

日本 Nankai 海槽天然气水合物三维非均质模型构建及水平多分支井产能预测

摘要

随着全球能源格局的变化，天然气水合物作为一种清洁能源，其总有机碳储量比原油、燃气和煤炭资源的平均值高 2 倍，受到了全球各方的广泛关注与认可。自 2007 年以来，中国已经开展了数次水合物试采工程，发掘了多个可用于商业化开采的水合物资源场地。然而，要想完成天然气水合物的持续、安全开采，仍然是加快商业化进程中的重要问题。

日本在 Nankai 海槽于 2013 年与 2017 年分别进行了两次海域天然气水合物试采工程，利用钻井、测井解译等方法获取的数据显示，日本 Nankai 海槽水合物储层的渗透率、孔隙度和水合物饱和度等主要物性参数的空间分布不均匀。所以，建立一个能够准确反映天然气水合物储层内部结构和参数分布的三维空间非均质模型，对于数值模拟计算结果的准确性至关重要。中国和日本的多次水合物开采工程，均采取传统垂直井或水平井降压开采的方法。经过分析，发现传统开采方法存在一些缺陷：单一垂直井与地层接触区域较小，温度与压力传递区域受限，生产率较低；水平井虽可以提高与地层接触面积，但因其井筒尺寸增大，提高了生产成本。在非均质天然气水合物储层中直接锁定高饱和度区域、寻找新的安全高效的生产方式是当前研究的重要任务。相较于传统的单一开采井，多分支井在复杂井型中尤为突出，不仅可以通过增大井与地层间的接触面积来增强温度与压力的传播能力，进而提高产气效率，还可以在非均质分布的地层中精准布设，做到立体式开采。

本文以日本 Nankai 海槽 AT1 站位为调查研究对象，根据该研究场地的测井解译数据、取芯数据、地震勘探数据等，通过克里格（Kriging）插值法构建描述研究区水合物储层结构和物性参数的三维非均质地质模型，用 TOUGH+Hydrate 程序求解数值模拟模型，与均质模型进行对比，分析构建非均质模型的必要性。最后针对水合物高饱和度区域布设水平井的多分支井，预测不同开采方案的水合物储层气水产出情况。研究得到以下主要结论：①在研究场地可获得的地质数据不充分时，利用 Kriging 插值法可以预测储层物性参数分布；②日本 Nankai 海槽非均质模型相对于均质模型刻画储层物性参数更为精细，更能体现真实储层中开采过程中的物性参数和温度压力场

的演变规律；③在单一水平井的基础上增添多分支井，可以显著地提高天然气水合物储层的产气速率，最多可提高约 20%~50%；④分支井长度与产气速率呈正相关关系，分支倾角为 45°时的产气效率最高。

关键词：

天然气水合物；降压开采；数值模拟；三维非均质；多分支井技术

Abstract

With the change of global energy pattern, as a kind of clean energy, the total organic carbon reserves of natural gas hydrate are two times higher than the average of crude oil, gas and coal resources, which has been widely concerned and recognized by all parties in the world. China has carried out several hydrate exploration projects since 2007, discovering three gas hydrate deposits of more than 100 billion kilograms. In 2017 and 2020, China successfully carried out two Marine gas hydrate production projects, from the "exploratory production" to the "experimental production", and achieved remarkable results, realizing the steady-state gas production of the muddy silt sand reservoir. However, it is still an important issue to accelerate the commercialization process in order to achieve sustainable, effective and safe exploitation of gas hydrate.

