

文章编号: 1006-6616 (2002) 03-0272-07

辽河盆地东部凹陷北段生排烃史模拟及分析

曾龙伟¹, 刘立², 郑永红²

(1. 吉林大学, 长春 130026; 2. 辽河油田分公司勘探开发研究院, 盘锦 124010)

摘要: 本区的生排烃史的研究是基于地史、热史的模拟基础上进行的, 生排烃史的模拟是含油潜力预测的有效手段。从生烃强度来看, 本区的生烃强度中心位于牛局—青龙台构造带, 说明东部凹陷北段具备生烃洼陷, 是形成独立的含油气系统的基础。本区三套烃源岩为: 沙三段下部、沙一段和东营组。各时期的排烃量在东营组沉积末期达到高峰, 反映了东营组末期右旋走滑运动对油气运移的巨大影响, 是油气幕式运移的有利证据。本区的排烃强度中心位于牛局—青龙台构造带, 油气呈发散式向两侧运移, 因此, 除本区的牛局—青龙台构造带外, 茨榆坨高垒带和东部陡坡带也是油气聚集的有利场所。东营组时期是排油及排气量最大时期, 占总排油量 35.87%, 占总排气量 90.2%, 沙三段沉积末期的排油量仅次于东营组沉积末期, 说明本区的含油气系统至少有两个关键时刻。

关键词: 生烃史; 排烃史; 模拟; 辽河盆地; 东部凹陷

中图分类号: TE122.1+1

文献标识码: A

1 构造背景

辽河盆地属华北地台北延部分, 东临辽东台隆, 西接燕山沉降带, 北达内蒙地轴与松辽盆地相望, 是中、新生代发育起来的裂谷盆地。在辽河盆地范围内, 最高的幔隆位于海城—沈阳一带, 最小地壳厚度 30~32km, 累计沉积厚度达万米以上^[1]。新生代辽河盆地可划分为“三凹三凸”即西部凹陷、东部凹陷、大民屯凹陷、中央凸起、东部凸起、西部凸起等几部分, 总体上呈 NE 向展布。东部凹陷北段是东部凹陷的一部分, 西以古近系尖灭线为界, 东到营口—佟二堡大断裂, 南起茨 5 井, 北至彰 1 井, 面积约 1300km²。

由于深大断裂带长期继承性活动, 形成深达 3~10km 的断陷槽谷, 堆积巨厚的生油岩、储集岩和盖层。本区发育的含油气系统有三套烃源岩, 盆地模拟结果显示: 主要生油岩为沙三段下部的成熟烃源岩, 沙一段少部分烃源岩也进入成熟阶段, 除这二套成熟的烃源岩层, 东营组下部的烃源岩由于形成较晚, 大部分未进入生油门限。它们共用沙三中、上段 (E_2s^3)、沙一、二段 (E_3s^{1-2})、东营组下部 (E_3d^3) 为储集层; 主要盖层为各层大套暗色泥岩。

收稿日期: 2002-04-16

作者简介: 曾龙伟 (1964-), 男, 吉林大学在读博士, 一直从事石油勘探与开发。

2 生排烃史模拟

近 10~15 年来, 沉积盆地石油和天然气的生成过程的模拟已成为含油气性预测的重要工具。不同层系的含油潜力首先通过其生、排烃潜力表现出来, 而影响生排烃的主要因素包含了构造和沉积演化对烃源岩及其成熟程度的控制作用^[2], 也包括了下文将要阐述的烃类生成、运移、聚集的过程及保存条件。

2.1 生烃史模拟

(1) 生油量计算 生烃量计算: 单井某烃源层的生烃强度公式为:

$$E_{hc} = 10^{-4} (Z_2 - Z_1) M d C \frac{\bar{D}}{0.083 (1 - 0.01 \bar{D} |_{t=0})} \quad (1)$$

