

DOI:10.16562/j.cnki.0256-1492.2017.05.003

日本海域天然气水合物试采进展及其对我国的启示

张炜^{1, 2}, 白凤龙³, 邵明娟^{1, 2}, 田黔宁^{1, 2}

(1. 中国地质调查局地质文献中心, 北京 100083; 2. 中国地质图书馆, 北京 100083;
3. 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 青岛 266071)

摘要:天然气水合物研发工作已经进入陆上和海上的现场试验阶段, 其中, 仅有日本和中国开展了海域水合物试采。通过对日本两次海域水合物试采的全面总结以及对日本水合物产业化开发设想的充分认识, 发现尽管日本拥有丰富的水合物资源且投入了大量的人力、物力和财力用于水合物研发, 但仍然没有形成可确保稳定产气的技术体系。因此, 水合物的产业化进程将是一个相对漫长的过程, 有必要加强资源勘查、技术装备示范和体系化、试采、规范制度等方面的部署和实施。

关键词:非常规能源; 天然气水合物; 试采; 产业化

中图分类号: P618.13 **文献标识码:** A **文章编号:** 0256-1492(2017)05-0027-07

如表 1 所示, 包括我国在内全球仅有 4 个国家开展了天然气水合物试采, 包括在加拿大实施的两次陆域水合物试采、在美国实施的一次陆域水合物试采以及在日本实施的两次海域水合物试采。尽管前苏联西西伯利亚永久冻土带的麦索亚哈气田早在

1969 年就采用降压法和化学抑制剂法成功实现了对水合物的产业化开发, 但实际上这只是常规气田开发时的意外收获, 而非专门针对水合物产业化而实施的有计划开采尝试, 因此无论从数据上还是经验上都对此后的水合物试采工作帮助有限^[1-3]。

表 1 全球天然气水合物试采情况对比^[2, 4-9]

Table 1 Comparison of natural gas hydrate production tests in the world

	加拿大		美国		日本		中国
	首次陆域试采	第二次陆域试采	首次陆域试采	首次海域试采	第二次海域试采	首次海域试采	
时间	2002 年	2007、2008 年	2012 年	2013 年	2017 年	2017 年	
作业区域	麦肯齐三角洲	麦肯齐三角洲	阿拉斯加北坡	第二渥美海丘	第二渥美海丘	南海神狐海域	
作业水深	—	—	—	约 1 000 m	约 1 000 m	1 266 m	
储层深度	地表以下约 900 m	地表以下约 1 100 m	地表以下约 700 m	海底以下约 300 m	海底以下约 350 m	海底以下 203~277 m	
储层条件	砂质	砂质	砂质	砂质	砂质	泥质粉砂	
开采方法	热水循环法	降压法	二氧化碳-甲烷置换法+降压法	降压法	降压法	地层流体抽取法	
产气持续时间	5 d	6 d	30 d	6 d	36 d*	60 d	
累计产气量	516 m ³	1.3 万 m ³	2.4 万 m ³	12 万 m ³	23.5 万 m ³ **	30.9 万 m ³	
平均日产气量	94 m ³	2 200 m ³	800 m ³	2 万 m ³	3 000 m ³ (第一口生产井) 8 330 m ³ (第二口生产井)	5 151 m ³	
日最高产气量	350 m ³	4 000 m ³	5 000 m ³	约 2.5 万 m ³	—	3.5 万 m ³	
停产原因	—	—	—	出砂堵塞	出砂堵塞(第一口生产井)	—	

注 * 其中第一口生产井 12 d, 第二口生产井 24 d。
* * 其中第一口生产井 3.5 万 m³, 第二口生产井 20 万 m³。

基金项目: 中国地质调查项目“地质情报综合研究与产品研发”(121201015000150002)

作者简介: 张炜(1981—), 男, 高级工程师, 博士, 主要从事地质科技与资源战略研究, E-mail: zhangwei@cgl.org.cn

收稿日期: 2017-08-17; **改回日期:** 2017-09-08. 蔡秋蓉编辑

1 日本天然气水合物产业化开发规划

根据 2001 年 7 月和 2013 年 4 月分别发布的《日本天然气水合物开发计划》和《海洋基本计划》,

日本计划分 3 个大的阶段来实现对天然气水合物的最终产业化开发,第一个是 2001 财政年至 2018 财政年以政府为主的研发(试采)阶段;第二个是 2019 年至 2023 年的产业化开发前的过渡阶段;第三个是 2023 年至 2027 年以民营企业为主的产业化开发阶段。

