

doi: 10.12029/gc20200301

叶建良, 秦绪文, 谢文卫, 卢海龙, 马宝金, 邱海峻, 梁金强, 陆敬安, 匡增桂, 陆程, 梁前勇, 魏士鹏, 于彦江, 刘春生, 李彬, 申凯翔, 史浩贤, 卢秋平, 李晶, 寇贝贝, 宋刚, 李博, 张贺恩, 陆红锋, 马超, 董一飞, 边航. 2020. 中国南海天然气水合物第二次试采主要进展[J]. 中国地质, 47(3): 557-568.

Ye Jianliang, Qin Xuwen, Xie Wenwei, Lu Hailong, Ma Baojin, Qiu Haijun, Liang Jinqiang, Lu Jing'an, Kuang Zenggui, Lu Cheng, Liang Qianrong, Wei Shipeng, Yu Yanjiang, Liu Chunsheng, Li Bin, Shen Kaixiang, Shi Haoxian, Lu Qiuping, Li Jing, Kou Beibei, Song Gang, Li Bo, Zhang He'en, Lu Hongfeng, Ma Chao, Dong Yifei, Bian Hang. 2020. Main progress of the second gas hydrate trial production in the South China Sea[J]. Geology in China, 47(3): 557-568(in Chinese with English abstract).

中国南海天然气水合物第二次试采主要进展

叶建良^{1,2,3}, 秦绪文^{1,2,7}, 谢文卫^{2,3}, 卢海龙⁴, 马宝金⁵, 邱海峻², 梁金强², 陆敬安²,
匡增桂², 陆程⁶, 梁前勇², 魏士鹏⁵, 于彦江², 刘春生³, 李彬², 申凯翔², 史浩贤²,
卢秋平², 李晶², 寇贝贝², 宋刚³, 李博², 张贺恩⁵, 陆红锋², 马超², 董一飞², 边航²

(1. 中国地质调查局, 北京 100037; 2. 中国地质调查局广州海洋地质调查局, 广东 广州 510075; 3. 中国地质调查局勘探技术研究所, 河北 廊坊 065000; 4. 北京大学, 北京 100871; 5. 中国石油集团海洋工程有限公司, 北京 100102; 6. 中国地质调查局油气调查中心, 北京 100083; 7. 南方海洋科学与工程广东省实验室(广州), 广东 广州 510000)

摘要: 泥质粉砂型天然气水合物被认为是储量最大开采难度亦最大的水合物储层, 2017 年南海天然气水合物试采, 初步验证了此类水合物储层具备可开采性。在总结前次试采认识的基础上, 对试采矿体进行优选、精细评价、数值与试验模拟和陆地试验, 中国地质调查局于 2019 年 10 月—2020 年 4 月在南海水深 1225 m 神狐海域进行了第二次天然气水合物试采。本次试采攻克了钻井井口稳定性、水平井定向钻进、储层增产改造与防砂、精准降压等一系列深水浅软地层水平井技术难题, 实现连续产气 30 d, 总产气量 $86.14 \times 10^4 \text{ m}^3$, 日均产气 $2.87 \times 10^4 \text{ m}^3$, 是首次试采日产气量的 5.57 倍, 大大提高了日产气量和产气总量。试采监测结果表明, 整个试采过程海底、海水及大气甲烷含量无异常。本次成功试采进一步表明, 泥质粉砂储层天然气水合物具备可安全高效开采的可行性。

关键词: 南海天然气水合物; 第二次试采; 水平井; 储层改造; 环境影响; 油气资源工程; 神狐海域; 南海

中图分类号: TE375 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-3657(2020)03-0557-12

Main progress of the second gas hydrate trial production in the South China Sea

YE Jianliang^{1,2,3}, QIN Xuwen^{1,2,7}, XIE Wenwei^{2,3}, LU Hailong⁴, MA Baojin⁵,
QIU Haijun², LIANG Jinqiang², LU Jing'an², KUANG Zenggui², LU Cheng⁶, LIANG Qianrong²,
WEI Shipeng², YU Yanjiang², LIU Chunsheng³, LI Bin², SHEN Kaixiang², SHI Haoxian²,
LU Qiuping², LI Jing², KOU Beibei², SONG Gang³, LI Bo², ZHANG He'en⁵, LU Hongfeng²,
MA Chao², DONG Yifei², BIAN Hang²

(1. China Geological Survey, Beijing 100037, China; 2. Guangzhou Marine Geological Survey, China Geological Survey, Guangzhou 510075, Guangdong, China; 3. Institute of Exploration Techniques, China Geological Survey, Langfang 065000, Hebei,

收稿日期: 2020-05-12; 改回日期: 2020-05-21

基金项目: 中国地质调查局“海域天然气水合物试采工程”项目(DD20190226, DD20190218)资助。

作者简介: 叶建良, 男, 1964 年, 博士, 研究员, 主要从事天然气水合物开采研究工作; E-mail: jianliangye@hydz.cn。

通讯作者: 秦绪文, 男, 1977 年, 博士, 研究员, 主要从事天然气水合物开采及地质调查研究工作; E-mail: qinxuwen@163.com。

China; 4. Peking University, Beijing 100871, China; 5. CNPC Offshore Engineering Co., Ltd., Beijing 100102, China; 6. Center of Oil and Natural Gas Resource Exploration, China Geological Survey, Beijing 100083, China; 7. Southern Marine Science and Engineering Guangdong Laboratory (Guangzhou), Guangzhou 510000, Guangdong, China)

Abstract: The natural gas hydrates-bearing shaly silt reservoirs are considered to be the most difficult target in exploitation. The first trial production test of the gas hydrate in the South China Sea conducted in 2017 proved that the reservoir is exploitable. On the basis of the understanding of the previous trial production, optimization and fine description of hydrate deposits, numerical simulation and onshore tests, the second gas hydrate trial production test were carried out by the China Geological Survey in the Shenhu sea area of the South China Sea from October 2019 to April 2020. This trial production overcame a series of technical problems, such as well head stability, horizontal well drilling, reservoir stimulating and sand controlling and accurate depressurizing, and achieved continuous gas production for 30 days, with a total gas output of 861400 cubic meters and a daily average gas production of 28700 cubic meters, which is 5.57 times the first trial production, thus greatly increasing the daily gas production and total gas production. The results show that there existed no abnormal methane content in sea floor, sea water and atmosphere during the whole process. The success of this test shows that it is possible to efficiently and safely develop the gas hydrate in shaly silt reservoirs.

Key words: gas hydrate; second trial production; horizontal well; reservoir stimulation; environmental impact; oil and gas exploration engineering; the South China Sea

About the first author: YE Jianliang, male, born in 1964, doctor, senior researcher, mainly engages in the study of exploiting gas hydrates; E-mail: jianliangye@hyd.z.cn.

About the corresponding author: QIN Xuwen, male, born in 1977, doctor, senior researcher, mainly engages in gas hydrate exploitation and geological investigation; E-mail: qinxuwen@163.com.

Fund support: Supported by China Geological Survey project of offshore natural gas hydrate production test (No. DD20190226, No. DD20190218).

