

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.180>



海洋深水钻井含可燃冰地层物性 响应大尺寸高仿真实验

周珂锐¹, 郑明明^{1,2*}, 王 凯¹, 李可赛¹, 王晓宇¹, 陈禹树¹, 刘天乐³, 吴祖锐¹

1. 成都理工大学地质灾害防治与地质环境保护国家重点实验室, 四川成都 610059

2. 中国科学院天然气水合物重点实验室(中国科学院广州能源研究所), 广东广州 510640

3. 中国地质大学岩土钻掘与防护教育部工程研究中心, 湖北武汉 430074

摘 要: 海洋深水钻遇可燃冰地层时, 伴随传质传热的钻井液侵入行为会对近井壁地层的力学稳定产生重要影响, 对地层物性的改变同时影响后续测井的质量和精度。因此, 以墨西哥湾水合物联合工业计划中的 Keathley Canyon 井 151-3 井段水合物储层作为研究对象, 首先利用压制胶结法制备了物性参数贴近实际的人造地层骨架, 然后通过实验研究了原位储层地质与钻井工艺条件下钻井液侵入过程中近井壁地层的物性响应规律, 分析了传质传热行为对地层温度、压力和电阻率的影响, 得出了温差和压差的影响机理, 建立了侵入深度与时间的函数关系。结果表明, 通过正交试验优选的人造储层骨架孔隙度和电阻率与原位地层十分接近, 分别相差 1.29% 和 4.0%。压力的影响范围远快于温度和电阻率, 而三者的影响范围都与时间呈现极强的数学关系。水合物的分解随着侵入深度的增加相继发生, 表现为电阻率的变化, 分解产生的游离气向地层深处运移, 易在温压变化范围之间区域重新形成水合物, 呈现出高饱和水合物带。在地层破裂压力范围内, 正压差对保持水合物相稳定起积极作用, 从而有利于近井壁地层的稳定, 而温差作用则恰为相反。现场钻井过程中, 可通过提高钻井液密度、盐度, 降低滤失量和添加抑制剂来减小对地层的影响。12 h 的电阻率变化深度约为 0.65 m, 因此, 电阻率测井作业中要获取未扰动水合物储层的电阻率数据, 应减少钻测井之间的时间间隔, 可采用随钻测井, 或可采用探测深度合适的测井方法, 如深侧向测井。

关键词: 深水钻井; 可燃冰; 大尺寸高仿真实验; 钻井液; 储层物性响应; 电阻率测井; 地质工程。

中图分类号: P56

文章编号: 1000-2383(2024)11-4098-14

收稿日期: 2022-05-10

Large Scale and High Simulation Experimental Study on Physical Property Response of Combustible Ice Formation in Offshore Deepwater Drilling

Zhou Kerui¹, Zheng Mingming^{1,2*}, Wang Kai¹, Li Kesai¹, Wang Xiaoyu¹, Chen Oushu¹, Liu Tianle³, Wu Zurui¹

1. State Key Laboratory of Geohazard Prevention and Geoenvironment Protection, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China

2. Key Laboratory of Gas Hydrate, Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences,

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(No. 41702389); 国家重点研发计划战略性国际科技创新合作重点专项项目(No. 2016YFE0204300); 中国科学院天然气水合物重点实验室(中国科学院广州能源研究所)开放基金项目(No. E129kf1701); 岩土钻掘与防护教育部工程研究中心开放基金重点项目(No. 201902)。

作者简介: 周珂锐 (1998—), 男, 硕士研究生, 从事非常规能源勘探与开发方面的研究。ORCID: 0000-0001-8083-1514. E-mail: kerui_zhou0319@163.com

* **通讯作者:** 郑明明, ORCID: 0000-0002-2312-9187. E-mail: mingming_zheng513@163.com

引用格式: 周珂锐, 郑明明, 王凯, 李可赛, 王晓宇, 陈禹树, 刘天乐, 吴祖锐, 2024. 海洋深水钻井含可燃冰地层物性响应大尺寸高仿真实验. 地球科学, 49(11): 4098-4111.

Citation: Zhou Kerui, Zheng Mingming, Wang Kai, Li Kesai, Wang Xiaoyu, Chen Oushu, Liu Tianle, Wu Zurui, 2024. Large Scale and High Simulation Experimental Study on Physical Property Response of Combustible Ice Formation in Offshore Deepwater Drilling. *Earth Science*, 49(11): 4098-4111.

Guangzhou 510640, China

3. Engineering Research Center of Rock-Soil Drilling & Excavation and Protection, Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

Abstract: When deep water drilling meets combustible ice formation, the invasion of drilling fluid accompanied by mass and heat transfer will have an important impact on the mechanical stability of the formation near the wellbore, changing the physical properties of the formation, and affecting the quality and accuracy of subsequent well logging. To address the problem, this paper takes the Gulf of Mexico Gas Hydrate Joint Industry Project (JIP) as the research object. Firstly, the artificial formation skeleton with physical parameters close to the actual is prepared by pressing cementation method. Then, the physical property response law of the formation near the wellbore during the invasion of drilling fluid under the conditions of in-situ reservoir geology and drilling technology is experimentally studied, and the effects of mass transfer and heat transfer behavior on formation temperature, pressure and resistivity are analyzed. The influence mechanism of temperature difference and pressure difference is obtained, and the functional relationship between invasion depth and time is established. The results show that the porosity and resistivity of the artificial reservoir skeleton optimized by orthogonal test are very close to those of the in-situ formation, with the difference of 1.29% and 4.0% respectively. The influence range of pressure is much faster than that of temperature and resistivity, and their influence range has a strong mathematical relationship with time. The decomposition of hydrate occurs successively with the increase of invasion depth, which is manifested in the change of resistivity. The free gas and water produced by decomposition migrate to the deeper, which is easy to reform hydrate in the area between the temperature and pressure variation range, showing a highly saturated hydrate zone. In the range of formation fracture pressure, the positive differential pressure plays a positive role in maintaining the stability of hydrate phase, which is conducive to the stability of near wellbore formation, while the effect of temperature difference is just the opposite. In the process of field drilling, the impact on the formation can be reduced by increasing the density and salinity of drilling fluid, reducing the filtration loss and adding inhibitors. The 12 hours resistivity variation depth is about 0.65 m. Therefore, in order to obtain the resistivity data of undisturbed hydrate reservoir during resistivity logging, the time interval between drilling and logging should be reduced. Logging while drilling or logging methods with appropriate detection depth, such as non-shallow lateral logging, can be used.

Key words: deep water drilling; combustible ice; large scale and high simulation experiment; drilling fluids; physical properties response of the formation; resistivity logging; geological engineering.

0 引言

天然气水合物(以下简称水合物)是由碳氢化合物和水分子在高压(≥ 3.8 MPa)和低温(≤ 26.85 °C)条件下结合形成的似冰状结晶化合物(Sloan, 2003; Malagar *et al.*, 2019),其广泛分布在海洋沉积物区和陆上永久冻土区(Chen *et al.*, 2021),储量十分丰富(Zhao *et al.*, 2021),仅海洋里的储量就比全球常规天然气储量大三个数量级(Liu *et al.*, 2019),对于缓解日益减少的油气资源的紧张局面具有重要意义,已被各国视为未来石油和天然气的可替代能源(Chong *et al.*, 2016)。

目前,美国、加拿大、英国、日本和中国都已在海洋水合物开采技术方面取得了巨大的进步和突破(Timothy *et al.*, 2014; Boswell *et al.*, 2017; Li *et al.*, 2018)。然而,对于水合物的商业化开采,仍有一些技术问题需要解决。首先,水合物开采会造成一些安全隐患和事故(Fang *et al.*,

2018),如甲烷泄漏、海底滑坡和地面塌陷(Sun *et al.*, 2019a, 2019b; 任金锋等, 2021; Song *et al.*, 2021)。这些问题都与井壁的力学稳定性密切相关。为了保证钻井过程中井壁的安全性和稳定性,通常使用微过平衡钻井方式,即保持钻孔中的压力略高于地层的孔隙压力(刘天乐等, 2015),同时,这种压差会造成钻井液侵入到储集层中。

与常规油气相比,钻井液侵入水合物储层除了传质和传热(Li *et al.*, 2021),其主要区别在于伴随有相变的发生(Zheng *et al.*, 2019),水合物在低温、高压条件下处于稳定状态,但在钻井过程中,若采用欠平衡式钻井方式,水合物将会因为减压而导致分解,并且当钻井液侵入水合物地层时,受钻井液温度的影响,也导致水合物分解(Ning *et al.*, 2013; Wang *et al.*, 2021a, 2021b),这也将导致力学性质、电学性质、热学性质和渗透性发生变化,从而影响水合物储层的力学稳定(Wang *et al.*, 2021a, 2021b)、测井方法的可靠性(Li *et al.*, 2019)以及产