式中: E_{hc} ——烃源层的生烃强度, $10^4 \text{t}/\text{km}^3$

Z_1 ——烃源层顶界的深度, m, 由该层顶界的埋藏史确定

Z_2 ——烃源层底界的深度, m, 由该层底界的埋藏史确定

M ——烃源层内烃源岩的含量, %

d ——烃源层内烃源岩的密度, t/km^3 , 一般笼统取值为 $2.3 \times 10^9/\text{km}^3$

C ——残余有机碳含量, %

$\bar{D} |_{t=0}$ ——当 $t=0$ (现今) 时干酪根的降解率平均值, %, 可由后面式子计算而得

\bar{D} ——烃源层的降解率平均值, %, 可由后面的式子计算而得

0.083——从碳 (%) 换算为烃量 (kg/t) 的换算系数。

上式中的 $(1 - 0.01 \bar{D} |_{t=0})^{-1}$ 实际上是残余有机碳恢复系数的平均值。 \bar{D} 计算公式由下式给出:

$$\bar{D} = \frac{1}{R_{O_2} - R_{O_1}} \int_{R_{O_1}}^{R_{O_2}} D dR_O \quad (2)$$

式中: R_{O_1} ——烃源层顶界的 R_O 值, %, 由该层顶界的 R_O 史确定

R_{O_2} ——烃源层底界的 R_O 值, %, 由该层底界的 R_O 史确定

D ——干酪根降解率, %, 它是 R_O 的函数, 由烃源层顶底界的 R_O 史以及实地的降解率— R_O 关系曲线确定

d ——烃源岩层内烃源岩密度, %

(2) 生气量的计算 生气量的计算与生油量计算方法基本类似, 首先计算出单井某烃源岩的生气强度, 由烃源层顶底界的 R_O 史以及实地的生气率— R_O 关系曲线, 计算生气量。

2.2 排烃史模拟

排烃史模型建立目的在于重建含油气盆地的排烃量史和排烃流线史, 本次采用压差法求排油量, 它不仅适用于有规律的压实区, 而是由于考虑了烃源岩与储集岩之间的压差排液原理, 适用于无规律压实的地区, 因为本区孔隙度随深度变化存在有异常压力。

(1) 排油强度: 某井烃源岩单层排油强度公式为:

$$E_{ox} = \bar{E}_o C_{ex} \quad (3)$$

式中: E_{ox} ——烃源岩层的排油强度, $10^4 \text{t}/\text{km}^2$

\bar{E}_o ——烃源岩的生油强度, $10^4 \text{t}/\text{km}^2$

C_{ex} ——烃源层的排油系数

排油：

$$Q_{ox} = \sum_{i=1}^n E_{ox} \cdot \Delta S_i \quad (4)$$

式中： Q_{ox} ——烃源层的排油量， $10^4 t$

E_{ox} ——烃源层第 i 个网络上的排油强度， $10^4 t/km^2$

ΔS_i ——烃源层第 i 个网格的面积， km^2

上式是生油层的生烃强度公式，由生烃强度可以算出烃源岩层任一个网格点的生油强度 ($10^4 t/km^2$)，再与其所在的网格点上的面积相乘，进行累加，即计算出烃源层的生油量。

(2) 物质平衡法求排气：面对复杂的油气运移方式、相态等许多疑难问题，如何通过一个合理的简化途径去恢复排气史？地质学家们想到了从物质平衡原理出发，根据烃源岩层的生气量，再计算烃源层的总残留气量。

