

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.

海域天然气水合物资源开采新技术展望

陈 强^{1,2}, 胡高伟^{1,2}, 李彦龙^{1,2}, 万义钊^{1,2}, 刘昌岭^{1,2*}, 吴能友^{1,2}, 刘 洋³

(1 自然资源部天然气水合物重点实验室, 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 青岛 266071; 2 青岛海洋科学与技术国家实验室海洋矿产资源与探测技术功能实验室, 青岛 266071; 3 中国地质大学(北京)地球物理与信息技术学院, 北京 100083)

摘 要:随着全球海域天然气水合物资源勘探工作的深入和油气开发技术装备水平的提升, 深水浅层天然气水合物资源商业化开采的前景逐渐明晰。自 2013 年开始, 日本、中国相继进行了多次海域水合物试开采尝试, 连续产气时间、累计产气量和日均产气量逐步获得提升。2020 年中国率先实现了从“探索性试采”向“试验性试采”的跨越。然而, 以“降压”为核心理念的开采技术单井产气量瓶颈明显, 制约了水合物资源产业化发展进程, 必须在已有技术方法基础上创新发展, 形成高效、安全、经济的海域天然气水合物资源开采专有技术体系。笔者梳理了近年来海域天然气水合物开采技术研发领域内的新进展, 分析了包括“原位分解采气”和“原位破碎抽取”两大开采框架指导下, 多种开采技术的创新升级进展和存在的主要问题, 在此基础上展望了未来海域天然气水合物资源开采技术的研发方向。

关键词:天然气水合物; 开采新技术; 原位分解采气; 原位破碎抽取

中图分类号: P744; P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2020.081

0 引言

天然气水合物广泛分布于海洋大陆架边缘和冰川冻土区, 蕴藏着储量巨大的天然气资源^[1-3], 对全球能源矿产供求关系格局等政治经济生活产生重要影响, 并与地球碳循环、气候变化、海洋环境等诸多科学问题密切相关^[4-5]。国际上开展天然气水合物研究已超过 40 年, 领域涵盖地质、地球物理和地球化学特征、成藏演化、储层特征与资源量分布、水合物开发技术与环境效应等^[6-11], 初步圈定高饱和度和水合物资源潜力区^[5, 12-18], 其中包括加拿大麦克米肯三角洲、美国阿拉斯加北部、墨西哥湾、日本东南部南海海槽、韩国东南海域郁陵盆地、印度大陆

边缘 K-G 盆地以及我国南海北部地区等。

世界各国对能源矿产的需求量不断激增, 急需新型能源来补充常规石油天然气等化石能源的供给。在此背景下, 天然气水合物商业化开发的必要性得到了广泛认同^[19-21]。近 20 年来, 加拿大、美国、日本和中国等先后开展了 10 余次水合物试采, 场址从最初的陆域冻土区逐渐转向陆架边缘海^[22-26], 天然气日产量、累计产量和连续产气时间也逐步提升。2020 年中国地质调查局在南海神狐海域实施的新一轮水合物试开采, 成功在 1 225 m 水深处连续开采 1 个月, 并创造了产气总量 86.14 万 m³ 以及日均产气量 2.87 万 m³ 两项新的世界纪录, 实现了科学性试采向试验性试采的重大跨越。

需要指出的是, 现有的天然气水合物开采方法和技术手段获得的产气量, 与国际认可的天然气商业化开发工业气流标准仍然存在很大差距, 迫切要以增产能、降成本、保安全为指导, 进一步更新开采技术, 才能实现天然气水合物资源产业化开发。

纵观近 10 年海域水合物资源开采技术研究进展和试采案例可知^[27-28], 目前水合物开采仍以传统的海底原位分解采气的框架为主流: 以打破水合物

收稿日期: 2020-06-10

资助项目: 国家重点研发计划“水合物试采、环境监测及综合评价应用示范”(2017YFC0307600); 中国地质调查局项目(DD20190231)

作者简介: 陈 强(1980—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事天然气水合物勘查与开发基础理论研究工作。E-mail: chenqiang_hds@126.com

* 通讯作者: 刘昌岭(1966—), 男, 博士, 研究员, 博士生导师, 主要从事天然气水合物勘查开发模拟实验研究工作。E-mail: qdliuchangling@163.com

相平衡为切入点, 通过改变水合物的热力学或动力学条件来破坏其内部分子间作用力, 从而使天然气分子从中逃离, 达到分解产气的目的。基于这种认识提出的水合物开采方法有: 降压法、加热法、抑制剂注入法等。上述方法分别在多个冻土区和海域进行了现场测试, 从取得的结果来看无论是产气能力或经济成本降压法都是最具优势的。日本和中国相继开展了 4 次海域天然气水合物开采, 都是以储层降压为核心进行方案设计^[22, 25]。

近期我国科学家针对浅表层渗漏型水合物提出了原位破碎抽取开采方法, 其中以水合物“固态流化开采技术”为代表^[29-30]。该方法使用特殊设备将块状水合物在海底进行机械破碎, 使难以搬运的块状水合物转变为具有一定流动性的碎屑浆液, 并在人工举升的过程中使水合物分解产气。笔者基于文献调研结果, 系统梳理了天然气水合物“原位分解”和“原位破碎”2 种方案所包含的开采技术, 分析各自面临的主要问题。在总结研究现状的基础上展望未来海域天然气水合物资源开采技术发展的新方向。

1 以降压为核心的天然气水合物开采技术

冻土区与海域天然气水合物多次试采结果表明, 降压法在产气效率、经济成本和装备需求等方面都优于热激发和抑制剂注入法, 被看做最有商业化潜力的开采技术^[31-32]。目前, 使天然气水合物储层降压的主要手段主要借鉴油气田开发领域较为成熟的人工举升技术, 如电潜泵举升、水利泵举升、气体举升等。现有人工举升技术基本满足生产需要, 制约水合物开采产能的主要问题集中在储层降压效率和持续产气等方面, 可总结为 4 类: ①扩大生产井降压泄流面积; ②提高储层渗透率改造; ③储层内水合物分解热补偿; ④维护地层力学结构稳定性。

1.1 扩大水合物生产井降压泄流面积

全球首次海域天然气水合物试开采于 2013 年在日本南海海槽实施, 通过垂直井降压法(图 1)在水深 1 000 m 左右的砂质沉积物中持续开采 6 天, 总产气量产气 12 万 m³, 最终因井下大量出砂被迫

中止^[25, 33]。2017 年中国在南海神狐海域实施了首次深水泥质粉砂储层水合物开采, 在垂直井中采用“地层饱和流体抽取法”收集游离气和水溶气, 试采持续产气 60 天、总产气量约 30 万 m³^[22, 34]。两轮海域天然气水合物试开采肯定了以降压为核心的开采方案的可行性, 同时发现垂直井有效降压泄流面积受储层厚度限制, 产气速率存在瓶颈。

