

天然气水合物

# 天然气水合物成因类型及 成矿特征与南海北部资源前景

何家雄<sup>1</sup>, 祝有海<sup>2</sup>, 陈胜红<sup>3</sup>, 崔莎莎<sup>1</sup>, 马文宏<sup>4</sup>

(1. 中国科学院边缘海地质重点实验室, 广东 广州 510640; 2. 中国地质科学院矿产资源研究所, 北京 100037; 3. 中海石油有限公司深圳分公司研究院, 广东 广州 510240; 4. 中海石油有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057)

**摘要:**世界上迄今勘查发现的天然气水合物成因类型, 根据其烃气源构成及供给特点与成矿特征, 可划分为自源生物气扩散型、他源热解成熟气渗漏型以及自源生物气—他源热解气混合型3大类, 但目前自然界分布比较普遍的是“自源生物气扩散型”水合物, 其他类型天然气水合物由于受烃气源供给及输送通道等条件制约, 仅限于存在深部烃气源供给输导系统的局部地区。南海北部深水盆地新生代处于准被动大陆边缘的区域地质背景, 具有北部拉张裂隙的大陆边缘性质, 其凹陷裂陷深、沉积充填规模巨大, 不仅有利于深水油气藏的形成, 而且亦是天然气水合物形成与分布的有利区域。初步预测表明该区不但深部具有丰富的深水油气, 而且浅层深水海底沉积物中天然气水合物资源潜力巨大。

**关键词:**水合物成因类型; 水合物资源潜力; 深水油气; 南海北部资源前景

**中图分类号:** TE132.2

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1672-1926(2009)02-0237-07

## 1 天然气水合物资源意义及我国研究 勘查概况

世界上发达国家普遍对天然气水合物这种非常规天然气资源非常重视, 并且斥巨资全面系统地开展了天然气水合物成因及分布特征与勘探开发等多方面的研究, 目前已逐步进入区带勘探评价与开发开采的实施试验阶段。天然气水合物不仅资源丰富, 而且非常集中, 普遍埋藏较浅, 钻井工程相对简单, 生产成本与费用亦相对较少, 故是21世纪长期稳定的一种重要的非常规天然气资源。

天然气水合物是由烃类气体(主要是 $\text{CH}_4$ )与水分子结合形成的一种具有笼形构造的冰状结晶体, 这种水类似冰的结构主要是由水分子借助于氢键而形成的, 其是在特定的低温高压地质条件下(温度 $2.5\sim 25^\circ\text{C}$ , 压力大于 $10\text{MPa}$ ), 由于浅层沉积物中微生物作用形成的生物气(自源)或深部有机质成

熟热解所生成的成熟天然气(他源), 通过扩散型和渗漏型等不同运聚方式<sup>[1-2]</sup>, 进入浅层天然气水合物稳定带所形成。

迄今为止, 全球已发现的天然气水合物主要赋存区或分布矿点累计已达100多处, 其中 $1/4$ 均直接见到天然气水合物矿层或水合物样品。目前发现的天然气水合物矿点或成矿带, 主要分布于东太平洋及西太平洋、西大西洋、东北印度洋等区域的陆坡区和北极海的陆架/陆坡区、内陆海及深水湖泊, 以及南北两极大陆地区的永久冻土带。研究发现单个集矿区海域天然气水合物甲烷资源量的初查结果仍然非常可观, 如美国布莱克海岭可达350亿t油当量, 日本东南部南海海槽达74亿t油当量, 加拿大西部卡斯喀迪海域为100亿t油当量, 可分别满足美、日、加等国家100a、140a、200a之能源需求。基于天然气水合物在能源和环境研究中的重大意义, 世界上许多国家均相继制定了全国性或分地区、

部门的调查研究及勘探开发规划,近期重点是开展勘查开发技术、环境保护及综合利用等方面的系统研究与实验。进入 21 世纪以来,美、加、日、德、印、韩等国家又分别实施了天然气水合物新的长期研究开发计划,而且美、日、韩三国分别已拟定于 2015 年、2015 年、2018 年实现天然气水合物的商业性开发生产与大规模的工业化利用。