In 2013 and 2017, Japan conducted two trials of gas hydrate production in the Nankai Trough respectively. The data obtained by drilling and logging interpretation showed that the spatial distribution of physical parameters such as porosity, permeability and saturation of the hydrate reservoir in the trough was heterogeneous. Therefore, it is very important for the accuracy of numerical simulation results to establish a three-dimensional heterogeneous model that can accurately reflect the internal structure and parameter distribution of gas hydrate reservoirs. In many hydrate exploitation projects in China and Japan, the traditional depressurization method of vertical well or horizontal well was adopted. The analysis found that traditional production methods have several drawbacks: a single vertical well has less contact area with the formation, limited temperature and pressure transfer area, and lower productivity. In addition, horizontal wells have larger bore sizes and higher production costs. Therefore, it is an inevitable trend to search for efficient exploitation methods for heterogeneous hydrate reservoirs. Complex structural wells, represented by multilateral well, have a high potential for application in the development of hydration. Multilateral wells increase the contact area between the well and the hydrate reservoir, increasing branching, thereby improving the pressure and temperature conductivity of the reservoir compared with traditional horizontal and straight wells. In addition, in areas where hydrate distribution is extremely heterogeneous,

horizontal multilateral wells can be located at high hydrate saturation to improve oil recovery and realize vertical mining.

Based on the well log interpretation data, core data and seismic exploration data of Nankai Trough in Japan, a 3D heterogeneous geological model describing hydrate reservoir structure and physical properties has been constructed by Kriging interpolation method. The numerical simulation model is solved by TOUGH+Hydrate program. Compared with the homogeneous model, the reliability of the heterogeneous model is verified. Finally, the multilateral wells of horizontal wells set in the hydrate saturation area to predict the hydrate reservoir gas production in different mining schemes. The main conclusions are as follows: (1) Kriging interpolation can be used to construct a three-dimensional heterogeneous geological model with limited site data. (2) Compared with the homogeneous model, the heterogeneous model of the Nankai Trough in Japan can describe the physical parameters of the reservoir more accurately, and can better reflect the evolution law of the physical parameters and temperature and pressure field in the real reservoir during mining. (3) Based on the three-dimensional heterogeneous geological model, the gas production rate of hydrate reservoir can be increased by up to 20%~50% by laying horizontal multilateral wells in the area with high hydrate saturation. (4) There is a positive correlation between the length of the branch well and the gas production rate, and the gas production efficiency is the highest when the branch dip angle is 45° .

Key words:

Natural gas hydrate; depressurization; numerical simulation; spatial heterogeneity; the multilateral well technology

目 录

第 1 章 绪论	1
1.1 研究背景与选题依据	1
1.1.1 研究背景	1
1.1.2 选题依据	2
1.2 国内外研究现状	3
1.2.1 天然气水合物开采研究现状	3
1.2.2 水合物增产方法研究现状	8
1.2.3 多分支井开采技术研究现状	9
1.2.4 存在的问题	11
1.3 研究内容与技术路线	12
1.3.1 研究内容	12
1.3.2 研究方法与技术路线	13
第 2 章 天然气水合物开采数值模拟方法	15
2.1 组分和相态	15
2.2 传热及气水流动过程数学模型	16
2.2.1 质量及能量累积项	16
2.2.2 质量及热通量	17
2.2.3 源汇项	18
2.2.4 渗透率、毛细压力模型	18
2.3 水合物相平衡控制方程	19
2.4 时空离散	19
2.5 数值模拟软件介绍	21
第 3 章 天然气水合物储层空间非均质地质模型构建	22
3.1 日本 Nankai 海槽研究区概况	22
3.1.1 区域地质背景	22
3.1.2 水合物储层物性条件	23
3.1.3 生产井概况	23
3.2 水合物储层三维空间插值方法	25

