

# 东营凹陷沙四上段烃源岩原油的生成与滞留动力学

孙佳楠<sup>1,2</sup>, 梁天<sup>1,2</sup>, 林晓慧<sup>1,2</sup>, 王遥平<sup>1,2</sup>,  
詹兆文<sup>1</sup>, 邹艳荣<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, 广东 广州 510640; 2. 中国科学院大学, 北京 100049)

**摘要:** 对来自渤海湾盆地东营凹陷沙四上段王 161 井岩芯采用黄金管-高压釜封闭体系进行热解实验, 对于酪根及其热解残渣分别进行了生烃动力学模拟实验和溶胀实验, 研究烃源岩生油能力和生成原油在烃源岩中的滞留能力。将热解得到的动力学参数结合东营地区的热史和埋藏史, 得出了沙四上段每克有机碳累积最大产油 585.47 mg, 沙四上段烃源岩进入生油阶段的时间约为距今 22.0 Ma, 结合动力学模拟参数, 预测原油在沙四上段烃源岩中的排出时间距今约为 8.0 Ma; 目前, 沙四上段烃源岩进入生油后期阶段。

**关键词:** 烃源岩; 动力学; 溶胀; 原油生成史; 原油滞留史; 东营凹陷

中图分类号: P593 文献标识码: A 文章编号: 0379-1726(2019)04-0370-08

DOI: 10.19700/j.0379-1726.2019.04.005

## Oil generation and retention kinetics from the upper Es4 source rock in the Dongying Depression

SUN Jia-nan<sup>1,2</sup>, LIANG Tian<sup>1,2</sup>, LIN Xiao-hui<sup>1,2</sup>, WANG Yao-ping<sup>1,2</sup>,  
ZHAN Zhao-wen<sup>1</sup> and ZOU Yan-rong<sup>1\*</sup>

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

2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

**Abstract:** Core samples were collected from the upper 4<sup>th</sup> member of the Shahejie Formation (Es4<sup>1</sup>), Well Wang161, Dongying Depression, in the Bohai Bay Basin. Pyrolysis and swelling experiments were carried out on the kerogen and residual kerogen isolated to study the potential for oil generation and retention, respectively. According to the results, the oil yield of the upper 4<sup>th</sup> member of the Shahejie Formation (Es4<sup>1</sup>) is 585.47 mg/g; the oil generation time of the 4<sup>th</sup> member of the Shahejie Formation (Es4<sup>1</sup>) is about 22 Ma, according to the parameters of hydrocarbon generation. The timing of oil expulsion is approximately 8 Ma for the 4<sup>th</sup> member of the Shahejie Formation (Es4<sup>1</sup>), which is currently in the late stage of oil generation.

**Key words:** source rock; kinetics; swelling; oil generation history; oil retention history; Dongying Depression

## 0 引言

页岩油气资源的成功勘探与开发引起了世界的广泛关注<sup>[1-3]</sup>, 前人的研究表明中国有非常丰富的页岩油资源, 并且在渤海湾盆地沙河街组成功地勘探开发出页岩油。我们的研究区位于渤海湾盆地东

南缘济阳拗陷内的东营凹陷。

油气形成是一个复杂的地质过程, 在沉积盆地中随着温度和埋深的增加干酪根裂解形成油气<sup>[4]</sup>。前人建立了多个评价生烃潜力的模型。自从温度可以补偿时间对源岩生烃的地质效应理论提出后, 出现了多种通过快速升温来模拟烃源岩生烃过程的实验方法, 这些方法被广泛应用于油气资源评价、油

收稿日期(Received): 2018-05-02; 改回日期(Revised): 2019-02-21; 接受日期(Accepted): 2019-03-04

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(2014CB239100)

作者简介: 孙佳楠(1990-), 男, 博士研究生, 地球化学专业。E-mail: z447996579@163.com

\* 通讯作者(Corresponding author): ZOU Yan-rong, E-mail: zouyr@gig.ac.cn; Tel: +86-20-85290187

气源对比、油气地球化学特征演化、生烃过程等研究中<sup>[5-7]</sup>。按照实验体系的封闭程度, 生烃模拟实验分为开放体系、半开放体系及封闭体系 3 类, 不同的实验体系具有不同的优缺点。对于研究页岩油生成与滞留过程而言, 因需要实验模拟条件与页岩油在自然地质条件的演化接近, 所以我们采用封闭体系热解进行模拟实验。石油的形成一般发生在 100~200 °C 的低温条件, 并且受裂解反应动力学控制。烃源岩生成石油是有机质从大分子化合物转化成小分子化合物伴随体积膨胀的复杂的热演化过程。为了模拟烃源岩生烃这一过程, 前人建立了许多基于活化能和频率因子的化学动力学模型。这其中有一活化能和频率因子, 也有多活化能和频率因子的化学动力学模型。大量研究已经证明, 将干酪根生烃热模拟实验结果直接应用于含油气盆地烃源岩评价存在很大风险性。不同母质类型的有机质, 其生烃动力学参数往往是不同的, 有时甚至有很大差异。即使是同一母质类型的有机质, 在沉积演化历史不同的盆地中, 其生烃动力学参数也存在着显著的差别。因此, 对于具体的沉积盆地, 要应用生烃动力学方法研究其烃源岩的生烃历史, 必须有针对性地进行生烃动力学实验, 求取具体盆地特定烃源岩的生烃动力学参数, 才能准确地模拟出盆地的生烃过程<sup>[8]</sup>。

