

刘乐乐, 万义钊, 李承峰, 等. 天然气水合物储层有效绝对渗透率现场测试进展[J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(11): 40-55.

LIU Lele, WAN Yizhao, LI Chengfeng, et al. Advances in field testing of the effective absolute permeability of gas hydrate reservoirs[J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(11): 40-55.

天然气水合物储层有效绝对渗透率现场测试进展

刘乐乐^{1,2}, 万义钊^{1,2*}, 李承峰^{1,2*}, 张永超^{1,2}, 刘昌岭^{1,2}, 吴能友^{1,2}

(1 自然资源部天然气水合物重点实验室, 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 青岛 266237;

2 青岛海洋科学与技术试点国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 青岛 266237)

摘要:天然气水合物作为一种新型的非常规能源具有较大的资源潜力。天然气水合物储层的有效绝对渗透率常被选为天然气水合物降压开采效果评价的关键指标, 指标大小需要在现场进行测试加以确定。首先对国内外典型地区天然气水合物储层有效绝对渗透率的现场测试实例进行梳理, 然后介绍了地层测试和核磁共振测井等现场测试方法, 最后总结了目前水合物储层有效渗透率现场测试仍存在的主要问题并给出未来的研究建议, 期望为天然气水合物储层现场测试技术的发展提供参考。

关键词:天然气水合物; 渗透率; 试井; 核磁共振; 水合物饱和度

中图分类号: P744; P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2022.232

0 引言

天然气水合物(简称水合物)由天然气(主要是甲烷)和水构成, 是一种外观似冰雪的固态物质, 它只有在特定的温度和压力等条件下才能稳定存在, 例如低温的高原极地冻土环境和高压的海洋湖泊深水地层环境等^[1-2]。水合物在自然界中分布广泛, 世界上已调查发现有水合物直接或间接存在证据的地区多达 230 处, 其中 97% 分布在各大洋的陆缘地区^[3]。水合物作为一种新型的非常规能源具有较大的资源潜力, 全球范围内以水合物形式存在的碳总量至少与已探明化石燃料的含碳总量相当^[4], 引起了国内外的广泛关注。美国、日本、印度、韩国、德国、挪威和中国等国家均制定了各自的国家级水

合物研究计划, 旨在通过持续的开采基础理论与关键技术攻关, 实现水合物的商业化开采^[5]。

水合物开采方法主要有降压法、加热法、注入抑制剂法、置换法、固体法以及几种方法的联合^[6-7]。目前, 全球范围内已在俄罗斯麦索亚哈(Messoyakha)冻土区、加拿大马里克(Mallik)冻土区、美国阿拉斯加北部陆坡(Alaska North Slope)冻土区、中国祁连山木里盆地冻土区、日本南海海槽(Nankai Trough)以及中国南海神狐海域进行了水合物开采或试采。其中, 麦索亚哈冻土区水合物开采实际上是在开采常规天然气田时, 顺带开采了气田上覆地层中的水合物, 开采方法主要是降压法^[8]; 马里克冻土区水合物试采进行了 2 次, 第 1 次采用加热法试采约 5 d, 共生产了 468 Nm³(标准立方米)天然气, 第 2 次采用降压法与加热法联合的方法试采 6 d, 共生产了 13 000 Nm³天然气^[9]; 阿拉斯加北部陆坡冻土区水合物试采使用置换法与降压法联合的方法, 在近 2 个月的时间内共生产了 23 000 Nm³天然气^[10]; 祁连山木里盆地冻土区水合物试采进行了 2 次, 第 1 次采用降压法和加热法联合的方法, 在 4 d 多的时间内共生产了 95 Nm³天然气, 第 2 次采用降压法试采 23 d, 共生产了 1 078 Nm³天然气^[11]; 南海海槽水合物试采使用降压法进行了 2 次, 第 1 次持续 6 d, 共生产了约 120 000 Nm³天然气, 第 2 次持续 36 d, 共生产了 235 000 Nm³天然气^[12-13]; 南

收稿日期: 2022-08-20

资助项目: 青岛海洋科学与技术试点国家实验室山东省专项经费(2021QNLM020002-7); 国家自然科学基金(41872136); 国家重点研发计划政府间国际科技创新合作重点专项(2018YFE0126400)

作者简介: 刘乐乐(1986—), 男, 博士, 研究员, 主要从事天然气水合物开采渗流力学等方面的工作。E-mail: lele.liu@qnlm.ac

* 通讯作者: 万义钊(1988—), 男, 博士, 副研究员, 主要从事天然气水合物开采多场耦合模拟方面的工作。E-mail: wanyizhao@mail.cgs.gov.cn

李承峰(1987—), 男, 博士, 工程师, 主要从事天然气水合物微观测试等方面的工作。E-mail: chengfenglee@163.com

海神狐海域水合物试采同样使用降压法进行了 2 次, 第 1 次在 60 d 时间内共生产了约 $309\,000\text{ Nm}^3$ 天然气, 第 2 次在 30 d 时间内共生产了约 $861\,000\text{ Nm}^3$ 天然气^[14-15]。对比发现, 降压法是目前首选的水合物开采方法, 并且海洋水合物较冻土水合物具有更好的开采产气效果, 但是均未达到商业化开采的水平, 需要研发新的开采技术继续提升产能。一方面可以通过改善降压法的供热效率提高产能, 如原位补热降压充填法^[16] 和联合深部地热开采法^[17-18] 等; 另一方面可以通过增加降压法的泄流面积提高产能, 如复杂结构井技术和群井技术^[19] 等。无论是改善供热效率, 还是增加泄流面积, 水合物储层的渗流特性均起到了至关重要的作用, 在很大程度上决定了降压法开采的产能效果^[20]。

水合物储层的渗流特性反映了其允许天然气和孔隙水通过的能力, 采用渗透率表征。当水合物储层孔隙内除固态水合物之外仅有天然气或水存在时, 天然气或水通过水合物储层的能力采用有效绝对渗透率来表征, “有效”体现了固态水合物对单相流体渗流过程的影响^[21]。当水合物储层孔隙处于固态水合物、天然气和水共存的状态时, 天然气或水通过水合物储层的能力采用天然气或水的有效渗透率来表征, “有效”体现了天然气和水在两相流体渗流过程中的相互影响。有效渗透率与有效绝对渗透率的比值通常被定义为相对渗透率, 它是孔隙水饱和度的函数, 同时还受到固态水合物的影响。研究表明, 开采前水合物储层有效绝对渗透率的初始值、开采中有效绝对渗透率以及相对渗透率的预测模型, 是开采产能模拟与增产方案优选等研究的关键参数与关键模型。在热量供给较为充足的海洋环境中, 这些关键参数与模型显著影响降压法开采水合物的产气效率, 特别是水合物储层的有效绝对渗透率初始值常被选为可采性评价的关键指标^[22-25]。

目前, 水合物储层有效绝对渗透率的测试方法可以分为 3 种类型: ①在实验室内测试, 测试对象为人工制备的样品; ②在工程现场测试, 测试对象为天然的水合物储层; ③介于室内与现场之间, 测试对象为水合物储层的保压取心样品, 既可以在船载或平台实验室内测试, 也可以运输到陆地实验室后再测试。按照被测对象结构的真实性和结果的代表性排序, 工程现场测试方法为首选, 但是其测试成本和技术难度均最高。已有较多学者对水合物储层有效绝对渗透率实验室内测试及保压转移测试进展进行了梳理^[26-29], 但是对水合物储层有效

绝对渗透率现场测试进展的总结仍然不够。因此, 本文首先梳理国内外典型地区水合物储层有效绝对渗透率现场测试进展, 在此基础上概述已使用现场测试方法的基本原理和优缺点, 然后总结现场测试面临的主要挑战, 最后给出未来研究的方向建议, 以期水合物储层有效绝对渗透率现场测试技术的进步与发展提供参考。

1 水合物储层有效绝对渗透率现场测试实例

1.1 阿拉斯加北部陆坡冻土区

阿拉斯加北部陆坡冻土区位于美国阿拉斯加州布鲁克斯山脉(Brooks Range)以北至波弗特海(Beaufort Sea)沿岸近海区, 是北极外围最重要的油气盆地之一, 主要发育石炭系以来海相-非海相碎屑岩、海相碳酸盐岩地层, 蕴藏着丰富的水合物资源^[30]。美国能源部(U.S. Department of Energy, DOE)、英国石油勘探公司(BP Exploration)和美国地质调查局(U.S. Geological Survey, USGS)在该地区开展了长期的水合物资源调查研究工作, 发现爱尔伯特山(Mount Elbert)区域的水合物储层最厚, 水合物资源潜力最好^[31]。2007 年, 在该地区进行了成套的测井、取芯和地层测试, 其中获得的偶极声波测井、核磁共振测井、电阻率扫描测井、井眼成像测井及地球化学测井等曲线如图 1 所示, 图中的渗透率是基于核磁共振测井数据, 采用 Schlumberger-Doll Research (SDR)模型^[32] 和 Timur-Coates 模型^[33] 计算获得。可以看出, 浅部水合物储层的有效绝对渗透率介于 $(0.1\sim 10)\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$, 而深部水合物储层的有效绝对渗透率介于 $(0.1\sim 1)\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$, 两者的差异主要由水合物饱和度的不同引起; 水合物储层的有效绝对渗透率明显低于不含水合物地层的有效绝对渗透率。地层测试采用斯伦贝谢(Schlumberger)公司的模块式电缆地层动态测试器(Modular Formation Dynamics Tester, MDT)进行, 目的在于探究钻井周围储层压力降低与恢复行为以获得储层的岩石物理参数。地层测试进行了 4 次, 测试位置均在水合物砂质储层内。其中位于 655 m 深度处的水合物储层井底压力变化曲线如图 2 所示^[34], 该深度处的水合物饱和度约为 75%。可以看出, 此次压力测试进行了 4 轮压力降低与恢复, 其中第 1 轮和第 4 轮的最低地层压力仍高于水合物的相平衡压力, 水合物未分解; 而第 2 轮和第

