

DOI: 10. 16562/j. cnki. 0256-1492. 2017. 05. 001

海域天然气水合物开采的地质控制因素和科学挑战

吴能友^{1,2}, 黄丽^{1,2}, 胡高伟^{1,2}, 李彦龙^{1,2}, 陈强^{1,2}, 刘昌岭^{1,2}

(1. 国土资源部天然气水合物重点实验室, 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 青岛 266071;

2. 海洋国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 青岛 266071)

摘要:目前,国际上对天然气水合物产状、分布和特征的认识已取得显著进展,开展了一系列陆地多年冻土区和海域天然气水合物试采,但天然气水合物开采仍面临科学挑战。本文在综述全球天然气水合物勘探开发现状的基础上,阐述了天然气水合物储层分类及其开采的地质控制因素,提出了海域天然气水合物有效经济开采面临的资源评价、开采技术方法、储层地质参数和工程地质风险等 4 方面的科学挑战。要实现海域天然气水合物的有效经济开采,资源评价是基础,开采技术方法是关键。判定天然气水合物储层是否可采需要精确的储层地质参数,能否实现有效开采取决于工程地质风险的控制。

关键词:天然气水合物; 开采; 资源评价; 开采技术方法; 储层地质参数; 工程地质风险

中图分类号: P754 **文献标识码:** A **文章编号:** 0256-1492(2017)05-0001-11

国际上对自然界中的水合物研究已有 40 多年历史。研究内容主要集中在:(1)含水合物沉积物的地质、地球物理和地球化学特征;(2)控制和影响水合物产状和分布的地质因素及其成藏机制;(3)不同水合物储层特征及其天然气资源量;(4)水合物的开采响应;(5)水合物相关的地质灾害和气候响应;(6)水合物对深水油气钻探开发安全的影响。近 10 年来,随着天然气水合物钻探研究的不断深入,对其产状、分布和特征的认识已取得显著进展,但对其作为能源、灾害和气候变化因素的认识仍不全面,面临一系列科学和技术挑战。

研究表明,极地永久冻土带的砂砾和深海的中-粗砂沉积物中赋存高饱和度天然气水合物,已成为近期勘探开采研究的重点,如加拿大麦肯齐三角洲^[1-4]、美国阿拉斯加北部^[5]、墨西哥湾^[6]、日本东南近海南海海槽^[7]、韩国东南海域郁陵盆地^[8]、印度大陆边缘 K-G 盆地等^[9]。但是,全球 99% 的天然气水合物赋存于海洋中(表 1)。因此,国际上越来越关注海洋中-粗砂天然气水合物储层开采的可行性。

实验模拟、数值模拟和野外试采研究表明,中-粗砂质沉积物中的天然气水合物有利于运用现有的

表 1 全球陆地永久冻土带和海洋中的天然气水合物资源量
Table 1 Global estimates of in-situ gas hydrates resources hydrated methane in the permafrost and the ocean

全球资源量 / 10^{15} m ³	永久冻土带中的资源量 / 10^{14} m ³	海洋中的资源量 / 10^{16} m ³	资料来源
30.057	0.57	0.3	Trofimuk 等, 1981 ^[10]
301	0.31	30.1	McIver, 1981 ^[11]
7 634	340	760	Dobrynin 等, 1981 ^[12]
15	—	—	Makogon, 1981 ^[13]
10.1	1.0	1.0	Makogon, 1988 ^[14]
1 573	—	—	Cherskiy 等, 1982 ^[15]
5.057~25.057	0.57	0.5-2.5	Trofimuk 等, 1977 ^[16]
40	—	—	Kvenvolden 和 Claypool, 1988 ^[17]
20	24	1.76	Kvenvolden, 1988 ^[18]
20	7.4	2.1	MacDonald, 1990 ^[19]
26.4	—	—	Gornitz 和 Fung, 1994 ^[20]
45.4	—	—	Harvey 和 Huang, 1995 ^[21]
1	0.57	0.3	Ginsburg 和 Soloviev, 1995 ^[22]
6.8	—	—	Holbrook 等, 1996 ^[23]
15	—	—	Makogon, 1997 ^[24]
2.5	—	—	Milkov, 2004 ^[25]
120	440	7.6	Jeffery 等, 2005 ^[26]

基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFC0307600);泰山学者特聘专家项目;青岛海洋与技术国家实验室开放基金项目(QN-LM2016ORP0207);中国地质调查局项目(121201005000150016)

作者简介:吴能友(1965—),男,研究员,博士生导师,主要从事海洋天然气水合物研究, E-mail: wunyu@ms. giec. ac. cn

收稿日期:2017-09-16; **改回日期:**2017-09-26. 蔡秋蓉编辑

石油天然气生产技术进行开采,因此,普遍认为海洋中-粗砂天然气水合物储层是开采优先目标,如日本东南近海南海海槽浊积河道砂储层(2013、2017 年已试采)、印度大陆边缘 K-G 盆地(计划 2018—2019

年试采)和美国墨西哥湾海底峡谷控制的限制性海底扇砂质储层,关键是如何实现经济、安全和高效开采。

2017年5—7月,中国地质调查局在南海神狐海域成功实施天然气水合物试采,从水深1266 m海底以下203~277 m的粉砂质黏土、黏土质粉砂储层中开采出天然气,自5月10日至7月9日连续稳定试采60天,累计产气30.9万 m^3 ,平均日产5151 m^3 。这是国际上首次针对细粒沉积物储层实现试采,具有重大的科学、能源意义。5月18日,中共中央、国务院对海域天然气水合物试采成功发来贺电指出,“经过近20年不懈努力,我国取得了天然气水合物勘查开发理论、技术、工程、装备的自主创新,实现了历史性突破”。“海域天然气水合物试采成功只是万里长征迈出的关键一步,后续任务依然艰巨繁重”。

那么,海洋天然气水合物开采到底面临什么样的挑战?本文在综合分析海洋天然气水合物储层类型、制约海洋天然气水合物开采的控制地质因素基础上,提出了海洋天然气水合物开采面临的主要科学挑战。

1 天然气水合物储层类型

1.1 按储层地质条件分类

针对海洋天然气水合物开采, Moridis 和 Collett 将全球天然气水合物储层分为4类^[27,28]。

I类:双层储层,由含天然气水合物沉积层(天然气水合物稳定带底界之上)及其下伏含两相流(游离气、自由水)沉积层组成。该类天然气水合物储层又细分为IW(含天然气水合物沉积物孔隙中充填液态水)与IG(含天然气水合物沉积物孔隙中充填游离气)两种模式。通常这一类型的天然气水合物储层底部位于或略高于水合物稳定带底界,小幅度的温度或压力变化即可导致天然气水合物分解,并且由于下伏游离气层的存在,当上覆天然气水合物不能被有效开采时,游离气层也能保证整个天然气水合物储层的开采效益,因此被认为是最有利开采的天然气水合物储层类型^[28]。