在富有机质泥页岩岩层中, 页岩油主要呈干酪根内部分子吸附/互溶相、亲油颗粒表面分子吸附相和亲油孔隙网络游离相三种形式赋存, 干酪根内部分子吸附/互溶相油是页岩油主要的赋存方式。在干酪根生烃的过程中, 生成的烃类产物能否从干酪根中排出, 往往取决于生成的烃类化合物的量是否超过干酪根的留烃能力, 只有产量大于干酪根的留烃能力, 产物才能从烃源岩中排出<sup>[9]</sup>。近年来, 国内外一些学者在烃源岩留烃量的工作上做出了贡献。Jarvie<sup>[10]</sup>在 2012 年提出了一个简单的地球化学参数——油层油饱和指数(oil saturated index, OSI), 即石油含量与总有机碳的比值。随着成熟度增加, 油层中含油量也增加, 并且在有机质中原油发生了吸附作用。Jarvie<sup>[10]</sup>认为大约每 1 g 有机碳中有 70~80 mg 原油残留, 并且只有当 OSI 值超过 100 时, 页岩储层才作

为有效页岩油储层。Lu *et al.*<sup>[11]</sup>在 2012 年提出了一种用页岩含油量和总有机碳作为指标, 将页岩油评价进行三等级划分。通过热解  $S_1$  与总有机碳和抽提氯仿沥青“A”与总有机碳的对比, 将页岩油资源分为三个等级: 分散(无效)资源、低效资源和有效资源。Ritter<sup>[12-13]</sup>首先将溶胀理论应用于原油的初次运移研究中, 他将原油分成 3 个组分:  $C_{15+}$ 饱和烃、 $C_{15+}$ 芳香烃和极性组分(胶质和沥青质), 每个组分有不同的溶解度参数, 这就意味着每个组分在烃源岩中的滞留能力是不同的。

本研究拟采用黄金管-高压釜封闭体系热解实验和溶胀实验, 分别对东营凹陷沙四上段烃源岩的生油能力和原油在烃源岩中的滞留能力进行研究, 并结合东营地区的热史和埋藏史, 恢复东营凹陷沙四上段烃源岩原油的生成史和排油史。

## 1 样品与实验

### 1.1 样品

本次研究的岩芯样品采自渤海湾盆地东营凹陷沙四上段王 161 井。首先将样品粉碎成 100 目, 粒径约为 0.15 mm 的粉末, 然后用氢氟酸和盐酸除去其中的碳酸盐和硅酸盐矿物, 用蒸馏水清洗至中性, 分离提取出干酪根。干酪根的主要地球化学参数如表 1 所示。从表 1 可以看出, 王 161 井烃源岩为 I 型干酪根。

### 1.2 热解实验

热解实验采用黄金管-高压釜封闭体系, 模拟干酪根成熟和生油过程。将约 80 mg 干酪根装入长 50 mm, 直径为 4 mm 底端封闭的黄金管中, 通入 10 min 氩气以排除黄金管中的空气, 然后将黄金管顶端用氩弧焊焊封。将黄金管放入注有 10 mL 水的高压釜中, 高压釜放在加热炉内加热, 加热过程中的压力由高压釜内水的体积控制。

升温程序分别为 2 °C/h、6 °C/h 和 20 °C/h, 整个升温过程中压力保持在 50 MPa。升温区间: 2 °C/h 时为 330~440 °C, 6 °C/h 时为 340~450 °C, 20 °C/h 时为 350~460 °C。将高压釜从炉中取出后用冷水淬火

表 1 王 161 井干酪根基础地球化学参数  
Table 1 Geochemical parameters of Wang161 kerogen

名称	时代	岩性	TOC (%)	$t_{max}$ (°C)	$S_1$ (mg/g)	$S_2$ (mg/g)	$I_p$	类型	$I_H$ (mg/g)
Wang161	Es4 <sup>1</sup>	泥岩	40.22	436	12.08	287	0.04	I	714

降温。将取出的黄金管装入液氮中放置 2 min, 取出后剪开, 将两段剪开的黄金管放入装有正戊烷的 4 mL 瓶子中备用。热解产物用二氯甲烷和甲醇(93:7)的混合溶液抽提, 最后抽提物用氮气吹干称重。产物质量如表 2 所示。残余干酪根在 60 °C 烘箱内烘干以备接下来溶胀实验使用。

