

国外深水领域油气勘探新进展及我国南海北部陆坡深水区油气勘探潜力

杨川恒, 杜 栩, 潘和顺, 刘铁树

(中国海洋石油勘探开发研究中心, 河北高碑店 232001)

摘 要:随着油气勘探开发新技术、新理论的不断发展和完善,近 20 年来国外在深水区的油气勘探取得了引人注目的进展,如在南大西洋沿岸、墨西哥湾、北海、东南亚、以及澳大利亚西北大陆架诸盆地深水区都相继发现了一些大型油气田。然而,一个不容置辩的事实是,取得重大突破的区域主要是在被动边缘盆地的陆坡区及深海平原区。据不完全统计,在被动边缘盆地中已发现石油储量 $600 \times 10^8 \text{ t}$,天然气储量 $21 \times 10^{12} \text{ m}^3$;而主动大陆边缘仅找到 $67 \times 10^8 \text{ t}$ 的石油储量,天然气 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (不含前苏联地区的油气储量,据 1993 年统计)。文章是在收集了大量有关资料的基础上,对被动边缘盆地的石油地质条件,包括盆地的形成、演化和沉积充填模式、油气富集条件及含油气系统进行了较详细地阐述。其中着重分析了被动边缘盆地深水区形成大型和巨型油气田的基本要素:(1)不同演化阶段发育有多套烃源岩,包括断陷期湖相烃源岩—过渡期烃源岩—坳陷沉降期海相烃源岩;(2)裂谷盆地深水区坳陷层序中的浊积岩体发育形成及产状分布特征进行了详细讨论,同时还对我国南海北部陆坡深水区进行比较性讨论。指出珠江口盆地珠江 II 坳陷及琼东南盆地中央裂陷带深水区属被动边缘盆地,具有形成大油气田的基本地质条件,将是我国深水海域进一步寻找油气的有利后备战场。

关键词:陆坡深水勘探;被动边缘盆地;浊积砂岩体;断陷层序;过渡层序;漂移层序

中图分类号:P618.130.2⁺7 文献标识码:A 文章编号:1005-2321-(2000)03-0247-10

1 国外深水领域油气勘探的新进展

20 世纪 70 年代末期,国外油气勘探开始涉足深水领域。20 多年的勘探实践证明,深水区是油气蕴藏极为丰富的领域。特别是近 10 多年来,在北美、西非大西洋沿岸、墨西哥湾、北海、巴伦支海、喀拉海以及东南亚、澳大利亚西北大陆架等海域相继发现了许多大型油气田,其勘探领域已扩展到水深 3 000 m 的深海区。尤为引人注目的是墨西哥湾、南美和西非大西洋沿岸已成为目前世界深水油气勘探的热点。例如,巴西坎波斯盆地,20 世纪 70 年代初开始勘探,1984 年开始进入深水陆坡区,至 20 世纪 90 年代末已发现油气田 66 个,总储量 112.15×10^8 桶(油当量),其中大部分位于水深 400 m ~ 2 000 m 的深水区。如 Marlin 油田,可采储量为 41.54×10^8 桶(油当量),Albacora 油田可采储量为 18.09×10^8 桶(油当量)。目前该区创造了世界最深水钻井(1 - RJS - 538 井水深 2 443 m,据 offshore,1999.7)

收稿日期:2000-05-15;修订日期:2000-07-13

作者简介:杨川恒(1940—),男,高级工程师,中海石油勘探开发研究中心主任,石油地质学专业。

和最深水油田开发 (Marlim South 水深 1 709 m) 记录; 西非安哥拉的下刚果盆地, 于 1996 年在 1 300 m 的深水区发现了 Girssol 油田之后, 又相继发现了 Dalia 等油田, 其储量均在 $(7 \sim 15) \times 10^8$ 桶。据 1997 年统计, 西非地区石油总储量为 173.4×10^8 桶, 比 1996 年增长 22%, 新增储量 31.6×10^8 桶, 其中 28.6×10^8 桶位于深水区。该地区每口探井控制储量从 1995 年的 22.5×10^6 桶及 1996 年的 35.5×10^6 桶增至 1997 年的 71.5×10^6 桶 (40 口预探井), 深水区单井控制储量为 159×10^6 桶, 浅水区单井控制储量 7.0×10^6 桶 (20 口井)。据 Texaco/Famfa 石油公司报道, 该公司在尼日尔三角洲的 216 矿区 1 400 m 深水区也发现了大油田, 发现井为 Agbami - 1 井。墨西哥湾盆地也是深水区勘探最成功的地区之一, 至 1998 年 1 月, 在水深 $> 1\,000$ ft 的区域已发现油气田 104 个, 其中 30 个已投产。位于 AC600 区块的 BAHA 油田, 水深 7 620 ft; Mensa 油田已投产 (水深 5 327 ft)。1998 年, Chevron 公司在 AC118 矿区所钻的初探井, 位于 7 718 ft 的深水区, 近年来在深水区又相继发现了 Mad

