

# 渤海及周缘天然气资源分析

王国纯, 张厚和

(中海石油研究中心勘探研究院, 河北 高碑店 074010)

**摘要:**渤海湾盆地环海3大拗陷及海域天然气资源各具特色, 特别是海域, 其演化、发育是周边3大拗陷的延伸与交汇, 有独特的地质特性, 再加之郯庐断裂贯穿整个海域, 对其油气成藏有重大影响。天然气的形成受控于母质类型及演化程度<sup>[1, 2]</sup>。大港、辽河油区有广阔天然气勘探前景。胜利油区的腐泥型优质源岩在低熟—成熟及其过渡阶段已大量生成石油。海域有众多富生烃凹陷, 烃类可演化到过成熟阶段, 加之快速沉积和烃类生成产生的超压等条件, 油气资源可与周边3大拗陷媲美。

**关键词:**天然气资源; 干酪根类型; 成熟度; 高温; 高压; 渤海湾盆地

**中图分类号:** TE122.1

**文献标识码:** A

渤海海域是渤海湾盆地的重要组成部分, 是周边3大拗陷(下辽河、黄骅、济阳拗陷)向海域的延伸与交汇, 是盆地发育演化的最新部分<sup>[3-5]</sup>。海域有盆地其它构造单元的共性, 更多表现出自身的特殊性, 特别是郯庐断裂主体通过海域, 对海域的烃类生成、运移等起到重要的作用。有机质类型的差异和热演化的差异更是海域天然气资源远远大于周边拗陷的根本保证。海域勘探程度很低, 石油资源可与周边3大拗陷媲美, 天然气资源可能更胜一筹。

## 1 大港油区天然气资源

大港油区隶属黄骅拗陷陆地主体, 截止2000年底, 累计探明气层气 $670.20 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 溶解气

$628.04 \times 10^8 \text{ m}^3$  计, 1999年千米桥古潜山探明凝析气 $305.1 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 乌马营古潜山探明煤型气 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。累计天然气 $1298.24 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 其中气层气占累计天然气量的51.6%, 而凝析气占气层气量的45.5%, 煤型气占19.4%, 浅层次生气层占8.1%。大港油区目前天然气以气层气为主, 而凝析气和煤型气又是气层气的主体。

### 1.1 凝析气

凝析气主要源于板桥凹陷, 该凹陷沙三段泥岩 TOC 平均值 1.04%, 氯仿沥青“A”为 0.21%, 在 4400~4750m 处  $R_0$  值为 1.0%~1.3%, 母质类型为 II<sub>2</sub>-III 干酪根, 源岩埋深 3200~4500m<sup>[6]</sup>。1998 年板深 7 井在奥陶系灰岩 4265~4395m 产油 143.36t/d, 其上覆中生界上侏罗统和白垩系 80m, 沙三段厚愈千米, 盖层为欠压实层(图 1)。

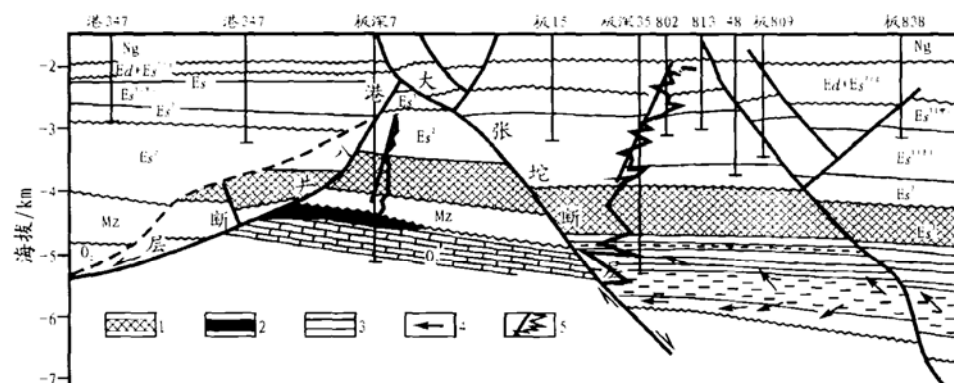


图 1 千米桥潜山凝析气藏运移途径与封盖条件分析图(据姜平, 2000)  
1. 欠压实层; 2. 油层; 3. 灰岩风化淋滤带; 4. 油气运移方向; 5. 压实曲线

Fig. 1 Sketch map of migrating way and cap rocks in Qianmiqiao burial hill gas condensate reservoir

收稿日期: 2002-05-17; 修订日期: 2003-07-08.

