

文章编号: 1000-0747(2010)01-0026-06

# 济阳坳陷第三系油藏含油高度定量预测

赵乐强<sup>1,2</sup>, 宋国奇<sup>2</sup>, 宁方兴<sup>2</sup>, 向立宏<sup>2</sup>, 卓勤功<sup>2</sup>, 高磊<sup>2</sup>

(1. 中国海洋大学海洋地球科学学院; 2. 中国石化胜利油田公司地质科学研究院)

基金项目: 中国石化股份有限公司项目“济阳坳陷第三系不整合油气藏形成与分布规律”(P06012)

**摘要:** 济阳坳陷第三系油藏总体上具有埋藏浅、圈源距离远、含油高度低、原油物性较差等特点。油藏含油高度主要受控于烃源岩排烃量、运移距离、输导层倾角、输导层毛细管阻力等4大因素。其中, 烃源岩排烃量可用烃源岩压力系数梯度、运移距离可用圈源平面距离和圈源埋深差、输导层毛细管阻力可用圈闭储集层毛细管压力等参数进行表征。从62个地层油藏统计结果来看, 含油高度与烃源岩压力系数梯度、输导层倾角呈较好正相关关系, 而与圈源平面距离、圈源埋深差、储集层毛细管压力等呈较明显负相关关系。在含油高度与单因素关系分析基础上, 通过多元回归, 建立起了地层油藏含油高度多参数拟合关系式。应用结果表明, 该拟合关系式预测值与实际值吻合度较高, 可用于对济阳坳陷第三系油藏含油高度进行定量预测。图3表1参14

**关键词:** 地层油藏; 含油高度; 主控因素; 定量预测; 济阳坳陷

中图分类号: TE121.1 文献标识码: A

## Quantitative prediction of the oil-bearing height of Tertiary reservoirs in Jiyang Depression

Zhao Leqiang<sup>1,2</sup>, Song Guoqi<sup>2</sup>, Ning Fangxing<sup>2</sup>, Xiang Lihong<sup>2</sup>, Zhuo Qingong<sup>2</sup>, Gao Lei<sup>2</sup>

(1. College of Earth Science, Ocean University of China, Qingdao 266100, China; 2. Geological Scientific Research Institute of Shengli Oilfield, Sinopec, Dongying 257015, China)

**Abstract:** The Tertiary reservoirs in Jiyang Depression are characterized by small buried depth, long distance of trap from source, low oil-bearing height and poor oil physical property. Oil-bearing height is mainly determined by four factors: expulsion rate of source rock, migration distance, dip angle of carrier bed and capillary resistance force. Of these four factors, the expulsion rate can be expressed by the pressure factor gradient of source rock, the migration distance can be expressed by the horizontal and vertical distances between trap and source, and the capillary resistance force in carrier beds can be expressed by the capillary pressure in trap reservoirs. From the statistics of 62 stratigraphic reservoirs, oil-bearing height is in positive correlation with pressure factor gradient and dip angle of carrier bed and in negative correlation with horizontal and vertical distances between trap and source and capillary resistance force. On the basis of relations analysis between oil-bearing height and single factors, the multi-parameter match expression for the stratigraphic reservoir oil-bearing height has been established through multiple regressions. The application results show that the predicted value from matching expression matches well with the true value. The expression could be used for the prediction of oil-bearing height of Tertiary reservoirs in Jiyang Depression.

**Key words:** stratigraphic reservoir; oil-bearing height; control factor; quantitative prediction; Jiyang Depression

## 0 引言

油藏含油高度预测对于钻前储量评估、井位优化部署等具有重要意义, 地质家们对此一直非常重视, 先后开展了大量相关研究, 并取得了许多重要进展, 形成了一些关于圈闭含油性的研究思路和预测方法<sup>[1-7]</sup>, 对油藏含油高度预测起了很好的作用。但以往研究对象多集中在洼陷内部的岩性油藏上, 对其他类型的油藏涉及很少。目前, 济阳坳陷正处于岩性地层油藏勘探阶段, 第三系地层油藏已成为一类增储上产重要目标,

