

基于物质平衡法评价全球天然气水合物资源潜力敏感性与可靠性分析

蒲庭玉^{1,2}, 庞雄奇^{1,2*}, 王通^{1,2}, 徐帜^{1,2}, 施砍园^{1,2}, 肖惠译^{1,2}

1 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

* 通信作者, pangxq@cup.edu.cn

收稿日期: 2024-08-26; 修回日期: 2024-12-09

中国科学院学部重大咨询项目“南海石油天然气综合开发发展战略”(2019-ZW11-Z-035)资助

摘要 全球天然气水合物(NGH)调查研究工作取得了飞速发展,自1973年到现在至少有30组科学家开展过NGH资源潜力定量评价。前人基于全油气系统的学术思想,将天然气水合物与常规油气和非常规油气的形成分布结合起来展开研究,并基于物质平衡的思想建立了它们之间的定量关系模式,在主导因素和实际试采资料约束下模拟计算出全球天然气水合物可采资源量众数值为 $41.46 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。基于物质平衡原理模拟计算全球天然气水合物可采资源量的主导因素包括自由碳氢化合物动态场的面积(A_{F-HDF})、自由碳氢化合物动态场的厚度(H_{F-HDF})、水合物稳定带的面积(A_{GHSZ})、水合物稳定带的厚度(H_{GHSZ})、常规油气资源量(Q_{c1})、稠油沥青资源量(Q_{c2})和可采系数(R_{GH}),同时考虑到水合物的生物降解和热降解两种成因机制,引入源岩供气比率(g);考虑到水合物与常规油气相态的差异,引入各自的体积系数 B_{gh} 和 B_g 。考虑到影响因素较多且各自变化范围较大,数值模拟结果的敏感性和可信度需进行分析,本文首先就物质平衡原理获得全球NGH可采资源量评估结果的敏感性进行了研究。结果表明:可采系数的敏感性最高(31.13%),其后依次为 Q_{c1} 、 Q_{c2} 、 A_{F-HDF} 、 A_{GHSZ} 、 H_{GHSZ} 和 H_{F-HDF} ,数值分别为22.70%、13.38%、12.44%、8.89%、6.12%和5.34%;然后在各要素联合控制下应用蒙特卡洛模拟评估可信度,全球水合物可采资源量众数值和平均值分别为 $78.09 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $86.06 \times 10^{12} \text{ m}^3$,处于众数值前后 $\pm 50\%$ 区间的置信度为88.95%,可信度较高,同时基于前人的评估结果进行了验证。进一步提高全球水合物可采资源量评价结果精度的有效方法是获得更多数量的实际试采开采资料,降低它们之间的不确定性。

关键词 天然气水合物; 全球水合物资源潜力; 敏感性分析; 物质平衡法; 资源勘查

中图分类号: TE122.3; P618.13

Sensitivity and reliability analysis of global gas hydrate resource potential evaluation based on mass balance method

PU Tingyu^{1,2}, PANG Xiongqi^{1,2}, WANG Tong^{1,2}, XU Zhi^{1,2}, SHI Kanyuan^{1,2}, XIAO Huiyi^{1,2}

引用格式: 蒲庭玉, 庞雄奇, 王通, 徐帜, 施砍园, 肖惠译. 基于物质平衡法评价全球天然气水合物资源潜力敏感性与可靠性分析. 石油科学通报, 2025, 10(01): 51-64

PU Tingyu, PANG Xiongqi, WANG Tong, XU Zhi, SHI Kanyuan, XIAO Huiyi. Sensitivity and reliability analysis of global gas hydrate resource potential evaluation based on mass balance method. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(01): 51-64. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.005

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China
2 College of Geosciences, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Received: 2024-08-26; Revised: 2024-12-09

Abstract The global investigation of natural gas hydrate (NGH) has made rapid progress, and at least 30 groups of scientists have carried out quantitative evaluation of NGH resource potential since 1973. Based on the academic thought of Whole Petroleum System, Professor Pang Xiongqi and others combined the formation and distribution of natural gas hydrate with conventional oil and gas and unconventional oil and gas, and established a quantitative relationship model between them based on the idea of mass balance. Under the constraints of the main control factors and the actual test data, the global natural gas hydrate recoverable resources quantity is calculated as $41.46 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Based on the principle of mass balance, there are seven main controlling factors to calculate the recoverable resources of global natural gas hydrate. It includes the area of the free hydrocarbon dynamic field (A_{F-HDF}), the thickness of the free hydrocarbon dynamic field (H_{F-HDF}), the area of the hydrate stability zone (A_{GHSZ}), the thickness of the hydrate stability zone (H_{GHSZ}), the amount of conventional oil and gas resources (Q_{c1}), the amount of heavy oil asphalt resources (Q_{c2}) and the recovery coefficient (R_{GH}). Taking into account both the biological degradation and thermal degradation mechanisms of hydrates, the source rock gas supply ratio (g) is introduced considering the difference in volume coefficients between hydrates and conventional oil and gas, their respective volume coefficients B_{gh} and B_g are introduced. In the case that the principle of the method is completely correct, the sensitivity and reliability of the numerical simulation results need to be analyzed considering that there are many influencing factors and their respective variation ranges are large. In this paper, the sensitivity of the mass balance method to obtain the assessment results of global NGH recoverable resources are studied. The results showed that the recoverable coefficient exhibits the highest sensitivity (31.13%), followed by Q_{c1} , Q_{c2} , A_{F-HDF} , A_{GHSZ} , H_{GHSZ} and H_{F-HDF} , with values of 22.70%, 13.38%, 12.44%, 8.89%, 6.12% and 5.34%, respectively. Then under the joint control of all factors, applying Monte Carlo simulation to assess credibility. The global mode and mean values of recoverable hydrate resources are $78.09 \times 10^{12} \text{ m}^3$ and $86.06 \times 10^{12} \text{ m}^3$ respectively, and the confidence of $\pm 50\%$ before and after the key value is 88.95%, indicating a high reliability. Simultaneously, validation was conducted based on the assessment results of previous researchers. The effective method to further improve the accuracy of global hydrate recoverable resources evaluation is to obtain more actual test production data and reduce the uncertainty between them.

Keywords natural gas hydrate; global hydrate resource potential; sensitivity analysis; mass balance method; resource exploration

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.005

0 引言

随着全球油气勘探从常规油气向非常规油气延伸,非常规油气研究日益受到重视,其中对于天然气水合物的资源潜力也有过大量研究,自 1973 年以来,全球至少有 30 组科学家用不同的方法理论对天然气水合物资源潜力进行了评价^[1],从远景资源量到经济可采资源量,结果介于 $4.50 \times 10^{14} \sim 3.05 \times 10^{18} \text{ m}^3$ 之间,变化范围大。无论是它们的平均值或众数值都远远超过常规油气资源,这些资源尚未进行大规模开采,展示出未来发展的广阔前景。庞雄奇等人^[1]发现全球天然气水合物资源潜力评价结果总体上呈现出不断减少的趋势,减少幅度高达 10 000 倍以上。为此,他们采用了趋势分析法、地质类比法、物质平衡法对全球天然气水合物各级资源量进行了较为深入细致的评价研究,尤其是基于全油气系统学术思想,将天然气水合物形成分布与常规油气和非常规油气的形成分布关联起来展开研究,并基于物质平衡原理建立了它们之间的定

量关系模式。以上为本文的分析奠定了理论基础。

提高全球水合物资源潜力评价结果精度的有效方法是获得更多数量的实际试采开采资料,降低它们之间的不确定性。本文基于物质平衡原理,同时考虑到水合物不同的成因作用和体积系数,运用一次一个变量法模拟计算全球天然气水合物可采资源量,并对主控因素进行敏感性分析,同时与前人的评估结果做出了比较。另外,运用蒙特卡洛模拟对结果的可靠性做出了分析。这一结果对后续全球天然气水合物的勘探具有一定的指导作用。

1 全球水合物研究现状及资源量评估

自本世纪以来,全球各国政府和科研单位对于水合物展开了如火如荼的调查研究,组织开展了大规模的地质调查并进行了直井和水平井的生产测试,有关论文数量呈飞速增长态势(图 1),热度逐年攀升,发展势头迅猛。从基础理论研究到实际的勘探试采,从

