

doi:10.3799/dqkx.2017.035

钻井液侵入时水合物近井壁地层物性响应特征

郑明明^{1,2,3}, 蒋国盛³, 刘天乐³, 彭 力³, 宁伏龙^{3*}, 刘 力³, 陈中轩⁴, 王 震³

1. 中南大学有色金属成矿预测与地质环境监测教育部重点实验室, 湖南长沙 410083

2. 中南大学地球科学与信息物理学院, 湖南长沙 410083

3. 中国地质大学工程学院, 湖北武汉 430074

4. 国家海洋局第二海洋研究所, 浙江杭州 310012

摘要: 目前,国内外学者对钻井液侵入水合物地层的室内实验模拟研究停留在较小尺度上且可靠性难以验证,尚需利用与实际地层物性参数较为贴近的沉积物模型,开展大尺度的实验模拟,为改善水合物地层钻井过程中钻井液工艺和测井准确识别与评价水合物储层提供依据。根据墨西哥湾水合物地层主要物性参数指标压制了相应的人造岩心,进行了人造岩心钻井液侵入实验。结果表明:水合物在加热分解过程中,温度与压力呈上升趋势,而电阻率先升高后下降,水合物相平衡条件不仅与温压条件有关,还受孔隙水盐度不断变化的影响。钻井液侵入岩心过程中,压力的传递速率快于热量的传递,易使原始岩心孔隙中的水、气在压力升高而温度尚未改变的情况下生成二次水合物。钻井液温度是水合物分解的主要因素,而压差有利于提高孔隙水压力,保持水合物的稳定。高密度钻井液虽有利于形成高压差和抑制水合物在钻井液中形成,但也会导致钻井液低侵并使井周水合物更易分解。因此,在实际水合物地层钻井中,为了减少钻井安全事故,应在安全密度窗口范围内尽可能提高钻井液密度,选用温度较低的钻井液并加入一定量的动力学抑制剂或防漏失剂。电阻率测井应该选用随钻测井方式或者深侧向测井值,从而避免因水合物分解导致的测井失真。

关键词: 天然气水合物; 实验模拟; 近井壁地层; 侵入; 钻井安全; 电阻率; 工程地质。

中图分类号: P56

文章编号: 1000-2383(2017)03-0453-09

收稿日期: 2015-10-09

Physical Properties Response of Hydrate Bearing Sediments near Wellbore during Drilling Fluid Invasion

Zheng Mingming^{1,2,3}, Jiang Guosheng³, Liu Tianle³, Peng Li³, Ning Fulong^{3*}, Liu Li³, Chen Zhongxuan⁴, Wang Zhen³

1. Key Laboratory of Metallogenesis Prediction of Nonferrous Metals and Geological Environment Monitoring, Central South University, Ministry of Education, Changsha 410083, China

2. School of Geosciences and Info-Physics, Central South University, Changsha 410083, China

3. Faculty of Engineering, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

4. Second Institute of Oceanography, State Oceanic Administration, Hangzhou 310012, China

Abstract: At present, the laboratory experiment of drilling fluid invasion problem mostly focus on small-scale, carrying out large-scale experiment based on physical parameters more similar with actual sediment would provide guidance for drilling fluid formulation during actual drilling process in hydrate-bearing formation and accurate well logging identification and hydrate reservoir evaluation. This experiment were based on artificial cores which were made according to the physical properties of hydrate-bearing formation in the Gulf of Mexico. Results indicate that the temperature and pressure rise when hydrate is heated to decompose, while the resistivity firstly increases and then decrease, in which, hydrate equilibrium conditions are not only affected by temperature and pressure, but also by pore-water salinity. During drilling fluid invasion, the pressure spread rate is

基金项目: 国家自然科学基金项目(Nos.40974071, 51274177, 41502346); 湖北省自然科学基金重点项目(No.2012FFA047); 中国地质大学(武汉)中央高校基金项目(Nos.CUGL100410, CUGL20112, G1323511453); 中国地质大学(武汉)实验技术项目(No.CUGL140819); 中南大学有色金属成矿预测与地质环境监测教育部重点实验室开放基金资助项目(Nos.2016YSJS005, 2016YSJS011)。

作者简介: 郑明明(1988—),男,讲师,主要研究方向是天然气水合物勘探与开发。ORCID:0000-0002-2312-9187. E-mail: mingming_zheng513@163.com

* 通讯作者: 宁伏龙, ORCID:0000-0003-1236-586X. E-mail: nflzx@cug.edu.cn

引用格式: 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.

much faster than heat, hence it is probably that in-situ pore water and gas continue to form hydrate for pressure increase while temperature doesn't change. The high drilling fluid temperature is the main factor controlling hydrate decomposition, and pressure difference between drilling fluid and pore pressure can help improve the pore water pressure, which is beneficial to hydrate stability. Though high salinity drilling fluids are conducive to higher pressure difference and will inhibit hydrate formation in drilling fluid, it can also lead to gas hydrate dissociation. Therefore, in order to reduce the drilling risks in the hydrate-bearing formation, the density of drilling fluids should be increased during the safe density window range, but the density increase also increases the drilling fluid invasion. Therefore, a certain amount of kinetic inhibitors and fluid loss control agent leak loss control agents should be added in the low temperature drilling fluids. At the same time, the logging while drilling method or deep laterolog data should be chosen so as to avoid the distortion caused by drilling fluid invasion and hydrate decomposition.

Key words: natural gas hydrate; experimental simulation; formation near wellbore; invasion; drilling safety; resistivity; engineering geology.

