

天然气水合物储层岩心保压转移与测试进展

刘乐乐^{1,2}, 刘昌岭^{1,2}, 吴能友^{1,2}, 阮海龙³, 张永超^{1,2}, 郝锡萃^{1,2}, 卜庆涛^{1,2}

LIU Lele^{1,2}, LIU Changling^{1,2}, WU Nengyou^{1,2}, RUAN Hailong³, ZHANG Yongchao^{1,2},

HAO Xiluo^{1,2}, BU Qingtao^{1,2}

1. 自然资源部天然气水合物重点实验室/青岛海洋地质研究所, 山东 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, 山东 青岛 266071;

3. 北京探矿工程研究所, 北京 100083

1. Key Laboratory of Gas Hydrate, Ministry of Natural Resources/Qingdao Institute of Marine Geology, Qingdao 266071, Shandong, China;

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

3. Beijing Institute of Exploration Engineering, Beijing 100083, China

摘要:掌握天然气水合物储层基础物性演化特征对提升天然气水合物资源勘查与试采综合实力具有重要意义。目前,天然气水合物储层基础物性模拟实验和测试仍然以人工制备的天然气水合物岩心样品为主,导致测试结果和模拟实验认识与天然气水合物资源勘查试采工程需求仍有一定的差距,亟需原位准原位物性测试数据进行对比校正。天然气水合物储层保压取心及其后续岩心保压转移与测试是积累准原位物性测试数据的有力手段。聚焦天然气水合物储层保压取心之后的岩心保压转移与测试,全面综述了国内外现有的天然气水合物储层岩心保压转移与测试系统的优缺点,深入分析了天然气水合物储层岩心保压转移与测试获得的基础性认识;综述国内天然气水合物储层保压取心系统研发现状,梳理与之配套的岩心保压转移与测试系统研发现状及其面临的挑战;针对面临的挑战,为发展中国海域天然气水合物储层保压转移与测试技术装备研发自主能力提出了建议。

关键词:天然气水合物;含水合物沉积物;保压取心;保压岩心转移;保压岩心测试

中图分类号:P618.13 **文献标志码:**A **文章编号:**1671-2552(2021)02/03-0408-15

Liu L L, Liu C L, Wu N Y, Ruan H L, Zhang Y C, Hao X L, Bu Q T. Advances in pressure core transfer and testing technology of offshore hydrate-bearing sediments. *Geological Bulletin of China*, 2021, 40(2/3): 408-422

Abstract: It is of great significance to understand the evolution characteristics of basic physical properties of gas hydrate reservoir to promote the exploration and test production of gas hydrate resources. Currently, the simulation experiment and test of physical property of hydrate-bearing sediments is still given priority to artificial preparation of natural gas hydrate core samples, which results a certain gap between the test results and the understanding of the simulation experiment and the requirements of the testing production engineering of natural gas hydrate resources. As physical property testing data highly need to be compared and corrected in situ in the field, pressure coring, pressure core transfer and testing techniques of hydrate-bearing sediments is an effective means for the acquisition and accumulation of physical testing data. Based on the introduction of the pressure coring, pressure transfer and testing methods, its

收稿日期:2020-05-31;修订日期:2020-07-13

资助项目:国家自然科学基金项目《水合物降压开采粉砂质储层孔隙结构演化及渗透性响应机理研究》(批准号:41872136)和《南海沉积物中水合物降压分解动力学行为及控制机理研究》(批准号:41876051)、山东省泰山学者特聘专家计划(编号:ts201712079)、国家重点研发计划政府间国际科技创新合作重点专项《天然气水合物开采过程中井周储层动态响应行为与控制》(编号:2018YFE0126400)

作者简介:刘乐乐(1986-),男,博士,副研究员,从事天然气水合物模拟实验研究。E-mail:lele.liu@qnlm.ac

advantages and disadvantages at home and abroad are comprehensively summarized, and the basic understanding of the core transfer and testing of hydrate-bearing sediments is deeply analyzed. According to the research and development status of pressure core transfer and testing system of offshore hydrate-bearing sediments in China, the challenges in this field are summarized. Finally, in view of the challenges, suggestions are put forward for the independent research and development capability of pressure core transfer and testing technology of offshore hydrate-bearing sediments and its related equipment in China.

Key words: natural gas hydrate; hydrate-bearing sediment; pressure coring; pressure core transfer; pressure core testing

天然气水合物是由天然气和水在较高压力和较低温度条件下形成的似冰雪笼型化合物,广泛分布于近海大陆坡和冻土地层环境中,蕴藏着丰富的天然气资源。天然气水合物被认为是一种重要的潜在能源,近年被国务院列为新矿种,中国南海天然气水合物试采取得成功^[1-2],引起了国内外的广泛关注。

天然气水合物既是一种潜在的非常规能源^[3-5],又是一种可能的地质灾害诱发因素^[6-8],具有显著的环境影响效应^[9-10]。天然气水合物资源开发、灾害防控与环境评价均需要大力开展天然气水合物储层物理化学及力学等性质的基础研究。目前,受技术和成本的双重限制,这些基础研究仍然以室内人工制备的天然气水合物岩心样品为主^[11],基于此获得的数据、结论、认识与现场储层情况存在多大的差别,难以把握,亟需开展天然气水合物储层物性原位或准原位测试,量化两者的差别。

原位测试技术有静力触探、十字板剪切等,主要用于天然气水合物上覆层物性测试^[12-14]。准原位测试技术指针对天然气水合物储层的保压取心、转移与测试一体化技术。保压取心指在钻取过程中最大程度保持岩心的原位温度与压力条件,避免天然气水合物分解,保证岩心各相组成、孔隙结构及基础物性与其原位状态相比差别不大。岩心被提取至海面以后,可以长期保压储存,待运至陆上实验室后再进行测试,也可以保压转移之后立刻进行测试。由于长期保压储存对天然气水合物储层岩心基础物性有明显的影响^[15],保压测试逐渐成为首选,由此获得的岩心物理化学、力学等参数,对深入理解与合理调控复杂条件下天然气水合物的储层行为有重要意义。

诸多学者^[16-21]对国内外天然气水合物储层保压取心系统关键技术、结构特点等进行了对比,但是对天然气水合物储层岩心保压转移和测试分析现状的总结较少。因此,本文综述国内外天然气水合物储层岩心保压转移测试系统的特点,分析目前

天然气水合物储层岩心保压转移测试获得的基础认识;分析国内天然气水合物储层保压取心系统研发现状,梳理与之配套的岩心保压转移测试系统研发现状与面临的挑战,为加快海域天然气水合物储层岩心保压转移测试技术装备国产化进程提出建设性意见。

1 天然气水合物储层岩心保压转移测试系统特点

天然气水合物储层岩心保压转移系统的主要功能是,将保压取心装置内的天然气水合物储层岩心在足够高的压力环境中转移到不同功能保压测试装置或储存容器中,在此过程中完成岩心切割并保证天然气水合物相态稳定。保压转移系统通常由高压操纵器、球阀和切刀组成,其中高压操纵器配有定位伺服装置,能够在高压环境下推拉岩心至设定位置,其结构和工作流程如图1所示。首先增加高压操纵器内部压力,使其与取心装置内部压力相同,然后连接转移系统与取心装置(图1-a);打开2个球阀,使转移系统与取心装置的内部压力达到平衡(图1-b);采用定位伺服装置将取心装置中的岩心拉入转移系统的高压操纵器内(图1-c);关闭2个球阀,断开转移系统与取心装置,完成储层岩心由取心装置向转移系统的转移(图1-d);安装保压测试装置与转移系统连接(图1-e);打开阀门,首先使转移系统与测试装置的内部压力达到平衡,然后采用定位伺服装置将储层岩心推至需求位置,用切刀切断岩心(图1-f);随后将岩心推送至测试装置,拉回切割剩余的岩心到转移系统,关闭球阀后断开转移系统和测试装置(图1-g),至此,完成储层岩心从转移系统向测试系统的转移。

在上述保压转移系统之后,国际上发展了3套天然气水合物储层岩心保压测试系统,即英国的PCTAS(Pressure Core Analysis and Transfer System)、美国的PCCTs(Pressure Core Characterization Tools),以及日本的PNATs(Pressure-core Nondestructive

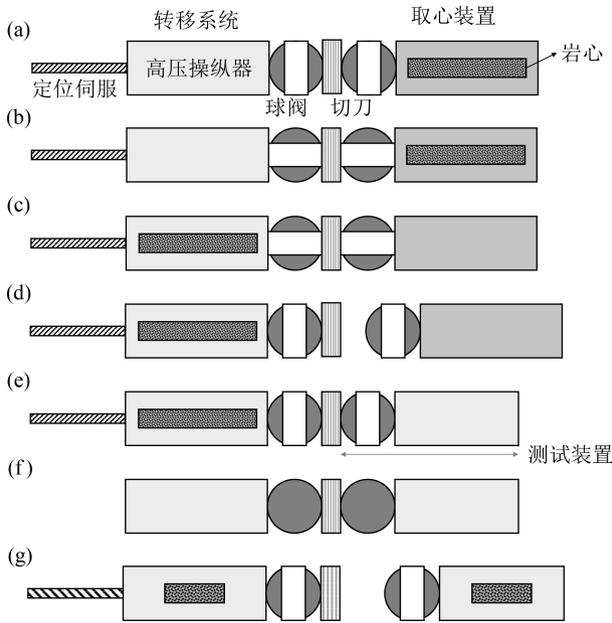


图1 天然气水合物储层岩心保压转移系统结构流程图

Fig. 1 Flow chart of pressure transfer system of natural gas hydrate reservoir

Analysis Tools)。其中, PCTAS 由英国 Geoteck 公司^[20]牵头研发, 从 2005 年美国墨西哥湾天然气水合物钻探项目 (GOMJIPLeg1) 开始, 参加了全球所有的天然气水合物钻探项目, 积累了大量的经验, 其结构和功能不断得到改进与优化。PCCTs 由美国佐治亚理工学院 (Georgia Institute of Technology) 牵头研发^[19], 基于 2005 年美国墨西哥湾天然气水合物钻探项目使用的 IPTC (Instrumented Pressure Testing Chamber) 装置^[22] 发展而来, 随后在韩国郁陵盆地天然气水合物钻探 (UBGH1) 项目^[23] 使用过程中, 其结构和功能得以不断完善, 较 PCTAS 具有结构简单、操作简便等特点。PNATs 在吸收了前两者的特点后, 于 2012 年由日本国家 AIST 研究所 (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology) 研发而来, 在日本和印度天然气水合物钻探项目中得到应用^[24-25]。现对上述 3 套保压测试系统的结构特点进行介绍。