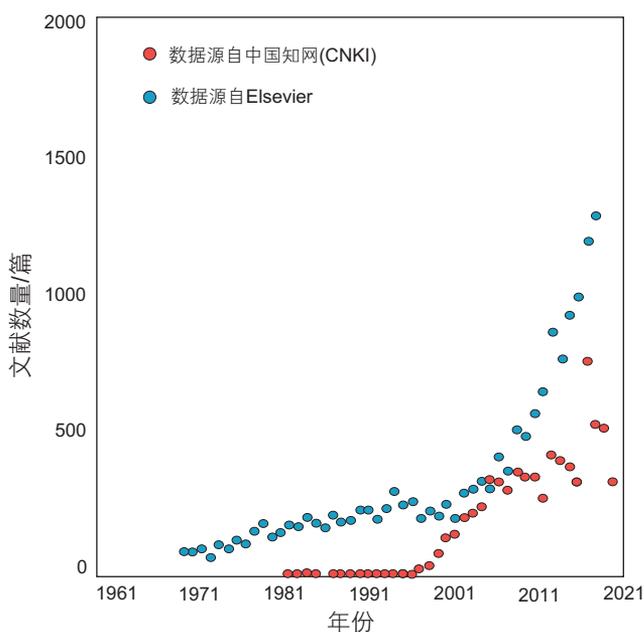
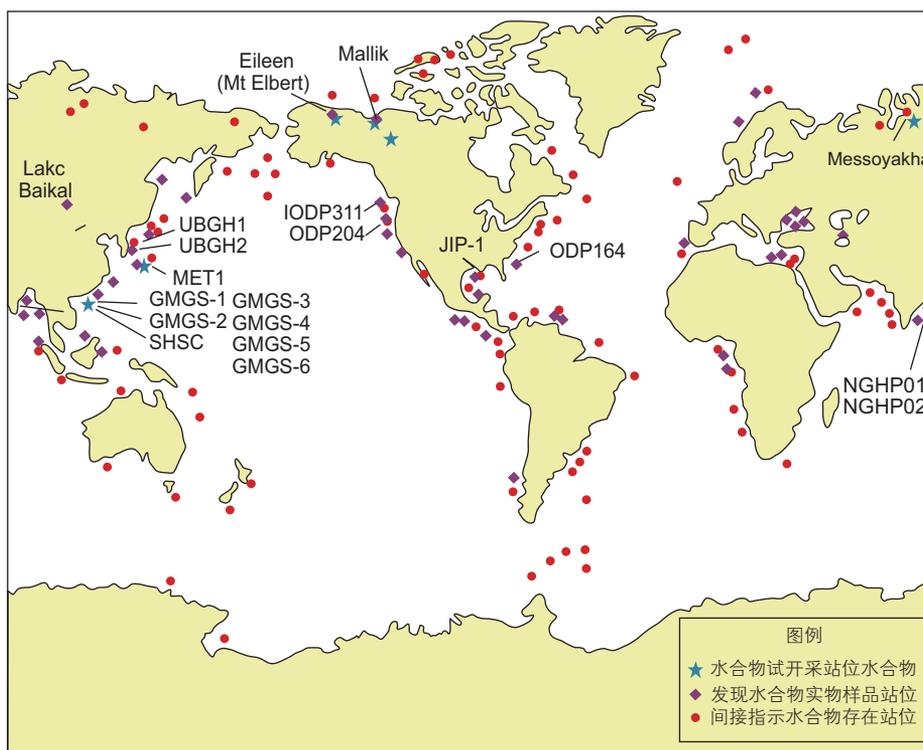


图 1 自 1970 年以来全球关于水合物的论文数量增长迅猛 (改自文献 [1])
 Fig. 1 The number of global papers on hydrates has increased dramatically since 1970 (modified from Ref.[1])

研究方法的创新到资源量评估体系的逐步完善, 均取得了显著进展。

放眼全球, 关于水合物的基础理论研究由来已久, 1778 年英国科学家 JOSEPH PRIESTLEY^[2] 在实验室首次发现天然气水合物; 1888 年 VILLARD^[3] 人工首次合成天然气水合物, 进一步加深了对其性质与形成机制的理解。上世纪 60 年代初, 前苏联在西伯利亚永久冻土层发现水合物, 这一发现推动了全球水合物研究和试采进入了崭新的阶段。1973 年 TROFIMUK 第一次开展了全球天然气水合物资源潜力评价, 结果表明水合物资源量极为可观, 约为 $3.1 \times 10^{18} \text{ m}^3$ ^[4], 可供人类在现有油气消耗水平上持续使用 60 万年; 1995 年冬, ODP164 航次大西洋西部组织了一次专门的水合物调查, 发现了大规模的水合物。目前, 全球已经直接或间接发现的水合物矿点(图 2)约 97% 都分布在海洋中, 3% 分布在陆上永久冻土带中。

同时, 水合物资源量的评估方法也日益完善。早期主要依赖理论模型进行评估, 随着这几十年勘探程度的深入, 逐步纳入地震、钻井、实验室恢复因子等



注: SHSC-神狐试采计划; IODP-综合海洋钻探计划; UBGH-郁陵水合物勘探计划; ODP-海洋钻探计划; JIP-联合工业计划; METI-日本经济贸易及工业省; GMGS-广州海洋地质调查局; NGHP-印度国家水合物计划

图 2 世界天然气水合物勘探试采主要活动图 (改自文献 [5])
 Fig. 2 Figure 2 Main activities of gas hydrate exploration and test production in the world (modified by Ref.[5])

方法,使得资源量评估更加精准可靠。庞雄奇等人^[1]在整理前人发布的30组全球水合物资源量估计值时,发现它们呈现出不断减少的总体趋势(图3),这些资源量从最初的预期含气量,到逐步符合开采实际的经济可采资源量,数值越来越精确但大幅降低。他们基于这种变化趋势预测到2050年全球水合物资源量众数值为 $41.46 \times 10^{12} \text{ m}^3$;同时,基于地质类比法,将中国南海天然气水合物钻探结果和试产结果获得的关键参数予以推广应用,预测出全球天然气水合物资源潜力值约为 $15 \times 10^{12} \sim 63 \times 10^{12} \text{ m}^3$,仅可供人类在现有油气消耗水平上持续使用2.0~8.3年。这反映出随着研究深入,对水合物资源的认识从乐观预期逐渐走向基于实际开采可行性的理性评估。

2 物质平衡法相关原理及主控因素

2.1 物质平衡法原理和全油气系统

庞雄奇等^[1]进一步将物质平衡原理引入到全油气系统内模拟评价天然气水合物资源潜力。全油气系统内油气生成量与各类别油气资源之间的物质平衡原理是:第一,全油气系统内源岩层生成的油气总量(Q_p)被分解成三类油气的原始量,包括常规类油气

的原始烃量(Q_{pc})—分布在浮力成藏下限(BHAD)之上的自由动力场内、致密类油气的原始烃量(Q_{pt})—分布于BHAD与油气成藏底限(HADL)之间的局限动力场内、页岩类油气的原始烃量(Q_{ps})—分布于源岩排烃门限(HET)和供烃底限(ASDL)之间的源岩层束缚动力场内。它们之间的关系用物质平衡公式(1)表示。第二,常规类油气的原始烃量(Q_{pc})通过运聚和演化后可能形成了三种油气藏:受常规圈闭控制的正常油气藏—原地资源量用 Q_{c1} 表示、受改造圈闭控制的稠油沥青—原地资源量用 Q_{c2} 表示、受高压低温特殊圈闭控制的天然气水合物—原地资源量用 Q_{c3} 表示,它们之间的关联性用物质平衡公式(2)表示。第三,上述三种油气藏均分布于油气自由动力场(F-HDF)内,岩体体积与自由动力场对应的平均埋深(H_{F-HDF})和沉积盆地的平均面积(A_{F-HDF})有关,天然气水合物原地资源量所占常规类油气原地资源总量(Q_{con})的比率与水合物在自由动力场内的稳定带厚度(H_{GHSZ})和平均面积(A_{GHSZ})有关,同时与源岩供气比率(g)有关,这与有机母质类型及演化程度有关,也就涉及到天然气水合物的生物降解和热降解两种重要的成因机制,以及自由动力场F-HDF中常规天然气体积系数(B_g)和水合物稳定带GHSZ中天然气体积系数(B_{gh})。综合上述参数及关联,天然气水

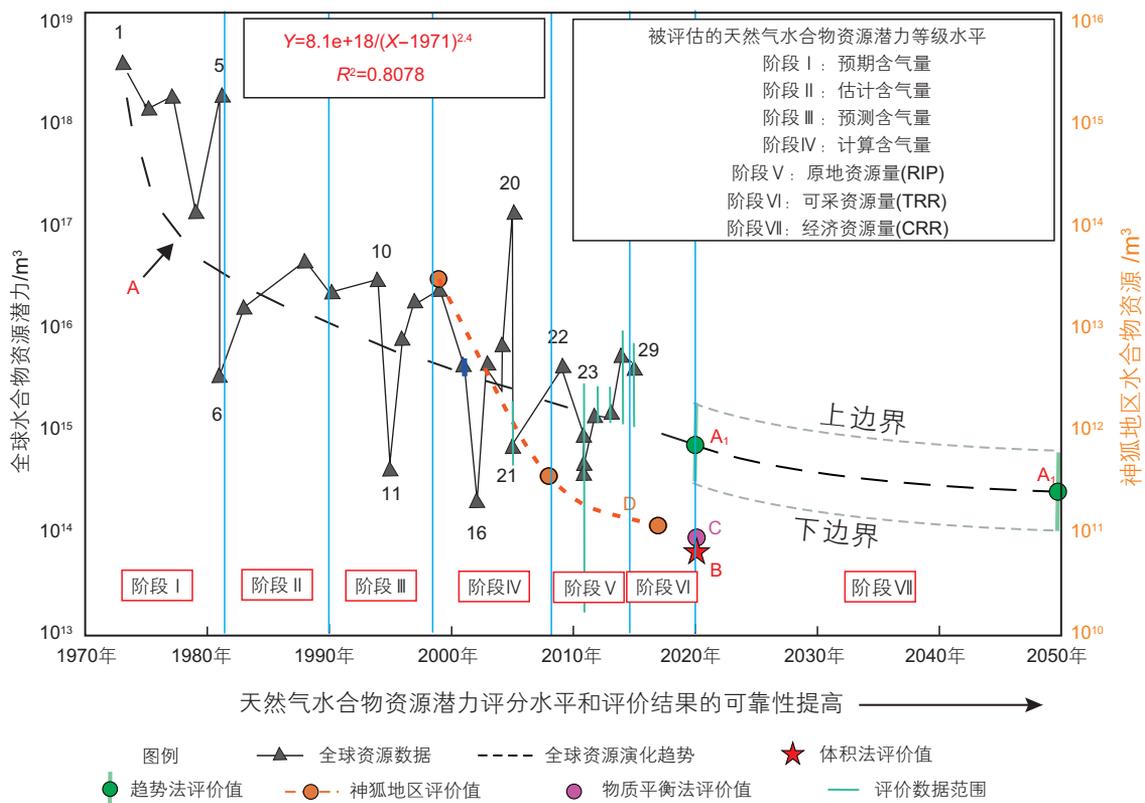


图3 利用趋势分析法对全球水合物资源量预测(改自文献[1])

