

南海神狐海域天然气水合物试采成功后的思考

吴时国^{1,2,3,4*}, 王吉亮^{1*}

1. 中国科学院深海科学与工程研究所, 三亚 572000;
2. 青岛海洋科学与技术国家实验室, 海洋地质过程与环境功能实验室, 青岛 266061;
3. 海南省海底资源与探测技术重点实验室, 三亚 572000;
4. 中国科学院大学, 北京 100049

* 联系人, E-mail: swu@idsse.ac.cn; wangjl@idsse.ac.cn

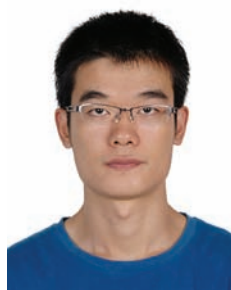
2017 年 5 月 18 日, 国土资源部部长姜大明宣布, 中国首次海域天然气水合物(即可燃冰)试采成功. 一石激起千层浪, 试采成功的消息立即霸屏式占据各大新闻传媒头条, 各种消息观点甚嚣尘上. 有观点认为, 这将会改变中国的能源结构, 引发新的能源革命, 推动整个世界能源格局的改变; 不少业内人士也指出, 可燃冰试采成功可喜可贺, 而要达到大规模商业性开采的程度还有很长的一段路要走; 更有人担心试采成功的宣传言过其实, 有炒作嫌疑. 如何正确看待中国水合物的试采成功以及其背后的水合物研究, 的确需要审慎的乐观、缜密的思考.

天然气水合物, 俗称可燃冰, 是在低温高压条件下水分子通过氢键建构成笼子, 小分子气体如甲烷、二氧化碳、硫化氢等充填在笼子内部使得晶体结构稳定后形成的似冰状固态物质^[1,2]. 自然界中, 水合物广泛分布在陆上冻土带和水深超过 300 m 的海底浅层沉积物中, 其中 99% 以上为甲烷水合物. 水合物贮存了约 1.5×10^4 亿吨的碳, 占到全球陆地-海洋-大气系统中可移动有机碳量的 25%^[3]. 如此储量丰富的水合物资源有潜力成为未来常规化石燃料的替代能源.

人们从开始认识天然气水合物至今已有 200 多年的历史. 早在 1810 年英国化学家 Davy 博士在实验室发现氯气水合物, 随后的 130 多年间, 其他气体水合物相继合成, 引起各国化学家对其化学组成和分子结构的激烈争论, 但人类对水合物在自然界的存在却知之甚少. 直到 20 世纪 30 年代, 人们发现输气管道内易形成白色冰状固体堆积物, 阻塞天然气输送, 引起石油工业对水合物研究的兴趣^[4]. 自然界中发现水合物归功于苏联科学家, 1968 年苏联在开发麦索亚哈气田时, 第一次在地层中发现了天然气水合物矿藏, 并采用注热、化学剂等方法成功开发了世界上第一个水合物矿藏^[5,6]. 20 世纪 70~80 年代, 根据野外地质和地球物理调查资料, 西方学者推断水合物广泛分布在陆上冻土带和海底沉积物中^[7~9], 国际大洋钻探(Deep Sea Drilling Project, DSDP)通过钻井和取芯证实了大陆边缘的海底沉积物中存在水合物(DSDP 66, DSDP 67 等)^[10,11]. 此后, 天然气水合物成为许多国家关注的热点. 20 世纪 80 年



吴时国 中国科学院深海科学与工程研究所研究员, 博士生导师. 1993 年获中国地质大学博士学位, 2001 年获德国汉堡大学博士学位. 曾任中国科学院海洋地质与环境重点实验室副主任、主任, 中国石油大学特聘教授, 山东省“泰山学者”, 中国科学院广州天然气水合物研究中心首席研究员、日本科技厅特别研究员. 目前主要研究方向: 海底构造学、深水油气地质、天然气水合物和海洋地震勘探.



王吉亮 中国科学院深海科学与工程研究所助理研究员. 2015 年获得中国科学院海洋研究所博士学位. 目前主要研究方向: 海洋地球物理数据反演、海洋地震数据处理与解释和天然气水合物储层研究.

代以来, 美国和日本等发达国家率先制定了全面的天然气水合物研究发展计划, 并从能源储备战略角度考虑, 作为政府行为, 投入巨大的人力和物力资源, 相继开展本国专属经济区和国际海底区域内的野外调查、资源评价和有关水合物的基础和应用基础研究, 证实了天然气水合物中富集巨大的天然气储量, 并在天然气水合物的成藏机理、勘探技术、开采技术、利用技术等研究方面目前已取得巨大进展. 关于国际天然气勘探开发研究进展, 前人已经进行了详细全面阐述^[12,11].

