

DOI: 10.3724/SP.J.1140.2010.04179

台西南盆地天然气水合物甲烷量估算

毕海波^{1,2}, 马立杰¹, 黄海军¹, 杜廷芹^{1,2}, 孔梅^{1,2}

(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 中国科学院研究生院, 北京 100049)

摘要:南海北部陆坡区的台西南盆地是天然气水合物潜在分布区之一, 水合物稳定带的研究对天然气水合物成矿与分布规律以及资源评价都具有重要意义。根据 SO-177 中德合作航次南海北部陆坡天然气水合物地质的调查资料, 结合天然气水合物的相平衡条件和相应的压力-温度方程, 计算了台西南盆地 A 区和 B 区的水合物稳定带厚度, 并讨论了水合物稳定带厚度的分布特征。另外, 对 A 区和 B 区天然气水合物中甲烷资源量进行了初步估算, 估算结果为: A 区甲烷资源含量为 $8.5739 \times 10^{11} \sim 5.1443 \times 10^{12} \text{ m}^3$, B 区甲烷资源含量为 $1.4518 \times 10^{12} \sim 8.7111 \times 10^{12} \text{ m}^3$, A 区和 B 区甲烷资源总量约 $2.3029 \times 10^{12} \sim 13.8544 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。初步估算结果显示, 台西南盆地天然气水合物甲烷资源量潜力巨大。

关键词:天然气水合物; 稳定带厚度; 甲烷资源量; 台西南盆地

中图分类号:P744

文献标识码:A

文章编号:0256-1492(2010)04-0179-08

世界大洋中有 90% 的区域具有天然气水合物生成的温度和压力条件^[1], 因此, 在海洋中寻找天然气水合物是世界各国科学家研究的重点之一^[2]。

台西南盆地东北部具有天然气水合物形成所需的温压条件^[3] 和沉积构造条件^[4]。2004 年中德合作的“太阳号”SO-177 航次对台西南盆地北部区进行了一次综合调查, 本文的研究数据(调查站位的水深、海底温度及地温梯度)来源于此次调查的成果, 研究区域见图 1。此次调查, 在台西南盆地北部海脊区首次发现了一个面积约 430 km^2 自生碳酸盐区, 是迄今为止世界上最大的冷泉碳酸盐岩分布区, 中德科学家将其命名为“九龙甲烷礁”。该碳酸盐岩分布区中, 通过海底底水和沉积物孔隙水的现场分析表明, 其中含有丰富的甲烷气体, 证实了甲烷气体释放之冷泉的存在, 至今仍在释放甲烷气体, 这些证据都指示着该区可能存在丰富的天然气水合物。

本文结合上述航次调查资料, 借助 GIS 空间分析功能, 依据微积分原理, 以网格化后的网格单元为基础, 求得每个像元对应的天然气水合物稳定带厚度相应的体积, 然后将其累加起来, 最终求得整个研究区天然气水合物稳定存在体积, 这种方法克服了传统估算方法采用稳定带厚度值时, 区域内取平均值带来的误差。

基金项目:国家自然科学基金项目(40706024)

作者简介:毕海波(1985—),男,硕士生,主要从事海洋遥感和地理信息系统研究, E-mail:gis0301000501@163.com

收稿日期:2010-01-03; 改回日期:2010-03-02. 周立君编辑

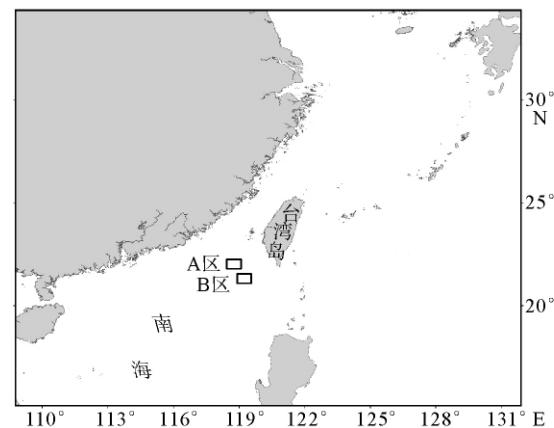


图 1 南海北部海域地貌及研究区位置

Fig. 1 Northern South China Sea and the study area

1 水合物中甲烷资源量估算理论

前苏联学者 Trofimuk^[5] 提出了预测天然气水合物资源量的假设, 并利用“体积法”计算了全球天然气水合物的资源量。Gornitz^[6]、Satoh^[7]、Collet^[8]也提出了类似的评价思路, 算式如下:

$$V = A \times Z \times \varphi \times H \times E \quad (1)$$

式中, V 为水合物中赋存气体体积(m^3)(标准气体状态下), A 为水合物分布区的面积(m^2), Z 为水合物稳定带的平均厚度(m), φ 为孔隙度(%), H 为孔隙水中水合物的饱和度(%), E 为产气因子。

