2</sup> XIONG Min<sup>1,2</sup> ZHOU Qin<sup>1,2</sup> TIAN Hui<sup>1</sup> XIAO Xian-ming<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640

2. Graduate Institute of Chinese Academy of Science, Beijing 100049)

**Abstract** This paper has introduced an approach which is based on the kinetics method and the software GOR-Evaluation for quantitative assessment of petroleum generation and expulsion of source rocks through a case study of Sahejie Formation of Linnan sag, Huimin Depression. The key points of the present approach include: an investigation of petroleum generation kinetics parameters of typical source rocks based on their thermal pyrolysis data carried out in a gold tube-autoclave; an investigation of the petroleum generation amount (H<sub>pm</sub>) when oil begins to be expelled from its source rock by combining the modeling results with the plot of EOM/TOC-depth of the source rocks from the Lin-



nan sag and an establishment of representative geochemical parameters of different types of source rocks by analyzing the available geochemical data. The petroleum generation and expulsion history of the three sets of source rocks from the Linnan Sag ( $E_{s_3}^1$  dark mudstone,  $E_{s_3}^{2,3}$  dark mudstone and  $E_{s_3}^{2,3}$  dark shale) were investigated by this approach. The results have shown that the  $H_{pm}$  values of the  $E_{s_3}^{2,3}$  dark shale and the  $E_{s_3}^{2,3}$  dark mudstone are 150 mg/g 与 170 mg/g respectively. The oil threshold and oil expulsion threshold of the  $E_{s_3}^{2,3}$  dark shale from the Well X101 occurred at 20 Ma and 13 Ma, the  $E_{s_3}^{2,3}$  dark mudstone at 19 Ma and 10 Ma, and the  $E_{s_3}^1$  dark mudstone at 8 Ma and 2 Ma, respectively. The oil generation threshold of the three types of source rocks all occurs at about 0.55% of Easy  $R_o$ , but their oil expulsion threshold varies extensively from 0.61% to 0.69% of Easy  $R_o$ . It is believed that the merits of the present approach lie in that it avoids enactment of complicated oil expulsion parameters and explanation for oil expulsion mechanism and the results can be applied to quantitative assessment of petroleum generation and expulsion of source rocks, determination of effective source rocks and prediction of petroleum resources.

**Key words** source rock, petroleum generation kinetics, petroleum expulsion, Sahejie Formation, Linnan Sag