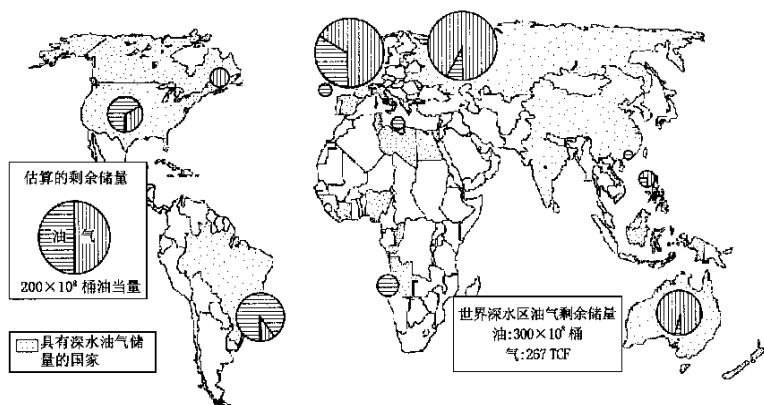


图 1 世界深水勘探地区及剩余储量分析

Fig. 1 Worldwide deep-water exploration region and remaining oil and gas reserves

Dog, Mirage, Magnolia 等油田。东南亚及南中国海域, 近年来在深水区也不断有新的油气田发现。如巴拉望近海水深 864 m 的 Malampaya 油田和水深 350 m 的 Linapacan 油田; 印尼东加里曼丹近海发现的 Seno 油田, 也位于 2 700 ft 深水区。估算储量为 $(2.1 \sim 7.2) \times 10^8$ 桶 (油当量) (图 1)^[1, 2]。

以上不难看出, 目前在深水区所发现的大油气田多分布在大西洋被动边缘盆地中。那么, 为什么被动边缘盆地的深水区是油气富集的有利场所, 其石油地质特征如何, 我国近海盆地中哪些盆地属被动边缘盆地或近似被动边缘盆地, 它们的石油地质特征又如何? 本文将就上述问题做粗浅讨论以供参考。

2 被动边缘盆地

被动边缘盆地的一般特征: 从成因上讲, 被动边缘盆地的形成是在重力拉张作用的支配下, 沿陆壳中转换断层转换拉张的结果, 是由于地幔流活动、陆壳衰减引发的海底扩张作用下形成的。从全球范围讲, 被动边缘盆地形成于三叠纪晚期以后劳亚大陆和冈瓦纳大陆

破裂时。但不同地区裂离时间不相同,具体说,澳大利亚—南极和印度—非洲,东北美和西北非裂离时间始于晚三叠世;而南美、西非裂离时间为晚侏罗—早白垩期,而且从南向北逐渐裂离。因此,南美及西非大西洋沿岸洋壳形成于早白垩世(Barremian K_1),尼日尔三角洲洋壳形成于早白垩世晚期(Albian),澳大利亚西北部海域的洋壳形成于晚侏罗世,北美和西北非洋壳形成于中侏罗世。基底为晚古生代—早中生代陆壳和(或)洋壳。盆地内侧位于海岸平原,大陆架,大陆坡已衰减的陆壳上;而外侧则位于陆坡和陆隆以下沉降的洋壳上。

具双层结构,三套沉积层序:下部断陷构造层为断陷层序;上部漂移(坳陷)构造层为早期漂移层序—过渡层序和晚期漂移层序。

3 被动边缘盆地的石油地质特征(主要以南大西洋诸盆地为例)^[3~6]