我国于 20 世纪 90 年代开始启动天然气水合物的调查研究工作, 在广州海洋地质调查局 2007 年第一次南海水合物钻探之前, 西方国家主导了天然气水合物基础研究和野外调查试采工作, 我国作为水合物研究的后起国家基本

处于跟踪前沿阶段。在此之后,得益于国家巨大投入,我国水合物研究发展迅速,以神狐海域水合物试采成功为标志,我国已经成为水合物勘探开发的前沿领跑者。本文作者团队与中国地质调查局有长期的合作,一直从事水合物的基础理论研究,2017年7月21日作为专家,受邀赴“蓝鲸一号”钻井平台考察,十分震撼。本文试图从科学的角度,详细总结中国近期水合物勘探试采研究进展,分析我国水合物试采以及产业化面临的挑战和机遇,以便读者对神狐海域的水合物试采有一个清晰的认识和理性的思考。

1 南海北部水合物勘探研究进展

南海是西太平洋最大的边缘海,位于欧亚板块、太平洋板块和印度洋板块的交汇处,面积约为 $350 \times 10^4 \text{ km}^2$,平均水深近 1350 m。南海北部为被动型大陆边缘,陆架平坦宽阔,陆坡地形复杂,底流活跃,发育大量峡谷水道。因陆缘拉张破裂,由西到东依次分布着北部湾、莺歌海、琼东南、珠江口、台西南等一系列大中型沉积盆地,为有机质富集提供了最佳场所。从古近纪开始,南海曾 3 次发生快速沉降,并获得沉积物的相性补偿,导致南海古近纪以来较高的沉积速率。一方面,由于沉积速率高,细粒沉积物中的有机质更容易保存下来,南海北部的沉积盆地有机质丰富,有机碳总体分布趋势是陆坡区最高,深海盆地偏低,陆架区最低,陆坡区沉积物有机碳含量变化在 0.36%~1.88% 范围内;另一方面,沉积速率高的区域易形成欠压实区,形成较高的孔隙度和孔隙压力,有利于流体的疏导

和运移。南海北部发育了多种与天然气水合物密切相关的地质体,包括海底滑塌体、泥底劈、多边形断层、气烟囱、流体管道等,构成了良好的水合物流体运移体系。南海北部水深 500~3500 m 的深水陆坡环境,满足水合物稳定存在的温压条件,水合物稳定带厚度最大可达近 300 m。综合来看,南海北部陆坡兼具天然气水合物形成和赋存的地质条件。2007, 2013, 2015 和 2016 年,中国地质调查局组织实施了 4 次天然气水合物钻探工程,在神狐、东沙和琼东南盆地等重点区域获得了水合物实物样品^[13](图 1),以南海北部陆坡天然气水合物钻探为契机,围绕水合物目标勘查和试开采,近年来我国在南海北部天然气水合物储层预测和目标评价方面取得了巨大进展,为南海水合物首次试采打下了坚实的基础。

东沙至琼东南盆地水深 500~3500 m 的广大陆坡区是南海北部水合物勘探的重点区域,中国海洋地质调查局将东沙、神狐、西沙和琼东南 4 个区块列为优先探查对象^[2,14]。地震勘探在南海北部陆坡的中新世、上新世和第四纪地层中共发现 BSR(bottom simulating reflector)分布区 26 个^[15],BSR 具有较强或较弱的振幅,在局部地区出现与地层的斜交。强振幅的 BSR 多出现在泥底劈、气烟囱等流体构造活跃的部位。弱振幅 BSR 的出现可能与水合物下方的游离气含量过低所致^[16]。BSR 指示了天然气水合物在南海北部陆坡的广泛分布。在前期地质和地球物理调查基础上,中国地质调查局先后在神狐、东沙和琼东南等海域获得了水合物实物样品^[13],其中琼东南盆地的水合物是由遥控无人潜水

