

https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.508



# 南海南部三大盆地油气地质条件差异性

谢晓军, 赵志刚, 张功成, 刘世翔, 王 龙, 宋 双, 傅 宁,  
张厚和, 王一博, 唐 武, 郭 佳, 孙 瑞

中海油研究总院, 北京 100028

**摘要:** 前人对万安、曾母、文莱—沙巴盆地的油气地质条件开展大量研究, 对盆地之间的油气地质条件差异性研究较少。以前人大量研究成果为基础, 综合利用钻井、地震、油气测试等资料, 对中国南海南部万安、曾母、文莱—沙巴三大盆地的主要油气地质条件开展差异性分析。研究认为: 3个盆地新生代均经历了两期构造演化阶段, 主要发育海陆过渡相和海相沉积环境; 3个时期(渐新世、中新世和上新世)发育三角洲煤系和陆源海相两类烃源岩, 主力烃源岩发育时期从西往东逐渐变新; 发育碎屑砂岩和碳酸盐岩两类储层, 呈现“近岸砂、远岸礁”分布特征, 储层发育时期从西往东逐渐变新; 发育近岸的自生自储型和远岸的下生上储型2种生储组合。

**关键词:** 构造—沉积特征; 烃源岩; 储层; 生储组合; 中国南海南部。

**中图分类号:** P618.130.2

**文章编号:** 1000-2383(2018)03-0802-10

**收稿日期:** 2017-10-08

## Hydrocarbon Geological Differences of Three Basins in Southern South China Sea

Xie Xiaojun, Zhao Zhigang, Zhang Gongcheng, Liu Shixiang, Wang Long, Song Shuang, Fu Ning,  
Zhang Houhe, Wang Yibo, Tang Wu, Guo Jia, Sun Rui

CNOOC Research Institute, Beijing 10028, China

**Abstract:** Many studies have been carried out on the hydrocarbon geologic conditions of Wan'an, Zengmu and Brunei-Sabah basins. However, there are few studies on the difference of hydrocarbon geologic conditions among basins. Based on a lot of previous research results, drilling, seismic data and oil and gas testing data were comprehensively used to analyse the main difference of hydrocarbon geology in the Wan'an, Zengmu and Brunei-Sabah basins in southern South China Sea. The study shows that the Cenozoic of the three basins all developed two tectonic stages, mainly developing marine-land transitional facies and marine depositional environment. Three periods (Oligocene, Miocene and Pliocene) developed two types of source rocks, i.e. the coal measures and terrigenous marine facies, the period of major source rock is gradually new from west to east. Developed two types of reservoirs, i.e. clastic sandstone and carbonate rock, reservoirs distribution may be characterized by near shore sand and distant shore reef, the reservoirs period is gradually new from west to east. There are two combination of source rock and reservoirs, i.e. the distant shore self-generation and self-reservoiring and the near shore lower-generation and upper-reservoiring.

**Key words:** tectonic-sedimentary features; source rocks; reservoirs; combination of source rock and reservoirs; Southern South China Sea.

南海南部蕴含十分丰富的油气资源, 是我国未来油气勘探的重要接替区之一。据不完全统计, 截至2013年, 周边国家在南海南部共发现油气田347个,

主要集中在万安盆地(面积约 $7.8 \times 10^4$  km<sup>2</sup>)、曾母盆地(面积约 $7 \times 10^4$  km<sup>2</sup>)和文莱—沙巴盆地(面积约 $10 \times 10^4$  km<sup>2</sup>)等三大盆地中(图1), 石油地质储量约

**基金项目:** 国家自然科学基金项目(No.91528303); 国家科技重大专项(No.2016ZX05026004-006)。

**作者简介:** 谢晓军(1978—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事海洋油气地质综合研究工作。ORCID: 0000-0001-7768-1586. E-mail: xiexj@cnooc.com.cn