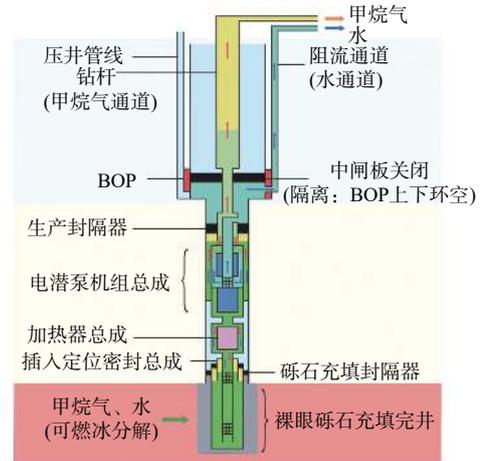


图 1 日本南海海槽水合物垂直井开采 (据文献 [34])
Fig.1 Vertical well production of hydrate in the Nankai Trough of Japan (after reference [34])

可以看出, 单水平井虽能有效提高产能, 但仍难以满足工业气流标准。数值模拟研究结果表明, 水平井产能与长度、间非线性增长的关系^[35-36]。一旦突破长度极限, 压降损耗、井筒内多相流阻力增加等因素会极大的影响产气速率。

为此, 中国地质调查局提出了水平井开采增产方案, 并开展了系列创新性技术研发, 形成了一套集国产吸力锚置入、强造斜、动力导向下套管等技术于一体的深水浅软未固结地层水平井钻井工艺技术体系。2020 年在南海神狐海域水合物储层成功布设一口长水平井, 有效扩展了水合物层降压泄流面积, 将日产量提高至 2.87 万 m³/天(持续产气 30 天)。

面对天然气水合物储层空间分布不均匀, 热压传导能力弱等特点, 研究人员提出一套针对天然气水合物开采的大直径主井眼多分支孔布井技术(图 2)^[37]。多分支井指在一口主井眼底部钻出多口进入储层的分支孔, 主井与分支井可以是直井、水平井或者定向斜井。如何在天然气水合物储层科学配置多分支结构存在若干科学问题。首先, 多分

支孔首先要解决单井产能最优化问题,必须依据降压制度确定合理的分支数量、长度及井筒参数等;其次,分支井的布设位置、角度需考虑水合物矿体空间分布特征;此外,多分支孔协同排采过程中,各分支井周围的温压场、渗流场等可能产生耦合作用。需在摸清储层多物理场分布与耦合规律的基础上,确定分支孔最优相位角与空间组合;最后,多分支孔排采过程对储层力学稳定性破坏性更强,容易引发井壁失稳。

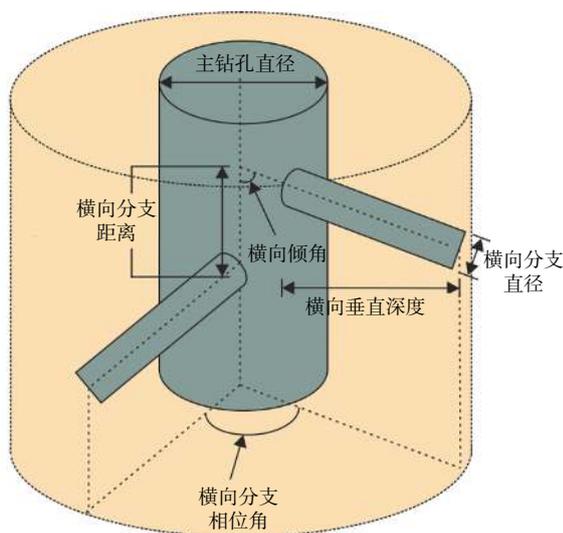


图2 天然气水合物多分支井开采结构设计示意图 (据文献 [37])

Fig.2 Structural design of multi-branch wells for gas hydrate extraction (after reference [37])

1.2 储层改造

能源开发过程引起的地层物理、化学及力学性质的破坏及伴随而来的储层渗透率降低的现象被称为储层伤害。由于不同类型的能源开发过程中储层的化学-物理-热耦合模式不同,储层伤害的表现形式也多种多样,如水锁、气锁、泥砂运移、有机质的析出与沉积、无机物的结垢堵塞、孔隙壁面化学-物理性质的改变、孔隙结构及力学稳定性的破坏等。储层伤害现象普遍存在于非常规油气、地热资源开发的各阶段。

储层改造既是提高渗透率的有效手段,也可在储层支护加固方面发挥作用,被认为是海域天然气水合物降压开采的必要辅助手段^[38]。我国南海海域天然气水合物主要在黏土质粉砂、粉砂质黏土等低渗沉积物中成藏^[8]。低渗透率使储层的热压传导

能力下降,难以波及井筒远端区域;水合物分解气缺少输运通道,采收效率降低。储层改造通过多种技术手段,在水合物层不同区域制造裂缝或填充颗粒物以提高渗透性(图3),常用的改造手段包括高压水射流压裂、酸化压裂等^[39-40]。有研究表明,水力压裂在不含水合物的砂土和黏土接触面形成裂缝,即使沉积物裂缝重构愈合,渗透率提升的效果依然能够保持^[41]。

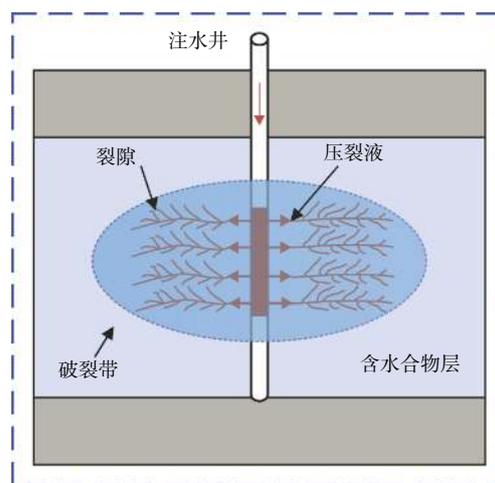


图3 水合物开采储层改造效果示意图 (据文献 [41])

Fig.3 Reservoir reconstruction effect for hydrate exploitation (after reference [41])

2017年南海神狐海域的水合物试采将部分井眼延设计方向扩大并制造人工裂缝,使储层泄压接触面积增加3倍;并在完井过程进行套管外砾石充填,保证在储层变形的情况下井周依然有良好的渗流通道^[22]。

储层改造另一个重要作用是形成人工盖层,辅助水合物储层有效降压。海域天然气水合物一般埋藏浅,胶结弱,缺少盖层,降压开采极易引发储层失稳垮塌。针对这种情况,一种在甲烷水合物储层上人工制造二氧化碳水合物盖层的储层改造思路被提出(图4),模拟实验研究初步证实了该方法的可行性^[42]。储层重构一方面加强地层的力学稳定性,另一方面能够防止海水入侵、甲烷气逃逸,为开采水合物提供更好地降压环境。此外,还可利用盖层中的CO₂水合物分解驱替甲烷气体。

