



美国阿拉斯加长期陆域天然气水合物试采进展及对我国的启示

张 炜^{1,2}, 邵明娟^{1,2}, 姚树青^{1,2}

1. 中国地质调查局 地学文献中心, 北京 100083; 2. 中国地质图书馆, 北京 100083

摘 要: 随着天然气水合物勘查试采工作的不断深入, 世界主要国家以实现水合物产业化开发为目标的科学理论研究和装备研发面临发展瓶颈, 目前仅中国、日本、美国等几个国家仍在积极推进旨在突破上述发展瓶颈的长期水合物试采工作。日美两国自 2014 年就阿拉斯加长期陆域试采项目达成合作意向以来, 基本完成了产气试验前的准备工作。本文在梳理总结已开展的中短期水合物试采项目及长期试采必要性的基础上, 重点介绍了项目团队对试采场地的选择、地层测试井的钻探以及基于数据采集的目标储层表征, 认为我国在缺少可供长期陆域试采的合适区域的情况下, 可加强与俄罗斯在水合物勘查开发相关领域(尤其是长期陆域试采)的深入交流与合作。尽管我国的水合物试采工作在产气时长、日最高产气量和累计产气量等方面处于领先, 但应针对钻井、完井、人工举升、地质力学、出砂、防砂等领域加强科学理论研究和关键技术攻关。

关键词: 甲烷水合物; 陆域试采; 阿拉斯加; 美国

LONG-TERM ONSHORE PRODUCTION TEST OF NATURAL GAS HYDRATE IN ALASKA, US: Progress and enlightenment for China

ZHANG Wei^{1,2}, SHAO Ming-juan^{1,2}, YAO Shu-qing^{1,2}

1. GEO-Documentation Center, China Geological Survey, Beijing 100083, China; 2. China Geological Library, Beijing 100083, China

Abstract: With the continuous deepening of natural gas hydrate exploration and production test, the industrialization of hydrate development meets a bottleneck for the scientific theoretical research and technical equipment development in major countries of the world. At present, only a few countries such as China, Japan and the United States are still actively promoting long-term hydrate production test to break the bottleneck. Since 2014, when Japan and the United States reached an intention to cooperate on a long-term onshore production test project in Alaska, the two countries have basically completed the preparatory work before the gas production test. Based on the summary of previous short- and medium-term hydrate production test projects and necessity of long-term production test, the paper focuses on the project team's selection of test sites, drilling of formation test wells as well as characterization of target reservoirs based on data acquisition. It is suggested that China may strengthen in-depth exchanges and cooperation with Russia in the fields related to hydrate exploration and development (especially long-term onshore production test) as the absence of suitable areas for long-term onshore production test. Although China has led the way in hydrate production test in terms of gas production duration, maximum daily gas production and cumulative gas production, the scientific theoretical research and key technical development should also be strengthened in the fields of drilling, well completion, artificial lift, geomechanics and sand controlling.

Key words: methane hydrate; onshore production test; Alaska; United States

收稿日期: 2023-04-04; 修回日期: 2023-06-09. 编辑: 李兰英.

基金项目: 中国地质调查局项目“地球科学文献知识服务与决策支撑”(DD20230139); “清洁能源情报跟踪与研究”(DD20230602).

作者简介: 张炜(1981—), 男, 博士, 正高级工程师, 主要从事地质科技战略情报研究工作, 通信地址 北京市海淀区学院路 29 号, E-mail://zhgwei@mail.

cgs.gov.cn

0 引言

截至目前,全球已有加拿大、美国、日本和中国4个国家开展了10余次天然气(甲烷)水合物(以下简称为水合物)现场试采工作,其中陆域试采主要位于加拿大的麦肯齐三角洲和美国的阿拉斯加北坡,海域试采主要位于日本的南海海槽东部和中国的南海神狐海域(表1)^[1-4]。除加拿大2002年首次陆域试采采用了以热激法为主、降压法为辅的生产策略外,其他试采均主要采用降压法^[1,5]。但是截至目前,没有任何试采项目的产气试验数据能够有效确定基本储层作用过程或验证长期生产预测^[6-7]。目前的长期数值模拟研究表明,在生产的前几年,产气率逐渐提高,而可用的短期现场产气试验则显示产气率稳定或缓慢下降,这远远低于预期的产业化可行性^[5]。日本2017年的第二次海域水合物试采实现了持续数周的产气试验,但分析结果表明生产井周围区域内水合物分解范围有限,无法确定产气情况^[7]。日本的相关研究认为,模拟预测与实际情况存在不一致是由于水力和热力因素对稳定生产的阻碍。其中,水力因素对稳定生产的影响包括两方面,一是水合物赋存状态的非均质性、含水层的存在、与含水层相连的流动通道的存在等,会导致因供水过剩而无法降压;二是在井周围发生压力损失,会使降压效应无法有效向地层传导^[8]。根据上述研究,日本相应地提出了一些预防和应对措施,例如针对供水过剩,从预防的角度应注意识别含水层、水合物赋存非均质性并评估其影响,以及确保堵水和防砂的有效性以及钻完井的质量,从应对的角度应注意提高排水能力等^[9]。因此,日本水合物开发计划的第四阶段工作将围绕供水过剩和井周围压力损失问题,计划开展长期陆域试采和短期海域试采,目的是测试提出的预防和应对措施,致力于破解无法降压或降压效应影响范围不足对产业化所需长期稳定生产的阻碍^[10]。

2014年11月,日本国家石油天然气和金属公司与美国能源部国家能源技术实验室就美国阿拉斯加长期陆域水合物试采项目签署了备忘录(MOU),针对项目计划、场地调查、产气试验等方面开展合作研究与准备工作。该试采项目的主要目标是:1)证明持续、安全且稳定的生产,包括防砂、储层和钻井地质力学完整性以及安全关井和启动;2)获取足够的高质量井下、生产和地震数据,以确保分析结果的可靠性,如基于地球

物理的资源评估、含水合物介质的热行为、水合物分解的地质力学响应、生产中水合物矿床的多相流行为、产业化规模生产的储层模拟;3)提供建立更好的模型所需的数据,以估算砂质储层中水合物的技术和经济可采资源量。该项目的最终目标是在2029—2034年的时间框架内实施工业界管理下的多年产业化示范,以直接证明水合物产气的技术和经济可行性。

本文在梳理总结已开展的中短期水合物试采项目及长期试采必要性的基础上,概述美国阿拉斯加长期陆域水合物试采项目的主要进展,分析总结项目团队对试采场地的选择、地层测试井的钻探以及基于数据采集的目标储层表征,并结合水合物试采工作相关发展趋势对我国水合物勘查试采工作对外合作及加快推进水合物产业化开发进程所要解决的关键科学理论和技术装备问题提出建议。