作者简介: 王国纯(1942-), 男(汉族), 黑龙江齐齐哈尔人, 高级工程师, 主要从事石油地质综合研究工作。

千米桥潜山成藏条件:a)源于生凝析气的扳桥凹陷(Ⅱ<sub>2</sub>—Ⅲ型干酪根,演化程度高, $R_o$ 为1.3%,地层超压,沙三段压力系数1.2~1.6<sup>[7]</sup>,是油气远距离运移驱动力,其具备临界凝析温度168℃,临界凝析压力32MPa,沙三段源岩以断层与奥陶系潜山接触(图1)供烃。b)良好的盖层,除泥岩封盖,还具压力封盖。c)储层发育,缺少晚古生代地层,风化、淋滤削蚀时期长,裂隙与粒间溶孔发育。d)晚期断裂不发育,保存条件好。

## 1.2 煤型气

煤型气主要源于上古生界石炭—二叠系的煤系层系。乌马营构造位于南皮—沧东凹陷,乌深1井揭示石炭—二叠系厚1091m,煤岩厚21m;碳质泥岩厚24m,深灰色泥岩厚140m,煤岩TOC为38.79%~59.7%,氯仿沥青“A”平均1.65%,总烃平均 $6320 \times 10^{-6}$ ;碳质泥岩TOC平均为5.44%,氯仿沥青“A”平均0.176%,总烃平均 $1008.4 \times 10^{-6}$ ;泥岩TOC平均为1.78%,氯仿沥青“A”为0.149%,总烃 $696.41 \times 10^{-6}$ ;  $R_o$ 为1.15%~1.53%。1998年乌深1井于5852m奥陶系上马家沟组完钻,酸化后日产气 $11 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,含水,经分析气源来自石炭—二叠煤系地层<sup>[8]</sup>。孔古4井于3029m以下揭示二叠系石盒子组大套油浸砂岩,测试日产轻质油88t,天然气 $19123 \text{ m}^3$ ,经分析源岩为上古生界石炭—二叠系煤系地层<sup>[9]</sup>。

乌马营潜山成藏条件:a)黄骅拗陷普遍发育的石炭—二叠系煤系地层,厚逾1000m,有机质丰度高,演化程度高,是成藏的有利前提。b)储层发育,主要是奥陶系顶部的风化壳,裂隙及溶洞发育。c)经分析认为潜山气藏是早期古气藏改造、迁移、多期成藏形成的<sup>[8]</sup>。

## 2 辽河油区天然气资源

辽河油区隶属下辽河拗陷陆区,截止2000年底,累计探明气层气 $689.92 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,溶解气 $1094.09 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,累计天然气 $1784.01 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。气层气占累计天然气39%,仍以溶解气为主。而气层气构成中凝析气占气层气的66.4%(包括一部分运移气),其次为浅层次生气等(油伴生气运移所致),占气层气的33.6%,二者为二比一或相当。

### 2.1 凝析气

全拗陷陆地部分凹陷基底埋深均大于5000m,清水凹陷达8000m,有机质丰度较高,沙三和沙四段TOC平均值分别为1.99%、2.83%,氯仿沥青“A”分别为0.138%、0.217%,总烃分别为

$543 \times 10^{-6}$ 、 $1142 \times 10^{-6}$ ,母质类型为Ⅱ<sub>1</sub>型,2800m演化程度为 $R_o < 0.5\%$ ,在2800~4500m层段 $R_o$ 为0.5%~1.3%,4500~5300m层段 $R_o$ 为1.3%~2.0%,在5300m处 $R_o > 2.0\%$ 。以清水凹陷马深1井为例,在2800m处C<sub>1</sub>—C<sub>4</sub>气态含量高,液态烃极少;2800~4400m气体组分少,烃态组分增加,为凝析油,4500m进入高成熟阶段,气态含量剧增。

