

文章编号: 0258-7106 (2005) 04-0388-10

南海天然气水合物稳定带的影响因素*

金春爽^{1,2}, 汪集旻², 张光学³

(1 国土资源部油气资源战略研究中心, 北京 100034; 2 中国科学院地质与地球物理研究所, 北京 100029;

3 广州海洋地质调查局, 广东 广州 510075)

摘 要 文章利用南海所积累的大量热流、海底温度和地温梯度数据, 针对地温梯度的变化, 对地温梯度数据进行了初步校正。分情况研究了纯甲烷、甲烷、乙烷、丙烷混合物分别在纯水、海水条件下形成的天然气水合物在南海的可能分布范围; 进而对影响天然气水合物分布的影响因素进行了讨论。研究表明, 随着天然气中重烃含量的增加, 孔隙水盐度的降低, 水合物稳定带在平面上的分布范围越来越大, 水合物稳定带的厚度也越来越大。比较而言, 气体组成的影响要比孔隙水盐度的大。同时, 天然气水合物稳定带的厚度与热流有一定的负相关关系。在南海 2 000 m 水深范围之内, 由于受海底温度的控制, 水合物稳定带的厚度与水深呈明显的正相关关系。

关键词 地质学; 天然气水合物; 稳定带; 分布; 南海**中图分类号**: P618.13**文献标识码**: A

天然气水合物广泛分布于海底和永久冻土带的沉积物中。中国的南海海域是西太平洋最大的边缘海之一, 面积约 350 万 km²。多位学者研究表明, 南海的台西南盆地、东沙海域、西沙海槽以及南沙海槽等几个地区的很多地震剖面都存在似海底反射层 (BSR) (Berner et al., 1992; 姚伯初, 1998; 张光学等, 2002; Chi 等, 1998); 同时, 地球化学研究也表明, 在南海的西沙海槽区、笔架南盆地、北吕宋海槽区的附近海域出现地球化学异常, 可能存在天然气水合物 (卢振权等, 2002); 另外, 南海的基本地质条件也表明南海具备良好的天然气水合物成藏条件 (祝有海等, 2001)。笔者通过对南海温压条件的研究, 发现南海大部分地区的温压条件都适合于天然气水合物的形成和保存, 对于甲烷水合物, 水深大于 550 m 的地区其温压条件都合适 (Jin, 2002)。本文利用南海所积累的大量热流、海底温度和地温梯度数据, 分情况研究了纯甲烷、甲烷、乙烷和丙烷混合物分别在纯水、海水条件下形成的天然气水合物在南海的可能分布范围, 进而对天然气水合物稳定带的影响因素进行了讨论。

1 南海天然气水合物稳定带的计算

天然气水合物稳定带是由地温梯度确立的深度

-温度关系曲线和水合物相边界曲线共同界定的水合物稳定带底界与海底之间的区域。水合物稳定带底界与海底之间的距离即是水合物稳定带的厚度。

1.1 不同组成及盐度的天然气水合物稳定带计算公式的确立

对于不同天然气组成和孔隙水盐度的水合物, 只要具备了各自相边界曲线的表达方程和温度-深度方程, 即可计算各种情况下天然气水合物稳定带的厚度。

在南海北部, 主要盆地的面积大, 沉积岩的厚度亦大, 油气显示非常普遍, 天然气具有类型多、组成复杂的特点 (刘雨芬, 1994), 由于天然气组成有很大差异, 故无法用一种天然气组成来代表整个南海的情况。在本次研究过程中, 选取了两种简单的天然气组成来计算天然气水合物稳定带的厚度, 进而分析气体组成对天然气水合物稳定带厚度的影响。同样, 沉积物中孔隙水的盐度在各个地区也不同 (表 1)。综合气体组成和盐度特征, 本文在计算天然气水合物稳定带过程中, 选取了以下 4 种情况作为代表: ①海水环境 (孔隙水盐度为 3.5%), 天然气中只含有甲烷一种组分 (简称组成 1); ②纯水环境 (孔隙水盐度为 0%), 天然气为纯甲烷 (简称组成 2); ③海水环境, 天然气中含 90% 甲烷, 7% 乙烷和 3% 丙烷

* 本文由国土资源部项目 (编号: SH W01-01-03) 和国家 863 项目 (编号: 2001 AA611020-03) 联合资助
第一作者简介 金春爽, 女, 1974 生, 博士, 副研究员, 主要从事石油地质及天然气水合物地质研究。
收稿日期 2004-11-01; 改回日期 2005-03-21。许德焕编辑。

(简称组成 3); ④纯水环境, 天然气中含 90 % 甲烷, 7 % 乙烷和 3 % 丙烷(简称组成 4)。由表 1 可见, 当沉积物孔隙水的盐度在 0 % ~ 3.5 % 之间时, 纯水和标准海水盐度是两种极端的情况。

对于第一种情况——海水环境甲烷水合物(组成 1), 在计算水合物稳定带底界深度时, 采用了 Miles(1995) 提出的海水中甲烷稳定边界曲线方程:

$$p = 2.8074023 + at + bt^2 + ct^3 + dt^4 \quad (1)$$

式中: $a = 1.559474 \times 10^{-1}$, $b = 4.8275 \times 10^{-2}$, $c = -2.78083 \times 10^{-3}$, $d = 1.5922 \times 10^{-4}$, p 是压力 (MPa), t 是温度 (°C)。

由海底温度 (t_0) 和地温梯度所确定的温度-深度函数为:

$$t_z = t_0 + G \times Z \quad (2)$$

式中: t_z (°C) 是沉积物深度 $D = Z_0 + Z$ (海底以下深度, 单位: m) 处的温度, Z_0 为水深 (m), G 为地温梯度。

压力 p (MPa) 与深度 D (m) 的关系为:

$$p = [(1 + C_1) D + C_2 D^2] \times 10^{-2} \quad (3)$$

式中: $C_1 = [5.92 + 5.25 \sin^2(\text{Lat})] \times 10^{-3}$, Lat 为纬度, $C_2 = 2.21 \times 10^{-6}$ 。