0 引言

天然气水合物是由天然气和水在高压(通常 ≥ 3.8 MPa)低温(通常 ≤ 300 K)条件下形成的似冰状结晶化合物(Sloan, 2003),其广泛分布于海洋沉积地层与陆上冻土地层中(Makogon, 1966; Kvenvolden, 1993; Paull *et al.*, 1995),储量相当丰富,仅海洋中的储量就比世界常规天然气储量大三个数量级(Klauda and Sandler, 2005),对于缓解油气资源日益减少的紧张局面有重要意义,已被各国视为未来石油、天然气的可替代能源,极具战略开采价值。

目前,日本在海洋水合物试开采方面取得重大成功,开采技术处于世界领先地位(梁慧,2014),然而如何将水合物进行商业化开采仍面临诸多技术问题,其中开采技术不过关与开发带来的安全隐患大是困扰水合物开采的两个重要问题(宁伏龙等,2013),比如开采中井壁失稳,甲烷外泄,海底滑坡,地面坍塌以及甲烷对大气环境的影响(宁伏龙等,2013;陈芳等,2014).而这些问题都与安全钻井密切相关,为实现钻井过程中井壁的安全稳定,水合物地层一般采用微过平衡钻井方式(Winters *et al.*, 2007; Yun *et al.*, 2007; 宁伏龙等, 2008),即维持孔内压力稍大于地层孔隙压力(刘天乐等,2015),防止水合物的减压分解与甲烷溢出造成的井壁垮塌.与此同时,微过平衡钻井会造成一定压差下钻井液向地层的驱替,即钻井液侵入问题.侵入过程中除了有物质传递外,还伴随有温度、压力与孔隙水盐度的变化,盐度的变化会造成水合物相平衡曲线的偏移(Sloan and Koh, 2007)(图 1),而温压条件的改变将造成水合物的分解,因此与常规油气地层相比,水合物地层钻井液侵入过程更加复杂(涂运中,2010).

伴随有相变的发生是钻井液侵入水合物地层与侵入常规油气地层的主要区别,这将影响地层的力学性

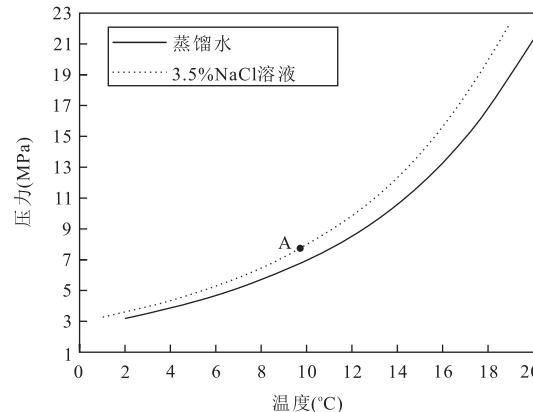


图 1 蒸馏水与 3.5% NaCl 溶液中甲烷水合物相平衡曲线
Fig.1 Methane hydrate equilibrium curve in distilled water and 3.5% NaCl solution

质、电学性质、热力学性质及渗透性,从而影响钻井过程中地层力学稳定、电阻率测井可靠性及后续注热开采的热量传递与产气速率等.因此研究水合物地层钻井中钻井液的侵入及近井壁地层响应过程对安全钻井、测井评价、储层保护及气体生产都具有重要的意义.

目前,国内外学者对钻井液侵入问题已有一定程度的研究,但大部分研究都停留在数值模拟方面(Konno *et al.*, 2008; 曹函, 2011; Ning *et al.*, 2013; 宁伏龙等, 2013),而用室内实验进行模拟的研究相对较少(Waite, 2008; Lee, 2009, 2012),且一般停留在厘米与分米级别的较小尺度上,而实验使用的沉积物模型的物性参数与实际地层骨架差异较大,难以通过二者对比来验证结果的可靠性.因此尚需利用物性参数与实际地层较为贴近的沉积物模型,开展大尺度的钻井液侵入水合物地层的室内实验模拟研究,进一步准确描述钻井液侵入水合物地层过程中近井壁地层的物性响应特征.因此,本文参考墨西哥湾水合物联合工业计划(Ruppel *et al.*, 2008; Collett *et al.*, 2012),以墨西哥湾水合物地层为模拟

对象,进行了人造岩心骨架制作,岩心孔隙中水合物的形成与分解及钻井液侵入等模拟实验,实验结果可为实际水合物地层钻井过程中钻井液工艺与钻测井方法的优选及测井校正提供指导。

1 实验设计与实施

1.1 实验装置与材料

装置主要包括“FDR-3 人造岩心制备装置”(海安发达石油仪器科技有限公司)与“水合物地层渗流与开采综合模拟系统”(江苏华安科研仪器有限公司)。

FDR-3 人造岩心制备装置可用于制备直径 50 mm,长度约 600 mm 的人造砂岩岩心。水合物地层渗流与开采综合模拟系统主要由反应腔体及控温系统、钻井液井眼循环系统、地层水注入系统、天然气注入系统、环压系统,回压及出口计量系统、地层温度、压力和电阻率测量及数据采集系统等组成(图 2),可以实现模拟海洋地层一定深度、温度和孔隙压力条件下,多孔介质中水合物的形成与注热、降压分解,并可实现一定压差下钻井液的驱替侵入实验。其中,反应釜腔由橡胶管构成,可以装入最大岩心长度为 120 cm,且上下各有 10 个测点,上面 10 个温度、

