

文章编号: 1001-6112(2006)04-0345-05

# 渤海湾盆地济阳拗陷异常高压特征分析

许晓明<sup>1</sup>, 刘震<sup>1</sup>, 谢启超<sup>2</sup>, 张善文<sup>3</sup>, 赵阳<sup>1</sup>, 蔡进功<sup>3</sup>

(1. 石油大学 石油天然气成藏机理教育部重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油天然气股份有限公司 长庆油田分公司 勘探开发研究院, 西安 710021; 3. 中国石油化工股份有限公司 胜利油田分公司, 山东 东营 257051)

**摘要:**压力的形成和演化受控于地质条件, 渤海湾盆地济阳拗陷东营凹陷与沾化凹陷在凹陷形成演化与异常高压纵向分布特征、主体分布层位和形成机制等 4 个方面具有相似性, 其压力形成和演化也应具有相似特征。渤南洼陷是济阳拗陷沾化凹陷中的一个典型异常高压洼陷, 压力场演化定量研究分析表明, 渤南洼陷超压形成时代较晚, 异常高压主体层段(沙四上段和沙三段)的超压在东营期末开始形成。综合分析认为整个济阳拗陷异常高压具有晚期形成的特征。

**关键词:**晚期形成; 压力场演化; 异常高压; 渤南洼陷; 济阳拗陷; 渤海湾盆地

**中图分类号:** TE121.1

**文献标识码:** A

渤海湾盆地济阳拗陷东营凹陷和沾化凹陷均有异常高压发育, 前人已对济阳拗陷压力场特征及异常高压形成机制做了大量研究。东营凹陷从 2 200 m 以下开始发育异常高压, 沙三段地层主要处于该超压体系之中, 沙三段烃源岩由于压实和欠压实作用以及生烃作用, 形成了异常高流体压力<sup>[1~4]</sup>。沾化凹陷压力纵向上也呈两段式分布, 异常高压开始深度为 2 500 m<sup>[5]</sup>。但是, 对于济阳拗陷异常高压形成的地质时代并没有详细论述, 而异常高压形成的时间与油气大规模二次运移的时间紧密联系, 在油气成藏中起关键作用。笔者分析了东营凹陷和沾化凹陷的构造演化和压力场特征, 发现均具有相似之处。通过对沾化凹陷渤南洼陷异常高压晚期形成特征的详细分析, 可以推论出济阳拗陷异常高压晚期形成特征, 这对济阳拗陷油气勘探具有重要意义。

## 1 超压凹陷的构造演化特征

济阳拗陷位于山东省北部, 是一个具“盆—岭”结构的中新生代内陆盆地<sup>[6]</sup>。下第三系沙河街组沉积时期为断陷发展期, 沙四后期转为东北向半地堑体系, 发育大量北东向的洼陷和断裂体系, 形成东营、沾化、惠民、车镇 4 个分割性较强的沉积凹陷及诸多凸起。其中, 东营凹陷和沾化凹陷是济阳拗陷中 2 个最主要的油气聚集区, 且均为单断箕状凹陷, 也同为超压凹陷。

从构造演化图(图 1, 2)上可以看出, 东营凹陷和沾化凹陷都经历了由裂陷到拗陷的完整构造发

展旋回。东营凹陷是在古生代基岩古地形背景上、经断块运动发育起来的北断南超的中、新生代盆地, 燕山运动期, 奠定了东营凹陷的雏形。喜马拉雅运动期分为 3 幕, 济阳幕时期, 东营凹陷由断陷

