

# 海域天然气水合物钻完井关键技术研究进展

王志刚<sup>1</sup>, 巩建雨<sup>2</sup>, 吴纪修<sup>1</sup>, 尹浩<sup>1</sup>, 施山山<sup>1</sup>, 闫家<sup>1</sup>, 李小洋<sup>1</sup>

1. 中国地质科学院勘探技术研究所, 廊坊 065000

2. 河北省煤田地质局水文地质队, 邯郸 056001

**摘要** 天然气水合物是由水和甲烷在高压、低温条件下形成的一种固态结晶化物质, 被世界各国认为是最有潜力替代化石能源的清洁能源。概述了美国、日本、印度、韩国和中国海域天然气水合物试采现状, 指出海域天然气水合物钻完井存在钻井液密度窗口窄、井底压力控制难、定向井造斜难、井壁和井口稳定性差、储层改造难、防砂困难等技术难题, 梳理了固态流化钻井技术、水平井钻井技术、双梯度钻井技术、控压套管钻井技术、水力喷射微小井眼钻井技术、钻井液技术、完井防砂技术的研究发展现状, 提出了必须要加强海域天然气水合物出砂机理、出砂预测、成井、建井、钻完井设备与仪器研发等科研攻关力度, 为规模化开采海域天然气水合物提供技术保障。

**关键词** 海域天然气水合物; 钻井关键技术; 完井关键技术

天然气水合物又称可燃冰或甲烷水合物, 是在高压、低温条件下形成的一种固态、可燃的冰状结晶物质, 其广泛分布在温压条件合适的海域和陆域冻土区, 其中有超过 90% 的天然气水合物分布在海域<sup>[1-5]</sup>。已探明的天然气水合物储量达  $2 \times 10^5$  亿 t 油当量, 大致相当于全球石化燃料资源储量的 2 倍, 且天然气水合物是常规天然气能量密度的 2~5 倍, 是一种清洁、高效能源, 是最有可能替代煤炭和石油的新能源, 具有很高的研究和开采价值<sup>[6-8]</sup>。

按照当前人类对能源的消耗情况, 如果能够将 15% 的天然气水合物开采出来, 就可以供人类使用 200 年。在当前世界各国都对能源需求不断增加的背景下, 实现天然气水合物的商业化开发受到了世界各国的关注和重视, 为此投入了大量的资金和科研力量对天然气水合物开采技术进行研究<sup>[9-11]</sup>。

国际上对天然气水合物的研究已经超过 40 年, 研究的领域主要包括资源量分布、成藏条件、储层特性、地球物理、地球化学、地质条件等, 同时对

收稿日期: 2022-10-27; 修回日期: 2022-12-08

基金项目: 国家自然科学基金项目(42102352); 国家重点研发计划战略性国际科技创新合作重点专项(2018YFE0208200); 中国地质调查局地质调查项目(DD20211337)

作者简介: 王志刚, 工程师, 研究方向为水合物、页岩气、干热岩、科学超深井钻井与研发, 电子信箱: 1036821833@qq.com

引用格式: 王志刚, 巩建雨, 吴纪修, 等. 海域天然气水合物钻完井关键技术研究进展[J]. 科技导报, 2023, 41(20): 71-78; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2023.20.008

高饱和度水合物资源潜力区进行了圈定,主要分布在加拿大麦肯齐三角洲、韩国东南海域、美国阿拉斯加北部、日本东南部南海海槽、墨西哥湾、印度大陆边缘盆地和中国南海北部地区<sup>[12-19]</sup>。当前对天然气水合物勘查与试采研究最为活跃的国家是美国、日本、印度、韩国和中国<sup>[20]</sup>。美国资助天然气水合物研究的时间最早可以追溯到1982年,并在2000年开展了天然气水合物专项钻探和调查评价项目。但受到“页岩油革命”的影响,美国放缓了对天然气水合物的研究工作<sup>[21-22]</sup>。日本紧随美国之后,在1995年启动了天然气水合物的研究项目,并在2012年和2017年先后进行了两次海域天然气水合物试采,在世界上对天然气水合物的勘探开发处于前列<sup>[23-25]</sup>。印度在1997年实施了“国家天然气水合物计划”,并于2006、2015年两次评估了深海海域的陆坡麓原环境,在细粒沉积物中发现了天然气水合物<sup>[26]</sup>。韩国在1996年实施了第一个天然气水合物项目,虽然制定两个降压试采计划,但是并未公布何时实施<sup>[27]</sup>。中国从1999年开始对南海北部陆坡进行调查,发现了天然气水合物的身影,之后多次在在海域中钻取了天然气水合物实物样品。2017年中国采用直井降压开采的方式,在水深1266 m、埋深200 m的南海神狐海域成功进行了为期大约60 d的第1次海域天然气水合物试采,产气量30.9万m<sup>3</sup>,最高日产量3.5万m<sup>3</sup>,取得了产气时间长、产气量大、气流稳定和无环境问题等重大成果<sup>[28]</sup>。2020年中国采用水平井降压开采法成功进行了第2次试采,月产气量达到了86.12万m<sup>3</sup>,为商业化开采海域天然气水合物奠定了一定的基础<sup>[11]</sup>。从整体来看,当前海域天然气水合物的试采仍然处于科学实验阶段,还需要加大关键技术科技攻关力度,只有这样才能早日实现商业化开采。

