

# 南海北部琼东南盆地天然气水合物气源及运聚成藏模式预测

何家雄<sup>1</sup> 苏丕波<sup>2</sup> 卢振权<sup>3</sup> 张伟<sup>1</sup> 刘志杰<sup>1</sup> 李晓唐<sup>1</sup>

1.中国科学院广州地球化学研究所边缘海地质重点实验室 2.国土资源部广州海洋地质调查局

3.中国地质调查局油气资源调查中心

何家雄等.南海北部琼东南盆地天然气水合物气源及运聚成藏模式预测.天然气工业,2015,35(8):19-29.

**摘 要** 南海北部琼东南盆地南部深水区流体活动强烈,天然气水合物(以下简称水合物)气源岩类型多,气源供给系统及运聚条件良好,是我国深水水合物资源的重要远景区之一。为深入研究该区水合物的形成条件及资源潜力,根据盆地构造沉积演化及油气地质条件与多年来的油气勘探成果,分析了该区天然气的成因类型和资源潜力;根据高分辨率地震解释资料,重点剖析了气源供给的运聚通道系统与水合物成藏的耦合关系;最后结合水合物成藏地质条件,探讨了水合物的成藏模式。结果表明:①该区热解气和生物气气源充足、资源潜力大,能够为水合物的形成提供充足的烃源供给;②天然气运聚系统较优越,存在生物气源自生自储型、热解气源断层裂隙下生上储型和热解气源底辟及气烟囱下生上储型 3 种类型的水合物成藏模式;③深水区热解气源下生上储型水合物,其热解气源输送运聚通道主要为断层裂隙和泥底辟及气烟囱所构成的纵向运聚供给系统,其形成展布及优劣,主要取决于构造沉积演化、断裂活动和活跃地质热流体异常侵入活动。

**关键词** 琼东南盆地 南海北部 天然气水合物 气源 资源潜力 运聚系统 成藏模式 深水区

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2015.08.003

## Prediction of gas sources of natural gas hydrate in the Qiongdongnan Basin, northern South China Sea, and its migration, accumulation and reservoir formation pattern

He Jiexiong<sup>1</sup>, Su Pibo<sup>2</sup>, Lu Zhenquan<sup>3</sup>, Zhang Wei<sup>1</sup>, Liu Zhijie<sup>1</sup>, Li Xiaotang<sup>1</sup>

(1. Marginal Sea Geology Key Laboratory of Guangzhou Geochemistry Research Institute, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510640, China; 2. Guangzhou Marine Geological Survey, Ministry of Land and Resources, Guangzhou, Guangdong 510075, China; 3. Oil and Gas Resource Survey Center of China Geological Survey, Beijing 100029, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 35, ISSUE 8, pp.19-29, 8/25/2015. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** The fluid activity is intense in the abyssal zone in the southern part of the Qiongdongnan Basin, northern South China Sea, and natural gas hydrates are characterized by multiple types of source rocks, good gas source systems and favorable migration and accumulation situations, so this area is one important prospect of abyssal hydrate resources. In order to further investigate the hydrate forming conditions and resource potential in this area, this paper first analyzes genetic types and resource potential of natural gas in this area based on structural and sedimentary evolution and geologic conditions of this basin and years of oil and gas exploration achievements. Second, it mainly analyzes the coupling relation between source gas migration and accumulation pathways and hydrate reservoir formation by using high-resolution seismic interpretation data. And finally, it probes into hydrate reservoir forming patterns on the basis of geologic conditions for the formation of hydrate reservoirs. Results show that there are sufficient pyrolysis gas and biogas sources and resource potentials, which means sufficient source supply for the formation of hydrates. Besides, there are favorable gas migration and accumulation systems. Three hydrate reservoir forming patterns are established, including biogas sourced self generation - self pyrolysis gas sourced lower generation - upper storage with faults and fractures, and pyrolysis gas sourced lower generation - upper storage with diapirs and gas chimneys. What's more, as for the pyrolysis gas sourced lower generation - upper storage hydrate in abyssal zones, the pyrolysis gas source migrates and accumulates mainly along vertical migration and accumulation system which consists of faults, fractures, diapirs and gas chimneys, so its extension and performances are mainly controlled by structural and sedimentary evolution, fracturing activity and abnormal intrusion of geologically active thermal fluids.

**Keywords:** Qiongdongnan Basin; North; South China Sea; Natural gas hydrate; Gas source; Resource potential; Migration system; Reservoir-forming mode; Deep water zone

**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

充足的气源供给是天然气水合物(以下简称水合物)成藏的物质基础和前提条件。沉积盆地中气源岩在不同的成烃地质条件及环境下,形成的大量微生物成因和热解成因(成熟—高熟甚至过熟)等不同类型的烃类气,不仅是控制常规油气运聚成藏及分布富集的重要因素,亦是决定水合物气源成因类型及其分布的主要控制因素<sup>[1-6]</sup>。以往的研究成果表明<sup>[7-8]</sup>,水合物气源类型多以微生物成因甲烷为主,主要是处于深水海底浅层未成岩生物作用带的富有机质沉积物,经微生物生物化学作用形成生物甲烷气。因此,水合物资源评价中分析研究生物化学作用带之深水海底浅层沉积物较多,但亦不乏质疑,即深水海底浅层微生物气产气潜力及资源量,是否能够水合物提供充足气源而满足规模巨大的水合物资源之需求?是否能够形成高饱和度水合物?与此同时,来自水合物勘查及实际水合物样品地球化学分析结果表明,在墨西哥湾、美国阿拉斯加北坡、加拿大、麦肯齐三角洲、俄罗斯梅索亚哈气田、日本南海海槽、里海及黑海等地区勘查获得的水合物气源成因类型属热成因<sup>[9-11]</sup>。对阿拉斯加北坡<sup>[11]</sup>和加拿大麦肯齐三角洲<sup>[12]</sup>水合物钻探及研究也表明,热成因气源对于形成高饱和度水合物类型至关重要。此外,在墨西哥湾和阿拉斯加北坡普拉德霍湾等区域尚发现存在热成因与生物成因构成的混合气源的水合物。总之,水合物气源成因类型及供给系统与水合物资源潜力及展布特点密切相关。

南海北部琼东南盆地南部深水区属于南海北部陆

坡—洋盆过渡区,具备形成水合物所需的高压低温环境及气源供给条件,是我国南海北部深水海域水合物勘探最具资源潜力的区域之一。通过近年来海洋地质、地球物理勘查,迄今已在该海域发现了一系列水合物存在的地质、地球物理及地球化学证据及其指示标志,充分表明其具有较好的水合物资源勘探前景。为了进一步深入研究该区水合物的形成条件及资源潜力,以指导水合物资源评价及勘查决策部署,笔者重点对水合物气源条件及其运聚成藏特征等开展综合分析,在此基础上探讨不同类型水合物的运聚成藏模式。

### 1 区域地质背景

琼东南盆地位于海南岛南部海域,西靠莺歌海盆地,北邻海南隆起,东北以神狐隆起与珠江口盆地珠三坳陷相邻,南与永乐隆起相接,总面积约为  $8.3 \times 10^4$  km<sup>2</sup>(图 1)。根据区域构造地质背景及地球动力学条件和盆地构造幕式形成演化特点,结合盆地南北分带、东西分块的基本构造格局,将盆地划分为北部坳陷、北部(中部)隆起、中央坳陷、南部隆起和南部坳陷 5 个一级构造单元,在此基础上可进一步划分为不同凹陷和凸起等次一级构造单元。盆地新生代沉积最大厚度达 12 km,最大生烃凹陷面积超过 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、晚期海相坳陷的显著特点。古近纪早期的陆相断陷具多幕裂陷特征:①第一裂陷幕即晚白垩世末—始新世初,广泛形成小型陆相地堑群,通常沿基底大断层