1 美国阿拉斯加长期陆域试采项目概述

实现美国阿拉斯加长期陆域试采目标的关键是确定一个可以进行长期产气试验的场地^[11]。选择该场地的关键标准包括^[12]:1)已确认存在高储集性的水合物富集区(即具有高固有孔隙度和渗透率的储层);2)有利的储层圈闭(即可以抑制与高渗透性含水层的垂直水力连通的有效边界单元和足够的横向范围,或者存在抑制横向水力连通的封闭断层或地层特征);3)已建立工业场地和基础设施的陆上区域,可以支持一年或更长时间的连续产气作业。阿拉斯加北坡长期以来一直是水合物研究的重点区域。2019年,美国地质调查局公布了对阿拉斯加北部技术可采水合物资源量的最新评估,估计在该地区可从含水合物地层中开采约 $1.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的天然气^[13]。目前,进行上述长期试采的最有利区域是位于阿拉斯加北坡的普拉德霍湾地区,该地区建设有油气生产基础设施,并赋存有已知的水合物富集区^[14]。

2015—2017年,由美国能源部、日本国家石油天然气和金属公司以及美国地质调查局组成的项目团队在阿拉斯加州自然资源部的协助下,在阿拉斯加北坡的普拉德霍湾单元内确定了拟进行试采的场地。选定场地的特征是已有但未使用的砾石井垫,其与上覆于水合物藏的现有道路相邻,该水合物藏可能赋存于适合长期水合物试采的地质构造中^[12,15]。2017—2018年,

表 1 全球水合物试采情况对比

Table 1 Comparison of global hydrate production test projects

国家	加拿大			美国		日本			中国			
试采次数	第一次陆域试采	第二次陆域试采	第三次陆域试采	第一次陆域试采	第二次陆域试采	第一次海域试采	第二次海域试采		第一次陆域试采	第二次陆域试采	第一次海域试采	第二次海域试采
时间	2002 年	2007 年	2008 年	2007 年	2012 年	2013 年	2017 年		2011 年	2016 年	2017 年	2019—2020 年
作业区域	麦肯齐三角洲	麦肯齐三角洲	麦肯齐三角洲	阿拉斯加北坡	阿拉斯加北坡	第二渥美海丘	第二渥美海丘		祁连山木里地区	祁连山木里地区	南海神狐海域	南海神狐海域
作业水深/m	—	—	—	—	—	约 1000	约 1000		—	—	1266	1310
储层深度/m	地表以下约 900	地表以下约 1100	地表以下约 1100	—	地表以下约 700	海底以下约 300	海底以下约 350		地表以下 146~305	地表以下 340~350	海底以下 203~277	海底以下 171~196
储层条件	砂质	砂质	砂质	砂质	砂质	砂质	砂质		粉砂质/砂质/泥质	粉砂质/砂质/泥质	泥质粉砂	泥质粉砂
生产井名称	Mallik 5L-38	Mallik 2L-38	Mallik 2L-38	Mount Elbert 1	Iggnik Sikumi	AT1-P	AT1-P3	AT1-P2	—	—	SHSC-4	SHSC 2-6
开采方法	热激法+降压法	降压法	降压法	降压法	二氧化碳-甲烷置换法+降压法	降压法	降压法	降压法	降压法+热激法	水平对接井+降压法	降压法	水平井+降压法
人工举升类型	模块化动态地层测试器	电潜泵	电潜泵	模块化动态地层测试器	喷射泵	电潜泵	电潜泵	电潜泵	—	—	电潜泵→气举	电潜泵
防砂	无	无	套管井独立筛管	砂筛	套管井独立筛管	砾石充填	带有形状记忆聚合物的 GeoFORM 筛管	带有形状记忆聚合物的 GeoFORM 筛管	—	—	带砾石充填的改进后预充填筛管	砾石充填采用超轻质陶粒辅助的创新性旁通预充填筛管
增产措施	射孔	射孔	之前工作的影响	无,裸眼井	—	无	无	SMP 活化液的影响	—	—	微水力压裂	压裂和表皮效应去除
压降/MPa	约 2.4	约 3.5	约 7.3	约 4	约 6.7	约 9	约 8	约 5(稳定阶段)	—	—	—	—
产气持续时间	125 h	12.5 h	6 d	6~12 h	30 d	6 d	12 d	24 d	101 h	23 d	60 d	30 d
累计产气量/m ³	516*	830	1.3×10 ⁴	—	2.4×10 ⁴	11.9×10 ⁴	4.1×10 ⁴	22.3×10 ⁴	95	1078.4	30.9×10 ⁴	86.1×10 ⁴
日均产气量/m ³	94	1600	2200	—	800	2×10 ⁴	3400	9270	22.62	46.89	5151	2.9×10 ⁴
日最高产气量/m ³	350	2000	4000	—	5000	约 2.5×10 ⁴	约 0.5×10 ⁴	约 1.5×10 ⁴	—	136.55	3.5×10 ⁴	—
生产井中的测量	压力、温度(内置工具)	压力、温度(电潜泵测量)	压力、温度(点传传感器)	压力、温度(内置工具)	压力、温度(DTS)	压力、温度(点传传感器)	压力、温度(阵列)	压力、温度(阵列)	—	—	温度(点传传感器和 DTS)	压力和温度
监测井中的测量	温度(DTS)、声学层析成像	无	无	—	无	温度(DTS和 RTD 阵列)	温度(DTS和 RTD 阵列)、压力(点传传感器)	温度(DTS和 RTD 阵列)(点传传感器)	—	—	—	—
停产原因	出砂	出砂	出砂	—	出砂	出砂	出砂	天气影响	—	—	电潜泵电源电缆故障	—

注: * 其中 468 m³ 气体是试采过程中产生的, 48 m³ 气体是压井作业过程中产生的, “—”表示无可用数据。

项目团队在进行了大量规划后,推进了 Hydrate-01 地层测试井(以下简称为 Hydrate-01 井)的钻探工作,由英国石油公司阿拉斯加勘探公司作为作业商于 2018 年 12 月底至 2019 年 1 月初钻探完成^[16]。该地层测试井总钻深为 1 002 m,先垂直钻进到 91 m 深度,然后开始偏离垂直方向约 15°继续钻进,最终井底偏离正北方向 65.5°且井底与井口位置偏移 292 m^[17]。该井满足了项目计划的所有钻探目标,确定在指定的 B 单元和 D 单元层段内存在高饱和度含水合物储层并适合于未来计划进行的储层产气试验^[12]。2021 年 1 月,项目团队通过公开招标选择了 ASRC Energy Services 阿拉斯加公司作为第三方作业商。2022 年 8 月 4 日,项目获得了阿拉斯加州自然资源部的批准,可以在项目场地进行相关钻探作业^[18]。2022 年 10 月 9 日至 11 月