## 1 海域天然气水合物钻完井技术难点

水合物虽然被誉为是21世纪最具开发价值和前景的清洁能源,但是如何将水合物从地层中安全、高效、经济地开采出来仍然是一个难题。尤其

是海域天然气水合物大多都赋存于水深800 m以上、海底以下400 m以浅的黏土质粉砂或淤泥质沉积物中,储层未成岩,沉积物胶结程度差,地层渗透率低(大多小于几个毫达西),在储层当中天然气水合物以固态形式存在,发挥着胶结和承压作用<sup>[29]</sup>。而钻完井工程必然会破坏这种胶结和承压作用,导致储层力学性能发生改变,如果控制不当导致天然气水合物大量分解,非常容易出现地层沉降、井壁坍塌、海底滑坡和井喷等问题。这使得海域天然气水合物在钻完井的过程中将面临一系列的技术难题,主要包括以下6个方面:(1)在深水环境中,天然气水合物储层埋藏浅,地层松软,受到海水静液柱压力和上表层岩土胶结性差的影响,使得目的层破裂压力很小,破裂压力和坍塌压力之间的窗口较窄。钻井液密度窗口窄,将会给控制井底压力带来很大的困难。(2)直井可控开采面积小,产量低,水平井以及多分支复杂结构井虽然可以增大开采面积,提升产量,但由于海域天然气水合物储层埋深浅,水平井要求造斜率大,且在未成岩地层中钻进,造斜困难,井眼轨迹控制难度大,成井困难大。(3)在储层中水合物起到胶结地层和承压的作用,在钻井过程中伴随着天然气水合物的分解,会导致井壁出现坍塌、破裂等严重的问题,出现井漏、井涌、卡钻、埋钻的风险极高。(4)在钻井过程中随着天然气水合物的分解,土体的抗剪强度和承载能力将会下降,会造成井口突发性失稳。(5)海域天然气水合物储层渗流能力差,产量低,常规的完井压裂,无法发挥支撑地层和改造储层的作用。(6)海域天然气水合物储层细粉砂含量高,出砂问题严重,完井和防砂难度大,日本2次在南海海槽的天然气水合物试采都是因为出砂严重而被迫停止,因此完井时既要做到有效防砂,又要确保完井方式有较强的针对性,能够有效延长开采井的工作寿命。

## 2 海域天然气水合物钻井关键技术

全世界的海域天然气水合物开采目前还处于实验室研究和试采阶段,可供参考的钻完井工程实践极少,大多数钻井技术并未在现场进行工程实践

验证,为此必须要加强相关钻井技术的优选和攻关研究工作,以便为规模化、高效、安全的开采海域天然气水合物奠定基础。

## 2.1 固态流化钻井技术

固态流化钻井技术既是一种开采方法,也是一种钻井方法。基本思路是采用采掘设备碎化处理天然气水合物储层,使其变成具有流动性的水合物碎屑浆液,然后通过密闭的立管输送到海洋平台,而后在海洋平台进行后期加工和处理。水合物碎屑浆液在上升的过程中,随着外界温度压力的改变,水合物将会分解,从而得到天然气<sup>[30]</sup>。碎化储层是固态流化法的关键步骤,该步骤在实施的过程中利用了水合物在海底温度压力条件下保持相对稳定的特性,同时实现了水合物举升过程中连续的可控分解,避免了大量分解可能引起的灾难性事故,此外储层区可以进行沉积物分离和就地回填。固态流化法是中国科学家首先提出并进行了现场应用的方法,针对中国南海海域天然气水合物埋藏浅、胶结度差、容易碎化等特点,固态流化法较为适用。

