



水合物藏的类型、特点及开发方法探讨

欧芬兰, 于彦江, 寇贝贝, 陈 靓

Gas hydrate reservoir types, characteristics and development methods

OU Fenlan, YU Yanjiang, KOU Beibei, and CHEN Liang

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.16562/j.cnki.0256-1492.2021010601>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

海洋天然气水合物储层特性及其资源量评价方法

Characteristics of marine gas hydrate reservoir and its resource evaluation methods

海洋地质与第四纪地质. 2021, 41(5): 44

海洋天然气水合物储层蠕变行为的主控因素与研究展望

Controlling factors and research prospect on creeping behaviors of marine natural gas hydrate-bearing strata

海洋地质与第四纪地质. 2021, 41(5): 3

西湖凹陷Y构造花港组气藏特征及成藏主控因素

Characteristics of gas reservoir and controlling factors for gas accumulation in the Huangang Formation in Y Structure, Xihu Sag

海洋地质与第四纪地质. 2021, 41(6): 174

基于ERT技术的含水合物沉积物可视化探测模拟实验

An experimental study on visual detection of hydrate-bearing sediments based on ERT

海洋地质与第四纪地质. 2021, 41(6): 206

中国海域基岩油气藏特征及未来勘探方向

Characteristics of the recently bedrock hydrocarbon reservoir in China Seas and future exploration directions

海洋地质与第四纪地质. 2021, 41(6): 151

南薇西含油气盆地地层层序及生储盖组合特征

Characteristics of stratigraphic sequence and the source-reservoir-cap assemblages in the Nanweixi petroliferous basin

海洋地质与第四纪地质. 2021, 41(6): 163



关注微信公众号, 获得更多资讯信息

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.

OU Fenlan, YU Yanjiang, KOU Beibei, et al. Gas hydrate reservoir types, characteristics and development methods[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2022, 42(1): 194-213.

水合物藏的类型、特点及开发方法探讨

欧芬兰^{1,2,3}, 于彦江^{1,3}, 寇贝贝^{1,2,3}, 陈靓^{1,2,3}

1. 中国地质调查局天然气水合物工程技术中心, 广州 510075
2. 自然资源部海底矿产资源重点实验室, 广州 510075
3. 中国地质调查局广州海洋地质调查局, 广州 510075

摘要: 天然气水合物作为潜能巨大、资源量丰富、燃烧值高的未来新能源, 但由于其特殊的物理力学性质和赋存状态, 经济开采技术仍面临诸多难题。本文以全球勘探发现存在天然气水合物的地区为基础, 介绍了全球主要水合物的海陆资源分布及开采难易程度; 以主要影响天然气水合物开采方式选择因素为基础, 分析了天然气水合物在地层中的赋存类型、成藏模式和储层分类方法; 以全球已开展的天然气水合物试采项目为基础, 对比分析了现有多种天然气水合物开采方法的优缺点和适用条件; 在现有开采方法条件下, 为不同赋存状态、成藏模式和储层分类的天然气水合物选择出适合的开采方法, 为建立完整的天然气水合物开采技术体系和未来实现商业化开采提供参考。

关键词: 天然气水合物; 赋存类型; 成藏模式; 储层分类; 开采方法

中图分类号: P754

文献标识码: A

DOI: 10.16562/j.cnki.0256-1492.2021010601

Gas hydrate reservoir types, characteristics and development methods

OU Fenlan^{1,2,3}, YU Yanjiang^{1,3}, KOU Beibei^{1,2,3}, CHEN Liang^{1,2,3}

1. Gas Hydrate Engineering Technology Center, China Geological Survey, Guangzhou 510075, China
2. Key Laboratory of Marine Mineral Resources, Ministry of Natural Resources, Guangzhou 510075, China
3. Guangzhou Marine Geological Survey, China Geological Survey, Guangzhou 510075, China

Abstract: Natural gas hydrate is a new type of energy with huge resource potential and high combustion value. Due to its special occurrence and physical-mechanical properties, economic development of the resources still faces many problems and challenges. The distribution patterns of gas hydrate resources in the sea and on the land as well as the difficulties ever encountered in the exploitation of some major hydrate deposits in the world are studied in this paper as cases. Based on the mining methods selected, the occurrence, accumulation models and reservoir classification of gas hydrate underground are analyzed and discussed. Taking some pilot hydrate production projects as examples, various existing natural gas hydrate mining methods are compared and analyzed for their advantages, disadvantages and application feasibilities. Based upon the above discussion, suitable mining methods are selected and recommended. The paper may provide a reference for establishing a complete natural gas hydrate mining technology system for realization of commercial exploitation in the future.

Key words: natural gas hydrate; occurrence type; accumulation mode; reservoir classification; mining method

天然气水合物(简称水合物)主要是由天然气分子与水分子在符合相平衡的特定压力和温度条件下形成的类冰结晶状固体物质, 其主要发育在特定的地理背景下, 如海洋深水沉积地层和陆地永久冻土层^[1-2]。水合物属于低能源密度资源, 理想状态下每单位体积的水合物可以释放出 164 单位体积天然气和 0.8 单位体积水, 其燃烧热值是煤炭的 10 倍,

普通天然气的 2~5 倍^[3]。与传统能源相比, 水合物燃烧后的主要产物是二氧化碳和水, 不会生成有害气体和杂质, 且生成相同能量的情况下, 只会产生一半体积的二氧化碳, 具有绿色无污染的燃烧特征。据早期研究估算, 全球水合物蕴含的天然气资源量约为 $2.0 \times 10^{16} \text{ m}^3$ ^[4-5], 其燃烧所能获得的热量值是现有所有传统油气(煤、石油、天然气)热量值的

资助项目: 广东省基础与应用基础研究重大项目(2020B0301030003); 中国地质调查局项目(DD20190226); 自然资源部海底矿产资源重点实验室 2018 年度开放项目(KLMMR-2018-A-03)

作者简介: 欧芬兰(1989—), 女, 博士, 工程师, 主要从事天然气水合物试采研究, E-mail: 514690110@qq.com

收稿日期: 2021-01-06; 改回日期: 2021-03-22. 蔡秋蓉编辑

两倍。随着水合物资源量估算研究的发展, 虽然估算的资源量值迅速下降, 估计全球水合物资源量约为 $3.0 \times 10^{15} \text{ m}^3$ ^[6-7], 但也仍比常规天然气或页岩气资源量值高出一个数量级^[8]。其中, 全球海域水合物资源储量相比冻土水合物资源储量要高出两个数量级^[9]。因此, 水合物被誉为 21 世纪最有开发价值和前景的清洁能源, 并有望改善目前非清洁能源占据市场主导的能源架构^[10-12]。尤其是目前全球各国都处于能源需求量剧增的快速发展阶段, 急需发展新型能源来减轻对传统油气的需求, 天然气水合物商业化开发成为各国争相开展的研究重点^[13-15]。

然而, 如何将水合物从地层中安全、高效、经济的开采出来, 仍然存在很多技术难题。不论从能源形态、赋存状态或者开采方式等方面进行对比, 水合物和传统油气都存在本质区别。传统油气在储层中的相态和开采到地面的相态一致, 且开采后不会影响该储层的地层性质, 不易引发地质灾害。水合物则是一种相态不稳定的化合物, 主要存在于高压低温储层环境中, 并以固体形态存在, 在水合物开采过程中, 相平衡条件破坏后会伴随着水合物相态转变现象发生, 从固相分解成气相和液相。而水合物赋存在沉积地层中, 作为稳定结构对地层起到支撑的作用, 如果开采不当而导致其大量分解, 就会破坏海洋深水沉积地层的地质结构, 引发井喷、地层失稳塌陷^[16] 以及大量甲烷气体释放等危害^[17-18], 严重威胁海洋生态环境和开采人员人身安全^[10,19-21]。

近 20 年来, 世界上共有 5 个国家开展了水合物试采, 分别是俄罗斯、加拿大、美国、日本和中国, 试采的地区也从最初的陆地永久冻土区逐渐向海域地区发展^[22-24]。然而多数水合物开采方法仍处于概念和实验研究阶段, 没有形成一套完整的开采理论。“装备安全、生产安全和环境安全”作为制约水合物安全高效开采的 3 大技术挑战尚未实现根本性突破, 距离水合物资源商业化应用还有很长的研究道路。虽然随着试采技术的发展, 试采项目的连续产气时间、最高日产量和累计总产量都具有明显的提升。但是, 现有的水合物开采方法和技术在试采项目中获得的产气量, 与国际上认可的天然气商业化开发工业气流标准仍存在相当大的差距^[25]。从各国的试采结果来看, 大多都存在生产效率低、产量下降快、地层出砂严重、水合物二次生成等问题, 还很难实现大规模的开采^[26]。而且由于试采时间短, 回避了长期开采水合物大面积分解后可能面临的潜在地质风险。目前开展的几次试采, 主要考虑工程操作的简便性和经济性, 大多以降压法为主

要的开采方式。但是以降压法为核心理念的开采技术的单井产气量瓶颈明显, 制约了水合物资源商业化发展进程, 迫切需要以增加产能、降低成本、确保长期和安全生产为指导, 在现有技术方法基础上进一步创新发展开采技术, 建立完整的开采理论, 才能实现水合物资源商业化开采。结合水合物开采的发展现状, 现有开采方法都存在各自的局限性, 采用单一开采方法无法满足水合物商业化开采要求, 未来必将围绕如何以多种开采方法联合应用为核心来推进水合物商业化进程。

此外, 水合物藏的成藏体系是非常复杂的系统, 不同的控制因素会导致不同水合物藏的形成特性, 如地质条件、温压条件、气体来源、运移情况等都是水合物成藏的关键要素。一般通过强调某一方面因素对水合物成藏的影响, 从而进行多种水合物藏的类型区分。根据地质条件、结构、组成、储层等特性不同, 水合物赋存类型可以从地理条件、物质组成、产出状态和充填方式等方面进行归类; 根据水合物形成的物质供给来源、地质构造环境和气源等分类因素不同, 可以对水合物成藏模式开展多方面的研究; 根据水合物储层的沉积物类型、水合物饱和度和地层圈闭结构等地质特征, 可以从宏观地质特征对水合物藏进行分类分析。不同的水合物藏, 其成因机理、分布规律和成藏条件都各不相同, 然而这些因素对开采方案设计、施工安全风险预估、开采成本控制和能否进行商业化开采等方面起到决定性影响^[27]。因此, 作者认为在对某水合物藏进行开采之前, 应当对该水合物藏的赋存类型、成藏模式、储层特性等地质特征进行深入勘探和研究分析, 并最终判断该水合物藏是否具有开采价值。之后在现有开采技术条件下, 综合考虑开采方法选择、开采成本控制以及开采施工安全等问题, 从而优选出最适宜该水合物藏的开采方案。

1 全球水合物的海陆资源分布

全世界约有 27% 的陆地和 90% 的海洋都属于水合物可能存在的区域, 且海洋天然气水合物无论从资源量储量、开采价值和存在区域面积等方面都远超陆地天然气水合物。目前, 已有 30 多个国家和地区对水合物沉积层进行了调查和研究, 并在 70 多个国家和地区探测到 230 多处区域存在天然气水合物^[8, 28-29], 如图 1 所示^[30]。为了更直观地认识目前勘探发现的全世界主要陆地冻土和海域水合物资源的分布状态, 对全球主要海陆水合物分布带

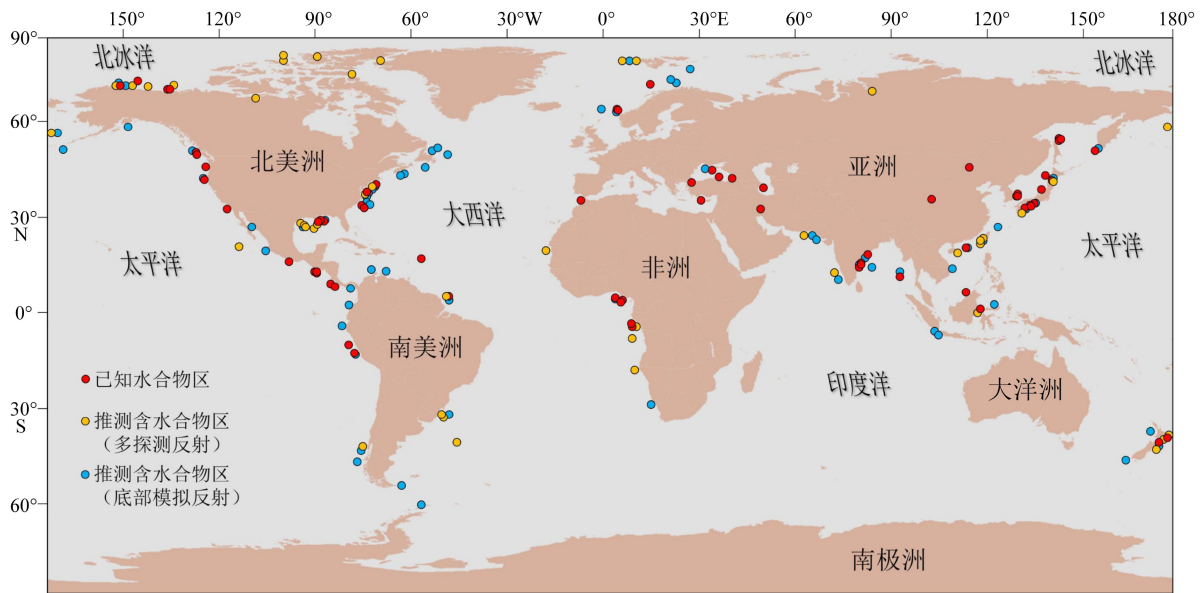


图1 世界上存在水合物资源的区域^[30]