Fig. 3 Prediction of global hydrate resources by trend analysis (modified from Ref.[1])

合物原地资源量可用物质平衡公式(3)表示。这里的全油气系统系指世界不同地区不同类别含油气盆地全油气系统控油气作用的高度概括。全油气系统(Whole Petroleum System, 简称WPS)被定义为含油气盆地内源岩层形成的全部油气、油气藏、油气资源及其地质要素形成演化和关联作用的自然系统^[6], 核心内涵是含油气盆地中的常规油气藏和非常规油气藏存在于一个统一的自然系统中, 评价研究不应局限于“从烃源岩到圈闭”的视角, 而是从“烃源岩—储层—动态耦合和有序聚集”的整体视角。图4和物质平衡公式(1)~(3)概括了全油气系统油气生成总量对常规油气和非常规油气形成分布的控制作用, 天然气水合物来源于有机质降解作用生成的天然气, 受浮力作用主导发生了较长距离的运移, 聚集在高压低温的特殊圈闭内, 一些水合物赋存在高孔高渗的砂质储层中, 如日本Nankai海槽, 加拿大北极的Mallik区域^[7-10], 但也有大量水合物发现于低孔渗的泥质粉砂储层中, 例如中国的南海、印度的Krishna Godavari盆地等地区^[11-12]。

$$Q_p = Q_{pc} + Q_{pt} + Q_{ps} \quad (1)$$

$$Q_{pc} \geq Q_{c1} + Q_{c2} + Q_{c3} \quad (2)$$

$$Q_{c3} = Q_{con} \times g \times B_{gh} / B_g \times (A_{GHSZ} \times S_{GHSZ}) / (H_{F-HDF} \times S_{F-HDF}) \quad (3)$$

2.2 主控因素及其定量关系模式

如果将天然气水合物视为一种特殊形式的常规油气资源, 它们的原始地质资源量与其有利于形成分布的稳定带岩体体积成正比, 因此可用物质平衡公式(4)、(5)、(6)表示。设定它们目前的采收率为 R_{GH} , 则其可采资源量(Q_{c3r})可用公式(7)、(8)表示。

$$Q_{c3} = (V_{GHSZ} / V_{F-HDF}) \times Q_{conv} \quad (4)$$

$$V_{GHSZ} / V_{F-HDF} \approx (A_{GHSZ} \times H_{GHSZ}) / (A_{F-HDF} \times H_{F-HDF}) \quad (5)$$

$$Q_{conv} = Q_{c1} + Q_{c2} + Q_{c3} \quad (6)$$

$$Q_{c3r} = Q_{c3} \times R_{GH} \quad (7)$$

$$Q_{c3r} = R_{GH} \times g \times B_{gh} / B_g \times (Q_{c1} + Q_{c2}) \times (A_{GHSZ} \times H_{GHSZ}) / (A_{F-HDF} \times H_{F-HDF} - A_{GHSZ} \times H_{GHSZ}) \quad (8)$$

式中, V_{GHSZ} —有利于水合物分布的地层体积、 V_{F-HDF} —有利于各类常规油气分布的地层体积; Q_{conv} —常规油气资源总量, 包括常规圈闭油气资源量(Q_{c1})、改造圈闭稠油沥青资源量(Q_{c2})、特殊圈闭水合物资源量(Q_{c3}); Q_{c3r} —水合物可采资源量; g —源岩供气比率, 也就是生烃产物中的天然气比率, 该比率的加入考虑到了水合物的生物降解成因和热降解成因, 需要说明的是, 在考虑生物成因气的时候, 只关注 $R_o \geq 0.2\%$ 的情况, 因为只有在 $R_o \geq 0.2\%$ 的时候烃源岩内的生烃有机质才可以与水 and 空气处于隔绝状态, 才会为天然气的保存创造有利条件; B_{gh} 和 B_g 分别代表水合物稳定带GHSZ中天然气体积系数和自由动力场F-HDF中常规天然气体积系数。

基于物质平衡法评价全球水合物可采资源量时, 影响其输出结果(Q_{c3r})的主控因素已经概括在物质平衡公式8中, 其中的 g , B_{gh} 和 B_g 的取值与来源已经由相关学者基于前人的评价统计分析出来, 由于这3个参数在不同地质条件下的取值不同, 并且在本篇文章中主要讨论物质平衡原理下的敏感性, 因此这3个参数根据前人结果选取一个平均值来代表。对于 g , 综合考虑生物成因的贡献和热降解成因的贡献以及不同干酪根类型, g 的取值取69.9%^[14], B_{gh} 的取

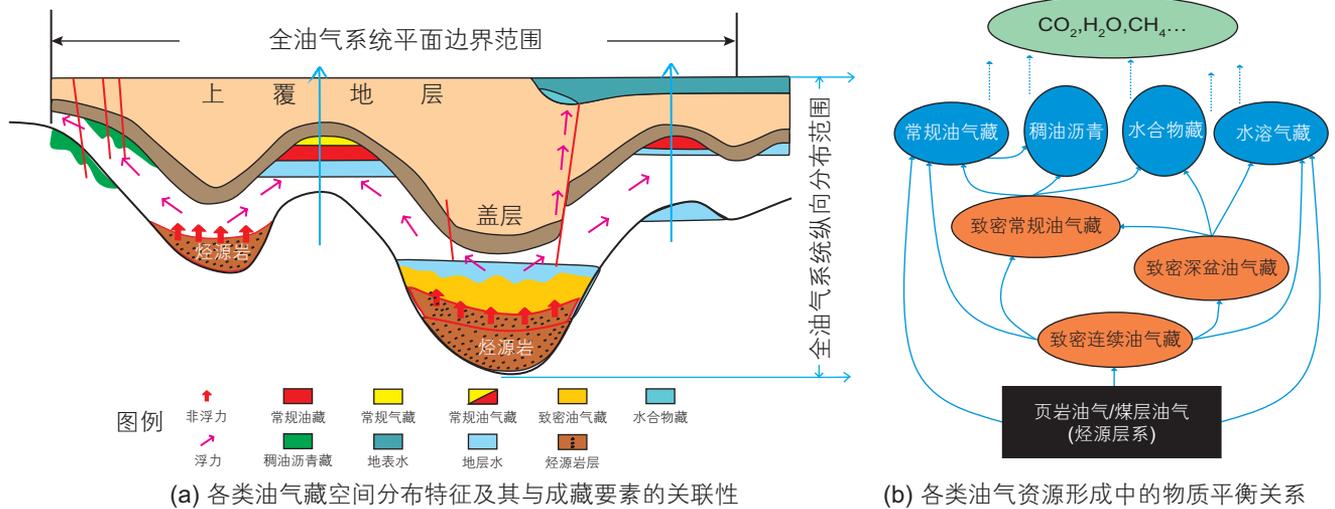


图4 全油气系统概念模型及油气资源在空间上和类型上的关联性(改自文献[13])

Fig. 4 Conceptual model of the Whole Petroleum System and the correlation of oil and gas resources in space and type (modified from Ref.[13])

值介于 $0.0054\sim 0.0061^{[13]}$, 取 0.0057 ; B_g 根据不同的盆地有不同的取值, 根据前人研究成果, B_g 取值介于 $0.003\sim 0.005$, 取 $0.0040^{[15-16]}$, 对于这 3 个参数, 我们将在后续的工作中详细系统的分析。除此之外, 还剩余 7 个主控因素, 它们包括烃源岩层生油气总量、3 个油气动力场内三类油气资源的原始烃量、有利常规油气和非常规油气形成分布的岩体体积、常规油气资源量、稠油沥青资源量等。

GHSZ 和 F-HDF 的地质概念模型如图 5 所示, GHSZ 是指在一定的温度和压力条件下水合物能稳定存在的一个立体空间, 通常位于地表附近, 顶底深度和空间分布受水深、底水温度、静水压力梯度、地温梯度、孔隙水盐度、气体组分等诸多因素的影响^[17], 因此上述主控参数中 A_{GHSZ} 和 H_{GHSZ} 的乘积便可以看作有利于水合物分布的地层体积, 也即 V_{GHSZ} 。F-HDF 是指浮力成藏下限 (BHAD) 上方有利于油气在浮力主导下运移聚集成藏的自由动力场, BHAD 受盆地储层岩性、地温梯度、孔隙度和渗透率随埋深变化特征以及烃组分特征的影响^[7], 上述主控参数中 A_{F-HDF} 和 H_{F-HDF} 的乘积便可以看作有利于各类常规油气分布的地层体积, 也即 V_{F-HDF} 。

