

# 南黄海盆地油气地质特征及其资源潜力再认识

肖国林

(青岛海洋地质研究所, 青岛 266071)

**摘要:** 南黄海盆地是中国近海唯一未突破工业性油气流的含油气盆地, 其油气潜力目前已成为大家关注的热点。类比周缘勘探程度高、油气地质条件相似的油气盆地反演的油气排聚系数来估算其油气资源潜力, 加上与周边国家资料的对比分析, 对南黄海盆地的油气资源潜力提出了新的认识。南黄海南部盆地资源潜力优于北部盆地, 盆地内部则西部均优于东部。

**关键词:** 资源潜力; 分布特征; 南黄海盆地

**中图分类号:** P744

**文献标识码:** A

**文章编号:** 0256-1492(2002)02-0081-07

黄海盆地是我国近海目前油气勘探程度较低的中新生代盆地(图1), 其油气资源潜力目前倍受关注。虽然早在20世纪80年代中期我国就已证实了南黄海盆地的含油气性, 如CZ(常州)6-1-1A井测试折算日产原油2.45 t及ZC(诸城)1-2-1井在泰州组泥岩岩心裂缝中有原油渗出, 表明盆地内曾经有过油气的生成、运移与聚集的过程。然而, 无论是中国还是韩国, 在南黄海盆地的勘探都未能实现进一步的突破。

对盆地内前新生界的性质<sup>[1,2]</sup>、中生界、古生界的烃源岩生烃潜力<sup>[3]</sup>、盆地内的油气资源潜力等问题, 前人也曾作过多次评价, 但无论是生烃量(北部盆地为 $32.38 \times 10^8 \sim 405.74 \times 10^8$  t, 相差5~13倍; 南部盆地为 $21.54 \times 10^8 \sim 119.17 \times 10^8$  t, 相差3~5倍)还是资源量(北部盆地为 $1.6211 \times 10^8 \sim 9.09 \times 10^8$  t, 相差3~5倍; 南部盆地为 $0.667 \times 10^8 \sim 3.5691 \times 10^8$  t, 最大相差5倍)都差异很大。

盆地内油气资源潜力及其分布特征究竟如何, 如:(1)盆地内生烃岩的分布特征及生烃潜力如何?(2)在现有勘探程度下, 如何客观地认识油气资源评价中油气排聚系数及其资源潜力? 本文无意对前人的评价结果妄加议论, 而只对一些基本的油气地质问题结合我国及韩国方面的实际钻井资料, 就目前资料相对丰富的南黄海盆地中、新生界的生烃及油气资源潜力进行分析, 提出一些认识, 供资源评价参考。

## 1 油气地质特征基本认识

南黄海北部盆地(又称南黄海盆地北部拗陷), 面积 $45\,573\text{ km}^2$ (包括东部凹陷、东北凹陷), 目前已钻探井11口, 其中东部凹陷钻4口、东北凹陷钻1口、北部凹陷钻4口、中部凹陷钻1口、西部凹陷钻1口, 累计钻遇白垩系厚度超过3 000 m, 下第三系超过3 000 m。已证实的生烃岩为上白垩统泰州组(文献[3,4]将其划归E<sub>1</sub>或K<sub>2</sub>-E<sub>1</sub>)及下第三系阜宁组, 有机质丰度属中等—好<sup>[5]</sup>, 阜宁组和戴南组内部砂岩为储层, 泥岩既是生烃层又为局部盖层。

南黄海南部盆地(又称南黄海盆地南部拗陷), 目前已钻探井12口(包括2001年所钻的1口探井), 其中, 在南七凹陷钻探井3口、南四凹陷钻3口、南二凸起钻1口、南五凹陷钻3口、南二凹陷钻1口, 除常州6-1-1井测试折算日产原油2.45 t外, 其余各井均未见油气。累计钻遇下第三系超过3 000 m。已证实的生烃岩为下第三系阜宁组和戴南组。与北部盆地不同, 南部盆地戴南组为一套暗色含碳质及煤的砂泥岩组合, 为湖泊沼泽相沉积, 具生油能力<sup>[4]</sup>, 储层为阜宁组和戴南组底部砂岩, 局部盖层为阜宁组和戴南组泥岩。

