

DOI: 10.16562/j.cnki.0256-1492.2015.04.008

# 南海北部大陆边缘琼东南盆地 有利油气聚集带及勘探方向

胡杨<sup>1</sup>, 张伟<sup>2,3</sup>, 张景茹<sup>2,3</sup>, 龚晓峰<sup>2,3</sup>, 李晓唐<sup>2,3</sup>, 刘志杰<sup>2,3</sup>

(1. 南华大学 核资源工程学院, 衡阳 421001;

2. 中国科学院 广州地球化学研究所, 边缘海地质重点实验室, 广州 510640;

3. 中国科学院大学, 北京 100049)

**摘要:**琼东南盆地处于欧亚板块、印-澳板块及太平洋板块三大板块交汇区, 新生代构造沉积演化及油气地质条件较复杂。盆地基本构造格架具有下断上拗及南北分带、东西分带的特征, 造成了盆地凹陷构造展布格局, 以及地层、层序系统与沉积体系发育, 有效烃源岩类型及其分布、储、盖层发育及其展布特征, 油气运移输导特征以及油气成藏主控因素等均存在较大的差异。根据盆地构造演化与沉积充填特征, 结合该区油气勘探实践, 笔者总结出环崖南凹陷有利油气聚集带、宝岛凹陷北坡有利油气聚集带、2号断裂带有利油气聚集带、南部隆起(低凸起区)有利油气聚集带四大有利油气聚集区, 且根据这些有利油气勘探区带油气地质特征, 重点对主要烃源岩、储盖组合类型、油气输导条件及油气运聚成藏模式等进行了深入分析探讨, 在此基础上阐明了不同油气聚集带的成藏主控因素, 指出了有利油气勘探方向, 为该区进一步油气勘探部署及油气资源预测评价等提供了参考与借鉴。

**关键词:**有利油气聚集带; 油气地质特征; 成藏主控因素; 勘探方向; 琼东南盆地

中图分类号: P744.4

文献标识码: A

文章编号: 0256-1492(2015)04-0073-14

南海北部边缘琼东南盆地处于欧亚板块、印-澳板块及太平洋板块三大板块交汇区, 亦是古特提斯构造域与古太平洋构造域混合叠置区, 故区域地质背景复杂、盆地形成演化颇具特色、新生代沉积发育、油气地质现象丰富多彩、油气资源较丰富<sup>[1-2]</sup>。琼东南盆地油气勘探活动虽早在20世纪80年代初业已展开, 但迄今油气勘探程度甚低, 目前盆地油气勘探主要集中在盆地北部陆架浅水区, 至今在该区已勘探发现崖城13-1和13-4气田、崖城13-6含气构造和宝岛19-2、宝岛13-1、宝岛13-3、宝岛13-3S及松涛24-1、松涛29-2、莺9等含油气构造, 探明天然气储量约 $1\ 000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ; 而盆地南部广大陆坡深水区油气勘探及研究程度非常低, 迄今仅在盆地南部深水区钻探了几口区域探井, 且在陵水南斜坡(陵南低凸起)中央峡谷水道LS22-1获得天然气发现, 见到了“深水油气”的曙光。总之, 通过三十多年油气勘探与研究, 初步评价预测盆地总油气资源量达

57.15亿t油当量, 其中, 天然气资源量为3.57万亿 $\text{m}^3$ , 石油资源量为21.5亿 $\text{t}$ <sup>[3]</sup>。表明其油气资源潜力已具万亿大油气区规模, 但目前勘探获得油气地质储量尚少。因此, 如何提高琼东南盆地油气勘探成功率, 争取在北部陆架浅水区更多、更大商业性油气的发现; 如何尽快突破和开辟颇具资源潜力的南部陆坡深水区, 寻找油气资源战略接替的最佳勘探新领域、新目标, 以保持中国近海油气储量及产量的可持续发展, 为国家能源安全保障作出巨大贡献, 这是该区油气勘探及油气地质研究所面临最突出的核心问题。

## 1 区域地质背景

琼东南盆地位于南海北部陆缘海南岛与西沙群岛之间的海域。盆地范围为 $15^{\circ}37' \sim 19^{\circ}00' \text{ N}$ 、 $109^{\circ}10' \sim 113^{\circ}38' \text{ E}$ 。琼东南盆地作为南海西北部大陆边缘盆地群的重要组成部分, 其处在三大板块——太平洋-菲律宾板块、欧亚板块及印度-澳大利亚板块相互作用下的特殊构造位置和特提斯构造域与太平洋构造域的混合叠置区。琼东南盆地是在古华南地台与古南海地台接合部发育的新生代断陷盆地, 其形成与印度板块和欧亚大陆板块碰撞、太平洋板块向西俯冲, 以及南海强烈扩张密切相关<sup>[4-6]</sup>。

基金项目: 国家自然科学基金项目(41176052); 国家重点基础研究发展计划项目(2009CB219501)

作者简介: 胡杨(1983—), 男, 讲师, 博士, 从事海洋地质和油气勘探研究, E-mail: 120583745@qq.com

通讯作者: 张伟(1987—), 男, 博士, 从事海洋地质、油气勘探与地质综合研究, E-mail: zhangwei@gig.ac.cn

收稿日期: 2014-09-02; 修订日期: 2014-10-10. 张光威编辑

目前,盆地展布规模及边界划分均以古近系深大断裂及区域构造特征为依据。盆地整体呈北东走向展布(图1),西以1号断层为界与莺歌海盆地分隔;北以5号断层为界与海南隆起分开;东北以12号断层与珠江口盆地神狐隆起及珠三、珠二拗陷分开;东南则以11号断层为界与西沙-中沙隆起区分开,盆地海域总面积约82 993 km<sup>2</sup>。盆地西北部及北部基本上处在陆架浅水区,海水深度为0~200 m;盆地南部和西南部华光凹陷及西沙北海槽一带,则处在广阔的陆坡深水区,其海水最深超过2 000 m。盆地南部自西向东从华光凹陷、乐东-陵水凹陷、松南-宝岛凹陷到长昌凹陷等均处在广阔的深水海域。琼东南盆地基本构造单元组成特征及划分,主要以古近系盆地为基础构造单元将其综合划分为北部拗陷、北部(中部)隆起、中央拗陷和南部隆起及南部拗陷5个一级构造单元(图1)。盆地古、新近系最大沉积厚度逾万米,最大的生烃凹陷面积约9 000 km<sup>2</sup>。琼东南盆地新生代构造沉积演化具有早期陆相断陷晚期海相拗陷的断拗双层结构的显著特点<sup>[7]</sup>。古近纪早期陆相断陷具多幕裂隙特征。新近纪盆地由断陷转变为快速热沉降海相拗陷阶段,形成了分布广泛的中新统及上新统和第四系海相地层<sup>[8-9]</sup>。

## 2 油气勘探概况

通过三十多年的油气勘探,琼东南盆地目前已钻探30余个圈闭和近50口探井及评价井,这些勘探活动主要集中于北部浅水区和某些局部深水区。迄今为止油气勘探已发现16个含油气构造和气藏即:YC(崖城)13-1、YC13-4气藏、YC13-6含气构造、YC7-4、YC14-1、YC19-1、YC21-1、BD(宝岛)19V2、BD13-1、BD13-3、BD13-3S、BD15-3、ST(松涛)24-1、ST29-2、ST32-2、Yin9含油气构造、YC35-1含气构造、深水区LS(陵水)22-1水道砂气藏。

琼东南盆地目前勘探发现油气(或油气显示)主要分布在环崖南凹陷周缘和宝岛凹陷周缘,中央拗陷带(2号断裂带周缘)以及南部深水(低凸起区)中央水道砂展布区(表1)。该区自20世纪80年代以来,除了获得了3个商业性天然气突破外(崖南凹陷周缘的崖城13-1气田、崖城13-4气田及陵水凹陷南部深水区(陵南低凸起)中央峡谷水道陵水22-1气田),一直未获得新的商业性油气发现。近年来在南部深水区(陵南低凸起)中央水道西段LS22-1砂体获得了高产天然气流,见到了深水油气勘探的曙光<sup>[10]</sup>。