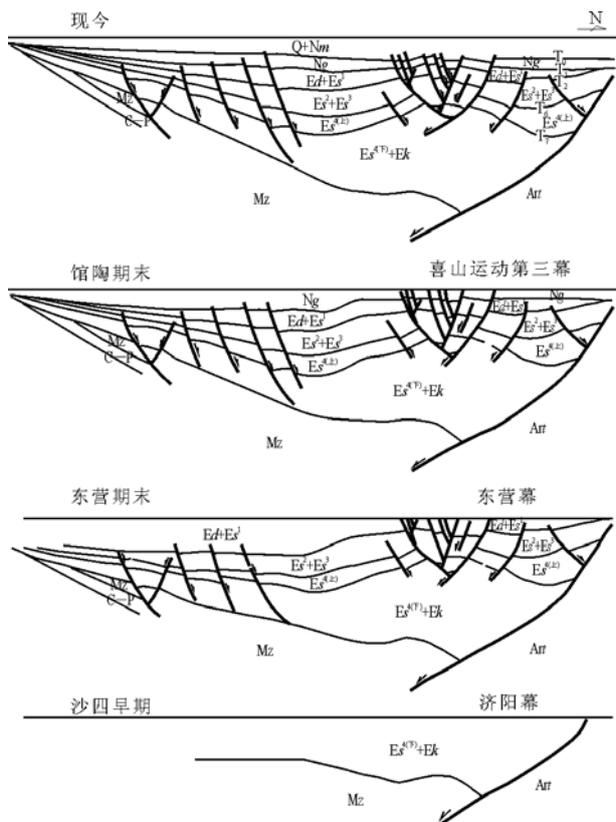


图 1 渤海湾盆地东营凹陷构造演化剖面  
Fig. 1 Structural evolution of the Dongying Sag, the Bohaiwan Basin

收稿日期: 2005-10-21; 修订日期: 2006-05-13。

作者简介: 许晓明(1980—), 女(汉族), 湖北荆州人, 博士生, 主要从事石油地质学研究。

基金项目: 国家“十五”攻关项目(2001BA605A09)。

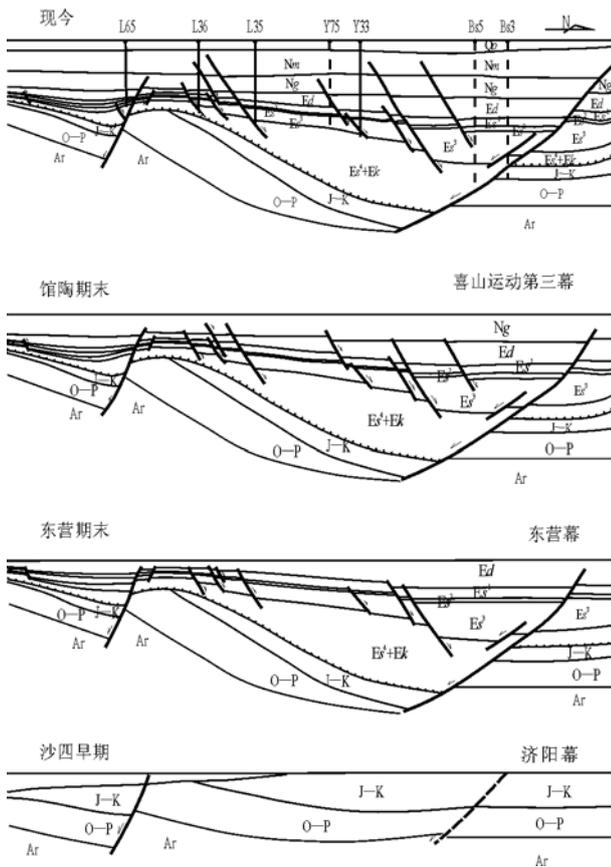


图2 渤海湾盆地沾化凹陷渤南洼陷构造演化剖面  
Fig. 2 Structural evolution of the Bonan sub-Sag in the Zhanhua Sag, the Bohaiwan Basin

进入断坳阶段,发育了一系列盆倾断层以及地堑构造;东营幕时期,又产生了大量新断层,由于大量同生断层的活动,广泛发育了断裂伴生构造——逆牵引构造;第三幕时期,凹陷进入坳陷阶段。

沾化凹陷在燕山运动期为大型单向断陷阶段。喜马拉雅运动济阳幕时期,发育了一系列北东向的断层,近东西向的埕南断裂带也已形成;东营幕时期,随着边界断层的继承性持续活动,凹陷内产生了大量盆倾断层;第三幕时期,大部分断裂带逐渐停止活动,凹陷进入坳陷阶段。

