

doi: 10.12029/gc20170301

苏丕波, 梁金强, 付少英, 吕万军, 龚跃华. 2017. 南海北部天然气水合物成藏地质条件及成因模式探讨[J]. 中国地质, 44(3): 415-427.

Su Pibo, Liang Jianqiang, Fu Shaoying, Lü Wanjun, Gong Yuehua. 2017. Geological background and accumulation models of gas hydrate reservoir in northern South China Sea[J]. Geology in China, 44(3): 415-427(in Chinese with English abstract).

## 南海北部天然气水合物成藏地质条件及成因模式探讨

苏丕波<sup>1</sup> 梁金强<sup>1</sup> 付少英<sup>1</sup> 吕万军<sup>2</sup> 龚跃华<sup>1</sup>

(广州海洋地质调查局, 国土资源部海底矿产资源重点实验室, 广东 广州 510075;

2. 中国地质大学(武汉)海洋学院, 湖北 武汉 430074)

**摘要:** 中国南海北部陆坡区是天然气水合物成藏的理想场所, 资源潜力巨大。文章基于天然气水合物勘探成果, 结合南海北部天然气水合物成藏地质背景, 从天然气水合物成藏的温压稳定条件、气源形成条件、构造输导条件和沉积储集条件4方面, 系统分析了南海北部天然气水合物成藏的基本地质条件, 探讨了南海北部陆坡中部神狐海域、南海北部陆坡西部海域和南海北部陆坡东北部海域天然气水合物的成藏类型与成因模式。结果认为, 南海北部陆坡中部神狐海域主要发育扩散型水合物, 而南海北部陆坡西部海域主要发育渗漏型水合物, 南海北部陆坡东北部海域则发育兼具扩散型与渗漏型特征的复合型水合物。

**关键词:** 南海北部; 输导体系; 成因模式; 天然气水合物; 地质条件

中图分类号: P744.4; P618.13

文献标志码: A

文章编号: 1000-3657(2017)03-0415-13

## Geological background and accumulation models of gas hydrate reservoir in northern South China Sea

SU Pibo<sup>1</sup>, LIANG Jinqiang<sup>1</sup>, FU Shaoying<sup>1</sup>, LÜ Wanjun<sup>2</sup>, GONG Yuehua<sup>1</sup>

(1. MLR Key Laboratory of Marine Mineral Resources, Guangzhou Marine Geological Survey, Guangzhou 510075, Guangdong, China; 2. College of Marine Science and Technology, China University of Geosciences, Wuhan 430074, Hubei, China)

**Abstract:** Exploration results reveal that the northern slope of South China Sea (SCS) is a favorable area for gas hydrate accumulation and hence has huge energy resources potential. Based on the results of gas hydrate exploration conducted in northern SCS and geological background of gas hydrate reservoir in the study area, the authors analyzed the conditions of temperature-pressure stability, gas source supply, migration conduction system and reservoir for gas hydrate accumulation in northern SCS. Moreover, the accumulation models of gas hydrate reservoir in Shenhu, the western slope of South China Sea areas and the northeastern slope of South China Sea areas were discussed as well. The results show that the diffusion gas hydrate reservoir is mainly accumulated in Shenhu area, while the western slope of South China Sea area is dominated by the leakage type of reservoir. On the northeastern slope of South China Sea area, gas hydrate accumulation is complex and is characterized by both diffusion and

收稿日期: 2017-06-03; 改回日期: 2017-06-18

基金项目: 中国地质调查局项目“天然气水合物成矿理论及分布特征”(DD20160211)资助。

作者简介: 苏丕波, 男, 1981年生, 博士, 高级工程师, 主要从事天然气水合物成藏系统研究; E-mail: spb\_525@sina.com。

通讯作者: 梁金强, 男, 1967年生, 教授级高级工程师, 主要从事天然气水合物地质研究; E-mail: ljqiang@hyd.com。

leakage types.

**Key words:** northern South China Sea; migration conduction system; accumulation model; gas hydrate; geological setting

**About the first Author:** SU Pibo, male, born in 1981, doctor, senior engineer, mainly engages in gas hydrate accumulation system research; E-mail: spb\_525@sina.com.

**About the corresponding author:** LIANG Jinqiang, male, born in 1967, professor, mainly engages in the study of gas hydrate geology; E-mail: ljinqiang@hyd.com.

**Fund support:** Supported by China Geological Survey Project for South China Sea Gas Hydrate Resource Exploration (No. DD20160211).

## 1 引 言

天然气水合物(以下简称“水合物”)是由水分子组成的笼状构架将小型气体分子吸附其中而形成的冰状固体,自然界中能够形成水合物的气体分子可能是甲烷、二氧化碳、乙烷、硫化氢等等,但分布最为广泛的是甲烷水合物(Sloan, 1998)。目前,在全球已直接或间接发现的水合物矿点已达到234处,显示出天然气水合物资源前景巨大。从全球天然气水合物地域分布情况来看,约有97%分布于海洋中,仅3%分布在陆地冻土带上。在海洋环境中,天然气水合物主要存在于水深超过300 m的海底之下的沉积物内(Milkov, 2004)。其分布区域主要包括大陆斜坡和深海平原,其中又以大陆边缘斜坡处水合物分布最为丰富,大陆边缘从大构造性质上可分为主动边缘和被动边缘两类。在主动或被动大陆边缘这一宏观构造背景下,一些特殊的构造体为水合物聚集成藏提供了较为有利的构造环境,如主动大陆边缘的增生楔、被动大陆边缘的断裂带,以及主动、被动大陆边缘均有发育的泥火山、泥底辟、滑塌体等构造地质体,与天然气水合物成藏关系极为密切(Borowski et al., 1999)。

中国南海北部陆坡是天然气水合物发育的理想场所。自1999年以来,中国地质调查局广州海洋地质调查局在南海北部开展了一系列天然气水合物调查工作,完成高分辨率多道地震16.7万km,钻探井88口,总体达到普查程度,重点地区达到详查精度,圈定了两个千亿方级的矿藏,控制资源量分别为1231亿m<sup>3</sup>和1500亿m<sup>3</sup>。在南海圈定11个有利远景区,19个成矿区带。初步预测中国海域天然气水合物资源量约800亿t油当量。鉴此,本文基于天然气水合物勘探区勘查及钻探资料,结合南海北

部天然气水合物成矿地质背景,系统分析了南海北部天然气水合物成矿地质条件,探讨天然气水合物成藏类型与成因模式,以期对研究区下一步天然气水合物勘查开发部署有所裨益。

## 2 成矿地质背景

南海北部陆坡东起台湾岛的西南端,西至西沙海槽,呈北东向条带状展布,自西向东宽度逐渐变窄(图1),全长1300 km,宽126~265 km。区域分布有多个新生代盆地,如莺歌海盆地、琼东南盆地、北部湾盆地和珠江口盆地,石油和天然气资源丰富(张功成等,2007)。

从地形地貌上看,南海东北部陆坡地形延续了其陆架的地貌地形趋势,自西北向东南方向呈阶梯状下降,直至到地形较为平坦的中央深海盆地。陆坡坡折线水深为140~350 m,坡脚线水深为3400~3700 m,最大水深高差达3560 m,地形变化极为复杂。发育大量与水合物形成和分解相关的微地貌类型特征,最为常见的有天然气冷溢气口(冷泉)、麻坑、泥火山或泥底辟、海底滑坡和自生碳酸盐岩岩隆等(张光学等,2006)。

从构造上看,南海北部陆坡在大地构造上位于东亚大陆边缘构造域及周缘,北以海南一万山结合带与东亚大陆构造域相接;西为南海西缘断裂带;其东界以台湾岛(梨山断层)—巴布延脊—菲律宾海沟俯冲带与西太平洋构造域为邻,是一个地质构造复杂的地区。南海北部陆缘经历早白垩世末、始新世末和中中新世末的三次构造运动,基底构造复杂,新构造作用活跃,中中新统之下沉积盖层断裂构造发育,有些断裂自基底断至海底,既控制着陡坡地形的形成,又有利于烃气向上远距离输送。上新世初期,向西北方向运动的菲律宾海板块在台湾