1.1 英国 PCTAS

该系统能够无损测量天然气水合物储层岩心的伽马密度和纵波声速, 获得储层岩心 X 射线计算机断层扫描 (X-CT) 图像, 这些测量在一个铝制高压反应釜内完成。其中, 伽马密度和纵波声速的空

间分辨率是厘米级别, 用于初步测量, 而 X-CT 图像的空间分辨率可达 100 mm, 用于精细测量。在上述测量数据的基础上, 分析、确定岩心切割方案和其他试验计划, 比如三轴剪切试验、共振柱试验、渗透率测量试验、降压分解试验等。该系统结构功能的详细介绍见参考文献^[26], 其操作流程介绍见参考文献^[27-28]。

三轴剪切试验和共振柱试验在 PCATS 三轴装置上进行, 渗透率测量试验在与 PCATS 三轴剪切装置相连接的 K_0 渗透仪上进行。PCATS 三轴剪切装置主要由轴向传动模块、高压三轴反应釜及球阀组成 (图 2)。其中, 三轴反应釜内设置有轴向活塞和共振驱动头, 能够满足三轴剪切试验和共振柱试验的需求, 以便获得天然气水合物储层岩心的大应变和小应变 (应变小于 1.0×10^{-4}) 力学参数, 满足不同目的工程设计的参数需求。在试验开始前, 天然气水合物储层岩心经球阀从转移系统保压转移至三轴剪切装置内预先安装好的围压胶套中, 然后施加围压使岩心达到其原位应力水平之后开始试验。三轴剪切试验可以通过控制排水阀门进行排水剪切和不排水剪切, 轴向加载方式有应变控制和应力控制 2 种方式, 直到样品发生破坏或轴向应变达到 15% 时停止剪切, 根据应力和应变数据计算确定大

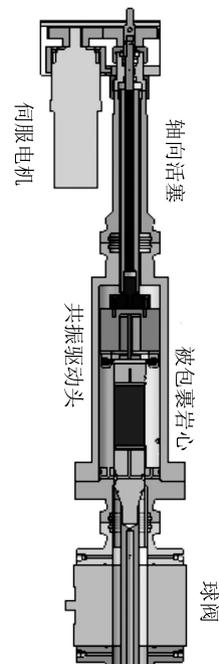


图2 PCATS 三轴剪切装置结构示意图^[26]

Fig. 2 Diagram of PCATS Triaxial

变形强度和刚度参数。共振柱试验通过样品顶端的共振驱动头在一定频率范围内施加震动,采用加速度计测量样品加速度,加速度最大值对应的震动频率即为样品共振频率,根据共振频率等数据计算确定小变形剪切模量等参数。该装置的结构组成和操作流程详细介绍见参考文献[29]。

K_0 渗透仪能够在三轴应力条件下测量天然气水合物储层岩心的固结行为和渗透率特征,可测岩心的长度范围为 25~80 mm^[20]。在试验过程中,被测储层岩心始终被柔性胶套包裹,围压和孔隙压力可动态跟踪控制以施加特定的有效围压,进而获得特定应力水平下的岩心渗透率数据。该装置在岩心转移时为水平放置,而在渗透率测量时为竖直放置,通过反压调节阀在样品顶端和底端维持一个相对稳定的压差,测量单位时间内流过样品的水量,采用达西定律计算确定样品的渗透率。

为便于天然气水合物储层岩心测试在实验室内的使用,英国 Geotek 公司和美国德克萨斯大学(University of Texas)近年合作研发了小型 PCATS^[20]。该系统的目的在于保压转移、切割被运输至实验室的天然气水合物储层岩心,以满足不同实验室内试验测试的需求。小型 PCATS 配套了环形旋转刀具和往复锯齿刀具,分别用于切割塑料内衬和储层岩心,较以往刀具提高了储层岩心几何形状的塑造能力,这对于 PCATS 三轴剪切装置及其配套 K_0 渗透仪的使用有很大的帮助。

1.2 美国 PCCTs

该系统主要由保压转移模块(Manipulator)、切割取样模块(Sub-sampling)、有效应力模块(Effective Stress Chamber, ESC)、直接剪切模块(Direct Shear Chamber, DSC)、可控制降压模块(Controlled Depressurization Chamber, CDC)及微生物反应模块(Microbial Reaction Chamber, BIO)组成,主要用来测量天然气水合物储层岩心刚度、强度、水力渗透系数、电导率、热导率等参数,以及应力应变行为、天然气水合物分解产气情况、微生物活性等^[19]。

有效应力模块(ESC)能够维持天然气水合物相态稳定的温度和压力条件,还能够还原储层岩心的原位应力条件^[30]。试验过程中,天然气水合物储层岩心由可变形夹套包裹,侧向由液体施加围压,轴向通过活塞施加应力,布置于轴向活塞盖和岩心底座的探头可用来测量声波速度、热导率、电导率等。

其中,横波速度测量采用弯曲元探头(Bender elements),纵波速度测量采用压电晶体探头(Piezocrystals),热导率测量采用应变片(Strain gauge),电导率测量采用电子探针(Electrical needle probe)。采用这种应力施加方式的另外一种好处是,能够有效避免水力渗透系数测量过程中的侧壁流动干扰,使测量结果更可靠,同时还为真实应力条件下天然气水合物分解导致储层岩心变形测量提供了方便。该模块的结构示意图如图 3-a 所示。

直接剪切模块(DSC)采用“双面”直接剪切的模式有效避免天然气水合物储层岩心保压切割形状不规则导致的应力集中问题,以及过切割(岩心尺寸比预期值小)现象引起的岩心样品倾斜问题,保证了力学性质测量效果^[30]。所谓的“双面”直接剪切模式指在试验过程中,将岩心样品中间三分之一部分推出剪切,在其上、下形成 2 个剪切面,最大的剪切位移达到 15 mm,能够满足峰值强度和残余强度的测量需求,强度和体积变形试验结果可用于模型验证、生产设计、稳定分析等。该模块的结构示意图如图 3-b 所示。

可控制降压模块(CDC)内置有一个钻孔机构钻透塑料内衬以减小岩心的纵向膨胀,还安装有一个压力传感器和温度探头监测反应釜内气体的压力和温度情况。此外,沿储层岩心轴向布置了 3 个自钻式温度探头用来测量天然气水合物分解过程中岩心内部的温度。采用一个针式阀门来控制降压的幅度,与容积 2 L 的液体容器和容积 55 L 的气体容器连接,用来测量分解产水和产气情况^[30]。该模块的结构示意图如图 3-c 所示。

微生物反应模块(BIO)用于评价深水沉积物中未受降压干扰的生物活性,试验全程均可透过蓝宝石窗口进行观测,可从一个天然气水合物储层岩心中保压取出大量样品进行试验,被取样品沉积在装有培养液的生物反应容器中以便相关生物测量^[30]。该模块的结构示意图如图 3-d 所示。

美国 PCCTs 具有结构简约、功能齐全的显著特点,采用便携式模块化设计理念,方便现场应用且适用性强。

1.3 日本 PNATs

该系统主要用于测量天然气水合物储层岩心的渗透率、水合物饱和度、微观结构图像、波速响应和力学性质参数^[31],主要由高压反应釜、切割工具、

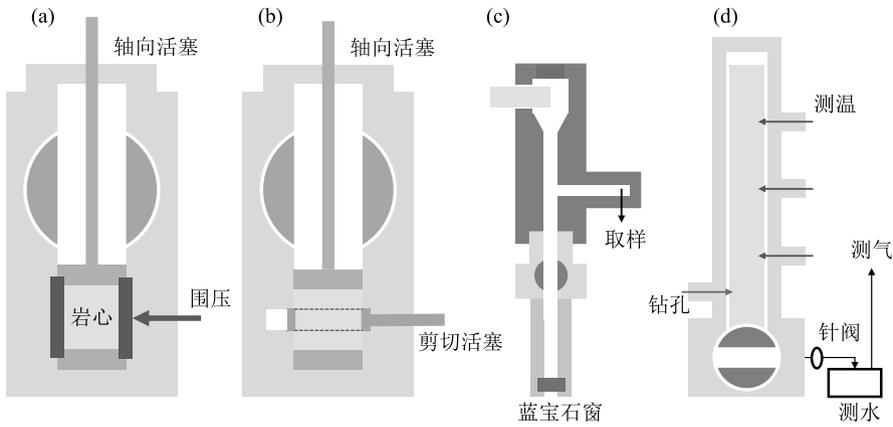


图3 美国 PCCTs 主要模块结构示意图

Fig. 3 Structure of main modules American PCCTs

存储反应釜、保压转移模块、TACTT (Transparent Acrylic Cell Triaxial Testing) 系统^[32]组成。其中, 高压反应釜由英国 Geotek 公司生产(与 PCTAS 采用的用于存储储层岩心的高压反应釜相同), TACTT 系统为核心部分。储层岩心的微观图像可通过设计的微型 X-CT 扫描模块^[31, 33]获得, 其所用样品可直接取自英国 Geotek 公司高压反应釜。