3 轮的最低地层压力低于水合物的相平衡压力, 水合物出现分解。地层测试曲线结合储层孔隙流体抽取流量曲线, 采用常规油气领域专用的压力瞬变分析模块对第 1 轮的压力降低与恢复数据进行处理, 获得的储层有效绝对渗透率为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

以图 2 所示压力变化曲线为目标, 采用数值模拟器进行历史拟合同样可以获得储层的有效绝对渗透率。结果发现, 以第 1 轮压力降低与恢复数据为目标经历史拟合获得的水合物储层有效绝对渗透率为 $(0.12 \sim 0.17) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

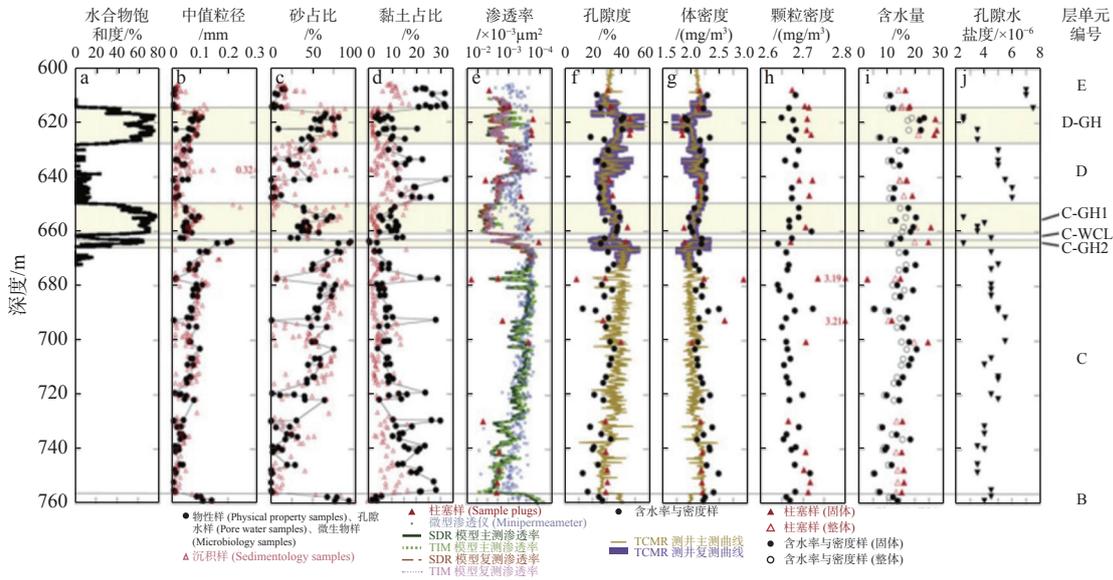


图 1 阿拉斯加北部陆坡冻土区爱尔伯特山水合物储层测井曲线^[30]

Fig.1 Well logging curves of hydrate reservoir in Mount Elbert, Alaska North Slope^[30]

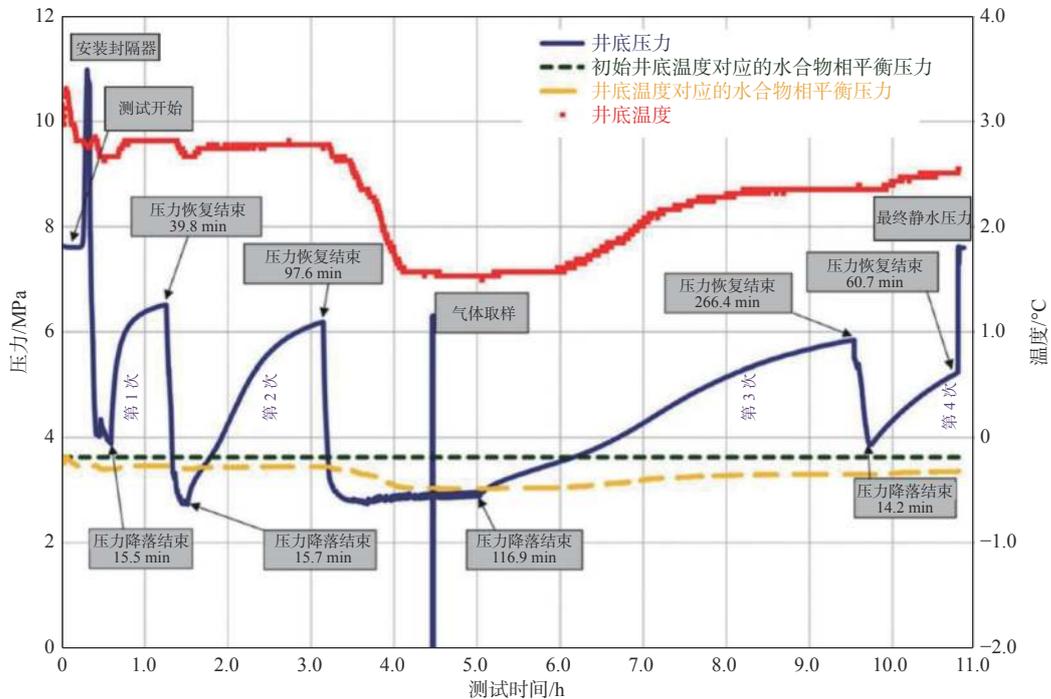


图 2 阿拉斯加北部陆坡冻土区爱尔伯特山水合物储层 MDT 压力测试井底压力变化曲线^[34]

Fig.2 The downhole measured flowing bottom-hole pressure for the MDT experiment in Mount Elbert, Alaska North Slope^[34]

1.2 墨西哥湾海域

从 2005 年开始, 美国能源部与雪佛龙(Chevron)等石油公司联合, 在墨西哥湾(Gulf of Mexico)北部

海域实施了 2 个阶段的联合工业计划项目(Joint Industry Project, JIP), 其中, 第 1 阶段 JIP Leg I 将水合物视为油气开发过程中的一种风险, 指出严格控制钻井液温度是避免水合物风险的有效手段^[35];

第 2 阶段 JIP Leg II 将水合物视为一种能源资源, 寻找到墨西哥湾北部海域深水砂质储层中丰富的水合物, 估算了水合物的资源量^[36], 圈定了包括 Green Canyon Block 955 (GC 955) 在内的资源有利区块^[37], 掌握了水合物储层岩性、孔隙度和水合物饱和度等信息, 但是并未进行保压取芯。随后, 美国能源部联合美国德州大学奥斯汀分校 (University of Texas at Austin) 于 2017 年在 GC 955 进行了 UT-GOM2-1 水合物储层保压取芯航次^[38], 获得了丰富的岩芯

测试分析数据, 重塑之后的泥质粉砂样品 (不含水合物) 在恢复到原位应力条件下时具有非常低的渗透率, 仅为 $0.000\ 384 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[39]。美国墨西哥湾北部海域 Keathley Canyon Lease Block 151 (KC151) 随钻测井曲线如图 3 所示^[40]。在核磁共振测井弛豫时间谱图的基础上, 采用 SDR 模型计算水合物储层的有效绝对渗透率, 计算过程中根据室内模拟实验结果约束模型参数^[41], 计算结果如图 4 所示^[39]。可以看出, 水合物储层的有效绝对渗透率基本上介

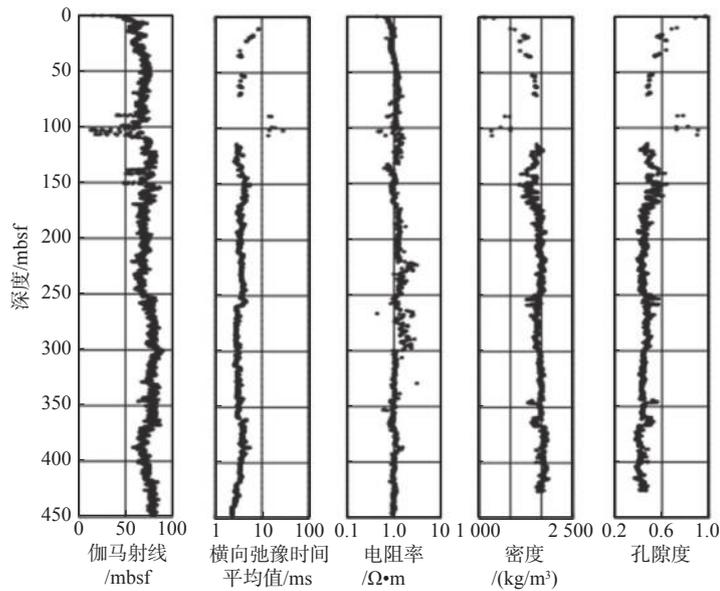


图 3 墨西哥湾北部海域 KC151-2 随钻测井曲线^[39]

Fig.3 Logging-while-drilling data from KC151-2 Well in the northern Gulf of Mexico^[39]

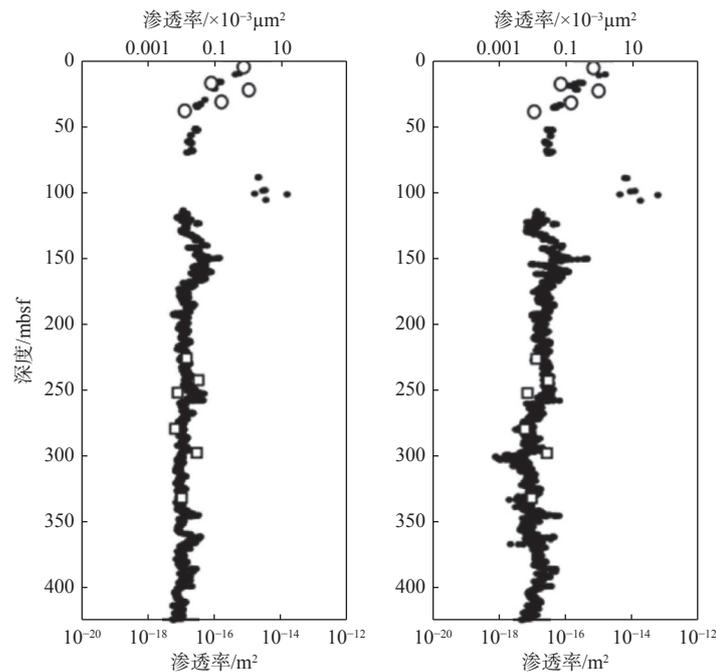


图 4 计算获得的墨西哥湾北部海域 KC151-2 井位水合物储层有效绝对渗透率分布曲线^[39]