II类:双层储层,由含天然气水合物沉积层(天然气水合物稳定带底界或之上)及其下伏含单相流(自由水)沉积层组成。含天然气水合物沉积层之下只发育含水沉积层。

III类:单一储层,指含天然气水合物沉积层之

下不发育任何含游离相沉积层,仅含单一天然气水合物层的储层类型。

II类、III类储层的整个含水合物层完全位于天然气水合物稳定带内。

IV类:广泛发育于海洋环境的扩散型、低饱和度的天然气水合物储层,且往往缺乏不可渗透性的上、下盖层,使该类储层不具有开采价值^[29]。

1.2 按热动力学特征分类

目前,国际上有科学家提出了渗漏型和扩散型两类概念型水合物成藏模式^[30,31]。

渗漏型(裂隙充填型):渗漏型天然气水合物分布有限,受流体活动控制,与海底天然气渗漏活动有关,是深部烃类气体沿断裂等通道向海底渗漏,在合适的条件下沉淀形成的水合物,是水-水合物-游离气三相非平衡热力学体系,因而水合物发育于整个稳定带,往往存在于海底表面或浅层与断裂、底辟等构造有关的裂隙中。国际上认为,该类型天然气水合物由于开采过程中会产生工程和环境问题,不是有利的开采目标。

扩散型(孔隙充填型):扩散型天然气水合物分布广泛,在地震剖面上常产生指示其底界的似海底反射(BSR),埋藏深(>20 m),海底表面不发育水合物,其沉淀主要与沉积物孔隙流体中溶解甲烷有关,受原地生物成因甲烷与深部甲烷向上扩散作用的控制,是水-水合物二相热力学平衡体系,因而往往存在于深层沉积物孔隙中,不同类型沉积物中的天然气水合物饱和度相差较大,饱和度与沉积物的物性,尤其是渗透率和孔隙度密切相关。国际上认为,该类型天然气水合物埋藏深,是开采的有利目标。按照储层地质条件,该类天然气水合物可分为I、II、III和IV类储层,其中I类储层是目前最有利开采的类型^[28]。

2 天然气水合物开采的地质控制因素

开采方法在一定条件下必定会影响天然气水合物实际可采量,但这是建立在储量基础之上的。尽管前苏联西西伯利亚永久冻土带麦索亚哈气田早在1969年就采用降压法和化学抑制剂法成功开采水合物,但其并非专门的水合物试采。就天然气水合物开采方法而言,野外试采结果就表明(表2),目前技术上最经济有效的是垂直单井降压开采。加热法、注化学剂法、 CO_2 水合物置换法等其他方法,作为一种辅助开采方法时,虽然在一定程度上能够提

高产能潜力,但提高幅度不大。因此,目前全球实施的 3 次海域水合物试采(2013 年、2017 年日本南海

海槽试采和 2017 年中国南海神狐海域试采)均使用垂直单井降压法。

表 2 全球天然气水合物试采情况

Table 1 Gas hydrate production tests in the world

时间和地点	试采目标	试采方法	试采状况	天然气水合物赋存特征
2002 年,加拿大麦克肯齐三角洲	尝试直接从含水合物储层中开采天然气,忽略下伏游离气	加热法,注热盐水,温度高于 50 °C	125 h,产气 468 m ³ ,试验结束后仍产气 48 m ³	A 层段砂岩(892~930 m),渗透率 0.1 mD。储层初始温压 8.7~9.0 MPa,5.9~6.3 °C,孔隙度 32%~38%,水合物饱和度高达 80% ^[32,33]
2007 年,加拿大麦克肯齐三角洲		降压法	12.5 h,产气 830 m ³ ,由于出砂被迫中止	B 层段砂岩、粉砂岩互层(942~993 m),渗透率 0.01~0.1 mD。储层初始温压 9.3~9.7 MPa,7.2~8.3 °C,孔隙度 30%~40%,水合物饱和度 40%~80% ^[34-37]
2008 年,加拿大麦克肯齐三角洲		降压法	6 d,累计产气 1.3 万 m ³ ,平均日产 2 000~4 000 m ³ /d	C 层段砂质粉砂岩(1 070~1 107 m),渗透率 0.1 mD。储层初始温压 10.4~10.8 MPa,10.6~12.0 °C,孔隙度 30%~40%,水合物饱和度 80%~90% ^[36,37]
2012 年,美国阿拉斯加北坡 Ignik Sikumi	研究 CO ₂ -CH ₄ 水合物置换开采方法和效率	CO ₂ 水合物置换法,13 d,注入 4 587 m ³ N ₂ +1 360 m ³ CO ₂ (1 420 psia)	5 周,累计产气 28 300 m ³ ,平均产气 4 955 m ³ /d,绝大多数 N ₂ 被回收,CO ₂ 回收不到 50%	水合物赋存 518.2~731.5 m 深度范围内的 C、D 两个砂体层位,其中 C 层段水合物厚 14 m,水合物饱和度 75%,水饱和度 25%,无游离气,预流体系试验测得含水合物储层渗透率 0.12~0.17 mD ^[38-40]
		降压法,21 d	产气速率由最初 566 m ³ /d 增加至 1 274 m ³ /d	
2013 年,日本南海海槽	海域砂质水合物储层试采	降压法	6 d,累计产气 11.9 万 m ³ ,平均日产约 2 万 m ³ /d	砂质沉积物渗透率 1~1 500 mD,水深 857~1 405 m 赋存深度约 300 mbsf,孔隙度 39%,水合物饱和度 68% ^[7,41-45]
2017 年,南海海槽		降压法	12 d,累计产气 3.5 万 m ³	
		降压法	24 d,累计产气 20 万 m ³	
2017 年,中国南海神狐海域	海域细粒泥质粉砂水合物储层试采	流体抽取法	60 d,累计产气 30.9 万 m ³ ,平均日产 5 151 m ³	水深 1 266 m,水合物赋存深度 203~277 mbsf,粉砂质黏土、黏土质粉砂,渗透率 0.2~20 mD,水合物饱和度 30%~50% ^[46]

事实上,野外试采研究表明,影响天然气水合物开采的最根本因素是其实际赋存特征和地质条件,不同的储层赋存条件与规模对开采产气影响巨大。钻探研究发现,不同区域、甚至同一区域不同站位的天然气水合物赋存产出特征差异巨大,这势必会对各自天然气水合物开采潜能造成影响。

为了更好地指导天然气水合物勘探与开发,Boswell,Collett 等率先提出了“天然气水合物资源金字塔”模型(Gas Hydrates Resource Pyramid)(图 1)^[47,48],定性阐述了各种类型天然气水合物储层的资源潜力和开采难度之间的正相关关系,为天然气水合物试采指明了方向。从金字塔顶端到底端,各类储层的资源潜力逐渐增大,但资源品位逐渐降低,资源预测可信度相应降低,开采难度相应提高,可采效率逐渐降低。在整个天然气水合物资源金字塔中,极地永久冻土带砂砾质天然气水合物储层属于陆上资源,开采难度最低,开采效率高。对于海域天

然气水合物资源而言,开采难易程度由低到高分别为砂质储层、渗透性黏土质储层(含构造、裂隙充填型天然气水合物)、冷泉相关的块状储层、非渗透性黏土质储层(图 1)。

然而,天然气水合物资源金字塔仅给出了开采难易程度的定性描述,尚缺少定量数据支撑,并且对于同一类型储层,简单利用天然气水合物资源金字塔无法有效指导试采,亟需更为细致、科学的天然气水合物储层产能潜力评价系统。