表 2 王 161 井干酪根原油产率  
Table 2 The oil yield of Wang161 kerogen

$t$ (°C)	油产率 (mg/g)	$t$ (°C)	油产率 (mg/g)	$t$ (°C)	油产率 (mg/g)
2 °C/h		6 °C/h		20 °C/h	
330	216.96	340	183.87	350	154.40
340	232.59	350	209.42	360	203.59
350	333.42	360	295.89	370	241.79
360	498.18	370	380.33	380	283.75
370	619.91	380	543.02	390	429.41
380	585.49	390	578.29	400	512.43
390	530.50	400	528.98	410	563.91
400	453.03	410	458.41	420	564.76
410	411.86	420	355.19	430	517.37
420	270.21	430	346.90	440	471.97
430	185.23	440	234.28	450	272.63
		450	132.72	460	252.56

### 1.3 溶胀实验

溶胀是一种高分子聚合物在溶液中发生体积膨胀的现象, 常用作于干酪根结构的研究中。同时, 国内外一些学者进行了一些关于原油初次运移<sup>[12-13]</sup>和干酪根留烃<sup>[14-15]</sup>能力的研究。对于溶胀实验来说, 溶剂的选择尤为关键。Ritter 首先将溶胀理论应用于原油的初次运移研究中<sup>[12-13]</sup>, 他将原油分成 3 个组分:  $C_{15+}$ 饱和烃、 $C_{15+}$ 芳香烃和极性组分(胶质和沥青质), 对应的溶解度参数如表 3 所示。蔡玉兰等<sup>[14]</sup>和张馨等<sup>[15]</sup>对用溶胀方法研究干酪根的留烃能力进行了探索, 并且对各族组分的留烃量的计算进行了改进, 该方法不但可以研究排烃时间和排烃量, 而且对于研究初次运移造成的油气组分的分异有独到之处。通过 Larsen *et al.*<sup>[16-17]</sup>的研究, 可以得知干酪根的溶解度参数为  $19.40\sim 20.50(J/cm^3)^{0.5}$ 。根据相似相溶原理, 产物组分溶解度参数与残余干酪根的溶解度参数越接近, 那么产物在残余干酪根中的残留量就越大。因此, 我们选择了 5 种溶解度参数范围为  $14.94\sim 25.99(J/cm^3)^{0.5}$  涵盖残余干酪根溶解度参数范围的试剂(正己烷、乙酸乙酯、乙酸、异丙醇和乙醇)

进行溶胀实验(这 5 种溶剂的溶解度参数如表 4 所示), 得出原油在残余干酪根的滞留曲线。将玻璃管放入装有上述试剂中的玻璃瓶中, 在室温条件下, 浸泡 24 h, 之后用转速 6000 转/min 的离心机离心 10 min。用天平称量残余干酪根原始质量和离心后的质量, 前后称量的质量差为残余干酪根吸附溶剂的质量。

## 2 结果与讨论

### 2.1 原油生成动力学

不同升温速率条件下, 王 161 井干酪根生油产率的变化曲线如图 1 所示, 从图中可以看出王 161 井干酪根热解呈现的规律: 3 个不同升温速率条件下, 随着热解温度的增加, 王 161 干酪根原油产率随之增加, 当达到最大产率后, 产率随着热解温度的升高而下降, 这一结果是由于干酪根在生油过程中, 产物二次裂解形成气态烃和轻质油组分所致。王 161 井干酪根每克有机碳原油产量最大为 619.91 mg。

表 3 不同族组分溶解度参数  
Table 3 The solubility parameter of different components

组 分	溶解度参数 $(J/cm^3)^{0.5}$
$C_{15+}$ 饱和烃	13.91
$C_{15+}$ 芳香烃	16.37
极性组分	18.42

表 4 溶胀实验用试剂的溶解度参数  
Table 4 The solubility parameter values of solvents in the swelling experiment

溶 剂	溶解度参数 $(J/cm^3)^{0.5}$
正己烷	14.94
乙酸乙酯	18.62
乙酸	20.70
异丙醇	23.50
乙醇	25.99

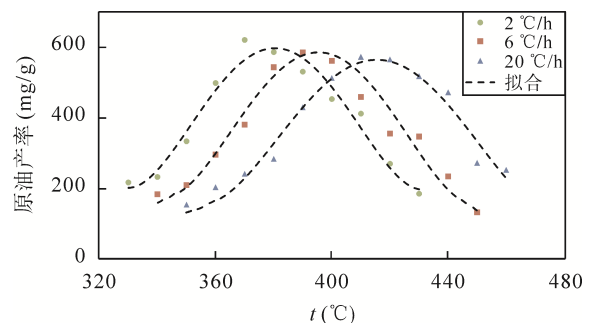


图 1 不同升温速率下王 161 井干酪根生油产率  
Fig.1 Oil yield of Wang161 kerogen at different heating rates

