第 26 卷第 4 期 极地研究 Vol. 26, No. 4
2014 年 12 月 CHINESE JOURNAL OF POLAR RESEARCH December 2014

研究论文

极地天然气水合物勘探开发现状及对中国的启示

王平康[1,2] 祝有海[1,2] 赵越[3] 刘建民[3] 张旭辉[4]

([1] 中国地质调查局油气资源调查中心,北京 100029; [2] 中国地质科学院矿产资源研究所,北京 100037;
[3] 中国地质科学院地质力学研究所,北京 100081; [4] 中国科学院力学研究所,北京 100190)

提要 极地天然气水合物分布于南北极大陆及其毗邻海域的沉积物(岩)中,与广泛分布的永久冻土带密切相关,资源潜力巨大。极地天然气水合物储层类型主要为富砂沉积物储层,能提供天然气水合物高浓度聚集所需的储集渗透性,最可能实现远景勘探和商业利用。随着全球气候变暖,北冰洋海冰加速融化和航道开通,北极地区蕴藏的丰富资源都将从潜在利益变成现实利益,各国的权益纷争也将愈演愈烈。本文综述了极地天然气水合物勘探开发现状和相关国家的水合物开发政策,依据中国海陆域天然气水合物勘查开发现状,提出了中国参与极地天然气水合物研究和开发的思路和途径,为中国极地资源开发利用战略提供参考。

关键词 天然气水合物 极地 勘探和开发 战略
doi: 10.13679/j.jdyj.2014.4.502

0 引言

天然气水合物是由具有相对较低分子质量的气体(如甲烷、乙烷、丙烷、二氧化碳、氮气等)在一定温度和压力条件下与水形成的一种内含笼形结构的固态类冰状物质。自然界中,它所包含的气体分子多以甲烷为主(90%),也被称为甲烷水合物,俗称"可燃冰"。天然气水合物具有巨大的储气能力,单位体积的天然气水合物,在常温常压下,可以释放出150—180 单位体积的天然气[1]。天然气水合物作为一种新型能源,主要赋存于南北极和青藏高原永久冻土带、海底沉积地层和一些深水湖泊底部沉积物中[2-6],据不完全统计,迄今为止全球已经累计发现超过 220 个天然气水合物矿点[7]。据估算,全球海洋与陆地上天然气水合物矿藏所蕴藏的甲烷气体约 7.4×10^4 Gt[8],远超过了全世界已知的天然气总储量[9]。天然气水合物因其能量密度高、分布广、规模大、埋藏浅,被视为 21 世纪的一种潜在能源[10]。

极地天然气水合物分布于南北极大陆及其毗邻海域的沉积物(岩)中,与广泛分布的永久冻土带密切相关[1],资源潜力巨大。据统计,目前已在北极和南极地区分别发现 19 处和 5 处天然气水合物矿点(图 1)。勘探和研究结果表明,极地天然气水合物储层类型主要为富砂沉积物储层[1,10],能提供天然气水合物高浓度聚集所需的储集渗透性,最可能实现远景勘探和商业利用[11]。由于北极和南极地区特殊的地理位置以及将来不可避免的全球能源危机,极地天然气水合物已被极地国家视为一种重要的战略性能源。目前,环北冰洋国家如美国、加拿大、俄罗斯等都加大了对北极地区天然气水合物资

[收稿日期] 2013 年 10 月收到来稿,2014 年 1 月收到修改稿
[基金项目] 南北极环境综合考察与评估专项(CHINARE2014-04-05-02)、国家自然科学基金项目(41102021)和天然气水合物资源勘查与试采工程国家专项(GZHL20110308,GZH201400301)资助
[作者简介] 王平康,男,1982 年生。硕士,助理研究员,主要从事天然气水合物研究。E-mail: wangpk@cags.ac.cn
[联系作者] 祝有海,男,1963 年生。硕士,研究员,主要从事天然气水合物和海洋地质研究。E-mail: zyh@mx.cei.gov.cn

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

源勘查和研究力度,并开始进行水合物开发工艺研究和开采试验,而且非极地国家如日本、韩国等业已积极地以国际合作形式参与其中。近年来,极地天然气水合物研究在成藏理论、勘查技术和试采装备等方面取得了一系列突破性进展,而真正实现天然气水合物商业化开采仅是一个时间问题。随着全球气候变暖,北冰洋海冰加速融化和航道开通,北极地区蕴藏的丰富资源都将从潜在利益变成现实利益,各国的权益纷争也将愈演愈烈。中国虽不属于极地国家,但在 2007 和 2008 年,分别在南海北部海域和青藏高原冻土区成功钻获天然气水合物实物样品[6,12],实现了中国海陆域天然气水合物找矿的重大突破,使得中国成为目前世界上在中低纬度地区唯一拥有海底和陆上冻土区天然气水合物资源的国家,因此,在立足和发挥中国海陆域天然气水合物资源优势的同时,如何参与极地天然气水合物研究和开发,以及提升中国在极地国际事务中的地位和话语权,已成为中国极地战略所面临的新机遇和挑战。

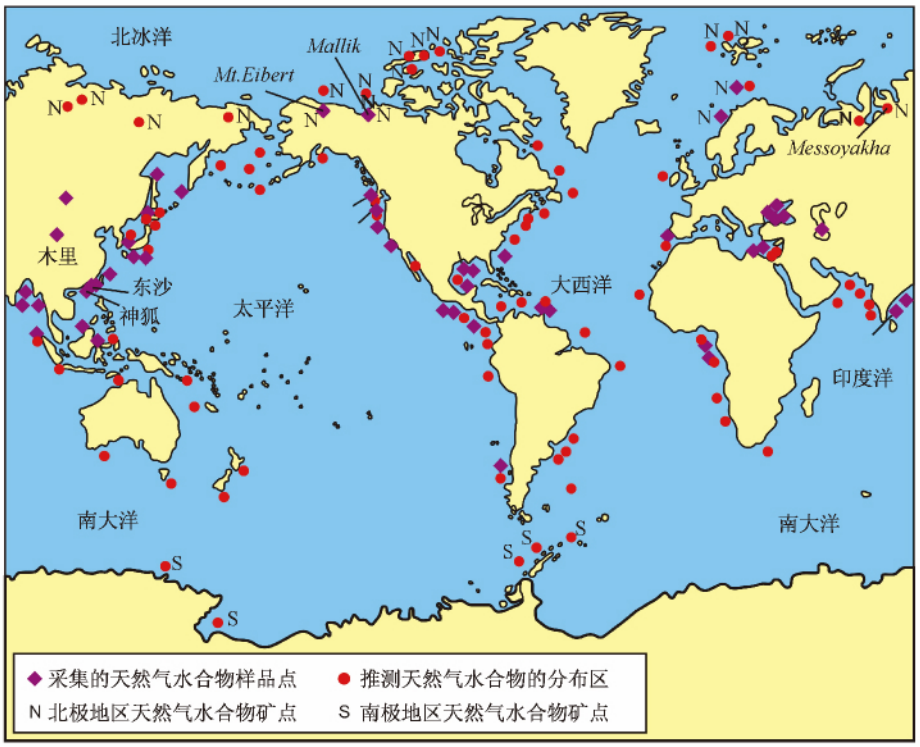

图 1　全球天然气水合物分布及极地和中国主要的天然气水合物研究区(据文献[6,12-14],修改)

Fig. 1. Global map of recovered and inferred gas hydrate and the main research areas for gas hydrate in Polar Regions and China (modified from [6,12-14])