3.3 日本 Nankai 海槽多相渗流参数非均质特征刻画	26
3.3.1 孔隙度非均质特征刻画	27
3.3.2 水合物饱和度非均质特征刻画	29
3.3.3 渗透率非均质特征刻画	30
3.3.4 克里格插值法非均质建模结果分析	31
第 4 章 日本 Nankai 海槽非均质储层产能评价	33
4.1 水合物储层降压开采概念模型	33
4.1.1 模型建立及数值剖分	33
4.1.2 初始条件和边界条件	34
4.1.3 水合物储层模型参数	35
4.2 水合物储层非均质与均质模型预测结果对比分析	37
4.2.1 气水产出量特征对比分析	37
4.2.2 均质与非均质水合物储层物性参数空间演化对比分析	39
第 5 章 水平多分支井降压开采方案设计	42
5.1 水平多分支井开采方案初设	42
5.2 多分支井开采产能对比分析	46
5.2.1 单一水平井降压开采产能评价	46
5.2.2 多分支井降压开采产能评价与对比	49
第 6 章 结论与建议	58
6.1 结论	58
6.2 建议	59
参考文献	60

第 1 章 绪论

1.1 研究背景与选题依据

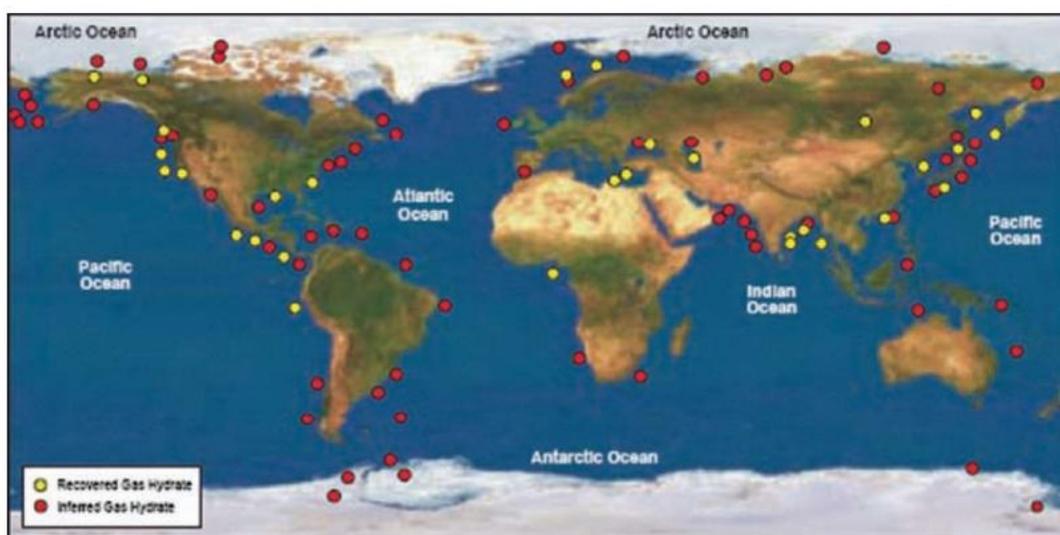
1.1.1 研究背景

近年来,常规能源的短缺给各国经济发展带来了巨大挑战,因此,各国必须采取有效措施来解决这一问题^[1,2]。煤炭、石油、天然气等传统能源是重要的战略物资,对各国经济发展起到不可替代的作用,但由于开采方式困难、地质资料获得不全面^[3],新能源的开发和利用仍然存在着一定的困难,因此,各国必须加大投入,以获得更好的发展成果。

天然气水合物是外观和冰相似、遇火燃烧的纯白色物质,赋存于低温(0-10°C)、高压(10MPa)的环境下^[4]。天然气水合物的存在引起了各国的关注,主要由于它具有如下性质:天然气水合物分解产生的能量多,分解 1m³天然气水合物大约产生 164m³的甲烷气体,分解的能量是普通化石能源的几十倍^[5]。天然气水合物储存量高且分布范围广泛,多赋存于多年冻土层与海底沉积物中,已经探明的储量是已知常用化石燃料的 2 倍,海洋中存在的天然气水合物大约 7.6×10¹⁸m³^[6]。天然气水合物的特性是无污染,由于甲烷和水是其主要成分,所以燃烧后基本不产生有害物质,是世界公认的在未来最具发展潜力的清洁能源。