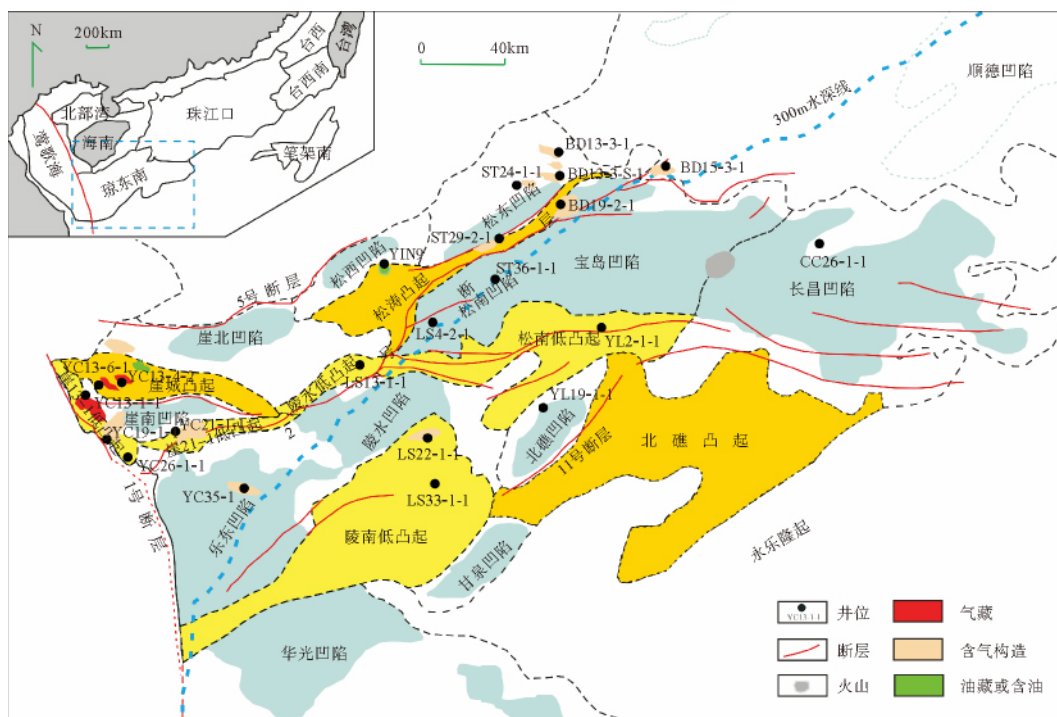


图1 琼东南盆地主要构造单元划分及其展布特征

Fig. 1 Major tectonic units and their distribution pattern of the Qiongdongnan Basin

表 1 琼东南盆地古、新近系已勘探发现天然气藏及油气显示分布特征(据何家雄等,2013)

Table 1 Discovered gas reservoirs and distribution of the Tertiary in Qiongdongnan Basin(After Hejiaxiong et. al,2013)

莺黄组		区域性盖层											◎	◎
梅山组													◎	
三亚组	一段	◎		◎	◎	◎	◎			◎	◎		◎	
	二段						◎	●						
陵水组	一段												◎	
	二段	◎												
崖城组	一段	◎	◎				◎		●		◎			
	二段	◎					◎							
崖城组							◎							
含油气圈闭		YC13-1	YC19-1	YC13-4	YC13-6	YC7-4	YC21-1	YC14-1	ST32-2	ST24-1	BD19-2	BD15-3	YC35-1	LS22-1
构造分布		崖城13-1低凸起			崖城低凸起		崖城21-1低凸起	崖北-松西凹陷		松东-宝岛凹陷			中央水道	

注: ◎ 气层 ● 油层

### 3 盆地有利油气聚集带

琼东南盆地基本构造格架具有下断上拗及南北分带、东西分块的特征,造成了盆地凹陷构造展布格局以及地层、层序系统与沉积体系发育,有效烃源岩类型及其分布,储、盖层发育及其展布特征、油气运移输导特征以及油气成藏主控因素等均存在较大的差异。根据以上特征,结合琼东南盆地油气勘探实

际,笔者提出和划分了环崖南凹陷有利油气聚集带、宝岛凹陷北坡有利油气聚集带、2号断裂带有利油气聚集带、南部隆起带(低凸起区)有利油气聚集带四大有利油气聚集带,以下拟根据不同油气聚集带主要油气地质特征,重点从烃源岩、圈闭及储盖组合、油气输导条件和油气运聚成藏模式等方面进行深入研究,在此基础上进一步分析阐明不同有利油气聚集带的成藏主控因素(表 2)。

表 2 琼东南盆地有利油气聚集带成藏要素特征及成藏主控因素

Table 2 Reservoir characteristics and main controlling factors of favorable oil and gas accumulation in Qiongdongnan Basin

油气聚集带	油气显示层位	烃源岩	储层	圈闭	输导条件	温压场特征	成藏模式	成藏组合	成藏主控因素	代表井	预测资源量
环崖南凹陷	陵水组、三亚组	始新统,崖城组海陆交互泥岩、碳质泥岩、煤	扇三角洲、扇三角洲前缘分流河道砂、河口坝等	断块、背斜、断背斜、断鼻等	断层,连续性砂体,不整合	高温/超压	垂向 + 侧向	陵水组自生自储、陵水三亚梅山组下生上储	储层、圈闭条件	YC13-1-1	3 399×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>
宝岛凹陷北坡	陵水组、三亚组	始新统,渐新统煤系地层	三角洲,三角洲前缘砂和滨海砂坝等	构造 + 岩性、断块、断鼻等	断层,连续性砂体,不整合	高温/压力过渡带	垂向 + 侧向/短距离就近运移	陵水/三亚梅山组下生上储	圈闭、储层质量,油气与CO <sub>2</sub> 的消长关系	BD13-3S-1	2 590×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>
2号断层	陵水组、三亚组	始新统,渐新统煤系地层	滨海砂坝、盆底扇、斜坡扇、浊积水道等	背斜、断背斜、断块、岩性等	断层,连续性砂体	高温/超压	垂向 + 侧向	陵水/三亚梅山组下生上储	陵水/三亚梅山组下生上储	ST4-2-1	1 700×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>
南部低凸起区	莺歌海组	始新统,渐新统煤系,中新统海相泥岩	滨海相扇三角洲相、低位滨海相、生物礁和礁沟间的水道充填相、水道砂岩等	背斜、断鼻、断块、岩性和构造岩性类型等	连续性砂体,不整合,断层,底辟,微裂隙	高温/常压或带压过渡带	垂向 + 侧向	莺歌海组下生上储	油气输导与运聚条件	LS22-1-1	16 000×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>

注:预测资源量参考中海油 2011、2012 年年报数据

### 3.1 环崖南凹陷有利油气聚集带

环崖南凹陷周缘位于琼东南盆地西北部,主要由崖南凹陷及其北侧的崖城凸起、西侧崖城 13-1 低凸起、南侧的崖城 21-1 低凸起及崖北凹陷几个主要地质构造单元组成(图 1),该区是琼东南盆地勘探程度最高、最富成效的地区,目前已钻探井、评价井 20 余口,钻探构造 14 个,迄今发现了 YC13-1、YC13-4 气田和 YC13-6 等多个含油气构造;该区具有气田、含气构造与层位、气显示多而干井少的特点,预测天然气资源量  $3\ 399 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,已探明天然气储量千亿万立方米,目前仍具有较大油气勘探潜力。

#### 3.1.1 烃源岩特征

油气勘探证实,环崖南凹陷周缘渐新统崖城组海陆过渡相沉积的泥岩为高有机质丰度烃源岩,生烃母质以生气为主的偏腐殖型 III 型干酪根以及少量 II2 型为主,有机质丰度在 0.43%~3.2% 之间变化,绝大部分有机质丰度在 1.0% 以上;该区在 YC13-1-1、2、3、4、6, YC19-1-1、YC19-2-1、YC8-2-1 等多口井钻遇煤层,且煤的有机质不仅丰度颇高(TOC:43.5%~95.9%),而且偏腐殖型母质又有利于生气,显示出强大的生烃潜力<sup>[2,11-12]</sup>。YC13-4 和 YC13-6 气藏天然气地球化学特征统计显示<sup>[13]</sup>,天然气组分以烃类气为主,甲烷含量为 83.22%~89.81%,干燥系数为 0.91~0.99,且甲烷  $\delta^{13}\text{C}$  值偏重,为 -39.9‰~-33.6‰。此外,环崖南凹陷渐新统陵水组和崖城组海相泥岩有机质丰度整体偏低,为潜在烃源岩,在此不做重点阐述。

#### 3.1.2 圈闭及储盖组合特征

崖南凹陷及其周缘的崖城凸起、崖城 13-1 低凸起、崖城 21-1 低凸起构成的“三凸围一凹”的构造格局对形成圈闭有重要作用,该区构造-岩性圈闭、构造-地层圈闭均较发育,披覆背斜-岩性、披覆背斜-地层圈闭通常发育在凸起或低凸起上。断背斜-地层、断鼻-地层等复合圈闭通常分布于凸起和低凸起的缓坡边缘。古近纪(陵水组三段)时期,环崖南凹陷周缘圈闭主要有形成于渐新世的基底潜山圈闭,断层圈闭、断鼻圈闭、背斜圈闭等与断裂活动相关的构造圈闭以及地层超覆圈闭、残山披覆圈闭等地层圈闭(表 2)。圈闭面积多数小于  $20 \text{ km}^2$ , T62 层(陵水组三段顶)埋深多数在 3 500 ms(双程旅行时间)以下,超压风险很大<sup>[2]</sup>,因而后续勘探应以寻找地层-构造或岩性-构造等复合圈闭为主。

