

天然气水合物开采技术研究现状与展望

李清平^{1,2*}, 周守为^{1,3}, 赵佳飞^{1,4}, 宋永臣^{1,4}, 朱军龙^{1,2}

(1. 天然气水合物国家重点实验室, 北京 100028; 2. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028; 3. 中国海洋石油集团有限公司, 北京 100027; 4. 海洋能源利用与节能教育部重点实验室, 辽宁大连 116024)

摘要: 天然气水合物是一种世界公认的最具潜力的清洁能源, 目前我国对水合物的勘探开采研究正进入关键突破阶段, 南海泥质粉砂天然气水合物成藏机理与赋存规律尚不明晰, 开采过程水合物分解相变机制与安全、高效技术仍需进一步探明。本文重点介绍了包括降压开采、固态流化开采等在内的天然气水合物开采技术的研究与应用现状, 并通过分析天然气水合物开采技术存在的问题给出了相应的发展建议。研究建议, 推动天然气水合物、深部油气等多气源立体开采基础研究和重大工程; 强化技术融合, 推进理论与实践协同并进; 推进天然气水合物中试尺度实验和多场耦合的数值模拟大科学平台建设; 建立健全天然气水合物的相关标准等措施, 以提升我国天然气水合物开采技术的研发水平和技术成熟度, 以期早日实现天然气水合物的大规模商业化开发, 服务于我国的能源安全战略。

关键词: 天然气水合物; 开采技术; 降压; 固态流化; 联合方法

中图分类号: TE375 **文献标识码:** A

Research Status and Prospects of Natural Gas Hydrate Exploitation Technology

Li Qingping^{1,2*}, Zhou Shouwei^{1,3}, Zhao Jiafei^{1,4}, Song Yongchen^{1,4}, Zhu Junlong^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Natural Gas Hydrate, Beijing 100028, China; 2. CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China; 3. China National Offshore Oil Corporation, Beijing 100027, China; 4. Key Laboratory of Ocean Energy Utilization and Energy Conservation of Ministry of Education, Dalian 116024, Liaoning, China)

Abstract: Natural gas hydrate (NGH) is regarded worldwide as the most promising clean energy. Research on the exploration and exploitation of NGH has come to a stage of breakthrough in China. However, the accumulation mechanism and occurrence regularity of NGH from muddy silt in the South China Sea remain unclear, and the hydrate decomposition and phase transformation mechanisms during exploitation as well as safe and efficient technologies require further study. This study reviewed the research and application status of NGH exploitation technologies including depressurization and solid fluidization. Moreover, corresponding suggestions were proposed considering the existing problems regarding current NGH exploitation technologies. Specifically, basic research and major engineering should be promoted for multi-gas exploitation of NGH and deep oil and gas; technology innovation and integration should be strengthened to promote synergy between theory and practice; a numerical simulation big science platform should be established for pilot scale tests and multi-field coupling; and relevant standards need to be established and improved. This can improve the research level and technical maturity of NGH exploitation in China, facilitate its large-scale commercial development, and ensure energy security of China.

收稿日期: 2022-04-05; 修回日期: 2022-05-31

通讯作者: *李清平, 中海油研究总院有限责任公司高级工程师, 主要研究方向为天然气水合物开采; E-mail: liqp@cnooc.com.cn

资助项目: 中国工程院咨询项目“面向2035海洋能源开发及核心技术战略研究”(2020-ZD-13)

本刊网址: www.engineering.org.cn/ch/journal/sscae

Keywords: natural gas hydrates(NGH); exploitation technology; depressurization; solid fluidization; combined method

一、前言

在全球能源消耗总量中,传统化石能源所占的比例较高(近90%) [1],随着1997年《京都议定书》、2016年《巴黎协定》的签署,碳中和成为人类面临的共同难题和国际政治与经济焦点问题。天然气以清洁、可获得、使用便捷、可储存、供应安全等优势成为欧美等国实现碳达峰、碳中和过程中的重要过渡能源,并有望与低碳、零碳能源长期共存。2021年,天然气在全球能源结构中的占比约为24.7%,在我国能源结构中仅占比8.4% [2],为了保障我国能源经济向着持续、稳定、绿色、高效的方向发展,寻找清洁绿色的接续能源,提高能源利用效率,优化能源消费结构成为必由之路 [3]。

自1993年我国由石油输出国转变为石油进口国后,原油和天然气对外依存度逐年攀升,2021年我国天然气对外依存度高达45% [4]。因此加大常规天然气勘探开发力度、拓展非常规天然气勘探新领域成为我国实现天然气绿色能源可持续发展和“双碳”目标的重要战略。

天然气水合物是目前尚未开发的、资源潜力最为巨大的非常规天然气资源之一,主要分布于水深大于300 m深海陆坡区及陆地永久冻土带 [1],其中海洋天然气水合物资源量约占全球总资源量的97%。全球范围内已探明的天然气水合物矿藏的碳含量约为现有化石能源碳含量的两倍。截至目前,全球已存在超过230处水合物勘探开发地区,天然气水合物成为继页岩气、煤层气、致密气之后最具开采潜力的接续能源,得到了世界各国学者的重视和关注 [5],成为世界各国力争的未来能源战略制高点和科技创新前沿。