## 2 钻井揭示的生烃层系及生烃潜力

### 2.1 南黄海北部盆地

(1) 东部凹陷: 4口探井较均匀地分布在凹陷

作者简介: 肖国林(1962—), 男, 副研究员, 主要从事石油地质研究

收稿日期: 2001-12-21, 2002-02-28 改回 周立君编辑

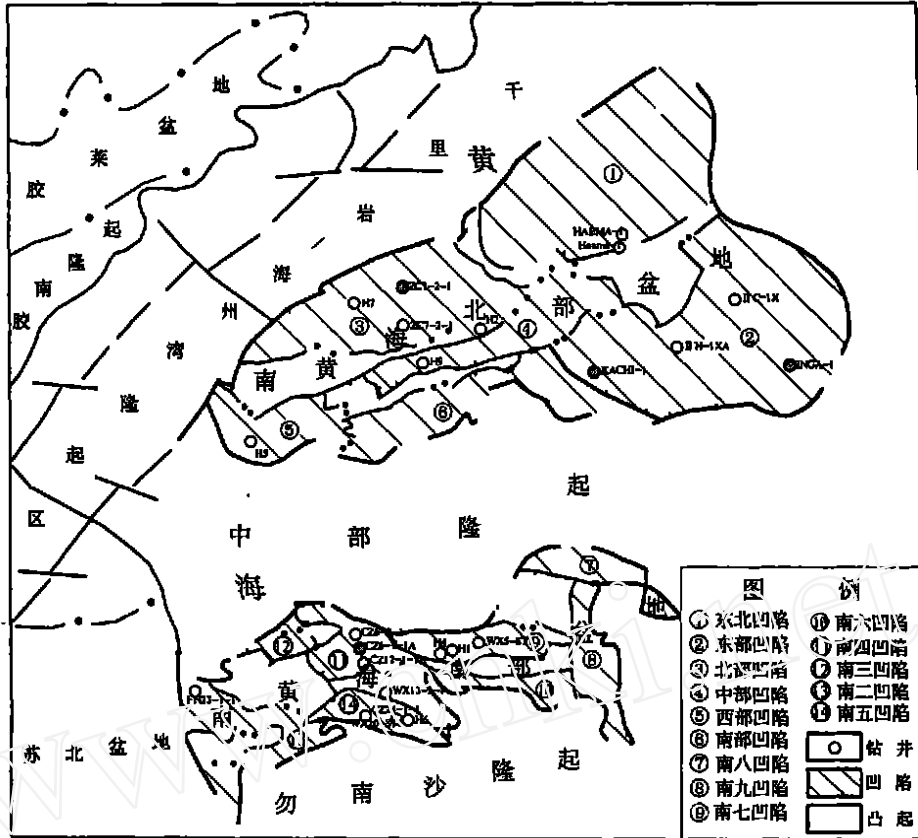


图 1 南黄海盆地及毗邻区构造区划图(据罗明等修改, 1999)

Fig 1 Tectonic division of the South Yellow Sea basin and adjacent regions(modified from LUO Ming et al , 1999)

内,且都已钻穿所预测的生烃岩阜宁组和泰州组,除1口井缺失下第三系外,其它3口井均钻遇阜宁组,厚903~1491m,全部为红色地层。4口探井中有2口探井缺失泰州组,另2口探井虽然有泰州组地层,但均无暗色泥岩分布。据图2可知,IIH-IXa井、Inga-1井均分布在中生界厚5000m处,而该凹陷中生界最厚也只有6500~7000m。

(2) 北部凹陷:4口探井也较均匀分布在凹陷内,其中有3口探井已钻穿阜宁组和泰州组,1口探井已钻穿阜宁组和泰州组上部地层(ZC1-2-1井)。虽然ZC1-2-1井阜宁组在北部凹陷保存最全,但仅在2450~2700m井段见暗灰、浅灰泥岩和棕红色泥岩,即使全为暗色泥岩也仅厚250m。H(黄)2井(1537~1708m井段)阜宁组为玄武岩、红色泥岩夹砂岩。H7井(889~1328m井段)阜宁组不全,缺阜四段和部分阜三段,以红层地层为主,夹168m暗色泥岩。ZC7-2-1井缺失下第三系。4口探井中仅ZC1-2-1井(1700~3275m)阜宁组达到成熟范围,而其它3口井阜宁组均未进入成熟期。

整个北部凹陷中生界厚度小于1000m(图2)。H7井(1328~1902m井段)泰州组厚574m,其中

上部(1328~1633.5m井段)为暗色泥岩夹粉细砂岩,暗色泥岩厚295m。ZC1-2-1井(3275~3425m井段)泰州组(未完)见灰黑色泥岩夹薄层砂岩,厚150m,H2井缺失泰州组,ZC7-2-1井(520~785m井段)泰州组厚265m,其特征与H7井泰州组一致,上部为黑色泥岩,下部为褐色砂泥岩互层。

