

DOI:10.11918/j.issn.0367-6234.201511096

冰阀式保压取样器中冰阀形成数值模拟与试验

张鑫鑫^{1,2}, 彭视明^{1,2}, 孙铭泽^{1,2}, 罗永江^{1,2}

(1. 吉林大学 建设工程学院, 长春 130026; 2. 复杂条件钻采技术国土资源部重点实验室(吉林大学), 长春 130026)

摘要: 保压取芯技术是天然气水合物调查研究必备的关键技术. 为了克服现有保压取芯器在应用中保压成功率低的问题, 提出了采用天然气水合物钻井液在原位生成冰阀代替机械阀门实现对水合物岩芯保压的冰阀式保压取芯器. 采用设计的冰阀实验系统在实验室内对天然气水合物钻井液原位形成冰阀的过程与冰阀的密封承压能力进行了研究分析, 并结合计算流体动力学技术对冰阀形成过程进行了仿真模拟. 承压试验结果表明: 冰阀的承压能力随冰阀长度的增长而增大; 模拟结果与试验结果均表明随着冰阀长度的增长, 冰阀形成所需时间也有所增长. 因此, 在满足地层保压取芯要求的前提下, 应尽量采用较短的冰阀, 以缩短冰阀式保压取芯器内冰阀的形成时间.

关键词: 天然气水合物; 保压取芯; 冰阀; 计算流体动力学; 模拟; 密封承压能力

中图分类号: P744.4

文献标志码: A

文章编号: 0367-6234(2017)04-0162-05

Numerical simulation and experimental studies on the formation process of ice valves for an ice-valve-based pressure corer

ZHANG Xinxin^{1,2}, PENG Jianming^{1,2}, SUN Mingze^{1,2}, LUO Yongjiang^{1,2}

(1. College of Construction Engineering, Jilin University, Changchun 130026, China; 2. Key Laboratory of Complicated Conditions Drilling Technology (Jilin University), Ministry of Land and Resources, Changchun 130026, China)

Abstract: Pressure coring is considered as one of the key techniques for the natural gas hydrate-bearing sediment coring. To overcome the problem of low successful rate of pressure coring for a pressure corer, an ice-valve-based pressure corer made out of in situ drilling fluid during coring was proposed. A series of experimental tests were conducted by using a specially designed experimental system. The formation process of the drilling fluid ice valves was studied by both experimental tests and computational fluid dynamics (CFD) simulation method. The pressure sustaining capacity of the ice valves was also measured experimentally. Results showed that the sustained pressure of the ice valve increased almost linearly with the increase of the ice valve length. However, the increasing length of the ice valve caused the extension of formation time of the ice valve. To save the coring time, the ice valve length for pressure coring should be as short as possible while satisfying the sealing requirement.

Keywords: natural gas hydrate; pressure coring; ice valve; computational fluid dynamics; simulation; pressure sustaining capacity

天然气水合物被认为是未来洁净的战略接替能源资源, 并对全球变暖、海底滑坡、海洋钻井安全等有重要影响, 已经成为世界各国在能源战略中必须加以考虑的重要因素^[1-2]. 钻探取芯是识别天然气水合物最直接有效的方法, 也是进行水合物研究工作不可缺少的手段, 在天然气水合物调查研究中发挥不可替代的重要作用^[3]. 为了获取高保真原位水合物岩芯样品, 国内外均对天然气水合物用保压取芯技术进行了大量研究^[4-6].

目前, 国内外现有各类保压取芯器均采用机械

阀门(球阀或板阀)作为保压密封机构^[4-9]. 然而, 由于钻井液中大量的固相颗粒对阀门的冲蚀作用, 以及岩屑、岩块的卡堵, 造成阀体和阀座不能严密配合甚至无法正常关闭, 导致阀门密封失效, 统计表明, 现有各类保压取芯器在进行水合物钻探保压取芯操作中, 平均保压取芯成功率不足 60%, 远不能满足科学家们对保压水合物岩芯的需求, 也与天然气水合物钻探取芯的高昂费用不相称, 如何提高天然气水合物保压取芯器的保压成功率受到各国学者的关注^[10-11].

