

DOI: 10.16562/j.cnki.0256-1492.2020050501

# 南海神狐海域天然气水合物饱和度的数值模拟分析

孙鲁一<sup>1,2</sup>, 张广旭<sup>1</sup>, 王秀娟<sup>1</sup>, 斯佳澎<sup>1,2</sup>, 何敏<sup>3</sup>, 朱振宇<sup>4</sup>

1. 中国科学院海洋研究所海洋地质与环境重点实验室, 青岛 266071

2. 中国科学院大学, 北京 100049

3. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 深圳 518054

4. 中海油研究院, 北京 100027

**摘要:**珠江口盆地神狐海域是天然气水合物钻探和试验开采的重点区域, 大量钻探取心、测井与地震等综合分析表明不同站位水合物的饱和度、厚度与气源条件存在差异。本文利用天然气水合物调查及深水油气勘探所采集的测井和地震资料建立地质模型, 利用 PetroMod 软件模拟地层的温度场、有机质成熟度、烃源岩生烃量、流体运移路径以及不同烃源岩影响下的水合物饱和度, 结果表明: 生物成因气分布在海底以下 1 500 m 范围内的有机质未成熟地层, 而热成因气分布在深度超过 2 300 m 的成熟、过成熟地层。水合物稳定带内生烃量难以形成水合物, 形成水合物气源主要来自于稳定带下方向上运移的生物与热成因气。模拟结果与测井结果对比分析表明, 稳定带下部生物成因气能形成的水合物饱和度约为 10%, 在峡谷脊部的局部区域饱和度较高; 相对高饱和度 (>40%) 水合物形成与文昌组、恩平组的热成因气沿断裂、气烟囱等流体运移通道幕式释放密切相关, W19 井形成较高饱和度水合物的甲烷气体中热成因气占比达 80%, W17 井热成因气占比为 73%, 而 SH2 井主要以生物成因为主, 因此, 不同站位甲烷气体来源占比不同。

**关键词:** 数值模拟; 热成因气; 流体运移; 水合物饱和度; 神狐海域

中图分类号:P738 文献标识码:A

## Numerical modeling of gas hydrate saturation for the Shenu area, South China Sea

SUN Luyi<sup>1,2</sup>, ZHANG Guangxu<sup>1</sup>, WANG Xiujuan<sup>1</sup>, JIN Jiapeng<sup>1,2</sup>, HE Min<sup>3</sup>, ZHU Zhenyu<sup>4</sup>

1. Key Laboratory of Marine and Environment, Institute of Oceanology, Chinese Academy of Sciences, Qingdao 266071, China

2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

3. CNOOC China Limited, Shenzhen Branch, Shenzhen 518054, China

4. Research Institute, CNOOC, Beijing 100027, China

**Abstract:** The Shenu area is located in the Pearl River Mouth Basin. It is a critical testing area for gas hydrate drilling and pilot production. Comprehensive studies of core samples and logging and seismic data suggest that gas hydrate saturation, thickness of gas hydrate layer and gas source conditions are different from sites to sites. Based on the geological model established by integrating the well log and seismic data from both gas hydrate and deep-water oil and gas drilling sites, we simulated the temperature field, organic matter maturity, hydrocarbon generation of source rocks, fluid migration pathways and gas hydrate saturation related to different source rocks with the PetroMod software. The results suggest that biogenic gas is mainly distributed in the immature organic strata 1 500 m below the seafloor, while thermogenic gas is distributed in the matured and over matured deposits over a depth of 2 300 m. Gas hydrate cannot be formed by in-situ biogenic gas within the gas hydrate stability zone. Therefore, the gases, which may form gas hydrate are mainly the biogenic and thermogenic gases moving up from the deep strata. The comparison between the modeling results and the log-derived saturation data suggest that the simulated saturation is around 10% for biogenic gas to become gas hydrate in the lower part of stability zone, while the value is higher at some areas such as canyon ridges. Higher saturation (>40%) for hydrate formation is closely related to deep source thermogenic gas from the Wenchang and Enping Formations released in an episodic manner along the fluid migration channels such as sand layers, faults and gas chimneys. In addition, the methane contents from biogenic and thermogenic gases are calculated based on the modeling gas hydrate saturation. It shows that the thermogenic gas content is about 80% at Site W19 and 73% at Site W17, and nearly no thermogenic gas is found at Site SH2.

**资助项目:**国家自然科学基金“珠江口盆地高饱和度砂质天然气水合物储层的地震识别和钻前预测”(41676041); 国家重点研发计划项目“南海多类型天然气水合物成藏地质过程与富集规律”(2017YFC0307301-1)

**作者简介:**孙鲁一(1994—), 男, 硕士研究生, 主要从事水合物地震解释与生烃数值模拟研究, E-mail: sunluyi17@mails.ucas.ac.cn

**通讯作者:**王秀娟(1976—), 女, 研究员, 主要从事地震反演、解释和天然气水合物研究, E-mail: wangxiujuan@qdio.ac.cn

**收稿日期:**2020-05-05; **改回日期:**2020-06-09. 蔡秋蓉编辑

**Key words:** numerical modeling; thermogenic gas; fluid migration; gas hydrate saturation; Shenhua area

珠江口盆地是深水油气和天然气水合物研究与钻探的热点区域<sup>[1-3]</sup>。目前中国地质调查局在该盆地神狐海域成功地进行了两次试开采<sup>[4]</sup>, 第一次试采井位水深 1 266 m, 第二次试采在水深 1 225 m 的软地层进行了水平井的天然气水合物试验性开采, 试采地层位于海底以下 265~304 m, 日均产气量 2.87 万 m<sup>3</sup>。第一次试采站位地层呈三层结构, 201~236 m 为水合物层, 236~251 m 为水合物和游离气混合层, 251~278 m 为游离气层<sup>[4]</sup>。大量研究发现珠江口盆地泥质粉砂沉积物中天然气水合物富集与气源条件、流体迁移、储层条件有关<sup>[5-8]</sup>, 其中气源与流体迁移是水合物形成过程中最为关键的影响因素。国际典型水合物钻探岩心样品的地球化学研究表明, 形成水合物的气源有生物成因气(甲烷含量高)、混合成因气和热成因气(重烃含量相对较高)3 种类型<sup>[9]</sup>。神狐海域水合物钻探航次 GMGS1、GMGS3、GMGS4(图 1)研究表明, 该区域形成水合物的气源类型不同, 其中 SH2 站位发现的水合物多为生物成因<sup>[6]</sup>, 但在 W11、W17 站位发现了与热成因气有关的Ⅱ型水合物富集<sup>[10]</sup>。此外, W19、SC02 站位气体组分研究表明存在丙烷、戊烷等重烃成分<sup>[11]</sup>。钻探发现不同站位水合物层饱和度及分布特征也呈现明显差异, SH2 站位水合物层厚度大约在 25 m, 饱和度值最高可达 46%<sup>[5]</sup>; W19 站位水合物层厚度达 30 m, 最高饱和度超过 70%<sup>[11]</sup>; W17 站位钻遇的水合物层厚度比较大, 最厚接近 50 m, 其平均饱和度值也超过 40%<sup>[10]</sup>。大量三维地震资料揭示白云凹陷相对高饱和度的水合物富集不仅与深部热成因气体沿断层或气烟囱向上运移有关, 而且与浅层相对富砂储层的分布也存在一定联系<sup>[5-8,12-15]</sup>。但是生物成因气与热成因气对天然气水合物饱和度定量贡献率并不清楚。

近年来, 前人通过天然气水合物生烃数值模拟研究烃源岩有机质生烃、烃类气体运聚、水合物形成与分解、水合物饱和度及其分布特征等。例如, ODP204 钻探航次在卡斯卡迪亚水合物脊模拟研究表明, 断层是深部流体向上运移的关键途径, 也是影响水合物形成的重要因素之一<sup>[16]</sup>。在墨西哥湾 Green 峡谷, 研究认为现今高饱和度水合物的形成与水合物稳定带附近的甲烷循环有关, 生物成因气在水合物形成过程中占主导地位<sup>[17]</sup>。Kroeger 等在新西兰 Hikurangi 俯冲带的模拟研究认为, 生物成因气形成的水合物分布面积广, 但峡谷富砂地层中高

