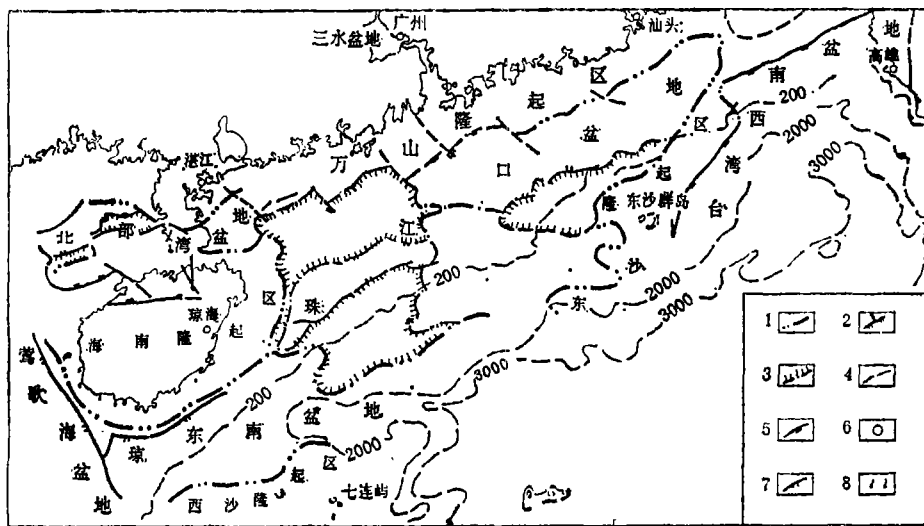


南海北部第三系的沉积特征 与生油、储油层系

王善书

(中国海洋石油总公司海洋石油勘探开发研究中心)

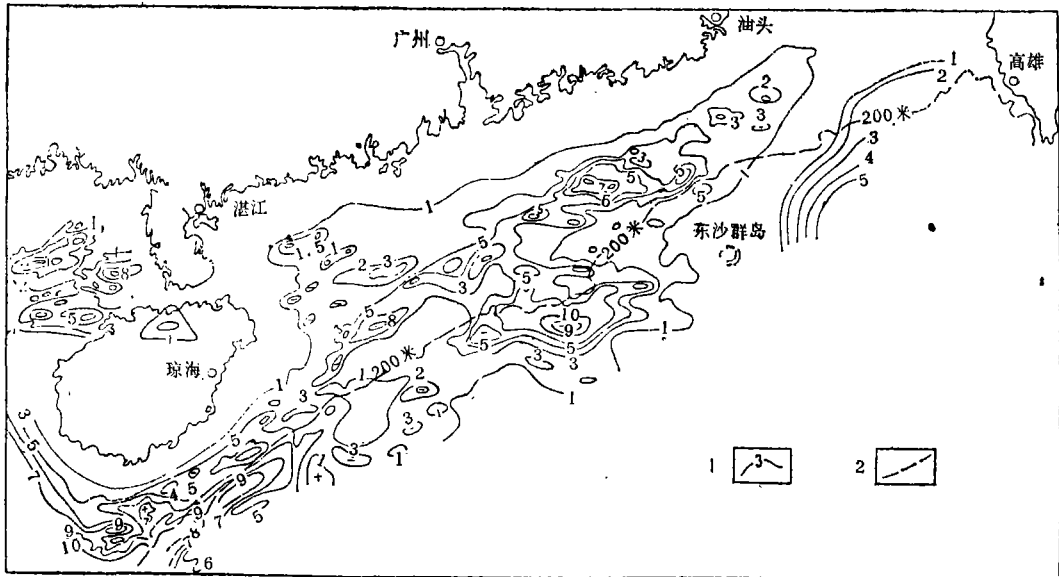
南海北部指北纬 $16^{\circ}00'$ 至 $23^{\circ}00'$ 与东经 $108^{\circ}00'$ 至 $120^{\circ}00'$ 之间的海域。包括广东大陆以南、海南、台湾两岛之间的广阔大陆架和陆坡区以及北部湾。东西长约1300公里，南北宽约200至400公里。面积约40万平方公里。经过地球物理勘探普查工作及几十口钻井资料，证实该区第三纪沉积广泛分布，厚逾万米。按沉积岩厚度大于1000米所圈定的范围约在30万平方公里以上，形成了北部湾、莺歌海、琼东南、珠江口及台湾西南五个沉积盆地(图1、2)。在北部湾、琼东南、珠江口及台湾西南盆地中，分别在下第三系流沙港组、陵水组、珠江组，上第三系角尾组、韩江组发现了储油气层(表1)。展示了很好的含油气前景。笔者根据钻井录井资料和区域地震地层学研究成果，论述南海北部第三系的沉积特征，以及这些特征所决定的生油，储油条件及其成油组合。