1.3 水合物降压开采地层力学稳定性评价

天然气水合物原位分解后留下大量空隙对地层力学稳定性影响明显,容易导致海底失稳或储

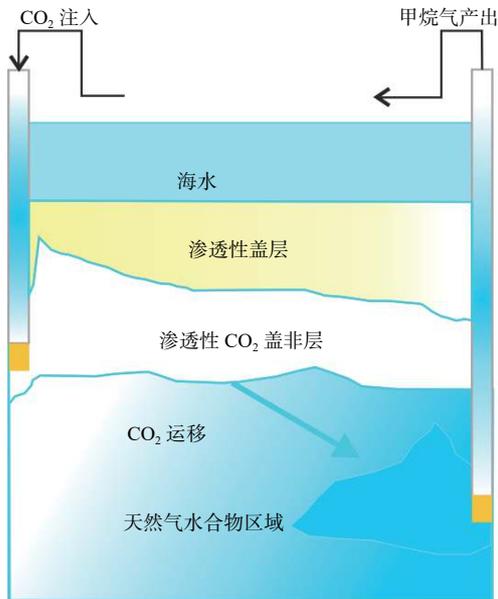


图 4 CO₂ 水合物人工盖层储层改造示意图 (据文献 [42])

Fig.4 Artificial caprock reservoir transformation of CO₂ hydrate (after reference [42])

层坍塌等一系列问题,给工程实施带来严重安全隐患^[43]。为此,海域天然气水合物开采前需经过工程地质勘查,为施工方案设计提供依据;开采过程中要进行水合物分解行为与储层稳定性关系评价。近年来,出现了多种专门用于水合物开采安全性评价的新技术。

工程地质参数是保障天然气水合物开采安全可控的必需数据,开发一种既能够获得储层水合物分布特征,又能连续测量储层工程力学参数的原位测试技术,将水合物钻探和工程地质调查航次整合,能够大大降低天然气水合物勘探开发成本,也是促进海洋天然气水合物开发工程-地质一体化的关键手段之一^[44]。

静力触探是一种被广泛使用的沉积物工程力学参数原位测试方法,与十字板、三轴压缩等技术手段相结合,可以获得纵向连续性非常好的工程力学参数。目前,静力触探技术在探头功能、理论分析、模型试验、数值模拟、成果应用等方面都取得了长足的进展。特别是近年来基于扩展型静力触探探头搭载的声波传感器、电阻率传感器、视频传感器等,可在获取地层工程力学参数的同时,提供储层中水合物赋存位置、水合物饱和度分布规律等信息。因此,尽管目前仍未见采用多功能静力触探技术进行海洋天然气水合物储层工程-地质一体化

原位探测的先例,但其在该领域中的应用潜力值得期待。青岛海洋地质研究所率先研发成功一套含水合物沉积物工程地质参数仿真模拟实验装置(图 5),该装置同时具备多功能静力触探、随钻电阻率、可视化等功能,为多手段的水合物储层工程地质参数评价提供基础平台。

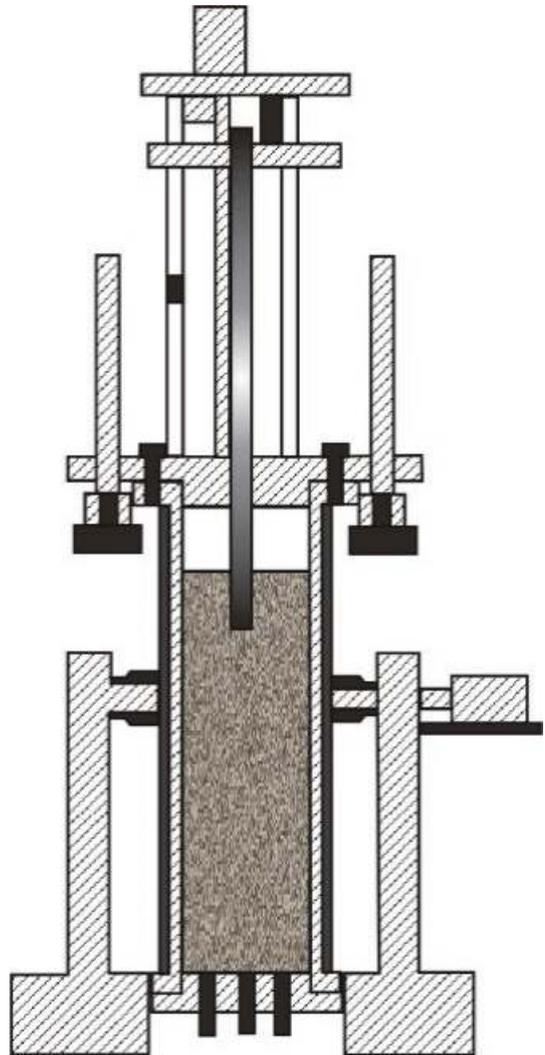


图 5 含水合物沉积物工程静探参数模拟实验系统

Fig.5 Simulation experimental system for engineering static parameters of hydrate-bearing sediments

天然气水合物商业化开发必须保障产气时间足够长,地层稳定、井下设备安全是必要的前提条件,水合物储层稳定性评价与预测技术有着巨大的工程应用价值。早期数值模拟计算大多以力学参数为主,功能单一且结果指导性差。近年来,综合考虑热场-流体场-水合物相变-化学场(THMC)的水合物储层稳定性评价技术逐渐发展起来(图 6)。天

然气水合物开采地层稳定性数值模拟软件(QIMG-THMC)是其中的典型代表之一^[45-46]。以实际海域钻探资料为约束,建立水合物降压开采地质模型,基于该软件对模型进行非结构网格离散和有限元求解,以获得储层孔隙压力、温度、水合物饱和度和应力的时空演化特征,从而分析降压开采过程目标海域储层沉降、应力分布和稳定性。

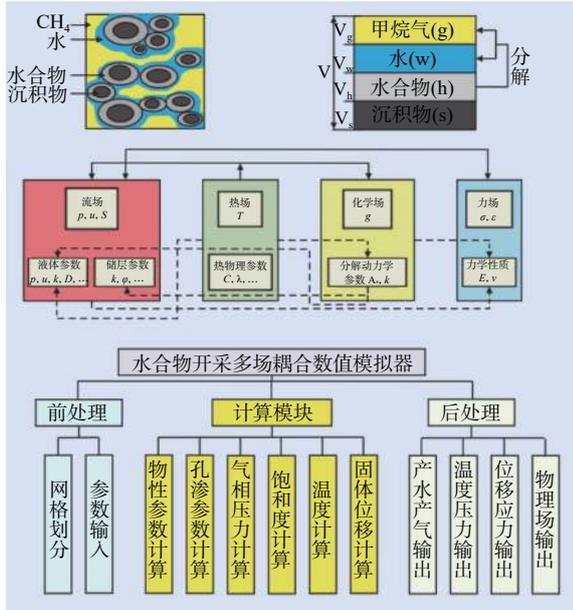


图6 水合物地层稳定性多场耦合数值模拟软件框架 (据文献 [46])

Fig.6 Software framework for multi-field coupling numerical simulation of hydrate formation stability (after reference [46])

1.4 水合物开采安全钻井技术

海域天然气水合物开采必须面对深水窄密度窗口、常规钻井浅层地层漏失、弱胶结地层井壁稳定性差等挑战。国内外调研显示,双梯度钻井技术能够较好控制井眼环空和井底压力,对消除井漏、井涌等风险有积极作用(图7)^[47]。目前国际上双梯度钻井主要有3种解决方案^[48],分别是同心钻杆双梯度钻井技术、海底泵举升技术和隔水管充气双梯度钻井技术。相比于国外已经商业化运作的现状,国内双梯度钻井仍处于研发阶段,中国石油大学、中国石油钻井工程技术研究院、胜利石油管理局、中海油研究总院和西南石油大学都开展了相关研究,初步形成了双梯度钻井系统技术原理、创建海底泥浆圆盘泵设计、深水可控环工泥浆液面双梯度钻井理论和海底泥浆举升系统工艺及关键装置等。