我国天然气水合物地质研究与勘探调查起步较晚,始于 20 世纪 90 年代中后期。①1996—1998 年为前期调研阶段。该阶段主要是搜集调研、系统总结世界天然气水合物勘查研究进展和天然气水合物实验成果资料。②1999—2001 年为前期区域调查、普查阶段。主要针对我国海域和陆地冻土带基本地质特点,采用地质地球物理及地球化学方法全面开展了天然气水合物的区域调查和普查工作。③2002 年以来则为天然气水合物专项勘查评价与区域钻探阶段(2002 年国家设立了 118 项天然气水合物资源勘查及评价专项)。该阶段重点在南海北部边缘盆地陆坡深水区东沙、神弧、西沙及琼东南等 4 个重点海域(水深大于 300 m)开展了区域勘查及钻探评价工作,采用了高分辨率多道地震、多波束、浅层剖面、单道地震、地质地化取样(站位)、海底摄像、热流测量以及重点勘查目标评价和实施钻探等调查和勘探手段。该阶段获得的主要成果是<sup>①</sup>:①通过二维地震资料圈定出了 22 个 BSR 区块,根据天然气水合物稳定带展布规模(面积、厚度),预测南海北部深水区天然气水合物总资源量为 185 亿 t 油当量;②发现了多处、多种与天然气水合物相关的地球化学异常及海底摄像和碳酸盐标志物(甲烷冷泉和结壳),尤其是通过中德合作勘查与调查发现了面积高达 430 km<sup>2</sup> 的九龙甲烷礁,进而充分证实了东沙深水区存在天然气大规模向浅层海底松散沉积物渗漏所形成的天然气水合物且发生了大量甲烷分解释放的地质形象及过程;③通过对 BSR 区块的综合评价,优选和确定以神弧海域白云凹陷西南部深水区重点勘查目标作为水合物勘查的突破口而实施钻探,在 SH2、SH3、SH7 等 3 个钻位获得了天然气水合物实物样品,其天然气水合物稳定带处于海底之下 153~225 m 处,厚度为 10~25 m,最高天然气水合物饱和度分别为 25%、44% 和 48%,天然气水合物赋存于未成岩的纹层状粉砂质粘土和松散砂质沉积物中,其甲烷含量多大于 99%,甲烷碳同位素  $\delta^{13}\text{C}$  值为  $-46.2\text{‰} \sim -74.3\text{‰}$ <sup>[3]</sup>,与该区白云凹陷北坡一番禺低隆起天然气勘探中在上新统及第四系

(480~2 130 m)发现的生物气及亚生物气甲烷碳同位素值( $-49.9\text{‰} \sim -68.2\text{‰}$ )基本一致,表明天然气水合物烃气源主要属“自源生物气扩散型”。同时,此次钻探还获得了神狐海域(包括神弧隆起、番禺低隆起及珠二坳陷)天然气水合物区的地球物理测井、原位温度测量、沉积物岩心及其顶部空气、孔隙水、微生物等样品和现场物性、地球化学测试等资料,为分析该区天然气水合物成因、烃类气体来源及 BSR 下伏游离气及其性质,尤其是为分析探讨微生物作用与深部热成因气供给对天然气水合物形成及分解的影响,以及南海北部陆坡天然气水合物成矿机理及分布规律研究等,奠定了良好的基础。

## 2 天然气水合物成因类型及成矿特征

天然气水合物形成主要取决于气源物资的供给与特定的控制天然气水合物稳定带形成的低温高压环境,因此天然气水合物的气源成因类型及形成模式,往往决定了天然气水合物成因类型及其成矿特征,以下拟重点探讨天然气水合物形成的气源(烃源)成因类型判识与划分及其成矿特点。

近年来,很多学者对天然气水合物成因类型及成矿特点已有诸多研究<sup>[4-9]</sup>,曾提出了“扩散型”与“渗漏型”或“渗透型”与“渗漏型”等天然气水合物成因类型及其成矿模式和产出特点,这些成因分类均是依据形成天然气水合物的气源特点及成矿特征和控制因素所确定的。由于迄今全球所发现的天然气水合物多属以甲烷为主的 I 型水合物,以  $\text{C}_2+$  重烃为主的 II 型和 H 型水合物非常少见,因此,国内外大多数研究者均主要根据形成天然气水合物气源(烃源)中的甲烷成因来判识与确定水合物成因类型及其成矿特征。20 世纪 70 年代 Bernard 等<sup>[10]</sup>曾提出了利用  $\text{C}_1-\text{C}_3$  烃类气体成分比值( $R=\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$ )和  $\delta^{13}\text{C}_1$  值来判别甲烷成因类型,指出  $R>1\ 000$ ,  $\delta^{13}\text{C}_1=-90\text{‰} \sim -55\text{‰}$ ,为微生物成因; $R<100$ ,  $\delta^{13}\text{C}_1>-55\text{‰}$  则属热解成因; $R$  值和  $\delta^{13}\text{C}_1$  值介于二者之间者则为微生物—热解混合成因,但这种判识与划分过于粗略和宽泛,尤其是热解成因气的甲烷碳同位素值范围太大。80 年代以来,随着油气勘探及油气地质地球化学研究的深入,很多专家学者均对天然气甲烷成因类型判识划分与确定,提出了更系统、更精细的鉴别标准和依据。戴金星