- 1. 盆地边界
- 2. 逆断层
- 3. 隆起边界
- 4. 水深线
- 5. 盆缘正断层
- 6. 井位
- 7. 正断层
- 8. 油苗

图1 南海北部沉积盆地分布图

Fig. 1 Sketch map of sedimentary basins in the northern part of South China Sea



1.等厚线 2.水深线 注：等厚线以公里为单位

图2 南海北部新生界等厚图

Fig.2 Isopach map of Cenozoic in the northern part of South China Sea

表1 南海北部新生代地层表

Table 1 Correlation of stratigraphical sequence of Cenozoic in the Northern part of South China Sea

地层单位		盆地		北部湾	莺歌海	琼东南	珠江口	台湾西南的北部
		第四系	Q					
新 生 界	第 三 系	上新统	N ₂	望楼港组	莺歌海组	莺歌海组	万山组	
		中新统	N ₁ ¹	佛罗组	黄流组	黄流组	惠海组	
			N ₁ ²	角尾组	梅山组	梅山组	韩江组	
	N ₁ ³		下洋组	三亚组	三亚组	珠江组		
	下 第 三 系	上渐新统 下中新统	N ₁ ⁴ E ₃ ³	涠洲组		陵水组	珠海组	
			E ₃ ¹ E ₂ ²	流沙港组				
		中始新统 下渐新统	E ₂ ¹ E ₂ ²					
			E ₂ ³ E ₁	长流组				

一、区域地质背景

在新生代，南海北部位于南海深海海盆以北的被动大陆边缘（图 3），受着南海深海海盆的深刻影响。大致经历过古新世到早渐新世（裂谷）—中渐新世到早中新世（拉开）—中中新世到第四纪（三角洲-开阔海）三个演化阶段〔1〕。形成了三个各具特征的沉积构造层和不同的沉积体系。

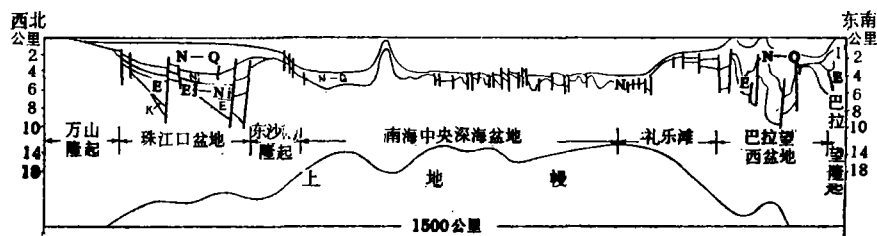


图 3 南海地质构造部面图

Fig. 3 Sectional map of geological structure of South China Sea

1. 裂谷发育阶段

形成众多的张性裂谷和断陷，并受断层控制，呈北东东或北东向延伸，成地堑或箕状，深度可达1000—5000米，沉积了古新统、始新统及早渐新统。初期为充填式堆积，为坡积、洪积和冲积物，湖相沉积范围较小，后期裂谷断陷扩大、变深，形成较大的河湖沉积体系，沉积快、多物源、分割性强，南部边缘有隆起与海盆相隔。

2. 拉开阶段

大致相当于南海扩张、洋壳形成时期（距今32百万年至17百万年），随着海底扩张，南海北部的南缘地壳被拉薄，成为过渡型壳，使原来的裂谷断陷逐渐扩大。物源主要来自北部。由于海平面区域上升，海水向北侵入，南部隆起部分被淹没，但尚有分隔作用。形成了半封闭海沉积体系，厚度500—3000米。

3. 三角洲-开阔海发育阶段

大致开始于早中新世晚期，南海海底扩张停止，地壳逐渐冷却下沉，海侵向北加剧，南部隆起进一步下沉，使南海北部与南海海盆连为一体，成为开阔海域。这个时期北缘两广大陆河流搬运作用强烈，形成了向南推进的三角洲-开阔海沉积体系，厚度1000—3000米。