2015年4月,西南石油大学成立了“海洋非成岩天然气水合物固态流化开采实验室”,这是全球首个对固态水合物采掘装备、破岩能力、流化携岩能力、水合物分解及流动规律进行研究的实验室。2017年5月,在中国南海北部荔湾水深1310 m,泥深117~196 m处,中国首次成功采用固态流化法进行了天然气水合物钻采,该地区水合物储层主要为泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩,粉砂岩极细,地层平均孔隙度为43%,平均含水合物饱和度为40%,储层气体甲烷含量为99.2%~99.8%,胶结性差、非成岩;5月17日下钻钻进至设计深度后固井;5月22日进行喷射碎化作业,点火成功;5月31日测试完毕,作业结束。此次试采共获得81 m<sup>3</sup>分解气,这标志着中国在水合物勘探开发关键技术上取得了重大突破。在此基础上,有学者对机械-热联合钻采方法进行了研究,该方法是采用机械挖掘水合物储层并粉碎,然后同一定温度的海水混合运输,水合物分解之后将分离回填沉积物土颗粒。同固态流化法相比,可以实现边开挖、边支护回填,安

全性更高,同时水合物不用全部举升到海平面分解,在适当的高度就可以进行水合物分解,并将剩余的土颗粒回填到地层中。

## 2.2 水平井钻井技术

水平井可以极大的增加天然气水合物的可控开采面积,扩大了天然气水合物分解阵面,提高了产量和采收率,且在相同产量的条件下,所需的生产压差要比直井小,更不容易出砂<sup>[31-33]</sup>。近年来,针对水平井开采天然气水合物,国内外学者开展了许多数值模拟和室内实验,研究结果显示,水平井在提高采收率、产气量方面具有显著的优势,同时在水平井开采后期储层温度回升速率更快,热传导效率更高,更加有利于天然气水合物的分解。因此以水平井为代表的复杂结构井在天然气水合物商业化开采过程中将发挥不可替代的作用。

但在海域天然气水合物储层中钻水平井进行开采,首先需要克服造斜难度大的问题。由于海域天然气水合物埋藏浅,除去直井段后,预留的造斜段深度很短,需要大造斜率才能完成造斜。此外海域天然气水合物地层非常松软,为弱固结和非固结地层,这也极大地增加了造斜难度。不过,在2020年中国南海实施的第2次天然气水合物试采中,成功实现了海域天然气水合物水平井钻井试采。在此之前,在南海北部的深海浅软未成岩粉砂质水合物储层中,实施水平井钻井尚无先例,为此,在实施第2次天然气水合物试采之前,开展了大量的室内模拟实验和陆地及海域钻井实验,对3000多项钻井试采施工环节进行了细化。在2019年,首先在预定试采的南海北部珠江口盆地白云凹陷北坡神狐海域实施了一口先导井,确定了此次试采区域共包含3层水合物藏系统,分别是水合物层、混合层和气态烃层,其中水合物层厚度为45.6 m,平均含水合物饱和度为31%,平均渗透率为 $2.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,混合层(包含固态水合物、气态烃和液态水)厚度为24.6 m,平均含水合物饱和度为11.7%,平均渗透率为 $6.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,气态烃层厚度为19 m,平均含气烃饱和度为7.3%,平均渗透率为 $6.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,综合考虑储层特性和工程风险情况,确定了水平井穿越水合物储层的长度为250~300 m。此

外,此次水平井钻井配合使用了井口吸力锚技术,确保了井口的稳定性,为水平井造斜提供了井口竖向和水平承载力。

由于此次试采水平井造斜率大、水平段长、套管下入阻力大,所以在造斜段首先使用小尺寸钻头进行钻进,然后使用大尺寸钻头进行扩眼钻进,采

用高导向引鞋实现套管的顺利下入,此次试采井的井身结构数据见表1<sup>[34]</sup>。通过此次试采,证明了海域天然气水合物水平井钻井的可行性,表明通过不断的攻克深海浅软地层水平井钻井核心关键技术,未来采用水平井等复杂结构井商业化开采海域天然气水合物是可以实现的。