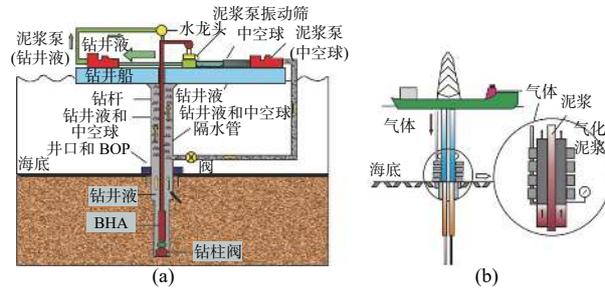


图7 双梯度钻井工程示意图 (据文献 [48])

Fig.7 Schematic diagram of dual gradient drilling engineering (after reference [48])

可以预见,该技术对于海域天然气水合物储层极窄密度窗口特征条件下钻开水平井、多分支井等复杂结构井具有重要的启示意义。但目前尚无文献对该技术在水合物储层中的可行性进行深入的探讨,专门针对水合物储层的双梯度钻井参数设计方法尚未形成。在迫切提产需求旺盛的大背景下,如何采用双梯度钻井形成复杂结构井,将可能对天然气水合物开发带来变革性的技术。

2 海域天然气水合物热激发开采技术创新

与降压开采相对成熟和固定的技术手段不同,含水合物储层热激发技术研究从机理到手段都呈现更加丰富的特点。由于认识到热(盐)水注入的高能耗、低效率短板^[10, 39],一系列基于电磁发热的方法被用于水合物开采构思中,较具代表性的包括微波加热、电磁加热等^[49-52];此外,利用自然热源设计的绿色加热技术,如深层地热资源、平台风能、太阳能发电加热等也代表了未来发展的方向^[53-54]。在工程实施方面,则充分利用了现代油气开采新技术,将双水平井与热吞吐等技术应用至水合物开采,可进一步提高热源利用率^[55-56]。

2.1 电能驱动相关的水合物热激发技术

天然气水合物注热分解效果主要受制于储层热传导能力。水合物分解产生一层水膜黏附在剩余水合物表面,阻止了热源进一步向水合物内部传递。以电能驱动的微波、电磁波加热方法可以规避储层热传导限制^[28, 49],因而在水合物储层热激发开采方面有独特的应用潜力(图8)。井下原位电磁波加热可在水合物储层上下两层延矿体展布方向布

放交流电极,电极间的高频电压产生热能实现储层加热。该方法的优点是不受地层结构与环境影响,消除热流体运输造成的损耗。但储层的实际热传导能力以及不同矿物成分的电阻率对加热效果的影响仍需进行针对性研究,井下设备的安装维护等工程解决方案尚不完善。

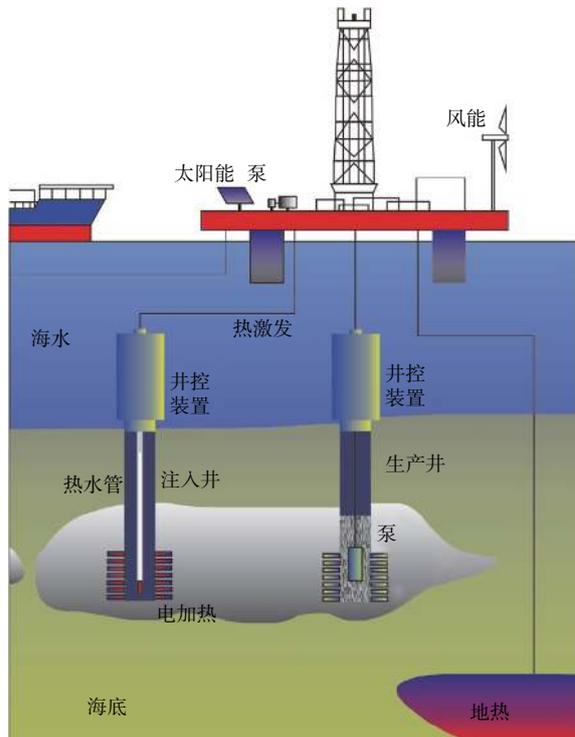


图 8 不同热激发手段开采海域天然气水合物
(据文献 [28])

Fig.8 Exploitation of natural gas hydrate in sea area by different thermal stimulation methods (after reference [28])

微波加热利用的是天然气水合物能够吸收微波辐射并且升温分解的属性。值得注意的是,储层中不同物质对微波的吸收能力不同,由此产生的热应力可形成大量微裂缝,进一步提升了水合物微波加热分解效率。研究表明,微波加热功率、时间、水合物饱和度对分解产气量有明显影响^[52,57]。该方法对水合物与沉积物颗粒相互胶结的孔隙充填型水合物矿体,以及具有自由水层的 II 型水合物储层具有更好地效果。孔隙水及分解水的协同作用,能够强化微波加热效果,但含水量对微波辐射距离有较强的弱化作用。加热过程可能引发的孔隙水气化和生产系统失稳等风险是下一步研究的重点。

近年来,利用射频和微波等离子体技术原位电解水合物产氢的技术也被认为是水合物开采的手

段之一(图 9)^[58-59]。通过无线射频(RF)或微波(MW)激发,在液体中形成高温化学场等离子体,常压下温度可高达 3 000 K。该技术之前被用于从废弃烃类液体中提取氢和碳组分。频率 2.45 GHz 的微波等离子能够从烃类液体中提取的氢气纯度为 66%~80%;射频等离子更容易在高压水体中产生等离子体,其激发耗能比微波更低,因此在甲烷水合物分解产氢方面更具潜力。从 2 种等离子电解水合物的实验结果来看,甲烷水合物经激发后首先分解为甲烷气和水,进而甲烷发生裂解反应转变为氢气、一氧化碳和其他副产物。微波辐射诱发的甲烷水合物分解速度比射频更快,但射频辐射最终生产的氢气纯度为 63.1%、甲烷转化率 99.1%,明显高于微波产氢纯度(42.1%)和甲烷转化率(85.5%)^[58]。

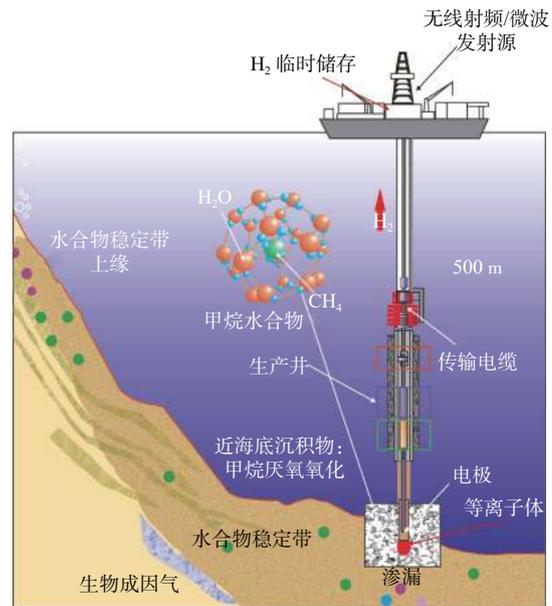


图 9 射频/微波电解等离子体水合物开采技术示意图
(据文献 [58])