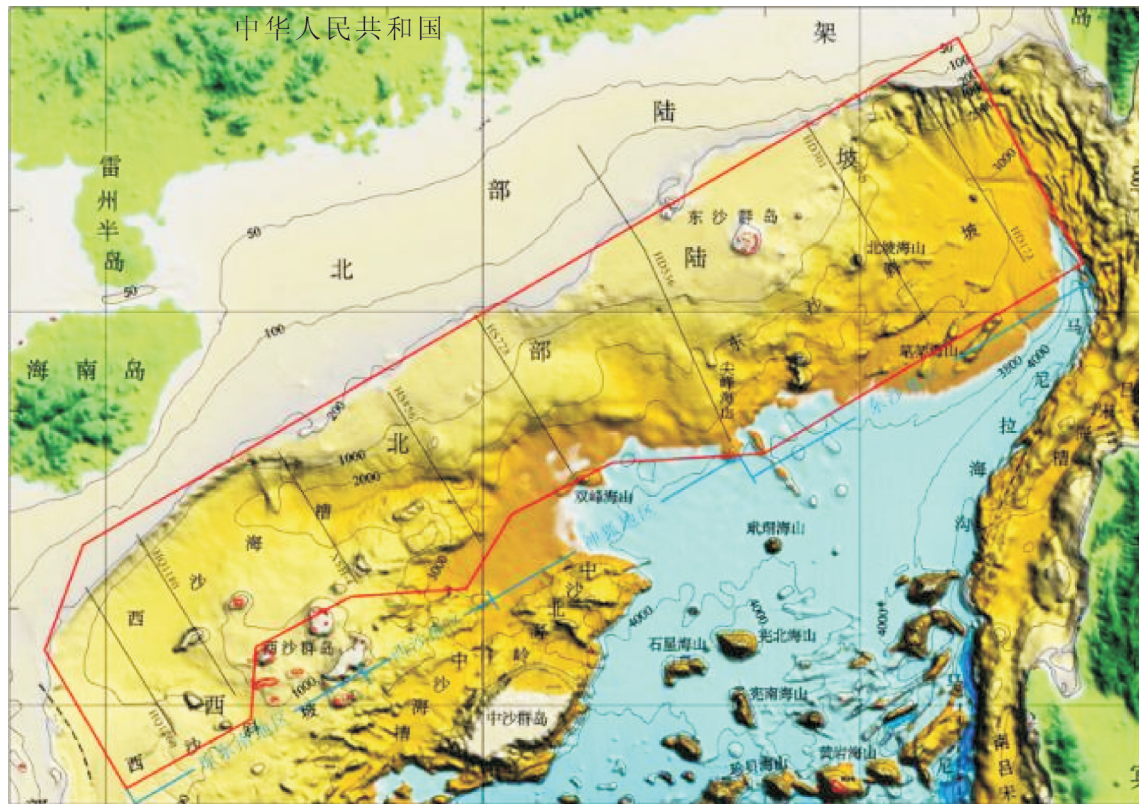


图1 南海北部陆缘三维地形示意图

Fig.1 3D topographic characteristics of deep water area on the northern slope of South China Sea

地区与欧亚板块碰撞,台湾岛逐渐出现;此后,菲律宾海板块继续向西北方向运动,在南海北部产生北西西向挤压。这一构造活动十分有利于烃气运聚及天然气水合物的形成(姚伯初,2001)。除断裂发育外,也发育底辟构造、海底滑塌体以及褶皱等有利于水合物形成聚集的地质构造环境。

从区域演化看,南海北部陆缘大致经历了由板内裂陷演变为边缘拗陷的地史历程(翟光明等,1990)。古生代晚期—中生代早期,印支—巽他古陆区和南海北部边缘与古特提斯海相通。中侏罗世—早白垩世早期,特提斯海封闭并向西收缩,太平洋板块向北驱动,促使库拉板块俯冲消亡于东亚大陆的东南侧,导致大陆抬升,从而在东南亚地区形成了安第斯型边缘。此后,太平洋板块向北运动速率降低,大陆边缘由挤压逐渐转换为拉张构造环境。至白垩纪末,板块汇聚边缘向东转移,南海小洋盆开始扩张,在华南地块边缘发育诸多北东向、分割的晚中生代—古近纪的陆相断陷盆地。这也是南海陆坡区早期构造的雏形,但东沙群岛以东地区尚处在古太平洋边缘的浅海环境中,发育了较厚

的海相地层。此后,由于构造隆升,在东沙群岛周围缺失晚白垩世—始新世的沉积。始新世末,包括东沙群岛以东地区的整个陆坡区普遍抬升并遭受剥蚀,从而结束早期的构造奠基阶段。晚渐新世—早中新世,南海东部沿东西方向再次扩张,自东向西由珠江口—琼东南盆地逐渐进入裂谷沉降阶段,这也是南海北部大陆架裂陷的结束时期,与之相应形成了断陷期陆相和海陆过渡相沉积层序。中中新世以后南海北部陆缘进入构造沉降阶段,形成了以海相沉积为主的区域性沉积层,其中台西南盆地、珠二拗陷以及尖峰北拗陷的上新世—第四纪沉降幅度较大,台西南盆地最大沉降速率达520 m/Ma,从而在该盆地的东北部陆坡区形成了巨厚沉积(于兴河等,2005),为天然气水合物成藏的气源形成创造了十分丰富的物质条件。

### 3 南海北部天然气水合物成藏的地质条件

天然气水合物成藏的关键因素主要取决于四大地质条件,分别是天然气水合物形成的温压稳定



条件,形成天然气水合物所需的气源生成条件、气源与稳定域之间的构造输导条件以及天然气水合物稳定域中成藏所需的良好的沉积储集条件,这四大地质条件也包含了天然气水合物矿藏从成矿气源产生、到气源运移及聚集成藏的一系列过程,这一系列过程如果缺失其中任一关键因素,则很难形成天然气水合物矿藏。根据南海北部陆坡的地质、地球物理及地球化学资料分析,结合天然气水合物勘查钻探成果,对这四大地质条件进行系统分析。

### 3.1 温压稳定条件

海域天然气水合物形成的稳定域条件受海底底层的温度和压力、孔隙流体盐度、天然气组成、储层沉积物粒度及孔隙,海底热流等多方面影响。其中,影响天然气水合物稳定带分布深度和稳定带厚度的关键控制因素,主要有温度、压力及孔隙流体盐度。一般而言,海底温度越低,压力越大,孔隙流体越低,水合物越易形成。而天然气组成、储层沉积物粒度及孔隙对稳定条件产生一定的影响(Holder et al., 1987)。天然气中如果含有重烃气,在相对较高的温度和较低的压力下水合物就可以形成(相对纯甲烷)。而且,当气体中含有少量丙烷时,对水合物相平衡的影响更大。可见烃类气体的分子量越大,对水合物相平衡影响越大。而深水海底沉积物孔隙越小,则需要更大程度的低温冷却或超压条件才能形成天然气水合物。对沉积物粒度来说,沉积物颗粒越小,其介质的毛细管半径亦越小,则天然气水合物开始形成所需要压力越高,温度越低。在细粒的宿主沉积物中(粘土和硅质),天然气水合物一般多呈分散状,如透镜状,结核状,球粒状或页片状;而在粗粒沉积物中,天然气水合物均呈充填状或胶结状。依据天然气水合物稳定带的主要基本影响参数,结合稳定带相平衡曲线及大量的实验数据,即可对天然气水合物稳定带进行预测。

南海北部海域海底温度在近陆缘区大陆架为6~14℃;在大陆坡地区,其海底温度为2~6℃;在中央洋盆的海底温度则为2℃左右。海水等深线与等温线趋势基本一致。在等深线密集处,其等温线也密集,且其走向与大陆坡走向相同。同时,南海北部海水深度与海底温度具有一定的相关性。一般海底温度随着海水深度增加而降低,当水深大于2800 m时,其海底温度趋于稳定(2.2℃);当水深小