在国内, 方银霞^[9]等通过计算水合物稳定带厚度得到了冲绳海槽水合物的分布情况; 曾维平^[10]等, 对南海南部的水合物稳定带厚度进行了计算, 并

估算了该海域的甲烷量和水合物资源量; Milkov^[11]等研究了墨西哥湾陆坡天然气水合物稳定带的厚度, 估算了 3 个天然气水合物地区稳定带的最大厚度, 同时, 建立了一个包含有墨西哥湾中部陆坡天然气水合物稳定带几何形态的区域剖面; 王淑红等研究了南海南部 4 个区域的天然气水合物厚度, 在此基础上对南海南部天然气水合物资源前景进行了预测; 梁金强^[12]等用概率统计法估算了南海海域的天然气水合物稳定带厚度, 并估算了天然气水合物含量, 卢振权^[13]等对南海北部陆坡天然气水合物稳定带厚度进行了计算, 并且估计了天然气水合物资源量。

上述体积法简单直观、易于理解, 适合资料较少时天然气水合物资源量估算, 但估算时, 往往 Z 的取值是整个区域稳定带厚度的平均值, 难免会造成较大误差, 特别是在调查区域较小、厚度变化较大的情况下, 误差更大。GIS 软件的空间分析功能就能很好地解决这个问题, 利用插值出来的栅格数据, 以像元为基本单元, 来计算每个像元所对应的水合物包含的体积 V_i ($i=1, 2, \dots, n$), 然后将每个像元对应的 V_i 值累加起来, 从而最终求得总体水合物甲烷含量 $\sum V_i$, 得到如下计算公式:

$$V = (\sum V_i) \times \varphi \times H \times E \quad (i=1, 2, \dots, n), \text{ 其中, } V_i = A_i \times Z_i, \quad (2)$$

式中, i 为调查区内像元的编码, n 为研究区网格化基本单元的个数(即像元总数), V_i 为每个像元对应的天然气水合物稳定带体积, 其余参数与公式(1)中相同, A_i 为一个像元的面积, Z_i 为第 i 像元对应的天然气水合物稳定带厚度。

根据公式(2)、(3), 本文的计算步骤有三步, 第一步: 通过计算各个站位天然气水合物稳定带厚度, 将其插值生成厚度变化的趋势面, 并在 ArcGIS 中计算出稳定带总体积($\sum V_i$); 第二步: 确定 φ 、 H 及 E ; 第三步: 据公式(2), 估算天然气水合物中甲烷资源量。

2 天然气水合物稳定带体积的计算

2.1 厚度计算

2.1.1 方法

目前估算海底天然气水合物中甲烷资源量一般均考虑天然气水合物的分布面积、水合物稳定带(HSZ)厚度、沉积物的孔隙度, 水合物在孔隙中的浓度, 以及水合物分解甲烷的膨胀系数因子。HSZ 是

其中的重要因素, 在天然气水合物资源评估中具有重要的意义。

天然气水合物稳定带(HSZ)厚度计算的理论基础是天然气水合物的相平衡条件和相应的压力-温度方程。图 2 所示的是日本东京大学 Matsumoto^[14]教授等在研究日本南海海槽天然气水合物时所作的实验相图, AB 直线表示海底沉积物的地温变化曲线, 它与水合物稳定曲线的交点即为某一水深条件下沉积层中水合物能稳定存在的最小深度。在其上部的沉积层中, 水合物能够稳定存在; 在其下部, 则不能稳定存在。

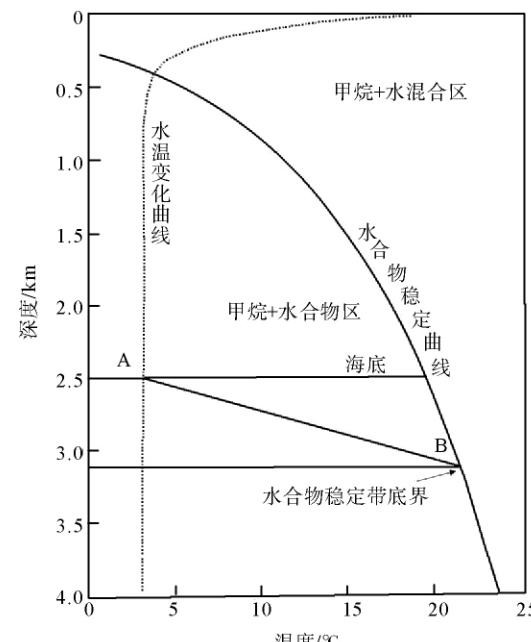


图 2 海底天然气水合物相平衡图^[14]

Fig. 2 Phase diagram for submarine methane hydrate

由于天然气水合物组成多样, 南海各个地区天然气的组成也可能会有很大的差异, 沉积物孔隙水的盐度也会不同。因此, 有关天然气水合物稳定带厚度的计算方法和参数也多种多样, 通常用以下 4 种模式对水合物稳定带进行估算: ①海水环境(孔隙水盐度 3.5), 天然气只有甲烷一种; ②纯水环境, 天然气为纯甲烷; ③海水环境, 天然气中含 90% 甲烷, 7% 乙烷和 3% 丙烷; ④纯水环境, 天然气中含 90% 甲烷, 7% 乙烷和 3% 丙烷。