1　极地天然气水合物勘探开发现状

1.1　极地天然气水合物分布及资源潜力

地球两极地区存在大面积的永久冻土层,具有天然气水合物形成的温度和压力条件。通常认为,在北极地区有利于冻土和天然气水合物形成的热条件从上新世(约 1.88 Ma)开始持续至今[4,15]。现今北半球大约 20% 的陆地面积被冻土所覆盖,Collet 等[1,9]依据美国国家冰雪数据中心(NSIDC)的冻土数据描绘了北半球陆上连续永久冻土和残留的海底永久冻土带的可能范围(图 2A),指出陆上和近岸的天然气水合物仅能存在于与其密切联系的永久冻土带中,因此永久冻土带的分布范围也就指示了陆上和近岸天然气水合物存在的可能区域[1]。钻探取样、钻孔测井和地球物理调查研究表明,北极陆上天然气水合物主要聚集于俄罗斯、美国阿拉斯加和加拿大的永久冻土区,其中主要包括西西伯利亚盆地及俄罗斯北部一些永冻区[2,9,13,16]、北美阿拉斯加北坡[1]、加拿大马更些三角洲和北极群岛[17-18]。除此之外,在挪威斯瓦尔巴群岛和挪威岛也有可能存在天然气水合物[19]。在永久冻土区,天然气水合物

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

可能存在于地下 130—2 000 m 深度范围[1]。北极海洋天然气水合物分布除受有利的低温底层水体影响外，还受大陆坡、陆隆(深水海台)等地形和地质构造单元控制，Max 和 Lowrie[20] 依据地质构造单元划分出三级水合物分布有利区，其中介于 500—3 000 mbsf 间的大陆坡为一级有利区，低于 3 000 mbsf的深海区为二级有利区(例如加拿大海盆、弗兰格尔深海平原、巴伦支海-拉普帖夫海海岭、阿尔法海岭盆地)和覆有沉积物的活动转换带或活动海岭为三级有利区。Grantz 等[21] 和 Kvenvolden 等[22] 认为阿拉斯加波弗特海北部陆架外缘、陆坡和陆隆上部的海底之下有广泛的水合物聚集，海底之下 300—700 m 处存在明显的地球物理 BSR 标志。挪威西北巴伦支海的熊岛盆地[23-25] 和斯匹兹卑尔根地区[26] 海底发现强反射的 BSR，推测存在天然气水合物。Соловьев[27] 指出东西伯利亚海、拉普帖夫海、喀拉海、巴伦支海和楚克奇海等北冰洋边海均为天然气水合物存在的有利地区(图 2A)。

南极大陆是联合古陆不断裂离后的残余产物，其大陆边缘多为非活动型大陆边缘，但在南极半岛附近海域，由于古菲尼斯板块的不断俯冲，形成了以南设得兰海沟为代表的活动型大陆边缘[28]。南极陆缘发育有十余个中新生代沉积盆地[29-30]，大多盆地具有时显的裂谷盆地特征，是在张性构造环境下发育形成的，下伏的深大断裂可以保证来自深部的热能供给，为有机质转变为甲烷等烃类的过程中起着催化剂的作用[31]，同时，这些盆地大多被新生界冰川沉积所覆盖[32]，以及具有比其他大陆陆架坡折带较深的水深(300—900 m)[33]，具备天然气水合物形成的温压条件。南极地区天然气水合物调查和研究始于 20 世纪 70 年代，McIver[34] 首次报道了南极陆缘存在天然气水合物的信息。依据海洋地质、地球物理 BSR 和地球化学调查资料，推测天然气水合物则可能主要存在于南设得兰陆缘[35-39]、南极半岛的太平洋陆缘[40-42]、罗斯海陆缘[34,43-45]、威尔克斯地陆缘[46-48]、普里兹湾陆缘[49-50]、里瑟-拉森海陆缘[51-52] 和南奥克尼群岛东南陆缘[53-54]。新近，王力峰等[31] 根据天然气水合物的热稳定性，利用国际地热委员会数据库资料，修正计算了天然气水合稳定带底界深度的计算参数，初步分析了南极陆缘盆地

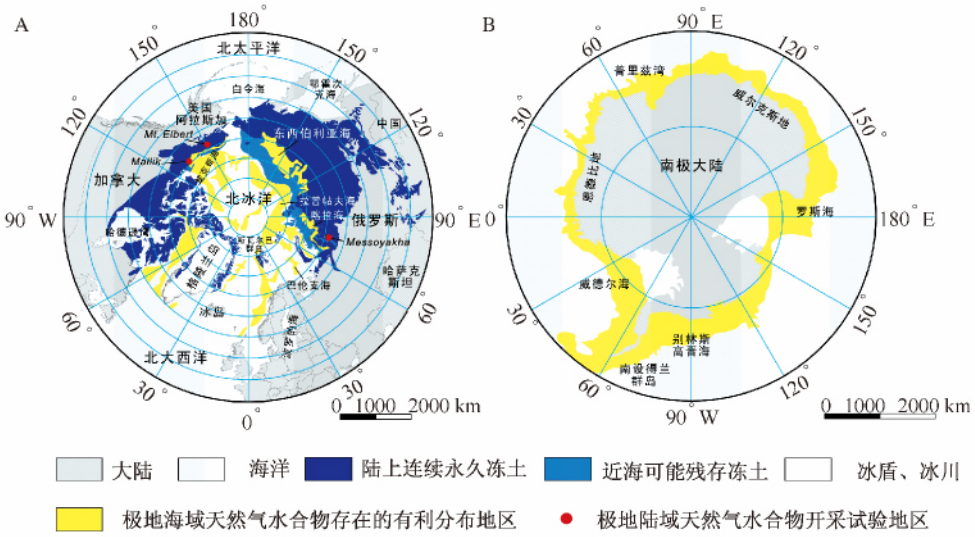

图 2 极地天然气水合物有利分布地区. A—北极. 深蓝和浅蓝色区分别指示陆上连续永久冻土带和近海可能残存冻土带，也是天然气水合物存在的有利分布地区，黄色区是海洋天然气水合物存在的有利分布地区，冻土带分布资料引自文献[1]，北极海域天然气水合物存在的有利分布区数据引自文献[20,27]；B—南极. 黄色区是陆缘天然气水合物存在的有利分布地区，水合物分布资料引自文献[31]

Fig. 2. Favorable geographical distribution for the accumulation of gas hydrates in the Polar Regions A—Arctic: dark blue and light blue areas indicate onshore continuous permafrost and offshore possible relic permafrost, respectively; the permafrost areas may be favorable for the accumulation of gas hydrates; yellow areas indicate the favorable area for the accumulation of gas hydrate in marine; source of permafrost data from [1] and source of gas hydrate distribution data from [20,27]. B—Antarctic: yellow areas indicate the favorable area for the accumulation of gas hydrate in antarctic margins; source of gas hydrate distribution data from [31]

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

的天然气水合物资源潜力并圈定出了天然气水合物分布的有利分布区(图 2B)。Wadham 等[55]依据南极冰川下的环境实验数据,利用模拟方法证实南极沉积海盆中具有甲烷水合物积累的潜能,计算结果显示南极地区天然气水合物资源量可能与新近北极冻土区的评估值在同一数量级。南极大陆 95% 以上的面积常年为巨厚的冰雪所覆盖,同样具备天然气水合物形成的温压条件,但目前尚未发现有指示陆上天然气水合物存在的报道。

极地天然气水合物研究和勘查程度相比海洋水合物较为薄弱,尽管有关极地天然气水合物矿藏的规模和资源量数据不是很多,但从已有估算结果来看,其资源量亦是非常巨大的(表 1)。以美国阿拉斯加北坡为例,最新评估结果显示阿拉斯加北坡未探明的技术可采天然气水合物资源量介于(0.71—4.47) $\times 10^{12}$ m^3,平均估算为 2.42×10^{12} m^3[1]。据美国能源部能源信息署资料,按照当前美国的能源消费速率,阿拉斯加北坡的水合物中的天然气资源可满足 1 亿普通美国家庭 10 年对天然气供热的能源需求。极地如此规模巨大的天然气水合物资源量,对未来极地国家的能源政策和其国内的能源供需关系将会产生重要影响。