Fig.1 Regions with gas hydrate resources in the world^[30]

进行总结,如表1所示^[31]。

在自然条件下,地层需要具有充足的气源、气体运移通道和孔隙水、低温高压等特定地质条件,沉积物中才能实现水合物的生成和稳定存在,因此,水合物最有可能存在于永久冻土地区和主动或者被动大陆边缘海底沉积层^[43]。

永久冻土层的温度常年处于极低状态,冻土层某深度段地层系统的高压低温环境为水合物的生成和稳定存在提供了条件。目前,世界上主要勘探发现的冻土带水合物藏主要分布在加拿大、美国和俄罗斯北极陆坡地区,这些区域常年气温低,形成了很厚的永久冻土带。水合物稳定区域顶界位于

表1 全世界主要的陆地冻土和海域水合物分布带^[31]

Table 1 Major marine and land gas hydrate distribution zones in the world^[31]

类型	地理位置	埋藏深度及分布范围	勘探及试采地点
陆地冻土水合物	麦索雅哈河流域至西伯利亚北部区域	水合物埋藏深度为300~1 000 m, 分布面积为1 700×10 ⁶ km ² 。	麦索雅哈气田
	普拉德霍湾至阿拉斯加北坡区域	水合物埋藏深度为210~950 m, 阿拉斯加北坡砂质储层的平均资源量为2.4万亿m ³ ^[32]	普拉德霍湾气田Ignik Sikumi项目; Mount Elbert地质探井
	麦肯齐三角洲盆地及北极区域	水合物埋藏深度为200 m以下, 水合物储量约为0.01~1万亿m ³ , 潜在的甲烷储量大约为1~100万亿m ³ ^[29]	麦肯齐三角洲理查德岛的Mallik区块
	青藏高原永久冻土区域	水合物埋藏在永久冻土层之下133~396 m, 冻土面积达215×10 ⁴ km ² ^[33]	祁连山永久冻土区钻井
海域水合物	北冰洋的水合物生成带	水合物分布在北极大陆架90 m水深至海底的永久冻土带	加拿大北极岛
	大西洋的水合物生成带	布莱克海脊(水合物矿床厚度约20 m, 原地资源量超28万亿m ³ ^[34])、墨西哥湾(水合物埋深泥线以下500~1 000 m区域)、加勒比海、斯匹次卑尔根岛边缘、几内亚湾(水合物水深超过1 200 m, 总覆盖面积达到35 000 km ² 的区域 ^[35])	东海岸布莱克海台大洋钻探、墨西哥湾近海勘探、西非喀麦隆近海勘查
	太平洋的水合物生成带	中国南海(水合物资源量估算值为6.3×10 ¹³ m ³ , 其中南海北部陆坡资源量为4.0×10 ¹³ m ³ ^[36])、日本南海海槽(水合物面积为7 000 km ² , 原地气资源量平均估算值约1.1万亿m ³ ^[37])、韩国东海郁陵盆地(存在大量水合物“气烟囱”构造, 水合物矿床可能藏有1.2亿t的碳 ^[14])、新西兰希库朗伊海槽(水合物中估计含有5~11万亿m ³ 甲烷 ^[38])、白令海、鄂霍茨克海、中美洲海槽、北加利福尼亚俄勒冈近海、秘鲁海槽	神狐海域、Nankai海槽、Ulleung盆地、鄂霍茨克海千岛盆地
	印度洋的水合物生成带	印度半岛近海(水合物的存在区域约1.5 km ² ^[39])、孟加拉湾、阿拉伯海(水合物沉积面积约80 000 km ²)、阿曼湾(水合物层稳定存在于350~700 m的沉积物层)	Krishna Godavari盆地、Makran Margin
	陆地内海的水合物生成带	黑海(水合物层厚度为160~500 m, 分布面积约为3.0×10 ⁴ km ² , 总量约为42×10 ¹² m ³)、里海(水合物层位于海床下390~480 m, 厚度约为134~152 m ^[40-41])、亚速海盆地、贝加尔湖(水合物资源量估算相当于(0.88~9)×10 ¹² m ³ 的天然气 ^[42])	Crimea、Caucasus、贝加尔湖

地面以下约 200~300 m 的冻土层内, 根据不同区域地热和孔隙水盐度的不同, 底部边界深度会有所变化, 一般都处于 500~1 200 m 范围内^[44]。

在海洋或内陆湖的深水区域也存在水合物, 但是内陆湖不能形成富集的厚水合物储层, 而海洋中具备更好的水合物生成条件, 如大洋边缘板块的汇聚带、主动和被动大陆边缘隆起带、岛屿海底斜坡地带、深海平原、海底泥火山活动区和海底滑塌区等区域^[45]。目前, 世界上主要勘探发现的海底水合物藏主要分布在中国南海、日本南海、印度沿海、美国墨西哥湾、韩国东海等海域, 在海底地层构造和板块活动作用下, 这些区域具备非常利于水合物大规模富集成藏的条件。水合物一般存在于海水水深大于 300 m, 海床厚度 1 000 m 范围内的海底沉积物中^[46]。

虽然大量研究成果表明全球水合物资源潜能巨大, 且广泛分布在世界大部分海洋深水海域和永久冻土沉积地层中, 但并不是所有水合物资源都是可以开采的, 而且这些资源赋存于不同储集类型中, 分布不平均。水合物资源和常规油气资源具有相似性, 一些具有开采价值的储集类型往往蕴藏量较少, 而另一些具有生产挑战性的储集类型往往蕴藏量较多, 根据这一特征, Boswell R^[7] 提出“天然气水合物资源金字塔”概念的资源分布图, 如图 2 所示, 位于金字塔顶端位置为高品质砂岩水合物, 具有高饱和度、较好的渗透性等特征, 该类型水合物开采前景高, 但是储量相对较少; 位于金字塔中间位置为海底砂岩和非砂岩水合物, 具有高饱和度、一定渗透性等特征, 该类型水合物借助于勘查技术

的突破, 大量原来不能开采的资源已经可以实现开采; 位于金字塔底部位置为海底泥岩水合物, 具有低饱和度、不具渗透性等特征, 该类型水合物储量巨大, 但是开采难度大, 不易实现开采, 需要更多更新的科学技术突破, 将是未来提高开采技术和开采经济性的重要研究方向^[47-49]。

2 水合物赋存类型、成藏模式及储层分类

2.1 水合物赋存类型

水合物结晶的形成与该区域地理位置的沉积环境、气体组分和来源、地温梯度、流体组成和运移等因素密切相关, 其成长速度受该区域地层沉积物颗粒形状和体积、孔隙度和渗透率等多方面因素的影响。根据地质条件、结构、组成、储层等特性不同, 对水合物赋存类型识别的研究可以归类为多种不同类型, 如地理条件、物质组成、产出状态和充填方式等^[51]。本文主要对不同类型和特征的水合物藏的开采方法适用性进行分析, 并优选出最佳的开采方法, 故着重对影响开采方法选择的赋存类型进行分析。

2.1.1 水合物产出状态分类

根据水合物的地质特征, 结晶在沉积层中的产状不同, 现有各个研究学者对水合物产出状态进行分类, Malone^[52] 对沉积层水合物的胶结性质进行研究, 并将水合物产状分为良好分散状水合物、块状水合物、层状水合物和结核状水合物。Uchida^[53] 对

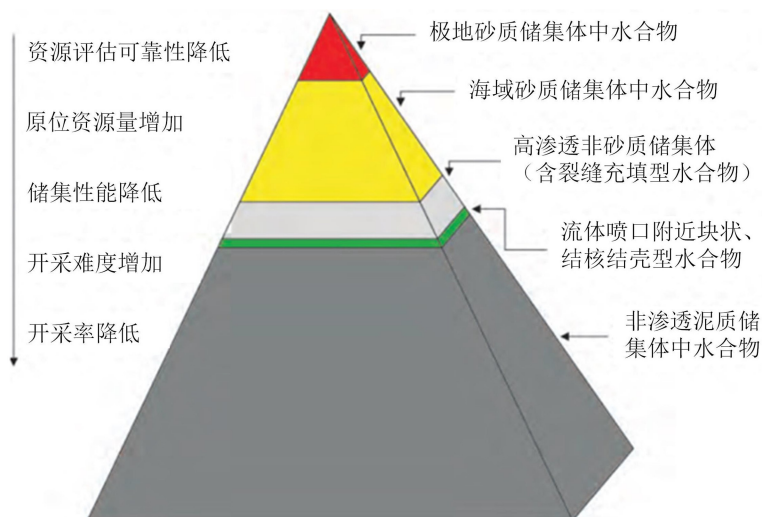


图 2 天然气水合物资源金字塔及主要地层类型^[50]

Fig. 2 Pyramid of natural gas hydrate resources and main stratigraphic types^[50]

加拿大 Mackenzie 三角洲的水合物岩芯进行取样, 并进行了 X 射线断层扫描技术研究, 进一步将沉积层水合物细分为散粒状水合物、孔隙状水合物、扁平状水合物、脉络状水合物、节理状水合物和层状水合物。Collett^[54] 提出“天然气水合物油气系统”概念, 详细分析了不同产出状态水合物在地层中的存在位置, 以及实际钻取到的水合物岩芯实物图, 如图 3 所示。

因此, 在宏观角度上, 水合物在多孔沉积物中的产出状态可以分为块状、结节状、层状、脉状和弥散状。块状和结节状水合物是指水合物以块状和结节状生长, 并伴随有少量砂岩土颗粒的大型水合物结构, 如中国南海神狐海域^[56]; 层状和脉状水合物是指水合物生长并填充于沉积物裂缝中, 通常存在于陆地近海或者冻土地区, 如中国祁连山永久冻土带^[57]; 弥散状水合物是指水合物以细碎状分散于沉积物颗粒孔隙之间, 海洋沉积物中水合物多为这种类型。块状、结节状、层状和脉状水合物通常存在于浅断裂隙、沉积物层间薄弱带、海底表面等

局部区域位置, 粒径大于正常沉积物孔隙, 可从钻取得到的原位水合物岩芯中观测到其存在位置。而弥散状水合物通常存在于微米纳米级孔隙的沉积物中, 水合物颗粒尺寸小且零星分布, 无法用肉眼观察。

2.1.2 水合物充填方式分类

随着水合物原位钻取得到的岩芯增多, 研究人员根据水合物实际样品情况, 按照水合物在沉积物中的充填方式对水合物进行分类。Jian-chun Dai^[58] 根据分析储层岩石物理性质建立模型, 将水合物归纳为两大类 6 种微观结构模式(图 4)。第一大类是沉积物颗粒作为包含物, 而水合物以作为沉积层的岩石骨架形式存在, 包括水合物在颗粒接触点的位置上以胶结颗粒形式存在(图 4a)、水合物以包裹颗粒的外部包壳形式存在(图 4b)、水合物以作为颗粒间承重的杂基形式存在(图 4c)以及水合物以包裹体的形式均匀分布在作为基质的沉积物颗粒周围(图 4e)。第二大类是在沉积层的孔隙裂缝中, 水合物以作为孔隙填充物的模式存在, 包括水合物以

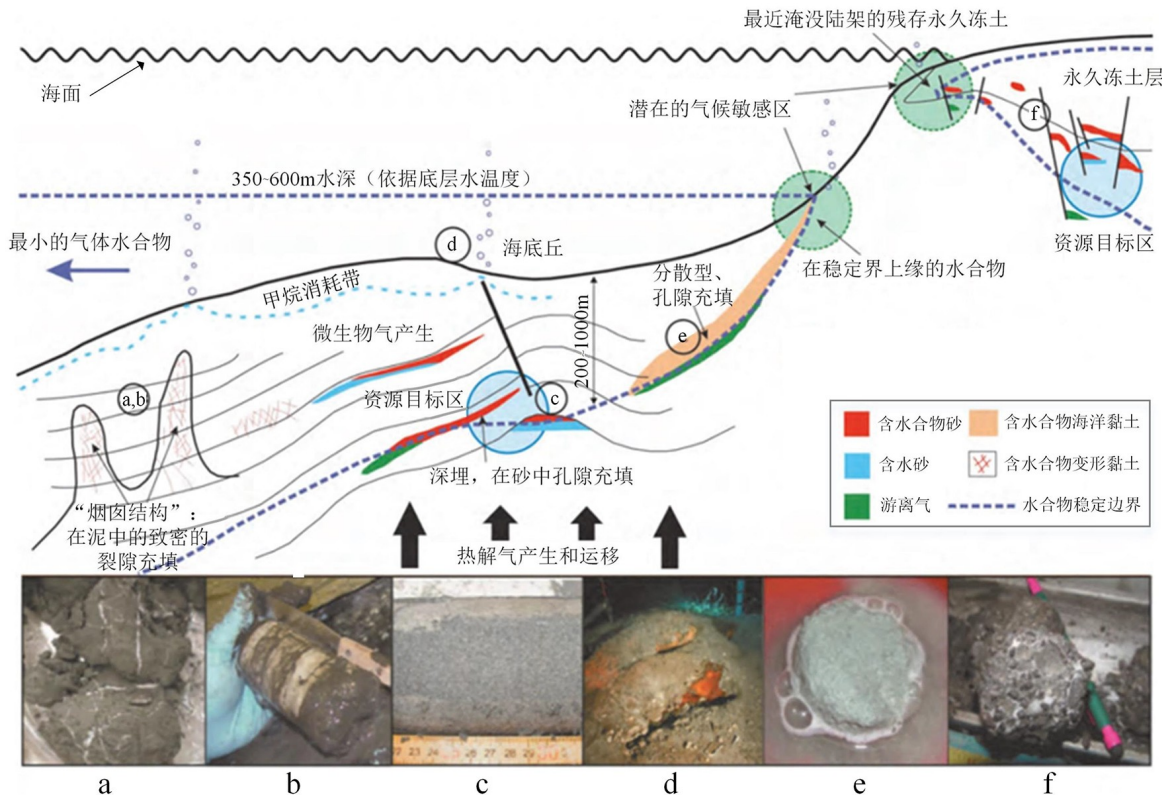


图 3 不同天然气水合物系统的组成原理^[55]

a. 水合物充填脉状网, b. 大的水合物透镜体, c. 在海洋砂中颗粒充填水合物, d. 大的海底丘, e. 在海洋黏土中孔隙充填水合物, f. 在陆地北极地区砂岩或砾岩中孔隙充填水合物。

Fig.3 Occurrence of different gas hydrate systems^[55]

a. networks of hydrate-filled veins, b. massive hydrate lenses, c. grain-filling methane hydrate in marine sands, d. massive sea-floor mounds, e. grain-filling methane hydrate in marine clays, f. grain-filling methane hydrate in onshore Arctic sands/conglomerates.