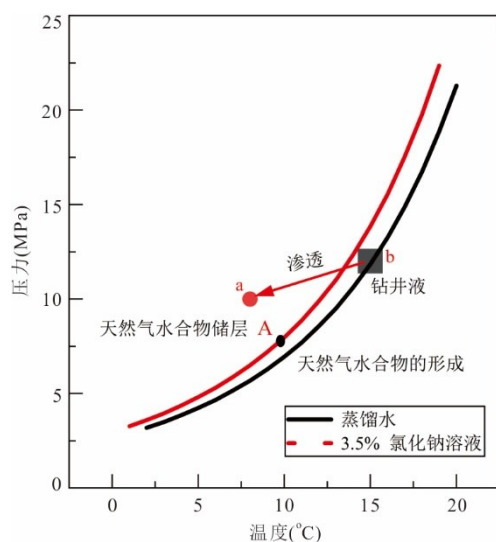


图1 甲烷水合物在蒸馏水和3.5%氯化钠溶液中的相平衡曲线

Fig. 1 Phase equilibrium curve of methane hydrate in distilled water and 3.5% NaCl solution

气速率和总量。此外,温度和压力的变化会影响水合物的稳定性(Yu *et al.*, 2017),孔隙水盐度的变化会改变水合物相平衡曲线(Sun *et al.*, 2018)(图1),以上说明钻井液侵入行为与储层物性之间有密切关系。因此,为了确保安全钻井、测井评价准确性以及甲烷气体产量,对钻井液侵入过程中水合物储层物性变化的研究必不可少。

目前钻井液侵入相关的室内试验和数值模拟研究已经有一定的报导。其中,大部分实验主要集中于热流注入下的产气规律研究。李淑霞等(2011)通过注热开采水合物实验,研究了注入热水温度、速度和时间对水合物分解的影响,得出了随着注热水温度变高,速度变快,则水合物分解速度加快,产气峰值增大,但能量效率变低。孙可明等(2018)通过热激法开采水合物实验和ABAQUS模拟软件,研究了水合物加热分解界面变化规律,得出了升高温度有利于加快水合物分解界面移动速率。刘丽国(2012)通过采用两段式注热开采水合物实验,研究了第1次和第2次注热对甲烷产量的影响,得出了第2次注热分解水合物的产气量低于第1次,且第2次注热分解水合物的产气量随着饱和度的增加而增加。郑明明等(2017)通过大规模钻井液侵入实验,研究了钻井液侵入水合物地层的动态过程及规律,得出了钻井液侵入过程中,压力的传递速度快于温度,且钻井液温度为导致水合物分解的主要原因。周欣等(2015)通过TOUGH+

HYDRATE数值模拟软件,研究了钻井液侵入含水合物地层时的流动规律及其对储层物性的影响,得出了钻井液的驱替速率与侵入压力呈正相关,且水合物极易受钻井液的温度和盐度的影响而分解。

针对水合物地层传质传热方面的研究已有一定的进展。而大多实验所用样品尺寸仍未涵盖钻井液侵入的有效影响范围(Waite *et al.*, 2008; Lee *et al.*, 2012),且部分所制备的人造沉积物物性参数和实验环境条件与原位条件差异较大,难以保证结果的准确性和对现场钻井的指导作用。因此,制备物性参数接近原位地层的大尺寸人造储层骨架,开展与原位地层温压环境条件接近的高仿真实验模拟研究具有重要的意义。

基于此,本文选取墨西哥湾天然气水合物地层为模拟对象(Ruppel *et al.*, 2008),制备物性参数(孔隙度和电阻率)与原位地层贴近的人造地层骨架,在原位温度、压力、电阻率和钻井工艺条件下,开展长度1.2 m的一维钻井液侵入模拟试验,旨在分析钻井液侵入对水合物储层主要物性(温度、压力和电阻率)的影响与机理,建立主要物性影响范围与侵入时间的定量函数关系。

1 实验方法

1.1 目标模拟地层的选取与钻井液侵入模型的建立

全球海洋区域进行的几次科学钻探中,墨西哥湾水合物联合工业计划(Gulf of Mexico Gas Hydrate Joint Industry Project, JIP)中部分井段水合物储层成藏条件好,测井质量高,取心量大,岩心数据丰富(Dai *et al.*, 2008; Cook *et al.*, 2014),便于人造模拟地层骨架制备工作的开展。联合工业计划是于2005年春季在墨西哥湾北部的Minibasin省启动的一个为期35 d的钻井项目,在Atwater Valley和Keathley Canyo区块(如图2所示)累计共获取了144 m的岩心,并进行了相关的物性测试。结果表明,该地区水合物储层厚度大且饱和度高,具有良好的天然气水合物勘探前景。因此,本文选取Keathley Canyon #151-3孔海底236 m深处的天然气水合物储层作为研究对象,制备物性参数贴近的人造水合物储层骨架并在原位条件下进行钻井液侵入模拟实验。

现场钻井作业中,测量纵波速度和电阻率是识别天然气水合物存在的最有效方法(王秀娟等,

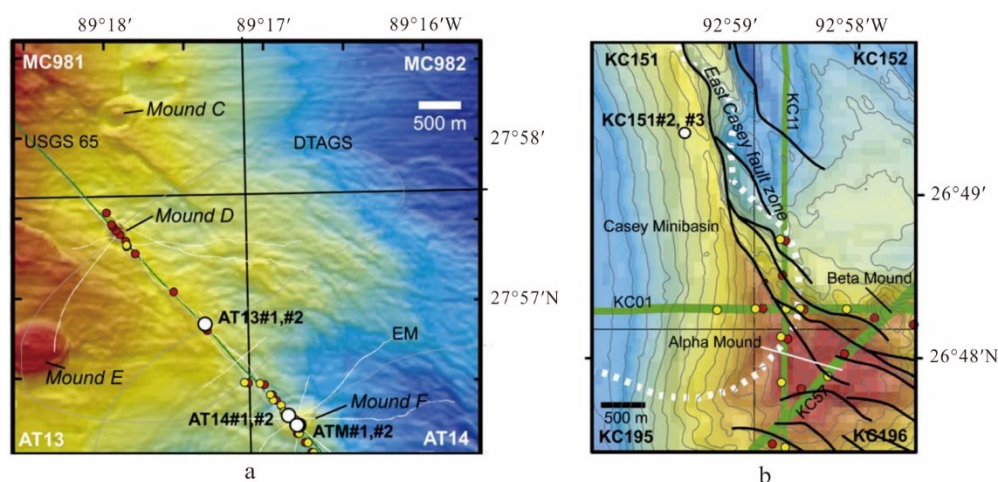


图2 墨西哥湾水合物联合工业计划(JIP)地理位置与钻孔分布(Ruppel *et al.*, 2008)

Fig. 2 JIP local features, site survey data, and drill site locations (Ruppel *et al.*, 2008)

2020),且电阻率的变化在富含砂和粘土的地层中更加敏感(Xiong *et al.*, 2020).而孔隙度是储层骨架的基本参数之一,所以在制备人造储层骨架时,选取孔隙度和电阻率为目标模拟参数.该地区沉积物主要由1.45%的砂、26.48%的淤泥和72.07%的黏土组成,且岩心(无水合物)的电阻率范围为 $0.5 \sim 1.6 \Omega \cdot \text{m}$,平均值为 $1.0 \Omega \cdot \text{m}$,而平均孔隙度值为31.0%(Winters *et al.*, 2008).

钻井过程中,在正压差的作用下,钻井液易侵入井眼周围的天然气水合物储层孔隙中,水平方向上侵入范围一般不大于0.6 m(张怀文等, 2018),且随着沉积物的孔隙特性和钻井工艺参数的变化而变化.由于孔隙的均匀性和相似性,垂直和水平方向的变化较为相似.为了充分考虑钻井液的侵入范围,制备了长度为1.2 m的人造岩心骨架,进行水平方向的一维试验模拟,如图3所示,在原位地层应力、温度、压力和电阻率等条件下进行水合物的合成与钻井液侵入实验,过程中实时测量温度、压力、电阻率、进出气液量等数据.

1.2 实验仪器和材料

高仿真物理模型的制备和侵入过程的实现是研究中最重要的一部分.所采用的实验装置主要包括人造岩心制备装置和天然气水合物开采及渗流模拟系统(如图4所示),人造岩心制备装置可用于制备直径为50 mm、长度不超过900 mm的人造岩心柱.

天然气水合物开采及渗流模拟系统由反应釜、压力系统、温度控制系统、钻井液循环系统、气水注入系统、数据测量及采集系统组成.

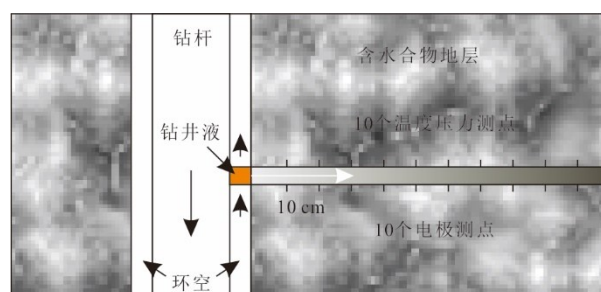


图3 钻井液侵入模型示意

Fig. 3 Schematic diagram of the simulation model of the drilling fluid penetration behavior

它可以实现多孔介质中天然气水合物的形成和分解,不同温度和压力差条件下钻井液侵入,以及高度还原原位地层温度、压力、电阻率等条件.可通过达西定量和波义尔定律测量骨架渗透率和孔隙度,实验过程中可实时测量和采集温度、压力、电阻率、进出气液量等数据.

