

·油气地质·

# 博兴洼陷古近系红层油气成藏期 “源—相—势”耦合关系 ——以金26井—滨斜703井剖面为例

贾光华<sup>1,2</sup>,高永进<sup>2</sup>,宋建勇<sup>3</sup>

(1.中国地质大学(武汉)资源学院,湖北武汉430074; 2.中国石化胜利油田分公司地质科学研究所,山东东营257015; 3.中国石化胜利油田分公司纯梁采油厂,山东滨州256504)

**摘要:**为研究东营凹陷博兴洼陷古近系红层油气成藏规律,以金26井—滨斜703井近南北向剖面为例,应用数学统计方法,建立研究区油气成藏概率与油气藏至烃源灶距离之间的定量关系,利用储层物性恢复图版研究储层的古物性特征,应用过程约束盆地模拟方法恢复研究区关键油气成藏期的油气成藏动力演化史。研究表明,博兴洼陷古近系红层的油气藏分布与油气藏至排烃中心距离、至排烃边界距离具有较好的相关性,均表现为高斯正态分布特征,据此建立源控油气成藏概率定量模型。反映“相”的储层物性在关键油气成藏期具有明显的变化特征,代表“势”的地层流体剩余压力主要来源于异常地层压力,利用相应公式可以定量表征“相”与“势”的关系,最终计算出研究区红层油气成藏期的“源—相—势”耦合指数,并可以根据该指数与研究区已发现油气藏的关系预测有利油气成藏区带。博兴洼陷金26井—滨斜703井剖面孔店组—沙四段下亚段油气藏均位于“源—相—势”耦合指数大于0.50的地区,樊141井以北地区的“源—相—势”耦合指数较高,均大于0.55,为研究区下步有利油气勘探区带。

**关键词:**红层“相—势”耦合关系 “源—相—势”耦合指数 源控油气成藏概率 博兴洼陷

中图分类号:TE112.3

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)03-0001-09

## Study on “source-facies-potential” coupling relationship during oil and gas accumulation in Paleogene red beds, Boxing subsag—a case study of the section Jin26-Binxie703

Jia Guanghua<sup>1,2</sup>, Gao Yongjin<sup>2</sup>, Song Jianyong<sup>3</sup>

(1. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan City, Hubei Province, 430074, China; 2. Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 3. Chunliang Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Binzhou County, Shandong Province, 256504, China)

**Abstract:** Aiming at oil and gas accumulation in the Paleogene red beds in Boxing subsag, Dongying sag, a north-south strike section Jin26-Binxie703 was chosen as main research object. A quantitative relationship between the probability of hydrocarbon accumulation in the study area and the distance from hydrocarbon reservoir to hydrocarbon kitchen was set up by using a statistical method, the reservoir paleo-physical properties were researched using the corresponding present reservoir physical properties charts and the dynamic evolution history of hydrocarbon reservoir during key hydrocarbon accumulation was restored through basin modeling constrained with procedure. The results show that the distribution of red beds hydrocarbon reservoirs is correlated better with the distances from the reservoirs to the center source or to the source boundary in Boxing subsag, which is characterized by Gauss normal distribution, so as to establish the quantitative model of oil-gas accumulation probability that is controlled by source rock. Reservoir physical properties that can reflect “facies” change significantly during the key hydrocarbon accumulation period, and the residual fluid pressure of formation that can

收稿日期:2015-03-02。

作者简介:贾光华(1972—),男,河北晋宁人,高级工程师,在读博士研究生,从事油气勘探方面的研究。联系电话:(0546)8716952, E-mail:jiaguanghua895.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“济阳拗陷油气富集机制与增储领域”(2011ZX05006-003)。

reflect “potential” mainly comes from abnormal pressure of formation in Boxing subsag. The relationship between “facies” and “potential” can be characterized quantitatively finally by using the corresponding formula to calculate the “source-facies-potential” coupling index which can be used to predict favorable reservoir zones based on the relationship between these indexes and the reservoirs that has been found in the red beds. In the section Jin26-Binxie703, all the hydrocarbon reservoirs found at the lower sub-segment of the 4th member of Shahejie Formation and Kongdian Formation locate in the zone with “source-facies-potential” coupling indexes above 0.5. During the hydrocarbon accumulation period, coupling indexes of the zones on the north of Well Fan141 are comparatively high, all above 0.55, which can be favorable exploration areas for further exploration.

**Key words:** red beds; “facies-potential” coupling relationship; “source-facies-potential” coupling index; hydrocarbon accumulation probability controlled by source; Boxing subsag

沉积盆地的油气藏分布宏观上是由成藏动、阻力相互耦合控制的,油气成藏期成藏条件的定量匹配直接关系到油气能否成藏<sup>[1]</sup>。陆相生油理论是中国特色油气勘探的理论基础,20世纪70年代,在大量油气勘探实践的基础上,石油地质工作者根据渤海湾盆地胜利油区的油气勘探经验,提出了油气田环绕生油凹陷呈多环式展布的油气成藏模式<sup>[2-3]</sup>,即“源控论”,成为“定凹选带”油气勘探技术的理论基础。20世纪80年代,在系统总结中国东部断陷盆地油气分布规律的基础上,提出了复式油气聚集带理论<sup>[4]</sup>,该理论是对“源控论”的发展,是滚动勘探开发技术的理论基础。自20世纪90年代中后期,胜利油区进入以隐蔽油气藏为主的勘探阶段,经过10余年的科研攻关,一系列新的理论和认识相继出现,如断裂坡折带低位扇油气成藏模式以及断一坡控砂、复式输导、“相一势”控藏等<sup>[5-9]</sup>。目前,油气成藏理论的研究已逐步转向对关键油气成藏期的成藏动力和阻力耦合的研究<sup>[10-11]</sup>,且在上述理论的指导下,以东营凹陷沙四段上亚段—沙三段中亚段断陷湖盆鼎盛期的各类岩性体为代表的岩性油藏的勘探取得了巨大进展;而针对主力烃源岩之下的孔店组—沙四段下亚段断陷湖盆早期发育的红层<sup>[12]</sup>,仅利用“相一势”耦合指数来判断油气运聚通道和有利聚集场所仍存在明显不足,因此,笔者综合考虑源控油气机制和“相一势”耦合控油气机制,确定关键油气成藏期“源—相—势”耦合指数,以东营凹陷博兴洼陷金26井—滨斜703井剖面为例,探讨博兴洼陷古近系红层关键油气成藏期的“源—相—势”耦合关系,以期为提高研究区红层有利油气勘探目标的预测精度提供指导和借鉴。