Fig.4 The SDR permeability calculated from logging-while-drilling data of KC151-2 Well in northern Gulf of Mexico^[39]

于(0.01~0.1)×10⁻³ μm² 之间,并且随着深度的增加在整体趋势上逐渐减小。

1.3 南海海槽海域

2013 年,日本在其南海海槽 Daini-Atsumi Knoll 海域采用降压法实施了海洋水合物试采,由于严重的出砂问题和恶劣的天气条件而被迫中止^[12]。此次试采钻了 1 口开采井(AT1)、1 口监测井(AT1-MC)和 1 口取芯井(AT1-C)^[42]。2017 年,日本在 2013 年海洋水合物试采井位以南 75 m 处钻了 2 口开采井(AT1-P2、AT1-P3)、2 口监测井(AT1-MT2、AT1-MT3)和 1 口调查井(AT1-UD),采用降压法实施了第 2 轮试采^[13]。

2013 年 AT1-MC 监测井的测井结果如图 5 所示^[42],其中图 5j 给出的是由核磁共振测井数据以

及地层测试数据获得的渗透率结果,红色曲线表示 Timur-Coates 模型的计算结果,而绿色曲线表示 SDR 模型的计算结果。可以看出,采用 Timur-Coates 模型和 SDR 模型计算所得的水合物储层有效绝对渗透率曲线存在一定差异,但是两者在整体变化趋势上具有较好的一致性;海床下 276~290 m 范围内水合物储层的有效绝对渗透率处在 0.1×10⁻³ μm² 的量级,相应的水合物饱和度介于 60%~80%。图 5j 中的黑色点表示地层测试的结果,采用的仪器设备为斯伦贝谢公司的电缆快速测压器 XPT (PressureXpress)。可以看出,由地层测试获得的水合物储层有效绝对渗透率大多数明显大于由核磁共振测井数据计算获得的有效绝对渗透率,如海床下 276~290 m 范围内水合物储层的有效绝对渗透率处在 10×10⁻³ μm² 的量级,明显 >0.1×10⁻³ μm² 的

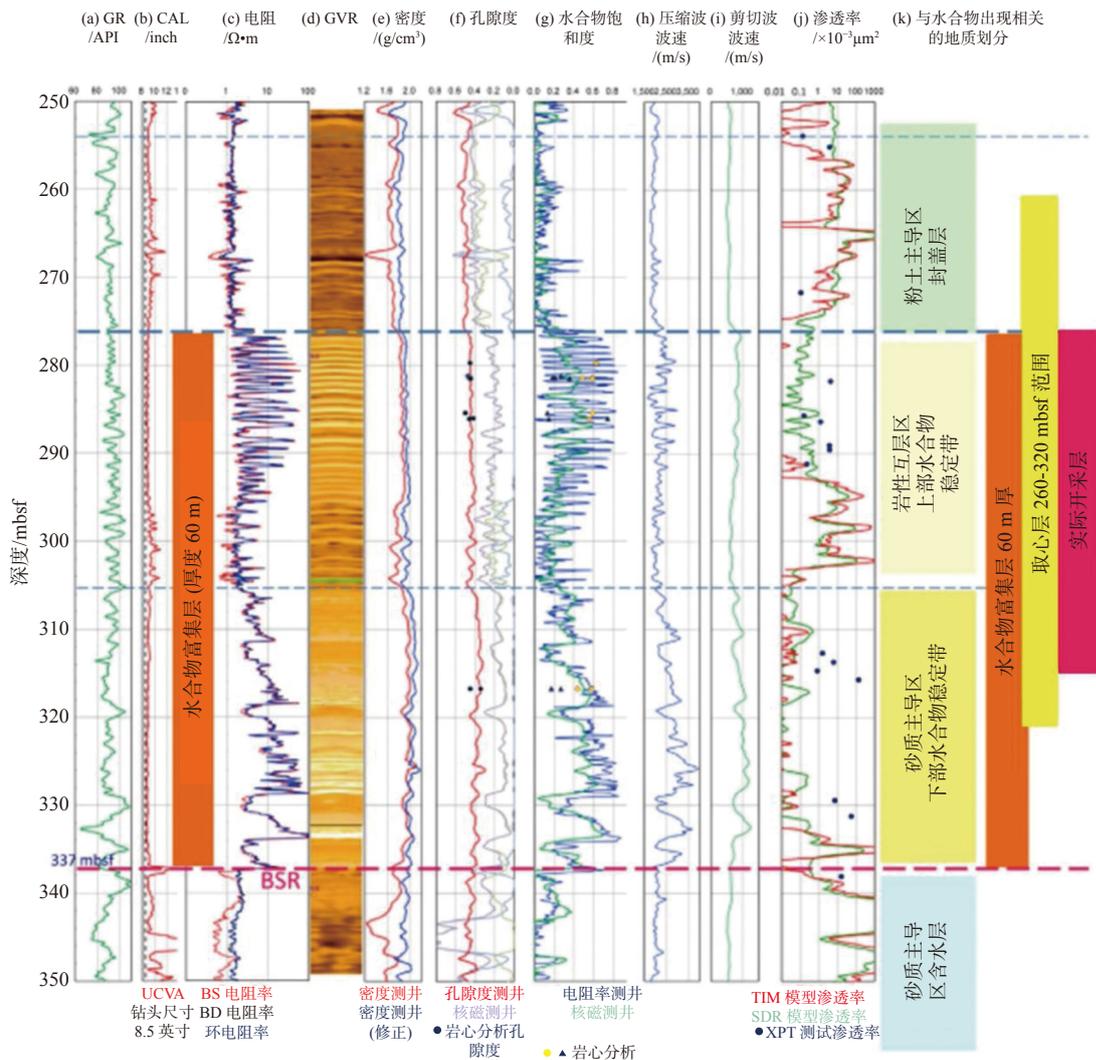


图 5 日本 2013 年首次海洋水合物试采 AT1-MC 监测井的测井曲线及有效绝对渗透率分布情况^[42]

Fig.5 Logging-while-drilling data and effective absolute permeability of hydrate reservoir from AT1-MC Well during the first field test of marine gas hydrate production in 2013, Japan^[42]

量级。数值分析确定的水合物储层有效绝对渗透率为 $(3 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[43], 这与地层测试获得的渗透率结果具有较好的一致性。AT1-C 取芯井的保压岩芯实验测量结果表明, 孔隙度和水合物饱和度分别为 51% 和 24% 的岩芯(AT1-C-8P)其有效绝对渗透率为 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 而孔隙度和水合物饱和度分别为 42% 和 70% 的岩芯(AT1-C-13P)其有效绝对渗透率为 $47 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[44]。对比发现, 由核磁共振测井、地层测试和保压岩芯实验测量等不同方法获得的水合物储层有效绝对渗透率存在差异, 这可能是由测量对象尺度大小不同和水合物储层各向异性等原因造成^[45]。

在开展 2013 年海洋水合物试采之前, 日本在 Daini-Atsumi Knoll 海域东北方向的 MITI 海域, 于 20 世纪末和 21 世纪初进行了大量的调查工作, 其

中由核磁共振测井技术获得的水合物储层有效绝对渗透率分布情况如图 6 所示^[46], 计算模型同样采用了 SDR 模型和 Timur-Coates 模型。可以看出, 在位于海床下 255~268 m 深度范围内的水合物储层(区域 A)的有效绝对渗透率介于 $(0.01 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间; 在位于海床下 204~212 m 深度范围内的水合物储层(区域 C)的有效绝对渗透率介于 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

1.4 印度大陆边缘海域

在印度国家水合物研究计划(India National Gas Hydrate Program, NGHP)的支持下, 印度联合美国和日本等国家先后于 2006 年和 2015 年在印度大陆边缘海域开展了 2 个调查航次(NGHP 01 和 NGHP 02), 在 Krishna-Godavari 盆地、Kerala-