TACTT 系统外观如图 4 所示, 整体放置于控温精度约为 0.1°C 的步入式恒温室内, 温度控制范围在 $1\sim 20^{\circ}\text{C}$ 之间。该系统的高压反应釜采用透明材质, 便于观察储层岩心剪切破坏后的形态; 反应釜

侧壁厚度达 111 mm , 高度为 200 mm , 工作压力上限为 16 MPa 。反应釜适用的储层岩心直径为 50 mm , 最大高度为 110 mm 。配置 3 台活塞式注液泵用于加载围压并测量剪切过程中的岩心体积变形。岩心轴向应力加载上限为 200 kN , 轴向剪切速率控制在 $0.001\sim 10\text{ mm/min}$ 范围内。配备有多台摄像机记录剪切过程中储层岩心几何形态变化的高清图像。三轴剪切试验流程与英国 PCATS 三轴剪切试验流程类似, 更多结构细节、储层岩心保压转移流程等信息见参考文献[34]。

对比分析可知, 3 套天然气水合物储层岩心保

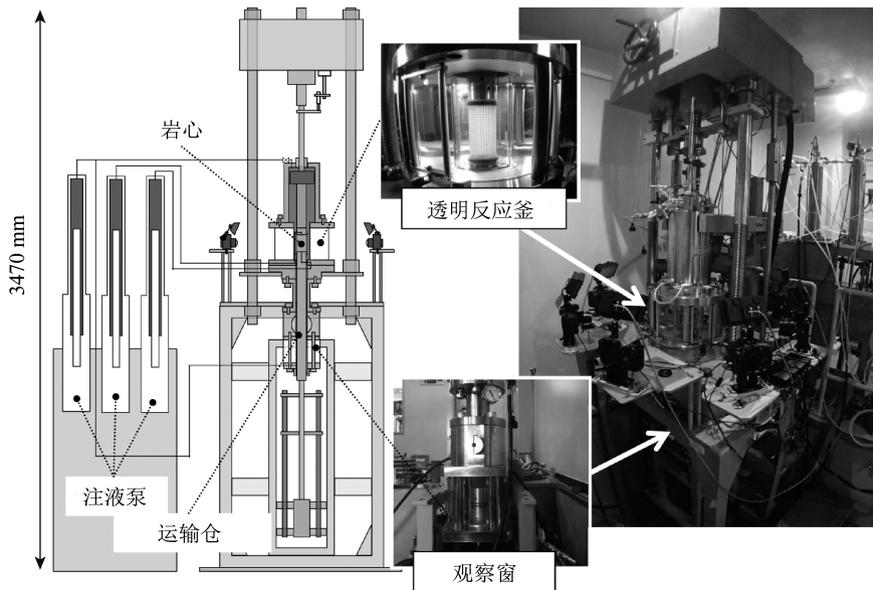
图4 日本 TACTT 系统结构与外观图^[32, 34]

Fig. 4 Structure of main modules of Japanese PCCTs

压测试系统 PCATS、PCCT_s 和 PNAT_s 均能够测量岩心的密度、声波速度和渗透率参数, 都可以进行降压分解模拟试验。不同的是, PCATS 和 PNAT_s 可获得岩心 X-CT 图像, 而 PCCT_s 可测量岩心生物活性、电导率和热导率; PCATS 和 PNAT_s 均采用三轴剪切的方式评估岩心的大变形力学性质, 而 PCCT_s 采用直接剪切的方式; 除声波测量方式外, PCATS 还可以通过共振柱试验的方式评估岩心的小变形力学性状。

2 天然气水合物储层岩心保压测试基础性认识

从天然气水合物孔隙行为形态、大应变力学性质、小应变力学性质和渗透率 4 个方面, 对利用现有天然气水合物储层岩心保压测试系统获得的基础性认识进行总结。

2.1 天然气水合物孔隙行为形态

天然气水合物形态和孔隙聚散行为在天然气水合物研究领域一直是热点问题^[35-38], 受储层沉积物性质影响明显, 大量的保压岩心 X-CT 测试图像揭示了自然界中不同储层背景下天然气水合物的赋存状态。研究表明, 日本南海砂性储层中的天然气水合物以孔隙充填型(扩散型)较常见, 但是

在中国南海北部盆地^[39-40]、印度近海盆地^[41-43] 和韩国郁陵盆地^[44] 细颗粒泥质储层中的天然气水合物以透镜和裂纹状充填(渗漏型)为主, 表现出强非均质性。对于这些强非均质性的天然气水合物泥质储层, 阿奇公式在预测电性参数时难以取得理想的效果^[44]。基于保压岩心 X-CT 图像还开展过储层岩心矿物性质对天然气水合物形态的控制行为研究^[45], 一定程度上揭示了细颗粒储层中天然气水合物生长“替换”沉积物颗粒的现象。

2.2 大应变力学性质

天然气水合物储层岩心大应变力学性质, 指通过三轴剪切试验或直接剪切试验获得的储层岩心峰值强度、变形模量、强度指标等参数, 以及应力应变响应行为特征等, 它们是天然气水合物勘查试采工程安全性设计必需的基础性参数。

对于日本南海天然气水合物储层岩心, 不排水和排水三轴剪切试验结果表明^[24], 泥质粉砂储层岩心超静孔隙压力在剪切过程中始终为正值, 说明储层岩心处于正常固结状态; 砂性储层岩心的强度和刚度均随水合物饱和度的增加而变大, 同时受到有效围压的影响; 随着水合物饱和度的增加, 岩心体积变形行为从剪缩逐渐过渡到剪胀。其中, 不排水三轴剪切试验数据如图 5-a 所示。储层岩心直接剪

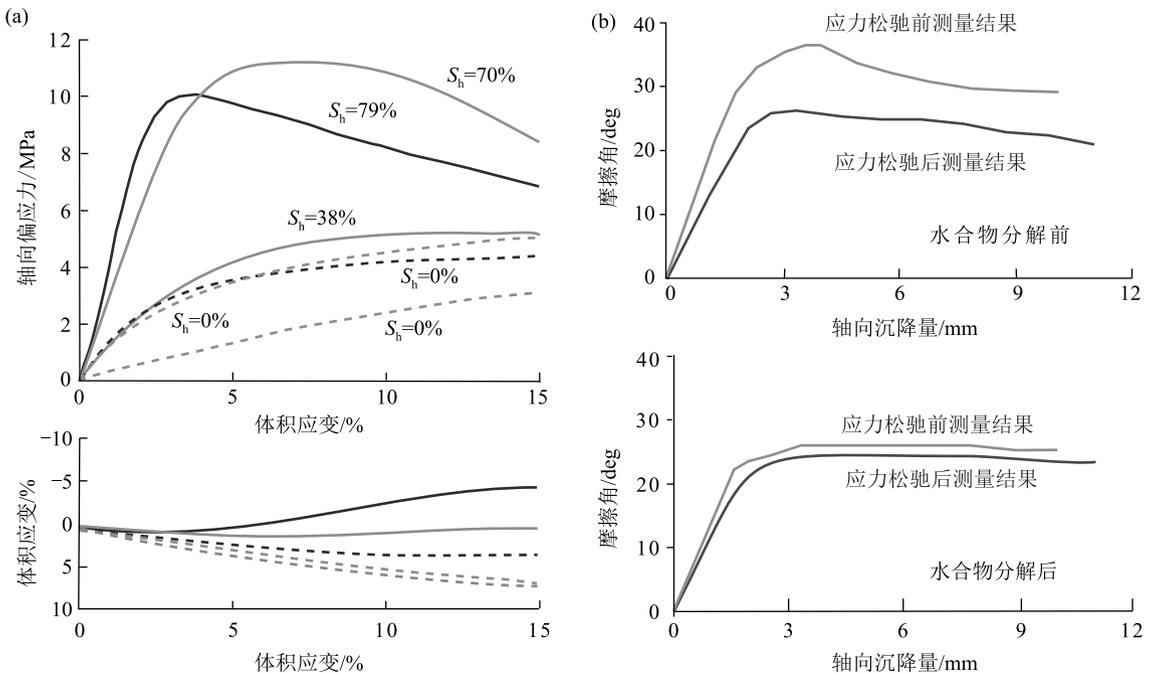


图 5 日本南海天然气水合物岩心剪切结果^[24, 46]

Fig. 5 Shear results of gas hydrate core from the Nankai trough, Japan

切试验结果如图 5-b 所示,可以看出^[46],天然气水合物完全分解后其储层岩心的峰值强度和峰值摩擦角明显减小,但是残余摩擦角未发生明显的变化。

针对印度近海克里希纳-戈达瓦里(KG)盆地天然气水合物储层岩心的三轴剪切试验结果,进一步印证了天然气水合物含量对其储层岩心强度和刚度有正面影响的认识,同时发现岩心强度和刚度还受沉积物颗粒直径的控制^[25,47],并且对剪切速率很敏感^[25]。现有研究在该地区储层岩心剪切体积变形行为特征认识方面存在差异,有的认为水合物含量增加导致岩心剪胀性的增强^[25],而有的认为水合物含量增加致使岩心体积变形从剪缩变为剪胀^[47],这可能与岩心初始的相对密实程度有关。三轴剪切应力应变曲线如图 6 所示。