① 吴必豪,等.我国天然气水合物勘查研究进展.地球排气与油气资源研讨会交流报告,2008.

等<sup>[11-13]</sup>、徐永昌等<sup>[14]</sup>均先后提出了天然气甲烷成因的判识标准和鉴别方法。根据天然气水合物的甲烷碳同位素特征与干燥系数( $C_1/\sum C_n$ )或烃类气成分比值( $R=C_1/(C_2+C_3)$ ),可以将天然气水合物甲烷成因划分为生物气及亚生物气、热解成熟气和两者之间的混合气(生物—热解过渡类型)等 3 种类型,而结合水合物形成过程及成矿特征和烃气源供给方式及特点等,则可将天然气水合物成因类型进一步综合划分为“自源生物气扩散型”、“他源热解成熟气渗漏型”和“生物—热解气混合型”等 3 类。目前世界范围内天然气水合物分布多以“自源生物气扩散型”为主。

根据 Kvenvolden 等<sup>[15-16]</sup>所统计世界各地已发现天然气水合物样品的烃类气  $R$  值和  $\delta^{13}C_1$  值分析数据,以及在我国南海北部大陆边缘陆坡神弧深水调查区(白云凹陷及周缘)钻获的天然气水合物样品和常规天然气样品的  $R$  值和  $\delta^{13}C_1$  值对比分析(表 1),可以看出,在世界海域迄今发现的天然气水合物甲烷,其绝大多数为生物及亚生物成因类型,甲烷主要由微生物还原沉积有机质中的  $CO_2$  产生。天然

气水合物中热解成因甲烷仅在墨西哥湾、里海、加拿大 Mallik 等局部地区被发现<sup>[17]</sup>,且热解气成因天然气水合物矿点非常少。

我国南海北部大陆边缘神弧陆坡深水调查区白云凹陷及周缘,近年来勘探发现的天然气水合物(SH2 钻位、SH3 钻位及 SH7 钻位及重力取样样品)和常规天然气样品(白云北坡—番禺低隆起及白云凹陷东南部 LW3-1 井),其天然气甲烷成因类型主要属生物及亚生物成因(SH2 钻位、SH3 钻位及 SH7 钻位及重力取样样品天然气水合物甲烷和白云北坡部分常规天然气中甲烷)和成熟—高熟热解成因(白云凹陷 LW3-1 井常规天然气中甲烷)。生物及亚生物成因甲烷,其  $\delta^{13}C_1$  值分布在  $-48\text{‰} \sim -90\text{‰}$  之间,  $R$  值多大于 1 000 以上,处在生物气及亚生物气范围,位于成因分类图版的右上方(图 1);成熟—高熟热解成因甲烷(白云凹陷 LW3-1 井常规天然气中甲烷和里海、中美洲海槽及 Mallik 地区天然气水合物甲烷),其  $\delta^{13}C_1$  值偏重为  $-37.1\text{‰} \sim -36.1\text{‰}$ ,烃类气成分比值  $R$  小于 100,在成因分类图版上多处于左下方(图 1)。