本文因资料限制, 选用第一种组成模式计算台西南盆地海域天然气水合物稳定带厚度, 采用 Miles^[15] 提出的海水中甲烷稳定边界曲线方程, 即:

$$P = 2.8074023 + aT + bT^2 + cT^3 + dT^4 \quad (3)$$

其中, $a = 1\ 055\ 948.4$, $b = 4\ 382.75$, $c = -2\ 780\ 83 \times 10^{-3}$, $d = 1.592\ 2 \times 10^{-4}$; P 为压力 (MPa); T 为温度 (°C)。本公式的使用条件是海水环境(孔隙水盐度 3.5), 天然气只有甲烷一种。

对于台西南海底稳定带厚度的计算, 本文采用静水压力来近似实际海底水压, 即经过修正的 *Miles* 在计算欧洲大陆边缘甲烷水合物的潜在分布时使用方程:

$$P = P_{\text{atm}} + [(1+C_1) \times H + C_2 \times H^2] \times 10^{-2} \quad (4)$$

式中, P 为压力 (MPa), P_{atm} 为海表面大气压, H 为距离海平面水深 (m), $C_1 = (5.92 + 5.25 \sin^2 \theta) \times 10^{-3}$, θ 为纬度; $C_2 = 2.21 \times 10^{-6}$ 。

海底温度 (T_0) 和地温梯度所确定的温度-深度函数为:

$$T_z = T_0 + GT \times Z \quad (5)$$

式中, Z 为海底以下深度 (m); T_z 为沉积物深度 $D = Z_0 + Z/1000$ 处的温度 (°C), Z_0 为水深 (km); GT 为地温梯度 (°C/km)。据太阳号调查数据, 该处

地温梯度 $3.3 \sim 4.5$ °C/100m, 平均值为 4.2 °C/100 m。

联立上述 3 个方程组, 将海底温度、地温梯度和海底深度等参数代入方程, 选取其中的正实数解作为 T_z 值, 便可以求出 Z 值, 即水合物稳定带的厚度。

2.1.2 结果

水合物的分布深度和厚度与海底深度及地温梯度密切相关, 当地温梯度恒定时, 水合物分布主要由海底深度确定^[16], 台西南盆地 A 区和 B 区站位如图 3 所示, 据计算结果作图 4, 从图中可以看出, 随着站位水深的增加(图 4 横坐标站位由 A1 到 B11 水深依次增加), 似海底反射 (BSR) 埋藏深度(即图 2 所示天然气水合物稳定带底界水深)增加, 两者变化趋势一致。上述结论与 ODP184 航次在该区域附近调查结果吻合: 在 ODP184 航次台西南盆地的 1144 站位多通道地震剖面图(图 5)上可以发现, 随着水深的增加, BSR 埋藏深度逐渐增加。

