

天然气水合物开发面临的挑战及关键技术

李楠, 王晓辉, 吕一宁, 孙长宇, 陈光进*

中国石油大学(北京)重质油国家重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, gjchen@cup.edu.cn

收稿日期: 2016-03-31

摘要 天然气水合物具有能量密度大、分布广、储量大的特点, 是未来的理想清洁能源, 也被认为是常规能源的替代者。多个国家都将天然气水合物开发列入国家发展计划当中, 并展开了一系列的基础研究以及试采实验。但现阶段的理论以及技术积累远不能应对实现天然气水合物商业开发带来的诸多挑战: 1) 天然气水合物储层特殊性导致开发易诱发环境和地质灾害, 同时存在开采效率低的问题; 2) 现有钻完井技术装备难以满足水合物储层开发的需求, 需要专门配套; 3) 水合物开发过程中产水量大, 井下气水快速分离困难; 4) 没有成熟的办法来提高开采能效以保证水合物开发的经济性。为了克服以上困难, 实现安全高效的开采天然气水合物, 应该发展如下4项关键技术: 天然气水合物储层改造与保护技术; 天然气水合物储层钻完井技术; 井下气水快速分离技术与装备; 提高水合物开采能效技术。

关键词 天然气水合物; 开发; 储层改造与保护; 钻完井; 气水分离; 能效

0 引言

天然气水合物是由天然气和水分子组成的类似冰状的固态结晶体, 天然气主要由甲烷组成, 故也称为甲烷水合物, 它在空气中能点燃, 也俗称可燃冰。天然气水合物的能量密度较高, 理想情况下 1 m^3 的天然气水合物可释放出 164 标准 m^3 的天然气^[1]。特别突出的是其资源储量巨大, 据估算天然气水合物蕴含的有机碳储量是煤、石油和常规天然气有机碳储量总和的 2 倍, 被认为是人类未来赖以生存和发展的洁净能源。自 20 世纪 80 年代初起, 世界各主要资源国都将可燃冰开发利用列入国家发展规划, 美、日、俄、加、英、德等国均相继投入资金进行可燃冰资源调查和开采技术研究。继苏联 1969 年开发麦索亚哈油气田水合物资源以来, 加拿大、美国等国也在陆地冻土带进行可燃冰试采实验。美国 2012 年在阿拉斯加北部陆坡利用 CO_2 置换法进行了可燃冰试开采实验。日本 2013 年首

次成功实现海底可燃冰试采。我国政府对天然气水合物的开发利用十分重视, 将其作为一种大规模新型替代能源开发, 列入国家中长期科技发展规划。发改委早在 1999 年就启动了可燃冰资源的调查与研究专项, 并相继在南海北部神狐海域、青海祁连山冻土区、珠江口盆地东部海域钻获可燃冰样品, 并在冻土带进行了初步的试采实验。虽然水合物资源前景诱人, 已经进行的试采也取得了振奋人心的结果, 但其商业开采仍面临诸多挑战以及技术瓶颈^[2-5]。

1 我国可燃冰大规模开发面临的挑战

天然气水合物开采的基本思路是在地下将水合物分解为水和天然气, 再将气采出。没有封盖和不成岩是水合物储层与常规天然气藏最大的区别, 这就导致常规的天然气开采方法不能简单适用于水合天然气开采。没有封盖和不成岩这两个特征使水合天然气开采

引用格式: 李楠, 王晓辉, 吕一宁, 孙长宇, 陈光进. 天然气水合物开发面临的挑战以及关键技术. 石油科学通报, 2016, 01: 171-174

LI Nan, WANG Xiaohui, LV Yining, SUN Changyu, CHEN Guangjin. Challenges and key technologies in development of natural gas hydrates. Petroleum Science Bulletin, 2016, 01: 171-174. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.01.012

的环境风险和地质风险显著增加。天然气水合物开采过程中可能出现水合物的不可控分解和甲烷气体的大面积逸散,这将导致严重的环境灾害。另一方面,水合物分解可导致由水合物固结的沉积层变得松散,产生海底滑坡等地质灾害。为应对可能的环境和地质风险,水合物开采前及开采过程中需要进行储层改造和保护作业。此外,多数水合物储层存在渗透率低的特点,分解过程产生大量的水,会进一步降低气体的相对渗透率,影响采气效率和稳定性。水合物分解常需要注入激发物,如热水和 CO_2 气体等^[6-8],这些作业同样受制于水合物储层的低渗透性;因此为提高水合物的开采效率,同样需要进行水合物储存的改造。

