

邵明娟, 王平康, 吴庐山, 等. 日本海域天然气水合物试采结果对比分析[J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(12): 8-15.

SHAO Mingjuan, WANG Pingkang, WU Lushan, et al. A comparative analysis of offshore gas hydrates production test in Japan[J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(12): 8-15.

日本海域天然气水合物试采结果对比分析

邵明娟^{1,2}, 王平康³, 吴庐山⁴, 张炜^{1,2}, 田黔宁^{1,2}

(1 中国地质调查局地学文献中心, 北京 100083; 2 中国地质图书馆, 北京 100083; 3 中国地质调查局, 北京 100037;

4 中国地质调查局广州海洋地质调查局, 广州 510760)

摘 要:截至目前, 只有中国和日本实施了海域天然气水合物的试采, 了解日本的海域水合物试采中遇到的问题及其对问题的分析情况, 有助于中国下一步的水合物研究和开发工作。为了深入认识日本于 2013 年和 2017 年在日本海域南海海槽分别实施的两次试采, 介绍了两次试采的部署实施情况及实际产气情况, 梳理了日本对两次试采中出现的问题及其针对问题的分析研究成果, 对比了两次试采中 3 口生产井的产气情况。发现日本两次试采都没有解决实际产气与预测结果存在差异的问题, 认为加强对水合物储层特征和物理特性的认识是解决上述问题的关键; 另外, 水合物的生产是一个综合的过程, 防砂、压降过程、排水等互相影响, 在解决这些问题时应综合考虑, 并应寻找稳产需要的各项生产参数的平衡点。

关键词:天然气水合物; 海域试采; 日本; 南海海槽

中图分类号: P736; P744.4

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2021.238

0 引言

日本本土资源匮乏, 能源严重依赖进口, 碳排放居高不下, 因此一直致力于水合物的研发, 早在 2001 年就建立了日本水合物开发计划^[1-2], 截止 2018 年已完成该计划的 3 个阶段, 主要成果包括: 对日本海域水合物资源情况进行了系统的勘查; 通过参与加拿大 Mallik 场地的两次陆域试采及自主实施两次海域试采对水合物生产技术进行了研发和验证; 探索性地研究了水合物增产方法; 开发了预测生产行为及地形变形情况的模拟器; 研究了水合物生产对环境的影响。2019 年, 日本启动了水合物开发计划的第 4 阶段, 目标是确定水合物开发的经济可行性, 并计划于 2023 年实施第 3 次海域试采。目前, 为了完善长期产气技术并节约成本, 日本正与美国合作在美国阿拉斯加北坡开展长期陆

域试采的准备工作。日本通过参与的陆域试采和实施的试采积累了丰厚的经验和认识, 并对两次海域试采结果深入分析进一步明确了未来技术研发乃至试采工作需要解决的问题。

本文聚焦于日本两次海域试采部署实施情况, 对试采结果和所遇到问题的分析研究进展进行了总结梳理, 以期为中国的水合物开发提供借鉴。

1 日本海域水合物试采的部署情况

1.1 试采站位的选取

为获取对含水合物地层的分解情况的认识、验证开发技术, 并获取用于经济性研究的基础数据, 日本计划并实施了第 1 次海域试采。试采场地是基于大量前期工作选取的(图 1)。根据 1999—2004 年对其南海海槽东部水合物的勘探结果, 在该海域发现了浊积扇沉积物中的含水合物富砂层段, 通过对钻井数据和地震调查数据的分析, 并考虑了现有的井控、温压条件、储层特征及其上盖层情况, 从 16 个水合物富集带中选取了位于渥美半岛近海的第二渥美海丘北坡的“β”水合物富集带作为第 1

收稿日期: 2021-09-02

资助项目: 中国地质调查局项目“国际地学情报信息跟踪与分析”(DD2021794)