将(2)式转化为 Z 的函数并代入(3)式得:

$$p = \{(1 + C_1)[Z_0 + (t_z - t_0)/G] + C_2[Z_0 + (t_z - t_0)/G]^2\} \times 10^{-2} \quad (4)$$

公式(4)是单位沉积物中静水压力与温度的关系, 可以在一个算法中找到式(4)与式(1)的同解。将 T_0 (海底温度)、 G (地温梯度) 和 Z_0 (海水深度) 代入(1)式和(4)式联立的方程并求解, 选取其中的正实

数解作为 t 的值。将 t 代入公式(2), 求出 Z 的值, 即水合物稳定带的厚度(海底以下的深度)。

对于组成 2、组成 3 和组成 4 几种情况, 利用 Sloan 的水合物相平衡程序计算了相应水合物形成时的温度及压力, 并拟合出各自的相边界曲线方程, 各方程如下:

纯水环境纯甲烷水合物(组成 2):

$$D = 254.38 + 21.957t + 2.1687t^2 - 0.1103t^3 + 0.0091t^4 \quad (5)$$

海水环境含 90 % 甲烷、7 % 乙烷和 3 % 丙烷的混合气体水合物(组成 3):

$$D = 64.363 + 27.736t - 0.5775t^2 - 0.1253t^3 + 0.0126t^4 \quad (6)$$

纯水环境含 90 % 甲烷、7 % 乙烷和 3 % 丙烷的混合气体水合物(组成 4):

$$D = 136.38 - 59.554t + 14.682t^2 - 1.0296t^3 + 0.028t^4 \quad (7)$$

对于任一情况的温度-深度方程为:

$$D = (t - t_0) / G \times 1000 + Z_0 \quad (8)$$

式中: t_0 为海底温度, Z_0 为水深, G 为地温梯度。

分别联立方程(5)和(8)、(6)和(8)、(7)和(8), 就可以求出相应的水合物稳定带底界的温度值, 将其温度值代入公式(8), 即可求出水合物稳定带的厚度 ($D - Z_0$)。

1.2 地温梯度的校正

地温梯度在很大程度上影响着天然气水合物稳定带的厚度。南海的地温梯度数据有两个来源, 一是来自油田的钻孔测量数据, 另一是来自海底热流探针测量数据, 两者在数值上差别很大。

本次研究采用的是海底热流探针测量数据, 并对其进行了校正。程本合(2001)应用流体包裹体研究了南海莺-琼盆地和珠江口盆地的地温梯度与深度的关系。结果表明, 地温梯度随深度的增加而降低。天然气水合物位于沉积层的上部, 热导率一般较低, 地温梯度则一般较大。在计算天然气水合物稳定带的厚度时, 采用热流探针测得的地温梯度数据会比采用钻孔测量的地温梯度数据更准确一些。

但是, 即使在浅层, 地温梯度随深度也还是有变化的, 本文针对 ODP184 航次的热导率资料(Wang et al., 1999)进行分析(表 2)。由表 2 可见, 地温梯度随深度多是下降的, 但在 500 m 深度以内, 下降幅度不是很大。本文将热流探针测得的南海地温梯度按降低 90 % 来计算水合物稳定带的厚度。

表 1 部分发现水合物地区孔隙水盐度特征
Table 1 Pore water salinity characteristics of some gas hydrates distribution areas

钻孔号	深度 / m	盐度 / %
布莱克海岭 (Paul et al., 1996)		
995	147.15	3.35
995	202.48	3.40
995	203.04	3.40
995	433.4	3.15
中美海槽 (Von et al., 1982)		
565	319	0.01
568	404	0.31 ~ 0.32
秘鲁海槽 (Suess et al., 1988)		
685	165.6	0.40
688	141	2.00
日本北海道滨外 (Tamaki et al., 1989)		
796	88.1	2.86

表 2 南海 ODP184 航次热导率及地温梯度分析

(数据引自 Wang et al., 1999)

Table 2 Analyses of heat conductivity and geothermal gradient of ODP Leg 184 (data from Wang et al., 1999)

热流 /($\text{mW} \cdot \text{m}^{-2}$)	钻孔地温 梯度/($^{\circ}\text{C} \cdot \text{km}^{-1}$)	层位	深度/m	热导率 /($\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$)	地温梯度 /($^{\circ}\text{C} \cdot \text{km}^{-1}$)	地温梯度相 对变化/%
1146 钻孔						
		更新世	0~220	1.02	58	100
62	59	上新世	220~310	1.00	59	101
		晚中新世	310~460	1.22	48	82.9
1148 钻孔						
		更新世	0~120	1.00	88	100
88	83	上新世	120~180	1.08	81	92.3
		晚中新世	180~260	1.15	76	86.8
		中中新世	260~320	1.16	76	86.0

2 气体组成及盐度对天然气水合物稳定带的影响

2.1 气体组成及盐度对天然气水合物海底稳定性的影响

为了解天然气水合物在海底的稳定性,并进而确定水合物稳定带在平面上的分布范围,本文应用水合物形成时的温度、压力条件,计算出水合物的相边界曲线,并将其与拟合出的南海水深-海底温度关系曲线进行对比(图1),求出其交汇点。该交点处的水深代表了水合物在海底能够形成和保持稳定的最小水深,也指示了水合物在平面上的分布范围。由图1可见,对于纯甲烷水合物,海水环境交点处的水深约为550 m,纯水环境交点处的水深约为500 m;对于气体组成为90%甲烷,7%乙烷和3%丙烷的水合物,海水环境交点处的水深约为310 m,纯水环境交点处的水深约为280 m。这表明,天然气中重烃含量越高,盐度越低,水合物就越容易在较浅的海域形成并保持稳定,在平面上,水合物稳定带的分布范围也就越大。

2.2 气体组成及盐度对天然气水合物稳定带厚度的影响

利用上述计算天然气水合物稳定带厚度的方法,根据南海热流测点的地温梯度(已校正)、海底温度、水深、纬度等资料(包括ODP184航次的资料),来计算各测点处水合物稳定带的厚度(图2)。在缺少热流测点的区域,补充了一些发现似海底反射层(BSR)地区(主要是西沙海槽和台西南地区)的资