Fig.9 Schematic diagram of radio frequency/microwave electrolysis plasma hydrate mining technology (after reference [58])

2.2 自生热法储层热补偿技术

水合物分解过程伴随强烈的吸热效应,大量水合物分解可导致储层温度大幅降低,局部瞬时降幅可达 33 °C^[60]。水合物开采过程储层热量缺口不仅导致产气效率降低,严重时还会造成井筒周围水合物二次形成,堵塞甲烷气体运移通道。降压-注热联合开采一直被认为是有效提升产能的手段,原位自生热注剂因此成为重要的研究热点(图 10)^[61-63],常

见的自生热物质有三氧化铬(CrO_3)、双氧水(H_2O_2)和氯化铵(NH_4Cl)、亚硝酸钠(NaNO_2)等铵盐、亚硝酸盐。前两者属于强氧化剂,生热反应的产物会对开采设备造成严重的腐蚀,而铵盐、亚硝酸盐溶解后的产物则主要是氯化钠和水,与实际地层环境成分类似,更具工程应用潜力。

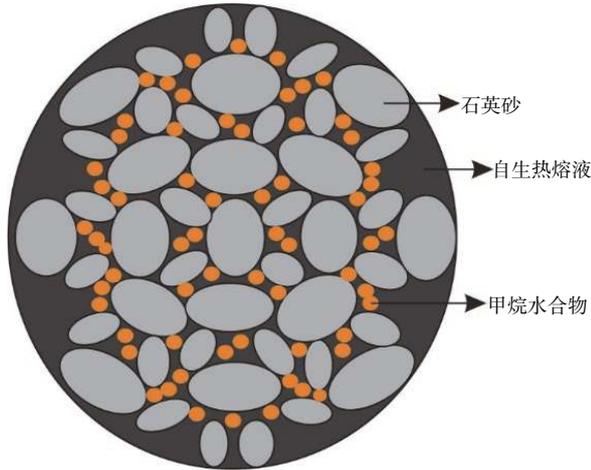


图10 自生热注剂分解孔隙充填型天然气水合物 (据文献 [63])

Fig.10 Decomposition of pore filling gas hydrate by self generating thermal injection (after reference [63])

近期,一种新型水合物原位补热降压充填开采的方法被提出,并通过理论分析初步证实了其可行性(图11)^[64]。该方法将氧化钙(CaO)粉末注入水合物储层, CaO 遇水形成固态氢氧化钙($\text{Ca}(\text{OH})_2$)并剧烈放热。因此,该方法既能有效补充水合物降压开采后储层的热亏损,又能生成固态颗粒物充填储层空隙,达到“补热”、“保稳”和“增渗”的效果。

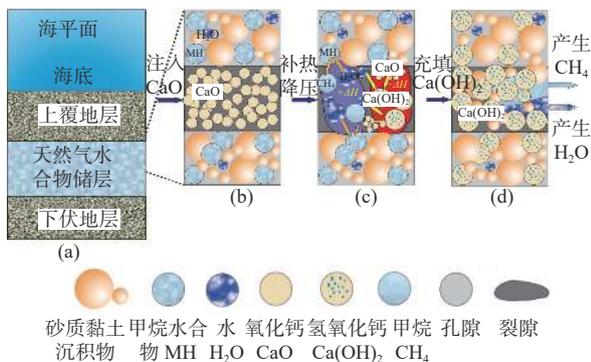


图11 水合物原位补热降压充填开采 (据文献 [64])

Fig.11 Hydrate in-situ heat supplement and depressurization filling mining (after reference [64])

2.3 绿色能源储层加热技术

区别于电能驱动加热和自生热物质充填,利用环境热源对水合物藏实施绿能加热技术,既能节约能耗又可有效防止污染。较有代表性的是联合深层地热资源的甲烷开采方法^[53]:通过向深层地热储层注入海水,经地温加热后循环至浅部水合物储层,联合降压和注热技术促使水合物分解(图12)。数值模拟可对地层热物性、开采等参数进行储层敏感性分析。结果表明:联合利用深层地热升温海水,可以保证 $50\text{ }^\circ\text{C}$ 的热水循环至浅部并注入水合物储层。除注入速度、井底压力、地层导热系数等因素以外,地温梯度对该开采方法的影响最大:当地温梯度小于 $0.025\text{ m}/^\circ\text{C}$ 时,联合法换热性能极大减弱,甲烷累计产量大幅降低。

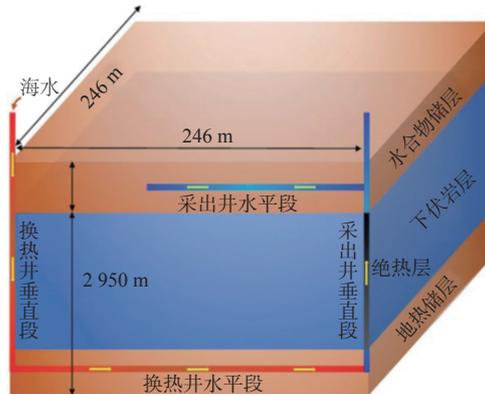


图12 联合深层地热资源的甲烷开采法 (据文献 [53])

Fig.12 Methane extraction combined with deep geothermal resources (after reference [53])

3 抑制剂和二氧化碳置换开采水合物研究进展

3.1 抑制剂在水合物开采中的作用

抑制剂注入是降压和加热以外的一种破坏水合物稳定性手段,抑制剂可以在短时间内有效提升水合物分解率,缺点是用量大、成本高且对环境污染严重^[10]。化学抑制剂分为热力学抑制剂和动力学抑制剂。热力学抑制剂通过降低水的活度,使水合物稳定需要更高的压力或更低的温度,从而破坏现有相平衡状态导致分解。热力学抑制剂主要包含有机醇类(甲醇、乙醇、乙二醇等)、无机盐类(氯

化钠、氯化钾、氯化钙等)。动力学抑制剂的主要功能是降低水合物合成速率, 主要用于油气管道运输的流动安全保障方面。

抑制剂注入效果受种类、浓度、温度、速率和系统压力等多方面影响, 并且严重依赖于水合物储层的传质能力。综合来看, 抑制剂注入不论是经济性、安全性还是有效性都难以满足水合物高效开采需求, 仅可作为生产设备与管道中的水合物二次形成抑制剂进行应用。

3.2 二氧化碳置换开采技术发展现状

2012 年在美国阿拉斯加北坡的 Ignik Sikumi 开展过一次二氧化碳(CO_2)-甲烷(CH_4)置换开采现场试验, 初步证明了该技术的可行性^[9, 65]。 CO_2 置换在可被认为是一种特殊的抑制剂注入开采手段, 其原理是利用 CO_2 与 CH_4 形成水合物所需的相平衡条件差异。同样温度或压力条件下, CO_2 水合物更容易生成, 因此 CO_2 分子可替换 CH_4 分子形成新的水合物。