印度 KG 盆地天然气水合物储层岩心直接剪切试验数据如图 7 所示^[48]。可见,竖向应力达到 7 MPa 以后可有效避免岩心样品体积的剪胀,而竖向应力只有储层原位的 2 MPa 时,岩心样品体积既可能是剪胀也可能是减缩;在轴向应力从 2 MPa 加载至 7 MPa 的过程中,岩心样品应力应变曲线表现

为应变软化型,但是从 7 MPa 卸载到 2 MPa 的过程中,应力应变曲线转变为应变硬化型。

虽然天然气水合物储层岩心三轴剪切试验和直接剪切试验积累了一定的试验数据,但是远不足以校正室内试验数据来得出较公认的普适性认识,将来还需要开展更丰富的保压岩心转移测试、分析与研究,不断加深天然气水合物储层大应力力学性质的认识与理解。

2.3 小应力力学性质

天然气水合物储层岩心的小应力力学性质与其所处的应力水平有十分密切的关系,通常采用声波测量的方法进行研究。然而,早期的天然气水合物储层岩心的保压声速测量均是在“零应力”的条件下进行的^[22,42,45-46],应力水平与原位条件差别很大,测得的纵波声速等数据难以反映储层岩心的原位真实情况。然而,即使是在“零应力”的条件下,如果测得天然气水合物粗颗粒储层岩心的纵波声速在 2000 m/s 以上,通常也意味着岩心含有高饱和度(0.5 以上)的天然气水合物。

在认识到应力水平对天然气水合物储层岩心

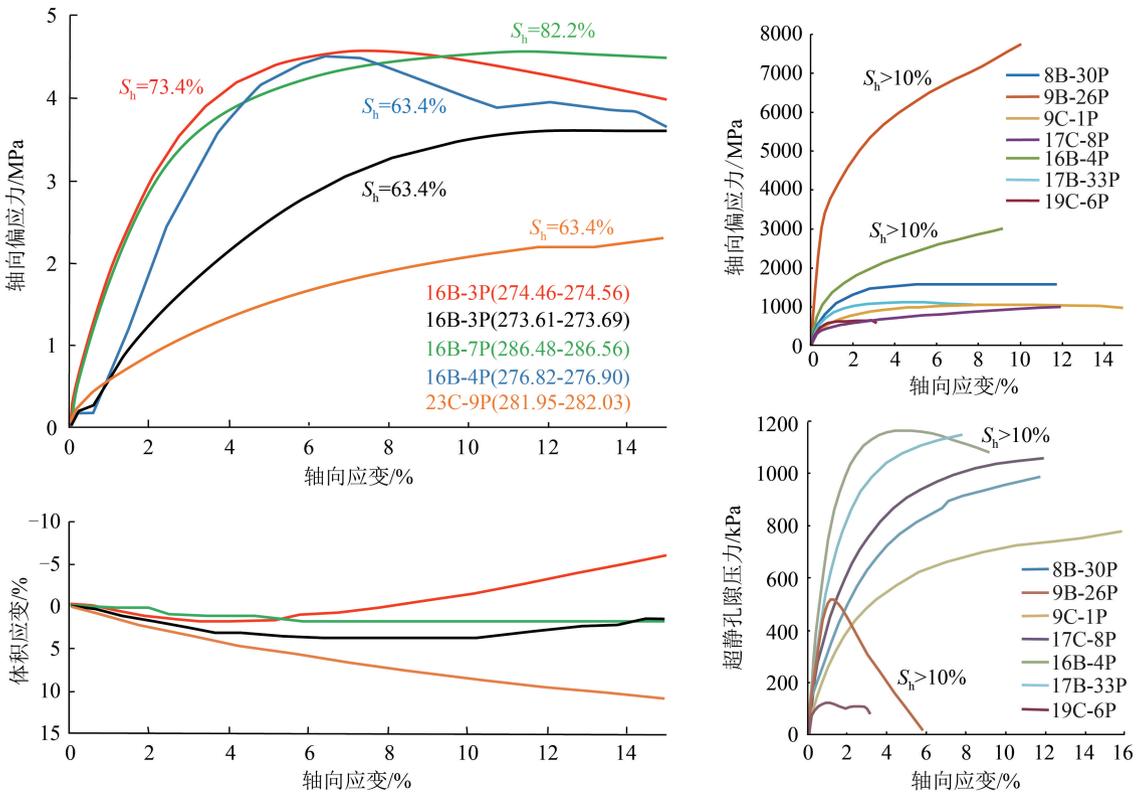


图 6 印度 KG 盆地天然气水合物岩心三轴剪切结果^[25,47]

Fig. 6 Triaxial shearing results of pressure cores from the Krishna-Godavari Basin, India

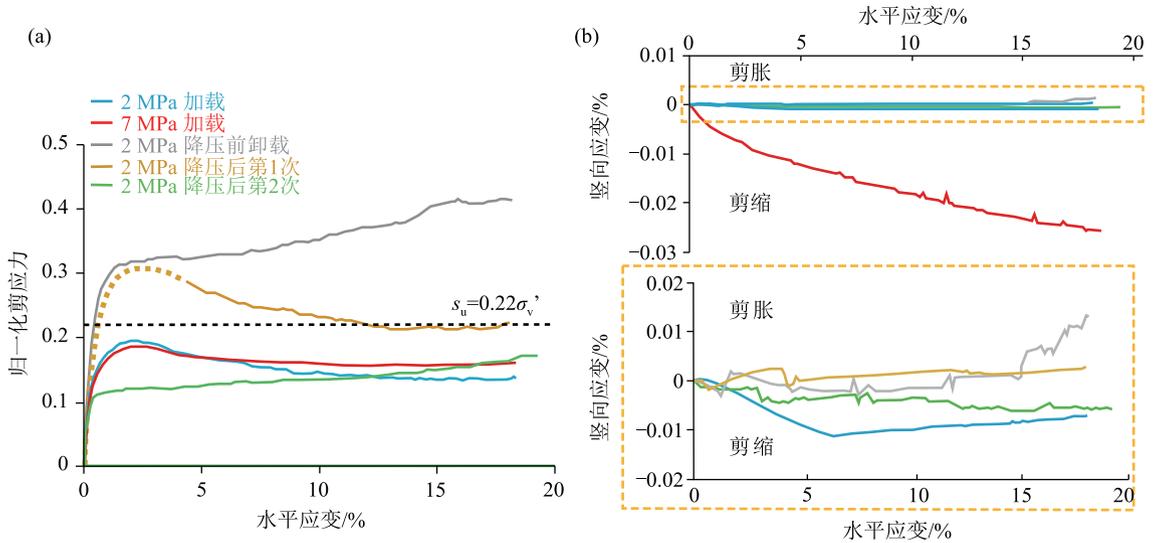


图 7 印度 KG 盆地天然气水合物岩心直接剪切结果^[48]

Fig. 7 Direct shearing results of pressure cores from Krishna-Godavari Basin, India

小应变力学性质的决定性作用, 近年的声波测量试验均是在恢复岩心原位储层应力条件后进行的^[48-50], 获得的试验数据更具有参考价值。天然气水合物储层岩心的声波速度一般随天然气水合物含量的增加而增大, 即储层岩心的刚度逐渐增加, 这与室内试验的结果^[49, 51-53]一致。此外, 天然气水合物储层岩心的刚度随保压存储时间的推移逐渐增大^[46, 54]。

共振柱试验是另外一种测试天然气水合物储层岩心小应变力学性质的方法^[55-57]。最近在印度 KG 盆地天然气水合物储层岩心保压测试中得到了使用, 其典型的试验结果如图 8 所示^[47]。可以看出, 不含水合物的细颗粒储层岩心和含水合物的粗颗粒储层岩心呈现出明显的 2 组 (红色为一组, 蓝色为另外一组), 前者的小应变剪切模量受有效应力水平的影响不明显, 而后者的小应变剪切模量明显随有效应力水平的增加而变大。这说明, 储层岩心的小应变剪切模量不仅受水合物饱和度的影响, 还与沉积物颗粒直径和有效应力水平有关。

2.4 渗透率

天然气水合物储层本征渗透率指不含水合物且孔隙中仅有水相时的渗透率。随天然气水合物饱和度的增加, 孔隙中可供水相流动的空间被占据, 导致渗流通道变窄甚至关闭, 表现为渗透率的降低^[58]。此时的渗透率通常称为天然气水合物储

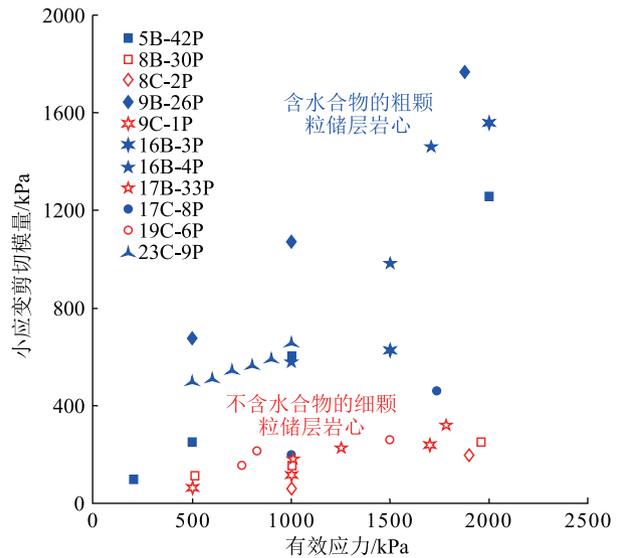


图 8 印度 KG 盆地天然气水合物岩心共振柱试验结果^[47]