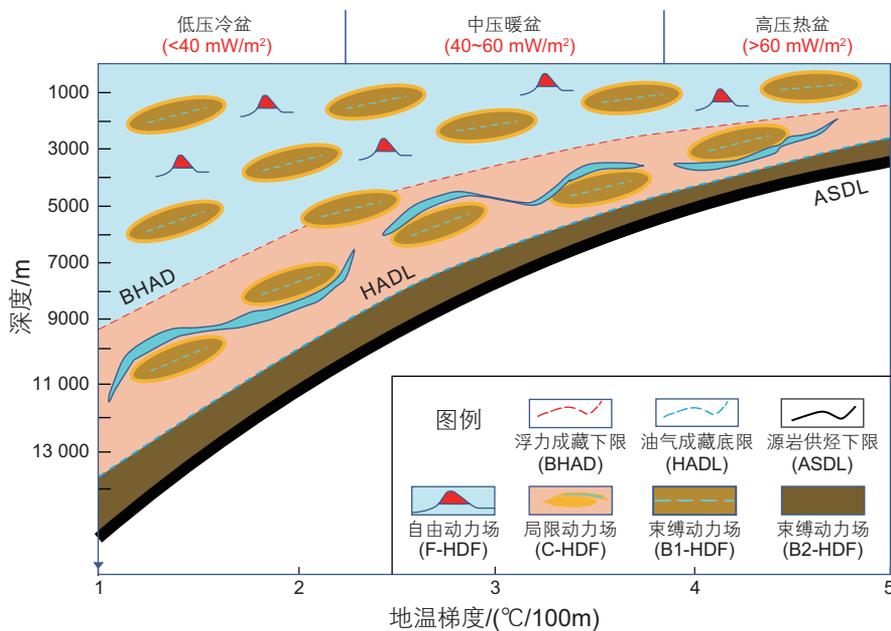
上述参数和物质平衡公式 (8) 便是本文基于物质平衡原理分析评价全球天然气水合物可采资源量的主控

因素和定量关系式, 并对其结果进行敏感性和可靠性分析。

3 敏感性分析原理及方法

敏感性分析 (Sensitivity Analysis) 的基本原理可以表示为: $Y=f(X_1, X_2, \dots, X_i)$, Y 为因变量或本文模拟计算获得的天然气水合物可采资源量, X_i 为模型的第 i 个参变量, 在本文中为控制全球水合物资源量的各个主控因素。研究和预测参变量的变动对模型输出值的影响程度称之为敏感性分析^[18]。找出敏感性较大的参变量 (X_i) 并研究它们对模型输出结果的影响对于寻找主控因素和改善模型输出结果具有重要意义。不同的学者基于不同的数学方法原理提出了不同的敏感性分析方法: 局部敏感性分析和全局敏感性分析^[18]。局部敏感性就是研究单个参数变化对结果的响应。它的方法原理简单, 计算简便, 适用范围较广, 能够初步说明各个参数对结果的影响程度。全局敏感性分析则是研究多个参数同时变化时对输出结果的影响, 这种方法考虑到了参数之间的关系。常见的敏感性分析方法有一次一个变量法 (OAT)、微分分析法 (DA)、回归分析法 (RA) 等表 1 中列出了各敏感性分析方法原理及优缺点。

在此次基于物质平衡法评价全球天然气水合物可



注: 自由动力场 (F-HDF, 蓝色) 控制常规油气藏形成分布, 局限动力场 (C-HDF, 黄色) 控制致密油气藏形成分布, 束缚动力场 (B2-HDF, 灰色) 控制页岩油气藏形成分布; 近地表附近的高压低温稳定区 (GHSZ) 控制着天然气水合物形成分布。

图 5 全油气系统内三个油气动力边界和三个油气动力场共同控制着三类油气资源的形成和分布概念模式图 (改自文献 [1])
Fig. 5 Three oil-gas dynamic boundaries and three oil-gas dynamic fields in the Whole Petroleum System jointly control the formation and distribution of three types of oil-gas resources (modified from Ref.[1])

采资源量的敏感性分析中, 由于涉及的参数变量仅有 7 个且相互独立, 且各个参数之间不具有强关联性, 同时预期以百分比的形式呈现敏感性, 因此优先选用简洁明了、计算成本低、适用于参数较少模型的一次一个变量法, 通过计算比率或百分比以实现单个主控因素变化时对于输出结果的敏感性评价。

4 敏感性分析结果及可靠性评价

4.1 主控因素的变化范围

庞雄奇等^[1]通过统计早前 30 组科学家关于全球水合物资源量评估的原始数据, 其主控因素变化范围如

表 2 所示: 最大值和最小值的比率变化在 1.200~3.500 之间。

4.2 主控因素敏感性分析与评价

由上文可知各个主控因素的变化范围, 依据它们的变化及相应水合物可采资源量的变化, 再借助一次一个变量法便可以计算出它们的敏感性。在评价某一主控因素的过程中, 需要保持其他参数不变, 使该主控因素从最小值到最大值依次变化, 然后计算出结果, 结果的最大值与最小值作差, 即可得到该主控因素的变化对模型的影响量, 该影响量除以各个主控因素的影响量之和即为该主控因素的敏感性, 也就是 K_i 的

表 1 各敏感性分析方法综合比较

Table 1 Comprehensive comparison of various sensitivity analysis methods

方法	原理	优点	缺点	参考文献
OAT	分别计算每个参数在其最佳估计值附近进行微小变化所导致模型输出的变化率, 其变化率的绝对值代表了该参数的敏感性	简单、计算成本低, 便于应用	不适用于非线性模型, 无法计算目标参数因与其他参数相互作用的部分对模型输出的影响	(Cho et al., 2016) ^[19]
DA	将模型进行泰勒展开, 然后根据泰勒展开式计算模型输出对目标参数的一阶偏微分函数值, 则各参数的一阶偏微分函数值代表了该参数的敏感性	适合筛选潜在重要参数	不适用于非线性模型, 无法计算高阶敏感性, 需要使用特定软件, 计算成本高	(Helton and Davis, 2003) ^[20]
RA	通过随机采样生成参数样本序列, 计算每个样本对应的模型响应, 然后进行线性回归, 建立多元线性模型	相对简单、计算成本相对较低	不适用非线性模型, 参数相互作用强时效果差, 参数采样范围过窄时分析结果可能较差	(Olaya-Abril et al., 2017; Cheng et al., 2014) ^[21-22]
Morris	选取模型中某一变量在整个变化范围内进行微小扰动, 其他变量保持不变, 评估该变量微小变化量引起的输出响应变化, 即其提出的基效应概念	适用于非线性模型, 计算成本相对较低, 便于应用, 适合筛选潜在重要参数	无法定量分析敏感性	(Chen et al., 2017) ^[23]
Sobol	将模型输出的总方差可分解为每个参数的方差和参数相互作用的方差之和, 然后通过参数对输出方差的贡献比例进行敏感性分级	适用于非线性模型, 可量化一阶/高阶敏感性, 参数高度相互作用时效果显著	对样本量要求高, 计算成本高, 没考虑参数相关性	(Bilotta et al., 2012) ^[24]
FAST	通过计算指定参数造成的模型输出方差在整个模型方差中的贡献, 来衡量参数的一阶敏感性	适用于单调/非单调模型, 计算成本相对较低, 可量化一阶敏感性	不适合计算高阶敏感性, 不适合离散参数, 没考虑参数相关性	(Wang et al., 2013; Cukier et al., 1978; Guse et al., 2014) ^[25-27]
RSA	按照多元一致分布的原则在可行参数空间内利用蒙特卡罗采样生成参数集; 利用生成的参数进行模型模拟, 并按照事先设定的条件, 进行基于行为和而非行为的二元划分原则的参数识别; 利用 K-S 检验或者边缘累积分布函数等方法判断参数对模型的影响程度	所需假设条件较少无需修改模型, 分析结果直观, 适合筛选重要参数	无法计算高阶敏感性, 无法量化敏感性, 对于敏感性一般的参数识别能力弱, 分析结果受参数采样空间的影响	(Pianosi and Wagener, 2015; Chen et al., 2017) ^[28-29]

值, 某个主控因素变化产生的结果偏差越大, 表明它对模型输出结果的敏感性越大。

以评估 A_{GHSZ} 这一主控因素的敏感性为例, 在表 2 给出的数据中, A_{GHSZ} 分别取最大值 $A_{\text{GHSZ}(\text{max})}$ 和最小值 $A_{\text{GHSZ}(\text{min})}$, 其他因素取平均值, 然后将其带入公式 (8) 求得水合物可采资源量 Q_{c3r} 对应的最大值和最小值:

$$Q_{\text{c3r}(\text{max})} = R_{\text{GH}} \times g \times B_{\text{gh}} / B_{\text{g}} \times (Q_{\text{c1}} + Q_{\text{c2}}) \times (A_{\text{GHSZ}(\text{max})} \times H_{\text{GHSZ}}) / (A_{\text{F-HDF}} \times H_{\text{F-HDF}} - A_{\text{GHSZ}} \times H_{\text{GHSZ}})$$

$$Q_{\text{c3r}(\text{min})} = R_{\text{GH}} \times g \times B_{\text{gh}} / B_{\text{g}} \times (Q_{\text{c1}} + Q_{\text{c2}}) \times (A_{\text{GHSZ}(\text{min})} \times H_{\text{GHSZ}}) / (A_{\text{F-HDF}} \times H_{\text{F-HDF}} - A_{\text{GHSZ}} \times H_{\text{GHSZ}})$$

然后两者作差, 即是 A_{GHSZ} 对 Q_{c3r} 的影响量, $\Delta_1 = Q_{\text{c3r}(\text{max})} - Q_{\text{c3r}(\text{min})}$ 。其余几个主控因素依次进行计算, 即可得到所有主控因素对 Q_{c3r} 的影响量, 所有影响量加和即得 $\Delta_{\text{总}}$, A_{GHSZ} 这一主控因素对 Q_{c3r} 的敏感性 K_1 用公式 9 表示即是:

$$K_1 = [Q_{\text{c3r}(\text{max})} - Q_{\text{c3r}(\text{min})}] / \Delta_{\text{总}} \quad (9)$$