采用管道冷冻技术实现对拟维修或更换的管段进行临时隔断的方法已经被广泛应用工业领域. 该技术采用冷冻法将管道内的水基流体冰冻形成一小段冰塞(冰阀), 实现流道临时隔断^[12-14]. 已实现商

收稿日期: 2015-11-25

基金项目: 国家自然科学基金(51144004)

作者简介: 张鑫鑫(1990—), 男, 博士研究生;

彭视明(1975—), 男, 教授, 博士生导师

通信作者: 彭视明, pengjm@jlu.edu.cn

业应用的管道冷冻技术,冰阀承压能力可达 56 MPa,另外,Akyurt 等^[15]的研究表明,冰阀的最大承压能力可达 132 MPa.采用冰阀作为密封机构时,不会出现如关闭机械阀门时存在的卡堵、磨损问题;对冰阀形成表面无特殊要求,冰阀可以在粗糙面上形成密封作用;无需其他密封件,即可达到密封作用,可避免发生如机械阀门密封圈等被磨损导致密封失效.基于冰阀密封原理提出了冰阀式保压取芯的构想:在井内原位将取芯器通道内少量钻井液冻结成钻井液冰阀,封闭岩芯管上下端进行密封保压.由于无需球阀等运动部件,没有精密配合表面与常规密封件,因而冰阀保压对井内富含固体颗粒物的复杂环境适应能力强,从而有利于从根本上大幅度提高天然气水合物保压取芯成功率.冰阀作为该技术的核心,有必要对其形成过程与保压能力进行深入研究.

1 冰阀式保压取芯器的工作原理

如图 1 所示,冰阀式保压取芯器由打捞机构、循环泵机构、岩芯管提升机构、冷却剂储存和循环机构组成.打捞机构采用与传统绳索取芯打捞工具一致的打捞结构和打捞方法.为了加速冰阀的形成,采用射流式孔底往复泵对冷却液进行循环,实现强制对流换热.该循环泵以双稳态射流元件作为控制元件,控制钻井液交替进入活塞缸的上下腔,驱动活塞实现往复运动,循环泵柱塞与活塞为一体式结构,活塞的往复运动带动循环泵柱塞实现吸液、排液.岩芯管提升机构与 PCS 保压取芯器结构中的岩芯管提升结构类似,可将岩芯管与岩芯提升进入冰阀管内实现密封.冷却剂储存和循环机构由上下两个杜瓦瓶、冷却剂循环管路和冰阀管等组成.上部杜瓦瓶内预装有足够的低温液态酒精,下部杜瓦瓶内预装有换热器,换热器内部预装低温凝固的固态酒精.当完成钻井作业,采用冰阀式保压取芯器进行保压取芯操作时,首先打开地表短杆接头,下入绳索打捞器将冰阀式保压取芯器向上提动,使钢球爪张开释放钢球,钢球下落至阀座上.重新连接地表钻杆,启动泥浆泵往孔内泵入泥浆,在泥浆的驱动下,岩芯管被提升约 100 mm 进入冰阀管内,同时双稳态射流元件开始工作驱动往复泵进行往复运动,往复泵的工作驱使上部杜瓦瓶内的低温酒精开始循环进入冰阀管下端的换热器吸收冰阀管内钻井液的热量,吸热升温的液体酒精经由回流管道进入下部杜瓦瓶,与下部杜瓦瓶内储存的低温凝固形成的固体酒精通过换热器进行热交换,对升温后液态酒精进行降温,降温后的酒精经循环泵抽吸进行下一轮循环冷冻,持续低温酒精循环直至冰阀完全形成.为了减少冰阀管与外部

热量交换,冰阀管外部采用了专门的绝热处理.待冰阀完全形成后,停止泵送钻井液,下入打捞器将冰阀式保压取芯器取至地表,从而完成保压取芯的孔内作业.