20 日,完成了数据采集井的钻探,回收并分析了 24 个来自 B1 砂层和 D1 砂层的保压岩心(总岩心回收率为 89%),以评估含水合物储层及了解渗透率和力学性质等地层特征。2022 年 11 月 24 日至 12 月 22 日及 2022 年 12 月 28 日至 2023 年 1 月中旬,分别完成了 PTW-2 和 PTW-1 生产井的钻探(图 1)。根据计划,将于 2023 年 4 月开展地面试验设备的安装和调试以及产气试验工作,在确定 PTW-1 井的产气情况后,将利用安装有不同防砂装置的 PTW-2 井进行长期产气试验。

2 试采场地地质特征研究进展

2.1 试采场地的选择

美国阿拉斯加长期陆域试采场地的优选工作主要分两个阶段进行,一是重点审查美国能源部与英国石

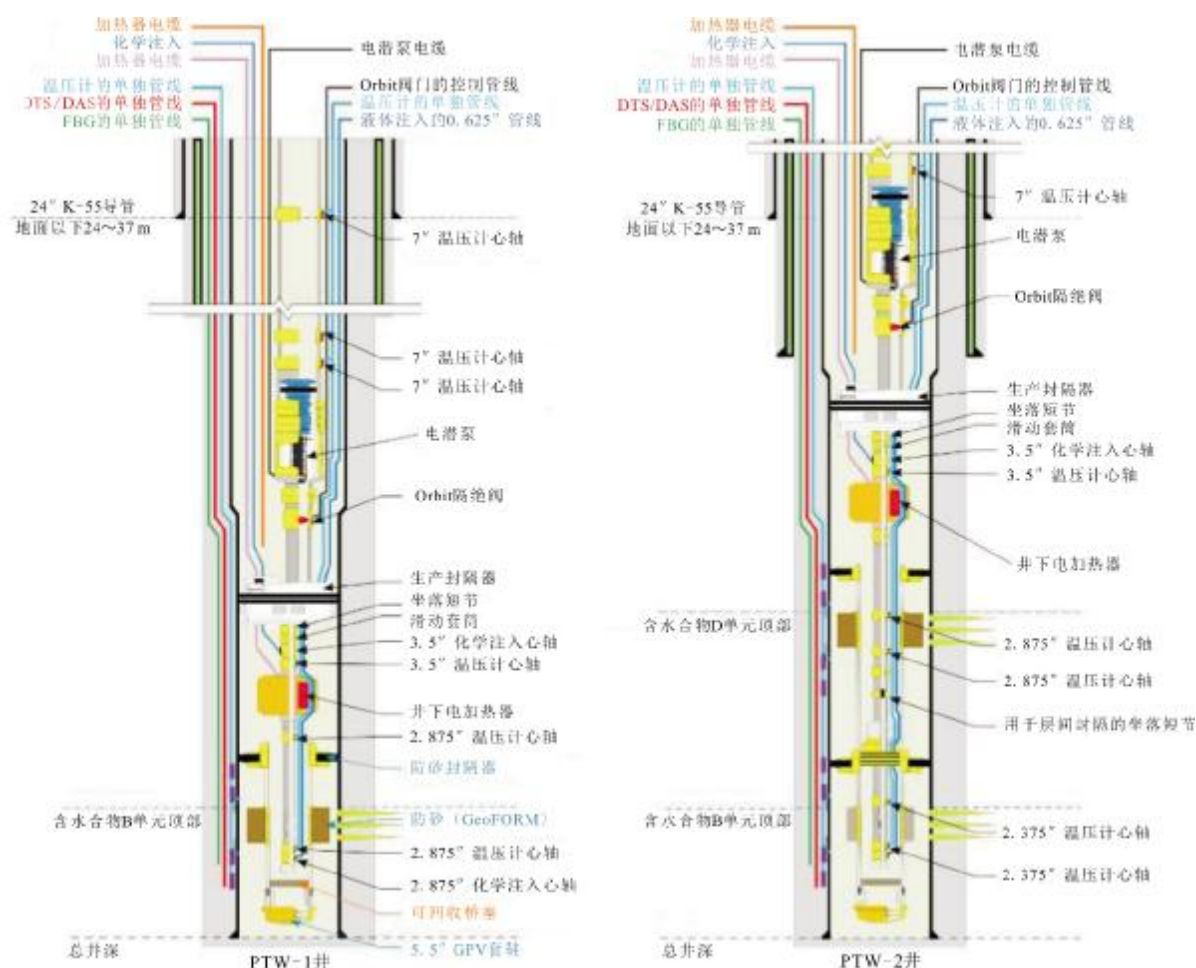


图 1 PTW-1 和 PTW-2 生产井的井身结构示意图

(据文献[19])

Fig. 1 Wellbore configuration sketches of PTW-1 and PTW-2 production wells

(From Reference [19])

油公司阿拉斯加勘探公司和美国康菲石油公司分别于 2007 年和 2011—2012 年在阿拉斯加北坡 Milne Point 单元和普拉德霍湾单元合作开展的两个水合物试采项目^[20-21];二是 2015—2017 年对普拉德霍湾单元的地质/地球物理调查,以及随后对 Milne Point 和普拉德霍湾两个地质单元内潜在场地的进一步审查^[16]。

通过对场地道路和基础设施、有利地质条件、试采要求以及作业限制等方面的考虑,从 Milne Point 单元和普拉德霍湾单元选择了 6 处潜在长期试采的候选场地^[16],并最终选定了位于普拉德霍湾单元西部的 Kuparuk 7-11-12 勘探井所在场地(图 2)^[17]。尽管通过对候选试采场地区域内该井测井资料及地震调查资料等的分析研究,对场地地质条件进行了评估,但对试采目标储层的地质表征仍存在不确定性。因此,需要钻探新的地层测试井以确定储层的赋存和条件^[12,15]。



图 2 位于普拉德霍湾单元的 Hydrate-01 井与其他区域测试井的位置分布

(据文献[17])

Fig. 2 Location of Hydrate-01 well in the Prudhoe Bay

unit and testing wells in other areas

(From Reference [17])

2.2 地层测试井的钻探和数据采集

Hydrate-01 井的主要钻探目标包括^[12,16]: 1)采集随钻测井数据,以确认试采场地区域的 B1 砂层和 D1 砂层内水合物的产状、厚度、饱和度和温度,从而确定

该场地是否适合未来的水合物试采和地质数据采集; 2)获取所有目标储层和边界单元的岩心样品,以获得设计生产井的防砂和其他系统所需的粒度数据; 3)如果确定了合适的水合物藏, Hydrate-01 井将被暂时废弃并安装两套分布式光纤温度传感器(DTS)和分布式光纤声波传感器(DAS),以作为项目未来产气试验阶段的监测井。如果测井数据未表明存在足够的水合物,则废弃该井。