3 天然气水合物开采的科学挑战

3.1 资源评价

资源评价是海域天然气水合物实现有效经济开采的基础^[49,50]。天然气水合物从资源到储量,最终实现商业化开采,是一个漫长的过程,需要社会各界

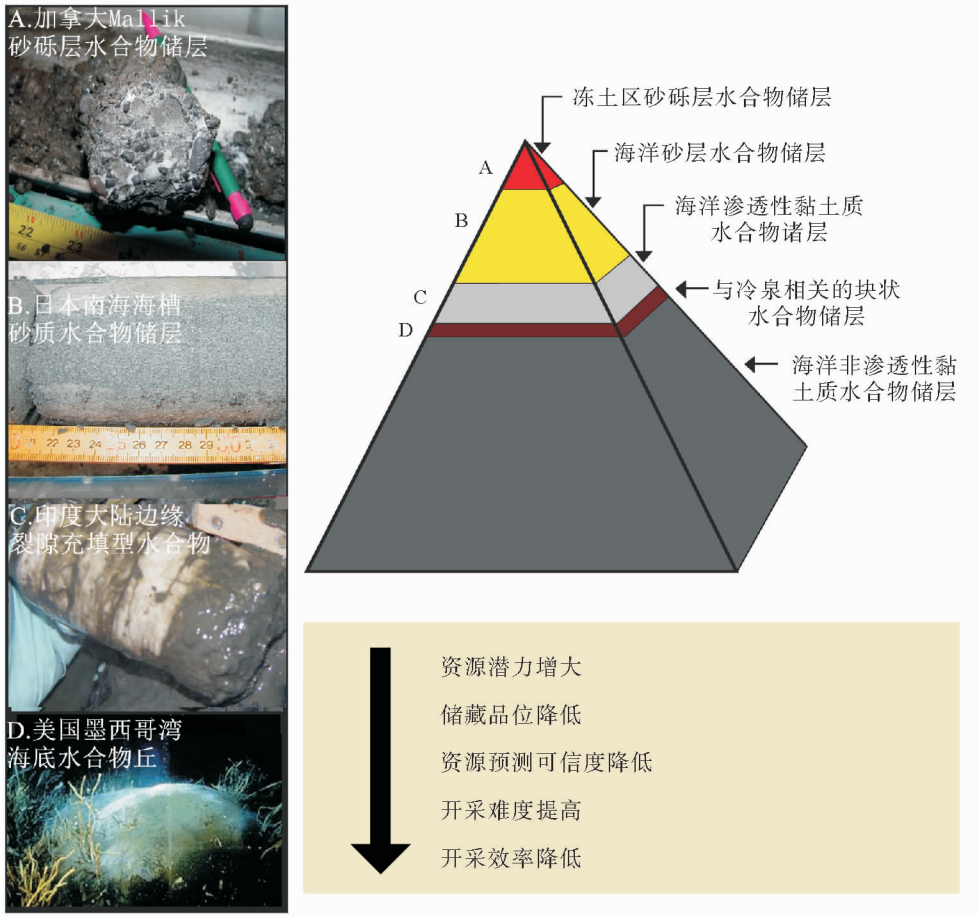


图1 天然气水合物资源金字塔^[47,48]

Fig. 1 Gas hydrate resource pyramid

力量共同完成^[51]。控制天然气水合物最终商业化开采的因素包括地质、工程、动机。地质特征包括天然气水合物在哪里有、在地层中如何分布、如何开采；工程因素是指开采技术条件；动机因素是指是何种动力来引领我们进行水合物开采。

资源量是天然气水合物藏中储存的所有气体总量,包括已经发现和尚未发现的、经济可采的和非经济可采的总和^[49,52]。储量是在合理的可信度水平下,天然气水合物藏中已知的、运用现有技术经济可采的气体量。综合分析来看,天然气水合物的资源量在所有气体资源量里占较大比重,但其中砂质沉积物中资源量占有比例较小,大部分是在泥质沉积物中。通过对全球水合物资源评价发现,并不是所有的水合物资源均可以成为具有经济价值的储层^[52],总体上看,储量仅占资源量很小一部分,随着地质确信度、经济可采可行性的提高,储量逐渐减少,但其可采的程度逐渐提高(图2)。

当前国内外针对海域天然气水合物的资源评价主要有4种评价方法^[53],基于水合物成藏思路的面

积法、体积法和概率统计法^[54-56],以及基于生烃思路的物质平衡法,目前国际上用于资源评价的主流方法是基于成藏思路的体积法,特别是近年来国际上

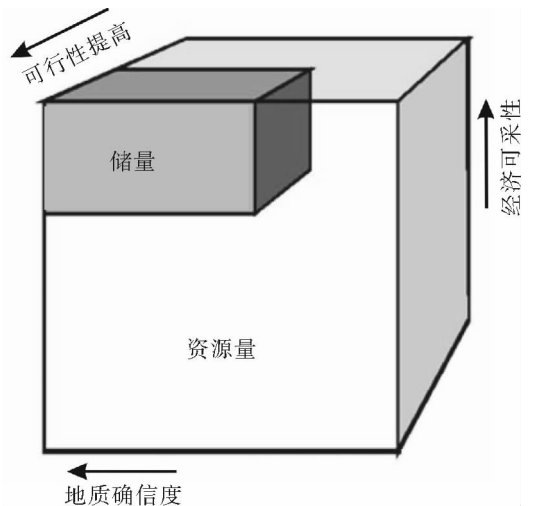


图2 天然气水合物资源量和储量关系图^[51]

Fig. 2 Relationship between the resources and reserves of gas hydrate

提出“天然气水合物油气系统”(Gas hydrate-petroleum system)概念^[57],为下一步精确定量水合物资源量提供了理论依据。一方面,天然气水合物油气系统综合考虑了天然气水合物形成所需要的温度和压力条件(如水深、地层压力、海底温度、地温梯度等),并将其用于天然气水合物稳定带深度和厚度估算,进而估算天然气水合物资源量;另一方面,天然气水合物油气系统更注重实际地质条件,通过地震调查和钻探确定天然气水合物储层的实际厚度、面积、饱和度、气体因子等参数,进而运用体积法估算天然气水合物资源量,一定程度上可作为开采潜力评价、试验性开采目标选择的主要依据。因此,基于天然气水合物油气系统开展水合物资源评价,与以往全球尺度资源估算方法相比,将具有更高的可信度。

然而,海洋天然气水合物开采要实现产业化,开采目标应具备开采 10 年甚至更长时间的储量,才可能产生有效的经济效益。天然气水合物资源评价尚面临如下科学挑战:(1)如何发展天然气水合物油气系统理论,改善天然气水合物资源评价方法,提高评价精度,逐渐从资源潜力评价发展到技术可采资源量和储量估算;(2)开展实验模拟、数值模拟和野外试验开采综合研究,发展并运用实验室测量数据校正、解释野外试验开采数据,提高各类数据的可信度,从而提高可采资源量估算精度;(3)开发新的或改进型的天然气水合物野外描述工具,以满足天然气水合物开采关键科学和工程需要。