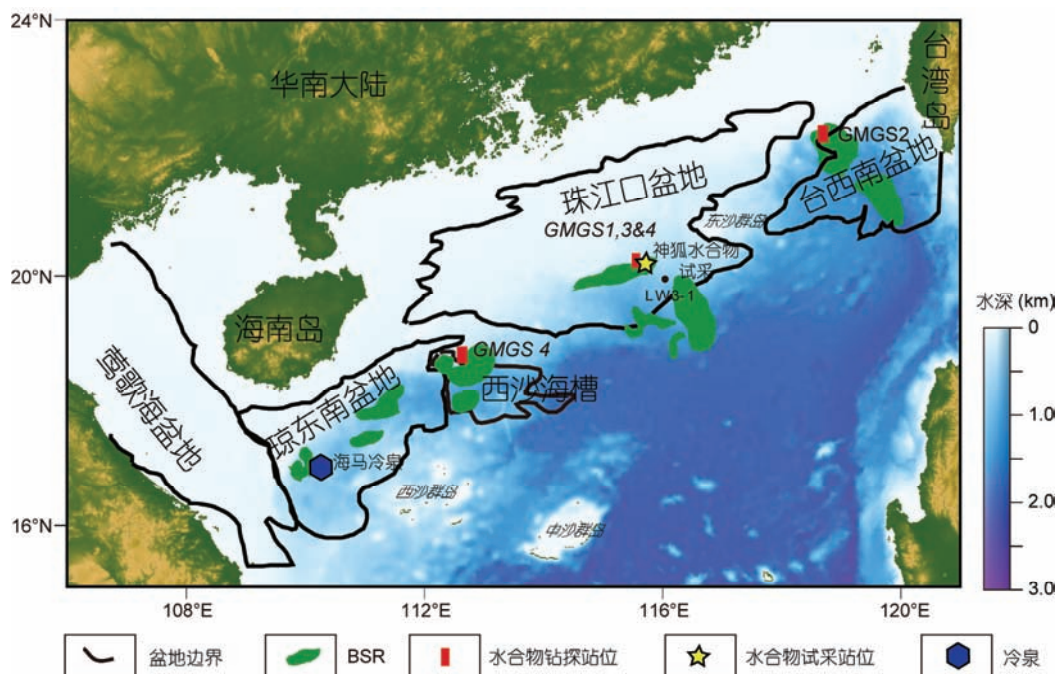


图 1 南海北部沉积盆地与天然气水合物分布. BSR, 模拟海底反射

Figure 1 Depositional basins and gas hydrate surveying in the northern South China Sea. BSR, bottom simulating reflector

器(remote operated vehicle, ROV)发现与冷泉存在共生关系的浅层水合物^[17]。神狐和东沙海域的水合物样品通过钻探取芯获得,有测井数据和岩芯数据支撑,研究程度更高。

神狐海域构造上隶属于珠江口盆地珠二坳陷,地理上位于南海北部陆坡区中段神狐暗沙东南海域,即西沙海槽与东沙群岛之间的海域。海底地形复杂,发育峡谷、水道、海底扇和滑塌扇等地貌单元。南海北部陆源新生代发育过神狐运动、琼琼运动、南海运动和东沙运动等多次区域性构造活动,发育了NE, NW和NWW向3组正断裂。此外,多次构造活动诱导深部超压泥岩发生塑性流动,产生泥底劈活动带。断层和泥底劈活动等成为流体运移和渗漏的重要通道。神狐海域新生代以来先后经历了陆相、海陆过渡相和海相沉积,沉积速率较大,油气资源丰富,深部流体活动活跃,成为我国海洋水合物勘探的重要靶区。

广州海洋地质调查局先后于2007年(GMGS1), 2015年(GMGS3)和2016年(GMGS4)3次在神狐海域进行天然气水合物钻探取样,发现了结核状、脉状和分散状等多种水合物。2015年GMGS3完成19个站位的钻探工作,其中5口井中发现较好的水合物显示,水合物平均饱和度13.7%~45.2%。钻探取芯揭示,有2个站位水合物储层主要为富含孔虫黏土质粉砂,测井曲线呈明显的低伽马、低密度和高孔隙度特征。中子测井孔隙度平均高达65%,相比其他层段高出15%,而且水合物饱和度较高,最高达64%。另有2个站位水合物储层主要为粉砂质黏土或含粉砂黏土,厚度分别达63和90 m,饱和度最高达58%。分析4个取芯站位的水合物分解气体构成发现,神狐海域水合物气体既有海底沉积物中微生物作用成烃的微生物成因气又有深部有机质热解成烃的热解气。钻探结果表明,GMGS3钻探区水合物分布面积约128 km²,预测资源量超过1500亿 m³^[18]。根据GVR(GeoVision Resistivity)高分辨率电阻率成像、电阻率频谱分析和Sand Counting分析,杨胜雄等人^[19]将神狐海域的水合物分为5种赋存状态,分别是厚层状水合物、分散状水合物、斑状水合物、断层附近水合物和薄层状水合物。综合来看,神狐海域水合物分布区水深一般为900~1500 m,BSR分布在海底150~300 m的范围内。薄层状水合物埋深变化较大,从海底以下几十米到几百米均有分布,偶见斑状水合物分布于分散状水合物之下。厚层状和分散状水合物是研究区的主力水合物层,分布于海底以下100~200 m的范围内,有效厚度可达10~80 m。厚层状水合物和分散状水合物可组成多期旋回。断层附近偶见部分水合物,分布不规则,且在水合物层的下部常见游离气层的发育。

