

# 南海北部边缘盆地生物气/亚生物气资源与天然气水合物成矿成藏

何家雄<sup>1</sup> 颜文<sup>1</sup> 祝有海<sup>2</sup> 张伟<sup>1</sup> 龚发雄<sup>1</sup> 刘士林<sup>1</sup> 张景茹<sup>1</sup> 龚晓峰<sup>1</sup>

1. 中国科学院边缘海地质重点实验室 2. 中国地质科学院矿产资源研究所

何家雄等. 南海北部边缘盆地生物气/亚生物气资源与天然气水合物成矿成藏. 天然气工业, 2013, 33(6): 121-134.

**摘 要** 南海北部边缘盆地天然气资源丰富, 迄今在该区浅层及中深层除发现大量成熟—高熟偏腐殖型气(煤型气)资源外, 在浅层还发现了大量生物气与亚生物气显示和单独成藏的生物气与亚生物气气藏。为弄清该区生物气与亚生物气资源前景、天然气水合物成因及成矿成藏模式等关键性地质问题, 根据历年来天然气勘探所获得的大量地球化学资料, 结合该区油气成藏地质条件, 深入分析和阐明了南海西北部莺—琼盆地及东北部珠江口盆地生物气与亚生物气的地质、地球化学特征和新近纪及第四纪生物气与亚生物气烃源岩的展布特点。在此基础上, 初步预测和估算了莺—琼盆地和珠江口盆地生物气的生成量与资源量。评价结果表明: 该区生物气与亚生物气资源丰富, 完全可作为南海北部深水天然气水合物的主要气源; 同时, 通过南海北部深水天然气水合物成因类型的地球化学分析, 亦进一步证实该区目前勘查发现的天然气水合物, 应属“自源扩散型”生物成因成矿的水合物类型, 其气源供给主要来自原地或其附近以生物气为主的混合气, 而水合物成矿成藏模式则属于原地及其附近近源运聚的“自源扩散型”成因模式, 具有巨大的资源潜力。

**关键词** 生物气与亚生物气 资源潜力 天然气水合物 成因类型 成矿成藏模式 勘探前景 沉积速率 南海北部边缘  
DOI: 10. 3787/j. issn. 1000-0976. 2013. 06. 023

## Bio-genetic and sub-biogenetic gas resource potential and genetic types of natural gas hydrates in the northern marginal basins of South China Sea

He Jiexiong<sup>1</sup>, Yan Wen<sup>1</sup>, Zhu Youhai<sup>2</sup>, Zhang Wei<sup>1</sup>, Gong Faxiong<sup>1</sup>, Liu Shilin<sup>1</sup>,  
Zhang Jingru<sup>1</sup>, Gong Xiaofeng<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory of Marginal Sea Geology, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510301, China; 2. Institute of Mineral Resources, Chinese Academy of Geological Sciences, Langfang, Hebei 100037, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 6, pp. 121-134, 6/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** Abundant natural gas resources have been found in the marginal basins of the South China Sea. Besides a huge amount of mature and highly mature (humic types) coal-formed gas in the shallow and middle-deep strata there, a great quantity of biogenetic and sub-biogenetic gas displays as well as their reservoirs have been discovered in shallow formations. Therefore, this paper aims to make clear many essential geological issues in this study area; the resource potential of biogenetic and sub-biogenetic gas, the origin of natural gas hydrates and its mineralization and accumulation modes, and so on. First, based on a number of geochemical data collected from the exploration over the past years, this paper analyzed the geological conditions of hydrocarbon pooling and then made a deep investigation into the geological and geochemical characteristics of biogenetic and sub-biogenetic gas and the distribution features of hydrocarbon source rocks in Neogene and Quaternary bed layers in the northwestern Yinggehai - Qiongdongnan basins and the northeastern Pearl River Mouth Basin. On this basis, the generation amount and resource extent of biogenetic gas in the above-mentioned basins were preliminarily predicted and estimated. The following findings were obtained. First, the rich biogenetic and sub-biogenetic gas in this study area can completely be regarded as the main gas source of natural gas hydrate in the deep water of northern South China Sea. Second, through the geochemical analysis of the genetic types of gas hydrate in this deep water area, it is confirmed that the gas hydrate discovered so far belongs to self-source diffusion mode, the source of which comes from a kind of mixed gas dominated by biogenetic gas in situ or nearby, while the mineralization and accumulation mode of gas hydrate can be classified into a near-source migrated and accumulated self-source diffusion genetic model, which has tremendous resource potential.

**Key words:** biogenetic gas and sub-biogenetic gas, resource potential, genetic type of gas hydrate, mineralization and accumulation mode, exploration prospect, deposition rate, marginal basins, South China Sea

基金项目: 国家自然科学基金项目(编号: 41176052)、国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(编号: 2009CB219501)。

作者简介: 何家雄, 1956 年生, 研究员, 博士; 长期从事油气勘探与地质综合研究工作。地址: (510640) 广东省广州市天河区科华街 511 号。E-mail: hejx@gig. ac. cn

通信作者: 张伟, 1987 年生, 博士研究生; 从事油气地质、海洋地质与资源预测研究工作。E-mail: zhangwei@gig. ac. cn

南海北部大陆边缘盆地天然气资源丰富,天然气成因类型较多,浅层及中深层以热成因天然气为主,但在浅层亦有大量生物气/亚生物气分布。通过多年的天然气勘探开发实践,目前已取得许多重要的勘探成果,除发现大量以成熟—高熟热成因偏腐殖型气(煤型气)气藏外,迄今已在多个盆地中发现了大量的生物气及亚生物气(生物—低熟过渡带气)显示和单独成藏的生物气/亚生物气气藏。如莺歌海盆地东方 1-1 构造的 8、9 井区 I / II 气组、LD22-1、LD28-1 构造的浅层气组;琼东南盆地 BD19-2 构造浅层钻井;珠江口盆地白云凹陷北坡—番禺低隆起的 PY29-1、PY 30-1 及 PY 34-1 和 LH19-1 等构造浅层钻井等,均发现具有较高产量和一定储量规模的生物气/亚生物气。更值得一提的是,在莺歌海盆地中央泥底辟带乐东 28-1 构造超浅层地震模糊带(乐东 28-1-2 井)和乐东 22-1 构造(乐东 22-1-3、22-1-4 井)发现了单独成藏、具商业性的生物气气藏,且其产量较高<sup>[1-4]</sup>,如乐东 28-1-2 井生物气气藏产量高达  $43.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;在东方 1-1 构造的 8、9 井区 I / II 气组则发现了具商业性的亚生物气气藏。

迄今的勘查及研究表明,南海北部深水区具有天然气水合物形成富集的基本构造地质环境和高压、低温的地质条件,且天然气水合物资源规模及勘探潜力大。自 1999 年以来,国土资源部广州海洋地质调查局即在南海北部深水海域陆续进行了多航次、不同测网密度的天然气水合物资源调查,同时开展了天然气水合物地质地球物理、地球化学和热力学等多学科综合分析研究,取得了许多重要的勘查研究成果<sup>[5-10]</sup>,圈定了 22 个具明显 BSR 异常的天然气水合物成矿分布区带,预测其总资源量达  $185 \times 10^8 \text{ t}$  油当量,与该区常规油气资源量基本相当<sup>[11]</sup>。然而,对于天然气水合物形成机理、成矿成藏模式、分布富集规律、气源构成及供给特点和成因类型等基础性关键地质问题目前并不十分清楚,虽然近年来国内外专家学者对此均进行过大量分析研究,但迄今尚未完全搞清或取得令人信服的研究成果。笔者根据南海北部深水区油气地质及海洋地质基础资料和浅层生物气/亚生物气分布及其资源潜力,以及与该区深水海底浅层天然气水合物的成因联系等,进行深入的分析探讨,以期回答和解决该区天然气水合物成因及成矿成藏模式与资源前景等勘探中的关键问题。

## 1 区域地质概况

南海北部大陆边缘属于古特提斯与太平洋两大构

造域的混合叠置区,其盆地形成与演化不仅受到中生代周边不同板块的相互作用,而且还受南海扩张裂解等地球动力学事件的深刻影响和制约,在此复杂的区域地质背景下形成一系列中生代盆地(图 1),本文的研究区即为图 1 中的莺歌海盆地及琼东南盆地(以下简称莺—琼盆地)和珠江口盆地。



图 1 南海北部准被动大边缘主要沉积盆地分布特征图  
(据朱伟林,2008)

南海北部大陆边缘盆地陆坡深水区(即琼东南盆地南部及珠江口盆地南部)是该区深水油气及天然气水合物形成与分布富集的重要区域。该陆坡深水区大致沿北东方向展布,宽约 550 km,面积约为  $20 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。该区基底构造较复杂,断裂发育且新构造活动活跃,具有不同于典型被动大陆边缘的构造演化特点<sup>[12]</sup>,故构造断裂活动较强烈,深部流体活动较频繁,局部地区地温场及热流较高,沉积充填速率较大,形成了有别于世界其他地区的深水油气和天然气水合物成矿成藏较特殊的区域构造地质背景<sup>[13-14]</sup>,是中国海域天然气水合物资源和深水油气主要分布富集区和重点勘探领域。

须强调指出,南海北部深水区大陆斜坡极为广阔,存在汇聚型、离散型等不同类型板块边缘的大陆坡,受构造运动及水流作用等影响,该区陆坡地形复杂多变,整体呈阶梯状下降,常常发育陡坡、海台、海脊、海山、海槽、海谷、深水阶地、陆坡台地、海底滑塌及海底扇等各种构造地质地貌,而这些构造地质地貌的存在及其展布,均为天然气水合物的形成提供了有利的地质环境和场所。总之,南海北部深水区海底及浅层(500 m 水深以下海底—2 000 m),具有天然气水合物成矿的高压低温环境和浅层生物气为主的混合气及少量热解气气源的大量供给,因此,南海北部深水区应是中国海域天然气水合物矿藏分布的较理想场所<sup>[10,12,15]</sup>。同