3.2 开采技术方法

天然气水合物开采的基本原理是改变天然气水合物的赋存条件,使气体从中分离出来,收集游离气体。目前,国际上公认的水合物开采方法有降压法、热激法和化学剂注入法(包括添加醇类、盐类和 CO₂ 置换方法)^[58-61]。

天然气水合物资源能否实现商业化开采,能量效率是至关重要的参数^[62]。能量效率计算方法如下:

$$EER = H_{com} / H_{dis} = H_{dis} / (T \Delta V \, dP/dT) \quad (1)$$

其中:EER 代表能量效率比, H_{com} 代表水合物燃烧热, H_{dis} 代表激发水合物分解热, ΔV 代表对应的体积变化, dP 和 dT 是气-水-水合物三相平衡的温压点。对于热激法开采来说, $H_{com} = 890$ KJ/mol, $H_{dis} = 51.3$ KJ/mol, 因此,该方法最高能效比是 17.3。对于化学剂注入法开采,抑制剂质量浓度在 3%~5% 范围时,质量浓度每增加 1%,可使水合物相平衡温度偏移 0.42 °C,这表明该方法难以在水合物开采中单独使用。由式(1)可知,降压法能效与开采空间尺度有关,并可能是最高效的水合物开采方法。此外,利用二氧化碳置换法开采,二氧化碳水合物的合成热是 57.98 KJ/mol,天然气水合物的分解热是 51.3 KJ/mol,因此置换过程总能量消耗是 -6.68 KJ/mol,置换反应可以自发进行。

不同的能效和生产成本既和开采方法有关,又受水合物的储层类型影响。图 3 预测了 4 种不同水

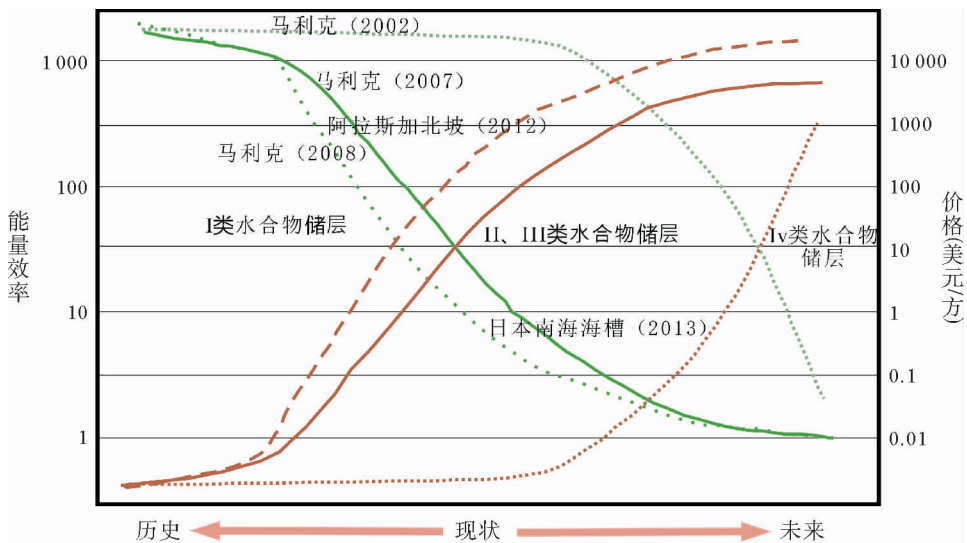


图 3 天然气水合物开采能量效率与成本在不同时期的变化趋势^[62]

Fig. 3 Trends of energy efficiency and cost of gas hydrate production in different periods

合物储层类型在不同开发阶段下的能效变化趋势^[62]。加拿大麦肯齐三角洲(2002, 2007, 2008), 美国阿拉斯加北坡 Ignik Sikumi(2012), 日本南海海槽(2013)的预计开发成本也在图3中标出。

从图3可知, I类水合物储层的开采能效最容易提高, 同时也最有利于快速降低开发成本。II和III类水合物储层在目前的技术条件下也能够被开采, IV类储层需待将来技术进一步发展之后才能进行有效开发。除了开采能量效率之外, 开发过程中能量的投入与产出比也被看做是评价水合物是否具有开采商业价值的指示器。该指标是在 Cottrell(1955)提出的净能产出的概念上发展而来的^[63], 用EROI来表示。EROI值越高表明水合物开采的能量效率越高。图4展示了累计产能与EROI指标之间的关系^[64]。

随着科技水平的提高, EROI值将不断提升; 但随着资源量不断消耗, EROI值又将逐渐减小。两者相互制约的最终结果导致EROI值在某一阶段达到极值 P_{max} 之后逐渐降低, 最后终止于收支平衡线附近(图4)。如果制定试采政策时过度注重产量而不发展技术, 会出现使用落后技术进行低效率开发的局面, 加剧资源储量的消耗。现阶段应将更多的精力投入到科学技术的研发上, 支持水合物技术研发和相关基础研究, 实现技术创新与突破, 才能确保早期水合物资源开发的EROI值保持在相对合理的范围内。

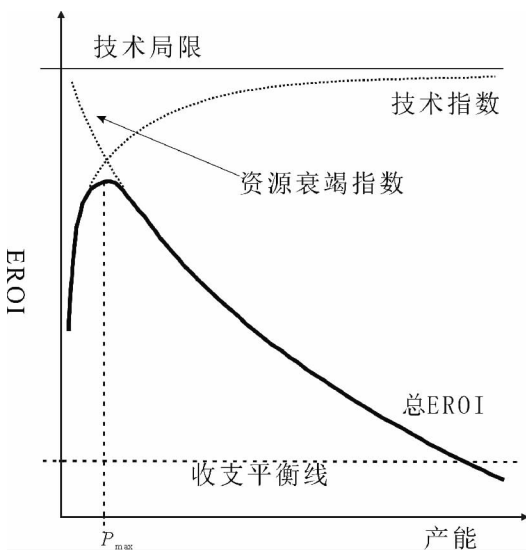


图4 开发过程中能量的投入与产出比 EROI 指标与累计产量的关系^[64]

Fig. 4 Relationship between the energy input/output ratio (the EROI index) and the cumulative output in the gas hydrate production

室内实验模拟和数值模拟表明, 降压法是目前最有效的海域天然气水合物开采方法, 实施场地的野外试验开采也证明了这一点(表2)。通过实际调查和试验性开采研究, 天然气水合物储层的岩石物性和力学特性分析取得显著进展, 并进一步发展和完善了天然气水合物储层模型, 评价了天然气水合物开采对储层及其力学特性的影响。但是, 目前国际上仅运用单一垂直井降压法开展天然气水合物试验开采, 尚未进行水平完井、水力压裂或 N_2 、甲醇增大渗透率等储层改造天然气水合物试验开采。因此, 天然气水合物开采方法研究面临的科学挑战包括: (1) 进一步发展天然气水合物储层模型, 包括从微观尺度的微观力学和水动力学模型, 到野外实际场地模型; (2) 在实验模拟、数值模拟和野外实际场地尺度上, 开展天然气水合物储层对开采方法的响应研究; (3) 发展针对天然气水合物开采的水平完井、多向完井技术和工艺, 目前这些方法的有效性已经得到数值模拟的验证, 但尚未进行野外实际场地的试验; (4) 进一步确定和评估与天然气水合物长期开采相关的潜在钻井和完井问题; (5) 进一步研究天然气水合物开采对储层及其盖层的物性和力学特性的影响; (6) 必须开展更大规模、更长时间的野外实际场地天然气水合物试验开采和灾害、环境影响研究。