1 引 言

天然气水合物被认为是21世纪最有潜力替代常规石油天然气的清洁能源,资源潜力巨大,97%以上的水合物资源分布在海洋大陆边缘,其余则分布于陆地永久冻土带。全球众多从事水合物勘查和研究的国家中,加拿大、美国、中国自1998年起分别在马利克、阿拉斯加以及青藏高原进行过试采,试采方法为加热、降压及二氧化碳置换法;日本于2013年和2017年在南海海槽进行过2次试采,中国2017年在南海神狐海域进行首次试采(Li et al., 2018),这两个海域的水合物试采采用的都是降压法。这些试采表明,不同的开采方法都能够诱导水合物分解并生产出天然气,而降压法相对最有效,尤其在海上施工较容易实现。日本首次试采因地层大量出砂导致生产过程终止,6 d内累计产气量为 $12 \times 10^4 \text{ m}^3$,第二次试采的第一阶段12 d内累计产气量 35000 m^3 、第二阶段24 d内累计产气量 $2 \times 10^5 \text{ m}^3$;中国南海的首次水合物试采连续60 d内平均日产气量 5151 m^3 ,这些试采的产气效率距离商业化开采

仍有较大差距。总体上看,水合物开采存在一系列需要克服的地质挑战和工程难题。海洋水合物层一般赋存于水深800 m以上、海底以下400 m以浅的松软未固结沉积物中。少量的沉积物为砂质,日本试采的南海海槽地层即为此类,地层的渗透性相对较好,可达几十甚至上千个毫达西;而多数的沉积物为颗粒很细的泥质粉砂,地层渗透率低,大多小于几个毫达西,也是包括中国南海神狐海域在内的全球大多数天然气水合物储层特征。由此带来的工程难题包括深水或超深水钻井、井口与井壁稳定、地层防砂、优化降压方案等难题,而如何改善储层渗透性、提高产气效率是实现天然气水合物产业化需要解决的核心问题。为了改善这一状况,2019—2020年,中国地质调查局再次在神狐海域进行开采试验,较直井开采效率大幅提高,向产业化目标迈出了重要步伐。

2 试采矿体储集特征与井轨迹优选

2.1 试采区地质背景

第二轮试采区位于南海北部珠江口盆地白云

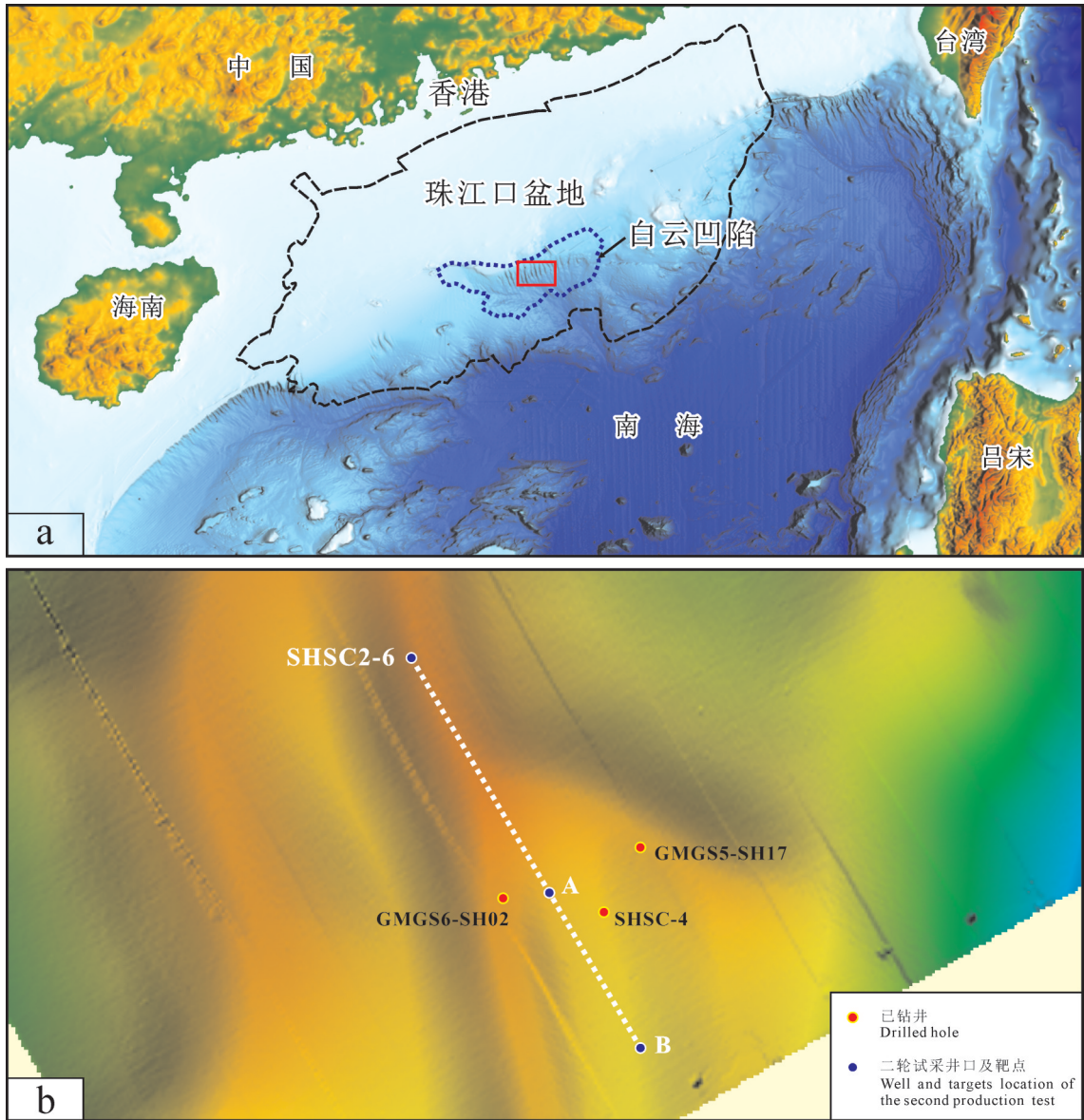


图1 区域地质背景及第二轮试采区位置图

(图1a中红色方框为试采区,图1b为试采井周地形地貌及水平井轨迹)

Fig. 1 The geological setting and location of the second offshore natural gas hydrate production test site
(The red rectangle inside Fig. 1a indicates the test area, Fig. 1b illustrates the topography and the track of horizontal well)

凹陷北坡神狐海域(图1a),距广东省珠海市320 km,地理上位于神狐暗沙东南海域附近,区内发育大量现代海底峡谷(Zhu et al., 2010),海底峡谷及其之间的沉积脊控制了试采区的海底地形地貌,水深为1000~1500 m。

南海北部为拉张型被动大陆边缘(于兴河和张志杰, 2005),属于欧亚板块、印度—澳大利亚板块及太平洋板块的交汇处,区域地质背景复杂,新生代发育巨厚沉积,具有丰富的油气资源(何家雄等, 2008)。南海的演化可以分为3个阶段:(1)早古近

纪的扩张前或裂陷阶段,(2)晚古近纪至早中新世的海底扩张阶段,(3)晚中新世以来的扩张后或停止阶段(Wang and Li, 2009)。IODP 349航次获取的岩心测年数据表明,南海于33 Ma开始扩张,至15 Ma停止(Li Chunfeng et al., 2014)。

白云凹陷位于珠江口盆地珠二坳陷内,整体走向近东西,面积大于20000 km²,是南海北部最大的一个深水凹陷(孙珍等, 2005),其北部与番禺低隆起相接,南端是珠江口盆地的南部隆起带(龚跃华等, 2009)。到目前为止,在白云凹陷已经发现

LH19-1、PY30-1、PY34-1、PY29-1 和 PY35-1 和 LW3-1 等一大批油气田 (傅宁等, 2007), 证实白云凹陷具有良好的产气条件。水合物试采区离 LW3-1 气田约 10 km, 水合物主要赋存在第四纪泥质粉砂或粉砂质泥未固结的沉积物中。