表 1　极地主要地区天然气水合物矿藏资源量评估

Table 1. Gas hydrate resource estimate in Polar Regions

地理位置	资源量(CH_4)/m^3	来源
阿拉斯加北坡	(0.71—4.47) $\times 10^{12}$	文献[1]
北极群岛	(19—620) $\times 10^{12}$	文献[56]
麦索亚哈	0.062×10^{12}	文献[56]
普拉德霍湾 Eileen 地区	(1.0—1.2) $\times 10^{12}$	文献[57]
马更些-波弗特海	(1.0—10) $\times 10^{12}$	文献[18,58]
南极近海	(0.97—1.63) $\times 10^{13}$	文献[31]
南设得兰陆缘	2.6×10^{12}	文献[38]
南极半岛陆缘	(1.6—2.8) $\times 10^{10}$	文献[59]

1.2　极地国家天然气水合物勘探开发现状

自 1970—1972 年在极地多年冻土区获取天然气水合物实物样品以来,科学家就开始对多年冻土区天然气水合物的地质成因、地球物理和地球化学勘探方法、资源评估对气候变化和环境的影响和天然气水合物开采进行了研究[60]。距今,极地多年冻土区天然气水合物研究有近 50 年的历史,俄罗斯西伯利亚盆地的麦索雅哈气田、加拿大马更些三角洲和美国阿拉斯加北坡已成为目前极地冻土区天然气水合物勘探开发和国际关注程度较高的三大地区。

1.2.1　俄罗斯麦索雅哈(Messoyakha)气田

俄罗斯麦索雅哈气田是冻土区水合物进行天然气开采的第一个实例,是目前世界上唯一一个与深部天然气田联合的水合物商业化开采气田。该气田位于西西伯利亚的北部(图 2),毗邻麦索雅哈河,在叶尼塞河入海口附近的北极圈地带。该矿田在西西伯利亚的克拉通盆地内,其本身是一个 12.5 km × 19 km 的大背斜,覆盖面积达 237 km^2,冻土层厚度为 420—480 m。地质资料显示,麦索雅哈气田的天然气水合物矿藏储层为伏于第四系沉积物之下的中侏罗统、白垩系-古新世的砂质粘土岩沉积,属于 Dolgan 组的上部,构造圈闭的水合物层厚度约为 84 m;孔隙度为 16%—38%,平均为 25%;残余水饱和度为 29%—50%,平均为 40%;渗透率为 10—1 000 mD,平均为 125 mD;储层温度为 8—12 ℃,压力为 7.8 MPa;孔隙水盐度 < 15‰;气体组成中甲烷含量为 98.6%,乙烷含量为 0.1%,丙烷含量为 0.1%,二氧化碳含量为 0.5%,氮气含量为 0.7%[7]。

麦索雅哈气田于 1969—2005 年间,半连续采用注入化学剂法、降压法以及两种方法相结合进行天然气水合物开发生产。其中采用降压法开采试验(图 3),保证了水合物长期的分解,并取得了较好的效果。具体可分为以下五个阶段:第一阶段(1969—1971 年),该气田储层压力尚未降到水合物的稳定条件之下,开采的天然气全部来自于下部的游离气层;第二阶段(1972—1975 年),开采过程中的储层压力超过了单纯开采游离气所预测的储层压力,压力偏移表明天然气水合物开始分解,有部分天然气产自于水合物层;第三阶段(1976—1977 年),产气量绝大部分来自于水合物层;第四阶段(1978—1981 年),产气量逐年下降,并最终停产,且随着水合物层的持续分解,储层压力开始回升;第五阶段(1982 年以后),气田开始转入适度采气阶段,其产气量主要来自于水合物层[61]。到 2005 年 1 月,麦索雅哈气田生产的天然气为 12.6×10^9 m^3,其中 6.9×10^9 m^3 是随储层压力降低水合物分解所产生的[7]。

麦索雅哈气田天然气水合物矿藏的开发有效地促进和推动了全球针对天然气水合物的研究。该气田的成功开采不仅证实天然气水合物矿藏的存在,而且首次证明水合物商业化开发是真正可能的。同时,这种成功的天然气水合物开采方法也表明通过

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

先开采天然气水合物层之下的游离气层，使得储层压力降低，导致作为盖层的水合物层分解并释放出甲烷气体，再经现有管道回收这些气体在技术上是完全可行的，而且在这里降压法生产无需增加投资，是非常经济的，使得麦索雅哈气田成为全球唯一商业性开采天然气水合物的实例[62]。

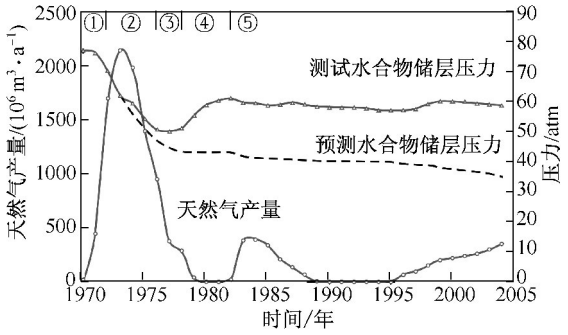

图3 麦索雅哈天然气水合物矿藏储层压力和产量以时间为函数的变化图[7]

Fig. 3. Production-reservoir pressure on development of Messoyakha gas hydrate deposit[7]

1.2.2 加拿大马更些三角洲

马更些三角洲位于加拿大西北部的永久冻土带，是广义的波弗特海-马更些盆地的重要组成部分，是加拿大重要的油气分布区域之一[63]。在地质构造上，该地区属于北美大陆陆缘，是晚白垩世海底扩张形成的加拿大盆地和波弗特海的大陆边缘。波弗特海陆坡马更些三角洲的沉积层主要为快速沉积的陆源碎屑砂岩，含丰富的有机质。马更些三角洲多年冻土区 Mallik 研究井位于加拿大西北部波弗特海沿岸(图2)，是目前世界上天然气水合物研究井最密集的研究区，天然气水合物研究历史超过30年。1970—1972年通过 Mallik L-38 钻井记录和钻孔堵塞证实和发现了天然气水合物存在的证据[64]。1980—1990年间对该地区天然气水合物资源进行调查和评估，开展了145个钻孔调查，其中25个(17%)钻孔证实了天然气水合物的存在[65]，天然气水合物主要发育在多年冻土层下300—700 m深度范围内，在92 GSC Taglu 钻孔中发现了在多年冻土层间发育有天然气水合物[66]。1998年由加拿大地质调查局和日本国家石油公司(JNOC)牵头，美国地质调查局、美国能源部、工业部门、高校以及政府研究机构参与，在 Mallik L-38 研究井场地开展了科学与工程联合研究，并钻取了 Mallik 2L-38 研究井，证实了该井存在5层水合物，初步估算 Mallik 区水合物的资源量相当于1.1亿立方米的天然气。随后又完钻 Mallik 3L-38，Mallik 4L-38 和 Mallik 5L-38 井[10]。研究结果显示，Mallik 区富含水合物的砂岩层埋深为890—1 106 m，某些地层的厚度超过30 m，局部层位水合物饱和度高达80%[67]。

