

# 莺歌海盆地与琼东南盆地成藏条件的比较及天然气勘探方向

龚再升<sup>1</sup>, 杨甲明<sup>2</sup>, 郝芳<sup>3</sup>, 胡建武<sup>3</sup>

(1. 中国海洋石油总公司, 北京 100029; 2. 中国海洋石油总公司勘探研究院, 河北高碑店 074010; 3. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074)

**摘要:** 莺歌海盆地和琼东南盆地常被合称为莺琼盆地, 但二者的天然气成藏条件明显不同: 莺歌海盆地第三—第四系巨厚, 老第三纪崖城组和陵水组强烈过成熟, 有效源岩为新第三纪三亚组和梅山组, 而琼东南盆地的主要源岩为崖城组和陵水组, 上第三系的生烃强度较低; 尽管莺歌海盆地和琼东南盆地均为超压盆地, 但莺歌海盆地强超压和右旋张扭应力场的共同作用导致超压囊顶部破裂并发育底辟, 实现了超压流体包括天然气的垂向集中排放, 而琼东南盆地总体上仍为侧向分散流体系统。莺歌海盆地的重要勘探领域是与底辟有关的圈闭, 而琼东南盆地的主要勘探领域应为与下第三系源岩具有良好输导通道的上第三系岩性—构造复合圈闭或下第三系构造圈闭。

**关键词:** 生烃凹陷; 流体流动样式; 成藏条件; 莺歌海盆地; 琼东南盆地。

**中图分类号:** P618.130.2 **文献标识码:** A

**文章编号:** 1000-2383(2001)03-0286-05

**作者简介:** 龚再升(1938), 男, 1962年毕业于北京地质学院石油地质专业, 中国海洋石油公司总地质师, 主要从事含油气盆地和石油地质综合研究。

莺歌海盆地和琼东南盆地以①号断层为界, 被很多学者合称为莺琼盆地, 但二个盆地的构造格架明显不同。琼东南盆地具有典型的裂陷盆地特征和双层结构<sup>[1]</sup>, 莺歌海盆地上第三系巨厚, 除与底辟有关的小断距断层外几乎不发育断层(图1)。

近年来已在莺歌海盆地发现了东方1-1、乐东15-1等气田<sup>[2]</sup>。在20世纪80年代发现崖13-1气田后, 琼东南盆地的天然气勘探一直未取得突破。以近年来的勘探成果为基础, 比较两个盆地的成藏条件对天然气勘探无疑具有重要意义。

## 1 天然气源岩

源岩和生烃凹陷分析是油气系统分析<sup>[3]</sup>和油气勘探<sup>[4]</sup>的基础。莺歌海盆地第三、第四系厚度超过17 km, 今地温梯度高达46 °C/km<sup>[5]</sup>, 崖城组、陵水组的埋藏深度超过5 000~6 000 m, 模拟计算的源

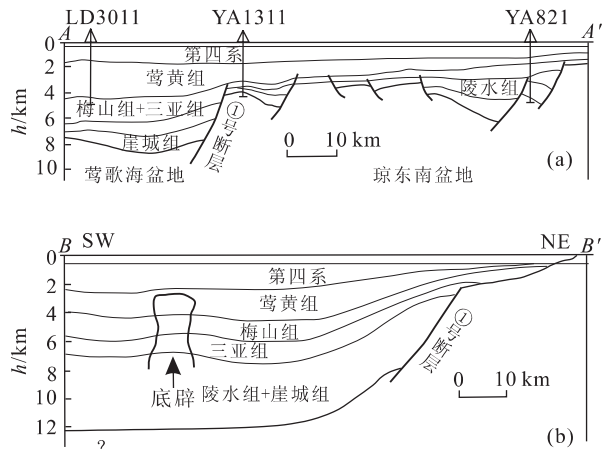


图1 琼东南盆地(a)和莺歌海盆地(b)构造格架的比较  
Fig. 1 Comparison of tectonic frameworks of Qiongdongnan (a) and Yinggehai (b) basins

岩成熟度  $R_o$  高于4.0%。因此, 莺歌海盆地崖城组和陵水组难以成为有效的源岩, 主要源岩层位为新第三纪三亚组和梅山组, 构成统一的巨型上第三系生烃凹陷。