其中,研发(试采)阶段的目标是积极推进勘探、生产等技术的开发,圈定水合物资源区域,通过陆域和海域试采来改进和验证相关技术,以及确立可用于产业化开发的技术与体系;过渡阶段的目标是开始产业化项目的准备以及推进以民营企业为核心的体系的完善;产业化开发阶段的目标是实现水合物长期、经济且安全地开发利用。

在目前的研发(试采)阶段,日本参与了加拿大麦肯齐三角洲的两次陆域试采和美国阿拉斯加北坡的一次陆域试采,主导实施了两次海域试采,这两次海域试采的场地均位于日本近海的南海海槽,沉积了从日本列岛侵蚀下来的厚层沉积物,包括广泛分布的浊积水道复合体和其他的富砂地层。

日本通商产业省(MITI,即现在的经济产业省)持续了 6 天时间直到 3 月 18 日早晨,井下压力从初始的 13.5 MPa 最多降至约 4.5 MPa,但由于严重的出砂现象,生产被迫中断,平均日产气量约 2 万 m³,累计产气量约 12 万 m³,产出的气体为纯甲烷^[15]。

这次试采采用了通过电潜泵(ESP)抽水来降低含水合物地层中的静水压力使水合物失稳分解为甲烷气体和水的生产技术。利用设计的举升分离器使产出水和水合物分解产生的气体在井下分离,并分别通过两条流动管线举升至海面。其中,分离出的气体通过海洋隔水管中 6.625" 的钻管产出,而分离出的水则通过海洋隔水管中的水下节流管线产出^[15]。

在试采过程中,实时监测了生产井(AT1-P)和监测井(AT1-MC 和 AT1-MT1)中的温度,并在几个点测量了生产井中的压力。在产气试验开始的前后,在 AT1-MC 监测井中使用了套管井测井工具。此外,在产气试验后钻了两口新的监测井(AT1-LWD1、AT1-LWD2),通过随钻测井工具确定了水合物分解所导致的地层物性变化^[16]。除了井中监测外,还在海底安装了具阵列地震检波器的海底电缆来开展四分量地震勘探和时移地震勘探。另外,在生产井周围 500 m 范围内的海底安装了测量海水中甲烷浓度的传感器和测量海底地形变化的设备来调查产气试验对海洋环境的影响^[9]。对监测结果

(METI))从 1999 年至 2004 年开展了一系列地震调查和勘探性钻探(随钻测井、电缆测井和取心),充分了解了南海海槽东部的水合物赋存特征并评估了其资源量,为日本两次海域试采从选址到实施奠定了良好的基础^[9, 10-13]。

2 日本第一次海域天然气水合物试采

日本第一次海域试采受 METI 资助,由日本石油、天然气和金属矿产资源机构(JOGMEC)负责计划、管理和监督,由日本石油资源开发株式会社(JAPEX)负责实施现场作业,由日本钻井株式会社(JDC)负责设计并安装井下生产设备来实现降压,由贝克休斯(Bake Hughes)负责裸眼井砾石充填作业的设计、设备供应和施工,由 AWT 国际公司(AWT)、Farley Riggs 公司(FR)和 Peritus 公司负责设计并操作海面生产系统^[9, 14]。试采作业平台为日本海洋研究开发机构(JAMSTEC)的“地球号”深海钻探船^[15]。

2013 年 3 月 12 日开始的基于降压的产气试验的初步分析表明:(1)生产井中测得的地层温度数据确定了主要的产气(水合物富集带顶面下部 0~19 m 以及 30~38 m)和产水(水合物富集带顶面下部近 20 m)层段;(2)距离生产井约 20 m 的监测井测得的地层温度数据显示部分砂层的温度降低,这意味着水合物的分解范围已到达监测井;(3)海底地形变化监测设备显示产气和出砂过程中海底下沉了约 3 cm;(4)甲烷浓度测量数据显示未出现大规模的甲烷气体泄漏^[17]。