Fig. 8 Resonant column testing results of pressure cores from the Krishna-Godavari Basin, India

层的饱和有效渗透率, 它既可以在实验室内通过稳态法或瞬态压力脉冲法测量^[59-62], 也可以在现场采用核磁共振测井、井底测量、保压岩心测试等方式确定^[63-64]。

核磁共振测井的方法可以计算获得沿钻井轴向连续的渗透率数据, 然而这些渗透率数据与天然气水合物储层核磁共振的横向弛豫率等参数取值

有密切的关系^[65-67],虽然渗透率数据与储层孔隙结构关联,但是并没有水平或竖直等方向的概念。井底测量的方法是将钻井底部压力降低,然后监测井底压力随时间的恢复情况,此种测量方式通常确定的是沿钻井径向储层水平向的渗透率,有明显的方向性。保压岩心测试的方法是在恢复岩心原位应力条件之后测量其轴向渗透率,岩心轴向对应储层的竖向(因为取心钻井为垂直方向),即保压岩心测试的渗透率实质上是天然气水合物储层的纵向渗透率。可见,上述3种方法测量的渗透率在本质上是不同的,特别是对于各向异性显著的层状沉积储层,其水平向和竖直向的渗透率必将不同。渗透率的这种各向异性在印度 KG 盆地天然气水合物储层岩心保压测试中得到证实^[68],岩心水平向渗透率与竖直向渗透率的比值为4;在实验室内重塑之后的保压岩心样品中合成饱和度为0.8的四氢呋喃水合物^[69],测量后发现其水平向渗透率与竖直向渗透率的比值为4.24,与保压岩心测试数据非常吻合,进一步证实了储层渗透率的双向异性,需要在天然气水合物开采产能预测等数值模拟中加以考虑。

天然气水合物储层岩心的渗透率不仅与天然气水合物饱和度有关,还受沉积物骨架颗粒直径级配情况的控制。对于印度 KG 盆地的天然气水合物储层保压岩心,其沉积物颗粒中值粒径越大,即使含有较高饱和度的天然气水合物,岩心渗透率也会大于含低饱和度天然气水合物细颗粒储层岩心的渗透率^[68](图9),体现了渗透率的双重控制特性。当储层岩心中粘土等细颗粒成分达到一定含量水平后,因粘土颗粒膨胀、粘土团簇堵塞喉道等现象,储层岩心渗透率会有明显的降低^[48,70-71];此外,有效应力的增加使大直径颗粒破碎成为细颗粒,细颗粒含量的增加也会导致渗透率的减少^[72]。

天然气水合物发生分解后,其储层孔隙内由单纯水相变为水、气两相,气和气相互竞争地流过多孔储层,这种现象通常使用水相和气相的相对渗透率进行描述,而天然气水合物的分解对此气、水两相竞争过程有何影响,这对天然气水合物产气和产水行为的理解非常重要,在实验室内开展了大量的研究^[73-76],取得了一些基本的认识。印度 KG 盆地天然气水合物储层岩心重塑后合成四氢呋喃水合

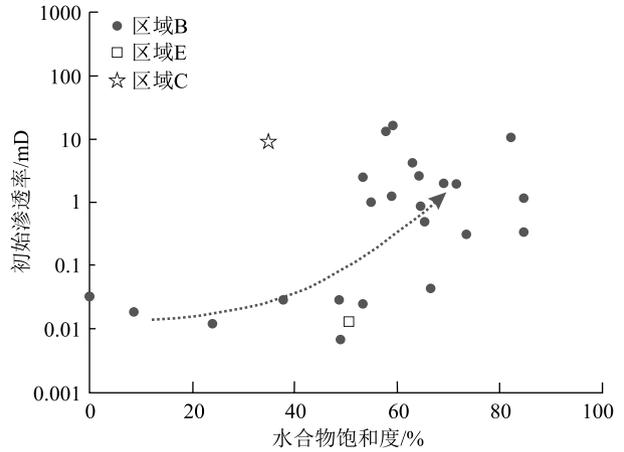


图9 印度 KG 盆地天然气水合物储层岩心初始渗透率^[68]

Fig. 9 Initial hydraulic permeabilities of pressure cores from the Krishna-Godavari Basin, India

物,测量的土水特征曲线如图10所示^[69]。可以看出,土水特征曲线在水合物饱和度增加后位置更高,反映了更高的毛细水压力(四氢呋喃水合物使有效孔隙的尺寸减小),更有利于润湿相(水)的渗流而抑制非润湿相(气)的渗流。

3 中国天然气水合物储层保压取心系统研发现状

中国在天然气水合物储层保压取心技术与装置研发方面较国外起步晚,经过十多年努力已取得长足的进步与发展,已有文献^[77-79]总结了中

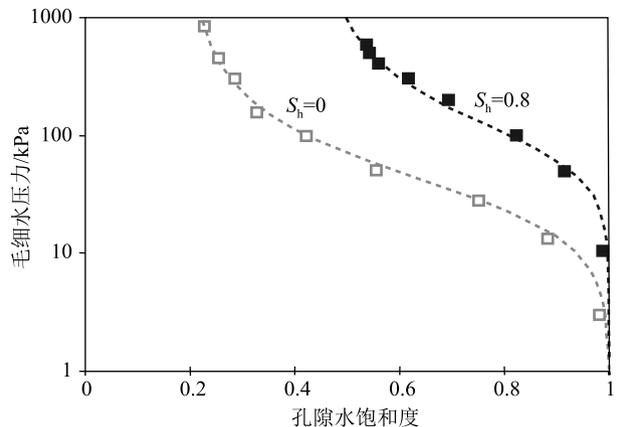


图10 印度 KG 盆地天然气水合物储层岩心重塑样(含四氢呋喃水合物)土水特征曲线^[69]

Fig. 10 Measured water retention curves of remodeling cores containing THF hydrate from the Krishna-Godavari Basin, India

的研发情况,在此简单介绍主要的保压取心装置,以便后续岩心保压转移测试系统研发面临挑战的思考。

3.1 重力活塞式保真取心器

重力活塞式天然气水合物储层保真取心器^[80-81]由浙江大学在国家“863”高技术研究发展计划项目的资助下研制而成。该取心器的结构组成主要包括重力活塞式取心模块、重锤释放模块、保压模块、泥浆堵塞模块与测量模块五部分(图 11)^[81]。取心时重锤首先触碰海床,取心模块随即被释放,依靠自身重力将活塞式取心机构插入海底沉积物,随后通过回收主缆将储层岩心转移到保真取心筒,封闭其上下端口后进行保压,在保真取心筒内外壁涂抹隔热材料层和使用聚碳酸酯岩心衬实现被动保温^[81]。该取心器适用于海底 3 km 以深的表层沉积物保真取心工作,已于 2016 年 6 月在南海成功应用^[82-83],采集的岩心长度上限为 30 m^[81,83],近年与之配套的岩心保压转移系统得到了长足的进步与发展^[84-86]。

3.2 深水深孔保温保压取心器

天然气水合物储层深水深孔保温保压取心

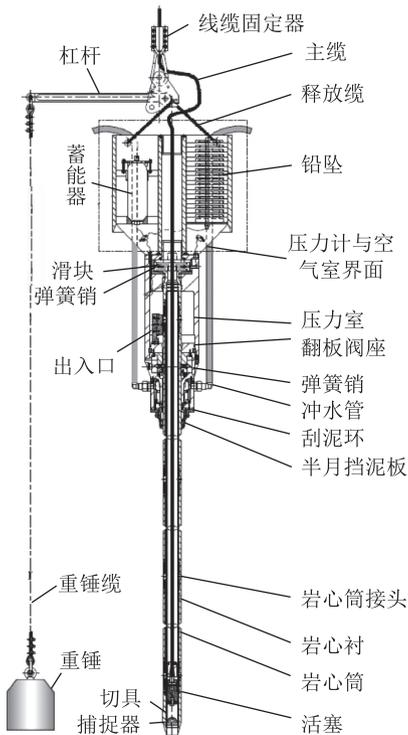


图 11 重力活塞式天然气水合物储层保真取心器^[81]

Fig. 11 Pressure piston corer for hydrate-bearing sediments

器^[87]由中国石油大学(华东)和中国石油化工集团公司等机构在国家“863”高技术研究发展计划项目“天然气水合物钻探取心关键技术”的资助下研制而成。该取心器结构包括工具悬挂总成、锁定机构、取心内筒、保温保压筒、取心外筒、球阀机构、取心钻头、压力补偿装置、测温测压记录系统及内筒回收(图 12)。该取心器采用超高真空绝热金属保温筒来实现取心的保温功能,采用压力补偿的方式保证取心过程中岩心内筒的压力稳定,内筒耐压 20 MPa,运用绳索等结构可实现取心和钻进的灵活转换。该取心器采集的岩心长度为 3 m^[77],可适用的海水深度及储层钻进深度数据未见报道。

3.3 TKP 系列保温保压取心器

天然气水合物储层 TKP-1 型保温保压取心器^[77]由中国地质调查局北京探矿工程研究所在中国地质调查局地质调查项目“水域地层原位钻探取样器具设计及工艺研究”的资助下研制而成(国家发明专利号为 ZL201710706079.3)。该型取心器主要由打捞矛头、驱动段、蓄能器、阀组段、保压岩心筒、保压阀段等模块组成(图 13-a)。该取心器采用双层真空管保温机构,可减缓被取岩心与外界环境