表1 水平井试采井身结构数据

开次	钻头尺寸/mm	套管尺寸/mm	套管下入井段/m	水泥返深
一开	660.4	914.4	0~61.8	导管喷射
二开	311.2×460(扩孔)	508+339.7	0~287.7	返至泥线
三开	311.2	244.5	0~896.23	—

### 2.3 双梯度钻井技术

双梯度钻井技术是控压钻井的一种技术形式,其核心思想是采取某种手段使得井眼中同时存在2个不同压力梯度,也就是从海水面(平台)到海底是一个梯度,而海底到井底是另外一个梯度<sup>[35]</sup>。这样井筒内环空流体密度将接近或者是与海水密度相同,在一定程度上使得地层破裂压力和地层压力之间的区间增大。采用双梯度钻井技术,可以有效增大钻井液密度窗口,解决深水钻井窄安全密度窗口问题,实现对深水资源高效、安全开发的目的。国内外调研发现,双梯度钻井技术可以很好的控制井底压力和井眼环空压力,对于控制井涌、井漏等风险具有显著效果。目前国际上双梯度钻井主要有3种形式,分别是隔水管充气双梯度钻井技术、同心钻杆双梯度钻井技术和海底泵举升技术。将双梯度钻井技术应用到海域天然气水合物钻井中可以有效改善钻井液密度窗口窄、井壁稳定性差、天然气水合物分解引起的井底压力变化问题,对于采用水平井等复杂结构井钻开海域天然气水合物储层具有重要的启示意义。因此双梯度钻井技术可能是未来海域天然气水合物钻井最重要的技术组成部分。双梯度钻井技术在国外已经实现商业化应用,国内对双梯度钻井技术还处于跟踪研究阶段,西南石油大学、中国石油大学、胜利石油管理局、中海油研究总院、中国地质调查局广州海洋地质调查局、中国地质科学院勘探技术研究所等科研

单位都对双梯度钻井技术进行了研究,初步取得了一些技术成果,其中,中国地质调查局广州海洋地质调查局与中国地质科学院勘探技术研究所正在联合进行海底泵举升技术(RMR技术)在海域天然气水合物钻井中的应用研究<sup>[36]</sup>。

### 2.4 控压套管钻井技术

控压套管钻井技术是将控压钻进技术和套管钻井技术结合在一起的钻井技术。控压钻井技术是利用控压钻井系统控制套管压力、流体密度、水力摩阻,从而达到对整个井筒压力进行控制的目的,是一种欠平衡钻井方式,可以有效降低井漏、井涌、井壁坍塌问题,在一定程度上可以减少钻井过程中的复杂情况,提高钻井速度。套管钻井技术是利用套管代替钻杆传递扭矩,传输钻井液,边钻井边下套管的钻井方式。该技术不需要频繁起下钻,可以同步进行钻井和下套管作业,避免了起下钻过程中产生的抽汲压力会影响井壁和天然气水合物的稳定性。同时在套管钻井过程中,钻屑会被挤压到井壁表面形成滤饼,可以改善井漏、提高井壁稳定性。因此套管钻井技术非常适用于海域天然气水合物钻井,在遇到紧急事故时,可以迅速固井。将控压钻井技术和套管钻井技术结合在一起应用于海域天然气水合物钻井具有很大的优势,可以实现钻井就是下套管、完钻就可以固井,可以有效解决常规钻井完钻后电测及下套管过程中缺少压力控制的问题,简化了钻井工艺,减少了喷、冒、漏等