2.2 试采矿体储集特征

GMGS6-SH02 井是 2019 年为第二次水合物试采井轨迹优选钻探的先导孔, 距离试采水平井靶点 A 约 70 m, 见图 1b。GMGS6-SH02 井全井段岩性主要是泥质粉砂, 矿物以泥质、砂质和钙质为主, 平

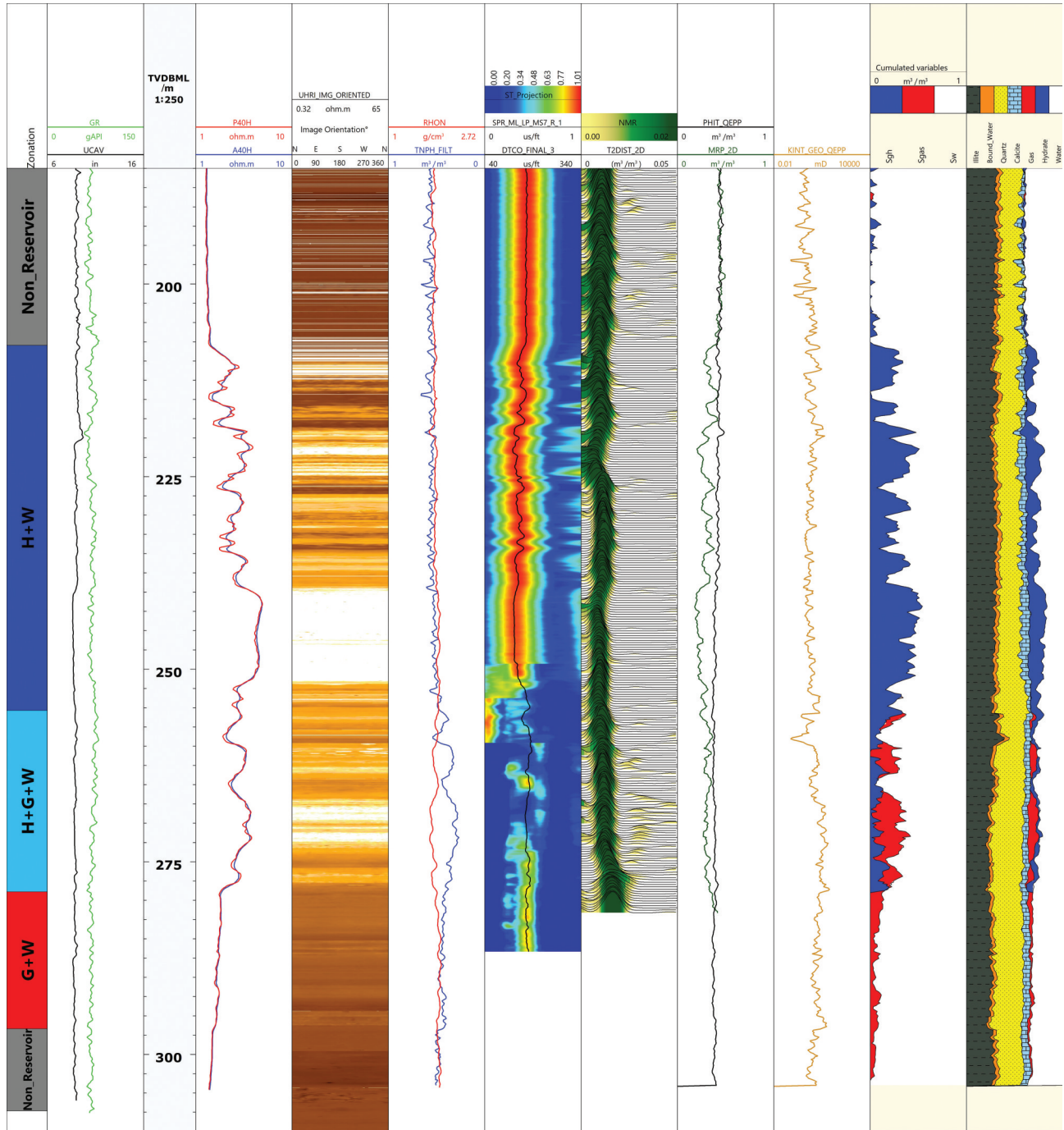


图2 GMGS6-SH02 井测井综合柱状图
Fig.2 Integrated well logging column of GMGS6-SH02

表1 邻井 GMGS6-SH02 井储层参数
Table 1 The reservoir parameters of well GMGS6-SH02

| 层段 | 深度/(m bsf) | 厚度/m | 平均有效孔隙度/% | 平均饱和度/% | 平均渗透率/mD |
|------|-------------|------|-----------|---------------------|----------|
| 水合物层 | 207.8~253.4 | 45.6 | 37.3 | 31 | 2.38 |
| 混合层 | 253.4~278 | 24.6 | 34.6 | 11.7(含水合物)/13.2(含气) | 6.63 |
| 气态烃层 | 278~297 | 19 | 34.7 | 7.3 | 6.8 |

均值分别为47.2%、36.4%和10.2%。根据GMGS6-SH02井测井响应特征(图2),判断该井的水合物藏系统包含3层(秦绪文,2020):(1)水合物层,厚为45.6 m,孔隙中为固态水合物和液态水,平均有效孔隙度为37.3%,平均含水合物饱和度为31.0%,平均渗透率为2.38 mD;(2)混合层,厚为24.6 m,孔隙中为固态水合物、气态烃和液态水,平均有效孔隙度为34.6%,平均含水合物饱和度为11.7%,平均气态烃饱和度13.2%,平均渗透率为6.63 mD;(3)气态烃层,厚19m,孔隙中为气态烃和液态水,平均有效孔隙度为34.7%,平均含气态烃饱和度为7.3%,平均渗透率为6.8 mD(表1)。

2.3 水平井轨迹优选

基于试采区储层特征,为解决“如何提高南海天然气水合物产气规模”的问题,中国地质调查局创新性提出利用水平井开采的思路。与直井和大斜度井相比,水平井不但可以增加单井控制储量、增加气井产量、控制气井出砂等优势,还具备低压

差高产量的明显特征,可以有效克服直井、大斜度井开采大压差高产量导致二次水合物和冰生成的风险。该井轨迹设计应充分利用上述试采矿体气-液-固三相共存的有利条件,使水平段部署在混合层,通过采出该层段内的气态烃使得地层压力降低,达到诱导水合物层与混合层交界面处水合物降压分解的目的;同时斜直段穿越上部水合物层,可直接进行储层改造降压开采水合物。

鉴于此,综合考虑深海浅软地层水平井建井工程风险、矿体(甜点)平面展布特征、储层物性参数在空间上的各向异性变化规律、井底流动压力降低幅度等多方面因素,以产能预测结果为依据,以便在现有技术条件下最大程度的获取产气量。

如图3所示,基于试采W11-17矿体地质模型,使用自主研发“水合物引擎——Hydrate Smart平台V1.0”产能预测数值模拟软件,预测水平段部署在混合层不同垂向位置时,获取相同产气量水平井井底流压变化规律(图4a)。在相同产气量条件下,水