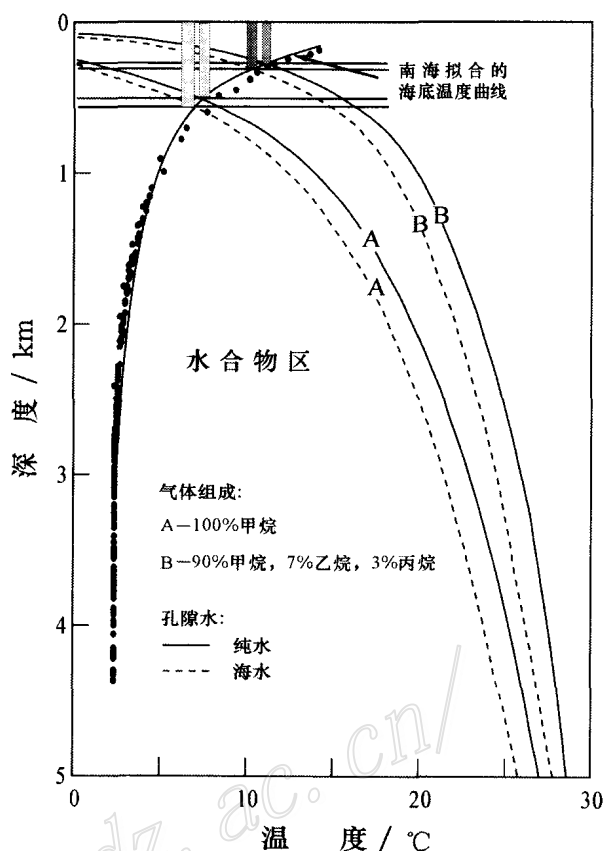


图1 不同气体组成和孔隙水盐度的水合物在海底的稳定性

Fig.1 Stabilities of natural gas hydrates with different gas contents and pore water salinities at the sea bottom

料,以便更好地反映水合物稳定带的分布。本次研究采用了150个探针热流数据、5个ODP184航次的航次数据及台西南和西沙地区的16个BSR数据。由图2可见,随着重烃含量的增加,盐度的降低,水合物稳定带越来越厚。其中,据组成2(纯水、纯甲烷)计算的水合物稳定带的厚度比组成1(海水、纯甲烷)情况下平均厚约34 m,增厚了17%;据组成3(海水、气体组成为90%甲烷,7%乙烷和3%丙烷)计算的水合物稳定带的厚度比组成1(海水、纯甲烷)情况下平均厚56 m,平均增厚了29%;据组成4(纯水、气体组成为90%甲烷,7%乙烷和3%丙烷)计算的水合物稳定带的厚度比组成1(海水、纯甲烷)情况下平均厚72 m,平均增厚了38%。

将计算出的水合物稳定带厚度值以及一些BSR深度值绘成平面图(图3、图4、图5、图6),来表示水合物稳定带的厚度,也代表了水合物稳定带底界的深度。图中的外边界分别相当于550 m(图3)、500 m(图4)、310 m(图5)和280 m(图6)的等水深线,表

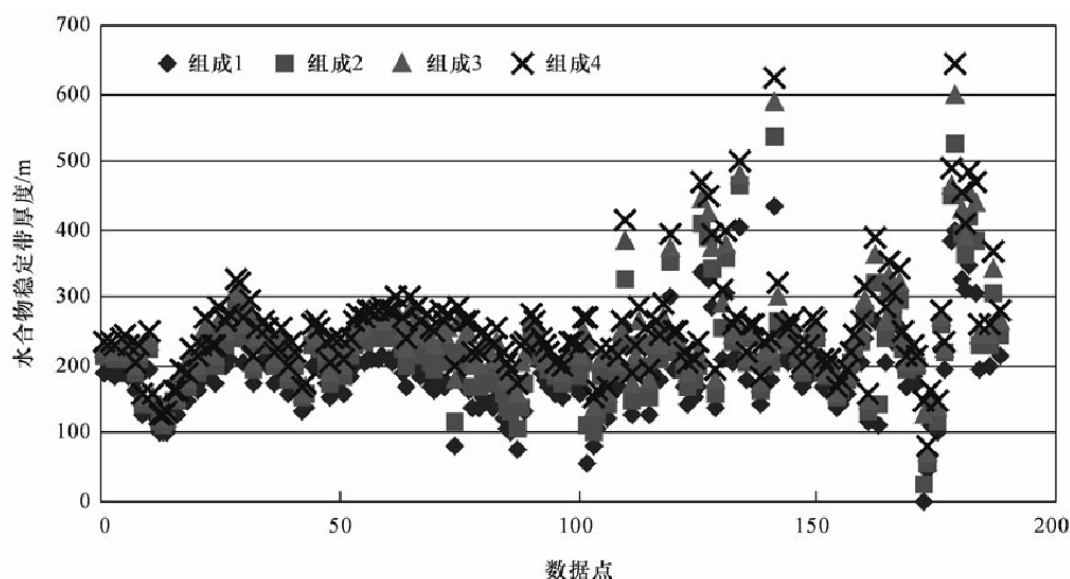


图 2 南海海域不同气体组成和孔隙水盐度的天然气水合物稳定带的厚度

Fig. 2 Thicknesses of natural gas hydrate stability zones with different gas contents and pore water salinities in the South China Sea