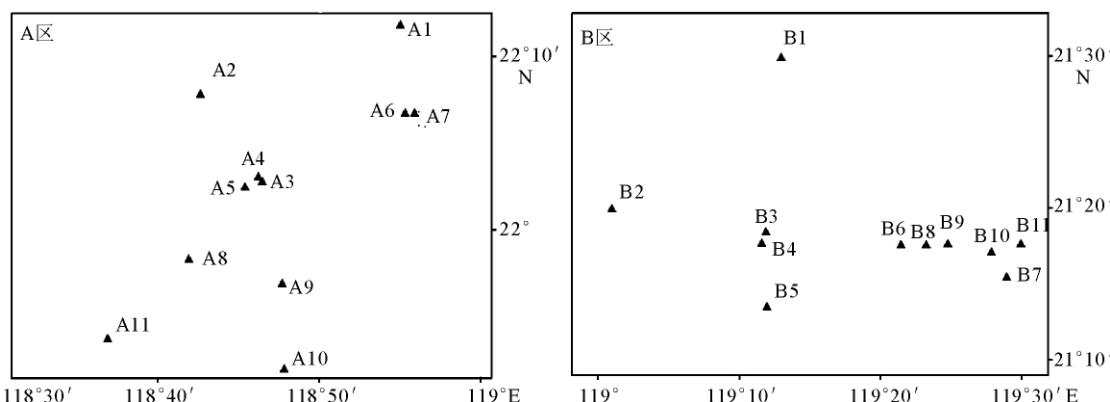


图 3 台西南盆地 A 区和 B 区站位分布

Fig. 3 Research sites maps

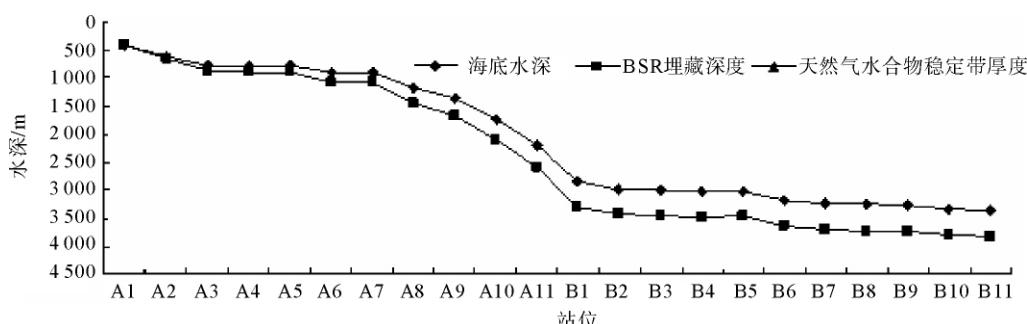


图 4 海底水深与 BSR 埋藏深度及水合物稳定带厚度

Fig. 4 Relationship of seabed depth, BSR depth and the thickness of Hydrate stability zone

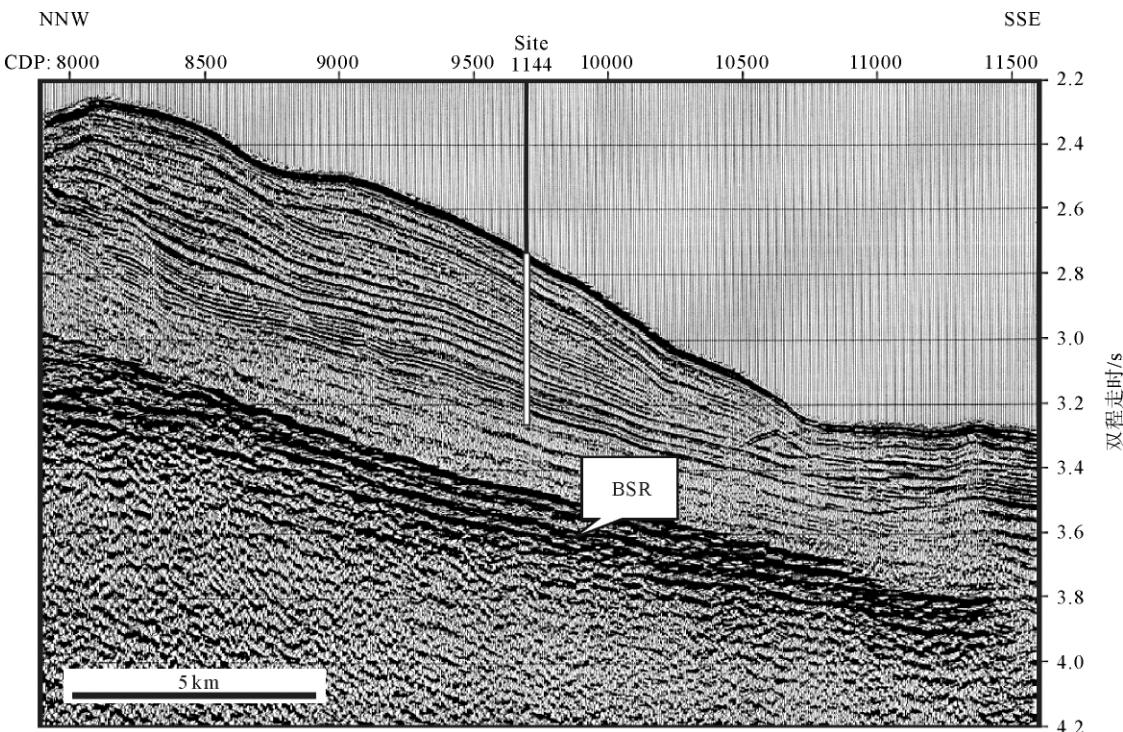


图 5 ODP184 航次 1144 站位多道地震反射剖面

Fig. 5 Multichannel seismic reflection profile of site 1144 from ODP Leg 184

理论上,水合物稳定带厚度越大,天然气水合物保存可能性越大^[17]。A 区和 B 区所有站位都有着良好的天然气水合物形成的温压环境,从计算结果及前人的研究资料对比中可以看出,A 区和 B 区中南部存在天然气水合物的可能性相对较大,这与前人的研究结果相一致,如图 6 所示:A 区中南部站位和 B 区站位位于台湾西南部天然气水合物资源前景区——I 区^[18]。

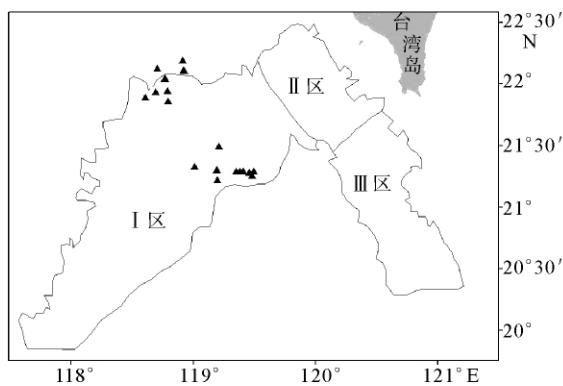


图 6 SO-177 调查站位空间分布与南海东北部天然气水合物资源远景区关系(据文献[18]修改)