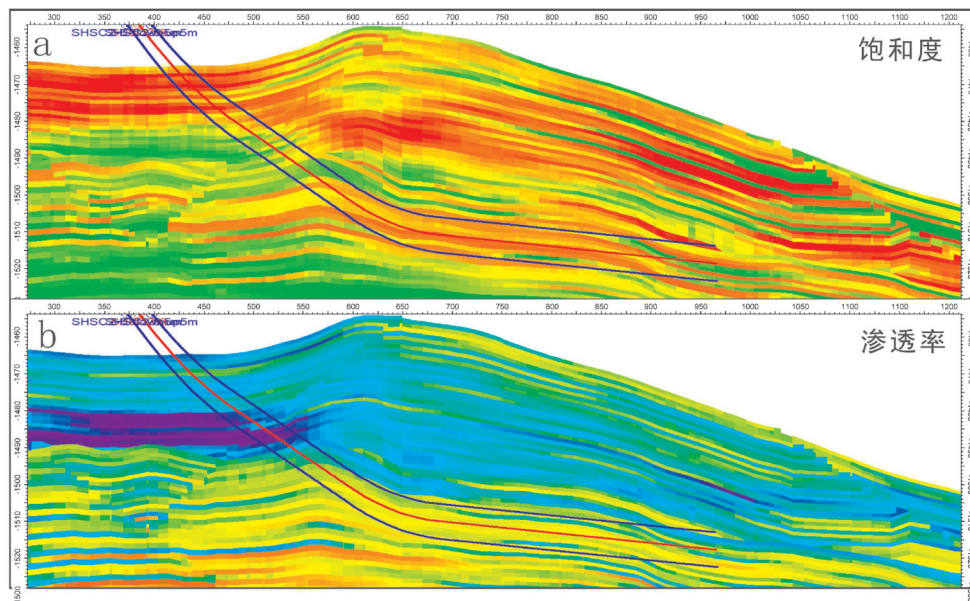


图3 水平段不同垂向位置穿越试采矿体饱和度场(a)和渗透率场(b)示意图

Fig.3 The distribution of gas hydrate saturation (a) and permeability (b) with different vertical positions of horizontal segment through the target sediment

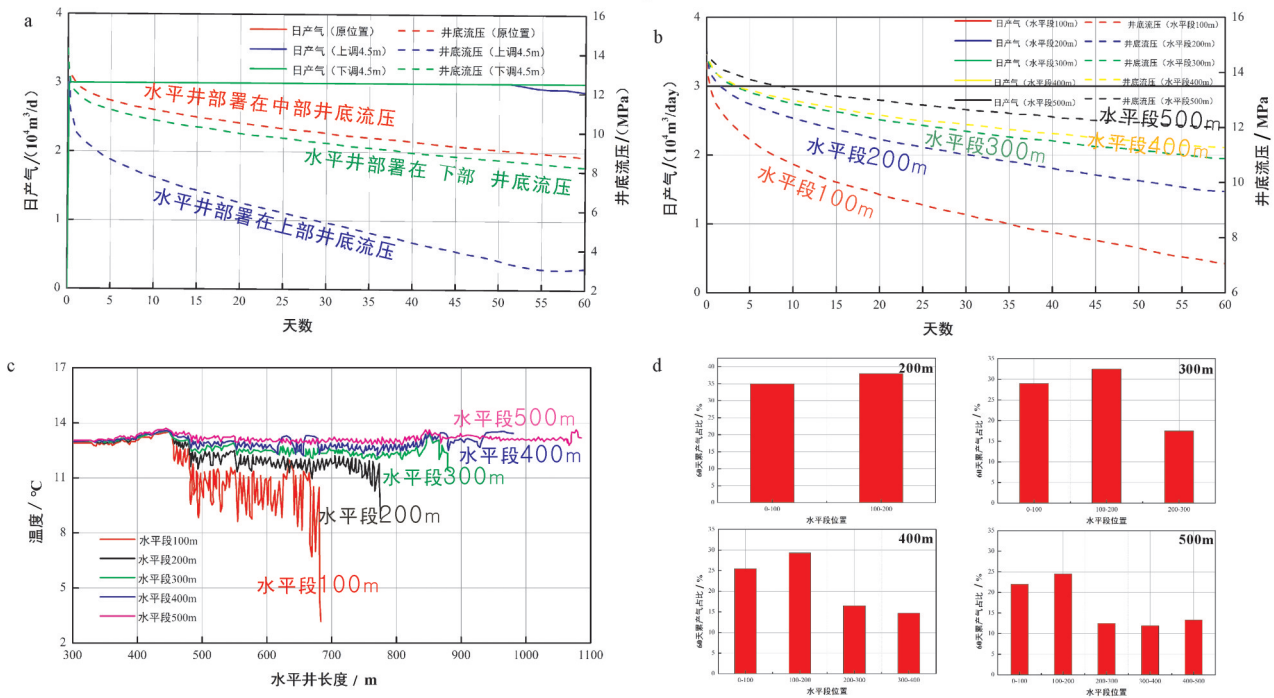


图4 不同工况水平段产能模拟

(a—不同垂向位置穿越试采矿体日产气量与井底流压关系预测图;b—不同长度水平段日产气量与井底流压关系预测图;c—不同长度水平段近井储层温度预测图;d—不同长度水平段累计产气量贡献百分比预测图)

Fig.4 Production simulation of horizontal well under different conditions

(a—Effect of gas production on bottom-hole pressure with different vertical positions of horizontal segment through the target sediment; b—Effect of gas production on bottom-hole pressure with different horizontal segment lengths; c— Prediction of sediment temperature with different horizontal segment lengths; d—Percentage of cumulative gas production with different horizontal segment lengths

平段部署在上部,受饱和度、渗透率等条件限制,井底流压降幅显著,大压差特征明显,储层绝对渗透率、气相有效渗透率降低风险均会增加。

根据不同水平段长度情况下日产气量预测(图4b)、近井储层温度(图4c)以及累计产气量贡献百分比(图4d)预测可知,水平段过短则井底流压降幅显著,大压差特征明显,井周地层温度降幅加大,二次水合物生成与结冰风险提高,储层绝对渗透率降低风险增加;水平段过长虽然井底流压损失不明显,但是产气量贡献增幅效应减弱。因此,第二轮天然气水合物试采水平井轨迹在综合考虑地质情况与工程风险条件下,最终确定穿越相对“高饱和度”特征的优质水合物储层水平段长度250~300 m为最佳。

3 施工作业

第二轮海域天然气水合物试采自2019年10月20日开始海上施工,至2020年4月19日平台复员,共历经吸力锚置入、生产井建井、监测井钻完井、储

层改造、防砂作业、举升管柱下入、降压生产测试以及弃井等施工环节,历时183 d。

3.1 深水吸力锚置入

吸力锚井口技术(刘俊滨等,2007)能够大幅提高深水井口的稳定性,其作用原理主要为吸力锚结构内外表面与海底沉积物的摩擦、吸力锚顶板与土壤接触后的支撑以及吸力锚内外筒底部端面的支撑作用(图5),在三种主要作用力的综合影响下,使得吸力锚井口的横向承载力和竖向承载力能达到工程需求,有效防止钻井过程中井口下沉风险和井口倾斜风险(代恒军等,2008)。

本次试采于3个井口下入置入两种不同类型的吸力锚,分别为2个三桩SPT和1个单桩自研吸力锚,海上作业由PRIDE工程船实施。自研吸力锚的直径6.5 m、长12 m、总重量96 t,安装垂直度小于0.5°,下入深度大于10 m,定位精度小于5 m,校核后的竖向承载力和水平承载力分别能承受350~700 t的重量和7118 kN·m的弯矩,有效避免试采作业过



图5 国产吸力锚
Fig.5 Domestic suction pile

程中井口下沉和井口倾覆的风险。本次试采中的吸力锚在深海浅软地层中不仅有效保持了井口稳定,为水平井造斜提供了井口竖向和水平承载力,同时为提高造斜点高度、降低造斜要求提供了更大的选择空间。