3 日本第二次海域天然气水合物试采

根据第一次海域试采获取的数据和发现的问题,METI 决定于 2017 年实施第二次海域试采,主要目的是针对第一次试采中明确的技术问题(出砂、井下气水分离、长期稳定生产等)制定解决方案,在实际场地验证解决方案的有效性,并通过验证工作获取更长期试采和未来产业化所需的储层响应数据^[18]。

与第一次试采类似,第二次试采仍然由 JOGMEC 负责计划、管理和监督,但不同的是,由日本天然气水合物调查株式会社(JMH)负责试验设备的设计、制造和现场作业,由 JDC 负责钻探作业,由斯伦贝谢(Schlumberger)和阿克解决方案公司(Aker Solution)分别负责井下设备和修井立管的设计、制

造和作业,由 Bake Hughes 负责防砂装置的设计和制造,由 Schlumberger 负责监测井测量设备的开发^[19]。

第二次试采在作业平台选择和站位选择等方面与第一次试采相同^[18-21]:(1)仍然利用 JAMSTEC 的“地球号”实施现场钻探和产气试验作业;(2)鉴于第二次试采的目的之一是验证第一次试采中遇到的技术问题的解决措施,因此选择的试采场地与第一次试采在位置和地质条件等方面接近;(3)仍然通过电潜泵进行井下降压,最大抽水能力设定为 500 m³/d,为了应对第一次试采中遇到的技术问题,通过重力分离使流入电潜泵中的气体量降至最低,并提出了电潜泵在抽气的同时也能抽水的设计要求。

此外,针对第一次试采中取得的经验和教训,第二次试采在井位部署、生产试验系统、防砂装置、监测等方面做了显著的改进^[17-19, 22]:(1)比第一次试采增加了一口生产井,即两口配备有不同防砂装置的生产井,既可以在发生故障时通过切换井来继续实施试采,也可以验证不同防砂措施的效果;(2)第一次试采使用的“地球号”的钻探设备重量较大(超过 300 t),难以根据紧急情况或事先计划在较短时间内完成断开、重新安装以及切换作业,因此,第二次试采采用了重量更轻(约 120 t)、更便于重新安装和切换作业、以及允许更大船偏距的修井立管系统,该系统主要由立(套)管、紧急脱离装置(EDP)和防

喷装置(WCP)等构成;(3)由于第一次试采因井内存在较多的横断面积较小的地方,使气水流速较快且难以实现更有效的重力分离,从而造成气体生产管线中水的产出,进而导致降压控制不足,未完成计划降压至 3 MPa 的目标,所以第二次试采对气水分离系统作了重新设计,如使用内径较大的井(第一次试采为 9.625",第二次试采为 13.375")来降低流速,以及改进设备的放置等来提高气水分离效率;(4)第一次试采采用了砾石充填防砂措施,但砾石的移动破坏了筛网并进而造成了出砂,因此,第二次试采采用了利用形状记忆聚合物(SMP)的膨胀封堵井壁与地层间环形空间的 GeoFORM 防砂系统;(5)第一次试采仅对监测井实施了温度测量,第二次试采则增加了压力测量,以便通过减少未知的变量来更好地认识不同深度层段的产气、产水和可能的出砂情况以及水合物的分解情况等(图 1)。

在 2017 年 4 月 7 日“地球号”从清水港出发赴试验海域到同年 7 月 7 日“地球号”完成现场海域的回收作业并抵达清水港的这 3 个月中,第一口生产井 12 d 累计产气约 3.5 万 m³,第二口生产井 24 d 累计产气约 20 万 m³(图 2)^[23-31]。试采结果表明,两口生产井中的第一口遇到了出砂问题,第二口并没有遇到该问题,尽管还没有对第一口生产井出砂原因的报道,但根据两口生产井采用的两种 GeoFORM 防砂系统的优缺点,我们认为出砂可能是由

