

文章编号: 0253-2697(2024)07-1044-17 DOI:10.7623/syxb202407002

中国南海天然气水合物资源产业化发展面临的风险与挑战

庞雄奇^{1,2} 胡涛^{1,2} 蒲庭玉^{1,2} 徐帜^{1,2} 王恩泽³ 汪文洋⁴ 李昌荣⁵ 张兴文⁶
刘晓涵⁷ 吴卓雅⁸ 王通⁹ 赵正福¹⁰ 庞礴^{1,2} 鲍李银^{1,2}

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院 北京 102249; 2. 油气资源与工程全国重点实验室 北京 102249;
3. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院 北京 102206; 4. 中国科学院油气资源研究重点实验室 北京 100029;
5. 北京大学能源研究院 北京 100871; 6. 中国海洋石油国际有限公司 北京 100029;
7. 中海石油(中国)有限公司天津分公司 天津 300450; 8. 石油工业出版社有限公司 北京 100020;
9. 中国石油长庆油田公司第四采气厂 内蒙古鄂尔多斯 017300; 10. 中国石油勘探开发研究院 北京 100083)

摘要: 由于中国南海天然气水合物的资源量预测高达 800×10^8 t油当量,国家正在鼓励推进其产业化发展;这与国外对天然气水合物资源的理论研究以及投入资金逐渐减少的情况恰恰相反。基于国内外研究天然气水合物的热情差异大,以及当前推进中国南海天然气水合物资源产业化发展面临的风险和挑战等问题,结合全球和中国南海天然气水合物资源潜力的最新评价结果,对比分析了国内外学者对天然气水合物资源潜力评价与认识的差异及其原因。最新评价结果表明,全球天然气水合物的可采资源量模拟结果的众数值为 300×10^8 t油当量、平均值为 680×10^8 t油当量,中国南海天然气水合物可采资源量模拟结果的众数值为 10×10^8 t油当量、平均值为 26×10^8 t油当量,其平均值不到全球和中国南海常规油气资源总量的5%和20%。由此可见,中国南海 800×10^8 t油当量的天然气水合物资源潜力并不是其现实可采资源量,而是可采资源量的30~80倍,不能用于指导生产和发展战略研究。有关天然气水合物资源量的概念和表征方法不统一是导致对其发展前景认识不同的根本原因之一。当前条件下推动中国南海天然气水合物资源产业化发展面临着可采资源量规模小、关键技术不成熟、市场竞争力较弱、商业投资风险大以及大规模发展与国家“双碳”目标不协调5方面的风险和挑战。因此,加快发展中国南海天然气水合物资源产业化需要深化4方面研究:提升科技水平,增加可采资源量;降低开采成本,拓展有效资源范围;深化地质条件评价,厘清资源分布特征;联合多种油气资源地质调查,提高综合开发成效。随着科技进步,天然气水合物资源势必将得到大规模开发利用,相关研究与探索应当得到支持和鼓励。

关键词: 中国南海;天然气水合物资源;产业化发展;低碳清洁能源;非常规油气;化石能源

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

Risks and challenges of the industrial development of methane hydrate resources in the South China Sea

Pang Xiongqi^{1,2} Hu Tao^{1,2} Pu Tingyu^{1,2} Xu Zhi^{1,2} Wang Enze³ Wang Wenyang⁴ Li Changrong⁵
Zhang Xingwen⁶ Liu Xiaohan⁷ Wu Zhuoya⁸ Wang Tong⁹ Zhao Zhengfu¹⁰ Pang Bo^{1,2} Bao Liyin^{1,2}

(1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, Beijing 102249, China; 3. Sinopec Petroleum Exploration & Production Research Institute, Beijing 102206, China; 4. Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China; 5. Institute of Energy, Peking University, Beijing 100871, China; 6. CNOOC International Limited, Beijing 100029, China; 7. Tianjin Branch, CNOOC China Limited, Tianjin 300450, China; 8. Petroleum Industry Press, Beijing 100020, China; 9. Fourth Gas Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Inner Mongolia Ordos 017300, China; 10. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China)

Abstract: Due to the estimated reserves of natural gas hydrates in the South China Sea reaching up to 800×10^8 t oil equivalent, the Chinese government is actively encouraging the industrialization of these resources. This contrasts sharply with the decreasing theoretical research and financial investment in natural gas hydrates by foreign countries. Given the significant disparity in enthusiasm for natural gas hydrate research between China and other countries, as well as the risks and challenges associated with advancing the in-

基金项目: 中国科学院重大咨询项目“南海石油天然气综合开发发展战略研究”(2019-ZW11-Z-035)、国家重点基础研究发展计划(973)项目(2006CB202300, 2011CB201100)和国家高技术研究发展计划(863)项目(2013AA092600)资助。

第一作者: 庞雄奇,男,1961年8月生,1991年获中国地质大学博士学位,现为中国石油大学(北京)教授、博士生导师、学术委员会副主任,主要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。Email: pangxq@cup.edu.cn

通信作者: 胡涛,男,1989年8月生,2018年获中国石油大学(北京)地质资源与地质工程专业博士学位,现为中国石油大学(北京)讲师、硕士生导师,主要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。Email: thu@cup.edu.cn

dustrial development of natural gas hydrate resources in the South China Sea, this study integrates the latest global and South China Sea resource potential assessments. A comparative analysis is conducted on the differences in resource potential evaluations and perceptions between domestic and international scholars, and the underlying reasons for these differences. The latest evaluation results indicate that the global recoverable resources of natural gas hydrates have a mode value of 300×10^8 t oil equivalent and an average value of 680×10^8 t oil equivalent. For the South China Sea, the mode value of recoverable natural gas hydrate resources is 10×10^8 t of oil equivalent, and the average value is 26×10^8 t oil equivalent. The average value of recoverable resources in the South China Sea is less than 5% and 20% of the total conventional oil and gas resources globally and in the South China Sea, respectively. Thus, the estimated 800×10^8 tons of oil equivalent in the South China Sea does not represent the actual recoverable resources but rather 30 to 80 times greater, which cannot be used for production guidance and strategic development research. The lack of uniformity in the concept and characterization methods of natural gas hydrate resources is one of the fundamental reasons for differences in understanding their development prospects. The current promotion of industrializing natural gas hydrate resources in the South China Sea faces risks and challenges in five aspects: small scale of recoverable resources, immature key technologies, weak market competitiveness, high commercial investment risks, and inconsistency with the national “dual-carbon” goals for large-scale development. Therefore, accelerating the industrialization of natural gas hydrate resources in the South China Sea requires in-depth research in four aspects: enhancing technological capabilities to increase recoverable resources, reducing extraction costs to expand the effective resource range, deepening geological assessments to clarify resource distribution characteristics, and conducting comprehensive geological surveys of various oil and gas resources to improve integrated development efficiency. With technological progress, natural gas hydrate resources are bound to be developed and utilized on a large scale, thus continued support and encouragement for relevant research and exploration are necessary.

Key words: South China Sea; natural gas hydrate resources; industrial development; low-carbon clean energy; unconventional oil and gas; fossil energy

引用:庞雄奇,胡涛,蒲庭玉,徐帆,王恩泽,汪文洋,李昌荣,张兴文,刘晓涵,吴卓雅,王通,赵正福,庞礴,鲍李银.中国南海天然气水合物资源产业化发展面临的风险与挑战[J].石油学报,2024,45(7):1044-1060.

Cite :PANG Xiongqi, HU Tao, PU Tingyu, XU Zhi, WANG Enze, WANG Wenyang, LI Changrong, ZHANG Xingwen, LIU Xiaohan, WU Zhuoya, WANG Tong, ZHAO Zhengfu, PANG Bo, BAO Liyin. Risks and challenges of the industrial development of methane hydrate resources in the South China Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(7): 1044-1060.

1 科学问题

1.1 全球和中国南海天然气水合物资源潜力受到广泛关注

天然气水合物(natural gas hydrate)俗称可燃冰,是由天然气分子(甲烷含量大于90%)和水分子在高压、低温条件下通过笼合作用形成的类冰状固相结晶体^[1]。1973年,苏联学者预测全球天然气水合物资源潜力达 $3 \times 10^{18} \text{ m}^3$ ^[2]。随后,美国、日本和韩国等相继对全球天然气水合物的资源量开展了预测评估^[3],目前至少有来自全球8个国家24家单位29个科学家团队公开发表了全球天然气水合物的资源潜力评估结果^[4],其资源量为化石能源总和的2倍以上。近年来,中国也开展了大规模的天然气水合物地质调查和资源评价工作,中国南海天然气水合物资源潜力评价结果主要分布在 $(600 \sim 900) \times 10^8$ t油当量。2017年和2020年,中国南海神狐探区进行直井和水平井试产并获得成功^[5-6]。中国自然资源部公布的中国海域天然气水合物资源量约为 800×10^8 t油当量^[7];全国天然气水合物资源潜力大于 1000×10^8 t油当量^[8]。基于目前良好的资源勘探前景,国家相关部门正在推进天

然气水合物资源的产业化发展。广东省多部门联合发布的《广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划(2021—2025)》^[9]明确提出推动天然气水合物的商业化开采加速工程;国家能源局发布的《“十四五”能源领域科技创新规划》^[10]将天然气水合物资源的大规模勘探开发作为重要内容;海南省发布《海南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》^[11],提出积极推动重点海域天然气水合物勘查开发先导试验区建设。这些政策和举措使得天然气水合物资源受到了广泛关注。

1.2 全球天然气水合物的资源潜力评价研究概况

中国石油大学(北京)油气成藏定量研究团队联合中国石油勘探开发研究院、加拿大地质调查局和卡尔加里大学等科研机构的研究人员提出了依据全油气系统成藏模式和各类油气资源物质平衡方程反演天然气水合物资源潜力的新方法,并在实际应用中获得了以下认识:①全球天然气水合物可采资源量评估结果为 $(300 \sim 680) \times 10^8$ t油当量,不到常规油气资源总量的5%;②中国南海天然气水合物的可采资源量为 $(10 \sim 26) \times 10^8$ t油当量,不足常规油气资源总量的20%^[3,4,12-17]。利用该评价方法获得的天然气水合物资源量同时得到

了基于钻探结果体积类比法和前人结果趋势分析法的评价结果的平行印证;也与美国能源部和地质调查局的研究者在《Science》等期刊上发表的相关认识吻合^[18-19]。这也从侧面说明了为什么自 2010 年以来国外有关天然气水合物资源的研究项目和研究经费呈逐年减少的趋