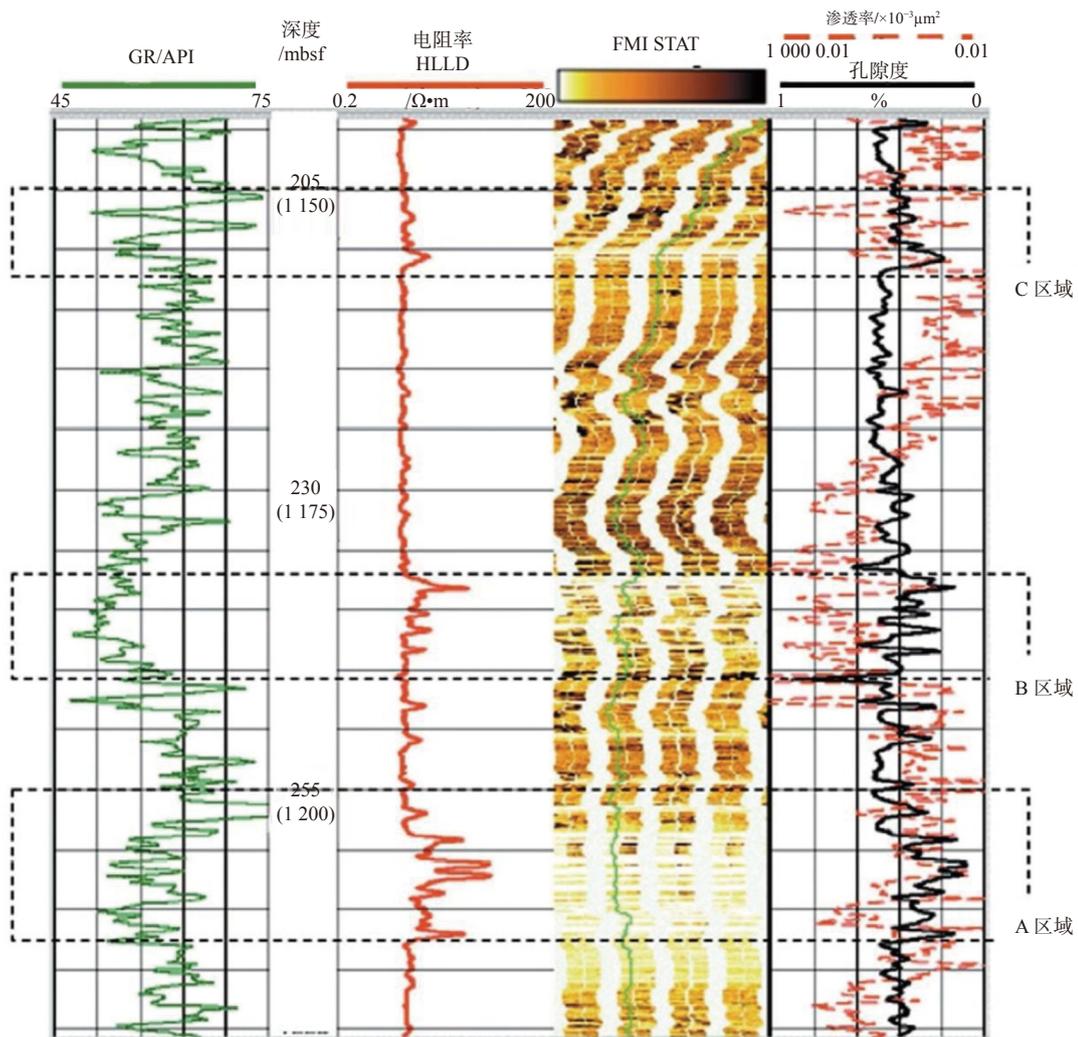


图 6 日本南海海槽 MITI 海域由核磁共振测井数据计算的有效渗透率分布情况^[46]

Fig.6 The effective absolute permeability of hydrate reservoir calculated based on NMR logging data in MITI area of Nankai Trough, Japan^[46]

Konkan 盆地、Mahanadi 盆地和 Andaman 岛近海区域发现了丰富的水合物资源^[47-48]。

NGHP02 调查航次在 Krishna-Godavari 盆地 B 号区块的 NGHP-02-23-C 井进行了 MDT 压力测试, 测试区域中点位于海床下 271 m 深度, 井位上覆海水深度为 2582 m, 目的在于获得水合物储层的有效绝对渗透率。原计划将储层压力降低到水合物相平衡压力以下再进行压力恢复, 然而受 MDT 最大抽取能力的限制最终未能如愿, 其测试结果如图 7 所示^[49]。可以看出, 此次测试进行 2 轮压力降低与

恢复, 其中第 1 轮的储层压力降低至 3800 psi (26.2 MPa) 后关井, 压力逐渐恢复, 第 2 轮的储层压力降低至 3250 psi (22.4 MPa) 后关井, 压力最终恢复至约 4100 psi (28.3 MPa)。采用斯伦贝谢公司研发的 “In-Situ-Pro” 软件, 图 7 中第一轮的压力瞬变曲线被用来分析确定水合物储层的有效绝对渗透率, 在双对数坐标系下的处理结果如图 8 所示^[49]。可以看出, 处理结果中出现了径向流的水平段, 在储层厚度为 1.8 m 情况下的水合物储层有效绝对渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

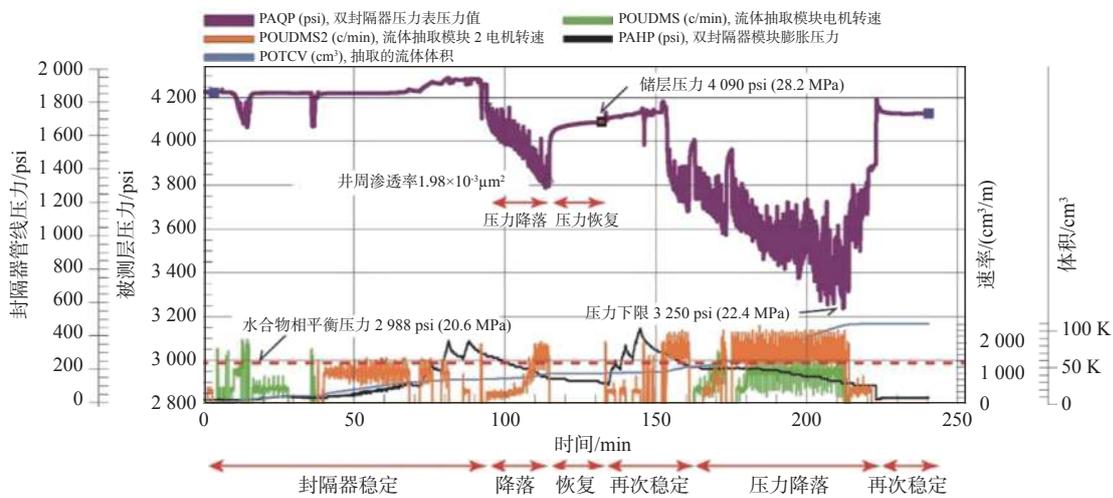


图 7 印度 Krishna-Godavari 盆地 NGHP-02-23-C 井 MDT 压力测试结果^[49]

Fig.7 Results of MDT test in the Hole NGHP-02-23-C, Krishna-Godavari Basin, India^[49]

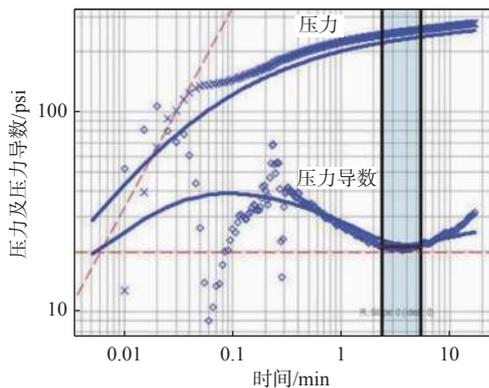


图 8 印度 Krishna-Godavari 盆地 NGHP-02-23-C 井 MDT 测试数据的压力瞬变分析结果^[49]

Fig.8 Results of pressure transient analysis of the Hole NGHP-02-23-C MDT test in Krishna-Godavari Basin, India^[49]

1.5 南海神狐海域

2017 年, 在南海北部珠江口盆地白云凹陷北坡神狐海域, 中国地质调查局牵头组织实施了中国首次海域水合物试采, 平均日产气量为 5151 Nm^3 , 产

气主要成分为甲烷, 最终浓度超过 99.5%^[14]。试采井位的上覆水深为 1266 m, 根据测井数据确定水合物储层及其下部的含气层位于海床以下 201~278 m 深度范围内。其中, 海床以下 201~236 m 深度范围内的水合物储层处于水饱和状态, 其有效孔隙度为 35%, 水合物饱和度平均值为 34%, 有效绝对渗透率平均值为 $2.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 海床以下 236~251 m 深度范围内的水合物储层处于非饱和状态, 其有效孔隙度为 33%, 水合物饱和度平均值为 31%, 有效绝对渗透率平均值为 $1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 海床以下 251~278 m 深度范围内的储层同样处于非饱和状态, 但是孔隙内没有水合物, 储层有效孔隙度为 32%, 气体饱和度平均值为 7.8%, 有效绝对渗透率平均值为 $7.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[14]。

2019 年 10 月—2020 年 4 月, 中国地质调查局在神狐海域牵头组织实施了第 2 轮海域水合物试采, 平均日产气量为 28700 Nm^3 , 产气效率较首次试采得到了显著提升^[15]。试采井位的上覆水深为

1225 m, 根据测井数据确定水合物储层及其下部的含气层位于海床以下 207.8~297 m 深度范围内。其中, 海床以下 207.8~253.4 m 深度范围内的水合物储层处于饱和状态, 其有效孔隙度为 37.3%, 水合物饱和度平均值为 31%, 有效绝对渗透率平均值为 $2.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 海床以下 253.4~278 m 深度范围内的水合物储层处于非饱和状态, 其有效孔隙度为 34.6%, 水合物饱和度平均值为 11.7%, 有效绝对渗透率平均值为 $6.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 海床以下 278~297 m 深度范围内的储层同样处于非饱和状态, 但是孔隙内没有水合物, 储层有效孔隙度为 34.7%, 气体饱和度平均值为 7.3%, 有效绝对渗透率平均值为 $6.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [15]。

2017 年南海首次水合物试采使用竖直井, 而 2020 年第 2 轮试采使用水平井, 井位均选择了 W11-17 水合物矿体。其中 SHSC-4J1 钻井位于首次水合物试采竖直井旁, 主要目的在于通过实施随钻测井完成目标储层的精细刻画。基于核磁共振

测井数据获得的水合物储层有效绝对渗透率数据以及基于电法测井数据获得的水合物饱和度数据如图 9 所示, 其中有效绝对渗透率采用 SDR 模型计算获得, 计算时经验参数取值为 $400 \mu\text{m}^2/\text{s}^{2[50]}$ 。可以看出, 随着海床下储层深度的增加, 储层的有效绝对渗透率因上覆压力的增加而逐渐减小, 从海床附近的约 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 减小到海床下 300 m 深度处的约 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 其中, 海床下 200~250 m 深度范围内储层的有效绝对渗透率降低程度明显大于整体趋势, 这主要是由于水合物或者天然气占据孔隙空间导致水占据孔隙空间缩小引起的; 水合物储层的有效绝对渗透率在 $(0.02 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 范围, 最佳估算值为 $0.015 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。基于核磁共振测井数据由 SDR 模型计算储层有效绝对渗透率时, 模型经验参数的取值对有效绝对渗透率的计算结果影响非常明显, 如图 10 所示。可以看出, 当经验参数取值为 $400 \mu\text{m}^2/\text{s}^2$ 时, 渗透率计算结果与保压岩芯测试数据符合较好。