Fig. 6 Relationship between the spatial distribution of SO-177 investigation stations and the potential resource area of gas hydrate in the northeast of South China Sea(after [18])

2.2 网格化处理

在计算出各个调查站位的天然气稳定带厚度以后,需要将其按照一定的插值方法将其插值生成面,才能以像元为基本单元,进行 V_i 计算。

不同插值方法各有优缺点, IDW 和 Spline 插值所选取的权重将会对插值结果产生较大影响。本文尝试用不同参数和方法进行插值,并对结果进行了验证(表 1)。插值检验的方法主要是采用交叉验证法来验证插值的效果,即首先假定部分取样站位的实测值未知,使用周围站点的值来估算,然后,计算所有实测值与估算值的误差,以此来评判估计值方法的优劣。采用平均相对误差 E_{MRE} 、平均绝对误差 E_{MAE} 和插值平均误差平方和的平方根 E_{RMSIE} 作为评估插值效果的标准。 E_{MRE} 总体反映估计误差的大小, E_{MAE} 可以估算可能的误差范围, E_{RMSIE} 可以反映利用样点数据估值灵敏度和极值效应。

从 A 区和 B 区的站位中各抽出 30% (3 个) 作为误差检验点,插值计算以剩余的站点数据为基础,插值结果生成以后,通过 GIS 软件的空间统计功能读出 3 个校验点的估计值,将其与实际计算值进行对比统计分析,考察不同条件下插值结果的 E_{MRE} 、 E_{MAE} 和 E_{RMSIE} 的变化,结果如表 1。

表1 台西南盆地A区和B区不同插值方式的插值结果检验
Table 1 Results from different interpolation methods for area A

A区插值模型	A2插值结果	A4插值结果	A8插值结果	A2误差	A4误差	A8误差	E_{MRE}	E_{MAE}	E_{RMSIE}	m
idw1	469.37	467.57	458.58	-4.67	-2.46	-0.39	0.0054	2.51	3.05	
idw2	471.51	469.10	457.86	-2.53	-0.94	-1.11	0.0033	1.53	1.68	
idw3	471.89	469.45	457.84	-2.15	-0.59	-1.14	0.0028	1.29	1.44	
idw5	471.88	469.81	457.84	-2.16	-0.23	-1.14	0.0025	1.17	1.41	
s_reg0	472.37	469.28	457.88	-1.66	-0.75	-1.09	0.0025	1.17	1.23	
s_reg0.1	472.53	469.23	457.89	-1.50	-0.80	-1.09	0.0024	1.13	1.17	
s_reg1	472.67	469.20	457.89	-1.36	-0.84	-1.08	0.0023	1.09	1.12	
s_reg3	472.71	469.18	457.89	-1.32	-0.85	-1.08	0.0023	1.08	1.10	
s_ten0	472.35	469.19	457.90	-1.69	-0.84	-1.08	0.0026	1.20	1.25	
s_ten0.1	472.44	469.18	457.90	-1.60	-0.85	-1.07	0.0025	1.17	1.21	
s_ten1	472.48	469.06	457.90	-1.55	-0.98	-1.07	0.0026	1.20	1.22	
s_ten3	472.51	469.15	457.90	-1.53	-0.88	-1.07	0.0025	1.16	1.19	
B区插值模型	B3插值结果	B6插值结果	B8插值结果	B3误差	B6误差	B8误差	E_{MRE}	E_{MAE}	E_{RMSIE}	
idw1	191.35	157.91	117.01	-117.52	-14.20	-13.59	0.24	48.44	68.80	
idw2	208.78	174.62	112.52	-100.10	2.51	-18.08	0.20	40.23	58.74	
idw3	223.30	177.09	112.56	-85.58	4.98	-18.04	0.18	36.20	50.58	
idw5	247.83	177.40	112.80	-61.05	5.29	-17.80	0.14	28.05	36.84	
s_reg0	248.16	163.69	116.06	-60.72	-8.42	-14.54	0.14	27.89	36.38	
s_reg0.1	258.68	140.04	118.30	-50.20	-32.07	-12.30	0.15	31.53	35.12	
s_reg1	251.77	149.62	108.57	-57.11	-22.49	-22.03	0.17	33.88	37.65	
s_reg3	245.19	157.44	105.96	-63.69	-14.68	-24.64	0.17	34.33	40.33	
s_ten0	167.83	168.53	122.09	-141.05	-3.58	-8.51	0.25	51.05	81.61	
s_ten0.1	259.50	158.06	119.53	-49.38	-14.05	-11.07	0.12	24.83	30.32	
s_ten1	263.25	162.47	115.35	-45.63	-9.64	-15.25	0.12	23.51	28.33	
s_ten3	266.35	165.60	114.94	-42.53	-6.52	-15.66	0.11	21.57	26.44	

(注:插值方法名称中,idw代表反距离插值,后面数字代表权重;s_reg代表规则样条函数插值,后面数字代表权重;s_ten代表张力样条函数插值,后面数字代表权重。)