在每年的新增探明储量中占有较高的比例。尽管济阳坳陷在多年的勘探实践中已总结形成了一套做法, 但由于地层油藏自身的复杂性, 对其含油高度的预测基本上还处于粗略判断阶段, 准确度不够, 这在较大程度上制约了该类油藏的有效勘探。据笔者统计, 济阳坳陷“十五”以来针对第三系油藏的失利探井中, 有大约25%的探井是因为含油高度预测不准确所致。鉴于上述情况, 本文立足于济阳坳陷已探明的第三系油藏分布特点, 从油气运聚过程中的成藏动力分析入手, 确定地层油藏含油高度主控因素及其相应量化表征参数;

进而在含油高度与单因素关系分析基础上,通过多元回归拟合,建立济阳拗陷第三系油藏含油高度多参数拟合关系式,运用该关系式,可对地层油藏含油高度进行较准确的定量预测。

## 1 已探明地层油藏分布特点

截至2006年底,济阳拗陷已探明第三系油藏区块70余个,探明石油地质储量 $4.3 \times 10^8$  t,其分布主要有4个特点:①平面上主要集中于凹陷斜坡边缘、凸起向洼陷延伸的大型鼻状构造附近,并多位于有效烃源岩之外。凸起边缘、凹陷斜坡等处地层超覆剥蚀频繁,岩相变化明显,易形成大量地层超覆或不整合遮挡圈闭;同时,大型鼻状构造往往是油气的有利指向区,利于油气的较大规模聚集。济阳拗陷目前已发现的第三系油藏主要分布在广饶凸起、东营凹陷南坡金家鼻状构造、林樊家凸起、滨县凸起、陈家庄凸起、义和庄凸起、埭东凸起等区带(见图1),它们距离烃源岩远近不等,近者可小于1 km,如单家寺、桩西等油田的地层油藏;远者可大于20 km,如林樊家油田的地层油藏、陈家庄油田

的陈22块油藏、乐安油田的草20块油藏等。②埋藏较浅,并受主要不整合界面所控制。济阳拗陷第三系油藏最浅约为700 m,如金家油田金10块 $E_{s1}$ 不整合遮挡油藏;最深约为3 000 m,如桩西油田桩古12块 $E_{s4}$ 地层超覆油藏,而大多数油藏埋藏深度一般小于1 400 m。纵向上主要分布在第三系与前第三系之间、新近系与古近系之间等区域不整合面附近,两界面附近探明储量比例占到了91%。③圈闭多未被充满,油藏含油高度低。由于地层圈闭多数远离烃源岩,油气供给有限,地层圈闭虽曾获得油气而成藏,但充满程度并不高。在已发现的第三系油藏中,几乎所有的油藏其含油高度要低于圈闭幅度。这些油藏含油高度最高约110 m,最低20 m,大部分集中在40~60 m。④储集层物性好,原油性质较差。多数油藏储集层物性相对较好,孔隙度、渗透率一般分别在15%和 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上,高者可分别达35%和 $10\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。由于埋藏较浅,油气易受到生物降解、大气降水淋滤氧化等作用,因此原油密度、黏度一般较大,多属稠一特稠油。随着油藏埋深加大,原油性质有所变好。



图1 济阳拗陷已探明的第三系油藏分布

## 2 含油高度主控因素及其量化表征

### 2.1 含油高度主控因素确定

油藏含油高度实际上是油气充注量的直接反映,而油气充注量则主要取决于油气向圈闭的充注动力。一般来说,充注动力越大,油气充注量就越多,油藏含油高度越大,相反则越小。济阳拗陷地层油藏圈源距

离较远,油气运移过程复杂,油气向圈闭的充注动力实际上是烃源岩排出的油气经过二次运移后的最终运移动力。排烃量实际上也就是二次运移初期油气运移量。当油气离开烃源岩进入由断层、砂体或不整合组成的输导体系中作二次运移时,基本处于常压环境,浮力是其最主要动力<sup>[8]</sup>,阻力为毛细管压力。济阳拗陷属于“压实流盆地”<sup>[9]</sup>,水动力在油气由洼陷向边缘运