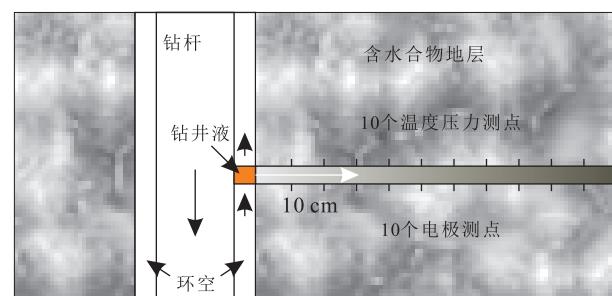


图 3 钻井液侵入水合物地层示意

Fig.3 Schematic diagram of drilling fluid invade into hydrate formation

压力测点紧贴岩心上表面,由热电偶组成,压力由管线引出到压力传感器进行测量,每个测点可同时测量温度和压力值,温度、压力精度分别为 0.1 ℃ 和 0.01 MPa。橡胶管下部 10 个测点由金属电极组成,紧贴岩心下表面,可以测量 9 段岩心电阻值,精度为 0.1 Ω。上下测点依次在同一垂线上,第一测点距岩心端面 15 cm,测点间距为 10 cm(图 3)。反应釜进出口处气体的实时流速与累积流量通过气体质量流量计测量。

实验材料主要包括:天然石英砂(上海宏派金属材料有限公司),钠基膨润土(武汉地网非开挖科技

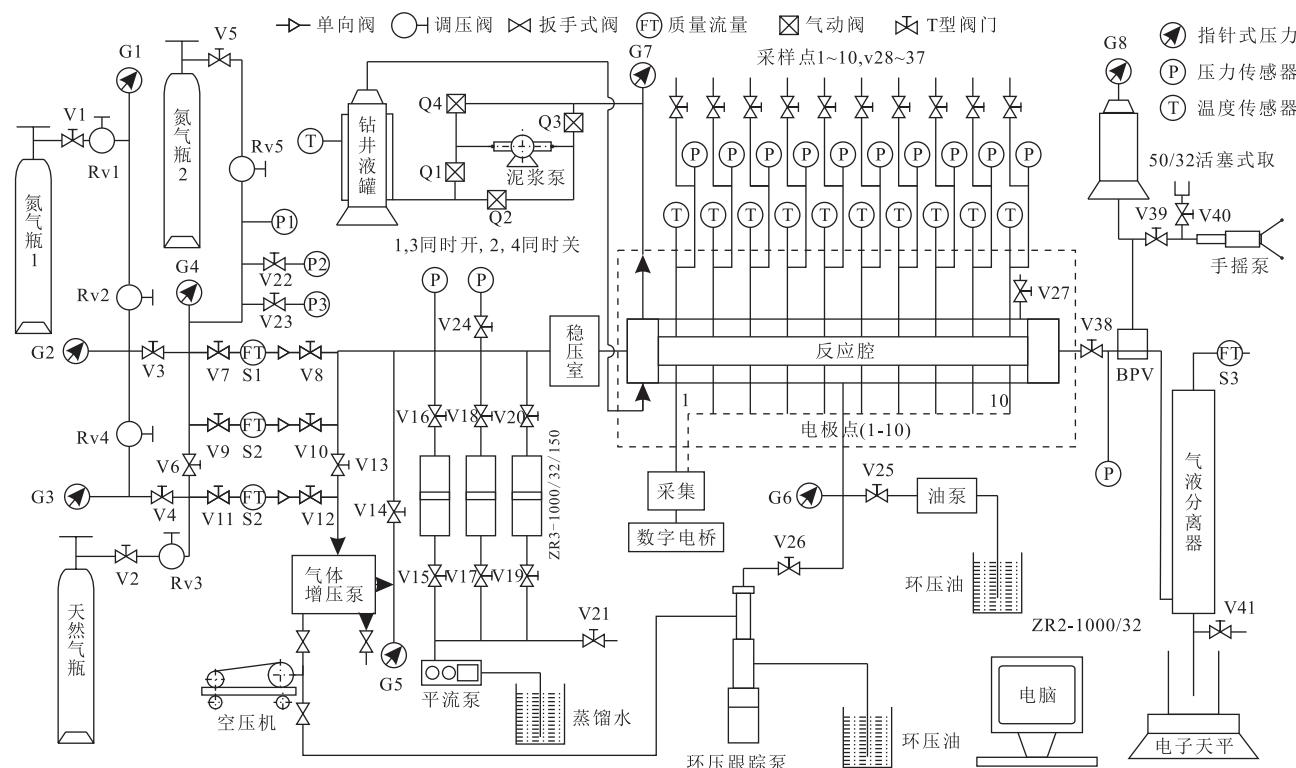


图 2 水合物地层渗流与开采综合模拟系统示意

Fig.2 Sketch of hydrate formation seepage and mining simulation system

表 1 主要实验参数

Table 1 Main experimental parameters

人造岩心物性参数		水合物形成与分解实验		钻井液侵入实验	
直径(mm)	50.0	初始气体压力(MPa)	8.2	初始温度(℃)	8.0
总长度(mm)	119.5	初始温度(℃)	16.2	初始孔隙压力(MPa)	10.0
渗透率(mD)	420.0	初始孔隙水盐度(%)	3.5	水合物饱和度(%)	27.15
孔隙度(%)	31.0	初始电阻率($\Omega \cdot m$)	1.1	钻井液初始温度(℃)	15.0
主孔径范围(μm)	40~100	反应后电阻率($\Omega \cdot m$)	3.45	钻井液盐度(%)	3.5
				驱替压力(MPa)	12.0

有限公司),粘结剂包括环氧树脂 E-44(6101)(湖南长沙市芙蓉区同声胶粘剂厂)和聚酰胺树脂(低分子 650)(湖南长沙市芙蓉区同声胶粘剂厂),99.99%甲烷气体(武汉纽瑞德特种气体有限公司),KF96A-6CS 硅油(日本信越化学工业集团),NaCl(天津市大茂化学试剂厂)以及自制蒸馏水。

1.2 实验步骤

实验主要分为人造岩心制作,水合物加热分解与钻井液侵入实验 3 个部分。首先根据前期研发的人造岩心制作方法与物性参数模拟思路(郑明等,2014;Zheng *et al.*, 2014),压制物性参数贴近墨西哥湾原位水合物地层(Yun *et al.*, 2006),且孔隙分布均匀的人造岩心然后将人造岩心用于水合物地层渗流与开采综合模拟装置中,作为水合物形成的孔隙介质,以便于形成与测井资料饱和度值接近的孔隙填充型水合物,接着进行后续的模拟实验。