二、沉积特征

南海北部下第三系分布广泛，最大厚度可达8000米，各组沉积特征如下：

1. 长流组：

时代属晚古新世—始新世早期，在北部湾所见。发育于裂谷断陷之底部，分布局限，钻遇最大厚度800米，岩性为棕红、紫红色泥岩与砂砾岩互层，局部地区下部有深灰色泥

岩及砂岩,或为一套杂色泥岩与灰白色砂砾岩互层。为陆相淡水沉积,以洪积,冲积相为主。

2. 流沙港组

分布于北部湾盆地,时代属中始新一早渐新世,自上而下可分为三段,一段与三段都为深灰色泥岩与灰白色砂岩、含砾砂岩呈略等厚互层,第二段以大套深灰色泥岩、页岩为主,偶夹薄层砂岩,顶底发育有油页岩、中部富含菱铁矿,有大型螺壳化石。已见最大厚度1500米以上,第一段为浅湖相,第二段为中—深湖相及浊流沉积,第三段为滨湖—沼泽相。可能有海侵影响。这个时期是中国南部及南海北部早第三纪中湖相沉积范围比较广泛,湖盆发展较充分的时期。

3. 涠洲组、陵水组、珠海组

分别见于北部湾、琼东南及珠江口盆地。时代属渐新世到早中新世早期。

涠洲组 见于北部湾盆地、为紫红、灰黄、浅绿等杂色泥岩与灰白色砂岩、粗砂岩、含砾粗砂岩组成的不等厚互层,以河流相为主,中上部出现海绿石及红树林群落花粉(如三瓣弗氏粉连续出现),上段出现浮游有孔虫,存在海相夹层,暂定为晚渐新到早中新世早期。

陵水组 见于琼东南盆地的莺9井,岩性为灰白、灰、浅灰色砂岩、含砂砾岩和深灰色泥岩,页岩互层,底部为灰白,浅紫褐色生物碎屑灰岩与红色生物碎屑灰岩互层,富含藻类、孢粉、有孔虫和瓣鳃类。钻遇厚度582米,时代暂定为晚渐新世到早中新世早期。为滨海浅海沉积。

珠海组 在珠江口盆地北部边缘钻遇最大厚度932米,岩性为灰白色砂砾岩、粉砂岩夹黑灰色粉砂岩、砂质泥岩、页岩和少量沥青质页岩,碳质页岩、褐煤及劣质沥青,碎屑岩多含高岭土质、少量钙质、白云质及泥质。为内陆沼泽河湖相,南部可能受到海侵的影响,时代属于渐新世。

在台湾西南盆地CFC-1井见到了183米厚的渐新世浅海沉积,岩性为砂泥岩间互层,与上下层为不整合接触。

概括起来,南海北部早第三纪受构造发育和沉积环境的变化影响,沉积物各有特点,古新世为裂谷断陷充填式沉积,始新世为断陷扩大、水体变深情况下的河湖沉积,在中始新世为湖盆发育高峰期,并有海侵现象。渐新世早期断陷进一步扩大,湖相沉积广泛,中渐新世形成区域性海侵,莺歌海、琼东南及台湾西南地区成滨海、浅海环境(图4)。

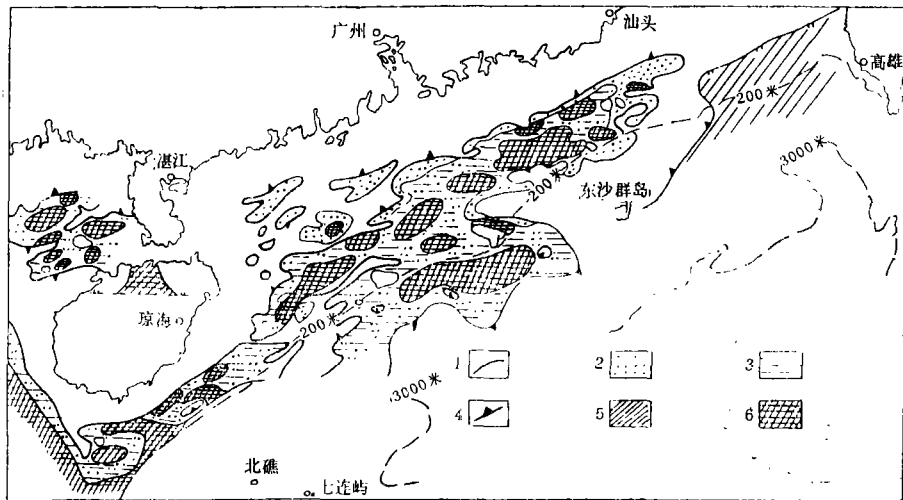
南海北部上第三系比下第三系分布更为广泛,连为一体,最大厚度可达9000米。自下而上由半封隔海沉积体系过渡为三角洲—开阔海沉积体系。