(3) 东北凹陷:在凹陷磁性基底埋藏较深的部位钻探井1口(Haema-1井),已钻穿泰州组,其中阜宁组全为红色地层,泰州组厚404m,也为红色地层夹火山岩(东北凹陷中生代最厚为2500m,Haema-1井钻在1500~2000m等厚线上)。

(4) 西部凹陷:仅钻探井1口(H5井),于1220~2310m井段(未完)揭示阜宁组厚1096m,其中暗色泥岩总厚712.5m,1220~1510m为E<sub>14</sub>,1510~1830m为E<sub>13</sub>,1830~2237m为E<sub>12</sub>,2237~2310m为E<sub>11</sub>(未完),未揭示泰州组地层。

(5) 中部凹陷:在凹陷中心钻探井1口(H9井),于1284~2320m井段(未完)揭示阜宁组厚1036m,其中暗色泥岩厚751m。1284~1984m井段厚702m地层为暗色泥岩夹泥质粉砂岩,而

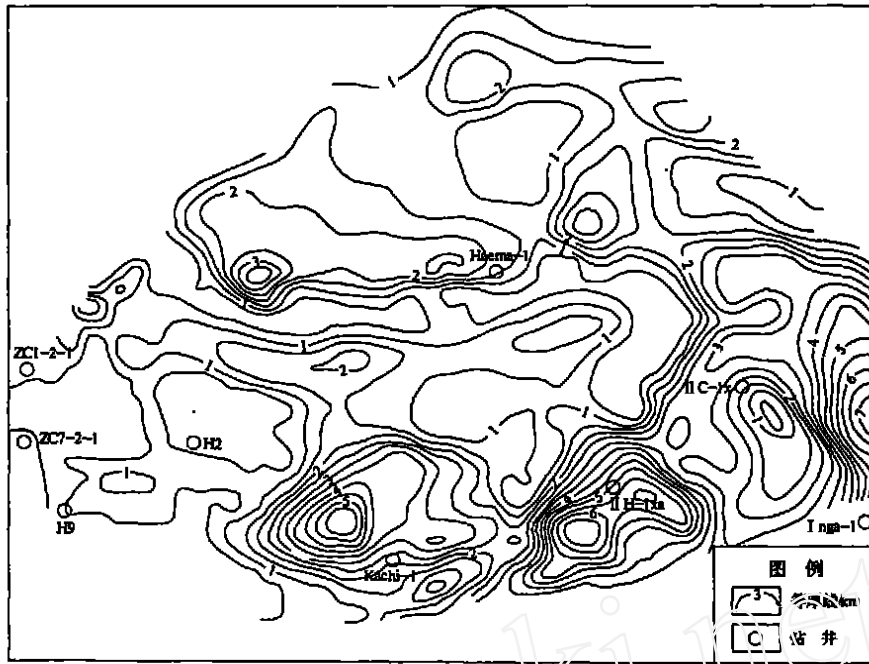


图 2 南黄海北部盆地以白垩系为主的中生界等厚图

Fig 2 Mesozoic isopachous map (with Cretaceous as the dominant) of the north of the South Yellow Sea basin

1 984~ 2 220 m 井段为深灰、棕褐色泥岩夹粉砂岩, 2 220~ 2 320 m 为红色地层。

(6) 南部凹陷: 目前未钻探井, 阜宁组可借用西部凹陷 H5 井生烃泥岩厚度百分比, 但据南部凹陷阜宁组埋深情况, 仅以成熟部分的生烃泥岩厚度和成熟面积计算生烃量。据以白垩系为主的中生界等厚图可知, 在南部凹陷东部, 白垩系厚度虽然大 (达 5 500 m), 并与东部凹陷联系在一起, 但 Kachi-1 井证实泰州组无生烃源岩。而南部凹陷主体及西部中生界厚度小于 500 m, 也可能缺少泰州组, 因此, 南部凹陷泰州组暂不能作为生烃岩考虑。

上述各凹陷生烃源岩评价见表 1。

## 2.2 南黄海南部盆地

(1) 南七凹陷: 考虑到 H4 井仅揭露阜宁组 3~ 4 段的上部, 而 WX (无锡) 5-ST1 井揭示阜宁组 1~ 2 段地层, 可将这两口井戴南组、阜宁组叠加在一起代表南七凹陷生烃岩全貌, 即南七凹陷生烃岩厚 501.2 m, 有效生烃岩面积 426.61 km<sup>2</sup>。

(2) 南四凹陷: 虽然已钻探井 3 口, 但未揭示阜宁组全貌 (仅 CZ6-1-1A 井揭示阜宁组 3~ 4 段部分地层)。考虑到南四凹陷钻遇戴南组暗色泥岩并已进入成熟门限, 故南四凹陷生烃岩应包括戴南组。由于钻井未揭示阜 1~ 2 段生烃岩, 暂类比相邻的南七凹