水合物形成与分解实验:清洗反应釜内腔后填入人造岩心,上紧两端堵头抵住岩心使两根岩心之间紧密接触,同时缓慢升高围压与反应釜内氮气压力至围压 10.0 MPa,氮气压力 8.0 MPa,定容法检查装置的气密性,接着泵入一定量 3.5% NaCl 溶液与 8.2 MPa 甲烷气体,定压 10 h 使甲烷充分溶解于水中,补充少量甲烷气体以弥补气体溶解造成的影响,此时压力为 8.2 MPa,温度为 16.2 ℃。然后设定最低温度为 2.0 ℃,进行降温生成水合物。当反应釜内压力基本保持恒定时认为水合物生成结束。保持温度恒定 2 h 后升高温度进行加热分解,当系统压力升高至一定值并基本保持稳定时认为水合物分解结束。

钻井液侵入实验:根据墨西哥湾联合工业计划第一航次已有地球物理和钻探取心资料,海水深度为 800 m,水合物层距海底 176 m,钻井液温度约为 15 ℃(Kvenvolden, 1993; Collett *et al.*, 2012),海水盐度约为 3.5%,根据计算得该处压力约为 10 MPa,成孔后用加重钻井液替换,在现场测量值范围内取密度为 1.250 kg/m³,计算出侵入处井内压力约为 12 MPa(宁

伏龙等,2013)。前期准备工作与水合物形成实验方法相同。当水合物生成反应结束后,向岩心孔隙中补充注入甲烷气体至反应釜内压力为 10.0 MPa,注气的同时升高系统温度至 8.0 ℃。然后用 15.0 ℃、3.5% 的 NaCl 溶液模拟海洋钻井中常用的水基钻井液,用压力为 12.0 MPa 的氮气驱替钻井液,使其在 2.0 MPa 压差下驱替进入含有水合物的岩心孔隙中。侵入时间持续 12 h,过程中记录温度、压力、电阻、气体流量等参数,具体实验参数见表 1。

2 实验结果分析

2.1 水合物形成与分解过程中岩心物性参数变化

为了揭示大尺度水合物形成与分解实验过程中温度、压力及电阻率的变化规律,为后续的侵入实验做为依照和参考,同时验证实验方法与自主研发的实验系统的可靠性,笔者还进行了定容法水合物形成与加热分解实验。

实验采用定容法在均匀的岩心孔隙中合成水合物并进行加热分解,从而形成的水合物分布模式主要为孔隙填充型,水合物饱和度值计算采用李淑霞(2006)的方法。

岩心中各处水合物的形成与分解情况类似,文中只选择测点 2 与测点 6 处的温度压力值与测点 2~3、6~7 之间的电阻率值进行分析解释,温度、压力与电阻率变化情况如图 4 所示。

反应釜腔内初始温度为 16.2 ℃,压力为 8.2 MPa,岩心因含有孔隙盐水和部分溶解的甲烷气体,初始电阻率分别为 1.0 $\Omega \cdot m$ 和 1.2 $\Omega \cdot m$,与天然海洋水合物沉积地层的电阻率值基本相同(Yun *et al.*, 2006; Lee *et al.*, 2012)。整个过程可分为 7 个阶段,各阶段分界点参数值见表 2。A 点以前为系统降温过程,受温度降低的影响,压力缓慢减小,同时电阻率因温度的降低有所减小,过程中没有水合物形成。

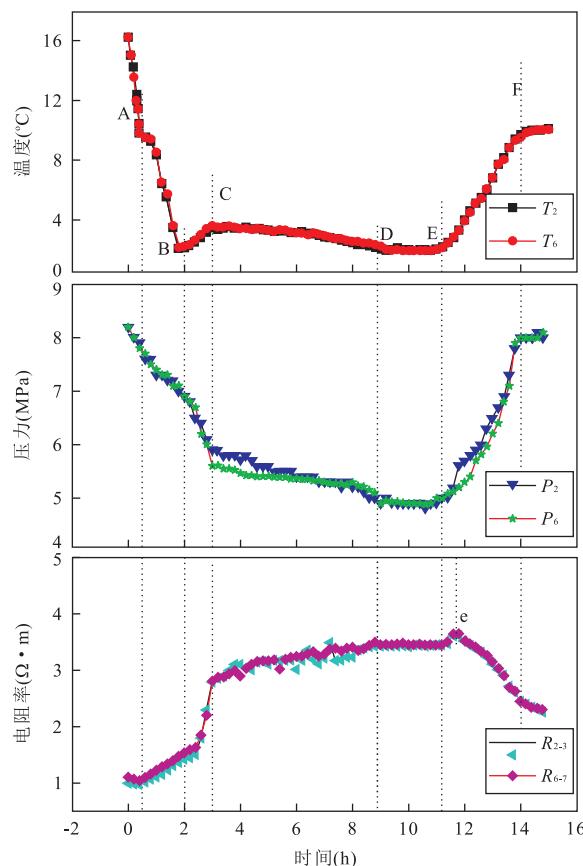


图4 水合物形成与分解过程中温度、压力及电阻率变化曲线

Fig.4 Temperature, pressure and resistivity curve in hydrate formation and decomposition process

A~B段为水合物开始生成阶段,温度降低至拐点A点(9.8 °C, 7.9 MPa, 1.1 Ω · m)时,根据图1中3.5% NaCl溶液甲烷水合物相平衡曲线可知此时刚达到水合物生成条件。由于水合物的放热反应AC段温度曲线下降速率较先前变缓,压力的下降速率与先前略有增加,同时电阻率也呈不断升高趋势,但速率没有明显变化,可以推断此时水合物饱和

