

文章编号:0253-9985(2012)05-0695-10

南堡凹陷构造型油气藏分布主控因素及预测方法

黄曼宁^{1,2},董月霞³,庞雄奇^{1,2},郝海江¹,郭继刚^{1,2}

(1. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249; 2. 中国石油大学 盆地与油藏研究中心,北京 102249;
3. 中国石油 冀东油田 勘探开发研究院,河北 唐山 063004)

摘要:渤海湾盆地南堡凹陷具有良好的油气勘探前景,已发现的油气藏多为构造型油气藏,但油气资源的分布特征不明确,无法有效地指导勘探。通过分析,揭示出地质相、流体势和烃源灶是南堡凹陷油气分布的3个主控因素。应用相-势-源复合的方法,对南堡凹陷的油气分布特征进行研究。研究表明:地质相控油气作用的基本模式为“优相-高孔渗”控藏,流体势控油气作用的基本模式为“低势”控藏,烃源灶控油气作用的基本模式为“近源”控藏。在此基础上,建立了“近源-优相-低势”控藏的综合模式,并运用该模式对南堡凹陷的油气分布进行了预测。结果表明:背斜类油气藏的潜在勘探目标位于北堡构造带的Ⅰ级有利区和南堡4号构造带的Ⅱ级有利区;断块类油气藏的潜在勘探目标位于北堡构造带的Ⅱ级有利区、南堡3号构造带的Ⅱ级有利区、南堡4号构造带的Ⅱ级有利区和南堡5号构造带的Ⅲ级有利区。

关键词:地质相;流体势;烃源灶;构造型油气藏;南堡凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE112.3

文献标识码:A

Controlling factors of structural reservoir distribution and its prediction method in Nanpu depression, Bohai Bay Basin

Huang Manning^{1,2}, Dong Yuexia³, Pang Xiongqi^{1,2}, Hao Haijiang¹ and Guo Jigang^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Research Center of Basins and Reservoirs, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

3. Research Institute of Exploration and Development, Jidong Oilfield, PetroChina, Tangshan, Hebei 063004, China)

Abstract: Nanpu depression in Bohai Bay Basin has large petroleum exploration potential, and most of the reservoirs discovered in the depression are of structural type. However, the distribution pattern of petroleum resources is still unclear, so it is difficult to effectively develop petroleum exploration. Geofacies, fluid potential and hydrocarbon kitchen are believed to be main factors controlling hydrocarbon distribution in Nanpu depression. Geofacies controls hydrocarbon distribution by “favorable facies combined with high porosity and permeability” pattern, fluid potential controls by “low potential” pattern, and hydrocarbon kitchen controls by “near source” pattern. Based on these patterns, we established a comprehensive hydrocarbon accumulation model of “near source-favorable facies-low potential”, which was applied to predict petroleum accumulation distribution in Nanpu depression. Potential anticlinal reservoirs may occur in the first-order favorable area in Beipu structural belt and the second-order favorable area in Nanpu No. 4 structural belt, whereas potential fault-block reservoirs may occur in the second-order favorable area in Beipu structural belt, second-order favorable area in Nanpu No. 3 structural belt, second-order favorable area in Nanpu No. 4 structural belt and third-order favorable area in Nanpu No. 5 structural belt.

Key words: geofacies, fluid potential, hydrocarbon kitchen, structural reservoir, Nanpu depression, Bohai Bay Basin

收稿日期:2012-05-24;修订日期:2012-08-11。

第一作者简介:黄曼宁(1988—),女,硕士研究生,油气成藏机理与分布规律。

基金项目:国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目(2011CB201102);国家科技重大专项(2011ZX05007-002-04)。

南堡凹陷油气资源丰富,但以往研究并未明确油气资源的分布特征,缺乏对勘探的有效指导。南堡凹陷已发现的油气藏多为中浅层背斜类和断块类油气藏,本次研究以中浅层构造型油气藏为对象,运用相-势-源复合的方法,分析油气藏的分布规律,进行有利区预测,以期为进一步勘探提供依据。

1 研究区概况

南堡凹陷位于华北板块东北部,燕山台褶带南缘,是渤海湾盆地北侧的一个经中、新生代块断活动发育起来的小型断陷富油气凹陷(图1)。

南堡凹陷发育在奥陶系、石炭系至二叠系和中生界基底之上。沉积地层包括前古近系(侏罗系、二叠系至石炭系和奥陶系)、古近系沙河街组(E_s)、东营组(E_d)及新近系馆陶组(N_g)和明化镇组(N_m)等。

2 油气分布特征

南堡凹陷油气藏在平面上分布不均,主要分布

在高尚堡、南堡1号和南堡2号构造带(图2a)。

从层位上看,东营组一段(E_d^1)和沙河街组三段(E_s^3)是南堡凹陷最有利的油气勘探层系;其次为馆陶组;南堡凹陷资源量的一半都集中在中浅层(图2b)。

南堡凹陷油气的成藏时间普遍较晚,主要成藏期集中在馆陶组沉积期及其以后。源岩的排烃时期开始于东营期,排烃高峰期在馆陶组-明化镇组沉积时期,与较晚的成藏期对应(图2c)。