饱和度水合物富集与深部热成因气沿俯冲断层垂向运移到浅层有关<sup>[18]</sup>。何丽娟等模拟了神狐海域气烟囱、底辟和断层对水合物形成聚集的影响, 发现热成因以垂向运移为主, 水合物稳定带底界的饱和度较高, 来自深部甲烷流量与流体流量之间匹配对水合物形成很重要<sup>[19]</sup>。苏丕波等利用 PetroMod 模拟了珠江口盆地一个过井剖面的水合物成藏, 认为海底浅层 3 000 m 以内分布的生物成因气是水合物形成的主要烃源, 而沿断裂体系运移的热成因气, 由于运移期次与水合物形成时间存在间隔, 对水合物成藏贡献比较有限<sup>[20]</sup>。白云凹陷 SH2 站位生烃数值模拟研究表明, 原位生物成因气很难形成水合物富集, 超过 90% 的甲烷气来源于深部流体贡献<sup>[21]</sup>。最近, 利用数值模拟方法发现了神狐海域水合物形成的影响因素, 但是对形成高饱和度水合物的甲烷气体生物成因与热成因气体差异并不是非常清楚, Petromod 软件嵌入了 SUGAR 软件中有机质生物生烃模块, 将沉积物有机质种产生的热成因与生物成因的甲烷气, 利用低温动力学连续模型模拟水合物形成<sup>[16]</sup>。

本文将利用神狐海域的三维地震数据、水合物及油气钻探资料, 通过地质模型、温度模型、生烃模型等, 开展天然气水合物生烃数值模拟研究, 通过模拟计算地层温度分布、烃源岩生烃、流体运移及水合物饱和度值及其分布, 分析不同类型烃类气体对水合物形成的定量影响。

## 1 地质概况与水合物分布特征

白云凹陷位于南海北部被动大陆边缘区珠江口盆地, 地处欧亚板块、菲律宾板块和印澳板块的交汇处, 是珠江口盆地最大的新生代凹陷, 也是珠江口盆地沉降中心<sup>[22]</sup>, 其面积接近 25 000 km<sup>2</sup>, 水深为 200~3 000 m<sup>[23-24]</sup>。前人研究表明, 白云凹陷广泛分布的始新世文昌组及恩平组的湖相、三角洲相、沼泽相沉积体系, 以及渐新世时期发育的三角洲—浅海陆架相珠海组沉积体系, 是该地区重要的热成因烃类气体来源<sup>[1,25]</sup>。中新世以来, 受沉积环境以及高沉降速率的影响, 早中新世形成的珠江组、中中新世形成的韩江组、晚中新世形成的粤海组地层以及上新世及第四纪形成的万山组、第四纪地层均发育以浅海或半深海相为主的沉积体系, 也是生物成因气/亚生物成因气广泛分布的地层<sup>[2,26]</sup>。

神狐海域位于神狐暗沙东南海域和珠二坳陷南部,白云凹陷是珠二坳陷主要的生烃凹陷,自2007年以来在该区域开展了GMGS1、GMGS3、GMGS4等多个水合物钻探航次(图1),取得了丰富的水合物岩心、测井、地球物理及地球化学资料<sup>[10,27-28]</sup>。神狐海域发育一系列近平行海底峡谷,以南北向分布为主,典型峡谷呈现“U”或者“V”形地貌特征,并且常伴随滑塌等沉积现象的发生,其形成原因主要与浊流、碎屑流等重力流和等深流作用有关<sup>[29-30]</sup>。已钻遇的水合物样品主要分布在神狐海域的4个峡谷脊部,水合物分布特征也呈现出多种样式,水合物分布与峡谷群脊部细粒沉积物浊积体、有孔虫沉积及流体运移有关<sup>[15,31-33]</sup>。杨胜雄等<sup>[3]</sup>通过对钻井进行电阻率成像测井分析表明,不同站位发现的水合物呈现厚层状(W02、W07、W11、W16、W17及W19站位),分散状(W01、W02、W07、W11、W17及W19站位),斑块状(W02和W19站位),裂隙充填状以及薄层状等多种赋存状态。

利用油气勘探采集的三维地震,我们对神狐海域GMGS1、GMGS3、GMGS4水合物钻探区进行多种属性提取,沿水合物稳定带底界向上30 ms时窗提取均方根振幅属性(RMS)和多种属性融合<sup>[33]</sup>的水合物分布概率(图2)。提取属性结果表明,水合物分布在4个峡谷区域,其中W19井所在的峡谷脊部水合物分布面积最大,这个脊部也是目前水合物钻井最多的条带。属性体刻画的水合物分布范围与图1中地震识别的BSR范围进行对比,属性分析识别的水合物分布范围与解释的BSR范围接近。

相干属性是对地震数据进行相似程度分析,相似性差清晰地指示了断层、气烟囱分布与沉积环境等差异。通过对T30(10.5 Ma)、T40(15.5 Ma)层序界面提取相干属性,研究区分布两条近东西向断层以及南北向发育的气烟囱构造(图2c、2d)。水合物脊部分布与气烟囱构造分布存在一定联系,表明水合物成藏与深部流体沿断层、气烟囱等运移路径垂直向上运移密不可分。从图中还可以看出,由于W19和W17井更靠近LW3气田附近的基底隆起,气烟囱构造发育面积广,水合物分布面积明显大于SH2和SH5井峡谷区域,这可能与流体运移差异有关。

## 2 地质模型与生烃建模

### 2.1 地层格架

本文在前人研究基础上,利用横跨GMGS1、GMGS3、GMGS4天然气水合物航次SH2、SH5、W19、W17和深水油气LW3-1井的二维地震剖面,建立二维地质模型(图1),长度约为30 km,地层深度可达11 km。在模型中共建立海底、T20、T30、T32、T40、T60、T70、T80以及Tg9套层序界面,从上到下分为第四纪、万山组、粤海组、韩江组、珠江组、珠海组、恩平组以及文昌组8套地层(图3)。从利用宽频处理的三维地震资料来看,SH2井下部的杂乱反射相对较浅,位于珠海组地层(T60)。W19井下部存在局部强流体释放形成的杂乱反射,来源于深部文昌组与恩平组地层,而W17井下部断

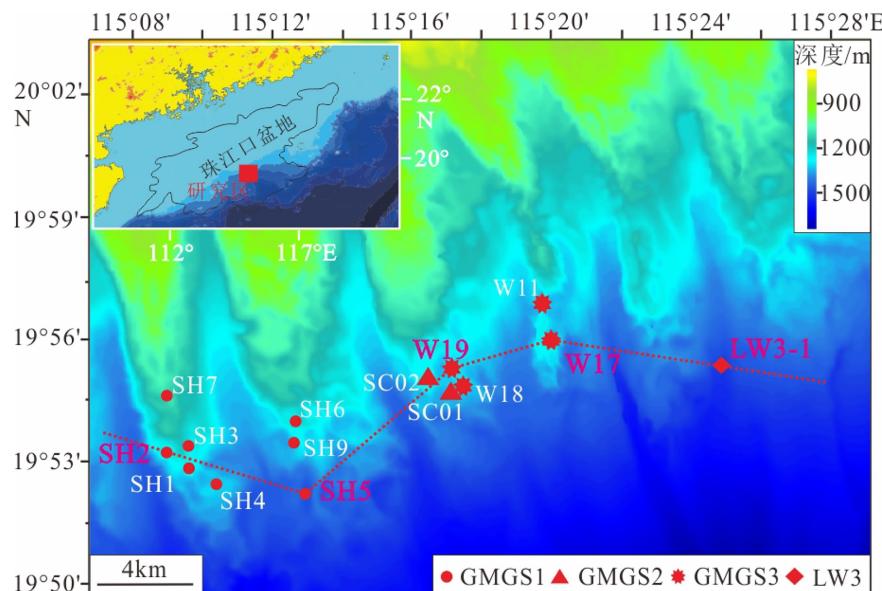


图1 研究区位置和水合物钻探站位分布图

Fig.1 The location map of study area, showing gas hydrate drilling sites distribution