马更些三角洲冻土带水合物开发试验计划(Mallik 计划)是天然气水合物开采技术试验中最成功的。"Mallik 2002"项目主要目的在于评估天然气水合物的生产潜力，以注热法为主，并对短期降压法进行了尝试，取得了大量的现场试开采资料，由日本、加拿大、美国等多国50多个研究机构的200多位科学家参加。该项目在日本石油资源勘探公司施工的 Mallik 5L-38 天然气水合物生产研究井(Mallik 3L-38 和 Mallik 4L-38 观测井)进行开发试生产，试图通过降压法和加热法的短期试生产来证实从天然气水合物中生产天然气的可行性。由于试生产的目的是观测水合物的原位响应及其生产模拟提供必不可少的技术参数，因此这次试验并未考虑商业可行性。试生产结果显示，经过123.65 h的热流循环后，总共生产出516 m^3 的天然气[68]。可见，单独的加热法或降压法均能使水合物发生分解并释放出天然气，但沉积物类型、水合物饱和度及其离水合物相平衡点的远近程度均影响着水合物的生产过程[63]。同时生产工作中所使用的简单热水循环系统(图4)的井底设备以及地面设备简单可靠，在井底可以维持相对稳定的温度和压力条件。虽然天然气水合物分解后，地层中的水气渗流会对热量传播有所贡献，但由于分解范围小，渗透性小，天然气水合物分解所需能量主要以热传导的方式在天然气水合物地层中传播。由于这是控制性的短期试生产而不是长期试生产，这次试生产的总产出量相对较小，但这为以后长期试生产直至最终的开发奠定了基础。进一步的模拟结果表明，由于水合物分解的吸热效应和热传导过程中的消耗作用，简单的垂直钻孔热开发方案似乎并不是将来大规模生产的有效方法。同样，由于 Mallik 地区水合物层之下并不存在游离气，单纯的垂直钻孔降压法也不是可行的方法[63]。

"Mallik 2007"项目起始于2006年，终止于2008年，也称作"Mallik 2006—2008"项目，主要目的在于采用降压法对天然气水合物进行较长期的试开采工作，并监测试开采过程中天然气水合物的地

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

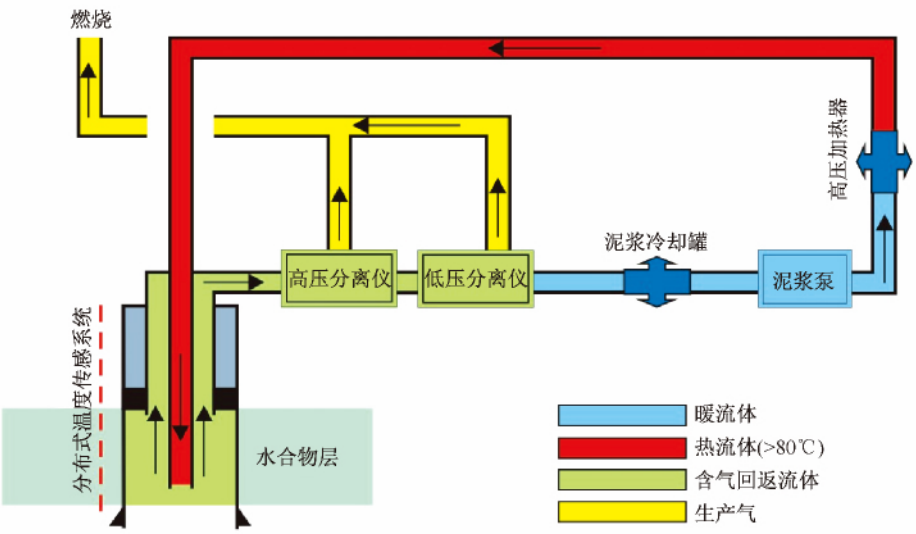

图 4　Mallik 5L-38 井天然气水合物注热法试生产循环流程示意图[68]

Fig. 4. Schematic diagram of the gas production via thermal stimulation from Mallik 5L-38 gas hydrate production research well[68]

层响应,获得了丰富的试开采和监测资料,由日本石油、天然气与金属公司(JOGMEC)、加拿大自然资源部和 Aurora 学院负责执行。该项目在 Mallik 2L-38 井的基础上,改进后用于降压法现场试生产,主要目的在于测量和监测降压法试生产过程中陆地环境(冻土环境)下天然气水合物地层的响应。该项目现场试生产采用降压法(图 5),天然气水合物分解所需热量主要来源于水合物地层。天然气水合物地层的温度和水合物地层中未分解区域向水合物地层分解区域的导热量控制着天然气水合物降压法试生

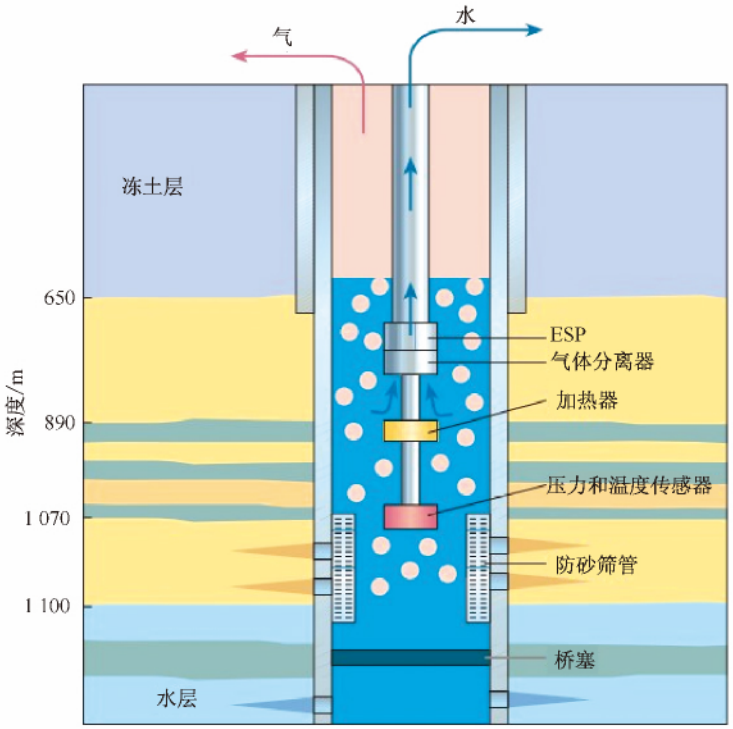

图 5　Mallik 2L-38 井天然气水合物降压法试开采示意图[70-71]

Fig. 5. Schematic diagram of the gas production via depressurization from Mallik 2L-38 gas hydrate production research well[70-71]

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

产的产气量。降压法试生产的天然气水合物分解产生的水气两相渗流方向与热传导方向相同，大大增加了热传导的效率，提高了天然气水合物分解产气效率。水气两相渗流主要受天然气水合物地层有效渗透率的影响，且随着天然气水合物的分解，水合物地层的有效渗透率会不断增大，不断提高热传导效率。2007年度试生产以降压法为主、注热法为辅，经12.5 h，累计生产天然气830 m^3[69]。2008年度试生产采用降压法，经139 h，累计生产天然气13 000 m^3，日产气量为2 000—4 000 m^3[70]。降压法试生产结果表明，水合物中的持续生产是可以单独由降压法实现，降压法具有较高的产生效率，是今后天然气水合物大规模商业化开采的首选方式。在生产方面，降压法试生产也存在着一些问题，其中最主要的问题是降压法引起的流沙问题，随分解产生的水气渗流运移出来的沙子可能堵塞管道，引起降压泵的失灵等，其次，降压法试生产引起的地层温度的降低也会导致地层水结冰以及分解产气和水再次形成水合物，减小水合物地层的有效渗透率，降低天然气水合物分解产气效率，这些问题还需要继续研究，来不断探索开采天然气水合物的最优化方法。