3.1 地层

尽管不同地区大西洋被动边缘盆地形成的起始时间有别,其沉积充填物也各具特色,但大体上可划分4组:(1)前断陷层序:或为结晶基岩,例如坎波斯盆地和尼日尔三角洲;或是晚古生界和早中生界剥蚀残余物构成的薄层,例如西非的加蓬、下刚果和澳大利亚西北大陆架诸盆地。而加拿大和美国东海岸的前断陷层序,是由古生代汇聚边缘变质的古生界剥蚀残余物组成。(2)断陷层序:此类沉积一般分布在冈瓦纳和劳亚古陆边缘狭长的、没有海水影响的盆地中。因此该层序为河流三角洲和湖相碎屑岩,常有辉绿岩和玄武岩侵入。而澳大利亚西北大陆架的晚三叠断陷层序为外陆架—开阔海相碎屑岩。从时代分布上看,北美东海岸,澳大利亚西北大陆架断陷层序为上三叠统一下侏罗统;而南大西洋,从南—北为早白垩世—晚白垩世早期的充填物,最厚可达5 km,但目前尚无一个盆地钻穿,且不同地区厚度不尽相同,坎波斯4 km,加蓬5 km,北美东海岸6 km,澳大利亚西北陆架2.5 km。(3)早期漂移层序—过渡层序:该层序是在断陷作用结束后,断陷层序隆起、剥蚀及陆壳热收缩、塌陷和海底扩张期的产物。以区域性破裂不整合与下伏层接触,时代跨Later Aptian—early Albian,其沉积环境为海湾,半封闭间歇海湾,沉积序列由下而上为:河流—浅海相砂、砾岩,湖相富含有机质的泥、页岩,浅水灰岩及贝壳灰岩,石膏,盐岩。蒸发岩在北大西洋、南大西洋沿岸,包括坎波斯、加蓬、下刚果、墨西哥湾诸盆地均有分布。但尼日尔三角洲、澳大利亚西北大陆架沿岸则很少有蒸发岩发育。(4)晚期漂移层序:该层序是在沿被动边缘陆壳继续衰减、热沉降、沉积加载、局部构造活动和海平面升降影响下沉积的。从总体上看表现为持续坳陷型充填物。其沉积环境主要为浅海陆架—深海平原相碎屑岩。在海平面上升时沉积在陆架区,而海平面下降时沉积在陆坡及深海平原区。时代从晚白垩Albian—现代,沉积岩性为浅海—深海相、砂、泥岩、页岩及浅海灰岩。灰岩分布在低纬度的温带、热带,在南美的坎波斯、桑托斯(Santos)盆地,西非的加蓬、刚果盆地均有分布。本层序一个重要特点是从晚白垩到第三系均有大范围海底扇和浊积岩体分布,从而构成此类盆地最重要的储集层系。

3.2 烃源岩

被动边缘盆地不同演化阶段均有烃源岩分布,大体可分为4组:(1)断陷层序中的湖相页岩、泥岩。如加蓬盆地的Neocomian阶的Melania组,下刚果盆地的Pointe Noire组, $w(\text{TOC}) > 5\%$,最大可达20%,平均生烃潜力指标为46 kg/t。以I型和I-II型干酪根为主;坎波斯盆地Lagoa Feia湖相黑色页岩、泥灰岩为半咸水—超咸水沉积, $w(\text{TOC})$ 值在

5% ±, 生烃潜力为 7~50 kg/t, 干酪根类型为偏油型的 II 型干酪根。这些源岩在晚白垩世—始新世进入生油窗并持续至今, 仅局部可能达成熟。且某些地区属 III 型干酪根, 所以还有大量天然气生成, 如澳大利亚西北大陆架。(2) 过渡层序烃源岩: 岩性为页岩或介壳灰岩, 下刚果盆地称 Chela 组; 坎波斯盆地称 Alagoas 组; 加蓬盆地为 Dentale 组。w(TOC) 值为 1%~2%, R_o 为 0.5% ±, 干酪根为 II 型, 在坎波斯已得到证实, 是这些盆地的次要烃源岩。(3) 漂移早期(晚白垩世)层序中的海相烃源岩: 岩性为海相泥岩, w(TOC) < 1.0%, 干酪根属 II 型, R_o 值一般 < 0.5%, 局部可能达成熟期, 为次要烃源岩。(4) 漂移晚期(第三系)烃源岩: 岩性为第三系海相页岩, w(TOC) < 1.0%, III 型干酪根, 埋藏浅, 未达成熟期, 只有深部有一定生气潜力。(5) 烃源岩的成熟度: 由于陆坡深水地层埋藏深度相对减小, 和陆架区相比同样的烃源岩成熟度要低。另外, 有资料表明, 位于海平面 96 m 处, 平均海底温度为 17.8 (据 Cathles 和 Nonns, 1991); 在海平面以下 200 m 水深内, 水温下降梯度为 4 / 100 m; 而在 200 m 以下, 水温下降梯度 2 / 100 m; 大于 1 000 m 水深时, 沉积物表面温度为 4~5, 而浅水沉积表面温度为 20~25。对比两种环境下沉积表面温度, 同一烃源岩要达相同的成熟度, 深水条件下要深 500 m。还有盐岩层对于盆地油气的生成影响也甚大, 由于盐岩层属高热导率岩层, 其结果导致盐下烃源岩成熟期滞后, 所以其油气生成、运移和聚集从晚白垩世开始一直持续至今。例如墨西哥湾盆地不同时期烃源岩高峰成油的关键时刻随上覆异地盐岩层的演化而变化, 从而导致成油高峰的关键时刻在空间上的变化和不同烃源岩的成油时间是相互叠置的。