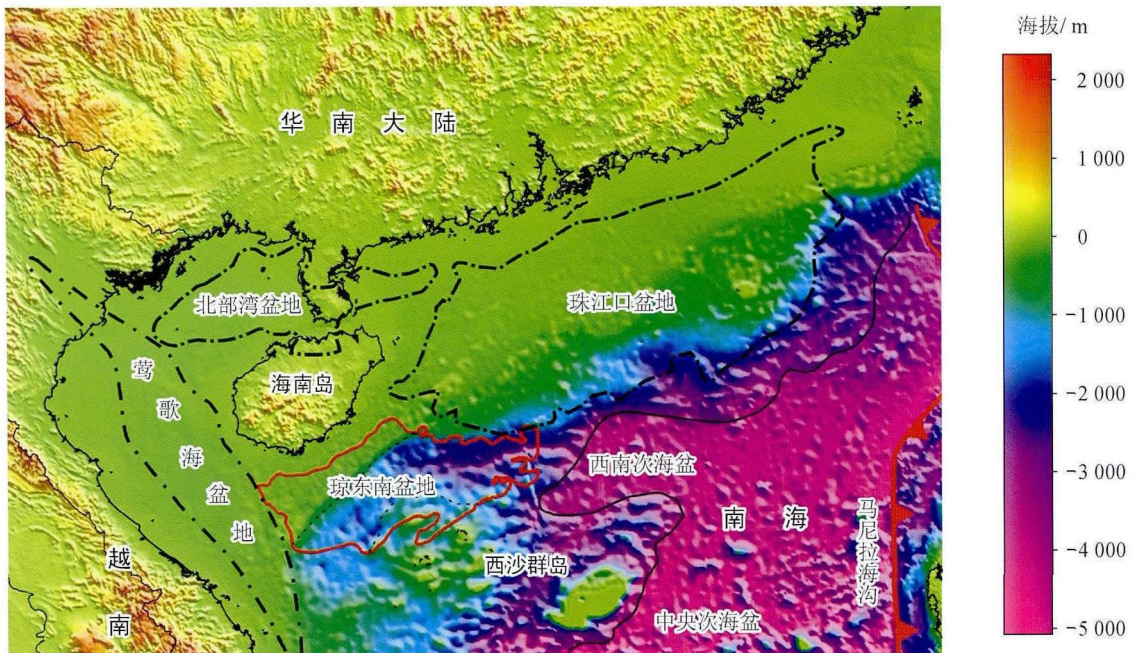


图 1 琼东南盆地地理位置简图

展布, 裂隙内充填了晚白垩世—古新世的红色及杂色地层; ②第二裂隙幕为始新世—早渐新世, 可划分为 2 个演化阶段, 其中, 中始新世—晚始新世快速裂隙沉降沉积阶段, 主要沉积充填了一套湖相沉积, 其中深湖相暗色富有机质泥岩发育, 是该区重要的烃源岩, 而始新世末—早渐新世属相对稳定裂隙沉降沉积时期, 在浅水滨岸及滨海沼泽和三角洲环境中形成了一套有机质丰富的含煤岩系, 是该区主要气源岩; ③第三裂隙幕为晚渐新世时期, 此时珠江口盆地进入拗陷期, 而琼东南盆地仍属断陷萎缩演化阶段, 沉积充填了大套半封闭、有机质丰度较高的浅海相泥岩。

同时各幕裂隙时期断裂走向具有顺时针变化趋势, 第一裂隙幕为 NNE 向, 第二裂隙幕早期为 NE 向, 后转为 NEE 向, 第三裂隙幕近 EW 向, 形成了不同类型及展布特点的半地堑和地堑, 控制了古近系沉积充填特征及烃源岩发育与储盖组合类型。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、上新统及第四系海相地层, 其中在盆地南部深水区某些有机质丰度较高的中新统海相泥岩埋藏深沉积厚亦可成为烃源岩, 而上新统、第四系的海相泥岩及沉积物由于处于未熟生物化学作用带, 只能作为生物气的气源岩。

## 2 气源岩沉积展布特征

水合物资源与常规油气资源一样, 其形成分布与富集成藏, 除温压等地质条件外, 烃源供给系统中气源岩(烃源岩)生烃潜力大小及其成烃规模(总生烃供给量), 是决定油气资源和水合物资源规模大小、分布规律与富集程度的主要控制因素。因此, 无论在常规油气资源评价预测, 还是在水合物资源的评价预测研究中, 其分析评价的重点均主要集中聚焦在有效烃源岩及其生供烃量大小上。即有效烃源岩/气源岩质量的优劣及产烃率大小和生供烃数量, 基本上决定了油气藏和水合物资源的规模和潜力。

琼东南盆地新生代发育多套烃源岩(气源岩)层系, 主要为古近纪断陷阶段形成的始新统湖相烃源岩、渐新统煤系及海相气源岩、新近纪海相拗陷阶段形成的中新统海相潜在气源岩以及上新统和第四纪生物气气源岩<sup>[13-14]</sup>。其中, 始新统湖相烃源岩主要分布于各凹陷中半地堑、地堑洼陷的深部, 平均厚度介于 500~800 m。该烃源岩由于钻井深度所限目前在琼东南盆地尚未钻遇, 但从地震解释及层序地层分析均确证其存在, 且在该盆地油气勘探中发现了来自始新统湖相烃源岩的富含 C<sub>30</sub> 4—甲基甾烷的原油(与北部湾盆

地、珠江口盆地始新统湖相烃源岩及其原油甾烷生物标志物分布特征一致)。始新统湖相烃源岩在北部湾盆地及珠江口盆地是大中型油田的主力烃源岩, 其不仅有有机质丰度高、生源母质类型好(为富含湖相藻类偏腐泥混合型), 而且生烃潜力大<sup>[13]</sup>。因此可以确定, 始新统湖相烃源岩为该区重要的烃源岩; 根据油气勘探钻井揭示, 渐新统崖城组煤系及浅海相气源岩, 其有机质丰度高, 且纵向上自上而下、平面上自北部崖北凹陷至崖南凹陷及南部深水区有逐渐增高的趋势。其中, 崖南凹陷渐新统浅海相泥岩有机碳含量平均为 1.05%, 而煤系气源岩有机碳含量平均可达 48.4%, 生源母质类型属腐殖型或偏腐殖型, 以生气为主。除崖南凹陷外南部深水区自西向东, 华光凹陷、乐东—陵水凹陷及松南—宝岛凹陷和长昌凹陷等区域渐新统沉积均较厚(最厚处可达 3 800 m), 有机质丰度较高, 据深水区目前几口探井揭示, 有机碳含量介于 1.1%~1.5%, 表明渐新统崖城组偏腐殖型气源岩分布稳定、展布规模大且具有较大生烃潜力; 中新统海相潜在烃源岩主要分布于乐东—陵水凹陷、松南—宝岛凹陷以及华光凹陷等海相沉积充填较厚的地区。中新统海相潜在烃源岩属浅海—半深海快速拗陷沉积, 厚度介于 2 000~3 500 m, 但有机质丰度普遍偏低, 有机碳含量多小于 1%, 生源母质类型亦属偏腐殖型, 有机质演化程度较低, 具有一定的生气潜力; 上新统及第四系海相沉积生物气气源岩, 有机质丰度偏低, 有机碳含量均低于 0.5%, 亦属偏腐殖型生源母质, 但分布广泛, 展布规模大, 生物甲烷产气率较高(生物气产率可达 200 mL/g), 亦具有较大的生烃潜力<sup>[14]</sup>。总之, 琼东南盆地新生代多套不同类型烃源岩, 在不同成烃地质条件下其生烃潜力及生烃量大, 能够为该区水合物的形成提供充足的气源供给。