反应腔由橡胶管组成,可容纳直径为50 mm、长度不超过1 200 mm的岩心柱.橡胶管上下冠处共设置有20个测点.紧贴岩心柱上表面的10个测点分别使用热电偶(精度为 0.1°C)和压力传感器(精度为0.1 MPa)测量温度和压力.下表面的10个测点由金属电极组成,结合数字电桥,可测量岩心的九段电阻值(精度为 0.01Ω).上下测点均垂直对齐,且第一个测点距岩心左端面15 cm,其余测点间距为10 cm.

实验材料主要包括:天然石英砂(取自厦门白城海滩)、天然钠基膨润土(调节亲水性、孔隙度和电阻率)、环氧树脂E-44(6101),以及聚酰胺树脂

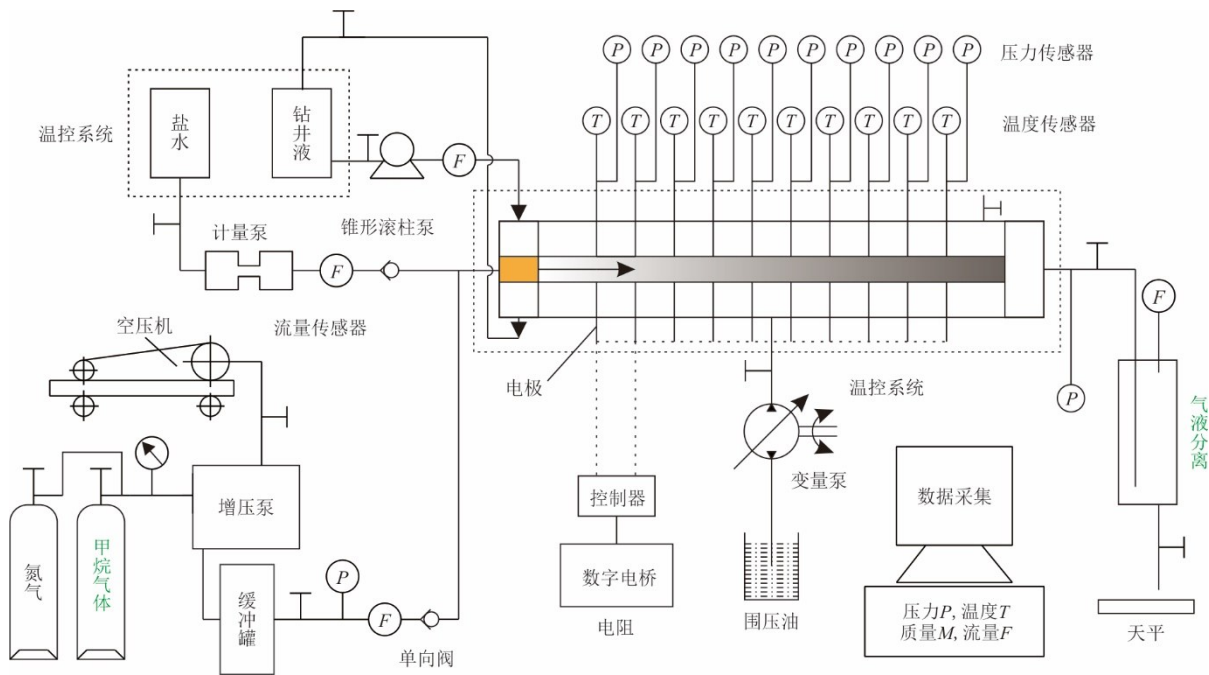


图 4 天然气水合物开采和流体运移模拟系统示意

Fig. 4 Schematic diagram of the gas hydrate mining and fluid migration simulation system

(分子量为 650)、甲烷气体(纯度为 99.99%)、氯化钠粉末、自制蒸馏水等。

1.3 人造岩心骨架的制备和物性测试

在制备人造岩心骨架时需注意以下 3 点：(1) 孔隙度和电阻率与原位地层相似；(2) 长度满足实验需求；(3) 保证长岩心轴向孔隙的均匀性 (Zheng *et al.*, 2019)。

实验制备人造岩心所用石英砂粒径如图 5 所示。膨润土和粘结剂的加量、压力和压制时间是影响孔隙度和电阻率的主要因素，使

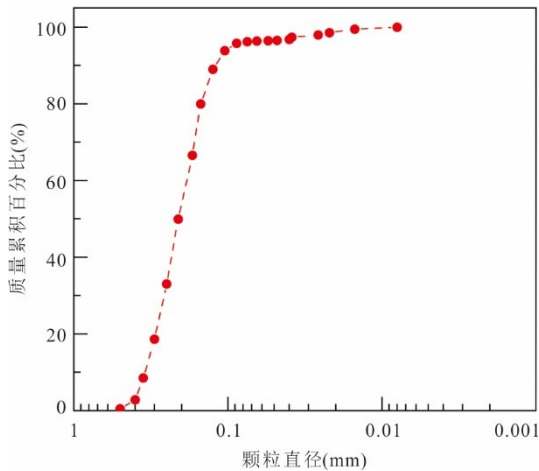


图 5 人造岩心骨架所用石英砂的粒径级配分布曲线

Fig. 5 Grain size gradation distribution curve of quartz sand used for artificial core skeleton

用先前研究 Zheng *et al.* (2019) 中的方法确定因素初值，设计正交试验 $L_9(3^4)$ ，并通过正交分析优选孔隙度和电阻率与原位地层骨架最为接近的人造岩心配方，具体过程如下：

岩心制备和物性测试都在 20 °C 的室温环境下进行：首先用蒸馏水清洗天然石英砂并在 40 °C 下干燥 12 h，并用不同粒度筛进行筛分。然后根据图 5 配制基砂，称出制备人造岩心柱所需的量并分成 3 份。将基砂与环氧树脂、聚酰胺树脂一起分批加入搅拌皿中，过程中确保树脂与搅拌皿内壁分离，匀速搅拌 5 min 后，缓慢加入膨润土，不断搅拌使树脂均匀地附着在石英颗粒表面，同时使膨润土附着在树脂膜上。为了确保树脂良好的流动性，加入前将其与基砂一起加热到 35 °C。将搅拌均匀的砂料填入长度为 900 mm、内径为 50 mm 的岩心管中(图 4)。然后沿管轴向在两端同时加压并保压所需时间。接着将压制好的人造岩心骨架从岩心管中取出，并转移至 30 °C 的养护箱中养护 72 h，以使树脂充分固化。在长岩心制备过程中，可采用多次分批装料和压制来提高孔隙的均匀性，并在压制过程中使接合面粗糙。岩心孔隙度以氮气为测试介质并根据波义耳定律计算得出 (Allshorn *et al.*, 2019)。电阻率在原位温度和盐度条件下通过数字电桥测试得出。

1.4 天然气水合物形成和钻井液侵入

根据现场地球物理测井和岩心分析等数据,可确定钻井工艺参数和储层主要物性参数,海水盐度约为 3.5%,水深约为 800 m,再结合目标水合物储层深度,可计算出孔隙压力为 10 MPa.井口钻井液密度为 1 250 kg/m³(含岩屑),井眼内目标层位钻井液压力为 12 MPa,温度为 15 ℃.实验过程中的温度、压力和钻井液配方均基于现场条件,海水选用 3.5% 氯化钠溶液模拟.钻井液侵入模拟前,人造岩心孔隙中水合物的形成必不可少,主要实验参数如表 1 所示.

首先安装人造岩心骨架.将塞子贴靠岩心端部拧紧以确保岩心间紧密接触.通过缓慢增加压力并保持围压 10.0 MPa(绝缘硅油)和孔隙压力 8.2 MPa(氮气)来检查围压室和橡胶管的密封.用稳定甲烷气流吹注孔隙水(3.5% 氯化钠溶液)以实现均匀分布.孔隙压力维持在 8.2 MPa 一定时间,以确保甲烷充分溶解于孔隙水中,缩短诱导时间.采用定容法生成水合物,降低温度到 2.0 ℃(低于相平衡温度)并保持恒定 10 h,当温度、压力和

电阻率基本不变时,说明水合物合成已经结束.

水合物形成后,注入甲烷气体使孔隙压力升至 10.0 MPa,并维持温度在 8 ℃,以模拟原位温压条件.接着通过高压泵在 12 MPa 的压力条件下循环钻井液,此时钻井液在 2.0 MPa 的压差条件下侵入地层孔隙.过程中,管道内的循环流量由现场环空内的流速决定和计算得出,约为 7.51×10⁻⁴ m³/s.整个侵入实验持续 12 h,实验参数详见表 1.