作者简介: 邵明娟(1982—), 女, 博士, 高级工程师, 主要从事地学文献情报方面的研究工作. E-mail: shaomingjuan@163.com

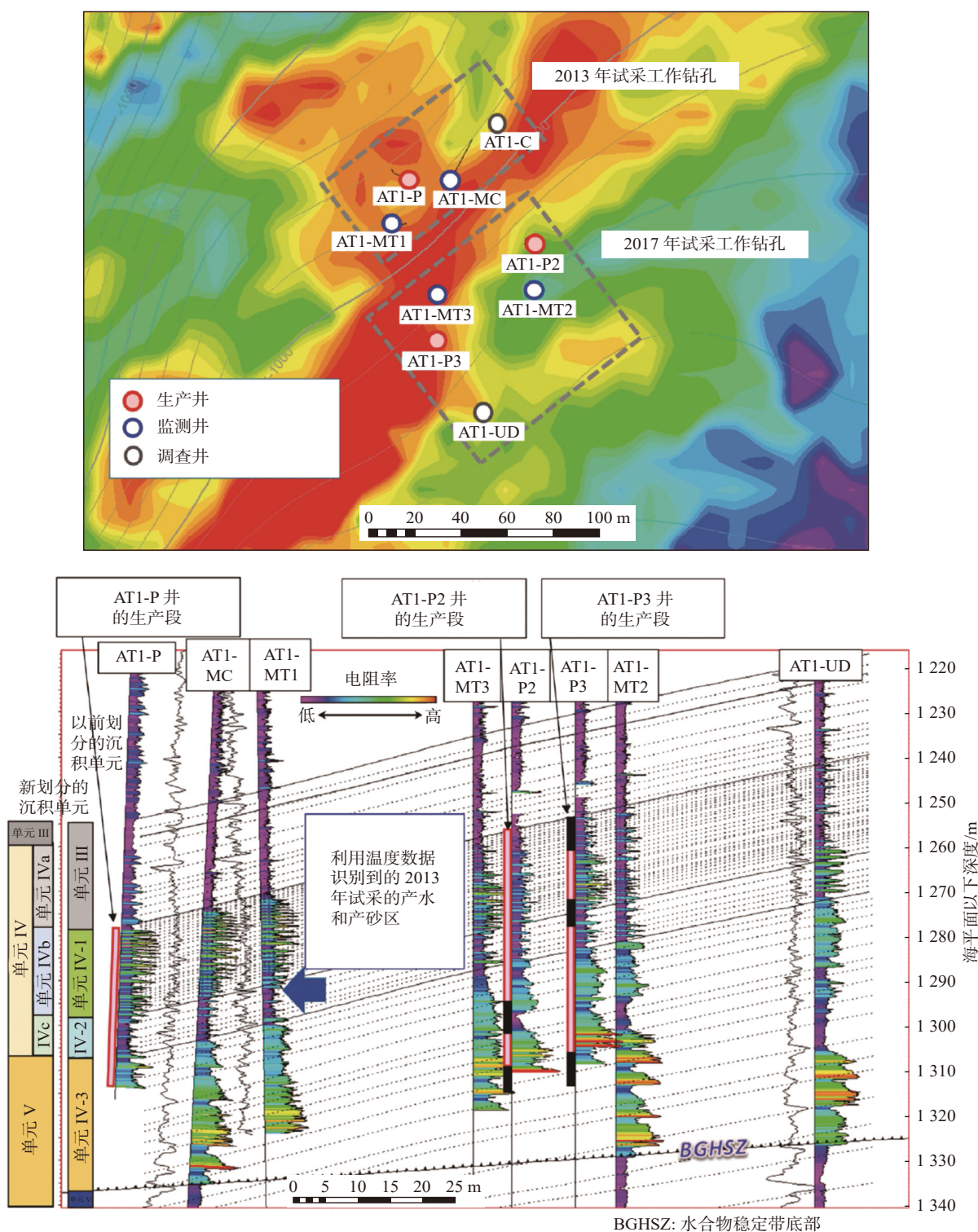


图 1 两次 (2013 和 2017 年) 海域试采的井口位置和电阻率测井数据及相应的沉积单元^[5]

Fig.1 Wellhead locations and resistivity log data from the first (2013) and second (2017) offshore production test boreholes with corresponding sedimentary units^[5]

次试采的站位, 钻探层系是中更新世到晚更新世形成的海底扇沉积体系中的浊积河道型沉积, 地层倾角为 20° , 水深约 1 000 m^[3-5]。

第 2 次试采的主要目的是针对第 1 次试采中明确的技术问题制定解决方案, 在实际场地验证解

决方案的有效性, 并获取更长期试采和未来产业化所需的储层响应数据, 因此选择的试采场地与第 1 次试采在位置和地质条件等方面接近。根据对前期地质调查并获得的随钻测井数据的评估, 按照预期的产气层段厚度、薄互层单元的厚度 (约 20 m),

以及顶面和侧向圈闭能力,最终选择了第1次试采站位东南约100 m的场地开展第2次海域水合物试采^[6-8]。

两次试采中各钻井的电阻率剖面及3口生产井的产气层段见图1,前后共两次划分了地层单元,为便于理解,下文统一使用新的地层单元。第1次试采前获取岩芯样品的分析将储层自上而下分为3个地层单元:①IV-b层,高水合物饱和度(平均60%)和高绝对渗透率(平均 $(500\sim 1\,100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)砂泥互层单元;②IV-c层,低水合物饱和度(平均35%)和低绝对渗透率(平均 $(20\sim 40)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)的粉砂层;③V层,高水合物饱和度(平均70%)和高绝对渗透率(平均 $(800\sim 1\,000)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)的砂层为主的砂泥互层单元^[9]。从图1可以看出储层横向上存在明显的非均质性。

1.2 两次试采的部署情况

第1次试采是由于出现出砂现象而被迫终止的,另外还存在井下的气水分离问题以及紧急中断作业等技术问题。为了解决这些问题,在第2次试采中,从井位部署、生产试验系统的设计、井下设备、防砂装置、降压生产过程、监测等方面进行了改进(表1)。第2次试采中部署了2口生产井进行交替产气,并分别配置了不同的防砂装置,在发生故障时通过切换井来继续实施试采。为了最小化因恶劣海洋环境造成的紧急断开的影