移过程中会起一些作用,但这种作用与浮力相比非常有限<sup>[8]</sup>,本文暂不考虑。因此,油气二次运移动力用方程式表示为:

$$F = (\rho_w - \rho_o)gV\sin\theta - F_c \quad (1)$$

由(1)式可见,地层油藏成藏时的二次运移动力与原油体积、油水密度差、输导层倾角、输导层毛细管阻力等密切相关。由于原油在二次运移过程中会发生散失及地质色层效应,原油体积、油水密度差实际上是在不断变化的,其变化程度主要取决于输导层性质及运移距离。济阳拗陷第三系油藏成藏过程中发生的油气二次运移主要是在由断层和骨架砂体组成的输导体系中进行的<sup>[10]</sup>,断层对油气散失量及地质色层效应的影响很小,各种变化主要在骨架砂体中发生。前人曾对二次运移过程中油气散失情况进行过大量研究,认为在骨架砂体中的油气散失量与运移距离成正比<sup>[8,11]</sup>。运移距离越长,油气散失量将会越多,地质色层效应也会越明显。因此,对于一个具体地层油藏成藏而言,二次运移过程中原油体积、油水密度差实际上主要取决于烃源岩排烃量、初期油水密度差以及运移距离。但由于济阳拗陷内烃源岩生排烃条件相似<sup>[12]</sup>,使得各洼陷二次运移初期油水密度差相近,该值对各油藏初期成藏动力之间的影响差别并不大,可基本看作一常量。

综上所述,油气向圈闭的充注动力主要取决于烃源岩排烃量、运移距离、输导层倾角、输导层毛细管阻力等因素,而这些因素实际上也就是油藏含油高度的主控因素,涉及到从烃源岩、输导到圈闭的各个方面。

## 2.2 主控因素量化表征

由于地质情况的复杂性,含油高度 4 大主控因素具体数值有时很难直接获取,需要用合适且较容易把握的参数来对其进行直接或间接量化表征。

### 2.2.1 烃源岩排烃量

确切地讲,烃源岩排烃量是指烃源岩向地层圈闭方向上的排烃量。在欠压实层系中,异常高压是初次运移最重要、最有效的动力<sup>[8]</sup>。同一深度下异常高压值的大小可用压力系数来描述<sup>[8]</sup>。济阳拗陷已发现地层油藏的烃源岩主要是位于东营、沾化两凹陷的  $E_{s4}^+$ — $E_{s3}^+$  暗色泥岩或油页岩。烃源岩中均存在明显异常高压,部分洼陷中心压力系数可达 1.5~1.6(见图 2),异常高压为地层油藏成藏过程中的油气初次运移提供了动力。一个洼陷从内向外异常高压变化的快慢程度则决定了油气初次运移的有利程度。由于地质条件及后期演化的差异,一个洼陷内烃源岩异常高压在各个方向上的变化快慢程度并不是均一的,这使得烃源岩排烃量在各个方向上具有一定差异性。一般来说,某一个方向上烃源岩异常高压变化越快,越有利于油气初次运移,该方向上的排烃量就越多;相反,则越不利于油气初次运移,排烃量就越少。对于异常高压变化快慢程度,笔者提出用烃源岩压力系数梯度来表征,这里的压力系数梯度是指从供油洼陷内部向地层圈闭方向单位距离内烃源岩压力系数的平均递减量,压力系数梯度大的方向就是地层压力下降快的方向,往往成为油气初次运移有利的方向,实际上也是排烃量相对较多的方向。