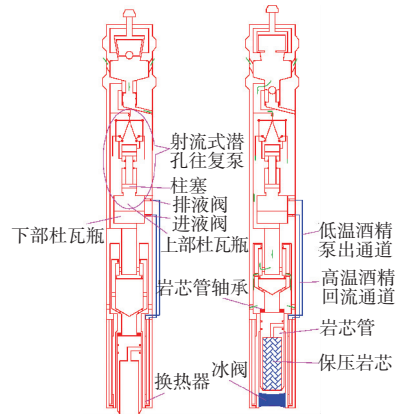


图 1 冰阀式保压取芯器的工作原理

Fig.1 Schematic of the wire line ice-valve-based pressure corer

2 冰阀形成与保压能力实验系统

为了在实验室内研究冰阀形成过程,测试冰阀保压能力,组建了冰阀实验系统.如图 2 所示,为实验系统中主体试验器的结构原理图.该试验器由冰阀管、内外管、上下端盖、锁紧螺母等组成.整个冰阀试验器通过螺钉紧固在钢板平台上.冰阀管的上端设计了细长小孔用于加注钻井液,并设计了螺纹用于连接加压注气接头.注液后,可通过注液小孔将内窥镜伸入到冰阀管内,对冰阀形成过程进行监视.根据前期对冰阀管结构形式的研究经验,为了提高冰阀的承压能力并缩短冰阀长度,冰阀管内壁设计了多道环槽,以增加冰阀体与冰阀管内壁的黏接面积.冰阀管内径设计为 58 mm,环槽深度设计为高 2 mm、半锥角为 60°的等腰梯形结构.在上端盖上设计了两个流体通道口,其中一个流体通道口用于冷却剂流入冰阀试验器,另一个通道口用于冷却剂流出冰阀试验器.

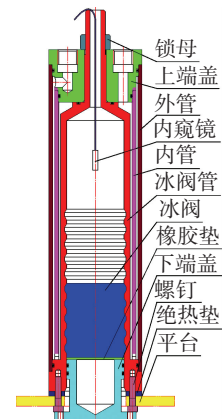


图 2 冰阀主体试验器结构原理

Fig.2 Schematic of the main ice valve testing device

实验系统采用了一台三级制冷的低温恒温槽作为制冷系统,对冰阀试验器提供恒定温度的冷却剂,其额定最低温度可达 $-110\text{ }^{\circ}\text{C}$.冷却剂的循环,采用一台外置的循环泵作为动力,泵送低温冷却剂进入冰阀主体试验器进行循环,泵体和循环管路均采用保温棉进行包裹,冰阀管外壁采用聚氨酯泡沫进行保温处理,防止与周围空气发生热量交换.此外,一台额定压力为 0.8 MPa ,排量为 $0.9\text{ m}^3/\text{min}$ 的活塞式空气压缩机被作为气体压力源,驱动一台最大排出压力为 100 MPa 的气体增压泵对冰阀进行加压操作.在试验过程中,首先将低温恒温槽内冷却剂的温度降低至预定温度,再往冰阀管内注入预定体积的钻井液.然后,将内窥镜放入冰阀管内,调整内窥镜位置使电脑屏幕上的画面能够完全清晰的显示冰阀管内流体的上表面,打开外置循环泵对冰阀管内流体进行冷冻制取冰阀,在打开循环泵的同时电脑通过内窥镜开始录制冰阀管内冰阀形成过程,并开始计时.通过内窥镜观察冰阀管内冰阀形成直至注入的钻井液完全冷冻形成冰阀时停止计时,保持冷冻循环,连接注气接头,并取下下端盖换上排气接头,排气接头的排气口连接软管并通入装满水的观测筒中.打开空压机、增压泵对冰阀加压,并随时观察观测筒中是否有气泡冒出.当有气泡冒出时,表明冰阀泄漏,密封失效,停止加压,记录此时压力表读数,作为冰阀所能承受的压力值.