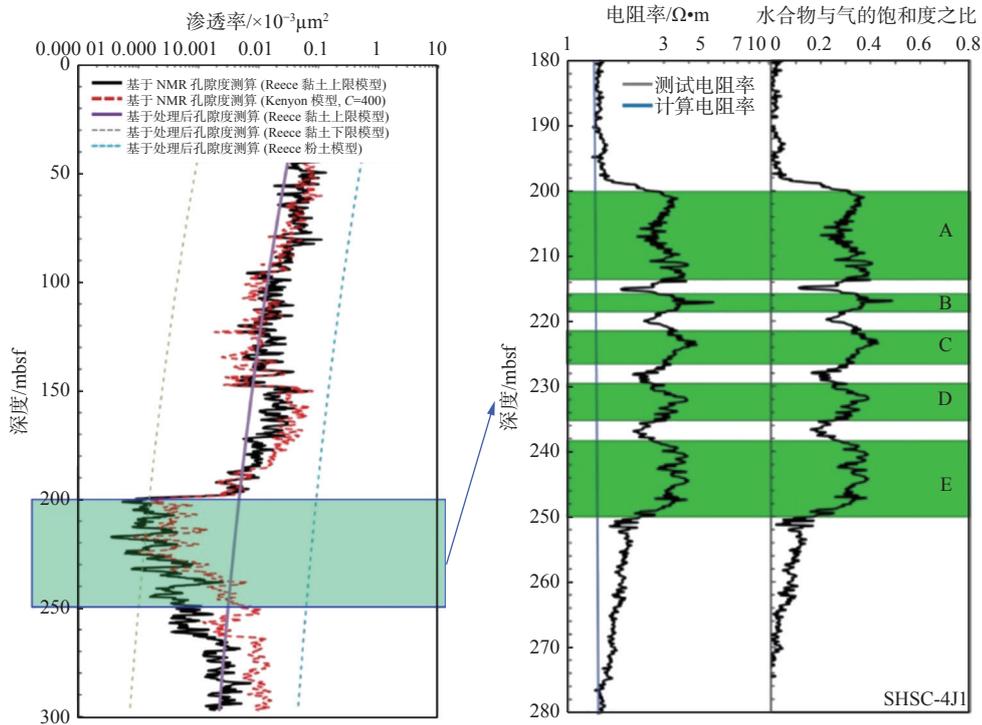


图 9 基于 SHSC-4J1 测井数据获得的南海北部海域储层有效绝对渗透率与水合物饱和度及气体饱和度数据 [50]

Fig.9 Effective absolute permeability, hydrate and gas saturations of hydrate reservoir calculated based on logging data from SHSC-4J1 Well in South China Sea [50]

基于上述国内外实例分析, 发现目前用于确定水合物储层有效绝对渗透率的现场方法主要有地层测试法和核磁共振测井法 2 种。其中, 地层测试法是在获取地层压力降低与恢复曲线之后, 通过压

力瞬态分析确定有效绝对渗透率的方法; 核磁共振测井法是在获取地层核磁共振弛豫时间谱图之后, 通过 SDR 等经验模型计算确定有效绝对渗透率的方法。

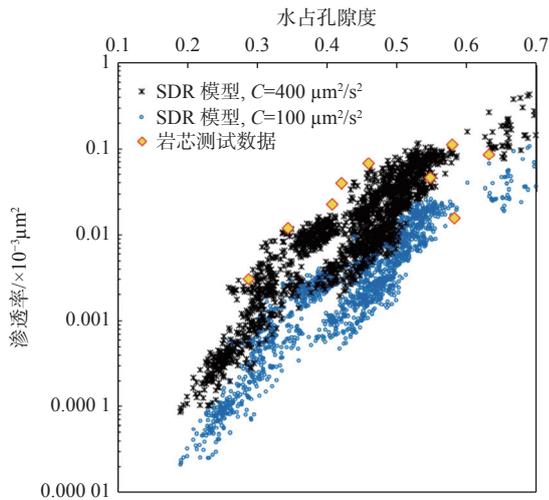


图 10 基于核磁共振测井数据采用 SDR 模型计算水合物储层有效绝对渗透率结果与保压岩芯测试数据对比情况^[50]

Fig.10 Comparisons in the effective absolute permeability calculated from logging data by using SDR model and those measured on pressure cores^[50]

2 水合物储层有效绝对渗透率地层测试法

2.1 方法概述

地层测试是为了解地层性质而进行的一种动态测试,其中进行的压力动态特征的测试可以获得渗透率,其理论基础是试井。试井是一种以渗流力学为基础,以各种测试仪器为手段,通过对井的生产动态进行测试,研究和确定井的生产能力、生产动态、物性参数和边界情况等,是认识储层和井的特性并确定储层渗透率等参数不可缺少的重要手段^[51]。与岩芯分析和测井等静态手段相比,试井是在储层动态条件下进行的,由此获得的储层参数更能反应储层在开采条件下的真实特征。试井中的不稳定试井是改变井的产量,从而在储层中形成一个压力扰动或变化,测量由此引起的井压力瞬变过程。利用测量得到的井底压力动态瞬变曲线,结合井产量和储层内流体物性等其它资料数据,可以利用渗流力学的基本原理分析评估井的完井效率、井周围被钻井液污染的情况(表皮系数),得到储层渗透率等参数^[51]。按照测试时使用的井数,试井可分为单井试井和多井试井两大类。其中,多井式井通常是改变 1 口井的产量,测量周围 1 口或多口井的压力,主要用于评价井间储层的连通性或者估算某一方向上储层的渗透率^[52]。

不稳定试井方法是目前储层渗透率原位现场测量的重要手段。不稳定试井按照开关井操作的不同可分为压力降落试井和压力恢复试井。其中,在压力降落试井开始之前,测试井处于关闭状态,然后开井以某一恒定的产量进行生产,监测井底压力随时间下降的过程;在压力恢复试井开始之前,测试井已经以一定的产量进行了生产,储层中形成了一个稳定的压降漏斗,然后关井,监测井底压力随时间恢复的过程。在实际应用时,压力降落试井的井在测试过程中很难保持产量恒定,而且井底流量易波动,导致采集的井底压力数据精度较低而难以分析。因此,压力恢复试井的工程现场应用更为广泛^[52]。

地层测试是主要应用于钻探阶段的方法,即在实际生产开始之前的钻探阶段使用某种方法在储层中形成压力瞬变过程,通过分析压力瞬变和井内流量等数据推测储层有效绝对渗透率等关键参数。钻杆测试(drill stem test, DST)和电缆地层测试(wireline formation test, WFT)即是这样的方法。其中,钻杆测试是在钻井过程中以钻杆作为油管,在其下部连接一套专用的井下工具,当下降到储层合适位置后,安装封隔器保证储层流体进入钻杆中,从而建立一套临时的“生产系统”,利用井下工具进行开关井操作,实现储层压力的降落和恢复;电缆地层测试则是利用电缆将工具下入井底,并从储层采出较少的流体样品,同时记录采出阶段及随后关井阶段的储层压力响应。电缆地层测试既可以应用于裸眼井,也可应用于套管井。在应用于裸眼井时,用一个小探针穿透泥饼,使得储层流体流入测试容器中;在应用于套管井时,用工具钻穿套管和固井水泥环,使井筒与储层连通,采集流体样品和压力测试结束后再封堵被钻开的部分。电缆地层测试可以在储层不同深度处采集流体样品并测试渗透率,得到垂向上储层渗透率的分布情况^[52]。

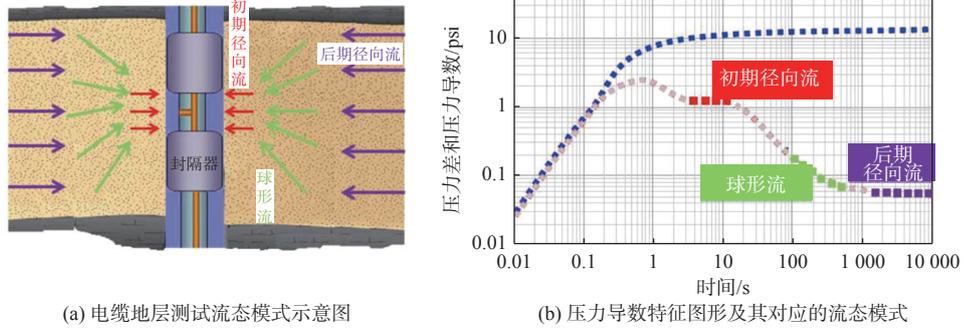
在水合物现场测试中使用斯伦贝谢公司模块化电缆地层动态测试器 MDT 进行的地层测试正是电缆地层测试 WFT 的一种。模块化电缆地层动态测试器 MDT 除了可以抽取储层流体样品和进行压力降落与恢复测试外,还可以拓展实现流体光谱分析、流体密度分析和原状应力测量等功能^[53]。

2.2 数据解释

对于电缆地层测试,关井之后储层压力开始恢复,压力波以径向流模式开始传播,随后转变为球

形流模式, 当压力波传播到远井地层后又转变为径向流模式^[54], 如图 11a 所示。压力导数表示压力随时间的变化率, 是数据解释的一个常用变换, 通过压力恢复阶段的压力导数特征图形可以识别不同

的流动形态^[54], 如图 11b 所示。储层中的渗流可以认为是单相弱可压缩流体在多孔介质中的流动过程, 根据瞬态渗流力学理论可以得到不同流动形态下的储层压力恢复描述方程。



(a) 电缆地层测试流态模式示意图

(b) 压力导数特征图形及其对应的流态模式

图 11 电缆地层测试流动形态图及其对应的压力导数特征图形^[55]

Fig. 11 Flow models of wireline formation tests and their typical characteristics in the pressure derivative evolution curve^[55]

对于球形流模式, 恢复阶段的地层压力满足下式^[56-58]:

$$p(t) = p^* - 8 \times 10^4 \left(\frac{q\mu}{k_s} \sqrt{\frac{\mu C_{sys}\phi}{k_s}} \right) \left(\frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t + \Delta t}} \right) \quad (1)$$