水合物储层的这些特点同样导致钻完井面临很多常规天然气开采中不会遇到的困难:(1)井身结构设计需要根据储层压力而定,而可燃冰储层的强度预测需要大量的钻探分析以及实验室模拟支撑;(2)钻井过程中对压力控制要求较为苛刻,钻井过程的起下钻、钻井液的循环、生产过程的抽汲引起的压力波动易影响储层稳定性;(3)钻井过程中对温度控制要求较高,钻井过程中的钻头发热以及固井过程水泥浆放热都易引起水合物分解;(4)对钻井液性能要求高,低温环境下对钻井液的流变性以及携屑能力影响较大;(5)地层环境易受钻井液入侵的影响,钻井液入侵地层将影响测井数据以及引起储层内水合物分解;(6)水合物开采过程引发的地层下沉对套管柱的强度和抗蠕变能力有较大影响;(7)开采过程中,可燃冰分解引起井壁不稳定性易造成井塌;(8)开采过程中,水合物的胶结作用变弱易引起生产井出砂。要解决这些瓶颈问题,就需要完全不同于常规天然气开采的钻完井技术。应该说在世界范围内,目前还没有成套的水合物钻完井技术和装备。我国应依靠在常规油气开发方面深厚的技术积累,适当参考国外水合物试开采的一些经验,自主研发成套的钻完井技术和装备。

水合物开采过程面临的另一技术挑战来源于水—水合物储层固有的水以及固态水合物分解所产生的水。水合物开采中的产出水会进入井底,依赖于气流的能量部分产出水可能被带出;但产出水极易在井筒及井底近区积聚,危害十分严重,一方面可能严重影响回压、井口压力、生产能力,另一方面可能影响产层渗透率,从而影响最终采收率。水合物开采中天然气与产出水分离的过程与气田生产后期高含水的情况有所类似,其技术瓶颈在于井下气水快速分离困难。由于井下生产局部的气液多相流动体系复杂多变,缺乏具备高效、持久、快速分离能力的井下气液分离技术,没有一套功能完整、技术成熟的水合物开采井下气液快速分离装置;因此无

法满足天然气水合物大规模开采的持续安全高效生产的要求。针对特定的水合物开采体系,如何降低井中的采出液含量、增加采气量,以及如何经济处理产出的水,是决定能否经济、安全、环保、高效地大规模实现海底天然气水合物生产的关键环节之一。

水合物开采面临的重大技术挑战来源于其经济性。影响水合物开采经济性的重要环节是水合物的分解。简单的降压分解无须额外注入能源,似乎是最经济的,但会导致储存温度迅速降低,从而导致产气效率迅速降低。通过注入激发能源,如热水,又会显著降低开采过程的整体能量效率。寻找低品位的激发能源,是提高开采能效的关键。注入 CO_2 置换开采,无须注入热量,能效似乎较高;但存在 CO_2 渗透慢、置换效率低的问题。采出气含大量的 CO_2 ,其分离需要消耗大量的能量,也会降低开采的整体能效。如何提高开采能效,是影响水合物开采经济性的关键。国内外对此均很关注,未来我国应在借鉴外国经验的基础上,研发配套的提高水合物开采能效的技术。

2 我国可燃冰大规模开发关键技术

通过上面的分析,可以凝练出以下4项现阶段及今后相当长时间内需重点攻关的关键技术:水合物储层改造与保护技术,水合物储层钻完井技术和装备,井底气水快速分离技术和装备,提高水合物开采能效技术和工艺。

2.1 水合物储层保护与改造技术

在天然气水合物开采前后及开采过程中进行储层改造和保护的主要目标是降低水合物开采导致的环境和地质风险,提高产气速度、延长高效产气的周期。储层改造在常规油气以及页岩气开采中是一项常见的作业,但在水合物开采方面还没有相关报道。储层保护的重要性相比常规油气开采更为显著。真正意义上的天然气水合物储层改造和保护相关研究在国际上尚处于空白状态。国际上已有的现场开采试验均未进行储层改造和保护作业,其结果是试开采获得的单井产气量和产气周期均很不理想,完全达不到商业开采的要求;所以,要实现水合物的商业开采,储层改造和保护是必经之路。由于目前国内外缺乏相关研究,没有可借鉴的水合物储层改造和保护技术资料,需要源头创新研发。

