

文章编号:0253-9985(2012)05-0675-11

东营凹陷博兴洼陷石油生成、运移和聚集史数值模拟

王冰洁¹, 罗胜元¹, 陈艳红², 吴旺林³

(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. 中国石油 新疆油田分公司 采油二厂, 新疆 克拉玛依 834008; 3. 中国石油 华北油田公司 二连分公司, 内蒙古 锡林浩特 026000)

摘要:渤海湾盆地东营凹陷博兴洼陷烃源岩为沙河街组三段中、下亚段和沙河街组四段上亚段暗色泥岩, 原油探明地质储量主要集中在沙三段和沙四段砂岩储层中。在恢复东营凹陷博兴洼陷热史的基础上, 对烃源岩段成熟史、生排烃史和油气聚集史特征进行了模拟。结果表明: ①至少存在两期原油的生、排烃过程, 第一期为 30~25Ma, 第二期为 16~0Ma, 特别是距今 5Ma(馆陶组沉积末期)以来, 石油大量生成并排出形成现今的油气分布格局, 而现今主力烃源岩段仍处于大量生油阶段; ②沙四段原油的生成量和聚集量都明显大于沙三段, 说明主力烃源岩段的生、排烃特征对原油纵向分布具有一定控制作用; ③在沙三中、下亚段和沙四上亚段共划出 7 个距离源区较近的有利油气聚集区, 而缓坡带虽处于油气低势区, 有利于油气的聚集, 但烃源岩成熟度低, 并且来自于洼陷区的原油受博兴断裂带阻隔, 导致博兴缓坡带油气聚集量小。

关键词:数值模拟; 石油生-运-聚史; 沙河街组; 东营凹陷; 济阳坳陷

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Numerical simulation of hydrocarbon generation, migration and accumulation in the Boxing sag, Dongying Depression, Jiyang Subbasin

Wang Bingjie¹, Luo Shengyuan¹, Chen Yanhong² and Wu Wanglin³

(1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China; 2. No. 2 Oil Production Plant, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834008, China; 3. Erlian Subsidiary Company, Petrochina Huabei Oilfield Company, Xilinhot, Inner Mongolia 026000, China)

Abstract: The dark shale rich in organic matter in the middle and lower parts of Member 3(Es^3) and the upper part of Member 4(Es^4) of the Shahejie Formation are the source rocks in the Boxing sag of the Dongying depression. The measured geologic reserves are mainly discovered in the sandstones of the Es^3 and Es^4 . Based on a reconstruction of thermal history of the sag, the researchers simulated the source rock thermal maturation history and hydrocarbon generation, migration and accumulation histories. The findings are listed as the following: ①There are at least two periods of hydrocarbon generation and expulsion with the first period lasting from 30Ma to 25Ma and the second ranging from 16Ma to 0Ma. of the second period, the most important time is from 5Ma (the end of deposition of the Guantao Formation) to the present, during which large amount of oil were generated and distributed the way we see today, and the major source rocks are supposed to be still generating oil at present; ②The amount of oil generated and accumulated in the Es^4 member is significantly bigger than those in the Es^3 member, indicating the hydrocarbon generation and expulsion process of the main source rocks controlled the vertical crude oil distribution to a certain extent. ③Seven favorable oil plays are identified near the main source rocks according to the simulation. Although the gentle slope in the Boxing sag is located in the lower oil-potential

收稿日期:2011-08-15; 修订日期:2012-06-10。

第一作者简介:王冰洁(1984—),男,博士,储层预测和油气成藏模拟。

基金项目:构造与油气资源教育部重点实验室基金项目(TPR-2010-10)。

area and is favorable for oil migration and accumulation, the maturity of source rocks at the slope area is low and the oil migration from the lower area is blocked by the Boxing fault zone, resulting in the relatively small amount of oil accumulated in the slope.

Key words: numerical simulation, history of hydrocarbon generation, migration and accumulation, Shahejie Formation, Dongying depression, Jiyang Subbasin

含油气盆地中油气聚集区可以通过盆地构造、沉积特征结合油气运移方向而确定,其中可以利用地球化学指标来确定油气运移路径,但现今的油气聚集区都是由于油气的运移路径在地史时期受古构造和岩性控制而形成,因此地化指标的分析不适用于研究地史时期的油气运移过程。所以,盆地数值模拟技术在含油气系统的研究中具有非常重要的作用,对于定量研究地史时期油气的生成、运移、聚集、破坏和再聚集的过程具有重要意义^[1-14],从而降低油气区域勘探的风险。

流体势是地下流体受浮力、重力、压力、水头、温度等因素综合作用的结果,而温度对于烃源岩中生烃期和生烃量起着非常重要的作用,因此在运用盆地模拟技术模拟油气生成、运移和聚集时首先需利用钻井地质基础数据、实测温度、成熟度和地层年龄资料。油气二次运移的宏观路径受流体势分布特征的控制^[15-16],特别是在成藏时期古流体势对油气成藏具有直接的控制作用^[17]。流体势模拟过程中油气运移动力来源于水动力和净浮力,其中古构造面和孔隙流体压力是主要的控制因素^[18],阻力主要是毛细管力^[19],其控制因素主要为连通孔喉的直径和流体性质^[20-22]。

渤海湾盆地东营凹陷博兴洼陷近 600 口探井揭示目前原油探明储量主要集中在沙河街组三、四段砂岩储层中,并以沙四段储层为主;砂岩储层的埋藏深度为 2 000 ~ 3 500 m,孔隙度值分布主要在 10% ~ 30%,渗透率范围主要在 $1 \times 10^{-3} \sim 1\ 600 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。油源对比结果表明沙三、沙四段的烃源岩为主要油源层,且烃源岩层生烃潜力大,因此,对博兴洼陷主力烃源岩层油气的生成、运移和聚集史进行研究有利于揭示博兴洼陷沙三、沙四段的成藏规律和控制因素。本文在模拟博兴洼陷烃源岩埋藏史、热史和成熟生烃史的基础上,构建博兴洼陷三维地质模型,对沙三中、下亚段和沙四上亚段关键成藏期的古流体势特征进

行空间三维模拟计算,得到了博兴洼陷原油整体上古油势控制下的运移和分布特征,并预测了有利的油气聚集区。

1 地质概况

东营凹陷发育博兴、利津、牛庄和民丰 4 个负向构造单元,博兴洼陷位于东营凹陷西南部(图 1a),面积约 1 300 km²,其北西向的高青-平南断层、北东向的乐安-纯化断裂带和南侧的鲁西隆起控制了洼陷的形成和演化,表现为北陡南缓的箕状断陷。在博兴洼陷西侧和西北侧,高青-平南断层将博兴洼陷和花沟西向斜、青城凸起、里则镇次洼、尚店平方王几个构造带隔开,东部和东北部通过纯化-草桥断裂构造带与利津、牛庄和中央断裂带相隔(图 1b);博兴洼陷又可进一步划分为北部陡坡带、中部洼陷区和南部缓坡带 3 个次级构造单元。洼陷内新生界地层自下而上发育有古近系孔店组(Ek)、沙河街组(Es)和东营组(Ed),新近系馆陶组(Ng)和明化镇组(Nm),第四系平原组(Qp)共 6 套地层,其中沙河街组自下而上又可分为沙四段(Es⁴)、沙三段(Es³)、沙二段(Es²)和沙一段(Es¹),沙四段可以分为上、下 2 个亚段(Es^{4(上)}}, Es^{4(下)}}),沙三段可以分为上、中、下 3 个亚段(Es^{3(上)}}, Es^{3(中)}}, Es^{3(下)}}),均为博兴洼陷勘探目的层段。根据前人对东营凹陷烃源岩研究结果^[23-24],该洼陷区主要烃源岩发育在沙四上亚段和沙三中、下亚段。其中,沙四上亚段烃源岩有机碳分布范围在 2.0% ~ 3.0%,生烃潜量($S_1 + S_2$)主要分布范围在 16 ~ 20 mg/g;沙三下亚段烃源岩有机碳分布范围在 1.0% ~ 3.5%,生烃潜量主要分布范围在 16 ~ 20 mg/g;沙三中亚段有机碳分布范围主要在 1.5% ~ 3.0%,生烃潜量主要分布范围在 4 ~ 12 mg/g;沙四上亚段和沙三下亚段油页岩中,干酪根多数为典型的 I 型,具有很高的生烃潜力;沙三中亚段干酪根以 I 型和 II 型为主,部分层位以 II 型和 III 型为主。