在兴隆台复式油气藏,气层气为 $169.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,凝析油 $21 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,原油 $9448 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,只有下部基岩(Ar)为凝析气藏,边部、上部均为油气藏,该构造由55条断层切割,各类气藏134个,其中储量小于 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的气藏有112个。又如双台子气田,产气层气 $58.92 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,凝析油 $182 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,原油 $1843 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。欢喜岭气田探明气层气 $80.51 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,凝析油 $115 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,原油 $46788 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

从上述3个含凝析气的气田看,凝析气的量比较少,主要是成熟阶段的油伴生气运移产生的气层气,3个气层气占全拗陷气层气的45.8%。

### 2.2 油伴生气(次生气藏)

通过分析辽河拗陷陆地部分以次生气藏为主体,目前发现最浅的气藏民6井气藏埋深为321m。辽河拗陷西部凹陷带,特别是清水洼陷是富气凹陷,沙三、沙四段生气强度最高达 $400 \times 10^8 \text{ m}^3 / \text{km}^2$ ,东部凹陷也达 $100 \times 10^8 \text{ m}^3 / \text{km}^2$ 。前已述及在2800~4500m层段 $R_o$ 为0.5%~1.3%,已有大量气态烃生成,由于晚期断裂活动,油气纵向上运移。如兴隆台气藏,沙四段气体密度0.658,甲烷含量87.15%,沙一下段气体密度0.5895,甲烷含量94.8%,东营组气藏气密度0.5758,甲烷含量96.69%。同一构造气体运移组合变化明显,密度变小,甲烷含量增大。欢喜岭、黄金带等油气田均是如此(图2)。

## 3 胜利油区天然气资源

截止2000年底,胜利油区探明气层气地质储量 $325.43 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,溶解气 $1551.54 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,累计探明天然气 $1876.97 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,其中气层气占累计天然气17.3%。表明目前胜利油区是溶解气占绝对优势。

### 3.1 溶解气

济阳拗陷东营凹陷是富油凹陷,主要源岩为沙三、沙四段湖相泥岩,该凹陷沙四段最厚达3500m,沙二、三段最厚达1000~1500m,牛38井沙三

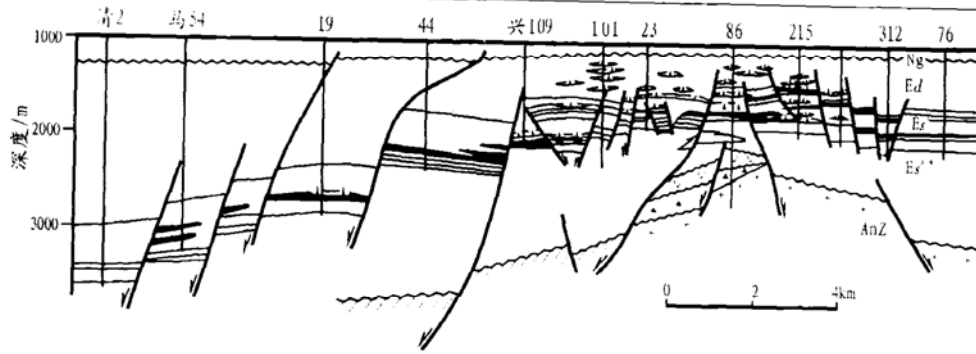


图 2 兴隆台复式油气聚集带剖面图

Fig. 2 Sketch map of complex oil-gas accumulation zone in Xinglongtai area

段取心以渤海藻和付渤海藻为主,干酪根 I 型占 36%, II<sub>2</sub> 型占 21%, III 型占 18%,沙四段上部优质源岩 TOC 为 2%~5%,最高 7%,氯仿沥青“A”为 0.3%~0.8%,热解生烃潜力 50mg/g,为 I 型干酪根, R<sub>o</sub> 为 0.3%~0.85%。沙三段下部 TOC 为 2%~5%,最高 7%,热解生烃潜力 52mg/g,氯仿沥青“A”为 0.3%~0.6%,为 I + II<sub>1</sub> 型干酪根, R<sub>o</sub> 为 0.5%~0.8%<sup>[10]</sup>。东营、沾化等凹陷中存在着大量具韵律结构的有机质富集层,富含颗石类、小古囊藻属、渤海藻属、德弗藻属、盘星藻属、葡萄藻属,以层状藻、颗石藻为主,TOC 平均为 4%,最高达 14%,藻类生物量巨大,在较低温度和压力条件下生成大量的可溶有机质<sup>[11]</sup>。济阳凹陷近期低熟油探明储量已超过 2 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,低熟油干酪根镜鉴腐泥组分无定型占了 70%以上,多为 I 型干酪根<sup>[12]</sup>。