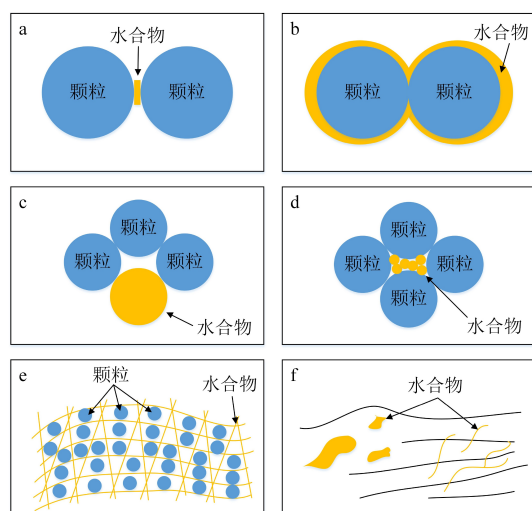


图 4 水合物在储层中的赋存类型^[58]

- a. 颗粒接触点处的胶结物, b. 颗粒包壳, c. 承重杂基, d. 孔隙填充物, e. 水合物包裹体, f. 结核或裂隙填充物。

Fig.4 Types of hydrate occurrence in reservoirs^[58]

- a. cement at contacts, b. grain coating, c. supporting matrix, d. pore filling, e. matrix and inclusions, f. nodules/fracture-filling.

孔隙填充物的形式存在(图 4d)和水合物以结核或者裂隙填充物的形式存在(图 4f)。

Holland^[59] 依据各国关于水合物的勘查报告, 进一步将 6 种水合物微观结构模式分为孔隙充填型和裂隙充填型水合物。孔隙充填型是指水合物在微观孔隙中, 占据颗粒间的孔隙流体空间而形成, 并作为非承重类的孔隙填充物或者作为承重类的颗粒固定框架形式存在(图 4a-d)。该类型水合物的形成主要是受到储层孔隙流体中有机碳总含量的限制, 其成藏气体主要来源于原地生物成因和地层深处上涌的甲烷气体。甲烷气体在流通性较好的沉积物中富集, 成藏的水合物储层一般都具有较高的渗透性, 但是由于不同区域的沉积物的渗透率和孔隙度等物理性质都不相同, 造成不同区域形成的水合物饱和度分布差别较大, 如俄罗斯麦索雅哈气田^[50]、美国阿拉斯加北坡冻土带^[37]、加拿大麦肯齐三角洲盆地^[60]、中国祁连山永久冻土带^[61]、中国南海神狐海域^[62]、美国布莱克海脊^[63]、美国墨西哥湾^[64]、日本南海海槽^[65]。

裂隙充填型是指水合物在海底裂隙中, 占据颗粒原有空间而形成(图 4f)。该类型水合物形成主要是地层深处的烃类气体沿着断裂、滑塌及褶皱等孔隙构造向上渗透过程中, 在适宜的温压条件下聚集生成水合物, 其成藏气体主要来源于底层的气体渗漏现象。水合物一般存在于海底表面或浅层, 受流体活动的影响, 故分布区域不集中。主要充填于

断裂地质构造活动相关的裂缝中, 形态由裂缝的形态决定, 由于裂缝的成因是沉积层受到超压气体或者流体作用下破裂生成, 因此, 水合物可能以包括块状、结核状、层状或者脉络状等各种不规则形态存在^[66-67], 如韩国郁陵盆地^[68]、印度近海^[69]。

2.2 水合物的成藏模式

水合物的成因非常复杂, 不同的控制因素会导致不同的成藏地质模式。研究学者对水合物的成藏模式进行了多方面的研究讨论, 主要围绕水合物形成的物质供给来源、地质构造环境和气源 3 个分类依据开展研究^[55,70-71]。

以水合物藏的物质供给来源为分类依据, 可以分为静态系统和动态系统^[72-73]。其中, 静态系统可以细分为: 冷却作用-低温模式是指水合物可以在气藏、含水层或者冻结层内形成, 以分散的形式存在于岩石缝隙或与已存在的气藏共生; 挤压作用-海侵模式是指游离气和水在受到挤压作用后, 随着地层压力不断增大而逐渐形成水合物; 气体丰度增大-成岩作用模式是指生物气丰度溶解于孔隙水中并不断增加, 当气体弹性达到水合物形成的平衡压力时生成水合物。该模式特征是不存在外界物质的供给, 只是地层自身系统变化形成, 如中国祁连山冻土带^[74-75]、俄罗斯麦索雅哈气田^[76]、美国阿拉斯加北坡冻土带^[77]、加拿大麦肯齐三角洲盆地^[78-79]。动态系统可以细分为: 渗流模式是指含气体的渗流处于水合物相平衡稳定区域时, 流体中的气体达到过饱和而生成水合物; 泥火山作用模式是指赋存在经受快速沉降作用的沉积地层, 水合物大量富集且埋深较浅; 沉降模式是指在崩塌沉降重力流作用下, 水合物在重力构造发育的陡峭陆坡区域生成; 岩块位移模式是指含气藏的巨大陆地发生移位而沉降到较深海域中生成水合物。改模式特征是受地质运动作用的影响, 水合物相平衡稳定区域进行物质交换并形成水合物, 如中国南海神狐海域^[80-81]、日本南海海槽^[82-83]、韩国 Ulleung 盆地^[84]、印度 Krishna-Godavari 盆地^[85-86]。

以水合物藏的地质构造环境为分类依据, 可以分为成岩型成藏地质模式、构造型成藏模式和复合型成藏模式^[63,87-89]。其中, 成岩型成藏地质模式主要受沉积因素控制水合物形成与分布, 在富碳沉积区, 水合物生成和沉积作用同步进行, 使水合物在垂向上相平衡区域富集, 如麦索雅哈气田、阿拉斯加北坡冻土带、麦肯齐三角洲盆地等; 构造型成藏模式主要受地质构造作用是指在被动陆缘、海底泥

火山或滑塌体沉积等地质区域,当含有过饱和气体的流体或深部气源向上运移至浅部水合物相平衡地层而形成水合物,如布莱克海脊、日本南海海槽、墨西哥湾、里海等。复合型成藏模式同时受到成岩作用和构造作用控制,其成藏气来源于断裂活动或底辟构造流体、孔隙流体运移和浅层生物气,水合物形成在渗透性相对高的沉积物中,如印度 Krishna-Godavari 盆地及 Andaman 群岛附近海域。

以水合物藏的气源为分类依据,可以分为成生物甲烷成因模式和热解甲烷成因模式^[90-91]。其中,生物甲烷成因模式是指生物作用形成的甲烷气体,运移到水合物相平衡稳定区域而形成水合物,如祁连山冻土区、南海北部盆地等;热解甲烷成因模式是指热解形成的甲烷气体通过通道上移到水合物相平衡稳定区域而形成水合物,如墨西哥湾、加勒比海、黑海、北阿拉斯加、马更些三角洲等。

2.3 水合物的储层分类

根据水合物储层的沉积物类型、水合物饱和度和地层圈闭结构等地质特征,可以从宏观地质特征对水合物藏进行分析。Moridis^[92]根据开采难易程度,按照从易到难的顺序将水合物储层分为4大类(图5)。

(1)I类水合物是业内公认的最容易开采的水合物类型,由上部水合物层和下部游离气水混合层组成,通过释放下部游离气水混合层来使得地层压力下降,就可以促使上部水合物层进行分解。此外,在水合物分解之前的开采初期就可以直接抽取甲烷气体,产气潜能巨大,最具商业开采价值,分布区域如俄罗斯 Messoyakha 气田^[93]、美国阿拉斯加北坡冻土带^[33]、加拿大 Mallik 地区^[94]、中国南海北部陆坡^[95-96]等。

(2)II类水合物是由上部水合物层和下部自由

水层组成,与I类水合物的构造相似,储层下部有水的存在,容易进行降压处理,为破坏相平衡条件激发水合物分解提供了优势条件,易实现开采。I类和II类水合物都属于高饱和度水合物富储层,是水合物资源开采最主要的类型,分布区域如墨西哥湾区域^[97-98]、日本 Nankai 海槽^[99]等。

(3)III类水合物是由上部水合物层和下部无流体层组成,上部水合物层具有较高的渗透率和较高的水合物饱和度,分布区域如中国祁连山冻土带^[100-101]、韩国 Ulleung 盆地^[102]、以及印度 Krishna-Godavari 盆地^[103]等。

(4)IV类水合物是指储层中零散分布的水合物,该水合物具有渗透率低和饱和度极低的特点,虽然在全球水合物储量中占据很高的比例,但是很难对其进行开采,不具备商业开采价值^[35]。

3 水合物的开采方法

水合物勘探开采涉及众多研究领域,水合物资源的分解相变使其开采难度高于常规油气能源,开采技术更为复杂。迄今为止全球范围内还未实现真正意义上商业化大规模水合物资源开采,世界各国对水合物资源开采还未形成一套完整的理论和技术体系,距离商业化实用价值还存在很大一段距离^[104-105]。

随着近年来水合物开采技术和开发装备研发水平的提升,国内外研究学者基于实际试采工程、室内数值和实验模拟等方式,开展了大量水合物开采方法研究,主要可以归类为“原位分解采气”和“原位破碎抽取”两大开采技术框架^[25]。

3.1 原位分解采气开采技术框架开采方法

目前,水合物开采技术以传统的海底原位分解

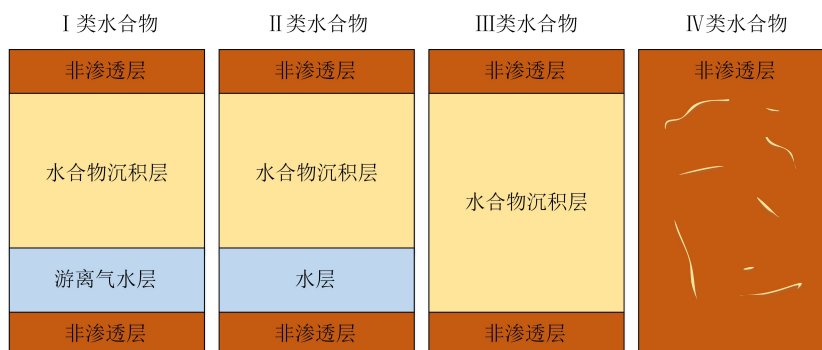


图5 水合物的 Moridis 储层分类^[92]

Fig.5 The classification of hydrate reservoirs^[92]

采气为主流,其基本原理旨在改变水合物储层的赋存条件,破坏水合物的稳定状态,促使储层中的水合物就地分解成天然气和水,之后采用举升设备将天然气开采至地面。基于上述原理提出的开采方法,国际上公认的包括有降压法、热激法、化学抑制剂注入法、置换法及上述方法的联合应用模式,这些开采方法已经分别在多次冻土和海域试采工程中得到验证。

3.1.1 降压法

降压法是一种通过泵作用抽取地下水或者人工气举的方式来降低储层压力至相平衡压力之下,从而破坏水合物原有的平衡条件来促使其分解的开采方法^[106-107],开采原理如图 6 所示。降压法的开采操作相对简单,成本较低且能量效率较高,其最大优点在于不需要昂贵的连续激发工序,其降压过程主要通过抽取地层流体或开采水合物储层下伏游离气来实现,调节流体或游离气的提取速度控制储层的压力,相应地控制水合物的分解效果,被公认为目前最具有经济价值开采方式,适用于长期开采水合物藏^[108-109]。但是,在实际开采过程中,如果采用降压法,存在制约水合物开采产能的三大瓶颈问题,限制了该方法在大规模水合物资源开采中的应用。

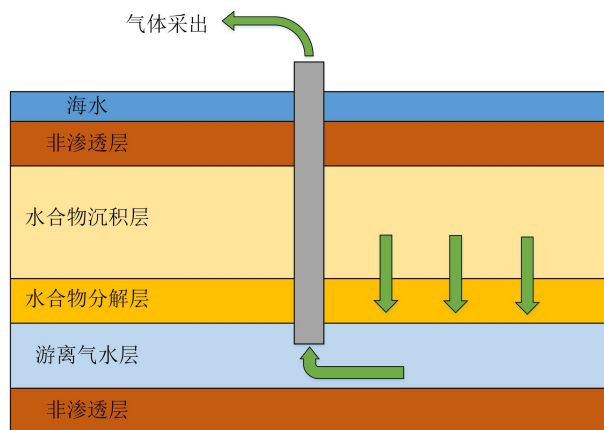


图 6 降压法示意图

Fig.6 The schematic diagram of depressurization method

第一个瓶颈问题是储层的降压效率,即降压能否在地层中得到有效的扩散和保持。水合物储层的渗透性是影响产气的重要因素,当地层渗透性很差时,降压导致的压差不能在地层中实现大范围的扩散,只能实现生产井筒周边局部范围压力下降,该情况下水合物储层分解区域很小,开采效率很低。当地层渗透性过高时,压差迅速扩散而难以维持,该情况下导致抽取设备需高负荷运转,若设备能力不足则无法实现降压^[26,110]。第二个瓶颈问题是储层的持续产气,当水合物储层降压到一定程