综上所述,两凹陷大致经历了以下几个主要的构造运动期和运动幕:1)燕山运动期:构造运动以断裂变动为主,强烈的断裂运动造成了晚侏罗世以后的断陷充填。2)喜山运动期:济阳幕时期,凹陷在中生代断陷盆地的基础上进一步发育进入断坳阶段,发生过不同幅度的颤动式升降运动,产生了一系列盆倾断层;东营幕从沙一段沉积早期开始,又产生了大量新的断层,广泛发育断裂伴生构造——逆牵引,东营幕后,盆地广大地区普遍抬升遭受剥蚀;第三幕时期:馆陶组沉积,凹陷

进入坳陷阶段,馆陶组沉积以河流相为主,超覆于老地层之上。

## 2 东营和沾化凹陷压力场特征

东营凹陷和沾化凹陷的压力以及压力系数纵向特征综合研究发现,两凹陷的压力场特征和异常压力的纵向分布大致类似。

### 2.1 压力纵向分布特征相似

分析东营、沾化凹陷压力和压力系数与埋深的关系,发现两凹陷垂向地层压力分布特征比较相似,超压现象很普遍。从压力—深度交会图(图3)和压力系数—深度交会图(图4)上可以看出,两凹陷的压力体系在纵向上可以划分为静水压力带和超压带2个压力系统。静水压力带位于盆地的浅层,其底界深度在两凹陷相差不大,东营凹陷和沾

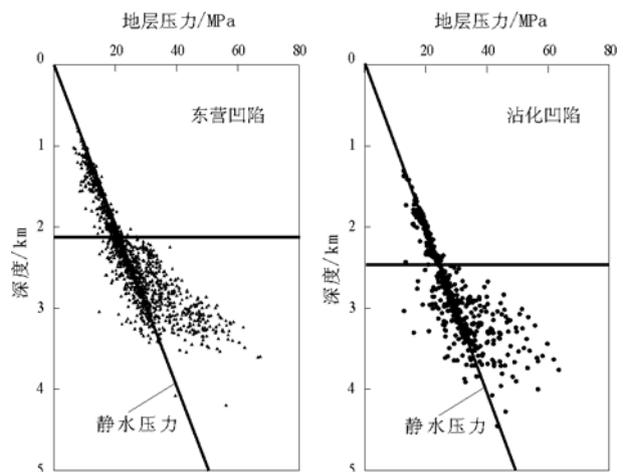


图3 渤海湾盆地东营和沾化凹陷压力与深度交会图  
Fig. 3 Cross map of pressure vs. depth in the Dongying and Zhanhua Sags, the Bohaiwan Basin

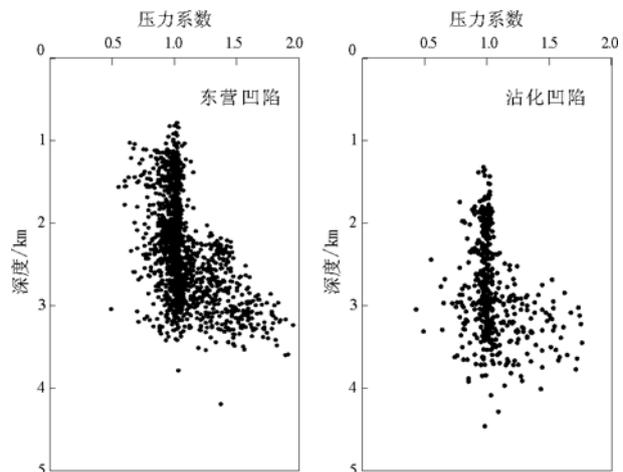


图4 渤海湾盆地东营和沾化凹陷压力系数与深度交会图  
Fig. 4 Cross map of pressure coefficient vs. depth in the Dongying and Zhanhua Sags, the Bohaiwan Basin

化凹陷分别为 2 200, 2 500 m。这个深度地质时代相当于沙三段, 沙二段及以上地层为正常压力系统。随着埋深增加, 地层压力逐渐偏离静水压力, 负压(幅度很小)和超压并存, 主要表现为超压。