## 1 地质概况

博兴洼陷位于渤海湾盆地济阳拗陷东营凹陷的西南部,其西、南部与青城凸起、鲁西隆起相接,

东北部以石村断层为界与利津、牛庄洼陷相隔,是东营凹陷4个主要生油洼陷之一,为西北断、东南超的半地堑式断陷盆地<sup>[12]</sup>。选取博兴洼陷金26井—滨斜703井剖面,对其孔店组—沙四段下亚段关键油气成藏期的“源—相—势”耦合关系进行剖析。金26井—滨斜703井剖面是贯穿博兴洼陷近南北向的地质剖面(图1),该剖面从博兴洼陷南部金家缓坡构造带开始,经过樊深1断块,穿过博兴洼陷中心,垂直切过平南断层,最终延伸至平方王地区;剖面整体呈箕状,沉积中心位于樊120井区附近,切过的平南断层的断距较大,接近2000m;该剖面范围内的新生界包括孔店组、沙河街组、东营组、馆陶组、明化镇组和平原组。

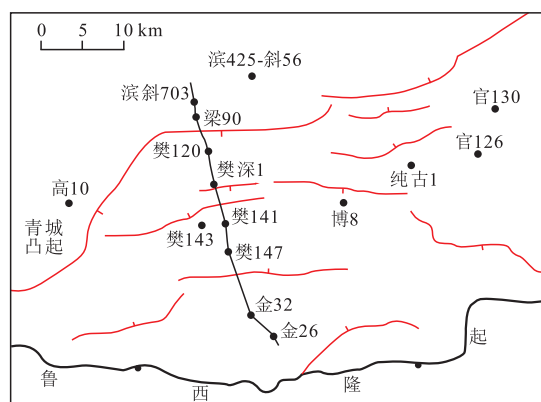


图1 博兴洼陷金26井—滨斜703井剖面位置

Fig.1 Location of section Jin26-Binxie703 in Boxing subsag

## 2 源控油气机制

庞雄奇等通过对中国大中型油气田的统计,认为油气分布范围与烃源岩区具有密切关系<sup>[13]</sup>。姜福杰等在“源控论”基础上,排除其他地质因素的影响,选取烃源岩最大排烃强度、油气藏至排烃中心距离以及油气藏至排烃边界距离共3个参数建立油气成藏概率的定量评价模式<sup>[14]</sup>。博兴洼陷红层油气藏的主要油气源自高青—平南断层下降盘沙四

段上亚段生烃区,由于烃源岩最大排烃强度为固定值,因此笔者建立油气成藏概率模型时未考虑该参数。统计东营凹陷南坡红层56个油气藏与油气藏至排烃中心距离、油气藏至排烃边界距离的关系,为了消除地质条件差异的影响,对原始数据进行标准化处理,采用的计算式为

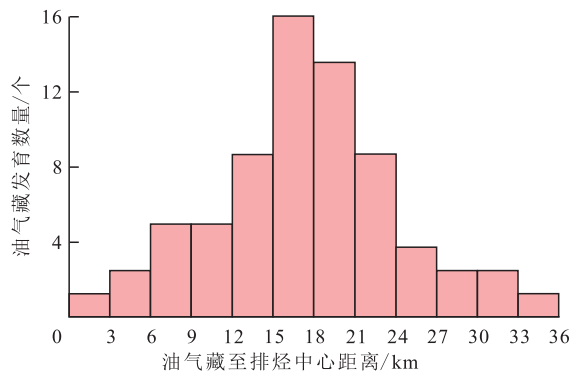
$$L_{\text{标准化}} = \frac{L}{L_0} \quad (1)$$

$$l_{\text{标准化}} = \frac{l}{L_0} \quad (2)$$

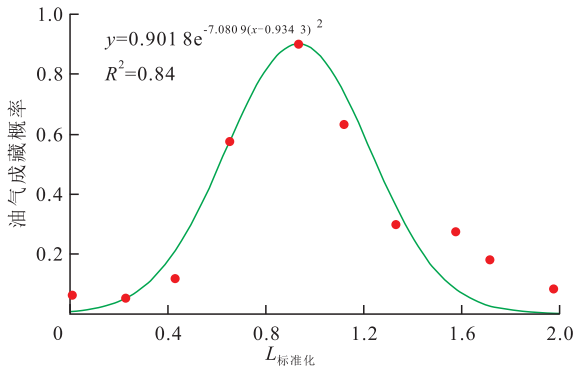
式中: $L_{\text{标准化}}$ 为标准化后的油气藏至排烃中心距离; $L$ 为油气藏至排烃中心的实际距离,km; $L_0$ 为排烃中心至排烃边界的距离,km; $l_{\text{标准化}}$ 为标准化后的油气藏至排烃边界距离; $l$ 为油气藏至排烃边界的实际距离,km。