时,还必须指出的是,南海北部大陆边缘深水盆地沉积巨厚,最大沉积厚度超过 13 000 m,从沉积相上看,南海北部在上新世—第四纪多以浅海—半深海和深海沉积为主,西北部为浅海偏泥相沉积,东部为等深流沉积,南部为半深海相的碳酸盐—碎屑岩沉积;晚中新世,仍以浅海—半深海沉积为主,其中西北部和中北部为浅海偏泥相沉积,南部为半深海相的碳酸盐岩沉积,东部为半深海偏泥相沉积<sup>[16]</sup>。很显然,上述这些上新世—第四纪沉积的富含陆源有机质的粉砂质黏土、富含海相生物的钙质软泥等沉积物,均能够通过微生物作用及其他物理化学作用形成丰富的生物气/亚生物气,为天然气水合物的形成提供充足的气源供给。

## 2 生物气/亚生物气特征及资源量

### 2.1 生物气/亚生物气地质、地球化学特征

#### 2.1.1 生物气/亚生物气概念及其特点

生物气是指在生物化学作用带的低温(小于 75 °C)还原环境下,厌氧细菌对沉积有机质的生物化学作用所形成的富含甲烷(CH<sub>4</sub>)的烃类天然气,甲烷含量通常超过 98%,C<sub>2</sub><sup>+</sup>重烃气含量一般多小于 0.5%,生物气甲烷碳同位素值( $\delta^{13}C_1$ )均小于-55‰,其干燥系数(C<sub>1</sub>/∑C<sub>n</sub>)与成熟—高熟(或过熟)热成因气一样,均超过 0.98,属典型的干气组成特征<sup>[17]</sup>。生物气多分布于浅层或超浅层热力作用相对较弱、适宜于微生物大量生长繁殖以及各种生物化学反应非常活跃的生物化学作用带。这种富生物甲烷的烃类天然气由于其气源物质相当丰富,气源岩分布广泛,形成条件较宽松,故分布非常普遍,且多赋存于 2 000 m 左右的浅部地层中,但受形成后运聚成藏条件的影响,亦有较深的,最深可达 3 350 m<sup>[4]</sup>。一旦具备了与其生运聚活动相匹配的最佳圈闭保存条件,即可富集而形成生物甲烷气藏,且其资源潜力及勘探的经济效益等均非常可观。

亚生物气(亦称生物—低熟过渡带气)是指生物气与低熟热解气之间的一种过渡成因类型的天然气<sup>[18]</sup>,其主要地球化学特征及最突出的特点是,一般与少量低熟油伴生且其湿度和 $\delta^{13}C_1$ 值均介于生物气与成熟热解气之间,但更偏向于生物气,故称亚生物气或准生物气。与生物气相比,其C<sub>2</sub><sup>+</sup>重烃含量显著增加(0.1%~40%), $\delta^{13}C_1$ 亦明显变重。该类气以生物气为主,其中甲烷含量在 60%~90%,但往往有早期低温热催化作用生成的低熟气混入,故属于一种以生物甲烷为主的混合气,或属于低熟阶段(R<sub>0</sub>在 0.3%~0.7%)即热催化作用尚未达大量成油阶段,由有机质缩合、有

机酸脱羧及黏土矿物等微催化所形成的烃类气<sup>[19-20]</sup>。

#### 2.1.2 南海西北部生物气/亚生物气地质、地球化学特征

南海北部边缘西北部莺—琼盆地生物气分布非常普遍,主要赋存于上新统莺歌海组—第四系海相粉细砂岩或泥质粉砂岩中。该区近 10 多年来钻探的很多探井在上新统莺歌海组—第四系中均见生物气显示,且主要以水溶气的形式产出,亦有呈气层气分布而形成游离气藏的。目前发现的生物气多分布在深度小于 2 300 m 的浅部地层中。在钻井现场气测录井过程中,上新统莺歌海组—第四系浅层生物气气测异常显示非常明显。由图 2 可以看出,莺—琼盆地大部分探井几乎均在 2 300 m 以浅的地层中见强烈的甲烷(C<sub>1</sub>)气测异常显示,通过天然气样品的地球化学分析表明,其异常高的 C<sub>1</sub> 气测显示,绝大部分均属生物气,且在 2 300 m 以浅的地层剖面中多呈连续分布,而 C<sub>2</sub><sup>+</sup>的重烃则多出现在 2 300 m 以下的相对深部地层之中<sup>[3]</sup>。

须强调指出的是,在莺歌海盆地中央泥底辟构造带,由于泥底辟及热流体强烈的上侵活动,导致该区探井中 C<sub>2</sub><sup>+</sup>的重烃出现的深度比琼东南盆地浅得多。例如处于中央泥底辟带的乐东 8-1-5 井,在 964 m 处 C<sub>2</sub><sup>+</sup>的重烃即开始出现(图 2),中央泥底辟带的其他局部区域如乐东 8-1-3 井,其 C<sub>2</sub><sup>+</sup>的重烃开始出现的深度则更浅,甚至可达 330 m 左右的超浅层。更引人关注的是,处在莺歌海盆地中央泥底辟带第四系超浅层的乐东 28-1 构造以及乐东 22-1 气田 3、4 井区,目前已发现单独成藏的以气层气形式产出具一定规模的商业性生物气气藏,且其产能甚高。

除上述这些地区及探井发现生物气/亚生物气外,在琼东南盆地西南部 YC13-1-1、YC13-1-2、YC19-1-1 井和莺歌海盆地东南部中央泥底辟带以外的 LD30-1-1A 井等井区,亦发现生物气及亚生物气显示。这些地区生物气组成中,均以生物甲烷居绝对优势,仅含微量重烃气或不含重烃气(C<sub>2</sub><sup>+</sup>),在其天然气总体组成中重烃含量仅为 0.04~1.05%(YHL2214、QBD1921/2 井样品重烃含量较高,分别为 2.08%和 7.0%,可能有他源重烃的混入)。该区生物气的干燥系数大,与高熟—过成熟热成因气相当,一般均大于 0.98。对于生物气判识与确定,一般均以天然气的 $\delta^{13}C_1 < -55‰$ 为界线和标准,并结合干燥系数大小来判识确定生物气成因类型。生物气 $\delta^{13}C_1$ 的标准值为-55‰,一般多小于-60‰,且干燥系数均大于 0.98;而高熟—过成熟热成因气的 $\delta^{13}C_1$ 明显偏重,均超过-38‰,但相对高

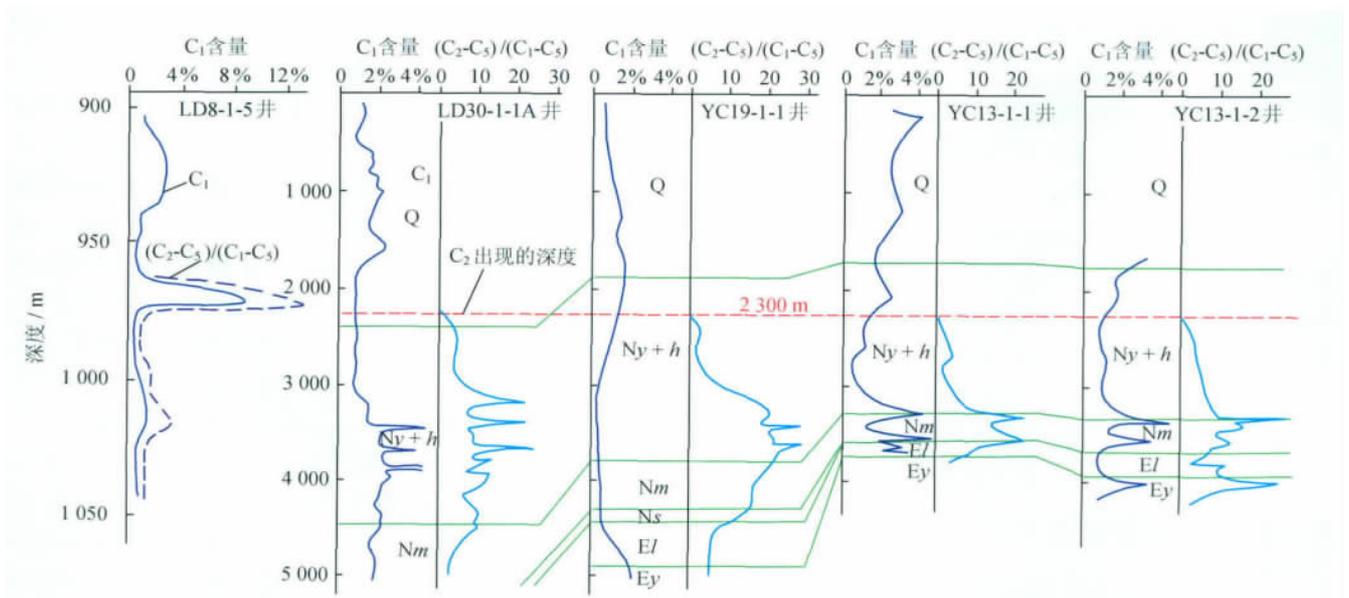


图 2 南海西北部边缘莺—琼盆地生物气/亚生物气纵向分布特征及深度下限图

熟煤型气而言,其  $\delta^{13}C_1$  则多在  $-28\% \sim -41\%$ ,绝大多数大于  $-36\%$ ,值偏重<sup>[2,4]</sup>,且干燥系数亦大于 0.98。亚生物气  $\delta^{13}C_1$  与干燥系数的相关性,与生物气基本相似,其突出特点是, $\delta^{13}C_1$  比生物气明显偏重,而干燥系数比生物气低。从天然气  $\delta^{13}C_1$  与干燥系数的关系图版上(图 3-a)可以看出,莺歌海盆地上新统一第四系生物气  $\delta^{13}C_1$  明显偏轻,其值多在  $-55.3\% \sim -87.0\%$ ,且干燥系数偏大,而亚生物气甲烷碳同位素则相对较重,其  $\delta^{13}C_1$  值在  $-55.0\% \sim -47.0\%$ ,而干燥系数则明显偏低,最低为 0.90 左右。

亚生物气(生物—低熟过渡带气)在莺歌海盆地多以水溶气形式出现,但亦有较多以气层气形式产出。富集高产且具有一定储量规模商业性亚生物气,目前主要见于莺歌海盆地中央泥底辟带东方 1-1 气田西