美国在上世纪 60 年代就开始了天然气水合物的深入研究,并利用 BSR 技术测定出其基本分布范围^[7]。开发新的能源对油气资源稀缺的日本的经济的发展至关重要,因此,2013 年,日本在 Nankai 海槽实施了第一次水合物开采^[8],成为全球第一个掌握这项技术的国家。除此之外,印度、韩国等国家也在积极投入水合物藏的钻采、研究和环境评价,以期获得更多的发现。

80 年代末以来,中国一直致力于探索和深入研究天然气水合物,从天然气水合物的基本特性、相平衡理论、分解动力学等方面,不断拓展和完善,使其具备更加深刻的理解。2007 年中国在南海神狐海域第一次成功钻采取样^[9],这标志着中国对天然气水合物的研究有着突破性进展,中国还成功举办了第八届天然气水合物大会^[10],为世界天然气水合物发展做出了重要贡献。随着“可燃冰勘探技术开发”专项的开展,中国对于天然气水合物的研究主要集中在海域。作为可以代替传统能源的新型清洁能源,中国对于天然气水合物的发展展现出高度的重视与支持。

图 1.1 全球天然气水合物分布图^[5]

1.1.2 选题依据

天然气水合物是具有巨大潜力的一种非常规能源，但由于其开采过程属于深海浅钻，面对储层的复杂结构和高难度的开采技术，使得推动其产业化开采仍然存在许多挑战，需要进一步深入研究和探索。尽管全球各国都在尝试开采天然气水合物，并且部分国家已经成功开采^[11]，但要实现长期、安全、高效的开采，仍然是一项艰巨的任务。从实际水合物储层物性参数出发，根据更接近实际地层条件的地质模型模拟开采过程、预测开采潜力，通过研究储层主要物性参数对天然气水合物开采的影响规律，来找到更加安全、高效的开采方法和技术，才能促进天然气水合物的商业化开采。

日本 Nankai 海槽采用单一垂直井进行了两次试采工程，在 2013 年进行首次试采，一共持续 6 天，因生产井出现了严重的出砂问题而被迫终止，此次试采天然气水合物产气量达到 11.95 万 m^3 ^[12]。在 2017 年，日本进行了第二次试采工程^[13, 14]，此次试采共持续 24 天，采用两口开采井，第一口井因出砂停止，累计 12 天共产气 $4.1 \times 10^4 \text{STm}^3$ ，第二口井持续 24 天总产气量达到 $22.3 \times 10^4 \text{STm}^3$ ^[15]。同年，中国在南海神狐海域进行了天然气水合物的首次试采，此次试采持续 60 天，采用单一垂直井日产气量达 5000STm^3 。在 2020 年，我国进行了南海神狐海域天然气水合物的第二次试采，此次试采采用单一水平井开采，是首次试采日均产气量的 5.57 倍^[16, 17]，这也证实了水平井可以大幅度提升水合物的开采效率。

经过日本和我国的现场试采工作的验证，单一垂直井开采存在明显的缺陷：井筒

与地层的接触面积有限，温度压力的传递区域受到限制，不利于实现水合物的长期开采。相比之下，水平井的井筒长度更长，与水合物储层的接触区域也更大，产气速率也更高，但因其井筒尺寸增大，提高了生产成本。因此，寻找新的增产方式、提高性价比对天然气水合物的商业化开采颇为重要。多分支井增产研究是近年来油气藏开采的热点^[18]，它可以增大接触面积、提高温压传播速率，且成本远小于单井成本^[19]，与水平井相结合会进一步提高生产效率。