3 结果与分析

3.1 冰阀形成过程数值模拟与实验验证

与冰阀形成与承压实验系统对应,数值模拟计算控制域主要由 4 部分组成:空气计算域、钻井液流体域、冷却剂流体域和金属套计算域.采用 SolidWorks 三维建模软件建模,并采用 Hypermesh 软件对其进行网格划分.图 3 是其中一个网格模型,该模型中冰阀长度为 80 mm ,共有 $627\ 876$ 个网格单元,其中 $157\ 006$ 个网格单元为四面体, $10\ 026$ 个网格单元为五面体,其他均采用六面体单元划分.在进行计算模拟时,网格大小对计算结果的影响试验结果表明,最粗与最细网格的计算结果仅差不到 5% ,最粗的网格也能满足计算要求.考虑到所需花费的计算时间及计算精度,均采用中等密度的网格模型.

采用了 Fluent6.3.26 求解器对连续性方程、动量方程和能量方程进行求解^[16].尽管 Fluent 软件提供了包括基于压力的求解器和基于密度的求解器,但是受 solidification/melting 模型限制,冰阀形成过程数值模拟计算中只能选用基于压力的求解

器.选用 k -epsilon 湍流模型^[17].另外,在钻井液中由于有高分子聚合存在,对自然对流有一定阻碍作用,钻井液内部自然对流是极其微弱的,而且低温状态时,钻井液的黏度相对较大,进一步降低了自然对流的影响,因此,本文计算模型主要以热传导和相变为主.计算中换热壁面采用了计算精度较高的增强壁面处理方法.压力-速度耦合计算采用 SIMPLEC 算法.压力方程采用标准格式,其他方程均采用一阶迎风格式进行离散化处理.迭代时间步长设置为 0.1 s .质量流量入口边界和压力出口边界被分别用于定义冷却剂的入口和出口条件.空气出口被定义为压力出口.

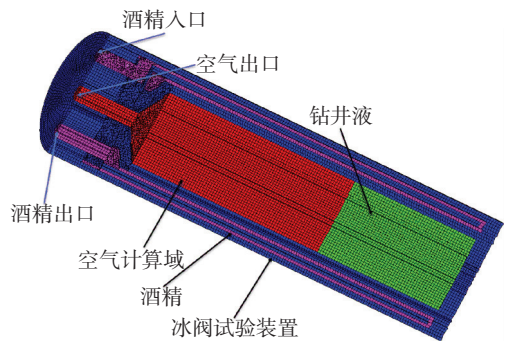


图 3 冰阀形成过程数值模拟所用网格模型

Fig.3 Computational grid model for the formation of ice valves

本文采用的为祁连山水合物钻井工程中应用的钻井液^[18],密度为 1.12 g/cm^3 ,导热系数为 $0.35\text{ W/(m}\cdot\text{K)}$.此外,为了满足数值模拟计算需要,获取钻井液的凝固点,采用了德国耐驰公司的 DSC204 型差示扫描量热仪,获取钻井液的 DSC 曲线,由于钻井液中除了水基以外,还添加了大量的黏土、高聚物和其他盐类等物质,所有钻井液属于混合物类型,无固定的凝固点,因此采用切线法获取了钻井液开始发生凝固时的温度 $-10.3\text{ }^{\circ}\text{C}$ 作为其凝固点.

如图 4 所示,为数值模拟计算所得的冰阀形成过程液相分数和温度分布变化云图.该图中,在开始进行冷冻时,钻井液、酒精、空气和冰阀试验装置计算域的初始温度均设置为 298 K (室内温度 $25\text{ }^{\circ}\text{C}$),酒精入口初始温度设置为 243 K (与恒温槽内 $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ 一致).随着冷冻的进行,径向靠近冰阀管的钻井液首先开始凝固,冰阀体呈现从径向外围往中心有序生长.在钻井液区域,有较为明显的温度梯度分布,随着冷冻时间的增加,钻井液区域的温度梯度逐渐减小,但直至冰阀最终形成,其内部仍有一定的温度梯度.采用福禄克 Ti27 热成像仪对试验过程中钻井液冰阀形成过程监测结果表明,冰阀的实际形成过程与数值模拟结果具有较好的一致性,室内试验过程中冰阀的形成过程如图 5 所示.