块 8 井及 9 井区上新统莺歌海组二段的海相粉细砂岩产气层和乐乐 22-1 气田 1、5 井区的新统莺歌海组—第四系海相粉细砂岩产气层,以及莺东斜坡带岭头 1-1 气藏上中新统黄流组一段的海相细砂岩产气层;琼东南盆地以水溶气形式产出的亚生物气,则主要见于盆地西南部崖南凹陷崖 13-1 气田的 1 井区上中新统黄流组海相含钙砂岩产气层,以及该盆地东部宝岛凹陷北部 BD19-1 构造中新统梅山组海相粉细砂岩储层。总之,莺—琼盆地亚生物气的烃类组成中仍以甲烷占绝对优势,但重烃含量( $C_2^+$ )含量较生物气明显增高,其干燥系数比生物气低得多,一般低于 0.95,且在天然气总体组成中非烃气体( $CO_2、N_2$ )含量亦比生物气有明显增加。亚生物气另一显著特征是  $\delta^{13}C_1$  值明显偏重,多在  $-54.30\% \sim -43.10\%$ (图 3-a)。

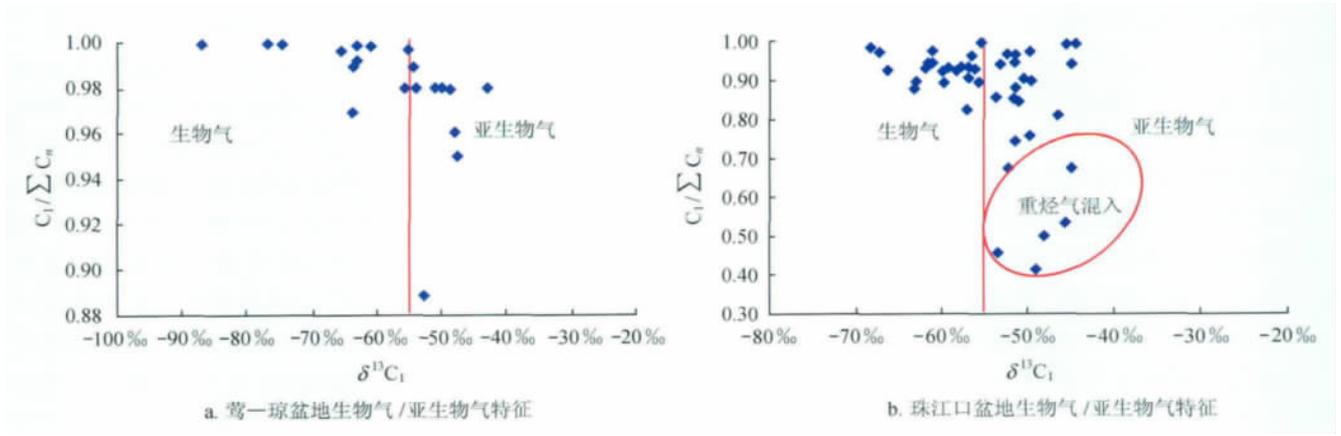


图 3 莺—琼盆地、珠江口盆地生物气/亚生物气特征图

### 2.1.3 南海东北部生物气/亚生物气地质、地球化学特征

南海北部大陆边缘东北部珠江口盆地生物气/亚生物气,多见于珠二坳陷白云凹陷北坡一番禹低隆起区,近年来在 PY34-1-1 井、PY29-1-1、PY30-1-1、LH19-3-1 与 LH19-1-1 等井均有钻遇和发现。根据这些探井所获的生物气亚/生物气资料,白云凹陷北坡一番禹低隆起区生物气及亚生物气分布规律,亦与西北部邻区的莺—琼盆地相似,除 PY29-1-1 井生物气/亚生物气分布底界较深(达 2 900 m)外,其余所有探井钻遇生物气及亚生物气,其剖面分布均在 500~2 300 m 深度范围内,而热成熟气分布深度则明显要深得多,大多分布在 2 300~4 000 m(个别区块构造抬升导致其分布深度变浅,可在 1 000 m 左右)。

地球化学分析结果表明,白云凹陷北坡一番禹低隆起区探井生物气及亚生物气的地球化学特征具有以下重要特点:①生物气的烃类气体组成中,生物甲烷居绝对优势。如 PY30-1/1、PY34-1/1 及 LH19-1/1 等井钻遇生物气即为其典型实例。这些探井中生物气的烃类气体组成中基本不含或仅含微量重烃(小于 0.5%),烃类气体干燥系数值较高,多大于 0.92(部分样品可能混有他源重烃,导致干燥系数不太高);② $\delta^{13}\text{C}_1$ ‰ 值明显偏轻,多在  $-68.2\text{‰} \sim -55.6\text{‰}$ ,均大大小于  $-55\text{‰}$ ,属于典型生物气碳同位素值分布范围(图 3-b)。③亚生物气的烃类气体组成与生物气差异较大,由于存在生物—低熟过渡带中低熟烃类的大量混入,故导致其重烃含量明显增加,干燥系数值偏低(最低为 0.6 左右,由于混有本身或他源重烃,个别样品可低至 0.5 左右)。典型实例是 LH19-1/1、PY29-1/1A、PY34-1/1 等井区,其钻遇亚生物气的干燥系数值非常低(参见图 3-b),相当一部分样品点群的干燥系数在 0.6~0.4。④亚生物气甲烷碳同位素亦偏轻,多分布在  $-53.90\text{‰} \sim -44.50\text{‰}$ ,主频值为  $-55.00\text{‰} \sim -48.00\text{‰}$ ,即均大于  $-55\text{‰}$ ,属于典型亚生物气的范畴。

### 2.2 生物气/亚生物气烃源岩特征

南海北部边缘盆地生物气/亚生物气(生物—低熟过渡带气)烃源岩分布非常广泛,纵向上从上渐新统珠海组及上中新统黄流组/粤海组泥岩至第四系沉积物,均可作为生物气/亚生物气的烃源岩,如莺—琼盆地新生代地层沉积最大厚度逾 17 km<sup>[4]</sup>,其中富有机质的第四纪沉积和新近系上新统莺歌海组海相泥岩厚度大、分布广,不仅能够为该区域生物气/亚生物气提供充足气源,形成一定规模的生物气/亚生物气气藏,而且

亦能够为深水天然气水合物的形成提供充足的生物气/亚生物气气源<sup>[21]</sup>。再如珠江口盆地,无论浅水区还是深水区,处在有机质未成熟门槛之上的上渐新统珠海组和下中新统珠江组及中中新统韩江组等不同层段,均有展布规模颇大的生物气/亚生物气烃源岩分布,且属于浅海相及半深海相有机质丰度相对较高沉积环境下形成的泥质岩系,具有较大规模的生烃潜力,完全能够为生物气气藏和深水天然气水合物提供充足的烃源供给<sup>[11]</sup>。

#### 2.2.1 南海西北部生物气/亚生物气烃源岩特征

南海西北部莺歌海盆地上中新统黄流组—第四系海相泥岩/未成岩沉积物分布广泛,空间展布规模大。其中,第四系沉积厚度最大超过 2 400 m(泥岩含量为 56%);上新统莺歌海组二段暗色泥岩钻遇最大厚度超过 1 280 m;上中新统黄流组钻遇暗色泥岩最大厚度逾 370 m。上中新统黄流组—第四系海相泥岩平面分布亦非常普遍,其展布面积基本与盆地范围相当。因此,莺歌海盆地生物气/亚生物气烃源岩空间展布规模巨大,为生物气/亚生物气等资源形成奠定了雄厚的物质基础。

莺歌海盆地上中新统黄流组—第四系海相泥岩有机质丰度与陆相地层相比普遍偏低,但作为生物气/亚生物气的烃源岩,其有机质丰度基本达到了生烃所必须具备的有机质丰度之要求。根据有机地球化学分析结果,上中新统黄流组—第四系有机质丰度,即总有机碳含量(TOC)具有随其所处盆地位置不同而有明显变化的特点:从盆地边缘斜坡到拗陷沉积中心区域,TOC 值有明显增加趋势,在 0.23%~1.05% 范围,其中,盆地东部边缘的莺东斜坡带第四系浅海相泥岩、盆地中部拗陷西北部临高隆起区泥岩 TOC 平均值分别为 0.23% 和 0.24%;盆地中部拗陷区中央泥底辟带和东南部第四系浅海相泥岩 TOC 平均值可达 0.31%。上新统莺歌海组半深海相泥岩平面上总有机碳含量变化不大,在盆地东北部莺东斜坡带和中部拗陷临高隆起莺歌海组海相泥岩 TOC 平均值均为 0.32%;中部拗陷中央泥底辟构造带和中部拗陷东南部莺歌海组海相泥岩 TOC 平均值分别为 0.41% 和 0.43%。上中新统黄流组浅海相泥岩总有机碳含量不同区域变化较大,在盆地东北部边缘的莺东斜坡带和中部拗陷临高隆起区 TOC 平均值为 0.33%~0.36%,中部拗陷中央泥底辟构造带 TOC 平均值为 0.52%,在中部拗陷东南部地区其 TOC 平均值则跃升至 1.05%。上中新统黄流组—第四系海相泥岩有机质总烃

(HC)分布特点亦与其总有机碳含量平面分布规律基本一致。从坳陷边缘莺东斜坡带到中部坳陷东南部,第四系海相泥岩总烃平均值由  $33 \mu\text{g/g}$  增至  $65 \mu\text{g/g}$ ; 上新统莺歌海组泥岩总烃平均值由  $43 \mu\text{g/g}$  递增至  $179 \mu\text{g/g}$ ; 上中新统黄流组泥岩总烃平均值则由  $112 \mu\text{g/g}$  增加到  $337 \mu\text{g/g}$ 。上中新统黄流组—第四系海相泥岩生烃潜力( $S_1 + S_2$ )的变化规律,亦与上述有机碳含量及总烃分布特点基本类似。第四系浅海相泥岩  $S_1 + S_2$  平均值全盆地范围变化不大,其中,东北部边缘莺东斜坡带  $S_1 + S_2$  较小,平均值为  $0.12 \text{ mg/g}$ ,盆地中部坳陷临高隆起区及东南区  $S_1 + S_2$  平均值在  $0.20 \sim 0.25 \text{ mg/g}$ 。上新统莺歌海组半深海相泥岩  $S_1 + S_2$  在盆地范围亦变化不大,其平均值为  $0.13 \sim 0.26 \text{ mg/g}$ 。须强调指出,莺歌海盆地上中新统黄流组浅海相泥岩  $S_1 + S_2$  全区变化较大, $S_1 + S_2$  平均值多在  $0.19 \sim 1.23 \text{ mg 烃/g 岩石}$  之间变化。其中东北部边缘莺东斜坡带  $S_1 + S_2$  平均值为  $0.32 \text{ mg 烃/g 岩石}$ ,中部坳陷临高隆起区及中部坳陷中央泥底辟带  $S_1 + S_2$  平均值在  $0.19 \sim 0.35 \text{ mg/g}$ ,而盆地中部坳陷东南部乐东区其上中新统黄流组浅海相泥岩  $S_1 + S_2$  平均值则相对较高( $1.23 \text{ mg/g}$ ),明显高于盆地其他区带。