**引用格式:** 谢晓军, 赵志刚, 张功成, 等, 2018. 南海南部三大盆地油气地质条件差异性. 地球科学, 43(3): 802-811.



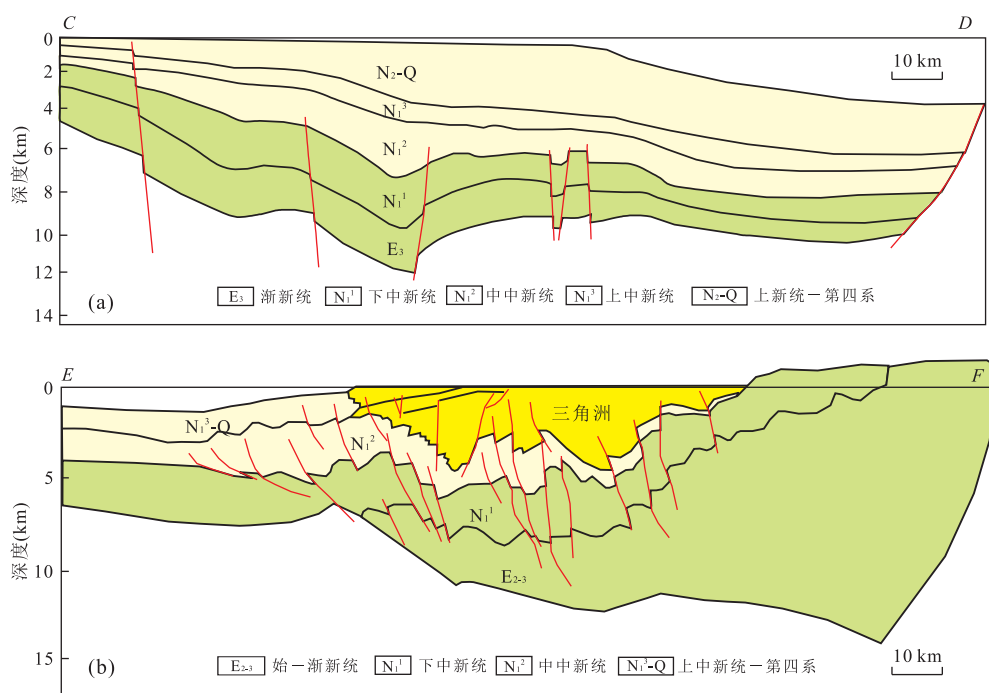


图 3 曾母和文莱—沙巴盆地结构剖面图

Fig.3 Structural profiles of Zengmu and Brunei-Sabah basins

a.曾母盆地结构剖面图;b.文莱—沙巴盆地结构剖面图;位置见图 1

四纪)为河流—海岸平原—三角洲—滨浅海—半深海沉积环境;物源主要来自盆地的南侧。

文莱—沙巴盆地是在增生楔的基础上发育的盆地,新生代早期构造演化与万安和曾母盆地有很大不同,始新世—早中新世为俯冲增生期,中中新世—第四纪同样为坳陷期。俯冲增生期为深水沉积体系,以浊积体—滨浅海—半深海为主,物源来自盆地西南侧;坳陷期都为三角洲—滨浅海—半深海沉积体系,但半深海的范围逐渐变小,滨浅海的范围逐渐变大,三角洲从南往北不断向盆地推进,水体逐渐变浅,物源来自盆地南侧。

## 2 烃源岩差异性比较

三大盆地均发育两类烃源岩,即三角洲煤系烃源岩(岩性主要为炭质泥岩和煤)和陆源海相烃源岩(岩性为海相暗色泥岩),生烃母质主要来自陆源高等植物,富含奥利烷和双杜松烷;以Ⅱ-Ⅲ型干酪根类型为主(杨楚鹏等,2010;马良涛等,2012;王登等,2013a,2013b;马良涛和李世熊,2014;郑涛等,2014)。

三大盆地共发育 3 个时期的烃源岩,分别是渐新世、中新世和上新世;万安和曾母盆地烃源岩主要是渐新世和中新世,文莱—沙巴盆地是中—晚中新世和

上新世;主力烃源岩发育时期从西往东逐渐变新,万安盆地为断坳期(渐新世—中中新世)的早中新世,曾母盆地为断坳期(渐新世—早中新世)晚期的早中新世和坳陷期早期的中中新世,文莱—沙巴盆地为坳陷期(中中新世—第四纪)中期的晚中新世。

渐新世烃源岩主要发育在万安和曾母盆地(图 4)。图 4 中右图的炭质泥岩和煤代表煤系烃源岩,泥岩代表陆源海相烃源岩;从地化指标上看,该时期烃源岩质量表现为曾母盆地(样品数 70)优于万安盆地(样品数 87)。

万安盆地以Ⅱ<sub>2</sub>-Ⅲ型干酪根为主,氢指数(HI)主体在 200~300 mg/g 之间,局部在 400 mg/g 附近。煤系烃源岩 TOC 位于 10%附近,S1+S2 主要在 10 mg/g 和 80 mg/g 附近集中分布,局部的高值说明万安盆地局部发育较好的煤系烃源岩;陆源海相烃源岩 TOC 主体位于 1%附近,S1+S2 分布零散在 0.2~7.0 mg/g 之间,缺乏规律。

曾母盆地以Ⅱ<sub>1</sub>-Ⅱ<sub>2</sub>干酪根为主,少量Ⅲ型干酪根,氢指数(HI)主体在 100~400 mg/g 之间,局部达 500 mg/g。煤系烃源岩一般在 40%~60%之间,S1+S2 在 10~100 mg/g 均有分布,局部高达 300 mg/g;陆源海相泥岩 TOC 主体位于 1%~2%之间,S1+S2 主体分布在 0.7~5.0 mg/g 之间。

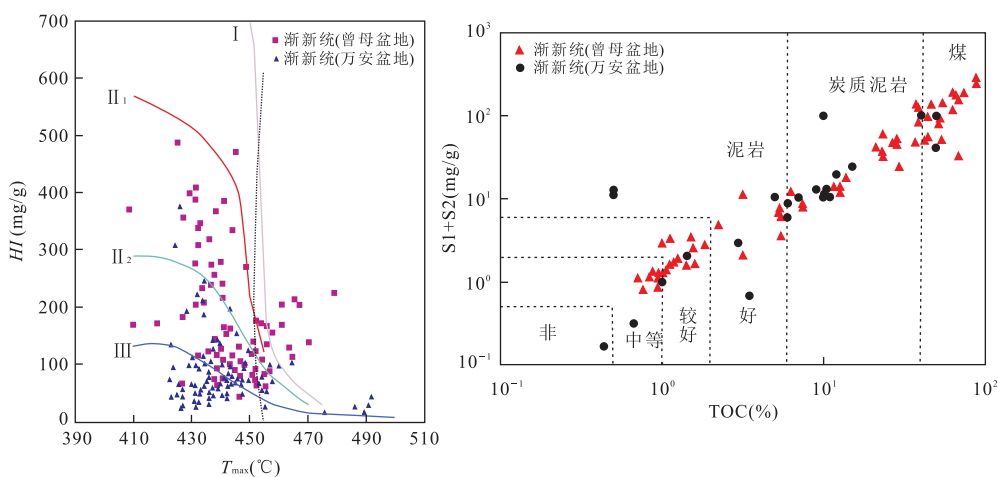


图 4 万安和曾母盆地渐新世烃源岩有机质类型与生烃潜力

Fig.4 Oligocene source rock organic matters types and hydrocarbon potential in Wan'an and Zengmu basin