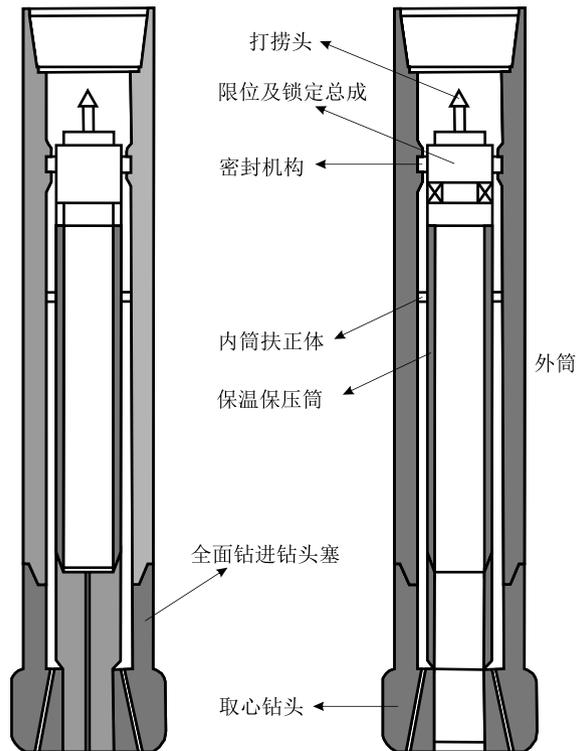


图 12 天然气水合物储层深水深孔保温保压取心器^[87]

Fig. 12 Pressure-temperature corer for hydrate-bearing sediments

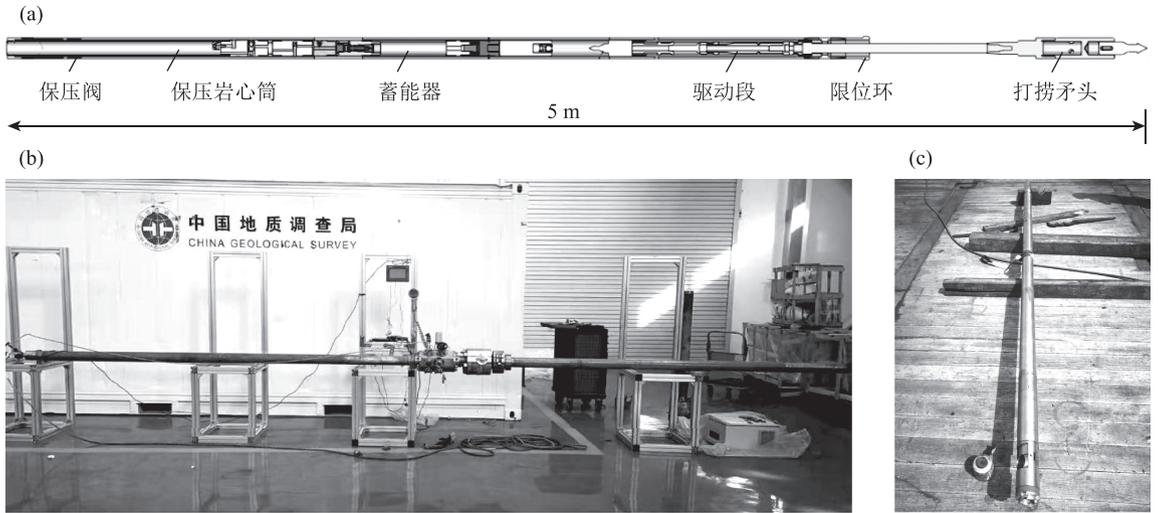


图 13 天然气水合物储层 TKP 系列保温保压取心器

Fig. 13 TKP cores for offshore hydrate-bearing sediments

的热量交换,综合运用活塞式蓄能器和翻板密封机构实现被取岩心的保压功能,还能够进行压力的自动补偿。TKP-1 型取心器在 2015 年南海的实际取样保压成功率达到 77.7% (共 18 回次作业中 14 回次岩心管压力大于 10 MPa)。

随后,该装置经过改造升级为 TKP-2 型绳索回转式保温保压取心器,其外观如图 13-b 所示,采用新型球阀保压、快速补偿等技术,大幅提升了取心器保压成功率和样品采取率。TKP-2 型取心器于 2019 年在中国南海开展了天然气水合物储层保温保压取心海试,组装之后的取心器如图 13-c 所示,取心层位在海床以下 65~84 m 范围内,上覆水深为 786 m。本次海试共计完成 6 回次保压取样,回次取样长度为 3 m,全部保压成功,样品采取率为 77%,并成功钻获天然气水合物样品。

综上所述,中国天然气水合物储层保压取心系统经历了由浅层取心向深层取心、由简单密封保压到密封补偿保压的发展历程。目前,这些保压取心系统均采用筒外隔热材料层减缓被取岩心与其周围环境的热量交换,但是在天然气水合物储层中的实际应用情况均报道的非常少。

4 中国天然气水合物储层岩心保压转移测试系统研发现状与挑战

与保压取心系统相比,中国天然气水合物储层岩心保压转移测试系统的研发起步更晚,但是在近

年取得了一定的进展。中国地质调查局广州海洋地质调查局提出了天然气水合物保压岩心保压转移设计的思路^[88],指出该系统应该由天然气水合物样品保压转移系统、天然气水合物保压样品在线探测及岩心分析系统组成。前者主要由保压取样器对接子系统、样品保压转移系统内外压力自适应平衡子系统、样品抓取子系统、样品切割分段分装子系统、底气底水采集子系统组成;后者包括保压样品在线探测子系统和岩心分析子系统。最终目的在于获得岩心可视化图像和孔隙度、饱和度、渗透率等测试数据。近年来,该机构与浙江大学合作对天然气水合物保压岩心保压转移装置的卡爪机构^[89]和压力维持系统^[90-91]进行了设计并形成实物。可惜的是,该套天然气水合物储层岩心保压转移测试系统的整体实物样机及其在工程实际中的应用情况和测试数据均未见报道。此外,近年中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院也对天然气水合物储层岩心保压转移系统进行了研制,经 2017 年南海天然气水合物储层保压岩心保压转移现场测试,实现了 12 MPa 高压下的岩心保压转移,转移后的储层岩心在冷藏 2 d 有余之后,仍然能够分解产生可燃的气体^[92]。

综上所述,中国的天然气水合物储层保压转移测试系统研发仍然处于非常初级的阶段,目前研发的重点在于储层岩心保压转移关键技术的攻关与实现,而针对后续的保压测试系统研发关注较少,

特别是针对工程地质参数测试的第三方保压测试装置研发未见报道,导致中国南海天然气水合物储层岩心保压测试数据非常匮乏,限制了相关技术科学问题的解决与工程基础研究的发展。因此,开展天然气水合物储层岩心保压测试系统的国产化研发工作具有非常迫切的需求。

针对中国南海北部陆坡区域天然气水合物储层特征,中国天然气水合物储层岩心保压转移测试系统研发面临以下几个方面的挑战。

(1) 转移测试安全风险防控

天然气水合物需要在一定的温度和压力条件下才能保持相态稳定。如果在保压转移与测试过程中不能保证足够低的温度,会引起天然气水合物的分解,不仅不能得到满足要求的天然气水合物储层岩心,影响测试效果,还极有可能出现分解气体聚集造成异常高压的现象,造成转移测试人员的安全风险。

(2) 转移测试系统微型化

由于长期保压储存会对天然气水合物储层岩心的物性造成影响,因而在海洋平台或钻探船上的保压转移与测试显得非常重要。然而,中国南海现有海洋平台和钻探船上可供储层岩心保压转移与测试的空间十分有限,需要将测试系统小型化和紧凑化。

(3) 岩心原位应力水平恢复

天然气水合物储层岩心的强度、变形、渗透等工程地质参数受到储层原位应力水平的决定性影响,而储层岩心的应力在取心和保压转移过程中通常是被释放过的。因此,在进行保压测试之前,需要对储层岩心的应力水平进行恢复,一方面需要通过简单易行的方式对岩心施加原位有效应力,更重要的是,要通过切实可行的技术测量被取岩心在储层原位的应力水平,使保压测试时岩心有效应力施加能做到有的放矢。而中国南海北部陆坡区松散的泥质粉砂储层特征,无疑对储层原位应力测试造成了更大的困难。

(4) 岩心微观孔隙结构测试

岩心微观孔隙结构,特别是天然气水合物孔隙尺度的分布性状,很大程度上决定了天然气水合物储层岩心的工程地质参数的大小。中国南海北部海域天然气水合物储层以泥质粉砂和粉砂质粘土为主,同时还可能蕴藏着有孔虫生物壳体,孔

隙结构尺寸跨度大且孔隙结构现象丰富,这对天然气水合物储层岩心微观孔隙结构的测试提出了挑战。

(5) 岩心多种物性联合测试

天然气水合物储层岩心的取出成本昂贵,并且数量非常有限,特别是中国南海北部天然气水合物赋存区的保压岩心鲜有报道。需要从有限数量的保压岩心中尽可能获取更丰富的测试数据,即需要发展现场的多种物性联合测试技术,在有限的空间、有限的时间、有限的岩心前提下,做到测试结果的多手段相互印证。