于2800 m时,水深和海底温度在对数坐标系下呈线性相关。基本满足天然气水合物形成条件(黄永祥等, 2009)。

热流值则是控制天然气水合物形成的另一重要因素,通常,热流值越高,形成的温压稳定带越薄,因此,大多数天然气水合物资源远景区热流场均偏低。南海海域的热流值变化较大,从小于10 mW/m<sup>2</sup>到大于190 mW/m<sup>2</sup>均有(何丽娟等, 1998)。珠江口盆地深水区神狐海域南部由于靠近中央洋盆或可能有隆起及陆缘断裂的影响,热流值在80~90 mW/m<sup>2</sup>范围,而在北部沉积较厚的区域中,其热流值为65~80 mW/m<sup>2</sup>较南部热流值低;珠江口盆地东南部东沙海域热流值主体分布在40~85 mW/m<sup>2</sup>,属区域上较低热流区;琼东南盆地西南部由于受莺歌海1号断裂走滑影响而形成深洼陷,具高温高压特征。根据琼东南盆地中央坳陷带最新热流测量数据表明,其热流为75~90 mW/m<sup>2</sup>,其中盆地主体热流值在60~90 mW/m<sup>2</sup>;而在中央坳陷带东南部的西沙海槽7个站位的热流值则更高,热流值变化范围为83~112 mW/m<sup>2</sup>,平均达95 mW/m<sup>2</sup>。因此,根据南海北部陆坡深水热流场分布特点,其中的东沙隆起东南部、琼东南盆地东南部及神狐东部等区域热流值相对较低,有利于天然气水合物富集成藏与分布。

在现有的温度、压力及孔隙流体盐度条件下,对南海天然气水合物稳定域进行计算,从得到的南海天然气水合物稳定域分布特征图可以看出(图2),神狐海域稳定域底界介于150~250 m,整体上,区域北部浅、南部深,与海底深度的变化基本呈现正相关,但在等深度分布时,海底热流变化对稳定域底界的制约作用明显。琼东南海域整体而言稳定带底界深度随着水深的增加而逐渐的变深。稳定带底界深度在<230 m时,较为发散;稳定带底界深度在230~250 m时,数据较为集中;稳定带底界深度在>250 m时,则略有发散。上述情况说明该区域压力场整体而言对稳定带厚度量值控制较强。在东沙海域,稳定域平均值为203.7 m,中位值为225.5 m。总体上,薄稳定带厚度值站位集中在该区域北部,厚稳定带值站位集中在该区域的中部以及最南端的位置,中稳定带值站位则散布在中南部,总体而言稳定带厚度亦受控于水深压力的影响。



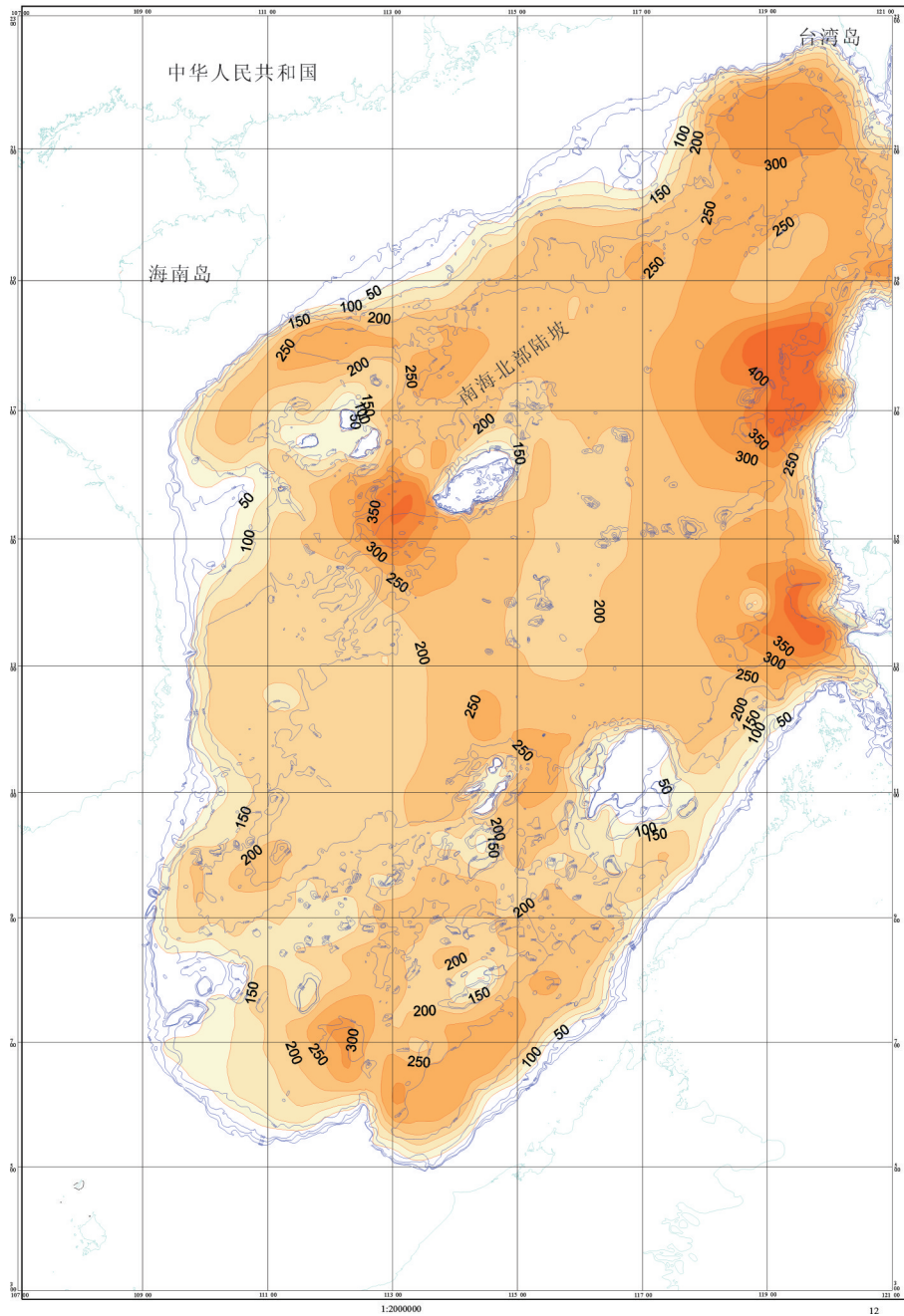


图2 南海天然气水合物稳定域厚度(单位:m)分布图

Fig.2 The distribution of gas hydrate stability domain of northern South China Sea (m)

### 3.2 气源生成条件

气源岩生成了大量微生物成因和热分解成因的烃气,是决定天然气水合物的形成和分布的重要控制因素 (Collett, 1993, 2002; Kvenvolden, 1993; Collett et al, 2008)。微生物成因的天然气是由微生物对有机质的分解作用形成的,有2种来源:二氧化碳还原反应和发酵作用,其中二氧化碳的还原反应

生成的天然气是微生物气的主要来源。参与还原反应生成天然气的二氧化碳主要是由原地有机质的氧化作用和脱羧作用形成的,因此丰富的有机质对微生物的形成非常重要。热成因甲烷是在有机质热演化过程中生成的。在早成熟期间,热成因甲烷与其他的烃类和非烃类气体一起生成,通常伴生有原油。在热演化程度最高时,干酪根、沥青和原

油中的C-C键断裂,只有甲烷生成。成熟度随着温度的升高而升高,每类烃都有最有利于其生成的热窗。对于甲烷,主要是在150℃时生成的(Tissot and Welte, 1978; Wiese and Kvenvolden, 1993)。

以往的研究表明,深水海底天然气水合物中的甲烷主要来自海底浅层有机质生物化学作用所形成的生物甲烷,因此,水合物资源评价预测中多关注这种微生物甲烷气源。然而,在天然气水合物勘查中某些地区确实发现了来自热解气气源供给的天然气水合物成因类型。如通过天然气水合物样品气体同位素特征及烃源供给条件分析,业已证实墨西哥湾、北阿拉斯加、Mackenzie三角洲、梅索亚哈气田、日本Nankai海槽、里海和黑海天然气水合物之气源属热降解成因(Collett, 1995, 2002; Dallimore and Collett, 2005)。尤其是在北阿拉斯加和加拿大陆域天然气水合物钻探成果均表明,热成因烃源供给条件对于高丰度、高饱和度天然气水合物富集成藏至关重要。此外,在墨西哥湾以及普拉德霍湾等许多区域亦发现有热成因与生物成因构成混合气源之天然气水合物类型。