表 1 全球迄今发现的天然气水合物甲烷碳同位素特征及与南海北部陆坡深水区的对比								
全球 天然 气水 合物 样品	取样地区	$\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}(\text{‰})$	$\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$	取样地区	井号/样品号	$\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}(\text{‰})$	$\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$	
	秘鲁—智利海槽	-70.9	9 900.0	南海北部陆 坡深水区及 邻区水合物 样品和常规 天然气样品	HS-23PC-1/7	-57.0	2 185.0	
		-65.0	8 500.0		HS-23PC-2/7	-62.4	2 027.0	
		Eel 河海盆	-69.1		9 500.0	HS-23PC-3/7	-64.9	1 524.0
		黑海	-63.3		7 500.0	HS-23PC-4/7	-62.1	1 551.0
	墨西哥湾	-73.7	9 900.0		HS-23PC-5/7	-61.7	1 804.0	
		-71.3	9 500.0		HS-23PC-6/7	-59.5	1 473.0	
	Garden 海岸	-70.4	9 400.0		HS-23PC-7/7	-69.5	1 833.0	
	Green 峡谷	-69.2	9 500.0		HS-4PC-17	-60.7	1 708.0	
		-44.6	14.8		HS-4PC-2/7	-62.1	1 205.0	
	密西西比峡谷	-48.2	200.0		HS-4PC-3/7	-74.3	2 200.0	
	里海	-44.8	18.0		HS-4PC-4/7	-46.2	575.0	
	中美洲海槽,	-43.6	150.0		HS-4PC-5/7	-56.9	616.0	
	危地马位滨外	-46.2	85.0		HS-4PC-6/7	-63.0	639.0	
		-80.0	18 000.0		HS-4PC-7/7	-51.8	605.0	
	布莱克海岭	-93.8	25 000.0		白云凹陷东南部气 藏常规天然气样品	LW-3-1-1	-37.1	10.7
		-68.0	9 900.0				-36.6	11.0
		-65.9	9 900.0				-36.7	11.0
	Mallik 地区	-39.6	15.0				-36.6	7.4
	日本南海海槽	-68.0	9 900.0		白云北坡—番禺低 隆起气藏常规天然 气样品	PY30-1/1	-61.00	32.3
							-68.20	9 860.0
							-59.70	9 920.0
			PY29-1/1A			-51.80	16.7	

注:据 Kvenvolden,1994;吴能友,2007,2008 数据编制.

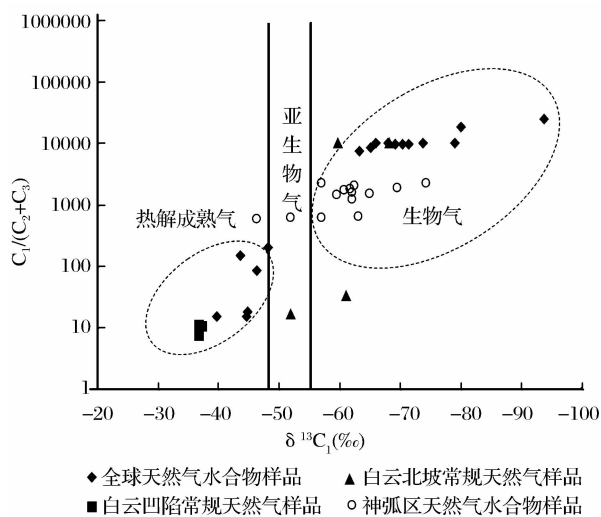


图1 全球天然气水合物与南海北部深水区  
天然气甲烷成因类型对比

(据 Kvenvolden, 1994; 吴能友, 2007, 2008 数据编制)

对于天然气水合物甲烷的生物及亚生物成因机理, 很多学者已将产甲烷微生物菌的厌氧发酵作用和辅酶系统的  $\text{CO}_2$  还原作用等理论引入到该成因机制, 深入探讨了天然气水合物产区附近产甲烷的微生物菌的分布特征及其生物地球化学作用, 进一步分析甲烷微生物成因的成气机理和过程, 并取得了重要进展。无论是常规天然气的生物成因甲烷, 还是天然气水合物中生物成因甲烷, 目前的研究表明, 均主要由  $\text{CO}_2$  还原和醋酸根发酵作用所形成<sup>[18]</sup>, 其成气机理及具体生物化学过程可以表征为:  $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$  (二氧化碳加氢还原作用);  $\text{CH}_3\text{COOH} + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$  (醋酸根发酵作用)。很显然,  $\text{CO}_2$  还原作用产生的  $\text{CH}_4$  量多依赖于溶解  $\text{H}_2$  的供应量, 而醋酸根发酵产生的  $\text{CH}_4$  量则受控于醋酸根量的限制。由于生物甲烷是沉积物中有机质在细菌的降解作用下产生的, 因此生产甲烷气量大小主要取决于沉积物中有机质供给量。微生物成因甲烷气主要存在于 I 型天然气水合物中。由于形成天然气水合物的生物成因甲烷均来源于原地 ( $\text{CH}_4$  含量大于 99%), 故属于自源型成因类型或称“扩散型”<sup>[1-2]</sup>。大西洋西部的布莱克海岭天然气水合物  $\text{CH}_4$  是典型的微生物成因<sup>[15]</sup>, 北加利福尼亚海域、俄勒冈海域、日本南海海槽、鄂霍茨克海和黑海等地区天然气水合物甲烷亦为微生物成因类型。我国南海北部大陆边缘神弧陆坡深水勘查区白云凹陷目前钻获的天然气水合物亦属原地自源型微生物成因类型。天然气水合物甲烷主要来自于深水海底表层附近沉积物。