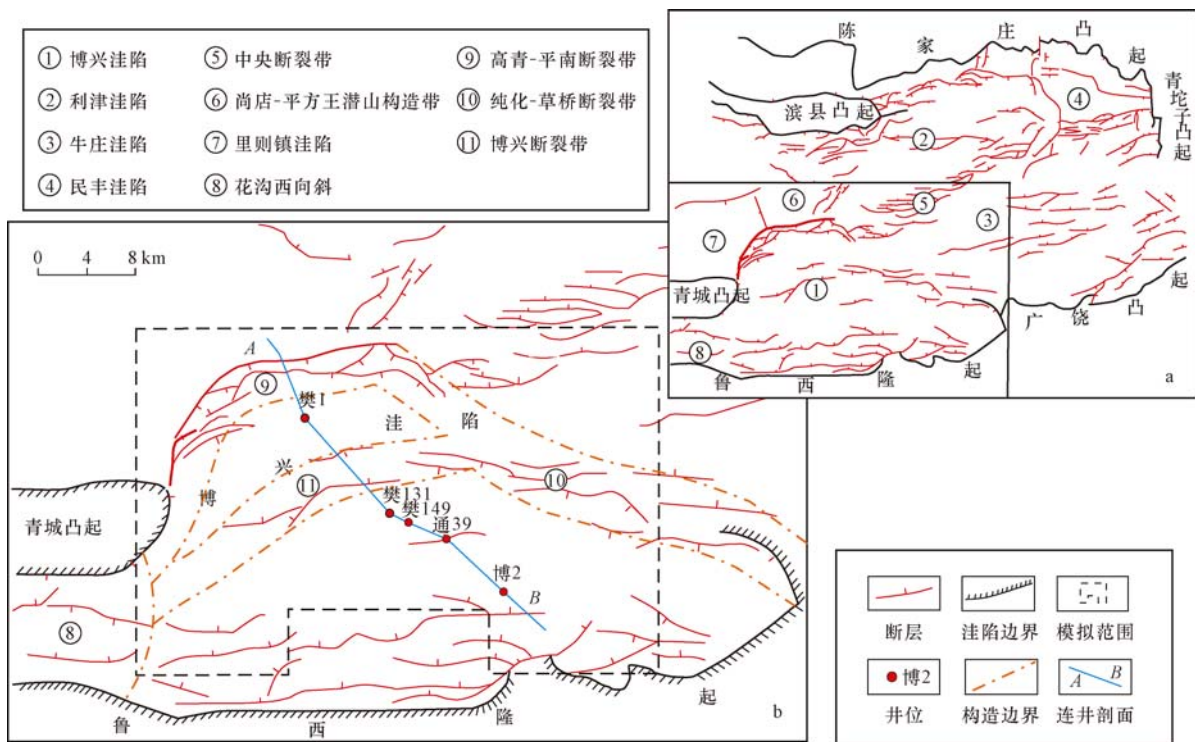


图1 东营凹陷博兴洼陷构造位置和构造特征

Fig.1 Structural location and characteristics of the Boxingsag in the Dongying Depression

2 埋藏史和热史模拟

2.1 埋藏史模拟

埋藏史模拟是采用反演的方法来恢复地层的古厚度,根据质量守恒原理,从现今盆地地层分布特征出发,按地质年代逐层回剥。埋藏史恢复中最为重要的是沉积地层压实模型的建立,即孔隙度-深度关系的确定,本文采用 Falvey 和 Middleton 在 1981 提出的倒数模型^[25] [式(1)],渗透率模型则采用 Modified Kozeny - Carman 渗透率计算公式^[25] [式(2)],岩性参数通过单井分段统计并结合博兴洼陷各段沉积相特征输入,并计算混合岩性的各项参数。

$$\frac{1}{\phi} = \frac{1}{\phi_0} + kz \quad (1)$$

式中: ϕ ——孔隙度,%;

ϕ_0 ——初始孔隙度,%;

k ——压实因子,无量纲;

z ——深度,m。

$$K = \begin{cases} \frac{0.2\phi^3}{S_a^2(1-\phi)^2} & (\phi \geq 0.1) \\ \frac{20\phi^5}{S_a^2(1-\phi)^2} & (\phi < 0.1) \end{cases} \quad (2)$$

式中: K ——渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;

S_a ——骨架的颗粒比表面积, m^2/m^3 。

东营凹陷在距今 25 Ma 左右(东营组沉积末期)整体抬升遭受剥蚀,前人已通过单井计算,研究过包括该区的济阳凹陷地层剥蚀厚度^[26],在此基础上,本文通过南北向地质剖面,利用地层对比的方法来恢复博兴洼陷东营组末期地层剥蚀厚度。结果表明在博兴洼陷区,剥蚀厚度为 200 m 左右,而在洼陷边缘,剥蚀厚度可以达到 600 m 以上,并以此为依据开展博兴洼陷埋藏史模拟。

2.2 热史模拟

在盆地模拟系统中,热流史和地温史的作用在于为进一步模拟成岩史、生烃史、排烃史和运移聚集史提供温度场的特征,是盆地模拟的关键环

节^[27]。热史恢复需要已知现今热流值或恢复现今热流值,现今热流值取决于岩石的热导率和地温梯度,有多种获取方法,本文则采用热传导法来计算现今热流值。通过博兴洼陷单井实测地温随深度的统计特征来得到现今地温梯度,结合地层热导率数据得到现今热流值;博兴洼陷实测地层温度和深度的关系图显示现今的地温梯度为 $41.4\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$,恒温层温度约为 $11\text{ }^{\circ}\text{C}$ (图2a)。在热史恢复方法中,根据已知的洼陷现今热流,采用地球动力学和热力学-化学动力学^[28-29]相结合的反

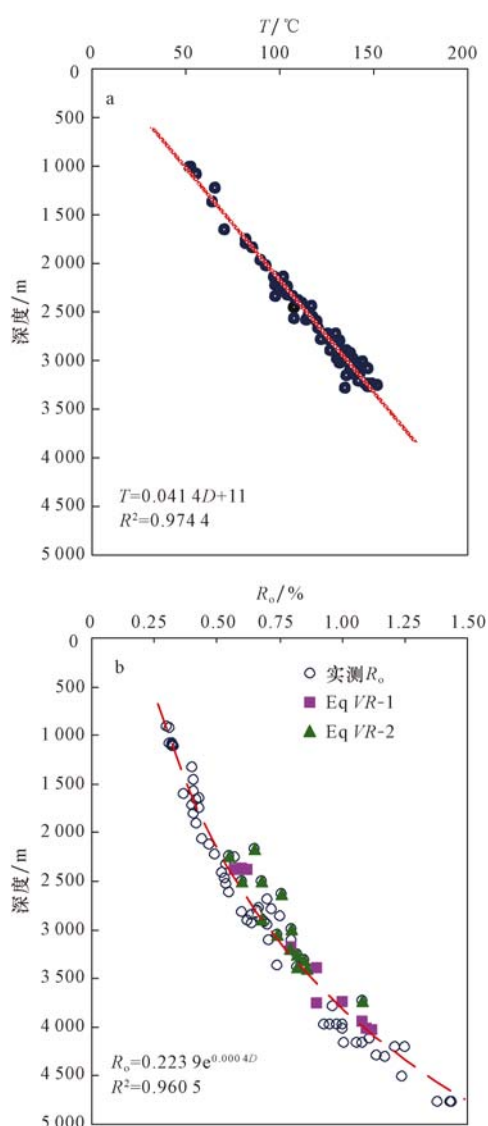


图2 博兴洼陷温度(T)和成熟度(R_o)随深度(D)的变化
Fig. 2 Temperature and maturity values vs. depth
in the Boxing sag