下中新统下洋组、三亚组及珠江组分别见于北部湾、莺歌海—琼东南及珠江口盆地。

下洋组 为绿灰色、灰白色砂砾岩、砾状砂岩,夹少量灰色泥岩及砂质泥岩,下部有薄层灰岩或白云岩,有孔虫及介形虫发育,为滨海沉积,厚度62—440米。

三亚组 在琼东南盆地莺9井岩性为灰色泥岩夹灰、绿灰色泥质粉砂岩和粉砂岩,上部夹四层灰质石英砂岩、下部含较多的浮游有孔虫,厚度429米,属浅海沉积。

珠江组 在珠江口盆地北部边缘钻遇厚度666—925米,岩性为灰,褐灰色粉砂质泥



1. 断层 2. 平原河流相 3. 河流相及浅海相 4. 剥蚀线 5. 滨海浅海相 6. 深海相

图4 南海北部始新统下渐新统岩相图

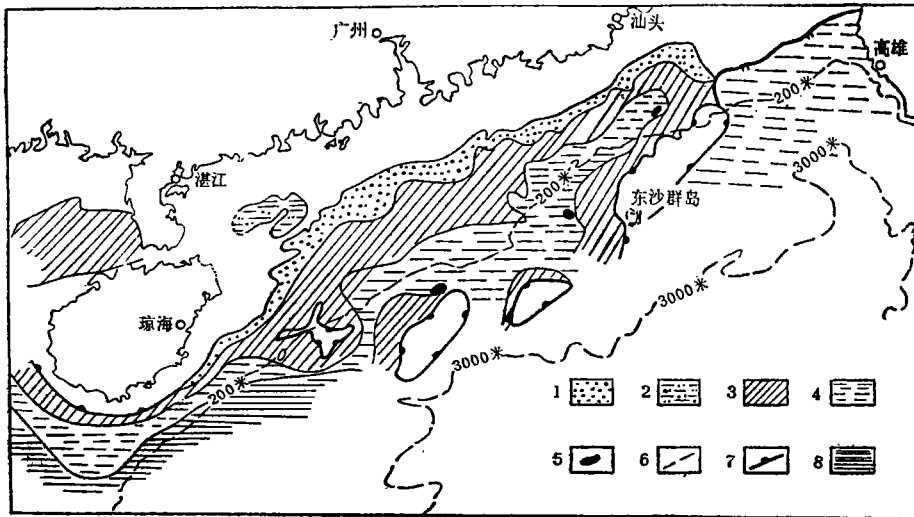
Fig. 4 Lithofacies in the northern part of South China Sea from Eocene to Lower Oligocene

岩，灰白色细砾岩、砂砾岩、粉细砂岩互层，夹深灰色页岩、沥青质页岩、碳质页岩和褐煤层。底部见劣质沥青，中上部见少量海绿石，发现广盐性有孔虫，属湖泊沼泽及滨海相沉积。顶部出现底栖有孔虫，为滨海浅海沉积，时代暂定为早中新世。由于钻井取心获得的化石资料较少，珠江组时代尚有争议。根据区域地震大剖面连井对比结果，区域不整合面在珠海组上部，距顶200—300米，另据勾韵娟等人的研究，认为珠江组孢粉可分为两个组合，下部称为 *Quercoidites*—*Polypodiisporites* 组合，它与下伏珠海组孢粉组合为过渡性质，上部称为 *Retitriolpites*—*Cupuliferoi pollenites* 组合，它与下洋组以三沟粉为特征的孢粉组合相似^[2]；该组顶部有三叶拟抱球虫、红色拟抱球虫^[3]，与下洋组所见属同一组合。因此，珠江组下部和珠海组顶部不整合以上，可能是晚渐新世到早中新世早期的沉积，珠海组顶部不整合以上地层应划归珠江组下部，相当于濠洲组、陵水组；珠江组上部为早中新世沉积，相当于下洋组、三亚组。这样，整个南海北部区域不整合的大致时代，以及海侵时期就统一起来了，且与南海扩张、洋壳形成的时间大体一致，这是今后值得进一步研究的问题。