3.2 水平井建井

本次试采水平井在建井过程中面临的主要难点有:(1)地层未胶结成岩,井口和井壁容易垮塌失稳(宁伏龙等,2008;李文龙等,2019);(2)钻井过程中钻井液循环时产生的井底有效压力容易引起地层破裂而漏失(李文龙等,2019);(3)地层未胶结成岩,为造斜钻具提供的造斜支撑力有限;(4)储层埋深

浅,钻井管串起下摩阻大,有效传递至钻头的钻压及管串的安全下入长度受限;(5)大尺寸井眼狗腿度大,定向造斜困难、井眼轨迹不易控制;(6)高造斜段套管下入风险高,长水平段套管下入难度大。

对此,中国地质调查局水平井技术团队通过三年研究论证,采用吸力锚+喷射36"导管的技术为井口支撑及稳定提供保障,使用低密度高性能强抑制水基钻井液体系维持钻井过程中井壁稳定,并经过上百次造斜工具结构及造斜工艺技术参数的模拟优化和未成岩地层的现场试验,形成起斜快、造斜稳的造斜工具,通过在不同设计井段采用合理钻井参数,多种控制手段并用,实现在浅软地层的水平井造斜钻进。

由于试采井狗腿度大,水平段长,大尺寸技术套管及生产套管下入阻力大,难度高,因此,二开造斜钻进先采用小尺寸钻头领眼钻进,然后较大尺寸钻头扩眼钻进,采用高导向引鞋引导套管顺利下至设计深度。因地层未固结并考虑后续井下监测系统的下入要求,试采井采用9-5/8"套管完井,该套管采用创新的动力下套管技术下入,最终形成三开井身结构如图6所示,试采井井身结构数据见表2。

3.3 储层改造

试采井采用套管不固井完井,储层渗透性差,同时,近井筒储层基质受钻井液中液相和固相侵入污染,表皮系数较高,需要采用合适的储层改造工艺建立通道,增加泄压面积和供气体积,提高单井产能。

通过陆地大型物模试验优化施工参数,结合试采水平井地质甜点分布特征以及水平井井眼轨迹,实施差异化立体改造,其中水平井横向设计并采用2 m、3 m和4 m三种簇间距进行改造,水平井纵向采用不同施工参数改造储层。另外,鉴于水合物储层矿物黏土含量高,结合敏感性矿物特征和分子结构设计,合成具有强抑制、抗剪切、自稀释、易返排、低残渣、环保型入井液体系,不仅满足现场储层改造施工要求,而且有效地保护储层。

在储层改造施工过程中,实施水平井分段逐级改造。综合利用复合定位、钻具稳定、实时诊断等技术,保障施工质量;采用旋转清砂、紊流冲砂、稠塞携砂工艺,确保施工安全;采用连续拖动、在线混配、双井架作业优势,大幅提高作业时效。测试结

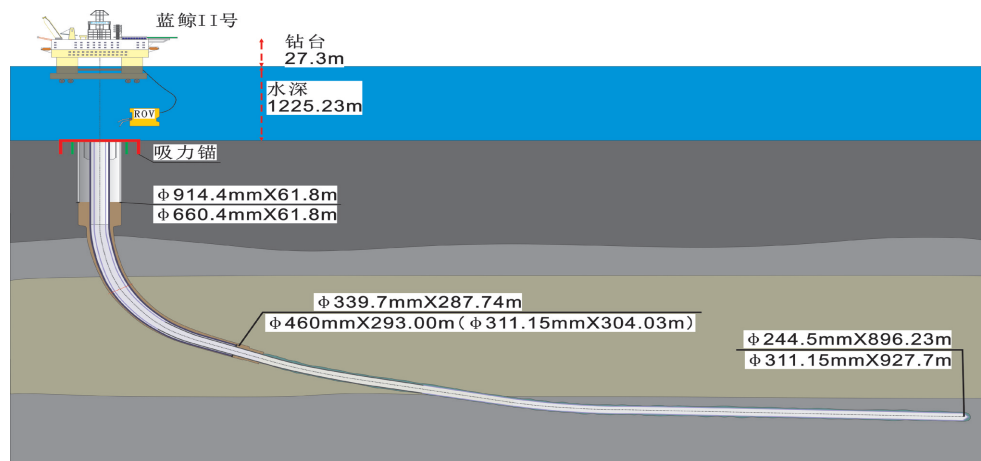


图6 第二次试采水平井井身结构图

Fig.6 Casing program of the second production test horizontal well

表2 第二次试采井井身结构数据

Table 2 Casing program of the second production test well

| 开次 | 钻头尺寸/mm | 套管尺寸/mm | 套管下入井段/(m,bsf) | 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 | - |

果表明,储层改造有效地解决近井筒表皮系数,大幅提高近井筒储层渗流能力和产气量。

3.4 防砂工艺

试采矿体储层以泥质粉砂为主,平均粒径中值在8~16 μm(陈芳等,2011),控砂难度极大,在首轮试采防砂基础上,通过大量室内实验及场地测试,优选高挡砂精度,并确定“粗+细”粒砾石充填+高精度预充填筛管的三级复合防砂,实现容砂减堵,延长生产时间。将旁通管技术与预充填筛管技术创新结合,开发出一种新型旁通预充填筛管(史浩贤等,2020),在确保本体防砂性能不变的前提下,有效提高砾石充填率。防砂管柱井中就位后,为进一步改善充填效果、预防地层压裂,工程中采用超轻质陶粒充填进入筛管外环空,成功构建筛管外挡砂层,为水合物试采中近井筒带有效渗透率的维持提供了支撑。试采结果表明,完井防砂体系稳定、有效,发挥了疏防结合的作用。

3.5 人工举升

本次试采通过隔水管完井,测试管柱为双管柱设计,采用双管过电缆封隔器,实现井下气水两路分开生产。双管过电缆封隔器下部挂两条分支:一条为电泵分支,电泵通过水路油管通过隔水管节流

压井管线至地面;另外一条为气路中心油管,一直深入到水平段防砂筛底部,达到连续油管处理复杂工况的设计要求。相应位置设置3处温压计设计点和1处化学药剂注入点,满足试采井数据采集、监测与流动保障。

试采矿体埋藏浅,造斜强度大,水平段长,完井管柱下入挑战极大,为把电潜泵尽可能下深,最大可能的接近储层,需能通过水平井大狗腿段。常规电泵可以安全通过的狗腿为6°/30m。为适应水平井狗腿通过能力要求,本井采用柔性电泵技术。水合物降压分解后,气水混合流被抽到防砂封隔器下部,一部分气通过双管封隔器下部的打孔管进入到气路中心油管内,而气水砂混合流通过内部的电潜泵气液分离器旋转离心完成气液分离,分离后的气经打孔管进入气路中心油管,而水砂被举升到环空,经隔水管的节流管汇到地面,完成气水分离和导流,降低井筒内水合物生成风险,保证试采过程的稳定可控。

3.6 降压测试

在试采降压测试阶段,创新双管补液控压技术,根据井下温压变化情况,及时调控气液流程参数和补液量,从而精确控制井下压力在降压区间,

顺利完成第二轮试采预定工作和目标,创造了“产气总量和日均产气量”两项新的世界记录。降压测试总体分为4个阶段,如图7所示。

(1)初期降压阶段

降压前,井内采用完井液,液面高度较高,地层处于微正压状态。低频率启动电潜泵,利用液路流程排液缓慢降压,地层逐渐转为负压状态,当近井筒地层压力降低至水合物分解压力后,水合物分解,地层气液同产,气路井口压力和产气量同步缓慢增加。