## 3 水合物气源成因类型及潜力

根据地质地球化学特征, 水合物气源成因类型可以大致分为两大类: ①沉积有机质热演化未成熟—低熟阶段, 主要由生物化学作用形成的生物气及亚生物气; ②有机质热演化成熟—过熟—过熟阶段, 热力作用形成的热解气。生物成因气是在低温(小于 75 °C)条件下, 有机质由微生物经生物化学作用所形成的以生物甲烷为主(含量大于 98%)的烃类气, 干燥系数高,  $C_1/\sum C_n > 0.98$ , 甲烷碳同位素值偏轻,  $\delta^{13}C_1 \leq -55\%$ ; 而热解气则是在有机质热演化成熟—过熟生

烃窗范围形成的成熟—高熟及过熟亦以甲烷为主的烃类气,且干燥系数较高, $C_1/\sum C_n$  介于 0.70~0.98,甲烷碳同位素值偏重,一般  $\delta^{13}C_1 \geq -48\%$ 。当甲烷碳同位素值介于生物气与热解气甲烷碳同位素二者之间,则为以生物成因为主的或以热解成因为主的混合气。琼东南盆地油气勘探及油气地质综合研究表明<sup>[15-16]</sup>,该区普遍存在上述两种成因类型的天然气,尤其是热解气(天然气)勘探目前在浅水区及深水区均取得了重大突破,迄今已勘探发现了富集高产天然气藏及储量规模较大的大中型天然气田。生物气及亚生物气在浅水及深水区亦普遍见到良好气显示,据初步评价预测其亦具有较大资源潜力。很显然,这两种成因类型天然气构成的气源均能为深水区水合物形成提供充足的烃源供给,且具有巨大的资源潜力。

### 3.1 生物气分布及资源潜力

勘探研究表明,琼东南盆地生物成因气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,且多数探井在 2 300 m 以上深度均见较强烈的气测异常,通过所采集气样样品地球化学分析,确证其属生物气成因类型。其天然气地球化学特征具有以下显著特点:即从海底至 2 300 m 以上,气测显示均只有高含量甲烷(CH<sub>4</sub>)产出,而乙烷(C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>)以上的重烃则多在 2 300 m 以下深度的地层中才出现;碳同位素分析结果表明,2 300 m 以上  $\delta^{13}C_1$  均小于 -55‰,一般为 -87‰~-62‰,属于典型生物气范畴<sup>[17]</sup>。

亚生物气是生物气与低成熟热解气之间的过渡类型天然气,所以又称生物—低熟过渡带气。亚生物气同样以甲烷为主(CH<sub>4</sub> 含量占 90%~95%),其  $\delta^{13}C_1$  和湿度均介于生物气和成熟热解气之间,但更偏于生

物气。琼东南盆地生物—低熟过渡带气主要赋存于浅—中层系的上中新统黄流组海相砂岩储集层中,在 2 000~3 320 m 深度均有钻井揭示<sup>[18]</sup>,例如在崖南凹陷的崖 13-1 气田黄流组海相含钙砂岩、松涛凸起东倾没端的 BD19-1 构造的中新统梅山组海相粉细砂岩储集层中钻探发现的亚生物气便是典型实例。

琼东南盆地生物气与亚生物气主要来自上新统一第四系海相泥岩及沉积物,这种生物气气源岩的有机质丰度,总体上与莺歌海盆地中新统及上新统海相泥岩基本相当,有机碳含量及总烃含量大致分别为 0.28%~0.49% 和 55~300  $\mu\text{g/g}$ ,生烃潜量( $S_1+S_2$ ) 平均值为 0.22~0.51  $\text{mg/g}$ ,且其生物甲烷产率较高。根据该区上新统一第四系海相泥岩生物气模拟实验结果,其生物甲烷产率平均可达 200  $\text{mL/g}$ ,具有较大的生气潜力。

为了定量评价琼东南盆地生物气与亚生物气气源规模及资源潜力,笔者根据该区生物气及亚生物气气源岩的展布规模,依据不同沉积相带圈定的面积和厚度,选取比较适合该区生物气及亚生物气运聚成藏过程中的生聚系数(估算取值 2‰),初步估算了该区生物气、亚生物气的气源规模及资源量(表 1)。由表 1 计算结果可以看出,琼东南盆地生物气生成总量(气源规模)可达  $899\ 668.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,资源量为  $1\ 799.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;亚生物气生成总量可达  $835\ 360.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,预测资源量为  $1\ 670.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;生物气及亚生物气总生气量为  $1\ 735\ 028.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,其总资源量为  $3\ 470.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。可见,琼东南盆地生物气与亚生物气气源规模及资源量巨大,可为该区水合物的形成提供充足的气源。

表 1 琼东南盆地新近系—第四系生物气、亚生物气气源规模与资源量初步估算表

深度/ m	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	气源规模生气量/ 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	资源量/ 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	备注
2 300 m 以浅 生物气	55 400	三角洲—滨海	6 800	0.3%	93 840.0	187.7	上中新统一第四系 生物气源岩
		浅海—半深海	43 795	0.4%	805 828.0	1 611.7	
					899 668.0	1 799.3	
2 300~3 100 m 亚生物气	53 000	三角洲—浅海	15 200	0.3%	209 760.0	419.5	上中新统下部 亚生物气源岩
		浅海—半深海	27 200	0.5%	625 600.0	1 251.2	
					835 360.0	1 670.7	
合计					1 735 028.0	3 470.0	

### 3.2 热解气特征及资源潜力

琼东南盆地热解油气根据其地质地球化学特征,可划分为陆源石蜡型原油及油型伴生气和煤型气及煤型凝析油两大类(图 2)。前者以盆地东北部浅水区崖

北—松西凹陷和宝岛凹陷北部及周缘区的 YC14-1-1 井、Y9 井、ST24-1-1 井及 BD19-2-2 等井为代表,其上渐新统陵水组及中新统三亚组均产出陆源石蜡型原油及油型伴生气;后者则以盆地西部浅水区崖南凹陷崖



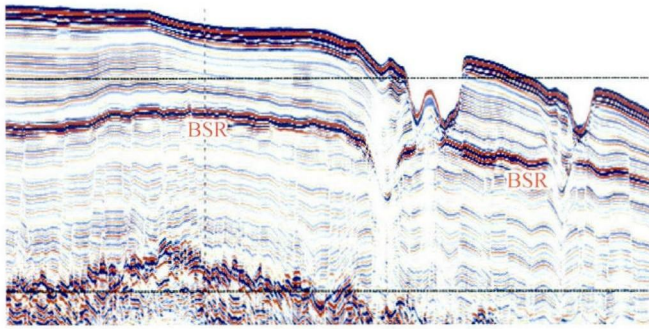


图 2 断层裂隙构成的热解气气源纵向运聚通道系统地震剖面图

13-1 气田上渐新统陵水组三段主力气层所产出的大量煤型气及少量煤型凝析油为典型代表。盆地南部深水区中央拗陷带陵水 17-2 气田上中新统黄流组产出的天然气亦属热解煤型气。