1.2.3 美国阿拉斯加北坡

20世纪90年代进行的为期5年的调查显示，美国阿拉斯加北部的普罗德霍湾和库帕勒克地区、阿拉斯加北部斜坡区及其海域都蕴藏丰富的水合物。美国在普罗德霍湾油田和库帕勒克油田地区钻井特征表明，普罗德霍湾存在天然气水合物/游离气的情况与俄罗斯的麦索雅哈气田相似。该地区天然气水合物稳定带的上界大约为210—240 m，在普罗德霍湾天然气水合物稳定带厚度最大超过了1 000 m，平均深度范围为210—950 m[57]。1998年由美国地质调查局、加拿大地质调查局以及日本国家石油、天然气与金属公司联合在该区开展天然气水合物研究井和开采试验计划。2003—2004年美国能源部资助开展了“Hotice-1”项目，开展多年冻土区天然气水合物的室内和现场试验研究。一个最重要的发展是于2007年在阿拉斯加北坡的Milne Point地区施工完成的Mount Elbert天然气水合物试验井，位置见图2。该井在下-中始新统Sagavanirktok组的海相和非海相沉积物中发现两个主要的含天然气水合物层砂层，含水合物层饱和度为60%—75%[72]。利用降压法对该井进行天然气水合物生产测试的结果显示，当井压高于水合物稳定压力时，原地有效渗透率范围在0.12—0.17 mD；当井压降低到水合物稳定压力以下时，孔隙空间中的水合物发生分解，有效渗透率增加[71]。此次试验与加拿大Mallik工程一起，首次对天然气水合物生产技术和观念进行了合理评估。

2012年，美国能源部和日本国家石油、天然气与金属公司以及康菲石油共同合作，利用2011年由康菲石油和美国能源部化石能源局国家能源技术实验室在普罗德霍湾地区实施完成的“Iġnik Sikumi”天然气水合物试验井，开展了一项甲烷水合物开采创新技术—利用注入CO_2法进行水合物生产。其原理是，在一定的温度条件下甲烷水合物保持稳定所需要的压力要比CO_2水合物更高，在某一特定的压力范围内CO_2水合物更易于形成并保持稳定，而甲烷水合物则会分解。具体手段是向甲烷水合物层注入CO_2，CO_2气体就可能与天然气水合物分解出的水生成CO_2水合物，这种作用释放出的热量可促使天然气水合物的分解反应得以持续进行，甲烷水合物被CO_2不断置换，从而达到释放和采集甲烷的目的(图6)。与天然气水合物试生产注入阶段相关的野外试验开始于2012年2月15日，完成于2月28日。在这期间成功向水合物饱和的砂岩层注入约6 000 m^3的CO_2和N_2混合气体，累计生产天然气量约3×10^4 m^3[73]。测试结果显示，这种混合气能促进天然气生产，从甲烷水合物中能安全地获取到稳定的天然气流，同时所获得的大量数据还将被用来分析和测定天然气水合物储层中同步CO_2存储效率，而且为评估各种不同的天然气水合物生产工艺提供了关键性的信息。该项试验的完成，被美国能源部宣称为一项成功的、史无前例的试验技术。

2 极地国家天然气水合物研究开发政策

在极地资源开发的国际背景下，美国、加拿大和俄罗斯等国家对天然气水合物作为一种潜在的战略性能源所持态度有所不同。天然气水合物作为未来能源的商业可行性主要取决于市场上能源，特别是天然气中长期的供需关系和价格。受全球天然气需求的快速增长和天然气储采比衰减的影响，美国从2000年开始，便制订了与甲烷水合物有关的未来美国能源政策[74]。进入21世纪以来，天然气水合物

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

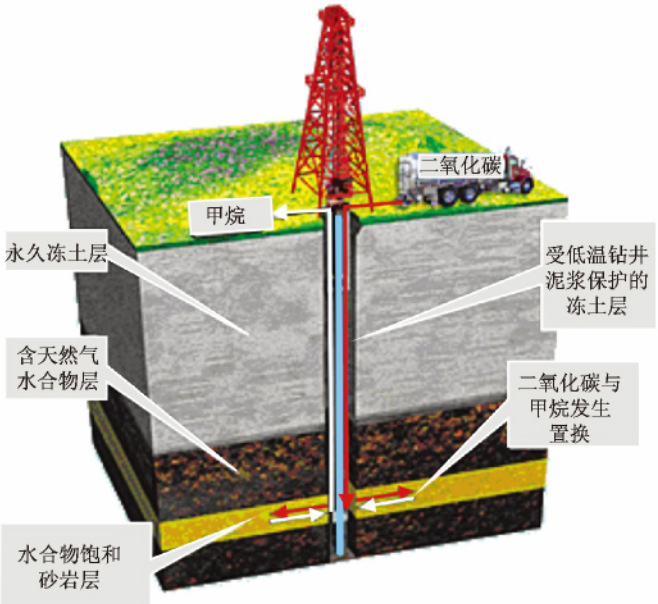

图 6　Iğnik Sikumi 井利用注入 CO_2 法进行水合物生产的原理图

Fig. 6. Schematic diagram of the gas production via injecting CO_2 from Iğnik Sikumi gas hydrate production research well

研究已进入开采试验阶段，美国针对本国极地区域水合物和海洋水合物制定了较为长远的研究和开发计划。从 2001—2012 年，美国共投入 1.27 亿美元开展与天然气水合物有关的研究，其中用于水合物特征研究和开采方面的经费分别高达 5 400 万美元和 5 200 万美元[75]。在未来的 10—20 年，美国将继续进行陆上和海底的试验开采，在未来的 20—30 年，将是天然气水合物进入商业开采的关键时期。从美国 2012—2020 年的天然气水合物开发和研究规划(表 2)来看，继续开展阿拉斯加地区的天然气水合物开采试验研究仍将是美国水合物研究的一个重要方向。当开采技术成熟、设备完备时，美国不排除对该地区尽早进行工业开采的可能。

加拿大虽然拥有 Mallik 冻土区和 Cascadia 边缘海两大世界上水合物研究最为集中的地方，并在水合物化学结构和物理特征研究领域具有很高的权威性，但与美国相比，加拿大在天然气水合物作为一种潜在能源方面只有非常小的工业投资。尽管加拿大在 Mallik 地区开展了高质量的天然气水合物开采试验(Mallik 2002 和 Mallik 2007 项目)，但是对于其沿海和冻土区仍没有进行全面的天然气水合物调查研究，至今没有国家级的涵盖实验室和野外调查研究的天然气水合物研究和开发计划，仅是政府科学家

表 2　美国 2012—2020 年天然气水合物研究和开发计划[76]

Table 2. U. S. gas hydrate research and development planning from 2012 to 2020[76]

时间	天然气水合物研究和开发内容
2012—2013 年	美国能源部在阿拉斯加对北极水合物进行长期(一年以下)开采试验，并计划对 CO_2 置换开采方法进行试验(已完成)
2014—2016 年	对墨西哥湾一个站位的水合物进行长期观测
2015 年前	对墨西哥湾的水合物实施第二阶段深海钻探，还可能包括太平洋和印度洋陆缘的水合物分布区，并对海底水合物开采技术进行可行性评估
2016—2020 年	首次对已完成试验开采的水合物矿藏在经济上的可开采性进行定量的随机评估
	发展海底水合物的 CO_2 置换开采方法，并对其进行数字模拟研究
	继续开展冻土带和海底水合物的开采试验
	为解决能源需求，对某些边远地区(如阿拉斯加)的水合物可能开始进行工业开采
	天然气水合物小规模的商业开采尝试
2025 年前后	在具有油气工业设施基础的极地冻土带地区进行天然气水合物商业开采

们与高校以及工业界研究者们开展的一些正式或非正式的合作。一直以来，加拿大对于天然气水合物开发预期持相对保守的态度。面对全球天然气水合物发展的新机遇和挑战，2008 年，加拿大科学院委员会提出了加拿大政府未来参与水合物研究和开发