琼东南盆地上新统一第四系海相泥岩有机质丰度,总体上比莺歌海盆地低一些或基本相当。其中,盆地北部崖北凹陷从第四系到上中新统黄流组随深度增加,剖面上其有机质丰度有增加趋势:如总有机碳含量(TOC)平均值由  $0.22\%$  增至  $0.30\%$ ;总烃平均值从  $35 \mu\text{g/g}$  增至  $64 \mu\text{g/g}$ ;  $S_1 + S_2$  平均值由  $0.13 \text{ mg/g}$  增至  $0.14 \text{ mg/g}$ 。盆地西南部崖南凹陷海相泥岩有机质丰度与北部崖北凹陷亦有相似的变化规律,由第四系到上中新统黄流组,TOC 平均值由  $0.28\%$  增加到  $0.49\%$ ,总烃平均值从  $55 \mu\text{g/g}$  增至  $265 \mu\text{g/g}$ ,  $S_1 + S_2$  平均值由  $0.22 \text{ mg/g}$  增至  $0.32 \text{ mg/g}$ 。总之,该盆地西南部崖南凹陷上中新统黄流组—第四系泥岩有机质丰度比北部崖北凹陷总体上要高,崖南凹陷不同层位层段有机质丰度均明显优于崖北凹陷。

### 2.2.2 南海东北部生物气/亚生物气烃源岩特征

南海东北部珠江口盆地有机质成熟门槛以上的未成熟上渐新统珠海组浅海相泥岩及下中新统珠江组、韩江组半深海相泥岩,均可作为该区生物气/亚生物气的烃源岩。南海东北部台西南盆地渐新统浅海相/半深海相泥岩亦有部分处在未成熟门槛之上,因此,其渐新统及其上覆新近系及第四系海相泥岩,均可作为该区生物气/亚生物气的烃源岩。

珠江口盆地珠海组浅海相泥岩有机质丰度较高,

生烃潜力较大。有机地球化学分析表明,珠海组泥岩有机碳含量平均值在  $0.51\% \sim 1.83\%$ ,氯仿沥青“A”平均含量在  $0.16\% \sim 0.46\%$ ,  $S_1 + S_2$  平均值为  $0.65 \sim 3.68 \text{ mg/g}$ ,属于生烃潜力较好的烃源岩。根据珠海组海相泥岩有机质镜质体反射率测定,其有机质成熟生烃门槛为  $3000 \text{ m}$ 。换言之, $3000 \text{ m}$  以上未成熟的上渐新统珠海组及上覆新近系海相泥岩,均可作为该区生物气/亚生物气的烃源岩,可见该区生物气/亚生物气烃源岩展布规模巨大。尚须强调指出,该盆地不同凹陷及区带珠海组浅海相泥岩有机质丰度差异较大。如珠一坳陷珠海组泥岩有机碳含量多为  $0.5\% \sim 2.5\%$ ,其中,陆丰凹陷及其周缘泥岩有机碳含量在  $0.67\% \sim 1.83\%$ ;惠州凹陷由凹陷边缘向凹陷中央,泥岩有机碳含量由  $0.5\%$  逐渐增加到  $2.5\%$ ;西江凹陷泥岩有机碳含量多在  $0.88\% \sim 1.65\%$ ;恩平凹陷泥岩有机碳含量则在  $0.54\% \sim 1.52\%$ 。珠二坳陷白云凹陷北坡一番禹低隆起珠海组泥岩有机碳含量多为  $0.50\% \sim 1.52\%$ 。

珠江口盆地下中新统珠江组半深海相泥岩有机质成熟度偏低,大部分均未达到成熟生烃门限,是该区主要的生物气/亚生物气及低熟油气的烃源岩。珠江组半深海相泥岩有机碳含量平均值为  $0.77\%$ ,总烃平均值为  $547 \mu\text{g/g}$ ,氯仿沥青“A”含量平均值为  $0.14\%$ ,完全具备了作为生物气/亚生物气及低熟油气烃源岩的基本条件。珠江组半深海相/浅海相泥岩有机质丰度分布不同地区亦存在明显差异,其中,陆丰凹陷及其边缘珠江组浅海相泥岩有机碳含量较低,多在  $0.31\% \sim 0.54\%$ ;惠州凹陷珠江组浅海相泥岩有机碳含量为  $0.31\% \sim 1.02\%$ ;西江凹陷东部浅海相泥岩有机碳含量则多在  $0.50\% \sim 1.38\%$ ;恩平凹陷浅海相泥岩有机碳含量在  $0.50\% \sim 0.95\%$ ;珠二坳陷白云凹陷北坡一番禹低隆起半深海相泥岩有机碳含量较高,多在  $0.50\% \sim 1.0\%$ 。

台西南盆地生物气/亚生物气烃源岩,主要为该区有机质成熟生烃门槛之上的渐新统和中新统及第四系海相泥岩/沉积物。其中,上中新统及第四系海相泥岩/沉积物有机质丰度,据邬黛黛研究资料<sup>[22]</sup>,从该盆地 HD319、HD196A、GC10 等 3 个站位钻获浅海沉积物有机地球化学分析表明,其有机质丰度较高。其中,HD319 站位(水深  $1730 \text{ m}$ )37 个样品总有机碳含量(TOC)最小值为  $0.62\%$ ,最大值达  $1.13\%$ ,平均值为  $0.76\%$ ;HD196A 站位(水深  $2420 \text{ m}$ )38 个样品总有机碳含量最小值为  $0.71\%$ ,最大值达  $1.91\%$ ,平均值达  $1.08\%$ ;GC10 站位(水深  $3008 \text{ m}$ )56 个样品总有

机碳含量最小值为 0.42%，最大值达 1.74%，平均值为 0.81%。

同时，国土资源部广州海洋地质调查局对 HD196A 和 HD319 等 2 个站位现场取样获得的含气砂泥岩顶空气样品，进行了烃类气体组成及（甲烷、乙烷）含量的重点分析检测，分析结果表明，顶空气样品中普遍含有甲烷气体， $C^{2+}$  重烃含量甚微，仅有少数样品检测到乙烷（ $C_2H_6$ ）气体，亦即顶空气样品的天然气组成中甲烷居绝对优势。通过对这些顶空气样品的气体进行碳同位素分析测定，结果表明其甲烷气均属生物成因类型，说明该区深水海底中新统及第四系浅层海相地层中存在大量生物气。

### 2.3 生物气生成量及资源量预测

根据该区生物气烃源岩的展布规模，依据不同沉积相带圈定的面积和厚度，笔者初步估算了西北部莺—琼盆地和东北部珠江口盆地生物气的生成总量，并在此基础上选取比较适合该区生物气运聚成藏的生聚系数，预测了其生物气资源量（低熟油气由于目前尚未圈定其准确的烃源岩面积和厚度参数，故目前暂未计算其生成量和资源量，亚生物气生成量及资源量本次亦暂未预测和估算）。

由表 1 计算结果可以看出，莺歌海盆地生物气的烃源岩展布面积可达 51 712 km<sup>2</sup>，其中海岸平原相—滨海相带的泥岩（烃源岩）体积为 2 100 km<sup>3</sup>，有机碳平均含量按 0.3% 取值，估算生物气生成量可达 28 980 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>，生聚系数<sup>[23]</sup>按 2% 取值进行计算（生聚系数取 2%，属较低取值），预测资源量约为 58.0 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>；浅海—一半深海相泥岩（烃源岩）体积可达 66 869 km<sup>3</sup>，有机碳平均含量按 0.4% 取值，估算其生物气生成量可高达 1 230 389.6 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>，根据 2% 的生聚系数计

算，生物气资源量可达 2 460.8 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。因此，莺歌海盆地新近系上中新统一第四系生物气生成总量可达 1 259 369.6 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>，生物气资源量可达 2 518.7 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。

琼东南盆地生物气的烃源岩沉积面积可达 55 400 km<sup>2</sup>，其中三角洲—滨海相带的泥岩（烃源岩）体积为 6 800 km<sup>3</sup>，有机碳平均含量亦按 0.3% 取值，则计算出生物气生成总量可达 93 840.0 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>，若按 2% 的生聚系数计算，预测资源量可达 187.7 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>；浅海—一半深海相泥岩（烃源岩）体积为 43 795 km<sup>3</sup>，有机碳平均含量亦按 0.4% 取值，则估算其生物气生成量可达 805 828 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>，根据 2% 生聚系数计算，生物气资源量可达 1 611.7 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。因此，琼东南盆地新近系上中新统一第四系生物气总生气量可达 899 668 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>，生物气总资源量可达 1 799.3 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。莺—琼盆地生物气总生成量可达 215.9 × 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>，生物气总资源量达 4 318 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。

珠江口盆地由于水深变化较大，从北部陆架浅水区珠一坳陷及东沙隆起区到南部珠二坳陷白云凹陷深水区，地形地貌变化颇大，不仅生物气分布深度相差较大，而且生物气烃源岩——海相泥岩展布面积亦差异较大。本次生物气评价与估算，主要根据珠江口盆地展布规模，北部陆架浅水区沉积面积确定为 155 000 km<sup>2</sup>，南部白云凹陷深水区沉积面积确定为 20 000 km<sup>2</sup>。生物气生成量和资源量评价估算采用 2 种思路及方法：①以该区有机质成熟门槛以上的生物气源岩进行计算，北部陆架浅水区生物气泥岩源岩体积为 364 250 km<sup>3</sup>，有机碳含量平均按 0.85% 取值，估算其生物气生成量可高达 14 242 175.0 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>，按 2% 的生聚系数取值，则生物气资源量可达 28 484.4 × 10<sup>8</sup>