钻井事故。控压套管钻井技术在石油钻井中已经得到了现场应用,Sahu等<sup>[37]</sup>对该技术应用到水合物钻井中的可行性和优势进行了研究分析。

### 2.5 水力喷射微小井眼钻井技术

水力喷射微小井眼钻井技术是利用连续油管实施欠平衡水平井钻井的技术,该技术主要使用的工具有连续油管、定位转向工具、套管开窗工具、水力喷射工具、储水罐、高压泵组、数据采集系统等<sup>[38]</sup>。在实施的过程中,首先采用常规钻井完成直井钻井,并固井,然后下入定位转向工具,并利用连续油管连接套管开窗工具进行套管开窗,完成开窗之后,利用连续油管连接水力喷射工具进行水平井钻井。水力喷射微小井眼钻井技术在进行水平井钻进时,不需要进行套管锻铣扩孔作业,不需要造斜工具进行造斜,可以在套管内部通过定位转向工具直接将轴向钻进转变为径向钻井,可以有效的解决大造斜率造斜、软地层造斜困难等问题。水力喷射微小井眼钻井技术应用于海域天然气水合物具有的优势主要有钻井成本低、可顺利完成水平井段钻进、储层污染小、降低了大规模海底坍塌的风险。此外结合水力喷射微小井眼钻井技术,将在地层中能够形成蜂窝状结构物质的化学药剂当作钻井液边钻进边喷射到地层中,不仅可以发挥支撑地层的作用,同时为气体流动提供了通道,提高了地层渗透率。通过这样的钻井方式不仅可以形成稳定的水平井眼通道,同时还可以对水合物储层进行改造,对于开采我国南海地区弱固或者是非固结地层水合物具有重要的意义,该项技术虽然目前开展了一些研究,但是后续还需要对此项技术在海域天然气水合物钻井中的应用进一步加大研究力度<sup>[39]</sup>。

### 2.6 钻井液技术

在海域天然气水合物地层钻井过程中,要考虑钻井液侵入地层,可能出现的井壁失稳、钻井液流变性差、地层强度降低等问题,同时还要考虑分解后的气体在低温井筒中二次生成天然气水合物,堵塞井筒。为此钻井液需要满足流变性、滤失性、抑制天然气水合物分解等要求,同时还要避免二次生成天然气水合物。为了避免海底钻井过程中产生的热量造成天然气水合物分解,油基钻井液较为合

适,但是会对海底环境产生较大低污染,因此水基钻井液仍然是海域天然气水合物钻井的首选。从当前针对海域天然气水合物钻井液研究来看,主要是在实验室内对海域天然气水合物低温抑制性钻井液体系进行了一些研究。虽然中国地质科学院勘探技术研究所研发了海域天然气水合物浅软地层钻井液体系,但主要是在陆地浅软地层进行了实验,并未在海域水合物钻井中实验<sup>[40]</sup>。此外将海水作为钻井液应用于天然气水合物钻井中得了实践检验,取得了不错的效果,比如美国的GOM JIP I、GOM JIP II,印度的INGHP-01井都将海水作为钻井液使用。而在中国2017年进行的首轮海域天然气水合物试采中,采用盐水作为完井液进行了完井作业,有效抑制了完井过程中二次生成水合物,保证了储层稳定性。

## 3 海域天然气水合物完井关键技术

要想实现商业化开采海域天然气水合物,除了不断提升钻井技术以外,攻克完井防砂问题也是关键。由于天然气水合物分解会导致储层强度降低,井壁稳定性变差,因此,虽然裸眼完井是最简单、最经济的完井方式,但是并不适合海域天然气水合物完井。有学者提出可借鉴疏松砂岩储层多年来取得的完井防砂成果,将其应用到海域天然气水合物完井中,比如套管射孔完井、裸眼充填完井、管内砾石充填完井、筛管完井<sup>[41]</sup>。

同常规油气井相比,水合物储层的不稳定性使得水合物完井更加的复杂,再加上水合物储层非常严重的出砂问题,选择适合的完井防砂方式是实现有效开发水合物资源的基础。2013年日本首次在南海海槽实施海域天然气水合物试采时,采取的是裸眼砾石充填+防砂筛网的完井方式,虽然选用的是成熟的CS300TM砾石充填系统,但是由于井底压力下降过快,同时出现了强水流、井周亏空等问题,使得砾石移动损坏了筛网,防砂作用失效,生产通道中进入了大量的砂土,堵塞了通道,试采仅仅持续了6 d就被迫停止,通过此次试采证明裸眼砾石充填完井方式并不太适合海域天然气水合物储