天然气水合物甲烷热解成因类型, 主要基于有机质成熟演化之热降解生烃理论。热解成因甲烷是由于干酪根有机质在一定的热动力作用下演化生烃所形成, 其既可以是成熟生烃成油过程中所产生的油型伴生气和煤成气, 亦可为高熟—过熟阶段有机质直接热裂解形成的裂解气。但这种来自深部的热解成因类型甲烷, 必须要通过纵向运聚疏导的通道系统 (深大断裂系统、泥底辟及泥火山通道), 方可将其深部 (异地他源) 热解成熟甲烷气源源不断地输送携带到浅层海底沉积物的天然气水合物稳定带中聚集成矿, 形成“异地他源型”即很多学者所称的“渗漏型”天然气水合物。他源渗漏型天然气水合物中热解甲烷的碳同位素组成与深部沉积物成熟有机质碳同位素组成接近, 其  $R$  值一般均小于 100,  $\delta^{13}\text{C}_1$  值大于  $-48\text{‰}$  以上, 多具有 II 型和 H 型水合物结构<sup>[19-20]</sup>。目前世界上仅在墨西哥湾、里海、加拿大 Mallik 等局部地区发现了这种“他源渗漏型”热解成因甲烷的天然气水合物类型。

天然气水合物甲烷的混合成因类型, 属于介于自源扩散型与他源渗漏型 2 类之间的过渡类型。其天然气水合物甲烷的气源则为生物—热解成熟气之混合成因甲烷, 主要来自于微生物作用和成熟热降解生烃两者共同作用所形成的混合烃源。墨西哥湾地区天然气水合物中除了主要为热成因甲烷外, 也有微生物成因甲烷, 两者共同构成了墨西哥湾部分地区的混合成因甲烷的烃源。

对于天然气水合物形成模式及其成矿特征研究, 国内外很多学者在总结前人研究成果的基础上, 从水合物成矿机制、成矿气源、成矿动力学角度均提出和建立了诸多天然气水合物形成的成矿地质模式, 并对其成矿地质特征进行了深入分析研究。如基于水合物气体来源的原地微生物成烃“自源型”成矿模式即“扩散型”模式和深部有机质热解成烃“他源型”通过断裂及底辟通道输送供给的“渗漏型”成矿模式; 基于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>[9]</sup>。笔者认为, “自源型”水合物微生物成烃成矿模式和“他源型”热解成烃及混合烃源的“渗漏型”成矿模式, 比较符合天然气水合物形成的客观条件和地质实际, 也较全面地表征了其突出的成矿地质特征及发育特点, 且考虑了多种地质作用及物理、化学因素对天然气水合物沉淀成矿作用的综合影响。须强调指出的是, 迄今世界范围勘查发现的天然气水合物主要以“自源

型”微生物成因、成矿的水合物为主,深部“他源型”热解成烃及混合烃源的“渗漏型”成因、成矿类型的水合物极少且分布局限。南海北部陆坡神弧深水区目前勘查发现的天然气水合物,亦属“自源型”微生物成因、成矿的水合物类型,其天然气水合物甲烷为生物及亚生物成因, $\delta^{13}\text{C}_1$  值在 $-46.2\text{‰} \sim -74.3\text{‰}$ 之间,甲烷含量一般大于 $96\%$ ,绝大部分高达 $99\%$ 以上,与该区白云凹陷北坡一番禺低隆起迄今勘探发现的常规生物气组成及地化特征基本一致。该类型天然气水合物分布具有以下成矿地质地球物理特征<sup>[3]</sup>:①天然气水合物纵向上主要赋存在天然气水合物稳定带BSR底界以上一定深度范围内;②天然气水合物平面上分布亦差异明显,并非所有具BSR显示的区块均存在天然气水合物,但存在天然气水合物分布的区块必然具有强烈BSR反射特征;③赋存天然气水合物的沉积物都是细粒未成岩的有孔虫粘土及粉砂质粘土和散砂,高饱和度水合物在其中呈均匀分散状分布。