2 结果分析

2.1 人造岩心骨架配方优选

正交试验中,孔隙度和电阻率值由多次测试取平均值获得,电阻率是在孔隙水盐度为 50.5%,温度为 14.0 ℃的条件下测试得出.沉积物电导率与孔隙度和孔隙流体电导率密切相关(Wei *et al.*, 2015),且可被 Archie 公式(Archie, 1942)良好表征.Yun *et al.*(2007)对 KC #151 井的天然岩心进行了相关研究,而本研究中所得出的关系也是相似,例如使用 Yun *et al.*(2007)获得的函数模型 $\sigma_{\text{sed}}=A_{\varphi\sigma_{\text{pf}}}$ 对实测数据进行回归分析,结果显示相关性系数为 0.989 5 ($R^2=0.979\ 2$),如图 6 所示,表明电阻率(电导率的倒数)和孔隙度之间有很强的相关性,其变化趋势与天然沉积物相似,说明了人造岩心骨架和天然地层骨架的相似性.

正交试验 L₉(3⁴)中所制备的人造岩心骨架如图 7 所示,实验结果如表 2 所示.工艺参数及其各水平值对结果影响的权重分别由 R 值和 k 值表示.由此可知,在所选定的水平范围内,影响孔隙度和电阻

表 1 主要实验参数	
Table 1 Main experimental parameters	
实验参数	数值
人造岩心骨架制备	
直径(mm)	50.0
总长度(mm)	119.5
渗透性(mD)	420.0
孔隙度(%)	31.4
主孔隙直径(μm)	40~100
天然气水合物形成	
初始孔隙压力(MPa)	8.2
初始孔隙温度(℃)	16.2
孔隙水盐度(%)	3.5%
初始岩心骨架电阻率(Ω·m)	1.04
反应后岩心电阻率(Ω·m)	3.45
钻井液侵入	
初始孔隙压力(MPa)	10.0
初始孔隙温度(℃)	8.0
钻井液盐度(%)	3.5
钻井液初始温度(℃)	15.0
正温差(MPa)	7.0
钻井液初始压力(MPa)	12.0
正压差(MPa)	2.0
钻井液初始密度(g/cm ³)	1.03
钻井液表观粘度(mPa)	1.14

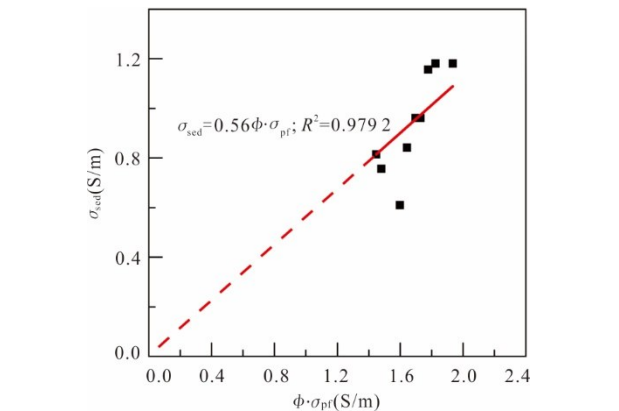


图 6 人造岩心骨架电导率 σ_{sed} 、孔隙度 φ 与孔隙流体导电性 σ_{pf} 的关系

Fig. 6 Relationship of the electrical conductivity σ_{sed} , porosity φ , and pore fluid conductivity σ_{pf} of the sediments

表 2 正交试验结果分析
Table 2 Analysis of orthogonal test results

序号	工艺参数			模拟参数		
	膨润土 A(%)	粘结剂 B(%)	压力 C(MPa)	时间 D(min)	孔隙度(%)	电阻率($\Omega\cdot\text{m}$)
1	7	0.5	5	10	35.56	0.85
2	7	1.5	10	15	31.43	1.04
3	7	2.5	15	20	26.60	1.23
4	10	0.5	10	20	33.54	0.85
5	10	1.5	15	10	29.38	1.64
6	10	2.5	5	15	31.81	1.04
7	13	0.5	15	15	27.23	1.32
8	13	1.5	5	20	32.71	0.86
9	13	2.5	10	10	30.22	1.19
孔隙度	k_1	31.20	32.11	33.36	31.72	
	k_2	31.58	31.17	31.73	30.16	
	k_3	30.05	29.54	27.74	30.95	
	R	1.52	2.57	5.62	1.56	
电阻率	k_1	1.04	1.01	0.92	1.22	
	k_2	1.18	1.18	1.02	1.13	
	k_3	1.13	1.15	1.40	0.98	
	R	0.14	0.18	0.48	0.24	

率因素的主次顺序分别为:压力>粘结剂>时间>膨润土、压力>时间>粘结剂>膨润土,表明压力对孔隙度和电阻率的影响最为显著,孔隙度和电阻率的范围分别为 26.60%~35.56% 和 0.85~1.64 $\Omega\cdot\text{m}$,而模拟值分别为 31.0% 和 1.0 $\Omega\cdot\text{m}$,孔隙度和电阻率都在相应的范围之内.因此,不能通过选择 k 的极值来确定最优水平,而是应该选择与模拟参数目标值接近的 k 值所对应的水平.从而,对于孔隙度, A1、B2、C2 和 D3 为较优水平,而对于电阻率,较优水平则为 A1、B1、C2 和 D3.对于两次优选的粘合剂水平,可以取平均值作为最优水平.综上,人造岩心骨架孔隙度和电阻率最优配方为 A1、(B1+B2)/2、C2 和 D3.据此对制备好的岩心骨架(如图 7b 所示)测试得出,其孔隙度为 31.40%,电阻率为 1.04 $\Omega\cdot\text{m}$,与天然目标地层骨架的差异分别为 1.29% 和 4.0%.

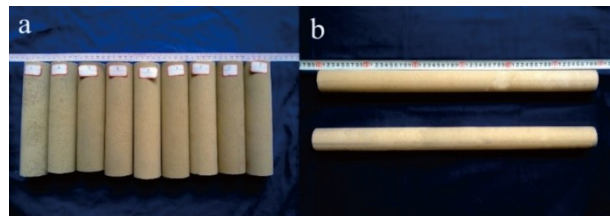


图 7 制备的人造岩心骨架
Fig. 7 Prepared artificial sediment columns
a. 正交试验; b. 最优配方长岩心

2.2 水合物形成过程中储层物质变化规律

钻井液侵入前,首先需要根据最优配方制备所需人造长岩心骨架,然后在孔隙中合成水合物,用以模拟原位含水合物地层,并分析水合物生成情况.过程中实时监测各测点温度、压力和电阻率变化情况.由于孔隙的均匀性和采用定容法生成,不同测点位置水合物生长情况相似.因此,选择测点 2 和 6 处的温度、压力,以及测点 2-3、测点 6-7 间含水合物岩心的电阻率进行进一步分析和解释,结果如图 8 所示.

水合物形成的整个过程主要可分为 5 个阶段,地层初始温度为 16.2 $^{\circ}\text{C}$,压力为 8.2 MPa,初始电阻率 R_{2-3} 和 R_{6-7} 分别为 1.0 $\Omega\cdot\text{m}$ 和 1.1 $\Omega\cdot\text{m}$.

OA 为冷却阶段.温度的下降使得压力和电阻率缓慢下降,此阶段尚未达到相平衡点,因此不会形成水合物.AD 为水合物形成阶段.根据图 1 中的相平衡曲线,当温度降低至 9.8 $^{\circ}\text{C}$,压力为 7.8 MPa 时(点 A),条件达到了 3.5% 氯化钠溶液中水合物的相平衡临界条件.水合物形成过程中,电阻率随着水合物饱和度的增加而增加.由于是放热反应,温度的下降速度较 OA 段略慢.同时,甲烷的消耗致使压降速率略有增加.在 AB 阶段,水合物的形成速率较低,从而压降速率较低;同时,孔隙中形成的水合物饱和度

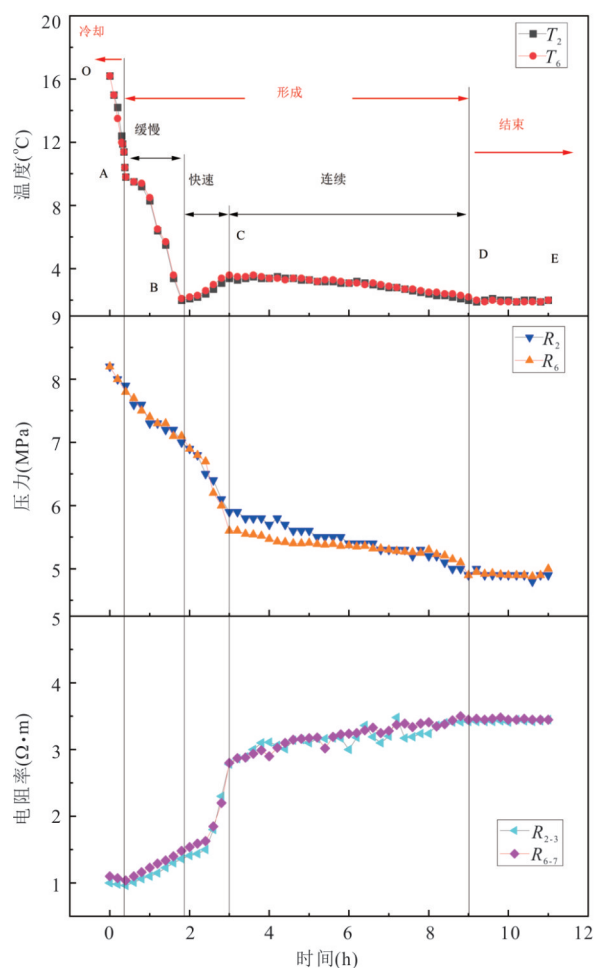


图8 水合物形成过程中地层主要物性参数变化情况

Fig. 8 Main physical parameter changes of the artificial sediments during gas hydrate formation