(6) 岩心剪切强度指标测试

每一段天然气水合物储层岩心都是独特的,不存在结构相同的或相似的平行岩心可供测试获得抗剪强度指标,即内摩擦角和粘聚力,而这些强度指标对于工程设计来说非常重要。

5 结论与建议

国外针对天然气水合物储层的保压取心、转移与测试技术装备研发历经几十年,积累了大量的现场数据和丰富的工程经验,保压岩心测试结果很好地加深了对于天然气水合物系统的认识。然而,国内的相关技术装备研发起步晚,虽然在天然气水合物储层保压取心技术装备方面取得了长足的进步,但是在保压转移与测试技术装备方面仍然处于非常初级的起步阶段。中国南海北部海域蕴藏着丰富的天然气水合物资源,但是该区域的保压岩心测试数据非常有限,不足以支撑中国天然气水合物研究的发展。目前仅有的少量测试数据也是使用国外机构的技术装备来获取,而这些国外的技术装备,特别是保压测试技术装备在中国南海北部天然气水合物储层中的适用性如何还很难确定。因此,需要大力发展国产化的天然气水合物储层保压转移与测试技术装备,更好支撑服务南海北部天然气水合物资源的勘探与开发。

针对国内天然气水合物储层岩心保压转移与测试面临的挑战,提出建议如下:①针对转移测试安全风险防控的挑战,建议开展高效节能的岩心保压转移测试温度主动控制机构研发;②针对转移测试系统微型化的挑战,建议开展有限空间内岩心保压转移测试系统的统筹研究,优化测试流程,集成测试功能;③针对岩心原位应力水平恢复的挑

战,建议开展未固结储层原位应力测试技术装备研发,以及岩心原位应力恢复技术研究;④针对岩心微观孔隙结构测试和岩心多种物性联合测试的挑战,建议开展多尺度相互融合和多手段相互印证的联用测试技术装备研发;⑤针对岩心剪切强度指标测试的挑战,建议开展天然气水合物储层岩心一个试样多级加荷测试技术研究。

致谢:审稿专家的建议和修改意见,使本文更加完善与清晰,在此表示衷心的感谢。

参考文献

- [1] Li J, Ye J, Qin X, et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea[J]. *China Geology*, 2018, 1(1): 5-16.
- [2] 叶建良,秦绪文,谢文卫,等.中国南海天然气水合物第二次试采主要进展[J]. *中国地质*, 2020, 47(3): 557-568.
- [3] 梁金强,吴能友,杨木壮,等.天然气水合物资源量估算方法及应用[J]. *地质通报*, 2006, 25(9/10): 1205-1210.
- [4] Boswell R. Is Gas Hydrate Energy Within Reach? [J]. *Science*, 2009, 325(5943): 957-958.
- [5] 张伟,梁金强,苏丕波,等.双似海底反射层与天然气水合物成藏关系研究进展与展望[J]. *中国地质*, 2020, 47(1): 29-42.
- [6] 吴能友,黄丽,胡高伟,等.海域天然气水合物开采的地质控制因素和科学挑战[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5): 1-11.
- [7] Liu L, Lu X, Zhang X, et al. Numerical simulations for analyzing deformation characteristics of hydrate-bearing sediments during depressurization[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2017, 1(3): 135-147.
- [8] Li Y, Liu C, Liu L, et al. Experimental study on evolution behaviors of triaxial-shearing parameters for hydrate-bearing intermediate fine sediment[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2018, 2(1): 43-52.
- [9] 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.
- [10] 李晶,贺行良,刘昌岭,等.海底多组分水合物分解气好氧氧化实验研究[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5): 204-216.
- [11] 刘昌岭,李彦龙,孙建业,等.天然气水合物试采:从实验模拟到场地实施[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5): 12-26.
- [12] 胡高伟,李彦龙,吴能友,等.神狐海域 W18/19 站位天然气水合物上覆层不排水抗剪强度预测[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5): 151-158.
- [13] Li Y, Hu G, Wu N, et al. Undrained shear strength evaluation for hydrate-bearing sediment overlying strata in the Shenhu area, northern South China Sea[J]. *J. Acta Oceanologica Sinica*, 2019, 38(3): 114-123.
- [14] Taleb F, Garziglia S, Sultan N. Hydromechanical Properties of Gas Hydrate-Bearing Fine Sediments From In Situ Testing[J]. *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 2018, 123(11): 9615-9634.
- [15] Waite W F, Kneafsey T J, Winters W J, et al. Physical property changes in hydrate-bearing sediment due to depressurization and subsequent repressurization[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2008, 113(B7): B07102.
- [16] 王韧,张凌,孙慧翠,等.海洋天然气水合物岩心处理关键技术进展[J]. *地质科技情报*, 2017, 36(2): 249-257.
- [17] 张凌,蒋国盛,宁伏龙,等.天然气水合物保真取心装置内部密封技术分析[J]. *现代地质*, 2009, 23(6): 1147-1152.
- [18] Abid K, Spagnoli G, Teodoru C, et al. Review of pressure coring systems for offshore gas hydrates research[J]. *Underwater Technology*, 2015, 33(1): 19-30.
- [19] Dai S, Boswell R, Waite W F, et al. What has been learned from pressure cores[C]//9th International Conference on Gas Hydrate, Denver, Colorado, USA, June 25-30, 2017.
- [20] Schultheiss P, Holland M, Roberts J, et al. Advances in wireline pressure coring, coring handling, and core analysis related to gas hydrate drilling investigations[C]//9th International Conference on Gas Hydrate, Denver, Colorado, USA, June 25-30, 2017.
- [21] 董刚,龚建明,苏新.海洋天然气水合物钻探取心工艺[J]. *海洋地质前沿*, 2011, 27(3): 48-51, 69.
- [22] Yun T, Narsilio G, Santamarina J, et al. Instrumented pressure testing chamber for characterizing sediment cores recovered at in situ hydrostatic pressure[J]. *Marine Geology*, 2006, 229(3): 285-293.
- [23] Lee J Y, Schultheiss P J, Druce M, et al. Pressure core sub sampling for GH production tests at in situ effective stress[J]. *Fire in the Ice Newsletter*, 2009, 9(4): 16-17.
- [24] Yoneda J, Masui A, Konno Y, et al. Mechanical properties of hydrate-bearing turbidite reservoir in the first gas production test site of the Eastern Nankai Trough[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66 (Part 2): 471-486.
- [25] Yoneda J, Oshima M, Kida M, et al. Pressure core based onshore laboratory analysis on mechanical properties of hydrate-bearing sediments recovered during India's National Gas Hydrate Program Expedition (NGHP) 02[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 482-501.
- [26] Schultheiss P, Holland M, Roberts J, et al. PCATS: Pressure core analysis and transfer system[C]//7th International Conference on Gas Hydrates, Edinburgh, UK, 2011.
- [27] Schultheiss P, Aumann J T, Humphrey G D. Pressure coring and pressure core analysis developments for the upcoming Gulf of Mexico Joint Industry Project coring expedition[C]//Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 2010.
- [28] Schultheiss P J, Francis T J G, Holland M, et al. Pressure coring, logging and subsampling with the HYACINTH system[J]. *New Techniques in Sediment Core Analysis*, 2006, 267: 151-163.
- [29] Priest J A, Druce M, Roberts J, et al. PCATS Triaxial: A new geotechnical apparatus for characterizing pressure cores from the Nankai Trough, Japan[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66 (Part 2): 460-470.
- [30] Santamarina J C, Dai S, Jang J, et al. Pressure Core Characterization Tools for Hydrate-Bearing Sediments[J]. *Scientific Drilling*, 2012, 14(6): 44-48.