响,来提高气水分离效率,并将电潜泵设计为抽气的同时也能抽水。为了保护井周围的地层,根据流速和压力梯度的情况,计划实施阶段性降压^[10-12]。

2 日本两次海域试采实施情况

2.1 两次海域试采技术应用的实际效果

总体上来说,2017年第2次试采针对2013年第1次试采所遇技术问题的解决措施有效,确保了为期数周的持续产气。但第2次试采仍存在一些问

题。比如,在第2次试采中,第1口生产井(AT1-P3)遇到了防砂失效问题,第2口生产井并没有遇到该问题,意味着当前技术在水合物开采中的应用存在巨大的不确定性,有待研发更可靠的技术装备。

为分析和预测试采情况,两次试采都使用了由日本水合物资源研究联盟(MH21)开发的专门针对含水合物沉积物的储层模拟器MH21-HYDRES来预测产气和产水过程中的水合物分解过程,以及压力、温度和饱和度分布情况。根据模拟器的预测,在通过降压法进行产气时,由于水合物分解前缘的不断

2.2 第1次海域试采实际生产情况

日本第1次海域试采于2013年3月12日开始,持续了6 d,通过电潜泵将井筒内的水抽出。原

表1 2013和2017年两次海域试采的部署实施情况对比^[13]

Table 1 Comparison of deployment and implementation of 2013 and 2017 production tests^[13]

	第2次海域试采	第1次海域试采
作业平台	“地球号”深海钻探船	“地球号”深海钻探船
试采海域	第二渥美海丘,与第1次试采在位置和地质条件等方面接近	第二渥美海丘
井位部署	1口地质调查井,2口生产井,2口监测井	1口生产井,2口监测井,1口取芯井
生产试验系统	采用了重量更轻(约120 t)、更便于重新安装和切换作业、以及允许更大船偏距的修井立管系统,主要由立(套)管、紧急脱离装置(EDP)和防喷装置(WCP)等构成	使用了“地球号”的钻探设备以及防喷器,但该钻探设备的重量较大(超过300 t),断开、重新安装以及切换作业非常困难
气水分离	对气水分离系统作了重新设计,如使用内径较大的井(第1次试采为9.625",第2次试采为13.375")来降低流速,以及改进设备的放置等来提高气水分离效率	利用举升分离器使产出水和水合物分解产生的气体在井下分离,并分别通过2条流动管线举升至海面
防砂装置	采用了利用形状记忆聚合物(SMP)的膨胀封堵井壁与地层间环形空间的GeoFORM防砂系统。为了测试不同防砂装置的效果,将使用两种型号的GeoFORM防砂系统:一种是下入井底前就预先膨胀;另一种是在井底才膨胀	采用了裸眼砾石充填防砂措施,但砾石的移动破坏了筛网并进而造成了出砂
井中监测	监测井中进行温度和压力的实时监测;生产井中进行温度和压力的实时监测	监测井中仅进行了温度的实时监测;生产井中进行了温度的实时监测,并在几个点测量了压力
环境监测	海底溶解甲烷浓度变化的监测;海底地形变化的监测	海底溶解甲烷浓度变化的监测;海底地形变化的监测
其他监测	四分量地震勘探和时移地震勘探	四分量地震勘探和时移地震勘探

始井底压力约为 13.5 MPa, 在原计划中, 井底压力应分阶段逐渐减小至 3 MPa。然而, 初始阶段发现: 水和气体流动管线内出现的复杂多相流使压力控制变得困难, 因此实际操作过程中, 用 12 h 将井底压力降至 5 MPa 并保持至 98 h。随后, 井底压力进一步下降至 4.3 MPa 并一直保持此压力直到防砂失效, 生产被迫中断。试采降压开始时的瞬时高产气率和产水率在 3~4 d 后达到了稳定状态, 产气率为近 20 000 m³/d, 产水率为近 200 m³/d。在 6 d 的生产过程中, 累计产气量和产水量分别为 11.9 万 m³ 和 1 250 m³[14-15]。

通过对生产井和监测井数据的分析, 认为在水合物饱和度较高的 IV-b 单元和 V 单元中出现水合物分解和产气, 但在 V 单元中的分解过程集中在生产井附近, 相邻的监测井并没有显著响应。产水主要出现在单元 IV-b 单元和 IV-c 单元之间的水合物饱和度较低的砂层和粉砂层之中[15]。

试采后, 对不同岩相下有效孔隙度、水合物饱和度和, 以及初始有效渗透率(含水合物时的渗透率)和绝对渗透率(假设不含水合物时的渗透率)进行比较发现, 含水合物储层的岩相对岩石物理参数有非常巨大的影响, 在不同岩相和水合物饱和度下, 含水合物层的初始有效渗透率相似, 水合物饱和度受与岩相相关的绝对渗透率控制。通过对模拟和实测结果进行比较发现, 高产气能力层段基本对应着高水合物饱和度层段, 初始有效渗透率在 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [13]。