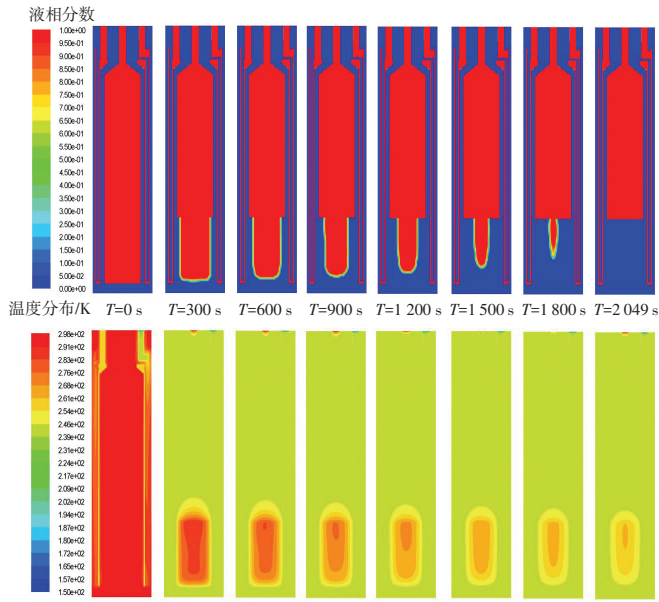


图 4 冰阀冻结过程中液相分数和温度变化云图

Fig.4 The contours of liquid fraction and temperature distribution for the ice valves during freezing process

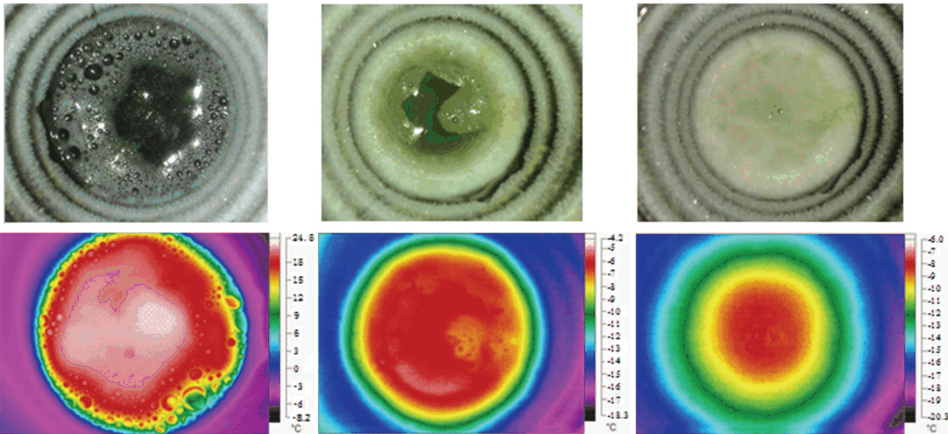


图 5 冰阀生成过程温度分布热像仪观测结果

Fig.5 Images of formation process of an ice valve obtained by the thermal imager

3.2 冰阀长度对冰阀形成时间的影响

保压取芯孔段的地层原位压力,随地层构成和深度等变化.为使冰阀式保压取芯器能够适应于各类地层不同深度保压取芯的需要,可通过调整冰阀长度来改变冰阀式保压取芯器的保压能力.为分析预测形成不同长度的冰阀所需时间,开展了冰阀长度对冰阀形成时间影响的数值模拟研究与测验测试,如图 6 所示.

图 6 中,随着冰阀长度的增加,冰阀完全形成所需的时间逐渐增长.数值模拟结果与实验测试值吻合较好,但整体数值偏小,分析原因为时间记录存在误差,仿真计算模型边界条件设置过于理想化且受计算时间步长与网格质量、网格密度的影响等.但数值模拟结果已表现了良好的预测效果,具有重要参考意义.

3.3 冰阀长度对承压能力的影响

如图 7 所示,为保持直径 58 mm 不变,不同长度

的冰阀承压能力测试值.在长度为 140 mm 时,冰阀的承压能力可达 40 MPa,60 mm 时的承压能力为 14 MPa,在曲线所示的承压压力下,冰阀体均未发生泄漏.随着冰阀长度的增加,冰阀承压能力逐渐增强,但是,随着冰阀长度的增加,冷冻循环时间亦相应增长.为了节约保压取芯操作时间和冷源的储存量,应根据地层压力情况选取较为合适的冰阀长度,在满足地层取芯保压要求的前提下,尽量采用较短的冰阀,以缩短冰阀式保压取芯器内冰阀的形成时间.