在 Hydrate-01 井 2018 年 12 月 5 日至 2019 年 1 月 1 日的钻探过程中,主要的钻完井和数据采集作业包括^[16]: 1)钻 12.2 英寸表孔并获取随钻测井数据; 2)下入并固井 9.625 英寸表孔套管; 3)钻 8.5 英寸生产孔并获取随钻测井数据; 4)部署 CoreVault 保压取心系统并回收岩心; 5)下入并固井带有 DTS/DAS 光纤电缆的 5.5 英寸生产孔套管; 6)将陀螺定向测井工具下入 5.5 英寸套管; 7)在含水合物储层段上方设置桥塞; 8)下入 3.25 英寸废弃油管至桥塞上方; 9)在井中从桥塞至地表安装水泥塞。

从 Hydrate-01 井获得的主要钻井数据包括利用斯伦贝谢的整套设备(arcVISION、adnVISION、SonicScope、proVISION 和 TeleScope)获得的随钻测井和随钻测量数据^[16,22],以及利用哈里伯顿的 CoreVault 工具进行的 5 次绳索取心作业成功回收的 34 个岩心,其中 13 个保压岩心样品保存在液氮中并运至日本产业技术综合研究所位于札幌的实验室以研究含水合物沉积物的岩石物理和地质力学特性,剩余的 21 个岩心样品运至位于美国科罗拉多州 Golden 的 Stratum 储层实验室以研究无水合物沉积物的沉积学和岩石地层特性^[16,23]。2019 年 3 月,在 Hydrate-01 井中进行了三维 DAS 垂直地震剖面(以下简称为 3D VSP)测量工作,以获得时间-深度速度和合成地震记录、目标储层的高分辨率成像以及试采场地的构造框架^[24]。

2.3 基于地层测试井钻探结果的储层表征

阿拉斯加北坡位于沿北冰洋边缘海海岸的布鲁克斯山脉的北侧,主要包括普拉德霍湾、库帕鲁克河和 Milne Point 等大型油田。其中,普拉德霍湾油田发现于 1968 年,是北美目前最大的油田。阿拉斯加北坡的水合物赋存被认为与上新世末期以来形成的冻土层密切相关,因此该区域的水合物又被称为“冻土层伴生水合

物”^[25]。具体来说,游离气首先生成并聚集在常规烃类物质的圈闭内,之后更新世期间北极气候的形成使水合物稳定带发生波动,游离气最终转化为固相水合物^[26-28]。试采场地所处的 Eileen 水合物藏区域由 6 个侧向连续单元组成^[23],其局部包括从古新世到上新世 Sagavaniktok 组的含水合物砂层(图 3)^[26,29]。

通过电阻率、声波、核磁共振和中子/密度孔隙度测井结果的交叉验证,证实了沿 Hydrate-01 井分布的 B1 砂层和 D1 砂层主要赋存有水合物,其中埋藏较深

的 B1 砂层中含水合物层段的厚度约为 18 m,水合物饱和度为 22%~93%,而埋藏较浅的 D1 砂层中含水合物层段的厚度和水合物饱和度与 B1 砂层相当^[30]。此外,B1 砂层与渗透性含水单元隔离良好,上下被低孔隙度富页岩单元包围,这种环境有利于有效降压。与 B1 砂层不同,D1 砂层下部的电阻率测井结果表现为低数值,这表明此处主要赋存有含水砂层^[12]。因此,项目团队将 B1 砂层作为长期试采的主要目标储层,而将 D1 砂层作为次要目标储层,因为 D1 砂层相较于

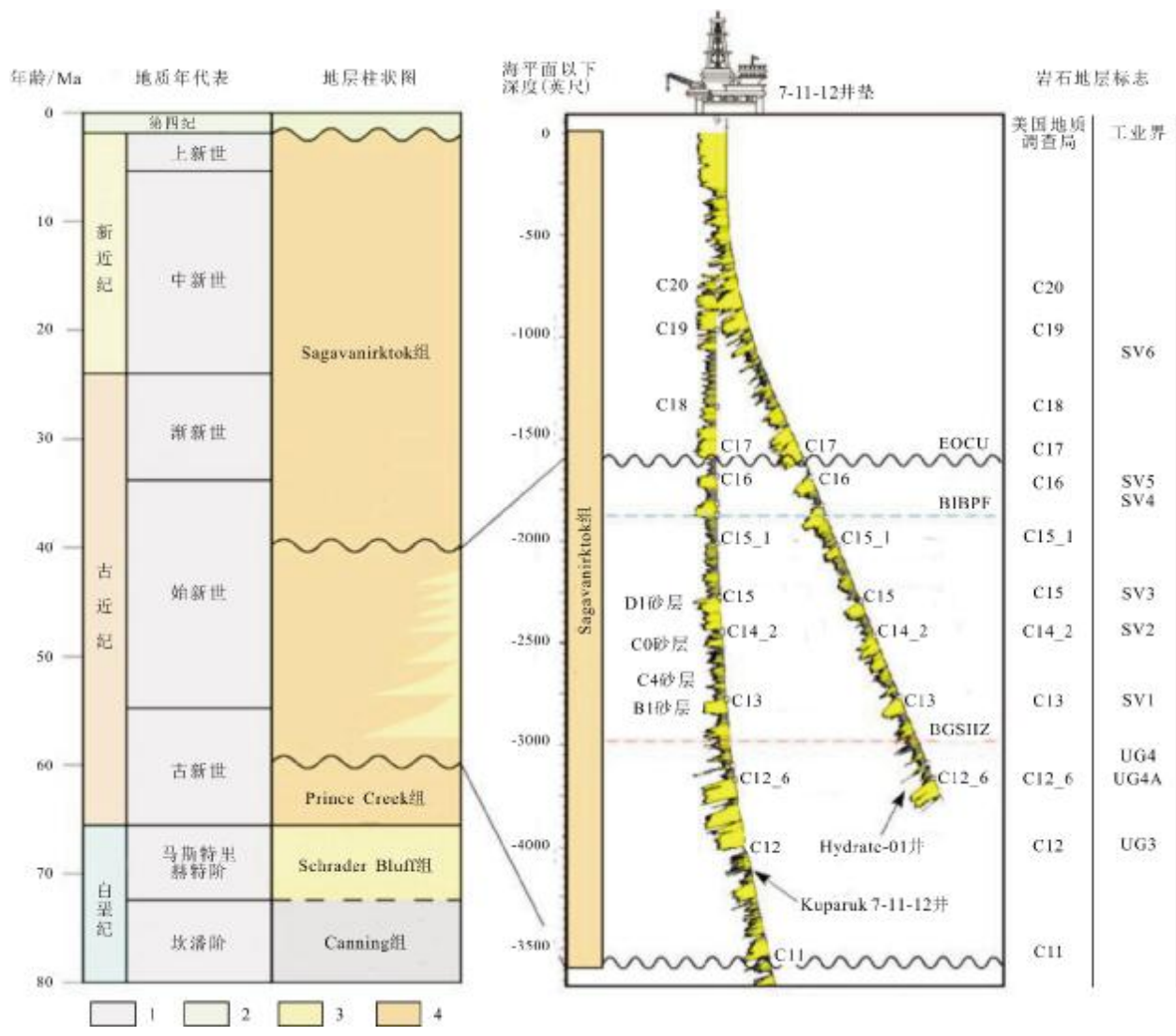


图 3 试采场地 Kuparuk 7-11-12 井垫的地层柱状图及伽马射线测井剖面
(据文献[24])