度,水合物开始分解,由于水合物分解过程需要消耗大量地层热量,容易导致储层温度过低,从而引发局部区域结冰或者水合物二次生成现象,易造成渗透路径的堵塞,影响长期开采效率^[8]。第三个瓶颈问题是储层结构失稳,水合物赋存在储层沉积物孔隙中起到支撑或胶结作用,随着水合物的大量分解,沉积物颗粒胶结骨架弱化,导致水合物储层强度降低,出现井壁失稳、储层变形和产砂量较大等现象,从而引发地层的沉降或者塌陷等地质问题^[111]。20 世纪 60 年代末,在俄罗斯西西伯利亚西北部的 Messoyakha 气田,研究人员发现该气田上方的冻土层存在水合物,应用降压法对水合物储层进行开采,并在后期注入甲醇、氯化钙等化学抑制剂进行结合开采^[88,112]。该水合物沉积层的孔隙度为 16%~38%,绝对渗透率为 $(10\sim 1\ 000)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,地温梯度为 4.2 °C/100 m,水合物饱和度为 20%,水合物分解提高了气田的开采气量,保障了长期持续稳定的产气速率,截止到 2005 年 1 月,据估算有 $6.9\times 10^9\ \text{m}^3$ 天然气是由水合物分解产出^[113]。

2013 年和 2017 年,在南海渥美半岛—志摩半岛附近海域,日本分别进行了两次水合物试采工程,应用降压法对水深 1 000 m,埋深约 300~350 m 的水合物储层进行了试采工作。第一次试采工程总时长 6 天,总共产气约 12 万 m^3 ,其中最高日产气为 2.5 万 m^3 ;第二次试采工程分别在两口井中进行开采,试采总时长 36 天,总共产气约 23.5 万 m^3 ^[114-115]。但都由于存在严重的出砂现象,导致生产管柱磨损和堵塞,最终中断试采^[116]。

2017 年和 2020 年,在中国南海神狐海域,中国地质调查局分别开展了两次水合物试采工程,应用降压法对水深约 1 000~1 700 m、埋深约 201~278 m、厚度约 77 m 的水合物储层进行试采工作。该海域水合物主要为扩散型泥质粉砂型水合物,具有甲烷含量高、沉积物粒径小、未固结以及渗透率低等特点,被世界公认为最难开采的水合物储层类型。该储层温度为 13~14 °C,孔隙率约 0.5,水合物饱和度约 0.4,泥质粉砂沉积物颗粒平均粒径约 12 μm ,渗透率为 $(2\sim 5)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,水合物储层密度约为 1 800 kg/m^3 。第一次试采工程总时长为 60 d,累积产气量 $3.09\times 10^5\ \text{m}^3$ ^[23,117-119]。第二次试采工程总时长为 30 d,总产气量为 $86.14\times 10^4\ \text{m}^3$,日均产气为 $2.87\times 10^4\ \text{m}^3$,是首次试采日均产气量的 5.57 倍^[12,71,120]。

3.1.2 热激法

热激法是采用直接对水合物储层进行供热或加热的方式,使得水合物储层温度高于相平衡条

件,从而促使水合物进行分解的开采方法。通过注入热流体或加热地层所产生的温度和速率来控制储层的水合物分解速率,自主调节产气量,且注入的热量可以为水合物分解过程提供热源,保持地层整体的温度,防止在开采过程中水合物的二次生成现象,开采原理如图7所示。与降压法固定的技术手段不同,研究学者对热激法的机理和技术手段的研究呈现出多样性的特征,主要可以概括为以下两大类型:一是热流体循环型,从外界通过生产管柱向储层内部注入热水、热盐水、热蒸汽、或上层温暖海水^[121-122],同时构建流体循环加热回路,实现边注热边开采的循环开采模式。但是,由于水合物导热系数较低,且导热率随着温度升高而降低,该方式容易造成大量的热能浪费,具有显著的高能耗和低效率缺点^[123-124]。二是井下加热型,通过电能驱动加热、自生热物质充填或绿色能源加热等方式,直接对地层进行加热来提高储层内部的温度,促使水合物分解的方法^[125-128]。采用电能驱动电磁或微波加热可以不受地层结构和环境影响,减少热流体输送过程中的热损耗^[129]。采用自生热物质充填加热,将铵盐、亚硝酸盐、氧化钙等物质注入储层,遇水溶解后剧烈放热,可以有效补充储层热量,并同时生成固态颗粒物充填地层孔隙,起到稳固地层的效果^[130-131]。采用地层自身热源的加热方式,通过向深层地热储层注入海水,海水吸收地热后循环至上部水合物储层,可以有效节约能源并防止地层污染^[132]。

总体而言,热激法最主要缺点在于,其供给热量不仅用于提供水合物相变分解所需热能,还消耗于储层沉积物和孔隙间流体升温,以及上下边界层散热,存在大量的热量损失。此外,热激法还存在井下供热设备复杂,安装维护工程方案不完善等问

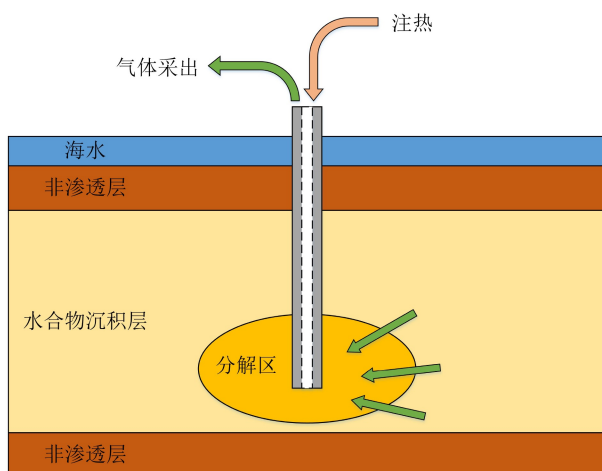


图7 热激法示意图

Fig.7 The schematic diagram of thermal stimulation method

题。单独采用热激法开采水合物具有效率低、耗能高、投入费用高、经济效益低等缺点,因此在实际开采中,热激法多用于协助其他开采方式,起到短期诱发水合物快速分解或补充地层热能的作用。

2002年和2008年,在加拿大Mallik地区,由加拿大、美国、日本等多个国家联合设计,且有200多位科学家参与的大型国际合作项目“Mallik 2002”和“Mallik 2008”的两次水合物试采工程,分别应用热激法和降压与注热联合法的开采方式对永久冻土层埋深为420~480 m、厚度约40 m的水合物储层进行试采工作。该永久冻土水合物储层岩性主要为砂岩,并夹杂少量页岩,其中孔隙度为16%~38%,渗透率平均值为 $125 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含水饱和度平均值为40%。“Mallik 2002”项目应用热水循环的热激法进行开采,约80℃的热流体沿着生产管柱输送至下部储层,对开采段进行加热后返回地表,并再次进行加热实现多次循环利用。试采期间总产气量为468 m³，“Mallik 2008”项目应用降压与注热联合法进行开采,试采总时长6 d,天然气产量达到2 000~4 000 m³/d,总共产气约13 000 m³^[133]。

3.1.3 化学抑制剂注入法

化学抑制剂注入法通过注入化学抑制剂,如甲醇、乙醇、乙二醇、盐水等来改变储层水合物稳定存在的相平衡条件^[134],使得储层稳定体系破坏,水合物由于平衡条件失稳开始分解,开采原理如图8所示。该方法的优点是能够有效降低初始能量输入,且作用速度较快,可以在短时间内提高产气率^[135-136]。但是,只有化学抑制剂扩散到的区域才有作用,只适用于储层渗透率大的水合物藏。此外,化学抑制剂注入法最大的缺点是化学抑制剂的费用昂贵,且

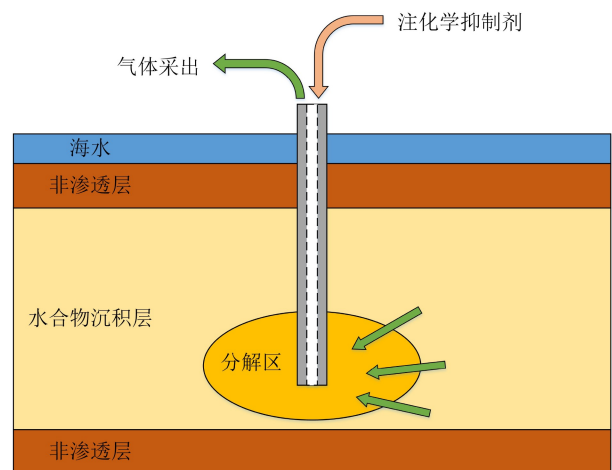


图8 化学抑制剂注入法示意图

Fig.8 The schematic diagram of chemical inhibitor injection method

水合物分解产生的水会稀释化学抑制剂, 进而降低化学抑制剂的效果, 并且化学抑制剂会对地下水和海洋生态环境造成污染、用量大且无法循环回收导致利用率低, 同时储层地质构造复杂, 会阻碍化学抑制剂在储层的扩散, 所以不适合长期或者大区域范围内使用^[31]。

化学抑制剂注入法的效果受到抑制剂种类、浓度、温度、速率和系统压力等多方面影响, 并严重依赖于水合物储层的传质能力。不论从经济性、安全性或有效性等方面进行考虑, 化学抑制剂注入法都难以满足开采水合物藏的技术要求, 大多数应用于短期增产措施或防止水合物二次生成造成管道堵塞, 如俄罗斯 Messoyakha 气田在后期注入甲醇、氯化钙等化学抑制剂进行结合开采, 使其产量明显增加; 如美国阿拉斯加永冻层水合物中进行过注入化学抑制剂实验, 其在移动相边界方面具有很好成效, 具有较好的开采效果。

3.1.4 置换法

置换法是通过注入比甲烷更容易生成水合物的气体到储层, 将原储层中甲烷水合物中的甲烷分子置换出来的方法^[137-138], 开采原理如图 9 所示。已有的研究成果表明相比于甲烷分子, CO_2 分子和水分子在更低地层温压条件下就可以生成更稳定的 CO_2 水合物^[139], 且在置换形成 CO_2 水合物的过程中释放出更多能量, 可以为甲烷水合物的分解提供所需能量, 不需要外界注入激发能量就可以自发进行。置换法最大的优点在于置换过程中不存在相变, CO_2 分子直接从水合物笼形孔穴中置换出甲烷分子, 避免水合物分解导致水合物储层稳定性破坏风险。置换释放热量促使其余甲烷水合物分解, 并驱动 CO_2 分子扩散到地层孔隙中置换出更多甲烷

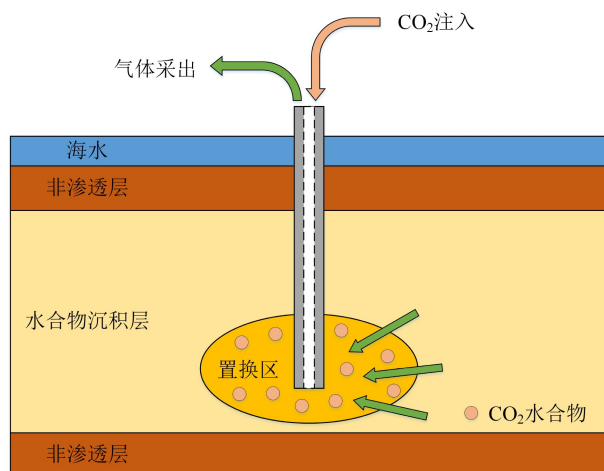


图 9 置换法示意图

Fig.9 The schematic diagram of substitution method

分子^[140-141]。置换法不仅可以在开采过程中维护水合物储层稳定性, 保持地层物理、力学性质稳定不变, 降低开采和地质灾害风险, 还可以对温室 CO_2 气体实现地层封存维持生态环境平衡, 具有能源开采和环境保护双重利益^[142]。

阻碍 CO_2 置换法进一步发展和工程实践的关键因素是置换效率低和置换反应速率慢。一方面是由于水合物中甲烷分子不能完全被 CO_2 分子取代, CO_2 分子更愿意取代水合物大孔穴中甲烷分子, 而小孔穴中甲烷分子很难被置换出来, 从而导致置换效率低。另一方面是由于水合物相中甲烷分子和 CO_2 分子存在传质障碍^[143-144], 最初在表层置换形成的 CO_2 水合物起到屏障作用, 阻碍 CO_2 分子继续渗入甲烷水合物内部, 导致后期置换反应难以进行, 从而导致置换反应速率慢。此外, 置换法受储层沉积物和周边环境条件影响较大, 置换条件相对较为苛刻。

为解决单一 CO_2 置换法置换效率低的问题, 研究学者提出采用 $\text{CO}_2\text{-N}_2$ 或 $\text{CO}_2\text{-H}_2$ 混合气体进行置换反应, CO_2 分子置换出大孔穴中甲烷分子, N_2 或 H_2 分子具有较小的尺寸, 更容易置换出小孔穴中甲烷分子, 从而大幅提高置换法的开采效率^[145-146], 为置换法研究开辟了新途径。2012 年, 在美国阿拉斯加 Prudhoe Bay Unit 地区, 康菲石油公司开展了名为“Ignik Sikumi 现场试采”的水合物试采工程, 应用 $\text{CO}_2\text{-CH}_4$ 置换法和降压法联合的开采方式对埋深 650 m, 厚度 20 m 的水合物储层进行了试采工作, 初步验证了置换法的可行性^[147]。该海域水合物储层的沉积物类型为砂质多孔介质, 其中沉积物孔隙度为 40%, 绝对渗透率为 $1\ 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 水合物饱和度为 70%, 试采总时长 30 d, 总共产气 2.4 万 m^3 , 其中日最高产气量为 5 000 m^3 ^[31, 148-149]。