根据该区盆地模拟及生烃热模拟实验所获生烃量及生烃强度(表 2), 结合油气勘探程度及近年来的油气勘探成果, 可以明显看出, 古近系渐新统煤系烃源岩、浅海相烃源岩及中新统下部偏腐殖型海相烃源岩, 其生烃量及生烃强度高、油气资源规模大。其中, 浅水区最大生烃强度可达  $794.9 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ , 天然气资源

表 2 琼东南盆地主要凹陷及重要区带古近系—新近系煤系烃源岩生烃潜力与油气资源量评价预测表

凹陷名称	面积/ km <sup>2</sup>	生烃量			生烃强度/ (10 <sup>4</sup> t · km <sup>-2</sup> )	油气资源量预测			综合评价
		油/ 10 <sup>8</sup> t	气/ 10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup>	总烃量/ 10 <sup>8</sup> t		石油/ 10 <sup>8</sup> t	天然气/ 10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup>	资源当量/ 10 <sup>8</sup> t	
崖北凹陷	2 268.0	25.23	3.36	58.85	259.48	0.63	0.05	1.14	Ⅲ
崖城凸起	1 230.0	5.53	0.43	9.83	79.92	0.14	0.01	0.20	Ⅳ
崖南凹陷	1 555.0	36.08	8.75	123.61	794.92	0.90	0.13	2.22	Ⅰ
松西凹陷	1 007.0	10.82	0.82	19.03	188.98	0.27	0.01	0.39	Ⅳ
松东凹陷	5 298.0	37.43	5.02	87.63	165.40	0.94	0.08	1.69	Ⅳ
松涛凸起	2 405.0	6.50	0.40	10.51	43.70	0.16	0.01	0.22	Ⅳ
小计						3.04	0.28	0.22	
乐东凹陷	2 989.0	449.10	90.33	1 348.40	4 511.21	17.92	1.81	35.99	Ⅰ
陵水凹陷	2 805.3	343.86	79.88	1 142.70	4 073.36	13.75	1.60	29.73	Ⅰ
陵水低凹陷	969.0	55.73	6.78	123.57	1 275.23	1.39	0.10	2.41	Ⅱ
松南凹陷	1 680.0	48.30	21.07	259.00	1 541.67	1.93	0.42	6.15	Ⅰ
宝岛凹陷	4 952.0	326.90	39.98	726.70	1 467.49	13.08	0.80	21.07	Ⅰ
长昌凹陷	12 929.0	407.10	39.41	801.10	619.61	16.28	0.79	24.17	Ⅰ
北礁凹陷	1 087.9	45.49	7.73	122.80	1 128.78	1.82	0.16	3.37	Ⅱ
华光凹陷	9 000.0	776.10	198.20	2 758.10	3 064.60	31.03	3.97	35.00	Ⅰ
小计						97.20	9.64	157.89	

规模达  $2 800 \times 10^8 \text{ m}^3$  (地质储量), 总油气资源量达  $5.86 \times 10^8 \text{ t}^3$  油当量; 深水区中央拗陷带及南部拗陷带最大生烃强度高达  $4 511.2 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ , 天然气资源规模高达  $96 400 \times 10^8 \text{ m}^3$  (地质储量), 总油气资源量达  $157.9 \times 10^8 \text{ t}^3$  油当量。可见, 琼东南盆地如此巨大的热解油气资源量, 完全可以为该区水合物的形成提供充足的气源。因此, 在广阔的盆地南部深水海底浅层区域, 当其具备满足和达到水合物形成的稳定域条件, 且与断裂裂隙、底辟及气烟囱等构成的纵向气源运聚通道耦合配置良好, 即可形成大规模展布、资源潜力巨大的水合物。

#### 4 气源运聚供给系统及其特征

根据油气地质条件, 结合第三系层序地层分析及地震地质综合分析解释, 琼东南盆地主要存在以下 3 种类型气源供给及输导运聚系统: ①生物气源自生自

储型运聚供给系统; ②热解气源下生上储型断层裂隙型运聚供给系统; ③热解气源下生上储底辟及气烟囱型运聚供给系统。这些不同类型气源运聚供给系统提供的充足气源与高压低温稳定带良好的时空耦合配置即可形成水合物藏。但高饱和度水合物产出及分布规律和资源规模大小, 主要取决于水合物气源供给的输导运聚系统类型优劣及其展布特征和气源供给量是否充足。因此, 水合物气源供给系统展布特点及其气源充足与否对于高饱和度大规模水合物形成至关重要。

##### 4.1 热解气源下生上储断层裂隙型运聚供给系统

琼东南盆地位于南海北部准被动大陆边缘, 剖面上具有古近纪陆相断陷与新近纪热沉降海相拗陷的双层盆地结构特征, 形成了早期古近系陆相断陷构造层和晚期新近系海相拗陷构造层两大构造活动性质完全不同的沉积单元体系。琼东南盆地断层形成演化分为 2 个阶段: 早期古近纪阶段 ( $T_g - T_{60}$ ) 是盆地断层形成



的主要时期。晚期新近纪阶段( $T_{60}$ 之后),盆地由断陷转为热沉降拗陷时期,断层趋于稳定,活动速率逐步降低减小至消失停止。因此由于新近纪构造断裂活动微弱,剖面上断至  $T_{40}$  上中新统的断层很少,仅有少数古近纪大断裂可断至中新统(2号断裂带附近)。须强调指出的是,盆地古近纪断裂活动较强烈,形成了一系列断裂构造带及其不同类型的局部圈闭,故古近系形成的油气基本上能够富集于这些断裂构造带的局部构造圈闭之中;新近纪盆地中仅有局部地区部分断裂继续活动,且纵向尚未完全切穿中新统。因此,该区古近纪与新近纪构造断裂活动的差异,最终导致早期深部古近系形成的油气难以运聚至上覆浅层新近系圈闭之中,严重制约和影响了油气纵向运聚成藏与分布格局<sup>[19-20]</sup>。须强调指出,在盆地南部深水区,其构造断裂活动及其沉积充填特征明显不同于北部浅水区,由于该区沉降沉积速率快沉积充填规模大,古近系泥源岩较发育,不仅存在不同类型底辟及气烟囱等纵向疏导体通道,而且浅层断层裂隙亦较发育,很多地震剖面上均发现了断层裂隙和底辟及气烟囱等纵向运聚通道,其为深部古近系湖相及煤系烃源岩生成的油气运聚到上覆浅层圈闭中富集成藏和深水海底浅层高压低温稳定域水合物形成,提供了较好的烃源供给运聚系统。

根据中国地质调查局及中国石油天然气集团公司等单位在琼东南盆地南部深水区开展的海洋地质及地球物理调查和油气地球物理勘探工作,该区水合物BSR标志层主要分布在深水海底以下150~230m的第四系中。部分地震剖面中,由于断层裂隙和底辟及气烟囱的穿刺,导致BSR往往不连续分布。但在这些大规模展布的高压低温稳定域之BSR以下,存在大量断层及裂隙构成的天然气纵向运聚供给通道系统(图2),其为深部热解气源向浅层深水海底高压低温稳定域的输送和充注提供了极佳的运聚条件。这些断层及裂隙分布广泛,且近垂直发育自下而上切割长而深,其下切至古近系,而其上则切穿至深水海底浅层高压低温稳定域BSR水合物层,进而连通了深部古近系湖相及煤系烃源岩形成的热解气源,促使其通过断层裂隙纵向天然气运聚高效供给系统向深水海底浅层高压低温水合物稳定域大规模供气,最终形成高丰度大规模展布的水合物资源。