层开采。2017年日本实施了第2次海域天然气水合物试采,为了解决出砂问题,本次试采不再采用裸眼砾石充填方案,选择了贝克休斯公司研发的GeoFORM筛管防砂系统,由于该系统在井下可能存在不膨胀的风险,因此第1口井采用的是预先膨胀GeoFORM筛管防砂系统,入井后测试效果不佳,因为出砂不得不停产。第2口井采用的是井下膨胀GeoFORM筛管防砂系统,一直到生产结束,第2口井并未出砂,防砂效果显著。除了日本以外,2017、2020年中国先后2次在南海神狐海域实施了天然气水合物试采,第1次试采采用的是预充填筛管完井方式,第2次试采储层以泥质粉砂为主,平均粒径中值在8~16  $\mu\text{m}$ ,在第一次试采防砂的基础上,通过大量的室内实验和场地实验,确定了“粗+细”粒砾石充填+高精度预充填筛管的三级复合防砂工艺,采用的是砾石充填+预充填筛管完井方式,同时将旁通技术和预充填筛管技术结合,设计除了一种新型旁通预充填筛管,在提高防砂性能的同时,提高了砾石充填率,虽然两次试采都取得了成功,但是通过实践发现砂堵是造成水合物开采井低时效的主要原因。

当前,世界上只有中国和日本实施了海域天然气水合物试采,现场完井防砂实践较少,室内理论研究和实验也并不是很多,有学者通过理论分析提出了可推荐使用到水合物开采的完井防砂方式,包括套管射孔管内砾石充填循环充填、高速水砾石充填、高密度挤压砾石充填、多粒级砾石充填防砂等<sup>[42]</sup>。此外在精细预测泥质粉砂岩出砂的基础上,提出了“适度防砂,防排结合,排砂为主”的理念。还有学者设计研发了“自清洁”精密复合防砂筛管<sup>[43]</sup>。从整体来看,不论是现场实践还是室内研究,海域天然气水合物完井防砂主要借鉴了疏松砂岩油气藏完井防砂工艺,是否能够广泛应用于海域天然气水合物的商业化开采中还有待进一步研究。

## 4 结论

1) 海域天然气水合物开采潜力巨大,但由于储层大多是泥质粉砂或淤泥沉积物,未固结成岩,

因此海域天然气水合物钻完井将面临钻井液密度窗口窄、井底压力控制难、直井控制开采面积小、水平井造斜困难、井口和井壁稳定性差、储层改造困难、防砂困难等问题。而目前全球实施的海域天然气水合物钻完井活动非常少,完井经验和数据较为匮乏,当前迫切需要解决的技术难题是怎样更加有效的保障海域天然气水合物钻完井的顺利实施,为商业化开采海域天然气水合物奠定基础。

2) 为了早日实现规模化开采海域天然气水合物,需进一步加强理论体系建立力度,加大相关技术、设备和仪器的研发力度,深入分析多分支井等复杂结构井在海域天然气水合物中的应用的可行性和可行性,加强对水合物储层出砂机理、出砂预测研究,提高对水合物储层的精细化认识,在保证水合物可以连续分解的前提下,保障井壁的稳定性和完整性。通过坚持不懈地开展海域天然气水合物钻完井技术科研攻关,逐步掌握系统性的成井、建井方法,为之后我国高效开采海域天然气水合物提供技术保障。

3) 总体来看,中国海域天然气水合物试采走在了世界的前列,虽然试采工程的成功实施可以很好地促进基础科学发展,但是中国对海域天然气水合物未成岩粉砂岩储层水合物储集机制、天然气水合物储层出砂机制、天然气水合物相变和渗流场演化规律、天然气水合物储层改造理论、天然气水合物储层力学特性动态变化规律、井筒工作液与天然气水合物储层作用机制、天然气水合物高效开发模式等相关理论的研究仍处于滞后状态,可持续发展面临的问题较多。因此必须从实际情况出发,针对我国海域天然气水合物储层的特点,开展不同钻完井方法的适应性评价,优选出最佳的钻完井方法,努力做到成本最小化、产能最大化,实现高效、安全、连续开采海域天然气水合物的目的。

## 参考文献(References)

- [1] Andreassen K, Hart P E, MacKay M. Amplitude versus offset modeling of the bottom simulating reflection associated with submarine gas hydrates[J]. Marine Geology, 1997, 137(1-2): 25-40.