明随着天然气中重烃含量的增加及孔隙水盐度的降低,水合物稳定带在平面上的分布范围越来越大,水合物稳定带的厚度也越来越大。对比图 3 和图 4,以及图 5 和图 6,可以发现,孔隙水盐度对水合物稳定带分布范围影响不大(相当于 550 m ~ 500 m 和 310 m ~ 280 m 水深之间海域),同样,对水合物稳定带厚度的影响也不是太大。对比图 3 和图 5,以及图 4 和图 6,可以发现,气体组成的变化对水合物稳定带影响很大,不仅水合物稳定带的分布范围变化很大(相当于 550 m ~ 310 m 和 500 m ~ 280 m 水深之间的海域),而且,水合物稳定带的厚度有很大增加。以图 3 和图 5 为例,图 3 上 250 m 的水合物稳定带等厚线的范围与图 5 上 300 m 的水合物稳定带等厚线的范围相当。可见,气体组成的影响要比孔隙水盐度的大,因此,研究水合物分布区的气体组成是很重要的。

由图 3、图 4、图 5 和图 6 均可见,水合物稳定带厚度较大的几个地区是:西沙海槽、东沙地区、台西南盆地、吕宋海槽以及南沙地区,其水合物稳定带的厚度均超过 200 m。以图 3 的组成 1(海水、甲烷环境)水合物稳定带为例,经初步估算,在南海海域,水合物稳定带厚度超过 300 m 的区域约有 6 万 km^2 ,超过 200 m 厚的区域约有 54 万 km^2 。对比水合物稳定带厚度图与南海热流分布图(金春爽等,2004),

可以发现,水合物稳定带厚的区域与热流值低的区域基本吻合,这也说明,从温度、压力条件来讲,低热流分布区是水合物分布的有利地区。

与世界上其他一些海域相比,南海的地温梯度比较高,印度陆缘海域的地温梯度在 $46\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ 左右(Rao,1999);在美国布莱克海岭地区,ODP184 航次的 994、995 和 997 站位的地温梯度分别为 $36.4\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ 、 $33.5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ 和 $36.8\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ (Paul,1996)。因此,总体来说,计算出的南海天然气水合物稳定带的深度相对要浅。

3 热流对天然气水合物稳定带的影响

根据上述天然气水合物稳定带的计算结果,以海水环境纯甲烷(组成 1)水合物稳定带的计算结果为例来进行统计分析。可以发现,南海热流与水合物稳定带厚度具有一定的负相关关系(图 7)。Townend(1997)利用 BSR 资料推测了新西兰 Hikurangi 地区的热流值,因为通常认为 BSR 相当于水合物稳定带的底界,从 Townend 的结果也可以看出热流与水合物稳定带的负相关关系(图 8)。

天然气水合物稳定带厚度之所以与热流有一定的负相关关系,主要是由于热流是地温梯度与热导率的乘积,而地温梯度在很大程度上决定了水合物

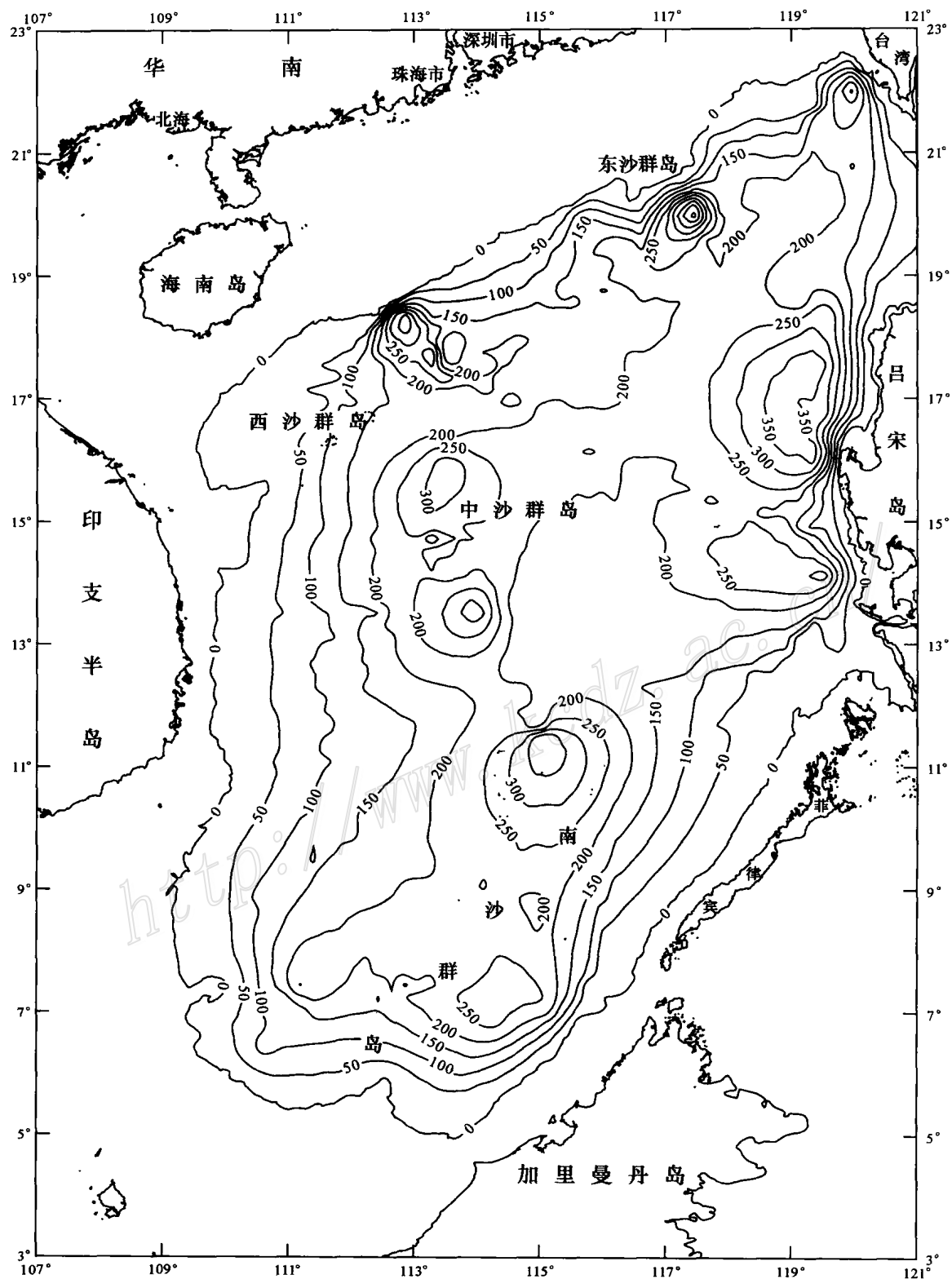


图 3 南海天然气水合物稳定带分布图(气体组成:100 %甲烷;孔隙水盐度:3.5 %)