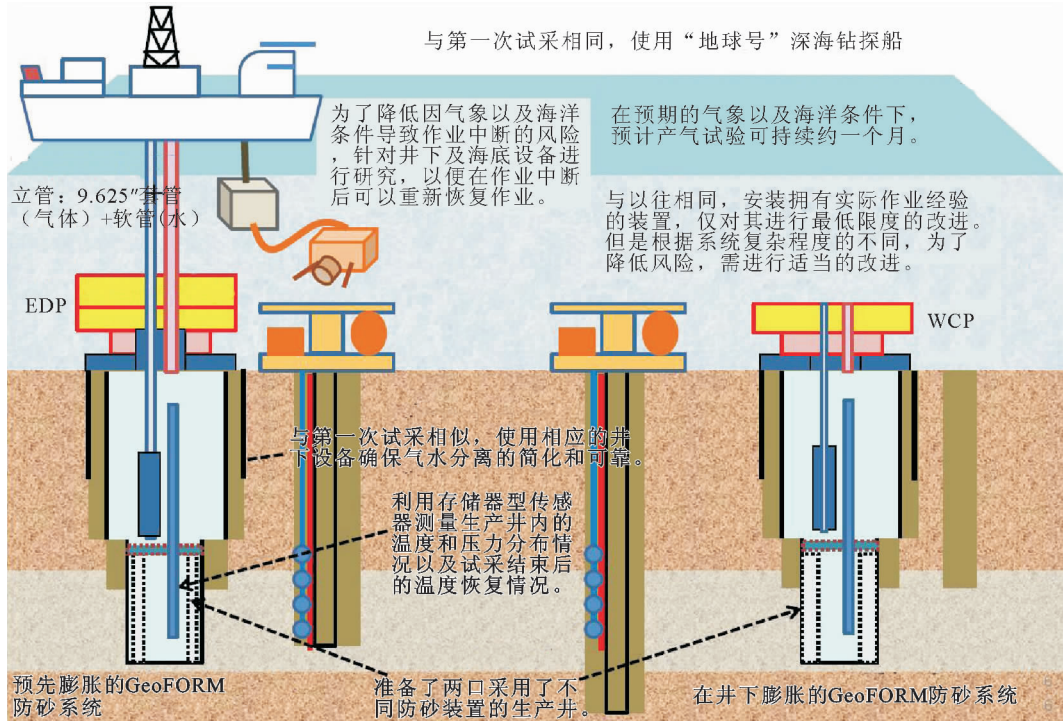


图 1 日本第二次海域试采试验系统示意图^[21]

Fig. 1 Schematic diagram of test system for the second offshore production test in Japan