作为在天然气水合物矿藏资源中占比最大的一类,海洋环境中成藏的天然气水合物资源的安全高效开发仍然面临着巨大的挑战 [6]。与传统的油气藏相比,已经发现的海洋天然气水合物矿藏多赋存在深水陆坡区、埋深浅(墨西哥湾水合物位于泥线以下800 m以浅、我国南海400 m以浅)、压力窗口窄、大多无致密的圈闭构造、丰度低,安全高效勘探开发挑战巨大。同时海洋天然气水合物的特殊赋存环境使得其在开采过程中所要面临的地质风险及

环境破坏风险要大很多。在天然气水合物的分解过程中,倘若其分级过程逐渐不可控将可能引发海底甲烷气体的大量外溢,可能引发温室气体效应;天然气水合物大多成藏于多孔介质当中,其大量分解可能会引起多孔介质骨架结构的变化,甚至引发海底滑坡等地质灾害。

天然气水合物资源开采过程是一个改变天然气水合物稳定带热力学条件、固态水合物分解、发生液态水迁移、天然气产出的耦合复杂进程,通过打破天然气水合物的相态平衡,目前已经提出的天然气水合物开发技术方法主要包括:降压法、固态流化法、热激法、化学势差驱动法(包括注剂以及CO₂置换等)。2017—2020年,我国在南海先后成功实施了三次海洋天然气水合物试采,向水合物资源开发产业化发展迈出了重要一步,但开采产气效率仍有待提升,安全环保评价技术亟待建立。现有的开发技术中,降压开采面临着储层显热、环境传热不足引发水合物再生逆反应和冰的产生,最终导致产气不连续、效率降低;热激法的常见方式主要有注入热水或蒸汽、微波加热以及电加热等。然而,大量的注热驱动天然气水合物分解的研究表明,注热过程存在温度传递差异,大部分的热量被消耗在整个储层温度的加热,开采热效率并不高;而化学势差驱动法存在注剂破坏环境、置换开采效率差等难题。因此,开发经济可行、技术可靠的天然气水合物开采方法,是实现我国南海水合物资源开发的关键,本文主要针对天然气开采技术的研究与应用现状进行综述和研究,提出适合我国南海泥质粉砂天然气水合物开采技术的发展方向。

二、天然气水合物开采技术概述

(一) 天然气水合物资源分类

天然气水合物的赋存状态是决定模式的关键。目前世界多地获取的天然气水合物样品,根据沉积物的性质分为砂岩、非砂岩储层、块状、细粒沉积物等多类,其中砂岩水合物是目前最有可能优先开发的水合物矿藏。2007年起,我国陆续在南海北部陆坡获取到海域天然气水合物样品,珠江口盆地自主获取样品见图1,为细粒沉积物水合物样品;

2019年我国采用完全自主技术和装备获取了1720 m超深水海域天然气水合物目标区全井段代表性样品，并首次获得高纯度海域水合物样品，见图2，为进行海洋天然气水合物稳定试采和规模开发奠定了基础。



图1 南海珠江口盆地获取到的泥质粉砂水合物

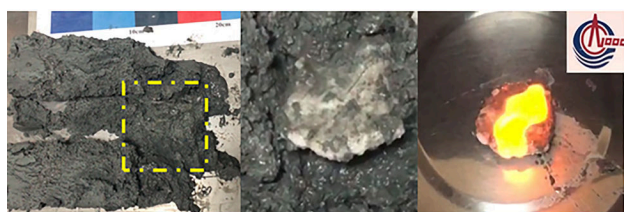


图2 南海琼东南获取到的高纯度水合物样品

本文从开发角度，引入成岩水合物和非成岩水合物的概念，将天然气水合物储层开采前后其岩石骨架应力、应变、稳定程度作为主要划分依据，将天然气水合物储层分为成岩、非成岩两大类共6个等级（见表1），考虑的主要因素有：是否成岩，岩石骨架结构，中值粒径及粒径分布，颗粒胶结方式等。

结合海洋天然气水合物赋存状态，海床、海底浅层及一定埋深，以及成岩、非成岩特性，本文针对全层段多类型海洋天然气水合物提出相应的开采技术和方法设想，如针对位于深水海床上的天然气水合物采用类似海底采矿的方式，即采掘破碎举升为主的固态流化开发方式，对于有一定埋深具有可钻性的区域，采用降压开采方法、中深层固态流化开采方法、CO₂置换开采以及注热和注剂开采等多种开采方法（见图3）。

（二）降压开采

降压开采就是利用人工抽取流体等方式将储层的压力通过降低至水合物相态平衡压之下，从而诱发水合物分解气、水产出。天然气水合物的分解是吸热过程，大量的水合物分解会导致储层失去大量的热，致使储层温度急剧下降。严重时，极低的储层温度甚至有诱发结冰或者二次生成水合物等现象