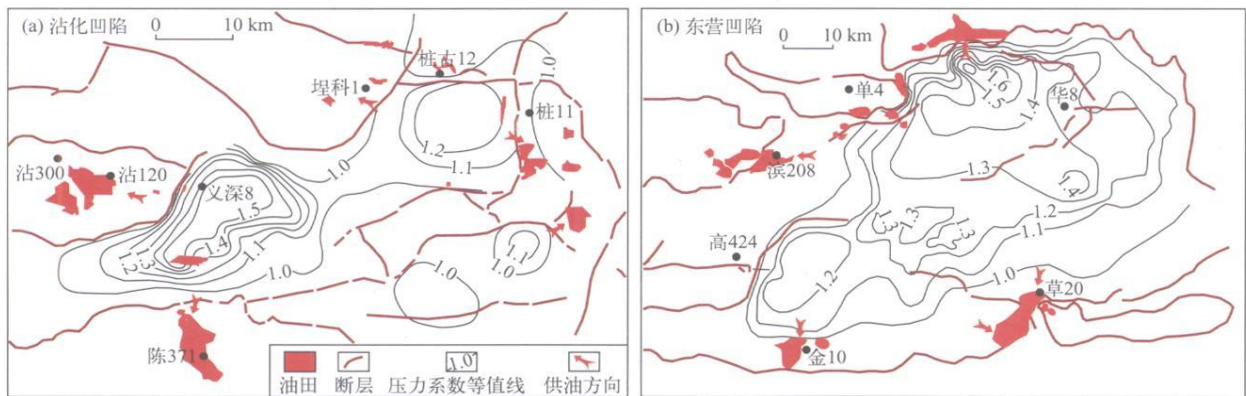


图 2 东营凹陷及沾化凹陷  $E_{s3}^+$  烃源岩压力系数等值线

### 2.2.2 运移距离

运移距离是指油气实际运移路径的总长度。现实中很难对运移距离进行准确计算,但可用圈源平面距离、圈源埋深差这两个参数来共同表征。一般而言,圈

源平面距离越远、圈源高度差越大,则油气从烃源岩到圈闭所经过的运移距离就越长;相反则越短。

### 2.2.3 输导层倾角

严格意义上而言,地层圈闭中的储集层与输导层

是一体的,二次运移阶段末期运移动力实际上是油气向圈闭的充注动力。由于只有油气向圈闭充注前的输导层倾角才会对最终充注动力产生直接影响,因此对于输导层倾角,可用与圈闭直接接触部分输导层倾角来进行表征。

#### 2.2.4 输导层毛细管阻力

油气从开始进入输导层直至注入圈闭,一直受到输导层毛细管阻力的作用。虽然整个运移过程中毛细管阻力并不是固定不变的,但考虑到毛细管阻力在砂体内部横向上相差并不大,同时也考虑到油气向圈闭充注阶段真正起作用的是圈闭储集层毛细管压力。因此,提出用圈闭储集层毛细管压力来统一代替输导层毛细管阻力。储集层毛细管压力是油气进入圈闭时所应具有的充注动力下限,只有当充注动力大于毛细管压力时,油气才能进入圈闭成藏<sup>[9,13,14]</sup>。储集层毛细管压力对油气充注有两种负作用,一是当充注动力小于毛细管压力时,会阻止油气进入圈闭成藏;二是当充注动力大于毛细管压力能成藏时,会阻止后续充注动力较小的油气进入圈闭,而且储集层毛细管压力越大,阻力越大。而储集层毛细管压力值可在圈闭储集层物性分析基础上,通过相应计算来得到。

### 3 含油高度定量预测模型

#### 3.1 含油高度与单因素表征参数统计关系

通过对上述主控因素表征参数的分析,笔者对各种资料相对比较齐全的62个地层油藏进行了逐一分析,分别求出了每个地层油藏所对应的各主控因素表征参数值,进而建立起地层油藏含油高度与各单因素表征参数之间的统计关系。为了能检验最终预测模型