各个主控因素取最大值和最小值时对公式 8 的结果输出影响及对应的敏感性 K_i 如表 3 所示。

根据计算结果可知: 可采系数 R_{GH} 的敏感性最大, 达到了 31.1%; 其次是 Q_{c1} 以及 Q_{c2} , 分别为 22.7% 和 13.4%; $A_{\text{F-HDF}}$ 和 A_{GHSZ} 的影响较小, 各占 12.4% 和 8.9%; H_{GHSZ} 和 $H_{\text{F-HDF}}$ 的影响最小, 占比分别为 6.1%

和 5.3% (图 6)。 Q_{c1} 和 Q_{c2} 采用了前人已有的评价结果, 并根据事实上存在的不确定性或变化范围进行了修正。根据最近发表的相关评价类文献^[30-31]: 常规油气原地资源 (Q_{c1}) 的变化在 $1.47 \times 10^{15} \sim 4.82 \times 10^{15} \text{ m}^3$, 平均值为 $2.66 \times 10^{15} \text{ m}^3$; 稠油沥青原地资源量 (Q_{c2}) 的变化在 $0.99 \times 10^{15} \sim 2.97 \times 10^{15} \text{ m}^3$, 平均值为 $1.48 \times 10^{15} \text{ m}^3$ 。在考虑这些条件后, 全球天然气水合物可采资源量各主控因素的敏感性评价结果如表 3 和图 6 所示。

4.3 模拟结果可信度评价

前面讨论了单一要素变化情况下的模拟结果与变化特征, 分析了各要素的敏感性及其对模拟结果偏差产生的影响和相对贡献。事实上, 模型的最终输出结果是由各要素联合变动造成的。为了评价全要素变化情况下模型最终输出结果的变化范围及其可信度, 本文模拟了物质平衡条件下 7 要素联合变化导致的全球天然气水合物可采资源量的变化特征及其分布概率 (图 7)。具体的步骤是: 将每个主控因素的最大值、最小值以及平均值分别输入 Crystal Ball 软件中, 同时定义每个主控因素符合三角分布, 然后将这几个主控因素的关系式定义为预测 (输出变量), 也就是水合物的可采资源量。运行程序 1 000 000 次, 将

表 2 物质平衡法各主控因素变化范围 (改自文献 [1, 30-31])

Table 2 Variation range of main controlling factors of mass balance method (modified from Ref.[1,26-27])

主控因素	符号	单位	最小值	最大值	平均值	变化范围	变化倍数
水合物稳定带的面积	A_{GHSZ}	km^2	5×10^7	6.8×10^7	5.9×10^7	1.8×10^7	1.360
水合物稳定带的厚度	H_{GHSZ}	km	0.324	0.4	0.362	0.076	1.235
自由碳氢化合物动态场的面积	$A_{\text{F-HDF}}$	km^2	1.62×10^8	2.45×10^8	2.04×10^8	0.83×10^8	1.512
自由碳氢化合物动态场的厚度	$H_{\text{F-HDF}}$	km	2.5	3	2.75	0.5	1.200
可采系数	R_{GH}	-	0.2	0.7	0.45	0.5	3.500
常规油气资源量	Q_{c1}	km^2	1.47×10^9	4.82×10^9	2.66×10^9	3.35×10^9	3.280
稠油沥青资源量	Q_{c2}	km^2	0.99×10^8	2.97×10^9	1.48×10^9	1.98×10^9	3.000

表 3 各主控因素敏感性结果 (权重)

Table 3 Sensitivity results of each controlling factor (weight)

主控因素	单位	最小值	最大值	平均值	水合物资源量 最小值/ $\times 10^{12} \text{ m}^3$	水合物资源量 最大值/ $\times 10^{12} \text{ m}^3$	水合物资源量 差值/ $\times 10^{12} \text{ m}^3$	敏感性	
1	A_{GHSZ}	$\times 10^7 \text{ km}^2$	5.0	6.8	5.9	61.99	85.34	23.34	0.0889
2	H_{GHSZ}	km	0.324	0.4	0.362	65.60	81.66	16.06	0.0612
3	$A_{\text{F-HDF}}$	$\times 10^8 \text{ km}^2$	1.62	2.45	2.04	60.72	93.40	32.68	0.1244
4	$H_{\text{F-HDF}}$	km	2.5	3	2.75	67.24	81.28	14.04	0.0534
5	R_{GH}	-	0.2	0.7	0.45	32.71	114.48	81.77	0.3113
6	Q_{c1}	$\times 10^7 \text{ km}^2$	147	482	266	52.49	112.13	59.64	0.2270
7	Q_{c2}	$\times 10^7 \text{ km}^2$	99	297	148	64.81	99.96	35.16	0.1338

结果统计为概率分布直方图，同时统计其众数值和平均值，以及在不同的置信度下的输出区间。结果表明，全球天然气水合物可采资源量众数值和平均值分别为 $78.09 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $86.06 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ；对应 70% 置信区间的模拟结果变化在 $58.47 \times 10^{12} \sim 114.04 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ；对应 80% 置信区间的模拟结果变化在 $53.58 \times 10^{12} \sim 122.22 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ；对应 90% 置信区间的模拟结果变化在 $47.01 \times 10^{12} \sim 135.06 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。处于众数值前后 $\pm 25\%$ 区间的置信度为 56.63%；处于众数值前后 $\pm 50\%$ 区间的置信度为 88.95% (图 7)，可知结果的可信度较高，敏感性评价的结果较为准确。

5 讨论

根据庞雄奇等人整理的数据^[1]，结合物质平衡基本原理，已经得到了影响全球水合物可采资源量的各个主控因素的敏感性。可知，可采系数的影响最大，敏感性系数达到了 31.13%。

参数本身的变化范围对结果有着至关重要的影响，对比每个参数变化范围需运用变化倍数实现，也就是每个参数的最大值和最小值的直接比值。根据表 2 可知，除了可采系数变化倍数达到了 3.5 之外，其余参数的变化倍数均在 1.20 到 3.28 之间，参数本身的变

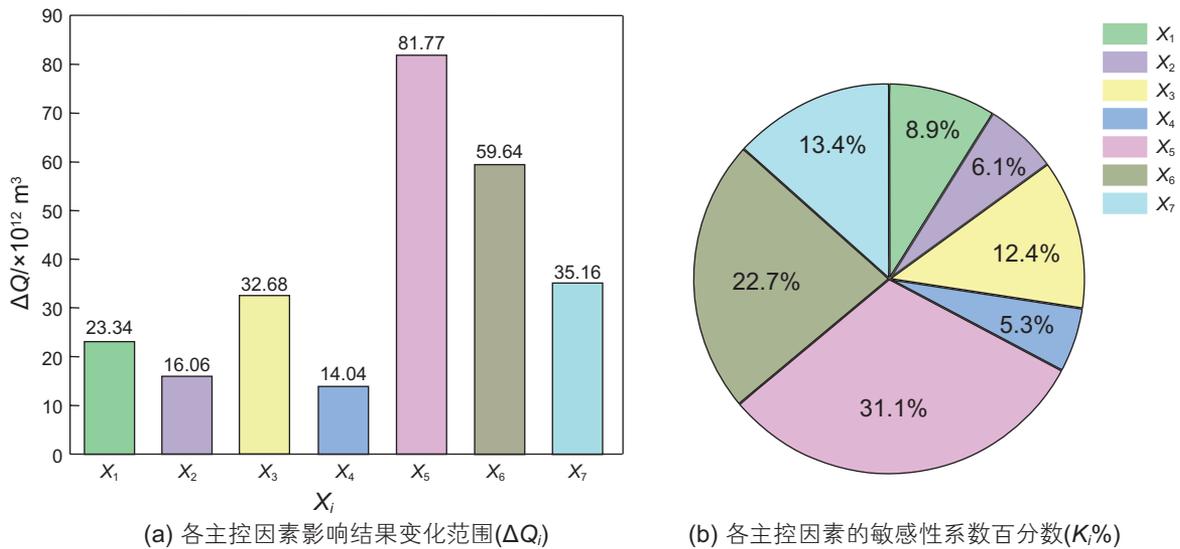


图 6 各主控因素敏感性分析 (X₁: A_{GHSZ}; X₂: H_{GHSZ}; X₃: A_{F-HDF}; X₄: H_{F-HDF}; X₅: R_{GH}; X₆: Q_{c1}; X₇: Q_{c2})

Fig. 6 Sensitivity analysis of each main control factor (X₁: A_{GHSZ}; X₂: H_{GHSZ}; X₃: A_{F-HDF}; X₄: H_{F-HDF}; X₅: R_{GH}; X₆: Q_{c1}; X₇: Q_{c2})

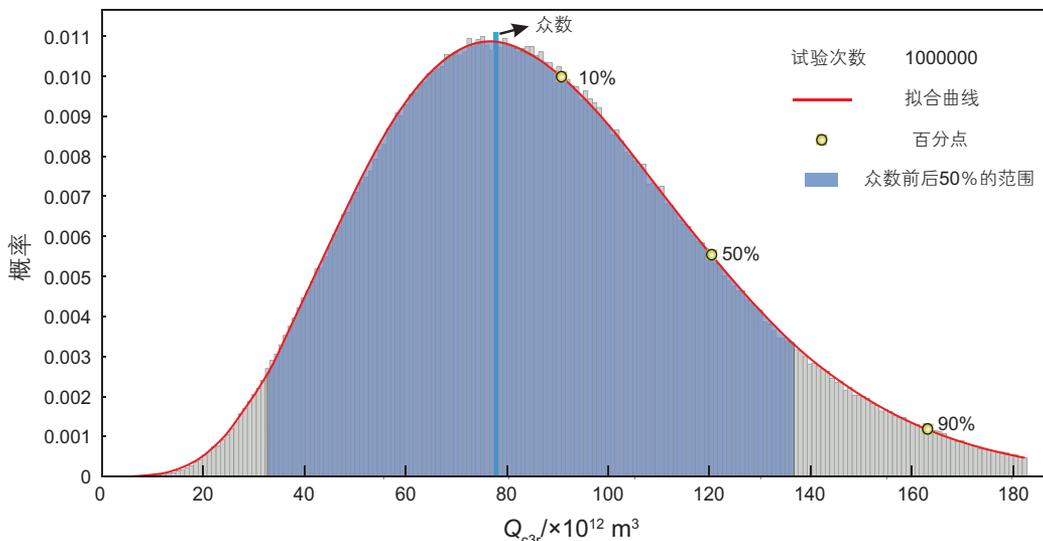


图 7 全球天然气水合物可采资源量蒙特卡洛模拟结果 (众数值前后 $\pm 50\%$ 区间的置信度为 88.95%)