3 油气分布主控因素

3.1 相控油气作用

“地质相”可以划分为构造相、沉积相、岩相和岩石物理相4个层次,它们从宏观至微观对油气聚集呈现逐级控制的作用^[1-2]。

3.1.1 构造相控油气作用

能反映其形成的构造背景,在特征上具有相似的变形与就位特征的一组地层与构造的组合称为构造相^[3]。不同构造带所处的古地理环境不同、物

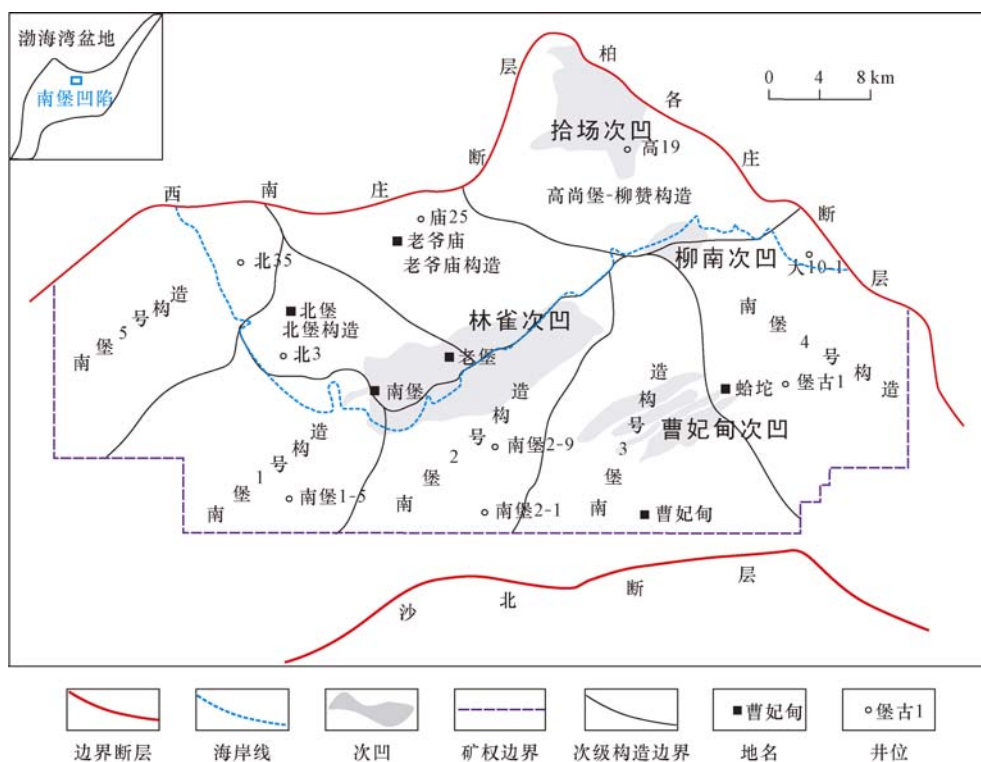


图1 南堡凹陷构造单元划分

Fig. 1 Structural units in Nanpu depression

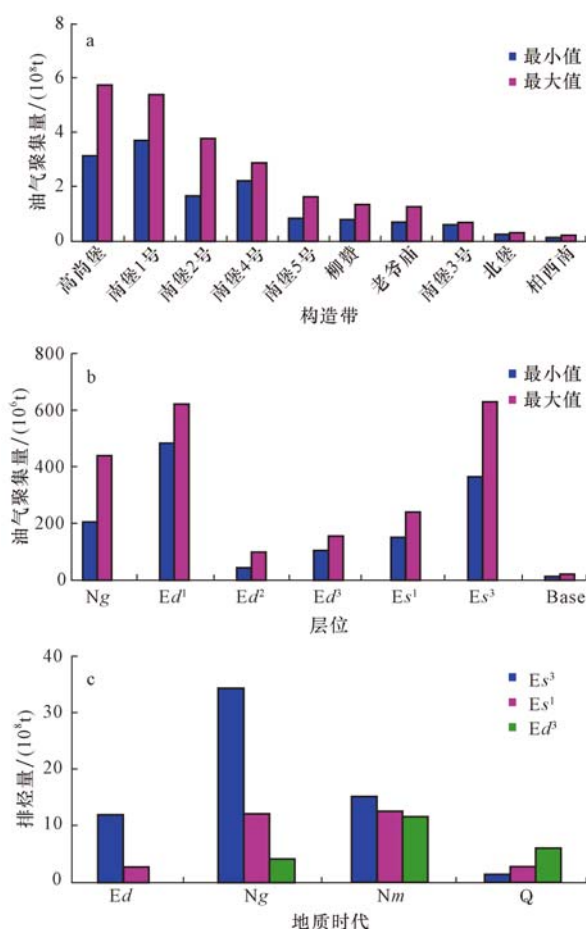


图2 南堡凹陷油气藏分布特征

Fig. 2 Reservoir distribution in Nanpu depression

a. 不同构造带资源量对比; b. 不同层位资源量对比;
c. 主力源岩不同地质历史时期排烃量对比

源存在差异,其沉积相的分布以及油气的聚集等方面也存在明显的差异^[4-5]。构造相在宏观上控制着油气的分布。南堡凹陷可以划分为陡坡带、洼陷带、中央背斜带和缓坡带4个构造带。

南堡凹陷油气藏个数以中央背斜带最多,其次为陡坡带,再次为缓坡带,洼陷带最少;从储量分布来看,以陡坡带最为丰富,其次为中央背斜带,缓坡带的油气储量排第三位,洼陷带的油气储量相对最少(图3)。本区中央背斜带和陡坡带是最有利于油气成藏的构造带。

3.1.2 沉积相控油气作用

A. Gressly 对沉积相的定义是“沉积物变化的总和,它表现为这种或那种岩性的、地质的或古生物的差异”。不同的构造相带发育不同的沉积相组合

类型,不同的沉积相和沉积体系砂体特征和储集性质不同,对油气的控制作用也存在差异,沉积相进一步控制着油气的分布。南堡凹陷主要发育有储集性能较好的三角洲相、扇三角洲相、近岸水下扇相和滨浅湖相、半深湖-深湖相等沉积相类型^[6]。

南堡凹陷油气藏个数以近岸水下扇相最多,其次是三角洲相,再次为扇三角洲相和河流相;从储量分布来看,以近岸水下扇相最为丰富,其次为河流相和扇三角洲相,扇三角洲相的油气储量相对较少,而半深湖-深湖相中几乎没有油气藏分布(图4)。本区有利于油气富集成藏的沉积相带主要是近岸水下扇相、三角洲相、河流相和扇三角洲相。