3.2 原位破碎抽取开采技术框架的开采方法

中国研究学者针对南海海域水合物储层具有埋藏浅、饱和度高、无致密盖层、非成岩、易于破碎的特点^[150], 提出原位破碎抽取开采方法, 其中最具代表的开采方法包括固态流化法和机械-热联合开采法。该类型开采技术的基本原理旨在采用特殊机械设备将固态块状水合物在海底进行机械破碎, 将其转变为具有流动性的碎屑浆液, 并在人工举升过程中进行水合物碎屑分解采气, 剩余地层泥浆海底原位排出。

3.2.1 固态流化法

固态流化法通过海底采矿设备直接在储层对

水合物进行开采,将混有水合物的储层沉积物进行颗粒粉碎并制浆,通过矿浆泵输送进密封的管道回路送至海面。在管道输送过程中,随着水深发生变化,含水合物颗粒的浆液处于压力低于和温度高于相平衡条件的环境下,导致水合物开始分解,之后通过密封管道举升到地面回收系统中进行气体分离^[151-152],开采原理如图10所示。

固态流化法是中国研究学者针对南海海域渗漏型水合物埋藏浅、分布集中的特点,结合深海采矿技术提出的一种现场应用水合物开采方法。其优点是在储层原位挖掘固态水合物,可以防止地层塌陷、甲烷泄漏等现象。利用管道回路输送途中的自然温压变化来有序控制水合物分解,不存在井底出砂、水合物分解失控等问题^[153-154]。固态流化法的缺点是技术难度高、费用昂贵和能量利用效率不高,更适用于浅层水合物富集区域开发,且管道回路中气液固多相流动复杂多变,对管道的安全控制要求非常高。此外,水合物分解后分离出的砂石直接排放到海床,需要确保砂石不会发生滑动或浊流等灾害,否则会严重破坏该区域生态系统环境。

2017年,在中国南海北部荔湾,中海油的“海油石油708”深水工程勘察船在水深1310m的南海北部荔湾海域处,应用固态流化法对位于117~196m的水合物储层进行了试采工作。该海域水合物储层岩性主要为粉砂岩、泥岩、泥质粉砂岩和粉砂质泥岩,储层孔隙度平均值为43%,含水合物饱和度平均值为40%,试采期间共获得气体81m³,其中甲烷气体含量达到99.2%~99.8%^[155]。

3.2.2 机械-热联合开采法

机械-热联合开采法通过机械挖掘设备将水合

物储层中的水合物进行粉碎处理,形成小尺寸的水合物颗粒,之后与一定温度下的海水进行掺混,顺着管道混合运输至分解仓进行水合物相变分解,分解得到气体通过生产管道输出收集,剩余沉积物颗粒就地分离回填^[156],开采原理如图11所示。其与固态流化法相比较,最大特点是不需要将所有水合物混合物都举升到海平面进行分解,而是在适当高度将水合物完全分解,进行分离后,只有气体输送到海平面,其余地层固体颗粒回填至地层,可以有效降低能耗和施工风险。

机械-热联合开采法在充分考虑中国水合物藏地质特征而提出一个全新的概念模型,用于克服传统开采方法受限于热传导、水合物分解率、地层渗透等物理效应而导致开采效率慢的问题。该方法的优点在于采用机械挖掘水合物储层,不受分解范围的限制,可提供满足商业化开采需求的开采速率。充分利用海水的巨大热能,采用泵送方式向上

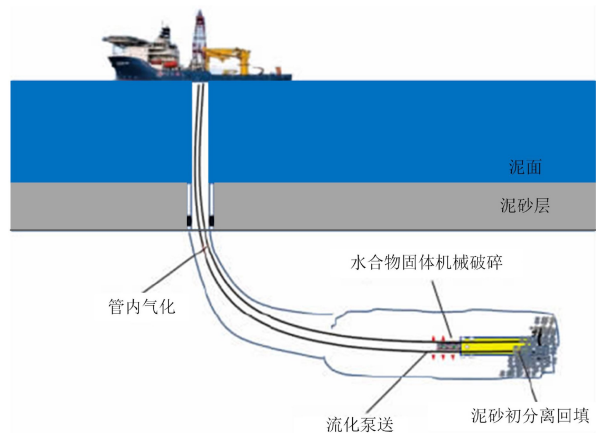


图10 固态流化法示意图^[156]

Fig.10 The schematic diagram of solid fluidization method^[156]

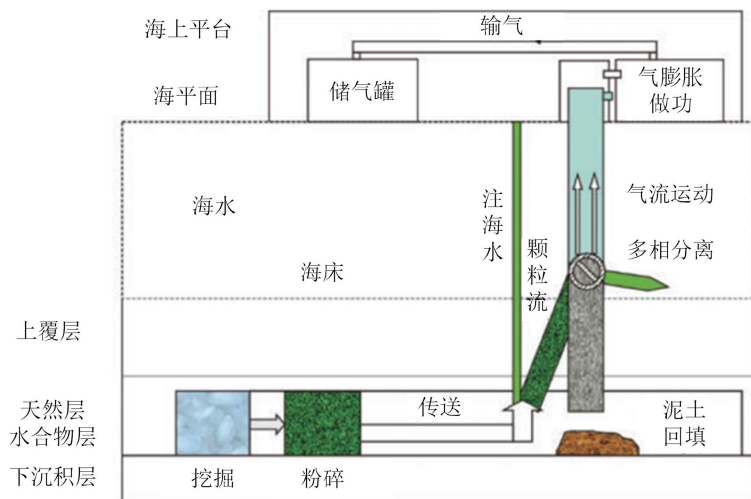


图11 机械-热联合开采法示意图^[158]

Fig.11 The schematic diagram of mechanical-thermal method^[158]

输送水合物的过程中,海水热能不断给水合物相变分解提供能量,使开采效率大幅提升。合理利用气体膨胀做功产生的大量能量,将其转化成机械能,用于满足水下机械作业、注海水动能或水合物混合物的泵送提升所需要的能量^[157-158]。

目前,对于机械-热联合开采法这一种新的开采方法设想,其可行性还需要深入研究,仍存在很多需要解决的关键科学问题,包括管道中水合物多相流的状态分析、小颗粒水合物分解热动力学特征、安全合理的水下机械挖掘方式、多组分混合物的分离和回填恢复方式、降低地层扰动和维持地层稳定性等。

3.3 不同开采方法适用范围

降压法开采水合物在开采工艺上具有相对成熟和固定的技术手段,最适宜两种类型水合物藏的开采,一种是水合物层上部盖层和下伏底层都是非渗透层的水合物藏。另一种是水合物层上部盖层是非渗透层,而水合物层下伏具有大量游离气或自由水的 I 类和 II 类水合物藏。从世界各国开展的几次水合物试采效果来看,降压法是相对经济有效的开发方法,是目前水合物藏开采的主要方法。

热激法主要适用于协助其他开采方式,起到短期诱发水合物快速分解或补充地层热能的作用。其中,电能驱动加热方式对水合物与沉积物颗粒相互胶结的孔隙充填型水合物藏,以及具有下部自由水层的 II 类水合物藏进行开采具有更好效果。自生热物质充填方式适用于水合物在地层中作为岩石骨架的水合物藏,可以达到补充热能、稳定地层和增加渗透性的开采效果。

化学抑制剂注入法存在环境污染、成本昂贵且开采效率低等缺点,已经基本排除大范围应用于商业化开采的可能性。

置换法在反应机理和实施技术方面具有可行性,但是受限于现在的研究水平,其对产量的贡献具有很大局限性,但是从安全环保的角度考虑,置换法是非常不错的开采方法,特别是对于疏松不稳定水合物藏和岩石骨架水合物藏起到很好的地层稳定支撑作用,具有广阔的研究前景。

固态流化法是一种新的开发思路,水合物相变分解在可控的管道内进行,可以较好地解决水合物开采过程中的安全稳定问题,开采适用的水合物藏类型目标性较强,更适合对浅层水合物富集区域的水合物藏进行开采。

机械-热联合开采法相对于其他水合物开采方

法,具有很高的开采效率,更适合用于水合物分布集中、储量大的未成岩的水合物藏。浅层富集的水合物藏具有巨大的资源潜力,必将推动研究学者继续深入研究,推进机械-热联合开采法的发展。

4 不同类型水合物藏适用的开采方法

通过对现有的水合物开采方法进行分析对比可知,单一的开采方法均存在一定的局限,采用单一开采方法无法解决水合物开采过程中可能遇到的问题,联合各项开采方法实现联合开采技术,并不断研究新的开采方法,建立完整的水合物开采技术体系将会是未来水合物开采的研究重点。本文基于现有开采方法,分别从赋存类型、成藏模式和储层分类 3 个方面以影响水合物藏的开采方法选择的角度进行分类,对不同类型水合物藏的最佳适用的开采方法进行选择分析;之后以世界上主要的水合物勘探区的水合物藏为例,对不同类型水合物勘探区的水合物藏的地层类型、赋存类型、成藏模式以及适用的开采方法进行总结。

水合物在地层中的赋存类型可以分为:水合物作为填充物、水合物作为岩石骨架两种类型。由于填充物类型存在的水合物不是地层稳固的受力点,在开采分解后,地层的岩石骨架仍然保持完整,地层稳定不易发生坍塌,在开采结束后可充填其他物质来进一步稳固地层。因此,填充物类型的水合物藏适合采用降压法进行开采,由于降压法开采需要利用到储层自身的热能来为水合物分解提供能量,如果需要进行大规模水合物藏开采,则需要消耗大量热能,储层自身热能不足以用于供能,这就会导致储层温度下降,二次生成水合物堵塞孔隙和管道。因此,采用降压法作为主要的开采方法,并联合热激法来刺激水合物分解,为地层提供能量。岩石骨架类型存在的水合物是地层稳固的受力点,一旦水合物开始分解,就会影响地层内部的结构,易发生地层塌陷等地质灾害,相比之下其开采难度较大。岩石骨架类型的水合物藏适合采用置换法进行开采,通过注入 CO₂ 或者其他比甲烷更容易生成水合物的气体,在不分解水合物的状态下,置换出甲烷分子并保持水合物的固相,产出甲烷气体的同时生成新的水合物。开采过程中不破坏储层的岩石骨架,确保地层的安全稳定。因此,岩石骨架类型的水合物藏适合采用置换法进行开采。

水合物在地层中的成藏模式可以分为:成岩型、构造型和复合型的三种水合物成藏模式类型。

成岩型的水合物藏通常在富碳沉积区或常规油气藏共存,主要受到沉积因素控制,气源多为原位生成。该类型的水合物藏多出现在陆地冻土区域,天然气不易外泄且储层具有相对高的渗透性,采用降压法开采,可以有效对整个水合物藏进行低压传递。因此,成岩型的水合物藏适合采用降压法作为主要的开采方法,并联合热激法来刺激储层水合物分解,为地层提供能量。构造型的水合物藏多出现在海域中,如被动陆缘的盆地、海隆和海台脊部、海底气烟囱、泥火山和泥底辟、大型海底滑坡等区域。该类型水合物藏成藏原因多与地质构造活动、深层气体渗透和地层气体扩散有关,地层的渗透率高,因此在开采过程中的首要任务是确保水合物分解气体不发生地层散失,故选择置换法、固态流化法或机械-热联合开采法作为主要的开采方法。复合型的水合物藏同时受到成岩作用和构造作用控制,其成藏气来源于断裂活动或底辟构造流体、孔隙流体运移和浅层生物气,水合物形成于渗透性相对高的沉积物。该类型水合物藏 key 采用降压法为主要开采方式,并结合具有巩固地层作用的置换法或者充填支撑材料的方式进行开采。

水合物在地层中的储层分类可以分为:I、II类渗透率高的水合物藏和III类渗透率低的水合物藏两种类型(其中IV类水合物藏由于水合物分布零散,渗透率和饱和度都很低,因此不适合作为开采区域,不予讨论)。I、II类水合物藏为水合物层下部存在游离气层或水层,属于最易开采的水合物藏类型,通过钻穿至气水层,可以有效控制储层的压力,调节水合物分解速率。I类和II类水合物都属于高饱和度的水合物富集储层,具有渗透率高、产气潜能巨大等特点,适合采用操作相对简单、成本较低且能量效率较高的降压法进行开采。通过结合热激法来为储层提供足够的热量来源,就可以实现长期开采,最具商业开采价值。III类水合物藏为水合物层储藏在非渗透岩层中,下部不存在气水层。该类型水合物藏储层的渗透率一般不高,如果采用降压法开采,钻孔面积小,分解区域狭窄而导致产气率低。因此,适合先采用热激法或者化学抑制剂注入法来刺激储层分解,扩大储层的分解界面后再采用降压法进行开采。

世界上越来越多国家对水合物存在的区域进行勘探,多处研究区都取得了水合物实物样品。在自然界中的水合物藏是一个复杂的体系,其特征是由赋存类型、成藏模式、储层和地质条件等多方面因素共同决定。不同类型的水合物藏适用的开采