陆上冻土层水合物储层改造重在提高储层渗透性,可借鉴页岩气藏改造的相关技术,因此建议将攻关重点放在海底水合物储层的改造和保护方面。储层改造

的基本思路是人造封盖层和隔离墙,防止天然气非可控逸散以及开采过程中的海水对储层的侵淹,同时利于对储层进行排水减压作业,降低水缚效应,提高气体渗透率和降低井底产水量。水合物储层保护重在维持储层的胶结状态,即力学稳定性。

实施天然气水合物储层改造技术需要多个部门的合作,包括地质、钻井、测井、开采和井下作业等。该项技术研发涉及面广,可分为如下几个方面内容:(1)储层特征描述及开采风险评价技术与软件研发;(2)人造盖层和隔离墙关键技术、工艺、材料和装备研发;(3)人造盖层及隔离墙效果及风险评价技术手段研发。

2.2 可燃冰钻完井技术与装备

钻井是勘探和开发可燃冰的重要手段。要直接了解地下的地质情况,要证实用其他勘探方法得到的地下可燃冰储层构造以及可燃冰分布和储量,要将地下的可燃冰资源利用,都要通过钻井工作实现。完井工程是从钻开可燃冰储层到固井、完井,直至投产的系统工程。只有根据可燃冰储层类型和特性选择最佳的完井方法,才能有效的开发可燃冰储层,延长生产井的寿命,提高经济效益;所以,钻完井技术与装备的开发是安全、高效开发可燃冰的关键。

大洋钻探计划(DSDP、ODP和IODP)以及陆地海上的天然气水合物试采计划的实施促进了美、日等国可燃冰钻采技术的发展;但是,由于可燃冰开采充满挑战,国外相关的开采技术仍不成熟,已有的钻完井技术与装备远不能满足可燃冰大规模商业化开采的要求。我国水合物的开采试验正处于准备阶段,相关钻井技术与装备仍处于研究积累阶段,配套技术不完善。钻井技术与装备应该以保证储层稳定性、生产活动的安全性、可燃冰储层产气的高效性为目标。具体的攻关方向内容如下:(1)可燃冰储层压力以及破裂压力剖面预测;(2)井内温、压精确控制;(3)水合物井随钻测量与随钻测井技术研发;(4)低温钻井液以及完井用耐水、低放热水泥材料研发;(5)完井过程防塌作业研究;(6)钻完井过程的防砂作业研究。

2.3 井底气水快速分离技术

天然气水合物开采试验中通常采用将采出的水气混合物在地面分离、处理的方法,包括加拿大的Mallik地区水合物前期的开采、美国的阿拉斯加北坡地区的试开采、我国青海木里盆地的试开采,均采用了类似气田生产初期的地面分离措施,其结果是产

气效果不理想。2008年,Mallik地区水合物的二次生产测试中安装了井下生产系统,包括电潜泵、离心式气液分离器等装置,配合分阶段降低井底压力、筛网防止砂石流入井筒等措施,实现了连续6d、累计 $1.3\text{万}\text{m}^3$ 的气体生产。2010年日本将井下分离技术列入未来商业化开采的重要技术之一。2013年日本的海上试采在井下实现了甲烷气体和产出水的分离,在6d的生产时间内开采出 $12\text{万}\text{m}^3$ 天然气。由此可以看出设计研制一套适合大规模应用、功能完整、效率高、运行稳定的井下分离系统的必要性。它可以实现井底气水快速分离、产出水回注和采气于一体,不仅可以实现降低回压提高产量、减少举升和处理费用,增加生产寿命、提高采收率,而且可以减少环境污染,简化地面集输工艺、分离设施和管理,从而节省水合物开采地面建设投资,创造巨大的经济和社会效益。

这一关键技术的研发思路如下:调研现有的国内外气田高含水生产后期、现有国外水合物钻探所采用的井下气液分离相关装置与机理,通过深入研究天然气水合物开采过程中井下气液分离体系不同的物理特性、变化情况,初步设计相应的井下气—液分离装置;之后具体分析模拟该装置在不同温度、压力、气液比条件下的流动规律,结合装置运行模拟分析装置的分离效率、压降、运行稳定性与可靠性,逐步优化装置结构构建完整的井下处理系统;然后通过装置搭建与实验室试验,测试装置在实际运行条件下的可靠性并作出改进,实现气液快速分离、持续生产运行的目的;最后针对井底生产出现的实际状况,结合模拟出现的问题与试开采的情况进一步优化结构、完善功能,研制出生产样机,并在试开采工程中进行应用。