较低,孔隙连通性没有受到明显影响,孔隙水依然在导电中起主要作用,表现为电阻率的缓慢增长。

BC 为水合物快速形成阶段。B 点 (2.2°C , 6.9 MPa , $1.48\ \Omega\cdot\text{m}$) 是温度的转折点, B 点过后水合物快速形成, 释放大热量, 致使温度不降反升, 压降速率和电阻率都显著增加。从电阻率曲线变化来看, 水合物的生成速率明显较高, 并且水合物的形成对电阻率的影响远大于孔隙水盐度的增加。

CD 是水合物连续形成阶段。从 C 点开始, 水合物生成过程放热速率降低, 温度开始下降, 压降速率和电阻率增加速率明显降低。该阶段虽然持续时间较长, 约为 5.8 h , 但形成的水合物总量少于 BC 阶段, 从电阻率的变化和甲烷的消耗量可明显看出。测点 2 和 6 处压力和电阻率变化曲线略有差异的主要原因可归咎于生成的大量水合物充满部分孔喉通道, 形成

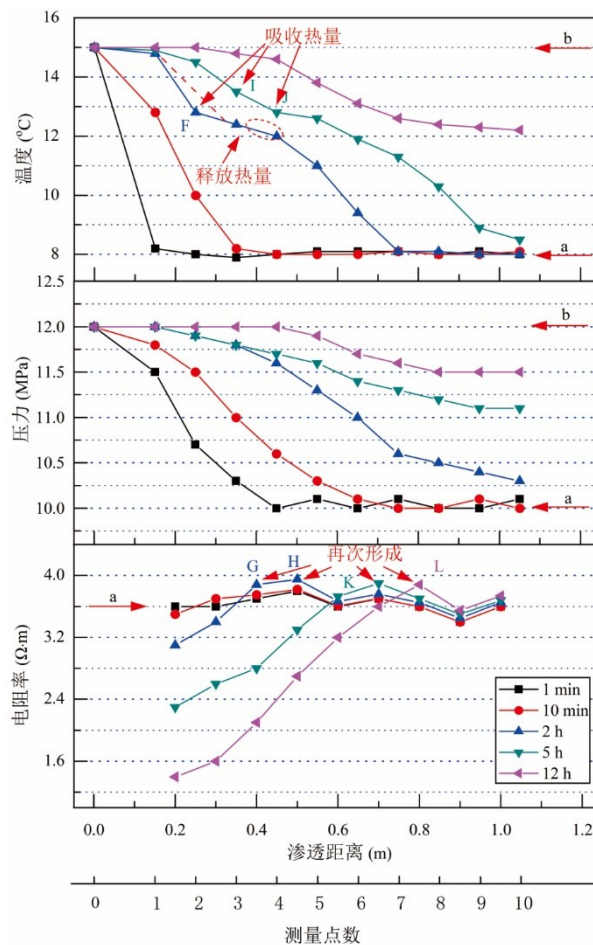


图9 钻井液侵入过程中近井壁地层温度、压力和电阻率变化

Fig. 9 Temperature, pressure, and resistivity changes of the artificial sediments during drilling fluid penetration

a. 水合物地层初始状态; b. 钻井液初始状态

局部密封区域, 随着气水的消耗而形成的压力波动和孔隙水导电所占不同比例的主导作用。

D 点 (2.1°C , 5.3 MPa , $3.44\ \Omega\cdot\text{m}$) 之后温度、压力和电阻率基本保持不变, 温度保持在约 2.0°C (与系统设定温度相近), 压力降至 5.0 MPa , 说明反应结束。由温压变化曲线可以看出水合物生成过程良好, 由电阻率可知, 各测点间水合物分布均匀, 满足后续侵入实验要求。

2.3 钻井液侵入过程中近井壁地层主要物性变化规律

水合物形成, 在原位地层温度和压力条件下进行钻井液侵入实验。实验参数和过程见第 2.4 节, 水合物地层 (a 点) 和钻井液 (b 点) 的初始温度和压力如图 1 所示。整个侵入过程持续了 12 h , 过程中实时采集了温度、压力和电阻率值。如图 9 所示, 显示了

侵入开始后 1 min、10 min、2 h、5 h 和 12 h 的数据。

由图 9 可知,钻井液的初始温度和压力分别比水合物地层高 7 °C 和 2.0 MPa,且在这一温差和压差条件下侵入近井壁地层孔隙,此时水合物仍处于稳定状态。

1 min 后,测点 3 处的孔隙压力达到 10.5 MPa,测点 4 处的孔隙压力保持不变,表明压力的影响尚未达到该点。测点 1 的温度升高至 8.2 °C,而测点 2 的温度没有变化,同样表明热量传递仅到点 1。可以看出,压力的传递速率比热量快得多。

根据温度和压力条件,近井壁地层中水合物已经开始分解,但分解前缘尚未到达测点 1。与此同时,测点 1 和 4 之间的孔隙压力增加,从而游离水和甲烷继续形成少量水合物,致使测点 1 和 4 间地层的电阻率 R_{1-2} ~ R_{3-4} 略有上升。

钻井液的侵入量随时间增加而不断增加。10 min 后,测点 3 和 6 的温度和压力已经发生变化,测点 3 的温度上升到 8.2 °C,测点 6 的孔隙压力略微上升到 10.1 MPa。根据相平衡条件和电阻率值,可以推断出测点 1 处的水合物开始分解,而测点 2 处的水合物保持稳定。 R_{1-2} 呈下降趋势,而 R_{2-3} ~ R_{5-6} 呈上升趋势,说明分解前缘尚未到达测点 2。

2 h 后,压力已经传递到测点 10 (8.0 °C, 10.3 MPa),10 个测量点的孔隙压力都已经发生了变化,而热量已经传递到测点 7 (8.0 °C, 10.6 MPa)。测点 2 处的温度不断升高,水合物已经开始分解,因此 R_{1-2} 和 R_{2-3} 的不断减少,但分解前缘尚未到达测点 3。值得注意的是,电阻率 R_{3-4} 和 R_{4-5} (点 G 和点 H) 明显增加,这主要是由于近处水合物分解所产生的游离气和水运移至此又重新形成水合物,从而产生一个高饱和度的二次水合物带所致,从而也导致温度略微上升(红色圆圈)。由于前端分解生成的甲烷和水的迁移,点 F 的温度有所下降。

5 h 后,热量传递到测点 10 (8.5 °C, 11.1 MPa),同时所有测点的孔隙压力不断增加,可以推测压力已经传递到 1.2 m 长的整个地层区域范围。由电阻率可知测点 4 和 5 之间的水合物分解, R_{1-2} ~ R_{4-5} 继续下降,而 R_{5-6} ~ R_{9-10} 由于压力上升而继续上升。在高饱和水合物分解的吸热方面,I、J 两点与 F 点相似。测点 K 处也形成了二次水合物,同时没有观察到明显的温度变化。

12 h 后,各测点的温度和孔隙压力均升高。分解前缘已经越过测点 6,深度在 0.65~

0.75 m, R_{5-6} 和 R_{6-7} 开始减小,而 R_{7-8} 和 R_{9-10} 增加,点 L 处同样有二次水合物的生成。

3 讨论

3.1 水合物饱和度的计算及其与电阻率的关系

含水合物地层电阻率与饱和度关系密切,可利用函数方程定量表征。实验过程中采用定容法形成均匀分布的水合物,从而可通过克拉珀龙方程计算饱和度值 S_h 。假设(1)水和水合物不可压缩,且(2)在标准温度和压力下,形成 1 体积的天然水合物需要 0.8 体积的水和 164 体积的甲烷气体。则饱和度值 S_h 可表示为:

$$S_h = \frac{V_{g0}}{n \cdot V_t} \times 100\%, \quad (1)$$

$$V_{g0} = \left(\frac{Z_2 P_1 T_2}{Z_1 P_2 T_1} - 1 \right) V_{g1} / \left(\frac{Z_2 P_0 T_2}{Z_0 P_2 T_0} - \frac{n-m}{n} \right), \quad (2)$$

式中: V_{g0} 表示在标况下形成水合物所消耗的甲烷体积; n 表示在标况下,生产 1 体积水合物所消耗的甲烷体积为 164; m 表示在标况下形成 1 体积水合物所消耗的水的体积为 0.8; V_t 表示孔隙体积; Z_0 , Z_1 , Z_2 表示不同工况下甲烷气体的压缩系数; T_0 , P_0 表示标准温度和压力 273.15 K 和 0.1 MPa; V_{g1} 表示在初始温度 T_1 、初始压力 P_1 条件下,孔隙中水合物形成前的甲烷体积。