表1 天然气水合物储层分类

| 类型 | 成岩水合物 | | | 非成岩水合物 | | |
|---------------|-------------------------|-------------------------------|----------------------------|-------------------------|---------------------|-----------|
| | 第一级 | 第二级 | 第三级 | 第四级 | 第五级 | 第六级 |
| 储层骨架 | 水合物填充在骨架孔隙中，完全分解后岩石骨架稳定 | 水合物基本填充在岩石骨架孔隙中，完全分解后岩石骨架变形较小 | 水合物是岩石骨架的一部分，完全分解后岩石骨架变形较大 | 水合物构成骨架主体，完全分解后岩石骨架基本变形 | 水合物即是骨架，完全分解后岩石骨架坍塌 | 纯水合物 |
| 中值粒径及胶结方式 | 500 μm, 粗粒 | 250~500 μm, 中粒 | 100~250 μm, 细粒 | 50~100 μm, 粗粒 | <50 μm, 细粒 | — |
| 岩石比热/(J/K·kg) | <800 | 800~1200 | 1200~1600 | 1600~2000 | >2000 | |
| 水合物饱和度 | >0.6 | 0.5~0.6 | 0.3~0.5 | 0.1~0.3 | <0.1 | >0.9 |
| 孔隙度 | >0.6 | 0.5~0.6 | 0.4~0.5 | 0.3~0.4 | <0.3 | — |
| 渗透率 | 试验测定 | 试验测定 | 试验测定 | 试验测定 | 试验测定 | 试验测定 |
| 残余应力 | 试验测定 | 试验测定 | 试验测定 | 试验测定 | 试验测定 | 试验测定 |
| 代表区域 | 麦索雅哈 | | 日本爱知海 | | 中国南海珠江口盆地 | 中国南海琼东南盆地 |

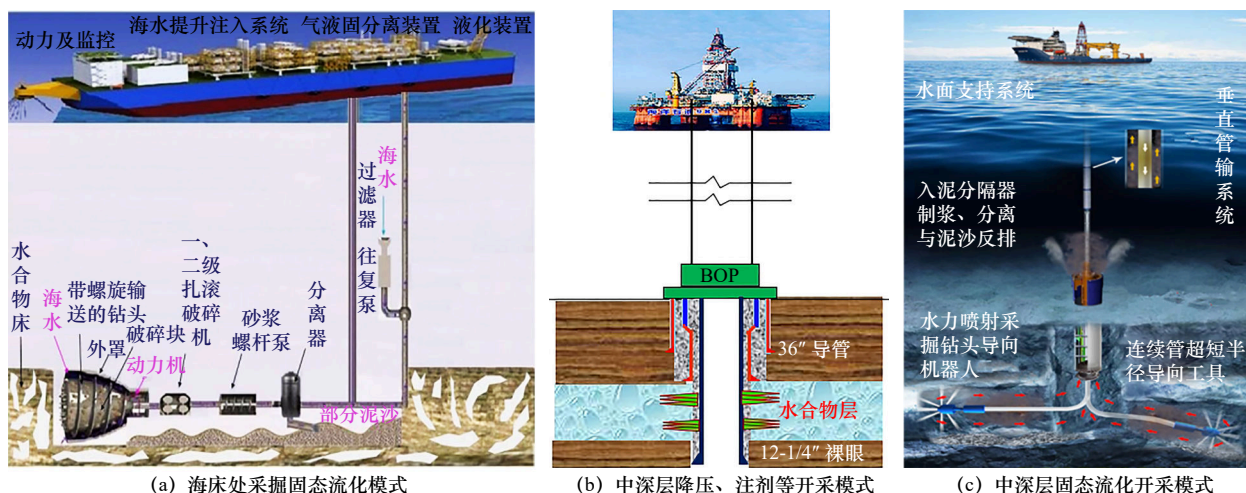


图3 从海床到一定埋深具有可钻形储层全成段水合物开采模式设想

注：BOP为基本操作面。

的发生，该现象的出现一方面会加剧产气通道被堵塞的可能，另一方面也可能会堵塞产气井口，直接导致产气被迫中止 [7]。

从20世纪60年代开始，伴随着天然气水合物资源勘探开发力度的不断加大，针对降压法的研究也有了长足的发展，并且在真实水合物试采实验中得到了应用 [8]。近十年间，多种降压方案对天然气水合物开采特性的影响得到了详细的分析研究。在这之中，控制天然气水合物分解速率的主要因素被认为有三个：分别是产气背压、降压幅度以及储层传热。伴随着水合物分解前缘概念的提出，有学者利用该概念提出了水合物分解边界模型，并尝试用该模型解释水合物的分解过程 [9]。从天然气水合物的分解动力学方面，有学者研究了降压过程水合物的分解情况，并获得了 $0.35\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 2.72 MPa 条件下水合物的分解速率；还有的学者发现水合物分解实验规模对水合物分解特性的显著影响，并创造性地提出一种水合物分解模型用来解释水合物分解与传热传质特点之间的耦合关系 [10]，该模型指明了储层传热对水合物分解速率的重要作用，储层显热控制着水合物分解初期的分解情况，而周围环境传热则会在储层显热消耗殆尽后，主导水合物的分解产气。在降压分解实验中，有研究人员发现储层温度出现局部温度低于冰点的情况，说明储层显热供给不足对水合物分解的抑制作用 [11]。研究人员进一步采用等温实验条件诱导水合物分解产气，阐明了压降速率和压降幅度对储层中水合物分解的影响机制。此外，还有学者研究了不同粒径和不同导热

性能的多孔介质对储层中水合物分解的影响情况。但是，总体来看，实验室尺度下进行的水合物分解实验往往受限于时间和空间尺度，很难进一步向大尺度推广。因而，不少学者展开了降压开采的模拟研究，通过搭建大尺度的数学模型，研究水合物的分解特性，并指明气-水比对水合物开采效率的重要影响和调控气-水产出特性的重要作用。储层的渗透率对水合物的分解产气也有明显作用，伴随着储层渗透率的增强，其对水合物分解产气的影响程度甚至要大于降压幅度本身的影响情况 [12]。