2.3 第 2 次海域试采实际生产情况

第 2 次试采开始于 2017 年 5 月 2 日, 首先对 AT1-P3 井开始降压, 实现的最大压降为 7.85 MPa。日产气率和产水率基本保持稳定, 分别为 3 000~4 000 m³/d 和 70~90 m³/d, 井底压力保持在 5.6 MPa。5 月 15 日, 对出砂处理变得困难, 因此停止 AT1-P3 井降压测试。5 月 31 日开始了 AT1-P2 井降压。产气率逐渐增加, 测得了较高的日产气率(10 000 m³/d)和日产水率(300~500 m³/d), 气水分离效果不佳, 井底压力达到了 8 MPa, 然而, 由于日产水率值高于泵系统处理能力的最高值, 压降受到了限制。6 月 28 日, 断开 AT1-P2 井, 结束试采[8]。两口生产井为期 36 d 的试采过程中共计产气约 23.5 万 m³, 其中第 1 口生产井 12 d 共计产气约 3.5 万 m³, 第 2 口生产井 24 d 共计产气约 20 万 m³。第 2 口井生产中, 应用了强化防砂工艺, 尽管受到恶劣天气条

件和一系列流动保障问题的干扰, 试采周期达到了目标 24 d 后关井。

从监测井取得数据并根据压力梯度计算的温度和流体密度, AT1-P3 井的主要产气层段为 V 单元, 上部 IV-b 单元薄层段对产气贡献相对较弱。而 AT1-P2 井的主要产气层段是 IV-c 单元, 水从 IV-b 单元和 V 单元的顶部产出[15-16]。

试采后, 结合地球物理测井和保压岩心分析的储层评价结果显示, 即使孔隙中水合物饱和度达到 50%~80% 的高值, 含水合物砂层的有效渗透率也能达到 $(1 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。从这个意义上来说, 含水合物砂层的高渗透率表明了降压法作为水合物主要开采方法的适用性。而产气的数值模拟和实验研究表明, 流体流动和传热是决定场地规模降压产气中的产气率的关键因素[17]。

3 两次海域试采结果的对比分析

3.1 产气和产水情况的对比分析

图 2 示出了两次试采中在开始降压的 144 h 时, 3 口生产井的垂向产气和产水情况。

AT1-P 和 AT1-P2 井产气产水情况有相似之处, 地层单元 IV-b 的产气率高和地层单元 V 的产气率低, 且在地层单元 IV-c 附近的产水率高。AT1-P2 井中的大部分产出气体出现在地层单元 IV-b 底部和 IV-c 顶部, 而产水层在地层单元 IV-c 和 V 的边界处以及地层单元 IV-b 的顶面处。AT1-P 井与 AT1-P2 井在地层单元 IV-b 顶面的产气率的差异, 是由不同的水合物饱和度来决定的。AT1-P3 井的产气和产水情况与其他 2 口井具有显著的差异, 地层单元 IV-b 的产气率相对较低, 而大部分产气来自地层单元 V。

3.2 压降对两次试采产气和产水情况的影响

第 1 次试采中, 井底压力并没有达到目标的 3 MPa, 这是由于水从气体生产管线意外产出, 使储层对一定范围的降压无响应。原因可能是, 气流中所含的水或者产出气导致的气体生产管线中的液面升高。结合试采数据和模拟对比分析表明, 通过气体生产管线的持续产水是压降控制不足的主要原因[18]。