沉积相分析表明,陵水组三段沉积时期,琼东南

盆地沿凸起和古隆起边缘广泛发育扇三角洲沉积,缓坡带局部发育滨海相。扇三角洲前缘分流河道砂、河口坝砂或滨岸砂岩等储层与陵水组二段及其以上的海侵泥岩形成一套优良的储盖组合,其也是琼东南盆地主力勘探目的层<sup>[1,3,14]</sup>。该区勘探开发证实,陵水组三段扇三角洲砂岩发育,例如, YC13-1-1 井陵水组三段不仅砂岩厚度大,砂岩含量达 81%,而且物性较好; YC9-2-1 井陵水组三段砂岩含量 69%, YC19-1-1 井陵水组三段砂岩含量达 52%,且这些砂岩储层具有单层厚度大、物性好的特点<sup>[3]</sup>。三亚组沉积期间,盆地发育一套陆架陡坡沉积体系,崖城凸起西区在高位体系域主要发育三角洲和滨海砂体储层,而在陆坡以下深水区则主要发育盆底扇等储层。钻井证实,该区以三亚组的滨海、三角洲砂岩为储层,以三亚组中上部及梅山组的浅海-半深海相泥岩为区域盖层所构成的三亚组-梅山组储盖组合较为发育,以 YC13-1-A8 井为代表,宝岛区 BD15-3-1、ST24-1-1 等井也有钻遇。

#### 3.1.3 油气运移输导条件

自新近纪以来,琼东南盆地经历了快速沉降和沉积物的迅速深埋过程,盆地内普遍发育高温高压,热流体比较活跃。环崖南凹陷周缘已钻构造的压力场表明, YC21-1 和 YC13-1 低凸起区在埋藏压实不均衡及生烃作用控制下形成上下两套超压体系<sup>[1]</sup>,超压体系的发育促使天然气等流体自高势区向低势区运移,而具体的运移方向和路径则受控于运移输导体系的格架特征。该区天然气等流体的运移通道主要是大断层和古近系发育的连续性砂体等大型输导体系;崖南凹陷内生成的天然气自该区南部与西部沿优势运移路径-斜坡带不整合、断裂、岩性输导体系以及断坡-岩性输导体系等向北部运移(表 2),因而处于崖南凹陷陡坡侧的崖城凸起便成为天然气等流体运移聚集的优势指向。位于崖城凸起上的 YC13-1 构造顶部, S70 界面存在很明显的顶削现象,其上发育了厚度大且延伸广的陵水组三段缓坡扇三角洲砂体,钻井统计砂岩含量多数超过 70%,加之其中发育的沉积亚相地层物性普遍较好,因此, S70 界面对天然气输导能力较强。同样位于崖城凸起上的 YC13-4 气田区三亚组时期发育大型三角洲砂体,不仅分布范围较广,而且储集物性好,凹陷泄压通畅,因而也是该区天然气优势运移通道。从断层输导条件来看, 3 号断层对该区天然气运移输导最为重要,其与沟通凹陷内下伏崖城组烃源岩的连续性砂体、不整合面以及上覆陵水组或三亚组储集层,在梅山组高压含钙泥岩盖层的封盖下,共同控制

并影响了环崖南凹陷构造带油气成藏<sup>[3,14]</sup>。

### 3.1.4 油气运聚成藏模式

环崖南凹陷周缘构造复杂,含气层位多,油气成藏条件复杂多样,主要存在以下两种成藏模式:

(1)低凸起带上构造+地层复合气藏。以崖城 13-1 低凸起上形成的构造+地层复合 YC13-1 煤型凝析油气藏最为典型(图 2),其烃源主要为来自崖南凹陷下伏的下渐新统崖城组煤系烃源岩生成的天然气,运移方式为垂向+侧向混合方式运移,凹陷内生成的天然气首先沿断层向上垂向运移后,然后再经不整合面和连续性砂体以侧向运移方式进入上覆的上渐新统陵三段扇三角洲砂岩储层或者聚集在下中新统三亚组楔状体砂岩储层中,最终在上覆的中中新统梅山组高压含钙泥岩盖层的有效封盖下形成了 YC13-1 构造+地层复合大气田,属于典型的天然气自生自储运聚成藏模式及成藏组合类型。

(2)凸起带上披覆背斜气藏。以在崖城凸起上发育的披覆背斜构造中形成的 YC13-4 披覆背斜型气藏最为典型(图 2),烃源主要也是来自崖南凹陷渐新统崖城组煤系烃源岩,天然气运移方式为垂向+侧向混合方式运移,凹陷内生成的天然气首先经 3 号断层陡坡带向上垂向运移至新近纪三亚组中,再沿三亚组连续性砂体与不整合面等以侧向运移方式运移至披覆背斜圈闭中聚集,最终在梅山组高压盖层的封盖下成藏。

## 3.2 宝岛凹陷北坡有利油气聚集带

宝岛凹陷北坡位于琼东南盆地北部隆起区的东北部,东北与珠江口盆地的神狐隆起相接,南部与中

央坳陷带宝岛凹陷以斜坡相连、西部与松涛东凸起和松涛东凹陷相接(图 1)。目前在此区域及相邻区域已钻探井 10 余口,几乎全见油气显示,预测地质资源量  $2.590 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,三级储量为  $284 \times 10^3 \text{ m}^3$ ,探明油气地质储量为  $55 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,反映出该地区广泛的油气活动。多口井在三亚-梅山组浅层发现气层,但由于储层物性较差,储量丰度低而无法动用。

### 3.2.1 烃源岩特征

松东-宝岛凹陷存在两套烃源岩,即始新统中深湖相和崖城组海岸平原相烃源岩,具备良好生烃条件。虽然始新统烃源岩分布范围尚未明确,但有证据显示其能向宝岛凹陷北坡油气藏提供烃源<sup>[15]</sup>,北部坳陷带的 YC14-1-1、Yin9、ST24-1 及东部宝岛凹陷周缘 BD19-2-1、BD15-3-1 井钻获代表始新统烃源、富含 4-甲基甾烷的原油或砂岩抽提物,表明琼东南盆地存在始新统中深湖相烃源岩无疑,且具有一定的生烃潜力<sup>[16]</sup>。渐新统烃源岩在宝岛凹陷及北坡地区广泛分布,烃源岩  $R_o$  值主要介于 0.6%~2.1%之间,且油气兼生;中央坳陷带烃源岩  $R_o$  值多数在 2.0%以上,以生干气为主<sup>[1-3]</sup>。

宝岛北坡的天然地球化学特征分析表明<sup>[17]</sup>,宝岛 13 区浅层天然气可能主要是生物气/低熟气,含有部分成熟气,其中,生物气/低熟气来自于附近松东凹陷处于未熟-低熟演化阶段的渐新统-中新统烃源岩,而成熟气则来自宝岛凹陷。远离中央凹陷带的 BD13 区梅山组和三亚组的天然气中甲烷相对含量高、非烃少,干燥系数在 0.88~0.92 之间,而靠近宝岛凹陷的宝岛 BD19-2 区陵水组天然气干燥系数基本在 0.94 以上,以干气为主,非烃含量高。轻

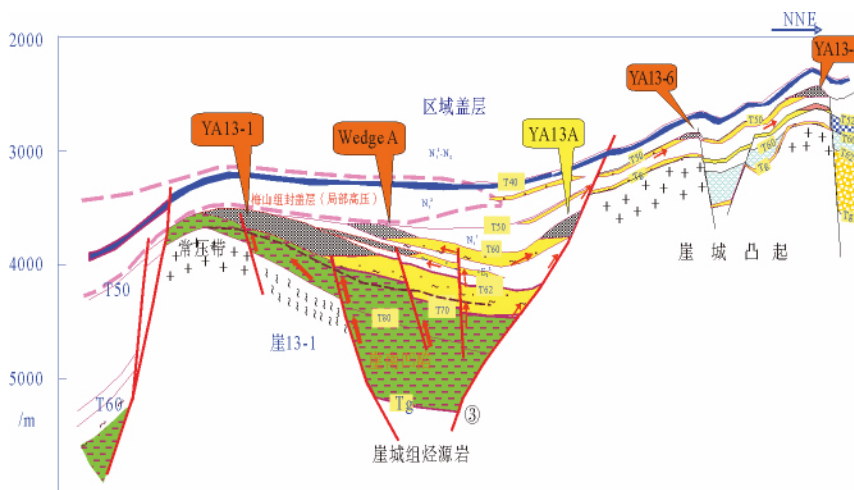


图 2 琼东南盆地环崖南凹陷带油气运聚成藏模式(据中海油资料修改,2005)

Fig. 2 Hydrocarbon migration and accumulation model of Huanyanan Sag in Qiongdongnan Basin (modified after CNOOC, 2005)



烃资料<sup>[15]</sup>也表明 BD13 区的天然气为偏腐泥型气。因此,从生烃母质及成熟度等总体来看,BD13 区的原油应该是源自邻近凹陷(松东凹陷等)渐新统烃源岩。BD19-2 区为偏腐殖型气,并且 BD19-2 含气构造天然气与 YC13-1 气藏天然气同为煤型气,这也证明了中央坳陷带(宝岛凹陷)渐新统煤系地层烃源岩的存在。