从表1计算结果可以看出,在A区,s_reg3平均相对误差为0.0023,平均绝对误差为1.08,平均误差平方的平方根为1.10,所以,在A区,选取s_reg3插值效果最好。在B区,权重为3的张力样条函数(s_ten3)平均相对误差为0.11,平均绝对误差为21.57,平均误差平方的平方根为26.44,所以,本文采用s_ten3对B区进行插值。插值结果如图7所示。

图7显示,A区稳定带厚度由北向南逐渐变厚,变化范围为0~400 m。B区天然气水合稳定带厚度较大,空间分布均匀,约384~504 m。

2.3 估算结果

上述插值方式确定后,本文利用GIS中三维分析模块的Area and Volume工具,估算出的台西南盆地A区天然气水合物稳定带体积是 $5.23 \times 10^{11} \text{ m}^3$,B区天然气水合物稳定带体积是 $885 \times 10^{11} \text{ m}^3$ 。

3 其他参数的确定

得到水合物稳定带体积后,按照公式(2)计算要求,还需确定另外3个参数孔隙度(φ)、沉积母岩中水合物饱和度(H)、产气因子(E)。

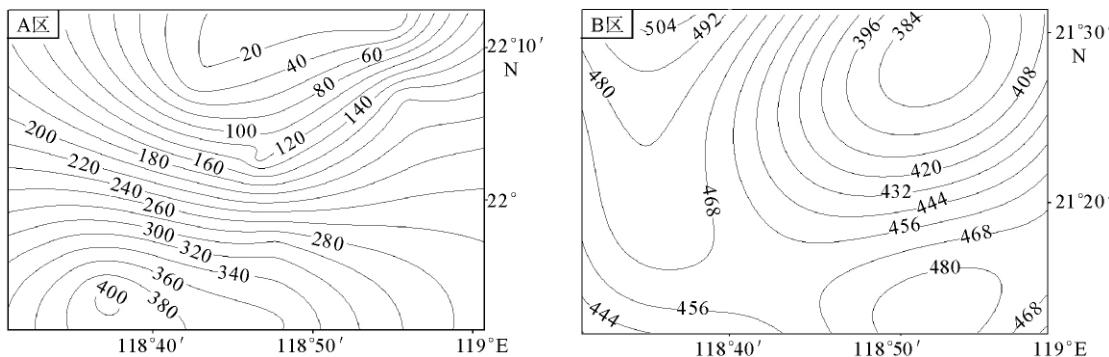


图 7 天然气水合物稳定带厚度分布(等值线上数字单位是米)

Fig. 7 The potential thickness(in meters) of gas hydrate stability zone

孔隙度主要通过类比的方法来确定。根据ODP112航次688钻孔的资料,在秘鲁大陆边缘含水合物层孔隙度变化范围为52.36%~80.09%;在布莱克海台地区,ODP164航次994、995、997钻孔资料揭示,在含天然气水合物层位(190~450 m)中,沉积物的孔隙度分别为57.0%、58.0%、58.1%。根据ODP184航次1143、1144、1145、1146、1147、1148钻孔资料,在东沙海域海底以下200~400 m,沉积物孔隙度平均约为55%;根据地震速度资料测算的神狐海域BSR之上沉积物的平均孔隙度大约为45%~69%。在本次计算中,采用文献[12]中估算南海天然气水合物含量时的孔隙度,取值50%~60%。

水合物在沉积物孔隙中的饱和度是个很难把握的一个参数,由于在中国没有相关的钻探资料,主要根据其他地区的研究成果,通过类比的方法确定。Kastner^[19]等根据凯斯卡迪亚大陆边缘889钻孔的声速测井和垂直地震剖面数据计算得出的水合物饱和度至少为15%,Spence^[20]等根据该钻孔附近的地震测速资料估算的水合物饱和度为11%~20%。Holbrook^[21]等根据布莱克海台地震速度计算994钻孔水合物饱和度为2%,995和997为5%~7%;Dickens^[22]等利用保压取心采样器所获样品的甲烷含量估计布莱克海台水合物饱和度约为0~9%;Collet^[8]等依据电阻率测井数据估算994、995、997钻孔水合物饱和度为3.3%、5.2%、5.8%。Hesselbo等^[23]根据对流/扩散模型利用氯离子(Cl⁻)含量对997钻孔的水合物饱和度进行了估计,在997钻孔的24~452 m深度区间,水合物的平均饱和度为4%;而在255~450 m区间,水合物的饱和度高达24.5%。由此可见,利用不同的方法得到水合物饱和度资料相差是比较大的。在本次计算中,水合物饱和度选取2%~10%。