生烃动力学参数中活化能主要受到指前因子的控制, 对于 I 型干酪根而言, 活化能的分布基本上成正态分布。根据 Behar *et al.*<sup>[7-8]</sup> 的研究表明 I 型干酪根的活化能分布为 201.0~276.4 kJ/mol, 相当于 48~66 kcal/mol, 其平均活化能为 234.5 kJ/mol, 相当于 56 kcal/mol, 对应的指前因子为  $A = 5.64E+14 \text{ s}^{-1}$ , 也有一些学者<sup>[5-6]</sup>认为 I 型干酪根的平均活化能为 226.1 kJ/mol, 相当于 54 kcal/mol, 对应的指前因子为  $A = 5.50E+15 \text{ s}^{-1}$ 。原油生成动力学参数由动力学软件计算得出, 图 2 所示为王 161 井样品生成原油的活化能分布和指前因子。为了便于比较, 我们经过多次反复拟合, 通过不同指前因子的比较, 得到如下结论: 当指前因子  $A$  为  $5.00E+15 \text{ s}^{-1}$  时, 得到的活化能分布较好。王 161 井干酪根活化能分布为 205.2~226.1 kJ/mol, 相当于 49~54 kcal/mol, 主要活化能为 221.9 kJ/mol, 相当于 53 kcal/mol。我们得到的活化能范围与前人的研究结果基本相符, 主要活化能有所差异的原因是由于指前因子选择不同造成的。

## 2.2 不同成熟阶段原油在干酪根中的滞留

溶胀一般用于干酪根和溶剂的相互作用以及干酪根结构的研究中。只有当干酪根达到饱和状态后, 生成的原油才能从干酪根中排出。生成原油的溶解度参数可以由下面的公式计算得到:

$$\delta = \sum(W_i \delta_i) \quad (i = s, a, n) \quad (1)$$

式中:  $\delta$  表示在残余干酪根中滞留原油的总溶解度参数;  $W_i$  表示原油中不同组分的质量分数, 原油中不同组分的质量分数是由族组分分离称重后得到;  $\delta_i$  为不同组分的溶解度参数; s、a 和 n 分别代表饱和烃、胶质和极性组分(胶质和沥青质)。蔡玉兰等<sup>[14]</sup>和张馨等<sup>[15]</sup>在研究中发现, 残余干酪根的留烃能力随着干酪根成熟度的增加逐渐降低, 我们实验所得

出的结果与其研究的结果吻合。干酪根中吸附不同溶解度参数的溶剂质量可以通过公式(2)计算得出:

$$Q \text{ (mg/g)} = (w_2 - w_1)/m_0 \quad (2)$$

式中:  $w_1$  为残余干酪根的原始质量;  $w_2$  为溶胀实验后的干酪根质量;  $m_0$  为残余干酪根的有机碳含量, 表 5 中展示了王 161 残余干酪根吸附溶剂的质量。由表 5 可以得出, 干酪根吸附溶剂的能力随着成熟度的增加而降低。溶胀实验使用了 5 种不同溶解度参数的试剂, 然后得出 5 种试剂在不同升温速率不同温度的残余干酪根中的吸附量, 根据吸附量我们建立了残余干酪根吸附溶剂质量随着溶解度参数和成熟度的变化曲线(图 3)。每一条曲线可以近似拟合成为一条二次函数的曲线, 曲线的公式在文中没有给出。从图 3 可以看出, 随着程序升温到达的热解温度以及升温速率的不同, 残余干酪根吸附溶剂质量有显著的变化, 不同升温速率下残余吸附溶剂质量随着温度的升高而降低, 原油在残余干酪根中的滞留量随着成熟度的升高而逐渐降低。在不同升温速率下的不同温度点时, 生成原油的族组成是不同的, 经过族组分离后, 可以得出在不同升温速率不同温度点下的原油组成情况, 原油的总溶解度参数通过各组分的溶解度参数和组分含量加权求和计算得出。将公式(1)得到的残余干酪根中滞留原油的总溶解度参数代入残余干酪根吸附溶剂拟合曲线所得的二次函数公式中进行插值计算, 从而可以得到不同温度下原油在残余干酪根中滞留的质量。表 6 为插值得到的不同温度下原油在残余干酪根中滞留的质量。

干酪根留烃动力学参数的求取和生烃动力学参数的求取过程相似, 都是借助动力学软件进行拟合, 所不同的是留烃量是随着热解温度的升高而降低的过程, 所以在拟合转化率的时候需要做相应的倒转, 通过反复的拟合计算, 得到热解产生的残留油“留

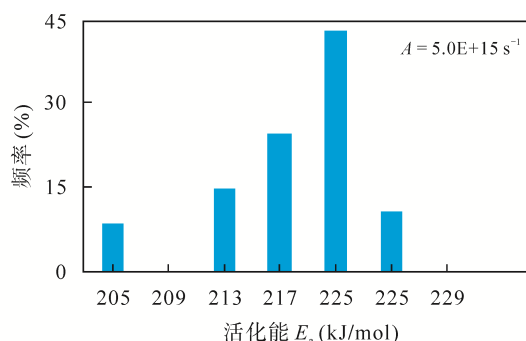
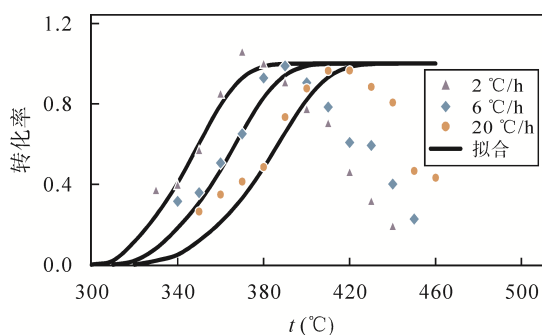