济阳凹陷属陆相腐泥型凹陷, I 型干酪根埋深浅 (<4 500m),地温梯度 3.58℃/100m,热演化程度低 (R<sub>o</sub> < 1.2%),所以以生油为主。对 I、II 型干酪根烃类生成模拟表明, I 型干酪根在洼陷中心部位 (3 900~4 000m 以下) 进入生气区,以上以液态烃和溶解气为主。II 型干酪根在相同条件下,在 3 100m 进入生气区。I、II 型干酪根的生气差异,使济阳凹陷形成了以 II 型干酪根为主的富油而贫天然气的洼陷<sup>[13]</sup>。如在胜坨探明溶解气 196.4 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,渤南为 113.47 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,东辛为 92.29 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,孤岛为 98.91 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。总之气储量远比油储量少得多。

### 3.2 油伴生气 (次生气)

济阳凹陷的气层气 91% 分布在 1 500m 以上,如孤岛 Ng 气层气探明 47.73 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,孤东 Ng 为 3.47 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,垦西为 42.46 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,陈家庄在 Nm 为 12.81 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。次生气为溶解气所释放,在油气运移过程中产生,在 3 900m 埋深为原始气

藏 (游离气), 3 900~1 700m 为天然气溶解石油中,处于欠饱和状态,1 700~1 200m 进主脱气点,溶解气脱气为次生气藏<sup>[11]</sup> (图 3)。

## 4 渤海海域天然气资源

渤海海域是周边 3 大凹陷的自然延伸与交汇,是盆地演化、发育的结果。特别是渤中凹陷,它的特殊性更是有别其它陆区凹陷。截止 2000 年底海域钻探井 351 口,发现气层气 718.65 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> (探明 271.99 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>),溶解气 619.64 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> (探明 435.43 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>),累计天然气 1 338.29 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> (探明 707.42 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>),其中气层气占累计天然气量的 53.7%,凝析气 497.1 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,占气层气 70.8%,海域凝析气占很重要的比例。

### 4.1 富气凹陷奠定了气源基础

渤海海域较之周边地区,具有较高的有机质丰度,沙一、沙三段深湖相泥岩 TOC 平均 1.5%~2.0%, S<sub>1</sub> + S<sub>2</sub> 为 3~7mg/g,总烃为 (1 000~2 000) × 10<sup>-6</sup>。

海域比陆地多一套东营组源岩,如 PL14-3-1 井 2 700~3 700m 井段 TOC 为 2%~5%, S<sub>1</sub> + S<sub>2</sub> 最大值为 16mg/g,总烃 6 009 × 10<sup>-6</sup>,为极好源岩,厚度大。