产气因子是指水合物在常温、常压状态下转化为气体所扩大的体积倍数,本文计算按照1 m³的水合物常温常压下分解得到的甲烷体积164 m³。

4 结论

(1)根据公式(2),计算得到台西南盆地A区甲烷资源含量为 $8.573 \times 10^{11} \sim 5.144 \times 10^{12}$ m³,B区甲烷资源含量为 $1.451 \times 10^{12} \sim 8.711 \times 10^{12}$ m³,A区和B区甲烷资源总量约 $2.302 \times 10^{12} \sim 13.854 \times 10^{12}$ m³。计算结果与台湾东北部冲绳海槽的计算结果(一类甲烷远景资源预测评价区为 8.261×10^{12} m³;二类资源远景预测评价区为 5.804×10^{12} m³)及前人计算的台西南盆地计算结果(20.237×10^{12} m³)数量级一致^[24]。

(2)本文利用GIS空间分析功能,结合天然气水合物的相平衡条件和相应的压力-温度方程,参照有关的几何算法,对天然气稳定带厚度及体积进行了初步估算。首先,据台西南盆地的水深、海底温度、地温梯度等参数,计算出研究区站位的水合物稳定带的厚度。然后,经过插值方法的最优选择,两个研究区分别选取不同的插值方法,得到了研究区水合物稳定带厚度空间分布。最终,根据微积分思想,利用GIS的三维分析Area and Volume功能,结合研究区域插值生成栅格图层,求得每个像元对应的水合物稳定带体积,将整个区域像元体积极累加得到整个区域水合物稳定带体积。这种方法克服了传统评估方法中采用区域水合物稳定带厚度平均值带来的误差,一定程度提高了计算结果的精度。

(3)由于部分评价参数不能准确给定,本文估算结果也是初步的,旨在探索现阶段适用于中国海域的天然气水合物资源量评估方法,随着中国海域水合物勘探和研究程度的深入、评价方法的改进和新

资料的增多,水合物资源量的评价精度将得到进一步的提高。

致谢:对青岛海洋地质研究所龚建明研究员的支持深表谢意。

参考文献(References)

- [1] 高爱国. 天然气水合物研究及我国对策[J]. 海洋地质动态, 2001, 17(3): 1-5. [GAO Aiguo. Study and countermeasure of gas hydrate in China[J]. Marine Geology Letters, 2001, 17 (3): 1-5.]
- [2] 钱建中,曾久岭. 地震剖面上的天然气水合物识别方法[J]. 海洋石油, 2002, 3: 54-59. [QIAN Jianzhong, ZENG Jiuling. Identity method of gas hydrate in the seismic profile[J]. Offshore Oil, 2002, 3: 54-59.]
- [3] 黄永样, Suess E, 吴能友. 南海北部陆坡甲烷和天然气水合物[M]. 2008. [HUANG Yongxiang, Suess E, WU Nengyou. Methane and Gas Hydrate in the North Continental Slope of South China Sea[M]. 2008.]
- [4] 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. [YAO Bochu. The forming condition and distribution characteristics of the gas hydrate in the South China Sea[J]. Marine Geology and Quaternary Geology, 2005, 25(2): 81-90.]
- [5] Trofimuk A A, Cherskiy N V, Tsarev V P. Accumulation of natural gases in zones of hydrate formation in the hydrosphere [C]. Doklady Akademii Nauk SSSR 212, 1973: 931-934.
- [6] Gornitz V, Fung I. Poteneial distribution of methane hydrates in the world's oceans[J]. Global Biogeochemical Cycles, 1994, 8: 335-347.
- [7] Satoh M, Maekawa T, Okuda Y. Estimation of amount of methane and resources of natural gas hydrate in the world and around Japan[J]. Journal Geological Society Japan, 1996, 102: 959-971.
- [8] Collet T S, John L. Detection of gas hydrate with downhole logs and assessment of gas hydrate concentrations (saturations) and gas volumes on the Blake Ridge with electrical resistivity log data [C]//Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results. 2000, 164: 179-191.
- [9] 方银霞,申屠海港,金翔龙. 冲绳海槽天然气水合物稳定带厚度的计算[J]. 矿床地质, 2002, 21(4): 414-418. [FANG Yin-xia, SHENTU Haigang, JIN Xianglong. Computation of thickness of hydrate stability zone in Okinawa Trough[J]. Mineral Deposits, 2002, 21(4): 414-418.]
- [10] 曾维平,周蒂. GIS 辅助南海南部天然气水合物资源量[J]. 热带海洋学报, 2003, 22(6): 35-45. [ZENG Weiping, ZHOU Di. GIS-aided estimation of gas hydrate resources in Southern South China Sea [J]. Journal of Tropical Oceanography, 2003, 22(6): 35-45.]
- [11] Mikov A V, Sassen R. Thickness of the gas hydrate stability zone: Gulf of Mexico continental slope [J]. Marine and Petroleum Geology, 2000, 17: 981-911.
- [12] 梁金强,吴能友,杨木壮,等. 天然气水合物资源量估算方法及应用[J]. 地质通报, 2006, 25(9-10): 1205-1210. [LIANG Jinqiang, WU Nengyou, YANG Muzhuang, et al. Resource estimate method of gas hydrates and its application[J]. Geological Bulletin of China, 2006, 25(9-10): 1205-1210.]
- [13] 卢振权,吴必豪,金春爽. 天然气水合物资源量的一种估算方法——以南海北部陆坡为例[J]. 石油实验地质, 2007, 29 (3): 319-323. [LU Zhenquan, WU Bihao, JIN Chunshuang. A method for gas hydrate resource estimation—an example of preliminary estimation of gas hydrates in the Northern Continental Slope, South China Sea[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2007, 29(3): 319-323.]
- [14] Mastumoto R, Takedomi Y, Wassada H. Exploration of marine gas hydrates in Nankai Trough, offshore central Japan [R]. AAPG Annual Convention, Official Program, 2001, 10: A128.
- [15] Miles P R. Potential distribution of methane hydrate beneath the European continental margins[J]. Geophysical Research Letters, 1995, 22(23): 3179-3182.
- [16] 方银霞,黎明碧,金翔龙. 东海冲绳海槽天然气水合物的资源前景[J]. 天然气地球科学, 2001, 12(6): 32-37. [FANG Yin-xia, LI Mingbi, JIN Xianglong. Resource outlook of gas hydrate in Okinawa Trough[J]. Natural Gas Geoscience, 2001, 12(6): 32-37.]
- [17] 陈多福,赵振华,解启来,等. 琼东南盆地崖13天然气形成水合物的温压条件和厚度计算[J]. 地球化学, 2001, 30(6): 585-591. [CHEN Duofu, ZHAO Zhenhua, XIE Qilai, et al. Prediction of pressure-temperature and thickness below seafloor of gas hydrate formation of natural gases from Ya-13 gas field in Qiongdongnan basin[J]. Geochimica, 2001, 30(6): 585-591.]
- [18] 张志杰,于兴河,刘博. 我国台西南附近构造沉降与沉积作用对气水合物成藏的可能控制[J]. 天然气地球科学, 2004, 15 (6): 565-569. [ZHANG Zhijie, YU Xinghe, LIU Bo. Tectonic and sedimentary controls on the likelihood of gas hydrate occurrence near west and south of Taiwan in China [J]. Natrual Gas Geoscience, 2004, 15(6): 565-569.]
- [19] Kasner M, Kvenvolden K A, Whiticar M J. Relation between pore fluid chemistry and gas hydrates associated with bottom-simulating reflectors at the Cascadia Margin, sites 889&892[C]//Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results. 1995, 46(1): 175-187.
- [20] Spence G D, Minshull T A, Fink C. Seismic structure of a marine methane hydrate reflector off Vancouver Island[C]//ODP Scientific Results. 1995, 146: 163-174.
- [21] Holbrook W S, Hoskins H, Wood W T. Methane hydrate and free gas on the Blake Ridge from vertical seismic profiling [J]. Science, 1996, 273: 1840-1843.
- [22] Dickens G R, Paull C K, Wallace P. Direct measurement of in situ methane quantities in a large gas-hydrate reservoir[J]. Nature, 1997, 385: 426-428.
- [23] Hesselbo S P, Grotzke D R, Jenkyns H C. Massive disocia-tion of gas hydrate during a Jurassic oceanic anoxic event[J].