3.3 储层

(1) 储层分布: 被动边缘盆地的储层分布十分广泛, 时代从断陷期—过渡期—拗陷期均有分布; 岩性有浊积岩、介壳灰岩、灰岩、玄武岩。然而对于深水区而言, 最有意义的储集层为晚白垩—第三纪的浊积砂岩储层。浊积砂岩中发现的油气地质储量越来越多, 所占比例越来越大。如坎波斯盆地浊积岩层中的储量占所发现储量的 93.4%。其中马林油田渐新统浊积砂岩厚达 150 m, 可在 200 km² 的范围内连续追踪, 孔隙度 20%~30%, 渗透率可达 $9.869 \times 10^{-1} \mu\text{m}^2$, 单井日产 20 000 桶; 下刚果盆地中发现的与浊积岩相关的大型油气田, 如 Girassol, Dalia 等, 油气储量占盆地总储量的 57%; 墨西哥湾盆地浊积砂岩的储量占 27%。(2) 陆坡深水区浊积砂岩的形成机理及产状特征: 深水区浊积砂岩的形成。以西非被动边缘盆地为例, 从早中白垩世 Necomian—Aptian 期, 大西洋边缘经过断陷期—断陷过渡期, 到 Albian 早期已形成具有陆架—陆坡—深海平原的典型被动边缘盆地雏形, 而且这个过程一直持续至今。早期在广大的陆架区沉积了 1 500~2 000 m 浅海灰岩, 而在陆坡上只沉积了 500 m 的页岩, 由于差异压实作用, 在陆架末端形成障坝。由于当时的沉积速度很低, 这种格局持续了很长时间。但在大的水系区(碎屑物源供给非常充分的区域), 沉积速率很高, 大量碎屑物质在重力作用下顺坡而下, 导致其陆架逐渐向外推进, 从而广泛的浊积岩分布在下陆坡乃至深海平原。巴西坎波斯盆地浊积岩亦有相似的形成机制, 第三系(渐新统)浊积扇均已经钻探得到证实。然而, 浊积砂岩具体分布特征还受许多其他因素控制, 如: 海平面变化、沿岸流活动、重力构造运动, 包括白垩纪和第三纪重力滑脱构造的控制作用、盐岩构造作用影响等。浊积岩分布及产状特征: A: 从时代上看, 从中生代中期—第三纪, 在被动边缘盆地均有浊积岩分布, 说明浊积岩在此种盆地分布的普遍性。B: 不同时代陆架—陆坡区“过渡带”随时代的不同而不同。对于持续海退的大西洋被动边缘盆地, 其“过渡带”随时代

的变新而向海的方向推进,因此不同时代的浊积砂岩在平面上的分布也不同,越新的浊积砂体分布越向海的方向偏移。C:大范围的浊积砂岩主要分布在下陆坡区,乃至深海平原区,上陆坡多为天然堤、河漫滩及旁道河流相等小规模近端浊积岩。D:从产状看,浊积岩分两种类型:一种是浊积扇,多分布在河道末端开阔平原区。坎波斯盆地马林油田渐新世的浊积扇体厚 150 m,面积 200 km²;西非加蓬盆地 Senonian 期 Port - Gentil 和 Batanga 浊积扇体以及下刚果盆地第三系浊积扇体均属此类型。另一种类型为海底峡谷充填式浊积砂岩。E:从浊积扇体的走向看,分两种情况:一种是垂直海岸线方向;另一种是走向先垂直,而后近于平行海岸线方向,这是由于海岸流影响所致。F:由于深水陆坡区乃至深海平原区的浊积岩经过长距离搬运,一般物性较好。孔隙度 20 % ~ 30 %,在尼日尔三角洲可达 40 %,渗透率为 $(1 \sim 2) \times 9.869 \times 10^{-1} \mu\text{m}^2$ 。

3.4 圈闭条件

断陷期圈闭类型有断块、基岩潜山、披覆背斜等。漂移期,盆地进入深水环境,区域构造变动减小,但由于区域倾斜而发生盐、泥塑性运动或滑脱运动,而形成与盐丘、泥丘、犁式断层有关的圈闭。如盐枕、盐丘、盐岩刺穿以及龟背斜等。

从储量分布上看,主要是在盐、泥构造活动有关的圈闭中,如龟背斜及逆牵引构造。从时代分布来看,以盐后期的穹隆盐岩侧封的圈闭为主,如加蓬盆地占 61 %。

3.5 盖层

含 Aptian 期盐层的被动边缘盆地,发育着与盐前和盐后储层相匹配的两套区域盖层,即 Aptian 期盐岩构成盐前裂谷层序的区域盖层;晚白垩世—新第三纪海相页岩,构成裂后层序的区域盖层。