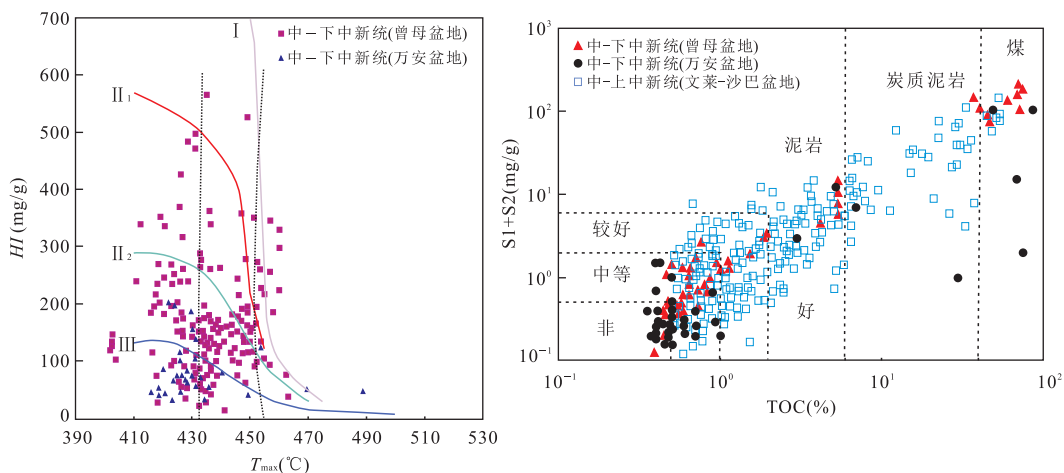


图 5 中新世烃源岩有机质类型与生烃潜力

Fig.5 Miocene source rock organic matters types and hydrocarbon potential

中新世烃源岩在 3 个盆地都有发育(图 5),图 5 中右图的炭质泥岩和煤代表煤系烃源岩,泥岩代表陆源海相烃源岩;从地化指标上看,该时期烃源岩质量表现为文莱—沙巴盆地(样品数 350)最优、曾母盆地(样品数 76)次之、万安盆地(样品数 31)相对较差。

万安盆地以 II<sub>2</sub>-III 型干酪根为主,氢指数(HI)较低,主体分布在 50~200 mg/g 之间。煤系烃源岩 TOC 主要位于 50%~80% 附近,S1+S2 零星分布在 10 mg/g 和 100 mg/g 附近;陆源海相烃源岩 TOC 主体位于 0.5%~1.0% 之间,S1+S2 主体分布在 0.2~2.0 mg/g 之间。

曾母盆地以 II<sub>2</sub>-III 型干酪根为主,少量 I 型干酪根,氢指数(HI)主体在 100~400 mg/g 之间,局部分布在 500~600 mg/g 之间。煤系烃源岩 TOC 主要位于 50%~80% 附近,S1+S2 在 150 mg/g 附近集中分

布;陆源海相烃源岩 TOC 主体位于 0.5%~1.0% 之间,S1+S2 主体分布在 0.5~2.0 mg/g 之间。

文莱—沙巴盆地以 II<sub>2</sub>-III 型干酪根为主,氢指数(HI)主体在 50~250 mg/g 之间,局部高达 600 mg/g 左右。煤系烃源岩 TOC 主要位于 50%~80% 附近,S1+S2 主体分布在 3~100 mg/g 之间;陆源海相烃源岩 TOC 主体位于 0.5%~1.0% 之间,S1+S2 主体分布在 0.5~10.0 mg/g 之间。

上新世烃源岩只在文莱—沙巴盆地发育,以 II<sub>2</sub>-III 型干酪根为主。氢指数(HI)主体在 50~300 mg/g 之间,TOC 介于 1%~4% 之间,局部高达 50%。

### 3 储层差异性对比

通过对三大盆地 300 多个油气田精细解剖发

现,从西往东,已发现油气田储层的发育层位逐渐变新。万安盆地渐新统和中中新统储量分别占盆地已发现储量的 10%和 90%;曾母盆地储量主要集中在上中新统,占盆地已发现储量的 85%;文莱—沙巴盆地储量主要集中在中中新统一上新统,上中新统和上新统分别占盆地已发现储量的 87%和 9%(图 6)。

新生代油气田的储层主要分为两种,分别是碎屑砂岩和碳酸盐岩。碎屑砂岩主要靠岸分布在三大盆地中,以在断坳期发育为主;从西往东,该类储层发育层位逐渐变新;万安盆地主要在渐新世和中中新世发育,曾母盆地主要发育在渐新世、中新世和上新世早期,文莱—沙巴盆地主要在中—晚中新世和上新世早期发育;碳酸盐岩以远岸分布在万安和曾母盆地中,以在坳陷期发育为主;从东往西,该类储层发育层位逐渐变新;万安盆地主要发育在中—晚中新世,曾母盆地主要发育在中新世和上新世早期。