度较小,孔隙水依然相互连通,起主要的导电作用。因实验前对环压油,孔隙水及反应釜做了冷却处理,故实验中反应釜腔内温度从16.2 °C降至2.0 °C时只用了1.8 h,速度较快。

B~C段为水合物剧烈生成阶段,C点(3.5 °C, 5.8 MPa, 2.79 Ω · m)处于温度曲线的波谷,对应的温度与电阻率曲线也出现拐点,此过程中温度与电阻率迅速升高,而压力快速降低,可知此时水合物快速大量生成,因反应放出的热量多于系统降温而导致温度升高,同时反应消耗了气体致压力降低,生成水合物的同时孔隙盐度增大。图4中电阻率值迅速升高,可知此时水合物对电阻率的影响占主导地位。

C~D段为水合物持续缓慢生成阶段,生成速率较B~C段慢,温度、压力及电阻率变化速率有所下降,表现为温度和压力缓慢下降,同时电阻率缓慢升高,曲线斜率比先前有所减小。但反应时间较长,生成水合物的量也较多。

D~E段水合物生成基本结束,当温度与压力分别降低至D点(2.1 °C, 5.3 MPa, 3.44 Ω · m)后,岩心孔隙温度保持系统设定温度2.0 °C,而压力在降低至5.0 MPa后保持不变,可知水合物反应结束,系统停止降温保持2 h内温度、压力与电阻率基本保持不变。因水合物的大量生成,孔隙水盐度进一步升高,根据反算可以得知此时孔隙水盐度约为10.0%。

E~F段水合物加热分解过程中,从E点(2.2 °C, 5.0 MPa, 3.45 Ω · m)开始,因温度的升高水合物逐渐开始分解,因热量的传递相对较慢,前部分温压上升较慢,水合物分解较为缓慢,接着因水合物大量分解,温度和压力快速升高。过程中电阻率先呈上升趋势,并在e点(3.65 Ω · m)达到峰值。笔者分析其原因主要是水合物分解过程中产生的水对孔隙盐度的稀释及分解产生的气体在运移的过程中并未迅速运移到孔隙空间,大部分停留在孔径较小喉

表2 水合物形成与分解各阶段分界点温度、压力与电阻率值

Table 2 Temperature, pressure and resistivity values of demarcation points in hydrate formation and decomposition process

点	温度(°C)		压力(MPa)		电阻率(Ω · m)		时间(h)
	测点2	测点6	测点2	测点6	测点2~3	测点6~7	
初始	16.2	16.2	8.2	8.2	1.00	1.10	0.0
A	9.8	9.8	7.9	7.8	0.96	1.04	0.4
B	2.1	2.3	6.9	6.9	1.41	1.54	2.0
C	3.4	3.6	5.9	5.6	2.78	2.80	3.0
D	2.2	2.0	5.2	5.3	3.38	3.50	8.8
E	2.2	2.1	5.0	5.0	3.40	3.50	11.2
e	3.1	3.0	5.4	5.2	3.60	3.65	11.7
F	9.7	9.5	8.0	8.0	2.45	2.45	14.0

道处,阻碍了孔隙水的连通导电,这一作用对电阻率的影响占主导作用;反应产生的水也稀释了孔隙水盐度,而水合物的电阻率对整体电阻率的影响没有立即表现出来,从而电阻率先呈升高趋势;峰值后随着水合物不断分解及气体逐渐从孔径较小的喉道处向孔隙空间运移,孔隙水逐渐连通起导电作用,电阻率迅速下降。

F 点(9.6°C , 8.0 MPa , $2.45\text{ }\Omega \cdot \text{m}$)与 A 点温度压力基本相同,电阻率因喉道处少量气体聚集阻碍孔隙水导电较 A 点高。此阶段水合物已经分解完全,F 点后系统停止加热,岩心温度在室温下自然缓慢上升,压力基本不变。甲烷气体不断从较小喉道运移减小了对孔隙水连通的阻碍,电阻率逐渐降低,速率较小,直到最后至初始水平。

水合物形成与分解过程中,测点 2 和 6 的温度压力曲线部分位置有所不同,主要原因是孔隙水及甲烷气的不均匀分布和水及气体的运移造成的。水合物的形成过程中,不能单纯靠温度压力代入相平衡曲线来判断水合物相平衡情况,因孔隙水盐度在反应过程中不断变化,造成相平衡曲线的左移程度也不断变化。随着水合物的形成,参与反应的水的量增加,从而孔隙水盐度也逐渐升高,而此时水合物对电阻率的影响占主导地位,整体电阻率值呈上升趋势。水合物分解过程中,开始阶段电阻率呈上升趋势,最可能是因为水合物的分解首先发生在两相界面,即沉积物颗粒表面,从而生成的气体极易堵塞喉道,且可能因岩心渗透率较低,孔隙水难以连通易造成导电差以及生成的水对孔隙水盐度的稀释。后期可能是由于气体从狭小的喉道处向孔隙空间运移,孔隙水连通性逐渐增强,从而电阻率值不断下降。

另外,实验过程中得出的温度、压力及电阻率的变化规律,温度、压力的传递速度,以及水合物形成分解过程中,气、水的运移规律对后续的侵入实验的分析有一定的先导作用。同时,通过对水合物的形成与分解实验结果的分析易知,实验方法与自主研发的实验系统较为可靠。

2.2 钻井液侵入过程中岩心物性参数变化

侵入实验以墨西哥湾水合物联合工业计划为模拟对象,主要模拟过平衡钻井条件下,温度高于水合物相平衡条件的 3.5% NaCl 水基钻井液在正压差的驱替下侵入近井壁地层时,近井壁地层不同时刻的物性参数变化情况(图 3)。根据墨西哥湾测井资料(Collett *et al.*, 2012; Lee *et al.*, 2012)设定水合物层距离海底 176 m,海水深 800 m,则孔隙压力约为