表 1 南海北部大边缘重点盆地古近系—第四系生物气生成量与资源量初步估算表

盆地	沉积面积/ km <sup>2</sup>	沉积环境	泥岩体积/ km <sup>3</sup>	有机碳含量	生气量/ 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	资源量/ 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	备注
莺歌海	51 712	海岸平原—滨海 浅海—一半深海	2 100	0.3	28 980.0	58.0	上中新统一第四系 生物气源岩
			66 869	0.4	1 230 389.6 1 259 369.6	2 460.8 2 518.7	
琼东南	55 400	三角洲—滨海 浅海—一半深海	6 800	0.3	93 840.0	187.7	上中新统一第四系 生物气源岩
			43 795	0.4	805 828.0 899 668.0	1 611.7 1 799.3	
珠江口	155 000	陆架浅水区 白云凹陷深水区	364 250	0.85	14 242 175.0	28 484.4	成熟门槛以上 渐新统及其上覆新近 系生物气源岩
	20 000		42 000	0.98	1 893 360.0 16 135 535.0	3 786.7 32 271.1	
珠江口	155 000	陆架浅水区 白云凹陷深水区	310 000	0.85	12 121 000.0	24 242.0	生物气分布底界以上 新近系生物气源岩
	20 000		32 000	0.98	1 442 560.0 13 563 560.0	2 885.1 27 127.1	

注：生聚系数为 2.0%，甲烷产气率为 200 mL/g，本表借鉴莺歌海盆地相关数据

m<sup>3</sup>;南部白云深水区生物气泥岩源岩体积为 42 000 km<sup>3</sup>,有机碳含量平均按 0.98%取值(参考 LW 及 PY 地区探井),估算生物气生成量可高达 1 893 360×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,根据 2%的生聚系数取值计算,其生物气资源量可达 3 786.7×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。那么,盆地浅水区与深水区生物气生成总量可达 16 135 535.0×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,生物气总资源量为 32 271.1×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。②以盆地生物气分布底界作为生物气源岩的下限深度确定该区生物气烃源岩的底界,最后确定生物气烃源岩的展布规模,进而进行生物气估算与评价。这样由于生物气烃源岩规模减少了很多,预测估算的生物气生成量及资源量则大大减少。该计算方法生物气估算中具体计算取值为:北部陆架浅水区生物气泥岩源岩体积为 310 000 km<sup>3</sup>,有机碳含量平均按 0.85%取值,最终估算其生物气生成量可达 12 121 000.0×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,根据 2%的生聚系数计算生物气总资源量为 24 242.0×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>;南部白云凹陷深水区生物气泥岩源岩体积为 32 000 km<sup>3</sup>,有机碳含量平均按 0.98%取值,估算生物气生成量达 1 442 560.0×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,根据 2%的生聚系数计算生物气总资源量为 2 885.1×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,那么盆地生物气总生成量为 13 563 560.0×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,生物气总资源量为 27 127.1×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。显然,根据第二种方法估算的生物气总生成量及资源规模明显偏小。

总之,根据以上对生物气烃源岩展布特征及其地球化学特点的分析,以及对生物气生成量和资源量的初步估算与预测,可以坚信南海北部大陆边缘盆地生物气总生成量颇大,生物气资源规模可观,其所形成的强大充足的生物气气源供给,完全可以为南海北部深水区天然气水合物及常规气藏提供气源供给之基本保障。

### 3 生物气与天然气水合物成矿成藏

#### 3.1 南海北部天然气水合物成因类型

20 世纪 70 年代 Bernard 等<sup>[24]</sup>提出了利用烃类气组成中 C<sub>1</sub> 与 (C<sub>2</sub> + C<sub>3</sub>) 比值 R 和甲烷碳同位素 (δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub>) 值分析与判识确定甲烷成因类型的图版,并强调指出如果 C<sub>1</sub> 与 (C<sub>2</sub> + C<sub>3</sub>) 烃类成分比 R > 1 000,即甲烷含量居绝对优势,且其 δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub> 值在 -90‰ ~ -55‰,亦即 δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub> < -55‰ 为典型的微生物化学作用成因;而当 R < 100,其 δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub> > -55‰,一般均大于 -48‰,则属热解成熟成因;当 R 值和 δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub> 值介于上述二者之间时,则为生物-热解成熟之混合成因。鉴此,依据形成天然气水合物的主要烃气源——甲烷气体的碳同位素特征与烃类气组成比值 R 的相互关系,即可综合判识与确定天然气水合物的成因类型,并剖

析其气源构成特点,追踪判识其气源的亲缘关系。

截至 2011 年,据不完全统计,世界天然气水合物钻探结果表明,全球范围内迄今为止已在不同地区累计勘查发现超过了 220 个天然气水合物矿点,并获得了大量天然气水合物实物样品,取得了很多天然气水合物地球化学分析数据及实际资料<sup>[25-28]</sup>。2007 年,中国地质调查局属下的广州海洋地质调查局,在南海北部深水区珠二坳陷白云凹陷东南部(神狐调查区),通过地球物理勘查与地质综合评价,先后评价优选了 SH<sub>2</sub>、SH<sub>3</sub>、SH<sub>7</sub> 等 3 个重点勘探目标并最终实施了钻探,进而获得了天然气水合物勘探的重大突破,获取了南海天然气水合物实物样品。其后,2008 年中国地质调查局在祁连山木里冻土区亦成功钻获了天然气水合物,取得了中国陆地永久冻土带天然气水合物勘探的重大突破。同时,亦为深入研究天然气水合物成因类型及气源构成特点等,提供了天然气水合物的实物样品和相关资料<sup>[29-31]</sup>。

众所周知,迄今为止全球勘查发现的天然气水合物类型虽然存在多种成因,但大部分多以生物成因为主。全球不同地区无论是海域大洋,还是陆域永久冻土带等不同沉积环境下,只要能够满足和达到天然气水合物形成的高压低温条件和充足的气源供给,均可形成天然气水合物矿藏,但天然气水合物成因类型均以生物成因为主,生物-热解混合成因次之,单纯热解成熟成因较少。由图 4 所示可以看出,太平洋及大西洋海域大量的天然气水合物样品点群,均分布在生物成因类型的区域,仅有极少数样品点群分布在热解成熟成因类型区域;陆域冻土带和内陆海及深水湖泊天然气水合物样品点群,则主要分布于生物-热解混合成因类型的区域;中国南海北部白云凹陷深水区天然气水合物样品点群主要分布在生物成因类型分布区

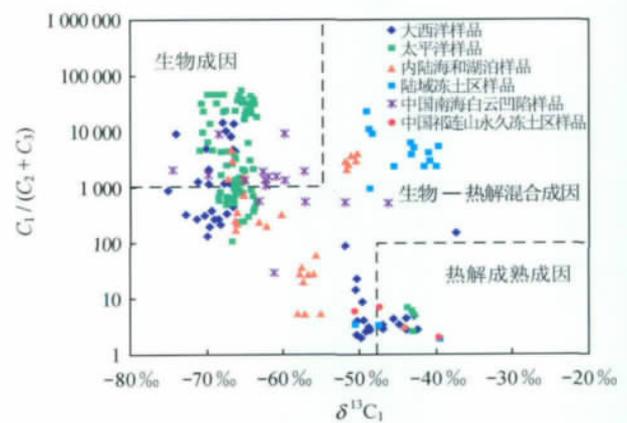


图 4 全球天然气水合物成矿成藏气体成因类型判别图

域,部分样品在生物—热解混合成因类型区,属于以生物成因为主的混合气;中国陆域祁连山永久冻土带天然气水合物样品则主要分布于热解成熟成因类型区域。总之,从世界上迄今勘查发现的天然气水合物成因类型及其特点,以及与中国南海北部大陆边缘白云凹陷神狐深水调查区和陆域祁连山冻土带天然气水合物对比,可以判识和确定中国南海北部勘查发现的天然气水合物,主要属生物成因和生物—热解混合成因 2 种类型,但以生物成因类型为主<sup>[11]</sup>。中国陆域祁连山冻土带天然气水合物类型,则属于热解成熟成因类型。须强调指出,南海北部深水区生物成因类型天然气水合物的  $\delta^{13}\text{C}_1$  值,主要分布在  $-74.3\text{‰} \sim -55\text{‰}$ ,其烃类气体成分比值  $R$  多在  $900 \sim 1\,400$ ;而该区生物—热解混合成因天然气水合物  $\delta^{13}\text{C}_1$  值,则分布在  $-55.0\text{‰} \sim -46.2\text{‰}$ ,其  $R$  值多在  $700 \sim 1\,000$ 。其与世界各地已发现天然气水合物样品的烃类气  $R$  值和  $\delta^{13}\text{C}_1$  值分布特征相比, $\delta^{13}\text{C}_1$  值虽与全球生物成因类型天然气水合物基本一致,但其  $R$  值却明显偏低,这表明南海北部深水区深部常规油气和天然气水合物气源构成中的重烃组分含量相对较高,且可能存在少量深部热解成熟油气之重烃的混入<sup>[32]</sup>。

总之,南海北部深水区天然气水合物成因类型属生物成因,其气源供给主要来自深水海底浅层沉积物中有机质的生物化学作用形成的以生物气为主的混合气。因此,该区生物气气源供给及充注与天然气水合物成矿成藏特征及其分布规律等均密切相关。

### 3.2 生物气与天然气水合物成矿成藏

大量研究表明,海洋深水海域天然气水合物形成与分布,除必须具备充足的甲烷等烃类气体源源不断地供应、特定的低温高压环境以及足够的生长空间这 3 个基本条件外,其形成分布尚与特定的地质构造环境、沉积条件、气体来源及地球化学条件等密切相关<sup>[5,15]</sup>。须强调指出,充足的烃源供给主要取决于烃源岩有机质丰度及其热演化程度。有机质丰度是形成大量油气的物质基础,亦是常规油气和天然气水合物形成的重要控制因素之一。虽然天然气水合物形成受到多种因素的影响和制约,但最关键的决定性因素主要取决于其是否具备充足的气源供给和特定的高压低温条件,而要提供充足的气源供给(主要为甲烷气体等烃气源供应),其气源岩(深水海底未成岩/成岩沉积物)有机质丰度(有机碳含量)则是形成甲烷等烃类气的物质基础。世界上勘查发现大量天然气水合物的深水海底沉积物有机碳含量分析表明,在天然气水合物分布富集区,其表层或深部沉积物中有机碳含量一般