陷 WX5-ST1 井阜宁组 1、2 段生烃岩厚度, 则南四凹陷戴南组—阜宁组生烃岩厚 696 m, 成熟面积为凹陷总面积的 27.98%~ 41.68%。

(3) 南五凹陷: 2 口探井钻穿戴南组 (CZ24-1-1 井、WX20-ST1 井), 由于 2 口探井所揭示的暗色泥岩厚度相差很大, 故生烃岩厚度取这 2 口探井所钻遇暗色泥岩厚度中值 446.6 m。有 2 口井 (CZ24-1-1 井、WX13-3-1 井) 钻穿阜宁组, 其中 CZ24-1-1 井阜宁组各段均已揭示, 暗色泥岩总厚 579.3 m, 即南五凹陷生烃岩总厚 1 025.9 m; 成熟面积按地震解释成熟面积占南五凹陷总面积 (1 597 km<sup>2</sup>) 的 60.67%~ 66.81% 计算。

(4) 南二凹陷: FN (阜宁) 23-1-1 井仅揭示阜宁组 3~ 4 段, 不能代表南二凹陷阜宁组全貌, 类比目前戴南组、阜宁组暗色泥岩最厚的南五凹陷, 将 1 025.9 m 作为南二凹陷阜宁组生烃岩厚度。成熟面积 (门限深度 2 800 m) 按第三系底板构造图门限深度以下面积计算。

(5) 南三、南六凹陷: 第三系底板构造图 深度

青岛海洋地质研究所: 南黄海北部盆地地质地球物理调查研究 (内部报告), 2000

石油工业部南黄海南部资源评价组: 中国南黄海南部石油地质评价 (内部报告), 1981

地矿部上海海洋地质调查局, 华东石油地质局: 苏北南黄海地质构造特征及含油气性研究 (内部报告), 1983

均浅于门限深度 2 800 m, 故认为其生烃岩不成熟。

表 1 南黄海北部盆地生烃源岩评价

Table 1 Assessment of hydrocarbon source rocks in the north of the South Yellow Sea

凹陷	生烃源岩评价
东部凹陷	阜宁组: 1 口井缺失, 3 口井的阜宁组全为红色地层, 不具备生烃岩条件。 泰州组: 全为红色地层, 不具备生烃条件。
北部凹陷	4 口探井中仅 ZC1-2-1 井揭示的阜宁组及泰州组生烃岩进入生油门限。 阜宁组: 只能将 ZC1-2-1 井(2 450~ 2 700 m 井段)揭示的暗色泥岩作为生烃岩。H7 井(889~ 1 328 m 井段)中的 168 m 暗色泥岩未进入生烃门限, ZC7-2-1 井缺失该地层, H2 井阜宁组为红色, 均不能作为生烃岩。因此, 北部凹陷阜宁组生烃泥岩平均厚度为 127.5~ 168 m 较合适, 且考虑成熟生烃岩范围, 只能以阜宁组顶板构造图中的 2 000 m 等深线以下的面积为限。 泰州组: H7 井 295 m 暗色泥岩可作为生烃岩, ZC1-2-1 井仅揭示 150 m 暗色泥岩夹砂岩(未完), ZC7-2-1 井暗色泥岩厚度不超过 117.5 m。H2 井缺失泰州组。因此, 泰州组按 295 m 作为生烃岩厚度, 同时, 由于其生烃岩位于泰州组上部紧靠阜宁组底部, 故成熟生烃岩面积只能以阜宁组底部构造图 2 000 m 等深线以下面积为限。
东北凹陷	阜宁组: Haena-1 井全为红色地层, 不具备生烃条件, 该井阜宁组厚 1 138 m, 可以代表东北凹陷的阜宁组沉积条件。 泰州组: 为红色地层夹火山岩, 不作为生烃岩为宜。
西部凹陷	阜宁组: 考虑到 H5 井钻在磁性基底埋深较大的位置并已揭示 E <sub>1</sub> 大部分, 按目前已揭露的生烃岩厚 712.5 m 作为生烃岩厚度, 成熟生烃岩面积仍按阜宁组顶板构造图 2 000 m 等深线以下面积计算。 泰州组: 由于钻井尚未揭示, 借鉴北部凹陷暗色泥岩厚度 295 m 作为西部凹陷泰州组生烃岩厚度, 生烃岩面积按阜宁组底界构造图 2 000 m 等深线以下面积计算。
中部凹陷	阜宁组: 生烃岩厚度按 H9 井的 751 m 计, 成熟生烃岩面积按阜宁组顶板构造图 2 000 m 等深线以下面积计算。 泰州组: 与西部凹陷一样借用北部凹陷泰州组生烃岩厚度 295 m 计算, 生烃岩面积按阜宁组底界构造图 2 000 m 等深线以下面积计算。
南部凹陷	阜宁组: 可借用 H5 井生烃泥岩厚度百分比, 但据南部凹陷阜宁组埋深情况, 仅以成熟部分的生烃泥岩厚度和成熟面积计算生烃量。 泰州组: 据过 Kachi-1 井地震剖面揭示, 南部凹陷泰州组可能与 Kachi-1 井揭示相同, 为红色地层。