实验所得的水合物饱和度和电阻率数据如图 10 所示,二者变化趋势大致相同,且皮尔逊相关系数 r 为 0.973 0,表明二者有极强的线性相关性。但实

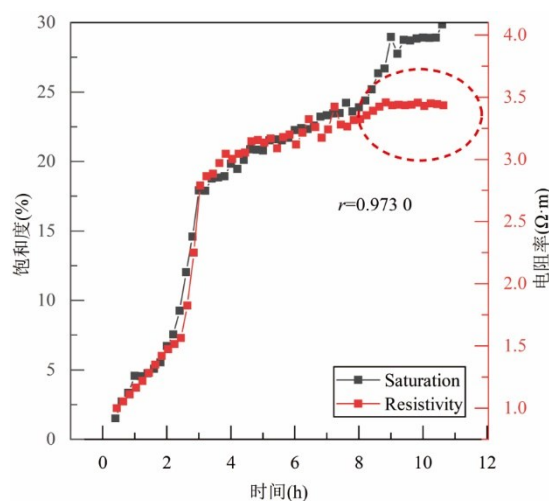


图 10 水合物饱和度与沉积物电阻率的关系

Fig. 10 Relationship between hydrate saturation and sediment resistivity

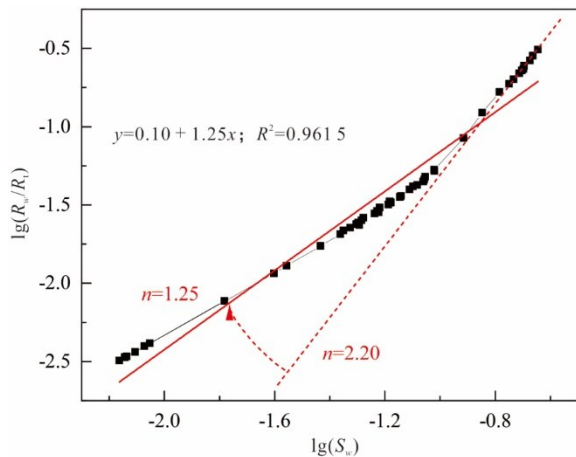


图 11 Archie公式实验数据表示

Fig. 11 Representation of experimental data in Archie formula

验开始 8 h 后出现了明显的差异,主要归因于水合物达到一定量后,孔喉通道被填充堵塞,孔隙流体的连通性已经被大大降低,当水合物饱和度继续增加时,其对孔隙流体连通性的影响程度大大降低,而孔隙流体连通性对其电导率起着主要作用。

方程(3)中的 Archie 公式是以饱和度指数 n 为关键变量且定量评价天然气水合物储层饱和度的主要方法。可以将其转换为公式(4),当以 n 表示斜率时,结果如图 11 所示。

$$S_w^n \phi^m R_t = ab R_w, \quad (3)$$

$$\log_{10} \frac{\phi^m}{ab} + n \log_{10} S_w = \log_{10} \frac{R_w}{R_t}, \quad (4)$$

式中: S_w 表示孔隙水饱和度; ϕ 表示孔隙度; R_t 表示水合物地层电阻率; R_w 表示孔隙水电阻率; a 表示渗透率测试值与理论值之比,通常为 0.6~1.5; b 表示岩性系数; m 表示地层胶结指数,通常为 1.5~3; n 表示饱和度指数,通常为 1.0~4.3。

水合物形成过程中,当孔隙水饱和度 S_w 逐渐降低时,饱和度指数 n 也(平均值为 1.25)逐渐降低。从实验数据中不难发现孔隙水饱和度的对数、电阻率和孔隙水之间有明显的线性关系,并且良好符合 Archie 公式,同时水合物饱和度对地层电阻率起重要作用,因此用电阻率反映分解和形成过程中水合物饱和度的变化是可行的。

3.2 钻井液侵入对水合物地层物性的影响机理

钻井液侵入水合物地层孔隙过程中,不仅导致温度和压力变化,还引起水合物分解、水和甲烷的产生和迁移以及孔隙水盐度的变化,从而电阻率也随之发生变化。随着游离甲

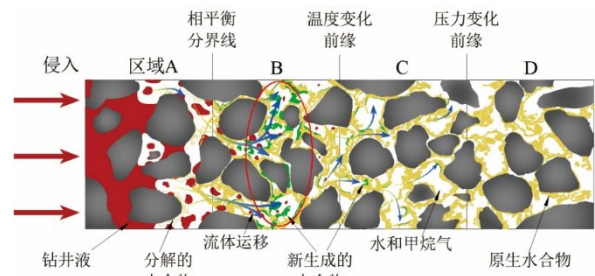


图 12 钻井液侵入影响机理

Fig. 12 Influence mechanism of the drilling fluid penetration

烷气和水迁移至地层更深处时,温压环境处于相稳定区,从而二次形成水合物,且形成距井眼周围一定半径的高饱和环状水合物区,减缓了侵入行为,同时也表现为电阻率的增加。

压力比温度的影响范围快得多。因此,压力变化前缘比温度的更深,而水合物分解前缘则处于最后。钻井液侵入过程中,近井壁含水合物地层通常可分为 4 个区域,各区域具有不同的温压条件和水合物含量。结合前人的研究,微观侵入过程可绘制为图 12。

如图 12 所示,区域 D 尚未受到钻井液侵入的影响,该区域的温度、压力和电阻率保持不变,原始水合物、甲烷和水也没有改变。区域 C 位于压力和温度前缘之间,受侵入的影响,此区域压力上升而温度尚未变化,导致原始孔隙水和甲烷继续形成水合物,所以电阻率略有增加。

在温度变化前缘和水合物相平衡分界线之间的区域 B,温度和孔隙压力都有所增加,但不会导致水合物分解。大量的甲烷和水随着少量的钻井液被驱替到此处,导致重新形成水合物,从而形成高饱和度水合物环状区域,并减缓了侵入行为的继续,如图 12 中红圈所示。如图 9 所示,温度、压力和电阻率都有所增加。相平衡分界线后的 A 区,随着大量钻井液的到来,温度和压力显著升高并越过相平衡点,水合物迅速分解,产生的水和甲烷在侵入压差下向地层深处运移。

钻井液侵入是一个复杂的过程,伴随着热量的传递、流体的运移和相态的不断变化,宏观物性也随之不断变化。钻井液与近井壁地层之间的温压差是导致孔隙内温压变化的主要原因,但温度升高是水合物分解的主要原因,而压力升高有利于维持稳定。因此,在现场钻井中,低温高密度钻井液有助于水合物的稳定。在钻井

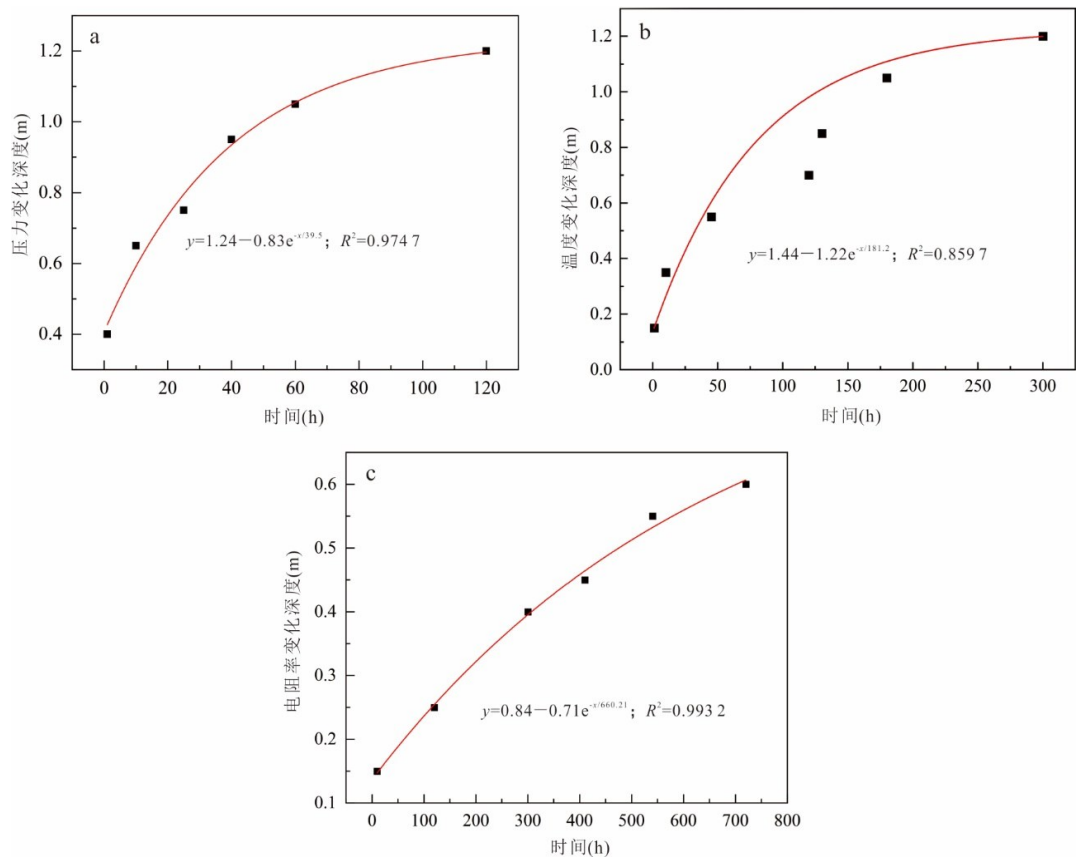


图 13 温度、压力和电阻率的可见变化与侵入时间的关系

Fig. 13 Relationships between visible changes of temperature, pressure, and resistivity with penetration time