## 2.2 异常压力主体分布层位相似

东营凹陷和沾化凹陷异常高压主体分布层位均位于下第三系沙河街组的沙三段和沙四上亚段。沙三段中、下部以厚层深灰色泥岩、油页岩夹砂岩为主, 湖盆中心发育了 3 套有机质丰富的深湖一半深湖相油页岩、泥岩, 且沉积分布广泛, 是主要生油层。这些大套的暗色泥岩在压实过程中, 随着埋深的增加, 泥岩的孔、渗降低, 封闭性增强, 孔隙水排出困难, 压力难以释放, 造成欠压实, 从而引起异常高压。

## 2.3 异常压力形成机制相似

东营凹陷和沾化凹陷的异常高压可能是由以下几种机制共同作用形成的<sup>[7,8]</sup>: 机械差异压实、粘土矿物脱水和烃的生成。其中最初主要是差异压实, 而后蒙伊转化排出大量层间水及烃类形成超压。

机械差异压实长期以来被认为是超压形成的主要因素。在快速沉积和埋藏过程中, 沉积物中岩石的渗透率下降, 流体不能迅速逸出以维持正常的静水压力梯度, 从而使孔隙流体比正常压实条件下所承受的总压力要大, 产生了异常高压。东营凹陷和沾化凹陷沙二段及以上地层主要为正常压力系统, 从沙三段开始普遍发育地层异常高压, 尤其是在沙三下亚段和沙四段更是大面积分布高压区。两凹陷沙三下亚段的几个异常压力高点的压力系数可达 1.6~1.8, 而且和各洼陷沉降深度、沉积中心具有很好的对应关系。这说明异常高压的产生和几个洼陷的巨厚泥岩的欠压实作用是分不开的<sup>[9]</sup>。

粘土矿物脱水是两凹陷异常高压形成的另一主要原因。粘土矿物在成岩作用过程中, 蒙脱石受热力作用转变为伊利石, 同时释放出粘土矿物的结晶格架水, 增加了孔隙流体压力, 引起异常高压。东营凹陷、沾化凹陷大量粘土矿物成分转化出现的深度与异常压力带的顶部深度大致相同(图 5), 由此可见粘土矿物脱水促使了异常高压的产生。

济阳坳陷是重要的油气富集区, 其凹陷资源潜力巨大。在干酪根降解成烃过程中, 生成大量的烃类和非烃类液态与气态产物, 其密度都比固态干酪根的低, 使得烃源岩孔隙流体体积和压力增加, 引起异常高压。从东营凹陷和沾化凹陷生烃潜能与埋深关系图(图 6)可见, 较高的生烃潜能正好与产生异常高压的深度重合, 干酪根大量热降解生成烃, 增大了孔隙流体体积, 引起异常高压。

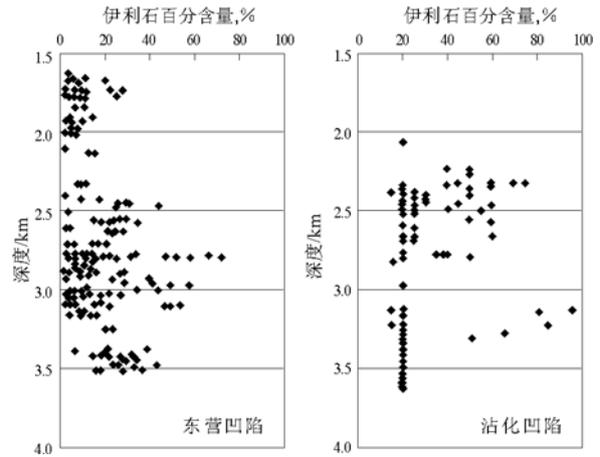


图 5 渤海湾盆地东营和沾化凹陷伊利石百分含量与深度交会图

Fig. 5 Cross map of illite percentage and depth in the Dongying and Zhanhua Sags, the Bohaiwan Basin