[图b中,Eq VR为等效 R_o 。其中,Eq VR-1为蒋启贵测试数据(文献[30]);Eq VR-2为郭汝泰测试数据(文献[31])。]

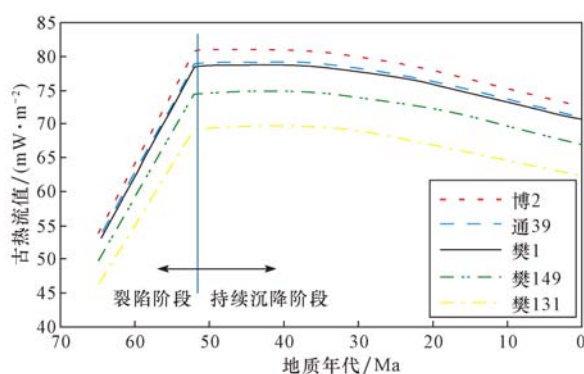


图3 博兴洼陷连井A—B剖面5口单井古热流值变化特征

Fig. 3 Heat flow value varieties during the period of rifting and post-rifting for five wells on the profile A-B in the Boxing sag

演技术,反推得到该洼陷的热流史和地温史,并用实测镜质体反射率数据或者在无实测资料的单井上,利用拟合公式计算镜质体反射率值(图2b)对模拟结果进行约束和检验。

瞬态热流模型考虑了不同地层热流随热容和时间的变化,通过瞬态热流模型计算过A—B剖面上5口单井(图1)现今热流值分别为: $72.5\text{ mW}/\text{m}^2$ (博2井)、 $71\text{ mW}/\text{m}^2$ (通39井)、 $67\text{ mW}/\text{m}^2$ (樊149井)、 $62.3\text{ mW}/\text{m}^2$ (樊131井)和 $70.6\text{ mW}/\text{m}^2$ (樊1井)。根据博兴洼陷的构造演化特征,采用裂谷热流模型(Rifting Heat Flow)计算古热流值(图3),最终模拟计算的镜质体反射率和实测值拟合的结果具有很好的一致性(图4),说明模型和所选参数可被接受用来进行博兴洼陷热史研究。热流史的计算结果表明,博兴洼陷的古热流演化可以明显的分为两个阶段,即早期的热流值增加阶段和晚期热流值减小阶段,在盆地初始伸展裂陷期快速沉降($65\sim 52\text{ Ma}$),岩浆和火山活动较为强烈,受济阳运动的影响,博兴洼陷持续伸展发育,岩石圈减薄,岩浆上涌,热流值呈线性增加,平均热流值在距今 52 Ma 的孔店组沉积末期达到最大值,而后进入热沉降阶段的拗陷期,热流值逐渐下降。

3 烃源岩生排烃史模拟

3.1 烃源岩成熟史模拟

在地层构造格架的控制下,分别计算了一维、

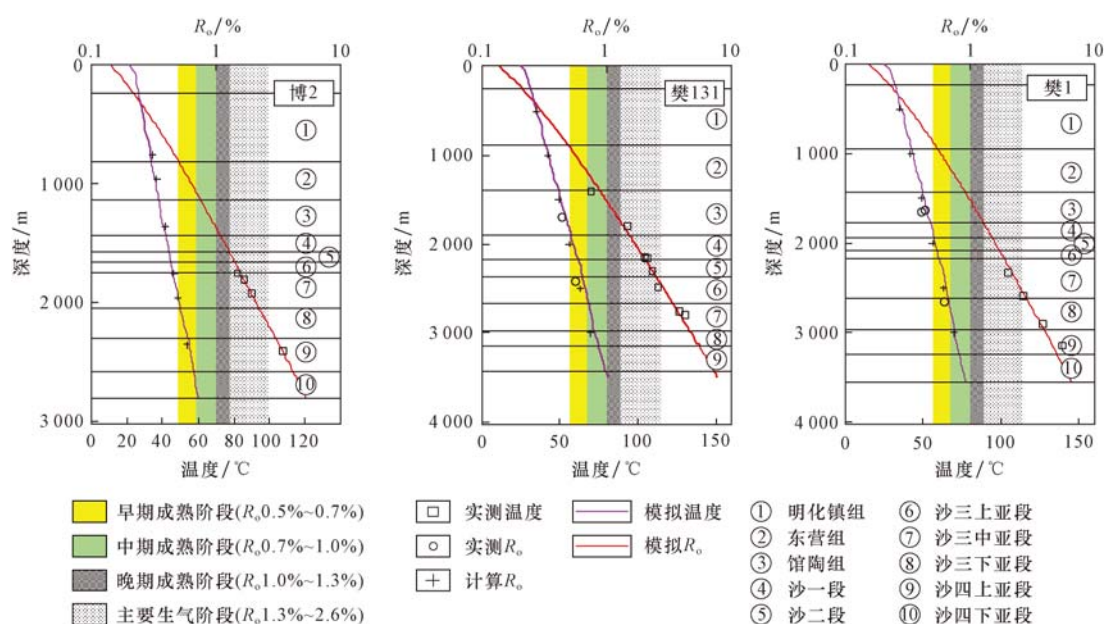


图4 博兴洼陷博2井、樊131井和樊1井模拟成熟度和温度与实测值拟合关系

Fig. 4 Matching curves between the measured and modeled maturity and temperature in the wells of Bo-2, Fan-131 and Fan-1

二维和三维博兴洼陷烃源岩成熟度,并用实测 R_o 和温度值对模拟结果进行约束和检验。成熟度常用的计算方法有3种: Lopatin - TTI 法^[32] (TTI - R_o 法)、LLNL - Easy% R_o 法^[33] 和 Simple - R_o 法^[34], 分别适用于不同勘探程度的地区。本文采用目前广泛应用的 Sweeney - Burnham 的镜质体反射率模型^[33] (Easy% R_o 模型) 来计算成熟度。Easy% R_o 模型是 VITRIMAT 模型的简化^[35], 此模型不仅考虑了多个一级平行化学反应及其相应反应活化能, 而且还考虑了加热速率, R_o 的计算值的

变化范围为 0.2% ~ 4.7%, 适用于大多数沉积盆地。在模型参数选择中结合博兴洼陷烃源岩特征, 将烃源岩干酪根类型设置为 I 型, 其镜质体反射率模拟结果与实测 R_o (图4) 的关系说明 Easy% R_o 模型适用于博兴洼陷。

以一维单井模拟结果作为约束, 进行二维剖面和三维空间成熟度模拟。图5展示了博兴洼陷过井 A—B 剖面(图1)模拟的现今成熟度结果。可以看出, 博兴洼陷烃源岩层段现今的成熟度 R_o 值为 0.3% ~ 1.1%, 主要处于生油阶段, 生油门限