2.4 提高水合物开采能效技术

如何创新天然气水合物开采工艺、降低开采成本、提高开采过程的能效比(采出气携带的能量和开采过程消耗的能量之比)是实现天然气水合物大规模安全经济开采的关键。注热水、注含 CO_2 烟道气被认为是强化水合物分解较为可行的手段,可以与降压法联用提高天然气水合物的开采效率,而且已经被应用于水合物试开采当中。建议重点针对注热水和注 CO_2 混合气展开提高开采能效的相关研究:(1)开展注热水开采水合物实验模拟研究,以高能效比为目标,优化注热水的量与温度,并建立其与储层特征参数之间的关系,在实验的基础上形成模拟软件;(2)研发适合水合物开采的热泵技术,合理利用海水和地层水的热能,为注热开采提供廉价热源;(3)研发注热水和降压排水工艺和装备,提高热泵

效率; (4)开展注CO₂混合气开采水合物实验模拟研究,以提高产气率和降低采出气分离成本为目标,优化注入气组成和温/压条件; (5)开发注-采-分离-回注循环工艺和技术装备,显著提高水合物开采效率和能效。

3 结束语

现阶段天然气水合物的勘探开发成本较高,其资

源环境十分复杂而且开发过程中可能引发环境以及安全问题,由此世界范围内针对天然气水合物大规模商业开发仍持谨慎态度。目前该领域研究工作仍处于机理探讨、开采技术论证以及小规模试验开采的阶段,天然气水合物资源安全高效利用将依赖理论以及工程技术的创新和突破。随着理论和工程技术的进步,天然气水合物的开发成本将不断降低,这一规模巨大的清洁能源终将被人类社会所利用。

参考文献

- [1] SLOAN E D, KOH C. Clathrate hydrates of natural gases[M]. Florida: CRC Press, 2007.
- [2] MORIDIS G J, 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.
- [3] MORIDIS G J, et al. Toward production from gas hydrates: Current status, assessment of resources, and simulation-based evaluation of technology and potential[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, 12(05): 745-771.
- [4] BOSWELL R, COLLETT S. Current perspectives on gas hydrate resources[J]. Energy & Environmental Science, 2011, 4(4): 1206-1215.
- [5] MORIDIS G J, SLOAN E D. Gas production potential of disperse low-saturation hydrate accumulations in oceanic sediments[J]. Energy Conversion and Management, 2007, 48(6): 1834-1849.
- [6] OHGAKI K, et al. Methane exploitation by carbon dioxide from gas hydrates, phase equilibria for CO₂-CH₄ mixed hydrate system[J]. Journal of chemical engineering of Japan, 1996, 29(3): 478-483.
- [7] YUAN Q, et al. Recovery of methane from hydrate reservoir with gaseous carbon dioxide using a three-dimensional middle-size reactor[J]. Energy, 2012, 40(1): 47-58.
- [8] YANG X, et al. Experimental study on gas production from methane hydrate-bearing sand by hot-water cyclic injection[J]. Energy & Fuels, 2010, 24(11): 5912-5920.

Challenges and key technologies in development of natural gas hydrates

LI Nan, WANG Xiaohui, LV Yining, SUN Changyu, CHEN Guangjin

State Key Laboratory of Heavy Oil Processing, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract Natural gas hydrate is a possible clean and sustainable energy source because of its high energy density, wide distribution and enormous reserves. Many countries have included the exploitation of gas hydrate in their national development plan and have carried out studies of basic properties of natural gas hydrate and field tests in permafrost and on the seafloor. However, the present theories and technologies are not enough to overcome the challenges for commercial production. These are: 1) Environmental and geological risks and low gas production efficiency. 2) Lack of drilling and completion technologies for natural gas hydrate. 3) Difficulty in separation of gas and water for mass water yield during production of gas hydrate. 4) No solutions for economic production of gas hydrate with high energy efficiency. To realize the safe and efficient production of gas hydrate, the following four key technologies need to be investigated: Reconstruction and protection of gas hydrate reservoirs; Specialized drilling and completion technologies; Technologies for rapid efficient downhole separation of gas and water; Enhancement of energy efficiency.

Keywords natural gas hydrate; exploitation; reservoir reconstruction and protection; drilling and completion; gas and water separation; energy efficiency

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.01.012

(编辑 朱秀芹 马桂霞)