琼东南盆地发育9个凹陷, 根据不同凹陷的结

表1 琼东南盆地生烃凹陷类型及其生烃演化特征

Table 1 Types of hydrocarbon generation depressions in Qiongdongnan basin

生烃凹陷类型	凹陷名称	生烃演化特征
拗陷型	乐东凹陷	上第三系厚度大于下第三系
		下第三系强烈过成熟( $R_o > 3.5\%$ ) 上第三系生烃强度 $> 20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$
叠合型	陵水凹陷	下第三系成熟—过成熟
	松南凹陷	上第三系生烃强度 $> 10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$
裂陷型	崖北凹陷	下第三系成熟—过成熟 上第三系生烃强度 $< 10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$
	崖南凹陷	
	松东凹陷	
	松西凹陷	
	北礁凹陷	
	宝岛凹陷	

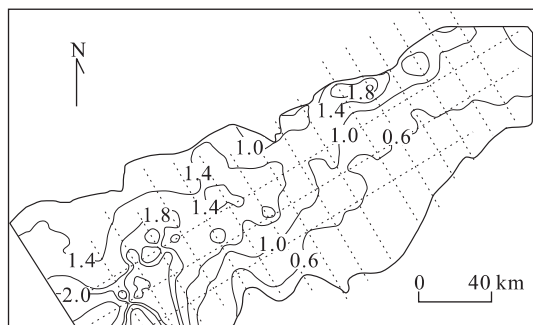


图2 琼东南盆地中央凹陷带三亚组底面镜质体反射率等值线(等值线单位:%)

Fig. 2 Contour map of vitrinite reflectance of base of Sanya Formation, Qiongdongnan basin

构、不同层位源岩的成熟度及上第三系源岩的生烃强度,可将琼东南盆地的生烃凹陷分为3类(表1)。

(1)拗陷型。上第三系厚度大于下第三系,下第三系源岩过成熟且已接近变质作用阶段,梅山组和三亚组具有较高的成熟度且莺黄组已大面积成熟(图2),甚至第四系已部分进入生烃门限。上第三系具有较大的生烃强度( $> 20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,表1)。乐东凹陷属于这一类型。

(2)叠合型。下第三系厚度大,上第三系亦较厚,但下第三系成熟度相对较低( $R_o < 3.5\%$ ),梅山组和三亚组具有较高的成熟度但低于拗陷型(图2),莺黄组未进入生气高峰( $R_o < 1.0\%$ ),上第三系生烃强度大于  $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。陵水凹陷和松南凹陷属于这一类型。

(3)裂陷型。上第三系厚度较小,成熟度较低(图2),生烃强度  $< 10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,因此难以成为有效源岩;下第三系成熟—过成熟,但成熟度明显低于

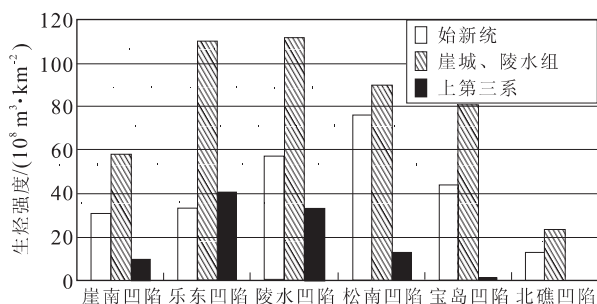


图3 琼东南盆地主要生烃凹陷下第三系生烃强度的比较

Fig. 3 Comparison of hydrocarbon generation intensities of Eogene for major hydrocarbon generation depressions, Qiongdongnan basin

拗陷型和叠合型凹陷(崖城组、陵水组的  $R_o < 3.0$ )。除乐东凹陷、陵水凹陷和松南凹陷外,琼东南盆地其他各凹陷均属于此类。

在琼东南盆地中,就凹陷结构和潜在源岩层位而言,乐东凹陷与莺歌海盆地最相近。然而,盆地模拟和资源量计算表明,乐东凹陷上第三系的总生烃强度和生气强度分别为  $40.44 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  和  $22.69 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,明显低于莺歌海盆地。与裂陷型生烃凹陷相比,陵水凹陷和松南凹陷上第三系三亚组、梅山组具有相对较强的生烃能力,但陵水凹陷和松南凹陷上第三系的生烃强度和生气强度均低于乐东凹陷(图3),因此有效源岩层位应以崖城组和陵水组为主。裂陷型生烃凹陷的上第三系尚未成熟或成熟度很低,潜在源岩为下第三系崖城组和陵水组。