图 2 干酪根拟合生油曲线和动力学参数

Fig.2 The oil generation curve and kinetic parameters of kerogen

表5 残余干酪根吸附溶剂质量  
Table 5 Adsorbed quality of solvents in residual kerogen

<i>t</i> (°C)	正辛烷 (mg/g)	乙酸乙酯 (mg/g)	乙酸 (mg/g)	异丙醇 (mg/g)	乙醇 (mg/g)
2 °C/h					
350	189.19	256.76	391.89	310.81	166.67
360	165.56	218.54	350.99	271.52	158.94
370	138.98	179.66	318.64	237.29	145.76
380	129.31	168.10	314.66	215.52	116.38
390	119.62	153.11	272.73	196.17	100.48
400	109.22	153.58	255.97	167.24	102.39
410	100.00	181.82	242.42	160.61	93.94
420	89.71	147.76	248.02	153.03	87.07
430	84.37	134.37	209.38	168.75	84.37
440	72.73	127.27	236.36	160.61	90.91
450	65.42	126.17	224.30	163.55	84.11
6 °C/h					
360	196.53	246.63	405.82	290.94	190.75
370	173.58	215.09	376.23	252.83	181.13
380	162.37	190.72	353.09	244.85	157.22
390	153.41	178.98	329.55	207.39	161.93
400	135.42	174.48	307.29	187.50	145.83
410	123.20	166.32	299.79	197.13	127.31
420	116.47	134.54	285.14	180.72	122.49
430	110.34	156.90	262.07	153.45	94.83
440	84.21	138.95	258.95	143.16	82.00
450	76.92	138.84	253.28	150.09	90.00
20 °C/h					
360	239.94	303.16	464.08	310.34	251.44
370	221.05	268.42	407.89	286.84	231.58
380	198.20	239.64	383.78	259.46	205.41
390	187.22	246.70	367.84	231.28	204.85
400	177.30	234.04	347.52	215.13	191.49
410	159.34	195.05	310.44	197.80	167.58
420	162.29	173.11	342.94	181.56	146.97
430	139.59	169.34	290.62	164.76	116.70
440	117.02	162.23	316.49	178.19	125.00
450	105.49	154.01	280.59	156.12	109.70

烃转化率”拟合曲线图和活化能分布(图4)。从图4中可以看出干酪根残留油转化率曲线拟合程度较高,因此动力学参数拟合结果较准确。当转化率为0.37时,原油滞留转化率趋于不变。这一结果主要是由于在演化过程中有机质转化为性质相对稳定的焦沥青,从而使转化率保持不变。为了得到原油在干酪根中的滞留量,也将原油滞留量进行了动力学计算,选用与生烃动力学相同的频率因子,即  $A = 5.0E+15 \text{ s}^{-1}$ , 所得活化能分布为213.5~242.8 kJ/mol, 主活化能为238.6 kJ/mol。

### 2.3 沙四上段的原油生成-排出史

油气成藏期次的确定有助于正确认识油气藏的形成规律。目前确定成藏期次比较成熟的通用方法是烃类流体包裹体均一温度法。由于流体包裹体是矿物结晶过程中捕获于晶体中的成岩成矿流体,是流体生成、演化、运移、聚集过程中遗留下来的原始样品和历史记载,直接记录了沉积盆地油气成藏的条件及过程,作为化石记录它们可用于重塑油气藏。朱光友等<sup>[18]</sup>的研究中,根据古地温分析资料,采用地表温度为15 °C,地温梯度3.8 °C/hm,计算出东营凹陷油藏充注时对应的埋深分别为1450~2000 m和2450~2950 m,充注时间分别为32.8~24.6 Ma和13.6~2.0 Ma,两期充注分别对应于东营组沉积末期和馆陶-明化镇组沉积期。在东营组沉积末期,由于地壳运动,原油的生成和排出大约经历了近10 Ma的沉积间断。

东营凹陷目前地温梯度较高,据该区一些钻孔测温资料,现今地温梯度为3 °C/hm。据文献[19]报道,东营凹陷自喜马拉雅运动以来,具有正的古地热异常的特征,古地温梯度不会低于现今地温梯度,东营凹陷古地表温度为14 °C。根据东营地区古地表温度14 °C,地温梯度为3 °C/hm进行计算,可以得出东营凹陷沙四上段原油生成和滞留曲线(图5),生成油和滞留油产率随成熟度和时间变化如表7所示。

将原油生成动力学和滞留动力学参数与东营凹陷地质参数结合,通过计算得出原油生成量和滞留量随着地质时间的变化(表7)。图5为沙四上段原油生成和滞留史曲线,从图5中可以看出,东营凹陷沙四上段烃源岩到目前为止,原油累积产率为585.47 mg/g。在干酪根生成油气的过程中,生成的产物能否从干酪根中排出,往往取决于生成的油气量是否超过干酪根的留烃能力,只有生成量大于干酪根的留烃能力,产物才能从干酪根中排出。那么,结合图5中原油生成和滞留曲线,当东营凹陷沙四上段烃源岩的 $R_o$ 达到0.8%时,原油的生成量大于烃源岩对原油的吸附能力,认为原油可以从干酪根中排出,结合东营地区的热史<sup>[19]</sup>,可以得出东营凹陷沙四上段烃源岩原油排出时间为距今约8 Ma。前人<sup>[20]</sup>研究表明东营凹陷沙四上段烃源岩生成的原油向储层充注成藏主要有两个时期:第1期在距今30~25 Ma期间,第2期为距今5 Ma;原油生成和排出的时间略早于这两个时期,原油生成和排出过程在东营组沉积末期一般有所间断。