3.1.3 岩相控油气作用

岩相是指一定沉积环境中形成的岩石或岩石组合。原始沉积作用会对储集物性造成影响,砂岩储层的岩相进一步控制着油气的聚集。本区最

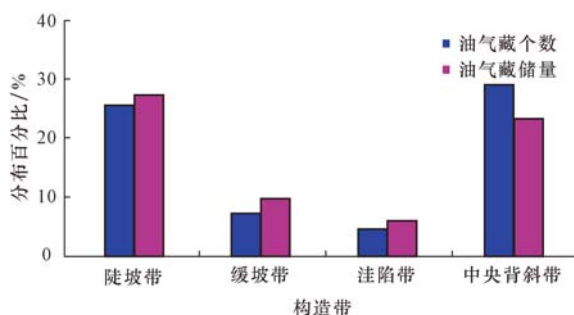


图3 南堡凹陷不同构造带油气藏分布特征

Fig. 3 Reservoir distribution of different structural belts in Nanpu depression

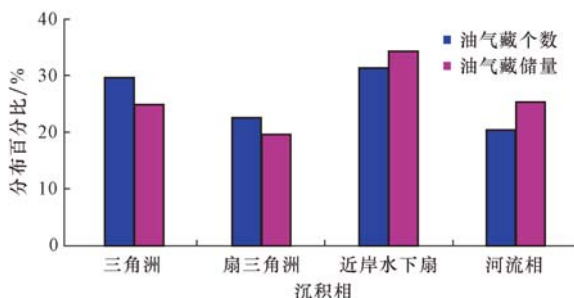


图4 南堡凹陷不同沉积相带油气藏分布特征

Fig. 4 Reservoir distribution of different sedimentary facies belts in Nanpu depression

主要的岩石类型是砾岩、砂岩和粉砂岩。

南堡凹陷大部分油气藏发育在粉砂岩、细砂岩和中砂岩储层中(图5)。可以看出,最优质的储层岩石类型是粒径中等的细砂岩。本区油气主要聚集在粒径范围0.01~0.5 mm的粉砂岩、细砂岩和中砂岩储层中。

3.1.4 岩石物理相控油气作用

岩石物理相是一定沉积环境中形成的岩石或岩石组合的渗流特征。南堡凹陷储层的孔隙度范围为10%~30%,渗透率范围为 $5 \times 10^{-3} \sim 1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

由于油气藏储量与砂体的规模有关,因此,南堡凹陷油气藏储量并不会随着孔渗性的变好而一直增大,但含油饱和度基本是随着孔隙度和渗透率的变好而增大;而孔隙度小于10%、渗透率小于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层中油气很难成藏(图6)。岩石物理相控油气作用表现为:高孔渗储层最有利于油气成藏。

3.1.5 相控油气作用模式及其定量表征

根据以上分析,得出相控油气作用的基本模式为“优相-高孔渗”控藏。“优相”指适合油气富集成藏的粒径介于0.01~0.5 mm的粉砂岩-中砂岩。“高孔渗”指相对高的孔隙度和渗透率。

地质相对油气藏分布的控制作用可以用相指数 FI (facies index)进行定量表征。计算时,选择孔隙度和渗透率这两个的常用参数。

相对孔隙度(Φ_i)指岩石孔隙度(Φ ,%)和同等条件下最大孔隙度($\Phi_{\max}$,%)的比值[式(1)];相对渗透率(K_i)指岩石渗透率(K , $10^{-3} \mu\text{m}^2$)和同等条件下最大渗透率($K_{\max}$, $10^{-3} \mu\text{m}^2$)的对数比值[式(2)]。相指数为相对孔隙度和相对渗透率的平均值[式(3)]。南堡凹陷构造型油气藏主要分布在相指数较大的区域(图7)。

$$\Phi_i = \Phi / \Phi_{\max} \quad (1)$$

$$K_i = \lg K / \lg K_{\max} \quad (2)$$

$$FI = (\Phi_i + K_i) / 2 \quad (3)$$

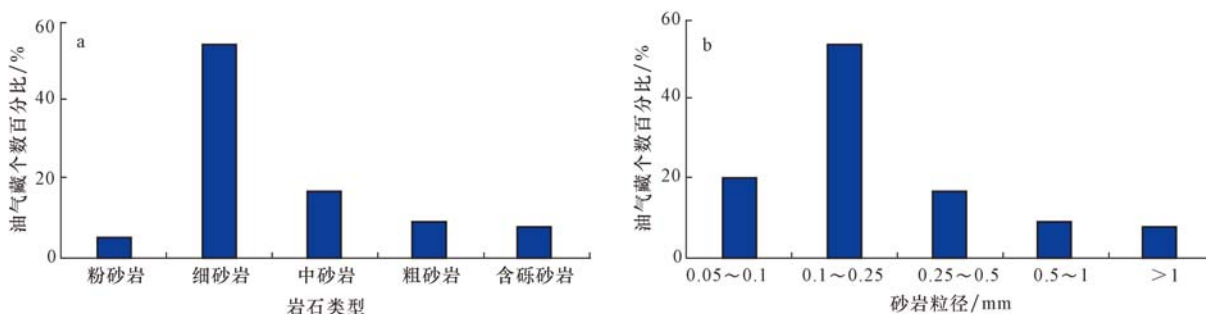


图5 南堡凹陷不同岩相带油气藏分布特征

Fig. 5 Reservoir distribution of different lithofacies belts in Nanpu depression

a. 不同储层岩石类型中;b. 不同粒径砂岩中

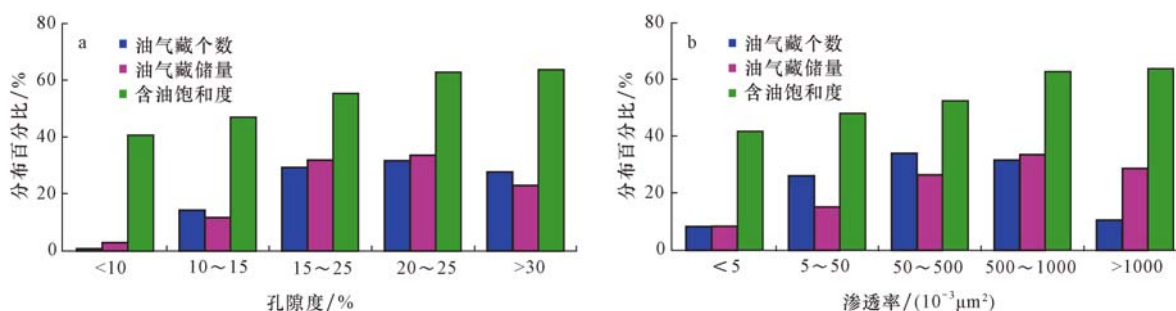


图6 南堡凹陷不同岩石物理相带油气藏分布特征

Fig. 6 Reservoir distribution of different petrophysical facies belts in Nanpu depression