### 3 天然气水合物分布及资源前景

#### 3.1 世界天然气水合物分布特点及资源潜力

天然气水合物广泛分布于世界大洋陆坡、陆隆或海台地区,尤其是活动陆缘俯冲带增生楔和非活动陆缘的陆隆海台断褶区为其主要赋存场所,同时,大陆极地永久性冻土带亦是天然气水合物分布的有利区域。另外,从天然气水合物分布的地质时代看,其不仅广泛分布于新近纪以来大陆坡洋底的沉积物中,亦能形成于古代海洋。根据矿物、碳氧同位素、微体古生物和沉积构造等标志,很多学者目前已在世界各地的侏罗系、石炭系、奥陶系、上元古界及古新世/始新世最大热事件时期的沉积层中找到了诸多天然气水合物形成、消失的证据<sup>[21]</sup>。诚然,随着古洋盆的封闭或消失,海平面会发生强烈变化,亦可促使天然气水合物分解而进入大气圈或转化衍生出特殊类型的沉积体(碳酸盐结壳或礁)。

从全球范围看,目前在世界多处勘查发现的天然气水合物分布区<sup>[9]</sup>,大致沿麦索雅哈河—普拉德霍湾—马更些三角洲—青藏高原和北冰洋—大西洋—太平洋—印度洋构成了2个水合物分布带。在环西太平洋地区,如俄罗斯—朝鲜—日本和澳大利亚—新西兰等地区亦有较多天然气水合物发现。在一个地区或区带天然气水合物分布特点,尤其是“他源渗漏型”天然气水合物的成矿分布,则主要受断裂及底辟系统、孔隙水盐度及低温高压条件等地质地

球化学因素的控制。断裂及底辟系统可为饱含烃类流体提供运聚通道,成为输送烃类流体、传递热能的良好媒介和路径,从而直接影响“他源渗漏型”天然气水合物形成及其稳定带分布<sup>[22]</sup>。例如,在布莱克海底高原的盐底辟上方,天然气水合物分布区的微断裂系统发育,含有烃类气体的高盐孔隙水沿着这些微断裂系统不断向上运移,导致盐底辟区天然气水合物稳定带底界上移,而与周围其他区域天然气水合物分布具有明显差异性。在“水合物岭”区,微断裂发育区冒气现象异常活跃,由于其断裂系统可达海底,故这种由天然气渗漏作用所形成的天然气水合物含量明显偏高,可达到孔隙空间的 $30\% \sim 40\%$ 或沉积物体积的 $20\% \sim 26\%$ ;而在微断裂系统不发育的地区则没有冒气现象发生,因此该区形成的“自源扩散型”天然气水合物含量明显偏低,其含量平均小于孔隙空间的 $2\%$ 。同时,张性微断裂系统亦能直接为天然气水合物形成及分布提供容矿聚集空间<sup>[23]</sup>。因此,精细解剖和识别张性微断裂系统及底辟通道的展布特征及其对天然气水合物成矿作用的控制,应是天然气水合物断裂及底辟系统控矿作用研究的一个重要内容。

须强调指出的是,天然气水合物稳定带形成与分布的成矿地质背景及其控制因素,与常规油气运聚成藏的地质条件及主控因素存在明显的差异,具体可总结为以下几点:其一,天然气水合物形成及分布,严格受控于低温高压的地质环境(温度小于 $20^\circ\text{C}$ ,压力大于 $10\text{MPa}$ ),这就决定了其一般均分布于浅层未成岩带的孔渗发育的松散表层沉积物中,且其烃气源主要来自浅层生物化学作用所形成的生物气及亚生物气,烃源构成属原地“自源型”。而常规油气藏尤其是天然气藏(所有各种成因的气藏)不仅要求具备充足的烃源供给,而且必须具有严格的储盖组合及圈闭聚集条件。其二,构成天然气水合物的烃气源虽然可以为深部成熟热解烃类,但除了具有从深部向上运移到浅层沉积物中的有效运聚通道(断裂及底辟等)外,同时还必须受水合物形成所必须具备的低温高压条件的严格控制。如南海北部边缘西区的莺歌海盆地油气苗及气烟囱异常发育、烃类渗漏强烈且非常普遍,但由于不具备天然气水合物形成的低温高压地质条件,因此,亦不能形成天然气水合物。其三,常规油气藏尤其是天然气藏的形成,除了具有充足丰富的烃源供给外,必须具备高效的运聚输导系统和良好的储盖组合及有效的圈闭聚集保存条件,油气运聚成藏及其分布规律主要取决于优越的运