琼东南盆地不同凹陷下第三系的生烃强度存在巨大差异(图3)。尽管乐东凹陷的生烃强度最高,但该凹陷下第三系已不处于有利的生排烃阶段。由于天然气聚集是一个聚—散动平衡过程<sup>[6]</sup>,源岩的现今生、排烃状态对天然气成藏具有重要的控制作用。同时,由于崖城组和陵水组沉积期乐东凹陷的沉降速率较高且远离古海岸线,该凹陷近岸沉积型源岩的发育潜力较低。综合考虑源岩的层位和生烃强度、近岸沉积型源岩的发育潜力及下第三系源岩现今的生、排烃状态,初步将崖南凹陷、陵水凹陷、松南凹陷评价为A级生烃凹陷,将宝岛、乐东凹陷评价为B级生气凹陷,将北礁凹陷评价为C级生气凹陷。

## 2 流体流动样式

沉积盆地的流体流动样式对油气运移和聚集具有重要的影响<sup>[7]</sup>。莺歌海盆地和琼东南盆地均为超

压盆地,但二者的超压强度、构造应力场不同,因此超压流体流动机制、样式和由此决定的天然气充注方式亦明显不同。

快速沉降、细粒充填、上第三系断裂不发育及边界断层右旋走滑是莺歌海盆地发育演化的主要特征。断层的发育在一定程度上控制了流体的排放和油气的初次运移<sup>[8]</sup>。莺歌海盆地上第三系断裂不发育,底辟发育前缺少流体的垂向释放通道;莺歌海盆地的沉降速率为 500~1 400 m/Ma,充填岩性以泥岩和粉细砂岩为主。上述因素的共同作用导致强烈的压实不均衡,加之高温条件下的水热增压和生烃(特别是生气)作用,莺歌海盆地发育了强烈的超压。在盆地中央凹陷带,沉降—沉积速率最高、充填岩性最细、生烃作用最强,因此超压最强烈,超压顶面埋藏深度最小(1 600~2 000 m);远离沉降中心,超压顶面埋藏深度明显增大(3 600~4 300 m),整个盆地的超压顶面明显起伏。

当地层压力达到地层破裂压力(相当于最小水平应力,通常认为是静岩压力的 85%±)时,地层发生水力破裂,流体被释放<sup>[9]</sup>。超压界面的起伏意味着同一深度(静岩压力相近)流体压力分布的非均一性,这种地层压力分布的非均一性决定了地层的水力破裂点。如图 4a 所示,超压界面隆起点(A)地层压力与破裂压力之差最小,随超压顶面埋藏深度增大(如 B 点),地层压力与破裂压力的差值逐渐增大。因此超压顶面隆起点的地层压力更易于达到岩层破裂压力,发生水力破裂和流体排放。

莺歌海盆地边界断层的右旋走滑决定了近南北向区域张应力方向(图 4b)。当地层压力接近或达到地层破裂压力时,地层沿主张应力方向发生破裂,流体和部分塑性泥岩通过破裂向上释放,形成底辟。因此莺歌海盆地的底辟作用是在上第三系断层不发育的构造格架下,盆地快速沉降和细粒充填引起的强超压和边界断层长期右旋走滑控制的区域张应力共同作用的结果;沉降—沉积速率控制了超压界面的强烈隆起点,因而控制了底辟发育点,而边界断层右旋走滑决定的区域张应力方向控制了底辟的展布。因此底辟发育于沉降—沉积速率最高、岩性最细、超压界面强烈隆起的各时代沉降中心,并总体上分 5 排近南北向雁行排列(图 4b)。