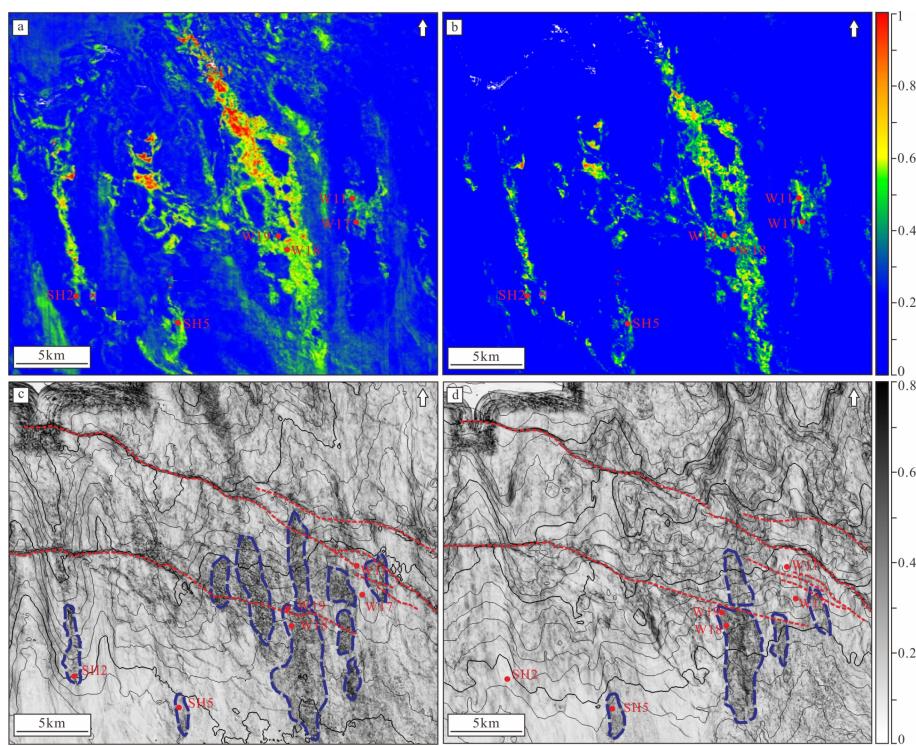


图 2 相干与振幅地震属性识别的水合物、断裂及烟囱构造分布图

a. 均方根振幅图, b. 水合物分布概率图<sup>[33]</sup>, c. T40 界面相干属性图, d. T32 界面相干属性图。

Fig.2 The distribution of gas hydrates, faults and gas chimneys identified from three-dimensional seismic attributes

- a. Map of root mean square of amplitude; b. probability map of hydrate distribution<sup>[33]</sup>; c. coherent attribute map of T40 interface,  
d. coherent attribute map of T32 interface.

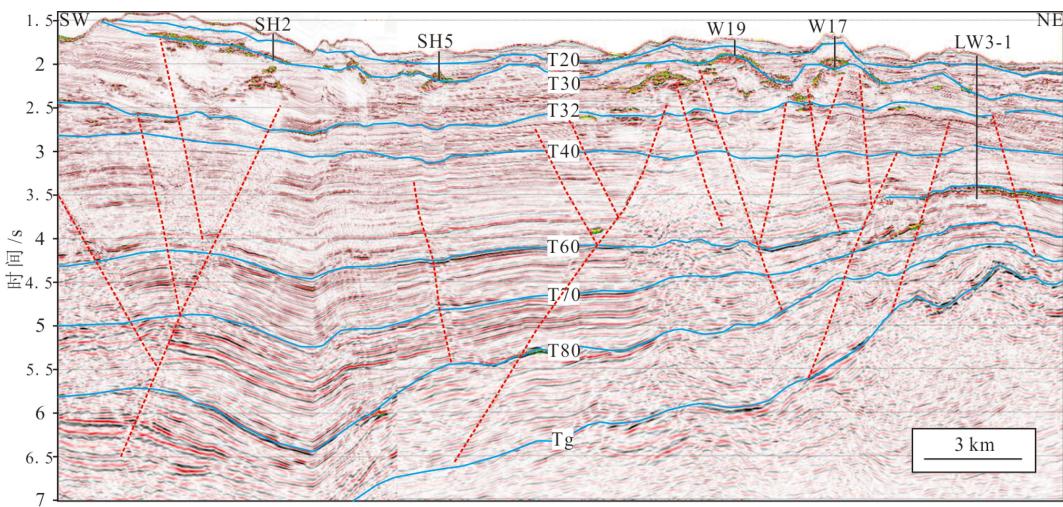


图 3 研究区过不同井地震剖面及地层

Fig.3 Seismic profile across different drilling sites and stratigraphic layers in the study area

裂发育(图 3),因此,从新处理地震资料看,该区域发育断裂与气烟囱构造,为深部流体垂向运移路径,但是不同站位流体运移与起源并不相同,因此在模型中建立 9 个开放性断层作为流体运移路径。

前人研究表明,白云凹陷在约 10.5 和 5 Ma 以前受东沙运动影响,存在两期深部超压系统所造成的

烃类气体充注事件<sup>[25,34]</sup>,流体泄压为幕式释放,断层活动时间也呈阶段性。但是 W19 和 SC02 井孔隙水氯离子浓度和碳同位素测试结果显示,天然气水合物形成时间约为 19~29 kaBP,形成时间相对较年轻<sup>[11,13]</sup>,且发现了 II 型水合物和大量的丙烷、戊烷等重烃气体,表明热成因对水合物形成影响较大<sup>[8,11,14]</sup>。

推测可能是W19附近断层可能近期仍在活跃,模拟中假设断层为开放断层,活动时间假设从10 Ma至今(图4)。

## 2.2 岩性与物性

基于LW3-1井岩性与区域分析,再结合前人对沉积体系的研究以及地震沉积相解释<sup>[35]</sup>,确定横向不同地层岩性,建立模拟的岩性地质模型(图4)。受沉积环境的影响,白云凹陷浅部地层中沉积物大部分由泥质粉砂岩组成,利用浅层天然气水合物伽马测井资料确定沉积物的砂、泥岩含量<sup>[5]</sup>;对珠江

组、珠海组地层,利用LW3-1油气钻井的岩心数据以及伽马测井数据(图4)来确定岩性中的砂泥岩含量。深部恩平组、文昌组地层缺乏钻井资料,因此参考Kong等<sup>[34]</sup>在珠江口盆地压力史模拟研究中所用岩性砂、泥岩含量。表1给出了模型中砂、泥岩含量参数。此外,在建模中还依据水合物钻井和油气钻井所收集的数据求取地层孔隙度( $\phi$ )随深度(D)的变化曲线,拟合相关程度为0.72:

$$\phi = 1.9 / D^{0.31} \quad (1)$$

沉积物中岩石的渗透率则依据Kozeny-Carman模型<sup>[36]</sup>,通过孔隙度与渗透率之间的函数关系式

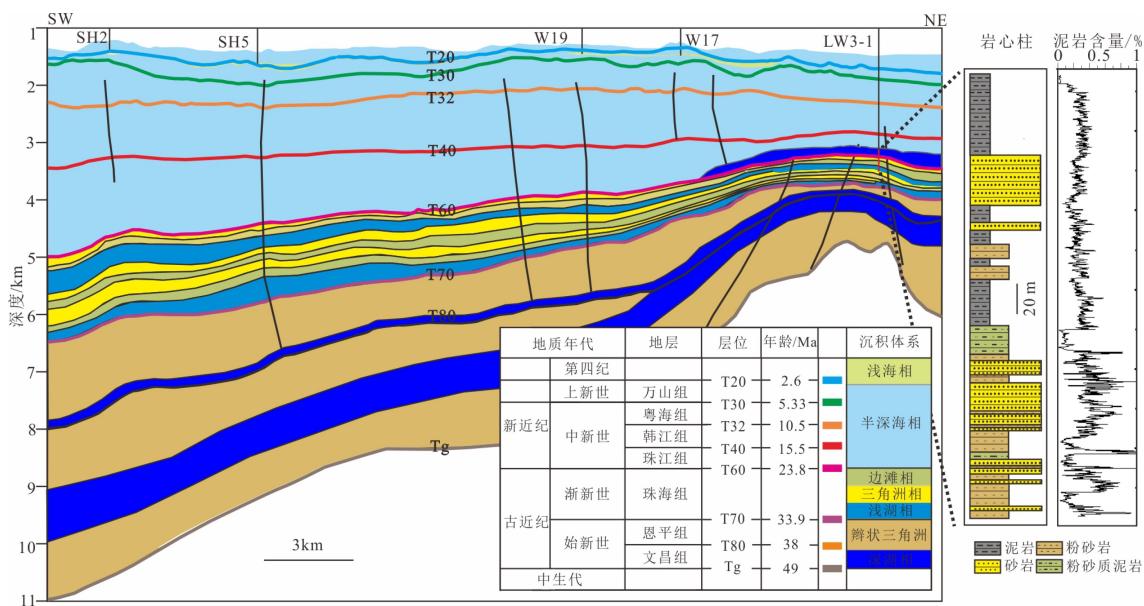


图4 不同站位二维地质模型及沉积相分布图

Fig.4 2D geological model and sedimentary facies distribution through different sites