台湾西南盆地钻遇下中新统1275米，为浅灰色砂泥岩间互层，属浅海沉积。

根据区域地震地层学分析，在早中新世，南海北部主要物源来自北部，海侵范围进一步扩大，珠江口盆地逐渐被海水淹没，其南缘仍有隆起相隔，有来自南部的物源，成为半封闭海沉积体系，在隆起边缘发育有生物礁，而其余地区则为开阔海沉积体系（图5）。

南海北部中中新统及其以上地层分布很广、最厚可达5000米以上。在北部湾盆地是砂岩、砂砾岩与泥岩的间互层，岩性单一，厚约1000—2000米，属于滨海浅海相。



1.平原河流相 2.湖相 3.滨海相 4.浅海相 5.礁 6.水深线 7.陆源区 8.半深海相

图5 南海北部上渐新统下中新统岩相图

Fig. 5 Lithofacies in the northern part of South China Sea from Upper Oligocene to Lower Miocene

莺歌海及琼东南盆地的梅山组、黄流组及莺歌海组主要为灰绿、灰色泥岩夹砂岩及砂砾岩，厚1000—5000米，由北向南变细增厚，是一套浅海沉积。在海南岛隆起区西南边缘中中新统的底部有生物礁。沉积范围从中中新世开始，逐渐向北扩大，而三角洲前积则逐渐向南推进。在前三角洲地区有浊流沉积。

珠江口盆地北缘钻遇的中中新统及以上地层主要为浅灰色、灰绿色泥岩与砂岩、砂砾岩间互层，厚1700多米，从地震剖面资料分析，向南可增厚到4000米以上。中中新统韩江组在现珠江、韩江口外，向南形成巨大的三角洲-开阔海沉积体系，三角洲前积已推进到了现今的陆坡边缘（图6）。

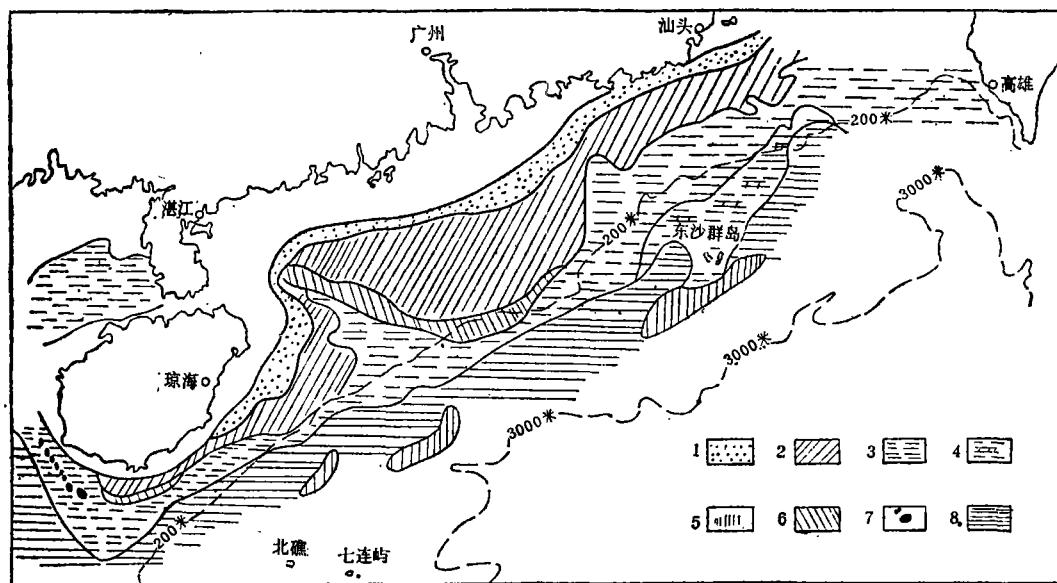
三、生油、储油层系

根据南海第三纪的沉积特征、沉积环境分析来看，第三系是南海北部的最主要的含油气层系，具备了良好的生油、储油条件。

1. 生油条件

南海北部第三纪沉积速度快，一般都在0.1毫米/年以上，地温梯度大于 $3.6^{\circ}\text{C}/100$ 米，有利于有机物质的堆积、保存和向石油天然气转化，主要生油（气）层系有三个：