由于技术和环境的限制，水合物开发的科学研究一般聚集在室内试验与数值模拟两种方法^[20]。室内试验有利于控制条件以进行大量试验，但由于场地尺度有限，无法反映水合物储层的宏观结构特点。通过数值模拟，可以将室内实验数据与场地试采数据有效地结合起来，以评估天然气水合物的开发^[21]。建立能够体现真实天然气水合物储层的地质模型才能保证数值模拟结果的真实性。经过多次试采工作可以看出，在中国南海神狐海域和日本 Nankai 海槽中，水合物储层的空间分布存在明显的非均质性^[22-23]。这种不均匀性不仅表现在岩性划分上，还表现在渗透率、孔隙度和水合物饱和度等方面。因此，深入分析考虑水合物储层的渗透率、孔隙度和水合物饱和度的空间非均质性分布特征，是数值模拟用来预测模拟与评价真实水合物储层的重要步骤。

日本 Nankai 海槽水合物相对于我国南海神狐海域试采时间更早，其储层结构为砂泥互层^[24]，水合物饱和度分布不均一。因此，在该区域布置水平井可以有效提高采收效率，在水平开采井上添加多分支井，将有助于降低成本，提高产量，实现精准高效的开采。本文旨在研究日本 Nankai 海槽的水合物储层，并运用测井解译资料、取芯资料、地震勘探资料等，构造出描述水合物储层空间结构的三维非均质模型，以及基于该模型的水合物储层物性参数分布，运用 TOUGH+Hydrate 程序，对不同多分支井布设方案下的水合物储层进行数值模拟开采，以探究其气水产出情况。

1.2 国内外研究现状

1.2.1 天然气水合物开采研究现状

1. 天然气水合物开采方法

天然气水合物开采方法区别于常规油气资源，其有效开采至少要考虑以下三个方面（如图 1.2）①改变天然气水合物的初始温度和压力条件，以便更好地控制其稳定性。②保持水合物分解吸热过程所需的能量。③确保分解后的水合物流体向生产井流

动^[25]。水合物开采方法已探索出四种不同的方法（如图 1.3 所示）：降压法、注热法、置换法、化学试剂法，还有采用降压法的改良技术，如减压-热激联合作用、水力压裂结合降压法等^[26, 27]，这些新技术的出现，为水合物的开采提供了更多的可能性。

采用降压法，能够有效地减小水合物储层压力，进而使水合物在压差的影响下分解出天然气，并利用开采井将废气回收到地层^[28]。这种方式作业简便，成本低廉，适用于长期开采，因而被看作是目前最经济的水合物开采方式。随着长时间降压开采的实施，靠近生产井部分的地层压力会逐步下降，这或许会导致某些地质问题的出现^[29]。当水合物压力和温度超过水合物二次形成的要求时，会影响开采效率^[30]。所以，在采用降压法开采时，必须充分考虑地质问题和二次水合物生成对开采过程的负面影响，并采取科学合理的方法来解决这些问题。Yousif 利用降压实验探讨了水合物的分解过程，实验结果显示，当储层压力下降时，水合物分解前缘会移动得更快^[31]。Kono 等^[32]在恒温环境下，进行了不同粒径下天然气水合物的降压分解实验，推导出水合物分解速率方程。Sun 等利用进行水合物降压分解实验，深入研究了产气速率、分解速率和累积产气量^[33]。研究结果表明，水合物分解速率会随着降压幅度和速度的增加而增加，从而使累积产气量大幅增加，当压力达到平衡气压力时，产气速率也将达到峰值。

热激法是向水合物储层加入热水或热蒸汽等使其达到平衡温度，水合物开始分解，产生天然气和水^[34]。然而，海域天然气水合物并不适合单独的注热法开采，这是由于注热时管道运输会散失大量热量，水合物的分解效率也变低，因此注热法往往与其他方法结合开采。