聚条件、良好的储盖组合及有效的圈闭保存系统,而天然气水合物则主要受控于烃气源及其低温高压的地质环境,对其储盖组合及其圈闭保存条件并无严格要求。总之,天然气水合物形成与分布,不受储盖组合及圈闭保存条件的制约,且主要分布于具备低温高压地质环境的浅层未成岩带的松散沉积物中,这是与常规油气藏形成条件最根本的差异。

### 3.2 南海北部深水区天然气水合物资源前景

南海北部陆坡深水区新生代具有准被动大陆边缘的特点,深部流体活动异常活跃,局部地区热流较高,沉积速率较大,形成了有别于世界其他地区的天然气水合物成矿的区域地质背景,是我国海域天然气水合物资源的主要分布区域和重点勘查领域<sup>[24-27]</sup>。南海北部大陆斜坡极为广阔,存在汇聚型、离散型等不同类型板块边缘的大陆坡,其大陆坡上存在一系列的次级地貌单元,如沉积盆地、深水阶地、海台、海脊、海山、海丘、海岭、海沟等,这些地貌环境对天然气水合物形成及分布均十分有利。须强调指出的是,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,其富含陆源有机质的第四系粉砂质粘土、富含海相生物的钙质软泥等沉积物,能够通过微生物作用及其他物理化学作用形成丰富的烃类气体,为形成天然气水合物提供充足的烃气源供给,同时,该区亦具备天然气水合物成矿的低温高压的基本地质条件,应是南海北部天然气水合物矿藏分布的最佳区域。20 世纪 90 年代中后期以来,国土资源部广州海洋地质调查局首先在南海北部西沙海槽等深水区域,开展了海洋天然气水合物前期试验性调查及研究工作,组织部署实施了大量高分辨率地震调查测线,在 130 km 的地震剖面上,识别出了显示天然气水合物矿藏的 BSR 标志层,初步判识和确认天然气水合物矿层厚约 80~300 m。其后相继对南海北部东沙、神狐、琼东南南部和西沙海槽等 4 个深水调查区又进行了系统的海底地质勘查及水合物综合调查与研究,迄今已发现 22 个具明显 BSR 异常的天然气水合物区块,预测其总资源量达 185 亿 t 油当量,与该区常规油气资源基本相当。通过对天然气水合物地震异常信息综合研究,广州海洋地质调查局最终圈定并优选了东沙和神狐 2 个区块作为水合物重点钻探目标区,最后在神狐区白云凹陷西南部确定了 8 个钻探井位,并于 2007 年实施钻探一举获得了天然气水合物实物样品,取得了南海北部深水区天然气水合物勘探的阶段性胜利和具有里程碑意义的突破性

进展。

处在南海北部陆坡的琼东南盆地中央裂陷带及南部裂陷带和珠江口盆地南部裂陷带、台西南盆地南部等深水区,不仅具备形成天然气水合物特定的低温高压地质条件,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形成分布的深水区展布规模大(300 m 水深以下面积达  $20 \times 10^4 \text{ km}^2$ )所决定的。这些深水区(300~3 300 m)具有形成天然气水合物所必备的低温高压条件,且深部的新近系及第四系浅海一半深海相砂泥岩沉积相当发育,沉积厚度大、充填速率高(最高达 1.4 mm/a)有利于有机质保存,虽然有机质丰度不高(TOC 均在 0.2%~0.3%以上),但其展布规模巨大,故具备了良好的生烃潜力,因此,该区新近系及第四系浅海一半深海相泥岩可以提供较丰富的烃气源,完全能够为形成大规模天然气水合物稳定带供给充足的烃源。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,而且常规油气(即深水油气)资源勘探前景诱人。

#### 参考文献:

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] 吴能友,张海敏,杨胜雄,等.南海神狐海域天然气水合物成藏系统初探[J].天然气工业,2007,27(9):1-6.
- [4] 樊栓狮,刘锋,陈多福.海洋天然气水合物的形成机理探讨[J].天然气地球科学,2004,15(5):524-530.
- [5] 祝有海,吴必豪,卢振权.中国近海天然气水合物找矿前景[J].矿床地质,2001,20(2):174-180.
- [6] 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):6-12.
- [7] 卢振权,吴必豪,祝有海,等.南海潜在天然气水合物藏的成因及形成模式初探[J].矿床地质,2002,21(3):232-239.
- [8] 卢振权,吴能友,陈建文,等.试论天然气水合物成藏系统[J].现代地质,2008,22(3):363-375.
- [9] 吴能友,梁金强,王宏斌,等.海洋天然气水合物成藏系统研究进展[J].现代地质,2008,22(3):356-362.
- [10] Bernard B, Brooks J M, Sackett W M. A geochemical model for characterization of hydrocarbon gas source in marine sediments[C]//Proceeding 9th Annual off Shore Technology Con-