（1）北部湾流沙港组，尤其是流沙港组二段，为湖盆发育高成熟时期的沉积物，暗色泥岩为主，夹少量砂岩，厚度400—800米，有机质丰度高，有机碳平均含量达1.65%，氟仿沥青“A”0.212%，总烃含量1373ppm，生油母质以腐泥型为主，是南海北部已发现的最好的生油层系。流沙港组与三水盆地埤心组、苏北盆地阜宁组及礼乐滩盆地中



1.平原河流相 2.三角洲平原相 3.浅海相 4.浅海台地
5.海底山 6.三角洲前缘相 7.礁礁滩 8.半深海相

图6 南海北部中中新统岩相图

Fig. 6 Lithofacies of Middle Miocene in the northern part of South China Sea

始新统生油层系大体相当，是中国东部的的主要生油层系之一，推断在珠江口、琼东南盆地应有分布，可能成为主要生油层系，有待钻井揭示。

(2) 珠江口盆地珠海组是近海湖盆扩大时期的沉积物，亦具备了生油条件。珠江口盆地边缘钻井揭示，有机碳含量高达1.44%，氯仿沥青“A”0.25%，总烃987ppm，生油母质以腐殖型为主，少量混合型和腐泥型。但岩性较粗，泥岩和砂岩约各占一半，尚未发现暗色泥岩相对集中的好的生油岩层段。向湖盆中心可能逐渐变为较好的生油层系。

(3) 珠江口盆地珠江组是半封闭海沉积体系，边缘钻井揭示，亦有生油条件，有机碳含量0.91%，氯仿沥青“A”0.087%，总烃333ppm，生油母质以腐殖型为主，岩性较粗，尚未发现暗色泥岩相对集中、厚度较大的好生油层段，在珠一坳陷中心及珠二坳陷南部可能变好。在莺歌海、琼东南及台湾西南盆地，与这组地层相当层位，为开阔海沉积体系，目前钻遇地层，有机质丰度低，以腐殖型为主，可能以生气为主，在坳陷中心才可能具备生油条件。

2. 储油条件

从南海北部沉积发展史，沉积特征分析，以及钻井测试资料的揭示，南海北部第三纪沉积的储油条件也较好，也有三个主要储油（气）层系。

(1) **北部湾流沙港组** 主要储集层为河、湖砂体，变化较大，单井日产油可达几十到几百吨，是北部湾盆地的主要储油层系。

(2) **珠海组及陵水组** 主要储集层为河、湖砂岩及浅海砂岩，单井日产油可达几十

吨到两百多吨,具有中等以上的产能,并见高产天然气。

(3)上第三系以三角洲、滨海、浅海砂岩为主要储集层井在琼东南盆地的三亚组、梅山组内都见到了储油物性很好的砂层,孔隙度28—31%,渗透率2.6—4.8达西,砂层厚十余到百百余米;珠江组及梅山组内发现了生物礁;珠江口盆地的韩江组三角洲前缘沉积分布广泛,钻遇砂岩孔隙度达30—32%,渗透率2—5达西,是少见的极好的储集层。预测中新统特别是中中新统是南海北部储油物性最好的高产目的层系,目前已在韩江组中见到了低产高比重原油,随着勘探的发展这个层系中可能会发现高产油气流。

3. 成油组合

按生、储油层及盖层在纵向上的分布状况,南海北部第三系大致可分为三个成油组合(生、储、盖组合):

(1)下部组合 始新统生、储油,内部泥岩为盖层,或渐新统为盖层,已在北部湾盆地证实,以产油为主;

(2)中部组合 始新统、渐新统生油、渐新统储油,渐新统内部泥岩为盖层,或下中新统为盖层,已在珠江口、琼东南及台湾西南盆地证实,油气皆丰;