### 3.2.2 圈闭及储盖组合特征

沉积相研究表明,早中新统三亚组时期,琼东南盆地北部浅水东区和西区均发育大型的(扇)三角洲沉积体系,与晚期断裂活动匹配,成为油气聚集的有利层系。宝岛凹陷北坡是天然气运聚活跃的区带,陵水组、三亚组主力成藏组合是勘探研究的重点层系,主要目的层陵水组闭合幅度在 100~400 m 之间,三亚组闭合幅度在 20~180 m 之间,重点圈闭均发育在 T60 与 T50 层位之间,浅层发育“亮点型”岩性圈闭。圈闭类型以断块、断鼻、构造+岩性复合圈闭为主,各层圈闭垂向上具有较好的叠合率,圈闭埋深多在 3 700 m 以上,圈闭面积大多为 10~30 km<sup>2</sup><sup>[1]</sup>。

由于宝岛北坡距离北面物源较近,三角洲前缘砂和滨海砂坝发育,具有较好的储集条件(表 2);但除 BD19-2 区陵水组三段发现物性好的细砂岩外,宝岛北坡的主要目的层段梅山组-三亚组储层岩性多以粉砂岩、泥质粉砂岩为主,渗透率为 0.1~5 mD,属于中低渗储层<sup>[23]</sup>。BD13-3S-1 井钻井揭示三亚组泥质粉砂岩孔隙度为 12%~16%,渗透率较低;梅山组泥质粉砂岩孔隙度为 9.9%~14%,渗透率也较低;BD13-1-1 井三亚-梅山组灰色泥质、灰质粉砂岩孔隙度为在 18.9%~23.17%,也属中低渗储层。因物源在北面,向南储层物性变差。该区盖层除梅山组-三亚组之上的莺黄组为琼东南盆地区域性盖层之外,梅山组上部浅海-半深海泥岩,也是该区域的良好盖层,另外,在靠近中央坳陷带地区的陵水组二段也是相对较好的盖层。因此,该有利油气聚集带储盖组合条件较好,一般以三亚组的滨海相、三角洲砂岩为储层,三亚组中上部及梅山组的浅海-半深海相泥岩为区域盖层。BD15-3-1、ST24-1-1、BD6-1-1、BD23-1-1 等井均钻遇这套储盖组合。

### 3.2.3 油气运移输导条件

宝岛凹陷北坡发育近东西向和北东向两组基底断裂系<sup>[18]</sup>,北东向基底断裂在古近纪盆地伸展期间复活,晚渐新世陵水期为活动高峰期,并一直持续到早-中中新世或更晚,而在此期间正是宝岛凹陷开始大规模生排烃时期,该区的断裂无疑起到“沟源穿

层”作用,与上覆的扇三角洲等砂体构成了重要的油气输导体系(表 2)。三亚组一段沉积时期沿盆地南北部边缘发育了大面积滨海相沉积,其中在 5 号断层下降盘发育了两个大型的三角洲,在宝岛凹陷北坡 BD13 区周边下倾部位已钻探了 ST24-1、BD19-2、BD20-1 等构造,在三亚组一段均钻遇较厚砂岩。2 号断裂带与中央凹陷带北部浅水区砂岩发育,崖城组三段砂岩、陵水组三段底部潮控滨海砂岩,陵水组二段、一段滨海相砂岩,三亚组一段与梅山组三角洲砂岩体等互相匹配,共同构成了该区良好的油气输导体系。

### 3.2.4 油气运聚成藏模式

宝岛凹陷北坡构造带邻近宝岛潜在富生烃凹陷,依靠断层和构造脊输送烃源,具有良好的油气富集条件,烃源岩主要为宝岛凹陷始新统中深湖相和崖城组海岸平原相烃源,供烃方式为汇聚流,且宝岛凹陷北坡鼻状圈闭带形成早于生烃高峰期,在时间和空间上形成良好的匹配关系。天然气运聚成藏过程中,2 号断裂带起到很重要的沟源作用,来自于中央凹陷带的宝岛凹陷生成的天然气,经 2 号断裂垂向向上运移,后向宝岛凹陷北坡沿陵水组、三亚组和梅山组砂体以及不整合面侧向运移,最终在宝岛凹陷北坡鼻状圈闭带中聚集成藏,属于下生上储的生储盖组合。同时,来自于附近松东凹陷未熟-低熟的中新统-渐新统烃源岩生成的原油或生物气/低熟气,主要经宝岛凹陷北坡的断裂和砂体垂向向上运移至陵水组一段和三亚组二段浅层圈闭中聚集成藏。

### 3.3 号断裂带有利油气聚集带

前已述及,依据断裂的规模以及盆内凹陷凸起的展布,把盆地从北向南划分为北部坳陷带和北部隆起带,以及中央坳陷带等一级构造单元,2 号断裂是北部隆起带和中央坳陷带的分界线,轴向贯穿整个琼东南盆地东西两侧,呈 NE 向展布,由 F2、F2-1 号断层组成,延伸长度约 300 km。前人把 2 号断裂分为西段(乐东、陵水)和中段(松南)、东段(宝岛)三段<sup>[19-20]</sup>,其间分别以转换断层和构造传递带分隔(图 1)。预计整个 2 号断裂带天然气资源量约  $1\ 700 \times 10^8$  m<sup>3</sup>。

#### 3.3.1 烃源岩特征

据钻井、地震、沉积相分析,中央坳陷深水区发育始新统湖相和渐新统海陆过渡相的煤系和海相泥岩为主的烃源岩,其中滨浅湖-中深湖相暗色泥岩是有利生油岩;同时,凹陷内及附近斜坡在崖城组时期

发育与崖南凹陷相似的海相和海岸平原相地层,应发育相似的烃源岩,此外,在深水区应当还存在中新统海相泥岩潜在烃源岩<sup>[24-26]</sup>,且具有一定的生烃潜力。前已述及,琼东南盆地发育始新统地层,地震剖面上表现为一套似平行、连续强反射层,北部浅水区一般厚 500~800 m<sup>[2]</sup>;宝岛、松南、陵水、乐东凹陷湖相分布广,厚度可大于 2 000 m。乐东凹陷北部的崖城 21-1 构造崖城组烃源岩总有机碳 TOC 值多数能达到 1.0%~1.2%,属于好的气源岩;乐东凹陷的崖城 35-1 构造、崖城 21-1 构造以及陵水凹陷的陵水 13-1 构造钻遇油气或油气显示进一步表明,乐东-陵水凹陷具有生油气能力。从烃源岩成熟度来看,始新统烃源岩已达到高-过成熟阶段,早期可能生油,晚期裂解生气。古近纪各层烃源岩进入成熟阶段的时间明显早于北部拗陷带;崖城组烃源岩在陵水中晚期成熟进入生烃期,晚中新世-第四纪快速埋藏期间,崖城组烃源岩大部分已经进入高成熟阶段<sup>[1-2,21]</sup>。总之,2 号断裂带烃源条件较好,烃源岩沉积厚度、埋深、分布面积均较大,加之热演化程度相对较高,具有可观的资源潜力。

### 3.3.2 圈闭及储盖组合特征

2 号断裂带主要位于中央拗陷带北坡,在松涛凸起和松南凹陷之间,断裂表现为控沉积、控凹陷的同生断层,上升盘构造圈闭以背斜和断背斜为主,发育有少量岩性圈闭。下降盘圈闭则以断背斜和断块为主,如 LS4-1、LS4-5、ST35-1 等。沿 F2-1 断层下降盘发育了一系列与断层相关滚动断背斜或背斜构造,如 ST36-1 等。在陵水凹陷北坡发育以陵水 19-1、陵水 9-2、陵水 9-1 等圈闭为代表的众多构造或岩性圈闭,面积较大,且成群成带分布,目的层埋深浅。

2 号断裂带在新近系主要位于陆架边缘沉积环境,沉积相研究表明<sup>[22-23]</sup>,2 号带中浅层主要发育强制海退低位滨海砂坝、盆底扇、斜坡扇、浊积水道等储集体类型,岩性从粉砂岩到细砂岩不等(表 2)。顶底板均为水深较大的泥岩沉积,形成良好的储盖组合和侧向封堵条件。中央拗陷带北部浅水区即 2 号断裂带附近主要发育 3 套储盖组合:(1)崖城组三段砂岩与其上浅海相泥岩;(2)陵水组三段底部潮控滨海砂岩与上部浅海相泥岩,陵水组二段滨海相砂岩与浅海相泥岩,陵水组一段滨海相砂岩与三亚组二段浅海相泥岩;(3)三亚组一段与梅山组三角洲砂岩与黄流组泥岩。

### 3.3.3 油气运移输导条件

能作为输导层的 2 号断裂有利于古近系生成的油气资源向新近系储层中聚集,或古近系油气藏中

的油气发生重组,在新近系中重新聚集。2 号断裂带乐东段在古近纪结束活动,断层两侧为古近系砂岩和泥岩对接,在古近系起到了垂向输导通道的作用。2 号断裂陵水段两侧梅山组、黄流组砂体发育,砂体与断层的对接比较好,可以作为油气的输导层。松南段 2 号断层下降盘砂体发育,可以作为输导型断层,具有垂向的输导能力;2-1 号断层两盘三亚组一段砂体与砂体对接,断层既可起垂向输导也可起侧向输导作用。2 号断裂宝岛段两侧三亚组砂体发育,且对接好,油气可以通过 2-1 号断层运移成藏。