### 2.1 油气藏分布与油气藏至排烃中心距离的关系

油气藏分布与油气藏至排烃中心距离的关系可以反映烃源灶排烃强度的波及范围,即排烃强度所能促使油气运移的最大范围。以3 km为间隔,对博兴洼陷红层油气藏发育数量与油气藏至排烃中心距离进行统计,发现油气藏发育数量与油气藏至排烃中心距离呈正态分布关系(图2a);当 $L_{\text{标准化}}$ 值小



a—油气藏发育数量与油气藏至排烃中心距离的关系



b—油气成藏概率与 $L_{\text{标准化}}$ 的关系

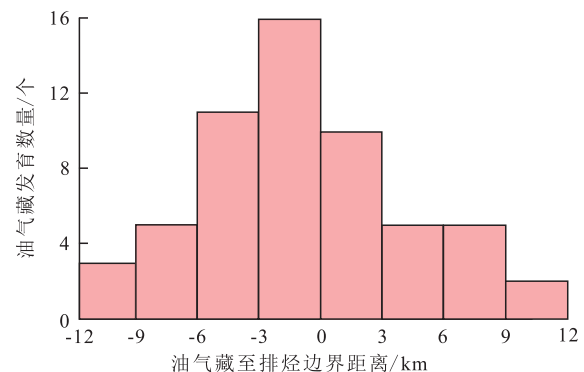
图2 博兴洼陷古近系红层油气藏分布与油气藏至排烃中心距离的关系

Fig.2 Relationship between hydrocarbon reservoir distribution of red beds and distance from the reservoir to source center in Boxing subsag

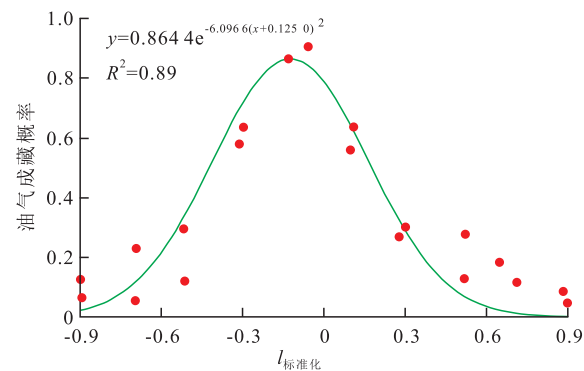
于0.3或大于1.6,油气藏发育数量很少,当 $L_{\text{标准化}}$ 值接近于1时,油气藏发育数量最多(图2b)。将以3 km为间隔统计的油气藏发育数量与总油气藏发育数量的比值定义为油气藏分布频率,将油气藏分布频率除以油气藏分布频率的最大值,即可得到油气成藏概率,进而使用Matlab软件即可拟合出二者之间的分布模型。

### 2.2 油气藏分布与油气藏至排烃边界距离的关系

油气藏既有分布于排烃边界以内的,也有位于排烃边界以外的。在统计过程中,以排烃边界为界,位于排烃边界以内的为负值,排烃边界以外的为正值。从油气藏发育数量与油气藏至排烃边界距离的统计结果可以看出,绝大多数油气藏分布于排烃边界附近,若油气藏至排烃边界距离超过6 km,则油气藏发育数量非常稀少(图3a);油气藏主要分布于 $l_{\text{标准化}}$ 为-0.6~0.6的区域内,可以使用Matlab软件拟合油气成藏概率和 $l_{\text{标准化}}$ 的高斯分布模型(图3b)。



a—油气藏发育数量与油气藏至排烃边界距离的关系



b—油气成藏概率与 $l_{\text{标准化}}$ 的关系

图3 博兴洼陷古近系红层油气藏分布与油气藏至排烃边界距离的关系

Fig.3 Relationship between hydrocarbon reservoir distribution of red beds and distance from the reservoir to source boundary in Boxing subsag

### 2.3 源控油气成藏概率定量模型的建立

研究表明,油气藏分布与油气藏至排烃中心距离、至排烃边界距离具有较好的相关性,均表



现为高斯正态分布特征,即在排烃边界处油气藏呈现集中分布的特征。因此,可以采用多元非线性回归分析来确定 $L_{\text{标准化}}$ 和 $l_{\text{标准化}}$ 与源控油气成藏概率的关系;然后根据最小二乘法原理,利用SPSS统计软件获得东营凹陷南坡红层源控油气成藏概率定量模型,其表达式为

$$Fe = 0.894 6e^{-7.080 9(L-0.934 3)^2} - 0.111 5e^{-6.096 6(l+0.125 0)^2} + 0.083 \quad R^2=0.886 \quad (3)$$

式中:  $Fe$  为源控油气成藏概率。

### 3 “相—势”控油气机制

油气分布受“相”和“势”2种作用的联合控制,简称为“相—势”控油气机制。自然界中的“相”依据颗粒粒径可以分为粗相(粒度小于0.5 mm)、中相或优相(粒度为0.1~0.5 mm)、细相(粒度大于0.1 mm);“势”可以相对地分为高势、中势和低势。地层相和流体势双重要素联合控制着油气藏的形成和分布,突出表现为“优相—低势”耦合控藏。“相—势”宏观上控制着油气藏的时空分布,微观上控制着油气藏的含油气性变化<sup>[15-16]</sup>。

“相”和“势”可以用相指数和势指数来定量表示,其表达式分别为

$$FI = \frac{\phi}{\phi_{\max}} \quad (4)$$

$$PI = \frac{p - p_{\min}}{p_{\max} - p_{\min}} \quad (5)$$

式中:  $FI$  为相指数,其值为0~1;  $\phi$  为储层孔隙度,%;  $\phi_{\max}$  为相同埋深条件下的最大储层孔隙度,%;  $PI$  为势指数,其值为0~1;  $p$  为地层流体压力,MPa;  $p_{\min}$  为相同埋深条件下的静水压力,MPa;  $p_{\max}$  为烃源灶顶部或底部具有的地层流体压力,MPa。

庞雄奇等<sup>[17]</sup>对济阳坳陷546个油气藏和勘探失利圈闭的 $FI$ 值和 $PI$ 值进行了统计,结果表明,85%以上的油气藏均位于 $FI$ 值大于0.5且 $PI$ 值小于0.5的区域,大部分油气藏均临近 $FI$ 值为1且 $PI$ 值为0的区域。 $FI$ 值越大且 $PI$ 值越小的区域,油气藏发育数量越多,油气成藏概率越大,勘探失利圈闭分布于 $FI$ 值较小且 $PI$ 值较大的区域。此外, $FI$ 值与 $PI$ 值具有消长关系, $FI$ 值较低的区域须具有较高的 $PI$ 值油气才能成藏, $PI$ 值较高的区域须具有较低的 $FI$ 值油气才能成藏。因此,“相—势”耦合指数可以定量表示为

$$FPI = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{FI^2 + (1 - PI)^2} \quad (6)$$