3.6 油气运移

盆地中油气运移途径多种多样。在下构造层中,断陷层序中的湖相页岩所生成的烃类

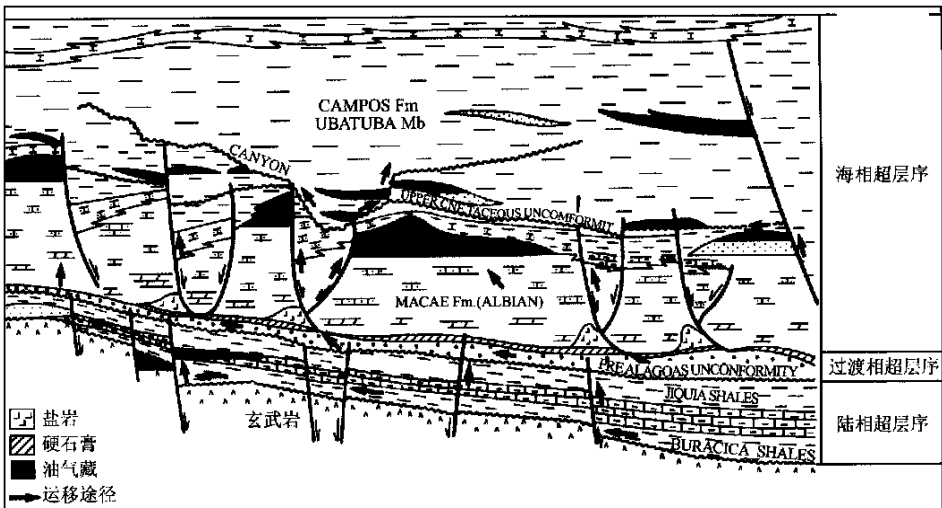


图 2 巴西坎波斯盆地油气成藏运移模式图

Fig. 2 Migration pathways for Campos basin oil accumulations

主要是沿张性断层和不整合面向上运移至过渡层序中的碎屑岩层系。而油气向上跃过蒸发

岩进入漂移层系,是以上构造层中断至蒸发岩层系的铲状断层,盐岩缺失带和海底峡谷不整合面作为通道(图2)。

有些学者认为油气运移期是多期的。以马林油田群为例,原油密度相差悬殊,为19~26 API度。构成这种特征的原因是盆地演化早期储集层温度低至允许细菌活动而导致对烃类的降解,此时运移到储层中的原油密度较大。随着盆地进一步演化发展,储层埋藏加深,地温增高,抑制了细菌的活动,生物降解作用不能进行,此时运移的烃类,密度较小。事实上马林油田的原油是多次运移的混合产物。

3.7 含油系统

综上所述,不难看出,此类盆地存在两种类型的含油气系统。独立含油系统和复合含油系统。独立含油系统的构成是以 Neocomian—Barremian 阶湖相页岩为烃源岩,生成的油气运移到盐前海相碎屑岩和碳酸盐岩储层和通过 Aptian 盐岩盖层中的天窗或断层运移到上覆白垩系—第三系页岩为盖层的更年轻海相砂岩或碳酸盐岩储集层中。

复合含油气系统是指像墨西哥湾深水盆地具多套成熟烃源岩,即 Oxfordian, Tithonian, Albian, Turonian, Eocene 所生成的油气,通过断层、盐岩天窗及输导层运移至上第三系浊积砂岩层中而形成的油藏,对于某一个油藏而言其油源可能是多源的^[2,7]。

4 南海北部陆坡深水区属准被动边缘盆地,具有较好的油气勘探潜力

南海北部陆缘深水区,是指琼东南盆地与珠江口盆地南侧,200 m 水深线以外地区。北

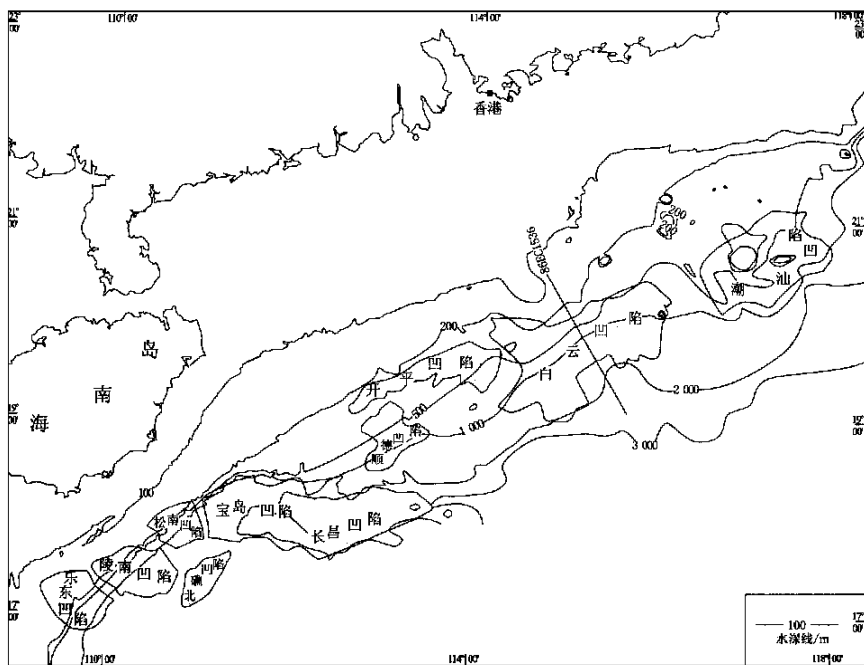


图3 南海北部大陆架深水区第三系凹陷分布图

Fig. 3 Tertiary troughs in deep water region along the northern continental shelf, South China Sea