### 3.3.4 油气运聚成藏模式

(1)2 号断层东段成藏模式:松涛-宝岛凹陷北部以及 2 号断裂周缘证实发育构造或构造+岩性复合油气藏(图 3)。成藏要素是:①烃源落实且充足,主要来自宝岛凹陷,松东、松南凹陷亦有贡献。源岩类型包括渐新统近岸浅海相暗色泥岩、海岸平原相含煤地层以及始新统湖相源岩;②储层发育且类型多样,分布在多个勘探层系,主要发育(扇)三角洲、滨海(临滨、潮坪、浅水台地)、低位扇以及岩性异常体。其中陵水组三段、一段、三亚组一段和梅山组为主要的储层发育层系;③盖层条件好,该区梅山组浅海相泥岩区域分布稳定,为良好的区域盖层。三亚组二段底部以及陵水组二段浅海相发育,分布较稳定,为良好的准区域盖层。④良好的垂向+侧向输导网络,凹陷内晚期断裂发育,有利于油气通过垂向方式向中浅层运移,再沿三亚组和陵水组一段输导层以及鼻状构造脊侧向运移聚集成藏。

(2)2 号断层西段成藏模式:2 号断层西段(乐东-陵水段)油气运聚以垂向为主(图 4),凹陷生成的油气沿 2 号断裂带垂向向上运移,一方面可以经崖城组和陵水组砂体侧向运移,最终在陵水组有利圈闭中聚集成藏,另一方面,因 2 号断裂带陵水段砂体与断层匹配较好,凹陷内生成的天然气可继续垂向向上运移,主要成藏层系为梅山组-乐东组。

## 3.4 南部隆起带(低凸起区)有利油气聚集带

南部隆起带(图 1)位于中央拗陷带以南,包括陵水凹陷南部斜坡(陵南低凸起)、松南凹陷南部斜坡(松南低凸起)、长昌凹陷南部以及北礁凹陷及其周边的广大深水区。近年,陆续在陵水凹陷深水区、松南低凸起、长昌凹陷深水区和北礁凹陷钻探了 LS22-1、LS33-1、YL2-1-1、YL19-1-1 和 CC26-1-1 共 5 口探井,其中在陵水凹陷南部斜坡(陵南低凸起)LS22-1 获得重大突破,证实深水区凹陷生油气能力,也昭示着盆地南部隆起带具有巨大资源潜力和

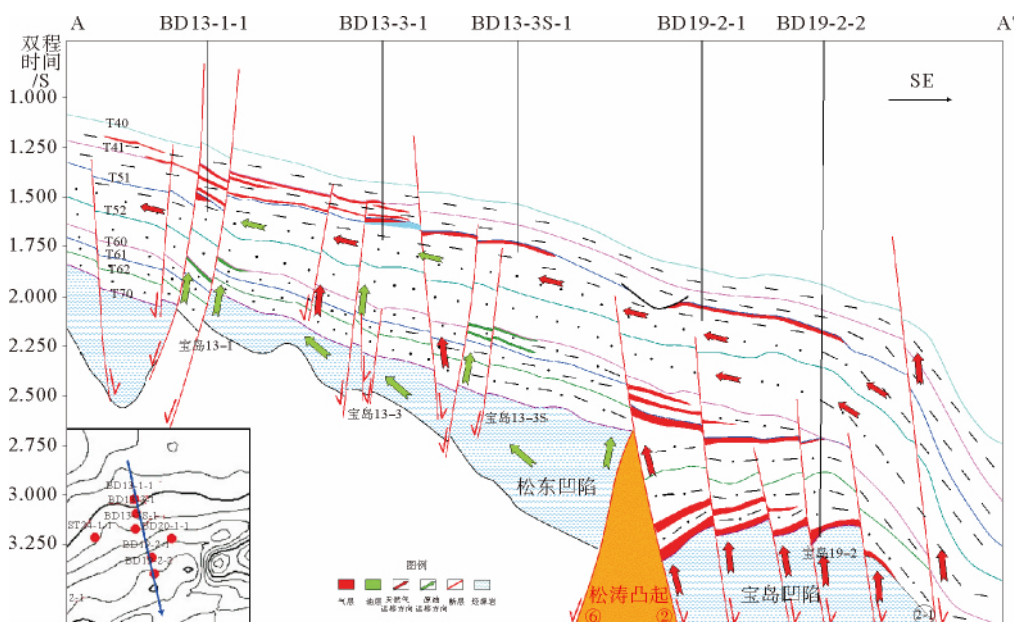


图 3 琼东南盆地宝岛凹陷北坡(2号断裂东段)油气运聚成藏模式(据中海油资料修改,2009)

Fig. 3 Hydrocarbon migration and accumulation model of north slope of Baodao sag (east of the 2nd Fracture) in Qiongdongnan Basin (modified after CNOOC, 2009)

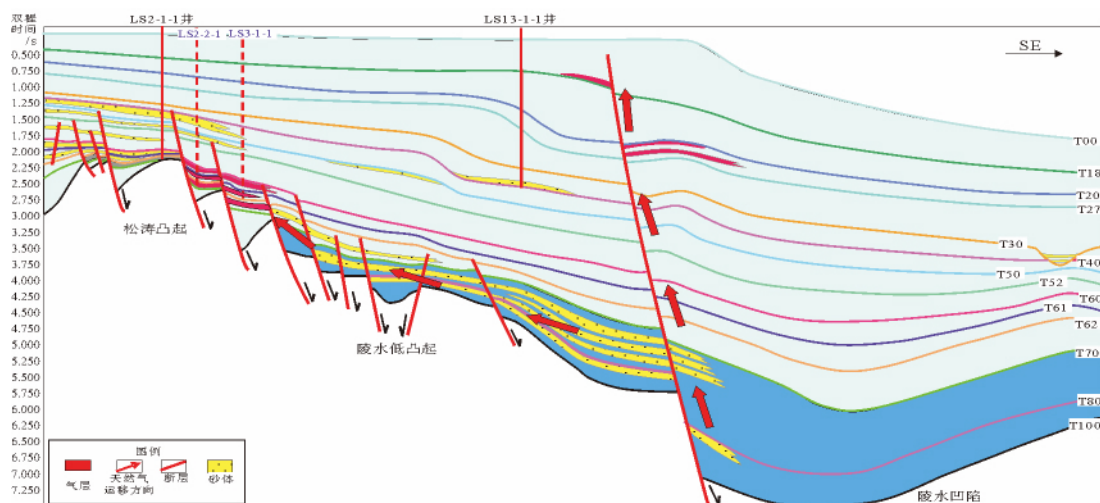


图 4 琼东南盆地 2 号断裂带西段(乐东-陵水凹陷)运聚成藏模式(据中海油资料修改,2010)

Fig. 4 Hydrocarbon migration and accumulation model of the west of the 2nd Fracture (Ledong-Lingshui Depression) in Qiongdongnan Basin (modified after CNOOC, 2010)

良好的勘探前景,其中低凸起区(陵南低凸起和松南低凸起)预测天然气资源量约  $16\ 000 \times 10^8\ m^3$ 。

### 3.4.1 烃源岩特征

陵南低凸起周边凹陷发育始新统和渐新统两套烃源岩以及中新统潜在烃源岩。沉积相分析表明,乐东-陵水、北礁凹陷始新统发育了湖相沉积,其中滨浅湖-中深湖相暗色泥岩是有利生油岩;同时,这些凹陷内及附近斜坡在崖城期发育与崖南凹陷相似的海相和海岸平原相地层,应发育相似的烃源岩<sup>[24-25]</sup>。由于乐东-陵水以及北礁凹陷始新统、渐新

统沉积厚度、埋深、分布面积均大,热演化程度高,应具有可观的资源潜力。陵南低凸起周缘钻井证实周边凹陷具备生烃能力,LS22-1 录井发现 73 m 连续气测异常段,电测解释气层 58.4 m,平均含气饱和度 74.3%,为崖城组腐殖型烃源岩生成的凝析油伴生气和煤气。北礁凹陷内 YL19-1-1 井,揭示了渐新统、中新统、上新统和第四系地层,其中,下渐新统崖城组煤系地层广泛发育,钻遇了海岸平原沼泽煤系地层及潮坪-潟湖暗色泥岩,TOC 含量高达 20%左右,整段地层平均超过 1%,显示了深水区主



要烃源岩的巨大生烃潜力。LS33-1井钻遇渐新统崖城组暗色泥岩 299.7 m,为滨岸平原-浅海相沉积,有机质类型为 III 型干酪根,总有机碳 TOC 在 0.33%~1.17%之间变化,平均值为 0.79%,为中等-较好烃源岩<sup>[26]</sup>。

#### 3.4.2 圈闭及储盖组合特征

南部隆起带(低凸起区)圈闭与储盖组合发育。松南低凸起区构造圈闭规模较小,岩性圈闭数量和规模较大,主要是断鼻和背斜以及岩性+构造圈闭(表2)。新落实的水道内岩性圈闭数量多,大部分构造的形成是以断层活动和披覆作用为主,具有较大勘探潜力<sup>[27]</sup>。陵南低凸起带有多个在大型古隆起上长期继承性发育的背斜、断背斜构造,具有多层圈闭,垂向叠置好,成群成带分布,资源潜力大。利用新三维资料新落实了发育在中央水道内和水道上部的大批岩性圈闭<sup>[28-29]</sup>。