Fig. 3 Stratigraphic column of Kuparuk 7-11-12 pad at the production test site and gamma-ray logging profile
(From Reference [24])

1—海相页岩沉积层(marine shale deposit); 2—浅部非海相沉积层(shallow nonmarine deposit); 3—浅部海相沉积层(shallow marine deposit); 4—非海相沉积层(nonmarine deposit)

B1 砂层更易于在产气试验过程中因含水砂层中自由水的流入而出现难以降压和出砂的情况。

对利用 CoreVault 系统从储层和边界层段所回收岩心样品的矿物学和粒度研究表明^[12]: 1) D1 砂层中的平均粒径范围为 40~60 μm (砂质粉砂), 而 B1 砂层的粒度较粗, 粒径通常为 70~100 μm (粉砂至极细砂); 2) D1 砂层的固有渗透率平均约为 400 mD, 而 B1 砂层的固有渗透率平均约为 1 000 mD^[23]; 3) D1 砂层的有效渗透率约为 10 mD, 而 B1 砂层约为 30 mD^[31]。这与日本和印度近海所回收含水合物岩心样品的测量结果一致^[32]。

测井数据和 3D VSP 数据证实 Hydrate-01 井以东 30 m 的位置存在一条走向南北、倾向东的正断层使 B1 砂层向靠近井的位置偏移, 该断层被视为一个连接断层, 破坏了主断层之间的传递斜坡, 后者被认为是油气藏的重要构造^[33-35]。相较而言, 地面地震数据识别得到的连接断层并不明显, 表明 3D VSP 数据能为传递斜坡提供更详细的构造信息。利用蚂蚁追踪技术, 根据 3D VSP 数据得到的三维边缘增强结果表明: 在 B1 砂层和 D1 砂层中存在非连续性, 即小型断层和裂隙, 被视为是试采场地正断层系统内复杂断层网络的一部分^[24]。

基于 Kuparuk 7-11-12 井和 Hydrate-01 井中 B1 砂层和 D1 砂层的测井数据和地震剖面, 发现 B1 砂层和 D1 砂层内水合物赋存底部的深度大致相同。对于 Hydrate-01 井中的 D1 砂层, 电阻率测井呈现出从高水合物饱和度到完全水饱和的急剧转变, 表明该区域存在常见的水合物与水的接触, 这一观察与 Eileen 水合物藏中其他水合物赋存情况的分析结果一致。然而, 由于 Kuparuk 7-11-12 井的孔内条件恶劣以及 B1 砂层该深度处的测井数据质量偏低, 因此对试采场地区域内 B1 砂层中水合物与水的接触的解释存在不确定性。这些观察为阿拉斯加北坡水合物赋存的地质控制因素提供了重要认识(图 4)^[24]。图 4 显示了伽马射线测井结果以及高于 12 Ωm 的电组率测井结果。

3 认识

日本和美国在水合物勘查与试采领域处于全球领先地位, 两个国家在加拿大 Mallik 和美国阿拉斯加北坡的陆域试采中有着广泛的合作。日本鉴于其为期 20

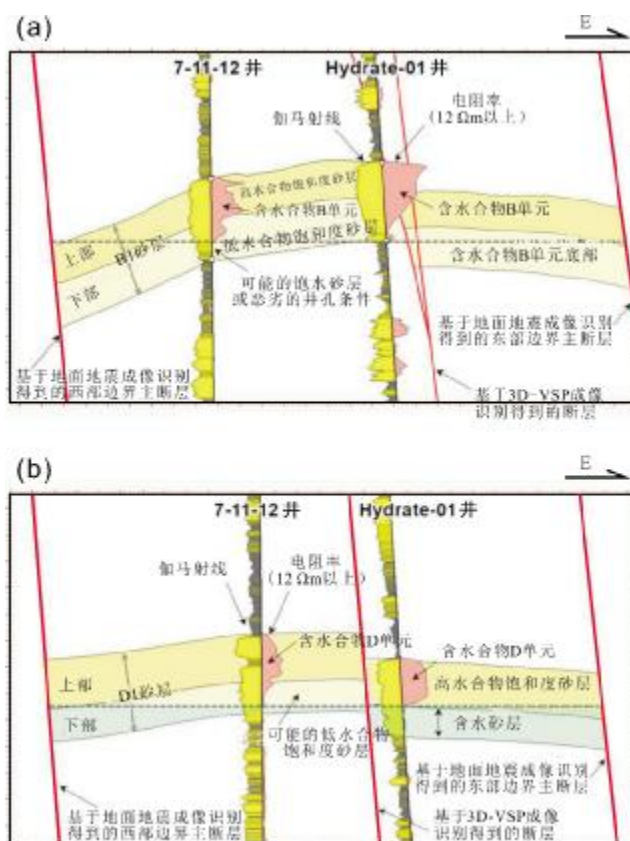


图 4 过 Kuparuk 7-11-12 井和 Hydrate-01 井的砂岩层剖面图
(据文献[24])

Fig. 4 Profiles of sandstone layer through Kuparuk 7-11-12 and Hydrate-01 wells
(From Reference [24])

a— B1 砂层(B1 sand layer); b— D1 砂层(D1 sand layer)

余年的水合物研发计划, 尽管投入了巨大的人力、物力和财力, 但实施的两次海域试采的结果并未达到预期, 决定联合美国在后者的水合物研究重点区域——阿拉斯加北坡实施长期陆域试采, 旨在实现单一、可控条件下的长期产气试验, 以获取长期产气情况数据; 验证阻碍稳定产气等情况的技术问题的解决方案, 以及确定长期产气带来的相关问题; 通过数据分析以及对长期产气试验所发生情况的观测, 为美日两国下一阶段的海域试采和产业化推进奠定基础。

中国是全球唯一一个在本土实施了陆域和海域水合物试采的国家, 但已开展陆域试采的青海祁连山地区是我国西部重要的生态安全屏障、黄河流域重要的水源产流地、以及生物多样性保护的优先区域, 并且不同于美国阿拉斯加北坡是该国最丰富的油气产区之一