的准确程度,在建立含油高度与单因素表征参数统计关系时,只选取了2005年以前探明的地层油藏作为样本进行分析,而把2006年新增的3个储量区块作为检验对象。

从实际资料统计来看(见图3),地层油藏含油高度与压力系数梯度、输导层倾角呈较好的正相关线性关系,而与圈源平面距离、圈源埋深差等呈明显的负相关关系。这说明当压力系数梯度、输导层倾角增大时,油气运移动力会增强,油气向圈闭的充注能力提高,油藏含油高度相应变大;而随着圈源平面距离、圈源埋深差等的增大,油气实际运移距离会大大增加,在运移过程中油气散失量也会明显增多,从而导致进入圈闭的油气减少,含油高度降低。对于圈闭储集层毛细管压力而言,尽管含油高度与其呈负相关关系,但这种关系却不如其他因素明显。其主要原因在于圈闭储集层毛细管压力只是油气进入圈闭的“门槛”阻力值,只要运移动力大于毛细管压力,油气就会不断进入圈闭,充注量往往不再受储集层毛细管压力值大小的制约。这使得储集层毛细管压力对油藏含油高度有一定的影响,但却不如其他因素明显。

#### 3.2 含油高度多元拟合

在含油高度与单因素表征参数统计关系分析基础上,利用SPSS数理统计分析软件,通过多元回归,建立起了含油高度与上述4大主控因素5个表征参数的拟合关系式:

$$H = 251.1D_p - 3.78\ln L - 0.013h + 47.1\sin\theta - 0.81P_c + 103.07 \quad (2)$$

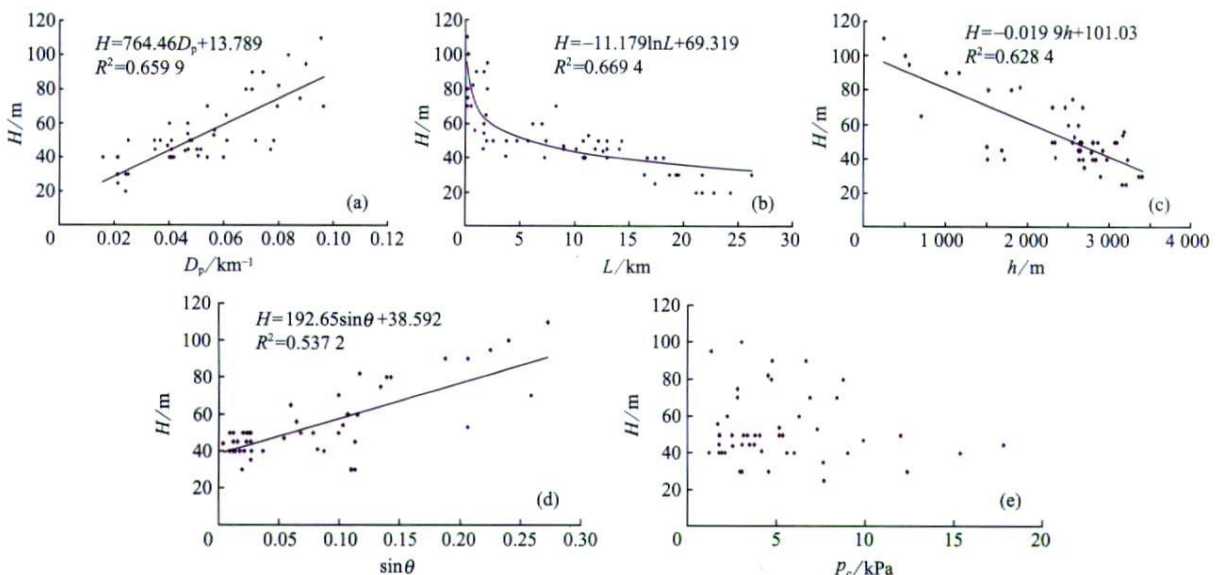


图3 济阳拗陷第三系油藏含油高度与单因素表征参数统计关系

### 3.3 结果检验

运用(2)式对济阳拗陷 2006 年 3 个地层油藏含油高度进行了计算。从对比结果来看, 计算值与实际值

误差绝对值小于 15% (见表 1), 说明该关系式对地层油藏的含油高度预测较准确, 可以作为第三系油藏含油高度定量预测模型。

表 1 2006 年新增储量区块计算值与实际值比较

区块	主控因素表征参数取值					含油高度/m		误差/ %
	$D_p/\text{km}^{-1}$	$L/\text{km}$	$h/\text{m}$	$\theta/^\circ$	$p_c/\text{kPa}$	计算值	实际值	
沾 200	0.05	9.25	2 400	1.5	11.99	42.5	50	15.00
沾 130	0.03	10.10	2 690	1.5	7.62	38.2	35	9.20
高 424	0.06	11.29	2 567	11.9	7.28	53.5	53	0.90