3.3 储层地质参数

天然气水合物储层是否可采的判定需要许多关键参数。含天然气水合物的沉积物绝对渗透率、相对渗透率、孔隙度、粒度和其中天然气水合物的结构类型、气体组分和饱和度等参数将明显控制储层中的流体流动, 因此, 储层复杂性和储层特性很大程度上影响了天然气水合物开采。

目前, 实验模拟与数值模拟研究表明储层各参数对水合物开采产能均会产生不同程度的影响。作为水合物资源量评价指标的储层孔隙度与水合物饱和度, 被证明在降压开采过程中会显著地影响气体与水的产出^[65-67]。作为储层流通能力度量的渗透率控制着实地水合物藏开采过程^[68-70], 通常当储层渗透率越高时, 气体产出速率也越高。另外, 岩性对天然气水合物开采潜力的影响也被进一步量化研究证明, 正如天然气水合物资源金字塔模型所说, 砂质水合物储层最具开采潜力。此外, 针对不同开采评价标准, 粉砂质水合物藏与黏土质水合物藏开采优势则刚好相反^[71]。水合物储层的初始温压条件也会明显地影响天然气水合物开采速率, 而初始温压条

件则是由埋藏深度与地热梯度共同决定的。理论上讲,深层天然气水合物储层更易受温压变化的影响从而导致水合物分解,这将支持更大的降压幅度,并且可以开采更长的时间而不增加系统的复杂性。越深的储层条件也将增加更好的密封性,也更可能使储层有足够的地质稳定性来同时支持垂直和水平井开采,唯一缺陷则是越深储层对钻井开采工艺提出更高要求。

与此同时,需要指出的是,目前对于天然气水合物储层是否可采的关键地质参数的确定还是基于实测钻探数据,但由于测井数据的精度差异或取心的不完整性,储层地质参数对天然气水合物开采的影响研究仍存在科学挑战:(1)精确确定实际的天然气水合物储层地质参数,包括时间(垂向)与空间(侧向)的沉积演化特征、非均质性特征;(2)确定天然气水合物开采评价标准,其中包括开采周期、气体与流体水绝对产出量、相对产出量等综合归一化标准;(3)全面确定不同地质参数对开采的综合影响,确定多种地质参数单一、联合作用于天然气水合物储层的开采响应^[72]。

3.4 工程地质风险

从天然气水合物安全有效开采的角度出发,针对海洋天然气水合物开发相关工程地质风险的研究应包含以下 3 个层次:(1)明确海洋天然气水合物开采活动可能造成的工程地质风险类型及其诱发因素(知其然);(2)研究不同类型的工程地质风险对安全有效开采海洋天然气水合物的影响程度、影响机制(知其所以然);(3)探索针对不同的工程地质风险的防控措施,使工程地质风险处于可控范围内,保证水合物的长效安全开采^[73]。从海洋天然气水合物开发的整个生命历史过程出发,海洋天然气水合物开发相关的工程地质风险主要可以分为钻完井阶段的工程地质风险、开采产气阶段的工程地质风险及水合物储层产出物输送阶段可能面临的工程地质风险。

其中,在天然气水合物储层钻完井阶段,由于钻井液、完井液和固井水泥浆与地层温度差异,会造成水合物层段近井地层水合物分解,与水合物分解过程相伴的工程地质风险主要包括井壁失稳坍塌^[74,75]、固井质量变差^[76]、井筒气侵^[77]等。由于常规深水油气开发过程中也存在钻穿含水合物层并且进行完井作业的实践经验,因此,过水合物层进行深常规水油气钻探所获得的现场实践数据,将是打开水合物开发钻完井可能引起的工程地质风险研究大

门的钥匙^[78]。矿场实践经验表明,钻、完井阶段的工程地质风险可以通过适当的工艺参数优化设计得以缓和^[79,80]。

与钻完井阶段所面临的工程地质风险相较而言,由于缺乏长期进行水合物开采的经验和现场数据,目前对海洋天然气水合物持续开采过程中可能面临的工程地质风险种类、工程地质风险对水合物开采的影响等都缺乏较为系统和全面的认识^[81],因此,海洋天然气水合物开采测试过程中的工程地质风险是目前长效安全开发海洋水合物资源的最主要挑战。目前国内外进行的历次天然气水合物试采作业,由于作业周期较短,可能不足以暴露长期持续开采条件下可能面临的全部工程地质风险。从目前试采经验及室内研究结果来看,水合物长期分解开采条件下可能面临的工程地质风险主要有储层出砂^[82,83]、地层沉降^[84]、海底滑坡^[85]以及水下井口的破坏等。导致上述工程地质风险的总根源是:水合物开采造成的储层力学特性的改变^[86]。因此,研究水合物开采过程中的储层力学响应机制是揭示水合物开采相关工程地质风险发生临界条件、演变规律及其对水合物开采影响程度研究的基础^[87]。为了从机理上对海洋天然气水合物开发过程中的工程地质风险作出预判,目前所面临的首要挑战是水合物储层动态力学参数、流体特性动态演化过程评价装备和方法的建立。

另外,除了上述与储层相关的工程地质风险外,海洋天然气水合物长期开采还面临流动保障(包括水合物二次生成、砂堵等)^[88]、可能导致的对海洋生态环境、大气环境的挑战等^[89],虽然目前国际上已经有部分学者对上述问题进行了理论研究,但由于水合物从深海开采井到最终用户端目前没有任何实践经验且实际现场试采周期较短,未来在水合物商业化开采过程中,流动保障、环境效应面临的挑战仍然会任重而道远。

4 结语

天然气水合物要实现经济有效开采,首先需要满足初始产气速率达 $2 \text{ ST m}^3/\text{s}$, 且在整个商业开采周期内平均产气速率高于 $1 \text{ ST m}^3/\text{s}$ 以上^[90]。同时,在实现商业开采之前,需要利用特定的开采技术、装备和工艺对储层进行一定周期的试采,才能证明其有效性和经济型。

至今,虽然日本 2013 年、2017 年在南海海槽实施了两次水合物试采,我国 2017 年在南海北部神狐

海域实施了首次水合物试采,但3次海域天然气水合物试采都未达到经济可行性标准,与常规气藏的商业开采效率仍有很大差距,仅仅证明了在现有技术条件下从海域天然气水合物藏中能够获得甲烷气体。数值模拟结果表明,相比于多井作业,单井开采产能较常规气井低,产气范围较小;由于天然气水合物饱和度高,含天然气水合物沉积物相对渗透率低,要达到最大开采效率需要一定的时间,因此开采初期产气量较低,随后逐渐增加,在一年至数年达到峰值,随后急剧下降。