根据物质平衡原理，得到以下平衡方程：

$$E_{gx} = E_g - (E_{sw} + E_{so} + E_{ad}) \quad (5)$$

式中： E_{gx} ——烃源岩的排气强度， $10^8 m^3/km^2$ ；

E_g ——烃源岩的生气强度， $10^8 m^3/km^2$ ；

E_{sw} 、 E_{so} 、 E_{ad} ——分别为烃源岩石的残余水、油及岩石吸附气强度， $10^8 m^3/km^2$ 。

那么，烃源岩层中的排气量为：

$$Q_{gx} = \sum_{i=1}^n E_{gx_i} \Delta S_i \quad (6)$$

式中： Q_{gx} ——烃源层的排气量， $10^8 m^3$ ；

E_{gx_i} ——烃源层第 i 个网格上的排气强度， $10^8 m^3/km^2$ ；

ΔS_i ——烃源层第 i 个网格上的面积， km^2 。

3 生、排烃史分析

3.1 生烃强度分析

由于生烃强度等于生油强度及生气强度之和，那么东营组、沙一段、沙三段在各个时期生烃强度最大值分别为：东营组 $15.9 \times 10^4 t/km^2$ (0.0Ma)， $23.25 \times 10^4 t/km^2$ (24.6Ma)；沙一段： $58.78 \times 10^4 t/km^2$ (0.0Ma)， $487 \times 10^4 t/km^2$ (24.6Ma)， $44.3 \times 10^4 t/km^2$ (36.0Ma)；沙三段 $18.75 \times 10^4 t/km^2$ (0.0Ma)， $1875 \times 10^4 t/km^2$ (24.6Ma)， $1800 \times 10^4 t/km^2$ (36.0Ma)， $1095 \times 10^4 t/km^2$ (38.0Ma)。

从生烃强度分布来看，主要生烃中心为牛局—青龙台构造带，生烃强度由沙三段到东营组急剧减弱，反映沙三段沉积早期为强烈伸展快速沉降，是生油岩形成的主要时期；而东营组及沙一段沉积时期则为盆地萎缩期，是次要生油岩形成时期。说明东部凹陷北段具备生烃洼陷，有形成独立的含油气系统的基础。

3.2 排烃强度分析

从排烃强度等值图 (图 1) 可以看出，泥岩排油、排气强度中心仍在牛局—青龙台构造带，说明生 (排) 油 (气) 强度中心有一定的继承性。但在沙一段沉积时，生 (排) 油