沉积相分析认为,南部低凸起区受北部、南部隆起双向物源供应,有利于储层发育。以陵南低凸起区为例,低凸起区及周缘发育崖城组滨海相、陵水组滨海相-扇三角洲相、三亚组低位滨海相-滨海相、梅山组生物礁及礁沟间的水道充填相、以及浅层莺歌海组水道砂岩储层沉积<sup>[30]</sup>。陵南低凸起区储盖组合主要有3套:①始新统冲积平原与崖城组浅海相泥岩储盖组合;②陵水组三段底部潮控滨海砂岩与陵二段浅海相泥岩储盖组合,陵一段滨海相砂岩、三亚组二段低位滨海相砂岩与三亚组二段浅海相泥岩储盖组合;③梅山组生物礁、三亚组一段混积滨海相砂岩与黄流组泥岩储盖组合。松南低凸起也主要有3套储盖组合:①始新统冲积平原相砂岩与崖城组浅海相泥岩储盖组合;②崖城组生物礁与上部浅海相泥岩储盖组合;③梅山组生物礁与黄流组泥岩储盖组合。

#### 3.4.3 油气运移输导条件

南部隆起带构造与沉积特征复杂,油气运移以凹陷内超压为动力,垂向断裂和同生控凹断层及其附近断坡扇砂体为纵向运移通道,斜坡低凸起上不整合面以及三角洲、滨海相砂岩为侧向运移通道,纵/侧向运移通道互相配置形成良好的油气运移输导条件。深水区油气运移通道主要包括作为输导层的高孔隙渗透带、断裂和不整合面。古近纪时期,深水低凸起及其邻区断裂较发育,活动较强,而到了新近纪油气开始运聚时期大部分断层都停止了活动,但由于这些断层一般切割了古近纪时期发育的砂岩输导层,因而晚期天然气等流体沿连续性砂体等侧向输导运移会受到早期古近纪断层活动形成的侧向

封堵性的显著影响<sup>[25]</sup>。新近纪时期,南部深水隆起带凸起区及其周围凹陷的主力烃源岩都进入生排烃的高峰期,然而此时的断层活动却相对较弱,凸起区的输导系统主要是以能作为纵向或横向输导的砂岩和礁滩等输导体为主,以及少量的能起垂向导作用的穿层断裂(表2)。渐新世晚期,盆地发生了构造应力场转变,造成琼东南盆地区域性抬升,松南-宝岛凹陷、北礁凹陷和陵水凹陷内部发育多个区域性不整合面,可作为油气侧向运移的主要通道,但不整合面的油气输导能力主要取决于界面上下砂体的发育程度,即最终还是决定于砂岩输导体发育与否<sup>[24-25]</sup>。

#### 3.4.4 油气运聚成藏模式

陵南低凸起和松南低凸起上发育的构造脊,分别位于陵水凹陷和松南凹陷的南侧,是油气运移的必经之路,也是南部隆起带有利成藏区域。总体来说,油气首先依靠深入凹陷的扇三角洲、斜坡扇、盆地扇、浊积扇等砂体沟通烃源,通过与之相通断层垂向导运,然后通过周缘的滨海砂体作侧向导运,最后在构造脊形成的有利圈闭保存下来。

(1)陵南低凸起油气成藏模式:推测为发育在陵南低凸起上的构造和岩性油气藏,关键成藏要素为(图5A):①临近富生烃凹陷中央,源岩为始新统湖相泥岩和崖城组海岸平原相-浅海相泥岩;②储层以崖城组、陵水组滨海相砂岩、三角洲相砂岩为主,三亚组可能发育低位滨海沉积;③圈闭位于压力过渡带或常压带,是凹陷中超压油气的运移指向,陵南低凸起西区油气沿断层及断坡扇垂向导运到凸起区后,再侧向导运到圈闭中成藏或继续沿底辟或水力压裂产生的裂隙向上运移至水道砂体中聚集成藏;东区沿构造脊、输导砂体侧向导运成藏;④圈闭条件好,以背斜-披覆背斜为主,构造区具振幅异常,中央水道沉积充填砂体岩性圈闭发育,是形成岩性油气藏的优良场所。

(2)松南低凸起油气成藏模式:位于低凸起高部位的古近系开始发育的中深层构造圈闭,多不具备成熟本地烃源,烃源以凹陷内始新统中深湖相泥岩、崖城组半封闭浅海相泥岩为主,凹陷内生成的油气沿与之接触的各类型砂体和不整合面侧向导运到构造区,再沿断层垂向导运至圈闭内成藏。莺歌海组中央水道有关的岩性(构造+岩性)圈闭,部分具有本地成熟烃源,本地生成的油气通过沟源断裂或微裂隙直接垂向导运至圈闭内成藏;对于不具备本地成熟烃源的,烃源以凹陷内始新统中深湖相泥岩、崖城组半封闭浅海相泥岩为主,凹陷内生成的油气沿

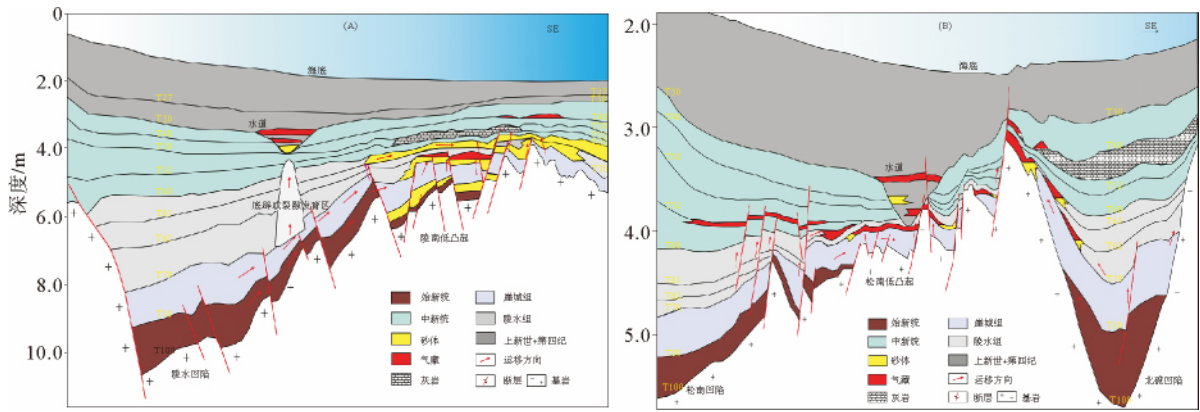


图 5 琼东南盆地南部隆起带凸起(低凸起)区油气运聚成藏模式(据中海油资料修改,2010)

Fig. 5 Hydrocarbon migration and accumulation model of Southern uplift bumps(low uplift) in Qiongdongnan Basin (modified after CNOOC, 2010)

与之接触的各类型砂体和整合面侧向运移到圈闭底部后,再沿着断裂或者微裂隙垂向运聚成藏(图 5B)。

### 4 有利油气聚集带成藏主控因素

琼东南盆地目前除 YC13-1、YC13-4 和 LS22-1 获得商业性气流外,其他地区尚未获得工业性油气流突破,不同有利油气聚集带勘探失利原因各异,不一而足,以下仅根据不同区带部分代表性钻井钻后成败分析简单剖析、总结盆地不同有利油气聚集带油气成藏主控因素(表 2)。

#### 4.1.1 环崖南凹陷

SY13-1 低凸起勘探成功,发现 YC13-1、YC13-4 两个气田和 YC13-6 含气构造,多口井均见异常活跃气测显示,但基本无商业发现。未成藏原因各异,例如,YC19-1 构造主要目的层陵水组三段砂岩物性差,油气运移通道不畅而无法成藏;YC26-1 构造陵三段虽然砂体较厚但储层物性差(孔隙度<10%),也未能成藏。YC14-2、YC15-3 为地层和岩性圈闭,因岩性太粗(陵一段砂岩含量 85%、64%)导致封闭性失效,未能成藏。由此可以认为:崖南凹陷生成的油气虽然已大规模向普遍发育较好储盖组合的 3 号带地区运移,但储层、圈闭条件的好坏是决定油气能否成藏的主控因素<sup>[2-3]</sup>。

#### 4.1.2 宝岛凹陷北坡

宝岛凹陷北坡的储盖组合条件较好,但由于储层物性尤其是渗透性较差,导致储量丰度低。松东凹陷 ST24-1-1 井揭示,陵水组三段、一段,三亚组、都发生过显著地油气运移,但仅有三亚组一段成藏,主要得益于圈闭条件好;陵水组二段以砂泥岩互层