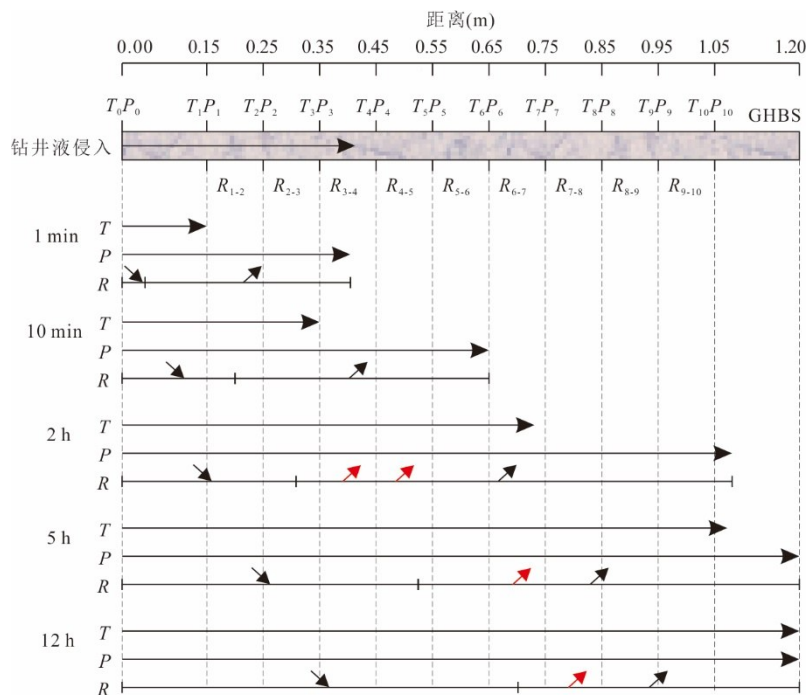


图 14 钻井液侵入过程中温度、压力和电阻率变化范围示意

Fig. 14 Schematic diagram of the temperature, pressure, and resistivity change range during drilling fluid penetration

字母 T 、 P 和 R 分别代表温度、压力和电阻率. 箭头表示传播方向、变化范围或变化趋势. 红色箭头显示观察到的水合物改造区域. 实线表示电阻率变化的范围. 然而, 测量点的大间距带来了精度问题

液密度尽量高的同时需要维持在“安全窗口”内,以防止压裂地层。另外,可通过降低钻井液体滤失量和添加抑制剂来减少水合物的分解。

3.3 侵入深度的变化及其与电阻率测井方法的关系

热量的传递主要有传导、对流和辐射 3 种方式,钻井液侵入过程中的热量传递主要包括对流和传导,是导致温度升高(温度前缘)的主要原因。侵入过程中孔隙中的物质运移是影响压力变化的主要原因,压力前缘是钻井液的最大影响范围,现场测井方法的选择应该参考测试所得出的物性变化范围,尤其是电阻率的变化。温度和压力前缘之间新形成的水合物量相对较少,电阻率变化不大,而电阻率变化较大区域的前缘略滞后于温度变化前缘。电阻率、温度和压力随侵入时间的变化范围如图 13 所示,相应的示意图如图 14 所示。

图 14 中的回归方程是在孔隙中流体(原位以及分解产生的甲烷气和水)运移的范畴内获得的,即地层没有出现裂缝(侵入压差小于地层的破裂压力)。由结果可知,压力、温度和电阻率的变化范围与侵入时间密切相关,相关系数 R 分别为 0.987 3、0.927 2 和 0.996 7 ($R^2=0.974 7$ 、0.859 7、0.993 2),同时与 Fang *et al.* (2018) 的理论推导侵入函数模型类似,从而所获得的函数在变化范围预测方面是准确的。值得注意的是,在 2 MPa 的压差和 7 °C 的温差下持续了 12 h 的侵入后,电阻率变化范围达到了 0.65 m。因此,现场电阻率测井中,为获得原位未扰动水合物储层的电阻率数据,必须减少钻井和测井之间的时间间隔,随钻测井是良好的备选方案,或可采用探测深度合适的测井方法,非浅层侧向测井的探测深度更为合适。与视电阻率测井相比,聚焦电阻率测井无疑是更好的选择。如同时为了获得原始和扰动的地层电阻率数据,可以采用深-浅聚焦的侧向测井。

4 结论

(1) 钻井液的侵入过程伴随着热量和物质的传递,压力的变化比温度快得多,使原位孔隙水和甲烷继续形成水合物,从而导致电阻率轻微增加。当温度升高使得温压条件越过相平衡临界状态后,孔隙中的水合物开始分解。过程中电阻率的变化主要受水合物饱和度(形成和分解)的影响。

(2) 在压差的驱替作用下,钻井液逐渐从

井壁沿孔隙通道运移到地层深处,水合物分解产生的水和甲烷也随原始的水和甲烷迁移,在温压前缘之间的区域(较高的孔隙压力和较低的温度)易重新形成水合物,从而在井眼周围形成环状高饱和水合物带,表现为高电阻率。

(3) 钻井液与地层之间的温差是水合物分解的主要因素,而压差则相反。在现场钻井中,低温高密度钻井液有助于保持水合物的稳定,从而降低水合物分解对地层力学强度的影响,但高密度钻井液所形成的压差应控制在地层“安全窗口”内,以避免压力过高压裂地层。

(4) 钻井液侵入深度与时间密切相关。侵入 12 h 后,水合物分解深度达到 0.65 m,为防止水合物地层的扰动而造成的测井失真,应选择测量深度范围较大的电阻率测井方法,且钻井与测井的间隔应尽可能缩短,如随钻测井。

References

- Allshorn, S. L., Dawe, R. A., Grattoni, C. A., 2019. Implication of Heterogeneities on Core Porosity Measurements. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174: 486—494. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.045>
- Archie, G.E., 1942. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Journal of Petroleum Technology*, 5: 1—8. <https://doi.org/10.2118/942054-G>
- Boswell, R., Schoderbek, D., Collett, T. S., et al., 2017. The Iñiik Sikumi Field Experiment, Alaska North Slope: Design, Operations, and Implications for CO₂-CH₄ Exchange in Gas Hydrate Reservoirs. *Energy & Fuels*, 31(1): 140—153. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01909>
- Chen, Z. R., Li, Y. H., Chen, C., et al., 2021. Aggregation Behavior of Asphalt on the Natural Gas Hydrate Surface with Different Surfactant Coverages. *The Journal of Physical Chemistry C*, 125(30): 16378—16390. <https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.1c01747>
- Chong, Z. R., Yang, S. H. B., Babu, P., et al., 2016. Review of Natural Gas Hydrates as an Energy Resource: Prospects and Challenges. *Applied Energy*, 162: 1633—1652. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.061>
- Cook, A. E., Goldberg, D. S., Malinverno, A., 2014. Natural Gas Hydrates Occupying Fractures: A Focus on Non-Vent Sites on the Indian Continental Margin and the Northern Gulf of Mexico. *Marine and Petroleum Geology*, 58: 278—291. <https://doi.org/10.1016/j.marpet->