图 3 示出了两次试采的 3 口井单位压降和单

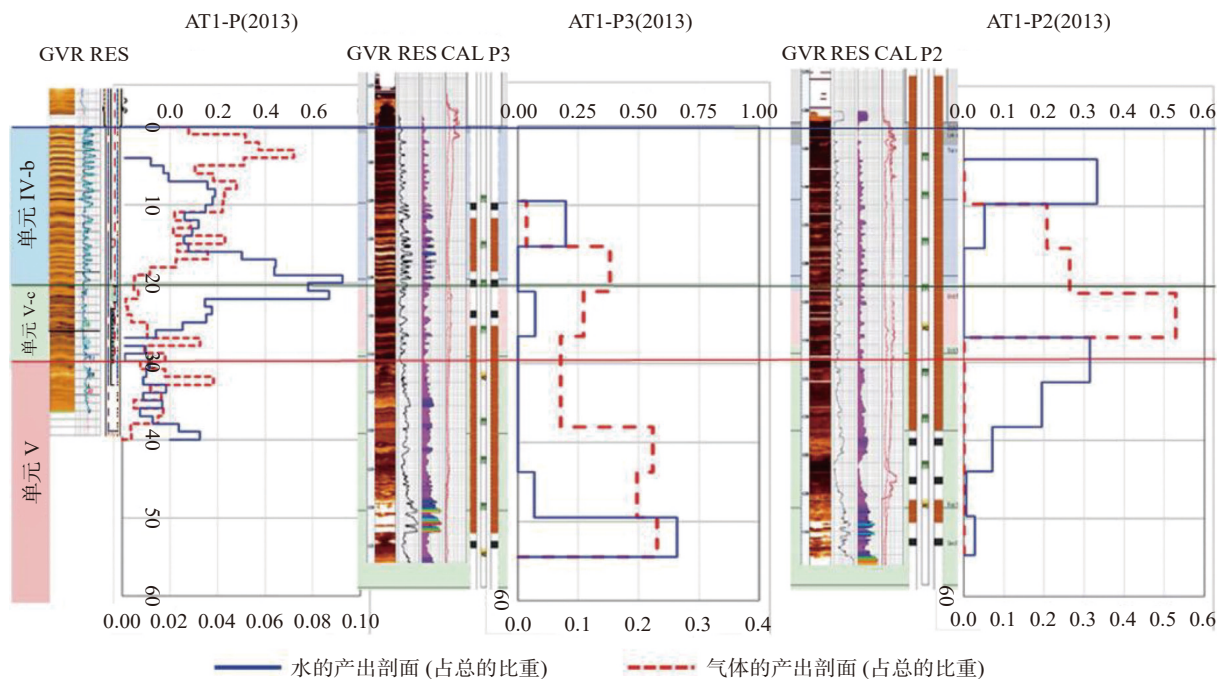


图2 利用实测温度和密度剖面推导得出的 AT1-P、AT1-P3 和 AT1-P2 井的产气 (红色) 和产水 (蓝色) 情况^[8]

Fig.2 Gas (red) and water (blue) production profiles of the AT1-P, P3 and P2 wells derived from measured temperature and density data^[8]

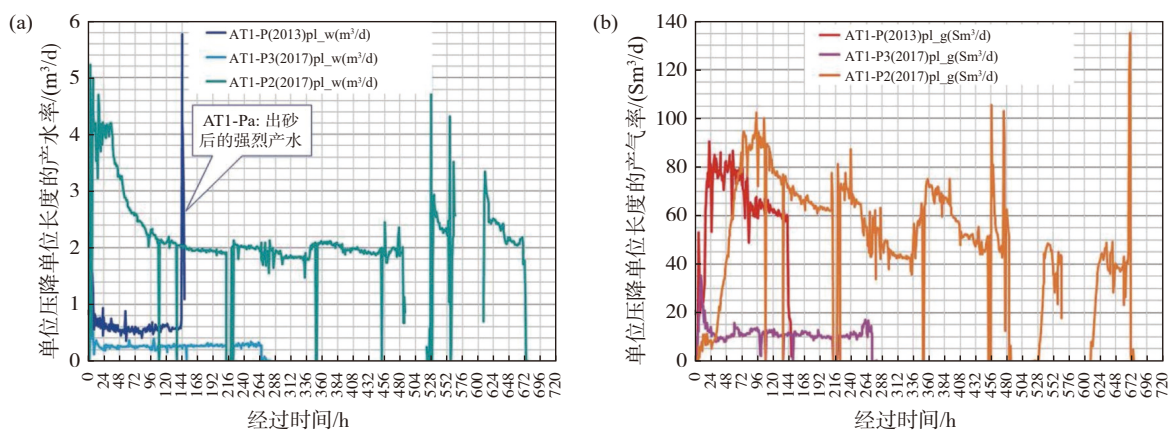


图3 AT1-P、AT1-P3 和 AT1-P2 井单位压降和单位生产层段条件下产水率的时间变化情况 (a) 以及 AT1-P、AT1-P3 和 AT1-P2 井单位压降和单位生产层段条件下产气率的时间变化情况 (b)^[8]

Fig.3 Temporal changes in water production rate per unit drawdown and production section (PI_w) of 3 wells (AT1-P, AT1-P3, and AT1-P2) (a), and temporal changes in gas production rate per unit drawdown and production section (PI_g) of the 3 wells (b)^[8]

位产气层段下的产气率($PI_g = Q_g / (\Delta P \times \Delta Z)$)、产水率($PI_w = Q_w / (\Delta P \times \Delta Z)$)随着时间的变化情况,发现了较大的差异。每口井的产水率 PI_w 在作业期间基本上保持稳定,但 AT1-P2 井的产水率 PI_w 值特别高。AT1-P 和 AT1-P2 井的产气率 PI_g 值相似,但 AT1-P3 井的产气率 PI_g 值特别低。在稳定压力期间,未观察到产气率 PI_g 和产水率 PI_w 的明显增加。此外,在所有钻井中,可以观测到产气率 PI_g 值的轻微减少^[8]。

3.3 两次试采出砂情况的对比

第 1 次试采仅仅产气了 6 d 就发生了严重的出砂事件,试采后根据现场情况和实测数据,推测出了出砂可能是由于 2 种情况共同导致的:①由于降压和地层应力引起的压力差导致筛管损坏,这包括由于超载、屈曲和弯曲造成的基管和筛管的损坏;②由于砾石被挤出来,地层接触筛管,流态化的砂子可能会将用过的轻质砾石挤出来,然后侵蚀筛