东沙海域位于南海北部东沙群岛以东地区,构造上位于台西南盆地的中部隆起区。东沙海域水深300~2000 m,发育峡谷、水道、斜坡、陡崖等地貌单元,海底地形复杂。台西南盆地在南海两次扩张演化过程中(即早白垩世末和距今32~17 Ma),处于古太平洋边缘的浅海环境,发育了

较厚的海相沉积。始新世,东沙群岛以东地区抬升,遭受剥蚀。南海第三次扩张期间(中中新世-上新世),发生大规模构造沉降,南海东北部陆坡沉积了厚达几千米的海洋沉积,沉积速率平均达到500 m/Ma。大量有机质随沉积物被埋藏,在浅部经过微生物降解形成甲烷或者到达深部受热裂解形成天然气,为水合物生成提供了充足气源。东沙海域浅部地层存在大量气烟囱反射,深部气体在地层压力作用下,可沿断层、裂缝、不整合面、砂岩疏导层和气烟囱等通道向上运移,在满足水合物生成的通量条件下,遇到合适温压条件场所,形成天然气水合物。综合地质条件分析认为,东沙海域是天然气水合物发育的潜力地区。

2013年,广州海洋地质调查局在东沙海域实施了水合物钻探(GMGS2),钻探取芯结果表明,5个站位的钻井发现水合物以块状、层状、脉状和分散状等赋存于粉砂质黏土及生物碎屑灰岩中^[20]。钻探区水深660~1130 m,发现上下两个水合物矿层。上部矿层发育于海底以下0~90 m范围内,水合物多呈块状、脉状或结核状或者充填在细粒沉积物裂隙中,厚度约15~32 m,饱和度10%~33%,局部结核或块状水合物饱和度最高达47%,横向分布不均一。地层岩性为浅灰色粉砂质黏土,海底及该层段的中部发育两期自生碳酸盐岩。下部水合物矿层发育于海底以下91~226 m范围内,水合物呈分散状发育,水合物厚度约6~37 m,饱和度一般为10%~31%。地层岩性为灰绿色粉砂质黏土,未见自生碳酸盐岩,局部水合物发育于粗粒沉积物中饱和度可高达50%^[21]。

结合以上两个地区水合物赋存状态、储层特征的论述(表1),可以看出神狐海域水合物矿体厚度大,饱和度相对更高,预测储量更大,且横向连续性比东沙海域要好,更有利于实现连续稳定地开发。

2 南海神狐海域天然气水合物试采面临的挑战

基于上述详尽细致的调查研究,中国地质调查局于2017年5月组织在南海北部神狐海域实施了天然气水合物的第一次试采,试采由“蓝鲸一号”平台实施,目标层位为水深1200 m以上海底的天然气水合物储层。试采使用了多项我国自主研发的突破性成果,首先通过降压法使泥质粉砂型储层中的水合物分解,然后利用我国自主研发的一套气、水、砂三相分离核心技术,顺利取出海底水合物分解释放出的天然气。7月9日,我国海域天然气试开采连续试气点火60 d,累计产气量超过30万 m³,平均日产5000 m³,最高日产量3.5万 m³,全面完成预期目标,试采天然气水合物埋藏在海底沉积物或冻土区的岩层中,传统油气开发技术难以完全移植到水合物的开发利用上来。天然气水合物以固态形式存储于沉积层中,开采过程首先通过降压、注热等方法使其分解,再将分解后的天然气采集到地面。海底水合物资源一般赋存于海底以下几十米至几百米的沉积层中,地层未固结成岩,一旦水合物分解开发不出,

表 1 神狐海域与东沙海域天然气水合物储层特征对比^[19,21]

Table 1 Comparisons of gas hydrate deposits in Shenhua and Dongsha areas

	神狐海域	东沙海域
水深	900~1500 m	660~1130 m
水合物类型	厚层状水合物、分散状水合物、斑状水合物、断层附近水合物和薄层状水合物	裂隙充填型水合物、块状水合物、层状水合物、脉状水合物和分散状水合物
水合物层深度	海底以下 100~200 m	上部矿层海底以下 0~90 m 下部矿层海底以下 90~230 m
水合物层厚度	10~80 m	上部矿层 15~32 m 下部矿层 6~37 m
水合物饱和度	平均饱和度 13.7%~45.2%	上部矿层 10%~33%，局部结核或块状水合物饱和度最高达 47% 下部矿层一般 10%~31%，局部粗粒沉积物中高达 50%
地层岩性	孔虫黏土质粉砂、粉砂质黏土或者含粉砂黏土	粉砂质黏土或生物碎屑灰岩