#### 4.2 热解气源下生上储泥底辟及气烟囱型运聚供给系统

泥底辟及气烟囱形成演化过程中产生的纵向运聚通道在一些沉积盆地中均较普遍。泥底辟在南海西北部莺歌海盆地中部拗陷东南部新近系及第四系中亦极

其发育,且形成了展布规模达  $2 \times 10^4 \text{ km}^2$  的中央泥底辟隆起构造带,其上存在5排沿盆地走向呈南北雁行式排列的泥底辟,同时有些泥底辟尚伴生有气烟囱<sup>[21]</sup>。与莺歌海盆地东部相邻的琼东南盆地,根据深水油气勘探及水合物勘查结果证实,其亦存在不同类型底辟及气烟囱,尤其是在盆地深水区中央拗陷带及南部拗陷带,部分快速沉降沉积的深大断陷,其第三系及第四系沉积充填规模大,不同类型底辟及气烟囱均较发育,且纵向上自下而上刺穿上覆地层可达第四系深水海底浅层附近,能够通过底辟及气烟囱通道将热解气源从深部输送至浅层深水海底高压低温稳定域,最终形成BSR水合物。从图3所示可以明显看出,通过琼东南盆地中央拗陷带深水区的地震剖面上,底辟(属泥底辟还是火山底辟尚难确定)活动较强烈,自下而上刺穿了渐新统及中新统多套地层,底辟顶部直達上中新统及第四系,加之断裂及气烟囱的配置,使得这种底辟类型的纵向运聚通道系统可以连通深水海底浅层的高压低温的BSR水合物稳定带,将深部古近系湖相及煤系热解气源源不断地输送上来,在深水海底浅层形成水合物矿藏。

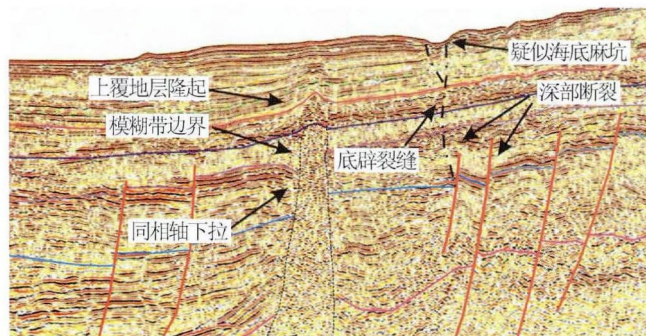


图3 底辟及气烟囱构成的热解气气源纵向运聚通道地震剖面表 (据中海油资料,2010)

#### 4.3 生物气源自生自储型运聚供给系统

生物气源自生自储型运聚供给系统,主要分布于深水海底上新统、第四系浅层低成岩及未成岩生物化学作用带。深水海底浅层沉积物中生物化学作用形成的生物气及亚生物气,在生物化学作用带范围相对较粗沉积物中近源极短距离运聚富集,类似“致密砂岩气”和“页岩气”等非常规天然气的运聚方式<sup>[22-26]</sup>,具有自生自储型富集成藏的特点。前已论及,目前在琼东南盆地北部浅水区2300m以上的浅层和南部深水区深水海底浅层,探井中均见到了大量生物气及亚生物气显示,表明其生物气及亚生物气产气率高、气源充足,当其与该区深水海底浅层水合物高压低温稳定域

时空耦合配置较好时,即可形成水合物矿藏。生物气源型水合物资源规模,主要取决于其生物气及亚生物气产气率高低及其气源充足程度。因此,生物气源自生自储型水合物资源,由于受生物气产率及气源规模的影响,其地质储量及资源规模一般相对较小,但琼东南盆地深水区生物气及亚生物气产气率高、气源充足,故生物气源自生自储型水合物矿藏的资源潜力与资源规模亦较大。

## 5 水合物成藏模式预测

水合物亦属非常规天然气矿藏,其形成及分布富集除了需要具备特定的高压低温稳定域条件外,充足的气源供给及良好的运聚通道系统极为重要,这一点明显有别于其他类型的非常规油气藏。不然其亦与常规油气藏一样,成为“无源之水、无本之木”,因此水合物矿藏亦与常规油气运聚成藏规律类似,具有“源、汇、聚的运聚成藏过程及其运聚富集系统”,即“从烃源到圈闭聚集”含油气系统的基本特点<sup>[27-29]</sup>。故对于水合物成矿成藏模式预测及其研究,均可借鉴常规油气运聚成藏规律的基本研究框架及思路,以气源供给系统与高压低温水合物稳定带形成及其与气源供给系统的耦合配置为核心和主线,重点分析研究其气源供给条件及运聚过程与水合物稳定带形成的时空配置关系。

目前,对于水合物成矿成藏模式的分析研究,国内外报道的相关文献相对较少,且其研究亦不甚深入,亦

是水合物成矿成藏研究中的薄弱环节。但从目前勘查发现的水合物分布富集规律及基本特点而言,高丰度大规模水合物矿藏形成与分布富集,均主要与充足的气源供给和高压低温稳定带较好的时空配置密切相关。因此,预测和建立水合物成矿成藏模式,均应紧紧抓住和围绕气源供给运聚系统与高压低温稳定带连通的耦合配置关系,在获取大量油气地质资料的基础上开展综合分析研究。鉴此,笔者从琼东南盆地深水区基本油气地质条件分析入手,在综合判识与确定不同类型烃源岩及其气源构成特点的基础上,首先划分确定了生物气及亚生物气和热解气两大类烃源岩及两种类型的气源供给系统;其次,则分析研究水合物稳定带形成条件及其空间展布范围;其三,深入分析生物气气源和热解气气源与深水海底浅层高压低温水合物稳定带之间连通两者的不同类型运聚通道系统及运聚方式的差异。在此基础上,总结和建立了该区生物气源自生自储型、热解气源断层裂隙下生上储型和底辟及气烟囱下生上储型 3 种类型的水合物成矿成藏模式。以下重点对这 3 种类型水合物运聚成藏模式进行分析探讨。

### 5.1 热解气源断层裂隙下生上储型水合物成藏模式

在以上烃源岩特征及气源分析、天然气成因类型及资源潜力和气源供给运聚系统等研究的基础上,结合琼东南盆地深水油气勘探及海洋地质地球物理调查成果<sup>[30]</sup>,笔者首先建立了热解气源断层裂隙下生上储型水合物成矿成藏模式(图4)。由此可以看出,这种