近年来油气勘探研究成果表明,南海北部陆坡深水区具备生物气形成的物质基础及地质条件,且勘探业已证实在2300 m以上均存在广泛的生物气分布(何家雄等, 2004)。白云凹陷神狐调查区上中新统-全新统海相泥岩干酪根镜质体反射率( $R_o$ )一般均低于0.7%,多在0.2%~0.6%,处于未熟-低熟的生物化学作用带,是重要的生物气烃源岩(苏丕波等, 2010, 2014)。该生物气烃源岩有机质丰度较高,上中新统一第四系海相泥岩有机碳(TOC)一般平均为0.22%~0.49%,且不同层位及层段变化不大分布稳定。其中,第四系沉积物有机质TOC平均为0.22%~0.28%;上新统泥岩有机质TOC平均为0.30%~0.39%;上中新统泥岩有机质TOC平均为0.49%。生物气烃源岩生烃潜力较低但较稳定。上中新统-全新统海相泥岩生烃潜力( $S_1+S_2$ )平均为0.13~0.32 mg/g,具有一定的气源岩生烃潜力(翟光明, 1990)。南海北部陆坡西部琼东南及西沙海槽调查区上中新统一第四系海相泥岩及沉积物,有机质丰度及成熟度和生烃潜力亦与珠江口盆地神狐调查区类似,亦具有生物气形成的物质基础和基本地质条件(何家雄等, 2008)。总之,南海北部陆坡及

陆架区在3200 m以上的海相地层及沉积物有机质,基本上均处在未熟-低熟的生物化学作用带,有机质丰度较高且具备较好的生物气生气潜力(何家雄等, 2011, 2012)。同时,根据近年来深水油气勘探成果及地质研究表明,南海北部深部热解气烃源条件也非常好,目前已在神狐调查区深部和琼东南盆地西南部深水区陆续勘探发现了以深部成熟-高熟热解气为气源的LW3-1等常规气藏及油气藏和LS17-2等常规气藏以及多处油气显示。

综上所述,南海北部陆坡天然气水合物成矿区烃源供给条件较好,不仅具有较好的微生物气源岩,而且深部热解气烃源条件也非常好。因此,南海北部陆坡具有较好的气源形成条件,能够为天然气水合物形成提供充足的气源供给。

### 3.3 构造输导条件

通常,海域天然气水合物稳定带厚度在海底300 m以内,在这个范围,很难形成大量微生物气,也很难达到足够的温度去形成热解气。而一个高丰度的天然气水合物矿藏分布须包含大量来源于微生物或热成因机制源岩的天然气。因此,天然气的运移条件就成为形成天然气水合物矿藏的重要因素。根据勘探研究结果,最常见的流体输导系统主要有断层裂隙、海底滑塌体、泥底辟及气烟囱等,因此,由构造条件形成的这些地质载体构成了气体从深部运移到稳定域的主要输导体系。

由于受区域构造运动,特别是新构造运动的作用,断裂构造在南海北部陆坡比较发育(吴能友等, 2009),断层活动时间大致可分为晚中新世和上新世以来两个主要时期,晚中新世断层以北西向为主,断层大部分切割上中新统,部分切穿上新统,是区域最主要断层活动时期;上新世以来活动断层以北东向为主,断层活动强度小,但数量众多。由于这些断层贯通了下部气源岩系与上部天然气水合物稳定带,构成了该区域主要的输导体系。同时,根据广州海洋地质调查局的高分辨率地震资料解释成果(图3),南海北部陆坡亦发育大量气烟囱和泥底辟,其中,气烟囱主要分布在琼东南盆地的中央拗陷带和珠江口盆地白云凹陷,对比烟囱构造发育区与指示水合物底界的强反射-似海底反射(BSR)的分布,发现BSR或者集中于烟囱构造上部,或位于烟囱构造所处的构造高部位,说明气



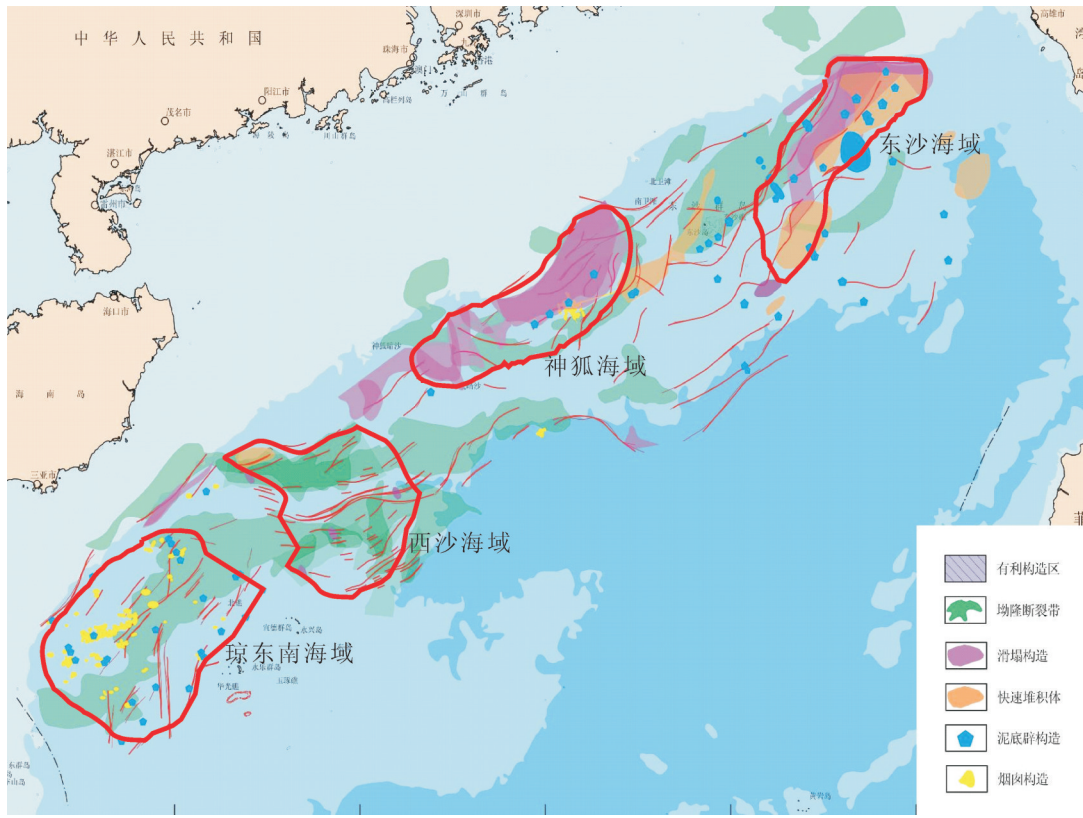


图3 南海北部天然气水合物构造输导条件  
Fig.3 Gas hydrate migration conduction system in northern South China Sea

烟囱对气体的垂向运移具有重要作用。而泥底辟在琼东南盆地、珠江口盆地和台西南盆地均有发育,其总体走向为北东向,与南海北部陆坡北东向总体断层走向一致,对比泥底辟发育区与BSR的分布,发现BSR往往发育于泥底辟构造的两侧,部分发育于底辟上部,说明底辟是深部气源向上运移的良好通道。因此,断裂、气烟囱和泥底辟等输导要素构成了南海北部陆坡气体的主要运移通道(图4)。此外,在南海北部神狐海域的白云凹陷发现了大型海底滑坡,滑坡底界与水合物指示标志BSR位置具有极好的对应关系。因此,南海北部陆坡滑坡构造附近亦是天然气水合物赋存的有利区域。

综合分析,东沙和神狐海域的构造输导条件主要为断裂,泥底辟及海底滑塌体;琼东南海域的构造输导条件主要为泥底辟和气烟囱;而西沙海槽的构造输导条件则主要以断裂为主。

### 3.4 沉积储集条件

根据国外天然气水合物钻探成果和岩心资料分析,天然气水合物在沉积层中分布特征随其形成

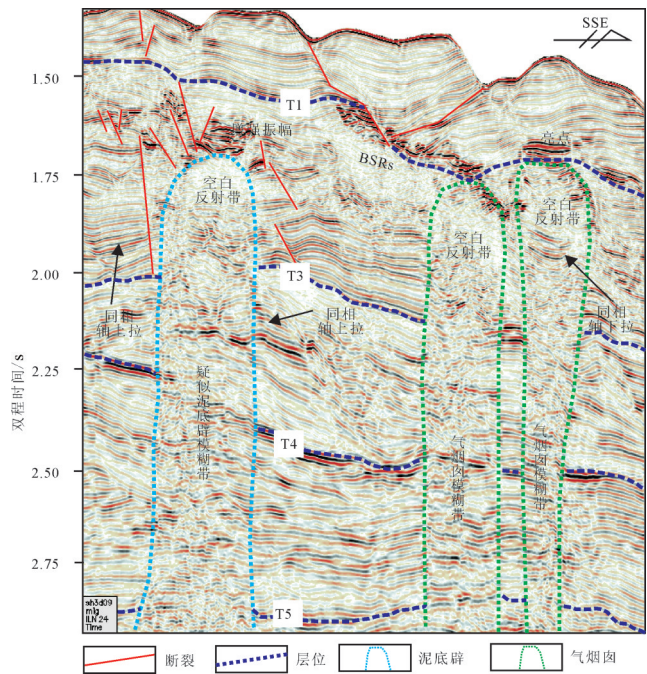


图4 南海北部天然气水合物构造输导要素特征  
Fig.4 Gas hydrate migration element trait in northern South China Sea