管^[19]。另外,根据生产井和监测井温度测量数据分析得出,当试采开始 143 h 发生出砂时,出砂和产水层段对应于单元 IV-b 与单元 IV-c 之间的低水合物饱和度粉砂层和砂层,出砂与强烈的水流动高度相关^[15]。

第 2 次试采时,AT1-P3 井在试采初期,出现了一些较小的出砂事件,但当压降幅度略有降低时就停止了。然而,试采后期再次发生出砂事故并加剧,当试图增加压降幅度时最终变得无法控制,因此不得不终止试采。根据测量得到的井下温度和压力数据,对 AT1-P3 生产井出砂原因进行初步分析,发现出砂发生在井底,推测防砂装置破坏的可能性非常低,可能是因为井中突然降压造成了安装于井底的逆止阀的损坏,砂可能从此处进入井底。针对生产井 AT1-P3 生产井的出砂问题,在 AT1-P2 生产井投放井下设备前加强了防砂措施包括在井底安装封隔装置、改进防砂装置以及改变设备配置,并且尽量缓慢降压且为防止立管中水合物二次形成填加了抑制剂。结果证明,AT1-P2 井中使用的防砂装置与措施有效^[20]。

3.4 实际产气和产水情况与预测结果的对比

日本的两次海域试采前使用储层模拟器 MH21-HYDRES 预测模拟的产气情况和实际的产气情况有显著的差异。

第 1 次试采前的预测性模拟与实际试采中无论是从产气率还是从水合物的分解层位上都产生了差异。在实际试采中,前 3 天的产气率和产水率高于数值模拟的结果(图 4)。这是由于钻井和砾石充填作业的人为扰动可以扩大高渗透率区带并将

导致非自然条件下的产气行为,造成了降压开始时的瞬时高产气率和产水率。而数值模拟中未考虑储层的侧向非均质性,因此模拟不能重现这种异常现象。在试采开始 3~4 天后至第 6 天发生突然出砂前,实测的产气率和产水率达到稳定,并且与数值模拟的结果匹配良好,此时产气率反映了原始(未受扰动)储层在降压下的产气能力。在为期 6 d 的试采中,未观测到产气量随时间的增加。实测数据表明温降主要发生在较上部水合物富集带中,而模拟结果表明急速的温降仅仅发生在较上部水合物富集带以及较下部水合物富集带与以粉砂为主的层带之间接触的较小区域内。出现这种差异的原因可能是模型径向和垂向在分辨率上的不同,以及岩石物理特性的局部非均质性将会影响实际场地的水合物分解以及传质和传热过程^[14]。

在第 2 次的试采中实际产气出现了产气率下降后保持稳定情况,在所有井筒中都没有观察到产气率的逐渐增加。出现这种情况的可能原因可分为储层非均质性和“表皮”效应^[21]。

对产气和产水的详细观测以及在试采中记录到的压力和温度数据表明,储层内的水合物非均质分布是造成预期和实际生产情况之间存在差异的主要原因。另外,储层中存在着其他各种非均质性,如地质结构的非均质性和各向异性、水合物的赋存、含水层的存在、流体通道、水力不连续性等等。同时,储层表征的各项调查方法,如地震勘探、地球物理测井、岩芯样本和原位测试等,都有其自身的规模和分辨率等的限制。数值模拟不能完全模拟实际储层中各种规模的非均质性^[8,21]。

水合物二次形成能够造成产气停滞的现象,但

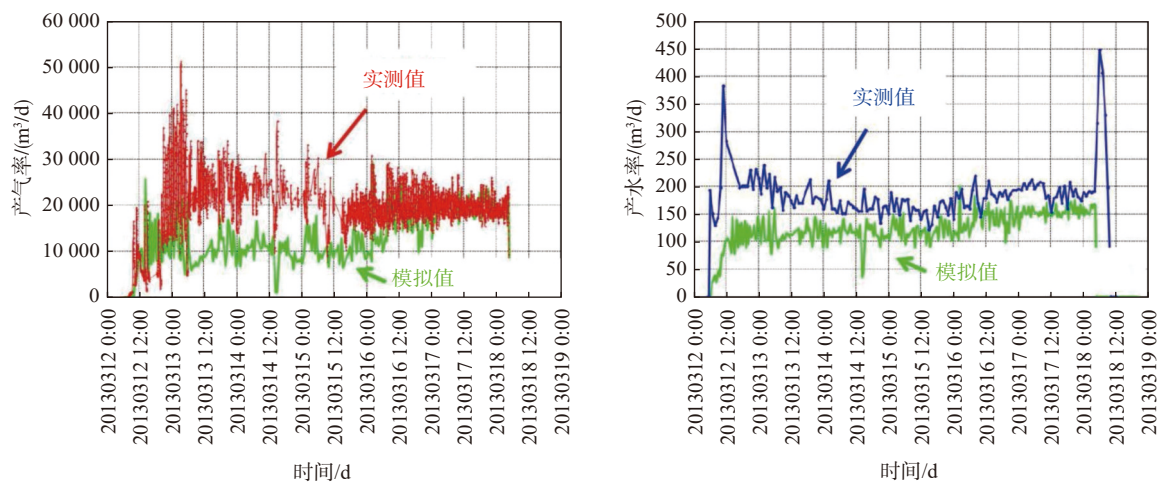


图 4 2013 年第 1 次海域试采中实际产气与预测结果对比^[14]