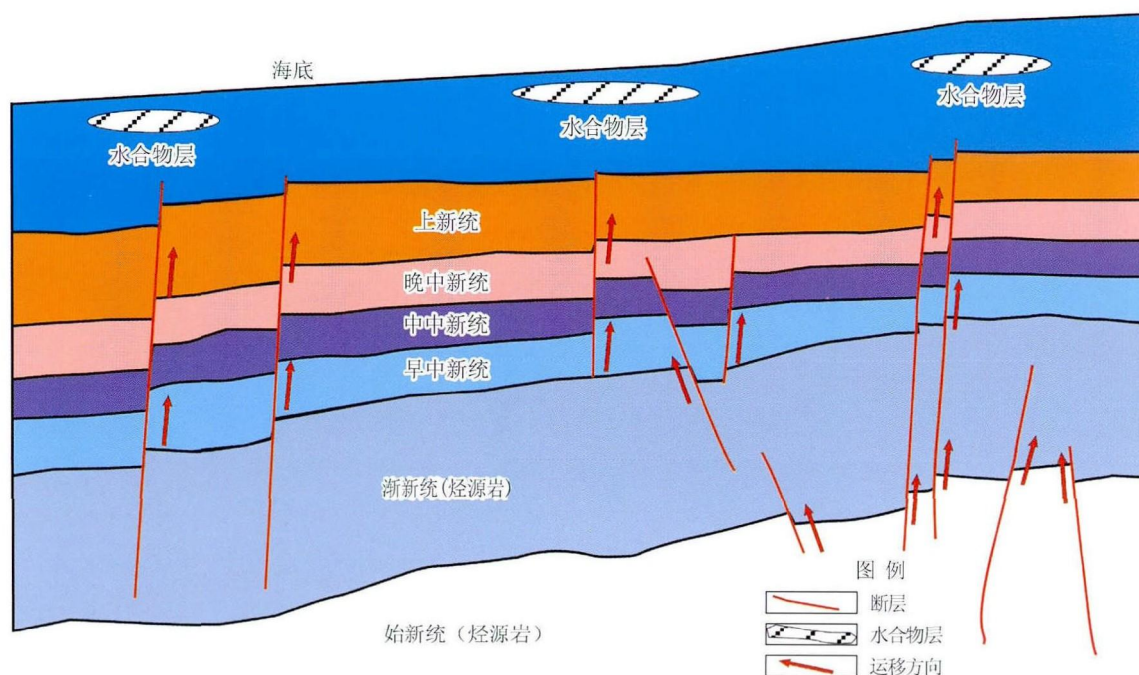


图 4 热解气源断层裂隙下生上储型水合物成藏模式图



成藏模式最突出的特点,是其气源供给来自深部古近系成熟—高熟乃至过熟烃源岩生成的天然气(即热解气),而水合物赋存在深水海底浅层未成岩沉积物之中,即具有“下生上储、古生新储”的生供烃及运聚成矿成藏关系,其沟通和连接深部古近系湖相及煤系烃源岩热解气源的纵向运聚供给通道系统,则主要由大量纵向断层裂隙所构成(图 3)。琼东南盆地南部深水区长古近系湖相及煤系烃源岩形成的大量热解气(成熟—高熟煤型气及油型气),均可通过深部切到古近系湖相及煤系烃源岩,其向上切至深水海底浅层高压低温水合物稳定带的断层及伴生裂隙所构成的热解气源供给运聚系统之高速运聚通道,在上覆的深水海底浅层水合物稳定域范围(地温小于 10 °C,地层压力大于 10 MPa)运聚富集而成矿成藏,形成高丰度的水合物资源。须强调指出,这种成藏模式主要取决于其深部具有充足的热解气源大量供给,与浅层深水海底高压低温稳定带的时空耦合配置。而这种热解气源下生上储型水合物矿藏形成的主控因素,则主要取决于断层裂隙所构成的连通深部热解气源与上覆深水海底浅层高压低温稳定带之高速运聚通道的优劣。否则,其深部古近系烃源岩热解气源难以输送至上覆深水海底浅层高压低温稳定带,根本不能形成这一类型的水合物矿藏资源。

### 5.2 热解气源底辟及气烟囱下生上储型水合物成藏模式

琼东南盆地南部深水区长古近系湖相及煤系烃源岩形成的大量热解气(成熟—高熟煤型气及油型气),均可通过深部切到古近系湖相及煤系烃源岩,其向上切至深水海底浅层高压低温水合物稳定带的断层及伴生裂隙所构成的热解气源供给运聚系统之高速运聚通道,在上覆的深水海底浅层水合物稳定域范围(地温小于 10 °C,地层压力大于 10 MPa)运聚富集而成矿成藏,形成高丰度的水合物资源。

展布规模约占盆地 2/3,且新生界尤其是古近系沉积厚度及展布规模较大。加之该区古近纪及中新世沉降沉积速率大,南部深水区长古近系湖相及煤系烃源岩形成的大量热解气(成熟—高熟煤型气及油型气),均可通过深部切到古近系湖相及煤系烃源岩,其向上切至深水海底浅层高压低温水合物稳定带的断层及伴生裂隙所构成的热解气源供给运聚系统之高速运聚通道,在上覆的深水海底浅层水合物稳定域范围(地温小于 10 °C,地层压力大于 10 MPa)运聚富集而成矿成藏,形成高丰度的水合物资源。须强调指出,这种成藏模式主要取决于其深部具有充足的热解气源大量供给,与浅层深水海底高压低温稳定带的时空耦合配置。而这种热解气源下生上储型水合物矿藏形成的主控因素,则主要取决于断层裂隙所构成的连通深部热解气源与上覆深水海底浅层高压低温稳定带之高速运聚通道的优劣。否则,其深部古近系烃源岩热解气源难以输送至上覆深水海底浅层高压低温稳定带,根本不能形成这一类型的水合物矿藏资源。

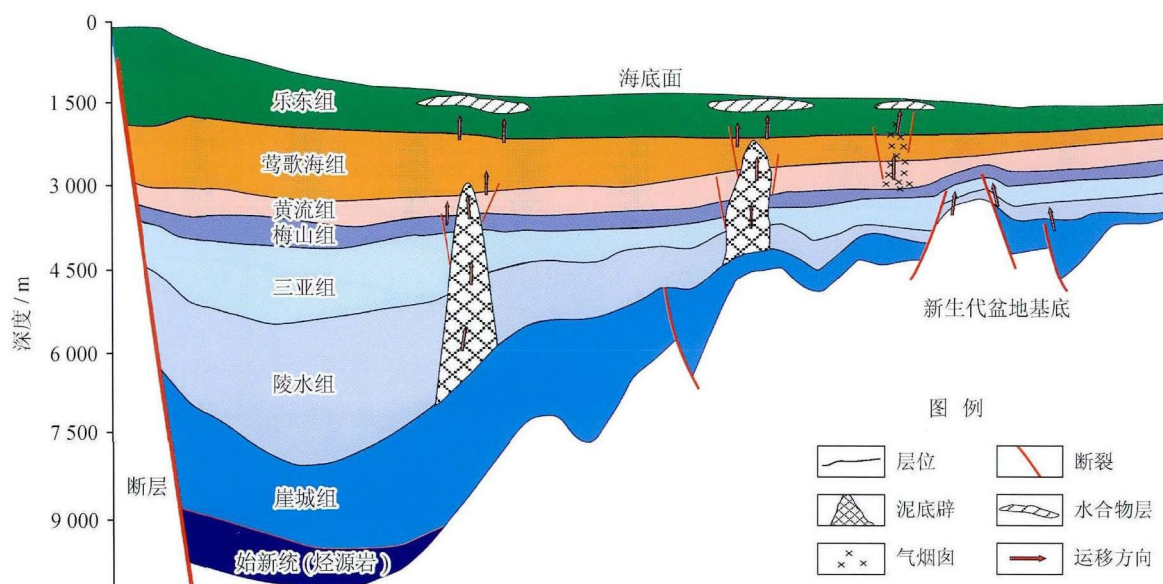


图 5 热解气源底辟及气烟囱下生上储型水合物成藏模式图



### 5.3 生物气源自生自储型水合物成藏模式

生物气源自生自储型水合物运聚成藏模式,在琼东南盆地南部深水区是颇为重要的水合物成藏模式之一。由于生物气及亚生物气在全盆地广泛分布,其构成的生物气源供给系统亦较普遍且生物气源较充足,具有短距离近源自生自储运聚富集之特点<sup>[31-33]</sup>,其与深水海底浅层高压低温稳定带具有“无缝式连接”的极佳耦合配置关系,故能够形成这种成藏模式(图 6),其水合物类似于非常规油气中的“致密砂岩气”和“页岩油