置换法开采一方面能够避免降压分解带来的储层稳定性破坏风险, 另一方面还可实现温室气体地质封存。已有的研究成果表明, 单一 CO_2 置换效率低, 采用 CO_2 - N_2 混合气体注入会更容易替换水合物笼中的 CH_4 分子, 大幅提高置换开采效率^[66-67]。但置换后的 CH_4 - N_2 混合气体分离难度大成本高, 是制约该方法应用的一个缺陷。对此, 研究人员提出了一套 CO_2 - H_2 混合气体置换方案(图 13)^[68]。 H_2 分子更容易进入 I 型水合物的小笼替换甲烷, 且 CH_4 - H_2 混合气体分离相对比较容易, 为 CO_2 置换开采开辟了新途径。实验结果表明, 在连续注入的模式下 CH_4 置换率和 CO_2 的储层率都较低。连续

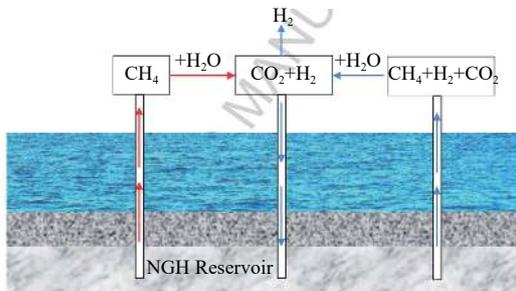


图 13 CO_2 - H_2 混合气体置换开采系统示意图

(据文献 [10])

Fig. 13 Schematic diagram of CO_2 - H_2 mixed gas replacement mining system (after reference [10])

快速注入可能导致新生成的 CO_2 水合物包裹在原先的甲烷水合物表面, 阻止置换反应持续进行。间歇式注入则有更好地效果, 通过人工控制注入频率, 使 CO_2 - H_2 混合气在储层中完全扩散, 所获得的置换效率更高。

4 天然气水合物原位破碎抽取开采技术进展

海底含烃类成分的流体沿断层或构造薄弱带运移至浅表层适当的温压环境后, 可形成肉眼可见的块状水合物, 呈结核状、透镜状或层状等形态。其中, 赋存于泥火山、泥底劈或麻坑等特殊地质体的浅表层水合物埋藏浅、饱和度高, 具有较强的开采潜力^[69-71]。在 Boswell 等^[72]提出的水合物储层资源潜力与开采难度金字塔模型中, 块状水合物占据重要位置。由于其成藏模式和分布特征与孔隙充填型水合物明显不同, 原位分解采气方法适应性普遍较差。因此, 研究人员提出一种基于海底原位破碎的开采水合物开采方法。

“固态流化法”是我国科学家率先提出并开展现场应用的一种水合物开采方案^[30, 73]: 对于无致密盖层、非成岩、易于碎化的深水浅层水合物矿藏, 通过机械破碎将固态块状水合物转变为具有一定流动能力的碎屑浆液, 收集并举升流化状态的含水合物浆液至海面, 利用举升过程中海水温度升高、静水压力降低的自然规律使水合物逐步分解气化(图 14)。该技术于 2017 年在我国南海荔湾 3 站进行全球首次现场试验, 目标矿体水深 1 310 m、水合物埋深 117~196 m, 成功收集天然气 81 m^3 , 标志着

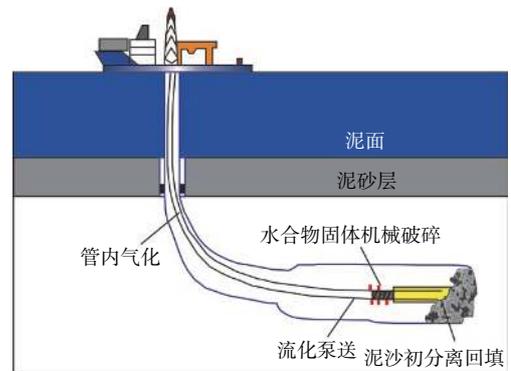


图 14 天然气水合物固态流化开采系统(据文献 [30])

Fig. 14 Gas hydrate solid-state fluidized production system (after reference [30])

我国在具有自主知识产权的水合物勘探开发关键技术取得新的突破。

机械-热联合开采是我国科学家提出的又一水合物开采概念模型(图15)^[29],其基本思路是机械挖掘水合物地层并粉碎,与一定温度的海水混合运输,水合物分解后将沉积物土颗粒分离回填。该方案能够更好地解决地层安全性风险,通过工艺设计实现储层边开挖、边支护回填。与固态流化方法相比,机械-热联合开采技术不需将水合物沉积物全部举升到海平面分解,而是在适当高度进行气-液-固分离,同时将剩余土颗粒回填到地层。

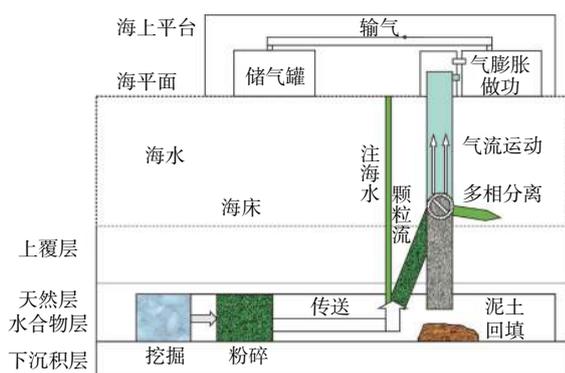


图15 天然气水合物机械-热联合开采示意图
(据文献[29])

Fig.15 Schematic diagram of combined mechanical and thermal exploitation of natural gas hydrate (after reference [29])

以“固态流化”为代表的原位破碎抽取水合物开采技术虽已成功实施了一次现场试验,但仍存在大量需要解决的问题,包括水合物多相流的状态分析、水合物分解热动力学特征等理论问题;水合物海底破碎和输运设备和工艺等工程问题;水合物采空区的海底稳定性及海底环境修复等安全问题。浅表层块状水合物巨大的资源潜力必将能够吸引研究机构和科研人员的持续关注,未来的海域天然气水合物开采技术能够呈现多类型、多目标、多手段的发展特征。

5 结论与展望

目前,海域天然气水合物开采技术研发以原位分解采气方案为主,而以浅表层水合物为目标的原位破碎抽取方案也开始进行野外尝试。

原位分解采气技术并没有出现突破性飞跃,仍

是围绕如何打破水合物相平衡条件这一经典思路开展技术更新和工艺设计。天然气水合物储层降压硬件设施基本可与深海常规油气开采共享,降压法开采重点研究方向是如何提高储层传质传热能力,未来可能更加侧重于储层改造和复杂井设计等工程领域。值得注意的是,中国和日本相继开展的4次海域天然气水合物降压开采,但产气产水规律及储层变化特征仍旧不是十分清晰,这不仅暴露出水合物开采现场监测技术亟待提高,也说明水合物基础理论和室内物理模拟、数值模拟研究也处于探索阶段,还不能完全满足工程设计需求。