Fig. 7 Monte Carlo simulation results of recoverable hydrate resources (88.95% confidence of $\pm 50\%$ before and after the mode)

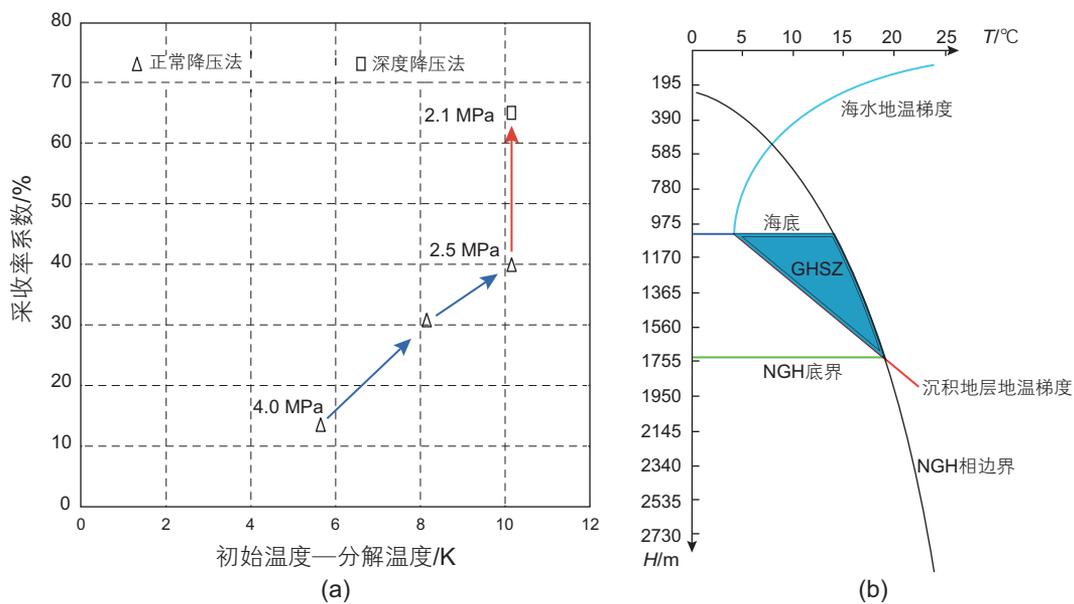
化幅度不如可采系数大；其次就是 Q_{c1} 以及 Q_{c2} ，变化倍数分别为3.28和3.0，数值也较大；然后是 A_{F-HDF} 和 A_{GHSZ} ，变化倍数分别为1.512和1.360，两者较为接近。最后是 H_{GHSZ} 和 H_{F-HDF} ，分别为1.235和1.2。综上，根据变化倍数便可初步推算出可采系数 R_{GH} 对于水合物资源量评价影响最大， Q_{c1} 和 Q_{c2} 次之。

本文中的可采系数是日本学者YOSHIHIRO KONNO^[32]等人通过压力容器和垂直井系统研究装置获得。通过将生产压力降低到四相点以下，水合物的可采系数便可由之前的不到20%增加到70%，提升了三倍之多(图8a)。需要说明的是，这主要是对于砂质水合物储层，而针对泥质粉砂等储层而言，由于渗流能力较差，降压法开采更加困难，还需要水力压裂、地层封闭等手段对储层加以改造^[33-34]，因此可采系数可能更低。

之所以可采系数的敏感性会占据接近三分之一的比例，原因主要有以下三点：首先，由于水合物尚未形成全球商业性开采，实际可采系数数据匮乏，虽有数个国家进行过试采^[35-37]，但仍未达到商业可采标准，因此现目前的可采系数只能通过物理模拟实验获得；第二，就目前全球的研究现状来看，关于水合物可采系数的理论研究较少，相关的物理模拟实验缺乏，仅日本学者在水合物形成模拟实验中对可采系数进行了分析^[32]；第三，目前的研究都是基于实验室模拟的温

压条件，和实际钻探现场有很大的区别。现今的研究状况也并没有充分考虑全球各地水合物分布的具体情况，因此在这样条件下得出的物理模型并不具有普适性，对于不同的研究区，由于完全不同的温压条件，储层物性等，得出的结论可能相差甚远。

其次就是 Q_{c1} 以及 Q_{c2} ，也就是常规油气和稠油沥青的资源量，敏感性达到了22.7%和13.38%，根据表2中的数据，其变化倍数较大，分别达到了3.28和3.0，根据相关文献可知^[30-31]，常规油气及稠油沥青的资源量在不断变化，其中涉及到众多因素，例如地质理论的更新、对油气形成背景的深入、对常规—非常规油气形成分布规律的加深总结以及石油工业发展趋势等。由于现目前对于常规油藏与非常规油藏的关联性和差异性并不清楚，因此常规油藏和非常规油藏，也就是常规油气和稠油沥青的资源量对于结果的影响便存在一定不确定性。由图4可知，在全油气系统中，油气资源在空间上和类型上具有很强的关联性，各类油气藏可以相互转化，满足物质平衡关系，综上，常规油气和稠油沥青的资源量对于全球天然气水合物的资源量评价具有较高的敏感性也就不足为奇。然后是 A_{F-HDF} 以及 A_{GHSZ} ，分别达到了12.44%和8.89%，最后是它们的厚度，分别为5.34%和6.12%。就 H_{GHSZ} 而言，前人也做出了较多预测性研究：海底以下的沉积地层中地温梯度曲线与水合物相边界交点的深度是水



注：以南海万安盆地为例：其中，黑色线条为水合物相边界；深蓝色线条为海底；绿色线条为水合物底界；浅蓝色线条为海水中地温梯度；红色线条为海底以下沉积地层地温梯度；蓝色填充部分即为GHSZ的范围。

图8 (a) 可采系数和温度压力的相关性(据文献[32]修改)；(b) 南海海底温度和压力控制的GHSZ(改自文献[38])

Fig. 8 (a) Correlation between mining coefficient and temperature and pressure (modified from Ref.[32]); (b) The GHSZ of sea floor temperature and pressure control in the South China Sea (modified by Ref.[38])

合物稳定存在的最大深度；该交到海底的距离即为 H_{GHSZ} [39](图 8b)。而该厚度受到很多因素影响，例如：海水深度、海底温度、地温梯度、孔隙水盐度及离子组分、气体组分、沉积物孔隙半径、沉积速率等[40]，而海底温度和地温梯度也受压力和温度的影响。

笔者基于庞雄奇的数据做出的全球水合物可采资源量敏感性分析中，可采系数敏感性结果基本符合当今的研究现状，这也契合庞雄奇等人关于全球水合物资源量的预测。根据庞雄奇等人的预测[1]，他们基于趋势分析法得到全球水合物的可采资源量为 $41.46 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，基于体积法得到的可采资源量为 $22\sim 63 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，基于物质平衡原理得到的可采资源量为 $15\sim 46 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，综合这三种方法得到的全球水合物可采资源量为 $15\sim 63 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，这与本文预测的结果 $78.09 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 基本相符，本文的预测结果之所以略大，是因为考虑了生物成因气和热降解成因气而加入的参数源岩供烃比率 g ，以及水合物中的天然气和常规天然气的体积系数，而这几个参数很大程度上视具体情况而定，因此具有不确定性，哪怕只相差几个百分点，带来的也是巨大的资源量差异。在以后的研究中，我们会着重考虑这些因素带来的不确定性。由于水合物只能在海洋和深永久冻土地区等这些特定的环境中生成。以海洋为例，如图 9 所示，海洋区域的低温高压稳定带内有利于水合物的形成和分布。全水合物原地气(HGIP)存在于地层中，气体来自浅层或深层烃源岩中的有机质降解；原地水合物资源量(RIP)和

水合物技术可采资源量(TRR)分布在高孔隙度砂岩或含裂缝的泥岩中[1]，这种对水合物分布的理解的加深和各个评价主控因素的不断完善也使得各学者对水合物资源量估计结果的不断减少，同时也更加精确。对于储层中的资源量，只有一小部分能够成为孔隙度、饱和度和厚度满足条件的可采资源，钻探结果表明，这些高富集的可采水合物资源约占储层水合物总量的 20%。在中国的神狐海域，约为 18%，在世界范围内，约为 22%[41-43]，综合看来，水合物的资源比系数为 $20\% \pm 2\%$ (图 10a)。由水合物资源量预测的趋势模型，再结合体积法和物质平衡法，水合物的全球潜在 TRR 占全球常规油气资源量的比例在 1.1%~4.4%之间(图 10b)。

6 展望及结论

对于此次通过物质平衡法分析出的影响全球水合物可采资源量的各个主控因素的敏感性，笔者对下一步的工作计划做出五点展望：首先，对于一些涉及到多变量的主控因素，可对其进行分块化的处理，从而降低每个变量的变化范围，使结果更加精确。在本文中最主要的主控因素便是可采系数，接下来应该展开更加细致的研究，可以把可采系数这一个主控因素分为多个子因素，再去研究每个子因素对结果的影响，尤其对于影响最大的子因素应该着重分析。当然，这需要大量的实验和实地试采数据。第二，笔者此次是