条件而变化(Sloan and Koh, 2008)。在一些富含黏土的细粒沉积物岩心中一般只有零星分布的天然气水合物,而在较粗的砂岩沉积物岩心中,则存在多层聚合度很高的天然气水合物。此外,科学家们也发现纯度非常高的固态天然气水合物以裂缝填充物形式赋存于富含黏土的地层中。因此,依据天然气水合物样品物理性质的差异性,可以总结出天然气水合物储层特点及其主要储集类型与储集方式即:①粗砂岩的孔隙中,②弥散于细砂岩的团块中,③固体充填裂缝中,④由少数含有固体天然气水合物之沉积物组成的块状单元中。总之,大多数天然气水合物多赋存在较粗沉积物之高压低温稳定带中,而天然气水合物富集则主要取决于裂缝或粗粒沉积物分布与充足的甲烷气源之有效充注,且天然气水合物多赋存在裂缝充填物质中或弥散于富砂储集体孔隙中(Collett, 1993; Dallimore and Collett, 2005; Riedel et al, 2006)。

从钻探结果来看,神狐海域沉积物富含黏土和粉砂,水合物均匀分布在整個细粒沉积物中,占到孔隙体积的20%~40%。尽管水合物分散在粗粒沉积物中和以黏土为主的沉积物中的水合物填充裂缝这两类情况很常见,但在极细颗粒的地层中这么高饱和度的水合物却很少见。对神狐钻探区几个钻孔水合物层沉积物显微结构的研究结果揭示了沉积物生物组分有孔虫的存在对沉积物孔隙度增加的贡献,天然气水合物在不同深度上出现饱和度的显著变化与沉积物内颗粒大小可能关系并不密

切,而更重要的是与有孔虫房室内保留的空隙有直接关系,其原因有孔虫作为细粒沉积物中较粗颗粒增加了沉积物中由颗粒支撑形成的原始粒间空隙,另一方面有孔虫房室内的空隙的存在明显增加了水合物在沉积物中的赋存空间。因此,神狐钻探区水合物的分布与富集受粒度和组分的共同制约,而生物组分有孔虫则是水合物富集的重要因素。沉积物中除了颗粒与颗粒之间的粒间孔隙外,还存在颗粒内的粒中孔隙,粒中孔隙主要存在于有孔虫壳体中,有孔虫丰度越高,粒中孔隙越多,沉积物中的孔隙空间越大,水合物的富集程度越高(图5)。

对南北北部陆坡东北部海域水合物钻探钻孔岩心和资料的分析表明,水合物以块状、层状、脉状及分散状等自然产状赋存于粉砂质黏土及生物碎屑灰岩中。且在纵向上存在浅、中、深三套不同的储层,深部矿层发育于水合物稳定带底部,矿层分布面积大,水合物呈均匀分布在粉砂质黏土中,局部层段水合物与碳酸盐岩和贝壳等生物碎屑共生特征。中部矿层呈团块状或脉状产出,主要分布在含生物碎屑黏土和生物碎屑砂中,分布深度在海底以下60~100 m。浅部矿层呈小块状、脉状或结核状产出,分布深度在海底以下9~30 m,主要分布在含碳酸盐岩黏土中(梁金强等,2016)。

#### 4 南海北部天然气水合物成藏类型与成因模式探讨

由于不同区域沉积有机质演化、构造通道发育

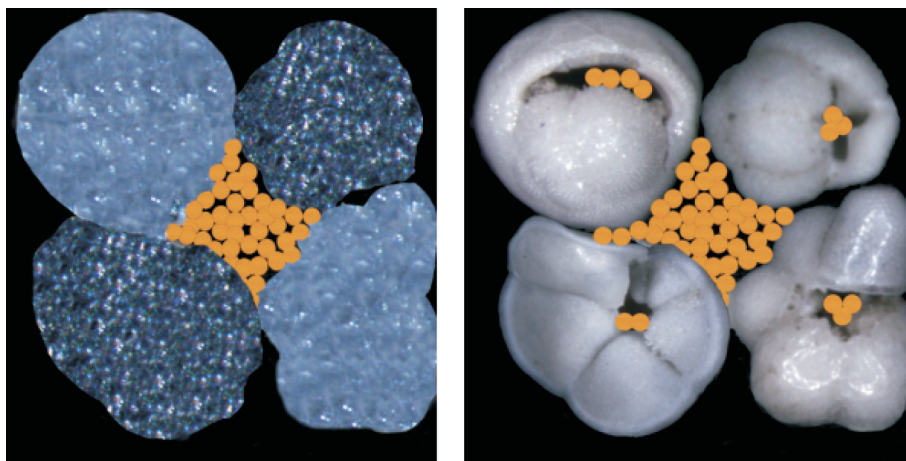


图5 水合物在陆源碎屑颗粒(左)与有孔虫颗粒(右)间形成的示意图(黄色颗粒代表水合物)

Fig.5 Hydrate in terrigenous clastic particles(left) and hydrate in foraminifera granular particles(right)(Yellow particles represent hydrates)



以及沉积储集空间的差异,往往会形成不同成藏类型、不同运聚方式的天然气水合物成因模式。Milkov等根据气体运移的控制因素提出了水合物成藏的4种模型,即断层构造型、泥火山型、地层控制型、构造-地层型(Milkov et al., 2002)。Tréhu等提出了分散型(distributed low-flux gas hydrate)和聚集型(focused high-flux gas hydrate)2种水合物分布类型(Tréhu et al., 2006)。梁金强等根据对南海东北部陆坡钻探区水合物成藏条件及成藏特征的综合分析(梁金强等, 2016),提出了扩散型、渗漏型和由扩散型与渗漏型两者混合共存复合型3种成因模式。本文将根据气体成因类型、气体通量大小以及运聚成藏特征,从扩散型、渗漏型和复合型的分类角度对南海北部天然气水合物有利分布区域天然气水合物成藏类型及成因模式进行探讨。

#### 4.1 南海北部陆坡中部神狐海域成藏类型与成因模式

2007年、2015年和2016年相继在神狐海域实施3次水合物钻探,测井48口、取心井17口,在低渗透黏土质粉砂储层中获取了高饱和度扩散型水合物,圈定了10个高品位矿体,水合物层厚度最大达80 m,最大饱和度达75%。天然气水合物实物样品地球化学分析表明,其钻探区水合物富集层分解

气气体组成主要为甲烷,甲烷含量介于62.11%~99.89%,平均含量达到98.1%。甲烷碳同位素 $\delta^{13}C_1$ 值为-54.1‰~-62.2‰,甲烷氢同位素 $\delta D C_1$ 范围为-180‰~-225‰。表明天然气水合物的烃类气气源主要是微生物通过 $CO_2$ 还原的生物化学作用而形成的生物甲烷气。同时2015年钻探的水合物气源分析表明,水合物气源供给除主要来自水溶扩散型的生物气外,尚有来自深部的热解气,故存在一定量的以II型水合物结构赋存的类型,且其与深部油气源供给及其油气藏等存在成因联系。而从水合物成藏系统模拟结果来看,神狐地区水合物气体来源也同时包括深部有机质热解成烃的热解气和浅部沉积物中微生物作用成烃的生物气(苏丕波等, 2011)。

地震资料解释表明(图6),神狐海域水合物主要以分散的层状分布在稳定域底部,由于区域内发育一定的断层和裂隙,使得深部产生的热解气能够沿着断层向上运移,部分热解气遇到孔隙度和渗透率均较大的砂岩时会沿着砂体或不整合面横向运移,在合适的构造或地层圈闭的作用下形成常规油气藏。部分高通量的热解气通过断裂发育区域逸散至海底,部分热解气在流体势的作用下沿裂缝向上运移至浅部与微生物气一起形成水合物。随着