为主的岩性,难以对陵水组三段形成有效侧封,导致油气逸散。BD19-1-1、BD19-2-2、BD15-3-1、BD20-1-1 等井在三亚组一段大多发现气层或见很好的录井气测显示,三亚组二段见油侵、油斑砂岩,陵水组一段井壁心有荧光显示;但 BD15-3 陵水组一段和 BD19-2 陵水组三段发现厚层 CO<sub>2</sub> 气层。由此可以看出,宝岛凹陷及其北坡烃源及储盖条件都不差,油气显示活跃,但本区成藏受控于圈闭与储层的质量及 CO<sub>2</sub> 的干扰。

#### 4.1.3 2 号断裂带

2 号断裂带附近油气钻探结果表明,松南凹陷 ST4-2-1、ST36-1-1 井测井均全无油气层,但有含水层。LS4-2-1 井钻探揭示陵水组三段发育大套砂岩(物性稍差),与陵水组二段、三亚组大套泥岩构成储盖组合,但陵水组三段砂岩连通性差,缺乏良好输导层,难以成藏。ST36-1-1 井钻后评价认为,虽然盖层条件好(黄流、梅山、三亚组均钻遇大套泥岩),但钻遇砂岩岩性普遍偏细,泥质含量高,物性差,且中新世后缺乏有效的断裂活动,因而纵向运移通道不畅。2 号带后期断裂不发育,上覆莺歌海-乐东组厚层泥岩,有利于天然气藏的保存,但也给天然气的垂向运移带来不利影响。因此,本区的主要成藏控制因素在于运移通道及储层的物性条件。

#### 4.1.4 南部隆起带(低凸起区)

琼东南深水低凸起区除在新近系中央峡谷发现 LS22-1 气藏外,其他井均未获得突破。LS22-1-1 为峡谷内水道侧翼封堵半背斜,在莺歌海组浊积水道砂发现气层约 60 m。LS33-1-1 井钻遇崖城组泥岩生烃能力良好(TOC:0.6%~1.22%),但埋藏浅成熟度低,且储层缺失影响油气侧向输导,陵水凹陷油气向低凸起侧向运移受阻;YL2-1-1 钻探认为峡谷

内储层发育,但油气侧向运移距离远、垂向运移通道不发育。因此,本区油气成藏的主控因素为油气储层条件与运移输导条件,因而下步应重视油气输导与运聚条件研究。

## 5 盆地有利油气勘探方向

综前所述,琼东南盆地存在多个有利油气聚集带,这些有利油气聚集带即是盆地有利油气勘探方向和重点勘探领域,遵循油气勘探领域突破与油气储量接替并重的原则,根据不同有利油气聚集带基本地质特征,结合油气勘探实际,优选有利目标进行重点勘探评价,相信一定能够获得油气勘探的新突破。以下重点对4个有利油气勘探区域进行综合分析并阐述。

(1)环崖南凹陷周缘勘探程度高。目前这个领域已钻探探井10余口,发现气田2个,天然气探明储量达千亿方,其中三维区储量探明率72%,未探资源量384亿方,三维区潜力挖掘难以持续;二维区探明44亿方,未探资源量1423亿方,探明率只有3%,是崖城气田储量接替的主要潜力区。该区钻井证实主要气层富集在陵三段和三亚一段,潜力层段主要在三亚一段。该领域天然气主要来源于崖南凹陷,构造上具有断层近东西走向特征,而沉积上储层南北向展布的特点,圈闭主要受三号、五号断层等近东西向断层横向遮挡形成南北向储层单元分隔和储层东西向尖灭共同形成。环崖南凹陷区陵三段、三亚组成藏组合优良,为崖城13-1气田寻找接替储量的主力勘探层系,同时,该区发育三亚、梅山、黄流组多个岩性圈闭,具备较大的勘探潜力,是下步勘探研究重点领域。

(2)宝岛区成藏条件优越。多口井钻遇气层,已经发现烃类气三级地质储量约284亿 $m^3$ ,该区陵水组与三亚、梅山组存在多个有利圈闭,但是受储量丰度较低,储层物性较差限制,目前尚未能开发生产。针对该区主要勘探策略是评价具有立架潜力的大目标。主要方向:一是挖掘深部陵水组的潜力目标;二是落实梅山、三亚组较大规模的砂体形成的岩性圈闭。选取有利目标重点评价,以实现该区立架建产的目标。

(3)2号断裂带附近陵水凹陷北坡浅层陆架边缘体系域的岩性圈闭群层位埋藏浅,地震异常十分明显,与构造叠置好,是天然气成藏的有利区带,该区发育陵水19-1、陵水9-1、9-2、15-1S等有利目标,下步可重点勘探评价。

(4)深水南部低凸起中央峡谷已经发现陵水22-1气藏,证实中央拗陷发育烃源和大型储层,勘探潜力大,是天然气勘探发展的主要研究领域。但是,面临着烃源埋藏浅、成熟度低,储层缺失影响油气侧向疏导,油气垂向运移通道欠发育等一系列问题,下步应重视油气输导与运聚研究。围绕富生烃凹陷,评价优选中央峡谷岩性-构造圈闭带、松南低凸起披覆背斜构造带、宝岛南部断阶构造带、长昌南部鼻状构造带等重点目标,以实现南部深水更大突破。

## 6 结论

(1)琼东南盆地有效烃源分布、油气运聚方式、层序序列和沉积体系以及凹陷构造格局均存在较大的差异性,已发现油气及油气显示分布表明盆地存在环崖南凹陷有利油气聚集带、宝岛凹陷北坡有利油气聚集带、2号断裂带有利油气聚集带、南部隆起带(低凸起区)有利油气聚集带四大有利油气聚集带。

(2)盆地古近纪断裂活动较强烈,新近纪断裂系统普遍不甚发育,且纵向尚未切穿中新统地层,最终导致早期深部古近系油气难以运聚至上覆浅部新近系地层之中,故严重制约和影响了油气纵向运聚成藏与分布格局。

(3)有利油气聚集带即是盆地有利油气勘探方向和重点勘探领域,可根据不同有利油气聚集带基本地质特征,优选盆地环崖南凹陷区、宝岛凹陷周缘、2号断裂带附近、南部深水低凸起区有利目标进行重点勘探评价。

## 参考文献(References)

- [1] 李绪宣. 琼东南盆地构造动力学演化及油气成藏研究[D]. 中国科学院广州地球化学研究所, 2004. [LI Xuxuan. Geodynamic evolution and the petroleum research of the Qiongdongnan Basin[D]. Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, 2004.]
- [2] 朱伟林, 张功成, 杨少坤, 等. 南海北部大陆边缘盆地天然气地质[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007: 101. [ZHU Weilin, ZHANG Gongcheng, YANG Shaokun, et al. Gas Geology of Continental Margin in Northern South China Sea[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 101.]
- [3] 何家雄, 刘海龄, 姚永坚, 等. 南海北部边缘盆地油气地质及资源前景[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 84-85. [HE Jiexiong, LIU Hailing, YAO Yongjian, et al. The petroleum geology and the resource potential of the marginal basins in the