式中:  $FPI$  为“相—势”耦合指数,其值为0~1。

#### 3.1 油气成藏期储层物性恢复

##### 3.1.1 储层物性恢复方法

储层物性恢复方法是根据渠东芳等<sup>[18]</sup>建立的东营凹陷储层孔隙度随埋深演化图版,通过平衡剖面恢复储层在关键油气成藏期的古埋深来恢复古孔隙度。为了计算目的层某一点储层物性综合影响因子,须确定该点的粒度中值、分选系数和胶结物含量3个参数;其中,粒度中值和分选系数是岩石的原始组成参数,受沉积相的控制。

东营凹陷南坡红层储层主要发育于冲积扇、漫湖三角洲和浅水三角洲相。其中冲积扇相的储层粒度中值主要为0.11~0.54 mm,平均值为0.23 mm,分选系数为1.37~1.92,平均值为1.63;漫湖三角洲相的储层粒度中值主要为0.02~0.67 mm,平均值为0.15 mm,分选系数为1.20~3.09,平均值为1.63;浅水三角洲相的储层粒度中值主要为0.05~0.21 mm,平均值为0.13 mm,分选系数为1.33~2.88,平均值为1.64。选取每种沉积相储层粒度中值和分选系数的平均值来计算储层物性综合影响因子。对于胶结物含量的取值,则是通过绘制研究区胶结物含量等值线图来实现。

在计算出目的层各点的储层物性综合影响因子之后,对其进行归一化处理,通过平衡剖面恢复目的层在油气成藏期的古埋深,并将该深度交会至对应的归一化储层物性综合影响因子的孔隙度演化曲线上,最终得到的孔隙度即为油气成藏期储层的古孔隙度。

##### 3.1.2 油气成藏期储层物性特征

研究表明,博兴洼陷古近系红层的油气成藏期为距今5.05~0 Ma;因此,选取馆陶组沉积末期(距今5.1 Ma)、明化镇组沉积末期(距今2 Ma)和现今共3个关键油气成藏期进行储层物性恢复。根据储层物性恢复方法的原理,基于金26井—滨斜703井剖面的沉积相研究成果,确定不同沉积相的粒度中值和分选系数,然后进行古孔隙度的恢复。金26井—滨斜703井剖面主要发育冲积扇、漫湖三角洲和浅水三角洲相等碎屑岩储集体,为油气的运移和聚集提供了良好条件。

根据储层孔隙度恢复图版,恢复金26井—滨斜703井剖面3个关键油气成藏期储层孔隙度(图4)。在馆陶组沉积末期,金26井—滨斜703井剖面的红层埋藏较浅,孔一段埋深不超过3 500 m,沙四

段下亚段埋深不超过2 500 m,因此孔隙度普遍较大;该剖面冲积扇相储层的孔隙度为34%~39%,平南断层上升盘浅水型三角洲相储层的孔隙度为33%~35%,下降盘浅水型三角洲相储层的孔隙度为18%~22%,平南断层上升盘漫湖三角洲相储层的孔隙度为26%~32%,下降盘漫湖三角洲相储层的孔隙度为17%~20%。在明化镇组沉积早期,沉积速率较快,达到0.13~0.24 mm/a,至明化镇组沉积末期,孔一段最大埋深为4 250 m,沙四段下亚段最大埋深为3 500 m,孔隙度随着埋深增加而较快速减小;金26井—滨斜703井剖面冲积扇相储层的孔

隙度为27%~38%,与馆陶组沉积末期相比,降低约1%~7%;平南断层上升盘浅水型三角洲相储层的孔隙度为20%~25%,降低约10%~13%,下降盘浅水型三角洲相储层的孔隙度为17%~19%,与馆陶组沉积末期相比变化较小,可能与次生孔隙的发育有关;平南断层上升盘漫湖三角洲相储层的孔隙度为16%~24%,降低约8%~10%,下降盘漫湖三角洲相储层的孔隙度为14%~16%,降低约3%~4%。至现今,金26井—滨斜703井剖面冲积扇相储层的孔隙度为24%~37%,与明化镇组沉积末期相比变化较小,降低约1%~3%;平南断层上升盘浅水