a. 不同孔隙度储层中;b. 不同渗透率储层中

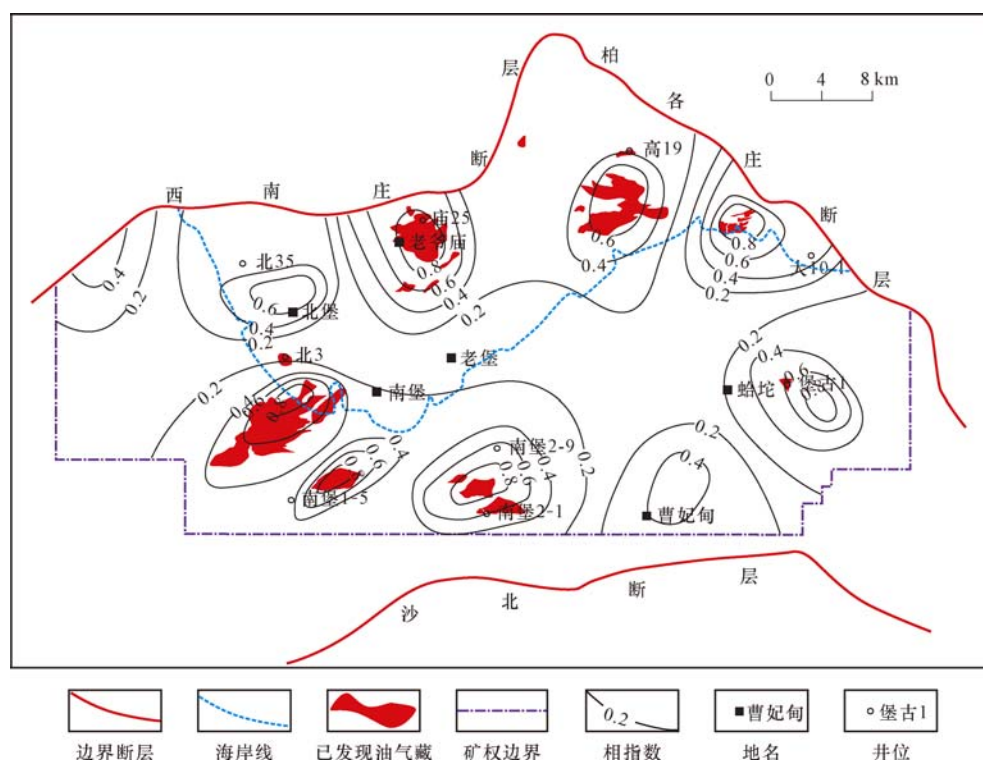


图7 南堡凹陷构造油气藏与相指数平面图

Fig. 7 Plane distribution of structural reservoirs and facies index in Nanpu depression

3.2 势控油气作用

沉积盆地中主要有浮力、地层压力、毛细管压力和水动力四种地质营力的作用,产生的流体势分别为:位能、压能、界面能和动能。其中浮力与位能主要控制背斜类油气藏的分布,异常压力与压能主要控制断块类油气藏的分布^[7-8]。此次研究以位能和压能控制下构造型油气藏为对象。

3.2.1 位能控油气作用

位能(Φ_z, J)指地下流体相对于某一基准面具有的势能。它与流体的质量(m, kg)、重力加速度($g, m/s^2$)、构造等高线数值(Z, m)有关。以地表面(Z_0, m)为基准面,其表达式为:

$$\Phi_z = -mg(Z - Z_0) \quad (4)$$

利用储层自身的位能(P, J)、源灶顶或底具有的位能(P_{min}, J)和地表具有的位能(P_{max}, J)可以计算出相对位能指数 PI_1 (potential index 1)来表征压力对油气成藏的控制作用:

$$PI_1 = (P - P_{min}) / (P_{max} - P_{min}) \quad (5)$$

位能的大小主要决定于流体所处的相对位置。随着埋深的减小,位能指数从1到0逐渐变

小,油气向位能指数减小的方向运聚,在位能较小处成藏。

位能控藏作用可以描述为油气在浮力作用下由深部高位能区向浅部低位能区运移,最终在低位能圈闭中形成背斜类油气藏(图8)。

3.2.2 压能控油气作用

压能(Φ_p, J)指地下流体因自身受压而具有的势能。它与压力(p, Pa)正相关,也与流体密度($\rho, kg/m^3$)有关。计算的基准面应为超压封存箱的顶部或底部,表达式为:

$$\Phi_p = \int_1^p \frac{dp}{\rho(p)} \quad (6)$$

利用储层自身的压能(p, J),源灶顶或底具有的压能(p_{max}, J)和埋深条件下的静水压能(p_{min}, J)可以计算出相对压能指数 PI_2 (potential index 2)来表征压力对油气成藏的控制作用:

$$PI_2 = (p - p_{min}) / (p_{max} - p_{min}) \quad (7)$$

压能的大小主要取决于流体压力。从流体压力最大处向流体压力减小处的变化过程中,压能指数也从1到0递减,油气向压能指数减小的方向运聚,在压能指数较小处成藏。

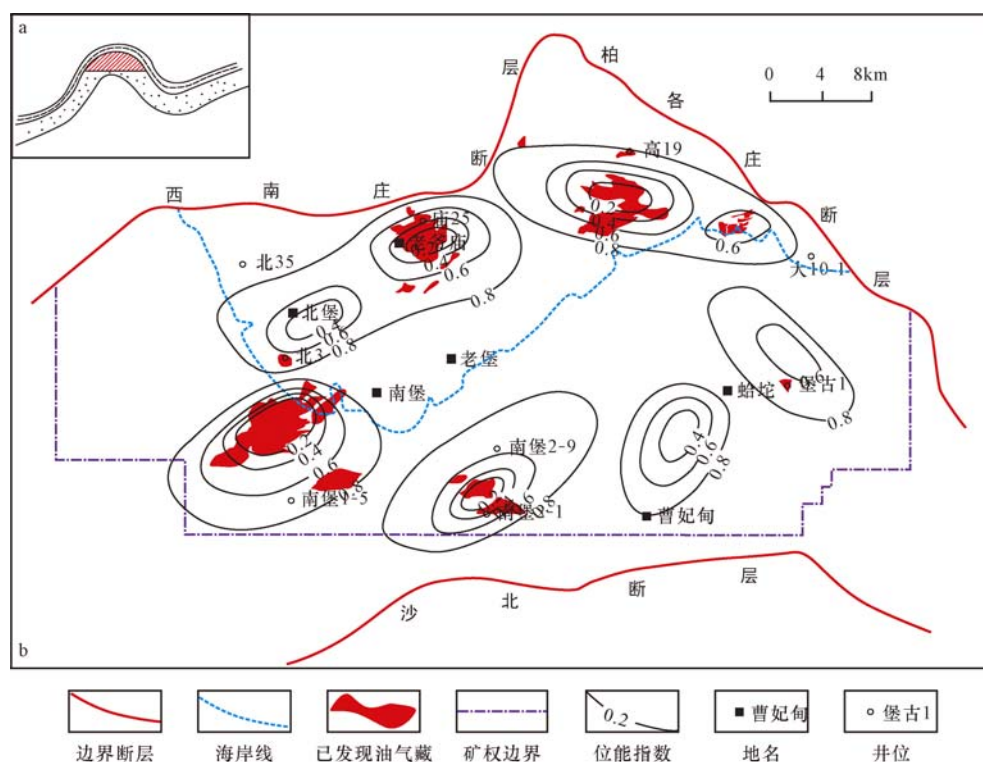


图8 南堡凹陷构造油藏与位能指数分布图

Fig. 8 Structural reservoir and geopotential energy index in Nanpu depression

a. 浮力作用下低位能控藏模式; b. 南堡凹陷构造油藏与位能指数平面图

断裂泄压处是断块油藏形成的最主要场所^[9],压能控油气作用可以描述为在有泄流通道的情况下,油气在异常压力的作用下在断裂泄压处形成断块类油气藏(图9)。

3.2.3 势控油气作用模式及其定量表征

不同势能制约着不同类型油气藏的形成与分布,势控油气作用的基本模式为“低势”控藏。

流体势对油气藏分布的控制作用可以用势指数(PI)进行定量表征。势指数的取值与所研究的势能有关;对位能控藏作用进行预测时,可将相对位能指数作为势指数,此时 $PI = PI_1$;对压能控藏作用进行预测时,可将相对压能指数作为势指数,此时 $PI = PI_2$ 。

3.3 源控油气作用

烃源灶对油气分布的控制作用主要表现在运移距离和排烃强度对油气藏分布的影响^[10-13]。

3.3.1 运移距离控油气作用

南堡凹陷90%以上的油气藏聚集在横向运

移距离0~15 km的范围内,超过30 km没有油气藏分布;90%以上的油气藏聚集在纵向运移距离0~4 km的范围内,超过6 km没有油气藏分布(图10)。因此,横向运移距离在0~15 km,纵向运移距离在0~4 km有利于南堡凹陷油气藏的形成。

运移距离对油气藏分布的控制作用表现为:随着运移距离的增大,油气藏个数先增多后减少,超过一定的运移距离油气难以成藏。

3.3.2 排烃强度控油气作用

油气的分布受排烃强度的控制。林雀次凹源岩累积排烃强度超过 $850 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,控制了周边北堡、老爷庙、南堡1号和南堡2号构造的油气,这四个构造已发现的石油储量(三级储量)达到 $6.65 \times 10^8 \text{ t}$ 。拾场次凹和柳南次凹源岩累积排烃强度分别不超过 $310 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 和 $220 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,高尚堡-柳赞构造带尽管受这两个生烃凹陷供烃,但已发现的石油储量只有 $2.35 \times 10^8 \text{ t}$ 。可见,排烃强度对油气的分布具有明显的控制作用。