(三) 固态流化开采

我国海洋环境中赋存的天然气水合物具有弱胶结、无致密盖层、赋存位置比较浅的特点。这样的地质环境赋予了固态流化开采方法合适的施展空间 [13]。固态流化法的基本流程如图4所示，先利用海底的机械装置将赋存有天然气水合物的储层进行碎化处理，使其成为水合物浆液；而后将其输送至海平面的开采平台上进行深加工 [14]。在水合物浆液被举升的过程中，伴随着外界温度压力的变化，水合物逐渐分解，气体得以回收，从而获得天然气。整个过程的核心步骤是储层碎化，该步骤利用了海底自身的工况条件使天然气水合物在碎化的过程中基本保持稳定。固态流化的开采方法既可以做到碎化过程中水合物的基本稳定，同时能够实现抬升过程中水合物的连续化可控分解，避免潜在大量分解引起的灾难性生产事故，储层区域同时可以进行沉积物分离和就地回填。固态流化开采方法在

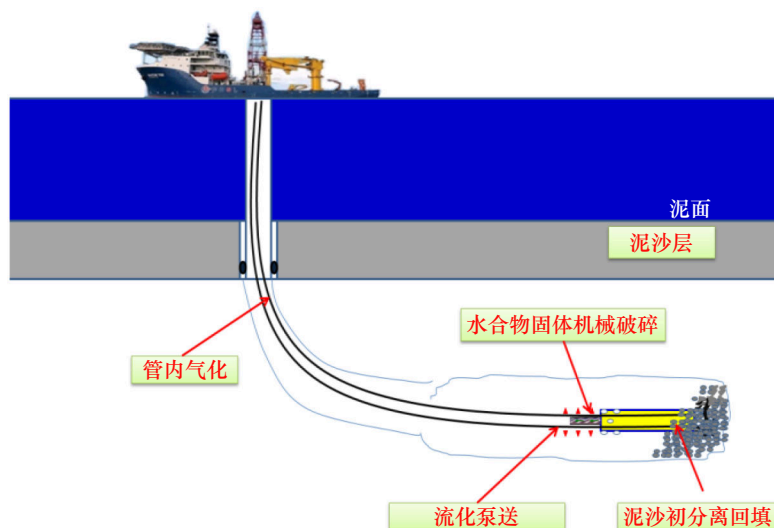


图4 固态流化水合物开采方法的基本流程示意图

我国珠江口盆地水合物试采中已有应用。

(四) 其他开采方法

注热驱动水合物分解是通过向储层注入热量的方式，促使水合物储层温度至水合物相态平衡温度之上，从而诱发光水合物分解气、水产出 [15]。储层加热的常见方式主要有注入热水或蒸汽、微波加热以及电加热等，因此热量的利用效率就成为最为重要的一个参考指标 [16]。目前已有的注热方式为：注热水、井筒电加热以及热吞吐等方式。井筒电加热可以有针对性的就某一特定位置进行加热，既可以促进水合物分解，还有助于缓解因为结冰或者二次生成水合物造成的井筒堵塞问题，因此该方法往往可以获得较高的热量利用效率。除此之外，微波注热作为一种新兴的注热手段，针对其的研究也在不断丰富 [17]。

注化学抑制剂法是将化学抑制剂直接注入水合物储层，破坏水合物原有的相平衡条件，使其变得更为苛刻，从而可以在不改变储层工况的情况下使水合物大量分解。常见的化学抑制剂有热力学抑制剂和动力学抑制剂。热力学抑制剂的作用是破坏天然气水合物的相平衡条件，如甲醇、乙二醇。动力学抑制剂的作用是延缓天然气水合物的生成速率，如氯化钠、氯化钾等。目前制约化学抑制剂作用效果的主要问题依旧是抑制剂本身和天然气水合物不充分接触的问题，这主要和储层的渗透率以及流体、水合物的空间分布情况有关。此外，热力学抑

制剂对环境的严重影响也是不容忽视的一个问题 [18]。

置换开采法是利用二氧化碳水合物和甲烷水合物在相平衡特点方面的差异，在向储层中注入二氧化碳的过程中，诱导储层生成二氧化碳水合物从而置换出甲烷气体分子。置换开采法的优势是在实现开采天然气的同时，也封存了二氧化碳这一重要的温室气体。但是置换的机制目前仍然不清楚，置换开采受到较低置换效率的制约 [19]。

三、天然气水合物开采技术应用现状

(一) 降压开采的应用现状

降压开采被认为是技术层面和经济层面上最有望应用于天然气水合物商业化开采的一种开采方式。在全世界范围内进行的多次水合物试采实验中，均有降压法出现的身影。

2008年冬季在加拿大Mallik地区进行了长达6天的多阶段降压的水合物试采实验，井底压力在第1阶段从11.0 MPa降至7.4 MPa，保持时间两天；再降至5.2 MPa，保持3天；再降至4.5 MPa，保持1天。各阶段累计产气量为4700 m³，5100 m³和3100 m³ [20]。

2013年，日本首次在南海海槽区域开展了全球首个海域天然气水合物的试采，在连续产气阶段最高实现平均产气速率接近2000 m³/d，探明了其潜在的商业开采可能性。然而在开采后期，伴随着流体