方法也各不相同,陆地冻土水合物如俄罗斯麦索雅哈气田、美国阿拉斯加北坡冻土带和加拿大麦肯齐三角洲盆地,其水合物储层岩性以砂岩为主,水合物一般充填于砂岩孔隙中不作为地层受力岩石骨架。水合物饱和度较高,且储层位于稳定带边界附近,温压条件的改变即可以造成水合物大量分解。因此,采用降压法为主的开采效果最好;而中国祁连山永久冻土带由于其储层岩性主要为渗透率较低的泥岩和粉砂岩,水合物以块状、层状等夹杂在地层裂缝中,具有支撑地层的作用。因此需要考虑水合物大量分解后地层稳定性问题,故采用降压法为主,并结合置换法的开采效果最好;海域水合物如中国南海神狐海域、美国布莱克海脊、美国墨西哥湾、日本南海海槽、韩国郁陵盆地和印度近海,其水合物储层岩性多为泥沙质,沉积物颗粒较细,孔隙度都相对较高,水合物大量分解后,容易出现地层失稳和天然气扩散等问题。因此,采用置换法为主,并结合降压法的开采效果最好;此外,热激法和化学抑制剂注入法适合作为辅助开采方法,其中热激法用于为地层补充能量,促进水合物的分解。而化学抑制剂注入法用于短暂刺激储层或解除水合物二次生成的堵塞问题。固态流化法和机械-热联合开采法主要适用于浅层富集的水合物藏,该类型的开采效果最好。全球主要的水合物勘探区水合物藏的储层岩性、赋存类型、成藏模式和主要开采方法总结如表2所示。

5 结论和展望

(1)天然气水合物成藏体系是非常复杂的系统,水合物形成的温压条件、气源、气体运移、地质构造等都是水合物成藏的重要因素,各因素之间的相互影响共同决定着水合物藏的特征。本文先综合性的对水合物在自然界中的赋存类型、成藏模式和储层分类进行详细分类分析,分别按照水合物产出状态和填充方式对水合物的赋存类型进行分类,水合物是否作为地层稳固的受力点是影响开采方法选择的主要因素;按照水合物形成的物质供给来源、地质构造环境和气源对水合物的成藏模式进行分类,天然气是否容易发生地层散失是影响开采方法选择的主要因素;同时,从宏观地质特征,按照I类、II类、III类、IV类对水合物的储层进行分类,水合物沉积层下部是否存在游离气水层是影响开采方法选择的主要因素。

(2)本文对现有水合物开采方法进行了技术框

表 2 全世界主要的水合物勘探区水合物藏的特征和主要开采方法

Table 2 Characteristics and main mining methods of hydrate reservoirs in major hydrate exploration areas around the world

类型	勘探区域	储层岩性	赋存类型	成藏模式	主要开采方法
陆地冻土水合物	俄罗斯麦索雅哈气田	砂岩	孔隙充填型	成岩型	降压法
	美国阿拉斯加北坡冻土带	砂岩	孔隙充填型	成岩型	降压法
	加拿大麦肯齐三角洲盆地	砂岩、砾岩	孔隙充填型	成岩型	降压法
	中国祁连山永久冻土带	泥岩、粉砂岩	孔隙充填型, 块状、层状	成岩型	降压法结合置换法
海域水合物	中国南海神狐海域	粉沙质黏土、含粉沙黏土	孔隙充填型, 脉状、结节状	构造型	置换法结合降压法
	美国布莱克海脊	黏土质粉砂、粉砂质黏土	孔隙充填型, 极少数块状、结节状、层状、脉状	构造型	置换法结合降压法
	美国墨西哥湾	火山碎屑砂岩、砂岩夹泥等细粒沉积物	孔隙充填型, 部分裂隙充填型	构造型	置换法结合降压法
	日本南海海槽	粉沙质沙、黏土质粉沙	孔隙充填型	构造型	置换法结合降压法
	韩国郁陵盆地	黏土质粉砂岩、砂质粉砂岩、粉砂质砂岩	裂隙充填型, 部分孔隙充填型, 少数块状	构造型	置换法结合降压法
	印度近海	粉砂质黏土	裂隙充填型	复合型	降压法结合置换法

架归类, 对各开采方法的基本原理、技术优势和发展瓶颈问题进行了详细对比分析, 并结合全球已开展的水合物试采项目的试采成效, 详细分析了各开采方法的发展现状, 并总结了各开采方法的适用范围, 指出不同开采方法最适宜开采的水合物藏类型。制定不同类型水合物藏的开采技术方案需要结合该地区的地质特征, 对水合物藏的赋存类型、成藏模式、开采区域范围、水合物资源储量、水合物饱和度、沉积物的物理化学特性、地层的温度、压力和渗透率等进行深入的分析研究。本文结合上述对不同水合物藏的赋存类型、成藏模式和储层分类的分析, 之后从主要影响水合物藏开采方法选择的角度, 对不同类型水合物藏的最佳适用开采方法进行选择分析, 并以世界上主要的水合物勘探区的水合物藏为例进行了具体的分析。

(3) 目前降压法、热激法、化学抑制剂注入法、置换法、固态流化法和机械-热联合开采法等单一的开采方法都难以满足水合物商业化开采的要求, 未来必将进行多开采方法联合来促进水合物开采的产能提升。同时要努力推进水合物开采新技术的研发, 既要考虑工程实施的可行性、经济性和开采效率等, 也要综合考虑水合物藏的地质特征和储层特性等各方面条件, 实现水合物的科学理论突破和技术设备研发, 制定合适的开采方案并最终实现水合物商业化开发。

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 climate change [J]. *Biogeosciences*, 2007, 4: 521-544.

[3] Byk S S, Formina V I. Gas hydrates [J]. *Russian Chemical Reviews*, 1968, 37(6): 469-491.

[4] Kvenvolden K A. Methane hydrate-A major reservoir of carbon in the shallow geosphere? [J]. *Chemical Geology*, 1988, 71(1-3): 41-51.

[5] Kvenvolden K A. Potential effects of gas hydrate on human welfare [J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 1999, 96(7): 3420-3426.

[6] 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.

[7] Boswell R, Collett T S. Current perspectives on gas hydrate resources [J]. *Energy and Environmental Science*, 2011, 4(4): 1206-1215.

[8] 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.

[9] Sloan E D Jr. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates [J]. *Nature*, 2003, 426(6964): 353-359.

[10] Collett T S. Energy resource potential of natural gas hydrates [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1971-1992.

[11] Kerr R A. Gas hydrate resource: smaller but sooner [J]. *Science*, 2004, 303(5660): 946-947.

[12] Ye J L, Qin X W, Xie W W, et al. The second natural gas hydrate production test in the South China Sea [J]. *China Geology*, 2020, 3(2): 197-209.

[13] 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.

- [14] 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.
- [15] 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*, 2019, 93(3): 731-755.
- [16] Durham W B, Kirby S H, Stern L A, et al. The strength and rheology of methane clathrate hydrate [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2003, 108(B4): 2182.
- [17] Dickens G R. A methane trigger for rapid warming? [J]. *Science*, 2003, 299(5609): 1017.
- [18] Gu G S, Dickens G R, Bhatnagar G, et al. Abundant Early Palaeogene marine gas hydrates despite warm deep-ocean temperatures [J]. *Nature Geoscience*, 2011, 4(12): 848-851.
- [19] Sultan N, Cochonat P, Foucher J P, et al. Effect of gas hydrates melting on seafloor slope instability [J]. *Marine Geology*, 2004, 213(1-4): 379-401.
- [20] Archer D, Buffett B. Time-dependent response of the global ocean clathrate reservoir to climatic and anthropogenic forcing [J]. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2005, 6(3): Q03002.
- [21] Brown H E, Holbrook W S, Hornbach M J, et al. Slide structure and role of gas hydrate at the northern boundary of the Storegga Slide, offshore Norway [J]. *Marine Geology*, 2006, 229(3-4): 179-186.
- [22] Collett T S, Johnson A H, Knapp C C, et al. Natural gas hydrates: a review [J]. *Browse Collections*, 2009, 89: 146-219.
- [23] 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(1): 5-16.
- [24] 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.
- [25] 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. [CHEN Qiang, HU Gaowei, LI Yanlong, et al. A prospect review of new technology for development of marine gas hydrate resources [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2020, 36(9): 44-55.]
- [26] 李守定, 孙一鸣, 陈卫昌, 等. 天然气水合物开采方法及海域试采分析 [J]. *工程地质学报*, 2019, 27(1): 55-68. [LI Shouding, SUN Yiming, CHEN Weichang, et al. Analyses of gas production methods and offshore production tests of natural gas hydrates [J]. *Journal of Engineering Geology*, 2019, 27(1): 55-68.]
- [27] Makogon Y F. Natural gas hydrates-A promising source of energy [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2010, 2(1): 49-59.
- [28] Moridis G J, Collett T S, Pooladi-Darvish M, et al. Challenges, uncertainties and issues facing gas production from gas hydrate deposits [J]. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2011, 14(1): 76-112.
- [29] Lu S M. A global survey of gas hydrate development and reserves: Specifically in the marine field [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 41: 884-900.
- [30] Waite W F, Ruppel C D, Boze L G, et al. Preliminary global database of known and inferred gas hydrate locations: U. S. Geological Survey Data Release, <https://doi.org/10.5066/P9HIFVJM>, 2020.
- [31] Liu B, Yuan Q, Su K H, et al. Experimental simulation of the exploitation of natural gas hydrate [J]. *Energies*, 2012, 5(2): 466-493.
- [32] Collett T S, Lewis R E, Winters W J, et al. Downhole well log and core montages from the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 561-577.
- [33] 周幼吾, 郭东信, 邱国庆, 等. 中国冻土 [M]. 北京: 科学出版社, 2000: 10-11. [ZHOU Youwu, GUO Dongxin, QIU Guoqing, et al. *China's Permafrost* [M]. Beijing: Science Press, 2000: 10-11.]
- [34] Moridis G J, Sloan E D. Gas production potential of disperse low-saturation hydrate accumulations in oceanic sediments [J]. *Energy Conversion and Management*, 2007, 48(6): 1834-1849.
- [35] Le A N, Huuse M, Redfern J, et al. Seismic characterization of a Bottom Simulating Reflection (BSR) and plumbing system of the Cameroon margin, offshore West Africa [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 68: 629-647.
- [36] 卢振权, 吴必豪, 金春爽. 天然气水合物资源量的一种估算方法: 以南海北部陆坡为例 [J]. *石油实验地质*, 2007, 29(3): 319-323, 328. [LU Zhenquan, WU Bihao, JIN Chunshuang. A method for gas hydrate resource estimation: An example of preliminary estimation of gas hydrates in the northern continental slope, South China Sea [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2007, 29(3): 319-323, 328.]
- [37] Collett T, Johnson A, Knapp C, et al. Natural Gas Hydrates-Energy Resource Potential and Associated Geologic Hazards [M]. Oklahoma, Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2011: 50-51.
- [38] Kroeger K F, Plaza-Faverola A, Barnes P M, et al. Thermal evolution of the New Zealand Hikurangi subduction margin: Impact on natural gas generation and methane hydrate formation - A model study [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 63: 97-114.
- [39] Riedel M, Collett T S, Shankar U. Documenting channel features associated with gas hydrates in the Krishna-Godavari Basin, offshore India [J]. *Marine Geology*, 2011, 279(1-4): 1-11.
- [40] Kida M, Khlystov O, Zenskaya T, et al. Coexistence of structure I and II gas hydrates in Lake Baikal suggesting gas sources from microbial and thermogenic origin [J]. *Geophysical Research Letters*, 2006, 33(24): L24603.
- [41] Kide M, Hachikubo A, Sakagami H, et al. Natural gas hydrates with locally different cage occupancies and hydration numbers in Lake Baikal [J]. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2009, 10(5): Q05003.
- [42] 肖莹莹, 左力艳, 张诚. 天然气水合物研究与开发试验概述 [J]. *内蒙古石油化工*, 2018, 44(10): 18-22. [XIAO Yingying, ZUO Liyan, ZHANG Cheng. An overview of the international gas hydrate research and trial production [J]. *Inner Mongolia Petrochemical Industry*, 2018, 44(10): 18-22.]
- [43] Musakaev N G, Khasanov M K, Borodin S L. The mathematical model of the gas hydrate deposit development in permafrost [J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2018, 118: 455-461.
- [44] 关进安, 樊栓狮, 梁德青, 等. 自然界天然气水合物勘探开发概述