(2)定压稳产阶段

随着产气量增加,井内积液逐渐减少,模拟分析井筒气液两相流特征,井筒内主要以段塞流为主,引起井口压力激荡,并对井下压力影响较为明显。为了降低井筒内段塞流对井底产生的压力激荡,同时预防井筒内水合物二次生成,创新采用双管补液技术,可稳定地层压力在5~10 psi波动,调控

井内水合物抑制剂浓度在合理区间,预防井筒内水合物二次生成。稳压试采阶段,气液流程参数及双管补液量以及电泵参数恒定,井下气液平衡,井下压力和井口产气量稳定。

(3)降压稳产阶段

随着试采的进行,在恒生产压差下,井口产气量呈现降低趋势,调整人工举升参数,平缓降低井下压力,逐步增加生产压差,扩大泄压半径和水合物分解半径,稳定井口气产量,同时根据气液两相流临界携液流量计算模型模拟数据,调控补液参数,保证实际气体流量达到临界携液流量,保持电潜泵沉没度,避免井筒积液以及液路进气等复杂工况的出现。降压稳产阶段,通过持续缓慢增加生产压差稳定产量,井下压力缓慢降低,井口气产量稳定。

(4)产量递减阶段

试采后期,分解半径扩大,流动阻力进一步增大,随着生产压差的增加,井口产气量仍持续降低,进一步增加生产压差无法弥补产量递减。分析认为,由于水合物储层胶结强度较低,水合物分解后,在高压差生产过程中岩石骨架应力增加,导致孔隙喉道半径变小,气相相对渗透率降低,导致产气量降低。

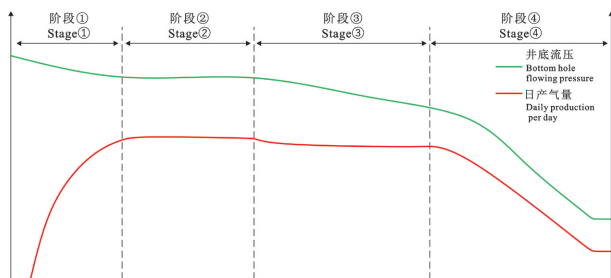


图7 降压试采曲线示意图

Fig.7 Schematic diagram of the depressurization production

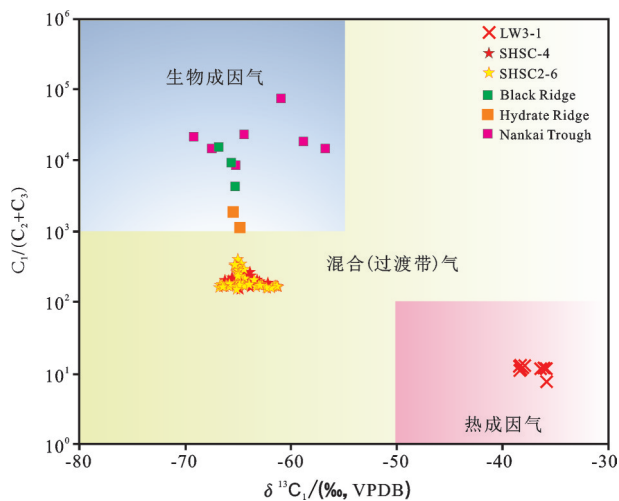


图8 $\delta^{13}C_1-C_1/(C_2+C_3)$ 天然气成因鉴别图

Fig.8 Relationship between $\delta^{13}C_1$ and $C_1/(C_2+C_3)$

4 试采现场测试及地球化学分析

现场分析测试结果显示,本次试采产出气成分主要为甲烷,其含量最大值为99.07%,最小值为98.74%,平均值99.01%;乙烷含量分布在0.6%之

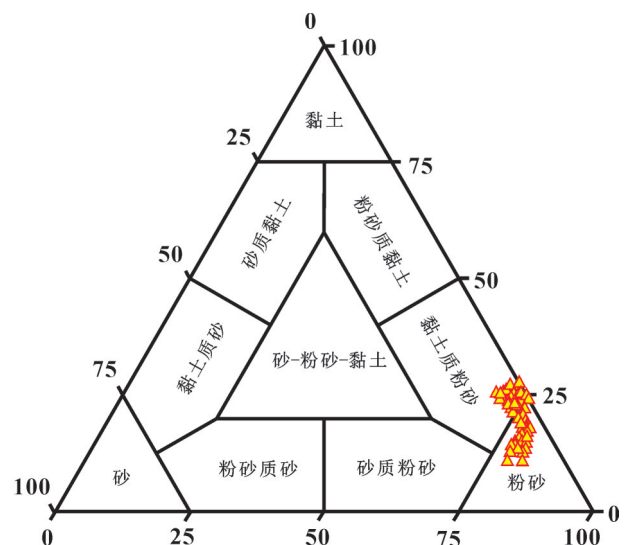


图9 产出水颗粒物粒度特征

Fig.9 Particle size characteristics of particles in produced water

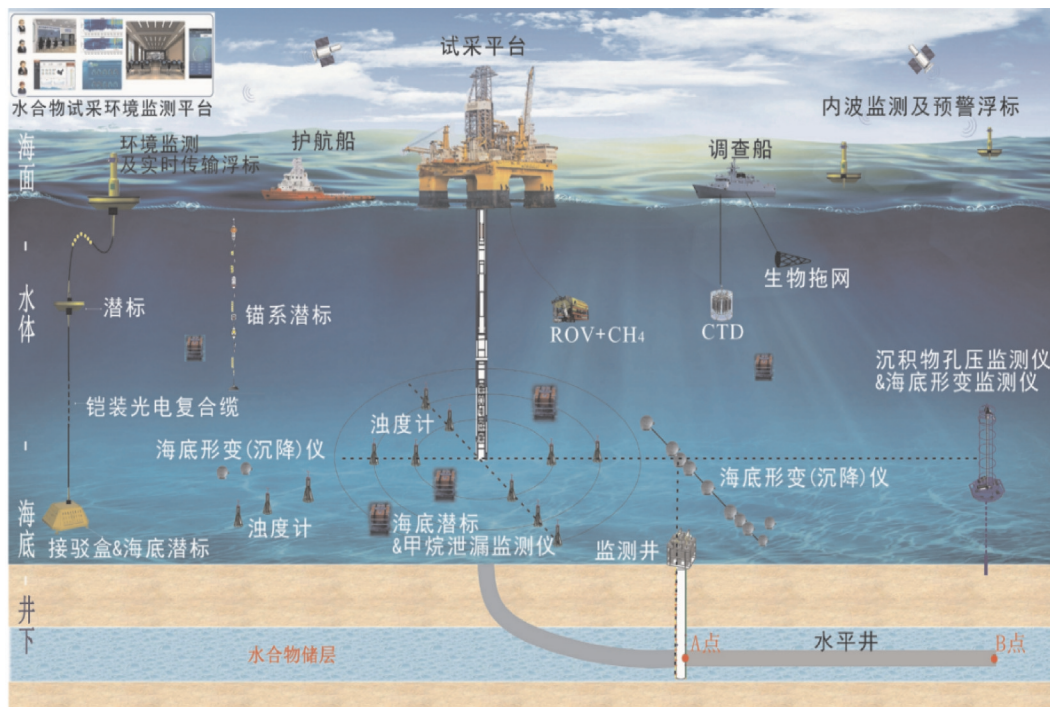


图10 第二轮天然气水合物试采过程环境监测体系示意图

Fig.10 Schematic diagram of the environmental monitoring system in the second gas hydrate trial production