单位:m;图中外边界等水深线为550 m

Fig.3 Isopach map of the methane hydrate stability zone (in meter) with 3.5 % pore water salinity in the South China Sea

The water isobathic line of the outer boundary in the map is 550 m

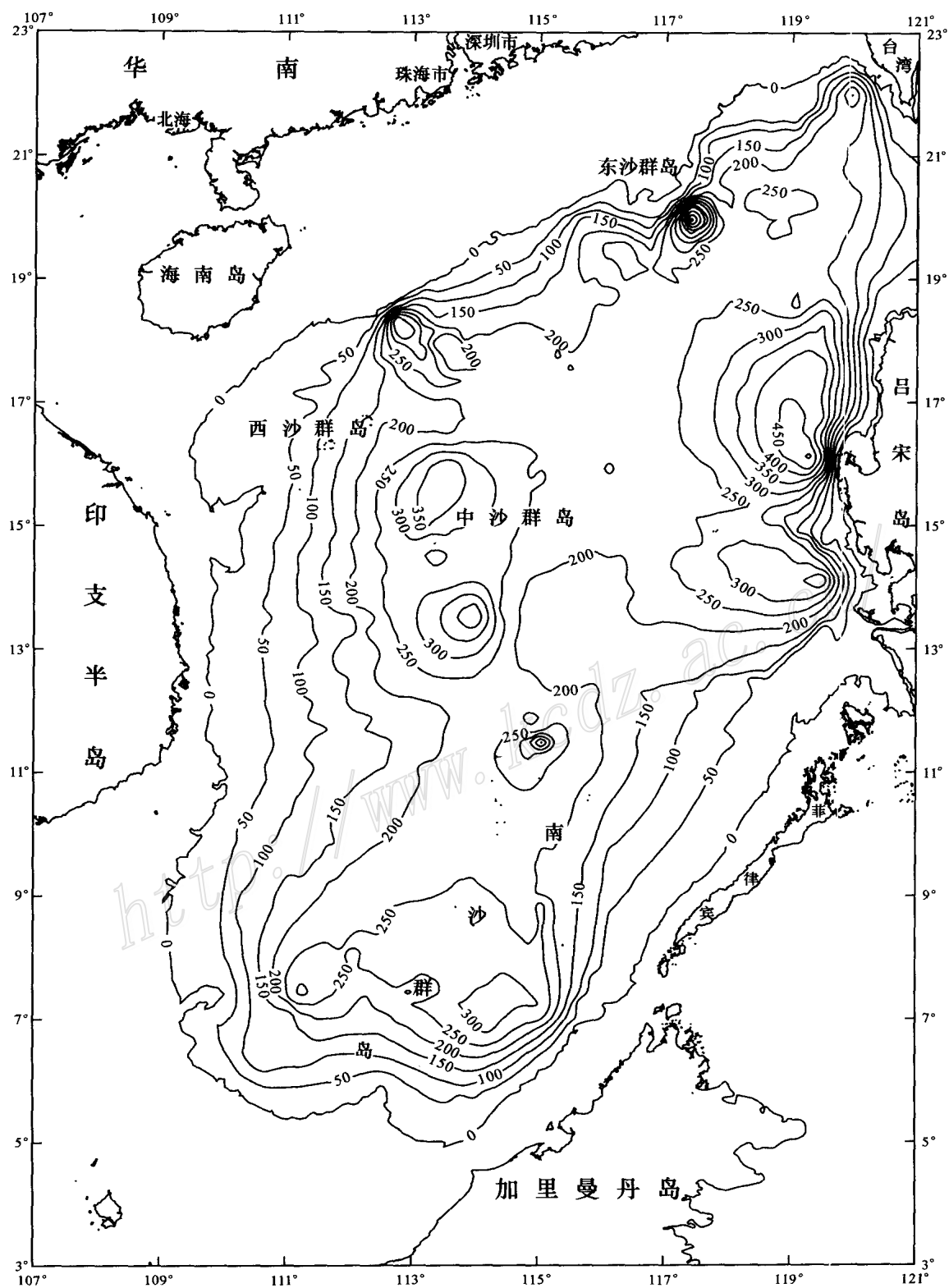


图 4 南海天然气水合物稳定带分布图(气体组成:100 %甲烷;孔隙水盐度:0 %)

单位:m;图中外边界等水深线为500 m

Fig.4 Isopach map of the methane hydrate stability zone (in meter) in a pure water environment in the South China Sea