化学抑制剂法是通过向储层中注入甲醇、乙二醇、氯化钙等化学抑制剂以改变水合物储层的相平衡条件，将天然气水合物处于非稳定的条件下，以此加速天然气水合物的分解^[35]。研究发现，将天然气水合物处于非稳定的条件可以有效地加速其分解过程。为了验证这一发现，王乐等人^[36]通过向含水合物的岩心注入甲醇和乙醇溶液，并且探讨了抑制剂的浓度、速率、温度以及水合物与抑制剂的接触面积对分解速率的影响，并在实验中测定出了水合物分解的动力学特性。这些发现为化学抑制剂法的应用提供了重要的理论依据。

采用 CO₂ 替换法，可以将天然气水合物中的甲烷替换出来，这种方式可以有效地保护岩层构造，确保岩层安全性的前提下完成开发^[37]。该技术是将 CO₂ 与 N₂ 混合气体或 CO₂ 单一气体注入水合物储层，来实现这一目的。然而，气体置换受到地层

渗透率的影响。当水合物储层中渗透率较低时，替换效能会显著降低。另外，当注入的气体与其他气体置换时，或许会阻碍甲烷置换过程^[38, 39]。经过一系列场地试采，发现单一开采方式不能长期稳定地开采天然气水合物。

日本和我国南海的野外开采活动中，均采用降压法与垂直井或水平井组合的方法。考虑到实际操作的可行性和成本，目前降压法及其联合方法被认为是天然气水合物最有效的开采技术^[40-42]。

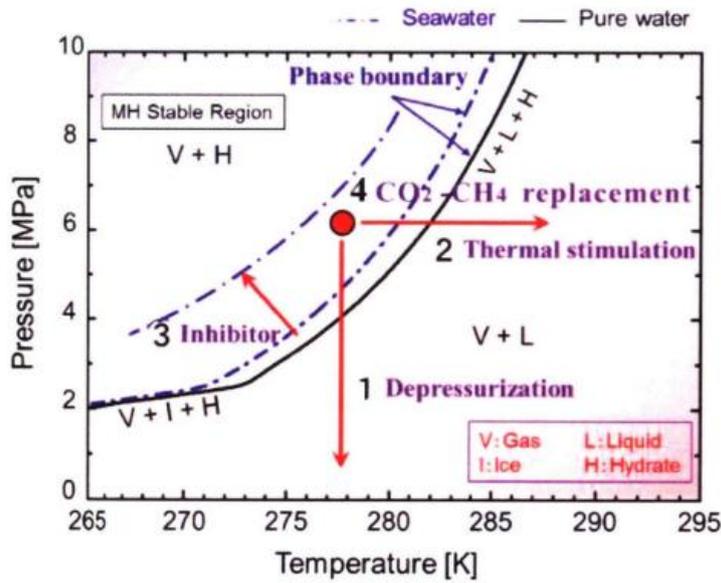


图 1.2 天然气水合物相平衡及开采方式^[43]