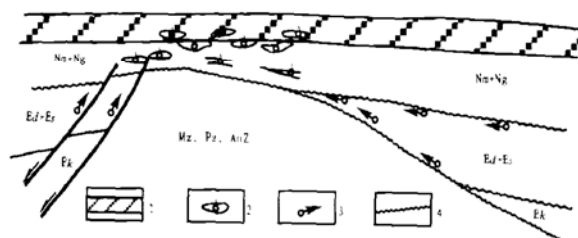


图 3 济阳凹陷上第三系天然气成藏模式图

- 1. 浅层区域性盖层; 2. 河流相砂体气藏;
- 3. 天然气运移方向; 4. 不整合面

Fig. 3 Sketch map of formation of Neogene gas pools in Jiyang depression

沙三段干酪根以Ⅱ<sub>1</sub>型为主,Ⅱ<sub>2</sub>型占7%,沙一段Ⅱ<sub>1</sub>型为主,Ⅱ<sub>2</sub>占16%,东营组Ⅱ<sub>1</sub>型为主,Ⅱ<sub>2</sub>占23%,Ⅲ型占8%,从沙三段向东营组Ⅱ<sub>2</sub>型逐渐增多,为生气创造了条件。东营组干酪根类型不一样,产气差异甚大,如BZ19-2-1井Ⅲ型干酪根地区,7.94mm油咀产油56.6m<sup>3</sup>/d,天然气32402m<sup>3</sup>/d,气油比573m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。而PL14-3-1井为Ⅱ<sub>2</sub>型干酪根地区,15.88mm油咀产油124m<sup>3</sup>/d,天然气7118m<sup>3</sup>/d,气油比为57.4m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。表明同一地层,不同地区的不同干酪根类型烃类性质不同。

据33个气样碳同位素成因类型分析,偏腐殖气占58%,油型气占42%,说明海域天然气来自陆源有机质占优势。

#### 4.2 高温、高压、高演化是气源的又一重要条件

海域是盆地最新地层的沉降中心,渤中凹陷Q+N达5000m厚,东营组厚度愈4000m,沙河街组厚达2000~3000m,凹陷中心新生界愈10000m厚,使烃源岩可达高成熟至过成熟(图6)。

海域具有高地温梯度,如PL7-1-1井为3.7~5.3℃/100m,井底4124.5m处井温达150℃;BZ28-1-1井为3.7~4.3℃/100m,3203m处井温138.5℃,CFD23-1-1井为3.45~7.69℃/100m,3650m井深处井温为147℃,BZ22-2-1井4191~

4355m处为166℃。上述4口井反映以渤中凹陷及周围的高地温情况,高温对烃类成熟、过成熟起到促进作用。

该区超压现象明显,JZ20-2气田2000~4000m压力系数为1.5~1.7,JZ16-4-2井东营组(Ed)3433m压力系数为1.9;KH9井3393~3471m压力系数为1.3;JX1-1-1井3192m以下压力系数为1.5~1.55。上述4个辽东湾构造均为异常高压,这些构造均为凝析气藏。超压本身对生油生气不是主要的因素,但压力是相态的转化条件,地层压力大于或等于露点压力时液体逆蒸发为气体。PL7-1-1井3800~3960m,RFT压力系数1.48~1.85,CFD18-2E-1井3235m处(Ed)压力系数为1.42~1.46;BZ13-1-2井3800m处东营组压力系数1.46,CFD23-1-1井3100m压力系数为1.75。上述4个构造表明渤中凹陷及周围普遍存在异常高压。

这些超压是快速沉积和生烃所至,更主要是生气所至。临界压力是凝析气生成的保证。

#### 4.3 郯庐断裂的特殊作用

郯庐断裂从南向北贯穿海域,从渤中与渤东凹陷之间通过<sup>[14]</sup>,这条数千千米长的著名断裂,对海域产生极其重要的作用(图4、图5)。

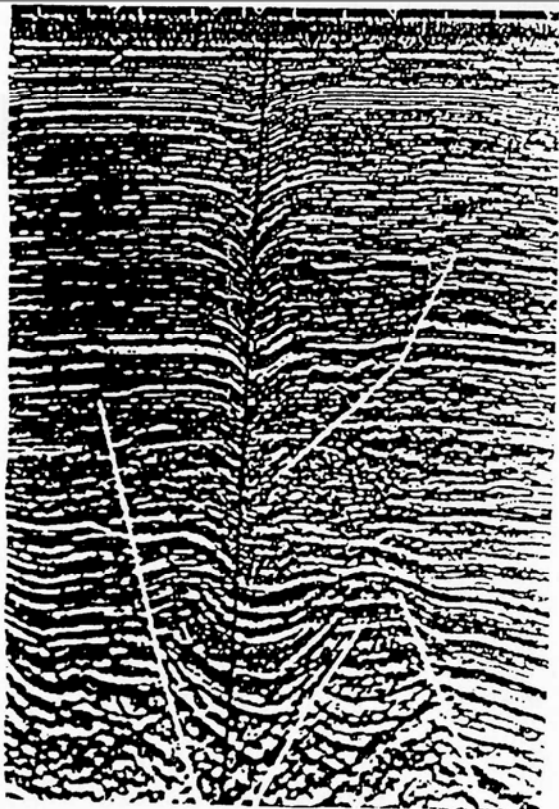


图4 郯庐断裂地震剖面(位置见图5)