综上,天然气水合物有效经济开采仍面临资源评价、开采技术方法、储层地质参数和工程地质风险的挑战。因此,我们需要进一步开展科学理论研究和装备研发,有目的地进行更长时间的试采。

参考文献(References)

- [1] Dallimore S R, Wright J F, Nixon F M, et al. Geologic and porous media factors affecting the 2007 production response characteristics of the JOGMEC/NRCAN/AURORA Mallik Gas Hydrate Production Research Well[C]//Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008). Vancouver, British Columbia, Canada; ICGH, 2008.
- [2] Dallimore S R, Wright J F, Yamamoto K. Appendix D: Update on mallik[C]//Energy from gas hydrates: Assessing the opportunities and challenges for Canada. Ottawa, Canada; Council of Canadian Academies, 2008; 196-200.
- [3] Dallimore S R, Yamamoto K, Wright J F, et al. Scientific Results from the JOGMEC/NRCAN/Aurora Mallik 2007-2008 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada[Z]. [S. l.]: Geological Survey of Canada, 2012; 294.
- [4] Yamamoto K, Dallimore S. Aurora-JOGMEC-NRCAN Mallik 2006-2008 Gas Hydrate Research Project progress[EB/OL]. DOE-NETL Fire In the Ice Methane Hydrate Newsletter, 2008; 1-5. <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/Hydrates/Newsletter/HMNewsSummer08.pdf#Page=1>.
- [5] Schoderbek D, Martin K L, Howard J, et al. North Slope hydrate field trial: CO₂/CH₄ exchange[C]//OTC Arctic Technology Conference 2012. Houston, Texas, USA; Offshore Technology Conference, 2012.
- [6] Collett T S, Boswell R. Resource and hazard implications of gas hydrates in the Northern Gulf of Mexico: Results of the 2009 Joint Industry Project Leg II Drilling Expedition[J]. Journal of Marine Petroleum Geology, 2012, 34(1): 1-224.
- [7] Yamamoto K, Terao Y, Fujii T, et al. Operational overview of the first offshore production test of methane hydrates in the Eastern Nankai Trough[C]//Offshore Technology Conference 2014. Houston, Texas, USA; Offshore Technology Conference, 2014.
- [8] Park K P, Bahk J J, Kwon Y, et al. Korean national program expedition confirm rich gas hydrate deposits in the Ulleung Basin, East Sea[EB/OL]. Fire in the Ice Methane Hydrate Newsletter, 2008; 6-9. <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/Hydrates/Newsletter/HMNews-Spring08.pdf#page=6>.
- [9] Collett, T S, Riedel M, Cochran, J R, et al. Indian continental margin gas hydrate prospects: results of the Indian National Gas Hydrate Program (NGHP) Expedition 01[C]//Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008). Vancouver, British Columbia, Canada; ICGH, 2008; 10.
- [10] Trofimuk A A, Makogon Y F, Tolkachev M V. Gas hydrate accumulations—new reserve of energy sources[Z]. Geologiya Nefti i Gaza, 1981(10): 15-22.
- [11] McIver R D. Gas Hydrate[M]//Meyer R F, Olson J D. Long-Term Energy Resources. Boston; Pitman, 1981; 713-726.
- [12] Dobrynin V N M, Korotajev Y P, Plyushev D V. Gas Hydrates—A Possible Energy Resource[M]//Meyer R F, Olson J D. Long Term Energy Resources. Boston, MA; Pitman, 1981; 727-729.
- [13] Makogon Y F. Hydrates of Natural Gas, Moscow, Nedra, Izdatel'stvo[M]. Cieslesicz W J, trans. Tulsa, Oklahoma; PennWell Books, 1981; 237. (in Russian)
- [14] Makogon, Y F. Natural Gas Hydrates: The State of Study in the USSR and Perspectives for Its Use[C]//Paper presented at the Third Chemical Congress of North America. Toronto, Canada, 1988.
- [15] Cherskiy N V, Tsaarev V P, Nikitin S P. Investigation and prediction of conditions of accumulation of gas resources in gas hydrate pools[J]. Petroleum Geology, 1982, 21: 65-89.
- [16] Trofimuk A A, Cherskiy N V, Tsarev V P. Introduction: The Future Supply of Nature-Made Petroleum and Gas[M]//Meyer R F. The Future Supply of Nature-Made Petroleum and Gas. New York; Pergamon Press, 1977; 919.
- [17] Kvenvolden K A, Claypool G E. U. S. Geological Survey Open File Report 88-216, 1988; 50.
- [18] Kvenvolden K A. Methane hydrate—A major reservoir of carbon in the shallow geosphere? [J]. Chemical Geology, 1988, 71(1-3): 41-51.
- [19] MacDonald G J. Role of methane clathrates in past and future climates[J]. Climatic Change, 1990, 16(3): 247-281.
- [20] Gornitz V, Fung I. Potential distribution of methane hydrates in the world's oceans[J]. Global Biogeochemical Cycles, 1994, 8(3): 335-347.
- [21] Harvey L D D, Huang Z. Evaluation of the potential impact of methane clathrate destabilization on future global warming [J]. Journal of Geophysical Research: Atmospheres, 1995, 100(D2): 2905-2926.
- [22] Ginsburg G D, Soloviev V A. 27th Annual Offshore Technology Conference[C]. Richardson, TX; Offshore Technology