垂向上,从下到上,储层物性都有变好的趋势。

万安盆地储层整体呈现“西砂东礁、早砂晚礁”的特点,碎屑砂岩储层主要分布在盆地西部,与三角洲沉积体系相关,主要在断坳期(渐新世—中新世)发育;渐新世砂岩储层主要为河流—三角洲砂岩,孔隙度在 5%~17%之间;早中新世砂岩储层为三角洲—滨浅海相极细—中粒砂岩,孔隙度平均 20%,渗透率平均 200 mD;中中新世砂岩储层为三角洲—滨浅海相极细—中粒砂岩,孔隙度在 13.2%~18%之间;晚中新世砂岩储层为深水浊积砂岩,孔隙度在 10%~30%之间,渗透率在 5~300 mD 范围之内。碳酸盐岩储层主要发育在盆地中部,与沉积时期的水

下古隆起相关,主要分布在断坳期晚期的中中新世和坳陷期(中中新世—第四纪)早期的晚中新世;中中新世碳酸盐岩储层以陆架滩/礁的生物灰岩、颗粒灰岩、泥灰岩为主,孔隙度在 15%~20%之间,最高达 40%,渗透率在 200~2 000 mD 之间;晚中新世碳酸盐岩储层以滨浅海碳酸盐岩台地/礁的生物灰岩、颗粒灰岩、泥灰岩为主,孔隙度平均为 25%左右,最高达 40%。

曾母盆地储层整体呈现“南砂北礁、早砂晚礁”的特点,碎屑砂岩储层主要分布在盆地南侧和西南侧,与三角洲沉积体系关系密切,碎屑砂岩储层主要发育在断坳期(渐新世—早中新世)和坳陷期早期的中—晚中新世和上新世早期;渐新世砂岩储层主要为河流—三角洲砂岩,孔隙度在 15%~38%之间;早中新世早期砂岩储层为分流河道、河口坝和浅海相砂岩,孔隙度在 10%~30%之间,渗透率在 100~600 mD 之间;早中新世晚期—中中新世早期砂岩储层为三角洲、滨海和浅海相砂岩,孔隙度在 10%~24%之间,渗透率平均在 1 000 mD 附近;中中新世晚期和晚中新世—上新世早期砂岩储层都为浅海相砂岩,孔隙度分别在 15%~35%和 28%~32%之间。碳酸盐岩储层主要发育在盆地东北部和西北部,是在水下古高地上发育起来的,主要在坳陷期早期的中新世—上新世早期发育;中中新世碳酸盐岩储层以碳酸盐岩台地、生物礁和堤岸沉积环境的生物灰岩、颗粒灰岩、泥灰岩为主,孔隙度在 10%~40%之间,渗透率在 20~350 mD 之间;晚中新世—上新世早期碳酸盐岩储层以碳酸盐岩台地、生物礁

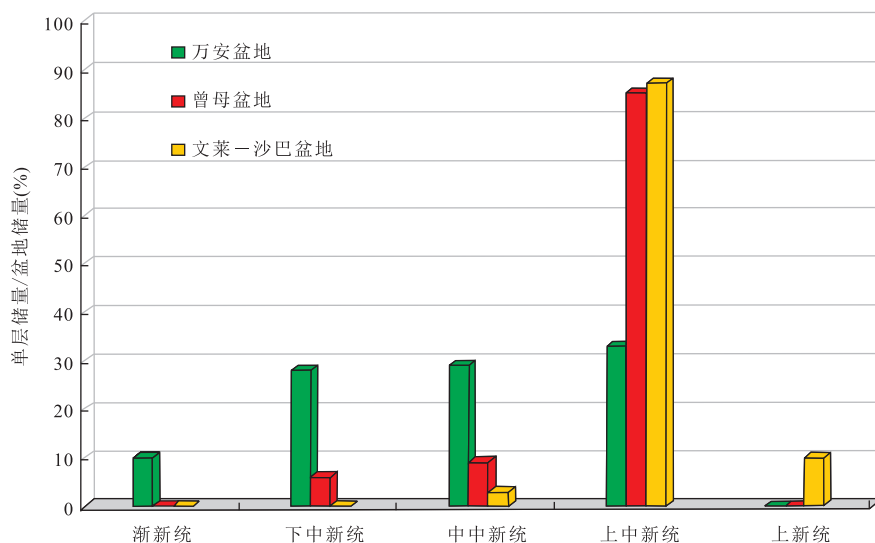


图 6 3 个盆地各层储量占盆地总储量的百分比图

Fig.6 The percentage of each stratum reserve for the total reserves in the three basins

的生物灰岩、颗粒灰岩、泥灰岩为主,孔隙度在 20%~40%之间,渗透率在 100~1 000 mD 之间。

文莱-沙巴盆地储层整体呈现“满盆皆砂、北早南晚”的特点,仅发育中一晚中新世和上新世早期的碎屑砂岩储层,受三角洲逐渐往盆地南侧迁移的影响,砂岩储层发育时期从北侧的中一晚中新世逐渐过渡到南侧的晚中新世-上新世早期;岩性为三角洲前缘水下分流河道、沙坝和深水浊积扇等细-粗粒砂岩;孔隙度为 10%~35%,平均值 17%,渗透率为 100~3 500 mD,平均值 700 mD。

### 4 生储组合对比

三大盆地共发育两种生储组合,分别是下生上储型和自生自储型;在万安和曾母盆地中,自生自储型均靠岸发育、下生上储型均远岸发育;文莱-沙巴盆地仅发育自生自储型生储组合。

万安盆地共发育 3 大油气有利聚集区,即西部油气带、中部油气带和南部气带(图 7)。

西部油气带主要位于西北断阶带和中部坳陷西部,油气田数量多,总量大,已发现石油地质储量  $2.46 \times 10^8$  t,占盆地石油发现总量的 81%;天然气地

质储量  $1 298.1 \times 10^8$  m<sup>3</sup>,占盆地天然气发现总量的 39%。以渐新一早中新世三角洲自生自储型油气藏为主,如大熊油田。