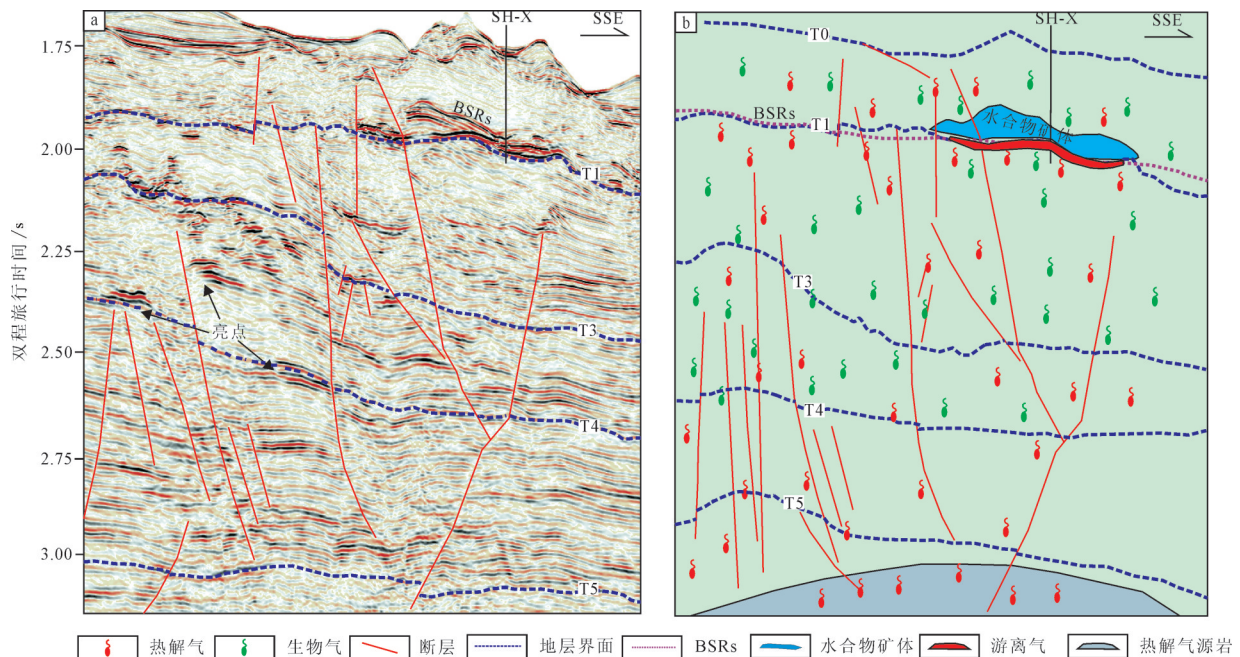


图6 神狐海域扩散型水合物成藏模式

Fig.6 Diffusion gas hydrate accumulation model in Shenhu area

水合物形成,区域气压逐渐降低,同时水合物本身形成了一定的圈闭,使得后期运移上来的气体在稳定域底部形成一定规模的游离气。由于该区域内沉积层浅部地层热演化程度较低,有机质处于未成熟-低成熟阶段,未进入生烃门限,生物气源潜力巨大,大量的生物气主要通过垂向和横向迁移至富含生物碎屑的粘土和粉砂等有利部位,在合适的温压稳定条件下形成分布范围较广的以生物气为主的地层扩散型水合物藏。

#### 4.2 南海北部陆坡西部海域成藏类型与成因模式

2015年3月—5月,广州海洋地质调查局通过自主研发的“海马”号非载人遥控探测潜水器,在南海北部陆坡西部调查区发现了双壳类生物群、甲烷生物化学礁、碳酸盐结壳和气体渗漏等活动性“冷泉”碳酸盐标志,充分表明和展示出该海域具有良好的天然气水合物勘探前景。随后利用大型重力活塞取样器,在其中两个站位亦成功获取到块状天然气水合物实物样品。ROV1和ROV2站位天然气水合物实物样品分解气体中存在甲烷、乙烷和丙烷。甲烷的碳同位素 $\delta^{13}C_1$ 值为 $-57.0\text{‰}$ ~ $-51.0\text{‰}$ ,乙烷的碳同位素 $\delta^{13}C_2$ 为 $-26.7\text{‰}$ ~ $-14.0\text{‰}$ ,丙烷的碳同

位素 $\delta^{13}C_3$ 为 $-24.4\text{‰}$ ,呈现出原油裂解气 $\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2 < \delta^{13}C_3$ 。此外,由于甲烷/乙烷值高于500,说明该组样品可能有生物成因气的贡献。推测海马冷泉区的水合物很可能为生物成因气和油型裂解气混合来源。

从海马冷泉区地震资料可以看出(图7),该区域由于发生缺氧氧化而导致自生碳酸盐岩的沉淀和自养生物的发育,而在构造上没有明显的断层发育,但是有比较明显的气烟囱发育,因此推测该区域由于发育有巨厚层沉积物,而沉积物生烃过程中形成的超压导致游离甲烷气向上运移形成气烟囱运移通道,部分甲烷以气泡形式渗漏到底层海水中,而大量高通量的甲烷气则在海底浅表层沉积物中形成渗漏型块状水合物。

#### 4.3 南海北部陆坡东北部海域成藏类型与成因模式

2013年在南海北部陆坡东北部海域实施天然气水合物钻探,测井16口、取心井5口,发现扩散型和渗漏型水合物多层分布、复合成藏,并伴生冷泉系统。天然气水合物赋存于水深600~1100 m海底以下220 m以内的3个矿层中,浅部矿层分布深度为9~30 m,中部矿层为60~100 m,深部矿层130~210 m,三套水合物含矿层自然产状呈层状、块状、