- Northern South China Sea[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007;84-85.]
- [4] Ru K, Pigott J D. Episodic rifting and subsidence in the South China Sea[J]. AAPG Bulletin, 1986,70: 1136-1156.
- [5] 袁玉松,杨树春,胡圣标等. 琼东南盆地构造沉降史及其主控因素[J]. 地球物理学报, 2008, 51(2): 376-383. [YUAN Yusong, YANG Shuchun, HU Shengbiao, et al. Tectonic subsidence of Qiongdongnan Basin and its main control factors[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2008, 51(2): 376-383.]
- [6] 李思田. 南海北部大陆边缘盆地幕式裂陷的动力过程及 10 Ma 以来的构造事件[J]. 科学通报, 1998, 43(8): 797-810. [LI Sitian. Dynamical processes in northern South China Sea continental margin and episodic rifting tectonic events since 10Ma [J]. Chinese Science Bulletin, 1998, 43(8): 797-810.]
- [7] 李绪宣,钟志洪,董伟良,等. 琼东南盆地古近纪裂陷构造特征及其动力学机制[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(6): 713-721. [LI Xuxuan, ZHONG Zhihong, DONG Weiliang, et al. Paleogene rift structure and its dynamics of Qiongdongnan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(6): 713-721.]
- [8] 赵民,张晓宝,吉利明,等. 琼东南盆地构造演化特征及其对油气藏的控制浅析[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 494-502. [ZHAO Min, ZHANG Xiaobao, JI Liming, et al. Characteristics of Tectonic Evolution and Brief Discussion about Its Controlling on Reservoirs in the Qiongdongnan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 494-502.]
- [9] 钟志洪,王良书,李绪宣,等. 琼东南盆地古近纪沉积充填演化及其区域构造意义[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2004, 24(1): 29-36. [ZHONG Zhihong, WANG Liangshu, LI Xuxuan, et al. The paleogene basin-filling evolution of qiongdongnan basin and its relation with seafloor spreading of the south china sea [J]. Marine Geology and Quaternary Geology, 2004, 24(1): 29-36.]
- [10] 谢文彦,张一伟,孙珍,等. 琼东南盆地断裂构造与成因机制[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2007, 27(1): 71-78. [XIE Wenyan, ZHANG Yiwei, SUN Zhen, et al. Characteristics and formation mechanism of faults in Qiongdongnan Basin [J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2007, 27(1): 71-78.]
- [11] 张功成,李增学,何玉平,等. 琼东南盆地煤地球化学特征[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(5): 693-699. [ZHANG Gongcheng, LI Zengxue, HE Yuping, et al. Coal geochemistry of Qiongdongnan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(5): 693-699.]
- [12] 胡忠良. 琼东南盆地崖南凹陷烃源岩生烃动力学和油气成藏研究[D]. 中国科学院广州地球化学研究所, 2005. [HU Zhongliang. Hydrocarbon source rocks and hydrocarbon accumulation dynamics research of Yanan Sag in the Qiongdongnan Basin [D]. Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, 2005.]
- [13] Yuhong Xie, Zhenfeng Wang, Chuanxin Tong. Petroleum geology of Yacheng 13-1, the largest gas field in China's offshore region [J]. Marine and Petroleum Geology, 2008, 25: 433-444.
- [14] 何家雄,夏斌,孙东山,等. 琼东南盆地油气成藏组合、运聚规律与勘探方向分析[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 53-58. [HE Jiaxiong, XIA Bin, SUN Dongshan, et al. Hydrocarbon accumulation, migration and play targets in the Qiongdongnan Basin, South China Sea [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(1): 53-58.]
- [15] 张新顺,黄志龙,范彩伟,等. 琼东南盆地宝岛北坡断层封闭性与油气运聚关系[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(2): 356-364. [ZHANG Xinshun, HUANG Zhilong, FAN Caiwei, et al. Fault sealing capacity and relationship with oil-gas accumulation at Baodao Northern slope [J]. Natural Gas Geosciences, 2013, 24(2): 356-364.]
- [16] 刘正华,陈红汉. 琼东南盆地天然气成因类型及其烃源探讨[J]. 石油实验地质, 2011, 33(6): 639-644. [LIU Zhenghua, CHEN Honghan. Origin mechanism and source rock for natural gas in Qiongdongnan Basin, South China Sea [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(6): 639-644.]
- [17] 黄保家,李里,黄合庭. 琼东南盆地宝岛北坡浅层天然气成因与成藏机制[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 530-536. [HUANG Baojia, LI Li, HUANG Heting. Origin and accumulation mechanism of shallow gas in the North Baodao slope, Qiongdongnan Basin, South China Sea [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 530-536.]
- [18] 韩光明,李绪深,王立锋,等. 琼东南盆地宝岛凹陷北坡断裂体系新认识及与天然气成藏关系[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(2): 352-355. [HAN Guangming, LI Xushen, WANG Lifeng, et al. New explanation of fault system in Baodao Sag's Northern Slope of Qiongdongnan Basin and its affect for natural gas accumulation [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(2): 352-355.]
- [19] 于俊峰,段如泰. 琼东南盆地 2 号断裂东带发育特征及形成机理[J]. 大地构造与成矿学, 2008, 32(3): 293-299. [YU Junfeng, DUAN Rutai. Forming mechanism and developing characteristics of eastern segment of no. 2 fault zone in qiongdongnan basin [J]. Geotectonica et Metallogenia, 2008, 32(3): 293-299.]
- [20] 李绪宣,朱光辉. 琼东南盆地断裂系统及其油气输导特征[J]. 中国海上油气, 2005, 17(1): 1-7. [LI Xuxuan, ZHU Guanghui. The fault system and its hydrocarbon carrier significance in Qiongdongnan Basin [J]. China Offshore Oil and Gas, 2005, 17(1): 1-7.]
- [21] 刘文超,叶加仁,雷闯,等. 琼东南盆地乐东凹陷烃源岩热史及成熟史模拟[J]. 地质科技情报, 2011, 30(6): 110-115. [LIU Wenchao, YE Jiaren, LEI Chuang, et al. Geothermal and maturation histories modeling of the source rocks in the Ledong sag, Qiongdongnan Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2011, 30(6): 110-115.]
- [22] 雷超. 南海北部莺歌海-琼东南盆地新生代构造变形格局及其演化过程分析[D]. 中国地质大学(武汉), 2012. [LEI Chao. Cenozoic tectonic deformation structure and evolution analysis of Yinggehai and Qiongdongnan Basins in Northern South China Sea [D]. Chinese Geology University (Wuhan), 2012.]
- [23] 林海涛,任建业,雷超,等. 琼东南盆地 2 号断层构造转换带及

- 其对砂体分布的控制[J]. 大地构造与成矿学, 2010, 34(3): 308-316. [LIN Haitao, REN Jianye, LEI Chao, et al. Tectonic Transfer Zone of No. 2 Fault and its Controls on Sandbody Distribution in the Qiongdongnan Basin[J]. Geotectonica et Metallogenia, 2010, 34(3): 308-316.]
- [24] 游君君, 孙志鹏, 李俊良, 等. 琼东南盆地深水区松南低凸起勘探潜力评价[J]. 中国矿业, 2012, 21(8): 56-59. [YOU Junjun, SUN Zhipeng, LI Junliang, et al. Exploration and potential of Song nan low-uplift in the deep water region, Qiongdongnan basin[J]. China Mining Magazine, 2012, 21(8): 56-59.]
- [25] 张功成, 米立军, 吴景富, 等. 凸起及其倾没端—琼东南盆地深水区大中型油气田有利勘探方向[J]. 中国海上油气, 2010, 22(6): 360-368. [ZHANG Gongcheng, MI Lijun, WU Jingfu, et al. Rises and their plunges; favorable exploration directions for major fields in the deepwater area, Qiongdongnan Basin[J]. China offshore oil and gas, 2010, 22(6): 360-368.]
- [26] 黄保家, 李绪深, 王振峰, 等. 琼东南盆地深水区烃源岩地球化学特征与天然气潜力[J]. 中国海上油气, 2012, 24(4): 1-7. [HUANG Baojia, LI Xushen, WANG Zhenfeng, et al. Source rock geochemistry and gas potential in the deep water area, Qiongdongnan Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2012, 24(4): 1-7.]
- [27] 朱继田, 裴健翔, 孙志鹏, 等. 琼东南盆地新构造运动及其对晚期油气成藏的控制[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(4): 649-656. [ZHU Jitian, PEI Jianxiang, SUN Zhipeng, et al. Feature of Neotectonism and Its Control on Late Hydrocarbon Accumulation in Qiongdongnan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(4): 649-656.]
- [28] 付彦辉. 琼东南盆地南部深水水道沉积体系及其油气意义[D]. 中国石油大学, 2009. [FU Yanhui. Southern deepwater sedimentary system and its hydrocarbon significance of the Qiongdongnan basin[D]. China University of Petroleum, 2009.]
- [29] 许怀智, 蔡东升, 孙志鹏, 等. 琼东南盆地中央峡谷沉积充填特征及油气地质意义[J]. 地质学报, 2012, 86(4): 641-650. [XU Huaizhi, CAI Dongsheng, SUN Zhipeng, et al. Filling characters of central submarine canyon of Qiongdongnan Basin and its significance of petroleum geology[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(4): 641-650.]
- [30] YU Junfeng, PEI Jianxiang. New Insight into Oil and Gas Exploration in Miocene and Late Oligocene Strata in Qiongdongnan Basin[J]. Journal of Earth Science, 2009, 20(5): 811-823.



## THE FAVORABLE PETROLEUM ACCUMULATION BELTS AND EXPLORATION TARGETS IN QIONGDONGNAN BASIN ON THE MARGIN OF NORTHERN SOUTH CHINA SEA

HU Yang<sup>1</sup>, ZHANG Wei<sup>2,3</sup>, ZHANG Jingru<sup>2,3</sup>, GONG Xiaofeng<sup>2,3</sup>, LI Xiaotang<sup>2,3</sup>, LIU Zhijie<sup>2,3</sup>

(1. School of Nuclear Research Engineering of University of South China, Hengyang 421001, China;

2. Key Laboratory of Marginal Sea Geology, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China;

3. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

**Abstract:** The Qiongdongnan Basin is located in the juncture of the Pacific plate, India–Australia plate and Eurasian plate, and characterized by complex Cenozoic tectonic and sedimentary evolution and petroleum geology. The basic tectonic pattern in “E–W zonation and S–N segmentation” made the depressions of the basin different in the distribution of valid source rocks, petroleum accumulation conditions, stratigraphic and sedimentary system and structural framework. Based on the tectonic evolution and sedimentary filling history, combined with oil and gas exploration practice in the basin, we generalized four favorable petroleum accumulation belts, including the Yanan sag and its surrounding area, the northern area of Baodao sag, the No. 2 Fracture tectonic belt, and the southern uplift (low uplift) area. According to the petroleum geological features, this paper analyzed in depth the source rocks, reservoir–cap assemblages, petroleum conduction and migration conditions as well as hydrocarbon accumulation models of each favorable petroleum accumulation belt, and main accumulation controlling factors of each belt were also figured out based on above work. Finally, we proposed the prospecting targets of the basin, so as to provide some clues for the future oil and gas exploration and resources assessment.

**Key words:** favorable petroleum accumulation belt; petroleum geology characteristic; accumulation controlling factors; exploration targets; Qiongdongnan Basin