- [J]. 新能源进展, 2019, 7(6): 522-531. [GUAN Jin'an, FAN Shuanshi, LIANG Deqing, et al. An overview on gas hydrate exploration and exploitation in natural fields [J]. *Advances in New and Renewable Energy*, 2019, 7(6): 522-531.]
- [45] Bhatnagar G, Chapman W G, Dickens G R, et al. Generalization of gas hydrate distribution and Saturation in marine sediments by scaling of thermodynamic and transport processes [J]. *American Journal of Science*, 2007, 307(6): 861-900.
- [46] 宣之强, 李钟模, 吴必豪, 等. 天然气水合物新能源简介-对全球试采、开发和研究天然气水合物现状的综述 [J]. *化工矿产地质*, 2018, 40(1): 48-52. [XUAN Zhiqiang, LI Zhongmo, WU Bihao, et al. Introduction to new energy gas hydrate - A review on globe pilot production, development and reserch status of gas hydrate [J]. *Geology of Chemical Minerals*, 2018, 40(1): 48-52.]
- [47] Boswell R. Is gas hydrate energy within reach? [J]. *Science*, 2009, 325(5943): 957-958.
- [48] Max M D, Johnson A H. Hydrate petroleum system approach to natural gas hydrate exploration [J]. *Petroleum Geoscience*, 2014, 20(2): 187-199.
- [49] 吴西顺, 黄文斌, 刘文超, 等. 全球天然气水合物资源潜力评价及勘查试采进展 [J]. *海洋地质前沿*, 2017, 33(7): 63-78. [WU Xishun, HUANG Wenbin, LIU Wenchao, et al. World-wide progress of resource potential assessment, exploration and production test of natural gas hydrate [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2017, 33(7): 63-78.]
- [50] 程聪, 姜涛, 匡增柱, 等. 天然气水合物系统特征及其对我国水合物勘查的启示 [J]. *地质科技情报*, 2019, 38(4): 30-40. [CHENG Cong, JIANG Tao, KUANG Zenggui, et al. Characteristics of gas hydrate system and its enlightenent to gas hydrate exploration in China [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2019, 38(4): 30-40.]
- [51] 樊栓狮, 关进安, 梁德青, 等. 天然气水合物动态成藏理论 [J]. *天然气地球科学*, 2007, 18(6): 819-826. [FAN Shuanshi, GUAN Jin'an, LIANG Deqing, et al. A dynamic theory on natural gas hydrate reservoir formation [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2007, 18(6): 819-826.]
- [52] Malone R D. Overview gas hydrate geology and geography [J]. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1994, 715(1): 225-231.
- [53] Uchida T, Dallimore S, Mikami J. Occurrences of natural gas hydrates beneath the permafrost zone in Mackenzie delta: visual and X-ray CT imagery [J]. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 2000, 912(1): 1021-1033.
- [54] Collett T, Bahk J J, Baker R, et al. Methane hydrates in nature - current knowledge and challenges [J]. *Journal of Chemical and Engineering Date*, 2015, 60(2): 319-329.
- [55] 卜庆涛, 胡高伟, 业渝光, 等. 天然气水合物成藏体系研究进展 [J]. *新能源进展*, 2015, 3(6): 435-443. [BU Qingtao, HU Gaowei, YE Yuguang, et al. Research progress in natural gas hydrate accumulation system [J]. *Advances in New and Renewable Energy*, 2015, 3(6): 435-443.]
- [56] Ye J L, Wei J G, Liang J Q, et al. Complex gas hydrate system in a gas chimney, South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 104: 29-39.
- [57] Cheng B, Xu J B, Lu Z Q, et al. Hydrocarbon source for oil and gas indication associated with gas hydrate and its significance in the Qilian Mountain permafrost, Qinghai, Northwest China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 89: 202-215.
- [58] Dai J C, Xu H B, Snyder F, et al. Detection and estimation of gas hydrates using rock physics and seismic inversion: examples from the northern deepwater Gulf of Mexico [J]. *The Leading Edge*, 2004, 23(1): 60-66.
- [59] Holland G P, Jenkins J E, Creager M S, et al. Solid-state NMR investigation of major and minor ampullate spider silk in the native and hydrated states [J]. *Biomacromolecules*, 2008, 9(2): 651-657.
- [60] 刘杰, 孙美静, 杨睿, 等. 马更些三角洲冻土区天然气水合物成藏的地质控制因素 [J]. *新能源进展*, 2018, 6(1): 47-54. [LIU Jie, SUN Meijing, YANG Rui, et al. Geologic controls on permafrost-associated gas hydrate occurrence in the Mackenzie delta [J]. *Advances in New and Renewable Energy*, 2018, 6(1): 47-54.]
- [61] 何梅兴, 方慧, 祝有海, 等. 祁连山哈拉湖拗陷地质构造特征及天然气水合物成藏地质条件研究 [J]. *中国地质*, 2020, 47(1): 173-187. [HE Meixing, FANG Hui, ZHU Youhai, et al. A study of geological structural features of Hala Lake Depression in Qilian Mountain and reservoir-forming conditions of natural gas hydrate [J]. *Geology in China*, 2020, 47(1): 173-187.]
- [62] 杨承志, 罗坤文, 梁金强, 等. 南海北部神狐海域浅层深水沉积体对天然气水合物成藏的控制 [J]. *天然气工业*, 2020, 40(8): 68-76. [YANG Chengzhi, LUO Kunwen, LIANG Jinqiang, et al. Control effect of shallow-burial deepwater deposits on natural gas hydrate accumulation in the Shenhu sea area of the northern South China Sea [J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(8): 68-76.]
- [63] 樊栓狮, 刘锋, 陈多福. 海洋天然气水合物的形成机理探讨 [J]. *天然气地球科学*, 2004, 15(5): 524-530. [FAN Shuanshi, LIU Feng, CHEN Duofu. The research of the origin mechanism of marine gas hydrate [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2004, 15(5): 524-530.]
- [64] Lee M W, Collett T S. Pore- and fracture-filling gas hydrate reservoirs in the Gulf of Mexico Gas Hydrate Joint Industry Project Leg II Green Canyon 955H well [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 34(1): 62-71.
- [65] Tsuji Y, Ishida H, Nakamizu M. Overview of the MITI Nankai Trough Wells: a milestone in the evaluation of methane hydrate resources [J]. *Resource Geology*, 2004, 54(1): 3-10.
- [66] Riedel M, Collett T S, Malone M J, et al. Stages of gas-hydrate evolution on the northern Cascadia margin [J]. *Scientific Drilling*, 2006, 3: 18-24.
- [67] Sassen R, Sweet S T, DeFreitas D A, et al. Gas hydrate and crude oil from the Mississippi Fan Foldbelt, downdip Gulf of Mexico Salt Basin: significance to petroleum system [J]. *Organic Geochemistry*, 2001, 32(8): 999-1008.
- [68] Kim G Y, Narantsetseg B, Ryu B J, et al. Fracture orientation and induced anisotropy of gas hydrate-bearing sediments in seismic chimney-like-structures of the Ulleung Basin, East Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 47: 182-194.

- [69] Lee M W, Collett T S. Gas hydrate saturations estimated from fractured reservoir at site NGHP-01-10, Krishna-Godavari Basin, India [J]. *Journal of Geophysical Research*, 2009, 114 (B7): B07102.
- [70] 吴能友, 梁金强, 王宏斌, 等. 海洋天然气水合物成藏系统研究进展 [J]. *现代地质*, 2008, 22 (3): 356-362. [WU Nengyou, LIANG Jinqiang, WANG Hongbin, et al. Marine gas hydrate system: state of the art [J]. *Geoscience*, 2008, 22 (3): 356-362.]
- [71] Qin X W, Lu J A, Lu H L, et al. Coexistence of natural gas hydrate, free gas and water in the gas hydrate system in the Shenhu Area, South China Sea [J]. *China Geology*, 2020, 3 (2): 210-220.
- [72] 吴时国, 姚伯初. 天然气水合物赋存的地质构造分析与资源评价 [M]. 北京: 科学出版社, 2008: 165-166. [WU Shiguo, YAO Bochu. Geological Structure Analysis and Resource Evaluation of Natural Gas Hydrate [M]. Beijing: Science Press, 2008: 165-166.]
- [73] 苏明, 沙志彬, 匡增桂, 等. 海底峡谷侵蚀-沉积作用与天然气水合物成藏 [J]. *现代地质*, 2015, 29 (1): 155-162. [SU Ming, SHA Zhibin, KUANG Zenggui, et al. Erosion and sedimentation of the submarine canyons and the relationship with gas hydrate accumulation [J]. *Geoscience*, 2015, 29 (1): 155-162.]
- [74] 文怀军, 卢振权, 李永红, 等. 青海木里三露天井田天然气水合物调查研究新进展 [J]. *现代地质*, 2015, 29 (5): 983-994. [WEN Huaijun, LU Zhenquan, LI Yonghong, et al. New Advance on Gas Hydrate Survey and Research in Sanlutian of Muli, Qinghai [J]. *Geoscience*, 2015, 29 (5): 983-994.]
- [75] Lu Z Q, Zhu Y H, Liu H, et al. Gas source for gas hydrate and its significance in the Qilian Mountain permafrost, Qinghai [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 43: 341-348.
- [76] 吴传芝, 赵克斌, 孙长青, 等. 天然气水合物开采研究现状 [J]. *地质科技情报*, 2008, 27 (1): 47-52. [WU Chuanzhi, ZHAO Kebin, SUN Changqing, et al. Current research in natural gas hydrate production [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2008, 27 (1): 47-52.]
- [77] Collett T S. Natural gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, North Slope, Alaska [J]. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1993, 77 (5): 793-812.
- [78] Lane L S, Dietrich J R. Tertiary structural evolution of the Beaufort Sea-Mackenzie Delta region, Arctic Canada [J]. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 1995, 43 (3): 293-314.
- [79] Majorowicz J, Osadetz K, Safanda J. Gas hydrate formation and dissipation histories in the northern margin of Canada: Beaufort-Mackenzie and the Sverdrup Basins [J]. *Journal of Geological Research*, 2012, 2012: 879393.
- [80] 何家雄, 颜文, 祝有海, 等. 南海北部边缘盆地生物气/亚生物气资源与天然气水合物成矿成藏 [J]. *天然气工业*, 2013, 33 (6): 121-134. [HE Jiaxiong, YAN Wen, ZHU Youhai, et al. Bio-genetic and sub-biogenetic gas resource potential and genetic types of natural gas hydrates in the northern marginal basins of South China Sea [J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33 (6): 121-134.]
- [81] Wei J G, Fang Y X, Lu H L, et al. Distribution and characteristics of natural gas hydrates in the Shenhu Sea Area, South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 98: 622-628.
- [82] Milkov A V. Worldwide distribution of submarine mud volcanoes and associated gas hydrates [J]. *Marine Geology*, 2000, 167 (1-2): 29-42.
- [83] Jia J H, Tsuji T, Matsuoka T. Gas hydrate saturation and distribution in the Kumano Forearc Basin of the Nankai Trough [J]. *Exploration Geophysics*, 2017, 48 (2): 137-150.
- [84] Dong G Y, Kang N K, Yi B Y, et al. Occurrence and seismic characteristics of gas hydrate in the Ulleung Basin, East Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 47: 236-247.
- [85] Ramana M V, Ramprasad T, Paropkari A L, et al. Multidisciplinary investigations exploring indicators of gas hydrate occurrence in the Krishna-Godavari Basin offshore, east coast of India [J]. *Geo-Marine Letters*, 2009, 29 (1): 25-38.
- [86] Riedel M, Collett T S, Kumar P, et al. Seismic imaging of a fractured gas hydrate system in the Krishna-Godavari Basin offshore India [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2010, 27 (7): 1476-1493.
- [87] 杨木壮, 潘安定, 沙志彬. 陆缘地区天然气水合物成藏地质模式 [J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2010, 30 (6): 85-90. [YANG Muzhuang, PANG Anding, SHA Zhibin. Geological models of gas hydrates deposits along the continental margin [J]. *Marine Geology and Quaternary Geology*, 2010, 30 (6): 85-90.]
- [88] 梁金强, 王宏斌, 苏新. 南海北部陆坡天然气水合物成藏条件及其控制因素 [J]. *天然气工业*, 2014, 34 (7): 128-135. [LIANG Jinqiang, WANG Hongbin, SU Xin, et al. Natural gas hydrate formation conditions and the associated controlling factors in the northern slope of the South China Sea [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34 (7): 128-135.]
- [89] 胡高伟, 卜庆涛, 吕万军, 等. 主动、被动大陆边缘天然气水合物成藏模式对比 [J]. *天然气工业*, 2020, 40 (8): 45-58. [HU Gaowei, BU Qingtao, LU Wanjun, et al. A comparative study on natural gas hydrate accumulation models at active and passive continental margins [J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40 (8): 45-58.]
- [90] 龚建明, 张敏, 陈建文, 等. 天然气水合物发现区和潜在区气源成因 [J]. *现代地质*, 2008, 22 (3): 415-419. [GONG Jianming, ZHANG Min, CHEN Jianwen, et al. Gas sources genesis in the gas hydrate discoveries and potential areas [J]. *Geoscience*, 2008, 22 (3): 415-419.]
- [91] 何家雄, 颜文, 祝有海, 等. 全球天然气水合物成矿气体成因类型及气源构成与主控因素 [J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2013, 33 (2): 121-128. [HE Jiaxiong, YAN Wen, ZHU Youhai, et al. Genetic types of gas hydrate in the world and their main controlling factors [J]. *Marine Geology and Quaternary Geology*, 2013, 33 (2): 121-128.]
- [92] Moridis G J. Numerical studies of gas production from methane hydrates [J]. *SPE Journal*, 2003, 8 (4): 359-370.
- [93] Makogon Y F, Holditch S A, Makogon T Y. Russian field illustrates gas-hydrate production [J]. *Oil and Gas Journal*, 2005, 103 (5): 43-47.
- [94] Dallimore S, Collet T S, Taylor A E, et al. Scientific results from the Mallik 2002 gas hydrate production research well program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada: Preface [J]. *Bulletin of the Geological Survey of Canada*, 2005, 585: 3-5.
- [95] Liu C L, Ye Y G, Meng Q G, et al. The characteristics of gas hydrates recovered from Shenhu Area in the South China Sea [J]. *Marine*