热激发开采的技术手段在早期热液注入的基础上呈现出更加多样化趋势,微波和电磁波加热、自生热注剂、海底地热和太阳能等绿色能源加热等一系列创新性手段被提出,有望在降低成本、提高效率 and 增加安全性方面取得进展,但到目前为止仍处于技术研发阶段,能否进行实际工程应用将是决定该领域发展的关键。

二氧化碳置换开采的优点是既能解决水合物采空储层的回填支护问题,又具有温室气体地质封存潜力,CO₂水合物还可以作为一种人造盖层方案用于储层改造中,如何提升置换效率是未来的重点突破方向。目前研究表明,CO₂与N₂或H₂等混合能够有效提升置换效率,但N₂与CH₄混合气体提纯成本高,是制约其应用的严重短板。

模拟研究和现场试采的结果表明,降压、注热、置换等单一手段都难以满足海域水合物商业化开采要求,未来必将围绕如何以多手段联用为核心进行水合物产能提升。水合物开采新技术既需考虑工程实施的可行性,还要考虑水合物藏的地质背景及储层特性。目前水合物现场试采研究程度较低,还没有遇到严重的储层伤害问题,可以页岩气、煤层气、深水油气、地热开采相关的储层伤害为参考,提前开展水合物资源开采的地质影响因素研究。

参考文献:

- [1] Yin Z Y, Ling P. Methane hydrates: A future clean energy resource[J]. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2019, 27(9): 2026-2036.
- [2] Collett T, Bahk J J, Baker R, et al. Methane Hydrates in Nature-Current Knowledge and Challenges[J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2015, 60(2): 319-329.
- [3] Boswell R, Hancock S, Yamamoto K, et al. "6 - natural gas hy-

- drates: Status of potential as an energy resource, " in future energy (Third Edition)[M]// Letcher M, Ed. Elsevier, 2020: 111-131.
- [4] Sloan E D, Dekker M J. Clathrate hydrates of natural gases, second edition, revised and expanded[J]. *Structural Chemistry*, 1999, 10(1): 73.
- [5] 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 Southeast Asian) region[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 70: 96-106.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] Li F G, Yuan Q, Li T D, et al. A review: Enhanced recovery of natural gas hydrate reservoirs[J]. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2018, 27(9): 2062-2073.
- [11] Yang L, Liu Y L, Zhang H Q, et al. The status of exploitation techniques of natural gas hydrate[J]. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2019, 27: 2133-2147.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] Boswell R, Collett T S, Frye M, et al. Subsurface gas hydrates in the northern Gulf of Mexico[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 34(1): 4-30.
- [15] Lu H L, Lorenson T D, Moudrakovski I L, et al. The characteristics of gas hydrates recovered from the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 411-418.
- [16] 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.
- [17] Collett T S, Boswell R, Waite W F, et al. India National Gas Hydrate Program Expedition 02 Summary of Scientific Results: Gas hydrate systems along the eastern continental margin of India[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 39-142.
- [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] Liu L P, Sun Z L, Zhang L, et al. Progress in global gas hydrate development and production as a new energy resource[J]. *Acta Geologica Sinica (English edition)*, 2019, 93(3): 731-755.
- [20] Lee J Y, Ryu B J, Yun T S, et al. Review on the gas hydrate development and production as a new energy resource[J]. *Ksce Journal of Civil Engineering*, 2011, 15(4): 689-696.
- [21] Seol J, Lee H. Natural gas hydrate as a potential energy resource: From occurrence to production[J]. *Korean Journal of Chemical Engineering*, 2013, 30(4): 771-786.
- [22] 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.
- [23] Collett T S, Johnson A H, Knapp C C, et al. Natural gas hydrates - a review[J]. *Browse Collections*, 2009, 89: 146-219.
- [24] Uddin M, Wright F, Dallimore S, et al. Gas hydrate dissociations in Mallik hydrate bearing zones A, B, and C by depressurization: Effect of salinity and hydration number in hydrate dissociation[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, 21: 40-63.
- [25] Yu T, Guan G Q, Abudula A. Production performance and numerical investigation of the 2017 offshore methane hydrate production test in the Nankai Trough of Japan[J]. *Applied Energy*, 2019, 251: 113338.
- [26] 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[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66: 310-322.
- [27] Li X S, Xu C G, Zhang Y, et al. Investigation into gas production from natural gas hydrate: A review[J]. *Applied Energy*, 2016, 172: 286-322.
- [28] Liang Y P, Tan Y T, Luo Y J, et al. Progress and challenges on gas production from natural gas hydrate-bearing sediment[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 261: 121061.
- [29] 张旭辉, 鲁晓兵. 一种新的海洋浅层水合物开采法[J]. *力学学报*, 2016, 48(5): 1238-1246.
- [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] Guo B Y, Liu X H, Tan X H. "Chapter 18 - Other artificial lift methods, " in petroleum production engineering (Second Edition)[M]// Guo B, Liu X, Tan X, Eds. Boston: Gulf Professional Publishing, 2017: 603-635.
- [32] Bellarby J. "Chapter 6 Artificial Lift, " in Developments in Petroleum Science[M]. Elsevier, 2009, 56: 303-369.