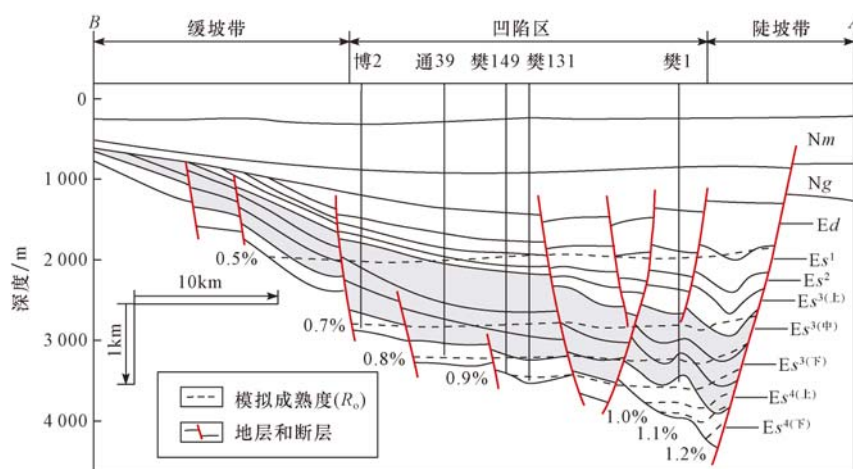


图5 博兴洼陷连井 A—B 剖面上现今成熟度模拟结果

Fig. 5 Simulation of the present maturity on the profile A - B in the Boxing sag

深度为2 000 m左右,在2 815 m深度左右开始大量生油;南部缓坡带的成熟度较低, R_o 值分布在0.3%~0.7%,深度范围1 000~2 750 m;北部陡坡带和凹陷区的成熟度较高,分布在0.6%~1.1%,对应的深度范围为2 350~3 920 m。图6为博兴洼陷不同层位烃源岩层段距今16 Ma、2 Ma和0 Ma时的成熟度等值线。如图所示,烃源岩层段成熟度 R_o 值处于0.4%~1.1%,在平面上从洼陷边缘向中心随着埋藏深度的增加而逐渐增加;在距今16 Ma,东营组剥蚀结束,洼陷开始再次沉降接受新近系沉积,埋深再次增加,此时,沙三中亚段顶界烃源岩成熟度在深洼区中心 R_o 值达0.5%,进入生油门限,沙三段底界(沙四上亚段顶界)烃源岩的成熟度 R_o 值在洼陷区处于0.4%~0.6%,进入低熟油生成阶段;沙四上亚段底界烃源岩成熟度 R_o 值在深洼区为0.6%~0.8%,处于低熟至成熟油生成阶段。在距今2 Ma(明化镇组沉积末期),沙三中亚段顶界烃源岩成熟度 R_o 值在洼陷区大于0.5%,沙三中-下亚段整体进入成熟生油阶段,底界成熟度在深洼区中心大于0.7%,进入

大量生油阶段;沙四上亚段底界烃源岩成熟度 R_o 值在深洼区大于0.7%,进入大量生油阶段;在现今0 Ma,沙三中亚段顶界烃源岩成熟度 R_o 值在洼陷区大于0.5%,沙三段底界烃源岩成熟度 R_o 最大值为0.9%,沙四上亚段底界 R_o 最大值为1.2%,深洼区 R_o 大于0.7%,处于大量生油阶段,在南部地区,成熟度相对较低,在0.5%~0.7%,处于低熟油气生成阶段。受博兴洼陷地层构造特征的影响,相同层位烃源岩在不同地区埋藏深度不同,加之不同地区热流值的差异,导致成熟度表现出洼陷深处成熟度较高,从洼陷深处向边缘浅处成熟度随埋藏深度减小而逐渐变小,不同成熟程度的烃源岩围绕洼陷区呈环带状分布,因此深洼区烃源岩生烃时间早。

3.2 烃源岩排烃史模拟

本次选用烃类饱和度排驱模型^[36-37](saturation expulsion model)模拟烃源岩排油,假设含油气饱和度达到一定的门限值,油气开始从源岩中排出。源岩在深埋演化过程中,其生烃量满足了自

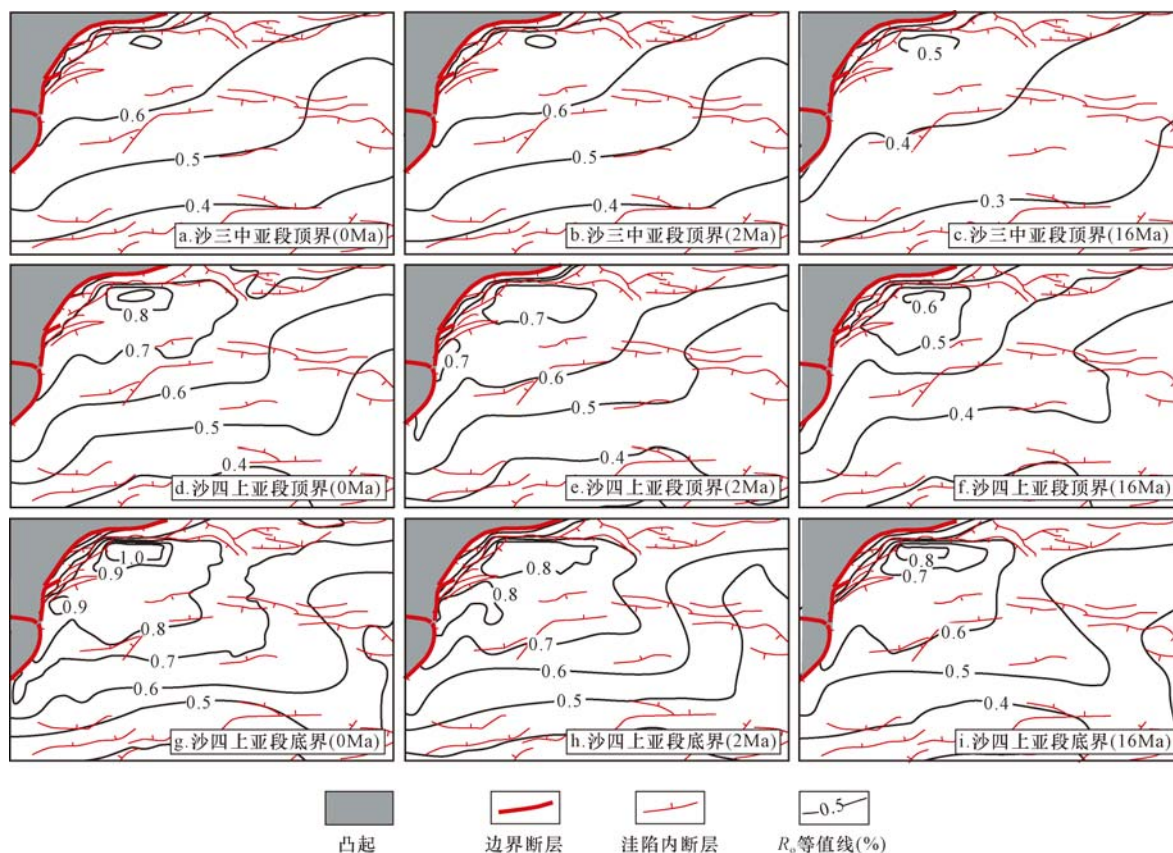


图6 博兴洼陷沙三中亚段和沙四上亚段顶、底界面烃源岩成熟度(R_o)演化结果

Fig. 6 Thermal maturity evolution at the top and bottom of the Es^{3z} and Es^{4s} submembers in the Boxingsag

身吸附残留烃量、水溶残留烃量、油溶残留烃(气)量、毛细管或封闭孔隙残留量等各种形式的残留需要后,才能开始以游离相排出油气,可把此时的含烃饱和度称其为排烃门限的临界饱和度,即要满足一定的残留烃临界饱和度后,多余的烃才能排出;其中,排烃饱和度的门限值没有固定值,它与岩石的类型和物理性质关系密切,为了得到博兴洼陷合理的排烃饱和度门限值,本次采用博兴洼陷取心井含油砂岩储层流体包裹体均一温度的测定数据来确定成藏期次,并结合前人研究对排烃饱和度研究的结果^[38]反推排烃饱和度的方法。关于利用烃类流体包裹体均一温度来确定成藏期次的方法已成熟并被广泛应用^[39],国内已有学者利用球化学特征^[40]和储层流体包裹体^[41-45]等资料对东营凹陷成藏期次进行过许多研究,针对博兴洼陷,本文通过11口单井19块样品的包裹体均一温度测试数据进行分析,结果表明博兴洼陷的与含烃包裹体同期的盐水包裹体的均一温度值主要分布在90~100℃和110~150℃。采用与油包裹体同期的盐水包裹体测温数据在埋藏史上投影的方法,将博兴洼陷成藏期次划分为两期,第一期为古近纪东营组沉积末期,第二期为新近纪至今,经过反复对比分析,认为将排烃饱和度门限值确定为1%时,饱和度模型模拟结果与博兴洼陷油气充注期次相吻合。