- [2] Archer D. Methane hydrate stability and anthropogenic climatechange[J]. *Biogeosciences*, 2007, 4: 521-544.
- [3] 王志刚, 李小洋, 张永彬, 等. 海域非成岩天然气水合物储层改造方法分析[J]. *钻探工程*, 2021, 48(6): 32-38.
- [4] 吴能友, 李彦龙, 万义钊, 等. 海域天然气水合物开采增产理论与技术体系展望[J]. *天然气工业*, 2020, 40(8): 100-114.
- [5] Boswell R, Collett T S. Current perspectives on gas hydrate resources[J]. *Energy & Environmental Science*, 2011, 4(4): 1206-1215.
- [6] 何家雄, 钟灿鸣, 姚永坚, 等. 南海北部天然气水合物勘查试采及研究进展与勘探前景[J]. *海洋地质前沿*, 2020, 36(12):1-14.
- [7] 欧芬兰, 于彦江, 寇贝贝, 等. 水合物藏的类型、特点及开发方法探讨[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2022, 42(1): 194-213.
- [8] Kvenvolden K A. Methane hydrate-A major reservoir of carbon in the shallow geosphere[J]. *Chemical Geology*, 1988, 71(1-3): 41-51.
- [9] Archer D, Buffett B, Brovkin V. Ocean methane hydrates as a slow tipping point in the global carbon cycle[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2009, 106(49): 20596-20601.
- [10] 马永乐, 张勇, 刘晓栋, 等. 海域天然气水合物低温抑制性钻井液体系[J]. *钻井液与完井液*, 2021, 38(5): 544-559.
- [11] 陈强, 胡高伟, 李彦龙, 等. 海域天然气水合物资源开采新技术展望[J]. *海洋地质前沿*, 2020, 36(9): 44-55.
- [12] 张炜, 邵明娟, 姜重昕, 等. 世界天然气水合物钻探历程与试采进展[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2018, 38(5): 1-13.
- [13] Song Y, Yang L, Zhao J, et al. The status of natural gas hydrate research in China: A review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 31: 778-791.
- [14] 张伟, 梁金强, 陆敬安, 等. 中国南海北部神狐海域高饱和度天然气水合物成藏特征及机制[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(5): 670-680.
- [15] 梁金强, 张光学, 陆敬安, 等. 南海东北部陆坡天然气水合物富集特征及成因模式[J]. *新能源*, 2016, 36(10): 157-162.
- [16] 吴能友, 黄丽, 胡高伟, 等. 海域天然气水合物开采的地质控制因素和科学挑战[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5): 1-11.
- [17] Behera S R, Dash D P. The effect of urbanization, energy consumption, and foreign direct investment on the carbon dioxide emission in the SSEA (South and South-east Asian) region[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 70: 96-106.
- [18] Kret K, Tsuji T, Chhun C, et al. Distributions of gas hydrate and free gas accumulations associated with upward fluid flow in the Sanriku-Oki forearc basin, northeast Japan[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 116: 104305.
- [19] Qian J, Wang X J, Collett T S, et al. Downhole log evidence for the coexistence of structure II gas hydrate and free gas below the bottom simulating reflector in the South China Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 98: 662-674.
- [20] Moridis G J, Silpngarmert S, Reagan M T, et al. Gas production from a cold, stratigraphically-bounded gas hydrate deposit at the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope: Implications of uncertainties[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 517-534.
- [21] Milkov A V, Sassen R. Preliminary assessment of resources and economic potential of individual gas hydrate accumulations in the gulf of mexico continental slope[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2003, 20(2): 111-128.
- [22] 张金华, 魏伟, 魏兴华, 等. 布莱克海台天然气水合物油气系统[J]. *中外能源*, 2015, 20(4): 28-34.
- [23] Matsumoto R, Tomaru H, Lu h L. Detection and evaluation of gas hydrates in the eastern nankai trough by geochemical and geophysical methods[J]. *Resource Geology*, 2004, 54(1): 53-67.
- [24] 罗承先. 日本甲烷水合物开发现状与进展[J]. *中外能源*, 2013, 18(12): 30-37.
- [25] 张炜, 邵明娟, 田黔宁. 日本海域天然气水合物开发技术进展[J]. *石油钻探技术*, 2017, 45(5): 98-102.
- [26] 赵文韬, 荆铁亚, 郜时旺, 等. 天然气水合物新型联动开发系统可行性研究[J]. *中外能源*, 2020, 25(1): 17-24.
- [27] Ryu B J, Collett T S, Riedel M, et al. Scientific results of the second gas hydrate drilling expedition in the ulleung basin(UBGH2)[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 47: 1-20.
- [28] Li J F, Ye J L, Qin X W, et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea[J]. *China Geology*, 2018, 1: 5-16.
- [29] You K, Flemings P B, Malinverno A, et al. Mechanisms of methane hydrate formation in geological systems[J]. *Reviews of Geophysics*, 2019, 57(4): 1146-1196.
- [30] 周守为, 陈伟, 李清平, 等. 深水浅层非成岩天然气水