表1 模型中各地层岩性、TOC 和 HI 等参数

Table 1 The parameters of lithology, TOC and HI of each stratum for the numerical modeling

地层	沉积相	岩性	TOC/%	HI/(mg/g TOC)
第四纪万山组	浅海相	20%泥岩、80%粉砂岩	1 <sup>[5]</sup>	150
	半深海相	30%泥岩、70%粉砂岩	0.5 <sup>[5]</sup>	150
粤海组韩江组	半深海相	30%泥岩、70%粉砂岩	0.5	150
珠江组	半深海相	30%泥岩、70%粉砂岩	0.5 <sup>[39]</sup>	150 <sup>[39]</sup>
珠海组	浅湖相	60%泥岩、40%粉砂岩	0.75 <sup>[39]</sup>	180 <sup>[39]</sup>
	三角洲相	100%砂岩		
	边滩相	50%泥岩、50%砂岩		
恩平组	深湖相	100%泥岩	1 <sup>[23,39-40]</sup>	200 <sup>[23,39-40]</sup>
	辫状三角洲相	75%泥岩、25%粉砂岩		
文昌组	深湖相	75%泥岩、25%粉砂岩	2 <sup>[23,39-40]</sup>	450 <sup>[23,39-40]</sup>
	辫状三角洲相			

(2) 来求取:

$$\begin{aligned} k[\text{mD}] &= F \cdot \frac{20\phi^5}{S^2(1-\phi)^2}, (\phi < 10\%) \\ k[\text{mD}] &= F \cdot \frac{0.2\phi^5}{S^2(1-\phi)^2}, (\phi > 10\%) \end{aligned} \quad (2)$$

其中  $k$  为渗透率, 单位是毫达西 (mD);  $F$  为比例因数, 与岩性有关;  $S$  为比表面积, 单位是  $\text{m}^2/\text{m}^3$ 。

### 2.3 温度与生烃参数

根据 Mckenzie 原理, 在伸展盆地中地层温度变化与海底温度、热流演化、古水深等参数密切相关<sup>[37]</sup>。胡圣标等<sup>[38]</sup>研究表明, 受裂陷期拉张作用的影响, 热流存在变化, 现今约为  $70 \text{ mW/m}^2$ 。同时依据水合物站位实测海底温度<sup>[5,10]</sup>, 海底温度初始值为  $5^\circ\text{C}$ 。由于研究区近期发现的水合物形成时间较新<sup>[13,20]</sup>, 因此, 模型中并未考虑古水深演化。

生烃模型构建依据 Arrhenius 生烃原理, 模型中所需烃源岩有机质含量 (TOC)、氢指数 (HI) 等烃源岩地球化学参数见表 1。在海底以下  $300 \text{ m}$  的范围内, TOC 的含量由浅至深为  $1\% \sim 0.5\%$ <sup>[5]</sup>, 而  $300 \text{ m}$  以下的深部生物烃源岩 TOC 含量取值为  $0.5\%$ , HI 为  $180 \text{ mg/g TOC}$ <sup>[39]</sup>。珠海组地层中的烃源岩与珠江组类似, TOC 含量为  $0.75\% \sim 1.5\%$ , HI 为  $200 \sim 300 \text{ mg/g TOC}$ <sup>[39]</sup>。恩平组、文昌组地层作为白云凹陷最重要的烃源岩分布层, 不仅有有机质丰度大 (TOC 含量  $> 1\%$ ), 而且具有一定的生烃潜力 (HI 为  $50 \sim 600 \text{ mg/g TOC}$ )<sup>[23,39-40]</sup>。生物生烃主要与地层温度有关, 白云凹陷生物生烃所处温度一般小于  $75^\circ\text{C}$ <sup>[2]</sup>, 因此, 生物生烃动力学模型用生烃率随温度变化的

正态分布方程。Burnham 研究表明, 不同干酪根类型的热生烃动力学模型也存在差异<sup>[41]</sup>, 文昌组地层为 II 型热生烃动力学模型, 珠海组、恩平组地层为 III 型热生烃动力学模型。

## 3 模拟结果分析

### 3.1 地层温度场模拟

通过与 5 个井位实测地层温度对比, 在给定海底温度及古热流初始值基础上, 对地层温度场模拟结果进行校正。图 5 为模拟现今地层温度场, 我们对比了模拟温度 (蓝线) 与水合物钻井以及 LW3-1 油气钻井实测温度 (红点), 模拟温度场与不同深度实测温度基本拟合。剖面最高温度可达  $400^\circ\text{C}$ , 而水合物层内温度约为  $15^\circ\text{C}$ 。模拟温度剖面显示, W19 和 W17 井下部呈明显的高温异常, 这可能与该区域深部流体活动有关。结合前人对生烃温度的研究<sup>[2,41]</sup>与本文模拟的温度场, 发现生物生烃主要分布在温度小于  $75^\circ\text{C}$  的  $1500 \text{ mbsf}$  以内地层, 而热生烃分布为  $100 \sim 300^\circ\text{C}$  的  $2000 \sim 7000 \text{ mbsf}$  的地层。

### 3.2 有机质成熟度及生烃量模拟

有机质成熟度门限通常依据镜质体反射率 ( $Ro$ ) 划分,  $Ro$  小于  $0.7\%$  为未成熟的生物产气窗,  $Ro$  为  $0.7\% \sim 1.3\%$  为生油窗, 凝析油和湿气窗的  $Ro$  为  $1.3\% \sim 2.0\%$ , 而过成熟干气窗  $Ro$  一般大于  $2.0\%$ <sup>[23,39]</sup>。本文通过 Sweeney 和 Burnham 模型<sup>[42]</sup> 模拟计算的成熟度结果与前人研究吻合 (图 6a), 文昌组地层成

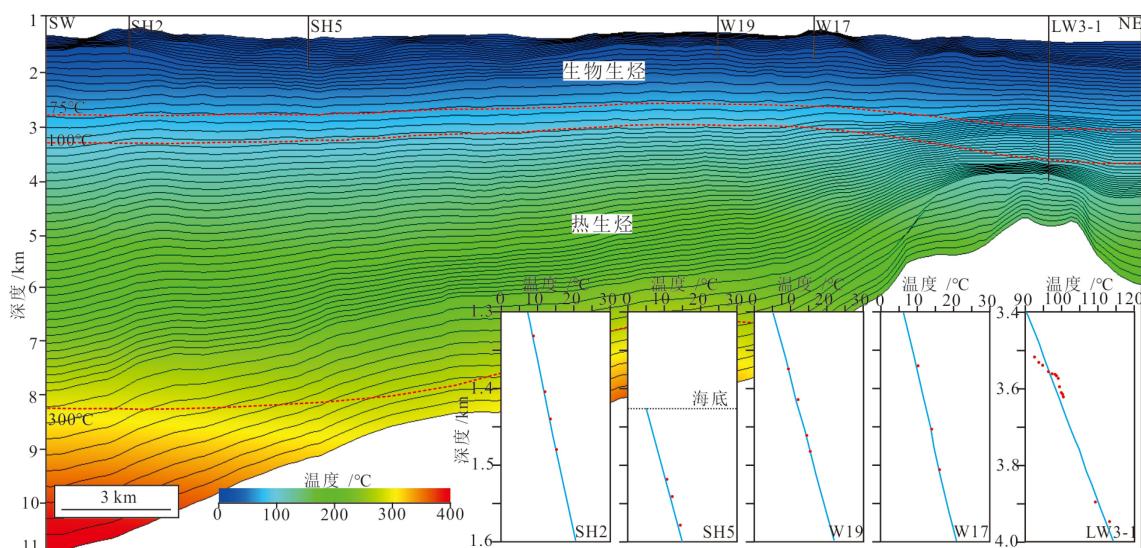


图 5 模拟地层温度场及钻井实测温度对比图

Fig.5 Simulated formation temperature and comparison to the measured temperature by drilling