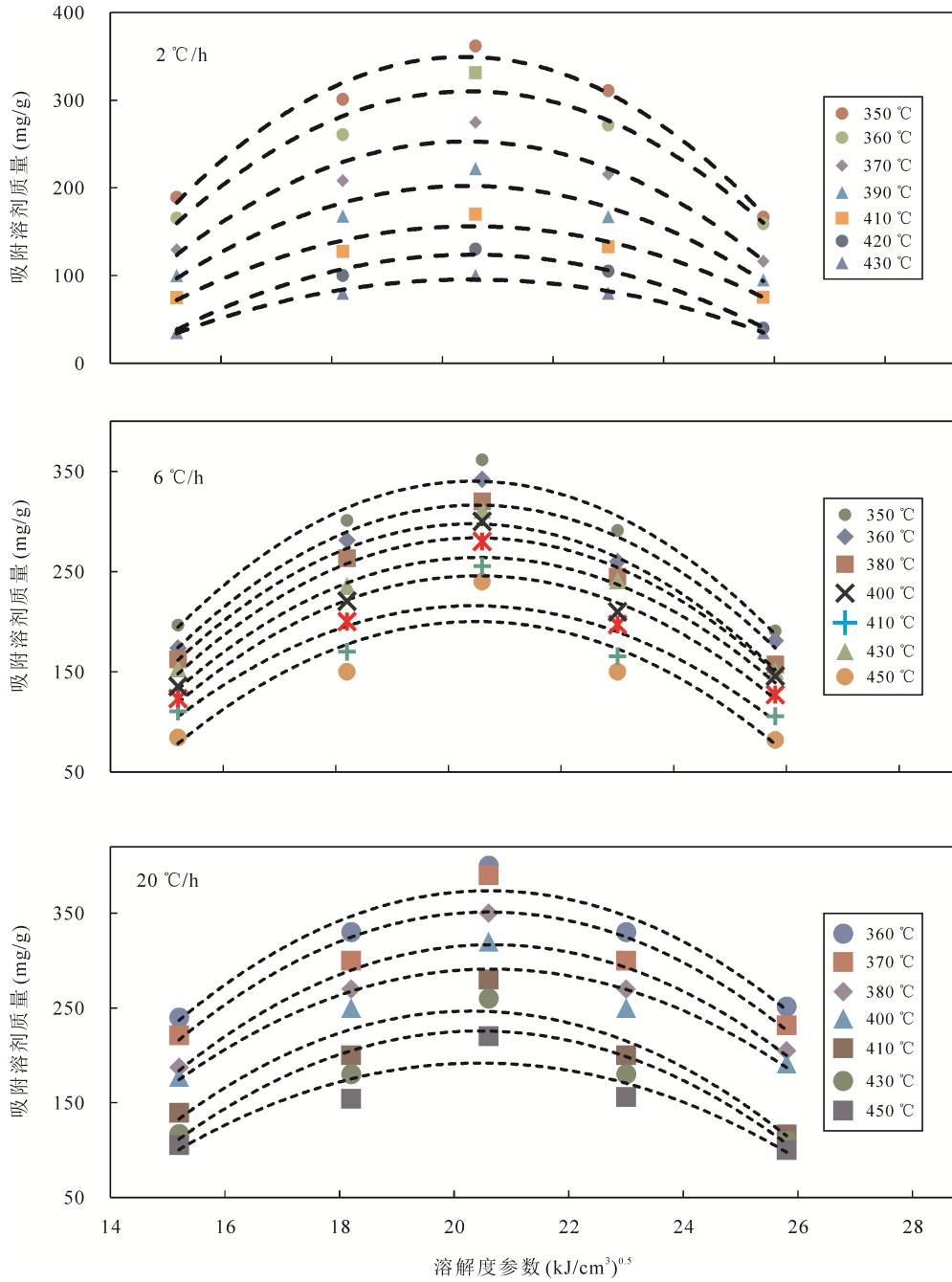


图 3 不同升温速率残余干酪根溶胀曲线

Fig.3 Residual kerogen swelling at different heating rates

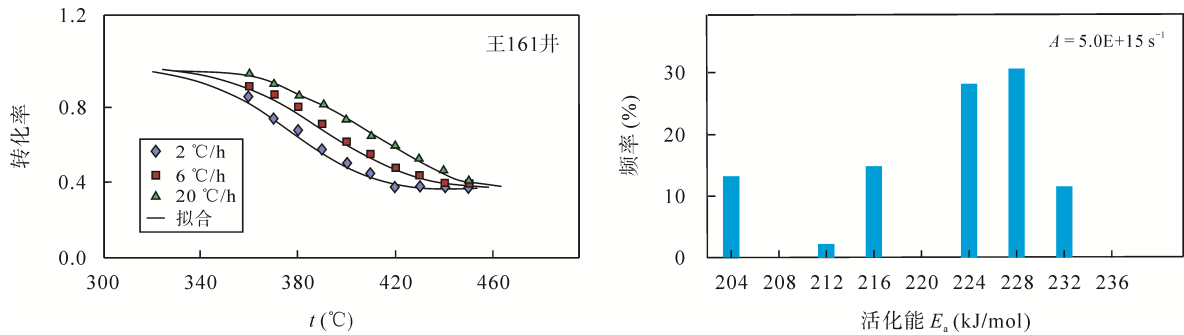


图 4 干酪根拟合残留油转化率曲线和动力学参数

Fig.4 The fitted retention curve and kinetic parameters of the kerogen



表6 不同温度下原油在残余干酪根滞留的质量  
Table 6 Adsorbed mass of oil in residual kerogen at different temperatures

$t$ (°C)	原油滞留量 (mg/g)	$t$ (°C)	原油滞留量 (mg/g)	$t$ (°C)	原油滞留量 (mg/g)
2 °C/h		6 °C/h		20 °C/h	
350	308.01	350.	309.11	360	350.29
360	270.20	360.	282.46	370	310.40
370	231.62	370	274.47	380	287.58
380	202.61	380	252.15	390	279.27
390	175.73	390	228.52	400	264.98
400	151.98	400	205.40	410	226.51
410	133.34	410	188.03	420	197.75
420	113.67	430	148.84	430	182.76
		450	148.45	450	136.69

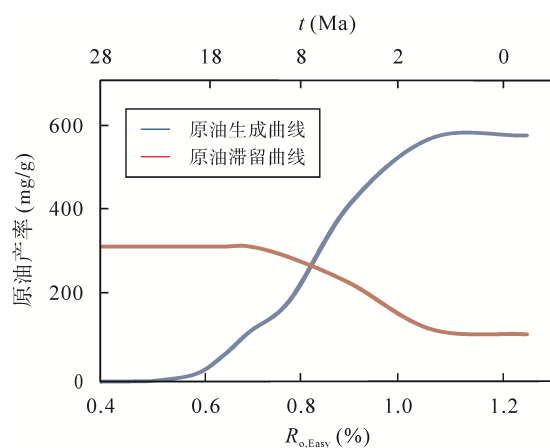


图5 沙四上段原油生成和滞留曲线

Fig.5 Oil generation and retention of Es4<sup>1</sup>

表7 计算的干酪根总生成油和滞留油产率

Table 7 The calculated yield values of oil generation and retention

$R_{o, Easy}$ (%)	$t$ (Ma)	原油生成量 (mg/g)	原油滞留潜量 (mg/g)