势^[20](图 1),并且相关学者将研究重点由天然气水合物资源潜力转向了天然气水合物开采诱发的地质灾害和环境污染(图 2)。由此可见,国内外能源产业面对最新的全球天然气水合物资源潜力的评价结果做出的反应完全不同,这正是笔者力求研究和讨论的问题。

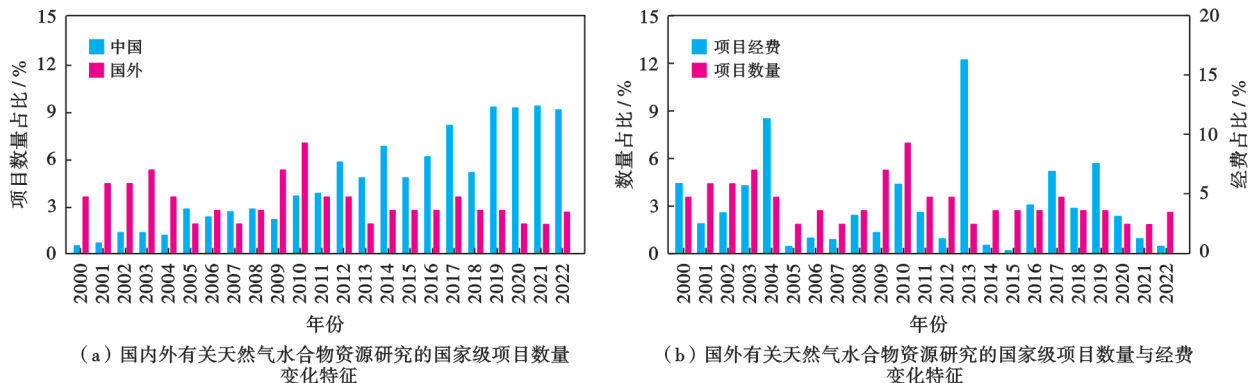


图 1 国内外有关天然气水合物资源的国家级研究项目和研究经费随时间的变化(据文献[20]修改)

Fig. 1 Changes of national research projects and research funds related to natural gas hydrate resources at home and abroad over time

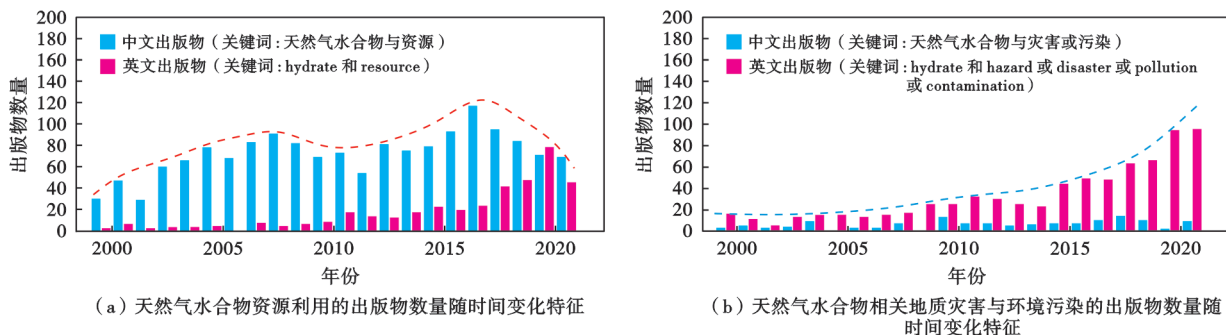


图 2 关于天然气水合物研究的出版物数量随时间的变化(据文献[20]修改)

Fig. 2 Change in the number of publications on natural gas hydrate research over time

1.3 关于全球天然气水合物资源发展前景的不同认识

目前,有关天然气水合物资源的产业化发展前景存在 2 种不同的观点。第 1 种观点认为,天然气水合物资源的产业化发展前景不容乐观。29 个科学家团队对全球天然气水合物资源潜力的评价结果^[4](图 3)认为,尽管预测天然气水合物资源量的众数值、平均值

和中间值都远大于全球常规油气资源量,但随着评价时间的推移,全球天然气水合物资源量的预测结果在不断减少,依据这种趋势,未来天然气水合物资源量的评价结果可能还将继续减少,展示出的前景并不乐观。第 2 种观点认为,天然气水合物资源产业化发展的前景非常乐观。35 个科学家团队曾对中国南海的天然

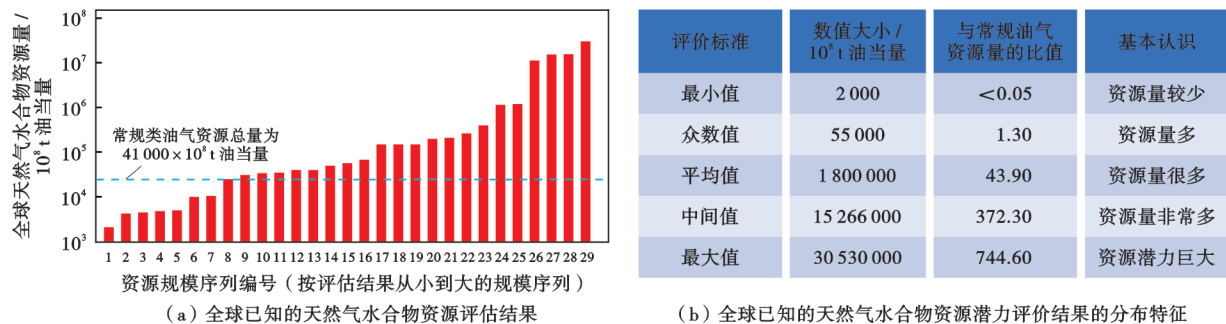


图 3 全球天然气水合物资源潜力评价结果的规模分布(据文献[4]修改)

Fig. 3 Distribution of global hydrate resource potential assessment results

评价标准	数值大小 / 10^6 t 油当量	与常规油气资源量的比值	基本认识
最小值	2 000	<0.05	资源量较少
众数值	55 000	1.30	资源量多
平均值	1 800 000	43.90	资源量很多
中间值	15 266 000	372.30	资源量非常多
最大值	30 530 000	744.60	资源潜力巨大

气水合物资源潜力进行过评价,并且评价结果在近20年内几乎没有变化,显示中国南海的天然气水合物资源量主要分布区间为 $(600\sim 900)\times 10^8\text{t}$ 油当量^[13],展示了天然气水合物资源巨大的发展潜力。

由于目前全球仅发现14个天然气水合物藏,并且其均未实现商业化开采,因此尚无法证实天然气水合物资源的发展前景如何。笔者认为上述2种观点均缺乏一定的客观性,原因在于:①基于29组全球天然气水合物资源潜力的评价结果来分析天然气水合物资源的发展前景并不合理,因为这些评价结果由于评价时间和依据材料不同并不具有可比性;②中国南海约 $800\times 10^8\text{t}$ 油当量的天然气水合物资源潜力并非实际意义上的可采资源量,还包括了当前和近期无法开采和利用的各种形式的天然气水合物。

因此,笔者认为统一天然气水合物资源量的概念和表征方法、基于有效评价理论及方法在相同条件下对全球和中国南海天然气水合物的资源潜力进行评价,有利于比较其资源潜力评价结果的可靠性,从而评判天然气水合物资源的发展前景。

1.4 中国南海天然气水合物资源产业化发展面临的关键问题

鉴于上述2种不同观点,中国南海天然气水合物资源产业化发展面临以下关键问题:①国外天然气水合物资源开发研究热度不断下降与中国正在大规模推进天然气水合物资源产业化发展,哪种现象和举措更符合能源发展的客观实际?②导致国内外有关天然气水合物资源产业化发展认识完全不同的原因是什么?③中国在当前条件下大力推进天然气水合物资源产业化发展存在哪些风险和挑战?应该怎样面对这些风险和挑战?笔者将主要围绕这3个关键问题展开论述,以期促进中国天然气水合物资源产业化的良性发展。

2 研究思路与方法原理

2.1 研究基本思路

笔者采用全油气系统理论研究和解决相关问题。全油气系统理论^[21]认为,天然气水合物与常规/非常规油气类似,含有的氢、碳元素均来源于有机质的沉积降解作用^[22],属于全油气系统的演化产物。基于该认识,天然气水合物的资源潜力不可能超过地层/岩层中有机质生成的油气总量。同时,由于天然气水合物形成、分布于由浮力主导油气运移的自由动力场内,那么,其资源潜力也不可能超过自由动力场内源岩的排烃总量。此外,天然气水合物只能形成、分布于自由动力场的高压低温固相平衡带(GHSZ),而该平衡带岩体的体积占比小于5%,由此推断天然气水合物的资

源潜力占自由动力场内油气资源总量的比例也很小。全油气系统概念模型从理论上限定了天然气水合物资源潜力的规模大小,为科学评价天然气水合物的资源潜力提供了理论和方法指导,其反演天然气水合物资源潜力的方法原理和应用成果已公开发表^[3-4]。笔者依据全油气系统理论及其定量评价方法来预测全球和中国南海的天然气水合物资源量,并据此分析和讨论未来天然气水合物资源产业化发展的前景。首先,利用全油气系统物质平衡反演法、钻探结果体积类比法和前人结果趋势分析法3种新方法预测全球天然气水合物的原地资源量和可采资源量,分析不同预测结果间的差异性和关联性以及评价方法的客观性与可靠性,并在此基础上,进一步结合前人的评价结果,剖析有关全球天然气水合物资源潜力的评价结果与认识不断变化的原因;其次,对比分析利用上述3种方法获得的中国南海天然气水合物的原地资源量和可采资源量,并结合已有的35组中国南海天然气水合物资源潜力评价结果,分析导致天然气水合物资源潜力评价结果不同的根本原因;最后,基于3种新方法得到的天然气水合物的资源潜力,展望全球和中国南海天然气水合物资源产业化发展的前景,讨论其面临的风险和挑战,并提出建议。