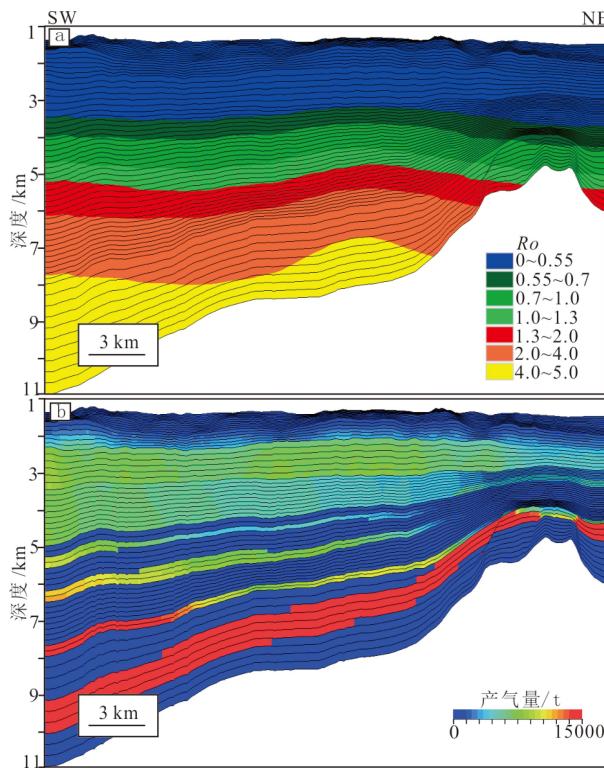


图 6 模拟的有机质成熟度与烃源岩产气量剖面  
a. 成熟度剖面, b. 产气量剖面。

Fig.6 Simulated profile of organic matter maturity and gas production of source rock  
a. Maturity profile, b. gas production profile.

熟度大于 2.0%, 恩平组地层成熟度为 1.3%~4%, 珠海组地层成熟度为 0.7%~1.3%, 属于热生烃地层。珠江组以上地层有机质成熟度均小于 0.7%, 是生物气分布的未成熟地层。

依据不同类型生烃动力学模型对白云凹陷烃源岩产气量进行模拟计算的结果表明(图 6b), 生物成因气主要分布在 1 500 mbsf 以内地层, 热成因气主要分布在超过 2 300 mbsf 地层中, 与生物生烃和热生烃理论温度范围一致。产气量是模型网格中有机质在地质历史时期多期次产气的总和, 与前人研究吻合<sup>[20]</sup>, 受有机质丰度等影响, 热生烃产气量是生物成因气的 10~100 倍以上。于兴河等研究表明白云凹陷主洼在中新世以来具有较高的沉积速率<sup>[12]</sup>, 有利于有机质保存, 产气量剖面中也可以看出, 西南侧靠近白云主洼的生物生烃量大于东北侧。此外, 在 LW3 气田上方分布一套相对富泥地层, 具有良好的生物生烃潜力, 产气量相比其他生物生烃地层较多。

### 3.3 流体运移模拟

PetroMod 流体运移方式分为沿低渗透率、高渗

透率地层或者沿基底隆起或断层垂向运移方式, 模拟流体运移方式分布为 Darcy Path、Flow Path 和 Hybrid 运移方式, 不同运移路径指示了地层沉积与构造条件差异。神狐海域自中新世以来为深水沉积环境, 沉积以粉砂质泥岩等细粒沉积物为主, 因此, 烃类气体主要通过 Darcy Path 运移方式来完成。而珠海组地层多分布三角洲等富砂沉积体系<sup>[1,35,39]</sup>, 烃类气体通过 Flow Path 方式在该地层侧向运移至基底隆起附近, 模型中构造背斜和活动性断层对深部流体垂向运移至水合物稳定带下方具有重要意义, 因此, 采用 Hybrid 模拟流体运移方式, 考虑不同流体运移路径影响<sup>[16~18]</sup>。不同生烃类型的流体运移模拟表明(图 7), 生物成因气在低渗透率泥质粉砂岩中, 沿峡谷侵蚀面的流体运移明显(红色密集), 垂向以沿峡谷侧壁或扩散等方式向上运移。热成因气侧向运移分为两种方式, 低渗透率泥岩层的侧向运移以及高渗透率砂岩层侧向运移, 而砂层、断层和局部构造隆起是深部热成因气向上运移的重要运移路径。

### 3.4 水合物稳定带及饱和度模拟

#### 3.4.1 模拟稳定带厚度

天然气水合物稳定带厚度是计算水合物分布的基础, 模型中通过模拟的地层温度场与甲烷水合物相平衡曲线来求取甲烷水合物稳定带底界(图 8a, 蓝色虚线)。利用相图和地温梯度计算的 SH2 井甲烷水合物稳定带厚度为 229 m<sup>[5]</sup>, W19 井甲烷水合物稳定带厚度为 171 m<sup>[13]</sup>, 而 W17 井甲烷水合物稳定带厚度为 247 m<sup>[10]</sup>。模型中受网格大小的限制, 模拟 SH2 井厚度为 225 m, W19 井厚度为 168 m, W17 井厚度为 241 m。SH5 站位未钻遇水合物层, 模拟计算的稳定带厚度为 180 m, 模拟的稳定带厚度与前人通过地温梯度与相平衡方程计算厚度基本吻合。此外, 基于钻井实测温度数据, 利用 Van der Waals-Platteeuw 模型计算的水合物稳定带厚度(图 8a, 红色实线)也与站位模拟厚度基本吻合。

#### 3.4.2 饱和度模拟

PetroMod 模拟的水合物分布与进入稳定带内甲烷通量和甲烷形成有关, 在模拟过程中通过调整生烃动力模型产生甲烷, 预测饱和度与生物成因气和热成因气有关。模拟表明水合物稳定带内原位生物成因气(第四系、万山组地层), 难以形成水合物层分布(图 8a)。而稳定带下部生物成因气(粤海组、韩江组、珠江组地层)对水合物层形成至关重要(图 8b), 基于正态生烃模型和 TOC 含量为 0.5%,

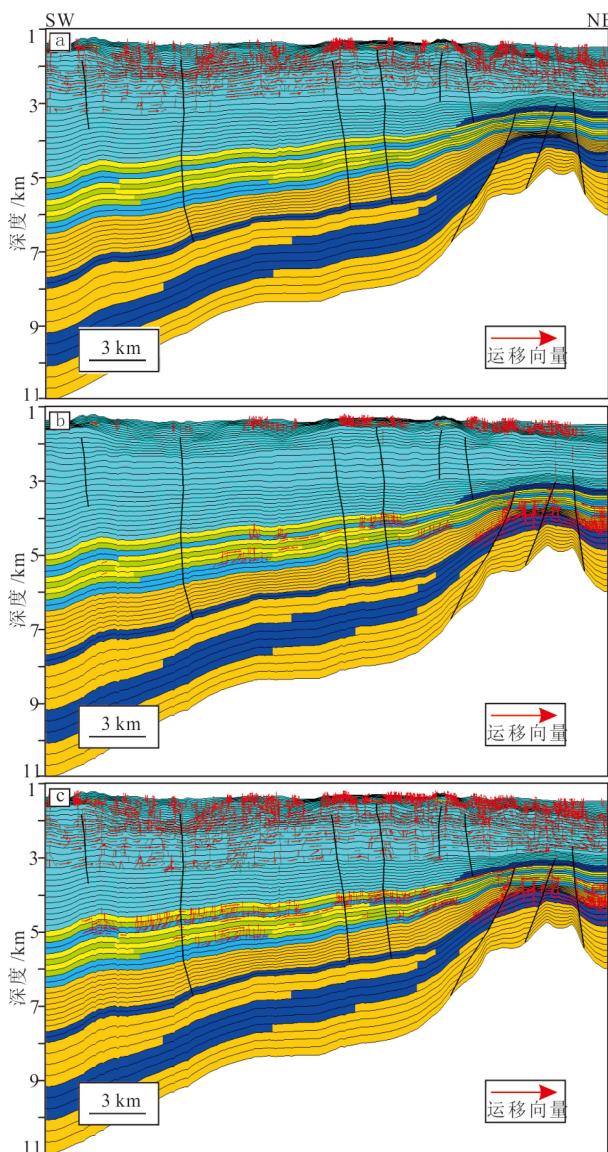


图 7 不同气源条件下模拟的流体运移与沉积相分布叠合图  
a.生物成因气运移, b.热成因气运移, c.混合成因气运移。

Fig. 7 The superposed graph of the modeling fluid migration pathways from different gas sources and sedimentary facies  
a. Biogenic gas migration, b. thermogenic gas migration,  
c. biogenic and thermogenic gas migration.