中部油气带主要位于中部坳陷内的坳中隆,气多油少,已发现石油地质储量  $0.66 \times 10^8$  t,占盆地石油发现总量的 18%;已发现天然气地质储量  $1 265.9 \times 10^8$  m<sup>3</sup>,占盆地天然气发现总量的 37%。油气主要聚集于万安运动形成的坳中隆圈闭中,烃源岩主要为下中新统泥岩和炭质泥岩,储层以中中新统为主,以下生上储型油气藏为主,如海蓝宝石气田。

南部气带主要位于中部隆起,已发现石油地质储量  $0.02 \times 10^8$  t,占盆地石油发现总量的 1%;已发现天然气地质储量  $824.1 \times 10^8$  m<sup>3</sup>,占盆地天然气发现总量的 24%。烃源岩主要为下中新统炭质泥岩,储层为上中新统碳酸盐岩,圈闭为碳酸盐岩建隆,以下生上储型气藏为主,如西兰花气田和红兰花气田。

曾母盆地发育 3 大油气有利聚集区,分别为西部气带、中部油气带和南部油带(图 8)。

西部气带主要位于康西凹陷西部和西部斜坡,气多油少,已发现石油地质储量  $645 \times 10^4$  t,占盆地已发现石油地质储量的 1%;天然气地质储量  $1.86 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>,占盆地已发现天然气地质储量的 42%。烃源

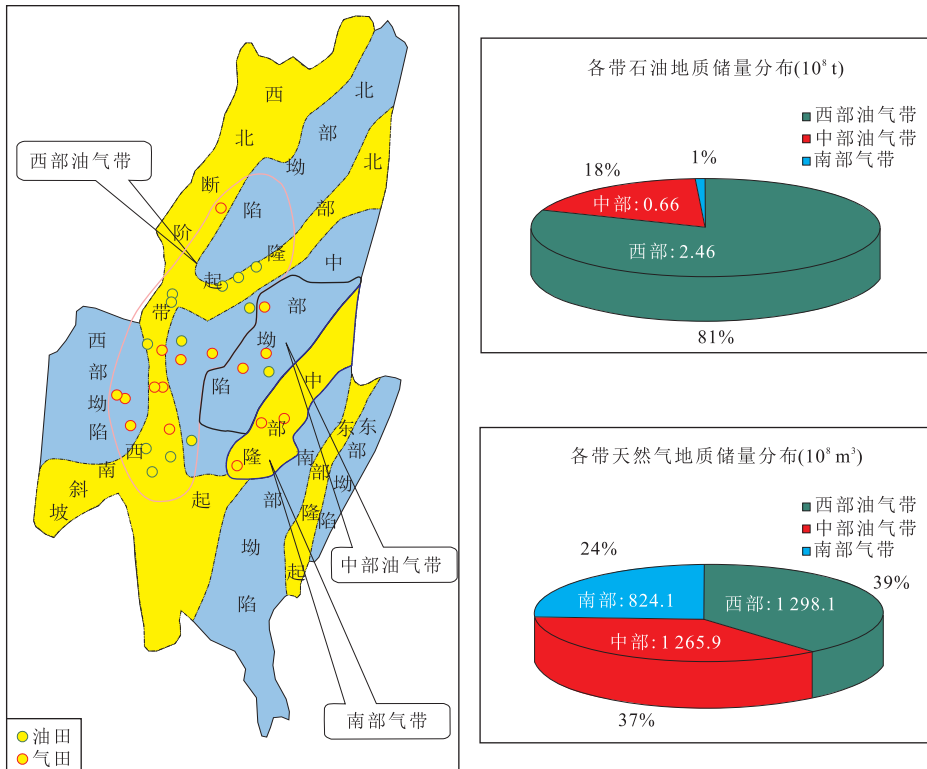


图 7 万安盆地不同油气带范围及储量分布

Fig.7 The oil and gas belt and reserves distribution in Wan'an basin

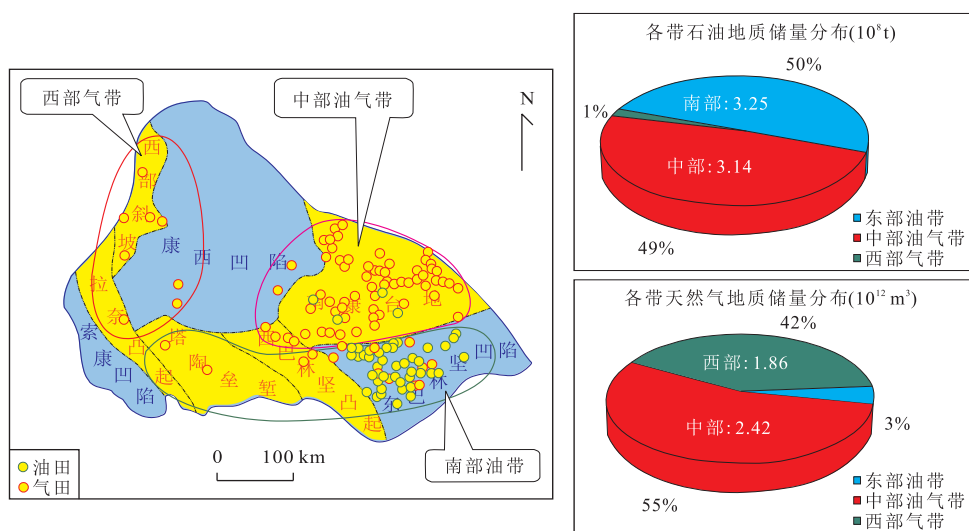


图 8 曾母盆地不同油气带范围及储量分布

Fig.8 The oil and gas belt and reserves distribution in Zengmu basin

岩主要为下中新统泥岩和炭质泥岩,储层为中—上中新统碳酸盐岩生物礁,以下生上储型气藏为主,如 L 气田。

中部油气带主要位于南康台地,已发现石油地质储量  $3.14 \times 10^8$  t,占盆地已发现石油地质储量的 49%;已发现天然气地质储量  $2.42 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>,占盆地已发现天然气地质储量的 55%。烃源岩主要为下中新统煤系烃源岩,储层为中—上中新统碳酸盐岩,以下生上储型油气藏为主,如 E11 油气田。