樊131井位于博兴洼陷区樊131断鼻构造高部位处,从樊131井沙四上亚段和沙三中、下亚段生排烃史模拟结果可以看出,博兴洼陷区烃源岩段的生排烃演化过程可以明显分为3个阶段:①第一阶段从30~25 Ma,洼陷持续沉降,沙四上亚段底界烃源岩在距今30.3 Ma,埋深为1 800 m时,开始进入生油门限,成熟度 R_o 值达到0.5%,门限温度为90℃;沙三段底界烃源岩在距今27 Ma,埋深1 850 m时,进入生油门限($R_o = 0.5\%$),门限温度为92℃(图7a);此阶段,沙四上亚段和沙三中、下亚段烃源岩开始生油(图7c),并在25 Ma时生烃率达到最大值,沙四上亚段底界为3 mg/g,烃源岩转化率从0增加到1.8%;沙三下亚段底界生烃率为0.5 mg/g,与沙四上亚段相比,转化率较低,排烃史模拟结果(图7b)显示沙三中、下亚段和沙四上亚段烃源岩并未排烃,说明生成油量较少;②第二阶段从25~16 Ma,受喜马拉雅运动的影响,博兴洼陷全区遭受抬升和地层剥蚀,此阶段内沙四上亚段进入排油阶段,沙四上亚段底界在25 Ma开始排油(图7b),但由于地层抬升和温度降低生油率不断减小,转化率和生油量基本不变,烃源岩的生烃率较之第一阶段更小,原油生成过程基本停止,所以残留油量基本保持不变,排油量增加幅度明显小于第一阶段;③第三阶段从16~0 Ma,这是博兴洼陷

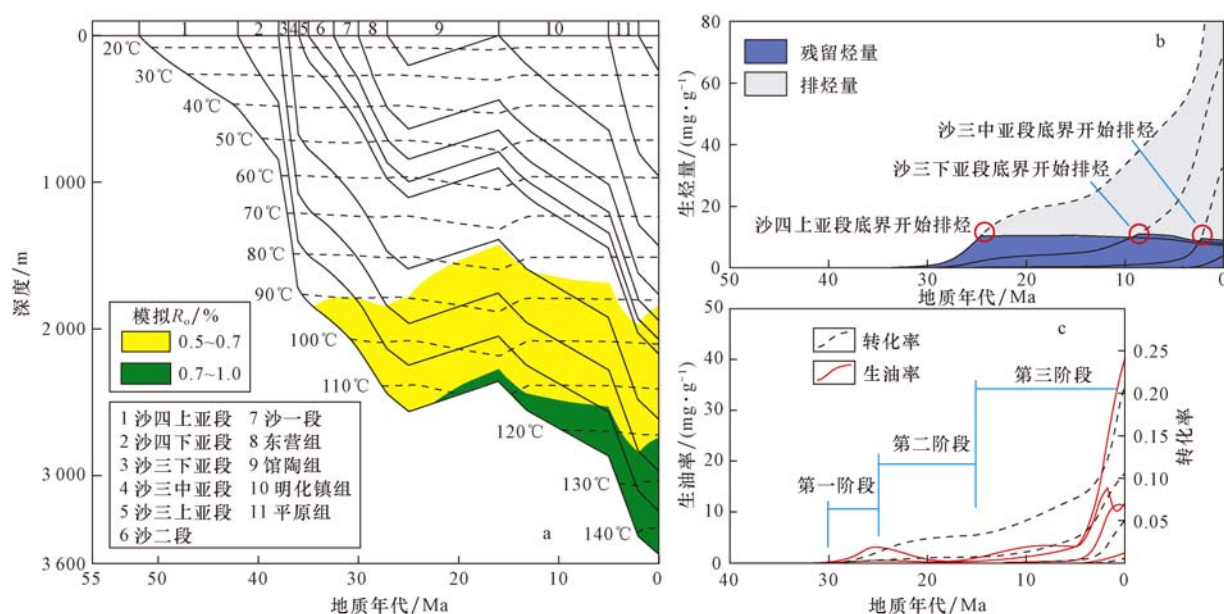


图7 博兴洼陷樊131井热史、成熟度史以及生、排烃史模拟结果

Fig. 7 Simulation of source rock thermal and maturation history as well as hydrocarbon generation and expulsion history for the Well Fan-131 in the Boxing sag

主力烃源岩段重要的生排油时期,从图7a可以看出,沙四上亚段底界在距今大约5 Ma,埋深2 525 m时, R_o 值达到0.7%,进入大量生油阶段,对应地层温度为115℃,现今仍处于大量生油阶段;沙三中、下亚段底界烃源岩在距今2 Ma,埋深2 840 m时进入大量生油阶段($R_o = 0.7\%$);顶界在距今2.3 Ma,埋深1 900 m时进入生油门限($R_o = 0.5\%$);此阶段内,洼陷进入持续沉降期,埋藏深度不断增加,地层温度升高,沙四上亚段和沙三中、下亚段的烃源岩成熟度不断增加,生油作用增强,生烃模拟结果显示距今16~5 Ma,沙四上亚段底界,沙三中、下亚段底界生烃率开始逐渐增大,达到3.3 mg/g,转化率达到8%,排出油量持续增加,在距今8.5 Ma,沙三中、下亚段烃源岩开始排油,且排油量急剧增加;自5 Ma以来,原油大量生成,从模拟结果可以看出,受大量生成原油的影响,沙四上亚段底界和沙三中、下亚段底界烃源岩生烃率和转化率急剧增加,分别达到40 mg/g和22%,而沙四上亚段和沙三中、下亚段排油量的增加幅度高于16~5 Ma的排油量增加幅度。

从上述分析可以看出,原油生成主要集中在第一阶段(距今30~25 Ma)和第三阶段(距今16~0 Ma),其中以第三阶段为主,而原油的排出则自第二阶段(距今25 Ma)已经开始,沙四上亚段烃源岩原油大量排出时间从16 Ma开始,而沙三中、下亚段要晚一些,分别从8.5 Ma和2 Ma开始。在这两次成藏过程中,距今5 Ma明化镇组沉积期的原油生排过程对博兴洼陷油藏的形成最为重要。

4 油气运移和聚集

4.1 流体势计算

根据流体力学原理,油气在沉积盆地中的运移总是从自身高势区向低势区运移,并在封闭的相对低势区聚集成藏,其中流体势等值线形态指示了油气运移的某些特征。本文综合烃源层、输导层以及断层分布特征建立博兴洼陷三维地质模型,在此模型的控制下模拟博兴洼陷原油聚集-破坏-再聚集的过程。在实际计算中,运用“烃势能面”(即烃势)的概念来分析油气运移特征,即运移路径垂直于烃类势能面上的等值线,并在动能为零,势能相对最小的封闭烃类低势区形成烃类聚

集。烃类势能的计算主要取决于影响地层中烃类运移的3个物理量的综合作用,即烃类所受到的浮力、水动力以及由烃-水相之间的界面张力而产生的毛细管压力,模拟过程中把地层孔隙压力视为水动力,其计算公式如下:

$$H_{hc} = H_{buoy} + H_{hydro} + H_{cap-press} \quad (3)$$

其中,净浮力压头、动水压头和毛细管压力压头的计算公式如下式(4),(5),(6)所示:

$$H_{buoy} = -[(\rho_w - \rho_{hc})/\rho_{hc}]Z_{carrier} \quad (4)$$

$$H_{hydro} = H_w(\rho_w/\rho_{hc}) \quad (5)$$

$$H_{cap-press} = p_{cap}/(\rho_{hc}G) \quad (6)$$

以上各式中参数的计算如下式(7),(8),(9),(10)所示:

$$H_w = Z_{carrier} + p_{pore}/(\rho_w G) \quad (7)$$

$$p_{cap} = 2\gamma_{hc-w}/r_l \quad (8)$$

$$\gamma_{hc-w} = 38.379(\rho_w - \rho_{hc})^{0.09935} \quad (9)$$

$$\lg r_l = 0.459 + 0.500 \lg K_{air} - 0.385 \lg \phi \quad (10)$$

式中: H_{hc} 为烃头(烃势),m; H_{buoy} 为净浮力压头,m; H_{hydro} 为动水压头,m; $H_{cap-press}$ 为毛细管压力压头,m; ρ_w 为水的密度, kg/m^3 ; ρ_{hc} 为烃的密度, kg/m^3 ; $Z_{carrier}$ 为储层海拔,m; H_w 为水头,m; p_{cap} 为毛细管压力,Pa; p_{pore} 为孔隙压力,Pa; G 为重力常数, $9.81 \text{ m}/\text{s}^2$; γ_{hc-w} 为烃、水界面张力, dynes/cm ; r_l 为孔喉半径, μm ; K_{air} 为储层绝对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; ϕ 为储层孔隙度,%。