均较高,亦即天然气水合物富集区的气源岩有机质丰度要求较高,这与常规油气形成条件基本一致。但必须指出的是,对于生物气气源岩而言,则其有机质丰度可以低一些。根据南海北部边缘盆地常规天然气勘探成果证实,该区新近系海相泥页岩气源岩有机质丰度虽然普遍偏低,有相当部分海相泥页岩气源岩有机碳含量均小于  $1\%$ ,但仍然形成了大量浅层常规天然气气藏(如莺歌海盆地众多浅层气藏),表明该区天然气运聚成藏地质条件具有一定的特殊性。

前已述及,南海北部边缘盆地  $2\,300\text{m}$  以上的新近系—第四系生物气分布普遍,即使以此作为生物气气源岩的底界,其生物气源岩展布规模仍然颇大,且有机质丰度较高,完全能够形成一定规模的生物气气源。如莺歌海盆地新近系—第四系泥岩沉积物有机碳含量平均值在  $0.23\% \sim 1.05\%$ ;琼东南盆地新近系—第四系泥岩沉积物有机碳含量平均值为  $0.22\% \sim 0.49\%$ ;珠江口盆地上渐新统珠海组泥岩和下中新统珠江组泥岩有机碳含量分别为  $0.50\% \sim 2.50\%$  和  $0.31\% \sim 1.38\%$ ;台西南盆地上新统一第四系浅层沉积物有机碳含量为  $0.42\% \sim 1.13\%$ 。基于新近系—第四系泥岩沉积物有机质丰度等参数计算,最终获得的生物气资源评价估算结果表明(参见表 1),南海北部浅层生物气具有巨大资源潜力,能够为深水区天然气水合物的形成提供充足的气源供给。同时,如果依据南海北部天然气水合物分布区古近—新近系有机质成熟度的热演化模拟结果<sup>[33]</sup>和有机质镜质体反射率分析测定数据,该区深水海底以下上渐新统一新近系  $3\,000\text{m}$  以上地层泥页岩,均处在未熟—低成熟门槛演化阶段,有机质镜质体反射率  $R_o$  值多在  $0.2\% \sim 0.6\%$ ,表明该区  $3\,000\text{m}$  以上地层均具有形成生物气及低熟油气的潜力,这样即可进一步拓宽该区生物气气源岩的范围及深度,完全可以为深水天然气水合物形成提供更充足的生物气气源供给。

盆地沉积速率亦是控制天然气水合物形成的重要因素之一,据报道<sup>[34-35]</sup>处于西太平洋海域的美国大陆边缘盆地 4 个天然气水合物聚集区带中,有 3 个与快速沉积的区域地质背景密切相关。珠江口盆地白云凹陷及周缘新生代时期亦具快速沉积的特点,其沉积速率明显偏大。据庞雄等<sup>[36]</sup>研究,白云凹陷深水区古近—新近纪沉积速率普遍较大,且具有一定的继承性。其中,始新统文昌组最大沉积厚度超过  $5\,000\text{m}$ ,沉积速率达  $300\text{m}/\text{Ma}$ ;下渐新统恩平组最大沉积厚度为  $3\,500\text{m}$ ,沉积速率达  $270\text{m}/\text{Ma}$ 。尤其是在  $18.5 \sim 16.5\text{Ma}$  的早中新世珠江期,白云凹陷及各次级凹陷

深水区沉积速率平均达到了 500 m/Ma 左右,属于该区重要的快速沉降期;而 16.5~10.5 Ma 的中中新世韩江期,白云凹陷及各次级凹陷深水区的沉积速率更高,达到了最大值(1 900 m/Ma),其平均为 1 150 m/Ma<sup>[37]</sup>。很显然,在如此高的沉积速率之地质背景下,新近系及第四系地层孔隙度普遍偏大,天然气水合物的储集空间亦大,极有利于天然气水合物成矿成藏作用的进行。同时,快速沉积形成的相对封闭的海相还原环境,有利于大量有机碎屑物在未遭受氧化作用的条件下,即可在地层中被迅速埋藏而被保存下来,进而为形成常规油气和天然气水合物等提供了雄厚的母源物质基础。另外,在沉积速率较高的地区往往容易形成欠压实,而最终由于超压流体的突破形成良好的纵向流体疏导体系进而促进烃类流体纵向运聚。诚然,随着沉积荷载的快速增加,高沉积速率下所形成的超压高孔隙度沉积异常体,亦有利于天然气水合物分布与赋存<sup>[38]</sup>。

综上所述,白云凹陷神狐深水区目前勘查发现的天然气水合物气源,主要来自深水海底浅层未成岩/成岩富含有机质的沉积物。根据该区天然气水合物的甲烷碳同位素分布特征<sup>[39]</sup>及干燥系数( $\delta^{13}C_1$  为 -46.2‰~-74.3‰,大多数样品的  $\delta^{13}C_1$  值小于 -57.0‰;干燥系数大于 0.96~0.99),以及与白云凹陷北坡一番禹低隆起迄今勘探发现的生物气地球化学特征的对比,可以综合判识确定天然气水合物气源主要来自深水海底浅层以生物气为主的混合气,其生物气气源岩为新近系—第四系规模巨大的成岩/未成岩的沉积物。诚然,根据天然气水合物形成过程及成矿特征和烃气

源供给方式及特点等,尚可将天然气水合物成因类型及成矿成藏方式,综合判识划分为“自源生物气扩散型”、“生物—热解气混合型”和“他源热解成熟气渗漏型”等 3 类<sup>[40-41]</sup>。南海北部深水区天然气水合物成因类型属于“自源生物气扩散型”或“生物—热解气混合型”,而“他源热解成熟气渗漏型”天然气水合物,目前在南海北部深水区尚未勘查发现,但依据有关资料预测这种成因类型的天然气水合物有可能存在且更具资源潜力。总之,南海北部深水区目前勘查钻获的天然气水合物,属于“自源扩散型”微生物成因成矿的水合物类型,其天然气水合物成矿气源供给,主要来自于深水海底浅层原地及其附近地层中的生物成因气。

迄今国内外很多学者均分别从天然气水合物成矿成藏机制、成矿成藏气源、成矿成藏动力学角度,提出并建立了多种天然气水合物形成的成矿成藏地质模式,主要有:基于天然气水合物成矿气源来源构成特点,划分与建立的微生物作用成烃的“自源扩散型”自生自储原地成矿成藏模式与深部有机质热解成烃通过断裂及底辟通道输送供给的“他源渗漏型”下生上储异地成矿成藏模式;基于成矿胶结形式的低温冷冻模式、海浸加压模式和成岩作用模式;基于流体驱动方式的常压周期渗流模式和超压周期流动模式等<sup>[42-43]</sup>。根据该区海洋地质及油气地质条件,结合钻获天然气水合物分布赋存的主要地质特点及控制影响因素,依据天然气水合物形成的气源供给输送方式和温压环境条件等主控因素及特点,笔者综合分析、判识确定南海北部深水区天然气水合物成矿成藏模式,应属于微生物作用成烃、自生自储原地“自源扩散型”(图5),其天然气

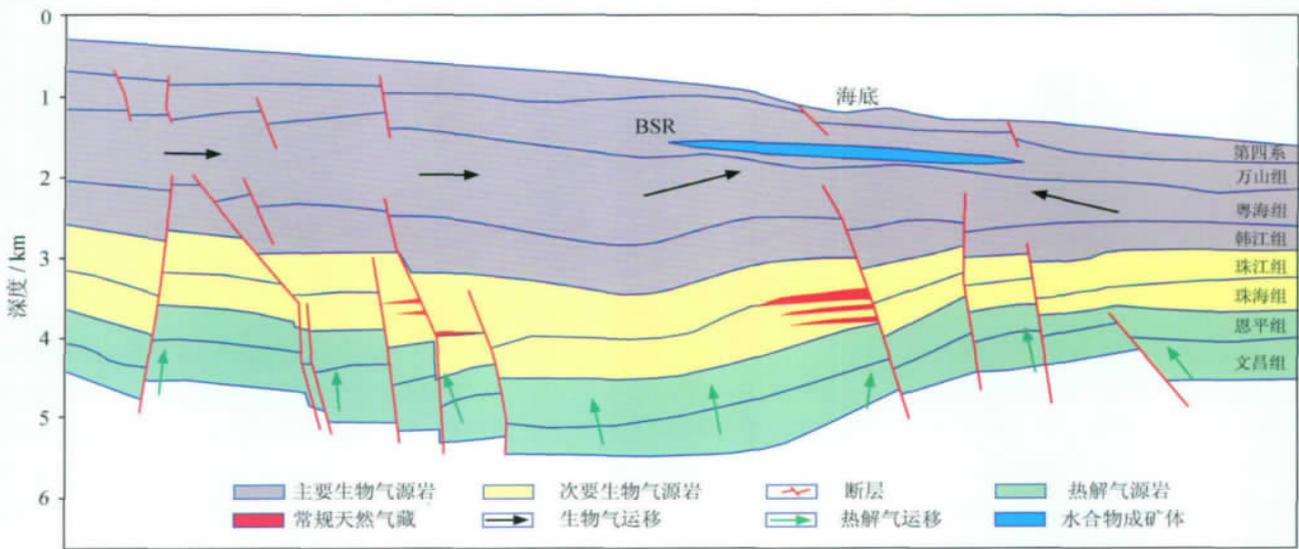


图 5 珠江口盆地白云凹陷神狐勘查区天然气水合物成矿成藏模式图

水合物气源供给,主要来自深水海底浅层未成岩/成岩沉积物有机质通过生物化学作用形成的以生物气为主的混合气,具有明显的自生自储原地附近成矿成藏的特点。诚然,该区其他区带可能还存在“他源渗漏型”下生上储异地成矿成藏的天然气水合物形成模式,但这种天然气水合物成矿成藏模式,尚须今后天然气水合物勘探实践所证实。必须强调指出的是,南海北部白云凹陷神狐深水勘查区的“自源扩散型”自生自储原地成矿成藏天然气水合物成因模式,其气源供给及构成均来自天然气水合物附近原地以生物气为主的混合气,具有“扩散型”运聚方式和突出的自生自储成矿成藏特点。当然,深部热解成熟天然气亦可通过断裂及底辟等纵向通道和超压孔隙流体一起向上运移,在浅部地层与生物成因气混合形成以热解成熟气为主的混合气,进而形成下生上储异地成矿成藏的“他源渗漏型”天然气水合物,这在世界其他区域亦是存在的。