## 4 结论

济阳拗陷第三系油藏一般远离烃源岩, 二次运移阶段多处于常压环境, 油藏含油高度主要受控于烃源岩排烃量、运移距离、充注前的输导层倾角、输导层毛细管阻力等 4 大因素。其中, 烃源岩排烃量可用压力系数梯度, 油气运移距离可用圈源平面距离和圈源埋深差等参数进行量化表征, 输导层毛细管阻力可用圈闭储集层毛细管压力表征。

从统计来看, 油藏含油高度与压力系数梯度、充注前输导层倾角呈较好的正相关关系, 而与圈源平面距离、圈源埋深差、圈闭储集层毛细管压力等呈负相关关系。在含油高度与单因素表征参数统计关系分析基础上, 通过多元回归, 建立起了含油高度多参数拟合关系式。运用该关系式, 在钻前可对油藏含油高度进行较准确的定量预测。

### 符号注释:

$F$ ——沿输导层上倾方向的运移动力, N;  $\rho_w$ ——地层水密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $\rho_o$ ——原油密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $g$ ——重力加速度,  $\text{m}/\text{s}^2$ ;  $V$ ——输导层中原油体积,  $\text{cm}^3$ ;  $\theta$ ——输导层倾角,  $^\circ$ ;  $F_c$ ——输导层毛细管阻力, N;  $H$ ——含油高度, m;  $D_p$ ——压力系数梯度,  $\text{km}^{-1}$ ;  $L$ ——圈源平面距离, km;  $h$ ——圈源埋深差, m;  $p_c$ ——圈闭储集层毛细管压力, kPa。

### 参考文献:

- [1] 刘震, 赵阳, 金博, 等. 沉积盆地岩性地层圈闭成藏主控因素分析[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2006, 21(4): 1-5.  
Liu Zhen, Zhao Yang, Jin Bo, et al. Analysis of the key control factors of the formation of lithological stratigraphic traps in sedimentary basins[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Science Edition), 2006, 21(4): 1-5.
- [2] 张俊, 庞雄奇, 姜振学, 等. 东营凹陷岩性油藏含油性定量预测[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2005, 35(6): 732-737.  
Zhang Jun, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue, et al. Quantificational prospect of petroliferous quality of lithologic reservoir, Dongying Depression[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2005, 35(6): 732-737.
- [3] 曾溅辉, 张善文, 邱楠生, 等. 济阳拗陷砂岩透镜体油气藏充厚度大小及其主控因素[J]. 地球科学—中国地质大学学报, 2002, 27(6): 729-732.