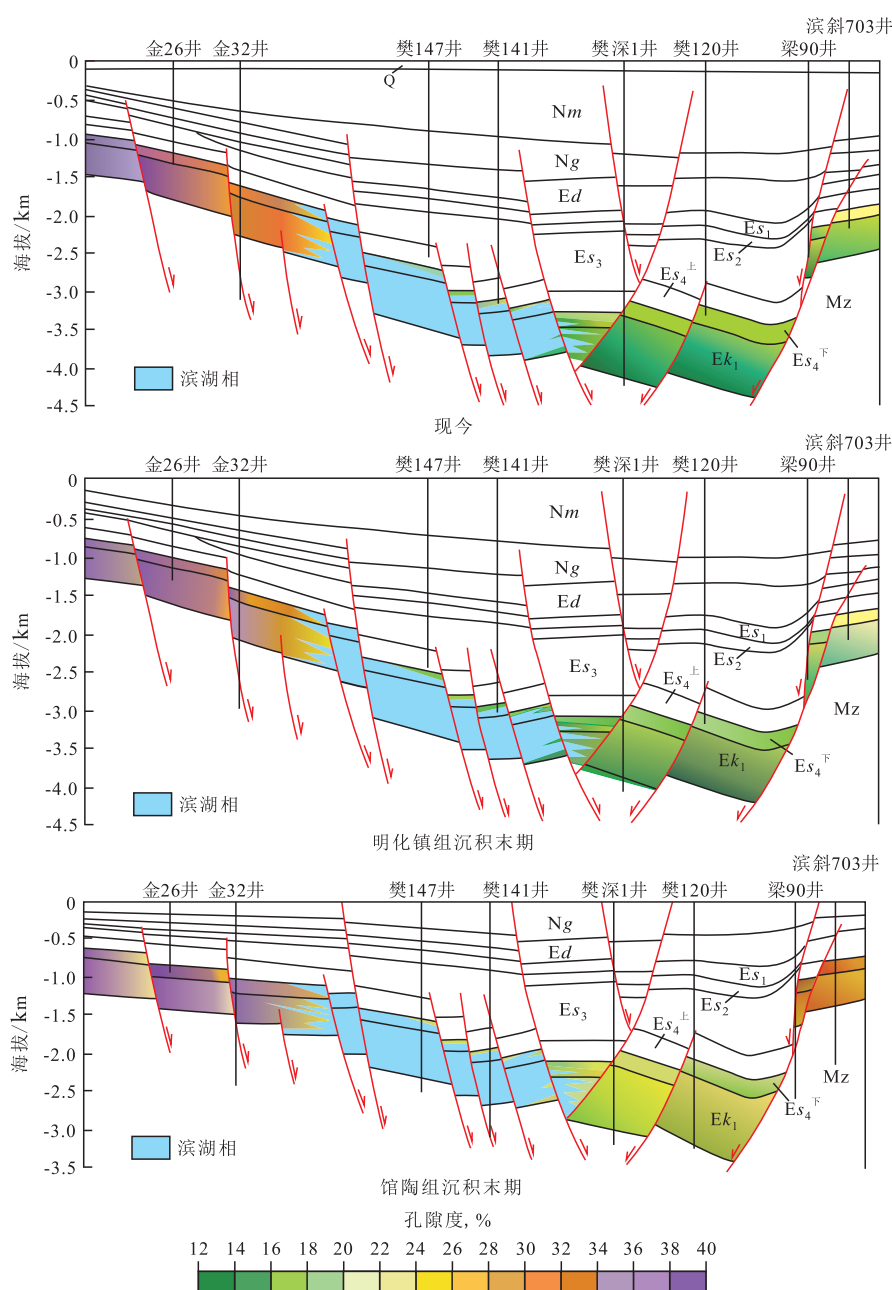


图4 博兴洼陷金26井—滨斜703井剖面古近系红层孔隙度演化

Fig.4 Evolution of red beds porosity of section Jin26-Binxie703 in Boxing subsag

型三角洲相储层的孔隙度为18%~23%，降低约2%，下降盘浅水型三角洲相储层的孔隙度为17%~18%，变化较小；平南断层上升盘漫湖三角洲相储层的孔隙度为15%~21%，下降盘漫湖三角洲相储层的孔隙度为14%~15%，降低约1%~3%。

### 3.2 油气成藏期储层动力恢复

近年来，沉积盆地的古地层压力恢复研究已成

为含油气盆地分析中不可缺少的组成部分<sup>[19]</sup>，可以采用盆地模拟方法恢复沉积盆地的古地层压力<sup>[17]</sup>。在沉积盆地地层压力模拟过程中，利用实测数据进行约束，从模拟结果来看，地层压力模拟值与实测值较为接近，相对误差不超过6%（表1）。地层压力模拟结果（图5）表明，金26井—滨斜703井剖面古近系普遍存在异常地层压力，超压主要发育在

表1 东营凹陷金26井—滨斜703井剖面地层压力演化误差分析

Table1 Error analysis of pressure evolution history of section Jin26-Binxie703 in Boxing subsag

井号	地质时期	埋深/m	层位	地层压力/MPa		绝对误差/MPa	相对误差，%	备注
				模拟值	实测值			
樊1	明化镇组沉积末期	2 757	Es <sub>3</sub> <sup>F</sup>	34.56	36.05	-2.49	4.13	相邻探井
樊137	明化镇组沉积末期	2 970	Es <sub>4</sub> <sup>上</sup>	37.86	39.85	-1.99	4.99	相邻探井
梁206	明化镇组沉积末期	2 703	Ek <sub>1</sub>	30.63	29.90	0.73	2.44	相邻探井
梁90	现今	2 175	Es <sub>4</sub> <sup>F</sup>	22.69	21.90	0.79	3.61	剖面探井
樊120	现今	3 328	Es <sub>4</sub> <sup>F</sup>	35.52	34.22	1.30	3.80	剖面探井
樊120	现今	3 088	Es <sub>4</sub> <sup>上</sup>	37.53	39.52	-1.99	5.04	剖面探井
樊141	现今	3 125	Es <sub>4</sub> <sup>F</sup>	33.52	34.79	-1.27	3.65	剖面探井
金31	现今	1 570	Es <sub>3</sub> <sup>F</sup>	16.02	15.18	0.84	5.53	相邻探井

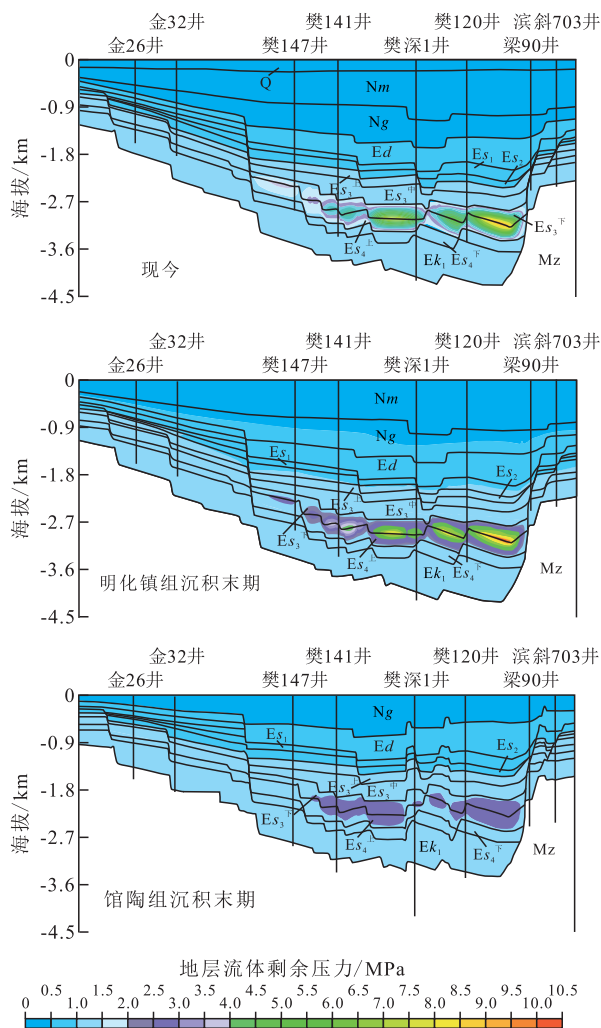


图5 博兴洼陷金26井—滨斜703井剖面地层流体剩余压力演化

Fig.5 Evolution history of residual pressure of section Jin26-Binxie703 in Boxing subsag