侧以松涛凸起、神狐隆起和番禺低隆起为界;南边以永乐隆起、南部隆起带为界,地质区划上

属琼东南盆地中央裂陷带和珠江口盆地的珠 II 坳陷(图 3)。该区处于陆壳和洋壳过渡带,地壳厚 18~24 km。分布有陵水、松南、宝岛—长昌、顺德、开平、白云等一系列凹陷,组成北东向的裂陷带。该裂陷带总面积 $12 \times 10^4 \text{ km}^2$,其中以白云凹陷最大,面积 8 000 km^2 ,下第三系残余厚度平均 5 000 m,最大 8 000 m。

(1)南海北部陆坡深水区盆地属准被动边缘盆地。南海北部陆缘盆地是南海小洋盆两次扩张作用的产物。众所周知,包括珠江口、琼东南在内的南海周边诸盆地,是位于欧亚板块、太平洋板块和印度洋—澳大利亚板块交汇处。古生代晚期—中生代早期,印支—巽他古陆区和南海北部边缘与古特提斯海相通。中侏罗—中白垩世早期,东南亚地区为安底斯型弧边缘(Harniltim 1979, Brain 1982)。白垩纪末,板块汇聚边缘向东转移,南海小洋盆扩张开始(第一次扩张),北巴拉望—礼乐滩—琼礁陆块与亚洲大陆分离,并形成复杂的构造格局及诸多沉积盆地雏形。晚渐新—早中新世(32~17 Ma),南海东部沿东西方向扩张中心拉开,即南海小洋盆第二扩张期,这也是南海北部大陆架裂陷的结束时期。期间自东而西由珠江口—琼东南盆地逐渐进入裂谷沉降阶段(茹克,1989)。并且与之相应的沉积了断陷期(包括陆相及海陆过渡相)沉积层序和坳陷期海相沉积层序。从上述盆地演化机制及沉积充填史分析,此与典型被动边缘盆地有一定相似性。即由地幔流活动,陆壳衰减引发的两次海底扩张作用支配下形成,具断陷裂谷和坳陷沉降双层沉积结构,及与之相应的陆相断陷沉积层序,海陆过渡相沉积层序和海相坳陷沉降沉积层序。但不同的是,从范围上讲,由于南海周边诸盆地的形成与南海小洋盆的形成与发展有着密切关系,因此,其分布范围远比大西洋被动边缘盆地小;从形成时间看,典型被动边缘盆地始于三叠纪以后,劳亚大陆和冈瓦纳大陆破裂时。而南海周边盆地始于白垩纪末。因此,南海北部陆缘盆地属准被动边缘盆地。

(2)南海北部陆缘深水区发育 3 套烃源岩: 断陷期始新世—渐新世湖相泥岩,包括始新统文昌组、下渐新统恩平组在珠 II 坳陷及中央坳陷带分布面积分别有 8 500 km^2 和 20 000 km^2 ,其中始新统文昌组为中深湖相泥岩,在地震剖面上具有“低频、连续、强反射”特征,在白云凹陷中面积达 1 900 km^2 ,厚度 1 700~3 000 m。下渐新统恩平组在地震剖面上反映为“中低频、连续平行强反射”特征,在白云凹陷中分布面积为 2 860 km^2 ,厚度 1 100~2 300 m。上述两套烃源岩在邻区钻探中已证实是珠江盆地主要烃源岩(表 1)。断陷期、渐新世半封闭海相泥岩。琼东南盆地中央坳陷带崖城组、陵水组发育大面积半封闭海—浅海相沉积为主的烃源岩。崖城组沉积时,中央坳陷带浅海相沉积面积在 15 600 km^2 以上,最大厚达 4 600 m。据北部坳陷钻探资料统计,崖城组 $w(\text{TOC})$ 平均为 0.74 % (130 个样),陵水组 $w(\text{TOC})$ 平均 0.56 % (268 个样),浅海相 $w(\text{TOC})$ 平均为 0.52 %,高丰度段达 1.06 %,干酪根以 III 型为主。珠 III 坳陷珠海组为三角洲—浅海相泥岩,最大厚达 1 800 m, $w(\text{TOC}) > 0.8 \%$,干酪根以 III 型为主,邻区钻探证实为好烃源岩。坳陷期、上第三系浅海—半深海相泥岩。整个新第三纪南海北部陆缘深水区普遍发育浅海—半深海泥岩,分布面积广,厚度大。琼东南盆地有效分布面积 $> 25\,000 \text{ km}^2$,最大厚度达 3 500 m。白云凹陷埋深在 3 000 m 以下的外浅海—半深海相泥岩,厚度在 2 300 m,分布面积也十分广泛。由 LD30-1-1A 井资料分析发现梅山组、黄流组存在高丰度段,黄流组半深海相泥岩 $w(\text{TOC})$ 平均为 2.1 %,II 和 III 型干酪根。因此也是不可忽视的烃源岩。烃源岩成熟度演化史及资源量。珠 II 坳陷具有较高的大地热流值,平均值为 $8 \text{ mW} \cdot \text{m}^{-2}$,其地温梯度为 $(3.5 \sim 4) / 100 \text{ m}$,从珠 II 坳陷及邻区钻井 R_0 与深度关系图可知,珠 II 坳陷,2 300 m 进