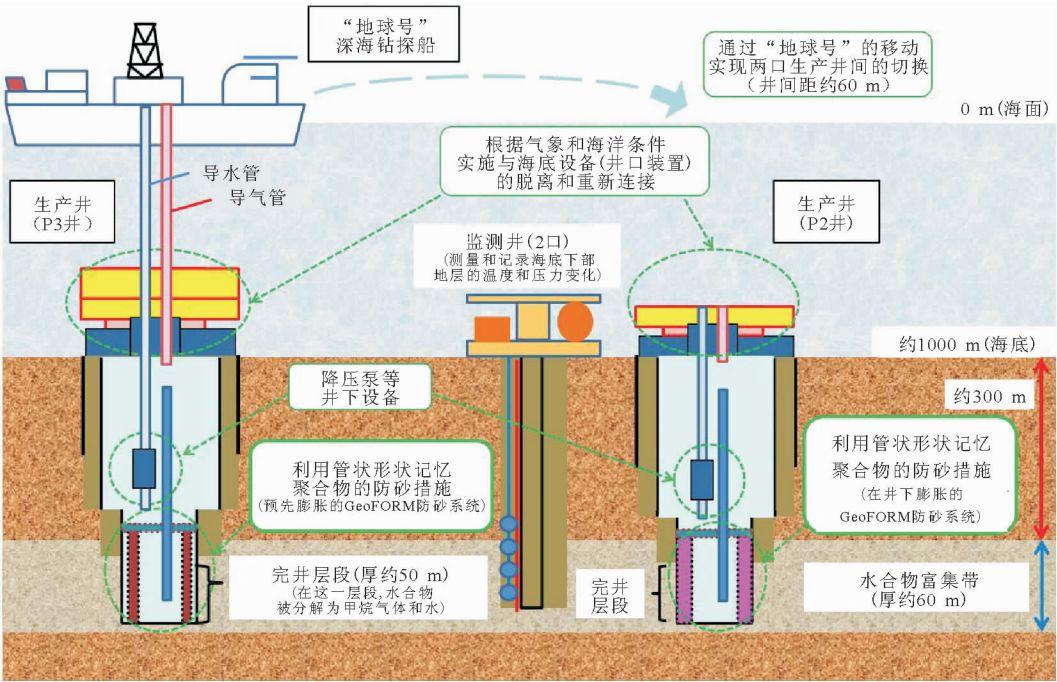


图 2 日本第二次海域试采试验过程示意图^[27]
Fig. 2 Schematic diagram of test process for the second offshore production test in Japan

于第一口井所采用的预先膨胀的 GeoFORM 防砂系统未能有效地封堵井壁与地层间的环形空间,而第二口井的封堵效果良好则可能是因为采用了在井下膨胀的 GeoFORM 防砂系统。此外,降压过快或幅度过大也可能是第一口生产井发生出砂的原因。虽然原因不明,但出砂问题的再次出现意味着针对水合物的稳定生产技术仍然需要进一步的研发和验证。另外,这两口井都没有能够明确地确认之前关于“产气量波动后随水合物分解前缘扩大可能出现产气量增加”的模拟预测^[20, 32],这为生产技术的确立提出了新的挑战^[31, 33, 34]。

4 日本海域天然气水合物产业化开发设想

日本现有研究认为,相较于常规天然气开发,天然气水合物开发具有以下 4 个方面的显著特征^[32]: (1)单井产能较常规气井低,平均日产气量数万到数十万立方米,产气范围较小;(2)井的寿命预期较短,初期产气量较低,但会逐渐增加,在一年至数年达到峰值,随后急剧下降;(3)钻井深度较浅(数百米),气体处理及完井所需的成本较低,也可通过简化现有钻机、生产设备进一步降低成本;(4)抽水降压需要能量,如用于人工举升的电潜泵需要电力驱动。综

合上述特征,提出了井群生产的概念(图 3),既可以利用钻井深度较浅、成本较低的优势,又可以弥补单井产能较低、产气范围较小的劣势,另外还应考虑如何增加井的利用率以及使产气量的峰值平缓化(即井群中各井的产气开始时间有计划地错开,以保持产气量的相对稳定)^[20, 32]。

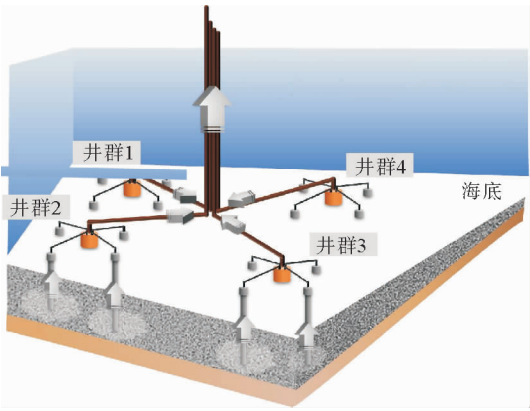


图 3 井群生产示意图^[20]
Fig. 3 Schematic diagram of a well group

日本目前对以民营企业为主的产业化项目的目标是^[35]: (1)预计一口井可持续产气数年;(2)预计一口井的日产气量可达数万立方米;(3)实现对多井的产气控制,掌握可根据需要提高产气量的技术,同时确保经济性与安全性。尽管在实际的水合物产业

化开发阶段中,各家民营企业会根据具体情况制定自己认为切实可行的开发利用方案,但现有研究认为,为实现水合物的最终产业化开发,需要具备 3 个方面的关键技术^[36]: (1) 从水合物储层中长期产气的技术; (2) 认识水合物储层长期产气情况的技术; (3) 与具经济效益的海洋开发体系的设计和部署以及环境影响评价有关的技术。

针对以上关键技术验证的现场试验(较现有规模更大的试采)是实现产业化开发不可或缺的过程。当然,除上面提及的关键技术外,还需要考虑产业化开发所面临的资源条件、自然条件、社会条件、需求、成本、制度、资金、以及灾害诱发与环境影响风险等。