流动带来的泥砂运移造成了产气井筒的堵塞,进而导致储层内部压力的逐渐升高,甚至出现了内部压力高于水合物相平衡压力的情况,最终此次试开采过程被迫选择中止。此次试开采的重要意义在于证实了海洋环境中天然气水合物资源具备开采的可能性。但是需要注意的是,泥砂淤积的情况对水合物的开采过程威胁甚重,需要进行相关研究以探索出合适的井筒改造方法或者储层改造技术来克服这一困难 [21]。

2017年,日本第二次在南开海槽 AT1-P2 井的试采应用了多阶段降压的方法。基于井底压力的变化,此次试采实施了两阶段的降压操作,首次井底压力是从 13.0 MPa 降至 10.0 MPa,第二次降压是从 10.0 MPa 降至 8.0 MPa,累计产气时长为 20 天。此次试采同样出现了严重的出砂问题,再一次证明了关于防砂解堵的研究对于高效持续开采水合物资源的重要作用 [21]。

我国于 2017 年在南海神狐海域进行了为期 60 天的首次天然气水合物降压开采实验,累计产气达 $3.09 \times 10^5 \text{ m}^3$,平均日产气量 5150 m^3 。2020 年我国在南海神狐海域进行了为期 30 天的天然气水合物第二次降压法试开采,本次试采首次采用水平井。从最终的产气效果上来看,此次试采的累计产气量为 $8.614 \times 10^5 \text{ m}^3$,平均日产气量为 $2.87 \times 10^4 \text{ m}^3$,相较于我国进行的首次水合物试采的表现而言,均有较大幅度的提升 [22]。由于我国天然气水合物的赋存环境大多为泥质粉砂型储层,在诸如井筒造斜、储层改造方面均存在较大的挑战,因而本次试开采的成功证实了开采泥质粉砂型储层中天然气水合物资源的可行性。值得一提的是本次试开采在诸多重点技术问题方面实现了突破,如实现了深水吸力锚设备的自行研发设计;自主研发并成功应用了深水浅软地层的定向造斜工具;储层改造技术进一步提升,并在开采地层环境中成功应用,将井筒附近储层的渗透性提高了 4~6 倍,有力保障了流体的渗流能力;首创了双管注液控压技术,有力保障了开采过程的精准控压和稳定控压的需求 [23]。

(二) 固态流化开采的应用现状

2017 年 5 月在我国南海北部荔湾,中海油开展了全球首个海域固态流化天然气水合物试采,试采过程中主要通过“海油石油 708”深水工程勘察船实

现固态流化试采,将海底水合物储层粉碎成固体颗粒,在通过类泥浆输运,最终实现 81 m^3 分解气产出,其中甲烷含量高达 99.2%~99.8%。整个试采区域在水深 1310 m、泥深 117~196 m 处进行,该层位水合物层岩性主要为泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩和粉砂岩,地层平均孔隙度为 43%,平均含水合物饱和度为 40% [23]。

固态流化试采中由于沉积物的提升耗能过大,如果开采区域大,也需要对海底土层稳定性进行评估,避免地质灾害和大规模的甲烷泄漏。在经过一系列处理后又将残余泥沙回填到采空区,避免出现采空区和对海底表层地貌以及生物的破坏 [22]。

(三) 其他开采方法的应用现状

2002 年在阿拉斯加北坡,加拿大、日本等合作实现了两次水合物试采。在第一次试采过程中主要进行了局部井段地层的小规模降压开采,证实了其现场的可行性与经济性;在第二次试采中,主要完成了连续五天的注热开采,最终实现 470 m^3 的天然气产出,首次证实了注热开采天然气水合物的可行性 [24]。

此后,2011 年和 2016 年,我国在祁连山木里地区,由中国地质调查局先后两次实施了我国陆域天然气水合物试采,通过降压联合注热技术,实现 9 天、连续产气 101 h 的水合物试采,最终实现 95 m^3 天然气的产气 [25]。

而在 2012 年,美国地质调查局等单位也在阿拉斯加北坡普拉德霍湾油田证实了置换开采天然气水合物的可行性,整个现场试采过程在 CH_4 水合物的相平衡之上进行,向储层中注入了 23% CO_2 和 77% N_2 的混合气,最终累计产气 2000 m^3 (CH_4) [26]。

四、天然气水合物开采技术存在的问题

(一) 天然气水合物开采技术尚未得到根本突破

全球围绕北极冻土和海域进行了 5 地 10 次试采,见表 2,其中我国 2017 年、2020 年进行了两次降压试采、1 次固态流化试采,迈出了海域天然气水合物试采的第一步,对试采技术工艺进行了验证,但目前试采时间、产气量距离产业化开发还有很大距离,亟需基础理论、核心技术和装备的突破。我国海域天然气水合物开发面临的挑战如下。