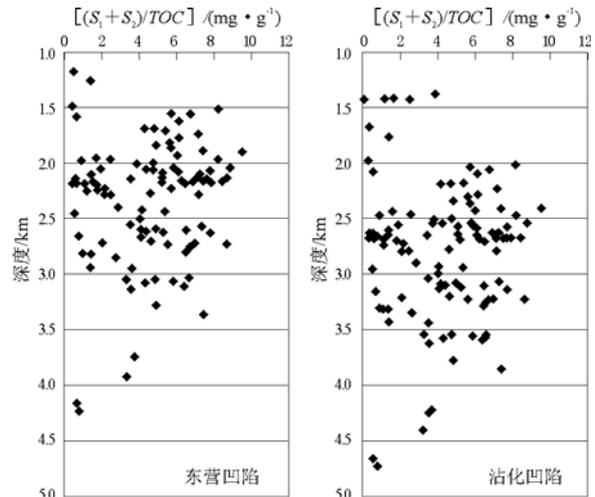


图 6 渤海湾盆地东营和沾化凹陷生烃潜能与埋深关系

Fig. 6 Cross map of hydrocarbon potential and depth in the Dongying and Zhanhua Sags, the Bohaiwan Basin

综合以上分析发现, 东营凹陷和沾化凹陷异常高压形成的机制具有很大的相似性, 是由欠压实、粘土矿物脱水和烃类生成等因素共同作用形成的。

## 3 沾化凹陷渤南洼陷异常压力分析

渤南洼陷位于济阳坳陷沾化凹陷的中部, 地理位置在黄河三角洲北部、东营市河口区界内; 其北为埕东凸起, 东南有孤岛凸起, 南与陈家庄凸起接壤<sup>[10]</sup>。渤南洼陷是济阳坳陷的一个三级负向构造单元, 由陡坡带、缓坡带、洼陷带 3 个部分组成。洼陷带由孤西向斜和四扣向斜组成, 其充填序列为下第三系的孔店组、沙四段、沙三段、沙二段、沙一段、东营组及上第三系的馆陶组、明化镇组和第四系的平原组。

### 3.1 渤南洼陷压力恢复及演化特征分析

本文在恢复渤南洼陷古压力时采用了刘震提出的“改进的 Fillippone 公式”模型<sup>[11]</sup>,其计算公式为:

$$P_f = \frac{\ln V_{int} - \ln V_{m\text{xp}}}{\ln V_{m\text{np}} - \ln V_{m\text{xp}}} P_{ov}$$

式中:  $P_f$  为地层压力;  $V_{int}$  为层速度,由地震资料提供;  $V_{m\text{xp}}$  为孔隙度接近 0 时的岩石波速,由区域性资料统计获得;  $V_{m\text{np}}$  为刚性接近 0 时的岩石波速;  $P_{ov}$  为上覆负荷压力,由深度控制。

从公式可知,只要得到古上覆负荷以及古层速度就可以得出古压力,而古层速度和古上覆负荷都与古孔隙度有关,这样只要得到古孔隙度就可以演化得到古压力。具体的计算过程是根据沉积压实原理,建立地层孔隙度演化函数,利用钻井地层剖面正演计算出古厚度和古上覆负荷,然后利用上述公式进行古地层压力计算。

根据上述方法恢复了渤南洼陷在东营期末、馆陶期末以及明化镇期末的古压力场特征,从古压力纵向演化特征(图 7)可以看出:东营组沉积末期,渤南洼陷开始发育异常高压。根据古压力恢复,在 2 500 m 以上为正常压力系统,地层压力接近静水压力,2 500 m 以下地层压力出现超压现象,但是压力值并不太大。馆陶期末异常高压继续发育,2 400 m 以上为正常压力系统,地层压力接近静水压力,2 400 m 以下为异常高压系统,地层压力出现明显超压现象,较东营期末异常高压纵向特征明显。明化镇期末,异常高压发育更加明显,2 500 m 以上为正常压力系统;而 2500~4500 m 为异常