气”,有机质生成的油气基本没有发生运聚过程或油气运聚距离非常近,属于近距离运聚或未运聚而原地富集成藏。因此,这种生物气源自生自储型成矿成藏水合物,其生物气源岩与深水海底浅层高压低温稳定带均处在该区有机质成熟门槛以上的生物化学作用带,属于生物气、亚生物气非常活跃的深水海底浅层低温未成岩作用带范围,具有自生自储原地富集成矿成藏的基本特点。水合物丰度及其资源规模,主要取决于其生物气、亚生物气产率及其富集程度与生物气气源规模的大小。

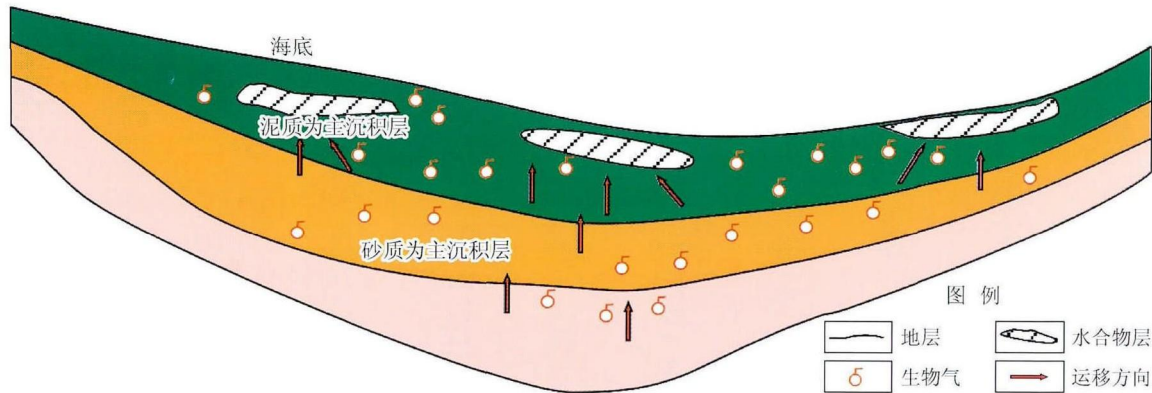


图 6 生物气气源自生自储型水合物成藏模式图

## 6 结论与认识

1) 琼东南盆地南部深水区新生代烃源岩较发育,自下而上主要分布有深部热解气(成熟—高熟—过熟)烃源岩和深水海底浅层生物气及亚生物气烃源岩两大类。该区油气勘探及海洋地质调查表明,这两套烃源岩形成的热解气商业性气藏和生物气亚生物气及其油气显示等,均已得到充分证实。热解气和生物气气源充足、资源潜力大,能够为该区常规油气藏和水合物形成提供充足的烃源供给。

2) 初步建立了琼东南盆地南部深水区生物气源自生自储型、热解气源断层裂隙下生上储型和热解气源底辟及气烟囱下生上储型 3 种类型的水合物运聚成藏模式。其中生物气源自生自储型水合物在深水区分布较普遍;后 2 种类型的水合物展布具有一定的局限性,其主要受控于气源纵向运聚通道供给系统的优劣及分布特点。不同凹陷及区带水合物类型及其成因可能存在一定的差异,有可能以某种成因类型的水合物为主或多种成因类型水合物并存。

3) 无论是生物气源自生自储型水合物,还是热解气源下生上储型水合物,其形成展布均主要取决于充足的气源供给和水合物特定的高压低温稳定带与之紧密的时空耦合配置,两者缺一不可。

4) 深水热解气源下生上储型水合物,其热解气源输送运聚通道主要为断层裂隙和底辟及气烟囱所构成的纵向运聚供给系统,它起到了连通输送深部热解气源到浅层水合物稳定带的重要作用。这种气源纵向运聚供给系统的形成展布及其优劣,主要取决于构造沉积演化、断裂活动及活跃地质热流体异常侵入活动。

5) 琼东南盆地南部深水区不同成因类型天然气资源潜力大,能够为深水油气及水合物形成提供充足的气源物质基础,应是我国深水油气及水合物最具勘探潜力及资源远景的区域之一。

### 参 考 文 献

- [1] Collett TS. Natural gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, North Slope, Alaska[J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(5): 793-812.
- [2] Collett TS. Energy resource potential of natural gas hydrates[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1971-1992.
- [3] Kvenvolden KA. Gas hydrates: Geological perspective and global change[J]. Reviews of Geophysics, 1993, 31(2): 173-187.
- [4] 何家雄, 姚永坚, 刘海龄, 万志峰. 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): 997-1006.  
He Jiaxiong, Yao Yongjian, Liu Hailing, Wan Zhifeng. Ge-