南部油带主要位于东巴林坚凹陷、西巴林坚凸起和塔陶垒,油多气少。已发现石油地质储量  $3.25 \times 10^8$  t,占盆地已发现石油地质储量的 50%;已发现天然气地质储量  $0.15 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>,占盆地已发现天然气地质储量的 3%。烃源岩为渐新统一下中新统海陆过渡相的煤和炭质泥岩,储层为渐新统一下中新统河流—三角洲相砂岩,以背斜、断背斜和断块等构造类圈闭为主,以自生自储型油藏为主,如 D18 油田。

文莱—沙巴盆地仅发育自生自储型生储组合。已发现石油地质储量  $38.9 \times 10^8$  t,占盆地已发现油气地质总储量的 68%;已发现天然气地质储量  $2.2 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>,占盆地已发现油气地质总储量的 32%。烃源岩为中—晚中新世的三角洲煤系烃源岩,储层为中—晚中新世的三角洲砂岩,以背斜、滚动背斜和岩性复合圈闭等构造类圈闭为主,如 Ampa 油气田。

## 5 讨论

上述各个方面的差异性可能与古南海消亡及新

南海的扩张有关(邓运华,2012;李友川等,2012;梁建设等,2013;张功成等,2013,2014,2015,2016;鲁宝亮等,2014;Deng,2016)。晚白垩纪以来,古南海向南俯冲,自西向东逐渐消亡;新南海(32~17 Ma)自东向西逐渐扩张;古、新南海共同控制三大盆地断期的发育,中中新世以后,古南海已经消亡、新南海停止扩张,盆地均发育拗陷期。古南海自西向东逐渐俯冲消亡使南部加里曼丹岛的地形特征由早期的西高东低逐渐过渡到现今的东高西低,曾母和文莱—沙巴盆地的物源体系也由西南侧逐渐转变成南侧。三角洲体系对烃源岩、储层和生储组合有明显的控制作用;渐新世—中新世期间,每个盆地均发育三角洲,三角洲规模最大时期为盆地主力烃源岩发育时期,如万安和曾母盆地的早中新世、文莱—沙巴盆地的晚中新世;三角洲主要靠岸发育,分布范围内主要发育近岸的煤系烃源岩、三角洲砂岩储层和三角洲体系内的自生自储型生储组合;三角洲范围之外的滨浅海环境主要发育远岸的陆源海相烃源岩,在古高地位置上发育碳酸盐岩储层,形成下生上储型生储组合。

## 6 结论

(1)南海南部的万安、曾母和文莱—沙巴盆地在新生代均经历两期构造演化阶段,主要是海陆过渡相和海相沉积环境;发育三角洲煤系和陆源海相烃源岩两类烃源岩,生烃母质主要来自陆源高等植物,II-III型干酪根,呈现“近岸煤系、远岸陆源海相”的分布特

征,从西往东,主力烃源岩发育时代逐渐变新。

(2)三大盆地新生代共发育砂岩和碳酸盐岩两类储层。砂岩主要发育在盆地的断坳期,近岸分布;碳酸盐岩储层主要发育在盆地的坳陷期,远岸分布;从西往东,两类储层的发育层位均逐渐变新。

(3)三大盆地新生代共发育下生上储型和自生自储型两种生储组合。万安和曾母盆地两种生储组合都发育,文莱-沙巴盆地仅发育自生自储型生储组合;近岸以自生自储型生储组合为主,远岸以下生上储型生储组合为主。