(具备地质调查和资源勘查工作深入、油气开发基础设施完善等优势),缺少可用于验证旨在实现水合物产业化规模开发的生产系统的研发与示范效果的陆域冻土场地。

俄罗斯大部分领土位于多年冻土区,有利于形成和赋存大量水合物资源。截至目前,俄罗斯并没有集中研究水合物的国家级计划,也没有进行专项资助。2003年,俄罗斯天然气工业股份公司开始了俄罗斯水合物资源潜力评估研究。初步评估结果表明,俄罗斯的水合物资源量为 $1\ 100\times 10^{12}\text{ m}^3$,其中陆域水合物资源量约为 $400\times 10^{12}\text{ m}^3$ ^[36],集中在东西伯利亚、蒂曼-伯朝拉和西西伯利亚含油气省内多年冻土的分布区域,其中西西伯利亚含油气省因围绕天然气和水合物的研究工作较为深入,因此可能是陆域水合物开发的最有潜力区域^[37-39]。此外,虽然存在争议,但有研究认为位于俄罗斯西西伯利亚东部边界的北极圈内的麦索亚哈气田是全球唯一进行了产业化开发的水合物矿床^[2]。尽管该气田在1969年12月开始工业试验开采之初不知道水合物的存在,但综合地球物理和热力学研究显示以游离气状态赋存的天然气的上部赋存有水合物^[40]。2023年3月21日,中俄共同签署并发表《中华人民共和国和俄罗斯联邦关于深化新时代全面战略协作伙伴关系的联合声明》,为两国在水合物勘查开发相关领域(尤其是长期陆域试采)的深入交流与合作创造了契机。

4 启示

水合物作为一种资源潜力巨大的潜在天然气来源,围绕其勘查开发进行的科学理论研究及技术装备研发与示范已有几十年的历史。在全球范围内已开展的10余次水合物试采中,中国地质调查局于2017年在南海神狐海域实施的我国第一轮水合物海域试采的累计产气时间最长(60 d),日最高产气量最大($3.5\times 10^4\text{ m}^3$)^[41],而于2020年利用水平井在南海实施的第二轮海域试采累计产气量最大($86.13\times 10^4\text{ m}^3$)^[42]。然而,相比于水合物产业化开发所要求的以较高产能实现长期、持续、稳定且安全的产气的最终目标,已开展的中短期陆域和海域试采工作仍具有较大差距,而美国和日本正在联合实施的阿拉斯加长期陆域试采工作旨在实现里程碑式的突破。我国为保持在水合物试采

领域的现有优势以及加快推进水合物产业化进程,应加强以下领域的科学理论与关键技术攻关。

4.1 钻井技术

含水合物储层的钻井作业面临的挑战包括:1)海洋沉积层的孔隙压力与破裂压力之间的较窄压力窗口;2)浅层井的不稳定性;3)水合物分解(甲烷气体生产)引起的地层沉降;4)井筒压力和温度变化导致的水合物分解;5)避免抽汲、冲击和膨胀导致的压力波动。为了实现井筒压力和温度的精准控制、考虑含水合物储层的脆性、降低施加于浅部弱固结含水合物储层的压力,可以考虑采用控压钻井、套管钻井、控压套管钻井、双梯度钻井等技术^[43]。

4.2 完井技术

完井包括水合物生产井实现产气所需的作业,涉及用于从含水合物储层安全且高效地生产气体的井下工具和设备组件。为含水合物储层设计的优质完井的基本要求是,将储层与地面联系起来,以便从储层生产或向储层注入气体和水,对流动通道产生最小的限制,最小化对修井的需求,建立增产改造的通道,将生产层与其他层隔离,保障含水合物储层的完整性和稳定性,以及确保钻井和人员的安全。含水合物储层可以采用裸眼、套管或衬管、割缝衬管、裸眼砾石充填或套管砾石充填等方式完井^[4]。

4.3 人工举升技术

当储层的自然能量无法举升储层中的流体时,可以采用人工举升技术。针对含水合物储层的人工举升技术面临的挑战包括:1)应实现良好的井下液体/气体分离,或者该装置应采用适当的流动保障措施处理气体和液体的混合流动,以控制水合物的形成;2)考虑到产水率的变化和波动,该装置应能应对大范围的产水率;3)该系统应能处理并承受产出水中的固体。在选择人工举升技术时,必须考虑钻井的整个寿命和产水量,从而使设计的人工举升技术能够满足钻井的产能,进而最大限度地提高钻井整个生命周期的生产效率。如果能够保持预先设定的压降,则无论采用何种人工举升技术,该井的产量都将满足预期。可用的人工举升技术包括气举、泡沫辅助举升、柱塞举升、螺杆泵、有杆泵、电潜泵和喷射泵。针对人工举升过程中的流动保障问题,应制定预防措施(井下气水分离、加热装置或连续抑制剂注入)和补救措施(化学药剂注入

管线等)^[4]。

4.4 出砂问题

含水合物储层流体(甲烷气体和水)抽采过程中因沉积物脱落和运移导致的出砂现象,可能会造成地层亏空、井壁失稳以及对电潜泵等生产设备的磨损和堵塞等。鉴于现场试验存在成本高、周期长、不可控因素多等问题,室内试验和数值模拟仍是开展出砂机理等方面研究的重要手段^[44]。

4.5 防砂技术

为尽量缓解出砂对水合物连续稳定产气过程的影响,控砂完井是水合物试采常采取的生产完井方式。砾石充填、独立筛管、压裂充填和化学固结等主动防砂技术,以及压降控制、定向或选择性钻井、电潜泵或喷射泵等被动防砂技术,通常用于常规深水气井,也可用于水合物井。目前还没有成熟的技术被证实是未固结含水合物储层中进行长期降压和防砂的最佳选择,应考虑这类技术的成本、安装、运行和对生产的影响(尤其是设备周围的压降)以及挡砂能力。防砂措施与其他油井组件的适当组合是非常必要的。具有足够流动支撑/扬砂能力的坚固部件非常常见,其可以承受小到中等规模的砂侵,并且可以使用不太“激进”的防砂措施,这将减轻防砂带来的“表皮效应”风险^[5, 45-46]。

4.6 地质力学问题

含水合物的海洋沉积物通常是松软和未固结的,降压、热刺激和水合物抑制剂注入等产气技术可能会通过孔隙压力变化、孔隙充填固态水合物(可能支撑了沉积物的结构)的分解消失以及产气引起的浮力和压力变化而产生较大的力学影响,从而给潜在的产业化开发带来两方面问题:1)生产问题,如出砂、意外流体通道的形成、地层固结破坏以及细颗粒运移;2)不同规模的环境问题,如通过形成的裂隙或重新激活的断层发生的气体泄漏以及大规模海底沉降和失稳^[5]。