5 对我国天然气水合物勘查与试采的启示

尽管日本拥有丰富的天然气水合物资源且投入了大量的人力、物力和财力,但仍然未形成可确保从海洋水合物矿床中稳定产气的技术,已开展的两次海域试采均遇到了一些技术问题,如出砂。目前,日本正在根据第二次试采结果商讨制定新的水合物产业化路线图,预计在进入产业化开发利用阶段之前,需经历为期 15 年左右的稳定生产技术验证示范阶段和产业化示范阶段等^[37]。此外,日本将改变之前以促进国内开发为目标的政策,积极参与近期可能实施的长期陆域试采(与美国合作)和其他国家(如印度)的海域试采,从而实现减少投入、加快积累试采经验的目的。

2017 年 3 月底至 7 月底,由国土资源部中国地质调查局组织实施的我国首次海域天然气水合物试采成功。下一步,我国将加快推进水合物勘查开发产业化进程。本文基于对日本两次海域水合物试采的全面总结以及对日本海域水合物产业化利用的充分认识,提出如下建议:

(1) 尽管我国首次海域试采取得了巨大成功,但要实现最终的水合物产业化开发还需要在做好科学理论研究和装备研发的基础上有阶段性、有目的地开展试采(技术示范)工作和产业化示范工作,确保技术装备的安全稳定可靠、产气量的长期经济可持续、环境影响的可控,形成可指导我国水合物产业化实施的勘查开发规范、技术装备体系、法规制度等。

(2) 部署实施更大范围、更大精度的海域水合物勘查(勘探、钻探等),圈定和优选资源潜力大、富集程度高的水合物有利区,以便为今后的产业化项

目提供目标区。

(3) 尽管我国在水合物研发方面已处于全球领跑地位,但日本、美国等国家也加大了研发力度,国际竞争形势严峻,需要充分发挥中国地质调查局等中央部门、地方政府、石油企业,以及高校、科研院所等学术机构的优势,统一部署、形成合力,确保水合物相关领域的全面领先。此外,我国也可考虑与相关国家合作开展水合物勘查与试采,加快技术研发进程。

(4) 水合物产业化开发所需要的技术包括勘探(资源量评价)、钻探、储层评价、生产、开发系统、输运、利用等从上游到下游的技术。我国应在进一步明确水合物产业化开发所需具体技术装备的基础上,逐步实现各项技术装备从概念设计、基础设计、工程设计到功能测试、系统集成测试再到示范、推广的成熟过程。

参考文献(References)

[1] 王屹, 李小森. 天然气水合物开采技术研究进展 [J]. 新能源进展, 2013, 1(1): 69-79. [WANG Yi, LI Xiaosen. Research progress of natural gas hydrate production technology[J]. Advances in New and Renewable Energy, 2013, 1(1): 69-79.]

[2] 何涛, 卢海龙, 林进清, 等. 海域天然气水合物开发的地球物理监测 [J/OL]. 地学前缘, (2016-12-27) [2017-08-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3370.P.20161227.1120.001.html>. [HE Tao, LU Hailong, LIN Jinqiang, et al. Geophysical techniques of reservoir monitoring for marine gas hydrate exploitation[J/OL]. Earth Science Frontiers, (2016-12-27) [2017-08-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3370.P.20161227.1120.001.html>.]

[3] 邵明娟, 张炜, 吴西顺, 等. 麦索亚哈气田天然气水合物的开发 [J]. 国土资源情报, 2016, (12): 17-19, 31. [SHAO Mingjuan, ZHANG Wei, WU Xishun, et al. Natural gas hydrate exploitation at Messoyakha gas field[J]. Land and Resources Information, 2016, (12): 17-19, 31.]

[4] 朱超祁, 张民生, 刘晓磊, 等. 海底天然气水合物开采导致的地质灾害及其监测技术 [J]. 灾害学, 2017, 32(3): 51-56. [ZHU Chaoqi, ZHANG Minsheng, LIU Xiaolei, et al. Gas hydrates: Production, geohazards and monitoring[J]. Journal of Catastrophology, 2017, 32(3): 51-56.]