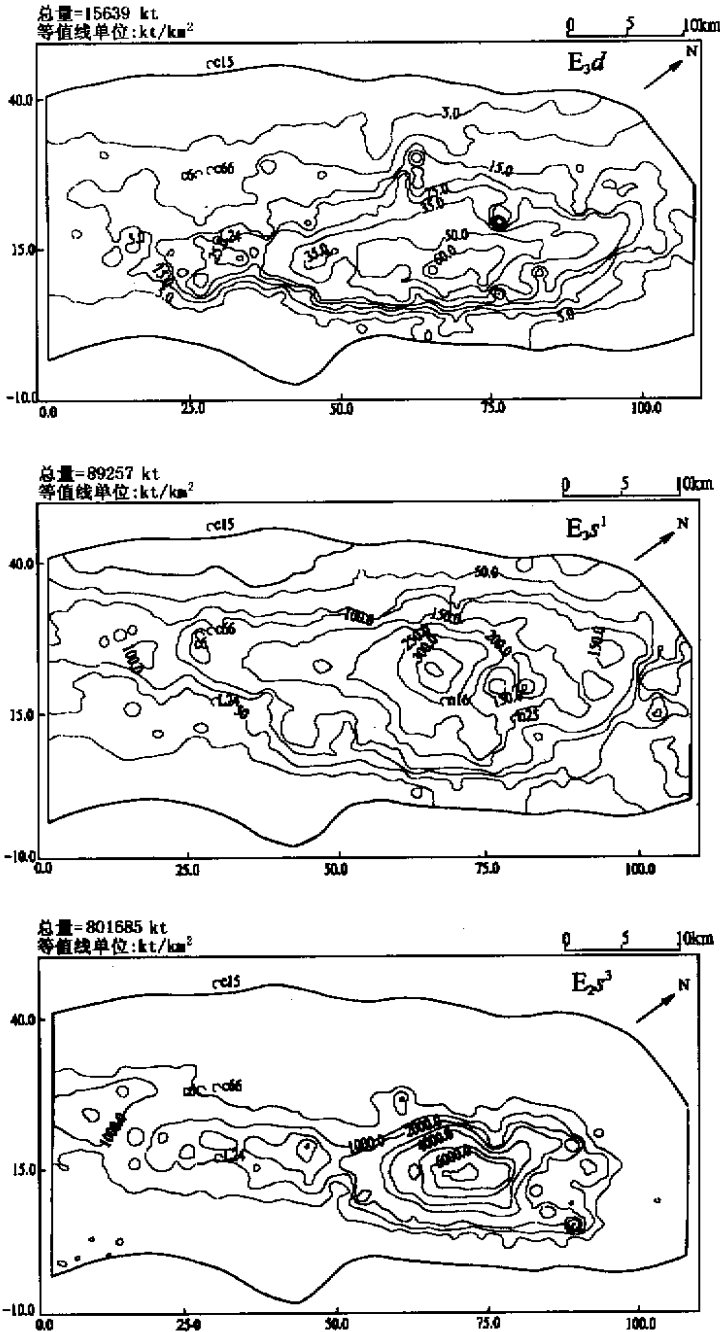


图 1 不同地质时期生油排烃强度等值图

Fig.1 Map Showing isogram of hydrocarbon ejecting intensity of the generating rock in different periods.

(气)强度中心向西偏移, 东营组沉积时向东侧又稍有回退, 反映了沉积中心“摆动式”向盆地中心迁移的过程。在一个大的超层序旋回内, 由大型水进到大型水退, 是湖盆由扩展到湖盆收缩的过程, 排烃强度分析进一步证实了超层序划分的合理性。

3.3 生排油气量分析

从以上各个时期东营组、沙一段及沙三段自身的生排油、生排气演化特点来看,由 38.0Ma (沙三段沉积末期) → 36.0Ma (沙一段沉积末期) → (24.2Ma) (东营组沉积末期) → 0.0Ma (现今时期),各生油层的生排油、生排气量逐渐增加,一方面与有机质逐渐趋于成熟的演化过程是一致的。另一方面,东营组、沙一段、沙三段分别生油 $55.2 \times 10^6\text{t}$ 、 $136 \times 10^6\text{t}$ 、 $1358 \times 10^6\text{t}$,以沙三段生油量所占比例最大,说明沙三段为主要生油岩。东营组、沙一段、沙三段累计生气量分别为 $26 \times 10^8\text{m}^3$ 、 $127 \times 10^8\text{m}^3$ 、 $6280 \times 10^8\text{m}^3$ 。沙三段生油岩排气期主要为东营组沉积期,占沙三段总生气量的 64.49%,反映了东营组沉积末期右旋走滑运动对油气运移的巨大影响,是油气幕式运移的有力证据。

4 油气运聚史模拟及分析

4.1 油气运聚史模拟

油气运聚及保存史是油气藏形成最重要的部分,但迄今仍为技术薄弱环节^[3],油气二次运移是指油气继初次运移之后,通过相对高孔高渗运载层的一系列运动,最大运移距离 100km。本次采用三相(油、气、水)现今流体势法,根据地史的基础数据,再加上流体流动压力梯度,运用水势、油势、气势的公式算出各井点的分层流体势。根据油势的值高低,可以为油气二次运移的方向提供依据。

计算油势公式:

$$\Phi_o = gh + P_o / \rho_o \quad (7)$$

式中: Φ_o ——油势, m^2/s^2

P_o ——油压, $\text{kg}/\text{s}^2 \cdot \text{m}$, $P_o = P_w + P_{cow}$ (P_{cow} 为油水系统中的毛管力,假设 $P_{cow} \approx 0$,则 $P_o \approx P_w$)

ρ_o ——油的密度, kg/m^3

g ——重力加速度

h ——油柱高度

4.2 油气运聚史分析

排油量、排气量史直方图(图 2)表明,东营组时期是排油及排气量最大时期,占总排油量 35.87%,占总排气量 90.2%,沙三期的排油量仅次于东营期,说明本区的含油气系统至少有两个关键时刻,为本区叠合含油气盆地复式含油气系统的形成提供了证据。