参考文献(References):

- [1]Dallimore S R, Collett T S. Summary and implications of the Mallik 2002 gas hydrate production research well program[C]//Dallimore S R, Collett T S. Scientific results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Well Program. Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada: Geological Survey of Canada Bulletin, 2005: 1-36.
- [2]Wang Z Y, Zhang Y Y, Peng Z Y, et al. Recent advances in methods of gas recovery from hydrate-bearing sediments: A review[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(11): 5550-5593.
- [3]张炜, 邵明娟, 姜重昕, 等. 世界天然气水合物钻探历程与试采进展[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2018, 38(5): 1-13.
Zhang W, Shao M J, Jiang C X, et al. World progress of drilling and production test of natural gas hydrate[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2018, 38(5): 1-13.
- [4]Sahu C, Kumar R, Sangwai J S. A comprehensive review on well completion operations and artificial lift techniques for methane gas production from natural gas hydrate reservoirs[J]. Energy & Fuels, 2021, 35(15): 11740-11760.
- [5]Yamamoto K, Boswell R, Collett T S, et al. Review of past gas production attempts from subsurface gas hydrate deposits and necessity of long-term production testing[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(10): 5047-5062.
- [6]Ouchi H, Yamamoto K, Akamine K, et al. Numerical history-matching of modeling and actual gas production behavior and causes of the discrepancy of the Nankai Trough gas-hydrate production test cases[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(1): 210-226.
- [7]Yamamoto K, Kanno T, Wang X X, et al. Thermal responses of a gas hydrate-bearing sediment to a depressurization operation [J]. RSC Advances, 2017, 7(10): 5554-5577.
- [8]Yamamoto K, Kanno T, Ouchi H, et al. Comparison of the vertical gas-hydrate production profile with the simulation results obtained using geophysical log-based reservoir characteristics and reasons for their discrepancies in the Nankai Trough[J]. Energy & Fuels, 2021, 35(24): 20026-20036.
- [9]MH21-S 研究开发コンソーシアム. 地下で何が起こっていたのか? 計測とモデルの組み合わせから見えること[EB/OL]. (2020-12-16) [2023-06-05]. <https://www.mh21japan.gr.jp/pdf/mh21form2020/doc02.pdf>. (in Japanese)
- [10]MH21-S 研究开发コンソーシアム. アラスカ陆上产出试验では何をするのか? [EB/OL]. (2022-12-07)[2023-06-05]. <https://www.mh21japan.gr.jp/pdf/mh21form2022/doc03.pdf?d=20211221>. (in Japanese)
- [11]Boswell R, Collett T S, Yamamoto K, et al. Scientific results of the Hydrate-01 stratigraphic test well program, western Prudhoe Bay unit, Alaska North Slope[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(10): 5167-5184.
- [12]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 & Engineering, 2012, 15(2): 243-264.
- [13]Collett T S, Lewis K A, Zyrianova M V, et al. Assessment of undiscovered gas hydrate resources in the North Slope of Alaska, 2018[R]. Reston: U.S. Geological Survey, 2019: 1-4.
- [14]Boswell R, Schoderbek D, Collett T S, et al. The Ig nik Sikumi field experiment, Alaska North Slope: Design, operations, and implications for CO₂-CH₄ exchange in gas hydrate reservoirs [J].

- Energy & Fuels, 2017, 31(1): 140–153.
- [15] Okinaka N, Boswell R, Collett T S, et al. Progress toward the establishment of an extended-duration gas hydrate reservoir response test on the Alaska North Slope[C]//Proceedings of the 10th International Conference on Gas Hydrates (ICGH10). Singapore, 2020.
- [16] Collett T S, Zyrianova M V, Okinaka N, et al. Planning and operations of the Hydrate 01 stratigraphic test well, Prudhoe Bay unit, Alaska North Slope[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(6): 3016–3039.
- [17] Young C, Shragge J, Schultz W, et al. Advanced distributed acoustic sensing vertical seismic profile imaging of an Alaska North Slope gas hydrate field[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(7): 3481–3495.
- [18] U.S. Department of Energy. U.S. Department of Energy and partners to test gas hydrates reservoir response on Alaska North Slope [EB/OL]. (2022–08–30) [2023–06–05]. <https://www.energy.gov/fecm/articles/us-department-energy-and-partners-test-gas-hydrates-reservoir-response-alaska-north>.
- [19] 独立行政法人 エネルギー・金属矿物資源機構. 令和3年度石油天然ガス開発技術本部年報[EB/OL]. [2023–06–05]. <https://www.jogmec.go.jp/content/300386150.pdf>. (in Japanese)
- [20] Hunter R B, Collett T S, Boswell R, et al. Mount Elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North Slope: Overview of scientific and technical program[J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 295–310.
- [21] Farrell H, Boswell R, Howard J, et al. CO₂-CH₄ exchange in natural gas hydrate reservoirs: Potential and challenges[J]. Fire-In-The-Ice, 2010, 10(1): 19–21.
- [22] Haines S S, Collett T S, Yoneda J, et al. Gas hydrate saturation estimates, gas hydrate occurrence, and reservoir characteristics based on well log data from the Hydrate-01 stratigraphic test well, Alaska North Slope[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(6): 3040–3050.
- [23] Yoneda J, Jin Y, Muraoka M, et al. Multiple physical properties of gas hydrate-bearing sediments recovered from Alaska North Slope 2018 Hydrate-01 stratigraphic test well[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 123: 104748.
- [24] Tamaki M, Fujimoto A, Boswell R, et al. Geological reservoir characterization of a gas hydrate prospect associated with the Hydrate-01 stratigraphic test well, Alaska North Slope[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(15): 8128–8149.
- [25] Collett T S, Lee M W, Agena W F, et al. Permafrost-associated natural gas hydrate occurrences on the Alaska North Slope[J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 279–294.
- [26] Collett T S. Natural gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, North Slope, Alaska[J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(5): 793–812.
- [27] Collett T S. Energy resource potential of natural gas hydrates[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1971–1992.
- [28] Boswell R, Rose K, Collett T S, et al. Geologic controls on gas hydrate occurrence in the Mount Elbert prospect, Alaska North Slope [J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 589–607.
- [29] Lewis K A, Collett T S. Brookian sequence well log correlation sections and occurrence of gas hydrates, north-central North Slope, Alaska[R]. Reston: U.S. Geological Survey, 2013: 1–23.
- [30] Myshakin E, Garapati N, Seol Y, et al. Numerical simulations of depressurization-induced gas hydrate reservoir (B1 Sand) response at the Prudhoe Bay unit Kuparuk 7-11–12 pad on the Alaska North Slope[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(5): 2542–2560.
- [31] Yoneda J, Suzuki K, Jin Y, et al. Permeability measurement and prediction with nuclear magnetic resonance analysis of gas hydrate-bearing sediments recovered from Alaska North Slope 2018 Hydrate-01 stratigraphic test well[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(5): 2515–2529.
- [32] 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.
- [33] Larsen P H. Relay structures in a Lower Permian basement-involved extension system, East Greenland[J]. Journal of Structural Geology, 1988, 10(1): 3–8.
- [34] Peacock D C P, Parfitt E A. Active relay ramps and normal fault propagation on Kilauea Volcano, Hawaii [J]. Journal of Structural Geology, 2002, 24(4): 729–742.
- [35] Fossen H, Rotevatn A. Fault linkage and relay structures in extensional settings: A review[J]. Earth-Science Reviews, 2016, 154: 14–28.
- [36] Kuuskraa V A. A decade of progress in unconventional gas[J]. OJG Unconventional Gas Article, 2007, 1: 1–10.
- [37] Перлова Е В. Коммерчески значимые нетрадиционные источники газа-мировой опыт освоения и перспективы для России [J]. Территория Нефтегаз, 2010, 11: 46–51. (in Russian)
- [38] Перлова Е В, Леонов С А, Хабибуллин Д Я. Приоритетные направления освоения газогидратных залежей России[J]. Вести Газовой Науки, 2017, 3(31): 224–229. (in Russian)
- [39] Медведева О Е, Макаров С В. Перспективность освоения нетрадиционных ресурсов газа в мире и России [J]. Научный Вестник ЮИМ, 2018, 1: 49–51. (in Russian)
- [40] 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 M J, Zhang W, Wu X S, et al. Natural gas hydrate exploitation at Messoyakha gas field[J]. Land and Resources Information, 2016(12): 17–19, 31.
- [41] 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.