博兴洼陷中心沙四段上亚段和沙三段下亚段2套烃源岩中<sup>[16]</sup>。在东营组沉积初期，盆地处于强烈的裂陷期，快速沉积了大量的细粒沉积物，造成垂向上排水不畅，使得上覆沉积负荷应力增大引起的孔隙体积降低速率与孔隙流体的排出速率无法达到平衡；且在东营组沉积过程中，沙四段上亚段烃源岩的埋深大于2 500 m，超过东营凹陷的生油门限，已开始生烃，因此孔隙中的流体增多；随着埋深增大，孔隙流体承担的上覆地层负荷应力增大，孔隙度减小，渗透率变差，致使沙四段上亚段和沙三段下亚段出现超压；至东营组沉积末期，沙四段上亚段地层流体剩余压力为1.6 MPa，压力系数为1.05；沙三段下亚段地层流体剩余压力为1.4 MPa，压力系数为1.05；而在喜马拉雅运动的东营幕，研究区地层抬升遭受剥蚀，上覆地层负荷应力减小，同时地层温度降低，生烃作用趋于停滞，因而超压得以部分释放。在馆陶组沉积早期，地层埋深继续增大，沉积速率增加，生烃作用加强，欠压实作用明显，超压持续增大；至馆陶组沉积末期，沙四段上亚段地层流体剩余压力为3.61 MPa，压力系数为1.16，沙三段下亚段地层流体剩余压力为3.38 MPa，压力系数为1.15。在明化镇组沉积早期，沙四段上亚段和沙三段下亚段2套优质烃源岩的埋深迅速增大，地温升高，生成大量烃类导致地层压力明显增大，且在该沉积时期多数断层已停止活动，超压难以释放；至明化镇组沉积末期，沙四段上亚段地层流体剩余压力为10.30 MPa，压力系数为1.35，沙三段下亚段地层流体剩余压力为9.98 MPa，压力系数为1.34。在



平原组沉积时期,沙四段上亚段和沙三段下亚段的埋深继续增大;至现今,沙四段上亚段地层流体剩余压力为9.57 MPa,压力系数为1.31,沙三段下亚段地层流体剩余压力为9.54 MPa,压力系数为1.31;地层流体剩余压力相比明化镇组沉积末期略有降低,可能是烃源岩生成的烃类被部分排出,地层压力得到少许释放。

## 4 成藏期“源—相—势”耦合关系

### 4.1 “源—相—势”耦合指数

在实际地质条件下,陆相断陷盆地的油气分布不仅受“相”和“势”的联合控制,烃源灶也在很大程度上控制着油气的分布。“源—相—势”三者的耦合关系控制了博兴洼陷红层的油气成藏。其中“相”与“势”可以互为补充,优相、中相与低势、中势匹配均可以成藏,优相且低势区是油气成藏最有利的地区。对于远离烃源岩的红层而言,反映油气源条件的源控油气成藏概率是缺一不可的条件,且不能与“相”、“势”互补,一旦圈闭超出了油气源所能达到的区域,“相—势”耦合关系再好,油气成藏的可能

性仍然很小;反之,在油气源充足、油气运移条件良好的情况下,“相—势”耦合指数控制着油气成藏,“相—势”耦合指数很低的地区不易于油气成藏。为此,提出“源—相—势”耦合指数的表达式为

$$FPSI = \sqrt{FPI \times Fe} \quad (7)$$

式中:FPSI为“源—相—势”耦合指数,其值为0~1。

“源—相—势”耦合指数既能反映出油气成藏过程中油源条件和“相—势”耦合条件具有同等重要的作用,又能区别油源与“相—势”耦合关系不同于“相”与“势”之间的关系。

### 4.2 “源—相—势”耦合关系

在馆陶组沉积末期,由于东营凹陷沙四段上亚段和沙三段下亚段烃源岩的成熟度较低,生烃速率很小,导致源控油气成藏概率极低,对红层油气成藏的贡献较小;因此,在进行关键油气成藏期“源—相—势”耦合关系研究时,未考虑馆陶组沉积末期。在源控油气成藏概率、油气成藏期储层物性及成藏动力研究的基础上,计算金26井—滨斜703井剖面的“源—相—势”耦合指数,研究结果(图6)表明,在明化镇组沉积末期,沙四段上亚段和沙三段