Fig. 4 Seismic profile of Tanlu fault

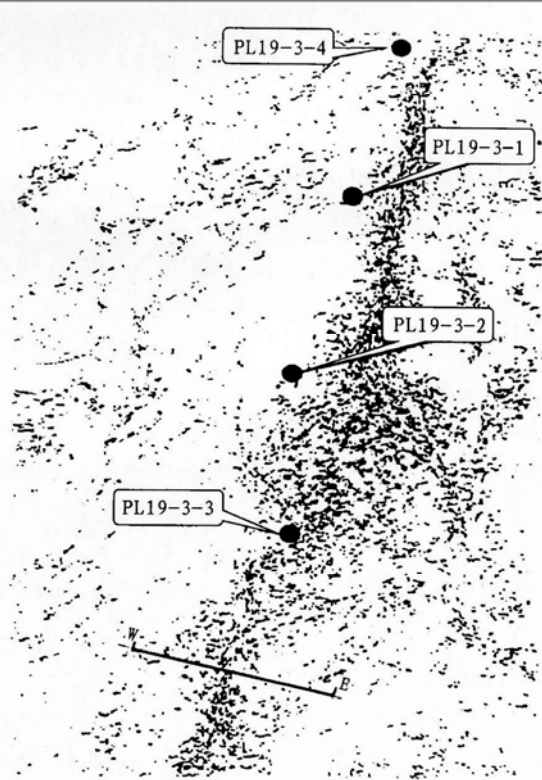


图5 海域北北东向分布的郯庐断裂(地震三维相干切片)

Fig. 5 Tanlu fault trending NNE direction in Bohai Bay (3D thin section)

a) 郑庐断裂是地震活动带,有史以来记录了大到 8.5 级的地震及小于 2.0 级地震,震中分布迭加如云<sup>[15]</sup>。

b) 郑庐断裂带是高地热活动带,晚白垩世一早第三纪为张性断裂发育期,地幔呈北东向上隆,地球内部热能大量向浅层传递,在沭阳断陷盆地地温梯度为 4.2°C/100m,庐江测得热流值高达 1.8 HFU<sup>[16]</sup>。

c) 郑庐断裂是造成海域晚期断裂活跃的根本原因<sup>[15,17]</sup>,平面上其附近呈羽状分布,纵向上为“似花状”形态,从而致使烃类向浅层泄漏,进而产生地震剖面上的“气烟囱”(模糊带)。

#### 4.4 具产生凝析气的凹陷

凝析气藏是地下高温高压条件下呈气相态(低熟成因除外),经采到地面后,当温压降低时反凝析出液体气体,由此可见凝析气藏不同于油藏,也不同于气藏<sup>[18]</sup>。

a) 前已述及辽东湾中北洼陷具 2 套超压体系 (Ed、Es),仅 Ed 面积有 2 000km<sup>2</sup>,厚度达 3 500m,新生界埋深 10 000m,JZ20-2 凝析气田就是洼中的一例。

b) 渤中凹陷是海域极其重要的源岩凹陷,仅 Ed 分布面积达 8 600km<sup>2</sup>,厚度愈 4 000m,新生界埋深 10 000m,已发现若干凝析气田及含气构造。

c) 歧口凹陷,仅 Ed 分布面积达 4 100km<sup>2</sup>,厚度近 3 000m,新生界埋深 10 000m。在凹陷周边

已发现的白水头凝析气田,以及气顶气藏,如 QK17-3、QK18-1、QK18-9、唐家河及高气油比溶解气藏的马东构造等。

上述这 3 个大型凹陷极富找气的前景。

#### 4.5 煤型气前景

渤海湾盆地上古生界石炭—二叠系普遍分布,在海域也不例外,黄正吉在 QHD30-1-N 井天然气分析中认为其来源于石炭—二叠煤系,这一前瞻性的前第三系研究尚未开始,但是有极其广阔的找气前景。