式中: $p(t)$ 为储层压力, psi (1 psi = 6.90 kPa);

p^* 为储层初始压力, psi;

q 为体积流量, cm^3 ;

μ 为流体黏度, cp;

k_s 为球形流模式下的储层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;

C_{sys} 为储层等向压缩系数, psi^{-1} ;

ϕ 为储层孔隙度;

t 为压力降落阶段的时间, s;

Δt 为压力恢复阶段经历的时间, s。

以储层压力 $p(t)$ 和时间差 $\left(\frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t + \Delta t}} \right)$ 为坐标绘图, 可以得到一条直线, 直线的斜率不妨用 m_s 表示, 那么储层的渗透率可由下式求得:

$$k_s = 1856\mu \left(\frac{q}{m_s} \right)^{\frac{2}{3}} (C_{sys}\phi)^{\frac{1}{3}} \quad (2)$$

对于径向流模式, 恢复阶段的地层压力满足下式^[56-58]:

$$p(t) = p^* - 88.4 \left(\frac{q\mu}{k_c h} \right) \log_{10} \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (3)$$

式中: k_c 为径向流模式下储层的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;

h 为储层的有效厚度, ft (1 ft = 30.5 cm)。

类似地, 以储层压力 $p(t)$ 和时间比数值

$\log_{10} \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right)$ 为坐标绘图, 可以得到一条直线, 直线的斜率不妨用 m_c 表示, 那么径向流模式下储层的渗透率可由下式求得:

$$k_c = 88.4 \left(\frac{q\mu}{m_c h} \right) \quad (4)$$

以上数据解释主要用到压力恢复阶段的数据, 而对压力降落阶段的数据涉及较少。储层流速分析法将压力降落与恢复阶段的数据统一考虑, 得到储层压力的描述方程如下式所示^[59]:

$$p(t) = p^* - \left(\frac{\mu}{k G_0 r_i} \right) \left(C_{sys} V_{sys} \frac{dp(t)}{dt} + q_{dd} \right) \quad (5)$$

式中: G_0 为几何因子; r_i 为储层流体抽取面积特征半径, cm;

V_{sys} 为测试仪器设备内流体的有效容积, cm^3 ;

q_{dd} 为压力降落阶段储层的流体抽取速率, cm^3/s 。同样地, 以储层压力 $p(t)$ 和储层流速 $\left(C_{sys} V_{sys} \frac{dp(t)}{dt} + q_{dd} \right)$ 为坐标绘图, 获得直线斜率后可求得储层的渗透率。

需要说明的是, 上述数据解释方法获得的储层渗透率均为一定范围内储层的平均渗透率, 与保压岩心测试和低场核磁共振测井获得的渗透率有所不同。此外, 数据解释方法与地层测试的地质条件和操作流程均有关系, 不同的数据解释方法均存在优缺点和适用范围。例如, 为了克服传统地层测试受地面或海面关井操作的影响, 法国学者重新优化了具体的现场测试流程并给出了相应的数据解释方法, 获得了较好的工程应用效果^[60]。

历史拟合是另外一种数据解释方法,即直接利用数值模型计算储层的压力响应,通过反复调整参数取值直到计算的压力和实测的压力响应相匹配为止。历史拟合综合考虑了多种因素,可以最大限度地将所有数据用于整体分析中,但是十分耗时。为了提高拟合效果,通常先用理论分析方法获得模型参数,然后以此作为初始结果不断检验和校正,最终达到最优拟合的效果^[52,59]。

3 水合物储层有效绝对渗透率核磁共振测井法

3.1 基本原理

核磁共振测井的基本原理是核磁共振原理,如图12所示。在外加静磁场的作用下,磁矩不为

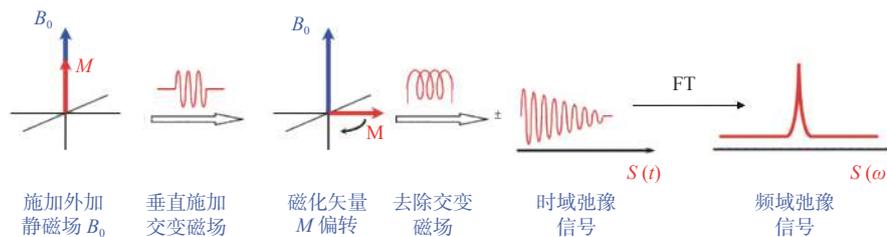


图12 核磁共振原理示意图

Fig.12 Illustration of nuclear magnetic resonance theory

3.2 方法概述

核磁共振测井是一种适用于裸眼井的测井技术,它将地磁场视为氢核的“外加静磁场”,通过测井仪器对地层施加一个很强的极化磁场,相当于氢核的“交变磁场”,氢核极化后撤去极化场,则氢核的宏观磁化矢量便绕地磁场发生自由进动,接收线圈便就可测到一个感应电动势,从而可以获得纵向和横向弛豫时间数据。为了获得更好的测量效果,常人为施加高强度静磁场代替地磁场。

自然界中的氢核在储层内有固体骨架和孔隙流体2种存在环境,在这2种环境中氢核的核磁共振特性有很大不同,通过选择适当的测量参数,可以获得来自孔隙流体而与固体骨架无关的信号。在给定强度的静磁场和恒温条件下,宏观磁化矢量的大小与单位体积储层内核自旋数成正比,即与储层孔隙流体中的含氢量成正比,可以直接标定为储层孔隙度。此外,核磁共振横向弛豫时间对孔隙尺寸具有良好的指示作用^[61]。尺寸较小的孔隙对应

零的原子核沿着外加静磁场的方向产生一个宏观磁化矢量。在垂直于外加静磁场方向上施加一个交变磁场,当交变磁场的频率与原子核进动频率相同时,原子核会吸收交变磁场的能量,宏观磁化矢量产生一定角度的偏转。当交变磁场被快速切断时,发生偏转的宏观磁化矢量将向其交变磁场施加前的初始位置恢复,过程中释放能量。此过程中存在2种机制:①是偏转宏观磁化矢量在垂直于外加静磁场方向上的分量以时间常数 T_2 按指数形式衰减致零;②是偏转宏观磁化矢量在外加静磁场方向上的分量以时间常数 T_1 按指数形式恢复为交变磁场施加前的初始值^[61-62]。其中,符号 T_1 表示纵向弛豫时间,而符号 T_2 表示横向弛豫时间。宏观磁化矢量的大小、纵向弛豫时间和横向弛豫时间就是核磁共振测井要测量和研究对象。

较短的横向弛豫时间,而尺寸较大的孔隙则对应较长的横向弛豫时间。当储层孔隙内为单相流体时,横向弛豫时间可以直接转化为储层孔隙尺寸的大小,即通过横向弛豫时间谱线可以得到孔隙直径分布曲线。由于不同流体具备不同的核磁共振特性,比如储层孔隙水和孔隙气的纵向弛豫时间差别很大,两者的扩散系数也存在很大的差别,核磁共振测井技术还可以识别孔隙流体的类型。

近年来,核磁共振测井技术在水合物领域的应用越来越多。核磁共振测井技术对储层孔隙内的可动水、毛细管束缚水和泥质束缚水敏感,但是对水合物中的水不敏感^[63]。因此,核磁共振测井技术可以直接测量储层孔隙度以及不同尺寸孔隙对应的孔隙度,与其他测井技术相结合还可以确定储层内水合物的含量^[64-65]。基于核磁共振测井技术获得的储层内可动水和束缚水相关的测量信号,适当转化即可获得孔隙直径分布情况^[66-67],再结合实验分析确定的不同状态水截止值,可以计算确定可动水和束缚水的体积。在此基础上,通过SDR模型

或 Timur-Coates 模型可以计算储层的渗透率。

3.2.1 SDR 模型

该模型又称核磁共振横向弛豫时间平均模型, 其计算的渗透率 K 具有以下形式^[68]:

$$K = C\varphi^4(T_{2LM})^2 \quad (6)$$

式中: T_{2LM} 为核磁共振横向弛豫时间的对数平均值, 按照式(7)进行计算;

C 为经验常数, 其取值与沉积物固体颗粒表面的矿物学性质有关, 正比于核磁共振横向弛豫率的平方^[63]。

$$T_{2LM} = 10^{\left[\frac{1}{\varphi} \sum_i m(T_{2i}) \log_{10}(T_{2i})\right]} \quad (7)$$

式中: $m(T_{2i})$ 表示横向弛豫时间为 T_{2i} 孔隙水的“含量”, 求和之后即为所有孔隙水占据孔隙的孔隙度, 被称为核磁共振孔隙度, 常用符号 φ_{NMR} 表示。

3.2.2 Timur-Coates 模型

该模型又称可动流体模型, 具有以下形式^[69]:

$$K = C_T \varphi^4 \left(\frac{FEI}{BVI} \right)^2 \quad (8)$$

式中: FEI 为可动水饱和度, BVI 为束缚水饱和度, 两者可以根据可动水与束缚水的截止值在核磁共振时间谱上确定;

C_T 为与储层性质有关的常数。

由于核磁共振测井技术获得的信号主要反应储层内孔隙水的含量及其分布状态, 如果储层孔隙内仅存在水和水合物, 由两种模型计算获得的渗透率为有效绝对渗透率; 如果储层孔隙内不仅存在水和水合物, 还存在一定体积的气体, 那么两种模型计算获得的渗透率均为孔隙水的有效渗透率, 它与有效绝对渗透率之比即为孔隙水的相对渗透率。

2 种模型均认为储层渗透率是其孔隙度 4 次方的函数, 同时还包含一个核磁共振测量时间数据有关的参数。在 SDR 模型中的参数与横向弛豫时间的对数平均值 T_{2LM} 有关, 而在 Timur-Coates 模型中的参数与不同状态水的横向弛豫时间截止值 $T_{2cutoff}$ 存在联系, 如图 13 所示。对于水饱和的储层, 2 种模型均能够给出较好的计算结果; 而对于储层内出现碳氢化合物(如烃类气体)的情况, SDR 模型将不适用, 主要是因为此时的核磁共振横向弛豫时间不再能够准确反应孔隙尺寸^[70-71]。除此之外, 2 种模型均假设孔隙度与孔隙尺寸、喉道尺寸以及孔隙连通性之间具有良好的相关性。这种假设对于常规的砂岩和页岩储层通常是成立的, 但是对于碳酸盐岩以及其他种类的岩石则不一定成立^[70-71]。因此,