4.2 流体势与油气运聚关系

从上述烃源岩的成熟史和原油的排出时间可以看出,博兴洼陷形成大规模原油聚集的时间主要为明化镇组沉积期和第四系平原组沉积期(5~0 Ma),尤其是明化镇组沉积末期(距今2 Ma),烃源岩进入大量生油阶段,转化率和原油排出量急剧增加,所以距今2 Ma古流体势的特征控制了博兴洼陷大量原油最初的运移和聚集。博兴洼陷212口井的试油数据统计表明,博兴洼陷含油层位主要为沙三、四段,因此,为了解博兴洼陷原油在油气成藏的关键时期的运移方向和有利的油气聚集地区,需要对沙四上亚段和沙三中、下亚段在2 Ma的流体势进行恢复。

图8为模拟的油运聚过程,整体上油的高势区处于博兴洼陷沉降中心,洼陷边缘则是油的低

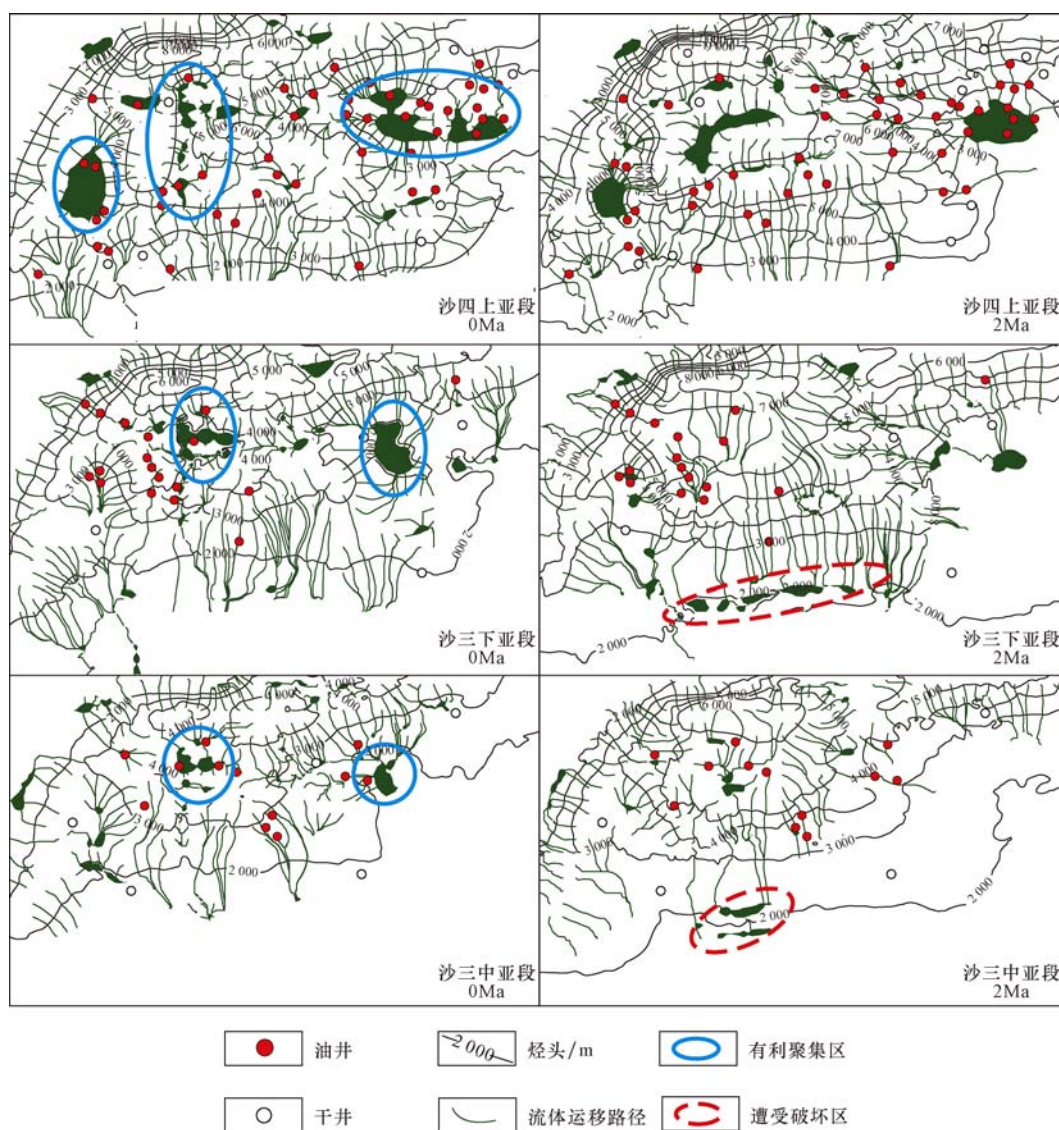


图8 博兴洼陷沙四上亚段和沙三中、下亚段原油主充注期的油势和流线

Fig. 8 Diagrams showing the oil potential and streamline during the major oil charge periods in the Es3x, Es4s submembers in the Boxing sag

势区,因此从洼陷中心向边缘油势逐渐减小;油的运移路径由高势区沿着垂直于烃头等值线的方向指向低势区,呈发散状向洼陷边缘运移。古油势显示,自2 Ma以来,原油运移路径和聚集区域变化不大,表现出继承性的特点;从图中可以看出,在不同地区钻井的87个试油层段中,油层都位于原油运移路线或者油气聚集带内,而水层或干层基本上远离油气聚集带或者未处在原油运移路径上,但并非所有原油聚集带和运移路径上的井都显示为油层,这种现象说明原油在成藏过程中并非单一受控于油势的大小,还要受到运移路径上断层封闭性和岩性的影响;在博兴洼陷,受博兴断

裂构造带和纯化-草桥断裂构造带的影响,油气的运移表现的更为复杂,在断裂带内部,容易形成断层圈闭,阻止油气向低势区运移,而在相对油的高势区形成油气聚集,油气聚集区的干井和非聚集区的油井则说明这种现象的复杂性。

根据原油运移聚集模拟结果,沙四上亚段油聚集面积和聚集量明显高于沙三中、下亚段,与博兴洼陷原油探明储量主要在沙四段砂岩储层的结果一致,这主要是由于沙四段烃源岩干酪根类型较好,有机质丰度高。自5 Ma以来,沙四段温度和成熟度较沙三段高,生烃能力相对较强,加之博兴洼陷“自生自储”的特点,决定了沙四段原油地质

储量较大。从原油运移聚集结果还可以看出来,在博兴洼陷沙四上亚段存在3个有利的聚集区,沙三中、下亚段分别存在2个有利的油气聚集区,这7个不同层位的有利聚集区距源区较近,烃源岩成熟度相对较高,烃类运移的动力较大,因此是博兴洼陷中最有利的勘探目标;博兴洼陷缓坡带是油低势区和运移指向,可形成有利的油聚集区,但由于其烃源岩成熟度相对较低,生烃能力较小,距深洼区油源距离较远,加之东营组沉积末期遭受剥蚀的地层厚度相对较大,不利于油气保存,而且洼陷中部的博兴断裂带对来自洼陷区油气的阻挡作用,使得缓坡带油的聚集量少,油气勘探风险变大。