2.2 有关天然气水合物资源的基本概念与评价方法

2.2.1 天然气水合物的产状与分类

地质调查结果表明,全球天然气水合物的分布面积为 $(8\sim 350)\times 10^4\text{km}^2$,厚度为1~500 m,资源量高达 $(1000\sim 100000)\times 10^8\text{t}$ 油当量^[17]。然而,这些天然气水合物大多分散在源岩层内,饱和度不到10%^[18-19],很难被开采出来,只有极少数天然气水合物经过运移、富集可构成现实资源。全球天然气水合物的可采资源总量预测约为 $3000\times 10^8\text{t}$ 油当量^[18-19]。基于已有研究结果,笔者建议将天然气水合物饱和度10%和20%分别作为判别天然气水合物为较富集型或富集型的临界下限标准,其依据主要为:①全球天然气水合物的钻探结果表明,泥质源岩内分散的天然气水合物的饱和度通常小于10%;②通常情况下,当天然气水合物被开采到地表后,其释放出的天然气量为常规气藏的3~4倍,即饱和度为10%的天然气水合物所释放出来的天然气量与测井解释饱和度与含气饱和度为40%的常规含气层的含气量大致对应;③中国南海神狐探区在粉砂岩和泥质粉砂岩目的层中钻探获得的天然气水合物的饱和度超过20%,约占天然气水合物资源总量的18%。据此,天然气水合物可划分为3类:①分散型天然气水合物,其饱和度小于10%,不能构成现实资源;②较富集型天然气水合物,其饱和度和

为 10%~20%,构成潜在资源;③富集型天然气水合物,其饱和度超过 20%,构成现实资源。

2.2.2 天然气水合物资源量的概念与分类

矿产资源量通常包括狭义和广义 2 种概念。其中,狭义资源量是指近地表天然形成的、在当前和近期能够开采并值得开采的矿产总量,不包括那些分散的或因技术水平等原因在当前条件和近期不能开采或不值得开采的矿产。这种概念主要用于讨论现实问题或制定生产计划和发展规划。包括石油工程师学会(SPE)、美国石油地质学家协会(AAPG)、世界石油大会(WPC)与石油估值工程师学会(SPEE)在内的国际权威机构联合发表的石油资源管理系统(Petroleum Resources Management System)即采用狭义资源量概念确立油气资源储量的判别标准,并提出了油气资源储量的分类方案^[23]。中国三大石油公司在油气资源评价中也均采用狭义资源量概念,将当前和近期不能开采的油气资源排除。例如:当基于生、排烃总量评价油气资源量时需要乘以运聚系数或聚集系数,以去掉不能排出的或排出后不能聚集或聚集程度达不到要求的油气资源^[24-28];当基于连续型油气藏评价非常规油气资源量时需要先圈定出甜点区,然后依据体积法等计算出甜点区内的油气资源量^[29-30]。美国能源部和地质调查局在评估全球天然气水合物资源量时也采用狭义资源量概念,将那些分散的、当前或近期不可采的天然气水合物排除,估算其可采资源量约为 $3\,000 \times 10^8$ t 油当量^[18-19]。广义资源量是指地表附近天然形成的、在当前和未来技术条件下能够开采并值得开采的矿产总量。依据这种概念,天然气水合物的资源量在形式上应包含地球上所有的天然气水合物。这种概念主要用于讨论人类活动、社会发展等抽象问题,不能用于讨论矿产资源产业化发展等具体的现实问题。在产业化发展中,天然气水合物的可采资源量不仅影响着勘探生产及其具体部署,也关系到具体投资和效益评估,是开展资源量评价最终追求的结果。如果将今后很久或未来才能开采的矿产资源当成现实资源量予以讨论并指导生产和制定发展战略,有可能误导国家制定大规模发展规划和诱导社会个人或企业重大投资,从而导致重大损失。

鉴于此,笔者采用狭义资源量概念,即将天然气水合物资源量限定为现实可采资源量,排除当前和近期不能开采的水合物。而天然气水合物原地资源量特指已经达到资源量标准但目前尚未开采过的资源量。原地资源量乘可采系数得到可采资源量。

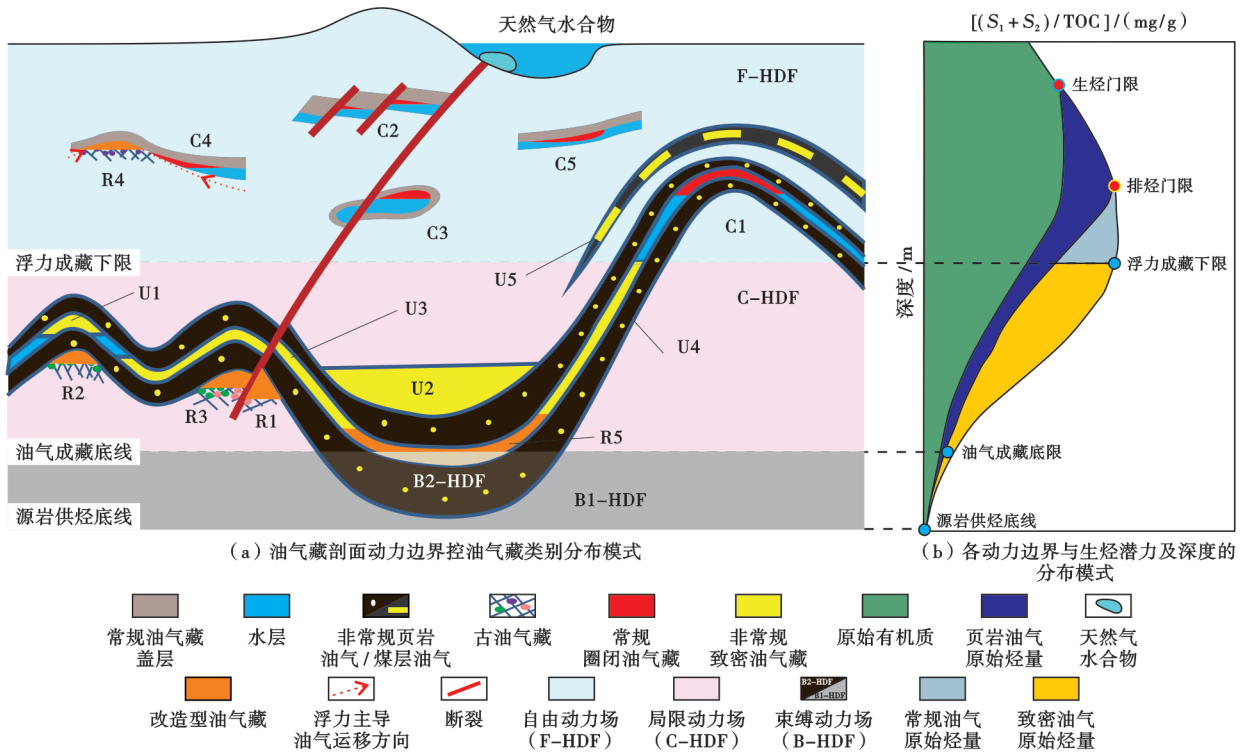
2.2.3 天然气水合物资源潜力分级与表征

矿产资源潜力是指在产业化发展过程中矿产资源

能够得到开发利用的规模上限。在勘探开发过程中往往会反复进行矿产资源潜力评价工作,但由于地质调查阶段不同,采用的资源潜力评价指标和表征方法往往不同。例如,天然气水合物资源潜力评价等级通常可以细分为 6 级:Ⅰ级指天然气水合物远景含气量,Ⅱ级指天然气水合物实际含气量;Ⅲ级指天然气水合物富集量或聚集量,其饱和度超过 10%;Ⅳ级指天然气水合物(原地)资源量,其饱和度超过 20%;Ⅴ级为天然气水合物技术可采资源量,饱和度超过 20%且在当前或近期能够开采出来;Ⅵ级为水合物商业可采资源量,其饱和度超过 20%且在当前或近期能够商业开采出来。需要强调的是,低层级的资源潜力评价结果数值规模大,但不确定性高、可信度低;高层级的资源潜力评价结果数值规模小,但不确定性小、可信度高。不同层级的资源潜力评价指标的地质意义不同,且彼此间不具有可比性。低层级的资源潜力评价结果乘以富集系数、资源系数或可采系数等可以转换成最高层级的商业可采资源量,进而用于指导矿产资源勘探生产和发展战略研究。由于目前还没有天然气水合物藏大规模商业开采的案例,笔者将Ⅴ级天然气水合物技术可采资源量作为最高层级的资源潜力评价指标来进行讨论。

2.2.4 天然气水合物资源潜力评价方法原理

基于全油气系统物质平衡原理获得天然气水合物的技术可采资源量是一种全新的方法。全油气系统内的常规和非常规油气之间往往存在着关联性,并受浮力成藏下限(BHAD)^[31]、油气成藏底限(HADL)^[32]和源岩供烃底限(ASDL)^[33] 3 个动力边界以及自由、局限和束缚 3 个油气动力场控制^[34]。自由动力场位于 BHAD 之上,控制着常规油气资源的形成分布,油气资源量受排烃门限(HET)^[35]和 BHAD 间源岩层的排烃量控制;局限动力场介于 BHAD 和 HADL 之间,控制着非常规致密油气资源的形成分布,资源量受 BHAD 和 HADL 间源岩层的排烃量控制;束缚动力场位于 HADL 和 ASDL 之间,控制着页岩油气资源或煤层油气资源的形成分布,资源量受生烃门限(HGT)^[36]和 ASDL 间源岩层内的滞留油气量控制。基于全油气系统理论,所有油气藏可以细分为 3 大类 6 亚类 15 种^[37],天然气水合物分布在近地表附近的 GHSZ 内,属于油气在自由动力场内由浮力主导下运移聚集形成的特殊形式的常规油气资源。全油气系统动力边界和动力场控油气藏分布概念模型如图 4 所示,这为建立各动力场内不同类别油气资源之间的物质平衡方程以及反演天然气水合物的资源量创造了条件,相关详细讨论可见文献^[38]。



注: C1—常规背斜油气藏; C2—常规断块油气藏; C3—常规岩性油气藏; C4—常规地层油气藏; C5—常规复合油气藏; U1—致密常规油气藏; U2—致密深盆油气藏; U3—致密连续油气藏; U4—致密页岩油气藏; U5—致密煤层油气藏; R1—裂缝改造油气藏; R2—孔洞改造油气藏; R3—裂缝孔洞复合改造油气藏; R4—氧化改造稠油沥青藏; R5—高温裂解改造干气藏; B1-HDF—深层束缚动力场; B2-HDF—源内束缚动力场; TOC—总有机碳含量; $S_1 + S_2$ —生烃潜力。

图 4 全油气系统动力边界和动力场控油气藏分布概念模型(据文献[38]修改)

Fig. 4 Conceptual model of hydrocarbon distribution controlled by dynamic boundary and field in the whole petroleum system