(6) 南八、南九凹陷: 目前尚无探井, 据“区域不整合面以上等厚图”(按邻近的 WX5-ST1 井对比, 结果相当于新生界等厚图)可知, 南八凹陷按门限深度 2 800 m 以下面积计算, 仅占凹陷总面积 10% 左右, 南九凹陷则未进入门限深度。由于未钻探井, 只能类比南七凹陷的戴南组、阜宁组生烃岩厚度和地化参数进行计算。

### 3 生烃量

#### 3.1 南黄海北部盆地生烃量计算

据前述成熟生烃层系的面积、厚度及前人评价时据实际钻井资料分析数据统计的氯仿沥青“A”参数, 采用氯仿沥青“A”法计算各凹陷生烃量(表 2)。

(1) 总生烃量为  $91.9845 \times 10^8$  t 油当量, 其中阜宁组生烃量为  $43.059 \times 10^8$  t 油当量, 泰州组生烃量为  $48.9255 \times 10^8$  t 油当量, 显然, 白垩系泰州组和古新统阜宁组都是南黄海北部盆地主要生烃源岩, 其生烃量相当。

(2) 北部凹陷生烃量最大, 占总生烃量的 43.19%。西部凹陷、中部凹陷分别占总生烃量的 29.02% 和 26.94%。

(3) 由于南部凹陷未钻探井, 在生烃量计算中, 类比参数是关键。南部凹陷处在西部凹陷、东部凹陷之间, 在中生界等厚图上, 中生界在南部凹陷东部与东部凹陷为一体。因此, 在评价泰州组时类比东部凹陷, 不能认为有泰州组生烃岩, 阜宁组仍类比生烃条件较好的西部凹陷进行生烃量计算。

表 2 南黄海北部盆地各凹陷生烃量(氯仿沥青“A”法)

Table 2 Amount of hydrocarbon generation for the depressions in the northern basins of the South Yellow Sea (chloroform asphalt “A” method)

	10 <sup>8</sup> t 油当量				
生烃量	北部凹陷	西部凹陷	中部凹陷	南部凹陷	合计
阜宁组	13.606 7	20.375 3	8.313 6	0.763 4	43.059 0
泰州组	26.124 9	6.327 1	16.473 5	0	48.925 5
总计	39.731 6	26.702 4	24.787 1	0.763 4	91.984 5

注: 1. 东部凹陷及东北凹陷由于目前未发现生烃岩, 暂不计算其生烃量;

2. 南部凹陷西部中生界厚度小于 500 m, 东部与东部凹陷共沉积体系, 故暂不计算泰州组生烃量。

#### 3.2 南黄海南部盆地生烃量计算

与南黄海北部盆地一样, 据上述成熟生烃层系的面积、厚度及前人评价时据实际钻井资料分析数据统计的氯仿沥青“A”参数, 采用氯仿沥青“A”法计算各凹陷生烃量, 结果如下(表 3):

韩国动力资源研究所 大陆棚资源研究报告附图 1987.

青岛海洋地质研究所 南黄海北部盆地地质地球物理调查报告(内部报告). 2000

表 3 南黄海南部盆地各凹陷生烃量计算(氯仿沥青“A”法)

Table 3 Calculations of hydrocarbon generation amounts for all depressions in the south of the South Yellow Sea basin (asphalt "A" method)

凹陷	南二凹陷	南四凹陷	南五凹陷	南七凹陷	南八、南九凹陷	合计
生烃量	43.981 9	33.345 4~ 49.676 7	53.958 8~ 59.419 7	10.401 0	4.681 0	146.368 1~ 168.160 3

(1) 总生烃量为  $146.368 1 \times 10^8 \sim 168.160 3 \times 10^8$  t 油当量。

(2) 南部盆地总面积虽然比北部盆地总面积小,地温梯度偏低(南四凹陷为  $3.1 / 100$  m, 南七凹陷仅为  $2.6 / 100$  m), 而且少一套泰州组生烃岩, 但多一套戴南组生烃岩, 且戴南组、阜宁组生烃岩埋深及厚度普遍较大, 有机质丰度高, 转化条件好, 故南部盆地总生烃量值比北部盆地大。