The water isobathic line of the outer boundary in the map is 500 m

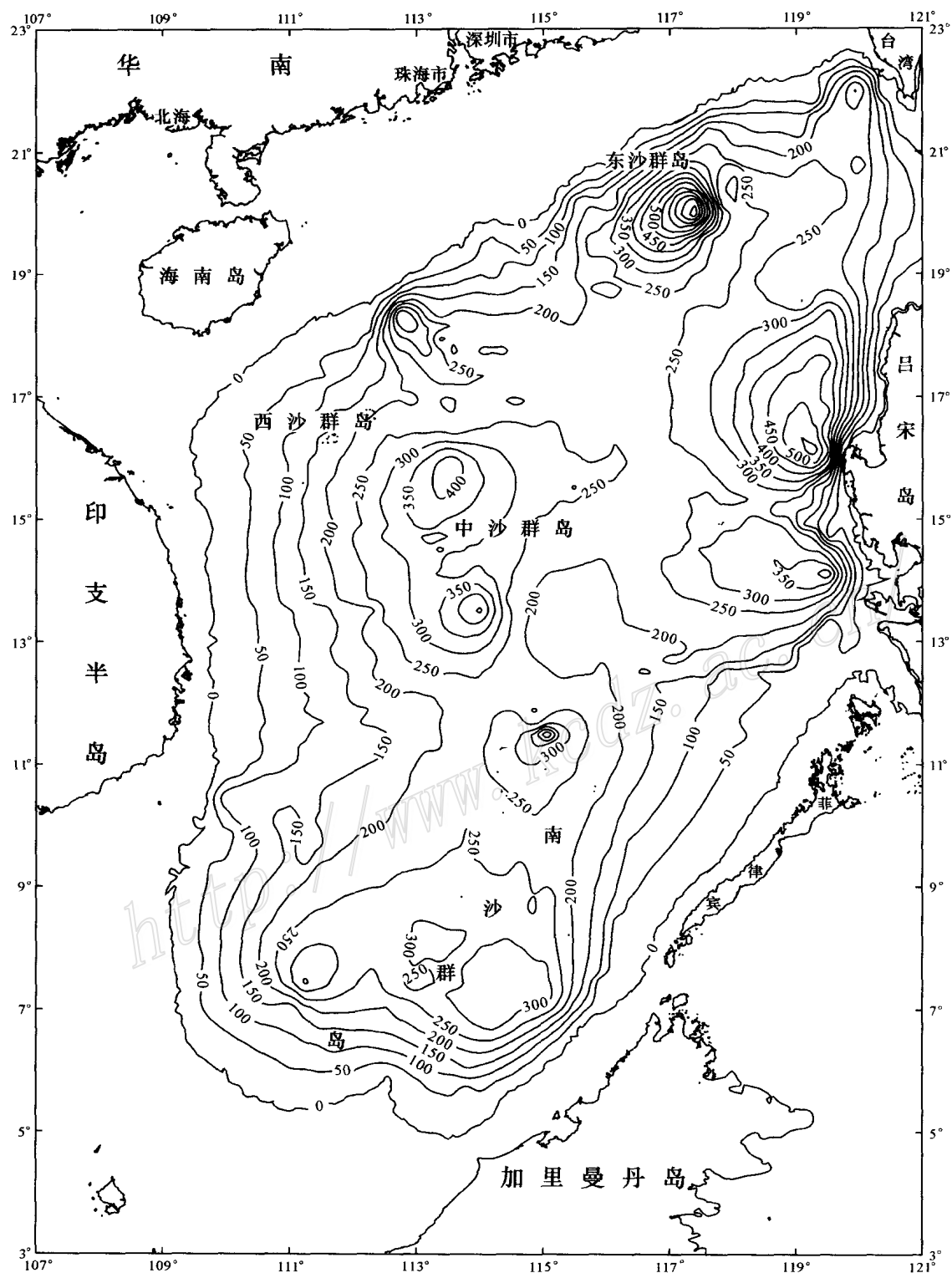


图 5 南海天然气水合物稳定带分布图(气体组成:90 %甲烷,7 %乙烷,3 %丙烷;孔隙水盐度:3.5 %)

单位:m;图中外边界等水深线为310 m

Fig.5 Isopach map of natural gas hydrate stability zone (in meter) with 3.5 % pore water salinity and 90 % methane, 7 % ethane and 3 % propane of gas in the South China Sea
The water isobathic line of the outer boundary in the map is 310 m