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

的途径，指出科学研究和有限开发途径以及重点针对性研究和开发途径虽然存在一些金融风险，但会使加拿大在全球天然气水合物研究和开发领域保持较强的竞争力，同时还指出，进行重点针对性研究和开发天然气水合物能有效降低未来碳排放，也是北美能源安全更放心的最佳选择之一[77]。加拿大政府考虑到天然气水合物商业潜力存在巨大不确定性和风险，目前提供的财政资金主要用于开展本国天然气水合物资源勘查，圈定资源分布范围和评价开采潜力，开展天然气水合物开发技术和与开采水合物有关的环境研究，并进一步评估水合物开发成本、风险和利益。同时，鼓励参与更多的国际合作和出口与水合物开发相关的仪器、钻探和陆上工艺新技术[77]。新近，在全球持续的页岩气勘探开发热潮的背景下，加拿大再次放慢了天然气水合物研究开发步伐。2013年3月，加拿大自然资源部宣布中止有关开采甲烷水合物研究方面的财政资金资助，但不包括有关海洋天然气水合物勘探和与水合物有关的气候响应研究项目，并预言加拿大下一步将进行一个长期性(6个月—1年)的生产试验，但具体的进行时间没有透露。可见，加拿大对这种潜在商业化能源的兴趣和热度在逐渐减弱。

俄罗斯是最早发现和全方位开展天然气水合物资源调查评价的国家之一。即使当前国内经济比较困难，仍坚持在巴伦支海、鄂霍茨克海等海域以及贝加尔湖进行天然气水合物调查研究工作，在冻土区则多集中于对甲烷气体释放的环境监测和效应研究，目前尚没有公布明确的官方极地天然气水合物研究和开发规划。新近，俄罗斯在北极、鄂霍次克海、黑海等地区建立了用于勘探和监测水合物的水声纳系统，并在鄂霍次克海-日本海域发现了天然气水合物。除此而外，俄罗斯、日本和韩国合作在撒哈林斜坡正在开展一项国际性的天然气水合物研究项目[78]。

3 对中国的启示和建议

3.1 中国天然气水合物勘查开发现状

自1999年开始，中国先后开展了南海、东海、陆上冻土区和国际海底区域天然气水合物的调查研究，相继发现了一系列地质、地球物理和地球化学异常标志[12]。初步调查结果显示，中国南海、东海和青藏高原、东北漠河冻土区具备较好的天然气水合物形成条件和找矿前景，先后在南海北部的神狐、东沙海域和青海祁连山木里冻土区(图2)成功钻获天然气水合物样品，取得了找矿工作的重大突破，并显示出良好的找矿前景[6,12,79]。据国土资源部初步测算，2013年在南海北部东沙海域发现的可燃冰，仅其55 km^2 内的资源量就达1 500亿立方米，相当于陆上一个特大型常规天然气田[79]。可见，中国海陆域天然气水合物资源潜力巨大。近年来，中国在陆域天然气水合物试采方面也取得了一些重要进展。2011年度，中国地质调查局针对祁连山冻土区天然气水合物进行了试采，运用自然降压法和加热法进行了首次试采，取得了中国陆上冻土区水合物试采的重大突破，并初步掌握了试采的关键技术。

3.2 启示和建议

从目前主要极地国家天然气水合物勘查开发现状和相关国家政策来看，美国已将极地天然气水合物列为一种长期的、具有战略性的能源，对于未来实现天然气水合物商业化生产所持有的热度最高，阿拉斯加北坡冻土区的天然气水合物有可能最先实现商业化生产。新近在阿拉斯加北坡成功完成的利用 CO_2 置换法进行水合物试开采试验，虽然比传统的降压法、加热法和化学抑制剂法投资要高，但总体来说，能耗相对较少，而且还属于一种环保的绿色开采方式，既实现了天然气水合物中甲烷气体生产，又实现了大气中的碳埋藏。可以预见，当真正实现天然气水合物商业化生产时，其开采技术将具有更高的科技含量。由此美国可能会因其开采技术优势再次引领全球掀起一场新能源革命的浪潮。

基于中国天然气水合物勘查开发现状，为防止未来在天然气水合物商业化开发中产生被动以及对于极地天然气水合物资源的战略性考虑，中国一方面应坚持海陆域水合物勘查开发并举的战略规划长期不变，发挥中国陆域冻土区资源和地理优势，加强国际水合物开采技术的交流与合作，加快本土冻土区水合物的试开采试验，争取在开采工艺上有所突破和创新，总结出适用于冻土区水合物经济可行的开采方法，进一步为海域天然气水合物商业开发提供经验和技术。在开采技术方面的自主创新将会成为中国参与极地水合物开发中的一个很好的介入点。新近，日本在其东南部海域成功实现海底水合物试采就是一个开采技术创新的例子。日本通过长

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

期与加拿大、美国合作在极地冻土区开展了一系列的试生产试验,利用学习和积累来的生产经验,结合本国海域水合物矿藏条件,通过开采技术创新成功的实现了海底水合物的试采,加速了日本实现海洋水合物商业化开发进程。目前,日本通过掌握水合物关键性开发技术已成为极地国家未来水合物开采过程中不可或缺的合作伙伴。

另一方面大力鼓励国内大型油气公司,通过以合作、参股或并购的形式积极参与极地油气田开发,为参与未来的天然气水合物开发抢占先机。以韩国为例,2011 年首次取得北极圈资源的开发权,并成功收购加拿大能源公司 MGM 拥有的位于马更些三角洲地区的 Umiak 气田 20% 的股份,以此为契机作为其参与开发北极圈的跳板。2012 年,韩国会同加拿大、美国在北极波弗特海的加拿大专属经济区,利用韩国"ARAON"号破冰船开展了有关永久冻土层、天然气水合物分布以及甲烷排放对环境影响方面的勘探活动,再次为开拓北极圈做准备,并预测在波弗特海能够稳妥推进天然气水合物等能源资源开发,等实现商业化生产时将有助于韩国能源企业参与其中。

再一方面,极地天然气水合物是以亚稳定态存在于极地冻土区和海底,其所含的甲烷是全球变暖的一种潜在的重要来源,并且,分解后会产生大量游离气,增加沉积层的孔隙压力,降低海底地层的胶结强度,使得含气沉积层的抗剪强度和承载能力降低,有可能引发滑坡、地层塌陷等地质灾害,成为开发利用过程中不可忽视的生态和环境问题。新近,美国宇航局地球观测站公布的卫星照片显示,美国阿拉斯加北部北冰洋冰盖上存在一些裂缝,经研究发现,海洋表面已成为新增甲烷的潜在来源,海水表层的甲烷从这些裂缝释放到空气中。因此,中国还应着力加强与环北冰洋国家合作开展甲烷环境气候效应研究,评估未来极地水合物开发利用过程中可能会引起的环境影响。

参考文献

1 Collett T S, Lee M W, Agena W F, et al. Permafrost-associated natural gas hydrate occurrences on the Alaska North Slope. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 279—294.

2 Kvenvolden K A. A primer on gas hydrates//Howell D G. The Future of Energy Gases-U. S. Geological Survey Professional Paper 1570. Washington: United States Government Printing Office, 1993: 279—291.

3 Sloan Jr E D. Clathrate Hydrates of Natural Gases. 2nd ed. New York: Marcel Dekker Inc, 1998: 1—628.

4 Collett T S, Dallimore S R. Permafrost-associated gas hydrate//Max M D. Natural Gas Hydrate in Oceanic and Permafrost Environments: The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 2000: 43—60.

5 Kvenvolden K A, Lorenson T D. The global occurrence of natural gas hydrate//Paull C K, Dillon W P. Natural Gas Hydrates: Occurrence, Distribution, and Detection. California: American Geophysical Union, 2001, 124: 3—18.

6 祝有海, 张永勤, 文怀军, 等. 青海祁连山冻土区发现天然气水合物. 地质学报, 2009, 83(11): 1761—1770.