强超压及底辟作用对莺歌海盆地的天然气聚集具有重要的意义:(1)由于上第三系断裂不发育和细粒沉积物的快速充填,莺歌海盆地超压带长期保持

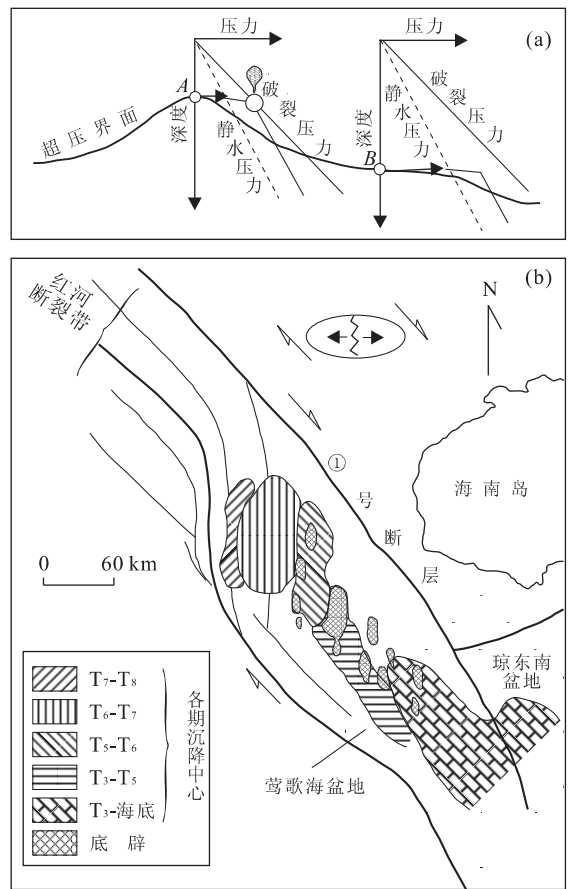


图 4 超压顶面起伏对水力破裂和流体释放点的控制作用示意图(a);莺歌海盆地底辟的分布及其与沉降中心的关系(b)

Fig. 4 Schematic diagram illustrating control of uplift of overpressure top on hydrofracture and fluid release point (a); distribution of diapirs in Yinggehai basin and its relation to subsidence centers (b)

封闭一半封闭流体系统<sup>[10]</sup>,源岩在不同温度/成熟度条件下生成的烃类集中释放,降低了形成大气田对源岩质量的要求;(2)强超压和封闭流体系统导致超压泥岩裂隙化,使泥岩具有一定的侧向流体输导能力;(3)底辟的发育使超压流体通过底辟集中释放,天然气在底辟构造及其附近圈闭中集中充注,形成汇聚型幕式流体流动样式和成藏过程。

与莺歌海盆地相比,琼东南盆地的超压未能形成底辟等流体集中释放的垂向通道,因此,相对而言,琼东南盆地地下第三系总体上具有常规压实流盆地特征,属于分散流体系统:(1)琼东南盆地发育 9 个凹陷,每个凹陷构成相对独立的流体系统;(2)就特定凹陷而言,流体包括天然气由凹陷中心向四周低压区运移(图 5)。基于琼东南盆地的流体流动样

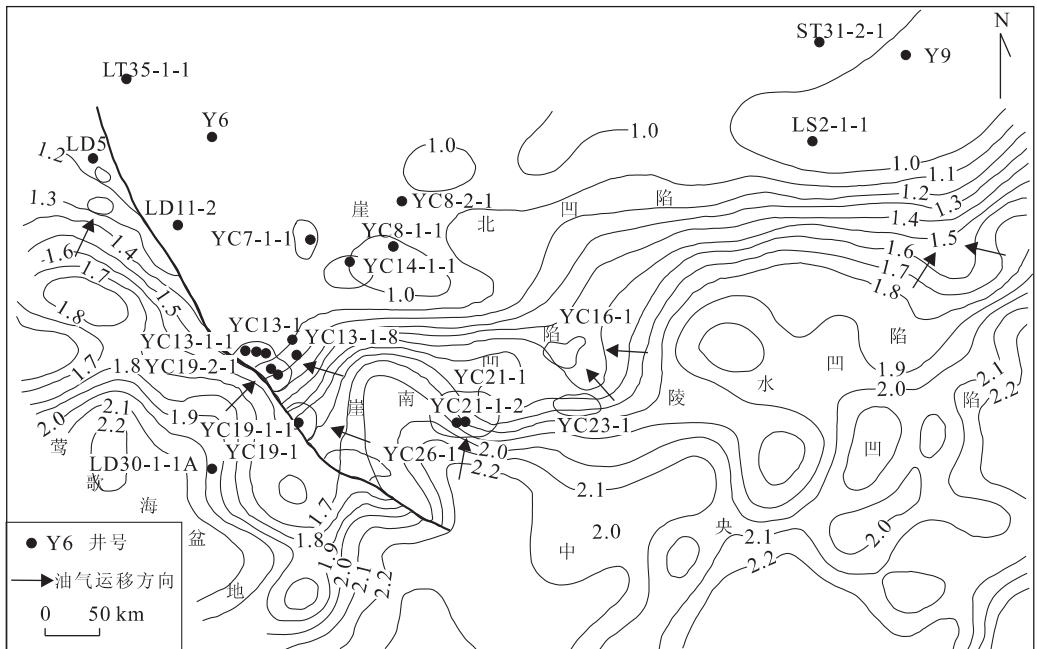


图 5 琼东南盆地西部陵水组压力系数分布

Fig. 5 Contour map of pressure coefficients for Lingshui Formation in Qiongdongnan basin

式,在主生烃凹陷分析的基础上确定主运移通道和天然气主充注方向是选择勘探目标的基础。

### 3 天然气勘探方向

由上述可见,尽管莺歌海盆地和琼东南盆地仅以一条断层相隔,但二者的构造格架,源岩层位,生烃强度和流体流动样式明显不同,莺歌海盆地和琼东南盆地应采用不同的研究、勘探思路,选择不同的勘探目标和方向。