0.20	-47.20	0.00	310.40
0.24	-45.20	0.00	310.40
0.26	-42.80	0.00	310.40
0.31	-36.00	0.00	310.40
0.36	-30.53	0.01	310.40
0.41	-27.55	0.06	310.40
0.46	-23.87	0.65	310.40
0.51	-21.20	3.00	310.40
0.59	-17.73	18.80	310.40
0.64	-15.07	61.40	310.40
0.70	-12.40	118.66	310.40
0.78	-8.53	191.99	285.59
0.90	-4.53	424.74	225.11
1.07	-1.15	579.16	114.85
1.26	0.00	585.47	114.85

生油阶段结束时,可溶有机质在干酪根中依然有约 114 mg 的滞留量。前人<sup>[20]</sup>的研究显示,东营

凹陷沙四上段的生烃时间大约在距今 24.6~2.0 Ma。对于东营凹陷,古近纪为主要的油气生成时期。生烃量占总生烃量的 66%。在晚中新世到上新世的明化镇期排烃量到达总烃的 80%。我们的模拟结果与前人通过流体包裹体研究东营凹陷成藏过程得出的结论大体相符。

### 3 结论

(1) 本文采用热解实验和溶胀实验对不同成熟阶段东营凹陷沙四上段烃源岩生成原油和原油在烃源岩中的滞留能力进行了研究。沙四上段干酪根每克有机碳产油最大为 585.47 mg,沙四上段烃源岩进入生油阶段的时间约为距今 22.0 Ma。目前,沙四上段烃源岩进入生油后期阶段。

(2) 原油在干酪根中的滞留能力随着成熟度的增加而逐渐降低,随着热演化进行,成熟度进一步增加,有机质生成焦沥青,导致原油在干酪根中的滞留能力趋近于不变。

(3) 根据干酪根生成原油和原油在干酪根中的滞留情况判断,只有在干酪根生成的原油量在超过其留烃能力的情况下才能排出,得出当东营凹陷沙四上段烃源岩的  $R_o$  达到 0.8% 时,原油可以从干酪根中排出,结合东营地区的热史,沙四上段烃源岩原油排出时间约为距今 8.0 Ma。生油阶段结束时,可溶有机质在干酪根中仍有约 114 mg 的滞留。