在实际使用时均需要根据研究区域岩芯或现场渗透率测试数据进行校正。

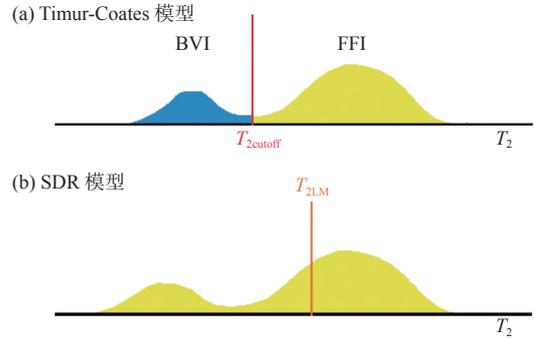


图 13 核磁共振测井渗透率计算模型相关的横向弛豫时间参数

Fig.13 Parameters of transverse relaxation time used in NMR-logging-based permeability calculation models

4 水合物储层有效绝对渗透率现场测试存在问题

虽然国内外已经开展了数次水合物现场开采试验, 但是目前的技术水平处于试验性阶段, 距离实现水合物商业化开采仍然存在明显的差距。因此, 基于正常生产的产能试井无法使用, 国内外水合物储层渗透率现场测试全部依赖于 MDT 工具的电缆地层测试。然而, 受泵体流体抽取能力的限制, 电缆地层测试的降压能力不足, 导致压力波影响范围较小, 由此获得的渗透率仅是井筒周围小范围内储层的渗透率平均值, 易受钻井液泥皮的影响, 渗透率测量结果可能远低于未受污染储层的渗透率。从阿拉斯加北部陆坡冻土区的 MDT 测试结果来看, 无论是理论解释方法还是历史拟合方法, 其获得的渗透率结果与室内测试结果之间的差别比较大^[34]。这一方面可能是由不同测试方法的测量尺度和测量方向差异造成的; 另外的原因可能是 MDT 测试得到的是井筒附近可能被钻井污染的储层渗透率, 测量结果无法反映储层的实际情况。

除了实施压力降落与恢复测试确定储层渗透率之外, 电缆地层测试的另外一个重要目的是获取储层原生的流体样品。对于水合物开采而言, 获取水合物分解前储层内孔隙水的样品重要, 获取水合物分解后的储层内分解气的样品同样重要。因此, 阿拉斯加北部陆坡冻土区的 MDT 测试将水合物储层压力降落到水合物相平衡压力以下来分解部分的水合物^[34], 以便获取分解后的水、气流体样品。然而, 由于水合物分解产生的气和水相当于源汇项,

对于地层压力有明显的补充,这与常规试井的基本理论不符,导致了试井曲线上出现了明显的异常^[72],常规的解释方法难以使用。

SDR模型是水合物领域基于核磁共振测井数据计算水合物储层渗透率的常用模型,南海北部神狐海域的相关研究表明,模型计算结果受经验参数 C 的取值影响非常明显^[50]。经验参数 C 的大小受饱和和多孔介质颗粒表面矿物性质控制^[63],实际上是受孔隙水与固体颗粒界面矿物性质的控制。水合物作为一种固体,势必改变上述交界面的矿物性质,并且水合物含量的多少和赋存形式的差异均有可能改变储层内孔隙水与固体颗粒交界面的矿物性质,进而影响经验参数 C 的大小。实验研究表明,含水合物沉积物的经验参数 C 在不同的水合物含量条件下并不是一个常数,在使用SDR模型计算水合物储层归一化绝对渗透率时需要加以考虑^[66]。

5 结论与建议

目前,水合物储层有效绝对渗透率的现场测试方法主要有电缆地层测试法和核磁共振测井法两种类型,相应的测试流程和解释方法通常简单套用传统油气领域的现成经验,在取得了一定应用效果的同时也发现了很多问题。针对这些问题,建议开展以下几方面的研究以提升水合物储层渗透率的现场测试能力。

(1)在地层测试法方面,建议改进现有的测试程序,例如在测试初期保证储层压力高于水合物相平衡压力,在获得至少2~3次的压力降落与恢复数据之后再将其压力降落到水合物相平衡压力之下进行测试。一方面可以采集水合物分解后的孔隙流体样品,另一方面也可以探究水合物分解对储层压力响应行为特征的影响。

(2)除此之外,建议发展水合物储层适用的现场测试新方法。目前的电缆地层测试的探测范围有限,测试结果可能无法反映储层的真实情况。可以通过研发功能更为强大的泵体扩大探测范围,突破钻井液污染区域进入未受污染的天然储层以提高测试结果的代表性。此外,还可以采用注入压降的测试方法,通过向地层中注入一定的流体使得压力升高,停止注入后,井底压力逐渐回落,分析井底压力的回落过程的特征获取渗透率。该方法测试时储层压力是升高的,不会造成水合物的分解,可以使用常规的试井解释方法分析。我国海域水合

物试采表明水平井的降压开采效果明显优于竖直井的降压开采效果,但是储层内的渗流场更加复杂,水合物储层渗透率各向异性程度的现场测试非常必要。借助传统油气领域垂直干扰测试(Vertical Interference Test, VIT)的经验,建议在地层测试位置的垂向上布置新的测点来确定储层垂直方向上的渗透率大小。

未来在水合物开采实现商业化之后,水合物储层渗透率的现场测试不可避免地需要考虑水合物分解的影响,然而现有的数据解释方法与模型均无法直接使用。因此,建立水合物储层的压力测试数据解释理论和模型显得尤为重要。①建议发展水合物开采相变渗流理论,揭示水合物开采过程中储层渗流的微宏观机理;②建议以水合物开采相变渗流理论为指导发展新的地层测试流程和配套的数据解释方法,建立水合物储层适用的压力和压力导数特征曲线;③建议考虑水合物分解吸热效应发展温度试井解释的理论和方法。

(3)在核磁共振测井法方面,建议开展含水合物沉积物核磁共振模拟实验研究,深入揭示现有渗透率计算模型经验参数取值受水合物影响的规律,在大量实验数据的基础上发展出水合物储层适用的模型经验参数定值方法,积极开展工程应用积累经验。除此之外,核磁共振测井法、以电缆地层测试为代表的试井方法、保压岩心测试法等在被测对象尺度、渗透率测量方向和环境扰动程度等方面均存在明显的不同,建议发展不同测试方法获得水合物储层渗透率的融合分析技术,借助人工智能等现代化信息技术也许是一个可行的方向。

参考文献:

- [1] 刘昌岭,郝锡萃,孟庆国,等. 气体水合物基础特性研究进展[J]. 海洋地质前沿, 2020, 36(9): 1-10.
- [2] SHAIBU R, SAMBO C, GUO B et al. An assessment of methane gas production from natural gas hydrates: challenges, technology, and market outlook [J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2021, 5(3): 318-332.
- [3] GIAVARINI C, HESTER K. Gas hydrate: immense energy potential and environmental challenges[M]. London: Springer Press, 2011: 30-56.
- [4] CUI Y, LU C, WU M et al. Review of exploration and production technology of natural gas hydrate [J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2018, 2(1): 53-62.
- [5] 王力峰,付少英,梁金强,等. 全球主要国家水合物探采计划与研究进展[J]. *中国地质*, 2017, 44(3): 439-448.
- [6] 张洋,李广雪,刘芳. 天然气水合物开采技术现状[J]. 海洋地质