## References

- Cullen, A. B., Zechmeister, M. S., Elmore, R. D., et al., 2012. Paleomagnetism of the Crocker Formation, Northwest Borneo: Implications for Late Cenozoic Tectonics. *Geosphere*, 8(5): 1146—1169. <https://doi.org/10.1130/ges00750.1>
- Deng, Y. H., 2012. A Discussion on Differences of Hydrocarbon Geology and Applicable Exploration Theories and Methods between Two Basin Belts Offshore China. *China Offshore Oil and Gas*, 24(6): 1—5, 11 (in Chinese with English abstract).
- Deng, Y. H., 2016. River-Delta Systems: A Significant Deposition Location of Global Coal-Measure Source Rocks. *Journal of Earth Science*, 27(4): 631—641. <https://doi.org/10.1007/s12583-016-0710-8>
- He, Q., Tong, Z. G., Hu, G. C., 2005. Sediment Filling and Its Effect on Hydrocarbon Accumulation in Wan'an Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 17(2): 80—83, 88 (in Chinese with English abstract).
- Hutchison, C. S., 2004. Marginal Basin Evolution: The Southern South China Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 21(9): 1129—1148. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.07.002>
- Jin, Q. H., Liu, Z. H., Chen, Q., 2004. The Central Depression of the Wan'an Basin, South China Sea: A Giant Abundant Hydrocarbon-Generating Depression. *Earth Science*, 39(5): 525—530 (in Chinese with English abstract).
- Lei, C., Ren, J. Y., Zhang, J., 2015. Tectonic Province Divisions in the South China Sea: Implications for Basin Geodynamics. *Earth Science*, 40(4): 744—762 (in Chinese with English abstract).
- Li, Y. C., Deng, Y. H., Zhang, G. C., 2012. Zoned Distribution of Source Rocks and Hydrocarbon Offshore China. *China Offshore Oil and Gas*, 24(1): 6—12 (in Chinese with English abstract).
- Liang, J. S., Zhang, G. C., Wang, P. J., et al., 2013. Tectonic Evolution of Epicontinental Basins in South China Sea and Their Feature of Source Rocks. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 43(5): 1309—1319 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Z. H., Wu, J. M., 1997. Petroleum Geology of Wan'an Basin, South China Sea. *China Offshore Oil and Gas (Geology)*, 11(3): 153—160 (in Chinese with English abstract).
- Lu, B. L., Wang, P. J., Liang, J. S., et al., 2014. Structural Properties of Paleo-South China Sea and Their Relationship with the Tethys and the Paleo-Pacific Tectonic Domain. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 44(5): 1441—1450 (in Chinese with English abstract).
- Ma, L. T., Li, S. X., 2014. Hydrocarbon Accumulation Model and Future Exploration in Northwest Sabah Basin. *Journal of Geomechanics*, 20(4): 404—412 (in Chinese with English abstract).
- Ma, L. T., Wang, C. X., Niu, J. Y., et al., 2012. Hydrocarbon Geology in NW Sabah Basin and Controlling Factors on Hydrocarbon Accumulation. *Marine Geology Frontiers*, 28(7): 36—43 (in Chinese with English abstract).
- Morley, C. K., 2012. Late Cretaceous-Early Palaeogene Tectonic Development of SE Asia. *Earth-Science Reviews*, 115(1—2): 37—75. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2012.08.002>
- Pubellier, M., Morley, C. K., 2014. The Basins of Sundaland (SE Asia): Evolution and Boundary Conditions. *Marine and Petroleum Geology*, 58: 555—578. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.11.019>
- Qian, G. H., Fan, K. Y., 1997. The Geological Tectonic and Its Evolution in Wan'an Basin. *China Offshore Oil and Gas (Geology)*, 11(2): 73—79 (in Chinese with English abstract).
- Wang, D., Xu, Y. H., Wen, Z. G., et al., 2013a. Evaluation of Source Rocks and Oil-Source Correlation in East Balingian Depression of Zengmu Basin. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 32(5): 583—590 (in Chinese with English abstract).
- Wang, D., Xu, Y. H., Wen, Z. G., et al., 2013b. Geochemical Characteristics and Origin of Natural Gas and Condensate in the Central Zone of Zengmu Basin. *Natural Gas Geoscience*, 24(6): 1205—1213 (in Chinese with English abstract).
- Wu, J. Q., Gao, H. F., Sun, G. H., 2012. Geological Structure and Sedimentary Systems of the Wan'an Basin, Nansha Waters. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 32(5): 1—11 (in Chinese with English abstract).
- Xie, X. J., Zhang, G. C., Zhao, Z. G., et al., 2015. Hydrocarbon Geology, Distribution and Favorable Exploration Direction in Zengmu Basin, South China Sea. *China Offshore Oil and Gas*, 27(1): 19—26 (in Chinese with English abstract).



- Yang, C. P., Yao, Y. J., Li, X. J., et al., 2010. Oil-Generating Potential of Cenozoic Coal-Measure Source Rocks in Zengmu Basin, the Southern South China Sea. *Acta Petrolei Sinica*, 31(6): 920–926 (in Chinese with English abstract).
- Yang, C. P., Yao, Y. J., Li, X. J., et al., 2014. Sequence Stratigraphy and Sedimentary Cycle of Miocene Carbonate Buildups in Zengmu Basin, the Southern South China Sea. *Earth Science*, 39(1): 91–98 (in Chinese with English abstract).
- Yang, M. H., Zhang, H. H., Liao, Z. B., et al., 2015. Petroleum Systems of the Major Sedimentary Basins in Nansha Sea Waters (South China Sea). *Earth Science Frontiers*, 22(3): 48–58 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Z., Zhang, G. X., Zhang, L., 2016. The Evolution and Main Controlling Factors of Reef and Carbonate Platform in Wan'an Basin. *Earth Science*, 41(8): 1349–1360 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, G. C., Li, Y. C., Liu, S. X., et al., 2014. "Co-Control of Source Rock and Heat" in Orderly Distribution of "Near-Shore Oil and Far-Shore Gas" in China's Offshore and Adjacent Area. *China Petroleum Exploration*, 19(5): 1–22 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, G. C., Li, Y. C., Xie, X. J., et al., 2016. Tectonic Cycle of Marginal Sea Controls the Ordered Distribution of Source Rocks of Deep Water Areas in South China Sea. *China Offshore Oil and Gas*, 28(2): 23–36 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, G. C., Wang, P. J., Wu, J. F., et al., 2015. Tectonic Cycle of Marginal Oceanic Basin: A New Evolution Model of the South China Sea. *Earth Science Frontiers*, 22(3): 27–37 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, G. C., Xie, X. J., Wang, W. Y., et al., 2013. Tectonic Types of Petroliferous Basin and Its Exploration Potential in the South China Sea. *Acta Petrolei Sinica*, 34(4): 611–627 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, H., Shao, L., Zhang, G. C., et al., 2015. Distribution and Petroleum Geologic Significance of Eocene Marine Strata in the South China Sea. *Earth Science*, 40(4): 660–670 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, Q., Xu, H., Wu, S. G., et al., 2009. Carbonate Platform Formation and Evolution and Its Comparative Sedimentology between Zengmu Basin and Northern Palawan Basin. *Marine Geology Letters*, 25(9): 1–9 (in Chinese).
- Zhao, Z. G., Liu, S. X., Xie, X. J., et al., 2016. Hydrocarbon Geological Characteristics and Reservoir Forming Conditions in Wan'an Basin, South China Sea. *China Offshore Oil and Gas*, 28(4): 9–15 (in Chinese with English abstract).
- Zheng, T., Wang, D., Zhou, S. Q., et al., 2014. Geological Characteristics of Source Rocks from Middle-Later Miocene in Southwestern Margin of Brunei Areas of Brunei-Sabah Basin. *Journal of Oil and Gas Technology*, 36(5): 20–24 (in Chinese with English abstract).