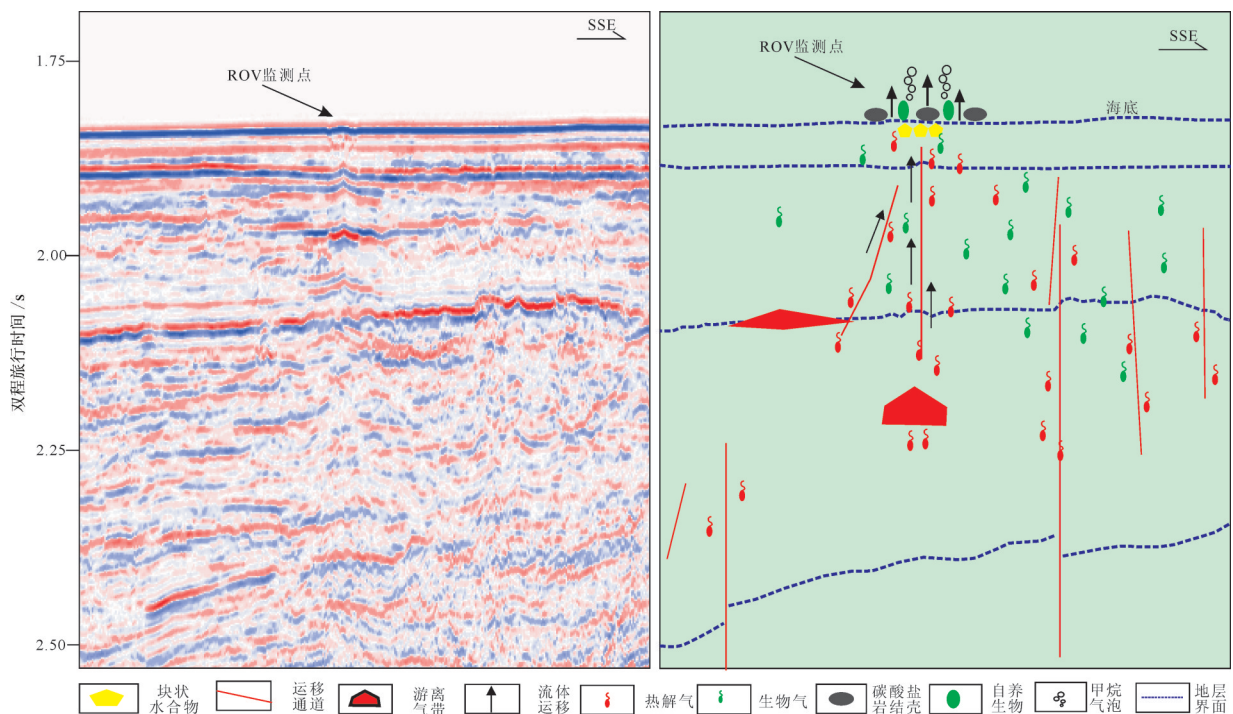


图7 南海北部陆坡西部海域渗漏型水合物成藏模式

Fig.7 Leakage gas hydrate accumulation model in Qiongdongnan area



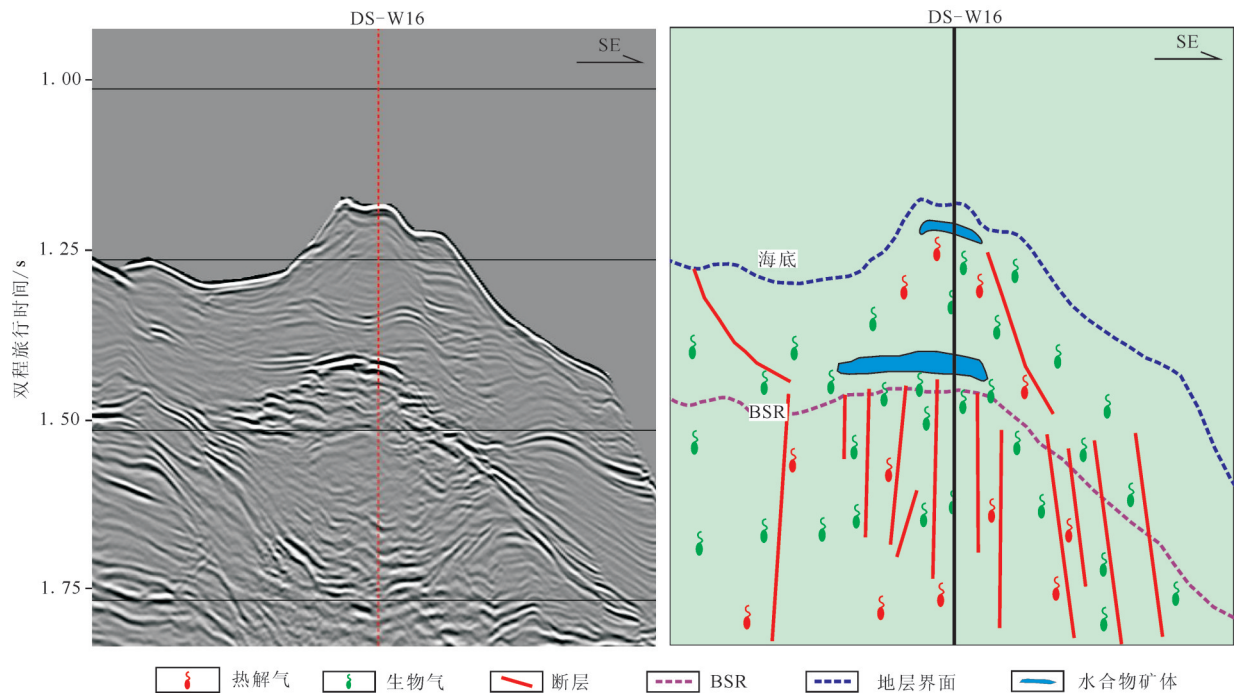


图8 南海北部陆坡东北部海域复合型水合物成藏模式

Fig.8 Complex gas hydrate accumulation model for site w16 in Dongsha area

结核状、脉状等多种类型,肉眼可辨。赋存天然气水合物岩心中其水合物含矿率平均为45%~55%,甲烷含量最高达到99%。

从通过该区域w16站位的地震属性剖面来看(图8),该站位不同层位分别形成底部稳定域的扩散型和上部渗漏型水合物矿体。在稳定带下部,低通量甲烷气体在浓度差、压力、毛细管力等驱动下以扩散方式运移,并通过沉积物孔隙、微裂缝向上运移,在稳定带底部聚集成藏,形成扩散型水合物。同时,高通量甲烷以游离态渗漏方式向上渗漏,部分在稳定域内转化为水合物,部分沿稳定带上部的裂缝或裂隙中运移、聚集,在浅部形成渗漏型水合物矿体。

## 5 讨论

南海北部大陆边缘陆坡不仅存在较厚的古近系湖相及海陆过渡相煤系烃源岩,而且上中新统及上新统乃至第四系海相泥岩及沉积物构成的浅部生物气气源岩也非常发育,两者均能够为该区深水海底浅层天然气水合物形成提供充足的烃源供给。目前迫切需要深入研究的关键问题是,天然气水合物气

源供给到底以何种方式及路径将甲烷气输送到深水海底浅层稳定带形成天然气水合物矿藏。

神狐海域天然气水合物矿藏在地震剖面上常产生指示水合物底界的强反射—似海底反射(BSR)。BSR之下常见有断层裂隙,部分区域存在泥底辟及气烟囱等运聚通道存在,但因为切割及沟通深度有限,仅有部分热解气的混入,故易形成目前这种以生物气居绝对优势的天然气水合物矿体。从天然气水合物成藏系统考量,由于在天然气水合物矿藏附近存在断层裂隙及气烟囱等,故其气源可以通过垂向和侧向进行运移,最终在深水海底浅层稳定带形成以扩散型为主的天然气水合物矿藏,这类水合物往往分布广泛,呈细粒、均匀和分散状分布于沉积物中,其饱和度通常与沉积物粒度有关。

南海北部陆坡西部海域尚未开展水合物钻探项目,但在2015年首次在该区域“海马冷泉区”海底粉砂中获取大量渗漏型水合物样品。从海马冷泉分布的范围来看,区域内这种类型水合物应该是其存在的主要模式。由于渗漏作用具有较高的天然气渗透量,天然气以游离气方式迁移,在海底可观测到渗漏进入水体的天然气气泡,水合物发育于整

个稳定带,是水-水合物-游离气的三相非平衡热力学体系。

在南海北部陆坡东北部区域,气体运移受气烟囱和断裂体系控制,气体向上运移过程中,在稳定域底部聚集形成扩散型水合物藏,部分气体向上渗漏,在稳定域上部的裂缝或裂隙中聚集,形成渗漏型水合物矿体,由于该区域气源充足,运移体系多样,故该区域往往可以形成扩散型与渗漏型共同构成的复合型水合物成因模式。

## 6 结 论

南海北部陆坡目前勘查发现的天然气水合物矿藏主要存在扩散型、渗漏型和复合型三类成因模式,分别分布在三大水合物有利区域:

(1)南海北部陆坡中部神狐海域主要发育扩散型水合物,这类水合物成藏气源主要是由甲烷为主的微生物气,兼具部分热解气,主要通过扩散作用形成于海底松散的多孔沉积物中,天然气水合物形成过程相对较为缓慢,但分布较广。

(2)南海北部陆坡西部海域主要发育渗漏型水合物,这类水合物主要由高通量的甲烷气体通过构造运移通道运移至稳定域充填于裂隙中形成了一种高饱和度的水合物矿体,水合物在沉积层往往生成较快。

(3)南海北部陆坡东北部海域主要发育复合型水合物,该类水合物气体由微生物气和热解气组成,可以通过多种运移途径在同一矿层不同层位发育不同类型水合物,一般在稳定域底部形成扩散型水合物,在浅部形成渗漏型水合物。

## References

Borowski W S, Paull C K, Ussler III W. 1999. Global and local variations of interstitial sulfate gradients in deep-water, continental margin sediments: Sensitivity to underlying methane and gas hydrates [J]. *Marine Geology*, 159(1-4):131-154.

Collett T S. 1993. Natural gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, north slope, Alaska[J]. *AAPG Bulletin*, 77(5): 793-812.

Collett T S, Lee M W, Agena W F, Miller J J, Lewis K A, Zyrianova M V, Boswell R, Inks T L. Permafrost-associated natural gas hydrate occurrences on the Alaska North Slope[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 279-294.

Collett T S, Dallimore S R. 2002. Detailed analysis of gas hydrate

induced drilling and production hazards[C]//Proceedings of the 4th International Conference on Gas Hydrates, 47-52.

Collett T S, Ginsburg G D. 1998. Gas hydrates in the Messoyakha gas field of the west Siberian basin—A reexamination of the geologic evidence[J]. *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, 8(1):22-29.

Cook, A. E, D. Goldberg. 2008. Extent of gas hydrate filled fracture planes: Implications for in situ methanogenesis and resource potential. *Geophysical Research Letters*, (35):5.