- 合物固态流化试采技术研究及进展[J]. 中国海上油气, 2017, 29(4): 1-8.
- [31] 李文龙, 高德利, 杨进. 海域天然气水合物地层钻完井面临的挑战及展望[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(6): 681-689.
- [32] 樊栓狮, 杨圣文, 温永刚, 等. 水平井高效开采 Class3 天然气水合物研究[J]. 天然气工业, 2013, 33(7): 36-42.
- [33] Li B, Li G, Li X S, et al. The use of heat-assisted anti-gravity drainage method in the two horizontal wells in gas production from the Qilian Mountain permafrost hydrate deposits[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2014, 120(8): 141-153.
- [34] 叶建良, 秦绪文, 谢文卫, 等. 中国南海天然气水合物第二次试采主要进展[J]. 中国地质, 2020, 47(3): 557-568.
- [35] 韩天旺, 蒋宏伟, 杨光. 深水双梯度钻井技术分类及其研究进展[J]. 石油矿场机械, 2019, 48(5): 83-89.
- [36] 王偲, 谢文卫, 张伟, 等. RMR 技术在海域天然气水合物钻探中的适应性分析[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2020, 47(2): 17-23.
- [37] Sahu C D, Rajnish K, Jitendra S, et al. A comprehensive review on exploration and drilling techniques for natural gas hydrate reservoirs[J]. Energy Fuels, 2020, 31(8): 1-87.
- [38] 陈朝伟, 周英操, 申瑞臣, 等. 微小井眼钻井技术概况、应用前景和关键技术[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(1): 5-9.
- [39] 王志刚, 胡志兴, 李小洋, 等. 水力喷射微小井眼技术用于海域水合物钻探的可行性分析[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2020, 47(2): 30-35.
- [40] 侯岳, 刘春生, 刘聃, 等. 海域天然气水合物浅软地层水平井钻井液技术[J]. 钻探工程, 2022, 49(2): 16-21.
- [41] 李彦龙, 刘乐乐, 刘昌岭, 等. 天然气水合物开采过程中的出砂与防砂问题[J]. 海洋地质前沿, 2016, 32(7): 36-43.
- [42] 宁伏龙, 方翔宇, 李彦龙, 等. 天然气水合物开采储层出砂研究进展与思考[J]. 地质科技与通报, 2020, 39(1): 137-148.
- [43] 魏伟, 张国强, 杨乾隆, 等. 天然气水合物藏长效防砂完井探索研究[J]. 钻采工艺, 2022, 45(3): 67-72.

## Research progress on key technologies for drilling and completion of offshore gas hydrate

WANG Zhigang<sup>1</sup>, GONG Jianyu<sup>2</sup>, WU Jixiu<sup>1</sup>, YIN Hao<sup>1</sup>, SHI Shanshan<sup>1</sup>, YAN Jia<sup>1</sup>, LI Xiaoyang<sup>1</sup>

1. The Institute of Exploration Techniques, Chinese Academy of Geological Sciences, Langfang 065000, China

2. Hydrogeology Team of Hebei Coalfield Geology Bureau, Handan 056001, China

**Abstract** Natural gas hydrate is a kind of solid crystalline substance formed by water and methane under high pressure and low temperature, which is considered as the clean energy with the most potential to replace fossil energy by all countries in the world. The status of gas hydrate pilot production in the United States, Japan, India, South Korea and China was summarized. It was pointed out that there were some technical problems for the drilling and completion of natural gas hydrate in the sea area, such as narrow drilling fluid density window, difficult bottom hole pressure control, difficult directional well deflection, poor wellbore and wellhead stability, difficult reservoir reconstruction, and difficult sand control. The research and development status of solid fluidization drilling technology, horizontal well drilling technology, dual gradient drilling technology, pressure controlled casing drilling technology, hydraulic jet micro hole drilling technology, drilling fluid technology, and completion sand control technology were reviewed, and it was proposed that the scientific research efforts such as sand production mechanism, sand production prediction, well completion, drilling and completion equipment and instrument development must be strengthened to provide technical support for large-scale exploitation of natural gas hydrate in sea area.

**Keywords** marine gas hydrate; key drilling technologies; key completion technologies ●



(责任编辑 刘志远)