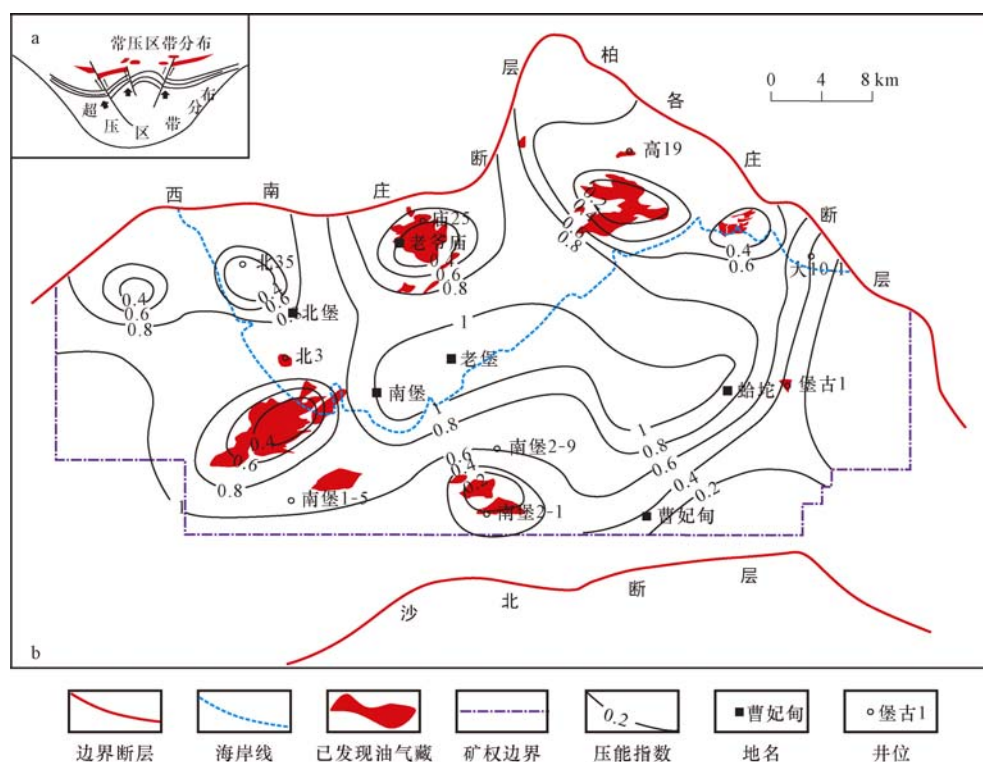


图9 南堡凹陷构造油藏与压能指数分布图

Fig. 9 Structural reservoir and pressure energy index in Nanpu depression

a. 异常压力作用下低压能控藏模式; b. 南堡凹陷构造油藏与压能指数平面图

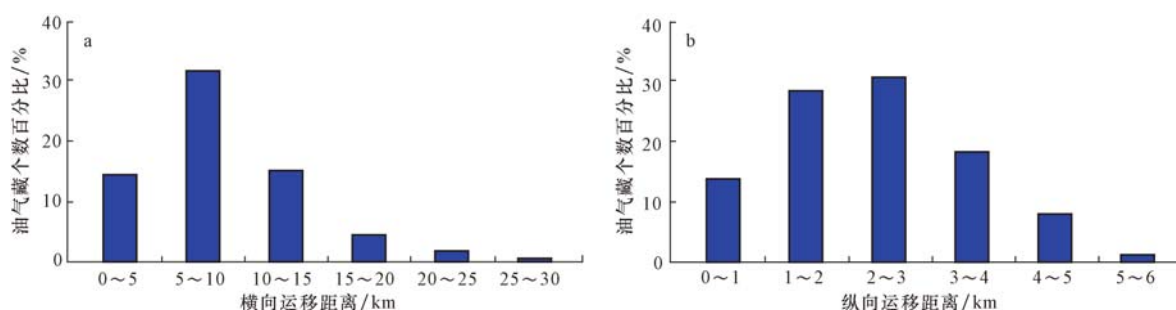


图10 南堡凹陷不同运移距离油气藏分布特征

Fig. 10 Reservoir distribution for different migration distances in Nanpu depression

a. 横向运移距离与油气藏分布关系; b. 纵向运移距离与油气藏分布关系

南堡凹陷烃源灶对油气藏的控制作用表现为:源岩的排烃强度越大,其控藏面积和控制的储量也越大。

3.3.3 源控油气作用模式及其定量表征

研究发现,油气藏的分布与多种因素有关,可以根据姜福杰建立的我国东部含油气盆地油气成藏概率定量模式对不同部位油气的成藏概率进行

预测(图11)。

油气成藏概率(F_e ,无量纲)可以通过标准化的油藏至排烃中心的距离(L ,无量纲),标准化的油藏至排烃边界的距离(l ,无量纲)和烃源岩最大排烃强度(q_e , 10^6 t/km^2)计算^[14]。表达式如下:

$$F_e = 0.046e^{0.12q_e} - 0.16\ln L + 0.65e^{-8.2357(l+0.1)^2} + 0.1345 \quad (8)$$

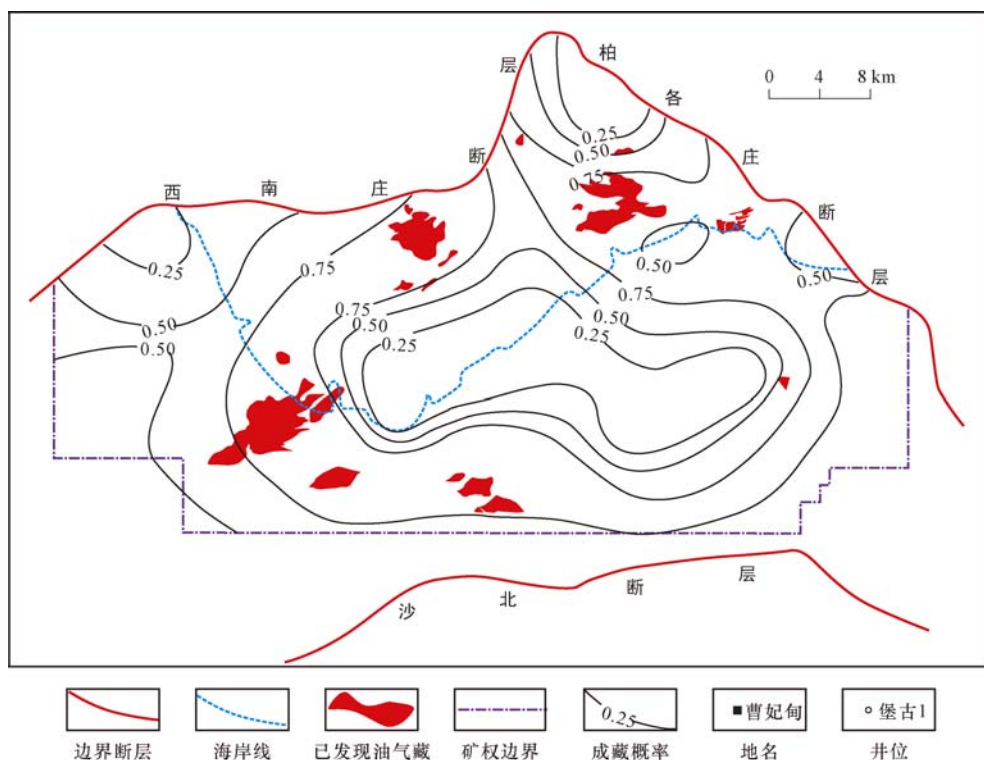


图 11 南堡凹陷构造型油气藏与成藏概率分布图

Fig. 11 Map showing structural reservoirs and their probability of hydrocarbon accumulation in Nanpu depression

4 南堡凹陷构造型油气藏潜在勘探目标预测

4.1 预测方法

4.1.1 相-势-源复合控藏作用

油气藏的形成和分布受“地质相”和“流体势”的联合控制,它们在宏观上控制油气藏的时空分布,微观上控制油气藏含油气性的变化,简称“相-势控藏”,陆相断陷盆地中存在着“优相-低势”控藏的规律^[15-17]。