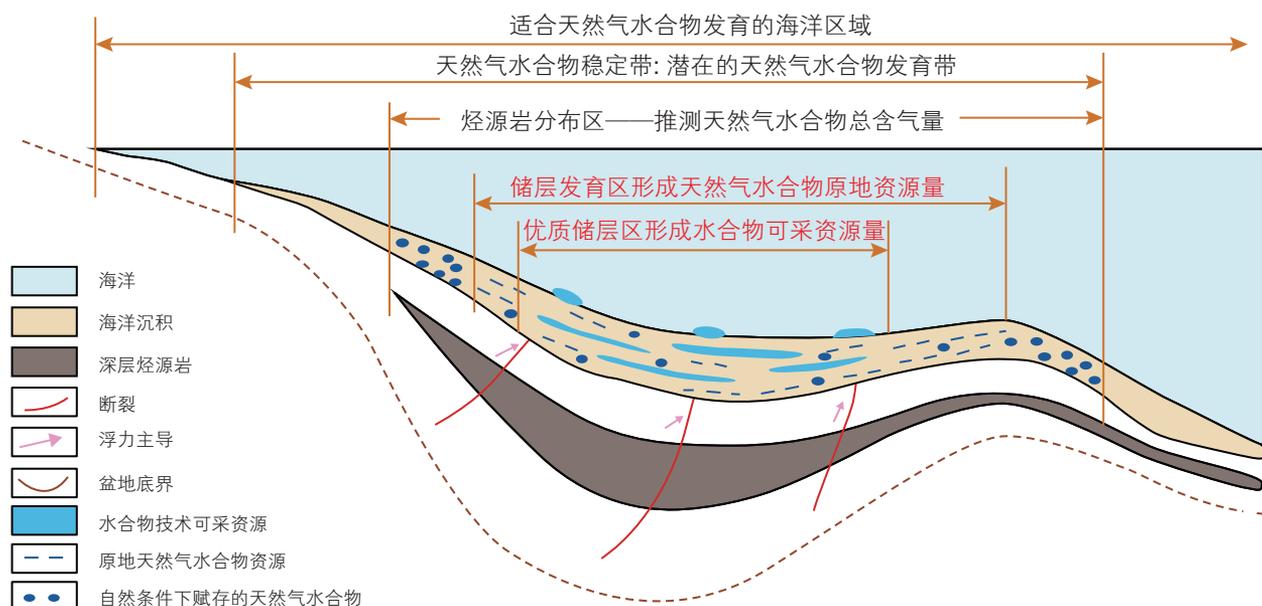


图 9 海洋有利于水合物的形成和分布区域(改自文献[1])

Fig. 9 The ocean is conducive to the formation and distribution of hydrates (modified from Ref.[1])

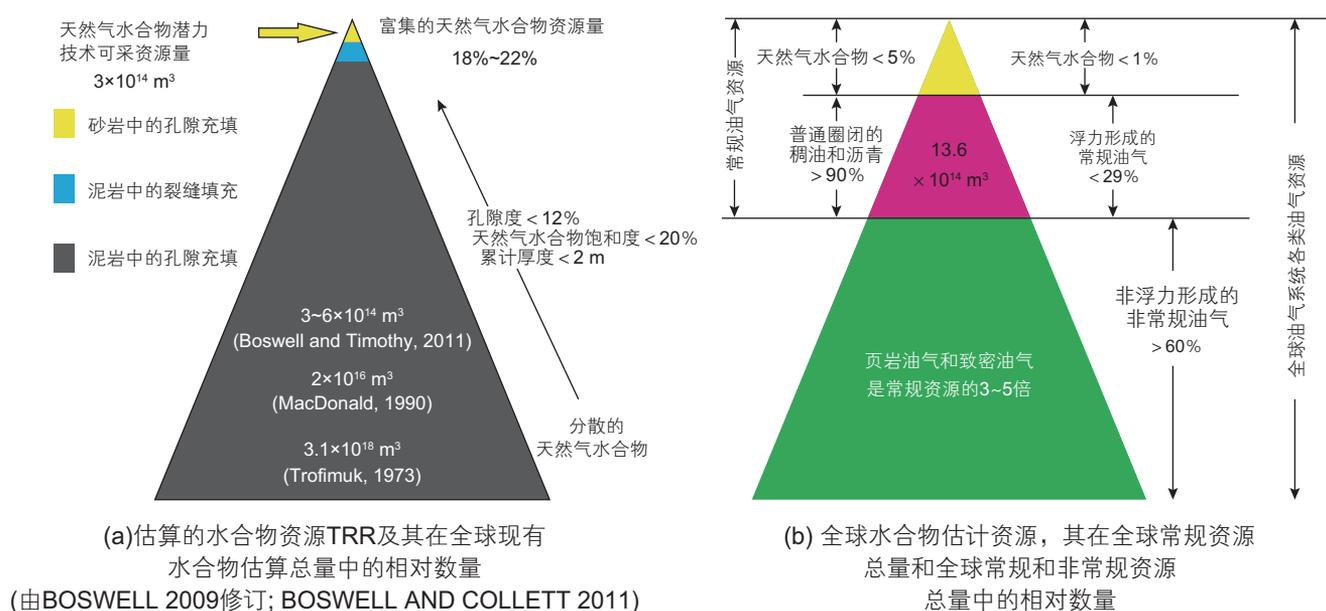


图 10 全球水合物资源及其相对数量 (改自文献 [1])

Fig. 10 Global hydrate resources and their relative quantities (modified from Ref.[1])

使用庞雄奇等人统计的前人 30 组关于全球水合物资源量评估的原始数据得出的结果, 随着全球勘探的不断深入, 可以多加入不断更新的试采数据, 避免由样本误差导致的偶然性, 使结果更加精确, 同时在以后的资源量统计中, 最好区分不同级别的资源量, 分别加以统计说明, 横向和纵向的比较结合, 说服力更高, 结果也更精确。第三, 对于一些变化范围较大的主控因素, 还应判断每个数据与其平均值的差距, 如果差距过大, 则需要考虑该组数据取值是否合理或者是否忽略了其他导致该数据取值变化的变量, 亦可以暂时不处理这组数据或者深入发掘该数据之所以偏差大的原因, 思考是否是由其他因素造成。第四, 对于常规和非常规油气藏的相关性研究的不断深入, 全油气系统的建立和对各类油气藏的认识和定量表征的加深, 对于常规油气和稠油沥青资源量的评估也会有所变化, 对于本文的敏感性结果也会随之发生变化。第五, 考虑到水合物独特的成因类型, 要分别加以考虑生物成因气和热降解成因气, 同时要考虑水合物与常规油气在相态、分布等方面的差异性。以上五点, 核心就是如何让主控因素取值精度更高和如何让因素划分更全面, 这需要对水合物的成因赋存等有更深的了解, 同

时也是接下来的研究需要攻克的方向。

本文基于物质平衡原理对全球天然气水合物可采资源量进行了评估, 并对各主控因素的敏感性进行了定量化研究, 得出的结论如下:

1) 物质平衡原理涉及到的主控因素的敏感性大小依次为: 可采系数 R_{GH} (31.13%)、常规油气资源量 Q_{ci} (22.7%)、稠油沥青资源量 Q_{c2} (13.38%)、自由碳氢化合物动态场的面积 A_{F-HDF} (12.44%)、水合物稳定带的面积 A_{GHSZ} (8.89%)、水合物稳定带的厚度 H_{GHSZ} (6.12%) 和自由碳氢化合物动态场的厚度 H_{F-HDF} (5.34%)。由于源岩供气比率 g 、水合物体积系数 B_{gh} 和常规天然气体积系数 B_g 是根据前人统计选取的一个代表值, 因此此次敏感性未涉及到这 3 个参数, 而是起到评估资源量的作用, 在以后的研究中我们会着重研究这几个参数。

2) 根据蒙特卡洛模拟结果可知, 全球水合物可采资源量众数值和平均值分别为 $78.09 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $86.06 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 处于众数值前后 $\pm 50\%$ 区间的置信度为 88.95%, 可信度较高, 敏感性评价的结果较为准确, 从统计学的方面对此次研究的可靠性做出了评价。

参考文献

- [1] PANG X Q, CHEN Z H, JIA C Z, et al. Evaluation and re-understanding of the global natural gas hydrate resources[J]. Petroleum Science, 2021, 18(2): 16.