内;同时还含微量二氧化碳以及微量的正丁烷、异丁烷、正戊烷、异戊烷、新戊烷等,含量一般小于0.1%。 $C_1/(C_2+C_3)$ 的最大值为286,最小值为211,平均值为264。 $\delta^{13}C_{1-VPDB}$ 最大值为 -66.5‰ ,最小值为 -60.9‰ ,平均值为 -64.3‰ 。从图8可以发现神狐海域两轮次试采的烃类气体组成和 $\delta^{13}C_{1-VPDB}$ 基本一致,生产阶段 $\delta^{13}C_{1-VPDB}$ 也保持稳定,可推测神狐海域形成水合物的气源相对稳定;通过 $\delta^{13}C_1-C_1/(C_2+C_3)$ 图解(图8)判断该区天然气水合物气源总体表现出生物成因气和热解成因气的混合特征,不同于布莱克海台(Blake Ridge)、水合物脊(Hydrate Ridge)和日本南海海槽所表现出的生物成因气特征(Greinert et al., 2001; Juichiro et al., 2002; Colwell et al., 2004; Gieskes et al., 2005; Heeschen et al., 2005; Ye et al., 2018; Burkett et al., 2018),与本次试采区北临的LW3-1区块深部天然气 $\delta^{13}C_{1-VPDB}$ (-37.1‰ ~ -36.6‰ ,朱俊章等,2008)亦存在很大区别(图8)。

根据产出水中出现了少量沉积物,产出颗粒中值粒径分布于 $7.89\sim 25.76\ \mu\text{m}$ 范围内,平均值为 $12.84\ \mu\text{m}$,分布于黏土质粉砂和粉砂区域(图9),表明神狐海域水合物储层主要为黏土质粉砂、粉砂,属于低渗储层,工程防砂达到控砂目标。

表3 试采期间平台周边大气及海水 CH_4 含量
Table 3 CH_4 content in atmospheric and seawater around the platform during test

| 监测要素 | 甲烷含量 | 背景值 |
|------|--|--|
| 大气 | $1.7 \times 10^{-6} \sim 2.0 \times 10^{-6}$ | $1.2 \times 10^{-6} \sim 2.1 \times 10^{-6}$ |
| 海水 | 3.6~4.9 nM | 0.1~12.2 nM |
| 海底 | 5~20 nM | 1.0~105 nM |

5 “四位一体”环境监测

在第二轮水合物试采过程中构建了井下-海底-水体-海面“四位一体”环境监测体系(图10),监测井离主井10.77 m。利用水合物储层温压监测、海底沉积物孔压参数监测、海底甲烷泄漏及海底地层稳定性监测(沉降、滑坡)、全剖面海水环境监测、试采平台及周边区域水气甲烷交换通量监测等多种技术手段,开展自海床至中层海水达海平面的全方位环境监测,客观评价天然气水合物试采的环境影响。

监测结果表明,试采期间,平台周边大气、海水及井口附近甲烷含量均为背景值范围内,表明试采未引起海底甲烷泄漏,对海洋生态环境影响可忽略不计,试采期间平台周边大气及海水 CH_4 含量如表3所示。

6 结 论

南海神狐海域第二次天然气水合物试采在第一次试采的基础上,采用水平井开采技术,大大增加了井眼与储层的接触面积,实现连续产气30 d,日产气 $2.87 \times 10^4 \text{ m}^3$,是首次试采日产气量的5.57倍,成功实现试验性试采,产出气现场测试显示气体组分以甲烷为主,占比平均值超过99%,实时环境监测未发现海底形变及生产测试过程中甲烷泄漏,表明试采环境安全可控。本次试采不仅验证了对试采矿体地质评价的正确性,并在以下方面实现工程突破,(1)自主研发并系统掌握深海井口吸力锚技术,大大降低工程成本;(2)利用自主研发深海浅软地层定向造斜工具及技术,实现了深海浅软地层大直径、高曲率水平井的高质量建井,造斜率达 $15.2^\circ\text{C}/30 \text{ m}$;(3)首次在深海水平井中成功实施储层增产改造,创造性地实现解堵增产,提高储层渗透性4~6倍;(4)基于自主研发的专用防砂筛管,形成了一套新型三级复合防砂技术;(5)首创双管注液控压技术,有效解决了开采过程中精准、稳定控压难题;(6)创新集成可加热、可回接的多功能深海试采井监测系统,为试采提供更多手段;(7)自主研发深海磁测距技术,实现监测井与水平井间距的精准测量与控制;(8)以自主研发设备为主,实现监测井温压数据的实时监测;(9)以自主研发装备为主,建立了多手段、多参数、高精度的大气、水体、海底、井中“四位一体”环境监测体系。

本次试采获得了天然气水合物储层开发过程中的压力温度响应变化数据并积累了关键技术和经验,为后续深入研究提供了丰富的资料。与直井相比,水平井试采在产气效率上有较大幅度提升,在一个月时间内实现了较平稳产气,但要实现产业化还需进一步研究长期稳定产气所需的技术工艺,环境方面由当前的以监测为主向监、控并举的方向发展。

致谢:感谢中国石油集团海洋工程有限公司及中集来福士蓝鲸II号平台所有工作人员在海上施工过程的辛勤付出及审稿人对本文的指导和帮助。

References

Ashley M Burkett, Anthony E Rathburn, M Elena Pérez, Jonathan B Martin. 2018. Influences of thermal and fluid characteristics of

methane and hydrothermal seeps on the stable oxygen isotopes of living benthic foraminifera[J]. Elsevier Ltd,93.

Chen Fang, Zhou Yang, Su Xin, Liu Guanghu, Lu Hongfeng, Wang Jinlian. 2011. Gas Hydrate Saturation and Its Relation with Grain Size of the hydrate-bearing sediments in the Shenhu area of Northern South China Sea[J]. Marine Geology & Quaternary Geology,31(5):95-100 (in Chinese with English abstract).

Colwell F, Matsumoto R, Reed D. 2004. A review of the gas hydrates, geology, and biology of the Nankai Trough[J]. Chemical Geology, 205(3/4):0-404.

Dai Hengjun. 2008. Bearing Capacity Analysis of Suction Anchor in Soft Foundation[D]. Hangzhou: Zhejiang University (in Chinese with English abstract)..

Fu Ning, Mi Lijun, Zhang Gongcheng. 2007. Source rocks and origin of oil and gas in the northern Baiyun Depression of Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 28(3):32-38 (in Chinese with English abstract).

Gong Yuehua, Yang Shengxiong, Wang Hongbin, Liang Jinqiang, Guo Yiqun, Wu Shiguo, Liu Guanghu. 2009. Gas hydrate reservoir characteristics of Shenhu Area, north slope of the South China Sea[J]. Geoscience, 23(2):210-216 (in Chinese with English abstract).

He Jiaxiong, Liu Hailing, Yao Yongjian, Zhang Shulin, Luan Xiwu. 2008. The Petroleum Geology and the Resource Potential of the Marginal Basins in the Northern South China Sea[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1-4 (in Chinese with English abstract).

Heeschen K U, Collier R W, Angelis M A, Linke P, Suess E, Klinkhammer G P. 2005. Methane sources, distributions and fluxes from cold vent sites at Hydrate Ridge, Cascadia Margin[J]. Global Biogeochemical Cycles, 19(2):1-19.

Jens Greinert, Gerhard Bohrmann, Erwin Suess. 2001. Gas hydrate-associated carbonates and methane-venting at Hydrate Ridge: Classification, distribution and origin of authigenic lithologies[J]. Natural Gas Hydrates Occurrence Distribution & Detection, 124: 99-113.