- Geology*, 2012, 307-310: 22-27.
- [96] 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.
- [97] Lu H L, Seo Y T, Lee J W, et al. Complex gas hydrate from the Cascadia margin [J]. *Nature*, 2007, 445 (7125): 303-306.
- [98] Klapp S A, Murshed M M, Pape T, et al. Mixed gas hydrate structures at the Chapopote Knoll, southern Gulf of Mexico [J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2010, 299 (1-2): 207-217.
- [99] Kide M, Suzuki K, Kawamura T, et al. Characteristics of natural gas hydrates occurring in pore-spaces of marine sediments collected from the eastern Nankai Trough, off Japan [J]. *Energy and Fuels*, 2009, 23 (11): 5580-5586.
- [100] Lu Z Q, Zhu Y H, Zhang Y Q, et al. Gas hydrate occurrences in the Qilian Mountain permafrost, Qinghai province, China [J]. *Cold Regions Science and Technology*, 2011, 66 (2-3): 93-104.
- [101] Lu Z Q, Zhai G Y, Zhu Y H, et al. New discovery of the permafrost gas hydrate accumulation in Qilian Mountain, China [J]. *China Geology*, 2018, 1 (2): 306-307.
- [102] Ryu B J, Riedel M. Gas hydrates in the Ulleung Basin, East Sea of Korea [J]. *Terrestrial Atmospheric and Oceanic Sciences*, 2017, 28 (6): 943-963.
- [103] Kide M, Jin Y, Yoneda J, et al. Crystallographic and geochemical properties of natural gas hydrates accumulated in the National Gas Hydrate Program Expedition 02 drilling sites in the Krishna-Godavari Basin off India [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 471-481.
- [104] 刘俊杰, 马贵阳, 潘振, 等. 天然气水合物开采理论及开采方法分析 [J]. *当代化工*, 2014, 43 (11): 2293-2296. [LIU Junjie, MA Guiyang, PAN Zhen, et al. Analysis on the mining theory and methods of natural gas hydrate [J]. *Contemporary Chemical Industry*, 2014, 43 (11): 2293-2296.]
- [105] 张洋, 李广雪, 刘芳. 天然气水合物开采技术现状 [J]. *海洋地质前沿*, 2016, 32 (4): 63-68. [ZHANG Yang, LI Guangxue, LIU Fang. Current status of mining technology for natural gas hydrate [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2016, 32 (4): 63-68.]
- [106] Ji C, Ahmadi G, Smith D H. Natural gas production from hydrate decomposition by depressurization [J]. *Chemical Engineering Science*, 2001, 56 (20): 5801-5814.
- [107] Li X S, Zhang Y, Li G, et al. Experimental investigation into the production behavior of methane hydrate in porous sediment by depressurization with a novel three-dimensional cubic hydrate simulator [J]. *Energy & Fuels*, 2011, 25 (10): 4497-4505.
- [108] Sung W M, Huh D G, Ryu B J, et al. Development and application of gas hydrate reservoir simulator based on depressurizing mechanism [J]. *Korean Journal of Chemical Engineering*, 2000, 17 (3): 344-350.
- [109] Hong H, Pooladi-Darvish M, Bishnoi P R. Analytical modelling of gas production from hydrates in porous media [J]. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2003, 42 (11): 45-56.
- [110] Konno Y, Yoneda J, Egawa K, et al. Permeability of Sediment Cores from Methane Hydrate Deposit in the Eastern Nankai Trough [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66: 487-495.
- [111] 赵治宇, 向丹波, 诸林. 天然气水合物开采的方法及对环境的影响 [J]. *中外能源*, 2009, 14 (4): 33-36. [ZHAO Zhiyu, XIANG Danbo, ZHU Lin. Gas hydrate recovering methods and their environmental impacts [J]. *Sino-Global Energy*, 2009, 14 (4): 33-36.]
- [112] Grover T, Moridis G, Holditch S A. Analysis of reservoir performance of Messoyakha gas hydrate field [J]. *Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference*, 2009, 18: 49-56.
- [113] 邵明娟, 张炜, 吴西顺, 等. 麦索亚哈气田天然气水合物的开发 [J]. *国土资源情报*, 2016 (12): 17-19, 31. [SHAO Mingjuan, ZHANG Wei, WU Xishun, et al. Natural gas hydrate exploitation at Messoyakha gas field [J]. *Land and Resources Information*, 2016 (12): 17-19, 31.]
- [114] 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. [ZHANG Wei, BAI Fenglong, SHAO Mingjuan, et al. Progress of offshore natural gas hydrate production tests in Japan and implications [J]. *Marine Geology and Quaternary Geology*, 2017, 37 (5): 27-33.]
- [115] 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. [ZHANG Wei, SHAO Mingjuan, TIAN Qianning. Technical progress of a pilot project to produce natural gas hydrate in Japanese waters [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2017, 45 (5): 98-102.]
- [116] 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. [WU Nengyou, HUANG Li, HU Gaowei, et al. Geological controlling factors and scientific challenges for offshore gas hydrate exploitation [J]. *Marine Geology and Quaternary Geology*, 2017, 37 (5): 1-11.]
- [117] Ye J L, Qin X W, Qiu H J, et al. Preliminary results of environmental monitoring of the natural gas hydrate production test in the South China Sea [J]. *China Geology*, 2018, 1 (2): 202-209.
- [118] Lu C, Xia Y X, Sun X X, et al. Permeability evolution at various pressure gradients in natural gas hydrate reservoir at the Shenhu Area in the South China Sea [J]. *Energies*, 2019, 12 (19): 3688.
- [119] Qin X W, Liang Q Y, Ye J L, et al. The response of temperature and pressure of hydrate reservoirs in the first gas hydrate production test in South China Sea [J]. *Applied Energy*, 2020, 278: 115649.
- [120] 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. [YE Jianliang, QIN Xuwen, XIE Wenwei, et al. Main progress of the second gas hydrate trial production in the South China Sea [J]. *Geology in China*, 2020, 47 (3): 557-568.]
- [121] Sakamoto Y, Komai T, Kawamura T, et al. Laboratory-scale experiment of methane hydrate dissociation by hot-water injection and numerical analysis for permeability estimation in reservoir: Part 1-Numerical study for estimation of permeability in methane hydrate reservoir [J]. *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, 2007, 17 (1): 47-56.

- [122] 李淑霞, 王炜, 陈月明, 等. 多孔介质中天然气水合物注热开采影响因素实验研究[J]. 海洋地质前沿, 2011, 27(6): 49-54. [LI Shuxia, WANG Wei, CHEN Yueming, et al. Experimental study on influence factors of hot-brine stimulation for dissociation of NGH in porous medium [J]. Marine Geology Frontiers, 2011, 27(6): 49-54.]
- [123] Li F G, Qing Y, Li T G, et al. A review: enhanced recovery of natural gas hydrate reservoirs [J]. Chinese Journal of Chemical Engineering, 2019, 27(9): 2062-2073.
- [124] Sun Y F, Wang Y F, Zhong J R, et al. Gas hydrate exploitation using CO₂/H₂ mixture gas by semi-continuous injection-production mode [J]. Applied Energy, 2019, 240: 215-225.
- [125] Islam M R. A new recovery technique for gas production from Alaskan gas hydrates [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1994, 11(4): 267-281.
- [126] 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.
- [127] 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.
- [128] 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.
- [129] 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.
- [130] 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.
- [131] 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. [LI Shouding, LI Xiao, WANG Sijing, et al. A novel method for natural gas hydrate production: depressurization and backfilling with in-situ supplemental heat [J]. Journal of Engineering Geology, 2020, 28(2): 282-293.]
- [132] 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. [SUN Zhixue, ZHU Xuchen, LIU Lei, et al. Feasibility study on joint exploitation of methane hydrate with deep geothermal energy [J]. Marine Geology and Quaternary Geology, 2019, 39(2): 146-156.]
- [133] 成海燕. 2006-2008 Mallik天然气水合物开发试验进展[J]. 海洋地质动态, 2009, 25(1): 20-21. [CHENG Haiyan. Development of Mallik gas hydrate experiment during 2006-2008 [J]. Marine Geology Letters, 2009, 25(1): 20-21.]
- [134] Fan S S, Zhang Y Z, Tian G L, et al. Natural gas hydrate dissociation by presence of ethylene glycol [J]. Energy and Fuels, 2006, 20(1): 324-326.
- [135] Kamath V A, Godbole S P. Evaluation of hot-brine stimulation technique for gas production from natural gas hydrates [J]. Journal of Petroleum Technology, 1987, 39(11): 1379-1388.
- [136] Sung W, Lee H, Lee H, et al. Numerical study for production performances of a methane hydrate reservoir stimulated by inhibitor injection [J]. Energy Sources, 2002, 24(6): 499-512.
- [137] Ebinuma T. Method for dumping and disposing of carbon dioxide gas and apparatus therefor: US, 5261490[P]. 1992-03-03.
- [138] Ohgaki K, Takano K, Sangawa H, et al. Methane exploitation by carbon dioxide from gas hydrates-Phase equilibria for CO₂-CH₄ mixed hydrate system [J]. Journal of Chemical Engineering of Japan, 1996, 29(3): 478-483.
- [139] Ota M, Saito T, Aida T, et al. Macro and microscopic CH₄-CO₂ replacement in CH₄ hydrate under pressurized CO₂ [J]. AIChE Journal, 2007, 53(10): 2715-2721.
- [140] 周薇, 樊栓狮, 梁德青, 等. 二氧化碳压力对甲烷水合物置换速率的影响[J]. 武汉理工大学学报: 交通科学与工程版, 2008, 32(3): 547-550. [ZHOU Wei, FAN Shuanshi, LIANG Deqing, et al. Influence of pressure to replacement of CH₄ in the hydrate by use of CO₂ [J]. Journal of Wuhan University of Technology: Transportation Science & Engineering, 2008, 32(3): 547-550.]
- [141] Yuan Q, Sun C Y, Yang X, et al. Recovery of methane from hydrate reservoir with gaseous carbon dioxide using a three-dimensional middle-size reactor [J]. Energy, 2012, 40(1): 47-58.
- [142] Komatsu H, Ota M, Smith R L Jr, et al. Review of CO₂-CH₄ clathrate hydrate replacement reaction laboratory studies - Properties and kinetics [J]. Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers, 2013, 44(4): 517-537.
- [143] 李遵照, 郭绪强, 陈光进, 等. CO₂置换CH₄水合物中CH₄的实验和动力学[J]. 化工学报, 2007, 58(5): 1197-1203. [LI Zunzhao, GUO Xuqiang, CHEN Guangjin, et al. Experimental and kinetic studies on methane replacement from methane hydrate formed in SDS system by using pressurized CO₂ [J]. Journal of Chemical Industry and Engineering (China), 2007, 58(5): 1197-1203.]
- [144] Bai D S, Zhang X R, Chen G J, et al. Replacement mechanism of methane hydrate with carbon dioxide from microsecond molecular dynamics simulations [J]. Energy and Environmental Science, 2012, 5(5): 7033-7041.
- [145] 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.
- [146] Mery 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.
- [147] 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. [LIU Changling, LI Yanlong, SUN Jianye, et al. Gas hydrate production test: from experimental simulation to field practice [J]. Marine Geology and Quaternary Geology, 2017, 37(5): 12-26.]
- [148] Collett T S, Boswell R, Lee M W, et al. Evaluation of long-term gas-hydrate-production testing locations on the Alaska north slope [J]. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2012, 15(2): 243-264.
- [149] Rose K, Boswell R, Collett T. Mount elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North Slope: Coring operations, core sedimentology, and lithostratigraphy [J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 311-331.

- [150] 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. [LI Jin, WANG Shuhong, YAN Wen. Seabed mud volcano and its bearing on oil-gas and gas hydrate [J]. Marine Geology and Quaternary Geology, 2017, 37(6): 204-214.]
- [151] 周守为, 陈伟, 李清平. 深水浅层天然气水合物固态流化绿色开采技术[J]. 中国海上油气, 2014, 26(5): 1-7. [ZHOU Shouwei, CHEN Wei, LI Qingping. The green solid fluidization development principle of natural gas hydrate stored in shallow layers of deep water [J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(5): 1-7.]
- [152] 周守为, 赵金洲, 李清平, 等. 全球首次海洋天然气水合物固态流化试采工程参数优化设计[J]. 天然气工业, 2017, 37(9): 1-14. [ZHOU Shouwei, ZHAO Jinzhou, LI Qingping, 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, 2017, 37(9): 1-14.]
- [153] 赵金洲, 周守为, 张烈辉, 等. 世界首个海洋天然气水合物固态流化开采大型物理模拟实验系统[J]. 天然气工业, 2017, 37(9): 15-22. [ZHAO Jinzhou, ZHOU Shouwei, ZHANG Liehui, et al. The first global physical simulation experimental systems for the exploitation of marine natural gas hydrates through solid fluidization [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(9): 15-22.]
- [154] 伍开松, 王燕楠, 赵金洲, 等. 海洋非成岩天然气水合物藏固态流化采空区安全性评价[J]. 天然气工业, 2017, 37(12): 81-86. [WU Kaisong, WANG Yannan, ZHAO Jinzhou, et al. Safety evaluation on the solid fluidized goaf zone in marine non-diagenetic hydrate reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(12): 81-86.]
- [155] 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. [ZHOU Shouwei, CHEN Wei, LI Qingping, et al. Research on the solid fluidization well testing and production for shallow non-diagenetic natural gas hydrate in deep water area [J]. China Offshore Oil and Gas, 2017, 29(4): 1-8.]
- [156] 张旭辉, 鲁晓兵, 刘乐乐. 天然气水合物开采方法研究进展[J]. 地球物理学进展, 2014, 29(2): 858-869. [ZHANG Xuhui, LU Xiaobing, LIU Lele. Advances in natural gas hydrate recovery methods [J]. Progress in Geophysics, 2014, 29(2): 858-869.]
- [157] 张旭辉, 鲁晓兵, 李鹏. 天然气水合物开采方法的研究综述[J]. 中国科学, 2019, 49(3): 034604. [ZHANG Xuhui, LU Xiaobing, LI Peng. A comprehensive review in natural gas hydrate recovery method [J]. Scientia Sinica Physica, Mechanica & Astronomica, 2019, 49(3): 034604.]
- [158] 张旭辉, 鲁晓兵. 一种新的海洋浅层水合物开采法: 机械-热联合法[J]. 力学学报, 2016, 48(5): 1238-1246. [ZHANG Xuhui, LU Xiaobing. A new exploitation method for gas hydrate in shallow stratum: Mechanical-thermal method [J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2016, 48(5): 1238-1246.]