- [2] MAKOGON Y F. Natural gas hydrates-A promising source of energy[J]. *Journal of natural gas science and engineering*, 2010, 2(1): 49–59.
- [3] JAVANMARDI J, MOSHFEGHIAN M, MADDOX R N. Simple method for predicting gas-hydrate-forming conditions in aqueous mixed-electrolyte solutions[J]. *Energy & fuels*, 1998, 12(2): 219–222.
- [4] TROFIMUK AA, CHERSKIY NV, TSAREV VP. Accumulation of natural gases in zones of hydrate—formation in the hydrosphere. *Dokl Akad Nauk SSSR*. 1973; 212: 931–4.
- [5] 沙志彬, 许振强, 王平康, 等. 世界天然气水合物研究发展对我国加快推进其产业化的启示[J]. *海洋地质前沿*, 2019, 35(8): 1–10. [SHA Z B, XU Z Q, WANG P K, et al. World progress in gas hydrate research and its enlightenment to accelerating industrialization in China[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2019, 35(8): 1–10.]
- [6] 贾承造. 论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 1–11. [JIA C Z. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geological theory[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 1–11.]
- [7] PANG X Q, JIA C Z, WANG W Y, et al. Buoyance-driven hydrocarbon accumulation depth and its implication for unconventional resource prediction[J]. *Geoscience Frontiers*, 2021, 12(4): 97–113.
- [8] PANG X Q, SHAO X H, LI M W, et al. Correlation and difference between conventional and unconventional reservoirs and their unified genetic classification[J]. *Gondwana Research*, 2021, 97.
- [9] OYAMA A, MASUTANI S M. A review of the methane hydrate program in Japan[J]. *Energies*, 2017, 10(10): 1447.
- [10] HEESCHEN K U, ABENDROTH S, PRIEGNITZ M, et al. Gas production from methane hydrate: A laboratory simulation of the multistage depressurization test in Mallik, Northwest Territories, Canada[J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(8): 6210–6219.
- [11] 秦绪文, 陆程, 张召彬, 等. 南海天然气水合物试采储层热流耦合与温度场调控研究进展[J]. *地质学报*, 2024, 98(11): 3213–3224. [QIN X W, LU C, ZHANG S B, et al. Research progress on thermal-fluid coupling and temperature field regulation in natural gas hydrate production tests in the South China Sea[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2024, 98(11): 3213–3224.]
- [12] KUMAR P, COLLETT T S, SHUKLA K M, et al. India national gas hydrate program expedition–02: operational and technical summary[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 3–38.
- [13] 庞雄奇, 贾承造, 宋岩, 等. 全油气系统定量评价: 方法原理与实际应用[J]. *石油学报*, 2022, 43(6): 727–759. [PANG X Q, JIA C Z, SONG Y, et al. Quantitative evaluation of whole petroleum system: principle and application[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(6): 727–759.]
- [14] PANG X Q. Quantitative evaluation of the whole petroleum system-hydrocarbon thresholds and their application[M]. Berlin: Springer, 2024.
- [15] 伍锐东. 利用二元回归计算天然气体积系数的新方法[J]. *天然气与石油*, 2017, 35(4): 79–82. [WU R D. A new method of calculating gas formation volume factor by using binary regression[J]. *Natural Gas and Oil*, 2017, 35(4): 79–82.]
- [16] 王进, 廖恒杰, 李元生. 东海油气藏体积系数影响因素及求取方法[J]. *中国石油和化工标准与质量*, 2022, 42(11): 102–104. [WANG J, LIAO H J, LI Y S. Influencing factors and calculating method of volume coefficient of oil and gas reservoirs in East China Sea[J]. *China Petroleum and Chemical Standards and Quality*, 2022, 42 (11): 102–104.]
- [17] 龚建明, 陈建文, 赵洪伟, 等. 天然气水合物稳定带顶底界线及厚度预测[J]. *海洋地质动态*, 2004, (6): 18–21. [GONG J M, CHEN J W, ZHAO H W, et al. Prediction of the top-bottom boundary and thickness of the gas hydrate stability zone[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2004, (6): 18–21.]
- [18] 蔡毅, 邢岩, 胡丹. 敏感性分析综述[J]. *北京师范大学学报(自然科学版)*, 2008, (1): 9–16. [CAI Y, XING Y, HU D. On sensitivity analysis[J]. *Journal of Beijing Normal University (Natural Science)*, 2008, (1): 9–16.]
- [19] CHO E, ARHONDITSIS G B, KHIM J, et al. Modeling metal-sediment interaction processes: parameter sensitivity assessment and uncertainty analysis[J]. *Environmental Modelling & Software*, 2016, 80: 159–174.
- [20] HELTON J C, DAVIS F J. Latin hypercube sampling and the propagation of uncertainty in analyses of complex systems[J]. *Reliability Engineering & System Safety*, 2003, 81(1): 23–69.
- [21] OLAYA-ABRIL A, PARRAS-ALCÁNTARA L, LOZANO-GARCÍA B, et al. Soil organic carbon distribution in Mediterranean areas under a climate change scenario via multiple linear regression analysis[J]. *Science of the Total Environment*, 2017, 592: 134–143.
- [22] 程晓光, 张静, 宫辉力. 半干旱半湿润地区HSPF模型水文模拟及参数不确定性研究[J]. *环境科学学报*, 2014, 34(12): 3179–3187. [CHENG X G, ZHANG J, GONG H L. HSPF hydrologic simulation and parameter uncertainty in a semi-arid and semi-humid area[J]. *Acta Scientiae Circumstantiae*, 2014, 34 (12): 3179–3187.]
- [23] CHEN W P, XU H Z, PENG C, et al. Comment on sensitivity analysis methods for environmental models[J]. *Environmental Science*, 2017, 38(11): 4889–4896.
- [24] BILOTTA G, CAPPELLO A, HÉRAULT A, et al. Sensitivity analysis of the MAGFLOW Cellular Automaton model for lava flow simulation[J]. *Environmental Modelling & Software*, 2012, 35: 122–131.
- [25] WANG J, LI X, LU L, et al. Parameter sensitivity analysis of crop growth models based on the extended Fourier Amplitude Sensitivity

- Test method[J]. *Environmental modelling & software*, 2013, 48: 171–182.
- [26] CUKIER R I, LEVINE H B, SHULER K E. Nonlinear sensitivity analysis of multiparameter model systems[J]. *Journal of computational physics*, 1978, 26(1): 1–42.
- [27] GUSE B, REUSSER D E, FOHRER N. How to improve the representation of hydrological processes in SWAT for a lowland catchment-temporal analysis of parameter sensitivity and model performance[J]. *Hydrological processes*, 2014, 28(4): 2651–2670.
- [28] PIANOSI F, WAGENER T. A simple and efficient method for global sensitivity analysis based on cumulative distribution functions[J]. *Environmental Modelling & Software*, 2015, 67: 1–11.
- [29] CHEN W P, XU H Z, PENG C, et al. Comment on sensitivity analysis methods for environmental models[J]. *Environmental Science*, 2017, 38(11): 4889–4896.
- [30] 邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规–非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(1): 13–25. [ZOU C N, ZHAI G M, ZHANG G Y, et al. Formation, distribution, potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(1): 13–25.]
- [31] MEYER R F, ATTANASI E D, FREEMAN P A. Heavy oil and natural bitumen resources in geological basins of the world. Open File-Report 2007–1084[J]. US Geological Survey, Washington, DC. pubs. usgs. gov/of/2007/1084/(accessed November 29, 2010), 2007.
- [32] KONNO Y, JIN Y, SHINJOU K, et al. Experimental evaluation of the gas recovery factor of methane hydrate in sandy sediment[J]. *Rsc Advances*, 2014, 4(93): 51666–51675.
- [33] WANG X, SUN Y, CHEN H, et al. Experimental study on the depressurization of methane hydrate in the clayey silt sediments via hydraulic fracturing[J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(6): 4377–4390.
- [34] QIN F, SUN J, CAO X, et al. Numerical simulation on combined production of hydrate and free gas from silty clay reservoir in the South China Sea by depressurization: Formation sealing[J]. *Applied Energy*, 2025, 377: 124343.
- [35] MORIDIS G J, COLLETT T S, DALLIMORE S R, et al. Numerical studies of gas production from several CH₄ hydrate zones at the Mallik site, Mackenzie Delta, Canada[J]. *Journal of petroleum science and engineering*, 2004, 43(3–4): 219–238.
- [36] KONNO Y, FUJII T, SATO A, et al. Key findings of the world’s first offshore methane hydrate production test off the coast of Japan: Toward future commercial production[J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(3): 2607–2616.
- [37] ZHANG W. The application of gas hydrate production methods-A case of ignik sikumi gas hydrate field trial in the North Slope of Alaska(USA)[J]. *Sino-Global Energy/Zhongwai Nengyuan*, 2013, 18(2): 33–38.
- [38] WANG T, HU T, PANG X Q, et al. Distribution and resource evaluation of natural gas hydrate in South China sea by combing phase equilibrium mechanism and volumetric method[J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(1): 26–36.
- [39] 刘杰, 杨睿, 邹黛黛, 等. 琼东南盆地华光凹陷天然气水合物稳定带厚度的影响因素[J]. *海洋学报*, 2019, 41(8): 13–25. [LIU J, YANG R, WU D D, et al. Factors affecting the thickness of gas hydrate stability zone in the Huaguang Sag, Qiongdongnan Basin[J]. *Haiyang Xuebao*, 2019, 41(8): 13–25.]
- [40] 何勇, 苏正, 吴能友. 海底天然气水合物稳定带厚度的影响因素[J]. *海洋地质前沿*, 2012, 28(5): 43–47. [HE Y, SU Z, WU N Y. Factors influencing the thickness of gas hydrate stability zone in marine sediments[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2012, 28(5): 43–47.]
- [41] BOSWELL R, COLLETT T S. Current perspectives on gas hydrate resources[J]. *Energy & environmental science*, 2011, 4(4): 1206–1215.
- [42] BOSWELL R. Is gas hydrate energy within reach?[J]. *Science*, 2009, 325(5943): 957–958.
- [43] WANG T, PANG X Q, PU T Y, et al. Sensitivity analysis of the main factors controlling the potential volumetric evaluation of natural gas hydrate resources in the South China Sea[J]. *Geological Journal*, 2023, 58(8): 3141–3152.

(编辑 杨雅露)

第一作者: 蒲庭玉 (2000 年—), 博士研究生, 从事油气藏形成机制与分布规律方面研究, putycup@163.com。

通信作者: 庞雄奇 (1961 年—), 教授, 博士生导师, 从事油气藏形成机理与分布规律、含油气盆地分析与资源评价研究工作, pangxq@cup.edu.cn。