底辟构造是莺歌海盆地超压流体包括油气的集中排放通道,因此应在加强超压环境天然气成藏机理分析的基础上,以底辟构造带为主要勘探目标。

最新的生烃量计算表明,陵水凹陷和松南凹陷的生烃强度高于已发现崖 13-1 气田的崖南凹陷,因此琼东南盆地的勘探重点应该东移,并以②号断裂带为勘探选区重点。由于琼东南盆地大多数下第三系构造圈闭的埋藏深度超过 4 000~5 000 m,应加强上第三系大型低位砂体的勘探。但是,由于琼东南盆地上第三系的生烃强度较低(图 3),因此应以具有构造背景并与下第三系具有垂向联结通道的砂体为重点勘探目标。

### 参考文献:

- [1] 龚再升,李思田.南海北部大陆边缘盆地分析与油气聚集[M].北京:科学出版社,1997.
- [2] 龚再升.中国近海大油气田[M].北京:石油工业出版社,1997.
- [3] Magoon L B, Dow W G. The petroleum system[A]. In: Magoon L B, Dow W G, eds. The petroleum system—from source to trap [C]. AAPG Memoir, 1994, 60: 3—24.
- [4] Demaison G. The generative basin concept[A]. In: Demaison G, Murriss R J, eds. Petroleum geochemistry and basin evaluation [C]. AAPG Memoir, 1984, 35: 1—14.
- [5] Hao F, Sun Y C. Overpressure retardation of organic-matter maturation and hydrocarbon generation: a case study from the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea [J]. AAPG Bulletin, 1995, 79: 551—562.
- [6] 郝石生.天然气运聚动平衡及其应用[M].北京:石油工业出版社,1994.
- [7] Berg R R, Demis W D, Mitsdarffer A R. Hydrodynamic effects on Mission Canyon oil accumulations, Billings nose area, North Dakota[J]. AAPG Bulletin, 1994, 78: 501—508.
- [8] Price L C. Basin richness and source rock disruption: a fundamental relationship ? [J]. Journal of Petroleum Geology, 1994, 17: 5—38.

- [9] Roberts S J, Nunn J A. Episodic fluid expulsion from geopressed sediments [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1995, 12(2): 195—204.
- [10] Hao F, Li S T, Dong W L, et al. Abnormal organic matter maturation in the Yinggehai basin, offshore South China Sea: implications for hydrocarbon expulsion and fluid migration from overpressured systems [J]. *Journal of Petroleum Geology*, 1998, 21: 427—444.

## DIFFERENCE IN NATURAL GAS ACCUMULATION CONDITIONS BETWEEN YINGGEHAI AND QIONGDONGNAN BASINS AND ITS IMPLICATIONS FOR NATURAL GAS EXPLORATION

Gong Zaisheng<sup>1</sup>, Yang Jiaming<sup>2</sup>, Hao Fang<sup>3</sup>, Hu Jianwu<sup>3</sup>

(1. *China National Offshore Oil Corporation, Beijing 100029, China*; 2. *Institute of Petroleum Exploration and Development, CNOOC, Gaobeidian 074010, China*; 3. *Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China*)

**Abstract:** The Yinggehai and Qiongdongnan basins, often called Ying-Qiong basin, are quite different in their petroleum accumulations. The Tertiary and Quaternary sediments in the Yinggehai basin is up to 17 km thick, with the Oligocene Yacheng and Lingshui formations over-mature. Therefore, the effective source rocks are the Sanya and Meishan formations. The main source rocks in the Qiongdongnan basin are the Yacheng and Lingshui formations. Although both basins are overpressured, their fluid flows are greatly different. The combination of strong overpressure and tensile stress field caused by the right-lateral slipping movement has led both to the fractures in the top layers of the over-pressure systems and to the occurrences of diapirs, an expulsion pathway for the overpressured fluids including natural gases. The fluid flow in the Qiongdongnan basin, however, is compaction-driven, and laterally dispersed from the deep depression towards its surrounding areas with a relatively low fluid potential. Traps associated with diapirs are regarded as important exploration targets in the Yinggehai basin, whereas the Neogene lithological-structural complex traps with the excellent pathways to the Oligocene source rocks or the Oligocene structural traps should be considered as the main exploration targets in the Qiongdongnan basin.

**Key words:** hydrocarbon generation depression; fluid flow style; natural gas accumulation conditions; Yinggehai basin; Qiongdongnan basin.