模拟的水合物分布在稳定带上方, 横向呈不连续分布, 与地震资料识别的 BSR 分布相类似, 大部分地层水合物饱和度在 10% 以下, 在峡谷脊部位置, 模拟的饱和度值相对较高, 约为 25%, 与纵波测井估算的 SH2 井 196~215 m 水合物的平均饱和度 22.1% 相似<sup>[43]</sup>, 在 W19 和 W17 井, 模拟水合物饱和度低于测井估算的水合物饱和度(图 8)。因此, 生物生烃模拟低估了生成的水合物, 表明研究区相对高饱和度水合物与深部热成因有关。

研究区珠海组、恩平组和文昌组的富泥烃源岩

地层, 不同地层 TOC 含量与分布略有不同, 前人研究表明, 研究区存在多期次泄压, 深部热成因气沿着断层和气烟囱构造向上释放, 大量热成因气向上运移至水合物稳定带形成水合物, 模拟的水合物饱和度(图 8c)明显高于生物生烃模拟值, 平均饱和度约为 20%, 横向上呈不连续分布, 但是在峡谷脊部与断裂上部地层存在相对较高的饱和度(大于 40%), 该模拟结果与测井估算水合物饱和度基本吻合, 但是在 SH2 井热成因气模拟水合物饱和度明显低于测井估算结果, 表明热成因对 SH2 井影响可能不大。在 W19 和 W17 井, 热成因气影响较大。由于模拟中没有考虑大分子烷烃, 因此, 该模拟没有考虑 II 型天然气水合物生成。通过多相流体闪蒸计算方法, 计算了 W19 井生成水合物的甲烷气体来自生物成因与热成因气的甲烷量分别为 20% 和 80%, 而 W17 井分别为 27% 和 73%, 尤其在 W19 井, 高饱和度水合物形成所需甲烷量大部分来自热成因气。岩心地球化学碳同位素分析表明, 在 SC02 井岩心空隙气发现丙烷含量达  $2000 \times 10^{-6}$ <sup>[11]</sup>, SC01 井发现了 II 型水合物<sup>[14]</sup>, 指示在该井附近热成因的贡献。

## 4 讨论

### 4.1 气源类型对水合物形成的影响

神狐海域大量水合物钻探、测井、地化等数据资料表明, 该地区水合物成因类型复杂多样, 水合物以甲烷气体为主, 拉曼和 X-ray 衍射分析表明甲烷气占比可达 97.6%~99.95%, 但是  $C_1/(C_2+C_3)$  值范围从 41 至 3 521 变化很大<sup>[44]</sup>, 表明了不同站位气源类型略有不同, 在 W17 站位发现了乙烷和戊烷等烃类气体, 同样在 SC01 站位利用拉曼分析发现了 II 型水合物<sup>[14]</sup>, 表明存在热成因气。模拟结果表明, 研究区水合物形成所需气源条件以生物成因为主, 但不同站位水合物气源类型存在差异(图 8)。在 SH2 井, 生物生烃模拟的水合物层厚度及饱和度值与根据测井计算的水合物饱和度基本吻合(图 8e), 厚度约为 25 m, 平均饱和度值为 27%, 而热生烃模拟水合物饱和度明显低于平均饱和度, 表明该站位水合物可能以生物成因为主。岩心样品气体组分分析显示甲烷含量为 96.1%~99.82%, 但是  $C_1/C_2$  比值范围为 330~2 185<sup>[6]</sup>。在 W17 井, 仅有生物生烃时, 模拟水合物饱和度约为 10%, 远小于实际钻遇的水合物饱和度值, 而生物生烃与热生烃混合时, 模拟的厚度约为 50 m, 平均饱和度值为 32%(图 8g)。

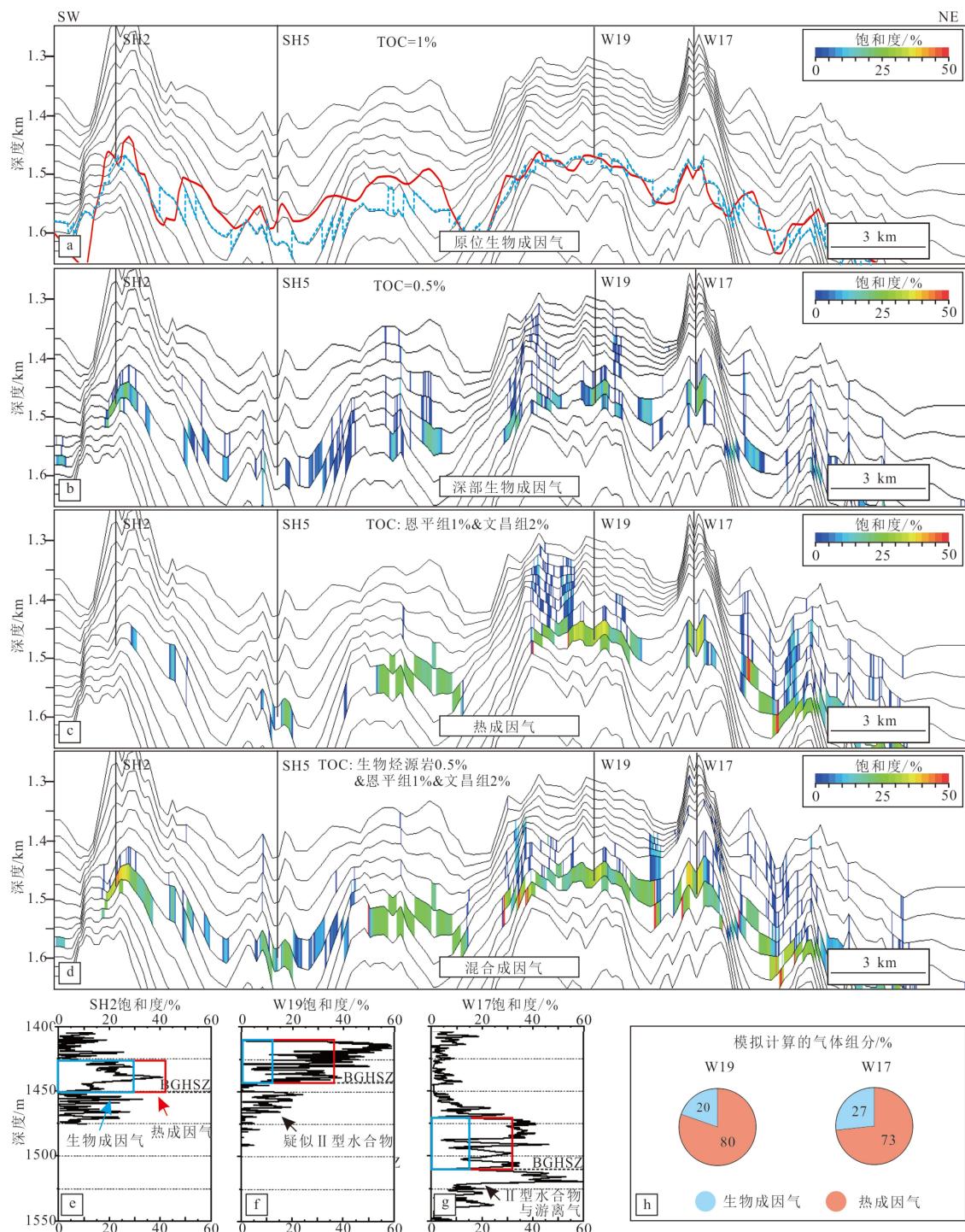


图 8 不同气源条件模拟的水合物饱和度与测井估算饱和度的对比和甲烷气体来源百分比

a.TOC 为 1% 的原位生物成因气模拟的水合物饱和度剖面, b.TOC 为 0.5% 的深部生物成因气模拟的水合物饱和度剖面, c.热成因气模拟的水合物饱和度剖面, d.混合成因气模拟的水合物饱和度剖面, e.SH2 站位模拟水合物饱和度与测井对比, f.W19 站位模拟水合物饱和度与测井对比, g.W17 站位模拟水合物饱和度与测井对比, h.模拟计算的甲烷气体来源占比。

Fig.8 Comparisons between the modeling gas hydrate saturations from different gas sources and the log-derived saturations and methane content ratio from biogenic gas and thermogenic gas

a.Gas hydrate saturation profile simulated by in-situ biogenic gas with 1% TOC, b. gas hydrate saturation profile simulated by deep biogenic gas with 0.5% TOC, c.gas hydrate saturation profile simulated by thermogenic gas, d. gas hydrate saturation profile simulated by biogenic and thermogenic gas, e.comparisons between well log-derived and the predicted gas hydrate saturations at Sites SH2, f. comparisons between well log-derived and the predicted gas hydrate saturations at Sites W19, g. comparisons between well log-derived and the predicted gas hydrate saturations at Sites W17, h. simulated methane source ratio.