害,同时在天然气水合物的分解过程中,倘若其分级过程逐渐不可控将可能引发温室效应。因此潜在的地质风险、生产控制和装备风险等三大风险制约着天然气水合物的规模开发。

(4) 技术经济性。随着国家在天然气水合物勘探开发领域资助力度的不断加大,天然气水合物的开采技术也获得很大程度的提升,相信在不久的将来我们会迎来商业化的开采时代。但是,目前仍有许多开采难题需要克服:首先是钻井成本。传统油气钻井作业中,往往会使用诸如大型的钻井作业船、钻井作业机、高密度防水管以及防喷器等技术水平高、应用成本大的设备 [27]。考虑到天然气水合物藏和传统油气藏在成藏位置、地质条件以及介质属性等方面的差异,应该设计专门针对水合物藏的钻井作业体系。其次,胶结程度较差的天然气水合物储层易发生垮塌风险,开采过程中结冰、水合物二次生成以及严重出砂等问题,都严重影响开采过程的安全高效,再者日产气量有限,使得目前试采水合物时普遍存在经济性较差的情况 [28]。

(二) 深海作业关键技术装备与国外存在较大差距

我国制定了“深水进入、深海探测、深海开发”等深海资源勘探开发战略,深海资源勘察作业重大装备、关键技术的自主研发取得重大突破,建立了以“奋进号”“蓝鲸号”“海洋6号”为代表的3000 m深水工程作业船队,自主研发了海洋天然气水合物随钻测井、钻探取样系列装备,实现了海洋天然气水合物由探索性到试验性试采的跨越,自主技术和装备成功实施了超深水天然气水合物目标区全井段代表性取样,全球首次提出并成功实施海洋非成岩天然气水合物固态流化试采,海洋天然气水合物钻探和试采相关技术、工艺和装备得到了海试现场的验证。与此同时,目前我国深海作业技术装备的整体水平与国外先进国家还存在较大差距 [29],只有集中优势力量逐步解决制约我国海洋资源开发的“卡脖子”问题,实现关键技术、核心装备的高水平的自立自强及产业化,才有望实现我国海洋能源勘探开发事业的长期稳定发展 [30]。

(三) 天然气水合物开采方法评估中试尺度平台缺乏

中试生产是实验研发出的科研成果在走向产业化应用过程中的重要环节。在高校实验室中经过初

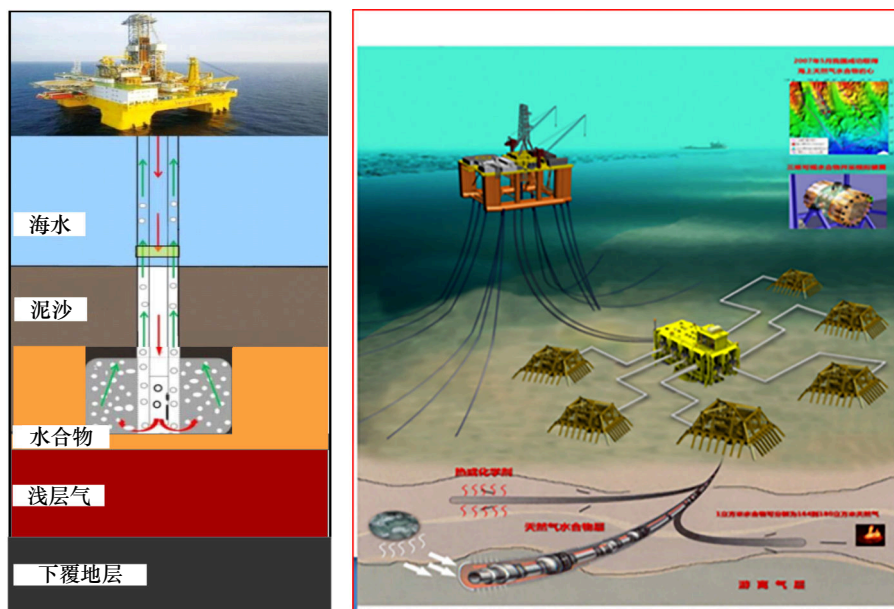
步小尺度实验得到验证的实验结论,在结合企业向真正的生产实际场所中应用时,为了进一步验证和补充相关数据,完善相关的行业标准和技术规范,奠定工业化、产业化规模应用的基础,需要建立相关中试配套基地。由于我国关于水合物开采的研究起步时间较晚,使得在相当长的时间中,我国水合物开采的实验研究停留在小尺度实验的程度(反应釜的容积从0.24 L至10.06 L不等) [31]。小尺度实验可以更为精确地刻画水合物的生成分解特性,方便从微观的角度研究与水合物生成分解相关的相变和传质问题。然而,服务于水合物现场试采,仅有小尺度实验不足以模拟真实海洋环境中的相关工况条件,需要搭建更为贴合实际的中试尺度实验台进行相关实验成果的验证与完善。目前中国石油大学(北京)搭建了一套有效容积为196 L的水合物开采模拟装置。中国海洋石油集团有限公司自主研发出国际首套30 MPa、1695 L大尺度多功能天然气水合物开采模拟系统。该研究成果将有效推进我国南海天然气水合物资源化利用的开发利用,对于我国经济社会发展有重要价值。纵观全国,类似的开采实验中试平台依旧比较缺乏,需要进一步推动相关项目的立项和实施 [11]。

五、天然气水合物开采技术发展建议

(一) 推动天然气水合物、深部油气等多气源立体开采基础研究和重大工程

墨西哥湾、北极冻土、我国南海海域等国内外多地调查表明,天然气水合物、浅层气、深部油气多具有空间共存、区域共生即同盆共生性。随着陵水17-2、荔湾3-1等深水油气田的开发,珠江口、琼东南海洋天然气水合物、浅层气、深部油气的一体化勘探与立体开发成为可能。基本思路为,以天然气水合物所在区域整个地质背景作为研究对象,国家层面组织跨部门力量制定天然气水合物、浅层气、深部油气等多气源综合勘探与立体开发(见图6)重大科技工程顶层设计,统筹基础研究、应用基础研究、核心技术攻关和重大装备研制。