10 MPa,根据海底温度与地温梯度计算出水合物层温度约为 8°C (Ruppel *et al.*, 2008; Collett *et al.*, 2012)。实验中,温度为 15.0°C (Kvenvolden, 1993; Collett *et al.*, 2012)、浓度为 3.5% 的 NaCl 溶液在 12.0 MPa 氮气(2.0 MPa 压差)驱替下以 10.0 mL/s 正循环泵量下侵入饱和度为 27.15% 的水合物岩心。实验分别选取了侵入开始的 1 min, 10 min, 2 h, 5 h, 12 h, 岩心各点温度、压力及电阻率的变化情况,结果如图 5 和图 6 所示。10 个电极测点测量出 9 段岩心电阻值,通过计算后便可得出电阻率,图中用每段岩心的中点位置来代表此段岩心。

从图 5 可以看出,侵入实验开始前,岩心孔隙中水合物处于稳定状态,钻井液温度与驱替压力分别高于岩心初始温度和压力。在实验刚开始时钻井液便在 2.0 MPa 的压差下迅速侵入水合物岩心孔隙中。开始侵入 1 min 后,测点 3 的压力便明显升高至 10.5 MPa,而测点 4 保持初始压力值 10.0 MPa 不变,表明压力已经传递到测点 3 处。测点 1 的温度略

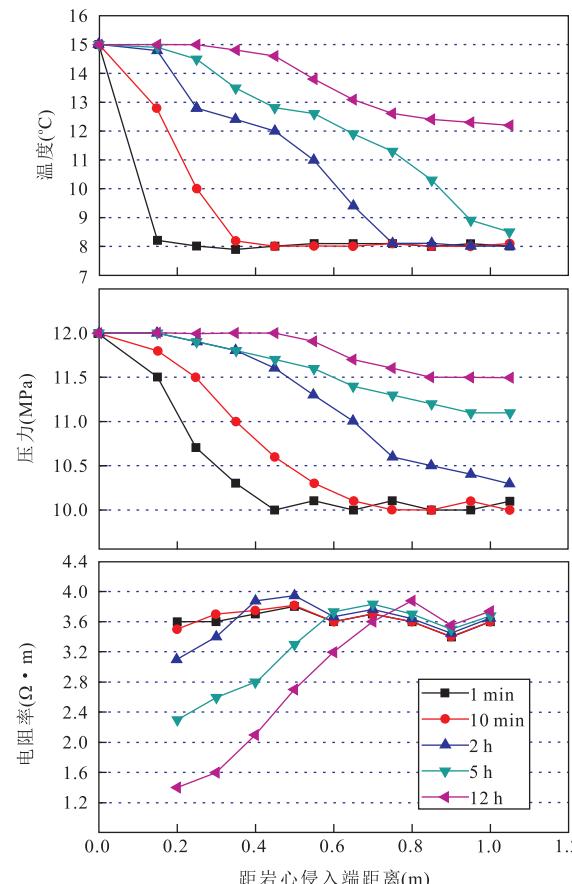


图 5 钻井液侵入过程中温度、压力及电阻率变化曲线
Fig. 5 Temperature, pressure and resistivity curve in drilling fluid invasion

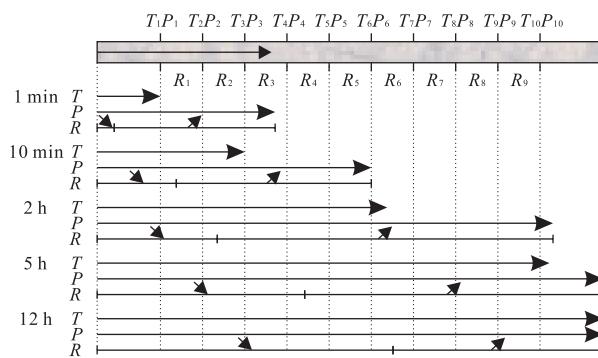


图 6 钻井液侵入过程中温度、压力与电阻率变化范围示意图

Fig. 6 Sketch of temperature, pressure and resistivity change range in drilling fluid invasion

T 、 P 和 R 分别代表温度、压力和电阻率,箭头表明传递方向、深度或变化趋势,工字线表明电阻率变化范围

微上升至 8.2°C ,测点 2 温度没有变化,表明钻井液热量刚传递到测点 1.从而可知,压力的传递速率明显快于热量的传递.根据温度及压力值可知,岩心端面处水合物开始分解,而分解前缘尚未到达测点 1.因压力的升高,孔隙中残留的水和气体形成少量的水合物,电阻率 $R_1 \sim R_3$ 呈上升趋势(图 6),因时间较短,对电阻率值基本没有影响,1 min 时各电阻率值与初始值基本相同.

随着时间的推移,钻井液侵入量不断增多,10 min 后,测点 3 处温度升高至 8.2°C ,同时测点 6 处的压力刚上升至 10.1 MPa ,说明温度和压力已分别传递到测点 3 与测点 6.此时测点 1,2,3 温度与压力都有所升高,根据相平衡条件及电阻率值判断,测点 1 处水合物开始少量分解,而测点 2 处水合物保持稳定,分解前缘尚未到达测点 2. R_1 总体呈下降趋势,而 $R_2 \sim R_5$ 因压力升高有少量水合物形成及温度的影响,电阻率升高,但时间较短变化并不明显.