高压系统,4 500 m 以下又趋于正常压力系统,上下系统区分明显,压力特征与现今相似。

### 3.2 渤南洼陷超压形成时代的确定

渤南洼陷异常高压主要形成于上第三系沉积时期,洼陷超压的主体分布层位为沙三段。选择了 2 条过井剖面进行古流体压力演化模拟,采用前人对其的回剥分析以及上述古压力计算方法,对剖面古压力演化进行模拟分析。模拟结果表明,渤南洼陷超压形成时代比较晚,超压主体分布层位——沙三段的超压在东营期末开始形成,到明化镇期末达到最大。

沙三段沉积时期,由于早期快速沉降造成欠压实,使得地层压力增高;东营组沉积时期,沙三段烃源岩进入生烃期,沙三段地层开始出现超压;馆陶组沉积末期至明化镇组沉积末期,沙三、沙四段地层进入生烃高峰期,沙三段地层孔隙流体压力达到最大值,沙三段超压范围控制了整个洼陷。

## 4 超压晚期形成与油气成藏的关系

根据对济阳坳陷的重要异常高压洼陷——渤南洼陷压力形成过程的定量分析,推断渤海湾盆地异常高压总体具有晚期形成的特点,即在东营组沉积以后才形成超压。超压的形成与坳陷的成藏期有很好的对应关系。

### 4.1 济阳坳陷具有晚期成藏的特征

东营凹陷下第三系油气开始成藏的时间基本上可以定在东营组沉积末期<sup>[12]</sup>。渐新世末东营期,洼陷中心区域的烃源岩已进入生油门限并开始排烃,但在渐新统与中新统之间存在着区域性不整合,出现较长时间的沉积间断,由于构造抬升、温度

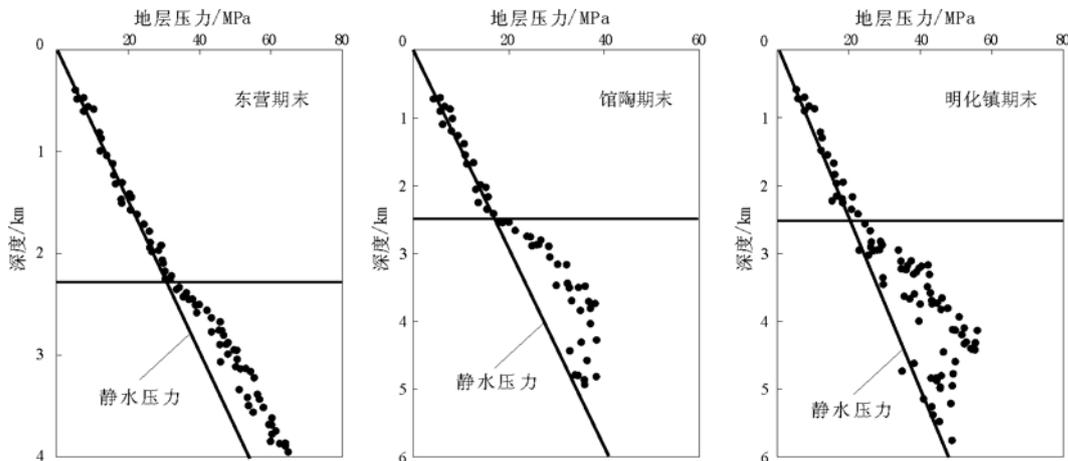


图 7 渤海湾盆地渤南洼陷古压力纵向演化特征

Fig. 7 Characteristic map of vertical paleo-pressure evolution of the Bonan sub-Sag, the Bohaiwan Basin

降低,生烃过程受到抑制。到中新世馆陶期,随着凹陷整体下沉,烃源岩进一步被埋藏,成熟范围扩大,再次大量生烃并向临近的地区运聚成藏。上新世,巨厚的明化镇组沉积使2个凹陷中的沙三段及沙四上亚段烃源岩被快速埋藏,成熟范围不断扩大,烃源岩整体进入生、排烃高峰期,大量油气进入圈闭成藏。第四纪,伴随着凹陷的持续全面沉降,生烃作用继续增强,馆陶组泥岩成岩作用增强,为油气藏的保存起到有效的封盖作用。