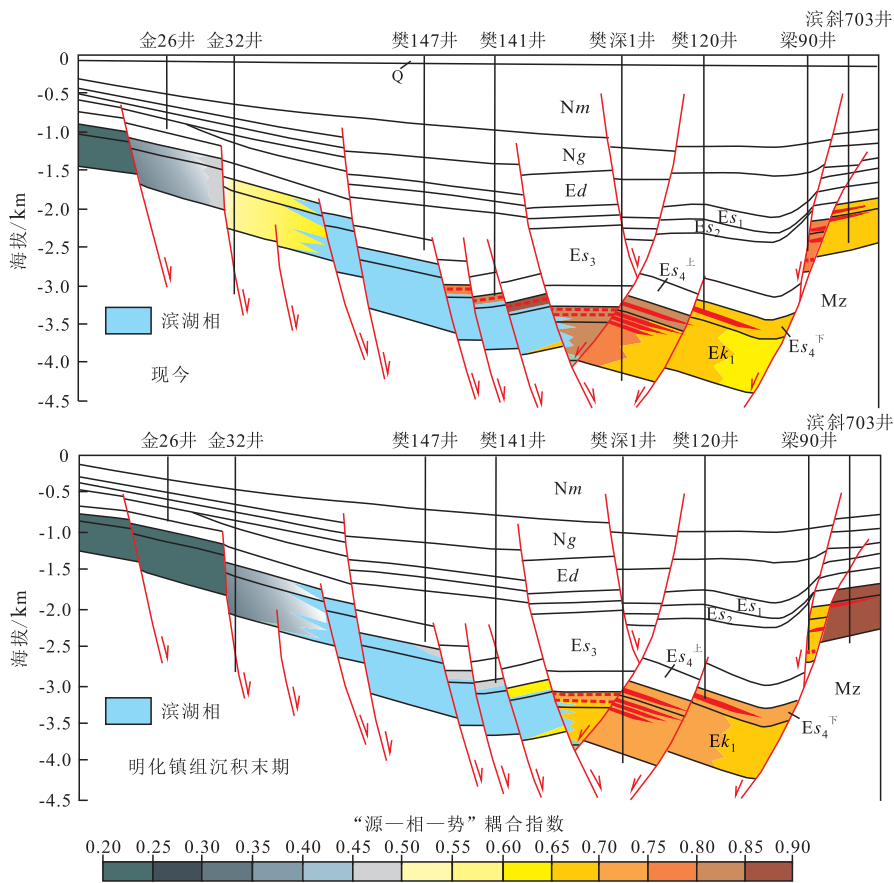


图6 博兴洼陷金26井—滨斜703井剖面关键油气成藏期“源—相—势”耦合指数分布

Fig.6 Distribution of “source-facies-potential” coupling index of section Jin26-Binxie703 during the key hydrocarbon accumulation period in Boxing subsag

下亚段烃源岩已经成熟,生烃速率较大,且该剖面经过博兴洼陷,因此剖面埋藏较深部位的源控油气成藏概率较大。随着烃类的大量生成,促使博兴洼陷中心烃源岩层发育超压,可以为油气的侧向或垂向运移提供充足动力。金26井—滨斜703井剖面在孔一段和沙四段下亚段主要发育冲积扇、漫湖三角洲和浅水型三角洲相等碎屑岩储集体,物性较好,相指数较高;因此在该剖面上,距离洼陷中心较近的樊141井以北地区的“源—相—势”耦合指数较高,均大于0.55。研究区樊深1断块、樊120井区以及平南断层上升盘的梁90和滨斜703井区的“源—相—势”耦合指数较高,均大于0.70,目前所发现的油气藏均位于这些地区。平南断层上升盘距离洼陷中心较近,埋深较浅,相指数大,势指数小,因此其“源—相—势”耦合指数为金26井—滨斜703井剖面的最大值,达到0.85。樊深1井南部沙四段下亚段“源—相—势”耦合指数大于0.70,且附近的樊深1断层在明化镇组沉积时期持续活动,为研究区下步有利油气勘探区带。

至现今,沙四段上亚段和沙三段下亚段烃源岩埋深继续增大,生烃速率增大,已进入生烃高峰阶段,排烃范围增大,使整个洼陷的源控油气成藏概率普遍增大。由于平南断层上升盘的储层孔隙度比明化镇组沉积时期的减小较多,因此该地区的相指数有一定程度的降低。由于生烃作用的增强,研究区斜坡带金32井区“源—相—势”耦合指数明显增大,超过0.50。樊141井区位于排烃边界附近,源控油气成藏概率较大,势指数较低,使其“源—相—势”耦合指数超过0.80,为金26井—滨斜703井剖面“源—相—势”耦合指数最高的地区。目前研究区发现的油气藏均位于“源—相—势”耦合指数大于0.50的地区,多数位于“源—相—势”耦合指数大于0.65的地区。樊141井区附近“源—相—势”耦合指数较高,断层发育,易于形成构造或构造—岩性圈闭,且沙四段下亚段与烃源岩层对接,为博兴洼陷下步有利油气勘探区带。

## 5 结论

博兴洼陷古近系红层油气主要来自博兴洼陷沙四段上亚段和沙三段下亚段烃源岩,在生油区排烃强度相同的情况下,油气藏分布与油气藏至排烃中心距离、至排烃边界距离具有较好的相关性,均表现出高斯正态分布特征,即在排烃边界处油气藏呈现集中分布的特征。“源—相—势”三者的耦合关

系控制着博兴洼陷古近系红层的油气成藏,其中“相”与“势”可以互为补充,优相、中相与低势、中势匹配均可以成藏,优相且低势区是油气成藏最有利的地区。但反映油气源条件的源控油气成藏概率对于远离烃源岩的红层而言,是必要条件,且不能与“相”、“势”互补,一旦圈闭超出油气源所能达到的区域,“相—势”耦合关系再好,油气成藏的可能性仍很小;反之,在油源很充足、油气运移条件良好的条件下,“相—势”耦合指数决定油气是否成藏。目前研究区发现的油气藏均位于“源—相—势”耦合指数大于0.50的地区,明化镇组沉积末期是红层的主要油气成藏期,位于博兴洼陷中心樊141井以北地区的“源—相—势”耦合指数较高,均大于0.55,其中樊深1井南部沙四段下亚段的“源—相—势”耦合指数最大,达到0.85,为博兴洼陷古近系红层的有利油气成藏区带。至现今,研究区斜坡带金32井区的“源—相—势”耦合指数明显增大,超过0.50,为博兴洼陷下步有利油气勘探区带。