侵入 2 h 后,热量已经传递过测点 6(9.4°C , 11.0 MPa),尚未到达测点 7(8.0°C , 10.6 MPa),而压力已经传递到测点 10(8.0°C , 10.3 MPa),10 个测点的孔隙压力已经因钻井液的侵入发生变化,而此时测点 2 处的水合物也因温度的升高开始分解,分解前缘尚未到达测点 3.实验过程中温度的变化过程得知测点 2 处温度值先升高后有所降低,分析其原因主要是因为水合物分解吸热与热量的传递较慢造成的.另外水合物分解致使孔隙连通性变好,从而使 R_1, R_2 不断降低.因压力升高导致少量水合物形成及部分温度的影响,电阻率 $R_3 \sim R_9$ 有所升高.

侵入 5 h 后,温度已经传递到测点 10(8.5°C ,

11.1 MPa),而 10 个测点处压力继续升高,可以估计压力已经传递到整个岩心.根据相平衡条件及电阻率值判断测点 3,4 处水合物也已经发生分解,前缘尚未到达测点 5.由于水合物的分解使 $R_1 \sim R_4$ 不断降低,而 $R_5 \sim R_9$ 则继续升高.

12 h 后,10 个测点处的温度与压力都已经发生变化,在高温钻井液及压差的影响下,整个岩心孔隙的温度升高,且孔隙压力增大.而此时水合物的分解前缘已经超过测点 6,水合物分解深度位于 $0.65 \sim 0.75\text{ m}$. R_5, R_6 不断下降, $R_7 \sim R_9$ 则继续升高.2 h 处的电阻率 R_3, R_4 及 12 h 处的 R_7 的增幅远大于周围电阻率,笔者分析其原因可能是测点前部的水合物分解产生的水气运移到此处,稀释了孔隙水盐度以及气体对孔隙通道的堵塞,或因为处水合物分解造成的温度降低使运移过来的气体重新形成了水合物.

侵入过程中,钻井液进入水合物岩心孔隙后,不仅造成温度与压力的变化,还伴随有水合物的分解,水及气体的运移及孔隙水盐度的降低,从而造成岩心电阻率的不断变化.不同时刻压力与温度曲线的变化表明压力的传递远远快于热量的传递.原始岩心中水合物处于稳定状态,在压力升高先于温度的情况下,会造成岩心中残留的气体和水继续形成水合物,水合物的形成消耗气体从而使压力有下降的趋势,侵入压力造成孔隙压力的升高,总体表现为温度、压力和电阻率的升高,但变化幅度并不明显,在后续温度升高超过平衡温度以后,岩心中水合物则开始分解,表现为电阻率的迅速降低.实验过程中压力变化的实质原因主要是侵入压力对孔隙压力的影响和水合物在温压条件下分解与再形成共同作用导致的.笔者综合温度、压力、电阻率曲线可以发现,钻井液侵入水合物岩心过程中,由于对流传热效率高于热传导,因而可以通过测点温度的升高判断钻井液的侵入深度.原始孔隙中水合物处于平衡状态,而压力的传递远快于热量,造成孔隙中的水气继续形成水合物导致电阻率升高,因而可以通过压力的升高范围来判断侵入的影响范围.而电阻率的变化及相平衡条件可以判断水合物的分解前缘位置.

钻井液温度高于岩心温度是水合物分解的主要原因,岩心温度的升高主要是温度较高的钻井液滤液进入岩心孔隙与孔隙中水气对流后造成的,而岩心本身对热量的传导性能较差,因而减小钻井液的滤失量是减少水合物分解,降低岩心力学强度损失的根本,因此在配制水合物地层钻井液时应加入防滤失剂,也可加入一定量的动力学抑制剂.另外,在

钻井过程中应使用温度较低的钻井液,减少热量的来源,而钻具在摩擦的过程中也会产生一定的热量,因而在地层条件允许的情况下应选择较低的钻速。同时,较高的压差有利于水合物的稳定,钻井压差又与钻井液密度密切相关,为了维持水合物稳定,应选用钻井液密度较大的钻井液。然而当钻井压差高于地层破裂压力时,会造成孔壁地层的力学强度破坏,因而应控制压差在一定的范围内,在增大钻井液密度的同时应保证压差小于地层的破裂压力。

3 结论

实验中利用自主研制的物性参数贴近墨西哥湾水合物地层的人造岩心来提供水合物形成与分解的孔隙空间,分别进行了水合物形成实验,加热分解实验及钻井液驱替侵入实验,模拟研究了实际水合物地层钻井过程中,高于地层温度的钻井液在压差的驱替下进入近井壁地层过程中地层温度、压力、电阻率等物性的变化特征,定量化分析了温度、压力、电阻率的变化情况及水合物的分解深度。

(1)水合物形成过程中相平衡条件的判断不仅要分析温度和压力变化,还要考虑孔隙水盐度变化对相平衡的影响。沉积物电阻率值在水合物生成阶段呈整体上升趋势,分解过程中电阻率先升高后下降,最终基本与初始状态持平。

(2)同一渗透性地层,钻井液在正压差的驱替侵入下,压力的传递速率远快于热量,从而容易导致原位地层中残余的水,气在压力升高而温度未变的情况下继续生成水合物,造成电阻率的升高,在温度达到水合物分解温度时又会使水合物发生分解,分解产生的水气向孔隙深处运移,运移的过程中容易再次形成水合物。

(3)钻井液温度是水合物分解的主要因素,较高的温度容易促使井壁附近水合物的分解,降低地层力学强度,而正压差在侵入过程中有利于提高地层孔隙压力,保持水合物稳定性。高密度钻井液有利于形成较高的正压差,同样有利于钻井过程中水合物的稳定。因此在钻井过程中应降低钻井液滤失量,使用低温钻井液,提高压差值的同时要使之小于地层的破裂压力。

(4)钻井液侵入水合物地层过程中,可以通过温度的升高判断钻井液的侵入深度,压力的升高判断侵入的影响范围,电阻率的变化及相平衡条件可以判断水合物分解的前缘位置。文中水合物在钻井液侵入 12 h 后分解深度位于 0.65~0.75 m,在电阻率