5 结论

1) 博兴洼陷主力烃源岩层段(沙三中、下亚段和沙四上亚段)现今成熟度 R_o 大约在 $0.3\% \sim 1.1\%$,以生油为主;在距今大约 30 Ma,洼陷区烃源岩主体成熟度达到 0.5% ,开始生油,距今 5 Ma 开始,进入生油高峰,洼陷区烃源岩层段现今仍处于大量生油阶段。

2) 烃源岩层段的生排烃史模拟结果表明,博兴洼陷的生排烃过程可以分为3个阶段:第一阶段(30~25 Ma),烃源岩初次生排烃,且生烃量相对较小;第二阶段(25~16 Ma),沙四上亚段烃源岩开始排烃,并随构造抬升地层剥蚀生烃作用逐渐减弱,转化率基本保持恒定;第三阶段(16~0 Ma),是博兴洼陷最重要的生排烃阶段,特别是5 Ma 以来,烃源岩层段大量生成原油并排出,对博兴洼陷现今石油聚集和分布特征具有重要影响。

3) 油运移方向和路径主要是受油势控制,流线与烃头等值线相垂直,从洼陷深处向四周呈发散状运移至油的相对低势区,并发生石油聚集;根据油势模拟结果,在生烃强度的影响下,沙四段储层的原油地质储量大于沙三段,与博兴洼陷目前沙三、四段原油探明地质储量情况相一致。

4) 沙三、沙四段共有7个有利的油气聚集区,距离油源区较近,运移距离小,油运移动力较大,是重要的勘探目标,而博兴洼陷南部缓坡带由于烃源岩成熟度低,又距生排油中心较远,聚集量小,加之缓坡带地层剥蚀厚度大,对油气保存不利,因此虽然为油的低势区即运移指向,但并不是有利的聚油区。

参 考 文 献

- [1] Hubbert M L. Entrapment of petroleum under hydrodynamic condition[J]. AAPG Bulletin, 1953, 37(8): 1954–2026.
- [2] England W A, Mackenzie A S, Mann D M, et al. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface[J]. Journal of the Geological Society, 1987, 144: 327–347.
- [3] Bradely J S. Abnormal formation pressure[J]. AAPG Bulletin, 1975, 60(7): 1127–1128.
- [4] Cartwright J A. Episodic basin-wide fluid expulsion from geopressured shale sequences in the North Sea Basin[J]. Geology, 1994, 22: 447–450.
- [5] Karsten F Kroeger, Rolando di Primio and Brian Horsfield. Hydrocarbon flow modeling in complex structures (Mackenzie Basin, Canada) [J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(9): 1209–1234.
- [6] Qilin Xiao, Sheng He, Zhi Yang, et al. Petroleum secondary migration and accumulation in the central Junggar Basin, northwest China: Insights from basin modeling [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(7): 937–955.
- [7] 肖军, 王华, 郭齐军, 等. 南堡凹陷温度场、压力场及流体势模拟研究—基于 basin2 模拟软件[J]. 地质科技情报, 2003, 22(1): 67–74.
Xiao Jun, Wang Hua, Guo qijun, et al. Application of basin2 to the studies on temperature field pressure field and fluid potential in Nanpu depression [J]. Geological Science and Technology Information, 2003, 22(1): 67–74.
- [8] 张冀北, 王睿. 民丰洼陷油气分布成因及流体势计算修正 [J]. 油气地质与采收率, 2003, 10(增刊): 8–9.
Zhang Jibei, Wang Rui. The origin of oil-gas distribution and modify of fluid potential [J]. Oil & Gas Recovery Technology, 2003, 10: 8–9.
- [9] 石广仁, 张庆春, 马进山, 等. 三维三相烃类二次运移模型 [J]. 石油学报, 2003, 24(2): 38–42.
Shi Guangren, Zhang Qingchun, Ma Jinshan, et al. 3-D and 3-phase model for secondary migration of hydrocarbon [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(2): 38–42.
- [10] 杨占龙, 陈启林, 郭精义, 等. 流体势分析技术在岩性油气藏勘探中的应用 [J]. 石油实验地质, 2007, 29(7): 623–627.
Yang Zhanlong, Chen Qilin, Guo Jingyi, et al. Fluid potential analysis and application in litho-stratigraphic reservoir exploration [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(7): 623–627.
- [11] 何胡军, 史忠生, 史军, 等. 油势场的研究与应用 [J]. 西安石油学院学报(自然科学版), 2003, 18(4): 30–32.
He Hujun, Shi Zhongsheng, Shi Jun, et al. Study of fluid potential field and its application [J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute, 2003, 18(4): 30–32.
- [12] 谢启超, 刘震. 渤南坳陷流体势演化与油气运聚 [J]. 新疆石油地质, 2004, 25(5): 486–488.
Xie Qichao, Liu Zhen. Paleo-fluid potential evolution and hy-

- drocarbon migration and accumulation in Bonan Depression [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2004, 25(5): 486–488.
- [13] 张英利,赵长毅,孟元林,等. 黄骅凹陷上古生界油气成藏史数值模拟[J]. *石油学报*, 2006, 27(1): 24–29.
- Zhang Yingli, Zhao Changyi, Meng Yuanlin, et al. Numerical simulation of Upper Paleozoic pool-forming history in Huanghua Depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(1): 24–29.
- [14] 郭小文,何生,侯宇光. 板桥凹陷沙三段油气生成、运移和聚集数值模拟[J]. *地球科学——中国地质大学学报*, 2010, 35(1): 115–123.
- Guo Xiaowen, He Sheng, Hou Yuguang. Numerical simulation of petroleum generation, migration and Accumulation of the Es³ Formation in Banqiao depression [J]. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 2010, 35(1): 115–123.
- [15] 郝芳,邹华耀,姜建群. 油气成藏动力学及其研究进展[J]. *地学前缘*, 2000, 7(3): 11–21.
- Hao Fang, Zou Huayao, Jiang Jianqun. Dynamics of petroleum accumulation and its advances [J]. *Earth Science Frontiers*, 2000, 7(3): 11–21.
- [16] 庞雄奇. 地质过程定量模拟[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 300–301.
- Pang Xiongqi. Modeling of geologic processes [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 300–301.
- [17] 李鹤永,刘震,马达德,等. 柴西地区古流体势场演化对油气成藏的控制作用[J]. *石油大学学报(自然科学版)*, 2005, 29(3): 11–16.
- Li Heyong, Liu Zhen, Ma Deda, et al. Control of palaeo-fluid potential evolution over accumulation of oil and gas in western Qaidam Basin [J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 2005, 29(3): 11–16.
- [18] Dahlberg E C. Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration [M]. New York: Springer-Verlag, 1995: 204–230.
- [19] Hindle A D. Petroleum migration pathways and charge concentration: a three-dimensional model [J]. *AAPG Bulletin*, 81(9): 1451–1481.
- [20] 田世澄,陈永进,张兴国,等. 论成藏动力系统流体的动力学机制[J]. *地学前缘*, 2001, 8(4): 329–336.
- Tian Shicheng, Chen Yongjin, Zhang Xingguo, et al. The fluid dynamics mechanism in migration-accumulation dynamics system [J]. *Earth Science Frontiers*, 2001, 8(4): 329–336.
- [21] Davis R W. Analysis of hydrodynamic factors in petroleum migration and entrapment [J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71: 643–649.
- [22] Pittman E D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone [J]. *AAPG Bulletin*, 1992, 76: 191–198.
- [23] 张林晔,蒋有录,刘华. 东营凹陷油源特征分析[J]. *石油勘探与开发*, 2003, 20(6): 61–64.
- Zhang Linye, Jiang Youlu, Liu Hua, et al. Relationship between source rock and oil accumulation in Dongying Sag [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 20(6): 61–64.
- [24] 张林晔,刘庆,张春荣. 东营凹陷成烃与成藏关系研究[M]. 北京: 地质出版社, 2005: 114–126.
- Zhang Linye, Liu Qing, Zhang Chunrong. Study on the genetic relationships between hydrocarbon occurrence pools formation in Dongying depression. [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2005: 114–126.
- [25] Falvey D A, Middleton M F. Passive continental margins: evidence for a prebreakup deep crustal metamorphic subsidence mechanism [J]. *Oceanologica Acta*, 1981, 4(Suppl.): 103–114.
- [26] 吴智平,韩文功. 济阳坳陷早晚第三纪沉积间断地层剥蚀量研究[J]. *中国海上油气(地质)*, 2000, 14(5): 320–324.
- Wu Zhiping, Han Wengong. Erosiveness under the hiatus between Paleogene and neogene in Jiyang depression [J]. *China offshore oil and gas*, 2000, 14(5): 320–324.
- [27] 石广仁. 油气盆地数值模拟方法(第三版) [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 1–279.
- Shi Guangren. Numerical simulation methods of oil-gas basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 1–279.
- [28] Tissot B P, Pelet R and Ungerer P H. Thermal history of sedimentary basin, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation [J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(12): 1445–1466.
- [29] Ungerer P. State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and expulsion [J]. *Organic Geochemistry*, 1990, 16(1–3): 1–25.
- [30] 蒋启贵,李志明,张彩明,等. 东营凹陷烃源岩轻烃特征[J]. *地质科技情报*, 2008, 27(5): 87–91.
- Jiang Qigui, Li Zhiming, Zhang Caiming, et al. Characteristics of light hydrocarbons of source rocks in Dongying Depression [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2008, 27(5): 87–91.
- [31] 郭汝泰,王建宝,高喜龙,等. 应用激光探针技术评价烃源岩成熟度——以东营凹陷生油岩研究为例[J]. *自然科学进展*, 2003, 13(6): 626–630.
- Guo Rutai, Wang Jianbao, Gao Xilong, et al. Evaluation of laser probe technology maturity of source rocks—a case study of source rocks in Dongying Depression [J]. *Progress in Natural Science*, 2003, 13(6): 626–630.
- [32] Waples D W. Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration [J]. *AAPG Bulletin*, 1980, 64(6): 916–926.
- [33] Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(10): 1559–1570.
- [34] Suzuki N, Matsubayashi H, Waples D W. A simple model of vitrinite reflectance [J]. *AAPG Bulletin*, 1993, 77(9): 1502–1508.
- [35] Burnham A K, Sweeney J J. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1989, 53: 2649–2657.