笔者主要应用基于物质平衡反演法、钻探结果体积类比法、前人结果趋势分析法等获得的全球和中国南海天然气水合物资源潜力评价结果讨论相关问题。①当应用全油气系统物质平衡反演法评价天然气水合物资源量(Q_{C1})时,考虑 9 个地质条件的影响,包括自由动力场内已经形成的常规油气资源量(Q_{C2})和稠油沥青资源量(Q_{C3})、各种常规油气资源运聚成藏有利区的面积(A_{conv})和厚度(H_{conv})以及天然气的体积系数(B_g)、天然气水合物有利区的分布面积(A_{GHSZ})和厚度(H_{GHSZ})及其体积系数(B_{gh})、源岩排烃/运烃类流体中天然气的比例系数(g)。②当应用钻探结果体积类比法评价天然气水合物资源量时,基于全球钻探取样获得天然气水合物分布特征参数,计算单位体积岩层内的天然气水合物的密度,并通过体积类比推测全球天然气水合物的分布特征,以期反映基于地质调查对全球天然气水合物资源量的客观认识。③当应用前人结果趋势分析法评价天然气水合物资源量时,总结了以往 29 个研究组在不同时期获得的全球天然气水合物的资源潜力的变化规律,这种规律可体现科技进步对天然气水合物资源量评价结果的影响,即随着资料积累的增多、认识程度

的深化,评价结果会更接近实际。3 种方法相互独立,其评价结果相互检验,印证了资源潜力评价结果的客观性和对天然气水合物资源发展前景认识的可靠性。

3 全球天然气水合物资源潜力评价结果及其下降原因

3.1 3 种新评价方法获得的全球天然气水合物资源量

笔者利用 3 种评价方法获得的全球天然气水合物的原地资源量和可采资源量的众数分别为 990×10^8 t 油当量和 300×10^8 t 油当量,按平均数统计分别为 2140×10^8 t 油当量和 680×10^8 t 油当量(表 1),天然气水合物占全球常规油气原地资源量(41000×10^8 t 油当量)的 2.4%~5.2%和可采资源量(13600×10^8 t 油当量)的 2.2%~5.0%。全球天然气水合物的资源量占常规油气资源总量的平均比例小于 5%、占化石类油气资源总量的平均比例小于 2%^[21](图 5)。这 3 种方法分别从油气地质理论、天然气水合物地质调查、评价理论与方法更新发展 3 个不同侧面来预测全球天然气水合物的资源量,其评价结果基本一致,具有一定的客观性和可靠性。

表1 3种评价方法对全球天然气水合物资源潜力的评价结果(据文献[4]修改)

Table 1 Evaluation results of global hydrate resource potential using three different methods

评价方法	全球天然气水合物的原地资源量 / 10^8 t 油当量	全球天然气水合物的可采资源量 / 10^8 t 油当量	其他常规油气的原地资源量 / 10^8 t 油当量	其他常规油气的可采资源量 / 10^8 t 油当量	天然气水合物原地资源量在全球常规油气中的占比/%	天然气水合物可采资源量在全球常规油气中的占比/%
全油气系统物质平衡反演法	840/1790	260/570	41000	13600	2.0~4.4	1.9~4.2
全球钻探结果体积类比法	650/1800	220/570			1.6~4.4	1.6~4.2
前人评价结果趋势分析法	1480/2830	420/910			3.6~6.9	3.1~6.7
3种方法平均	990/2140	300/680	41000	13600	2.4~5.2	2.2~5.0

注：“/”之前为众数统计值，“/”之后为平均数统计值。

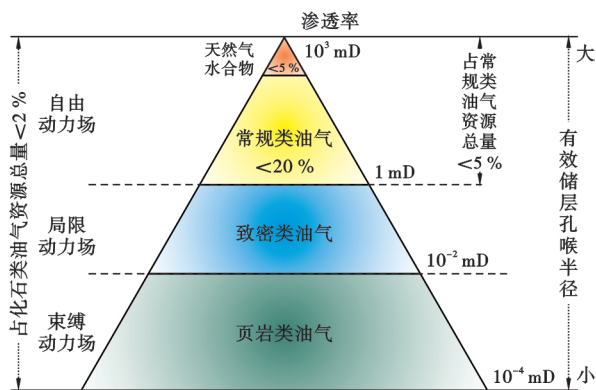


图5 全球天然气水合物资源量评价结果与其他类型油气资源量的对比(据文献[21]修改)

Fig. 5 Comparison of global evaluation result of natural gas hydrate resource with other types of oil and gas resources

3.2 全球天然气水合物资源量评价结果不断降低的原因

基于天然气水合物成因机制与分布特征研究,结合不同阶段全球天然气水合物资源的地质调查结果,笔者认为天然气水合物资源潜力评价结果不断降低的原因主要包括5个方面^[3]。

第一,地质调查不断深入。进入21世纪后,全球天然气水合物资源的地质调查研究取得了重大进展,全球目前发现的主要天然气水合物矿点均分布在海洋或陆地上的永久冻土带中^[39](图6)。随着全球天然气水合物资源地质调查和相关认知的不断深入、资源潜力评价指标不断修正更新,评估时采用的地质参数如天然气水合物的分布面积、厚度和饱和度等的取值不断减小^[17],导致资源量评价结果呈下降的趋势。

第二,理论认识不断深化。近20年来,关于天然气水合物成因理论的研究取得了诸多重大发现,深刻改变着关于天然气水合物资源潜力的认识。其中,天然气水合物固相平衡成因理论^[1,40-41]认为,天然气水合物只能赋存在高压、低温环境中,主要分布在地球南北两极、高原和深海地区。在全球29组天然气水合物

资源评价研究中,天然气水合物有利区的分布面积从初始的 $(250\sim 350)\times 10^6 \text{ km}^2$ 逐步下降为当前的 $(15\sim 35)\times 10^6 \text{ km}^2$,有利区的分布厚度也在降低。图7为实际地质条件下天然气水合物有利区形成的深度范围研究实例^[42],早期预测天然气水合物形成的厚度可超过1000 m,当前预测其形成厚度仅约为400 m。

第三,天然气来源逐步明确。全球共发现了14个天然气水合物藏,其天然气成分主要为甲烷等烃类气体,甲烷含量通常超过90%,最高可达99.98%。甲烷的碳、氢同位素值($\delta^{13}\text{C}$ 、 $\delta^2\text{H}$)测试结果显示: $\delta^{13}\text{C}$ [以Vienna实验室标准平均大洋水(VSMOW)为标准]为 $-226\text{‰}\sim -180\text{‰}$,平均为 -203‰ ; $\delta^2\text{H}$ [以Vienna实验室PeeDee Belemnite (VPDB)标样为标准]为 $-71.2\text{‰}\sim -31.1\text{‰}$,平均为 -54.7‰ ^[43]。这与含油气盆地内有机成因油气资源的碳、氢同位素分布范围一致[图8(a)]^[22],表明天然气水合物中的天然气也主要来源于有机质的降解作用,属于全油气系统演化的产物。该认识进一步将天然气水合物的形成分布范围限定在沉积盆地内,即没有沉积层分布的海域中不能形成天然气水合物。因此,评价天然气水合物资源

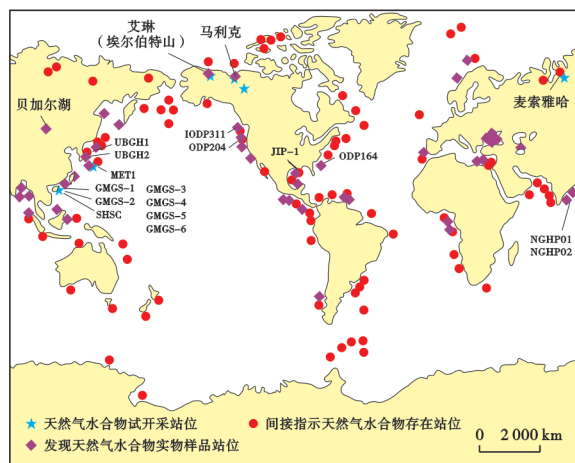


图6 全球天然气水合物资源分布特征^[38]