(3) 南部盆地西部的南二、南四及南五凹陷为主要生烃凹陷, 而东部的南六、南七、南八及南九凹陷的生烃量很少。

## 4 资源潜力预测

众所周知, 一个盆地的石油潜力(油气藏的形成与保存)是沉积体及其经历的各种演化共同作用的结果, 对油气的生成、圈闭和保存起重要作用的因素不仅有烃源岩、储集层和盖层, 而且包括沉积体中的所有因素<sup>[7]</sup>。在以往的资源评价中, 从生烃量到资源量, 仅需乘一个排聚系数就能达到, 但排聚系数却是最难确定的, 它与许多关键油气地质问题有关, 如所生烃类能不能顺利排出, 排出的烃类在载体中如何运移, 能否顺利进入圈闭内保存, 是否又被再破坏、散失等。这些问题对于南黄海盆地这样一个经过多次改造破坏的复合残留盆地来说, 现阶段是难于解决的。笔者认为, 最好的办法是类比周缘勘探程度较高、油气地质条件相似的油气盆地反演的油气排聚系数来估算其油气资源量。按本文沥青“A”法计算的南黄海北部、南部盆地的生烃量及苏北盆地(又称苏北拗陷)的生油量和生气量比例 72.097%, 计算盆地内的油气资源潜力。

### 4.1 利用前人给定的排聚系数计算

前人对南黄海盆地的油气资源评价时, 曾经使用表 4 的排聚系数计算南黄海北部盆地的资源量, 而南部盆地则分别使用 4% 及 1% 作为石油及天然气的排聚系数。以上述生烃量(表 2、表 3)为基础, 按前人 1993 年给定的油气排聚系数, 南黄海北部盆

地总资源量为  $3.188 6 \times 10^8$  t 油当量, 按 1995 年的油气排聚系数计算, 则其总资源量为  $4.014 9 \times 10^8$  t 油当量; 按前人 1993 给定的油气排聚系数计算, 南部盆地总资源量为  $4.699 9 \times 10^8 \sim 5.255 7 \times 10^8$  t 油当量(表 5)。

表 4 前人使用的南黄海北部盆地油气排聚系数

Table 4 Previously-used petroleum discharge and accumulation coefficients for the north of the South Yellow Sea basin

	北部凹陷	中部凹陷	西部凹陷	南部凹陷	备注
石油	5.0	4.0	4.0	4.0	1993 年
天然气	1.0	1.0	1.0	1.0	
石油	7.67	4.57	3.72	2.68	1995 年
天然气	1.09	1.14	0.93	0.67	

表 5 沥青“A”法计算的南黄海盆地资源量

Table 5 Reserves calculated by asphalt "A" method for the South Yellow Sea basin

	资源量	北部盆地	南部盆地
按 1993 年油气排聚系数计算	石油/ $10^8$ t	2.939 1	4.221 0~ 4.730
	天然气/ $10^{11}$ m <sup>3</sup>	0.249 5	0.478 9~ 0.525 7
	总计/ $10^8$ t 油当量	3.188 6	4.699 9~ 5.255 7
按 1995 年油气排聚系数计算	石油/ $10^8$ t	3.744 6	2.720 3~ 3.125 3
	天然气/ $10^{11}$ m <sup>3</sup>	0.270 3	0.105 3~ 0.121 0
	总计/ $10^8$ t 油当量	4.014 9	2.825 6~ 3.246 3

### 4.2 类比周缘含油气盆地反演出的排聚系数计算

(1) 类比与南黄海盆地油气地质条件极为相似的苏北盆地评价结果(1987 年)反演出的平均排聚系数计算, 南黄海北部盆地总资源量为  $5.207 6 \times 10^8$  t 油当量, 其中油资源量为  $5.079 3 \times 10^8$  t, 气资