在祁连山脉永冻土地层天然气水合物勘探过程中,发现天然气水合物储层的最大埋藏深度为 396 m,最浅的埋深只有 133 m,其地层的最大原位压力不到 6 MPa^[18].根据上述试验结果,采用冰阀式保压取芯器在祁连山脉永冻土地层进行保压取芯钻进操作时,采用 58 mm 直径,长 60 mm 的的钻井液冰阀,安全系数即可大于 2,充分满足保压取芯对保压能力的需要.

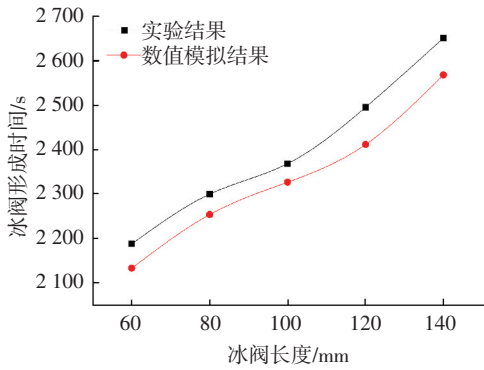


图 6 冰阀长度对冰阀形成时间的影响

Fig.6 Formation time of the ice valve versus the ice valve length

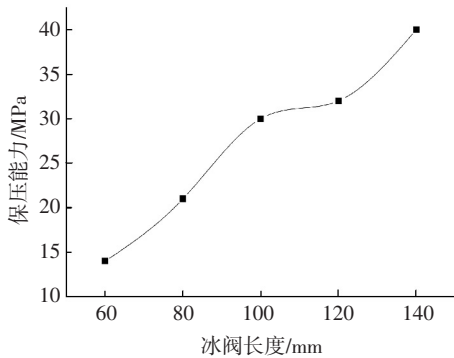


图 7 冰阀长度对承压能力的影响

Fig.7 Pressure sustaining capacity of the ice valve versus the ice valve length

4 结 论

1) 基于冰阀密封原理,提出了天然气水合物冰阀式保压取芯器.采用祁连山水合物钻井工程中应用的钻井液,在实验室生成了钻井液冰阀,并对直径为 58 mm,不同长度的钻井液冰阀进行了承压实验.实验结果表明,随着冰阀长度的增加,冰阀的承压能力逐渐增强,当冰阀长度为 120 mm 时,承压能力可达 40 MPa,可充分满足钻探现场保压取芯对保压能力的需求,从原理上验证了冰阀式保压取芯方法的可行性.

2) 以实验室内冰阀实验系统为研究对象,将液固耦合、流动与相变、流动与热交换等复杂多场物理过程考虑在内,采用 CFD 技术,借助通用求解器软件,对冰阀生成过程进行了数值模拟仿真分析,并进行了实验验证,数值模拟预测结果与试验观测结果较为吻合,证明了冰阀生成过程数值模拟仿真分析的有效性和适用性.

参考文献

[1] SLOAN E D, KOH C. Clathrate hydrates of natural gases[M]. 3rd ed. London: Chemical Industries Series, CRC Press Inc., Taylor & Francis Group, 2008: 32-67. DOI: 10.1201/9781420008494.

[2] MICHAEL D M. Natural gas hydrate in oceanic and permafrost environment[M]. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, Amster-

dam, 2003: 55-92. DOI: 10.1007/978-94-011-4387-5.

[3] RIEDEL M, LONG P E, COLETT T S. Estimates of in situ gas hydrate concentration from resistivity monitoring of gas hydrate bearing sediments during temperature equilibration [J]. Marine Geology, 2006, 227 (3/4): 215-225. DOI: 10.1016/j.margeo.2005.10.007.