Dickens G R, Castillo M M, Walker J C G. 1997. Ablast of gas in the latest Paleocene: Simulating firstorder effects of massive dissociation of oceanic methanehydrate[J]. *Geology*, 25: 259-262.

Holder G D, Malone R D, Lawson W F. 1987. Effects of gas composition and geothermal properties on the thickness and depth of natural-gas-hydrate zone[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1147-1152.

He Lijuan, Xiong Liangping, Wang Jiyang. 1998. The Geothermal Characteristics in South China Sea[J]. *China Offshore Oil and Gas (Geology)*, 12(2): 87-90(in Chinese with English abstract).

He Jiaxiong, Yao Yongjian, Liu Hailing, Wan Zhifeng. 2008. 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*, 35(5): 1007-1016(in Chinese with English abstract).

He Jiaxiong, Ma Wenhong, Zhu Youhai, Gong Xiaofeng. 2011. Integrated identification and determination of genetic types and accumulation time in the marginal basin of northern South China Sea[J]. *Geology in China*, 38(1): 145-160(in Chinese with English abstract).

He Jiaxiong, Chen Shenghong, Ma Wenhong, Gong Xiaofeng. 2012. The evolution, migration and accumulation regularity of oil and gas in Zhujiangkou basin, northeastern South China Sea[J]. *Geology in China*, 39(1): 106-118(in Chinese with English abstract).

Huang Yongyang, Zhang Guangxue. 2009. The Geologic Geophysical Characteristic and Foreground of Gas Hydrate in China Sea[M]. Beijing: Geological Publishing House, 95-105(in Chinese with English abstract).

Li Wenhao, Zhang Zhihuan, Li Youchuan, Zhang Gongcheng, Fu Ning. 2014. The development characteristics of source rocks in the main deepwater petroliferous basins of the world and their enlightenment to the study of source rocks in deep-water area of northern South China Sea[J]. *Geology in China*, 41(5): 1673-1681 (in Chinese with English abstract).

Liang Jianqiang, Zhang Guangxue, Lu Jianan, Su Pibo, Sha Zhibin, Gong Yuehua, Su Xin. 2016. Characteristics and Accumulating Behaviors of Gas Hydrate Reservoirs in the Northeastern Slope of South China Sea[J]. *Natural Gas Industry*, 36(10) :157-162(in Chinese with English abstract).

Milkov A V, Sassen R. 2001. Estimate of gas hydrate resource, northwestern Gulf of Mexico continental slope[J]. *Marine Geology*,



- 179(1): 71–83.
- Milkov A V, Sassen R. 2002. Economic geology of offshore gas hydrate accumulations and provinces[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 19(1): 1–11.
- Milkov A V. 2004. Global estimate of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really out there? [J]. *Earth Science Reviews*, 66 (3–4): 183–197.
- Su Pibo, Lei Huaiyan, Liang Jinqiang, Sha Zhibin, Fu Shaoying, Gong Yuehua. 2010. The Characteristics of Gas Source from Shenhu Area and Their Significance for Gas Hydrate formation[J]. *Natural Gas Industry*, 30(10): 103–108(in Chinese with English abstract).
- Su Pibo, Liang Jinqiang, Sha Zhibin, Fu Shaoying, Lei Huaiyan, Gong Yuehua. 2011. Gas Hydrate Reservoir Simulation of Shenhu Area in the South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 32(2): 226–232(in Chinese with English abstract).
- Su Pibo, Liang Jinqiang, Sha Zhibin, Fu Shaoying. 2014. Gas Sources Condition of Gas Hydrate Formation in Shenhu Deepwater Zone[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 36(2): 1–8(in Chinese with English abstract).
- Sloan E D, Koh C A. 2008. *Clathrate Hydrate of Natural gases*, 3rd ed[M]. New York, CRC Press, Taylor and Francis Group, 721
- Sloan E D. 1998. *Clathrate Hydrates of Natural Gas*[M]. New York: Marcel Dekker, 726.
- Torres, M.E. 2008. Methane hydrate formation in turbidite sediments of northern Cascadia, IODP Expedition 311: Earth and Planetary Science Letters, 170–180.
- Tréhu A, RUPPEL C, HOLLAND M. 2006. Gas hydrates in marine sediments: lessons from scientific drilling[J]. *Oceanography*, 19(4): 124–142.
- Wu Nengyou, Yang Shengxiong, Wang hongbin. 2009. Gas-bearing fluid influx sub-system for gas hydrate geological system in Shenhu Area, Northern South China Sea[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 52(6): 1641–1650.
- Xu W, Ruppel C. 1999. Predicting the occurrence, distribution, and evolution of methane gas hydrate in porous marine sediments[J]. *Journal of Geophysical Research*, 104: 5081–5095.
- Yu Xinghe, Zhang Zhijie. 2005. Characteristics of Neogene depositional systems on the northern continental slope of the South China Sea and their relationships with gas hydrate[J]. *Geology in China*, 32(3): 470–476(in Chinese with English abstract).
- Yao Bochu. 2001. The Gas Hydrate in the South China Sea[J]. *Journal of Tropical Oceanography*, 20(2): 20–28(in Chinese with English abstract).
- Zhai Guangming, Wang shanshu. 1990. *Petroleum Geology of China Vol.16*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 101–121(in Chinese with English abstract).
- Zhang Guangxue, Zhu Youhai, Liang jinqiang. 2006. Tectonic Controls on Gas Hydrate Deposits and Their Characteristics[J]. *Geosciences*, 20(4): 605–612(in Chinese with English abstract).
- Zhang Gongcheng, Mi Lijun, Wu Shiguo. 2007. Deepwater area: The new prospecting targets of northern continental margin of South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 28(2): 15–21(in Chinese with English abstract).

## 附中文参考文献

- 何丽娟, 熊亮萍, 汪集旸. 1998. 南海盆地地热特征[J]. *中国海上油气(地质)*, 12(2): 87–90
- 何家雄, 姚永坚, 刘海龄, 万志峰. 2008. 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*, 35(5): 1007–1016.
- 何家雄, 马文宏, 祝有海, 龚晓峰. 2011. 南海北部边缘盆地天然气成因类型及成藏时间综合判识与确定[J]. *中国地质*, 38(1): 145–160.
- 何家雄, 陈胜红, 马文宏, 龚晓峰. 2012. 南海东北部珠江口盆地成演化与油气运聚成藏规律[J]. *中国地质*, 39(1): 106–118.
- 黄永祥, 张光学. 2009. 我国海域天然气水合物地质-地球物理特征及前景[M]. 北京: 地质出版社, 95–105.
- 梁金强, 张光学, 陆敬安, 苏丕波, 沙志彬, 龚跃华, 苏新. 2016. 南海东北部陆坡天然气水合物富集特征及成因模式[J]. *天然气工业*, 36(10): 157–162.
- 李文浩, 张枝焕, 李友川, 张功成, 傅宁. 2014. 世界深水含油气盆地烃源岩的发育特征及对中国南海北部深水区烃源岩的启示[J]. *中国地质*, 41(5): 1673–1681.
- 苏丕波, 雷怀彦, 梁金强, 沙志彬, 付少英, 龚跃华. 2010. 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*, 30(10): 103–108.
- 苏丕波, 梁金强, 沙志彬, 付少英, 雷怀彦, 龚跃华. 2011. 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*, 32(2): 226–232.
- 苏丕波, 梁金强, 沙志彬, 付少英. 2014. 神狐深水海域天然气水合物成藏的气源条件[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 36(2): 1–8.
- 吴能友, 杨胜雄, 王宏斌. 2009. 南海北部陆坡神狐海域天然气水合物成藏的流体运移体系[J]. *地球物理学报*, 52(6): 1641–1650.
- 于兴河, 张志杰. 2005. 南海北部陆坡区新近系沉积体系特征与天然气水合物的分布的关系[J]. *中国地质*, 32(3): 470–476.
- 姚伯初. 2001. 南海的天然气水合物矿藏[J]. *热带海洋学报*, 20(2): 20–28.
- 翟光明, 王善书. 1990. 中国石油地质志(卷十六): 沿海大陆架及毗邻海域油气田[M]. 北京: 石油工业出版社, 101–121.
- 张光学, 祝有海, 梁金强. 2006. 构造控制型天然气水合物矿藏及其特征[J]. *现代地质*, 20(4): 605–612.
- 张功成, 米立军, 吴时国. 2007. 深水区南海北部大陆边缘盆地油气勘探新领域[J]. *石油学报*, 28(2).