- netic 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): 997-1006.
- [5] 何家雄, 祝有海, 陈胜红, 崔莎莎, 马文宏. 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 Jiexiong, Zhu Youhai, Chen Shenhong, Cui Shasha, Ma Wenhong. 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.
- [6] 何家雄. 天然气水合物研究进展与南海北部勘探前景初探[J]. *海洋石油*, 2003, 23(1): 57-64.  
He Jiexiong. The evolving of gas hydrate and the exploration foreground in the north of South China Sea[J]. *Offshore Oil*, 2003, 23(1): 57-64.
- [7] 苏丕波, 乔少华, 付少英, 梁金强, 苏明, 杨睿, 等. 南海北部琼东南盆地天然气水合物成藏数值模拟[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(7): 1111-1119.  
Su Pibo, Qiao Shaohua, Fu Shaoying, Liang Jinqiang, Su Ming, Yang Rui, et al. Numerical simulation of gas hydrate accumulation in Qiongdongnan Basin, Northern South China Sea[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(7): 1111-1119.
- [8] 苏丕波, 梁金强, 沙志彬, 付少英. 南海北部神狐深水海域天然气水合物成藏的气源条件研究[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2014, 36(2): 1-8.  
Su Pibo, Liang Jinqiang, Sha Zhibin, Fu Shaoying. Gas sources condition of gas hydrate formation in Shenhu deep water sea zone[J]. *Journal of Southwest Petroleum University, Science & Technology Edition*, 2014, 36(2): 1-8.
- [9] Collett TS. Gas hydrate resources of the United States[R] // Gautier DL, Dolton GL, Takahashi KI, Varnes KL. National assessment of United States oil and gas resources. Denver: U.S. Geological Survey, 1995.
- [10] Dallimore SR, Collett TS. Scientific results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada[M]. Geological Survey of Canada, Bulletin, 2005.
- [11] Collett TS, Agena WF, Lee MW. Assessment of gas hydrate resources on the North Slope, Alaska, 2008[M]. Denver: U.S. Geological Survey, 2008.
- [12] Dallimore SR, Wright JF, Yamamoto K. Appendix D: Update on Mallik[M] // Energy from gas hydrates. Assessing the opportunities and challenges for Canada: Ottawa, Canada, Council of Canadian Academies, 2008: 196-200.
- [13] 马文宏, 何家雄, 姚永坚, 刘海龄, 王志峰. 南海北部边缘盆地第三系沉积及主要烃源岩发育特征[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(1): 41-48.  
Ma Wenhong, He Jiexiong, Yao Yongjian, Liu Hailing, Wan Zhifeng. Characteristics of Tertiary sediments and main source rocks, Northern South China Sea[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(1): 41-48.
- [14] 何家雄, 颜文, 祝有海, 张伟, 龚发雄, 刘士林, 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[J]. *天然气工业*, 2013, 33(6): 121-134.  
He Jiexiong, Yan Wen, Zhu Youhai, Zhang Wei, Gong Faxiong, Liu Shilin, et al. Bio-genetic and sub-biogenetic gas resource potential and genetic types of natural gas hydrates in the northern marginal basins of South China Sea[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(6): 121-134.
- [15] 何家雄, 李强, 陈伟煌. 琼东南盆地油气成因类型及近期天然气勘探方向探讨[J]. *海洋石油*, 2002, 22(1): 47-56.  
He Jiexiong, Li Qiang, Chen Weihuang. Oil/gas mechanism type and gas exploratory direction in Qiongdongnan Basin[J]. *Offshore Oil*, 2002, 22(1): 47-56.
- [16] 何家雄, 陈伟煌, 李明兴, 陈胜红. 莺—琼盆地天然气中 CO<sub>2</sub> 成因及气源综合判识[J]. *天然气工业*, 2001, 21(3): 15-21.  
He Jiexiong, Chen Weihuang, Li Mingxing, Chen Shenghong. CO<sub>2</sub> origin and gas source in Ying-Qiong Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2001, 21(3): 15-21.
- [17] 戴金星. 各类天然气的成因鉴别[J]. *中国海上油气: 地质*, 1992, 6(1): 11-19.  
Dai Jinxing. Origin identification of various type gas[J]. *China Offshore Oil and Gas (Geology)*, 1992, 6(1): 11-19.
- [18] 何家雄, 洗仲猷, 陈伟煌, 李明兴. 莺—琼盆地生物气及生物—低成熟过渡带气特征与勘探前景[J]. *中国海上油气: 地质*, 2002, 16(1): 27-32.  
He Jiexiong, Xian Zhongyou, Chen Weihuang, Li Mingxing. Characterization and exploration potential of biogenic gas and biogenic-undermatured transition gas in Yinggehai-Qiongdongnan Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas (Geology)*, 2002, 16(1): 27-32.
- [19] 何家雄, 王振峰. 琼东南盆地中新统油气成藏条件及成藏组合分析与探讨[J]. *天然气地球科学*, 2003, 14(2): 107-115.  
He Jiexiong, Wang Zhenfeng. Miocene hydrocarbons transferring and collecting condition and reservoir combination analysis in Qiongdongnan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2003, 14(2): 107-115.
- [20] He Jiexiong, Xia Bin, Sun Dongshan. Hydrocarbon accumulation, migration and play targets in Qiongdongnan Basin, South China Sea[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(1): 53-58.
- [21] 何家雄, 祝有海, 马文宏, 陈胜红, 龚晓峰, 崔莎莎, 等. 火



- 山、泥火山/泥底辟及含气陷阱与油气运聚关系[J].中国地质,2010,37(6):1731-1743.
- He Jiexiong, Zhu Youhai, Ma Wenhong, Chen Shenghong, Gong Xiaofeng, Cui Shasha, et al. Volcanoes, mud volcanoes/mud diapirs and gas traps and their relationship with oil and gas[J]. Geology in China, 2010, 37(6): 1731-1743.
- [22] 邹才能,朱如凯,吴松涛,杨智,陶士振,袁选俊,等.常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J].石油学报,2012,33(2):173-187.
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, Yang Zhi, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. Type, characteristic, genesis and prospects of conventional and unconventional petroleum accumulations—taking tight oil and tight gas in China for an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [23] 邹才能,张光亚,陶士振,胡素云,李小地,李建忠,等.全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质[J].石油勘探与开发,2010,37(2):129-145.
- Zou Caineng, Zhang Guangya, Tao Shizhen, Hu Suyun, Li Xiaodi, Li Jianzhong, et al. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 129-145.
- [24] 邹才能,杨智,张国生,侯连华,朱如凯.常规—非常规油气“有序聚集”理论认识及实践意义[J].石油勘探与开发,2014,41(1):14-27.
- Zou Caineng, Yang Zhi, Zhang Guosheng, Hou Lianhua, Zhu Rukai. Conventional and unconventional petroleum "orderly accumulation": Concept and practical significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 14-27.
- [25] 邹才能,陶士振,杨智,袁选俊,朱如凯,侯连华,等.中国非常规油气勘探与研究新进展[J].矿物岩石地球化学通报,2012,31(4):312-322.
- Zou Caineng, Tao Shizhen, Yang Zhi, Yuan Xuanjun, Zhu Rukai, Hou Lianhua, et al. New advance in unconventional petroleum exploration and research in China[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2012, 31(4): 312-322.
- [26] 董大忠,邹才能,杨桦,王玉满,李新景,陈更生,等.中国页岩气勘探开发进展与发展前景[J].石油学报,2012,33(增刊1):107-114.
- Dong Dazhong, Zou Caineng, Yang Hua, Wang Yuman, Li Xinjing, Chen Gengsheng, et al. Progress and prospects of shale gas exploration and development in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 107-114.
- [27] Magoon LB, Dow WG. The petroleum system from source to trap[M]. Tulsa: AAPG, 1994.
- [28] Demaison G, Huizinga BJ. Genetic classification of petroleum systems[J]. AAPG Bulletin, 1991, 75(20): 1626-1643.
- [29] 赵文智,何登发,池英柳,雷振宇,瞿辉.中国复合含油气系统的基本特征与勘探技术[J].石油学报,2001,22(1): 6-13.
- Zhao Wenzhi, He Dengfa, Chi Yingliu, Lei Zhenyu, Qu Hui. Major characteristics and exploration technology of multi-source petroleum systems in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(1): 6-13.
- [30] 王振峰,李绪深,孙志鹏,黄保家,朱继田,姚哲,等.琼东南盆地深水区油气成藏条件和勘探潜力[J].中国海上油气,2011,23(1):7-13.
- Wang Zhenfeng, Li Xushen, Sun Zhipeng, Huang Bao Jia, Zhu Jitian, Yao Zhe, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential in the deep-water region, Qiongdongnan Basin [J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(1): 7-13.
- [31] 张水昌,赵文智,李先奇,黄海平,苏爱国,帅燕华.生物气研究新进展与勘探策略[J].石油勘探与开发,2005,32(4):90-96.
- Zhang Shuichang, Zhao Wenzhi, Li Xianqi, Huang Haiping, Su Aiguo, Shuai Yanhua. Advances in biogenic gas studies and play strategies[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 90-96.
- [32] 郭泽清,李本亮,曾富英,史占祯,张绍胜,孔骅.生物气分布特征和成藏条件[J].天然气地球科学,2006,17(3): 407-413.
- Guo Zeqing, Li Benliang, Zeng Fuying, Shi Zhanzhen, Zhang Shaosheng, Kong Hua. Distribution characteristics and reservoir formation conditions of the biogenic gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(3): 407-413.
- [33] 何家雄,夏斌,张树林,刘宝明.南海北部生物气及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 Jiexiong, Xia Bin, Zhang Shulin, Liu Baoming. Resource 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.

(收稿日期 2015 03 16 编辑 罗冬梅)