### 5 海域天然气勘探方向

#### 5.1 浅层气

浅层气也是海域的一大特色,由于众多的富烃凹陷及晚期断裂致使油气运聚、动平衡在浅层脱气,但这些众多的“气烟囱”都是油气渗漏的表现,可寻找到一些中—小型气藏,但开发上有一定的难度。

#### 5.2 东营组盖层下的大—中型气田

油气的富聚,特别是天然气的富聚对盖层要求较严,特别是大型气田,高压气田更要求盖层条件良好,东营组是海域良好的区域盖层。如 JZ20-2 气田,发现地质储量为 201.45 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,这样的气田在海域将会不断地被发现,这样就要求作东营组的构造圈闭图,或寻找大型砂体,如 BZ6-1 构造,

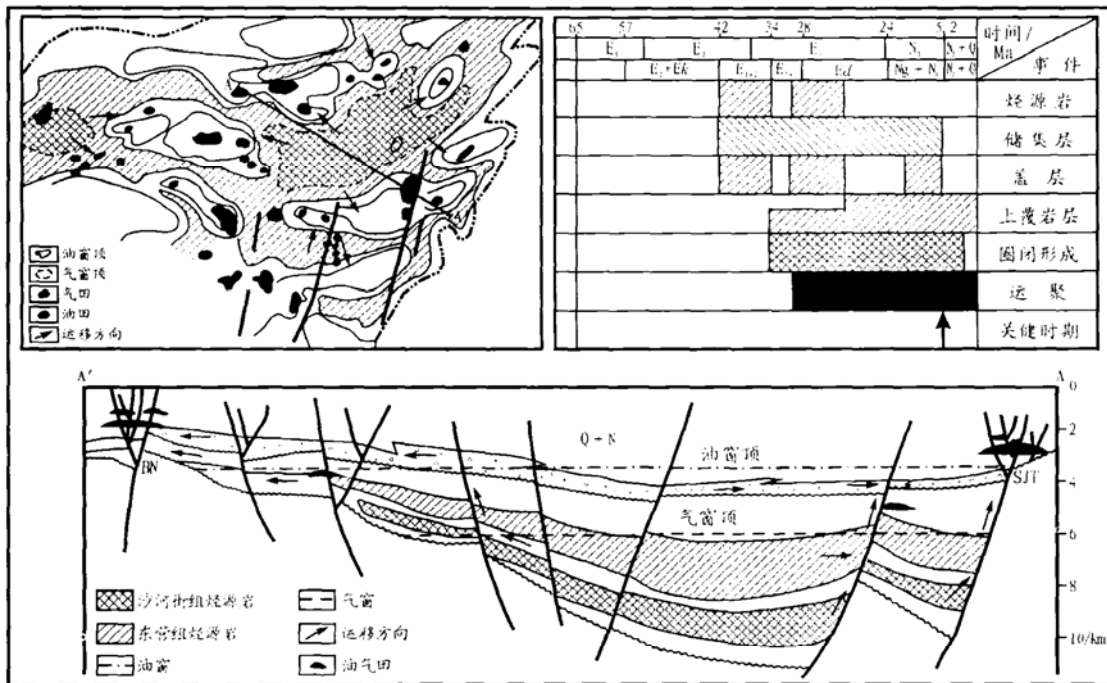


图 6 渤中坳陷含油气系统图

Fig. 6 Sketch map of petroleum system in Bozhong depression

及寻找大型的潜山构造。

**5.3 以前第三系为研究靶区的煤型气或凝析气**  
 前瞻性研究应加大力度,这是一个有远景的广阔地区<sup>[19]</sup>。

## 6 结论

a)母质类型和演化程度是控制天然气生成的关键因素。

b)大港油区和辽河油区有广阔的天然气勘探前景,这两个区与海域类似,是以Ⅱ—Ⅲ型陆源有机质为主体;深洼陷演化程度高,具备良好的气源。

c)胜利油区东营、沾化等主要的凹陷是Ⅰ型优质源岩发育区,在低熟、成熟过程中已大量生成液态烃,只能在贫油的Ⅱ型母质的凹陷寻找天然气或在浅层寻找油气运移过程中释放的气。

d)海域在地质演化过程中,形成众多富生烃的凹陷,加之著名郑庐断裂的通过,使之具有一系列的特殊性,造就其与周边3大拗陷的差异性,海域不但有可与周边相媲美的石油前景,更有其天然气广阔前景。