Joris Gieskes, Chris Mahn, Shelley Day, Jonathan B Martin, Jens Greinert, Tony Rathburn, Brian McAdoo. 2005. A study of the chemistry of pore fluids and authigenic carbonates in methane seep environments: Kodiak Trench, Hydrate Ridge, Monterey Bay, and Eel River Basin[J]. Chemical Geology, 220(3) Doi10.1016/j.chemgeo.2005.04.002.

Juichiro Ashi, Hidekazu Tokuyama, Asahiko Taira. 2002. Distribution of methane hydrate BSRs and its implication for the prism growth in the Nankai Trough[J]. Marine Geology, 187(1/2):177-191.

Li Chunfeng, Xu Xing, Lin Jian, Sun Zhen, Zhu Jian, Yao Yongjian, Zhao Xixi, Liu Qingsong, Kulhanek Denise K, Wang Jian, Song Taoran, Zhao Junfeng, Qiu Ning, Guan Yongxian, Zhou Zhiyuan, Williams Trevor, Bao Rui, Briais Anne, Brown Elizabeth A, Chen Yifeng, Clift Peter D, Colwell Frederick S, Dadd Kelsie A, Ding Weiwei, Almeida Iván Hernández, Huang Xiaolong, Hyun

- Sangmin, Jiang Tao, Koppers Anthony A P, Li Qianyu, Liu Chuanlian, Liu Zhifei, Nagai Renata H, Peleo Alampay. 2014. Ages and magnetic structures of the South China Sea constrained by deep tow magnetic surveys and IODP Expedition 349[J]. *ProQuest*, 15(12): 4958–4983.
- Li Jinfan, Ye Jianliang, Qin Xuwen, Qiu Haijun, Wu Nengyou, Lu Hailong, Xie Wenwei, Lu Jingan, Peng Fei, Xu Zhenqiang, Lu Cheng, Kuang Zenggui, Wei Jiangong, Liang Qianyong, Lu Hongfeng, Kou Beibei. 2018. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea[J]. *China Geology*, 1(1):15–16.
- Li Wenlong, Gao Deli, Yang Jin. 2019. Challenges and prospect of the drilling and completion technologies used for the natural gas hydrate reservoirs in sea areas[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 41(6):681–689 (in Chinese with English abstract).
- Liu Junbin, Li Yufeng, Liu Jinduo. 2007. Application status and Prospect of suction anchor technology[J]. *China Water Resources*, (22): 37–38.
- Ning Fulong, Jiang Guosheng, Zhang Ling, Wu Xiang, Dou Bin, Tu Yunzhong. 2008. Analysis of key factors affecting the stability of well wall in gas hydrate formation[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, (3):59–61 (in Chinese with English abstract).
- Qin Xuwen, Lu Jingan, Lu Hailong, Qiu Haijun, Liang Jinqiang, Kang Dongjiu, Zhan Linsen, Lu Hongfeng, Kuang Zenggui. 2020. Co-existence of Gas Hydrate, Free Gas, and Water in Gas Hydrate Reservoir System in Shenhu Area[J]. *China Geology*, 3(2) (in press). doi: 10.31035/cg2020038.
- Shi Haoxian, Qin Xuwen, Xie Wenwei, Yu Yanjiang, Huang Fangfei, Shen Kaixiang, Chen Liang, Li Bo, Li Bin, Chen Jing. 2020. A New Complex Sand Control Structure. *Guangzhou Marine Geological Survey, China, ZL201921020248.9[P]*. 2020–04–07 (in Chinese).
- Sun Zhen, Pang Xiong, Zhong Zhihong, Zhou Di, Chen Changmin, Hao Hujun, He Min, Huang Chunjun, Xu Hehua. 2005. Dynamics of Tertiary tectonic evolution of the Baiyun Sag in the Pearl River Mouth Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 12(4):489–498 (in Chinese with English abstract).
- Wang Pinxian, Li Qianyu. 2009. History of the South China Sea - A synthesis[C]//Wang Pinxian, Li Qianyu(eds.). *The South China Sea - Paleogeography and Sedimentology*. Springer, 485–496.
- Ye Jianliang, Qin Xuwen, Qiu Haijun, Xie Wenwei, Lu Hongfeng, Lu Cheng, Zhou Jianhou, Liu Jiyong, Yang Tianbang, Cao Jun, Sa Rina. 2018. Data report: Molecular and isotopic compositions of the extracted gas from China's first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea[J]. *Energies*, 11(2793), 1–7.
- Yu Xinghe, Zhang Zhijie. 2005. Characteristics of Neogene depositional system on the northern continental slope of the South China Sea and their relationships with gas hydrate[J]. *Geology in China*, 32(3): 470–476 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Junzhang, Shi Hesheng, He Min, Pang Xiong, Yang Shaokun, Li Zhaowei. 2008. Origins and geochemical characteristics of gases in LW3-1-1 well in the deep sea region of Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 19(2):229–233.
- Zhu Mangzheng, Graham Stephan, Pang Xiong, McHargue Timothy. 2009. Characteristics of migrating submarine canyons from the middle Miocene to present: Implications for paleoceanographic circulation, northern South China Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 27(1):307–319.

附中文参考文献

- 陈芳, 周洋, 苏新, 刘广虎, 陆红锋, 王金莲. 2011. 南海神狐海域含水合物层粒度变化及与水合物饱和度的关系[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 31(5):95–100.
- 代恒军. 2008. 软土中吸力锚承载力分析[D]. 杭州: 浙江大学.
- 傅宁, 米立军, 张功成. 2007. 珠江口盆地白云凹陷烃源岩及北部油气成因[J]. *石油学报*, 28(3):32–38.
- 龚跃华, 杨胜雄, 王宏斌, 梁金强, 郭依群, 吴时国, 刘广虎. 2009. 南海北部神狐海域天然气水合物成藏特征[J]. *现代地质*, 23(2): 210–216.
- 何家雄, 刘海龄, 姚永坚, 张树林, 栾锡武, 等. 2008. 南海北部边缘盆地油气地质及资源前景[M]. 北京: 石油工业出版社, 1–4.
- 李文龙, 高德利, 杨进. 2019. 海域含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*, 41(6):681–689.
- 刘俊滨, 李玉峰, 刘金铎. 2007. 吸力锚技术的应用现状及前景[J]. *中国水利*, (22):37–38.
- 宁伏龙, 蒋国盛, 张凌, 吴翔, 窦斌, 涂运中. 2008. 影响含天然气水合物地层井壁稳定的关键因素分析[J]. *石油钻探技术*, (3):59–61.
- 史浩贤, 秦绪文, 谢文卫, 于彦江, 黄芳飞, 申凯翔, 陈靛, 李博, 李彬, 陈静. 2020. 一种新型复合防砂结构: 中国, ZL201921020248.9[P]. 2020–04–07.
- 孙珍, 庞雄, 钟志洪, 周蒂, 陈长民, 郝沪军, 何敏, 黄春菊, 许鹤华. 2005. 珠江口盆地白云凹陷新生代构造演化动力学[J]. *地学前缘*, (4): 489–498.
- 于兴河, 张志杰. 2005. 南海北部陆坡区新近系沉积体系特征与天然气水合物分布的关系[J]. *中国地质*, 32(3):470–476.
- 朱俊章, 施和生, 何敏, 庞雄, 杨少坤, 李昭伟. 2008. 珠江口盆地白云凹陷深水 LW3-1-1 井天然气地球化学特征及成因探讨[J]. *天然气地球科学*, 19(2):229–233.