[4] ABEGG F, HOHNBERG H J, PAPE T, et al. Development and application of pressure-core-sampling systems for the investigation of gas and gas-hydrate-bearing sediments[J]. Deep Sea Research Part I: Oceanographic Research Papers, 2008, 55 (11): 1590-1599. DOI: 10.1016/j.dsr.2008.06.006.

[5] DICKENS G R, SCHROEDER D, HINRICHS K U. The pressure core sampler (PCS) on Ocean Drilling Program Leg201: general operations and gas release[C]// Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial Reports Volume 201. [S.l.]: [s.n.], 2003, 201, 1-22.

[6] 朱海燕,刘清友,王国荣,等. 天然气水合物取样装置的研究现状及进展[J]. 天然气工业, 2009, 29 (6): 63-66. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.06.018.

ZHU Haiyan, LIU Qingyou, WANG Guorong, et al. Development of solids-free low temperature drilling fluid system; to be used for natural gas hydrate drilling in Tibet Plateau permafrost [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29 (6): 63-66. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.06.018.

[7] LEE J Y, JUNG J W, LEE M H, et al. Pressure core based study of gas hydrates in the Ullung Basin and implication for geomechanical controls on gas hydrate occurrence[J]. Marine and Petroleum Geology, 2013, 47: 85-98. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2013.05.021.

[8] PARKES R J, SELLEK G, WEBSTER G, et al. Culturable prokaryotic diversity of deep, gas hydrate sediments: first use of a continuous high-pressure, anaerobic, enrichment and isolation system for subsurface sediments (DeepIsoBUG) [J]. Environmental Microbiology, 2009, 11 (12): 3140-3153. DOI: 10.1111/j.1462-2920.2009.02018.x.

[9] KAWASAKI M, UMEZU S, YASUDA M. Pressure temperature core sampler (PTCS) [J]. Journal of Japanese Association for Petroleum Technology, 2006, 71 (1): 139-147. DOI: 10.3720/japt.71.139.

[10] Shipboard scientific party. Leg 201 Preliminary Report. ODP Prelim. Rpt., 101. [EB/OL]. (2002-01-27) [2002-03-29]. http://www-odp.tamu.edu/publications/prelim/201_prel/201PREL.PDF.

[11] Shipboard scientific party. Leg 204 Preliminary Report. ODP Prelim. Rpt., 104. [EB/OL]. (2002-07-07) [2002-09-02]. http://www-odp.tamu.edu/publications/prelim/204_prel/204PREL.PDF.

[12] KEARY A C, BOWEN R J. On the prediction of local ice formation in pipes in the presence of natural convection[J]. Journal of heat transfer, 1999, 121(4): 934-944. DOI: 10.1115/1.2826084.

[13] PARK Y D, SON G S. Integrity evaluation of ice plugged pipes applied on short jacket [J]. Journal of the Korean Nuclear Society, 2002, 34(2): 105-116.

[14] RICHARDSON R N, BOWEN R J, SHARMAN A. Accelerated pipe freezing in non-circular sections[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2003, 81 (4): 467-473. DOI: 10.1205/026387603765173727.

[15] AKYURT M, ALJAWI A N A, ALDOUSARI S. Ice-based technique for burst testing of tubular elements[J]. Japanese Psychological Review, 2005, 16(1): 103-130.

[16] ZHAO Dongfang, LIU Fengguo, YOU Xueyi, et al. Optimal design of two-chamber gas distributor with CFD approach[J]. Journal of Harbin Institute of Technology(New Series), 2015, 22(2): 79-85. DOI: 10.11916/j.issn.1005-9113.2015.02.012.

[17] LAUNDER B E. Turbulence modeling for CFD. by D.C wILCOX. DCW industries inc.[J]. Journal of Fluid Mechanics, 1998, 289: 406-407.

[18] LU Zhengquan, ZHU Youhai, ZHANG Yongqin, et al. Gas hydrate occurrences in the Qilian Mountain permafrost, Qinghai Province, China[J]. Cold Regions Science and Technology, 2011, 66(2/3): 93-104. DOI: 10.1016/j.coldregions.2011.01.008.