- [33] 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, 2014.
- [34] 魏 伟, 张金华, 于荣泽, 等. 2017年天然气水合物研发热点回眸[J]. 科技导报, 2018, 36(1): 83-90.
- [35] 卢秋平. 深水天然气水合物连续管水平井钻井筒多相流动规律研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(5): 70-71, 74.
- [36] 魏 纳. 海洋天然气水合物层钻水平井不同扩径方式携岩能力图版[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(4): 435-440.
- [37] Li Y L. Large borehole with multi-lateral branches: A novel solution for exploitation of clayey silt hydrate[J]. *China Geology*, 2019, 2(3): 333-341.
- [38] 李 楠, 王晓辉, 吕一宁, 等. 天然气水合物开发面临的挑战及关键技术[J]. 石油科学通报, 2016, 1(1): 171-174.
- [39] Sun Y, Wang Y, Zhong J, et al. Gas hydrate exploitation using CO₂/H₂ mixture gas by semi-continuous injection-production mode[J]. *Applied Energy*, 2019, 240: 215-225.
- [40] 潘栋彬, 陈 晨, 杨 林, 等. 水射流破碎南海含水合物沉积物数值模拟研究[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2018, 45(10): 27-31.
- [41] Feng Y C, Chen L, Suzuki A, et al. Enhancement of gas production from methane hydrate reservoirs by the combination of hydraulic fracturing and depressurization method[J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 184: 194-204.
- [42] Li N, Sun Z F, Jia S, et al. A novel method to greatly increase methane hydrate exploitation efficiency via forming impermeable overlying CO₂ cap[J]. *Energy Procedia*, 2019, 158: 5975-5981.
- [43] 李彦龙, 刘昌岭, 刘乐乐, 等. 含甲烷水合物松散沉积物的力学特性[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(3): 105-113.
- [44] Li Y L, Liu C L, Liu L L, et al. Experimental study on evolution behaviors of triaxial-shearing parameters for hydrate-bearing intermediate fine sediment[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2018, 2(1): 43-52.
- [45] Wan Y Z, Wu N Y, Hu G W, et al. Reservoir stability in the process of natural gas hydrate production by depressurization in the shenhu area of the south China sea[J]. *Natural Gas Industry B*, 2018, 5(6): 631-643.
- [46] 万义钊, 吴能友, 胡高伟, 等. 南海神狐海域天然气水合物降压开采过程中储层的稳定性[J]. *天然气工业*, 2018, 38(4): 117-128.
- [47] 陈国明, 殷志明, 许亮斌, 等. 深水双梯度钻井技术研究进展[J]. *石油勘探与开发*, 2007, 34(2): 246-251.
- [48] 王国荣, 钟 林, 刘清友, 等. 基于双层管双梯度深海油气及水合物开发技术研究[J]. *海洋工程装备与技术*, 2019, 6(S1): 225-233.
- [49] Li B, Liu S D, Liang Y P, et al. The use of electrical heating for the enhancement of gas recovery from methane hydrate in porous media[J]. *Applied Energy*, 2018, 227: 694-702.
- [50] Chong Z R, Yang S H B, Babu P, et al. Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges[J]. *Applied Energy*, 2016, 162: 1633-1652.
- [51] Minagawa H, Ito T, Kimura S, et al. Depressurization and electrical heating of methane hydrate sediment for gas production: Laboratory-scale experiments[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 50: 147-156.
- [52] Zhao J F, Fan Z, Wang B, et al. Simulation of microwave stimulation for the production of gas from methane hydrate sediment[J]. *Applied Energy*, 2016, 168: 25-37.
- [53] 孙致学, 朱旭晨, 刘 垒, 等. 联合深层地热甲烷水合物开采方法及可行性评价[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2019, 39(2): 146-156.
- [54] 宋永臣, 李红海, 王志国. 太阳能加热开采天然气水合物研究[J]. *大连理工大学学报*, 2009, 49(6): 827-831.
- [55] Li G, Moridis G J, Zhang K, et al. The use of huff and puff method in a single horizontal well in gas production from marine gas hydrate deposits in the Shenhu Area of South China Sea[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, 77(1): 49-68.
- [56] 王志刚, 张永勤, 梁 健, 等. SAGD技术应用于陆域冻土天然气水合物开采中的理论研究[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2017, 44(5): 14-18.
- [57] Wang B, Dong H S, Fan Z, et al. Numerical analysis of microwave stimulation for enhancing energy recovery from depressurized methane hydrate sediments[J]. *Applied Energy*, 2020, 262: 114559.
- [58] Rahim I, Nomura S, Mukasa S, et al. Decomposition of methane hydrate for hydrogen production using microwave and radio frequency in-liquid plasma methods[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2015, 90: 120-126.
- [59] Putra A E E, Nomura S, Mukasa S, et al. Hydrogen production by radio frequency plasma stimulation in methane hydrate at atmospheric pressure[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2012, 37(21): 16000-16005.
- [60] Cranganu C. In-situ thermal stimulation of gas hydrates[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, 65(1): 76-80.
- [61] Aminnaji M, Tohidi B, Burgass R, et al. Effect of injected chemical density on hydrate blockage removal in vertical pipes: Use of MEG/MeOH mixture to remove hydrate blockage[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 45: 840-847.
- [62] Aminnaji M, Tohidi B, Burgass R, et al. Gas hydrate blockage removal using chemical injection in vertical pipes[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 40: 17-23.

- [63] Liu S, Zhang Y Y, Luo Y J, et al. Analysis of hydrate exploitation by a new in-situ heat generation method with chemical reagents based on heat utilization[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 249: 119399.
- [64] 李守定, 李 晓, 王思敬, 等. 天然气水合物原位补热降压充填开采方法[J]. *工程地质学报*, 2020, 28(2): 282-293.
- [65] 刘昌岭, 李彦龙, 孙建业, 等. 天然气水合物试采: 从实验模拟到场地实施[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5): 12-26.
- [66] Xu C G, Cai J, Yu Y S, et al. Research on micro-mechanism and efficiency of CH₄ exploitation via CH₄-CO₂ replacement from natural gas hydrates[J]. *Fuel*, 2018, 216: 255-265.
- [67] Merey S, Al-Raoush R I, Jung J, et al. Comprehensive literature review on CH₄-CO₂ replacement in microscale porous media[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 171: 48-62.
- [68] Wang X H, Sun Y F, Wang Y F, et al. Gas production from hydrates by CH₄-CO₂/H₂ replacement[J]. *Applied Energy*, 2017, 188: 305-314.
- [69] 龚建明, 廖 晶, 尹维翰, 等. 北印度洋马克兰增生楔天然气水合物的成藏模式[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2018, 38(2): 148-155.
- [70] 李 进, 王淑红, 颜 文. 海底泥火山及其与油气和天然气水合物的关系[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(6): 204-214.
- [71] 刘 杰, 孙美静, 杨 睿, 等. 泥底辟输导流体机制及其与天然气水合物成藏的关系[J]. *现代地质*, 2016, 30(6): 1399-1407.
- [72] Boswell R, Collett T. *The Gas Hydrates Resource Pyramid*[J]. *Fire in the Ice*, 2006: 6.
- [73] Zhou S W, Zhao J Z, Li Q P, et al. Optimal design of the engineering parameters for the first global trial production of marine natural gas hydrates through solid fluidization[J]. *Natural Gas Industry B*, 2018, 5(2): 118-131.

A PROSPECT REVIEW OF NEW TECHNOLOGY FOR DEVELOPMENT OF MARINE GAS HYDRATE RESOURCES

CHEN Qiang^{1,2}, HU Gaowei^{1,2}, LI Yanlong^{1,2}, WAN Yizhao^{1,2}, LIU Changling^{1,2*}, WU Nengyou^{1,2}, LIU Yang³

(1 Key Laboratory of Gas Hydrate of Ministry of Natural Resources, Qingdao Institute of Marine Geology, China Geological Survey, Qingdao 266071, China; 2 Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266071, China;

3 School of Geophysics and Information Technology, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China)

Abstract: With the rapid development of marine gas hydrate exploration and the upgrading of oil and gas mining technology around the world, the prospect of commercial exploitation of gas hydrate resources in deep-water is gradually emerged. Since 2013, Japan and China have carried out several times of trial productions of marine hydrates and the continuous gas production time, cumulative gas production and daily average gas production have been gradually improved. In 2020, China took the lead in realizing the leap from "exploratory production" to "test production". However, the amount of single well production with "depressurization" as the core concept restricted the industrialization development seriously. It is necessary to innovate and develop the existing technology and methods to form an more efficient, safe and economic special technology system for marine hydrates recovery. In this paper, new progress in the research and development of natural gas hydrate exploitation technology in the past years have been reviewed, by analyzing the innovation and upgrading progress of various types of exploitation technology, revealing the main problems existed with the philosophies of "in-situ decomposition and extraction" and "in-situ crushing and extraction". On this basis, the research and development direction of natural gas hydrate exploitation technology in the future is prospected.

Key words: natural gas hydrate; new technology of production; in situ decomposition and extraction; in situ crushing and extraction