- Zeng Jianhui, Zhang Shanwen, Qiu Nansheng, et al. Degree of oil-gas charged in lens-shaped sand body in Jiyang Depression and its main controlling factors[J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2002, 27(6): 729-732.
- [4] 国庆鹏, 金振奎, 曹志军, 等. 济阳拗陷大芦家区块薄储集层预测研究[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(5): 82-85.  
Guo Qingpeng, Jin Zhenkui, Cao Zhijun, et al. Thin reservoir prediction of the Dalujia Block, Jiyang Depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(5): 82-85.
- [5] 万晓龙, 邱楠生, 张善文, 等. 济阳拗陷岩性油气藏充厚度主控因素及其模糊综合评价[J]. 油气地质与采收率, 2003, 10(3): 25-30.  
Wan Xiaolong, Qiu Nansheng, Zhang Shanwen, et al. Main controlling factors and fuzzy comprehensive evaluation of oil-gas filling degree of lithological reservoir, Jiyang Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2003, 10(3): 25-30.
- [6] 陈科贵, 张学才, 何家雄, 等. 渤海湾盆地济阳拗陷胜利油区岩性油气藏形成的充厚度主控因素剖析[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(3): 366-369.  
Chen Kegui, Zhang Xuecai, He Jiaxiong, et al. The analysis of main controlling factors in filling degree of the lithological oil-gas reservoir in Shengli oilfield of Jiyang sag, Bohaiwan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(3): 366-369.
- [7] 徐安娜, 董月霞, 邹才能, 等. 南堡凹陷岩性-地层油气藏区带划分与评价[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(3): 272-280.  
Xu Anna, Dong Yuexia, Zou Caineng, et al. Division and evaluation of oil-gas prolific zones for litho-stratigraphic reservoirs in the Nanpu Sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(3): 272-280.
- [8] 李明诚. 石油与天然气运移[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004. 1-160.  
Li Mingcheng. Oil and gas migration[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004. 1-160.
- [9] 查明, 陈发景, 张一伟. 压实流盆地流体势场与油气运聚关系[J]. 现代地质, 1996, 10(1): 106-109.  
Zha Ming, Chen Fajing, Zhang Yiwei. Fluids potential field and hydrocarbons migration and accumulation in compactional flow basins: An example from Dongying depression[J]. Geoscience, 1996, 10(1): 106-109.
- [10] 宋国奇. 陆相断陷盆地断-拗转换体系与地层超覆油藏“T-S”控藏模式——以济阳拗陷第三系为例[J]. 地质学报, 2007, 81(9): 1208-1213.  
Song Guoqi. Fault-depression transformation system and “T-S” control reservoir mode of stratigraphic overlap pool: An example

from Jiyang Depression[J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(9): 1208-1213.

- [11] 曾溅辉. 油气二次运移和聚集物理模拟[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000. 1-50.
- Zeng Jianhui. Simulation of petroleum secondary migration and accumulation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000. 1-50.
- [12] 李丕龙, 庞雄奇, 陆相断陷盆地隐蔽油气藏形成——以济阳拗陷为例[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004. 147-357.
- Li Pilong, Pang Xiongqi. Subtle reservoir of continental rift basin—an example from Jiyang Depression [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004. 147-357.
- [13] 刘新社, 席胜利, 黄道军, 等. 鄂尔多斯盆地中生界石油二次运移动力条件[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(2): 143-147.
- Liu Xinshe, Xi Shengli, Huang Daojun, et al. Dynamic conditions of Mesozoic petroleum secondary migration, Ordos

Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(2): 143-147.

- [14] 张春林, 高先志, 李彦霏, 等. 柴达木盆地尕斯库勒油田油气运移特征[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(3): 301-307.
- Zhang Chunlin, Gao Xianzhi, Li Yanfei, et al. Petroleum migration in the Gasikule Oilfield, Qaidam Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(3): 301-307.

第一作者简介: 赵乐强(1972-), 男, 山东东营人, 现为 中国海洋大学 博士研究生, 主要从事石油地质综合研究工作。地址: 山东省东营市, 中国石化胜利油田地质科学研究院勘探综合室, 邮政编码: 257015。E-mail: zlq@slof.com

收稿日期: 2008-02-27 修回日期: 2009-11-20

(编辑 黄昌武 绘图 李秀贤)

## 深海: 世界各国能源争夺的新阵地

目前, 深水和超深水海域的油气资源正成为美国、英国、挪威、巴西等国竞相开发的热点。近年来, 世界诸强对海洋的开发、争夺和控制的特点已初现端倪, 其中的重头戏就是向深海进军。

当历史的车轮跨入 19 世纪, 人们想象的空间延伸到无法触及的海洋深处, 科学家描绘了一幅生动形象的“海底图画”:  $4 \times 10^4$  km 长的大洋中脊首尾相接, 无数金属硫化物“黑烟囱”堆积成了海底矿床, 广袤的海底盆地分布着大量金属结壳, 那里是人类最后的资源宝库。深海石油及海底表面各种结核矿物的储量, 足以使地球上的工厂运转数个世纪。2010 年进行商业性开采, 或许早已成了一些跨国公司的目标。实际上, 或出于政治目的, 或者着眼经济利益, 或本着科研精神, 世界强国早已开始了一场关于夺取未来战略制高点的深海暗战。不断开拓新的疆界, 历来是各国、各民族夺取新的生存发展空间、获取新的能源和资源、夺取对其他国家军事战略优势的重要途径。