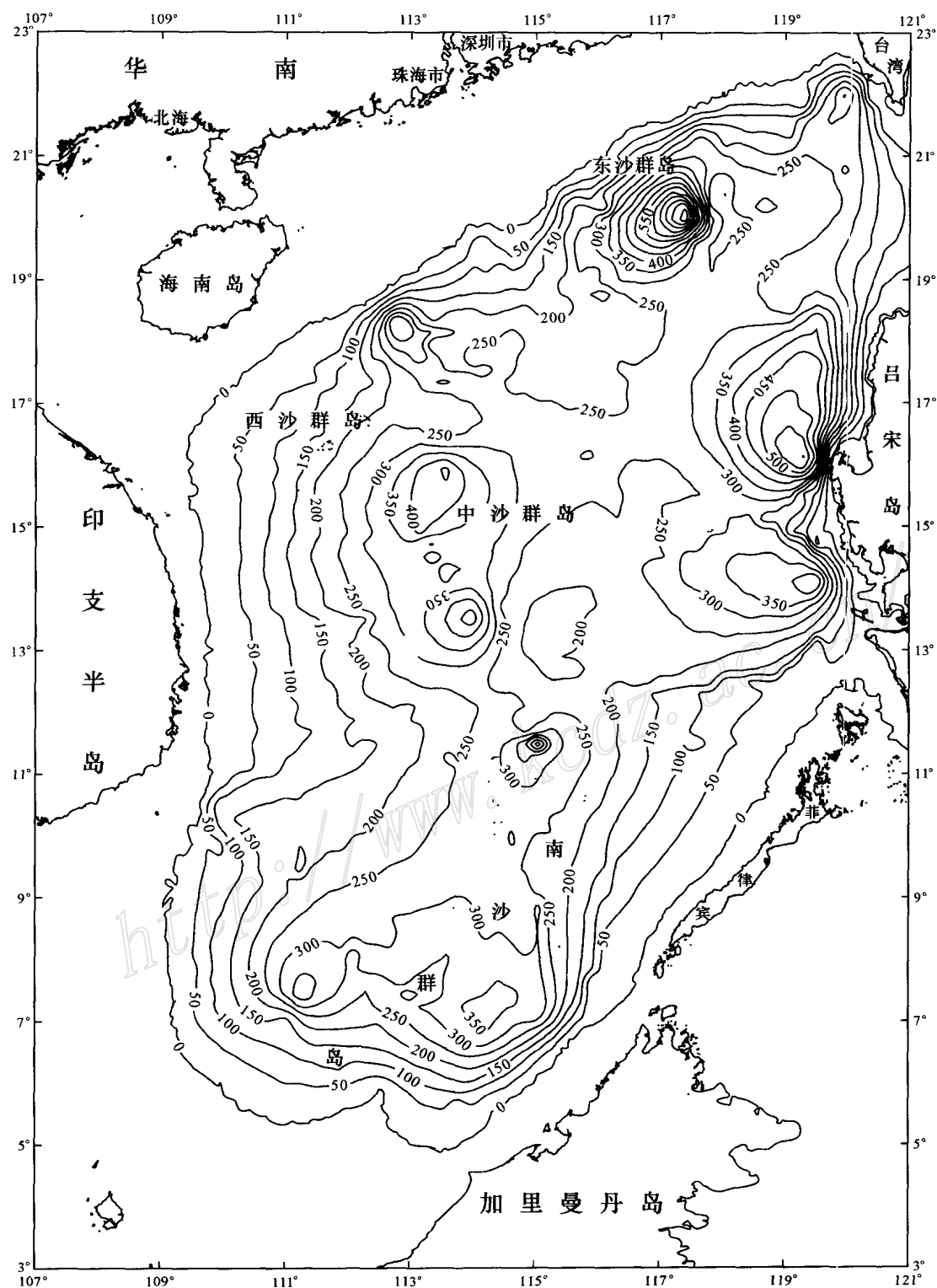


图 6 南海天然气水合物稳定带分布图(气体组成:90 %甲烷,7 %乙烷,3 %丙烷;孔隙水盐度:0 %)

单位:m;图中外边界等水深线为280 m

Fig.6 Isopach map of natural gas hydrate stability zone (in meter) with 90 % methane, 7 % ethane and 3 % propane of gas in a pure water environment in the South China Sea

The water isobathic line of the outer boundary in the map is 280 m

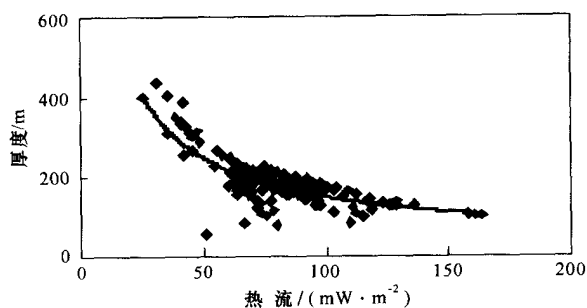


图7 南海水合物稳定带厚度与热流

Fig.7 Thicknesses of natural gas hydrate stability zone versus heat flow values in the South China Sea

稳定带的厚度;对于热导率来讲,随着热导率的增加,水合物稳定带厚度有一定降低,但幅度很小。前已述及,众多发现水合物的地区都位于低热流区,而且在低热流区,天然气水合物稳定带都比较厚。由此可见,低热流值可作为天然气水合物有利靶区的一项指标。

4 水深对天然气水合物稳定带的影响

本文对南海所计算的甲烷水合物稳定带的厚度与海水深度的关系进行了分析(图9)。由图9可见,水合物稳定带的厚度与水深的关系可以分为两种情况:①水深小于2 000 m,水合物稳定带的厚度随水深的增加而增加;②水深大于2 000 m,水合物稳定带的厚度随水深变化不大。对水深小于2 000 m的数据所进行的分析表明,这一深度段的地温梯度数据与水深关系不明显,但是,海底温度与水深呈明显的负相关关系。这说明,在2 000 m之内的区域,水合物稳定带的厚度明显受海底温度的控制。

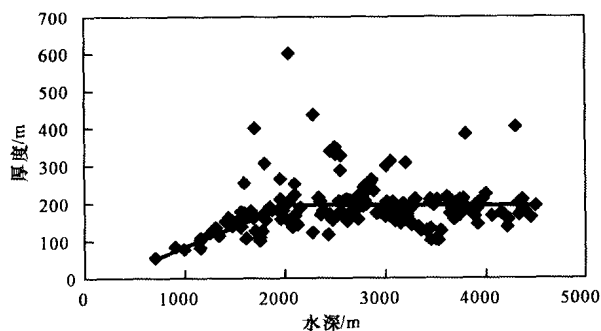


图9 南海水合物稳定带厚度与海水深度的关系

Fig.9 Thicknesses of natural gas hydrate stability zone versus water depths in the South China Sea

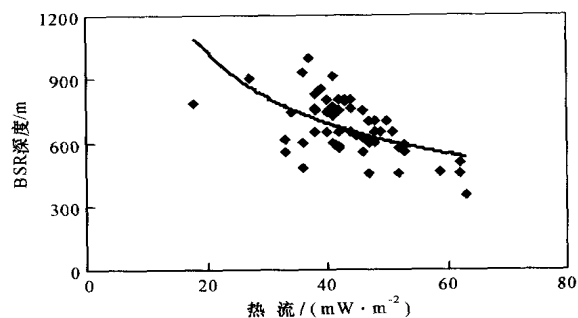


图8 Hikurangi 地区 BSR 深度与热流(据 Townend,1997)

Fig.8 Depths of BSR versus heat flow values in Hikurangi (after Townend, 1997)

因此可以说,天然气水合物稳定带的厚度随水深增加而增加,但到了一定的水深范围,水合物稳定带的厚度随水深变化不大,这是由于水深超过一定范围,海底温度趋于稳定,地温梯度与水深没有直接关系,而压力(水深)对水合物稳定带厚度的影响又较小。

5 结论

在计算天然气水合物稳定带厚度时,采用热流探针测得的地温梯度数据会比采用钻孔测量的地温梯度数据更准确一些。对 ODP184 航次等的热导率资料的分析表明,即使在浅层,地温梯度亦随深度而呈下降趋势。虽然在500 m深度以内,其下降幅度不是很大,但由于地温梯度对天然气水合物稳定带的影响较大,故在计算前,应对地温梯度数据进行必要的校正。

天然气中重烃含量越高,盐度越低,水合物在海底越容易保持稳定,在平面上,水合物稳定带的分布范围也就越大,稳定带的厚度也越大。而且,气体组成的影响要比孔隙水盐度的大,因此,气体组成对于研究水合物分布是很重要的。天然气水合物稳定带的厚度与热流有一定的负相关关系,低热流区可以作为天然气水合物有利靶区的一项指标。水深小于2 000 m的地区,由于受海底温度的控制,水合物稳定带厚度与水深呈明显的正相关关系,无论是从资源的角度,还是从海底稳定性和气候的角度来考虑,这一区域都是值得深入研究的地区。