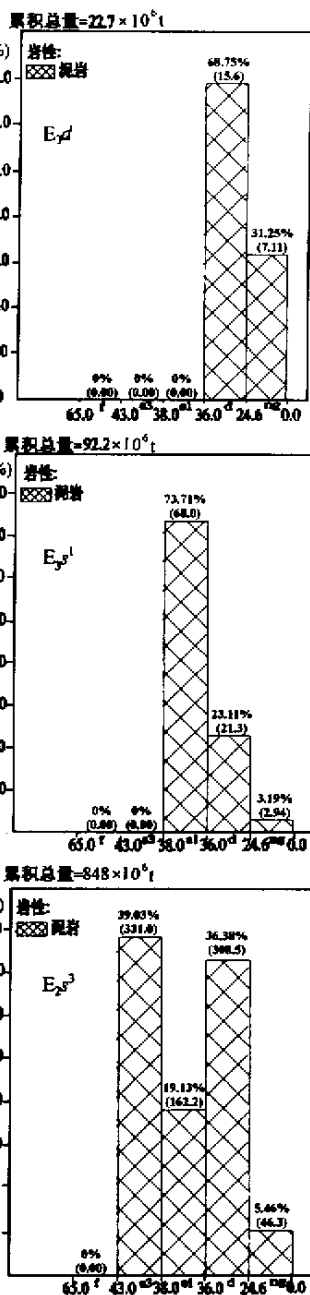


图 2 东部凹陷北段分层排油量史直方图
Fig.2 Histogram of oil ejecting history of different members in northern section of East Sag

5 结论

(1) 从生烃强度来看, 本区的生烃强度中心位于牛局—青龙台构造带, 说明东部凹陷北段具备生烃洼陷, 是形成独立的含油气系统的基础。

(2) 本区有三套烃源岩, 分别为沙三段下部、沙一段和东营组。各时期的排烃量在东营组沉积末期达到高峰, 反映了东营组末期右旋走滑运动对油气运移的巨大影响, 是油气幕式运移的有利证据。

(3) 从排烃强度来看, 本区的排烃强度中心位于牛局—青龙台构造带, 油气呈发散式向两侧运移, 因此, 除本区的牛局—青龙台构造带外, 茨榆坨高垒带和东部陡坡带也是油气聚集的有利场所。

(4) 东营组时期是排油及排气量最大时期, 占总排油量 35.87%, 占总排气量 90.2%, 沙三期的排油量仅次于东营期, 说明本区的含油气系统至少有两个关键时刻。

参 考 文 献

- [1] 石广仁. 油气盆地数值模拟技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1993, 28 ~ 42.
- [2] 庞雄奇, 陈章明, 陈发景. 含油气盆地地史、热史、生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, 97 ~ 135.
- [3] 中国石油学会地质专业委员会. 中国含油气系统的应用与进展 (第二版) [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001, 85.

SIMULATION AND ANALYSIS ON THE HISTORY OF GENERATING AND EJECTING HYDROCARBON AT THE NORTHERN SECTION OF EAST SAG IN THE LIAOHE BASIN

ZENG Long-wei¹ , LIU Li² , ZHENG Yong-hong²

(1. Jilin University , Changchun 130026 ;

2. Academy of Exploration and Exploitation , Branch Co. of Liaohe Oilfield , Panjin 124010 , China)

Abstract : Generating and ejecting hydrocarbon history of the research area is simulated on the basis of buried and thermal history. The simulation of generating and ejecting hydrocarbon history is the effective means to forecast the oil and gas potential. The generating hydrocarbon intensity center is Niuju-Qinglongtai depression , showing the there were generating hydrocarbon center in northern section of the East Sag that is the basis of petroleum systems. There are three set of hydrocarbon rocks i. e. Shasan , Shayi and Dongying Members. The high peak of the hydrocarbon ejecting qualities of all periods was reached at the end of Dongying Member deposition , reflecting the significant influence of dextral strike-slipping movement at the end of the period , which is the stronger evidence of oil and gas episode assembling. The center of ejecting hydrocarbon intensity is located in Niuju-Qinglongtai depression and hydrocarbon assembled dispersedly to the side laterally , so besides Niuju-Qinglongtai structural belt , Ciyutuo high rampart belt and eastern steep slope belt are also advantageous position of hydrocarbon assembling. The qualities of hydrocarbon ejecting were maximum at the end of Dongying Member deposition , account for 35. 87% of oil ejecting , 90. 2% of gas ejecting , Shasan Member was the second , which demonstrated there are two critical moment of the petroleum systems in the area.

Key words : generating history ; ejecting history ; simulation ; Liaohe basin ; East Sag