天然气水合物安全高效的技术尚未得到根本突破,属于世界科技创新的前沿,美国、日本、韩国及欧洲等国多采用国家能源部门资助、相关企业、科研院所联合攻关的模式稳步推进天然气水合物领



(a) 天然气水合物地质背景 (b) 天然气水合物、深部油气立体开发示意图

图6 海域天然气水合物、浅层气和深部油气多气合采与立体开发示意图

域的协同研究。为此，加快高水平的科技自立自强、助力海洋天然气水合物的早日开发利用是当前和今后一段时间的工作重点。首先是坚持创新驱动的发展战略，统筹天然气水合物科技创新力量，做好天然气水合物勘探开发“产学研用”一体化顶层设计；其次是立足于重点实验室和创新联盟的定位，发挥好企业原创技术策源需求牵引作用，强化协同创新，支持天然气水合物、常规油气等多气源立体开发相关基础研究和工程化技术攻关；最后是强化跨行业、跨领域、跨学科交流与合作，充分引入各个学科的自身优势，实现在一些重大需求领域的颠覆性技术突破，促进我国天然气水合物勘探开发事业不断向前发展，以期早日实现天然气水合物的商业化开采利用。

(二) 强化技术融合，推进理论与实践协同并进

技术融合是天然气水合物开采技术产业化应用的关键因素之一，将高效开采方案与实际试采对接起来，对于提升开采方案产业化应用能力至关重要。在强化开采方案的技术成熟度时，推进相关中试尺度实验台的建设和相关领域产业的协调发展是开采技术走向试采平台的关键一步。要引导不同层级的科研单位协同创新，提升产业资源的协调利用，提升开采手段的产业化竞争潜力。天然气水合

物技术创新联盟的建立是一个发展的契机，有望将天然气水合物开采技术的发展带入快车道。

(三) 推进天然气水合物中试尺度实验和多场耦合的数值模拟大科学平台建设

中试尺度实验是连接水合物开采实验室机理研究与矿场实践的重要纽带，是科研成果走向产业化应用过程的重要环节，特别是对矿场开采成本较高的水合物藏。同时，数值模拟技术是预测水合物藏产气、产水动态和储层力学性质变化的重要手段。水合物的开采是涉及相变、传质传热和储层力学变形，甚至会导致出砂和海底地层滑坡的一个非常复杂的热-流-力-化多场耦合过程，渗流场-温度场-力学场-化学场之间的耦合关系复杂，如水合物分解过程中储层孔隙度、渗透率以及两相相对渗透率的演化关系复杂，水合物的赋存方式、分解过程等影响储层力学性质的因素众多且规律不明确。因此，亟需推进中试实验尺度和多场耦合的数值模拟大科学平台的建设，优化已有的开采方案，为进一步实现天然气水合物的商业化开采提供基础理论和关键技术。

(四) 建立健全天然气水合物的相关标准

2021年颁布的《中华人民共和国国民经济和社

会发展第十四个五年规划和2035远景目标纲要》中指出,我国要实施国家能源资源安全战略,其中特别指出油气资源勘探开发对于实施能源安全战略的重要作用,而开展南海等地区天然气水合物试采更是成为强化战略性矿产资源规划,提升能源储备安全保障能力的重要途径之一。近年来,我国针对天然气水合物勘探开发的研究方兴未艾,众多的科研创新思路竞相迸发,然而作为一种新兴的能源利用技术,天然气水合物相关标准的缺失问题是不容忽视的。出台相关的行业标准,可以更好地引导相关技术的产业化应用方式,对于促进我国南海天然气水合物资源的勘探开发利用,服务于我国的能源战略安全,推动深水油气资源的开发利用都具有重要的战略意义。

利益冲突声明

本文作者在此声明彼此之间不存在任何利益冲突或财务冲突。

Received date: April 5, 2022; **Revised date:** May 31, 2022

Corresponding author: Li Qingping is a senior engineer from CNOOC Research Institute Co., Ltd. His major research field is natural gas hydrate exploitation. E-mail: liqp@cnooc.com.cn

Funding project: Chinese Academy of Engineering project “Research on Marine Energy Development and Core Technology Strategy for 2035” (2020-ZD-13)