[5] 张洋, 李广雪, 刘芳. 天然气水合物开采技术现状 [J]. 海洋地质前沿, 2016, 32(4): 63-68. [ZHANG Yang, LI Guangxue, LIU Fang. Current status of mining technology for natural gas hydrate[J]. Marine Geology Frontiers, 2016, 32(4): 63-68.]

[6] 张旭辉, 鲁晓兵, 刘乐乐. 天然气水合物开采方法研究进展 [J]. 地球物理学进展, 2014, 29(2): 858-869. [ZHANG Xu-hui, LU Xiaobing, LIU Lele. Advances in natural gas hydrate recovery methods[J]. Progress in Geophysics, 2014, 29(2): 858-869.]

- [7] Masuda Y, Yamamoto K, Tadaaki S, et al. Japan's methane hydrate R&D program progresses to phase 2 [J]. Fire in the Ice, 2009, 9(4): 1-6.
- [8] Yamamoto K, Dallimore S. Aurora-JOGMEC-NRCanMallik 2006~2008 gas hydrate research project progress [J]. Fire in the Ice, 2008, 8(3): 1-5.
- [9] Yamamoto K, Terao Y, Fujii T, et al. Operational overview of the first offshore production test of methane hydrates in the Eastern Nankai Trough [C]//Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 2014.
- [10] Tsuji Y, Ishida M, Nakamizu R, et al. Overview of the MITI Nankai Trough wells: a milestone in the evaluation of methane hydrate resources [J]. Resource Geology, 2004, 54(1): 3-10.
- [11] Saeki T, Fujii T, Inamori T, et al. Extraction of methane hydrate concentrated zone for resource assessment in the eastern Nankai Trough, Japan [C]//Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 2008.
- [12] Kurihara M, Sato A, Ouchi H, et al. Prediction of gas productivity from Eastern Nankai Trough methane-hydrate reservoirs [C]//Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 2014.
- [13] Fujii T, Saeki T, Kobayashi T, et al. Resource assessment of methane hydrate in the eastern Nankai Through [C]//Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May, 2008.
- [14] Terao Y, Duncan M, Hay B, et al. Deepwater methane hydrate gravel packing completion results and challenges [C]//Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 2014.
- [15] Terao Y, Lay K, Yamamoto K. Design of the surface flow test system for 1st offshore production test of methane hydrate [C]//Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia, 2014.
- [16] Yamamoto K. Overview and introduction: Pressure core-sampling and analyses in the 2012-2013 MH21 offshore test of gas production from methane hydrates in the eastern Nankai Trough [J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 66: 296-309.
- [17] Yamamoto K, Kanno T, Wang XX, et al. Thermal responses of a gas hydrate-bearing sediment to a depressurization operation [J]. RSC Advance, 2017, 7(10): 5554-5577.
- [18] 石油天然ガス・金属鉱物資源機構石油開発技術本部. 平成 27 年度石油開発技術本部年報 [R]. 2016.
- [19] 第 2 回海洋産出試験の計画 [EB/OL]. [2017-08-02]. http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004108/pdf/029_06_00.pdf.
- [20] メタンハイドレートの貯留層評価と生産挙動予測: 在来型とどう違うか? [EB/OL]. [2017-08-02]. http://www.mh21japan.gr.jp/mh21wp/wp-content/uploads/mh21form2016_doc03.pdf.
- [21] 第 2 回海洋産出試験の実施について [EB/OL]. [2017-08-02]. http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004108/pdf/032_05_02.pdf.
- [22] Sakurai S, Nishioka I, Matsuzawa M, et al. Issues and challenges with controlling large drawdown in the first offshore methane hydrate production test [C]//SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, Perth, Australia, 2016.
- [23] 第 2 回メタンハイドレート海洋産出試験に着手しました [EB/OL]. (2017-04-10) [2017-08-02]. <http://www.meti.go.jp/press/2017/04/20170410003/20170410003.html>.
- [24] 第 2 回メタンハイドレート海洋産出試験(現場作業)の開始について [EB/OL]. (2017-04-10) [2017-08-02]. http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_10_000243.html.
- [25] 海底面下のメタンハイドレートから天然ガスの生産を確認しました~第 2 回メタンハイドレート海洋産出試験を開始~ [EB/OL]. (2017-05-08) [2017-08-02]. <http://www.meti.go.jp/press/2017/05/20170508003/20170508003.html>.
- [26] 第 2 回メタンハイドレート海洋産出試験メタンハイドレート層からのガス生産の開始について [EB/OL]. (2017-05-08) [2017-08-02]. http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_06_000266.html.
- [27] 第 2 回メタンハイドレート海洋産出試験におけるガス生産試験を一時中断しました~生産坑井の切り替え作業を行っております~ [EB/OL]. (2017-05-15) [2017-08-02]. <http://www.meti.go.jp/press/2017/05/20170515003/20170515003.html>.
- [28] 第 2 回メタンハイドレート海洋産出試験~ガスの生産を一時中断し、坑井の切り替え作業を実施します~ [EB/OL]. (2017-05-16) [2017-08-02]. http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_01_000103.html.
- [29] 第 2 回メタンハイドレート海洋産出試験におけるガス生産試験を再開しました [EB/OL]. (2017-06-06) [2017-08-02]. <http://www.meti.go.jp/press/2017/06/20170606002/20170606002.html>.
- [30] 第 2 回メタンハイドレート海洋産出試験~2 本目の坑井における減圧法によるガス生産を確認しました~ [EB/OL]. (2017-06-07) [2017-06-07]. http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_06_000274.html.
- [31] 第 2 回メタンハイドレート海洋産出試験(現場作業)の終了について [EB/OL]. (2017-07-07) [2017-08-02]. http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_06_000283.html.
- [32] メタンハイドレートの海洋開発システム: 在来型とどう違うか? [EB/OL]. [2017-08-02]. http://www.mh21japan.gr.jp/mh21wp/wp-content/uploads/mh21form2016_doc04.pdf.
- [33] 第 2 回メタンハイドレート海洋産出試験を終了しました [EB/OL]. (2017-06-29) [2017-08-02]. <http://www.meti.go.jp/press/2017/06/20170629004/20170629004.html>.
- [34] 第 2 回メタンハイドレート海洋産出試験~減圧を停止し、ガスの生産を終了しました~ [EB/OL]. (2017-06-30) [2017-08-02]. http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_01_000108.html.
- [35] フェーズ3 実行計画(案)について [EB/OL]. [2017-08-02]. <http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004108/pdf>.