## 参考文献:

- [1] 庞雄奇,李丕龙,张善文,等.陆相断陷盆地相—势耦合控藏作用及其基本模式[J].石油与天然气地质,2007,28(5):641-663.  
Pang Xiongqi, Li Pilong, Zhang Shanwen, et al. Control of facies-potential coupling on hydrocarbon accumulation in continental faulted basins and its basic geological models[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(5): 641-663.
- [2] 李德生.迈向新世纪的中国石油地质学[J].石油学报,2000,21(2):1-8.  
Li Desheng. The progress in the petroleum geology of China towards new century[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(2): 1-8.
- [3] 杨继良.发展石油地质理论 寻找更多的油气田[J].大庆石油地质与开发,1999,18(6):1-2.  
Yang Jiliang. To develop petroleum geology theory to seek more oil and gas fields[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1999, 18(6): 1-2.
- [4] 胡见义,牛嘉玉.渤海湾盆地油气聚集理论和勘探实践的再深化——为渤海湾含油气盆地发现40周年而作[J].石油学报,2001,22(1):1-5.  
Hu Jianyi, Niu Jiayu. The further deepening of oil-gas accumulation theory and exploratory practice of Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(1): 1-5.
- [5] 李丕龙,张善文,宋国奇,等.断陷盆地隐蔽油气藏形成机制——以渤海湾盆地济阳坳陷为例[J].石油实验地质,2004,26(1):3-10.  
Li Pilong, Zhang Shanwen, Song Guoqi, et al. Forming mechanism of subtle oil pools in fault basins—Taking the Jiyang depression of the Bohaiwan basin as an example[J]. Petroleum Geology & Ex-



- periment, 2004, 26(1): 3-10.
- [6] 王永诗, 赵乐强. 隐蔽油气藏勘探阶段区带评价方法及实践——以济阳坳陷为例[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(3): 1-5.  
Wang Yongshi, Zhao Leqiang. Prospect evaluation approach and application in exploration stage of subtle reservoir—a case of Jiyang depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(3): 1-5.
- [7] 王文彬. 盐家地区沙三段中浅层砂砾岩扇体成藏特征[J]. 特种油气藏, 2014, 21(1): 42-45.  
Wang Wenbin. Characterization of reservoir forming in the mid-shallow Sha3 member glutenite fan, Yanjia oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(1): 42-45.
- [8] 万欢, 黄文辉, 王华军. 东营凹陷北部陡坡带沙河街组四段砂砾岩成岩作用[J]. 特种油气藏, 2012, 19(3): 39-42.  
Wan Huan, Huang Wenhui, Wang Huajun. Glutenite diagenesis in the fourth member of Shahejie formation in the north slope of Dongying depression [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(3): 39-42.
- [9] 刘军镠, 简晓玲, 康波, 等. 东营凹陷东营三角洲沙三段中亚段古地貌特征及其对沉积的控制[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(1): 20-23.  
Liu Jun' e, Jian Xiaoling, Kang Bo, et al. Paleogeomorphology of the middle part of 3rd member of Shahejie formation and their effects on depositional systems, Dongying delta, Dongying depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1): 20-23.
- [10] 王永诗. 油气成藏“相—势”耦合作用探讨——以渤海湾盆地济阳坳陷为例[J]. 石油实验地质, 2007, 29(5): 472-476.  
Wang Yongshi. Study of facies and potential coupling effect in oil and gas pool formation—A case study in the Jiyang Depression, the Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(5): 472-476.
- [11] 郝雪峰, 尹丽娟. 陆相断陷盆地油气差异聚集模式探讨——成藏动力、输导、方式的关系[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(6): 1-5.  
Hao Xuefeng, Yin Lijuan. Discussion on hydrocarbon differential accumulation mode in continental rift basins—relationship of dynamics, conduit and pattern [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 1-5.
- [12] 刘书会, 唐东, 陈敬义. 东营凹陷南坡西段红层地球物理特征及储层预测[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(3): 53-56.  
Liu Shuhui, Tang Dong, Chen Jingyi. Geophysical and reservoir feature of redbed, south slope of Dongying depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(3): 53-56.
- [13] 庞雄奇, 郭永华, 姜福杰, 等. 渤海海域优质烃源岩及其分布预测[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(4): 393-397.  
Pang Xiongqi, Guo Yonghua, Jiang Fujie, et al. High-quality source rocks and their distribution prediction in the Bohai Sea waters [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(4): 393-397.
- [14] 姜福杰, 庞雄奇, 姜振学, 等. 东营凹陷沙四上亚段烃源岩排烃特征及潜力评价[J]. 地质科技情报, 2007, 30(4): 69-73.  
Jiang Fujie, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue, et al. Hydrocarbon-ex-pulsion characters and the potential resource evaluation of hydrocarbon source rocks from the upper section of 4th member of Shahejie Formation in Dongying Depression [J]. Geological Science and Technology Information, 2007, 30(4): 69-73.
- [15] 霍志鹏, 庞雄奇, 范凯, 等. 济阳坳陷典型岩性油气藏相—势耦合控藏作用解剖及应用[J]. 石油实验地质, 2014, 36(5): 574-582.  
Huo Zhipeng, Pang Xiongqi, Fan Kai, et al. Anatomy and application of facies-potential coupling on hydrocarbon accumulation in typical lithologic reservoirs in Jiyang Depression [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(5): 574-582.
- [16] 贾光华. 红层油气成藏要素定量评价及成藏概率分析——以东营凹陷博兴地区为例[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(3): 1-5.  
Jia Guanghua. Study on quantitative characterization of forming conditions on oil and gas reservoir in red beds and its accumulation probability—taking Boxing area of Dongying depression as an example [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(3): 1-5.
- [17] 庞雄奇, 陈冬霞, 李丕龙, 等. 隐蔽油气藏资源潜力预测方法探讨与初步应用[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(4): 370-375.  
Pang Xiongqi, Chen Dongxia, Li Pilong, et al. Prediction method and its preliminary application in predicting resource potentials of subtle oil/gas reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(4): 370-375.
- [18] 渠东芳, 姜振学, 刘惠民, 等. 关键成藏期碎屑岩储层古孔隙度恢复方法[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 404-412.  
Qu Dongfang, Jiang Zhenxue, Liu Huimin, et al. A reconstruction method of porosity for clastic reservoirs during the crucial period of hydrocarbon accumulation [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 404-412.
- [19] 邱桂强, 凌云, 樊洪海. 东营凹陷古近系烃源岩超压特征及分布规律[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 71-75.  
Qiu Guiqiang, Ling Yun, Fan Honghai. The characteristics and distribution of abnormal pressure in the Paleogene source rocks of Dongying Sag [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(3): 71-75.

编辑 邹澍滢