中国海洋石油总公司 中国近海油气资源评价报告(内部报告). 1993

地矿部海洋地质研究所 黄、东海大陆架及邻近海域油气资源远景评价(内部报告). 1995

石油工业部石油勘探开发科学研究院 中国石油天然气资源评价研究(内部报告). 1987

源量为  $0.1283 \times 10^{11} \text{ m}^3$ 。

(2) 按地质结构及油气地质条件对比, 东海陆架盆地西部坳陷带与南黄海盆地非常相似, 但东海陆架盆地西部坳陷目前尚无一个凹陷靠其勘探程度估算出排聚系数, 只能类比油气地质条件比其好的东海陆架盆地东部坳陷带中勘探程度较高的西湖凹陷所反演的油气排聚系数和储量密度系数来进行计算。以油气排聚系数计算, 南黄海北部盆地的总资源量仅为  $0.7236 \times 10^8 \sim 0.7467 \times 10^8 \text{ t}$  油当量(与1983年以圈闭法估算的结果近似), 南部盆地的总资源量为  $0.7493 \times 10^8 \sim 0.9555 \times 10^8 \text{ t}$  油当量(比1983年以圈闭法估算的结果略高)。而以储量密度系数计算, 则北部盆地资源量为  $3.7071 \times 10^8 \sim 4.4237 \times 10^8 \text{ t}$  油当量, 南部盆地的总资源量为  $1.6474 \times 10^8 \sim 1.9657 \times 10^8 \text{ t}$  油当量。

(3) 以珠江口盆地珠I坳陷油排聚系数、珠III坳陷气排聚系数计算: 珠I、珠III坳陷主要烃源岩与东海陆架盆地西湖凹陷一样为始新统一渐新统, 但前者的勘探程度较后者要高得多, 反演求出的油气排聚系数为油:  $3.1977\% \sim 3.8184\%$ , 气:  $0.1476\% \sim 0.2064\%$ 。据此计算的南黄海北部盆地总资源量为  $2.1585 \times 10^8 \sim 2.5859 \times 10^8 \text{ t}$  油当量(表6)、南部盆地总资源量为  $3.4336 \times 10^8 \sim 4.7263 \times 10^8 \text{ t}$  油当量(表7)。

## 5 讨论与结论

以上是类比不同盆地油气排聚系数的计算结

果, 南黄海北部盆地油气总资源量为  $0.7236 \times 10^8 \sim 5.2076 \times 10^8 \text{ t}$  油当量, 南部盆地油气总资源量为  $0.7493 \times 10^8 \sim 5.2557 \times 10^8 \text{ t}$  油当量。应如何确定其油气资源量才能更接近实际呢? 通过对比分析, 注意到以下事实并作为选取油气排聚系数及资源潜力评价的依据:

(1) 目前的勘探实践说明, 南黄海盆地油气地质条件比东海陆架盆地东部坳陷带的西湖凹陷差。

(2) 苏北盆地(陆区)  $3.5 \times 10^4 \text{ km}^2$  计算出的总资源量为  $3.5588 \times 10^8 \text{ t}$  油当量, 目前已发现局部构造超过224个、发现油气田超过35个, 至1999年底探明地质储量达  $1.5193 \times 10^8 \text{ t}$  油当量。而南黄海北部盆地目前已发现局部构造133个, 已钻探井11个, 尚无实质性发现。从盆地面积、生烃岩面积、厚度及勘探效益来看, 其油气排聚系数肯定比苏北盆地要低。

(3) 基于上述两点基本事实, 以勘探程度较高的珠江口盆地反演求取的珠江口盆地珠I坳陷油排聚系数、珠III坳陷气排聚系数, 求取南黄海北部盆地最大油气聚集量(总资源量)为  $2.1585 \times 10^8 \sim 2.5859 \times 10^8 \text{ t}$  油当量, 南部盆地最大油气聚集量(总资源量)为  $3.4336 \times 10^8 \sim 4.7263 \times 10^8 \text{ t}$  油当量, 笔者认为比较合理。

(4) 无论从生烃量还是从资源量, 南黄海南部盆地均大于北部盆地, 由于南部盆地比北部盆地面积小, 南黄海南部的资源丰度将比北部盆地高得多。

(5) 从生烃及资源潜力分析, 南黄海北部盆地的北部凹陷较好, 其次为西部凹陷及中部凹陷, 而南

表6 南黄海北部盆地各凹陷资源量估算结果

Table 6 Estimations of reserves in the depressions in the north part of the South Yellow Sea basin

资源量	北部凹陷	西部凹陷	中部凹陷	南部凹陷	合计
石油/ $10^8 \text{ t}$	0.916 0~ 1.094 4	0.615 6~ 0.735 1	0.571 4~ 0.682 4	0.017 6~ 0.021	2.120 6~ 2.532 9
天然气/ $10^{11} \text{ m}^3$	0.016 4~ 0.022 9	0.011 0~ 0.015 4	0.010 2~ 0.014 3	0.000 3~ 0.000 4	0.037 9~ 0.053 0
总计/ $10^8 \text{ t}$ 油当量	0.932 4~ 1.117 3	0.626 6~ 0.750 5	0.581 6~ 0.696 7	0.017 9~ 0.021 4	2.158 5~ 2.585 9

表7 南黄海南部盆地各凹陷资源量估算结果

Table 7 Estimations of reserves in the depressions in the south part of the South Yellow Sea basin