- gy Conference, 1995.
- [23] Holbrook W S, Hoskins H, Wood W T, et al. Methane hydrate and free gas on the Blake Ridge from vertical seismic profiling[J]. *Science*, 1996, 273(5283): 1840-1843.
- [24] Makogon Y F. *Hydrates of Hydrocarbons*[M]. Tulsa, OK: PennWell Publishing Co, 1997: 482.
- [25] Milkov A V. Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really out there? [J]. *Earth Science Reviews*, 2004, 66(3-4): 183-197.
- [26] Klauda J B, Sandler S I. Global distribution of methane hydrate in ocean sediment[J]. *Energy & Fuels*, 2005, 19(2): 459-470.
- [27] Moridis G J, Collett T S. Strategies for gas production from hydrate accumulations under various geologic conditions [C]//Proceeding Tough Symposium. Berkeley, California: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2003.
- [28] Moridis G J, Collett T S. Gas Production from Class 1 Hydrate Accumulation[M]//Taylor C, Qwan J, eds. *Advances in the Study of Gas Hydrates*. New York: Kluwer Academic, 2004.
- [29] Moridis G J, Reagan M T, Kim S J, et al. Evaluation of the gas production potential of marine hydrate deposits in the Ulleung Basin of the Korean East Sea[J]. *SPE Journal*, 2009, 14(4): 759-781.
- [30] Chen D F, Su Z, Cathles L M. Types of gas hydrates in marine environments and their thermodynamic characteristics [J]. *Terrestrial Atmospheric and Oceanic Sciences*, 2006, 17(4): 723-737.
- [31] 苏正, 陈多福. 海洋天然气水合物的类型及特征[J]. *大地构造与成矿学*, 2006, 30(2): 256-264. [SU Zheng, CHEN Duofu. Types of gas hydrates and their characteristics in marine environments[J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 2006, 30(2): 256-264.]
- [32] Boswell R, Collett T S. The gas hydrates resource pyramid [J]. *Fire in the Ice*, 2006, 6(3): 5-7.
- [33] Collett T S, Johnson A H, Knapp C C, et al. *Natural Gas Hydrates: A Review* [M]//Collett T S, Johnson A H, Knapp C, et al. *Natural Gas Hydrate-Energy Resource Potential and Associated Geologic Hazards*. Tulsa, OK: AAPG, 2009: 1-219.
- [34] Hancock SH, Collett TS, Dallimore SR, et al. Dallimore S R, Collett T S. Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. [S. l.]: Geological Survey of Canada, 2005: 135.
- [35] Dallimore S R, Collett T S. Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada[Z] [S. l.]: Geological Survey of Canada, 2005: 140.
- [36] Sloan E D Jr, Koh C A. *Clathrate Hydrates of Natural Gases* [M]. 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2007.
- [37] Takahashi H, Yonezawa T, Fercho E. Operation overview of the 2002 Mallik gas hydrate production research well program at Mackenzie delta in the Canadian Arctic [C]//Offshore Technology Conference 2003. Houston, Texas: Offshore Technology Conference, 2003.
- [38] Yamamoto K, Dallimore S R. Overview of the 2006-2008 JOGMEC/NRCan/Aurora mallik gas hydrate production test program[C]//AGU Fall Meeting. Washington, DC: AGU, 2008.
- [39] Dallimore S R, Wright J F, Nixon F M, et al. Objectives and Operation overview of the 2007 JOGMEC/NRCan/Aurora Mallik 2L-38 Gas Hydrate.
- [40] Schoderbek D, Martin K L, Howard J, et al. North Slope hydrate fieldtrial: CO₂/CH₄ exchange [C]//Proceedings Arctic Technology Conference. Houston, Texas, U S A: Offshore Technology Conference, 2012.
- [41] Boswell R, Hunter R, Collett T S et al. Investigation of gas hydrate bearing sandstone reservoirs at the Mount Elbert stratigraphic test well, Milne Point, Alaska [C]//Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008). Vancouver, British Columbia, Canada: ICGH, 2008.
- [42] Collett T S, Lewis R E, Winters W F 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.
- [43] Boswell R. Japan completes first offshore methane hydrate production test-Methane successfully produced from deepwater hydrate layers[J]. *Center for Natural Gas and Oil*, 2013, 412: 386.
- [44] <http://www.meti.go.jp/press/2017/06/20170629004/20170629004.html>. (in Japanese)
- [45] Fujii T M, Nakamizu M, Tsuji Y, et al. Methane-hydrate occurrence and saturation confirmed from core samples, eastern Nankai Trough, Japan [C]//Collett T, Johnson A, Knapp C, et al. *Natural Gas Hydrates-Energy Resource Potential and Associated Geologic Hazards*. Tulsa, OK: AAPG, 2009: 385-400.
- [46] Fujii T, Suzuki K, Takayama T, et al. Geological setting and characterization of a methane hydrate reservoir distributed at the first offshore production test site on the Daini-Atsumi Knoll in the eastern Nankai Trough, Japan[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66(2): 310-322.
- [47] Suzuki K, Schultheiss P, Nakatsuka Y, et al. Physical properties and sedimentological features of hydrate-bearing samples recovered from the first gas hydrate production test site on Daini-Atsumi Knoll around eastern Nankai Trough[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66: 346-357.
- [48] <http://finance.sina.com.cn/roll/2017-05-22/doc-ifyfkmc9968617.shtml>.
- [49] Milkov A V. Worldwide distribution of submarine mud volcanoes and associated gas hydrates[J]. *Marine Geology*, 2000, 167(1-2): 29-42.
- [50] Sassen R, Sweet S T, Milkov A V, et al. Geology and geochemistry of gas hydrates, central Gulf of Mexico continental

- slope[J]. *GCAGS Transactions*, 1999, 49: 462-468.
- [51] Collett T S. The evolution of gas hydrate from a gas resource to a gas reserve[C]//*Proceedings of the 9th International Conference on Gas Hydrates (ICGH9-2017)*. Denver, USA: ICGH, 2017.
- [52] Milkov A V, Sassen R. Preliminary assessment of resources and economic potential of individual gas hydrate accumulations in the Gulf of Mexico continental slope[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2003, 20(2): 111-128.
- [53] 孙运宝, 赵铁虎, 蔡峰. 国外海域天然气水合物资源量评价方法对我国的启示[J]. *海洋地质前沿*, 2013, 29(1): 27-35. [SUN Yunbao, ZHAO Tiehu, CAI Feng. Gas hydrate resource assessment abroad and its implications[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2013, 29(1): 27-35.]
- [54] Soloviev V A. Global estimation of gas content in submarine gas hydrate accumulations[J]. *Russian Geology and Geophysics*, 2002, 43: 609624.
- [55] Sain K, Gupta H. Gas hydrate in India: potential and development[J]. *Gondwana Research*, 2012, 22(2): 645-657.
- [56] Xu W Y, Ruppel C. Predicting the occurrence, distribution, and evolution of methane gas hydrate in porous marine sediments[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1999, 104(B3): 5081-5095.
- [57] Collett T S. Gas hydrate petroleum systems in marine and arctic permafrost environments[C]//*Unconventional Energy Resources; Making the Unconventional Conventional; 29th Annual GCSSEPM Proceedings*. Houston, Texas: Gulf Coast Section of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Foundation, 2009: 6-30.
- [58] Kamath V A, Holder G D. Dissociation heat transfer characteristics of methane hydrates[J]. *AIChE J*, 1987, 33(2): 347-350.
- [59] Ji Chuang, Ahmadi G, Smith D H, et al. Natural gas production from hydrate decomposition by depressurization[J]. *Chemical Engineering Science*, 2001, 56(20): 5801-5814.
- [60] Dong F H, Zang X Y, Li D L, et al. Experimental investigation on propane hydrate dissociation by high concentration methanol and ethylene glycol solution injection[J]. *Energy & Fuels*, 2009, 23(3): 1563-1567.
- [61] Yuan Q, Sun C Y, Liu B, et al. Methane recovery from natural gas hydrate in porous sediment using pressurized liquid CO₂[J]. *Energy Conversion and Management*, 2013, 67: 257-264.
- [62] Chen J, Wang Y H, Lang X M, et al. Energy-efficient methods for production methane from natural gas hydrates[J]. *Journal of Energy Chemistry*, 2015, 24(5): 552-558.
- [63] Cottrell W F. *Energy and Society: The Relation Between Energy, Social Change, and Economic Development*[M]. New York: McGraw-Hill, 1955.
- [64] Dale M, Krumdieck S, Bodger P. Net energy yield from production of conventional oil[J]. *Energy Policy*, 2011, 39(11): 7095-7102.
- [65] Reagan M. Sensitivity analysis of gas production from Class 2 and Class 3 hydrate deposits[C]//*Offshore Technology Conference 2009*. Houston, Texas: Offshore Technology Conference, 2009.
- [66] Zhang Y, Li X S, Chen Z Y, et al. Effect of hydrate saturation on the methane hydrate dissociation by depressurization in sediments in a cubic hydrate simulator[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2015, 54(10): 2627-2637.
- [67] Feng J C, Wang Y, Li X S, et al. Influence of hydrate saturation on methane hydrate dissociation by depressurization in conjunction with warm water stimulation in the silica sand reservoir[J]. *Energy & Fuels*, 2015, 29(12): 7875-7884.
- [68] Tang L G, Li X S, Feng Z P, et al. Control mechanisms for gas hydrate production by depressurization in different scale hydrate reservoirs[J]. *Energy & Fuels*, 2007, 21(1): 227-233.
- [69] Zhao J F, Fan Z, Dong H, et al. Influence of reservoir permeability on methane hydrate dissociation by depressurization[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2016, 103: 265-276.
- [70] Li D X, Ren S R, Zhang L, et al. Dynamic behavior of hydrate dissociation for gas production via depressurization and its influencing factors[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 146: 552-560.
- [71] Huang L, Su Z, Wu N Y. Evaluation on the gas production potential of different lithological hydrate accumulations in marine environment[J]. *Energy*, 2015, 91: 782-798.
- [72] Huang L, Su Z, Wu N Y, et al. Analysis on geologic conditions affecting the performance of gas production from hydrate deposits[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 77: 19-29.
- [73] Yamamoto K, Nakatsuka Y, Sato R, et al. Geohazard Risk Evaluation and Related Data Acquisition and Sampling Program for the Methane Hydrate Offshore Production Test [M]//Meyer F. *Frontiers in Offshore Geotechnics III*. London: CRC Press, 2015.
- [74] Freij-Ayoub R, Tan C, Clennell B, et al. A wellbore stability model for hydrate bearing sediments[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, 57(1-2): 209-220.
- [75] Rutqvist J, Moridis G J, Grover T, et al. Coupled multi-phase fluid flow and wellbore stability analysis associated with gas production from oceanic hydrate-bearing sediments[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, 92-93: 65-81.
- [76] Kakumoto M, Yoneda J, Miyazaki K, et al. Basic study on the frictional strength between the casing and cement in a methane hydrate production well: basic studies of well stability for methane hydrate development (Part 1)[J]. *Journal of the Mining & Materials Processing Institute of Japan*, 2013, 129(4): 116-123.
- [77] Milkov A V, Dickens G R, Claypool G E, et al. Co-existence of gas hydrate, free gas, and brine within the regional gas hydrate stability zone at Hydrate Ridge (Oregon margin): evidence from prolonged degassing of a pressurized core[J].