中国海岸线长达  $1.8 \times 10^4$  km, 居世界第四。目前, 中国的海洋油气勘探主要是在浅水区(水深 400 m 以内), 其可动用的后备石油资源已明显不足。在中国 300 多万平方千米的蓝色国土中, 约有  $360 \times 10^8$  t 石油资源量, 而且大部分蕴藏在中深水海域。其中, 中国南海是世界四大海洋油气资源带之一。南海石油地质储量约在  $230 \times 10^8 \sim 300 \times 10^8$  t, 号称全球“第二个波斯湾”。中国近海 10 个主要含油气盆地, 其面积有  $97.3 \times 10^4$  km<sup>2</sup>, 石油、天然气的潜在资源量分别占全国资源量的 26% 和 27%。在中国, 由于深海油气勘探的关键技术和设备都比较落后, 使得中国的深海油气开发仍处于初级阶段。

在油气勘探领域, 400 m 以内水域为常规水深作业, 400~1 500 m 水深为深水作业, 大于 1 500 m 则为超深水作业。与大陆架和陆上勘探钻井作业相比, 深水作业的成本非常昂贵(海上油田的建成成本约为陆上的 3~5 倍), 是一项高科技、高难度的系统工程。随着深度的增加, 海洋油气开发的难度亦随之骤增。所以, 必须使用当代最先进的科学技术, 如造船技术、卫星定位与电子计算机技术、现代机械、现代环保和防腐蚀技术等综合科

技, 解决深海石油开发所遇到的定位、建立海上固定平台或深海浮动式平台的泊位、废水排放、海上油气的储存及运输等一系列难题。深海油气开发装备是否先进, 直接决定海洋油气资源开发水平的高低。尽管中国在一些比较先进的油气工程装备方面已实现国产化, 但绝大部分关键技术仍然掌握在别人手里, 国内厂商基本停留在钻采平台的制造上, 相关配套技术滞后, 设备绝大多数由国外建造配套, 严重制约了海洋油气的规模开发。由于技术装备落后, 目前, 中国海洋油气资源开发仍主要集中在 200 m 水深以内的近海海域, 尚不具备超过 500 m 深水作业的能力, 深海油气的规模开发几乎处于空白状态。深海油气开发具有资金密集、技术密集、高风险和高回报等特点, 国外石油公司多采用国际合作、联合经营的策略, 以达到分散风险的目的。

受客观条件限制, 近年来中国大陆才开始在珠江口、琼东南等盆地到 200 m 以内的水域探索, 并与中国台湾的石油公司合作勘探以深水为主体的台西南盆地。而对南海主体的深水区, 还仅仅进行了路线概查和局部地区的地球物理普查。尽管近年中国石油工业国际开拓的进程不断加快, 海洋油气开发仍然是一个明显的薄弱环节。有关专家认为, 未来 10~20 年内, 中国的海洋油气开发将以国内三大石油公司为主体, 采取与国外公司联合开发的形式。这是因为, 一方面国内技术还不成熟, 另一方面需要考虑诸多不确定因素, 有效分散风险。据了解, 到 20 世纪末, 中国共与 20 多个国家和地区的 40 多家公司签订了近百个石油合同和协议。海上已有多个合作开发的油气田投入生产, 部分油气田正在进行开发建设, 或者正在进行开发前期的准备工作。不久前, 中越菲合作区块取得重大进展, 开相邻国家搁置争议、共同开发之先河, 对中国能源界来说, 无疑是个利好的消息。中国三大石油公司在“十一五”规划中, 也都重点提出要加大投入力度, 积极开展海上特别是深海油气的开发利用, 为中国的深海油气开发提供了新的发展机遇。

(黄昌武 摘自《中国石化新闻网》, 2009-11-27)