Fig.4 Measured and simulated gas and water production rates of production test in 2013^[14]

数值模拟预计其是在生产数月后才会出现,而降压作用过程中,沉积物被高有效应力压实和压碎,细粒沉积物迁移导致“表皮”效应的形成以及相对渗透率的变化。这些现象导致造成动态渗透率变化,从而导致早期天然气生产停滞^[5]。

另外,储层水的运移增加了生产情况的复杂性,例如集中产水层段的出现,以及压降造成的非预期的产气响应。

3.5 对比认识

通过对 2013 年和 2017 年的两次日本海域试采结果的分析,将 3 口井的生产情况进行梳理,列出表 2。

表 2 2013 和 2017 年两次试采中 3 口生产井生产情况对比
Table 2 Comparison in production performance of the three production wells in 2013 and 2017 production trials

	AT1-P井	AT1-P3井	AT1-P2井
压降幅度/MPa	9.2	7.85	约5.4
产气率/(m ³ /d)	20 000	3 000~4 000	10 000
产水率/(m ³ /d)	200	70~90	300~500
单位压降单位层段下的产气率	高	低	高
出砂	严重	中	低
生产周期/d	6	12	≥24

这 3 口生产井的井距小,地质和沉积环境相似,但产气情况却有很大差异。

(1)AT1-P 井和 AT1-P2 井产气情况类似,产气率较高,单位压降单位层段下的产气率也高,主要产气层是单元 IV。从 AT1-P 井和 AT1-P2 井在单元 IV-b 产气差异来看,水合物的饱和度决定了产气差异,最终是岩性影响了绝对渗透率,进而影响了水合物的饱和度和产气率。

(2)AT1-P 井和 AT1-P3 井压降幅度大,出砂严重,出砂影响了生产周期。

(3)AT1-P2 井降压时,排水能力,即泵的功率控制了压降幅度。因此,排水能力能够控制压降的幅度,如排水及时则降压增产。

AT1-P2 井产气层段饱和度虽然比 AT1-P3 井差,但压降幅度小,出砂少,排水量多,产气率大,各个条件都达到了平衡状态,因此圆满地完成了试采任务,关井结束试采。

4 结论

(1)日本第 2 次海域试采针对第 1 次海域试采

出现的出砂、井下分离等问题所做出的改进措施总体效果良好,但 P3 井还是出现了出砂问题,同时,第 2 次试采也没有解决产气情况预测不准的问题,没有达到稳定控制产气的程度。

(2)两次试采选取的试采场地的位置和地质条件相似,但产气情况却相差很大,产气层位、产水层位、产气率、产水率都不尽相同,其具体原因尚不明确。但影响产气最基础的因素是储层特性,如岩性、渗透率、水合物饱和度等。另外,含水合物储层存在的非均质性也是生产中需要考虑的重要问题。

(3)两次试采中都无法完全控制压降,影响压降的主要因素是防砂效果、气水分离效果,和泵的排水能力。

(4)防砂直接影响了产气的周期和压降的幅度。影响防砂效果的不只是防砂装置,还需要综合考虑井筒与地层接触处的封隔措施、压降的适当速度等。

(5)两次试采产气情况都与试采前基于模型预测的结果存在差异,需在试采前提高对产气行为的预测能力。而含水合物沉积物的岩石物理和地质力学特性是提高预测含水合物储层对生产响应的准确性及满足完井设计等的必要信息。在试采中,含水合物储层的许多参数都受到水合物分解和孔隙流体交换等因素的影响。在模拟的过程中采用的一些物理参数不能充分反映实际的实测状态。这一问题突出表明,对水合物储层特征和物理特性的认识和理解还需要持续深入,应加强基础科学问题的研究程度。

(6)综合日本两次试采的生产情况,对储层水合物饱和度、压降、出砂、排水、生产周期等进行对比分析,认识到应量化这些参数之间的联系,找到稳产需要的平衡状态。

参考文献:

- [1] BEAUDOIN Y C, WAITE W, BOSWELL R, et al. Frozen heat: a UNEP global outlook on methane gas hydrates. Volume 1 [R]. United Nations Environment Programme, GRID-Arendal, 2014.
- [2] BOSWELL R, COLLETT T S. Current perspectives on gas hydrate resources[J]. Energy and Environmental Science: EES, 2011, 4(4): 1206-1215.
- [3] TAMAKI M, FUJII T, SUZUKI K. Characterization and prediction of the gas hydrate reservoir at the second offshore gas production test site in the eastern Nankai Trough, Japan[J]. Energies, 2017, 10(10): 1678.
- [4] FUJII T, NOGUCHI S, TAKAYAMA T, et al. Site selection and formation evaluation at the 1st offshore methane hydrate production test site in the eastern Nankai Trough, Japan[C]//75th EAGE