- [J]. *Geoscience*, 2019, 33(1): 235–245.
- [10] Yin K L, Yan T Z. Statistical prediction models for slope instability of metamorphosed rocks [C]//*Proceedings of the 5th International Symposium on Landslides*. Lausanne, 1988.
- [11] Zhao L R, Wu X L, Niu R Q, et al. Using the rotation and random forest models of ensemble learning to predict landslide susceptibility [J]. *Geomatics, Natural Hazards and Risk*, 2010, 11(1): 1542–1564.
- [12] 焦伟之, 张明, 谢鑫鹏, 等. 基于 GIS 与加权信息量模型的城镇地质灾害易发性评价——以大新镇为例[J]. *安全与环境工程*, 2022, 29(4): 119–128.
- Jiao W Z, Zhang M, Xie X P, et al. Susceptibility evaluation of urban geological disaster based on GIS and weighted information value model: A case study of Daxin Town[J]. *Safety and Environmental Engineering*, 2022, 29(4): 119–128.
- [13] 胡涛, 樊鑫, 王硕, 等. 基于逻辑回归模型和 3S 技术的思南县滑坡易发性评价[J]. *地质科技通报*, 2020, 39(2): 113–121.
- Hu T, Fan X, Wang S, et al. Landslide susceptibility evaluation of Sinan County using logistics regression model and 3S technology[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2020, 39(2): 113–121.
- [14] Chen L X, van Westen C J, Hussin H, et al. Integrating expert opinion with modeling for quantitative multi-hazard risk assessment in the Eastern Italian Alps[J]. *Geomorphology*, 2016, 273: 150–167.
- [15] 霍艾迪, 张骏, 卢玉东, 等. 地质灾害易发性评价单元划分方法——以陕西省黄陵县为例[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2011, 41(2): 523–528, 535.
- Huo A D, Zhang J, Lu Y D, et al. Method of classification for susceptibility evaluation unit for geological hazards: A case study of Huangling County, Shaanxi, China[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2011, 41(2): 523–528, 535.
- [16] 解明礼, 巨能攀, 赵建军, 等. 区域地质灾害易发性分级方法对比分析研究[J]. *武汉大学学报(信息科学版)*, 2021, 46(7): 1003–1014.
- Xie M L, Ju N P, Zhao J J, et al. Comparative analysis on classification methods of geological disaster susceptibility assessment[J]. *Geomatics and Information Science of Wuhan University*, 2021, 46(7): 1003–1014.
- [17] Zhang Y E, Li D Y, Yin K L, et al. The July 1, 2017 Wangjiawan landslide in Ningxiang County, China[J]. *Landslides*, 2018, 15(8): 1657–1662.
- [18] 刘月, 王宁涛, 周超, 等. 基于 ROC 曲线与确定性系数法集成模型的三峡库区奉节县滑坡易发性评价[J]. *安全与环境工程*, 2020, 27(4): 61–70.
- Liu Y, Wang N T, Zhou C, et al. Evaluation of landslide susceptibility based on ROC and certainty factor method in Fengjie County, Three Gorges Reservoir[J]. *Safety and Environmental Engineering*, 2020, 27(4): 61–70.
- [19] 樊芷吟, 苟晓峰, 秦明月, 等. 基于信息量模型与 Logistic 回归模型耦合的地质灾害易发性评价[J]. *工程地质学报*, 2018, 26(2): 340–347.
- Fan Z Y, Gou X F, Qin M Y, et al. Information and logistic regression models based coupling analysis for susceptibility of geological hazards [J]. *Journal of Engineering Geology*, 2018, 26(2): 340–347.
- [20] Chen L X, Guo Z Z, Yin K L, et al. The influence of land use and land cover change on landslide susceptibility: A case study in Zhushan Town, Xuan'en County (Hubei, China) [J]. *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 2019, 19(10): 2207–2228.

(上接第 689 页/Continued from Page 689)

- [42] 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.
- [43] Sahu C, Kumar R, Sangwai J S. Comprehensive review on exploration and drilling techniques for natural gas hydrate reservoirs[J]. *Energy & Fuels*, 2020, 34(10): 11813–11839.
- [44] 朱慧星. 天然气水合物开采储层出砂过程及对产气影响的数值模型研究[D]. 长春: 吉林大学, 2021.
- Zhu H X. Numerical study on sand production processes during natural gas hydrate recovery and its impact on gas production[D]. Changchun: Jilin University, 2021.
- [45] 李彦龙. 南海目标区块天然气水合物开发井控砂介质堵塞模拟与控砂参数优化研究[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2021.
- Li Y L. Study on clogging of sand-control media and sand-control optimization for natural gas hydrate production wells in the South China Sea[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2021.
- [46] 宁伏龙, 方翔宇, 李彦龙, 等. 天然气水合物开采储层出砂研究进展与思考[J]. *地质科技通报*, 2020, 39(1): 137–148.
- Ning F L, Fang X Y, Li Y L, et al. Research status and perspective on wellbore sand production from hydrate reservoirs[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2020, 39(1): 137–148.