7 Makogon Y F, Holditch S A, Makogon T Y. Natural gas-hydrates——A potential energy source for the 21st Century. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 56(1-3): 14—31.

8 Klauda J B, Sandler S I. Global distribution of methane hydrate in ocean sediment. Energy & Fuels, 2005, 19(2): 459—470.

9 Collett T S. Energy resource potential of natural gas hydrates. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1971—1992.

10 Dallimore S R, Collett T S. Summary and implications of the Mallik 2002 gas hydrate production research well program//Dallimore S R, Collett T S. Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Geological Survey of Canada, 2005, 585: 1—36.

11 Boswell R. Resource potential of methane hydrate coming into focus. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 56(1-3): 9—13.

12 张洪涛, 张海启, 祝有海. 中国天然气水合物调查研究现状及其发展. 中国地质, 2007, 34(6): 953—961.

13 Collett T S, Johnson A H, Knapp C C, et al. Natural gas hydrates: a review//Collett T S, Johnson A H, Knapp C C, et al. Natural Gas Hydrates—Energy Resource Potential and Associated Geologic Hazards: AAPG Memoir 89, 2009: 146—219.

14 Ruppel C, Collett T, Boswell R, et al. A new global gas hydrate drilling map based on reservoir type. Fire in the Ice, US Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, 2011, 11(1): 15—19.

15 Collett T S. Energy resource potential of natural gas hydrates. AAPG Bulletin, 2002, 86: 1971—1992.

16 Cherskiy N V, Tsarev V P, Nikitin S P. Investigation and prediction of conditions of accumulation of gas resources in gas-hydrate pools. Petroleum

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

Geology, 1985, 21: 65—89.

17 Judge A, Smith S L, Majorwicz J. The current distribution and thermal stability of natural gas hydrates in the Canadian Polar Regions//Proceedings of the Fourth International Offshore and Polar Engineering Conference. Osaka, Japan, 1994: 307—313.

18 Osadetz K, Chen Z H. A re-examination of Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin gas hydrate resource potential using a petroleum system approach//Proceedings of the Fifth International Conference on Gas Hydrate. Trondheim, Norway, 2005: 11.

19 Landvik J Y, Mangerud J, Salvigsen O. Glacial history and permafrost in the Svalbard Area//Proceedings of the Firth International Conference on Permafrost. Trondheim, Norway, 1988: 194—198.

20 Max M D, Lowrie A. Natural Gas Hydrates: Arctic and Nordic Sea Potential//Arctic Geology and Petroleum Potential. Norwegian Petroleum Society, 1992.

21 Grantz A, Dinter D A. Constraints of geologic processes on western Beaufort Sea oil developments. Oil and Gas Journal, 1980, 78: 304—319.

22 Kvenvolden K A, Grantz A. Gas hydrates of the Arctic Ocean region//The Geology of North America: The Arctic Ocean Region. Geological Society of America, 1990: 539—549.

23 Laberg J S, Andreassen K. Gas hydrate and free gas indications within the Cenozoic succession of the Bjørnøya Basin, western Barents Sea. Marine and Petroleum Geology, 1996, 13(8): 921—940.

24 Laberg J S, Andreassen K, Knutsen S M. Inferred gas hydrate on the Barents Sea Shelf - a model for its formation and a volume estimate. Geo-Marine Letters, 1998, 18(1): 26—33.

25 Mienert J, Posewang J, Baumann M. Gas hydrates along the northeastern Atlantic margin: possible hydrate-bound margin instabilities and possible release of methane//Henriet J P, Mienert J. Gas hydrates: Relevance to world margin stability and climate change. Geological Society. London: Special Publication, 1998, 137(1): 275—291.

26 Bugge T, Befring S, Belderson R H, et al. A giant three-stage submarine slide off Norway. Geo-Marine Letters, 1987, 7(4): 191—198.

27 Соловьев В А. Газогидратоносность недр Мирового Океана. Газовая промышленность, 2001, 12: 28—35.

28 吴庐山，邓希光，梁金强，等. 南极陆缘天然气水合物特征及资源前景. 海洋地质与第四纪地质, 2010, 30(1): 95—107.

29 John B S. Antarctica gelogy and hydrocarbon potential//Halbouty M T. Future Petroleum Provinces of the World. AAPG, 1986, 40: 55—100.

30 李国玉，金之钧. 新编世界含油气盆地图集. 北京: 石油工业出版社, 2005: 109.

31 王力峰，邓希光，沙志彬，等. 南极陆缘热流分布与天然气水合物资源量研究. 极地研究, 2013, 25(3): 241—248.

32 Cooper A K, Barrett P J, Hinz K, et al. Cenozoic prograding sequences of the Antarctic continental margin: a record of glacio-eustatic and tectonic events. Marine Geology, 1999, 102(1-4): 175—213.

33 Vanghan D G, Doake C S M. Recent atmospheric warming and retreat of ice shelves on the Antarctic Peninsula. Nature, 1996, 379(6563): 328—331.

34 McIver R D. Hydrocarbon gases in canned core samples from Leg 28 Sites 271, 272, and 273, Ross Sea// Hayes D E, Frakes L A. Deep Sea Drilling Project, Initial Reports, Washington (U. S. Government Printing Office), 1975, 28: 815—817.

35 Lodolo E, Camerlenghi A, Brancolini G. A bottom simulating reflector on the South Shetland margin, Antarctic Peninsula. Antarctic Science, 1993, 5(2): 207—210.

36 Tinivella U, Lodolo E, Camerlenghi A, et al. Seismic tomography study of a bottom simulating reflector off the South Shetland Islands (Antarctica)//Henriet J P, Mienert J. Gas hydrate: relevance to world margin stability and climate change. Geological Society, London, Special Publications, 1998, 137(1): 141—151.

37 Lodolo E, Tinivella U, Pellis, et al. Seismic in vestigation of Bottom Simulating Reflectors on the South Shetland margin. Terra Antarctica Report, 1998, 2: 71—74.

38 Lodolo E, Camerlenghi A, Madrussanic G, et al. Assessment of gas hydrate and free gas distribution on the South Shetland margin (Antarctica) based on multichannel seismic reflection data. Geophysical Journal International, 2002, 148(1): 103—119.

39 Tinivella U, Accaino F, Vedova B D. Gas hydrates and active mud volcanism on the South Shetland continental margin, Antarctic Peninsula. Geo-Marine Letters, 2008, 28(2): 97—106.

40 Rebesco M, Larter R D, Barker P F, et al. The history of sedimentation on the continental rise west of the Antarctic Peninsula//Barker P F, Cooper A K. Geology and Seismic Stratigraphy of the Antarctic Margin: Part 2 AGU, Antarctic Research Series, 1997, 71: 29—49.

41 Shipboard Scientific Party. Site 1096//Barker P F, Camerlenghi A, Acton G D, et al. Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial Reports. College Station, TX (Ocean Drilling Program), 1999, 178.

42 Shipboard Scientific Party. Palmer Deep (Sites 1098 and 1099)//Barker P F, Camerlengh A, Acton G D, et al. Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial Reports. College Station, TX (Ocean Drilling Program), 1999, 178.

43 Shipboard Scientific Party. Sites 270, 271, 272//Hayes D E, Frakes L A, et al. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project. Washington (U. S. Government Printing Office), 1975, 28: 211—334.

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

44 Mann R, Gieskes J M. Interstitial water studies, Leg 28//Hayes D E, Frakes L A, et al. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project. Washington (U. S. Government Printing Office), 1975, 28: 805—814.

45 Geletti R, Praeg D, Busetti M. Evidence of gas hydrates and mud volcanoes in the western Ross Sea, Antarctica//33rd International Geological Congress, 2008.