- 前沿, 2016, 32(4): 63-68.
- [7] 张旭辉, 鲁晓兵, 李鹏. 天然气水合物开采方法的研究综述[J]. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2019, 49(3): 034604.
- [8] MAKOGON Y F, HOLDITCH S A, MAKOGON T Y. Russian field illustrates gas-hydrate production[J]. *Oil and Gas Journal*, 2005, 103: 43-47.
- [9] NUMASAWA M, YAMAMOTO K, YASUDA M et al. Objectives and operation overview of the 2007 JOGMEC/NRCAN/AURORA Mallik 2L-38 gas hydrate production test[C]. Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, 2008.
- [10] BOSWELL R, SCHODERBEK D, COLLETT T S et al. The Iñiik Sikumi Field Experiment, Alaska North Slope: design, operations, and implications for CO₂-CH₄ exchange in gas hydrate reservoirs[J]. *Energy and Fuels*, 2017, 31(1): 140-153.
- [11] 王平康, 祝有海, 卢振权, 等. 青海祁连山冻土区天然气水合物研究进展综述[J]. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2019, 49(3): 034606.
- [12] YAMAMOTO K, TERAOKA Y, FUJII T et al. Operational overview of the first offshore production test of methane hydrates in the Eastern Nankai Trough[C]//Proceedings of the Offshore Technology Conference, Houston, 2014.
- [13] YAMAMOTO K, WANG X X, TAMAKI M et al. The second offshore production of methane hydrate in the Nankai Trough and gas production behavior from a heterogeneous methane hydrate reservoir[J]. *RSC Advances*, 2019, 9(45): 25987-26013.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 李守定, 李晓, 王思静, 等. 天然气水合物原位补热降压充填开采方法[J]. 工程地质学报, 2020, 28(2): 282-293.
- [17] 窦斌, 秦明举, 蒋国盛, 等. 利用地热开采南海天然气水合物的技术研究[J]. 海洋地质前沿, 2011, 27(10): 49-52, 58.
- [18] 孙致学, 朱旭晨, 刘奎, 等. 联合深层地热甲烷水合物开采方法及可行性评价[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2019, 39(2): 146-156.
- [19] 吴能友, 李彦龙, 万义钊, 等. 海域天然气水合物开采增产理论与技术体系展望[J]. *天然气工业*, 2020, 40(8): 100-115.
- [20] 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.
- [21] 王自豪, 万义钊, 刘乐乐, 等. 含水合物沉积物相对渗透率研究进展[J]. *海洋地质前沿*, 2022, 38(2): 14-29.
- [22] LIU L L, LU X B, ZHANG X H. A theoretical model for predicting the spatial distribution of gas hydrate dissociation under the combination of depressurization and heating without the discontinuous interface assumption[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 133: 589-601.
- [23] HUANG L, SU Z, WU N Y et al. Analysis on geologic conditions affecting the performance of gas production from hydrate deposits[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 77: 19-29.
- [24] SUN J X, NING F L, LEI H W et al. Wellbore stability analysis during drilling through marine gas hydrate-bearing sediments in Shenhu area: a case study[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 170: 345-367.
- [25] LIU L L, LU X B, ZHANG X H 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.
- [26] 蔡建超, 夏宇轩, 徐赛, 等. 含水合物沉积物多相渗流特性研究进展[J]. *力学学报*, 2020, 52(1): 208-223.
- [27] 刘乐乐, 刘昌岭, 吴能友, 等. 天然气水合物储层岩心保压转移与测试进展[J]. *地质通报*, 2021, 40(2-3): 408-422.
- [28] REN X W, GUO Z Y, NING F L et al. Permeability of hydrate-bearing sediments[J]. *Earth-Science Reviews*, 2020, 202: 103100.
- [29] 管家明, 李栋梁, 梁德青, 等. 天然气水合物储层渗透率研究进展[J]. *新能源进展*, 2021, 9(1): 25-34.
- [30] WINTERS W, WALKER M, HUNTER R et al. Physical properties of sediment from the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28: 361-380.
- [31] COLLETT T, JOHNSON A, KNAPP C et al. Natural gas hydrates—energy resource potential and associated geologic hazards[M]. American Association of Petroleum Geologists, 2009.
- [32] KENYON B, KLEINBERG R, STRALEY C et al. Nuclear magnetic resonance imaging technology for the 21st century[J]. *Oilfield review*, 1995, 7: 19-33.
- [33] STAMBAUGH B J. NMR tools afford new logging choices[J]. *Oil Gas Journal*, 2000, 98: 45-52.
- [34] ANDERSON B, HANCOCK S, WILSON S et al. Formation pressure testing at the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope: operational summary, history matching, and interpretations[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28: 478-492.
- [35] RUPPEL C, BOSWELL R, JONES E. Scientific results from Gulf of Mexico Gas Hydrates Joint Industry Project Leg I drilling: introduction and overview[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2008, 25: 819-829.
- [36] COLLETT T S, LEE M W, ZYRIANOVA M V et al. Gulf of Mexico Gas Hydrate Joint Industry Project Leg II logging-while-drilling data acquisition and analysis[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 34: 41-61.
- [37] BOSWELL R, COLLETT T S, FRYE M et al. Subsurface gas hydrates in the northern Gulf of Mexico[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 34: 4-30.
- [38] FLEMINGS P B, PHILLIPS S C, BOSWELL R et al. Pressure coring a Gulf of Mexico deep-water turbidite gas hydrate reservoir: initial results from The University of Texas—Gulf of Mexico 2-1 (UT-GOM2-1) Hydrate Pressure Coring Expedition[J]. *AAPG Bulletin*, 2020, 104: 1847-1876.

- [39] FANG Y, FLEMINGS P B, DAIGLE H et al. Petrophysical properties of the Green Canyon Block 955 hydrate reservoir inferred from reconstituted sediments; implications for hydrate formation and production[J]. *AAPG Bulletin*, 2020, 104: 1997-2028.
- [40] DAIGLE H, DUGAN B. Extending NMR data for permeability estimation in fine-grained sediments[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, 26: 1419-1427.
- [41] DUGAN B. Fluid flow in the Keathley Canyon 151 Mini-Basin, northern Gulf of Mexico[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2008, 25: 919-923.
- [42] 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.
- [43] YAMAMOTO K. Overview and introduction: Pressure core-sampling and analyses in the 2012–2013 MH21 offshore test of gas production from methane hydrates in the eastern Nankai Trough[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66(Part 2): 296-309.
- [44] 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.
- [45] DAI S, BOSWELL R, WAITE W F et al. What has been learned from pressure cores [C]. Proceedings of the 9th International Conference on Gas Hydrate, Denver, 2017.
- [46] UCHIDA T, TSUJI T. Petrophysical properties of natural gas hydrates-bearing sands and their sedimentology in the Nankai Trough[J]. *Resource Geology*, 2004, 54: 79-87.
- [47] COLLETT T S, BOSWELL R, Cochran J R et al. Geologic implications of gas hydrates in the offshore of India; Results of the National Gas Hydrate Program Expedition 01[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 58: 3-28.
- [48] COLLETT T S, BOSWELL R, WAITE W F et al. India National Gas Hydrate Program Expedition 02 Summary of Scientific Results: gas hydrate systems along the eastern continental margin of India[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 39-142.
- [49] KUMAR P, COLLETT T S, YADAV U S et al. Formation pressure and fluid flow measurements in marine gas hydrate reservoirs, NGHP-02 expedition, offshore India[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 609-618.
- [50] KANG D, LU J A, ZHANG Z et al. Fine-grained gas hydrate reservoir properties estimated from well logs and lab measurements at the Shenhu gas hydrate production test site, the northern slope of the South China sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 122: 104676.
- [51] 刘能强. 实用现代试井解释方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
- [52] 韩永新, 孙贺东, 邓兴梁, 等. 实用试井解释方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2016.
- [53] 冯永仁, 左有祥, 王健, 等. 地层测试技术及其应用的进展与挑战[J]. *测井技术*, 2019, 43(3): 217-227.
- [54] 高永德, 孙殿强, 杨冬, 等. 基于电缆地层测试资料储层有效渗透率计算方法研究[J]. *地质科技情报*, 2019, 38(2): 137-142.
- [55] CANTINI S, BAKDINI D, BERETTA E et al. Reservoir permeability from wireline formation testers[C]. SPE 164924 paper presented at the EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec, United Kingdom, 10-13 June 2013.
- [56] DUSSAN E B and SHARMA Y. Analysis of the pressure response of a single-probe formation tester[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1992, 7(2): 151-156.
- [57] STEWART G and WITTMANN M. Interpretation of the pressure response of the repeat formation tester[C]. SPE 8362 paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, United States, September 1979.
- [58] MORAN J H and FINKLEA E E. Theoretical analysis of pressure phenomena associated with the wireline formation tester[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1962, 14(8): 899-908.
- [59] KASAP E, Huang K, SHWE T et al. Formation-rate-analysis technique: combined drawdown and buildup analysis for wireline formation test data[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1999, 2(3): 271-280.
- [60] MANIVANNAN S. Measuring permeability vs depth in the unlined section of a wellbore using the descent of a fluid column made of two distinct fluids; inversion workflow, laboratory & in-situ tests[D]. NNT: 2018SACLX086, Université Paris Saclay, 2018.
- [61] KLEINBERG R L, KENYON W E, MITRA P P. Mechanism of NMR relaxation of fluids in rock[J]. *Journal of Magnetic Resonance*, 1994(Series A), 108: 206-214.
- [62] KORB J-P. Nuclear magnetic relaxation of liquids in porous media[J]. *New Journal of Physics*, 2011, 13: 035016.
- [63] 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: 2508.
- [64] 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: 2137.
- [65] SAUMYA S, NARASIMHAN B, SINGH J et al. Acquisition of Logging-While-Drilling (LWD) multipole acoustic log data during the India National Gas Hydrate Program (NGHP) Expedition 02[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 562-569.
- [66] LIU L, ZHANG Z, LIU C et al. Nuclear magnetic resonance transverse surface relaxivity in quartzitic sands containing gas hydrate[J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35: 6144-6152.
- [67] MOHNKE O, HUGHES B. Jointly deriving NMR surface relax-

- ivity and pore size distributions by NMR relaxation experiments on partially desaturated rocks[J]. *Water Resource Research*, 2014, 50: 5309-5321.
- [68] KENYON W E. Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement[J]. *Nuclear Geophysics*, 1992, 6: 153-171.
- [69] COATES G R, GALFORD J, MARDON D et al. A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance[J]. *The Log Analyst*, 1998: 39.
- [70] WEI D F, LIU X P, HU X X. Applicability of classical permeability estimation models based on nmr logging in tight sandstones[J]. *Advanced Materials Research*, 2013, 772: 814-818.
- [71] XIAO L, LIU X P, ZOU C C et al. Comparative study of models for predicting permeability from nuclear magnetic resonance (NMR) logs in two Chinese tight sandstone reservoirs[J]. *Acta Geophysica*, 2014, 62(1): 116-141.
- [72] HOU J, ZHAO E M, LIU Y G, et al. Pressure-transient behavior in class III hydrate reservoirs[J]. *Energy*, 2019, 170: 391-402.

Advances in field testing of the effective absolute permeability of gas hydrate reservoirs

LIU Lele^{1,2}, WAN Yizhao^{1,2*}, LI Chengfeng^{1,2*}, ZHANG Yongchao^{1,2}, LIU Changling^{1,2}, WU Nengyou^{1,2}

(1 Key Laboratory of Gas Hydrate of Ministry of Natural Resources, Qingdao Institute of Marine Geology, China Geological Survey, Qingdao 266237, China; 2 Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266237, China)

Abstract: Natural gas hydrates have been widely treated as a potential energy. The effective absolute permeability of gas hydrate reservoirs is a crucial parameter reflecting the productivity, and it needs to be tested in the field. Advances in field testing of the effective absolute permeability of gas hydrate reservoirs in the world were reviewed. In addition, field-testing methods including wireline formation test and nuclear magnetic resonance logging were introduced, and challenges in on-site testing were addressed. Finally, suggestions were given to develop new field testing methods for future studies.

Key words: natural gas hydrate; permeability; well testing; nuclear magnetic resonance; hydrate saturation