- geo.2014.04.013
- Dai, J. C., Banik, N., Gillespie, D., et al., 2008. Exploration for Gas Hydrates in the Deepwater, Northern Gulf of Mexico: Part II. Model Validation by Drilling. *Marine and Petroleum Geology*, 25(9): 845–859. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.02.005>
- Fang, C. L., Zheng, M. M., Lu, H. Z., et al., 2018. A Simplified Method for Predicting the Penetration Distance of Cementing Slurry in Gas Hydrate Reservoirs around Wellbore. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 52: 348–355. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.01.042>
- Lee, M. W., Collett, T. S., Lewis, K. A., 2012. Anisotropic Models to Account for Large Borehole Washouts to Estimate Gas Hydrate Saturations in the Gulf of Mexico Gas Hydrate Joint Industry Project Leg II Alaminos Canyon 21 B Well. *Marine and Petroleum Geology*, 34(1): 85–95. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.06.010>
- Li, J. F., Ye, J. L., Qin, X. W., et al., 2018. The First Offshore Natural Gas Hydrate Production Test in South China Sea. *China Geology*, 1(1): 5–16. <https://doi.org/10.31035/cg2018003>
- Li, L. J., Luo, Y. J., Peng, J. M., et al., 2019. Theoretical Analysis of the Influence of Drilling Compaction on Compressional Wave Velocity in Hydrate-Bearing Sediments. *Energy Science & Engineering*, 7(2): 420–430. <https://doi.org/10.1002/ese3.284>
- Li, S. X., Li, S., Zheng, R. Y., et al., 2021. Strategies for Gas Production from Class 2 Hydrate Accumulations by Depressurization. *Fuel*, 286: 119380. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119380>
- Li, S. X., Wang, W., Chen, Y. M., et al., 2011. Experimental Study on Influence Factors of Hot-Brine Stimulation for Dissociation of Ngh in Porous Medium. *Marine Geology Frontiers*, 27(6): 49–54 (in Chinese with English abstract).
- Liu, L. G., 2012. Experiment Study of Different Saturated Methane Hydrates Exploitation. Dalian University of Technology, Dalian (in Chinese with English abstract).
- Liu, L. P., Sun, Z. L., Zhang, L., et al., 2019. Progress in Global Gas Hydrate Development and Production as a New Energy Resource. *Acta Geologica Sinica-English Edition*, 93(3): 731–755. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.13876>
- Liu, T. L., Li, L. X., Jiang, G. S., et al., 2015. A New Drilling Fluid for Drilling in Marine Gas Hydrate Bearing Sediments. *Earth Science*, 40(11): 1913–1921 (in Chinese with English abstract).
- Malagar, B. R. C., Lijith, K. P., Singh, D. N., 2019. Formation & Dissociation of Methane Gas Hydrates in Sediments: A Critical Review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 65: 168–184. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.03.005>
- Ning, F. L., Zhang, K. N., Wu, N. Y., et al., 2013. Invasion of Drilling Mud into Gas-Hydrate-Bearing Sediments. Part I: Effect of Drilling Mud Properties. *Geophysical Journal International*, 193(3): 1370–1384. <https://doi.org/10.1093/gji/ggt015>
- Ren, J. F., Sun, M., Han, B., 2021. A Giant Submarine Landslide and Its Triggering Mechanisms on the Nansha Trough Margin, South China Sea. *Earth Science*, 46(3): 1058–1071 (in Chinese with English abstract).
- Ruppel, C., Boswell, R., Jones, E., 2008. Scientific Results from Gulf of Mexico Gas Hydrates Joint Industry Project Leg 1 Drilling: Introduction and Overview. *Marine and Petroleum Geology*, 25(9): 819–829. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.02.007>
- Sloan, E. D., 2003. Clathrate Hydrate Measurements: Microscopic, Mesoscopic, and Macroscopic. *The Journal of Chemical Thermodynamics*, 35(1): 41–53. [https://doi.org/10.1016/S0021-9614\(02\)00302-6](https://doi.org/10.1016/S0021-9614(02)00302-6)
- Song, Y. C., Wang, S. J., Cheng, Z. C., et al., 2021. Dependence of the Hydrate-Based CO₂ Storage Process on the Hydrate Reservoir Environment in High-Efficiency Storage Methods. *Chemical Engineering Journal*, 415: 128937. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.128937>
- Sun, J. X., Ning, F. L., Lei, H. W., et al., 2018. Wellbore Stability Analysis during Drilling through Marine Gas Hydrate-Bearing Sediments in Shenhu Area: A Case Study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 170: 345–367. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.032>
- Sun, K. M., Wang, T. T., Zhai, C., et al., 2018. Heating Decomposition Interface of Natural Gas Hydrate with Different Saturations. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 25(5): 129–134 (in Chinese with English abstract).
- Sun, X., Luo, T. T., Wang, L., et al., 2019a. Numerical Simulation of Gas Recovery from a Low-Permeability Hydrate Reservoir by Depressurization. *Applied Energy*, 250: 7–18. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.05.035>
- Sun, X., Wang, L., Luo, H., et al., 2019b. Numerical Modeling for the Mechanical Behavior of Marine Gas Hydrate-Bearing Sediments during Hydrate Production by Depressurization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177: 971–982. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.012>
- Timothy, J., Kneafsey, George, J., 2014. Moridis X-Ray Computed Tomography Examination and Comparison of

- Gas Hydrate Dissociation in NGHP-01 Expedition (India) and Mount Elbert (Alaska) Sediment Cores: Experimental Observations and Numerical Modeling. *Marine and Petroleum Geology*, 58: 526—539. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.06.016>
- Waite, W. F., Kneafsey, T. J., Winters, W. J., et al., 2008. Physical Property Changes in Hydrate-Bearing Sediment Due to Depressurization and Subsequent Repressurization. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 113 (B7):1978—2012. <https://doi.org/10.1029/2007jb005351>
- Wang, L., Sun, X., Shen, S., et al., 2021a. Undrained Triaxial Tests on Water-Saturated Methane Hydrate-Bearing Clayey-Silty Sediments of the South China Sea. *Canadian Geotechnical Journal*, 58(3): 351—366. <https://doi.org/10.1139/cgj-2019-0711>
- Wang, Q. B., Wang, R., Sun, J. X., et al., 2021b. Effect of Drilling Fluid Invasion on Natural Gas Hydrate Near-Well Reservoirs Drilling in a Horizontal Well. *Energies*, 14(21): 7075. <https://doi.org/10.3390/en14217075>
- Wang, X.J., Jin, J.P., Guo, Y.Q., et al., 2020. The Characteristics of Gas Hydrate Accumulation and Quantitative Estimation in the North Slope of South China Sea. *Earth Science*, 46(3): 1038—1057 (in Chinese with English abstract).
- Wei, W., Cai, J. C., Hu, X. Y., et al., 2015. An Electrical Conductivity Model for Fractal Porous Media. *Geophysical Research Letters*, 42(12): 4833—4840. <https://doi.org/10.1002/2015gl064460>
- Winters, W. J., Dugan, B., Collett, T. S., 2008. Physical Properties of Sediments from Keathley Canyon and Atwater Valley, JIP Gulf of Mexico Gas Hydrate Drilling Program. *Marine and Petroleum Geology*, 25(9): 896—905. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.01.018>
- Xiong, P., Lu, H., Xie, X. N., et al., 2020. Geochemical Responses and Implications for Gas Hydrate Accumulation: Case Study from Site SHC in Shenhu Area within Northern South China Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 111: 650—661. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.06.032>
- Yu, M. H., Li, W. Z., Yang, M. J., et al., 2017. Numerical Studies of Methane Gas Production from Hydrate Decomposition by Depressurization in Porous Media. *Energy Procedia*, 105: 250—255. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.310>
- Yun, T. S., Santamarina, J. C., Ruppel, C., 2007. Mechanical Properties of Sand, Silt, and Clay Containing Tetrahydrofuran Hydrate. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 112(B4): 1978—2012. <https://doi.org/10.1029/2006jb004484>
- Zhang, H.W., Cheng, Y.F., Li, L.D., et al., 2018. Perturbation Simulation of Invasion of Drilling Fluid Containing Thermodynamic Hydrate Inhibitors into Natural Gas Hydrate Formation. *Science Technology and Engineering*, 18(6): 93—98 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, J. F., Liu, Y. Z., Yang, L., et al., 2021. Organics-Coated Nanoclays Further Promote Hydrate Formation Kinetics. 12(13): 3464—3467. <https://doi.org/10.1021/acs.jpcclett.1c00010>
- Zheng, M.M., Jiang, G.S., Liu, T.L., et al., 2017. Physical Properties Response of Hydrate Bearing Sediments near Wellbore during Drilling Fluid Invasion. *Earth Science*, 42(3): 453—461 (in Chinese with English abstract).
- Zheng, M. M., Liu, T. L., Gao, Z. Y., et al., 2019. Simulation of Natural Gas Hydrate Formation Skeleton with the Mathematical Model for the Calculation of Macro-Micro Parameters. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178: 429—438. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.051>
- Zhou, X., Ning, F.L., Sun, J.X., et al., 2015. Numerical Simulation on the Drilling Fluid Flowing in Gas Hydrate-Bearing Sediment at the Laboratory Scale. *Geological Science and Technology Information*, 34(5): 190—198 (in Chinese with English abstract).

中文参考文献

- 李淑霞, 王伟, 陈月明, 等, 2011. 多孔介质中天然气水合物注热开采影响因素实验研究. *海洋地质前沿*, 27(6): 49—54.
- 刘丽国, 2012. 不同饱和度水合物开采实验研究(硕士学位论文). 大连: 大连理工大学.
- 刘天乐, 李丽霞, 蒋国盛, 等, 2015. 一种海洋水合物地层钻井用新型钻井液. *地球科学*, 40(11): 1913—1921.
- 任金锋, 孙鸣, 韩冰, 等, 2021. 南海南沙海槽大型海底滑坡的发育特征及成因机制. *地球科学*, 46(3): 1058—1071.
- 孙可明, 王婷婷, 翟诚, 等, 2018. 不同饱和度天然气水合物加热分解界面变化规律. *特种油气藏*, 25(5): 129—134.
- 王秀娟, 勒佳澎, 郭依群, 等, 2020. 南海北部天然气水合物富集特征及定量评价. *地球科学*, 46(3): 1038—1057.
- 张怀文, 程远方, 李令东, 等, 2018. 含热力学抑制剂钻井液侵入天然气水合物地层扰动模拟. *科学技术与工程*, 18(6): 93—98.
- 郑明明, 蒋国盛, 刘天乐, 等, 2017. 钻井液侵入时水合物近井壁地层物性响应特征. *地球科学*, 42(3): 453—461.
- 周欣, 宁伏龙, 孙嘉鑫, 等, 2015. 实验尺度下钻井液在含水合物地层流动数值模拟. *地质科技情报*, 34(5): 190—198.