Fig. 6 Global distribution characteristics of natural gas hydrate resources

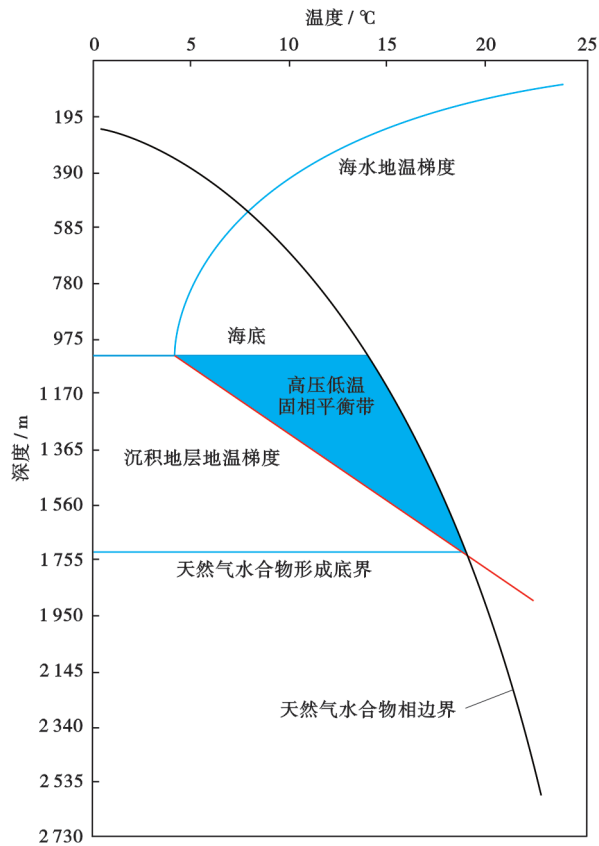


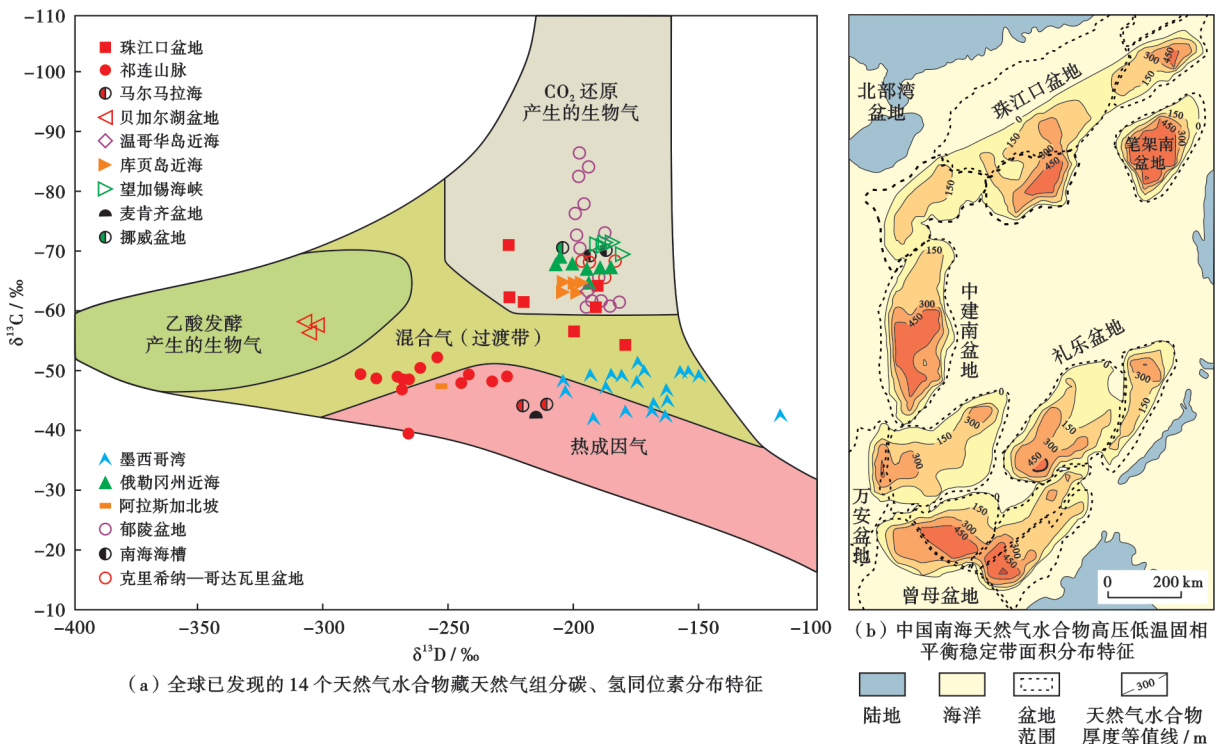
图 7 高压低温成因机制下天然气水合物的形成深度 (据文献[15]修改)

Fig. 7 Formation depth of natural gas hydrate under high-pressure and low-temperature conditions

量时应将中国南海深水区无沉积地层分布的区域去除,因而对应天然气水合物有利区的面积缩小^[15][图 8(b)],天然气水合物资源评价结果随之减小。

第四,天然气水合物分布特征不断清晰。天然气水合物在含油气盆地中呈分散、较富集、富集 3 种赋存状态。美国能源部和地质调查局提出了资源富集有效的基本准则^[18-19](图 9),将天然气水合物的现实资源量限定为经过运移且富集在砂岩或砾岩等高孔、高渗透层内的天然气水合物的总量,将聚集在泥岩裂缝中的天然气水合物归为潜在资源,将分散在泥岩孔隙中的天然气水合物(饱和度通常低于 10%)排除在资源量外。基于该准则,全球天然气水合物的可采资源量预测约为 300×10^8 t 油当量^[3],不到全球常规油气可采资源总量(13620×10^8 t 油当量)的 2.2%。

第五,天然气水合物开采应遵循资源采出有用准则。资源采出有用准则是指矿产资源只有在开采出来后才能发挥其功能和作用。基于此准则,有用资源量应当不包括当前和近期内不能被开采出来的资源。限于目前的技术条件,全球尚没有实现天然气水合物藏的商业开采,因此无法获取天然气水合物资源的商业可采系数并由此计算出其商业可采资源量。日本学者曾通过物理模拟实验研究发现,原始地层状态下天然气水合物资源的可采系数范围较广,改变生产压力可以使可采系数由 15% 提升到约 70%,平均约为 30%^[44](图 10)。考



(a) 全球已发现的 14 个天然气水合物藏天然气组分碳、氢同位素分布特征

(b) 中国南海天然气水合物高压低温固相平衡稳定带面积分布特征

陆地 海洋 盆地 天然水合物厚度等值线/m

图 8 全球天然气水合物中天然气的有机地球化学特征以及中国南海天然气水合物有利区分布预测 (据文献[15,22]修改)

Fig. 8 Organic geochemical characteristics of natural gas in global gas hydrates and prediction of favorable gas hydrate areas in the South China Sea

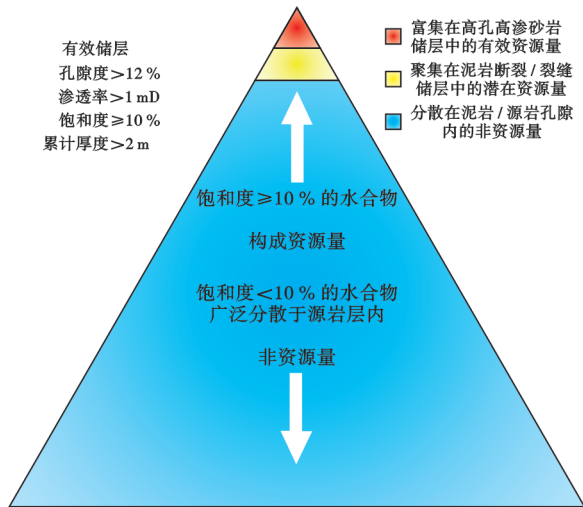


图9 天然气水合物产状特征分类及其构成资源的可能性 (据文献[18-19]修改)

Fig. 9 Classification of occurrence characteristics of natural gas hydrates and the possibility of constituting resources

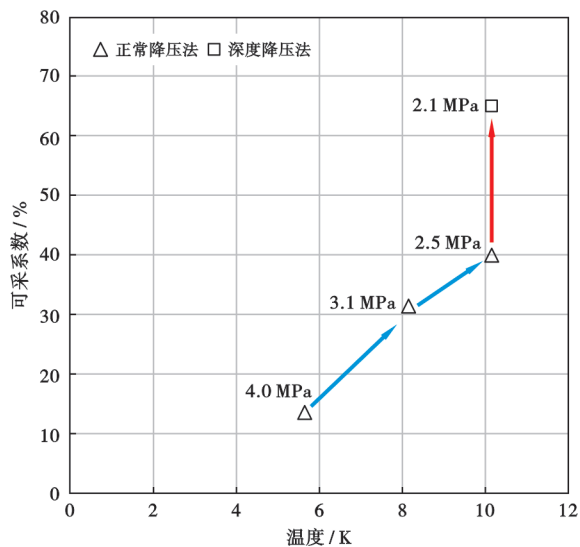


图10 天然气水合物资源可采系数模拟实验结果 (据文献[44]修改)

Fig. 10 Results of simulation experiments on the recovery coefficient of natural gas hydrate resources

考虑资源采出有用准则,天然气水合物的有用可采资源量在原地资源量基础上减少了1/2~2/3。

4 中国南海天然气水合物资源量评价结果

4.1 以往中国南海天然气水合物资源潜力评价结果并非其现实可采资源量

近20年来,35个研究组曾对中国南海天然气水合物资源潜力进行了研究,其评价结果主要介于(600~900)×10⁸t油当量^[13](表2)。前人将该结果视为中国

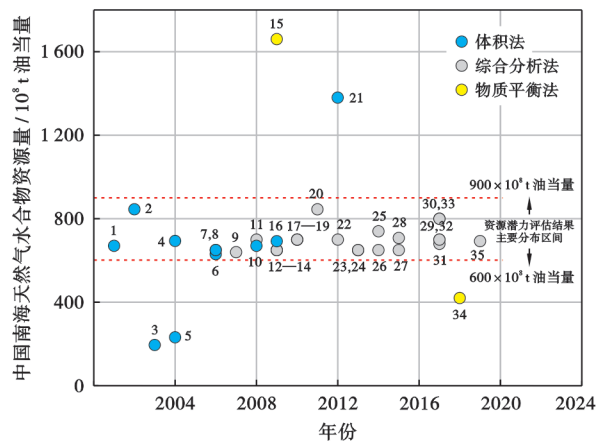
表2 中国南海天然气水合物资源潜力评价结果 (据文献[13]修改)

Table 2 Evaluation results of gas hydrate resource potential in the South China Sea

序号	评估方法	天然气水合物资源/ 10 ⁸ t 油当量	评估时间
1	体积法	670	2001
2	体积法	845	2002
3	体积法	195	2003
4	体积法	693	2004
5	体积法	232	2005
6	体积法	630	2006
7	体积法	650	2006
8	体积法	650	2006
9	综合分析法	640	2007
10	综合分析法	670	2008
11	综合分析法	700	2008
12	综合分析法	650	2009
13	综合分析法	650	2009
14	综合分析法	650	2009
15	物质平衡法	1 660	2009
16	体积法	692	2009
17	综合分析法	700	2010
18	综合分析法	700	2010
19	综合分析法	700	2010
20	综合分析法	845	2011
21	体积法	1 380	2012
22	综合分析法	700	2012
23	综合分析法	650	2013
24	综合分析法	650	2013
25	综合分析法	740	2014
26	综合分析法	650	2014
27	综合分析法	650	2015
28	综合分析法	708	2015
29	综合分析法	700	2017
30	综合分析法	800	2017
31	综合分析法	680	2017
32	综合分析法	700	2017
33	综合分析法	800	2017
34	物质平衡法	420	2018
35	综合分析法	693	2019

南海天然气水合物的资源潜力,与低层级的远景含气量(I级资源潜力)对应,主要依据为:①35组评价结果有相当一部分是基于体积法,根据常规油气储量计算方法,利用关键参数包括天然气水合物的分布面积、厚度、孔隙度、饱和度和体积系数等计算得出^[17];这些参数主要依据地震和少量钻井资料预测得到,当用其来评价中国南海可能存在的天然气水合物资源总量时,预测结果与I级资源潜力对应。②上述关键参数并非全部经过钻探结果标定和校正,考虑到在天然气水合物固相平衡成因理论与地震解释方法中面积和厚度等参数的取值往往会高于实际数值,天然气水合物资源量的计算结果可能偏大。例如,最新评估结果显示