## 附中文参考文献

- 邓运华, 2012. 试论中国近海两个盆地带找油与找气地质理论及方法的差异性. *中国海上油气*, 24(6): 1–5, 11.
- 贺清, 全志刚, 胡根成, 2005. 万安盆地沉积物充填演化及其对油气藏形成的作用. *中国海上油气*, 17(2): 80–83, 88.
- 金庆焕, 刘振湖, 陈强, 2004. 万安盆地中部拗陷——一个巨大的富生烃拗陷. *地球科学*, 39(5): 525–530.
- 雷超, 任建业, 张静, 2015. 南海构造变形分区及成盆过程. *地球科学*, 40(4): 744–762.
- 李友川, 邓运华, 张功成, 2012. 中国近海海域烃源岩和油气的分带性. *中国海上油气*, 24(1): 6–12.
- 梁建设, 张功成, 王璞珺, 等, 2013. 南海陆缘盆地构造演化与烃源岩特征. *吉林大学学报(地球科学版)*, 43(5): 1309–1319.
- 刘振湖, 吴进民, 1997. 南海万安盆地油气地质特征. *中国海洋石油天然气(地质)*, 11(3): 153–160.
- 鲁宝亮, 王璞珺, 梁建设, 等, 2014. 古南海构造属性及其与特提斯和古太平洋构造域的关系. *吉林大学学报(地球科学版)*, 44(5): 1441–1450.
- 马良涛, 李世熊, 2014. 西北沙巴盆地油气成藏模式及勘探方向. *地质力学学报*, 20(4): 404–412.
- 马良涛, 王春修, 牛嘉玉, 等, 2012. 西北沙巴盆地油气地质特征及油气成藏控制因素. *海洋地质前沿*, 28(7): 36–43.
- 钱光华, 樊开意, 1997. 万安盆地地质构造及演化特征. *中国海洋石油天然气(地质)*, 11(2): 73–79.
- 王登, 徐耀辉, 文志刚, 等, 2013a. 曾母盆地东巴林坳陷烃源岩评价及油源探讨. *矿物岩石地球化学通报*, 32(5): 583–590.
- 王登, 徐耀辉, 文志刚, 等, 2013b. 曾母盆地中部地区天然气与凝析油地球化学特征及成因. *天然气地球科学*, 24(6): 1205–1213.
- 吴蛟岐, 高红芳, 孙桂华, 2012. 南沙海域万安盆地地质构造与沉积体系特征. *海洋地质与第四纪地质*, 32(5): 1–11.
- 谢晓军, 张功成, 赵志刚, 等, 2015. 曾母盆地油气地质条件、分布特征及有利勘探方向. *中国海上油气*, 27(1): 19–26.
- 杨楚鹏, 姚永坚, 李学杰, 等, 2010. 南海南部曾母盆地新生界煤系烃源岩生油条件. *石油学报*, 31(6): 920–926.
- 杨楚鹏, 姚永坚, 李学杰, 等, 2014. 南海南部曾母盆地中新世碳酸盐岩的层序地层. *地球科学*, 39(1): 91–98.

- 杨明慧,张厚和,廖宗宝,等,2015.南海南沙海域主要盆地含油气系统特征.地学前缘,22(3):48-58.
- 杨振,张光学,张莉,2016.万安盆地生物礁及碳酸盐台地的发育演化及控制因素.地球科学,41(8):1349-1360.
- 张功成,李友川,刘世翔,等,2014.“源热共控”中国海油气田“近岸油、远岸气”有序分布.中国石油勘探,19(5):1-22.
- 张功成,李友川,谢晓军,等,2016.南海边缘海构造旋回控制深水区烃源岩有序分布.中国海上油气,28(2):23-26.
- 张功成,王璞珺,吴景富,等,2015.边缘海构造旋回:南海演化的新模式.地学前缘,22(3):27-37.
- 张功成,谢晓军,王万银,等,2013.中国南海含油气盆地构造类型及勘探潜力.石油学报,34(4):611-627.
- 张浩,邵磊,张功成,等,2015.南海始新世海相地层分布及油气地质意义.地球科学,40(4):660-670.
- 赵强,许红,吴时国,等,2009.南沙曾母盆地与北巴拉望盆地碳酸盐台地形成演化及其比较沉积学.海洋地质动态,25(9):1-9.
- 赵志刚,刘世翔,谢晓军,等,2016.万安盆地油气地质特征及成藏条件.中国海上油气,28(4):9-15.
- 郑涛,王登,周世卿,等,2014.文莱-沙巴盆地文莱区西南缘中-上中新统烃源岩地球化学特征.石油天然气学报,36(5):20-24.