容易引起海底地层塌陷、滑坡等地质灾害。虽然日本、美国、加拿大等此前已经进行了马更些三角洲和阿拉斯加北坡的水合物试采作业，但真正在海上实施的水合物试采在此之前只有日本在南海海槽的试采。2013 年 3 月 12 日，日本利用“地球号”深海钻探船在日本南海海槽的第二渥美海丘北坡采用“降压技术”成功从海底岩层中开采出了甲烷气，3 月 18 日生产井发现明显的出砂，试采被迫中止，试采共持续 6 d，平均日产气 2 万 m³，产水 200 m³^[22]。与日本南海海槽水合物试采相比，神狐海域的水合物试采面临挑战更大，主要表现在：

(1) 水深大。2013 年日本南海海槽水合物试采水深 980 m，而神狐海域试采在站位水深超过 1260 m，超过日本试采井水深大于 300 m。

(2) 水合物埋藏浅，储层厚度薄。2013 年日本南海海槽水合物试采主力目标层段为海底以下 276~337 m，厚度超多 60 m。南海试采的站位目标层段为海底以下 190~250 m，有效厚度 30~60 m。

(3) 储层主要为粉砂、泥质粉砂等细粒沉积物，渗透性差。日本南海海槽的水合物赋存于砂纸沉积物中，渗透率高达 1500 mD。而在神狐海域的细粒沉积物中，地层渗透率仅为 0.4~60 mD($1D=0.986923 \times 10^{-12} \text{ m}^2$)。

(4) 水合物饱和度低。日本南海海槽的水合物饱和度超过 70%，而神狐试采井目标层段的水合物饱和度仅为 31%~34%。

通过以上神狐海域与日本南海海槽水合物试采目标对比，我们不难发现要实现神狐海域的水合物试开发，需要更先进的开采技术与方法。神狐海域试采运用了多项我国自主研发的突破性成果，将降压法和三相分离技术相结合，首先通过泵吸作用降低水合物储层的压力，打破相平衡条件，使水合物从固态分解相变为气体，然后将气、水、砂三相分离，从而顺利取出水合物分解释放的天然气。尽管砂岩型水合物因其高渗透率易于开采，但在海洋水合物储量中，细粒沉积物中水合物资源量占到 95%以上，储

量更大。这也是此次试采成功如此受到关注的重要原因，突破了细粒沉积物中水合物储层开采的技术瓶颈，也就意味着我国可以对大部分的海底水合物实施开采。

水合物试采的成功建立在前期艰苦卓绝的调查研究基础之上。我国天然气水合物资源调查起步较晚，直到 20 世纪 90 年代初期我国学者才开始对海域天然气水合物进行调研性的工作。经过十多年的科技攻关，我国在水合物勘查技术、成藏理论以及基础物性研究等方面已经达到或接近国际先进水平，在水合物试采方面已经处于领先地位，这些成功的取得凝聚了以中国地质调查局为代表的多家国内单位和大量科研调查人员的大量心血。通过前期的地球物理调查研究和野外钻探，建立了南海水合物成藏理论和资源评价技术，查明了南海北部水合物的有利分布区，锁定了南海北部海域水合物的富集区。创新针对细粒沉积物中水合物的钻采技术研发，开展水合物分解、试采对土层评价性影响研究，为水合物试采及安全评价提供基础力学参数。今天的试采成功是对参与水合物调查研究一线人员辛勤付出的最好回报。

3 几点思考

神狐海域水合物试采的成功极大地振奋了国人大众爱国之心，但在信息传播过程中我们注意到一些报道为搏眼球，肆意夸大，有违科学根本，反而为此有历史性意义的突破带来负面影响。这些报道的着眼点在于天然气水合物的能源前景，因此，正确认识其现实能源意义和经济价值有助于大众全面了解天然气水合物。

第一，水合物是一种非常规的天然气资源。由其开采过程可以看出，在现有技术条件下，一般是通过降压或者注热等方法使水合物发生相变，抽取到地面的是分解后的天然气。作为能源，水合物具有高能量密度的特点，在标准状况下，1 体积的甲烷水合物可以释放出 164 体积的甲烷气体。与常规油气相比，天然气水合物资源分布范围更广，

在水深超过 300 m 的海底沉积物和陆上冻土带都有发育。全球的水合物资源总量尚难确定,据 Milkov^[23]估计,仅海域中水合物含有的甲烷量可达 $2.5 \times 10^{15} \text{ m}^3$,这个资源量不容小觑,这也是国际上许多国家投入水合物调查研究的主要驱动力。从经济角度看,全球有多少水合物资源量并不重要,重要的是有多少天然气水合物能被开发利用。例如美国目前正在对墨西哥湾开展水合物的储层评价,关注的是技术可开采资源量和经济可开采资源量,这无疑会将全球资源量大为降低,让水合物资源量回归到更为合理、更为可信的可采资源量,便于政府和科学家制定更为切实可行的水合物开发“路线图”。