### 3.3 南海北部天然气水合物勘探前景

南海北部深水区天然气水合物勘查评价及地质研究工作,自 20 世纪 90 年代中后期开展以来,已取得了大量地质地球物理勘查评价成果和突破性的进展,不仅成功钻获了天然气水合物实物样品,而且已初步总结和建立一套天然气水合物勘查评价的地质研究体系,天然气水合物成矿成藏模式及成因机理研究和天然气水合物形成的物理模拟实验及数值模拟等,亦正在深入开展和进行之中。目前南海北部深水区天然气水合物大规模勘查评价及钻探活动亦即将全面展开。

天然气水合物是南海北部陆坡深水区非常规天然气资源,其与深水油气一样属于中国海洋资源可持续利用和常规油气勘探战略接替的重要新领域。南海北部深水区天然气水合物资源量大、勘探潜力及前景广阔,其是 21 世纪中国海域非常规油气资源勘探的新领域及勘探方向,亦是最具开发潜力、最佳的低碳高效环保型能源。因此,深入开展天然气水合物成因及成矿成藏特征、控制影响因素及其分布富集规律的系统研究,全面解剖其从烃气源供给输送到天然气水合物稳定带形成的整个成矿成藏过程及其控制影响因素等,不仅非常重要,而且能为预测评价天然气水合物资源和将来实施勘探开发天然气水合物资源提供理论指导和决策依据。

南海北部深水区天然气水合物资源丰富,勘探前景看好。尤其是处在南海北部陆坡深水区的琼东南盆地中央裂隙带及南部裂隙带和珠江口盆地南部裂隙

带、台西南盆地南部坳陷等地区,不仅具备形成天然气水合物特定的高压低温地质条件,且天然气水合物资源潜力巨大,这主要是由于该区有利天然气水合物成分布的深水区泥质岩系气源岩展布规模大(500 m 水深以下面积达  $20 \times 10^4 \text{ km}^2$ ),导致水合物气源供给充分所决定的。这些深水区(500~3 300 m)不仅具有形成天然气水合物所必备的高压低温条件,且深部的新近系及第四系浅海一半深海相砂泥岩沉积展布规模大、沉积充填速率高(最高达 1.4 mm/a),极有利于有机质保存,虽然该区其海相泥岩有机质丰度不太高(TOC 平均为 0.3%~0.98%),但作为生物气源岩的有机质丰度已足够了,且其展布规模巨大,故具备了极大的生烃潜力,初步评价预测其生物气总生成量及总资源量分别可达  $1 829.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$  和  $36 589.1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。因此,该区新近系及第四系浅海一半深海相泥岩完全可以提供较丰富充足的烃气源,能够为形成大规模天然气水合物稳定带供给充足的烃气源。同时,该区新近系及第四系深部亦是深水区常规油气藏分布的有利地区,以往及近期的油气地质综合研究及部分深探井的油气勘探成果均表明,深水区常规油气资源潜力亦非常大,具备了形成大规模油气富集区带的有利条件和一系列不同类型的有利勘探目标,其深水油气资源量可能远大于相邻的北部陆架浅水区,因此,南海北部深水区不仅具有勘探潜力巨大的天然气水合物资源前景,而且常规油气藏即深水油气资源潜力及勘探前景亦极具大诱惑力、更具现实的油气勘探生产意义!

## 4 结论与认识

1) 南海北部边缘盆地生物气/亚生物气(生物—低熟过渡带气)资源丰富、分布广泛、气体成分单一、干燥系数较高。该区生物气多以水溶气形式分布且多见于钻井气测显示中,但亦可以游离气形式产出形成富集高产的生物气/亚生物气气藏。

2) 南海北部边缘盆地生物气/亚生物气烃源岩分布广泛,纵向上从上渐新统一上新统直至第四系未成岩/成岩的泥质岩系等,均可作为生物气/亚生物气烃源岩;区域上生物气烃源岩展布规模巨大,尤其是上中新统一上新统浅海相及半深海相有机质丰度相对较高的泥质烃源岩分布广泛,具有较大生烃潜力。丰富的生物气/亚生物气资源能够为深水区天然气水合物形成提供充足的气源供给。

3) 南海北部深水区白云凹陷神狐勘查区目前钻探

发现的天然气水合物成因类型,属于生物成因类型,其气源供给主要来自深水海底浅层原地附近富含有机质泥质岩系形成的以生物气/亚生物气为主的混合气,具有“自生自储”原地附近运聚的成矿成藏特征。

4)天然气水合物形成的控制影响因素较多,但最主要的起决定性作用的乃在于其充足的气源供给和特定的高压低温地质条件,由此最终控制和决定了天然气水合物成矿成藏特征及其形成演化模式和成因机制。

5)根据天然气水合物成矿成藏特征及其主要控制影响因素,可将天然气水合物成矿成藏模式,划分为微生物作用成烃的“自源扩散型”自生自储原地成矿成藏模式与深部有机质热解成烃、通过断裂及底辟通道输送供给的“他源渗漏型”下生上储异地成矿成藏模式2种主要类型。南海北部深水区天然气水合物成矿成藏模式属于“自源扩散型”自生自储原地成矿成藏模式,具有“自生自储”原地及附近运聚成矿成藏的特征,且受控于该区充足的生物气气源供给和深水区特定的高压低温地质条件。

#### 参 考 文 献

- [1] 何家雄,洗仲猷,陈伟煌,等.莺—琼盆地生物气及生物—低熟过渡带气特征与勘探前景[J].天然气地球科学,2001,12(6):1-11.  
HE Jiaxiong, XIAN Zhongyou, CHEN Weihuang, et al. Characterization and exploration potential of biogenic gas and biogenic-undermatured transition gas in Yinggehai-Qiongdongnan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2001, 12(6):1-11.
- [2] 傅宁,林清,刘英丽.从南海北部浅层气的成因看水合物潜在的气源[J].现代地质,2011,25(2):332-339.  
FU Ning, LIN Qing, LIU Yingli. Analysis on potential gas source of gas hydrate from the original characteristics of shallow gas in the north of the South China Sea[J]. Geoscience, 2011, 25(2):332-339.
- [3] 何家雄,陈伟煌,钟启祥.莺歌海盆地泥底辟带浅层天然气成因及烃源探讨[J].天然气地球科学,1994,5(6):15-27.  
HE Jiaxiong, CHEN Weihuang, ZHONG Qixiang. The origin and source of shallow gas of the mud diapir in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 1994, 5(6):15-27.
- [4] 何家雄,夏斌,张启明,等.南海北部边缘盆地生物气和亚生物气资源潜力与勘探前景分析[J].天然气地球科学,2005,16(2):167-174.  
HE Jiaxiong, XIA Bin, ZHANG Qiming, et al. Resources base and exploration potential of biogenic and sub-biogenic gas in marginal basin of the northern South China Sea[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(2):167-174.
- [5] 付少英,陆敬安.神狐海域天然气水合物的特征及其气源[J].海洋地质动态,2010,26(9):6-10.  
FU Shaoying, LU Jingan. The characteristics and origin of gas hydrate in Shenhu area, South China Sea[J]. Marine Geology Letters, 2010, 26(9):6-10.
- [6] 吴时国,姚根顺,董冬冬,等.南海北部陆坡大型气田区天然气水合物的成藏地质构造特征[J].石油学报,2008,29(3):324-328.  
WU Shiguo, YAO Genshun, DONG Dongdong, et al. Geological structures for forming gas hydrate reservoir in the huge deepwater gas field of the northern South China Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(3):324-328.
- [7] 祝有海,张光学,卢振权,等.南海天然气水合物成矿条件与找矿前景[J].石油学报,2001,22(5):6-10.  
ZHU Youhai, ZHANG Guangxue, LU Zhenquan, et al. Gas hydrate in the South China Sea: Background and indicators[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(5):6-10.
- [8] 王宏斌,张光学,杨木壮,等.南海陆坡天然气水合物成藏的构造环境[J].海洋地质与第四纪地质,2003,23(1):81-86.  
WANG Hongbin, ZANG Guangxue, YANG Muzhuang, et al. Structural circumstance of gas hydrate deposition in the continent margin, the South China Sea[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2003, 23(1):81-86.
- [9] 姚伯初.南海天然气水合物的形成和分布[J].海洋地质与第四纪地质,2005,25(2):81-89.  
YAO Bochu. The forming condition and distribution characteristics of the gas hydrate in the South China Sea[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2005, 25(2):81-89.
- [10] 姚伯初.南海北部陆缘天然气水合物初探[J].海洋地质与第四纪地质,1998,18(4):11-18.  
YAO Bochu. Preliminary exploration of gas hydrate in the northern margin of the South China Sea[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 1998, 18(4):11-18.
- [11] 何家雄,祝有海,陈胜红,等.天然气水合物成因类型及成矿特征与南海北部资源前景[J].天然气地球科学,2009,20(2):237-243.  
HE Jiaxiong, ZHU Youhai, CHEN Shenghong, et al. Genetic types and mineralization characteristics of gas hydrate and resources potential of northern South China Sea[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(2):237-243.
- [12] 杨木壮,沙志彬,梁金强,等.南海东北部陆坡区天然气水合物成矿作用[J].现代地质,2011,25(2):340-348.  
YANG Muzhuang, SHA Zhibin, LIANG Jinqiang, et al. Metallogenetic conditions of gas hydrate in the northeastern slope of the South China Sea[J]. Geoscience, 2011, 25(2):340-348.