在 W19 井, 生物生烃模拟饱和度偏低, 而混合生烃模拟饱和度为 35% (图 8f), 与该站位平均饱和度相似, 表明相对高饱和度(大于 60%)水合物层的形成与深部热成因气贡献有关, 此外粒度较粗的储层条件也是重要原因之一<sup>[5,8,13-15]</sup>。模型中热成因气以甲烷气方式存在, 前人研究表明该区域存在与重烃有关的 II 型水合物<sup>[10,14]</sup>, 因此, 模拟的甲烷水合物稳定带下方存在游离气与 II 型水合物共存现象。

#### 4.2 流体运移对水合物成藏的影响

前人对钻探区地震资料研究发现断层、气烟囱等构造对深部流体运移影响显著<sup>[5,8,13-15]</sup>。相干属性图也显示, 水合物站位分布与区域断裂体系以及气烟囱的分布密切相关(图 2c, d)。原位生物生烃由于产气量很少, 不足以形成水合物层分布(图 8a), 因此, 运移路径的分布对深部流体的向上运移至关重要。SH2 井靠近白云主洼, 晚中新世以来具有较高的沉积速率, 有利于生物生烃有机质保存, 并且该区域断裂体系不发育、气烟囱规模较小, 深部热成因气贡献有限。其水合物成藏受下部生物成因气影响, 烃类气体通过浮力、扩散等作用, 沿峡谷侧壁或者局部发育的断裂或气烟囱构造垂向运移。W17 站位远离白云主洼, 生物成因气丰度略微降低, 即使在深部 LW3 气田上方存在 TOC 含量相对较高的富泥岩地层, 仍不能满足实际的相对高饱和度水合物层分布。但该地区由于受晚期基底隆起影响, 水合物层下方发育大量的断裂体系, 是良好的深部热成因气运移通道<sup>[13-15]</sup>。虽然恩平组、文昌组地层深湖相烃源岩主要分布在白云主洼附近(图 2b), 但珠海组三角洲沉积相中粒度相对较粗的沉积物为热成因气提供了侧向运移通道, 基底隆升导致的地层倾斜, 有利于流体在高渗透率地层的侧向运移。受东沙运动和超压释放等作用的影响<sup>[25,34]</sup>, 尤其在 5 Ma 以后, 深部热成因气的充注期次与近期水合物形成密切相关。数值模拟结果表明 W19 和 W17 井水合物饱和度主要与文昌组烃源岩有关, 高饱和度水合物形成与流体沿高渗透率砂岩和断裂体系运移具有重要联系。

### 5 结论

(1) 白云凹陷钻探区下部地层现今温度横向存在变化, 局部最高可达 400 °C, 且在 W19、W17 井下部出现高温度异常分布, 这可能是导致该区域强流体的活动原因之一。受地层温度影响, 珠江组及

以上地层均属于未成熟阶段, 为生物生烃地层, 而珠海组、恩平组和文昌组属于成熟、过成熟阶段, 为热生烃地层。

(2) 生物成因气分布在海底以下 1 500 m 范围内, 而热成因气分布深度超过 2 300 m, 并且生物成因气总量远低于热成因气。从模拟的水合物饱和度看, 生物生烃影响着该区域水合物层空间分布, 但高饱和度水合物形成与热成因气有关, 尤其在 W17 和 W19 井靠近基底隆起位置。原位生物成因气量不足以产生水合物富集, 形成水合物的生物成因气主要是沿峡谷侧壁、浅部断裂体系运移的生物成因气。深部热成因气的运移受断裂体系发育的影响, 靠近基底隆起地区, 气烟囱、断裂体系等构造发育, 流体运移路径图显示为流体垂向运移的主要通道, 模拟结果表明形成相对高饱和度水合物的甲烷气体来自于热成因甲烷气体。

(3) 通过与测井计算的水合物饱和度对比发现, 模拟方法不仅能够计算不同气源百分比, 而且还能够定量研究水合物气体来源差异, 同时开展水合物生烃数值模拟, 还能估算水合物饱和度及其分布规律。

**致谢:** 感谢中海石油(中国)有限公司深圳分公司对本次研究提供的数据资料及软件支持。

### 参考文献 (References)

- [1] 朱俊章, 施和生, 庞雄, 等. 白云凹陷天然气生成与大中型气田形成关系 [J]. 天然气地球科学, 2012, 23 (2): 213-221. [ZHU Junzhang, SHI Hesheng, PANG Xiong, et al. Discussion on natural gas generation and giant-medium size gas field formation in Baiyun sag [J]. Natural Gas Geosciences, 2012, 23 (2): 213-221.]
- [2] 何家雄, 卢振权, 张伟, 等. 南海北部珠江口盆地深水区天然气水合物成因类型及成矿成藏模式 [J]. 现代地质, 2015, 29 (5): 1024-1034. [HE Jiaxiong, LU Zhenquan, ZHANG Wei, et al. Biogenetic and sub-biogenetic gas resource and genetic types of natural gas hydrates in Pearl River Mouth Basin, northern area of South China Sea [J]. Geoscience, 2015, 29 (5): 1024-1034.]
- [3] 杨胜雄, 梁金强, 陆敬安, 等. 南海北部神狐海域天然气水合物成藏特征及主控因素新认识 [J]. 地学前缘, 2017, 24 (4): 1-14. [YANG Shengxiong, LIANG Jinqiang, LU Jing'an, et al. New understandings on the characteristics and controlling factors of gas hydrate reservoirs in the Shenhua area on the northern slope of the South China Sea [J]. Earth Science Frontiers, 2017, 24 (4): 1-14.]
- [4] Li J F, Ye J L, Qin X W, et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea [J]. China Geology, 2018, 1: 5-16.
- [5] Wang X J, Collett T S, Lee M W, et al. Geological controls on the