第二,试采成功并非商业开采,不会立即转化为经济效益。试采成功意味着在现有技术条件下可以成功开采出水合物,但距离商业开采或者普通居民的使用还有很长的路要走。中国地质调查局公布的水合物研究计划,规划最快于 2030 年前后实现水合物的商业化开采。尽管常规化石燃料已经开采了近一个世纪,不时有专家提出石油的枯竭问题,但不可否认未来一段时间内,常规油气仍然占据世界能源格局的重心。即使如此,对非常规油气或者新能源的研究仍是一项战略性投入。美国最早在 20 世纪 20 年代已经开始页岩气的开发,但在相当长时间内开采成本高、发展缓慢,得益于长期的技术研发投入,水平井技术和压裂技术逐渐成熟,截至 2014 年,美国页岩气产量达到 3400 亿 m^3 ^[24],相当于中国同期天然气产量的 3 倍多,美国也一跃成为全球最大能源生产国。美国页岩气的成功是建立在数十年的开采技术研究之上,对于水合物的研究亦是如此,随着研究深入和技术革新成熟,未来开采水合物成本必定下降,届时,水合物的商业开采可能会改变世界能源格局。

第三,如何实现商业开采水合物,未来需要克服更多挑战,需扎实推进后续工作。首先,一定要注重环境研究,这可能是制约水合物能不能利用的关键。由于甲烷是一种温室效应非常强烈的温室气体,大气中甲烷含量的增加势必导致全球气候变化。研究结果表明,天然气水合物释放的甲烷在古新世末气候变暖时间中起到重要作用^[25]。因此要持续开展海洋环境调查与检测,评价水合物开发的环境

效应,确保实现水合物绿色开采。其次,目前的水合物开采成本太高,需要开展不同类型天然气水合物储层研究和试采技术研究,研发不同类型水合物的储层评价技术和试采工艺。水平井和水力压裂技术的发明,不仅极大地提高了页岩气的开采速率,还提高了单井最终采收率,大部分生产井的极限采收率提高到 15%~35%之间^[26],降低了单位体积页岩气的生产成本,最终促成了页岩气的产业化。因此,水合物的最终产业化之路必然依赖于技术创新降低生产成本。最后,建议在水合物调查研究中,调动能源企业的积极性,为未来实现商业化开采铺好路。

第四,在宣传水合物的试采成果时,确保科学性和真实性,让普通老百姓获得准确的消息。在人类尝试开采水合物的短暂历史中,有几个事件需要特别铭记。早在 20 世纪 70 年代,苏联在西伯利亚采用注热、化学剂等方法成功地开发了世界上第一个天然气水合物矿藏。2002 年,日本与加拿大等国在加拿大北部冻土带试验开发天然气水合物取得成功。2013 年,日本在南海海槽成功在海域水合物中试采获得天然气,并申请了相当多的发明专利。2017 年,中国在南海神狐海域试采只能是实现海域细粒沉积物中水合物的试采成功,但在专利申请和海洋资源探采核心技术方面与世界强国相比还有差距。

4 结论与展望

中国正处在经济高速发展时期,对能源的需求持续增长,目前对油气需求量的一半依赖进口,能源短缺与能源安全成为经济发展的瓶颈,寻找新的后续能源是实现我国未来可持续发展和保障国家能源安全的重要途径。天然气水合物是常规化石燃料的重要后续能源,尽快实现天然气水合物勘探开发的产业化,使其服务国家经济发展和人民生活需要,具有重要的战略意义。

中国水合物研究起步晚,因为有国家的大力支持,有广大调查研究一线专家学者的辛勤付出,15 年时间实现了海域水合物的成功试采,成果值得祝贺。但要实现商业开采仍需攻坚克难,再接再厉,争取尽早实现天然气水合物的经济、安全、绿色开采。海域天然气水合物试采成功只是万里长征迈出的关键一步,后续仍任重道远。

致谢

国家重点基础研究发展计划(2015CB251201)、国家自然科学基金委员会-山东省人民政府海洋科学研究中心联合资助项目(U1606401)、青岛海洋科学与技术国家实验室鳌山科技创新计划(2016ASKJ13)和海南省重点研发计划(ZDYF2016215)资助。本文作者自 20 世纪 90 年代末开始从事水合物研究,与中国地质调查局、中国科学院和大学等研究机构有着广泛的合作,十分感谢这些机构的专家学者的长期支持和帮助。因篇幅所限,许多优秀成果未能纳入文献。由于作者的水平所限,文中的不妥之处,请多批评指正。