(3)上部组合 渐新统、下中新统生油(气)、下中新统或中中新统下部储油,中中新统上部为盖层。

南海北部各盆地,主要目的层系各不相同,北部湾盆地以下部组合为主,琼东南盆地以中部及下部组合为主,莺歌海盆地可能以上部及中部组合为主。而珠江口盆地则三个组合都可能发育。并随着勘探的不断深入,将发现新的成油组合。

(收稿日期1984年3月22日)

参 考 文 献

- [1] 王善书, 1982, 石油学报1982年增刊, 1—12页。
- [2] 勾韵娴、何炎、胡兰英、张一勇、何承全、蓝琇、王惠基, 1982, 中国科学院石油地球科学学术会议论文集, 科学出版社。
- [3] 钟水仙、陈圣源、张祥兰等, 1981, 南海北部大陆架第三系, 广东科技出版社。

DEPOSITIONAL FEATURES, SOURCE AND RESERVOIR ROCKS OF TERTIARY IN NORTHERN PART OF SOUTH CHINA SEA

Wang Shanshu

(Research Center for Offshore Oil Exploration and
Development, China National Offshore Oil Corporation)

Abstract

The northern part of South China Sea lies in the sea area between $16^{\circ}00' - 23^{\circ}00' N$ and $108^{\circ}00' - 120^{\circ}00' E$, covering an area about $400,000 km^2$. There are widely distributed the Tertiary deposits of which the thickness is over $10,000 m$. The area with sedimentary rocks over $1,000 m$ thick covers more than $300,000 km^2$, in which five sedimentary basins have been established: Beibu Bay Basin, Yinggehai Basin, Southeastern Qiong Basin, the Pearl River Mouth Basin and Southwestern Taiwan Basin. The main source and reservoir rocks containing very good oil and gas are of Tertiary age.

The rocks of Tertiary age underwent three stages of development, each formed a specific sedimentary system of its own:

1. The system of fluvio-lacustrine deposits in rift depressions from Paleocene to early Oligocene.

The system of Paleocene fluvio-lacustrine deposits was of infilling rift depressions, and the Eocene fluvio-lacustrine deposits lay down with the deepening of the water body in the process of expansion of depressions. In early Oligocene the fault depressions became larger and fluvio-lacustrine deposits became more extensive, but the water body got shallow.

2. The system of semi-closed sea deposits from Late Oligocene to Early Miocene.

3. The system of deltaic-open sea deposits from Middle Miocene to Pliocene.

Under the control of these three sedimentary systems, there occur in northern South China Sea three suits of source rocks, three suits of reservoir rocks and three groups of independent oil pools containing source, reservoir and cap rocks.

The three suits of source rocks are: (1) the Eocene Liushagang Formation in the Beibu Bay basin, which is regarded as the best source rock so far discovered in the area, and which is quite probably the principal regional source rock region in the northern South China Sea; (2) the Oligocene Zhuhai Formation in the Pearl River Mouth basin; and (3) the lower Miocene series in the Pearl River Mouth basin.

The three suits of reservoir rocks are: (1) the fluvio-lacustrine sandstone bodies in the Liushagang Formation; (2) the fluvio-lacustrine sand bodies and shallow sea sandstone bodies in the Zhuhai Formation and Lingshui Formation; and (3) the Neogene deltaic, littoral and shallow-sea sand bodies and bioherms, with the sandstone reservoirs of Middle Miocene as the best in physical properties.

The three groups of independent oil pools containing source, reservoir and cap rocks are (1) the oil pools in the Eocene formation being in the lower part; (2) the oil pools at the bottom of Oligocene-Lower Miocene being in the middle part; (3) the oil pools in the Miocene formation in the upper part. The first two are more important. In the Beibu Bay basin, Eocene pools of the lower part predominate; in the Southeastern Qiong basin, independent oil pools are mostly in the Oligocene-Lower Miocene series of the middle part and in the Eocene series of the lower part; while in the Yinggehai basin, such pools may mostly occur in Miocene and Oligocene-Lower Miocene series. And, in the Pearl River Mouth basin, all the three groups of independent oil pools are likely to occur.

It is essential to make out the geological formations of this part of the sea through stratigraphic correlation and deep-going study of the lithofacies and paleogeographic features of the various formations, and to pay particular attention to finding out favourable source rocks in the different Paleogene rift depressions as the objectives of our exploration. This is a key to the raise of success ratio in search of oil and gas fields of commercial value.