资源量	南二凹陷	南四凹陷	南五凹陷	南七凹陷	南八凹陷	合计
石油/ $10^8 \text{ t}$	1.013 9~ 1.210 8	0.767 8~ 1.367 6	1.244 0~ 1.635 8	0.239 8~ 0.286 4	0.107 9~ 0.128 9	3.373 4~ 4.629 5
天然气/ $10^{11} \text{ m}^3$	0.018 1~ 0.025 3	0.013 7~ 0.028 6	0.022 2~ 0.034 2	0.004 3~ 0.006 0	0.001 9~ 0.002 7	0.060 2~ 0.096 8
总计/ $10^8 \text{ t}$ 油当量	1.032 0~ 1.236 1	0.781 5~ 1.396 2	1.266 2~ 1.670	0.244 1~ 0.292 4	0.109 8~ 0.131 6	3.433 6~ 4.726 3

部凹陷较差, 东部凹陷、东北凹陷资源量很少。南部盆地则以盆地西部的南二、四及南五凹陷为佳, 盆地东部的南六、七、八及南九凹陷生烃量及资源量均很少。

以上结果只是在目前勘探现状的基础上计算预测的, 若能发现新的层位和生烃岩系, 如将来在北部盆地的东部凹陷、东北凹陷能发现阜宁—泰州组存在一定成熟厚度和一定成熟面积烃源岩, 则其油气资源量就会大大增加。同时, 各凹陷资源量并不一定都保存在凹陷内, 也可能运移到凹陷边缘的凸起上聚集。

### 参 考 文 献

[1] 蔡乾忠. 中国东部与朝鲜大地构造单元对应划分[J]. 海洋地质

与第四纪地质, 1995, 13(1): 10-14

- [2] 蔡乾忠. 中国海域及邻区主要含油气盆地与成藏地质条件[J]. 海洋地质与第四纪地质, 1998, 18(4): 1-10
- [3] 翟光明, 等. 沿海大陆架及毗邻海域油气区(上册), 中国石油地质志(卷十六). [M]. 北京: 石油工业出版社, 1990. 366-382
- [4] 关士聪, 等. 中国海相陆相和海洋油气地质[M]. 北京: 地质出版社, 1999. 163-175
- [5] 许东禹, 等. 中国近海地质[M]. 北京: 地质出版社, 1997. 269-273
- [6] 罗明, 等. 中国海洋石油总公司志[M]. 北京: 改革出版社, 1999. 146-147
- [7] 马贡L B, 道W G 主编, 张刚, 等译. 含油气系统——从烃源岩到圈闭[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998. 8-25

## REASSESSMENT OF PETROLEUM GEOLOGIC FEATURES AND POTENTIAL RESERVES IN THE SOUTH YELLOW SEA BASIN

XIAO Guo-lin

(Qingdao Institute of Marine Geology, CGS, Qingdao 266071, China)

**Abstract:** The South Yellow Sea basin is China's only offshore petroliferous basin whose oil and gas flows have not come up to the industrial standard, and whose petroleum potential has become a public interest. Through comparison with hydrocarbon discharge and accumulation coefficients for different basins, the south part of the South Yellow Sea basin is better than the north part, and the west part (the inner part) better than the east part in oil resource potential.

(1) It is proven by the current petroleum explorations that the South Yellow Sea basin is poorer in petroleum geologic conditions than Xihu depression in the east down-warped zone of the East China Sea shelf basin and the Subei basin (on land).

(2) According to the above facts, the author uses Zhu I depression and Zhu III depression oil and gas coefficients independently got from the inversion of the well-explored Zhujiangkou basin to calculate the total resource to be  $2.158 \times 10^8 \sim 2.5859 \times 10^8$  t oil equivalent for the northern South Yellow Sea basin and  $3.4336 \times 10^8 \sim 4.7263 \times 10^8$  t oil equivalent for the southern South Yellow Sea basin.

(3) In both hydrocarbon generation amount and resource, the south part of the South Yellow Sea basin is larger than the north, furthermore, the south part has a smaller area, therefore, the south part of the basin has a much higher resource abundance than the north.

(4) As for the hydrocarbon generation and resource potential in the north part of the South Yellow Sea basin, its north depression is the best, and then come the west, the central, the south, and the east and the north-east depressions are poorer in resource potential. And for the south part of the basin, the Nan 2, Nan 4 and Nan 5 depressions have the highest hydrocarbon potential, and the Nan 6, Nan 7, Nan 8, and Nan 9 are poorer in petroleum reserves.

**Key words:** hydrocarbon potential; distribution feature of resource; the South Yellow Sea basin