推荐阅读文献

- 1 Sloan E D, Carolyn K. Clathrate Hydrates of Natural Gases. 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2007

- 2 Wu S G, Wang X J, Chen D X, et al. Geological Introduction of Gas Hydrate (in Chinese). Beijing: Science Press, 2015 [吴时国, 王秀娟, 陈端新, 等. 天然气水合物地质概论. 北京: 科学出版社, 2015]
- 3 Beaudoin Y C, Boswell R, Dallimore S R, et al. Frozen heat: A UNEP global outlook on methane gas hydrates. Technical Report. United Nations Environment Programme, GRID-Arendal, 2014
- 4 Hammerschmidt E G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines. *Indust Eng Chem*, 1934, 26: 851–855
- 5 Makogon Y F. Detection of a pool of natural gas in a solid (hydrate gas) state. *Trans (Doklady) USSR Acad Sci-Earth Sci Sect*, 1972, 196: 197–200
- 6 Trofimuk A A, Cherskiy N V, Tsarev V P. The role of continental glaciation and hydrate formation on petroleum occurrences. In: Meyer R F, ed. *Future Supply of Nature Made Petroleum and Gas: Technical Report*. New York: Pergamon Press, 1977. 919–926
- 7 Stoll R D, Ewing J, Bryan G M. Anomalous wave velocities in sediments containing gas hydrates. *J Geophys Res*, 1971, 76: 2090–2094
- 8 Shipley T H, Houston M H, Buffler R T, et al. Seismic evidence for widespread possible gas hydrate horizons on continental slopes and rises. *AAPG Bull*, 1979, 63: 2204–2213
- 9 Bily C, Dick J W. Naturally occurring gas hydrates in the Mackenzie Delta, NWT. *Bull Can Petrol Geol*, 1974, 22: 340–352
- 10 Moore J C, Watkins J S, Shipley T H, et al. Geology and tectonic evolution of a juvenile accretionary terrane along a truncated convergent margin: Synthesis of results from Leg 66 of the Deep Sea Drilling Project, southern Mexico. *Geol Soc Amer Bull*, 1982, 93: 847–861
- 11 Harrison W E, Curiale J A. Gas hydrates in sediments of Hole-497 and Hole-498A, deep-sea drilling project Leg-67. *Initial Rep Deep Sea Drill Proj*, 1982, 67: 591–594
- 12 Li X S, Xu C G, Zhang Y, et al. Investigation into gas production from natural gas hydrate: A review. *Appl Energy*, 2016, 172: 286–322
- 13 Yang S X, Liang J Q, Lei Y, et al. GMGS4 gas hydrate drilling expedition in the South China Sea. *Fire Ice*, 2017, 17: 7–11
- 14 Wu S G, Yao B C. Geological Analysis of Gas Hydrate Occurrence and Resource Evaluation (in Chinese). Beijing: Science Press, 2009 [吴时国, 姚伯初. 天然气水合物赋存的地质构造分析与资源评价. 北京: 科学出版社, 2009]
- 15 Yu X, Wang J, Liang J, et al. Depositional characteristics and accumulation model of gas hydrates in northern South China Sea. *Mar Petrol Geol*, 2014, 56: 74–86
- 16 Wu S, Wang X, Wong H K, et al. Low-amplitude BSRs and gas hydrate concentration on the northern margin of the South China Sea. *Mar Geophys Res*, 2007, 28: 127–138
- 17 Liang Q, Hu Y, Feng D, et al. Authigenic carbonates from newly discovered active cold seeps on the northwestern slope of the South China Sea: Constraints on fluid sources, formation environments, and seepage dynamics. *Deep Sea Res Part I: Oceanogr Res Pap*, 2017, 124: 31–41
- 18 Yang S X, Zhang M, Liang J Q, et al. Preliminary results of China's third gas hydrate drilling expedition: A critical step from discovery to development in the South China Sea. *Fire Ice*, 2015, 15: 1–5
- 19 Yang S X, Liang J Q, Lu J A, et al. New understandings on characteristics and controlling factors of gas hydrate reservoirs in Shenhu area on northern slope of South China Sea (in Chinese). *Earth Sci Front*, 2017, 24: 1–4 [杨胜雄, 梁金强, 陆敬安, 等. 南海北部神狐海域天然气水合物成藏特征及主控因素新认识. 地学前缘, 2017, 24: 1–4]
- 20 Sha Z, Liang J, Zhang G, et al. A seepage gas hydrate system in northern South China Sea: Seismic and well log interpretations. *Mar Geol*, 2015, 366: 69–78
- 21 Zhang G X, Chen F, Sha Z B, et al. The geological evolution process of natural gas hydrate reservoirs in the northeastern South China Sea (in Chinese). *Earth Sci Front*, 2017, 24: 15–23 [张光学, 陈芳, 沙志彬, 等. 南海东北部天然气水合物成藏演化地质过程. 地学前缘, 2017, 24: 15–23]
- 22 Fujii T, Suzuki K, Takayama T, et al. Geological setting and characterization of a methane hydrate reservoir distributed at the first offshore production test site on the Daini-Atsumi Knoll in the eastern Nankai Trough, Japan. *Mar Petrol Geol*, 2015, 66: 310–322
- 23 Milkov A V. Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: How much is really out there? *Earth-Sci Rev*, 2004, 66: 183–197
- 24 Sieminski A. Annual energy outlook 2015. Technical Report. New York: US Energy Information Administration, 2015
- 25 Dickens G R, Castillo M M, Walker J C. A blast of gas in the latest Paleocene: Simulating first-order effects of massive dissociation of oceanic methane hydrate. *Geology*, 1997, 25: 259–262
- 26 King G E. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned? In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence: Society of Petroleum Engineers, 2010