Nature, 2000, 406: 392-395.

- [24] 吴时国, 姚伯初. 天然气水合物赋存地质构造分析与资源评价[M]. 北京: 科学出版社, 2008. [WU Shiguo, YAO Bochu.

Geology Structure Analysis and Resource Estimation of Gas Hydrate Presence[M]. Beijing: Science Press, 2008.]

ESTIMATION OF METHANE AMOUNT CONTAINED IN GAS HYDRATE IN TAIXI'NAN BASIN BASED ON GIS

BI Haibo^{1,2}, MA Lijie¹, HUANG Haijun¹, DU Tingqin^{1,2}, KONG Mei^{1,2}

(1. Key Laboratory of Marine Geology and Environment, Institute of Oceanology, Chinese Academy of Sciences, Qingdao 266071;
2. Graduate University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049)

Abstract: The Taixi'nan Basin is one of the potential areas containing gas hydrate and located on the continental slope of South China Sea. The study of the hydrate stability zone (HSZ) is of great significance to the research of the deposition and distribution features of marine gas hydrate, and its resource assessment. Based on the gas hydrate data from SO-177 Sino-Germany cooperation cruise, we calculated the thickness of the gas hydrate stability zone in the areas of A and B in the Taixi'nan Basin. Furthermore, with the Geographic Information System (GIS) as a tool, we calculated the amount of methane contained in gas hydrate under normal condition. It is: $8.5739 \times 10^{11} \sim 5.1443 \times 10^{12} \text{ m}^3$ for area A, $1.4518 \times 10^{12} \sim 8.7111 \times 10^{12} \text{ m}^3$ for area B, and $2.3029 \times 10^{12} \sim 13.8544 \times 10^{12} \text{ m}^3$ in total. The results show that there is great methane resource potential in the Taixi'nan basin.

Key words: gas hydrates; thickness of the gas hydrate stability zone; amount of methane; Taixi'nan basin