- occurrence of gas hydrate from core, downhole log, and seismic data in the Shenu area, South China Sea [J]. *Marine Geology*, 2014, 357: 272-292.
- [6] Wu N Y, Zhang H Q, Yang S X, et al. Gas hydrate system of Shenu area, Northern South China Sea: Geochemical results [J]. *Journal of Geological Research*, 2011, 2011: 370298.
- [7] Yu X H, Wang J Z, Liang J Q, et al. Depositional characteristics and accumulation model of gas hydrates in northern South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 56: 74-86.
- [8] Zhang W, Liang J Q, Wei J G, et al. Geological and geophysical features of and controls on occurrence and accumulation of gas hydrates in the first offshore gas-hydrate production test region in the Shenu area, Northern South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 114: 104191.
- [9] Kvenvolden K A. A review of the geochemistry of methane in natural gas hydrate [J]. *Organic Geochemistry*, 1995, 23(11-12): 997-1008.
- [10] Qian J, Wang X J, Collett T S, et al. Downhole log evidence for the coexistence of structure II gas hydrate and free gas below the bottom simulating reflector in the South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 98: 662-674.
- [11] Yang S X, Liang J Q, Lei Y, et al. GMGS4 gas hydrate drilling expedition in the South China Sea [J]. *Fire in the Ice*, 2017, 17(1): 7-11.
- [12] 于兴河, 梁金强, 方竞男. 珠江口盆地深水区晚中新世以来构造沉降与似海底反射(BSR)分布的关系 [J]. *古地理学报*, 2012, 14(6): 787-800. [YU Xinghe, LIANG Jinqiang, FANG Jingnan, et al. Tectonic subsidence characteristics and its relationship to BSR distribution in deep water area of Pearl River Mouth Basin since the Late Miocene [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2012, 14(6): 787-800.]
- [13] Jin J P, Wang X J, Guo Y Q, et al. Geological controls on the occurrence of recently formed highly concentrated gas hydrate accumulations in the Shenu area, South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 116: 104294.
- [14] Wei J G, Fang Y X, Lu H L, et al. Distribution and characteristics of natural gas hydrates in the Shenu Sea Area, South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 98: 622-628.
- [15] 吴能友, 杨胜雄, 王宏斌, 等. 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*, 2009, 52(6): 1641-1650. [WU Nengyou, YANG Shengxiong, WANG Hongbin, et al. Gas-bearing fluid influx sub-system for gas hydrate geological system in Shenu area, Northern South China Sea [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2009, 52(6): 1641-1650.]
- [16] Piñero E, Hensen C, Haeckel M, et al. 3-D numerical modelling of methane hydrate accumulations using PetroMod [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 71: 288-295.
- [17] Burwicz E, Reichel T, Wallmann K, et al. 3-D basin-scale reconstruction of natural gas hydrate system of the Green Canyon, Gulf of Mexico [J]. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2017, 18(5): 1959-1985.
- [18] Kroeger K F, Plaza-Faverola A, Barnes P M, et al. Thermal evolution of the New Zealand Hikurangi subduction margin: Impact on natural gas generation and methane hydrate formation - A model study [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 63: 97-114.
- [19] 何丽娟, 雷兴林, 张毅. 南海北部神狐海域天然气水合物形成聚集的数值模拟研究 [J]. *地球物理学报*, 2011, 54(5): 1285-1292. [HE Lijuan, LEI Xinglin, ZHANG Yi. Numerical modeling of gas hydrate accumulation in the marine sediments of Shenu area, northern South China Sea [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2011, 54(5): 1285-1292.]
- [20] Su P B, Liang J Q, Peng J, et al. Petroleum systems modeling on gas hydrate of the first experimental exploitation region in the Shenu area, northern South China sea [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2018, 168: 57-76.
- [21] Zhu H X, Xu T F, Zhu Z Y, et al. Numerical modeling of methane hydrate accumulation with mixed sources in marine sediments: Case study of Shenu Area, South China Sea [J]. *Marine Geology*, 2020, 423: 106142.
- [22] 庞雄, 施和生, 朱明, 等. 再论白云深水区油气勘探前景 [J]. *中国海上油气*, 2014, 26(3): 23-29. [PANG Xiong, SHI Hesheng, ZHU Ming, et al. A further discussion on the hydrocarbon exploration potential in Baiyun deep water area [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2014, 26(3): 23-29.]
- [23] Ping H W, Chen H H, Zhu J Z, et al. Origin, source, mixing, and thermal maturity of natural gases in the Panyu lower uplift and the Baiyun depression, Pearl River Mouth Basin, northern South China Sea [J]. *AAPG Bulletin*, 2018, 102(11): 2171-2200.
- [24] 谢志远, 杨建民, 孙龙涛, 等. 南海北缘白云凹陷北坡裂后断裂活动特征及构造沉积响应 [J]. *热带海洋学报*, 2017, 36(5): 59-71. [XIE Zhiyuan, YANG Jianmin, SUN Longtao, et al. The characteristics of post-rift fault activities and sedimentary response on the northern slope of the Baiyun sag in the northern margin of the South China Sea [J]. *Journal of Tropical Oceanography*, 2017, 36(5): 59-71.]
- [25] 米立军, 何敏, 翟普强, 等. 珠江口盆地深水区白云凹陷高热流背景油气类型与成藏时期综合分析 [J]. *中国海上油气*, 2019, 31(1): 1-12. [MI Lijun, HE Min, ZHAI Puqiang, et al. Integrated study on hydrocarbon types and accumulation periods of Baiyun sag, deep water area of Pearl River Mouth basin under the high heat flow background [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2019, 31(1): 1-12.]
- [26] 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.]
- [27] Yang S X, Zhang M, Liang J Q, et al. Preliminary results of China's third gas hydrate drilling expedition: a critical step from discovery to development in the South China Sea [J]. *Fire in the Ice*, 2015, 15: 1-5.
- [28] Zhang H Q, Yang S X, Wu N Y, et al. Successful and surprising results for China's first gas hydrate drilling expedition [J]. *Fire in the Ice*, 2007, 7(3): 6-9.
- [29] 刘杰, 苏明, 乔少华, 等. 珠江口盆地白云凹陷陆坡限制型海底峡谷群成因机制探讨 [J]. *沉积学报*, 2016, 34(5): 940-950. [LIU Jie, SU Ming, QIAO Shaohua, et al. Forming mechanism of the slope-confined

- submarine canyons in the Baiyun sag, Pearl River Mouth Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2016, 34(5): 940-950.]
- [30] 李华, 王英民, 徐强, 等. 南海北部珠江口盆地重力流与等深流交互作用沉积特征、过程及沉积模式 [J]. 地质学报, 2014, 88(6): 1120-1129. [LI Hua, WANG Yingmin, XU Qiang, et al. Interactions between down-slope and along-slope processes on the northern slope of South China Sea: products, processes, and depositional model [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014, 88(6): 1120-1129.]
- [31] 付超, 于兴河, 梁金强, 等. 南海北部神狐海域不同类型水道及其天然气水合物成藏的差异 [J]. 海洋地质与第四纪地质, 2017, 37(6): 168-177. [FU Chao, YU Xinghe, LIANG Jinqiang, et al. Types of sea-bottom channels and related gas hydrate accumulations in the Shenu area, South China Sea (SCS) [J]. *Marine Geology and Quaternary Geology*, 2017, 37(6): 168-177.]
- [32] 姜衡, 苏明, 雷新华, 等. 神狐海域海底峡谷群脊部细粒浊积体分布范围及意义 [J]. 海洋地质与第四纪地质, 2018, 38(5): 52-62. [JIANG Heng, SU Ming, LEI Xinhua, et al. Distribution of fine-grained turbidites on canyon ridges in the Shenu area of northern South China Sea and its implications [J]. *Marine Geology and Quaternary Geology*, 2018, 38(5): 52-62.]
- [33] 李杰, 何敏, 颜承志, 等. 南海北部荔湾3区块天然气水合物分布特征及目标识别 [J]. 海洋科学, 2019, 43(5): 81-89. [LI Jie, HE Min, YAN Chengzhi, et al. The distribution and characteristics of gas hydrate in the Liwan3, northern slope of the South China Sea [J]. *Marine Sciences*, 2019, 43(5): 81-89.]
- [34] Kong L T, Chen H H, Ping H W, et al. Formation pressure modeling in the Baiyun Sag, northern South China Sea: Implications for petroleum exploration in deep-water areas [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 97: 154-168.
- [35] 柳保军, 庞雄, 王家豪, 等. 珠江口盆地深水区伸展陆缘地壳减薄背景下的沉积体系响应过程及油气勘探意义 [J]. *石油学报*, 2019, 40(S1): 124-138. [LIU Baojun, PANG Xiong, WANG Jiaohao, et al. Sedimentary system response process and hydrocarbon exploration significance of crust thinning zone at extensional continental margin of deep-water area in Pearl River Mouth Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(S1): 124-138.]
- [36] Carman P C. Flow of Gases through Porous Media [M]. New York: Academic Press Inc., 1956.
- [37] McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins [J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 1978, 40(1): 25-32.
- [38] 胡圣标, 龙祖烈, 朱俊章, 等. 珠江口盆地地温场特征及构造—热演化 [J]. *石油学报*, 2019, 40(S1): 178-187. [HU Shengbiao, LONG Zulie, ZHU Junzhang, et al. Characteristics of geothermal field and the tectonic-thermal evolution in Pearl River Mouth Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(S1): 178-187.]
- [39] 朱俊章, 施和生, 庞雄, 等. 白云深水区东部油气成因来源与成藏特征 [J]. *中国石油勘探*, 2012, 17(4): 20-28. [ZHU Junzhang, SHI Hesheng, PANG Xiong, et al. Origins and accumulation characteristics of hydrocarbons in eastern Baiyun deepwater area [J]. *China Petroleum Exploration*, 2012, 17(4): 20-28.]
- [40] 张功成, 杨海长, 陈莹, 等. 白云凹陷——珠江口盆地深水区一个巨大的富生气凹陷 [J]. 地质勘探, 2014, 34(11): 11-25. [ZHANG Gongcheng, YANG Haichang, CHEN Ying, et al. The Baiyun sag: A giant rich gas-generation sag in the deepwater area of the Pearl River Mouth Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(11): 11-25.]
- [41] Burnham A K. A simple kinetic model of petroleum formation and cracking [R]. California, U.S.: Lawrence Livermore National Laboratory, 1989.
- [42] Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(10): 1559-1570.
- [43] Wang X J, Hutchinson D R, Wu S G, et al. Elevated gas hydrate saturation within silt and silty clay sediments in the Shenu area, South China Sea [J]. *Journal of Geophysical Research*, 2011, 116: B05102.
- [44] Liu C L, Meng Q G, Hu G W, et al. Characterization of hydrate-bearing sediments recovered from the Shenu area of the South China sea [J]. *Interpretation*, 2017, 5(3): SM13-SM23.