中国南海天然气水合物的有利区分布面积约为 $32 \times 10^4 \text{ km}^2$, 这一数据远低于先前 35 组资源潜力评价使用的面积的平均值 ($66 \times 10^4 \text{ km}^2$)^[17]。③35 组天然气水合物的资源潜力评估过程并没有考虑资源富集有效原则和资源采出有用原则, 因此评价结果应为天然气水合物的远景含气量或实际含气量, 而这一评价结果在近 20 年内基本一致^[13] (图 11)。综合以上分析表明, 中国南海天然气水合物的资源潜力评价结果 (平均为 $800 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量) 并不是其现实可采资源量, 而是远景含气量。当将该评价结果换算成高层级的可采资源量时需要乘以校正系数 (48%)、资源富集系数 (18%) 以及资源可采系数 (30%), 其技术可采资源量折合约为 $21 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量。



注: 样本编号与表 2 对应。

图 11 中国南海天然气水合物资源评价结果随时间的变化 (数据据文献^[13])

Fig. 11 Change of evaluation results of gas hydrate resources in the South China Sea over time

4.2 中国南海天然气水合物资源量以往评价结果偏大的原因

原因一, 未考虑资源富集有效基本原则, 将所有天然气水合物都视为有效资源, 与当前科技水平不吻合。经过 20 多年详细的地质调查研究, 进一步明确了中国南海天然气水合物的发育特征、烃源岩条件、储层条件和平面分布规律等。中国南海天然气水合物早期的资源潜力评价未将分散型、较富集型和富集型天然气水合物区分开, 而是将全部天然气水合物视为有效可采资源, 因而其评价结果偏大。例如, 在天然气水合物资源潜力评价中, 饱和度的取值在 2000—2004 年平均为 2.5%, 在 2005—2008 年为 1.0%~7.0%, 在 2009—2020 年为 1.2%~14.0%。天然气水合物饱和度整体取值为 1.0%~14.0%, 平均为 3.4%。这些低饱和度的天然气水合物在当前和近期的开发技术条件下是难

以被采出的, 并不能构成有效资源, 将其视为可采资源将与资源富集有效基本原则相违背^[18-19]。如果考虑资源富集有效基本原则, 将饱和度低于 10% 的天然气水合物排除, 中国南海天然气水合物的资源量将较之前的预测结果 ($800 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量) 减少 80%^[17]。

原因二, 不考虑资源采出有用基本原则, 将原地资源全部视为有用资源, 这与当前开采水平并不相符。在现有技术条件下高度富集的天然气水合物资源的可采系数为 15%~70%, 平均约为 30%^[44]。基于这一原则, 中国南海天然气水合物的可采资源量将会在原地资源量基础上进一步减少, 减少幅度超过 65%。

原因三, 中国南海天然气水合物以往的资源潜力评估结果为天然气水合物的远景含气量, 远大于笔者所讨论的现实可采资源量。中国南海天然气水合物的有利区分布面积约为 $32 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[14-15], 为早期平均预测结果 ($66 \times 10^4 \text{ km}^2$) 的 48%; 神狐探区天然气水合物资源的富集系数为 18%^[3]; 同时, 现有技术条件下天然气水合物的可采系数约为 30%^[44]。笔者利用以上 3 个关键参数, 将中国南海天然气水合物的远景含气量 ($800 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量) 校正为 II 级资源量 ($384 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量), 其中, 分散型天然气水合物的占比约为 55%, 为 $211 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量 (图 12); 天然气水合物潜在资源量 (III 级资源量) 的占比约为 27%, 为 $104 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量; 天然气水合物原地资源量 (IV 级资源量) 的占比约为 18%, 为 $69 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量, 同时, 天然气水合物的可采资源量 (VI 级资源量) 仅占这其中的 5.4%, 约为 $21 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量。

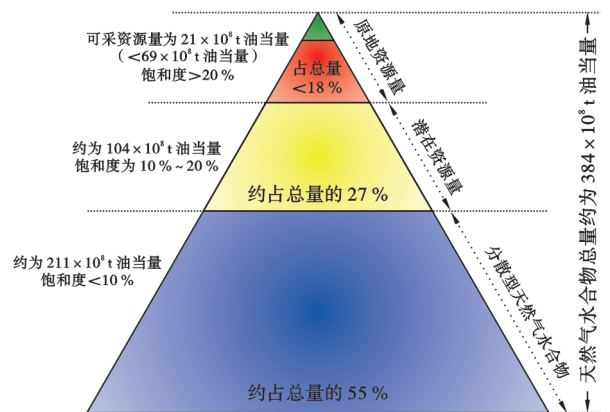


图 12 中国南海天然气水合物资源量的构成

Fig. 12 Composition of natural gas hydrate resources in the South China Sea

4.3 3 种新评价方法获得的中国南海天然气水合物的可采资源量

笔者基于全油气系统物质平衡反演法、全球钻探结果体积类比法和前人评价结果趋势分析法^[3,14-16], 采用蒙

德卡洛模拟技术对中国南海天然气水合物的原地资源量和可采资源量进行了较为系统的综合评价,结果如表3所示。综合3种新方法的评价结果显示:中国南海天然气水合物原地资源量模拟结果的众数值为 27×10^8 t油当量,平均值为 57×10^8 t油当量,最大占比仅为早期资源潜力评价结果的7.1%;可采资源量模拟结果的众数值为 10×10^8 t油当量,平均值为 26×10^8 t油当量,最大占比仅为早

期资源潜力评价结果的3.2%。中国南海天然气水合物早期的评价结果(800×10^8 t油当量)约为这3种方法获得的天然气水合物可采资源量的30~80倍。中国南海常规油气的原地资源量为 $(172 \sim 545) \times 10^8$ t油当量,天然气水合物的原地资源量约占常规油气原地资源总量的5%~33%,这一结果表明,中国南海的天然气水合物资源难以构成未来油气资源的主体。

表3 3种新评价方法对中国南海天然气水合物资源量的预测结果

Table 3 Prediction results of three new evaluation methods for gas hydrate resources in the South China Sea

评价方法	原地资源量 / 10^8 t油当量	可采资源量 / 10^8 t油当量	常规油气原地资源量 / 10^8 t油当量	天然气水合物原地 资源量在常规油气 中的占比/%	天然气水合物可采 资源量在常规油气 中的占比/%
全油气系统物质 平衡模拟反演法	23/30	9/14	172~545	4~17	2~8
全球钻探结果 体积类比法	19/77	10/28		3~45	2~16
前人评价结果结 果趋势分析法	40/65	12/20		7~38	2~12
3种方法平均	27/57	10/26	172~545	5~33	2~15

注:“/”之前为众数统计值,“/”之后为平均数统计值。

5 中国南海天然气水合物资源产业化发展面临的风险和挑战及其建议

5.1 中国南海天然气水合物资源产业化发展面临的风险和挑战

笔者认为中国南海天然气水合物资源产业化发展面临5方面的风险和挑战:

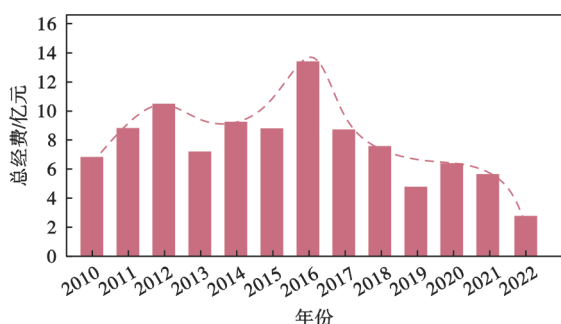
(1) 天然气水合物的可采资源量规模太小。3种最新评价方法预测的中国南海天然气水合物可采资源量的模拟结果按众数和平均数统计分别为 10×10^8 t油当量和 26×10^8 t油当量,仅占常规油气可采资源总量的2%~15%,不能构成中国南海油气资源的主体。

(2) 天然气水合物资源产业化发展的关键技术不成熟。在当前天然气水合物开采过程中,尚不能完全解决脱砂和脱泥等问题,应对大规模开采可能导致的各种地质灾害和环境污染等问题的关键成熟技术尚没

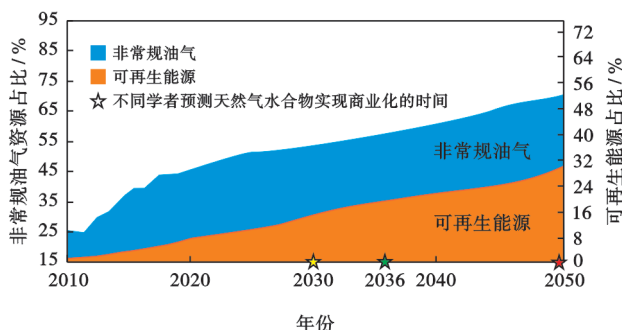
有形成,解决这些问题需要投入大量的人力、资金和时间。虽然中国在天然气水合物资源开采方面已经取得了不小成就,但自2016年以来全球对天然气水合物资源开发的投资规模正在快速减少,其投资前景并不乐观[图13(a)]。

(3) 天然气水合物的市场竞争力较弱。天然气水合物资源实现大规模商业开采预估在2050年之后^[45-49],其时效性和竞争力远不及非常规油气资源和可再生能源。目前,非常规油气已经成为当前油气资源勘探开发的主体,预估约到2050年其市场占有率接近70%^[50];而可再生能源的发展势头也十分迅猛,预估到2050年其市场占有率超过30%[图13(b)]。在这种情况下,天然气水合物资源的产业化发展将面临更加激烈的竞争。

(4) 天然气水合物资源的商业投资风险大。基于 800×10^8 t油当量的远景含气量来制定中国南海天然



(a) 国外在天然气水合物资源开发试验方面经费投入的变化



(b) 全球能源结构中可再生能源与非常规油气占比的变化特征

图13 国外对天然气水合物资源的投资变化以及相关能源在市场上占有率的预测情况

Fig. 13 Changes in overseas investment in natural gas hydrate resources and predictions of the market share of related energy

气水合物资源产业化发展规划具有较大风险。依据目前开采常规天然气资源的成本(0.6~0.8元/m³)计算,探明和开发这些天然气水合物资源至少需要投资45万亿元。即使中国南海天然气水合物的现实可采资源量能够被全部采出,依据当前常规天然气的销售价格(1.8~5.0元/m³)计算出的生产总值也小于13万亿元,回报远低于投入。因此,国外投资天然气水合物资源的试采研究费用已经从2016年的最高投资16亿元降至目前的不足2亿元[图13(a)]。

(5) 天然气水合物资源的大规模开发与“双碳”目标不协调。虽然天然气水合物自身属于“低碳、清洁、高密度”优质能源,但以目前的技术水平对其进行大规模开采容易诱发地质灾害和环境污染,并在很大程度上造成温室效应,与国家“双碳”发展目标相悖。目前,关于天然气水合物开采引发的地质灾害和环境污染的论著数量已经超过了研究天然气水合物资源的论著数量(图2)。按照目前的发展形势分析,在2050年天然气水合物实现大规模开采后,将会面临更大的环境保护等社会压力。