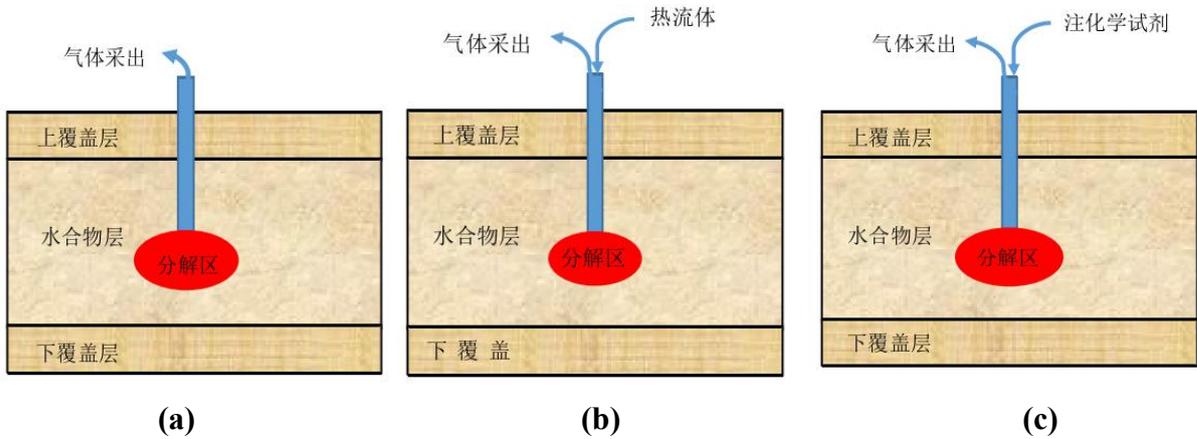


图 1.3 天然气水合物开采方式 (a 为降压法, b 与 c 是热激法与化学试剂法)

2. 水合物试采工程研究现状

如表 1.1 所示，在全球范围内，只有少数国家有效地开展了天然气水合物现场试采工程^[44]。由于开采技术难度大、生产持续时间短等原因，大多数天然气水合物的开

采研究都是在实验室内进行的。目前，只有加拿大、美国、日本和我国成功地利用降压法、热激法与置换法实施了天然气水合物的现场开采实验，并取得了阶段性成功^[45]。

自 20 世纪 60 年代至今，俄罗斯一直在积极探索天然气水合物藏，并在多个地区探寻到丰富的天然气水合物储层。60 年代末期俄国采用降压法与化学试剂法，对冻土区的 Mesoyaha 气田开展了试采，持续到 2005 年，总产气量达到了 $6.9 \times 10^9 \text{m}^3$ ，成为真正可以进行商业化开发的水合物气藏^[46]。Mesoyaha 气田水合物开采经历了如下步骤：初始时储层压力刚起步下降，水合物尚未分解，这一时期的产气大部分来源于储层中的游离气；随着水合物的开采，地层出现压差，水合物逐步分解，这一时期的产气大部分由水合物的分解的气体与游离气组成。最后水合物分解完成，得到的气体完全来源于水合物^[47]；储层压力和温度随着开采的进行将达到稳定存在的状态，不再分解形成气体，这为水合物的开采带来启发：在开发海域水合物之前，应优先开发冻土地带的天然气水合物，并不断探索实践。

在 20 世纪 60 年代，美国政府开始对水合物进行探索。2012 年，美国国家能源部在 Alaska 地区进行了一次实地开采^[48]。这次开采持续了 30 天，累积产出了 24000m^3 的天然气。此次试采首先将 CO_2 与 N_2 混合气体注入水合物储层，其中 80% 左右为 N_2 ，持续 13 天，以促进置换反应的进行^[49]。其后采用降压开采，抽出井中的流体，以此降低射孔压力，进而加速水合物的分解过程。经过此次试采，证明二氧化碳置换法提取水合物是可行的，因为它不要求太高的初始压力和温度条件，而且能够将二氧化碳封存在地下，进而减小温室效果的影响^[50]。然而，气体置换法的效率很低，因为它只能深入大水分子的空穴，而无法深入小的空穴。为了加速置换反应，必须找到能够推进反应速度的催化物。因此，想要使水合物得到充分分解，气体置换法必须与其他开采方法相结合。

日本早期就开始研究天然气水合物，其在东部地区海域共开采两次。首次开采在 2013 年，采用垂直井降压开采，在开采 6 天后由于大量产砂造成井筒堵塞而被迫终止试验^[51]。此次试采虽然时间短，但是探明了 Nankai 海槽水合物储层中的气水产出段物性条件，以及降压开采在 Nankai 海槽的可行性。开采 6 天共产气 11.95万 m^3 ，且过程中没有出现大面积的燃气泄露，虽然首次试采以大面积出砂而失败，但依旧为未来的水合物开采奠定了基础^[52, 53]。日本在 2017 年进行了水合物第二次试采，为获得更多的有效资源，此次试采采用装备了防砂装置的两口生产井(AT1-P2 井和 AT1-P3

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/045220023330011114>