- Earth and Planetary Science Letters, 2004, 222(3-4): 829-843.
- [78] Wegner S A, Campbell K J. Drilling hazard assessment for hydrate bearing sediments including drilling through the bottom-simulating reflectors[J]. Marine and Petroleum Geology, 2014, 58: 382-405.
- [79] Khabibullin T, Falcone G, Teodoriu C. Drilling through gas-hydrate sediments: managing wellbore-stability risks [J]. SPE Drilling & Completion, 2011, 26(2): 287-294.
- [80] Hao S Q. A study to optimize drilling fluids to improve borehole stability in natural gas hydrate frozen ground[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, 76(3-4): 109-115.
- [81] Digby A J. Assessment and Quantification of the Hydrate Geohazard [C]//Offshore Technology Conference 2005. Houston, Texas: Offshore Technology Conference, 2005.
- [82] Uchida S, Klar A, Yamamoto K. Sand production model in gas hydrate-bearing sediments[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2016, 86: 303-316.
- [83] 李彦龙, 刘乐乐, 刘昌岭, 等. 天然气水合物开采过程中的出砂与防砂问题[J]. 海洋地质前沿, 2016, 32(7): 36-43. [LI Yanlong, LIU Lele, LIU Changling, et al. Sanding prediction and sand-control technology in hydrate exploitation: A review and discussion[J]. Marine Geology Frontiers, 2016, 32(7): 36-43.]
- [84] Akaki T, Kimoto S, Oka F. Dynamic analysis of hydrate-bearing seabed sediments considering methane gas production induced by depressurization[J]. Japanese Geotechnical Society Special Publication, 2016, 2(18): 676-680.
- [85] 房臣, 张卫东. 天然气水合物的分解导致海底沉积层滑坡的力学机理及相关分析[J]. 海洋科学集刊, 2010(50): 154-161. [FANG Cheng, ZHANG Weidong. Mechanism and analysis of landslide on the seabed due to the decomposition of gas hydrate[J]. Studia Marina Sinica, 2010(50): 154-161.]
- [86] Hyodo M, Nakata Y, Yoshimoto N. Challenge for methane hydrate production by geotechnical engineering[J]. Japanese Geotechnical Society Special Publication, 2015, 2(1): 62-75.
- [87] Hyodo M, Yoneda J, Yoshimoto N, et al. Mechanical and dissociation properties of methane hydrate-bearing sand in deep seabed[J]. Soils and Foundations, 2015, 53(2): 299-314.
- [88] McMullen N. How Hydrate Plugs are Remediated [M]// Sloan D, Koh C, Sum A K, et al. Natural Gas Hydrates in Flow Assurance. Amsterdam: Elsevier, 2011: 49-86.
- [89] 魏合龙, 孙治雷, 王利波, 等. 天然气水合物系统的环境效应[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2016, 36(1): 1-13. [WEI Helong, SUN Zhilei, WANG Libo, et al. Perspective of the environmental effect of natural gas hydrate system[J]. Marine Geology and Quaternary Geology, 2016, 36(1): 1-13.]
- [90] Moridis G J, Reagan M T, Boswell R, et al. Preliminary evaluation of the production potential of recently discovered hydrate deposits in the Gulf of Mexico [C]//Offshore Technology Conference 2010. Houston, Texas: Offshore Technology Conference, 2010.

GEOLOGICAL CONTROLLING FACTORS AND SCIENTIFIC CHALLENGES FOR OFFSHORE GAS HYDRATE EXPLOITATION

WU Nengyou^{1,2}, HUANG Li^{1,2}, HU Gaowei^{1,2}, LI Yanlong^{1,2}, CHEN Qiang^{1,2}, LIU Changling^{1,2}

(1. Key Laboratory of Gas Hydrate, Ministry of Land and Resources, Qingdao Institute of Marine Geology, Qingdao 266071, China;

2. Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266071, China)

Abstract: Significant progresses have been made so far for understanding of the occurrence, distribution and characteristics of natural gas hydrate, and a series of gas production tests from the permafrost and marine hydrate deposits have been carried out all over the world. However, the gas hydrate exploitation is still facing severe scientific challenges. Based on a general review of the global gas hydrate exploration and exploitation, this paper expounded the gas hydrate reservoir classification and geological controlling factors, and put forward four aspects of scientific challenges for the effective economic exploitation, including the resource evaluation, exploitation method and technology, reservoir geological parameters and engineering geological risks. In order to realize the effective economic exploitation of gas hydrate, the resource evaluation is the foundation, and the exploitation method and technology is the key. To determine whether the gas hydrate reservoir can be exploited requires the accurate reservoir geological parameters, and whether the effective exploitation can be realized depends on the control of engineering geological risks.

Key words: gas hydrate; production; resource evaluation; exploitation method and technology; reservoir geological parameters; engineering geological risks