46 Kvenvolden K A, Golan-Bac M, Rapp J B. Hydrocarbon geochemistry of sediments offshore from Antarctica: Wilkes Land continental margin//Eittreim S L, Hampton M A. The Antarctic continental margin: Geology and Geophysics of Offshore Wilkes Land. Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources, Earth Series. Houston, Texas, 1987: 5A: 205—213.

47 Ishihara T, Tanahashi M, Sato M, et al. Preliminary report of geophysical and geological surveys of the west Wilkes Land margin//Proceedings of the NIPR Symposium on Antarctic Geosciences. 1996, 9: 91—108.

48 Close D I, Stagg H M J, O'Brien P E. Seismic stratigraphy and sediment distribution on the Wilkes Land and Terre Adélie margins, East Antarctica. Marine Geology, 2007, 239(1-2): 33—57.

49 Shipboard Scientific Party. Sites 1165//O'Brien P E, Cooper A K, Richter C, et al. Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial Reports. College Station TX (Ocean Drilling Program), 2001, 188: 1—191.

50 Claypool G E, Lorenson T D, Johnson C A. Authigenic carbonates, methane generation, and oxidation in continental rise and shelf sediments, ODP Leg 188 Sites 1165 and 1166, offshore Antarctic (Prydz Bay)//Cooper A K, O'Brien P E, Richter C. Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results. College Station TX (Ocean Drilling Program), 2004, 188: 1—15.

51 Kuvaas B, Kristoffersen Y, Leitchenkov G, et al. Seismic expression of glaciomarine depostis in the eastern Riiser Larsen Sea, Antarctica. Marine Geology, 2004, 207(1-4): 1—15.

52 Solli K, Kuvaas B, Kristoffersen Y, et al. A seismo-stratigraphic analysis of glaciomarine deposits in the eastern Riiser-Larsen Sea (Antarctica). Marine Geophysical Researches, 2007, 28(1): 43—57.

53 Shipboard Scientific Party, Site 695//Barker P E, Kennett J P, et al. Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial Reports. College Station, TX (Ocean Drilling Program). 1988, 113: 527—606.

54 Lonsdale M J. The relationship between silica diagenesis, methane, and seismic reflections on the South Orkney micro-continent//Barker P E, Kennett J P, et al. Proceeding of the Ocean Drilling Program, Scientific Results. College Station, TX (Ocean Drilling Program), 1990, 113: 27—37.

55 Wadham J L, Arndt S, Tulaczyk S, et al. Potential methane reservoirs beneath Antarctica. Nature, 2012, 488(7413): 633—637.

56 刘玉山, 吴必豪. 大陆天然气水合物的资源开发与环境研究刍议. 矿床地质, 2011, 30(4): 711—724.

57 Collett T S. Natural gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, North Slope, Alaska. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1993, 77(5): 793—812.

58 Majorowicz J A, Osadetz K. Basic geological and geophysical controls bearing on gas hydrate distribution and volume in Canada. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2001, 85: 1211—1230.

59 Loreto M F, Tinivella U, Accaino F, et al. Offshore Antarctic Peninsula gas hydrate reservoir characterization by geophysical data analysis. Energies, 2011, 4(1): 39—56.

60 陈志豪, 吴能友. 国际多年冻土区天然气水合物勘探开发现状与启示. 海洋地质动态, 2010, 26(11): 36—44.

61 Collett T S. Natural Gas Production from Arctic Gas Hydrate//Howell D G. The Future of Energy Gases. U. S. Geological Survey, 1993, 1570: 299—312.

62 祝有海. 天然气水合物的资源经济潜力//杨胜雄. 南海天然气水合物富集规律与开采基础研究专集. 北京: 地质出版社, 2013: 3—17.

63 祝有海. 加拿大马更些冻土区天然气水合物试生产进展与展望. 地球科学进展, 2006, 21(5): 513—520.

64 Bily C, Dick J W L. Naturally occurring gas hydrates in the Mackenzie Delta, N. W. T. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 1974, 22: 320—352.

65 Smith S L, Judge A S. Estimates of methane hydrate volumes in the Beaufort-Mackenzie region, Northwest Territories: Geological Survey of Canada, Current Research, 1995: 81—88.

66 Dallimore S R, Collett T S. Intrapermafrost gas hydrates from a deep core hole in the Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Geology, 1995, 23: 527—530.

67 Dallimore S R, Uchida T, Collett T S. Scientific Results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Geological Survey of Canada Bulletin 544, 1999.

68 Hancock S H, Collett T S, Dallimore S R, et al. Overview of thermal-stimulation production-test results from the JAPEX/JNOC/GSC. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well//Dallimore S R, Collett T S. Scientific Results from the Mallik. Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada, Geological Survey of Canada, 2005, 585: 1—5.

69 Dallimore S R, Wright J F, Nixon F M, et al. Geologic and porous media factors effecting the 2007 production response characteristics of the JOGMEC/NRCAN/AURORA Mallik Gas Hydrate Production Research Well//Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates, 2008:

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

10.

70 Yamamoto K, Dallimore S. Aurora-JOGMECNRCan Mallik 2006—2008 Gas Hydrate Research Project progress. Fire in the Ice, 2008, 7(2): 1—5.

71 Richard B, Boswell R, Collett T, et al. Developments in Gas Hydrates. Oilfield Review, 2010, 22(1): 18—33.

72 Lee M W, Collett T S. In-situ gas hydrate saturation estimated from various well logs at the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 439—449.

73 Iġnik Sikumi Gas Hydrate Exchange Trial Project Team. Iġnik Sikumi gas hydrate field trial completed. Fire in the ice, 2012, 12(1): 1—3.

74 Sloan E D, Peter B, Richard C, et al. Four Critical Needs to Change the Hydrate Energy Paradigm from Assessment to Production. The 2007 Report to Congress by the U. S. Federal Methane Hydrate Advisory Committee, Offshore Technology Conference, 2008, OTC-19519-MS, doi: 10.4043/19519-MS.

75 Boswell R. Gas Hydrate Program Activities in FY2013, 2013, 1—39.

76 刘玉山，祝有海，吴必豪. 天然气水合物—21世纪的新能源. 矿床地质, 2012, 31(2): 401—404.

77 Council of Canadian Academies. Energy from gas hydrates: Assessing the Opportunities & Challenges for Canada/Expert Panel on Gas Hydrates, 2008.

78 Minami H, Sakagami H, Hachikubo A, et al. Geochemical studies of LV47 gas hydrate-bearing sediment cores and pore waters retrieved from the continental slope off Sakalin Island, Russia//Seventh International Conference on Gas Hydrates. Edinburgh, Scotland, 2011: 422.

79 我国成功钻获高纯度新类型天然气水合物. 地质调查报, 2013-12-23(3).

POLAR GAS HYDRATE EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Wang Pingkang[1,2], Zhu Youhai[1,2], Zhao Yue[3], Liu Jianmin[3], Zhang Xuhui[4]

([1]Oil and Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100029, China;

[2]Institute of Mineral Resources, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China;

[3]Institute of Geomechanics, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100081, China;

[4]Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

Abstract

Gas hydrates in the polar regions exist in sediments or sedimentary rocks on the continents and in adjacent offshore areas. The distribution of gas hydrates is closely related to the permafrost area. The potential of the gas hydrate resource in the polar regions is very large. Gas hydrate occurs mainly in sand-rich reservoirs, which provide the high permeability required for a mass accumulation of gas hydrates. With global warming, accelerated melting of sea ice and opening of waterways in the Arctic Ocean will facilitate the exploration and exploitation of the rich resources in these areas. However, there is the potential for dispute among countries wishing to exploit this resource. This paper reviewed the status of polar gas hydrate exploration and the development of relevant national policies. Based on the current status of gas hydrate exploration and development in China, we present ideas and suggest ways of participating in polar gas hydrate research and development to provide a reference for China's polar resource development and utilization strategy.

Key words gas hydrate, polar regions, exploration and development, strategy

?1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net