- Conference and Exhibition. London, 2013; 10-13.
- [5] KONNO Y, FUJII T, SATO A, et al. Influence of flow properties on gas productivity in gas-hydrate reservoirs: what can we learn from offshore production tests?[J] *Energy and Fuels*, 2021, 35(10): 8733-8741.
- [6] 张炜, 白凤龙, 邵明娟, 等. 日本海域天然气水合物试采进展及其对我国的启示[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5): 27-33.
- [7] FUJII T, SUZUKI K, TAMAKI M, et al. The election of the candidate location for the second offshore methane hydrate production test and geological findings from the pre-drilling operation, in the eastern Nankai Trough, Japan[C]//The 9th International Conference on Gas Hydrate. Denver; 2017.
- [8] YAMAMOTO K, WANG XIAOXING, TAMAK M, et al. The second offshore production of methane hydrate in the Nankai Trough and gas production behavior from a heterogeneous methane hydrate reservoir[J]. *RSC Advances*, 2019, 9: 25987-26013.
- [9] 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.
- [10] YAMAMOTO K, WANG X X, TAMAK M, et al. The second offshore production test of methane hydrates in the eastern Nankai Trough and site characterization efforts[J]. *Fire in the Ice*, 2019, 19(1): 9-15.
- [11] 张炜, 邵明娟, 田黔宁. 日本海域天然气水合物开发技术进步[J]. *石油钻探技术*, 2017, 45(5): 98-102.
- [12] COLLETT T S. Gas hydrate production testing: knowledge gained[C]//Offshore Technology Conference. Texas, USA; 2019.
- [13] 中国地质图书馆. 日本第二次海域甲烷水合物试采情况概述(一)[Z]. 海洋地质信息-天然气水合物勘查与试采专刊, 2017: 1-8.
- [14] 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 and Fuels*, 2017, 31(3): 2607-2616.
- [15] YAMAMOTO K, KANNO T, WANG X X, et al. Thermal responses of a gas hydrate-bearing sediment to a depressurization operation[J]. *RSC Advances*, 2017, 7(10): 5554-5577.
- [16] YAMAMOTO K, KONNO Y, WANG X X, et al. Thermal data analysis to investigate mass and heat transport during methane hydrate dissociation processes[C]//Proceedings of the Sixth Bi-ot Conference on Poromechanics, Paris, 2017: 2049-2056.
- [17] KONNO Y, NAGAO J. Methane hydrate in marine sands: its reservoir properties, gas production behaviors, and enhanced recovery methods[J]. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 2021, 64(3): 113-122.
- [18] SAKURAI S, NISHIOKA I, MATSUZAWA M, et al. Issues and challenges with controlling large drawdown in the first offshore methane hydrate production test[J]. *SPE Production and Operations*, 2017, 32(4): 500-516.
- [19] YAMAMOTO K, MIZUGUCHI. Studies on sand production phenomena, JOGMEC oil and gas technical activity report[R]. Tokyo: JOGMEC, 2015, 123-124.
- [20] YAMAMOTO K, NAKATSUKA Y. Solutions for technical issues (2) sand control, JOGMEC oil & gas technical activity report[R]. Tokyo: JOGMEC, 2018: 155-158.
- [21] MH21 Research Consortium. Japan's methane hydrate R&D program comprehensive report of phase 2 & 3 research results[R]. Tokyo: MH21 Research Consortium, 2019: IV69-IV75.

A comparative analysis of offshore gas hydrates production test in Japan

SHAO Mingjuan^{1,2}, WANG Pingkang³, WU Lushan⁴, ZHANG Wei^{1,2}, TIAN Qianning^{1,2}

(1 GEO-Documentation Center, China Geological Survey, Beijing 100083, China; 2 China Geological Library, Beijing 100083, China;

3 China Geological Survey, Beijing 100037, China; 4 Guangzhou Marine Geological Survey, China Geological Survey, Guangzhou 510760, China)

Abstract: At present, only China and Japan have implemented production test of offshore gas hydrates. The problems and lessons encountered in Japan shall be helpful to the hydrate research and development in China. The deployment, gas production, problem and research in Japanese two production tests completed in 2013 and 2017 in Nankai Trough were summarized, and the gas production of three production wells in two tests were compared. It was found that the two tests failed in solving the problem of the difference between actual and predicted gas production results, for which the characteristics and physical properties of hydrate reservoirs should have been the key issues. In addition, the production of hydrates is so complicated that sand control, decompression, drainage, etc., must be considered comprehensively, and balance between various production parameters required for stable production should be compromised.

Key words: natural gas hydrate; offshore production test; Japan; Nankai Trough