- [31] Nagao J, Yoneda J, Konno Y, et al. Development of the Pressure-core Nondestructive Analysis Tools (PNATs) for Methane Hydrate Sedimentary Cores [C]//EGU General Assembly Conference Abstracts, 2015.
- [32] Yoneda J, Masui A, Konno Y, et al. Mechanical behavior of hydrate-bearing pressure-core sediments visualized under triaxial compression[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66(Part 2): 451-459.
- [33] Jin Y, Konno Y, Nagao J. Pressurized subsampling system for pressured gas-hydrate-bearing sediment: Microscale imaging using X-ray computed tomography[J]. *Review of Scientific Instruments*, 2014, 85(9): 094502.
- [34] Yoneda J, Masui A, Tenma N, et al. Triaxial testing system for pressure core analysis using image processing technique [J]. *Review of Scientific Instruments*, 2013, 84(11): 114503.
- [35] Wang D, Li Y, Liu C, et al. Study of hydrate occupancy, morphology and microstructure evolution with hydrate dissociation in sediment matrices using X-ray micro-CT[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 113: 104138.
- [36] Li C, Liu C, Hu G, et al. Investigation on the Multiparameter of Hydrate-Bearing Sands Using Nano-Focus X-Ray Computed Tomography[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2019, 124(3): 2286-2296.
- [37] Ta X H, Yun T S, Muhunthan B, et al. Observations of pore-scale growth patterns of carbon dioxide hydrate using X-ray computed microtomography[J]. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2015, 16(3): 912-924.
- [38] Chaouachi M, Falenty A, Sell K, et al. Microstructural evolution of gas hydrates in sedimentary matrices observed with synchrotron X-ray computed tomographic microscopy [J]. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2015, 16(6): 1711-1722.
- [39] Liu C, Meng Q, He X, et al. Characterization of natural gas hydrate recovered from Pearl River Mouth basin in South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 61(Supplement C): 14-21.
- [40] 刘昌岭, 孟庆国, 李承峰, 等. 南海北部陆坡天然气水合物及其赋存沉积物特征[J]. *地学前缘*, 2017, 24(4): 41-50.
- [41] Holland M E, Schultheiss P J, Roberts J A. Gas hydrate saturation and morphology from analysis of pressure cores acquired in the Bay of Bengal during expedition NGHP-02, offshore India [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 407-423.
- [42] Yun T S, Fratta D, Santamarina J C. Hydrate-Bearing Sediments from the Krishna Godavari Basin: Physical Characterization, Pressure Core Testing, and Scaled Production Monitoring[J]. *Energy & Fuels*, 2010, 24(11): 5972-5983.
- [43] Rees E V L, Priest J A, Clayton C. The structure of methane gas hydrate bearing sediments from the Krishna-Godavari Basin as seen from Micro-CT scanning[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(7): 1283-1293.
- [44] Cook A E, Anderson B I, Malinverno A, et al. Electrical anisotropy due to gas hydrate-filled fractures[J]. *Geophysics*, 2010, 75(6): F173-F185.
- [45] Yun T S, Lee C, Lee J S, et al. A pressure core based characterization of hydrate-bearing sediments in the Ulleung Basin, Sea of Japan (East Sea)[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2011, 116: B02204.
- [46] Santamarina J C, Dai S, Terzariol M, et al. Hydro-bio-geomechanical properties of hydrate-bearing sediments from Nankai Trough [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66(Part 2): 434-450.
- [47] Priest J A, Hayley J L, Smith W E, et al. PCATS triaxial testing: Geomechanical properties of sediments from pressure cores recovered from the Bay of Bengal during expedition NGHP-02[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 424-438.
- [48] Jang J, Dai S, Yoneda J, et al. Pressure core analysis of geomechanical and fluid flow properties of seals associated with gas hydrate-bearing reservoirs in the Krishna-Godavari Basin, offshore India [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 537-550.
- [49] Lee J Y, Santamarina J C, Ruppel C. Mechanical and electromagnetic properties of northern Gulf of Mexico sediments with and without THF hydrates[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2008, 25(9): 884-895.
- [50] Kim H-S, Cho G-C, Lee J Y, et al. Geotechnical and geophysical properties of deep marine fine-grained sediments recovered during the second Ulleung Basin Gas Hydrate expedition, East Sea, Korea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 47(Supplement C): 56-65.
- [51] Hu G, Ye Y, Zhang J, et al. Acoustic response of gas hydrate formation in sediments from South China Sea [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 52: 1-8.
- [52] Bu Q, Hu G, Ye Y, et al. The elastic wave velocity response of methane gas hydrate formation in vertical gas migration systems[J]. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2017, 14(3): 555-569.
- [53] Lee J Y, Francisca F M, Santamarina J C, et al. Parametric study of the physical properties of hydrate-bearing sand, silt, and clay sediments: 2. Small-strain mechanical properties [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2010, 115(B11): B11105.
- [54] 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(Part 2): 346-357.
- [55] Priest J A, Best A I, Clayton C R I. A laboratory investigation into the seismic velocities of methane gas hydrate-bearing sand[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2005, 110(B4): B04102.
- [56] Priest J A, Rees E V L, Clayton C R I. Influence of gas hydrate morphology on the seismic velocities of sands [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2009, 114(B11): B11205.
- [57] Clayton C, Priest J, Best A. The effects of disseminated methane hydrate on the dynamic stiffness and damping of a sand [J]. *Geotechnique*, 2005, 55(6): 423-434.
- [58] Zhang Z, Li C, Ning F, et al. Pore fractal characteristics of hydrate-bearing sands and implications to the saturated water permeability[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2020, 125(3): e2019JB018721.
- [59] 刘乐乐, 张宏源, 刘昌岭, 等. 瞬态压力脉冲法及其在松散含水合物沉积物中的应用[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5): 159-165.

- [60] 张宏源,刘乐乐,刘昌岭,等.基于瞬态压力脉冲法的含水合物沉积物渗透性实验研究[J].实验力学,2018,33(2): 263-271.
- [61] Li G, Wu D M, Li X S, et al. Experimental measurement and mathematical model of permeability with methane hydrate in quartz sands[J]. Applied Energy, 2017, 202: 282-292.
- [62] Delli M L, Grozic J L H. Experimental determination of permeability of porous media in the presence of gas hydrates [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 120: 1-9.
- [63] 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: 310-322.
- [64] 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(Part 2): 487-495.
- [65] Kleinberg R L, Flaum C, Straley C, et al. Seafloor nuclear magnetic resonance assay of methane hydrate in sediment and rock [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2003, 108(B3): 2137.
- [66] Kleinberg R L, Flaum C, Griffin D D, et al. Deep sea NMR: Methane hydrate growth habit in porous media and its relationship to hydraulic permeability, deposit accumulation, and submarine slope stability [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2003, 108(B10): 2508.
- [67] Daigle H, Thomas B, Rowe H, et al. Nuclear magnetic resonance characterization of shallow marine sediments from the Nankai Trough, Integrated Ocean Drilling Program Expedition 333 [J]. Journal of Geophysical Research Solid Earth, 2014, 119(4): 2631-2650.
- [68] Yoneda J, Oshima M, Kida M, et al. Permeability variation and anisotropy of gas hydrate-bearing pressure-core sediments recovered from the Krishna - Godavari Basin, offshore India [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 108: 524-536.
- [69] Dai S, Kim J, Xu Y, et al. Permeability anisotropy and relative permeability in sediments from the National Gas Hydrate Program Expedition 02, offshore India [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 108: 705-713.
- [70] Cao S C, Jang J, Jung J, et al. 2D micromodel study of clogging behavior of fine-grained particles associated with gas hydrate production in NGHP-02 gas hydrate reservoir sediments [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 108: 714-730.
- [71] Jang J, Waite W F, Stern L A, et al. Physical property characteristics of gas hydrate-bearing reservoir and associated seal sediments collected during NGHP-02 in the Krishna-Godavari Basin, in the offshore of India [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 108: 249-271.
- [72] Kim J, Dai S, Jang J, et al. Compressibility and particle crushing of Krishna-Godavari Basin sediments from offshore India: Implications for gas production from deep-water gas hydrate deposits [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 108: 697-704.
- [73] Mahabadi N, Zheng X L, Jang J. The effect of hydrate saturation on water retention curves in hydrate-bearing sediments [J]. Geophysical Research Letters, 2016, 43(9): 4279-4287.
- [74] Mahabadi N, Dai S, Seol Y, et al. The water retention curve and relative permeability for gas production from hydrate-bearing sediments: pore-network model simulation [J]. Geochemistry, Geophysics, Geosystems, 2016, 17(8): 3099-3110.
- [75] Mahabadi N, Jang J. Relative water and gas permeability for gas production from hydrate-bearing sediments [J]. Geochemistry, Geophysics, Geosystems, 2014, 15(6): 2346-2353.
- [76] Liu L, Dai S, Ning F, et al. Fractal characteristics of unsaturated sands - implications to relative permeability in hydrate-bearing sediments [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2019, 66: 11-17.
- [77] 刘协鲁,赵义,刘海龙,等.海洋天然气水合物保温保压取样工具对比研究[J].地质装备,2018,19(1): 11-15.
- [78] 赵尔信,蔡家品,贾美玲,等.我国海洋钻探技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2014,41(9): 43-48,70.
- [79] 许俊良,薄万顺,朱杰然.天然气水合物钻探取心关键技术研究进展[J].石油钻探技术,2008,36(5): 32-36.
- [80] 李世伦,程毅,秦华伟,等.重力活塞式天然气水合物保真取样器的研制[J].浙江大学学报(工学版),2006,40(5): 888-892.
- [81] Chen J, Fan W, Bingham B, et al. A long gravity-piston corer developed for seafloor gas hydrate coring utilizing an in situ pressure-retained method [J]. Energies, 2013, 6: 3353-3372.
- [82] Chen J, Gao Q, Liu H, et al. Development of a Pressure-Retained Transfer System of Seafloor Natural Gas Hydrate [J]. Environmental Geotechnics, 2019, 10: 1-10.
- [83] Ren Z, Chen J, He J, et al. Research and analysis of 30-m gravity piston corer for natural gas hydrate [J]. Marine Technology Society Journal, 2020, 54(2): 57-68.
- [84] Ren Z, Chen J, Gao Q, et al. The research on a driving device for natural gas hydrate pressure core [J]. Energies, 2020, 13: 221.
- [85] Zhang P, Chen J, Gao Q, et al. Research on a temperature control device for seawater hydraulic systems based on a natural gas hydrate core sample pressure-retaining and transfer device [J]. Energies, 2019, 12: 3990.
- [86] Gao Q, Chen J, Liu J, et al. Research on pressure-stabilizing system for transfer device for natural gas hydrate cores [J]. Energy Science and Engineering, 2019, 8: 973-985.
- [87] 王智锋,管志川,许俊良.天然气水合物深水深孔钻探取心系统研制[J].天然气工业,2012,32(5): 46-48.
- [88] 肖波,盛堰,刘方兰.天然气水合物样品保压转移及处理技术系统设计[J].海洋地质前沿,2013,29(10): 65-68.
- [89] 温明明,刘俊波,耿雪樵,等.天然气水合物样品转移装置卡爪机构设计[J].江苏船舶,2016,33(1): 32-34.
- [90] 陈家旺,张永雷,孙瑜霞,等.天然气水合物保压转移装置的压力维持系统[J].海洋技术学报,2017,36(2): 23-27.
- [91] 耿雪樵,孙瑜霞,张永雷,等.天然气水合物保压转移的压力特性[J].中国资源综合利用,2017,35(4): 123-125.
- [92] 裴学良,任红,吴仲华,等.天然气水合物岩心带压转移装置研制与现场试验[J].石油钻探技术,2018,46(3): 49-52.