- ference. Houston: Offshore Technology Conference, 1977; 435-438.
- [11] 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.
- [12] 戴金星. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别[J]. 天然气地球科学, 1993,4(2-3):1-40.
- [13] 戴金星,傅成德,关德范,等. 天然气地质研究新进展[M]. 北京:石油工业出版社,1997:183-203.
- [14] 徐永昌,等. 天然气成因理论及应用[M]. 北京:科学出版社, 1994:29-262.
- [15] Kvenvolden K A. A review of geochemistry of methane in-nature gas hydrate[J]. Organic Geochemistry, 1995, 23 (11/12):997-1008.
- [16] Kvenvolden K A, Kastner M. Gas Hydrates of the Peruvianaouter Continental Margin[C]. ODP Science Results, 1999, 112: 413-440.
- [17] Waseda A, Uchida T. Origin of methane in natural gas hydrates from the Mackenzie Delta and Naikai Trough[C]//Proceedings of the Fourth International Conference on Gas Hydrates. Hiyoshi, 2002:169-174.
- [18] Boetius A, Ravensschlag K, Schubert C J, *et al.* Microscopicidentification of a microbial consortium apparently mediatinanaerobic methane oxidation above marine gas hydrate[J]. Nature, 2000,407:623-626.
- [19] Ginsburg G D, Soloviev V A. Submarine Gas Hydrate[M]. St Petersburg: Vniiokeangeologia Norma, 1998:1-216.
- [20] Collett T S. Natural-gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk river area, North Slope, Alaska[J]. AAPG Bulletin, 1993,77(5):793-812.
- [21] 吴必豪,张光学,祝有海,等. 中国近海天然气水合物的研究进展[J]. 地学前缘, 2003,10(1):177-189.
- [22] Teichert B M A, Torres M E, Bohrmann G, *et al.* Fluid sourcesfluid pathways and diagenetic reactions across an accretionaprism revealed by Sr and B geochemistry [J]. Earth and Planetary Science Letters, 2005, 239: 106-121.
- [23] Weinberger J L, Brown K M. Fracture networks and hydrate distribution at Hydrate Ridge, Oregon [J]. Earth and Planetary Science Letters, 2006, 245: 123-136.
- [24] 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进展[J]. 中国地质, 2007,34(6):953-961.
- [25] 何家雄. 天然气水合物研究进展和南海北部勘探前景初探[J]. 海洋石油, 2003,23(1):57-64.
- [26] 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):81-90.
- [27] 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.

## Genetic Types and Mineralization Characteristics of Gas Hydrate and Resources Potential of Northern South China Sea

HE Jia-xiong<sup>1</sup>, ZHU You-hai<sup>2</sup>, CHEN Shen-hong<sup>3</sup>, CUI Sha-sha<sup>1</sup>, MA Wen-hong<sup>4</sup>

(1. *Key Laboratory of Marginal Sea Geology, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China*; 2. *Institute of Mineral Resources, Chinese Academy of Geological Science, Beijing 100037, China*; 3. *Shenzhen Company, CNOOC, Guangzhou 510240, China*; 4. *Zhanjiang Company, CNOOC, Zhanjiang 524057, China*)

**Abstract:** According to the composition of source gas, the delivery features and the characters of mineralization, there are three genetic types of gas hydrate in the world which are diffusion of local biogenic gas, leakage of migrated thermocatalytic pyrolytic gas, and mixed type of biogenic gas and thermocatalytic gas. The diffusion type of local biogenic gas is the most common, and the others are in local areas of deep source gas systems. The Cenozoic of the deep-water basin in the north of the South China Sea is the passive continent margin which has the continent marginal characteristic of being tensionally rifted. It is favorable for the formation of deep-water reservoirs and gas hydrate. Evaluation shows that the gas hydrate resources are as many as the conventional petroleum resources, that is, there are deep-water petroleum in the deep area and gas hydrate in the superficial part of the deep-water deposition.

**Key words:** Gas hydrate origins; Gas hydrate potential; Deep-water petroleum; Northern South China Sea resources.