5.2 中国南海天然气水合物资源产业化发展的建议

尽管当前大规模推进天然气水合物资源产业化发展面临着重大风险和挑战,但随着科学技术的发展与进步,未来天然气水合物资源必将得到开发利用。笔者支持和鼓励持续探索和研发天然气水合物勘探开发所需的关键技术,并提出4方面建议。

(1) 提升天然气水合物开采的技术水平,扩大天然气水合物的可采资源量。中国南海天然气水合物的原地资源量为 27×10^8 t油当量(模拟结果的众数值)或 57×10^8 t油当量(模拟结果的平均值),常规油气的原地资源量为 $(172 \sim 545) \times 10^8$ t油当量,天然气水合物的占比为5%~33%;在当今开发技术水平下,天然气水合物的可采资源量为 10×10^8 t油当量(模拟结果的众数值)或 26×10^8 t油当量(模拟结果的平均值),常规油气的可采资源量为 108×10^8 t油当量(图14),天然气水合物的占比约为9%~24%(图14)。随着科学研究和技术创新的发展,天然气水合物的可采系数将逐步得到提升,可采资源量也会随之增加。假如可采系数从当前的30%提高到60%,那么天然气水合物的可采资源量将增加1倍。以中国松辽盆地大庆油田为例,原油开采初期(1960—1965年)的可采系数不到5%,1970—1975年的可采系数提升至20%,1980—1985年的可采系数又提高到30%,2020年以来的可采系数为55%~65%。对于天然气水合物而言,尽管目前由模拟实验获得的理论可采系数为15%~70%(平均为30%),但在实际地质条件下,其可采系数可能还达

不到这一水平。因为当前致密油气和页岩油气的可采系数为7.5%~37.0%,平均小于30.0%^[17]。大庆油田的原油可采系数从初始的不足5%提升到55%~65%经历了60余年。考虑到当前科学技术的发展速度更为迅猛,笔者认为中国南海天然气水合物的可采系数提高到60%需要的时间应该远小于60年。

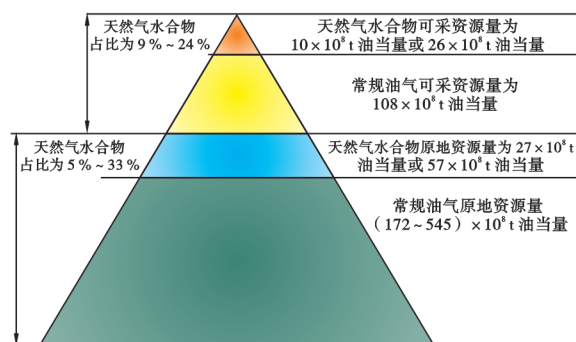


图 14 中国南海天然气水合物的原地资源量与可采资源量在常规油气资源中的占比

Fig. 14 Proportion of in-place resources and recoverable resources of natural gas hydrates in the South China Sea compared to conventional oil and gas resources

(2) 降低天然气水合物的开采成本,拓展其有效资源分布范围。中国南海天然气水合物主要分布在水深超过300~500m的大陆斜坡带内尚未完全固结成岩的新生界中^[51-53]。在对其进行大规模开采的过程中容易诱发地层滑坡等地质灾害,同时天然气水合物因温度、压力变化大量释放甲烷气体会导致海水酸化和环境污染。中国南海天然气水合物主要目的层的岩性为薄层黏土质粉砂岩和泥质粉砂岩^[54],天然气水合物的饱和度普遍较低,平均不到40%,开采过程中需要防砂、防泥。相比而言,日本海域发现的天然气水合物主要富集在较厚的砂岩层内,天然气水合物的饱和度最高超过90%^[55];美国阿拉斯加北坡的天然气水合物主要富集在砾岩层内,天然气水合物的饱和度也超过60%^[56]。这说明中国南海实现天然气水合物商业开采的难度更大,成本也会相应地更高。天然气水合物资源可划分为分散/非资源型(饱和度<10%)、较富集潜在可采资源型(饱和度为10%~20%)、高富集现实可采资源型(饱和度>20%)。如果通过科技攻关,中国南海能够实现较富集潜在可采资源型天然气水合物的商业开采,则有望使天然气水合物的可采资源量从目前占实际含气量的5.4%提高到未来的30.0%以上。随着科技水平进一步提高,如果可以开采利用饱和度更低的天然气水合物,例如,可开采天然气水合物的饱和度由10%降低到5%,则中国南海天然气水合物的可采资源量有望提高到实际含气量的50%以上。

(3) 深化研究天然气水合物的地质条件,厘清其资源分布特征。目前,中国南海天然气水合物的资源评价研究较为薄弱,主要体现在3个方面。①评价方法单一且评价结果近20年没有太大变化。自2000年以来在中国南海完成的有关天然气水合物资源的项目共计39项,其中,大多集中于钻采工程和地质工程研究方面^[13],没有专门集中于资源评价理论和方法研究的项目(图15)。早前35组关于中国南海天然气水合物资源潜力评价的结果,主要是综合分析法和借用常规油气储量计算的体积法,未完全考虑天然气水合物的成因和天然气来源,只考虑天然气水合物成藏有利区的储层体积(图11)。②中国南海天然气水合物的资源潜力评价结果为远景含气量或实际含气量,数值偏大,未将分散型、较富集型以及高度富集型的天然气水合物分开评价,不利于指导实际生产和制定发展规划。③虽然在中国南海已经开展过35次天然气水合物资源潜力评价,但还没有将其落实到具体层位或区带上,更没有提交预测储量、控制储量和探明储量。因此,深化天然气水合物的地质条件研究,厘清其资源分布特征,明确资源分布范围和储量规模,划分资源等级和开发层次,制定相应的勘探规划和开发战略,对于指导中国南海天然气水合物产业化良性发展具有迫切的现实意义。

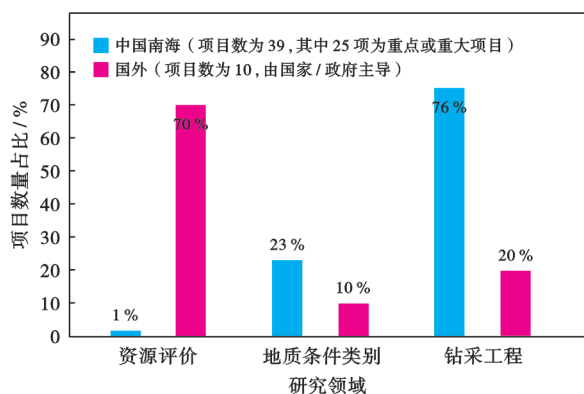


图15 国内外关于天然气水合物项目在不同研究领域的差异(数据据文献[10])

Fig. 15 Differences of natural gas hydrate projects at home and abroad in different research fields

(4) 联合多种油气资源整合调查、提高综合开发成效。虽然中国南海天然气水合物资源量的最新评价结果较之前严重减少,但迫于中国油气资源短缺的压力,仍然需要不断探索。笔者认为,尽管天然气水合物难以成为中国南海油气资源的主体,但由于其与常规油气资源联合共生,且主要分布在含油气盆地埋深较浅的地层中,因此可将其作为常规和非常规油气资源

开发过程中的附加资源予以利用,进而提高综合开发成效。具体措施有3种:①在开展常规和非常规油气资源勘探的同时将天然气水合物勘探作为重要的目标区块予以设计和规划,全面获取相关资料;②在开展常规和非常规油气资源开发的同时,将天然气水合物作为重要目的层位予以钻探和试采,不漏失目的层位;③在开展常规和非常规油气资源开采和输送时,力争利用相同管道输送,努力实现综合利用,最大限度节省成本。

6 相关问题的讨论

6.1 3种新方法评价结果的可靠性问题

天然气水合物的可采资源量太小是当前中国南海天然气水合物资源实现产业化发展存在的最大风险。由此引发出基于3种新方法对全球和中国南海天然气水合物可采资源量评价结果的可靠性问题。笔者认为在现有科技水平下,这3种预测方法反映了天然气水合物资源的最新评价结果和认识。主要基于以下6方面事实:

(1) Dai等^[22]对全球已发现的14个天然气水合物藏中的天然气氢、碳同位素特征进行了系统分析,通过与全球常规和非常规天然气氢、碳同位素对比后认为,天然气水合物也属于有机质沉积埋藏过程中的降解产物,归属于化石能源,这从成因机理上揭示出天然气水合物的资源潜力不可能大于化石能源的总资源量。

(2) Jia等^[21]通过研究中国和全球常规和非常规油气资源的差异性和关联性,提出了全油气系统理论,并阐述了常规和非常规油气资源在含油气盆地中的有序分布规律。因此笔者认为,天然气水合物是全油气系统演化过程中的产物,属于一种特殊固体结晶态形式的天然气藏且只能形成分布在埋深较浅的高压、低温环境中。这为突破因当前无商业开采的天然气水合物气藏而难以获得评价其可采资源量所需的必要参数的困境开拓了途径,即通过建立天然气水合物资源量与常规、非常规油气资源量之间的成因模式,实现天然气水合物资源量的反演,这从理论上验证了天然气水合物资源量受沉积盆地内有机质总生气量、常规气和非常规气资源总量等多重因素控制的事实。

(3) 笔者在国家重点基础研究发展计划(973)项目中组织了研究团队,通过15年持续攻关发现了控制油气运聚成藏的3个动力边界和3个动力场,建立了常规和非常规油气统一成因模式^[33],提出了全油气系统定量评价方法^[57],确立了自由动力场内可能形成的天然气水合物资源与其他2种油气资源(常规油气和稠油沥青)间的物质平衡方程,研发了基于物质平衡方程和蒙德卡洛模拟技术反演天然气水合物资源量的方法和技术^[33]。这从物质平衡原理上确保了天然气水合

物资源量评价结果的可靠性。有关全油气系统定量评价方法原理的文章^[57]也被中国科学技术协会评选为优秀论文。

(4) 基于全球钻探结果体积类比法和前人评价结果趋势分析法获得的天然气水合物的资源量与全油气系统物质平衡反演法获得的结果相近,3种方法相互验证,综合反映了评价结果的客观性和可靠性(表1、表3)。其中,全球钻探结果体积类比法应用了包括中国神狐探区在内的来自全球不同地区的天然气水合物的关键地质参数,确保评价结果反映当前地质调查水平和认识。前人评价结果趋势分析法应用了自1973年以来29个研究组对全球天然气水合物资源潜力的评价结果,呈现出“资料积累越多、认识程度越高、评价结果越接近实际”的规律,展现出科技进步对资源潜力评价结果的影响以及人类认识与客观实际不断接近的过程。