“优相-低势”耦合反映了油气成藏的地质条件和动力学问题,但油气成藏的主角是烃类流体,因此,必须要考虑烃源灶的控制作用。当储层满足近源、优相、低势三方面条件时,储层具有较高的含油饱和度。相-势-源复合控藏作用的基本模式为“近源-优相-低势”控藏。

4.1.2 预测流程

南堡凹陷与济阳凹陷同属渤海湾盆地,且都是陆相断陷盆地^[18],它们的相势耦合控藏作用可

以进行类比。根据前人的研究,济阳凹陷 85% 以上的油气藏位于 $FI > 0.5$, $PI < 0.5$ 的范围内。因此,可将 $FI > 0.5$ 的区域作为优相区,将 $PI < 0.5$ 的区域作为低势区。

应用“近源-优相-低势”控藏的规律在南堡凹陷进行有利区预测的步骤如下:

1) 在相指数平面图中找出 $FI > 0.5$ 的优相区。

2) 在位能指数和压能指数平面图中分别找出 $PI < 0.5$ 的低位能区和低压能区。

3) 将优相区分别与低位能区和低压能区叠合,预测出背斜类和断块类油气藏可能的有利发育区。

4) 根据成藏概率平面图对可能的有利区进行评价。除去已有大量油气发现的区域,确定潜在勘探目标。有利区落在成藏概率 $> 75\%$, $50\% \sim 75\%$, $25\% \sim 50\%$, $< 25\%$ 的范围,分别为 I 级有利区、II 级有利区、III 级有利区和不利成藏区。

4.2 构造型油气藏潜在勘探目标

运用上述方法,预测出背斜类油气藏有利发育区 9 个,其中 6 个已有大面积油气藏发现。余

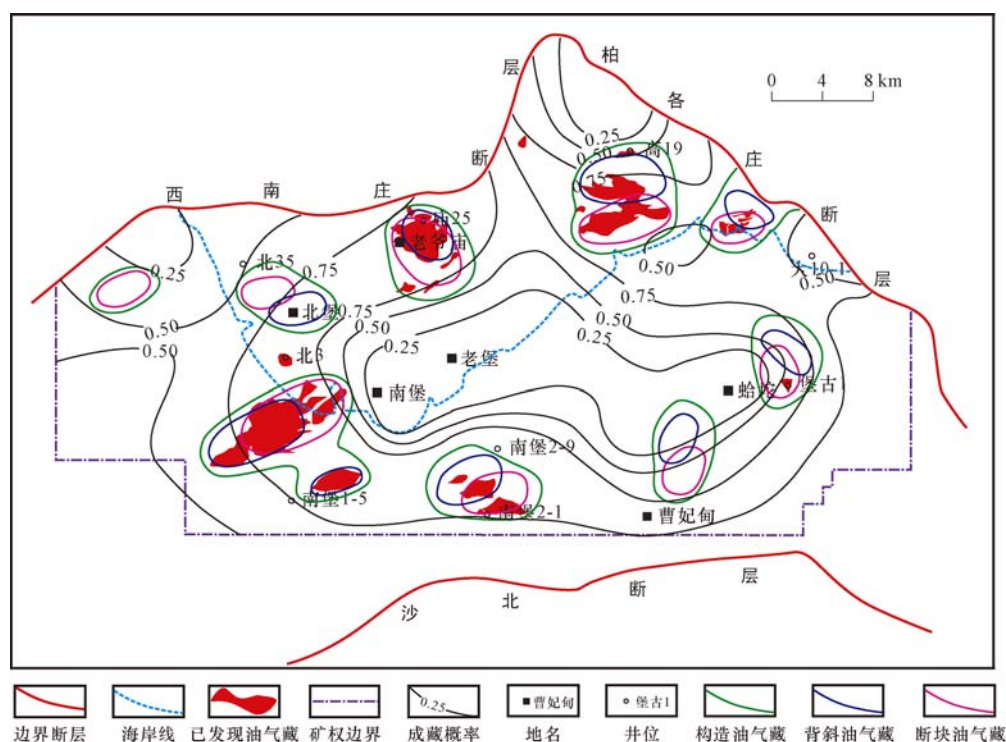


图12 南堡凹陷构造型油气藏有利区综合评价

Fig. 12 Comprehensive evaluation of favorable distribution of structural reservoirs in Nanpu depression

下3个有利区中北堡构造的有利区成藏概率 $>75\%$;南堡3号构造的有利区大部分成藏概率 $<25\%$;南堡4号构造的有利区大部分成藏概率在 $50\% \sim 75\%$ (图12)。

预测出断块类油气藏有利发育区9个,其中5个已有大面积油气藏发现。余下4个有利区中北堡构造的有利区成藏概率在 $50\% \sim 75\%$;南堡3号构造的有利区大部分成藏概率在 $50\% \sim 75\%$;南堡4号构造的有利区成藏概率从小于 25% 到 75% 均有分布,且有小面积油气藏发现。南堡5号构造的有利区成藏概率在 $25\% \sim 50\%$ (图12)。

通过综合评价,背斜类油气藏的潜在勘探目标有位于北堡构造带的Ⅰ级有利区和南堡4号构造带的Ⅱ级有利区;断块类油气藏的潜在勘探目标有位于北堡构造带的Ⅱ级有利区、南堡3号构造带的Ⅱ级有利区、南堡4号构造带的Ⅱ级有利区和南堡5号构造的Ⅲ级有利区。

5 结论

1) 南堡凹陷的油气分布不均,平面上主要分布于高尚堡、南堡1号和南堡2号构造带,层位上

主要集中在东营组,纵向上主要分布在中浅层,且油气成藏时间普遍较晚,主要在馆陶组沉积期及其以后。

2) 南堡凹陷的油气分布受到地质相、流体势和烃源灶三个因素的控制。相-势-源复合控藏作用的基本模式是“近源-优相-低势”控藏。

3) 运用相势源复合的方法,在南堡凹陷预测出背斜类油气藏的潜在勘探目标有:位于北堡构造带的Ⅰ级有利区和南堡4号构造带的Ⅱ级有利区;断块类油气藏的潜在勘探目标有:位于北堡构造带的Ⅱ级有利区、南堡3号构造带的Ⅱ级有利区、南堡4号构造带的Ⅱ级有利区和南堡5号构造的Ⅲ级有利区。

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,(5):642-652.
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, (5): 642-652.
- [2] 付兆辉,秦伟军,李敏.渤海湾盆地呈东凸起构造演化及对沉积的控制作用[J].石油地质与工程,2011,25(4):7-10.