沾化凹陷下第三系生油岩在沙一段沉积末期至馆陶组沉积时期开始成熟,馆陶期末起至现今大量生油与排烃。沾化凹陷下第三系的生油门限是2 000 m,埋深2 800~3 000 m时达到生油高峰。东营组沉积末期,沙一段及其以下生油岩成熟门限大于2 700 m,此时沙四段生油岩最大埋深小于2 700 m,沙四段生油岩不成熟。馆陶组沉积末期,沙一段及其以下生油岩生油门限深度是2 400 m,此时沙四段烃源岩进入生排烃期。明化镇组沉积末期,沙一段及其以下生油岩均进入生油门限深度,沙三段生油岩也开始大量排烃。总之,沙四段烃源岩大量生排烃是在馆陶组沉积时,沙三段烃源岩是在馆陶期末进入生排烃期。由于大量油气是在馆陶组开始沉积时形成的,因而东营期末较大规模的构造变动不但没有造成油气的大量散失,而且形成了构造圈闭,为油气聚集成藏提供了保证。馆陶组沉积时,盆地处于整体坳陷阶段,构造活动十分微弱,有利于油气聚集保存。

#### 4.2 超压可能是成藏的主要动力

济阳坳陷超压凹陷的超压形成比较晚,在东营期末开始形成,到明化镇期末达到最大,而这个时期与坳陷主成藏期具有一致性,因而可以推断济阳坳陷超压凹陷晚第三纪以来的超压可能是油气成藏的主要动力,并且可能是控制济阳坳陷油气分布的重要因素。

异常高压一直被认为是油气初次、二次运移的重要动力。在压实过程中,高压泥岩可向相邻的砂岩传导压力,并在压力差(或势)的作用下向砂岩排水、排烃,这种水动力即是形成区域“离心式”流体势场的主要因素。正是在“离心式”流体势场的作用下,油气从生油中心沿运载层、断层、不整合面等通道,向边缘地区进行以侧向为主的运移并聚集。东营凹陷沙三段、沙四段油气的区域运移、聚集就是受这种“离心式”流体势场的控制,最终形成油气藏围绕主要生油中心呈“环带状”分布的格局<sup>[13,14]</sup>。

可见,济阳坳陷晚第三纪以来的超压是坳陷油

气运移、聚集和成藏的重要动力,也是影响油气分布的重要因素。

## 5 结论

济阳坳陷东营和沾化凹陷具有相似的异常高压特征及异常压力形成机制。异常压力纵向上一般具有两段式的特点,分为静水压力带和超压带。超压一般在埋深2 000 m处开始出现,其上为正常静水压力带。只有当地层压实到一定程度、孔隙度较小时,才有可能造成排水不畅形成异常压力。

渤南洼陷超压具有晚期形成的特征,其超压分布的主体层位——沙四上亚段、沙三段的超压在东营期末开始形成,到明化镇期末达到最大。根据东营和沾化凹陷构造演化和异常高压特征的相似性可以推论,济阳坳陷具有与渤南洼陷相同的超压晚期形成特征。

从超压晚期形成与油气晚期成藏相一致的现象可以推断,济阳坳陷超压凹陷晚第三纪以来的超压可能是油气成藏的主要动力。

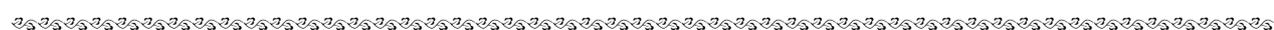
#### 参考文献:

- 1 曾溅辉,郑和荣,王宁. 东营凹陷岩性油气藏成藏动力学特征[J]. 石油与天然气地质,1998,19(4):326~329
- 2 刘晓峰,解习农. 东营凹陷流体压力系统研究[J]. 地球科学——中国地质大学学报,2003,28(1):78~86
- 3 刘震,戴立昌,赵阳等. 济阳坳陷地温—地压系统特征及其对油气藏分布的控制作用[J]. 地质科学,2005,40(1):1~15
- 4 陈宝宁,白全明,周香翠等. 陆相断陷盆地断裂系统与异常压力分布特征初探——以济阳坳陷东营凹陷为例[J]. 石油实验地质,2005,27(6):601~605
- 5 徐福刚,李琦,康仁华等. 沾化凹陷泥岩裂缝油气藏研究[J]. 矿物岩石,2003,23(1):74~76
- 6 罗佳强,沈忠民. 油页岩在渤海湾盆地济阳坳陷下第三系石油资源评价中的意义[J]. 石油实验地质,2005,27(2):164~168
- 7 Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments[J]. AAPG Bulletin,1990,74(1):1~12
- 8 Ronchet J. Stress fields—A key to oil migration[J]. AAPG Bulletin,1981,65(3):74~85
- 9 戴立昌,刘震,赵阳等. 济阳坳陷异常高压和异常低压特征及成因分析[J]. 地学前缘,2003,10(3):158~162
- 10 康仁华,刘魁元,赵翠霞等. 济阳坳陷渤南洼陷古近系沙河街组沉积相[J]. 古地理学报,2002,4(4):19~29
- 11 刘震,张万选,张厚福等. 辽西凹陷下第三系异常地层压力分析[J]. 石油学报,1993,14(1):14~23
- 12 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
- 13 查明,曲江秀,张卫海等. 异常高压与油气成藏机理[J]. 石

(下转第358页)

ting oil in the center of Qiangtang Basin. The Jurassic source rock is more and more mature from the center to the margin of the basin. Almost all the  $T_3x$  source rocks are high-mature to over-mature and the range of oil generation has already very small. The maturity of the organic matters in this basin is mainly controlled by the palaeo-geotemperature, the degree of tectonic deformation and pyrogenetic rock and plutonic hot fluid. In the center and the east of the basin, the main influential factor of organic matter's maturation is the maximum palaeo-geotemperature or palaeoburial depth. Near the fault or folded zone in the basin and the margin of the basin, organic matter's maturation is mainly affected by the strongly unbalanced pressure. And in the west of the basin, the plutonic hot fluid in the basement fracture zone may be the main influence factor of organic matter's maturation. There are two (or three) hydrocarbon-generating processes occurring in the Late Jurassic-Early Cretaceous and the time of Tertiary sedimenting. In particular, the hydrocarbon-generating process caused by the Jurassic source rock in the Early Miocene to the Late Miocene is more favorable to the petroleum exploration in this basin.

**Key words:** Mesozoic; organic matter's maturation; hydrocarbon-generating history, the Qiangtang Basin



(上接 349 页)

油勘探与开发, 2002, 29(1): 19~23

响[J]. 石油实验地质, 2005, 27(2): 169~172

14 卓勤功. 异常高压对烃源岩成烃机理和油气运聚成藏的影响

## OVERPRESSURE CHARACTERISTICS IN THE JIYANG DEPRESSION, THE BOHAIWAN BASIN

Xu Xiaoming<sup>1</sup>, Liu zhen<sup>1</sup>, Xie Qichao<sup>2</sup>, Zhang Shanwen<sup>3</sup>, Zhao Yang<sup>1</sup>, Cai Jingong<sup>3</sup>

- (1. Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation Mechanism, Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oil Field Branch Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710021, China;  
3. Shengli Oil Field Branch Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257051, China)

**Abstract:** Pressure evolution is controlled by geologic conditions. The Dongying and Zhanhua Sags of the Jiyang Depression in the Bohaiwan Basin are similar in tectonic characteristics and evolution, over-pressure vertical distribution, main distribution strata and origin mechanism, so their pressure evolutions also have some similarities. The Bonan sub-Sag is a typical overpressure sub-sag in the Zhanhua Sag of the Jiyang Depression. Based on quantitative analysis of pressure field evolution, it is discovered that overpressure in the Bonan sub-Sag developed late. The main strata of overpressure (the third member and the upper part of the fourth member of Shahejie Formation) developed after the Dongying episode. Overpressure in the whole Jiyang Depression developed late.

**Key words:** late origin; pressure field evolution; overpressure; the Bonan sub-Sag; the Jiyang Depression; the Bohaiwan Basin