References

Berner U and Faber E. 1992. Hydrocarbon gases in surface sediments of

- the South China Sea [A]. In: Jin X, Kudrass H R and Pautot G, eds. Marine geology and geophysics of the South China Sea [C]. Beijing: China Ocean Press. 199 ~ 211.
- Cheng B H. 2001. The relationship between thermal field evolution and hydrocarbon generation of the continental margin basins in the northern South China Sea [D]. Institute of geology and geophysics, CAS (in Chinese).
- Chi W C, Donald L R, Liu C S, et al. 1998. Distribution of the bottom-simulating reflector in the offshore Taiwan collision zone [J]. Terr. Atmos. Ocean Sci., 9(4): 779 ~ 794.
- Jin C S and Wang J Y. 2002. A preliminary study of the gas hydrate stability zone in the South China Sea [J]. Acta Geologica Sinica, 76(4): 423 ~ 428.
- Jin C S, Wang J Y, Wang Y X, et al. 2004. Geothermal field characteristics in the areas of gas hydrates distribution [J]. Chinese Journal of Geology, 39(3): 416 ~ 423 (in Chinese with English abstract).
- Liu Y F. 1994. Natural gas pool-formed conditions in north part basin of Nanhai and its explorative prospects [J]. Natural Gas Industry, 14(2): 21 ~ 25 (in Chinese with English abstract).
- Lu Z Q, Wu B H and Zhu Y H. 2002. Preliminary discussion on origin and formation of potential gas hydrates in South China Sea [J]. Mineral Deposits, 21(3): 232 ~ 239 (in Chinese with English abstract).
- Miles P R. 1995. Potential distribution of methane hydrate beneath the Europe continental margins [J]. Geophysical research letters, 22(23): 3179 ~ 3182.
- Paul C K, Matsumoto R and shipboard scientists. 1996. Proceedings of the ocean drilling program [M]. Initial Reports, Vol. 164, College Station, TX, 99 ~ 318.
- Rao Y H. 1999. C-program for the calculation of gas hydrate stability zone thickness [J]. Computers & Geosciences, 25: 705 ~ 707.
- Suess E, von Huene R and shipboard scientists. 1988. Proceedings of the ocean drilling program [M]. Initial Reports, Vol. 112, College Station, TX, 597 ~ 647.
- Tamaki K, Pisciotto K A and shipboard scientists. 1989. Proceedings of the ocean drilling program [M]. Initial Reports, Vol. 127, College Station, TX, 247 ~ 252.
- Townend J. 1997. Estimates of conductive heat flow through bottom-simulating reflectors on the Hikurangi and southwest Fiordland continental margins, New Zealand [J]. Marine geology, 141: 209 ~ 220.
- Von H R, Aubouin J and shipboard scientists. 1982. Initial reports of deep sea drilling project [M]. Vol. 84, Washington, 21 ~ 232.
- Wang P X, Prell L and shipboard scientists. 1999. Proceedings of the ocean drilling program [M]. Initial Reports, Vol. 184, College Station, TX, 1 ~ 103.
- Yao B C. 1998. Preliminary exploration of gas hydrate in the northern margin of the South China Sea [J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 18(4): 11 ~ 18 (in Chinese with English abstract).
- Zhang G X, Huang Y Y and Zhu Y H. 2002. Prospect of gas hydrate resources in the South China Sea [J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 22(1): 75 ~ 81 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Y H, Zhang G X, Lu Z Q, et al. 2001. Gas hydrate in the South China Sea: background and indicators [J]. Acta Petrolei Sinica, 22(5): 7 ~ 10 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 程本合. 2001. 南海北部大陆边缘盆地热演化史及其与油气关系 [D]. 中科院地质与地球物理研究所.
- 金春爽, 汪集琦, 王永新, 等. 2004. 天然气水合物地热场分布特征 [J]. 地质科学, 39(3): 416 ~ 423.
- 刘雨芬. 1994. 南海北部盆地天然气成藏条件及勘探前景 [J]. 天然气工业, 14(2): 21 ~ 25.
- 卢振权, 吴必豪, 祝有海. 2002. 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, 21(3): 232 ~ 239.
- 姚伯初. 1998. 南海北部陆源天然气水合物初探 [J]. 海洋地质与第四纪地质, 18(4): 11 ~ 18.
- 张光学, 黄永祥, 祝有海, 等. 2002. 南海天然气水合物的成矿远景 [J]. 海洋地质与第四纪地质, 22(1): 75 ~ 81.
- 祝有海, 张光学, 卢振权, 等. 2001. 南海天然气水合物成矿条件与找矿前景 [J]. 石油学报, 22(5): 7 ~ 10.

Factors affecting natural gas hydrate stability zone in the South China Sea

JIN Chun-shuang^{1,2}, WANG Ji-yang² and ZHANG Guang-xue³

(1 Strategic Research Center for Oil and Gas Resources, Ministry of Land and Resources, Beijing 100034, China;

2 Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China;

3 Guangzhou Marine Geological Survey, Guangzhou 510075, Guangdong, China)

Abstract

Based on the available data of heat flows, sea-bottom temperatures and geothermal gradients, this paper studied the potential distribution of natural gas hydrates in the South China Sea, and discussed their influential factors. The authors have reached the conclusion that natural gas hydrate stability zone will be broadened and their thickness will become thicker with the increase of heavy hydrocarbon gas and the decrease of the pore water salinity. Comparatively speaking, the influence of the natural gas components is stronger than that of the pore water salinity. Meanwhile, the thickness of natural gas hydrate shows certain negative correlation with the heat flow value. Within the water depth of 2 000 m, however, the thickness of natural gas hydrates assumes obvious positive correlation with the water depth, which is attributed to the controlling role of the sea floor temperature.

Key words: geology, natural gas hydrates, stability zone, distribution, South China Sea