### 参考文献:

- [1] 陈世加,等.干酪根裂解气和原油裂解气的成因判别方法[J].石油实验地质,2002,24(4):364—366.  
 [2] 张旭升,等.烃源岩模拟实验的应用[J].石油实验地质,1998,20(3):292—296.  
 [3] 龚再升,王国纯,贺清.上第三系是渤海中拗陷及其周围主要的勘探领域[J].中国海上油气(地质),2000,14(3):145—

156.  
 [4] 朱伟林,王国纯,周毅.渤海油气资源浅析[J].石油学报,2000,21(3):1—7.  
 [5] 漆家福,等.渤海湾新生代裂陷盆地的伸展模式及其力学过程[J].石油实验地质,1995,17(4):316—322.  
 [6] 大港油田科技丛书.编委会编.油气藏分布[M].北京:石油工业出版社,1999.  
 [7] 姜平.千米桥潜山构造油气藏成藏分析[J].石油勘探与开发,2000,27(3):14—16.  
 [8] 王丹丽.乌马营深潜山气藏成因机制探讨[A].渤海湾盆地看上油气藏勘探开发技术研讨会文集[C].2000.10.  
 [9] 曾凡刚,程克明.黄骅凹陷孔古4井原油的成因探讨[J].地质地球化学,1999,26(3):62—66.  
 [10] 孔凡仙,等.济阳拗陷优质烃源岩层地球化学特征及成烃潜力[J].复式油气田,1999(3):13—16.  
 [11] 罗华强,等.陆相断陷湖盆石油资源评价技术[J].复式油气田,1999(3):23—28.  
 [12] 洪专华,陈致林,张春荣.济阳拗陷低熟原油特征及成因[J].沉积学报,1997,15(2):89—93.  
 [13] 穆星,等.济阳拗陷天然气的生成、运移和聚集[J].复式油气田,1999(3):29—32.  
 [14] 王国纯.郑庐断裂与渤海海域反转构造及花覆构造[J].中国海上油气(地质),1998,12(5):285—295.  
 [15] 龚再升,王国纯.渤海构造运动控制晚期油气成藏[J].石油学报,2001,22(1):1—8.  
 [16] 陶士振,刘德良.郑庐断裂带及邻区地热场特征,温泉形成因素及气体组成[J].天然气工业,2000,20(6):42—47.  
 [17] 朱伟林,王国纯.渤海浅层油气成藏条件分析[J].中国海上油气(地质),2000,14(6):367—374.  
 [18] 李小地.凝析气藏的成因类型与成藏模式[J].地质论评,1998,44(2):200—206.  
 [19] 朱伟林,王国纯.中国近海前新生代油气勘探新领域探索[J].地学前缘,2000,7(3):215—226.

## GAS RESOURCE OF BOHAI BAY AND ITS SURROUNDING AREAS

WANG Gou-chun, ZHANG Hou-he

(Exploration Institute of CNOOC Research Center, Gaobeidian, Hebei 074010, China)

**Abstract:** Gas resource in offshore part and its surrounding Huanghua, Liaohe and Jiyang depressions in Bohai Bay Basin showed their own characteristics. The offshore is an important part of the basin with special geological character, which is extension of the three depressions. Tanlu fault belt passing through the offshore part played a very important part in hydrocarbon formation and accumulation. Gas generation was controlled by kerogen types and their evolution level. Onshores Dagang and Liaohe oil & gas provinces showed favourable gas potential, but Shengli oil province is dominated by oil as a result of tremendous type I kerogen and low maturity. The offshore is a favourable area for gas generation and preservation due to rich source rocks, high maturity and overpressure. Gas resource in offshore is enormous.

**Key words:** gas resource; kerogen type; maturity; high temperature; high pressure; Bohai Bay Basin