### 参考文献(References):

- [1] Rogner H H. An assessment of world hydrocarbon resources[J]. Ann Rev Environ Resour, 1997, 22(1): 217-261.
- [2] Hill D G, Lombardi T E, Martin J P. Fractured shale gas potential in New York[J]. Northeast Geol Environ Sci, 2004, 26: 57-78.
- [3] Perry K, Lee J. Unconventional gas reservoirs: Tight gas, coal seams, and shales[R]. Working Document of the NPC Global Oil and Gas Study, Topic 29, Unconventional Gas, Texas, U.S. 2007: 52.
- [4] Zhang S C, Huang H, Su J. Ultra-deep liquid hydrocarbon exploration potential in cratonic region of the Tarim Basin inferred from gas condensate genesis[J]. Fuel, 2015, 160: 583-595.
- [5] Burnham A K, Braun R L. Development of a detailed model of petroleum formation, destruction and expulsion from lacustrine and marine source rocks[J]. Org Geochem, 1990, 16(1/3): 27-39.
- [6] Braun R L, Burnham A K. PMOD: A flexible model of oil and gas generation, cracking and expulsion[J]. Org Geochem,

- 1992, 19(1/3): 161–172.
- [7] Behar F, Kressmann S, Rudkiewicz J L, Vandenbroucke M. Experimental simulation in a confined system and kinetic modeling of kerogen and oil cracking[J]. *Org Geochem*, 1991, 19(1/3): 173–189.
- [8] Behar F, Vandenbroucke M, Tang Y, Marquis F, Espitalié J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation[J]. *Org Geochem*, 1997, 26(5/6): 321–339.
- [9] Zou C N, Zhang G, Tao S. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration[J]. *Pet Explor Dev*, 2010, 37(2): 129–145.
- [10] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas: part 2: Shale-oil resource systems[J]. *AAPG Memoir*, 2012, 97: 89–119.
- [11] Lu S F, Huang W H, Chen F, Li J, Wang M, Xue H, Wang W, Cai X. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application[J]. *Pet Explor Dev*, 2012, 39(2): 268–276.
- [12] Ritter U. Solubility of petroleum compounds in kerogen: Implications for petroleum expulsion[J]. *Org Geochem*, 2003, 34(3): 319–326.
- [13] Ritter U. Fractionation of petroleum during expulsion from kerogen[J]. *J Geochem Explor*, 2003, 78(8): 417–420.
- [14] 蔡玉兰, 张馨, 邹艳荣. 溶胀——研究石油初次运移的新途径[J]. *地球化学*, 2007, 36(4): 351–356.  
Cai Yu-lan, Zhang Xin, Zou Yan-rong. Solvent swelling: A new technique for oil primary migration[J]. *Geochimica*, 2007, 36(4): 351–356 (in Chinese with English abstract).
- [15] 张馨, 邹艳荣, 蔡玉兰, 赵长毅, 刘金钟. 原油族组分在煤中留存能力的研究[J]. *地球化学*, 2008, 37(3): 233–238.  
Zhang Xin, Zou Yan-rong, Cai Yu-lan, Zhao Chang-yi, Liu Jin-zhong. Retention potential of oil group-type in coals[J]. *Geochimica*, 2008, 37(3): 233–238 (in Chinese with English abstract).
- [16] Larsen J W, Li S. Solvent swelling studies of Green River kerogen[J]. *Energ Fuel*, 1994, 8(4): 932–936.
- [17] Larsen J W, Li S. An initial comparison of the interactions of type I and type III kerogens with organic liquids[J]. *Org Geochem*, 1997b, 26(5/6): 305–309.
- [18] 朱光有, 金强, 戴金星, 张水昌, 郭长春, 张林晔, 李剑. 东营凹陷油气成藏期次及其分布规律研究[J]. *石油与天然气地质*, 2004, 25(2): 209215.  
Zhu Guang-you, Jin Qiang, Dai Jin-xing, Zhang Shui-chang, Guo Chang-chun, Zhang Lin-ye, Li Jian. A study on periods of hydrocarbon accumulation and distribution pattern of oil and gas pools in Dongying depression[J]. *Oil Gas Geol*, 2004, 25(2): 209–215 (in Chinese with English abstract).
- [19] 胜利油田石油地质编写组. 中国石油地质志(卷 6): 胜利油田[M]. 北京: 石油工业出版社, 1987: 1–518.  
Writing Group of Petroleum Geology of Shengli Oil Field. *Petroleum Geology of China Vol.6: Shengli Oil Field*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1987: 1–518 (in Chinese).
- [20] 祝厚勤, 庞雄奇, 姜振学, 张如才, 张俊. 东营凹陷岩性油藏成藏期次与成藏过程[J]. *地质科技情报*, 2007, 26(1): 65–70.  
Zhu Hou-qin, Pang Xiong-qi, Jiang Zhen-xue, Zhang Ru-cai, Zhang Jun. Accumulation time and accumulation process of lithological reservoirs in Dongying Depression[J]. *Geol Sci Technol Inf*, 2007, 26(1): 65–70 (in Chinese with English abstract).