入生烃窗 ($R_o = 0.5\%$), 4 100 m 达到生油高峰期 ($R_o = 1.0\%$), 5 800 m 进入干气阶段 ($R_o = 2.0\%$) 考虑到水深因素, 白云凹陷深水区烃源岩成熟门限约为 2 800 m。琼东南地温梯度为 $(3.6 \sim 3.96) / 100$ m, 成油门限为 2 600 ~ 3 100 m ($R_o = 0.6\%$), 生油窗底界 ($R_o = 1.3\%$), 为 4 200 m, 气窗底界 ($R_o = 2.0\%$) 深度 5 000 ~ 5 500 m。中央坳陷带深水区受水深影响成油门限在 4 100 ~ 4 600 m 上, 因此上述三套烃源岩大部分或部分分布在有效烃源岩范围内。盆地模拟结果为, 琼东南中央坳陷带生烃量 $2\,610 \times 10^8$ t, 其中崖城组为 $1\,816 \times 10^8$ t, 占总生烃量的 70%。珠 II 坳陷总生烃量为 $2\,673 \times 10^8$ t, 文昌组和恩平组生烃量分别为 $1\,304 \times 10^8$ t 和 $1\,262 \times 10^8$ t, 占总生烃量的 96%。

表 1 珠江口盆地生油岩丰度指标
Table 1 Source rock abundance indexes, Pearl River Mouth Basin

地层	w (TOC) / %	w (氯仿沥青 A) / %	($S_1 + S_2$) / 10^{-3}	w (总烃) / 10^{-6}	干酪根类型
珠江组	0.81(230)	0.073 6(68)	1.93(230)	359.98(32)	II ₂ - III, III
珠海组	1.00(321)	0.151 1(66)	2.01(318)	354.12(72)	II ₂ - III, III
恩平组	1.68(50)	0.159 5(86)	5.23(47)	1 017.19(19)	II ₂ - III
文昌组东部	1.37(44)	0.170 7(64)	2.54(44)	601.90(11)	II ₁ - II ₂ , I
文昌组西部	2.05(7)	0.142 3(C 凹)	14.67(7)	2 037.00(5)	II ₁ - I

据马作春, 1988; 谢泰俊, 1994。括号内数字代表样品数。

(3) 储层。南海北部陆缘深水区发育三种类型的储集层: 始新统—下渐新统河流、三角洲相砂岩储层, 横向上与湖相烃源岩为相变关系, 垂向上与河流沼泽、湖侵泥岩成互层状, 进而构成有利的储盖组合。但由于埋藏深, 物性条件差, 4 300 m 深孔隙度为 $11\% \pm$, 渗透率 $7.8 \times 9.869 \times 10^{-1} \mu\text{m}^2$, 加之分布范围有限, 因此, 不能作为深水区重要的目的层, 只有在白云凹陷西部, 北部斜坡和东部低凸起区才较有利。上渐新统—下中新统扇三角洲—滨浅海相砂岩和台地碳酸盐岩储层, 分布在琼东南盆地陵水组—三垭组和珠 II 坳陷珠海组—珠江组下部。中新统半深海相浊积砂岩: 和世界上所有大陆边缘盆地一样, 从外陆架到陆坡深水区形成各种类型的低水位砂体, 其类型包括斜坡扇、盆底扇、海底峡谷浊积水道和进积楔砂体等, 从而构成深水区最主要的储集体系。

(4) 圈闭。南海北部深水区具有圈闭类型多(断背斜、断鼻、岩性及构造性复合型圈闭), 面积大的特点。如白云凹陷北侧边界断层, 上下盘分布着一系列的构造——LW3 - 1, LH32 - 1, LW5 - 1; 琼东南盆地松南凹陷的 ST36 - 1 构造等均为勘探前景十分有利的目标。其中 LW3 - 1 构造与浅层低水位浊积砂体叠合构成复合性圈闭, T_3 层面积 150 km^2 , 幅度 140 m。

综上所述不难看出, 南海北部陆坡深水盆地与世界上典型被动边缘盆地在盆地演化、充填史及诸多石油地质条件具有一定的可比性, 因此, 专家们预测, 南海北部深水陆架区具有良好的油气勘探前景^[2, 8~10]。

5 结论

(1) 国外油气勘探成功的深水盆地主要为被动边缘盆地, 此类盆地中, 水深 > 1 000 m 的陆坡区及深海平原区, 仍然是今后油气勘探的重要领域。



(2) 被动边缘盆地经历断陷和拗陷两大阶段,具双层结构,3套沉积层序,烃源岩在盆地的不同演化阶段都有发育,即断陷期的湖相页岩,过渡期的海陆过渡相页岩、介壳灰岩及拗陷期的海相泥页岩,从而为油气的富聚提供了物质基础。