- [13] 张洪涛,张海启,祝有海,等. 中国天然气水合物调查研究现状及其进展[J]. 中国地质,2007,34(6):953-961.  
ZHANG Hongtao, ZHANG Haiqi, ZHU Youhai, et al. Gas hydrate investigation and research in China: Present status and progress[J]. Geology in China, 2007, 34(6): 953-961.
- [14] 姚伯初,吴能友. 天然气水合物——石油天然气的未来替代能源[J]. 地学前缘,2005,12(1):225-233.  
YAO Bochu, WU Nengyou. Gas hydrate—A future energy resource[J]. Earth Science Frontiers, 2005, 12(1): 225-233.
- [15] 罗敏,王宏斌,杨胜雄,等. 南海天然气水合物研究进展[J]. 矿物岩石地球化学通报,2013,32(1):56-69.  
LUO Min, WANG Hongbin, YANG Shengxiong, et al. Research advancement of natural gas hydrate in South China Sea[J]. Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry, 2013, 32(1): 56-69.
- [16] 张光学,黄永祥,祝有海,等. 南海天然气水合物的成矿远景[J]. 海洋地质与第四纪地质,2002,22(1):75-81.  
ZHANG Guangxue, HUANG Yongxiang, ZHU Youhai, et al. Prospect of gas hydrate resources in the South China Sea[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2002, 22(1): 75-81.
- [17] 柳广第. 石油地质学[M]. 北京:石油工业出版社,2009:146-147.  
LIU Guangdi. Petroleum Geology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 146-147.
- [18] 徐永昌,沈平,刘文汇,等. 一种新的天然气成因类型——生物—热催化过渡带气[J]. 中国科学 B 辑,1990,20(9):975-980.  
XU Yongchang, SHEN Ping, LIU Wenhui, et al. A new genetic types of natural gas—bio-thermocatalytic transitional zone gases[J]. Science in China: Series B, 1990, 20(9): 975-980.
- [19] 刘文汇,徐永昌,雷怀彦. 生物—热催化过渡带气及其综合判识标志[J]. 矿物岩石地球化学通报,1997,16(1):51-54.  
LIU Wenhui, XU Yongchang, LEI Huaiyan. Bio-thermocatalytic transitional zone gases and its comprehensive distinguishing marks[J]. Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry, 1997, 16(1): 51-54.
- [20] 刘文汇,徐永昌. 生物—热催化过渡带油气关系[J]. 沉积学报,1995,13(2):4-13.  
LIU Wenhui, XU Yongchang. Relationship between oil and gas of bio-thermo catalytic transitional zone[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1995, 13(2): 4-13.
- [21] 孙春岩,吴能有,牛滨华,等. 南海琼东南盆地气态烃地球化学特征及天然气水合物资源远景预测[J]. 现代地质,2007,21(1):95-100.  
SUN Chunyan, WU Nengyou, NIU Binhua, et al. Geochemical characteristics of gaseous hydrocarbons and hydrate resource prediction in the Qiongdongnan Basin of the South China Sea[J]. Geoscience, 2007, 21(1): 95-100.
- [22] 邬黛黛. 南海天然气水合物的早期成岩作用和地球化学特性研究[R]. 杭州:浙江大学,2008.  
WU Daidai. Early diagenesis Records and Geochemical characteristics of gas hydrate in the South China Sea[R]. Hangzhou: Zhejiang University, 2008.
- [23] 杨玉奇,王振平,孔令芳,等. 一种生物气资源量计算新方法[J]. 石油勘探与开发,2008,35(3):373-377.  
YANG Yuqi, WANG Zhenping, KONG Lingfang, et al. A new computational method for biogenic gas resources [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(3): 373-377.
- [24] BERNARD B B, BROOKS J M, SACKETT W M. A geochemical model for characterization of hydrocarbon gas source in marine sediments[C]// Proceedings of 9<sup>th</sup> Annual Offshore Technology Conference, 1977: 435-438.
- [25] KVENVOLDEN K A. A review of the geochemistry of methane in natural gas hydrate[J]. Organic Geochemistry, 1995, 23(11/12): 997-1008.
- [26] 卢振权,祝有海,张永勤,等. 青海祁连山冻土区天然气水合物的气体成因研究[J]. 现代地质,2010,24(3):581-588.  
LU Zhenquan, ZHU Youhai, ZHANG Yongqin, et al. Study on genesis of gases from gas hydrate in the Qilian Mountain permafrost, Qinghai [J]. Geoscience, 2010, 24(3): 581-588.
- [27] HACHIKUBO A, KRYLOV A, SAKAGAMI H, et al. Isotopic composition of gas hydrates in subsurface sediments from offshore Sakhalin Island, Sea of Okhotsk[J]. Geo-Marine Letters, 2010, 30(3): 313-319.
- [28] VAULAR E N, BARTH T, HAFLIDASON H, et al. The geochemical characteristics of the hydrate-bound gases from the Nyegga Pockmark Field, Norwegian Sea [J]. Organic Geochemistry, 2010, 41(5): 437-444.
- [29] 祝有海,张永勤,文怀军,等. 青海祁连山冻土区发现天然气水合物[J]. 地质学报,2009,83(11):1762-1771.  
ZHU Youhai, ZHANG Yongqin, WEN Huaijun, et al. Gas hydrates in the Qilian Mountain permafrost, Qinghai, Northwest China [J]. Acta Geologica Sinica, 2009, 83(11): 1762-1771.
- [30] 祝有海,赵省民,卢振权. 中国冻土区天然气水合物的找矿选区及其资源潜力[J]. 天然气工业,2011,31(1):13-19.  
ZHU Youhai, ZHAO Shengmin, LU Zhenquan. Resource potential and reservoir distribution of natural gas hydrate in permafrost areas of China [J]. Natural Gas Industry,

- 2011,31(1):13-19.
- [31] 关进安,李栋梁,周红霞,等.一套模拟渗漏型天然气水合物形成与分解的实验系统[J].天然气工业,2012,32(5):93-96.  
GUAN Jin'an, LI Dongliang, ZHOU Hongxia, et al. An experiment set simulating the formation and decomposition of hydrate in marine leakage system[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(5): 93-96.
- [32] 何家雄,姚永坚,刘海龄,等.南海北部边缘盆地天然气成因类型及气源构成特点[J].中国地质,2008,35(5):1007-1016.  
HE Jiaxiong, YAO Yongjian, LIU Hailing, et al. Genetic types of natural gas and characteristic of the gas source composition in marginal basins of the northern South China Sea[J]. Geology in China, 2008, 35(5): 1007-1016.
- [33] 苏丕波,雷怀彦,梁金强,等.神狐海域气源特征及其对天然气水合物成藏的指示意义[J].天然气工业,2010,30(10):103-108.  
SU Pibo, LEI Huaiyan, LIANG Jinqiang, et al. Characteristics of gas source in the waters of Shenhu and their significance to gas hydrate accumulation[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 103-108.
- [34] 于兴河,张志杰,苏新,等.中国南海天然气水合物沉积成藏条件初探及其分布[J].地学前缘,2004,11(1):311-315.  
YU Xinghe, ZHANG Zhijie, SU Xin, et al. Primary discussion on accumulation conditions for sedimentation of gas hydrate and its distribution in South China Sea[J]. Earth Science Frontiers, 2004, 11(1): 311-315.
- [35] 沙志彬,郭依群,杨木壮,等.南海北部陆坡区沉积与天然气水合物成藏关系[J].海洋地质与第四纪地质,2009,29(5):89-98.  
SHA Zhibin, GUO Yiqun, YANG Muzhuang, et al. Relation between sedimentation and gas hydrate reservoirs in the northern slope of South China Sea[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2009, 29(5): 89-98.
- [36] 庞雄,陈长民,朱明,等.南海北部陆坡白云深水区油气成藏条件探讨[J].中国海上油气,2006,18(3):145-149.  
PANG Xiong, CHEN Changmin, ZHU Ming, et al. A discussion about hydrocarbon accumulation conditions in Baiyun Deep-water Area, the northern continental slope, South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2006, 18(3): 145-149.
- [37] 彭大钧,庞雄,陈长民,等.南海珠江深水扇系统的形成特征与控制因素[J].沉积学报,2006,24(1):10-18.  
PENG Dajun, PANG Xiong, CHEN Changmin, et al. The characteristics and controlling factors for the formation of deep-water fan system in South China Sea[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2006, 24(1): 10-18.
- [38] 龚跃华,杨胜雄,王宏斌,等.南海北部神狐海域天然气水合物成藏特征[J].现代地质,2009,23(2):210-216.  
GONG Yuehua, YANG Shengxiong, WANG Hongbin, et al. Gas hydrate reservoir characteristics of Shenhu area, north slope of the South China Sea[J]. Geoscience, 2009, 23(2): 210-216.
- [39] 雷新民,张光学,郑艳.南海北部神狐海域天然气水合物形成及分布的地质因素[J].海洋地质动态,2009,25(5):1-9.  
LEI Xinmin, ZHANG Guangxue, ZHENG Yan. The formation and geological factors of distribution of gas hydrate in the Shenhu area, the northern South China Sea[J]. Marine Geology Letters, 2009, 25(5): 1-9.
- [40] 陈多福,冯东,陈光谦,等.海底天然气渗漏系统演化特征及对形成水合物的影响[J].沉积学报,2005,23(2):323-328.  
CHEN Duofu, FENG Dong, CHEN Guangqian, et al. Evolution of marine gas venting system and impact on gas hydrate crystallization[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(2): 323-328.
- [41] 陈多福,苏正,冯东,等.海底天然气渗漏系统水合物成藏过程及控制因素[J].热带海洋学报,2005,24(3):38-46.  
CHEN Duofu, SU Zheng, FENG Dong, et al. Formation and its controlling factors of gas hydrate reservoir in marine gas vent system[J]. Journal of Tropical Oceanography, 2005, 24(3): 38-46.
- [42] GINSBURG G D, SOLOVIEV V A. Methane migration within the submarine gas-hydrate stability zone under deep-water conditions[J]. Marine Geology, 1997, 137(1/2): 49-57.
- [43] 苏丕波,梁金强,沙志彬,等.南海北部神狐海域天然气水合物成藏动力学模拟[J].石油学报,2011,32(2):226-233.  
SU Pibo, LIANG Jinqiang, SHA Zhibin, et al. Dynamic simulation of gas hydrate reservoirs in the Shenhu area, the northern South China Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 226-233.

(收稿日期 2013-03-20 编辑 罗冬梅)