Summary for “南海神狐海域天然气水合物试采成功后的思考”

On the China's successful gas production test from marine gas hydrate reservoirs

Shiguo Wu^{1,2,3,4*} & Jiliang Wang^{1*}

¹ Institute of Deep-sea Science and Engineering, Chinese Academy of Sciences, Sanya 572000, China;

² Laboratory for Marine Geology, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266061, China;

³ Hainan Key Laboratory of Marine Georesources and Prospecting, Sanya 572000, China;

⁴ University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

* Corresponding authors, E-mail: swu@idsse.ac.cn; wangjl@idsse.ac.cn

China has succeeded in gas extraction from fine-grained gas hydrate reservoir in Shenhu area, northern South China Sea. In March 2017, China Geological Survey drilled the first test well at the water depth of 1266 m. Steady gas flow was obtained continuously from the test well from May to July (60 d totally). The total volume of gas accumulated during this period reached up to 300000 m³, with an average of 5000 m³/d. The test well was later shut off by the operation team as 60 d greatly exceeded production schedule and the field trial accomplished all objectives. The success of this gas production trial demonstrates that gas hydrate hosted in fine-grained marine sediments can be exploited with current production technology.

The success of the production test is based on a number of progresses made on the investigation and studying of gas hydrate in the northern South China Sea. The seismic indicators of gas hydrate, such as bottom simulating reflectors (BSRs), were first identified in the northern South China Sea in the late 1990s. Subsequently, four areas, namely Dongsha, Shenhu, Xisha and Qiongdongnan, were selected as the main potential targets for gas hydrate exploration and exploitation according to geologic and geophysical investigations. From 2007 to 2016, four gas hydrate drilling expeditions were conducted in the northern South China Sea. These expeditions confirm the presence of gas hydrate in Shenhu and Dongsha area. They also show that gas hydrate bearing sediments in Shenhu area have larger thickness, higher saturation than those in Dongsha area. Besides, these sediments in Shenhu area exhibit a good lateral continuity, which facilitate gas hydrate exploitation. The above characteristics of gas hydrate reservoir make Shenhu area become the first gas-hydrate production test target in the northern South China Sea.

A range of difficulties have been encountered in the production test of Shenhu area compared to the field production trial of Nankai Trough in Japan. First, while gas-hydrate test site in Nankai Trough is located at a water depth of 600 m, the site in Shenhu area is located at a water depth of more than 1200 m, which increases operation risk as water depth rises. Furthermore, gas hydrates in Shenhu area are buried at a depth of 100–200 m below seafloor, which is shallower than that in Nankai Trough (276–337 m below seafloor). Such a shallow depth results in weak compaction and loose sediments, and therefore increases the possibility of seafloor instability during production operations. More importantly, gas hydrate reservoirs in Nankai Trough, which have an average saturation of 70%, is much more concentrated than that in Shenhu area. The hosted sediment is shale/silt in Shenhu area, which results in low permeability, while it is sand in Nankai Trough. In brief, the quality of fine-grained gas hydrate reservoir in Shenhu area is lower than that of sand-prone gas hydrate reservoir in Nankai Trough. The production test has succeeded in overcoming the above difficulties and realized 60 d's continuous and steady production. Therefore, the success of production trial in Shenhu area marks a great progress in the gas hydrate exploitation.

Despite major advances in gas hydrate exploitation in recent years, there is still a long way to go in realizing the commercial production of marine gas hydrate. In order to utilize gas hydrate economically, safely and environment-friendly, more work needs to be done on the improvement of gas-hydrate accumulation theory and exploration technique, as well as the updating of development techniques and environment protection methods during exploitation.

South China Sea, gas extraction, hydrate, fine-grained sediments, new energy

doi: 10.1360/N972017-00645