/031_06_00. pdf.

[36] フェーズ3 実行計画案の作成について [EB/OL]. [2017-08-02]. [http://www. meti. go. jp/committee/summary/0004108/pdf/029_05_00. pdf](http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004108/pdf/029_05_00. pdf).

[37] メタンハイドレート開発の今後の在り方について [EB/OL]. [2017-08-02]. [http://www. meti. go. jp/committee/sougouenergy/shigen_nenryo/pdf/022_03_00. pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shigen_nenryo/pdf/022_03_00. pdf).

PROGRESS OF OFFSHORE NATURAL GAS HYDRATE PRODUCTION TESTS IN JAPAN AND IMPLICATIONS

ZHANG Wei^{1, 2}, BAI Fenglong³, SHAO Mingjuan^{1, 2}, TIAN Qianning^{1, 2}

(1. Geoscience Documentation Center, China Geological Survey, Beijing 100083, China;
2. National Geological Library of China, Beijing 100083, China; 3. Qingdao Institute of Marine Geology, China Geological Survey, Qingdao 266071, China)

Abstract: Natural gas hydrate research and development (R&D) have entered a phase of onshore and offshore field tests. Offshore hydrate production tests, however, are only performed by Japan and China. Through comprehensive summarization of two hydrate production testing cases in Japan and the careful study of Japan’s industrialization plan, we found that Japan is rich in gas hydrate resources. Even though a great deal of manpower, materials and financial have been inputted into the R&D, but technology assuring stable gas production remains to be developed. Therefore, the hydrate industrialization will be a relatively long process. Before successful industrialization, they still have to do more on resource survey, demonstration and systematism of technology and equipment, making production test, and development of specifications and regulations.

Key words: unconventional energy; methane hydrate; production test; industrialization