参考文献

- [1] Zhao J, Zheng J N, Wang X R, et al. Effects of underlying gas on formation and gas production of methane hydrate in muddy low-permeability cores [J]. *Fuel*, 2022, 309: 122128.
- [2] Chen B B, Sun H R, Zhou H, et al. Effects of pressure and sea water flow on natural gas hydrate production characteristics in marine sediment [J]. *Applied Energy*, 2019, 238: 274–283.
- [3] Zhao J F, Liu Y L, Guo X W, et al. Gas production behavior from hydrate-bearing fine natural sediments through optimized step-wise depressurization [J]. *Applied Energy*, 2020, 260: 114275.
- [4] Yang L, Zhao J F, Wang B, et al. Effective thermal conductivity of methane hydrate-bearing sediments: Experiments and correlations [J]. *Fuel*, 2016, 179: 87–96.
- [5] He J, Li X S, Chen Z Y, et al. Combined styles of depressurization and electrical heating for methane hydrate production [J]. *Applied Energy*, 2021, 282: 116112.
- [6] He J, Li X S, Chen Z Y, et al. Sustainable hydrate production using intermittent depressurization in hydrate-bearing reservoirs connected with water layers [J]. *Energy*, 2022, 238: 121752.
- [7] Li N, Zhang J, Xia M J, et al. Gas production from heterogeneous hydrate-bearing sediments by depressurization in a large-scale simulator [J]. *Energy*, 2021, 234: 121183.
- [8] Wan Q C, Si H, Li B, et al. Energy recovery enhancement from gas hydrate based on the optimization of thermal stimulation modes and depressurization [J]. *Applied Energy*, 2020, 278: 115612.
- [9] Sun Y M, Li S D, Lu C, et al. The characteristics and its implications of hydraulic fracturing in hydrate-bearing clayey silt [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 95: 104189.
- [10] Wan Q C, Yin Z Y, Gao Q, et al. Fluid production behavior from water-saturated hydrate-bearing sediments below the quadruple point of $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ [J]. *Applied Energy*, 2022, 305: 117902.
- [11] Wang Y, Feng J C, Li X S, et al. Pilot-scale experimental evaluation of gas recovery from methane hydrate using cycling-depressurization scheme [J]. *Energy*, 2018, 160: 835–844.
- [12] Yang M J, Zhao G J, Sun H R, et al. In-situ investigation on methane hydrate decomposition characteristics under variational seawater flow process [J]. *Fuel*, 2022, 310: 122123.
- [13] Zhao J, Zheng J N, Dong S, et al. Gas production enhancement effect of underlying gas on methane hydrates in marine sediments by depressurization [J]. *Fuel*, 2022, 310: 122415.
- [14] Zhao J, Zheng J N, Ma S H, et al. Formation and production characteristics of methane hydrates from marine sediments in a core holder [J]. *Applied Energy*, 2020, 275: 115393.
- [15] Shi K J, Wei R P, Guo X W, et al. Enhancing gas production from hydrate-bearing reservoirs through depressurization-based approaches: Knowledge from laboratory experiments [J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(8): 6344–6358.
- [16] Guan D W, Shi K J, Guo X W, et al. Progress on laboratory-scale reactors for simulating gas production from hydrate reservoir [J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(20): 16416–16431.
- [17] Choudhary N, Phirani J. Effect of well configuration, well placement and reservoir characteristics on the performance of marine gas hydrate reservoir [J]. *Fuel*, 2022, 310: 122377.
- [18] Gerami S, Darvish M P. Predicting gas generation by depressurization of gas hydrates where the sharp-interface assumption is not valid [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, 56(1–3): 146–164.
- [19] Wang T, Zhang L X, Sun L J, et al. Methane recovery and carbon dioxide storage from gas hydrates in fine marine sediments by using CH_4/CO_2 replacement [J]. *Chemical Engineering Journal*, 2021, 425: 131562.
- [20] Wang Z Y, Liao Y Q, Zhang W D, et al. Coupled temperature field model of gas-hydrate formation for thermal fluid fracturing [J]. *Applied Thermal Engineering*, 2018, 133: 160–169.
- [21] 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.
- [22] Wei J G, Fang Y X, Lu H L, et al. Distribution and characteristics of natural gas hydrates in the Shenhu Sea Area, South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 98: 622–628.
- [23] Zhang W, Liang J Q, Wei J G, et al. Geological and geophysical features of and controls on occurrence and accumulation of gas hydrates in the first offshore gas-hydrate production test region in the Shenhu area, Northern South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 114: 104191.

- [24] Tabatabaie S H, Darvish M P. Analytical solution for gas production from hydrate reservoirs underlain with free gas [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2009, 1(1-2): 46-57.
- [25] Liu Y G, Hou J, Chen Z X, et al. A novel natural gas hydrate recovery approach by delivering geothermal energy through dumpflooding [J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 209: 112623.
- [26] Liu Y Z, Zhang L X, Yang L, et al. Behaviors of CO₂ hydrate formation in the presence of acid-dissolvable organic matters [J]. *Environmental Science & Technology*, 2021, 55(9): 6206-6213.
- [27] Wang T, Zhang L X, Sun L J, et al. A novel apparatus for measuring gas solubility in aqueous solution under multiphase conditions by isobaric method [J]. *Review of Scientific Instruments*, 2021, 92: 105101.
- [28] Wei R P, Shi K J, Guo X W, et al. Evolving thermal conductivity upon formation and decomposition of hydrate in natural marine sediments [J]. *Fuel*, 2021, 302: 121141.
- [29] Kuang Y M, Yang L, Li Q P, et al. Physical characteristic analysis of unconsolidated sediments containing gas hydrate recovered from the Shenhu Area of the South China sea [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 181: 106173.
- [30] Sun Z W, Shi K J, Guan D W, et al. Current flow loop equipment and research in hydrate-associated flow assurance [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 96: 104276.
- [31] Zhao J F, Liu Y Z, Yang L, et al. Organics-coated nanoclays further promote hydrate formation kinetics [J]. *The Journal of Physical Chemistry Letters*, 2021, 12(13): 3464-3467.