(3) 被动边缘盆地中存在着多种储集层类型,即玄武岩、介壳灰岩、灰岩、浊积砂岩等。但最有意义的储集体是陆坡区乃至深海平原区分布范围广,厚度大,物性好的浊积砂岩体。其发育与否,是衡量深水盆地是否有商业价值油气藏的重要因素。

(4) 被动边缘盆地主要的油气藏类型是以拗陷层序中与盐岩和泥岩塑性运动有关的龟背斜为圈闭,以浊积砂岩体为储集层的构造岩性油气藏。

(5) 南海北部陆坡深水区的珠 II 拗陷及琼东南盆地中央裂陷带属准被动边缘盆地,其盆地发展演化史与被动边缘盆地有诸多相似之处,同样具有良好的石油地质条件,因此它将是我国海域进一步寻找油气的有利后备战场。

参考文献:

- [1] 杜棚. 世界油气勘探领域的新进展[R]. 海洋石油勘探开发研究中心, 1998. 1~14.
- [2] 刘铁树. 南海北部陆缘深水油气基本地质条件分析[R]. 海洋石油勘探开发研究中心, 1999. 1~36.
- [3] Edwards J D, Santogrossi P A. Divergent/passive margin Basin[J]. *AA PG Memoir*, 1990, 48: 3~79.
- [4] Raymond Joyes. Deep water exploration opportunities in south Atlantic African Basins[A]. *Petroconsultants* [R]. Global energy information services, 1998. 1~172.
- [5] Duval B, Cramexm C, Jackson M P A. Raft tectonics in the Kwanza Basin, Angola[J]. *Marine and Petroleum*, 1992, 9(4): 289~404.
- [6] Mohriak W U. Salt tectonics and structural styles in the deep-water province of the Cabo Frio de Janeiro, Brazil [J]. *AA PG Memoir*, 1995, 65: 273~304.
- [7] Peel F J. Genetic structural provinces and salt tectonics of the Cenozoic offshore U. S. Gulf of Mexico: a preliminary analysis[J]. *AA PG Memoir*, 1995, 65: 153~175.
- [8] 龚再升. 南海北部大陆边缘盆地分析[M]. 北京: 科学出版社, 1997. 1~16.
- [9] 王春修. 珠江口盆地后备勘探新区带的选择和分析[R]. 海洋石油勘探开发研究中心, 1998. 1~10.
- [10] 代一丁. 珠江口盆地南部地区成油条件及勘探方向与目标研究[R]. 广州: 南海东部石油公司, 1997. 1~20.

ADVANCES IN WORLDWIDE DEEP WATER HYDROCARBON EXPLORATION AND OIL AND GAS EXPLORATION POTENTIAL IN THE NORTHERN CONTINENTAL SLOPE IN SOUTH CHINA SEA

YANG Chuan-heng, DU Xu, PAN He-shun, LIU Tie-shu

*(China National Offshore Oil Corporation, Exploration & Development
Research Center, Gaobeidian 074010, China)*

Abstract : For last two decades, worldwide deep water oil and gas exploration has obtained noticeable advances with the development and improvement of new technology and theory on hydrocarbon exploration and development, some large oil and fields have been successfully discovered in the deep water regions such as on the coasts of the south Atlantic Ocean, the Gulf of Mexico, the North Sea, the offshore Southeast Asia and the Northwest Slope of the Australia. It is the fact that the the most prospective areas are the continental slope and abyssal plain where the passive margin basins are located in. About 600×10^8 t recoverable oil reserves, taking up 43 % of the worldwide total oil reserves ($1\,400 \times 10^8$ t), and $21 \times 10^{12} \text{ m}^3$ gas reserves have been found in the passive margin basins. While only 67×10^8 t oil and $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ gas reserves have been discovered in the active margin basins (excluding the Former Soviet Union). This paper discusses the petroleum geological setting of passive margin basins, mainly focused on basin formation, evolution, sedimentary fill model, hydrocarbon enrichment condition and petroleum system etc. Especially the basic factors for formation of large and giant oil and gas field in the deep-water region of the passive margin basins. There exist multiple source rocks in the passive margin basins, including lacustrine source rocks in the rifting sequence, transitional source rocks in the transitional sequence and marine source rocks in the post-rift depression (drifting), sequence. This paper also discusses the other important factor for large oil and gas field formation in deep-water region, i. e., the development and distribution of the turbidite within the post-rift sequence. The geological conditions of the northern continental slope, South China Sea, is compared with the passive margin basins, and it is pointed out that the Zhu II Depression of the Pearl River Mouth Basin and the Central Depression of the Qiongdongnan Basin belong to the para-passive margin basin, being of the basic geological conditions for large oil and gas field accumulation, and being the favorable deep water region for hunting oil and gas in China.

Key words : slope deep-water exploration; passive margin basins; turbidite sand; rift sequence; transitional sequence; drifting sequence