(5) 天然气水合物资源量评估过程中所使用的原始数据会影响评价结果的客观性和可靠性。例如,在利用全油气系统物质平衡反演法预测天然气水合物的资源量时,其结果主要受控于 Q_{C2} 、 Q_{C3} 、 A_{conv} 、 H_{conv} 、 B_g 、 A_{GHSZ} 、 H_{GHSZ} 、 B_{gh} 和 g 这9个关键地质要素参数,笔者综合油气资源勘探开发在100多年所获得的认识以及50多年来29个研究组者关于天然气水合物的地质调查结果来确定这9个参数的取值,确保了天然气水合物资源量评价结果的客观性。另外,中国南海的常规油气资源量早期预测为 $(172\sim 273)\times 10^8$ t油当量,而最新评价结果显示其为 545×10^8 t油当量,因而天然气水合物的资源评价结果也会随之发生变化。当前在计算资源量时,通常将饱和度为10%~20%的天然气水合物视为潜在资源量,但随着科技水平的突破,这些评价边界条件也会发生变化,进而导致评价时原始数据改变,潜在资源量也有望转变为有效资源量。

(6) 3种新方法对全球天然气水合物资源潜力的评价结果与美国能源部和地质调查局获得的结果基本相同^[18-19]。然而,这3种评价方法获得的中国南海天然气水合物资源潜力与早前35个研究组获得的评价结果差别巨大。其根本原因在于早前得出的 800×10^8 t油当量的天然气水合物资源潜力反映的是其远景含气量或实际含气量,而不是可采资源量。由此可见,天然气水合物资源量概念不统一且资源潜力表征方法不一致是导致当前不同学者对其发展前景认识不同的根本原因之一。

6.2 与天然气水合物资源产业化发展相关的问题

6.2.1 有关天然气水合物中无机成因天然气成藏的问题

笔者结合以往多种评价方法获得的结果,讨论了

全球和中国南海天然气水合物的资源潜力,这些讨论主要基于全油气系统理论和物质平衡原理,即认为天然气水合物中的天然气来源于有机质的沉积降解作用。在这一设定条件下,并不能排除未来发现无机成因甲烷气形成天然气水合物的可能,但这种可能性较小或其形成的资源量非常有限,这与常规和非常规油气中存在极少量无机成因烃一样,在商业开发油气藏中其占比几乎可以忽略^[58-60]。

6.2.2 有关海底丘形天然气水合物能否构成资源量的问题

笔者讨论的资源量不包括海底形成的丘形天然气水合物,主要基于4点原因:①海底丘形天然气水合物的形成分布与自由动力场内常规油气资源的形成条件不同,其不需要盖层和圈闭。②海底丘形天然气水合物的形成分布主要受深部气源持续供气控制,一旦气源断供或周边水介质中的天然气欠饱和,丘形天然气水合物会快速分解;此外,丘形天然气水合物的形成还受水体温度、压力控制,一旦温度、压力条件发生变化,其也非常容易分解。③海底丘形天然气水合物彼此之间并不相连,往往孤立存在,开采成本高且资源总量有限。④目前还没有试产实践证明这类天然气水合物可构成现实资源并在当前条件下可以开采出来。因此,目前笔者只将其视为潜在资源。

6.2.3 有关天然气水合物资源发展前景的认识问题

尽管当前天然气水合物资源的产业化发展面临着多方面的问题,但并不排除在某些具有特殊地质条件的局部地区,其可能成为主导能源并有望快速实现产业化,也不排除其在未来成为比能源更具价值的其他资源或原材料而得到利用。天然气水合物作为一种自然资源,其当前大规模产业化发展尚不成熟,也难以与非常规和可再生能源竞争,但笔者认为,未来天然气水合物资源必将会被大规模开采和利用,可以作为能源的补充或者更有价值的化工原料,所以目前的相关研究和探索值得坚持和鼓励。

7 结 论

(1) 基于中国南海 800×10^8 t油当量的天然气水合物资源潜力评价结果来推动天然气水合物的产业化发展存在重大风险,该规模实际为天然气水合物的远景含气量,是天然气水合物现实可采资源量的30~80倍,包括了在当前和近期无法开采的大量的分散型水合物。

(2) 全球天然气水合物资源潜力评价结果整体呈现出不断减少的趋势,可采资源量在众数统计上为 300×10^8 t油当量,平均数统计上为 680×10^8 t油当

量,不到常规油气资源的5%;中国南海天然气水合物的可采资源量在众数统计上为 10×10^8 t油当量,平均数统计上为 26×10^8 t油当量,均值不及常规油气资源总量的20%,天然气水合物资源难以成为未来的主导能源。

(3) 当前条件下推动中国南海天然气水合物资源产业化发展面临5方面的风险与挑战:可采资源量规模小、关键技术不成熟、市场竞争力较弱、商业投资风险大、大规模发展与国家“双碳”目标不协调。

(4) 加快中国南海天然气水合物资源产业化发展需要深化4方面研究:提升技术水平,增加可采资源量;降低开采成本,拓展有效资源范围;深化地质研究,落实资源分布;联合多种油气资源整合调查,提高综合成效。

致谢 感谢高德利院士、邹才能院士和谢玉洪院士在承担课题研究时给予的鼓励和技术支持;感谢贾承造院士、陈掌星院士、谌卓恒教授、施和生教授和刘可禹教授在研究开展中给予的帮助和指导;感谢戴金星院士、金之钧院士、郝芳院士和邓运华院士等在交流汇报时给予的热心指导和鼓励。论文形成过程中还得到中国石油大学(北京)油气成藏定量研究团队给予的大力支持和帮助,在此表示感谢!

参 考 文 献

- [1] SLOAN E D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates[J]. *Nature*, 2003, 426(6964): 353-359.
- [2] TROFIMUK A A, CHERSKIY N V, TSAREV V P. Accumulation of natural gases in zones of hydrate formation in the hydrosphere[J]. *Doklady Akademii Nauk SSSR*, 1973, 212: 931-934.
- [3] PANG Xiongqi, JIA Chengzao, CHEN Zhangxing, et al. Reduction of global natural gas hydrate (NGH) resource estimation and implications for the NGH development in the South China Sea [J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(1): 3-12.
- [4] PANG Xiongqi, CHEN Zhuoheng, JIA Chengzao, et al. Evaluation and re-understanding of the global natural gas hydrate resources[J]. *Petroleum Science*, 2021, 18(2): 323-338.
- [5] ZHANG Ruwei, LU Jing'an, WEN Penfei, et al. Distribution of gas hydrate reservoir in the first production test region of the Shenhu area, South China Sea[J]. *China Geology*, 2018, 1(4): 493-504.
- [6] YE Jianling, QIN Xuwen, XIE Wenwei, et al. The second natural gas hydrate production test in the South China Sea[J]. *China Geology*, 2020, 3(2): 197-209.
- [7] 中华人民共和国自然资源部. 中国矿产资源报告 2018[M]. 北京:地质出版社, 2018.
Ministry of Natural Resources of the People's Republic of China. *China mineral resources 2018* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2018.
- [8] 国土资源部中国地质调查局. 中国地质调查百项成果[M]. 北京:地质出版社, 2016.
- [9] 广东省发展和改革委员会, 广东省能源局, 广东省科学技术厅, 等. 广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划(2021—2025)[EB/OL]. (2020-10-09)[2024-03-26]. https://www.gd.gov.cn/zwgk/jhgh/content/post_3097984.html.
Guangdong Provincial Development and Reform Commission, Guangdong Provincial Energy Bureau, Guangdong Provincial Department of Science and Technology, et al. *Action plan for cultivating strategic emerging industrial clusters of new energy in Guangdong Province (2021-2025)* [EB/OL]. (2020-10-09)[2024-03-26]. https://www.gd.gov.cn/zwgk/jhgh/content/post_3097984.html.
- [10] 国家能源局. “十四五”能源领域科技创新规划[EB/OL]. (2021-11-29)[2024-03-26]. https://zfxxgk.nea.gov.cn/1310540453_16488637054861n.pdf.
National Energy Administration. *14th Five-Year Plan for scientific and technological innovation in the field of energy* [EB/OL]. (2021-11-29)[2024-03-26]. https://zfxxgk.nea.gov.cn/1310540453_16488637054861n.pdf.
- [11] 海南省发展和改革委员会. 海南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要[EB/OL]. (2021-03-31)[2024-03-26]. <https://www.hainan.gov.cn/hainan/qjcqhghqw/202104/3ecc6cf2792d4cf190bc0b6258cfa58.shtml>.
Hainan Development and Reform Commission. *Hainan's 14th Five-Year Plan for national economic and social development and the long-range objectives through the year 2035* [EB/OL]. (2021-03-31)[2024-03-26]. <https://www.hainan.gov.cn/hainan/qjcqhghqw/202104/3ecc6cf2792d4cf190bc0b6258cfa58.shtml>.
- [12] GAO Deli. Focus on research advances in the natural gas hydrate resource evaluation: introduction to papers in the special section of evaluation of natural gas hydrate resource potential in the South China Sea[J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(1): 1-2.
- [13] XU Zhi, HU Tao, PANG Xiongqi, et al. Research progress and challenges of natural gas hydrate resource evaluation in the South China Sea[J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(1): 13-25.
- [14] LIU Xiaohan, HU Tao, PANG Xiongqi, et al. Evaluation of natural gas hydrate resources in the South China Sea using a new genetic analogy method[J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(1): 48-57.
- [15] WANG Tong, HU Tao, PANG Xiongqi, et al. Distribution and resource evaluation of natural gas hydrate in South China Sea by combining phase equilibrium mechanism and volumetric method [J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(1): 26-36.
- [16] ZHANG Xingwen, HU Tao, PANG Xiongqi, et al. Evaluation of natural gas hydrate resources in the South China Sea by combining volumetric and trend-analysis methods[J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(1): 37-47.
- [17] 庞雄奇, 胡涛. 天然气水合物资源潜力与发展前景[M]. 北京:地质出版社, 2023.
PANG Xiongqi, HU Tao. *Potential and development prospects of natural gas hydrate resources* [M]. Beijing: Geological Publishing