- Fu Zhaohui, QingWeijun, Li Min. Tectonic evolution and its controlling effect on sedimentation of the Kendong uplift in Bohai Bay Basin[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2011, 25(4): 7-10.
- [3] Hsu K J. The concept of tectonic facies[J]. *Bulletin of Technique University Istanbul*, 1991, 44(2): 25-42.
- [4] 王应斌, 王海军, 孙和风. 渤东低凸起构造演化及成藏条件[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(2): 151-157, 179.
- Wang Yingbin, Wang Haijun, and Sun Hefeng. An analysis of structure evolution and reservoiring conditions in the Bodong low salient of Bohai Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(2): 151-157, 179.
- [5] 郑鸿明, 刘宜文, 蒋琳, 等. 影响构造形态的原因分析及解决思路——以准噶尔盆地泉1井区三维地震资料为例[J]. *石油物探*, 2015, 51(1): 71-78.
- Zheng Hongming, Liu Yiwen, Jiang Lin, et al. Anaysis of the influence factors in structure shape and solutions: case study of the 3-D seismic data in Quan 1 well area, Junggar Basin[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2012, 51(7): 71-78.
- [6] 吴小红, 吕修祥, 周心怀, 等. 黄河口凹陷浅水三角洲沉积特征及其油气勘探意义[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(2): 165-172.
- Wu Xiaohong, Lv Xiuxiang, Zhou Xinhui, et al. Depositional characteristics and hydrocarbon exploration significance of shallow deltas in the Yellow River Mouth Sag[J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(2): 165-172.
- [7] 张善文. 济阳坳陷第三系隐蔽油气藏勘探理论与实践[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(6): 731-740, 761.
- Zhang Shanwen. Exploration theory and practice of the Tertiary subtle reservoirs in Jiyang depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(6): 731-740, 761.
- [8] 吴东胜, 扬申谷, 刘少华. 陆相盆地隐蔽油气藏综合勘探方法与应用初探[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(1): 118-123.
- Wu Dongsheng, Yang Shengu, Liu Shaohua, et al. Preliminary approach to the integrated exploration method of subtle reservoirs in non-marine basin and its application [J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(1): 118-123.
- [9] Hooper E C D. Fluid migration along growth faults in compacting sediments [J]. *Journal of Petroleum Geology*, 1991, 14(2): 161-280.
- [10] 胡朝元. “源控论”适用范围量化分析[J]. *天然气工业*, 2005, 25(10): 1-3.
- Hu Chaoyuan. Research on the appliance extent of “source control theory” by semi-quantitative statistics characteristics of oil- and gas migration distance[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(10): 1-3.
- [11] 夏庆龙, 庞雄奇, 姜福杰, 等. 渤海海域渤中凹陷源控油气作用及有利勘探区域预测[J]. *石油与天然气地质*, 2009, 30(4): 399-411.
- Xia Qinglong, Pang Xiongqi, Jiang Fujie, et al. Control of source rock on hydrocarbon accumulation and prediction of favorable plays in the Bozhong Depression of the Bohai Sea waters [J]. *Oil & Gas Geology*, 2009, 30(4): 399-411.
- [12] 戴金星. 中国大中型气田有利勘探区带[J]. *勘探家*, 1996, 1(1): 7-9.
- Dai Jinxing. Exploration plays in large and middle gas fields in China [J]. *Explorationists*, 1996, 1(1): 7-9.
- [13] 刘震, 赵阳, 杜金虎, 等. 陆相断陷盆地岩性油气藏形成与分布的“多元控油-主元成藏”特征[J]. *地质科学*, 2006, 41(4): 612-615.
- Liu Zhen, Zhao Yang, Du Jinhu, et al. Characteristics of “multi-factor controlling and keyfactor entrapping” of formation and distribution of lithologic petroleum reservoirs in continental rift basin [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2006, 41(4): 612-615.
- [14] 姜福杰, 姜振学, 庞雄奇. 东营凹陷油气成藏体系的划分及定量评价[J]. *地球科学-中国地质大学学报*, 2008, 33(5): 6.
- Jiang Fujie, Jiang Zhenxue, Pang Xiongqi. Division and Quantitative Evaluation of Petroleum Accumulation System in Dongying Sag [J]. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 2008, 33(5): 6.
- [15] 马中良, 曾溅辉, 王永诗, 等. 济阳坳陷“相-势”耦合控藏的内涵及其地质意义[J]. *石油学报*, 2009, (2): 9-13.
- Ma Zhongliang, Zeng Jianhui, Wang Yongshi, et al. Connotation of facies-potential coupling effect on reservoir in Jiyang Depression and its geological significance [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, (2): 9-13.
- [16] 苏永进, 唐跃刚, 张世华, 等. 川西坳陷上三叠统天然气成藏主控因素及形成模式[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(1): 107-113.
- Su Yongjin, Tang Yuegang, Zhang Shihua, et al. Main controlling factors and patterns of gas accumulation in the Upper Triassic of the western Sichuan Depression [J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(1): 107-113.
- [17] 庞雄奇. 中国西部叠合盆地深部油气勘探面临的重大挑战及其研究方法意义[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(5): 517-534, 541.
- Pang Xiongqi. Key challenges and research methods of petroleum exploration in the deep of superimposed basins in western China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(5): 517-534, 541.
- [18] 王化爱. 东营凹陷古近系岩性地层油气藏层序地层学特征[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(2): 158-164.
- Wang Hua'ai. Sequence stratigraphic characteristics of the Paleocene lithologic and stratigraphic reservoirs in the Dongying Depression [J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(2): 158-164.

(编辑 张亚雄)