- mal pressures: An overview [C] // Law B E, Ulmishek G F, Slavin V. Abnormal pressures in hydrocarbon environments. AAPG Memoir, 1998, 70: 13 - 34.
- [32] Swarbrick R E, Osborne M, Yardley G S. Comparison of overpressure magnitude resulting from the main generating mechanisms [C] // Huffman A R, Bowers G L. Pressure Regimes in Sedimentary basins and their Prediction. AAPG Memoir, 2002, 76: 1 - 12.
- [33] Lopatin N V, Emets T P, Romanov E A, et al. Petroleum migration and trapping mechanism in fine-grained source rock formation [J]. Journal of Geochemical Exploration, 2003, 78 - 79 (3): 395 - 397.
- [34] 王兆明, 罗晓容, 陈瑞银, 等. 有机质热演化过程中地层压力的作用与影响 [J]. 地球科学进展, 2006, 21 (1): 39 - 46.
- Wang Zhaoming, Luo Xiaorong, Chen Ruiyin, et al. Effects and influence of pore pressure on organic matter's maturation [J]. Advance in Earth Science, 2006, 21 (1): 39 - 46.
- [35] 赵桂瑜, 刘洛夫, 李术元. 爱沙尼亚干酪根催化降解生烃过程及动力学研究 [J]. 沉积学报, 2004, 22 (3): 525 - 528.
- Zhao Guiyu, Liu Luofu, Li Shuyuan. Study on characteristics and kinetics of catalytic degradation from Estonia kerogen [J]. Acta Sediment Ologica Sinica, 2004, 22 (3): 525 - 528.
- [36] 王娟, 金强, 马国政, 等. 高成熟阶段膏岩等盐类物质在烃源岩热解生烃过程中的催化作用 [J]. 天然气地球科学, 2009, 20 (1): 26 - 31.
- Wang Juan, Jin Qiang, Ma Guozheng, et al. Catalytic action of sulphate evaporates in pyrolytic gas generation of source rocks [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20 (1): 26 - 31

(编辑 董立)

(上接第 685 页)

- [36] Cooles P, Mackenzie A S and Quigley T M. Calculation of petroleum masses generated and expelled from source rocks [J]. Organic Geochemistry, 1986, 10: 235 - 245.
- [37] Mackenzie A S and Quigley T M. Principles of geochemical prospect appraisal [J]. AAPG Bulletin, 1988, 72 (4): 399 - 413.
- [38] 陈发景, 田世澄. 压实与油气运移 [M], 武汉: 中国地质大学出版社, 1989: 91 - 92.
- Chen Fajing, Tian Shicheng. Compaction and hydrocarbon migration [M], Wuhan: China University of Geosciences Press, 1989: 91 - 92.
- [39] 邱楠生, 蔡进功, 李善鹏, 等. 昌潍坳陷潍北凹陷热历史和油气成藏期次 [J]. 地质科学, 2003, 38 (3): 332 - 41.
- Qiu Nansheng, Cai Jingong, Li Shanpeng, et al. Thermal evolution and hydrocarbon entrapment in the Weibei sag, Changwei depression [J]. Chinese Journal of Geology, 2003, 38 (3): 332 - 41.
- [40] 朱光有, 金强, 戴金星, 等. 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): 209 - 215.
- Zhu Youguang, Jin Qiang, Dai Jinxing, et al. A study on periods of hydrocarbon accumulation and distribution pattern of oil and gas pools in Dongying depression [J], Oil & Gas Geology, 2004, 25 (2): 209 - 215.
- [41] 蒋有录, 刘华, 张乐等. 东营凹陷油气成藏期分析 [J], 石油与天然气地质, 2003, 24 (3): 215 - 218.
- Jiang Youlu, Liu Hua, Zhang Le, et al. Analysis of petroleum accumulation phase in Dongying sag [J], Oil & Gas Geology, 2003, 24 (3): 215 - 218.
- [42] 邱楠生, 金之钧, 胡文喧. 东营凹陷油气充注历史的流体包裹体分析 [J]. 石油大学学报, 2000, 24 (4): 95 - 103.
- Qiu Nansheng, Jin Zhijun, Hu Wenxuan. Study on the hydrocarbon charge history in Dongying depression by evidence from fluid inclusions [J]. Journal of the university of petroleum, China, 2000, 24 (4): 95 - 103.
- [43] 祝厚勤, 庞雄奇, 姜振学, 等. 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 Houqin, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue, et al. Accumulation time and accumulation process of lithological Reservoirs in Dongying Depression [J]. Geological Science and Technology Information, 2007, 26 (1): 65 - 70.
- [44] 李兆奇, 陈红汉, 刘惠民, 等. 流体包裹体多参数综合划分东营凹陷沙三段油气充注期次及充注时期确定 [J]. 地质科技情报, 2008, 27 (4): 69 - 74.
- Li Zhaoqi, Chen Honghan, Liu Huimin, et al. Division of hydrocarbon charges and charging date determination of Sha 3 Member, Dongying Depression by various aspects of fluid inclusions [J]. Geological Science and Technology Information, 2008, 27 (4): 69 - 74.
- [45] 孙秀丽, 陈红汉, 宋国奇, 等. 东营凹陷胜坨地区深层油气成藏期及主控因素分析 [J]. 石油学报, 2010, 31 (3): 386 - 393.
- Sun Xiuli, Chen Honghan, Song Guoqi, et al. Hydrocarbon accumulation period and its controlling factors in deep formations of Shengtuo area in Dongying Depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31 (3): 386 - 393.

(编辑 董立)