测井中应选用随钻测井方式或者深侧向测井值,防止因钻井液侵入和水合物分解导致的测井失真。

致谢:感谢中国地质大学(武汉)工程学院乌效鸣教授、蔡记华教授提供的岩心骨架物性测试方面的帮助,感谢曾继田工程师在对水合物地层渗流与开采综合模拟系统的调试与维护中提供的帮助,感谢审稿专家提出的建议和意见。

References

- Cao, H., 2011. Research on Characteristics of Geomechanical Response of Hydrate Bearing Sediment Near Wellbore to the Behaviors of Drilling and Production (Dissertation). China University of Geosciences, Wuhan, 95—98 (in Chinese with English abstract).
- Chen, F., Zhuang, C., Zhang, G. X., et al., 2014. Abnormal Sedimentary Events and Gas Hydrate Dissociation in Dongsha Area of the South China Sea during Last Glacial Period. *Earth Science*, 39(11): 1517—1526 (in Chinese with English abstract).
- Collett, T. S., Lee, M. W., Zyrianova, M. V., et al., 2012. Gulf of Mexico Gas Hydrate Joint Industry Project Leg II Logging-While-Drilling Data Acquisition and Analysis. *Marine and Petroleum Geology*, 34(1): 41—61. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2011.08.003
- Klauda, J. B., Sandler, S. I., 2005. Global Distribution of Methane Hydrate in Ocean Sediment. *Energy & Fuels*, 19(2): 459—470. doi: 10.1021/ef049798o
- Konno, Y., Masuda, Y., Takenaka, T., et al., 2008. Numerical Study on Permeability Hysteresis During Hydrate Dissociation in Hot Water Injection. Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008), Vancouver.
- Kvenvolden, K. A., 1993. Gas Hydrates—Geological Perspective and Global Change. *Reviews of Geophysics*, 31(2): 173. doi: 10.1029/93rg00268
- Lee, J., 2009. Experimental Study on the Dissociation Behavior and Productivity of Gas Hydrate by Brine Injection Scheme in Porous Rock. *Energy & Fuels*, 24(1): 456—463. doi: 10.1021/ef900791r
- Lee, J., 2012. Physical Property Measurements of Marine Gas Hydrate-Bearing Sediments during Lab-Scale Test Production. 2nd Gordon Research Conference on Natural Gas Hydrate Systems, Ventura.
- 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.doi:10.1016/j.marpetgeo.2011.06.010
- Li,S.X.,2006.The Study of Physical and Numerical Simulation on the Exploitation of Natural Gas Hydrate(Dissertation).China University of Petroleum,Dongying,32—34 (in Chinese with English abstract).
- Liang,H.,2014.Progress in Research on Methane Hydrate Extraction in Japan.*International Petroleum Economics*,(4):54—59 (in Chinese).
- 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).
- Makogon,Y.,1966.Peculiarities a Gas-Field Development in Permafrost.Moscow,5—10.
- 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.doi:10.1093/gji/ggt015
- Ning,F.L.,Zhang,K.N.,Wu,N.Y.,et al.,2013.Invasion of Water-Based Drilling Mud into Oceanic Gas-Hydrate-Bearing Sediment:One-Dimensional Numerical Simulations.*Chinese Journal of Geophysics*,56(1):204—218 (in Chinese with English abstract).
- Ning,F.L.,Jiang,G.S.,Zhang,L.,et al.,2008.Analysis of Key Factors Affecting Wellbore Stability in Gas Hydrate Formations.*Petroleum Drilling Techniques*,36(3):59—61 (in Chinese with English abstract).
- Paull,C.K.,Ussler,W.,Borowski,W.S.,et al.,1995.Methane-Rich Plumes on the Carolina Continental Rise:Associations with Gas Hydrates.*Geology*,23(1):89.doi:10.1130/0091-7613(1995)023<0089:mrpotc>2.3.co;2
- 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.doi: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.doi:10.1016/s0021-9614(02)00302-6
- Sloan,E.D.,Koh,C.,2007.Clathrate Hydrates of Natural Gases,CRC Press,482—492.
- Tu,Y.Z.,2010.The Study on Drilling Fluid for Drilling in Marine Natural Gas Hydrate Bearing Formations (Dissertation).China University of Geosciences,Wuhan,23—26 (in Chinese with English abstract).
- 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*,113(B7):1978—2012.doi:10.1029/2007jb005351
- Winters,W.J.,Waite,W.F.,Mason,D.H.,et al.,2007.Methane Gas Hydrate Effect on Sediment Acoustic and Strength Properties.*Journal of Petroleum Science and Engineering*,56(1—3):127—135.doi:10.1016/j.petrol.2006.02.003
- Yun,T.S.,Narsilio,G.A.,Santamarina,J.C.,2006.Physical Characterization of Core Samples Recovered from Gulf of Mexico.*Marine and Petroleum Geology*,23(9—10):893—900.doi:10.1016/j.marpetgeo.2006.08.002
- 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.doi:10.1029/2006jb004484
- Zheng,M.M.,Jiang,G.S.,Ning,F.L.,et al.,2014.Experimental Study on Artificial Core Samples of Simulating Hydrate Bearing Sediment Skeleton in Permafrost.*Natural Gas Geoscience*,25(7):1120—1126 (in Chinese with English abstract).
- Zheng,M.,Sun,Q.,Jiang,G.,et al.,2014.Artificial Cores Technology of Simulating In-Situ Hydrate Bearing Sediment.*Electronic Journal of Geotechnical Engineering*,19(Z7):19029—19043.

附中文参考文献

- 曹函,2011.钻采水合物过程中近井壁地层物性响应特征研究(博士学位论文).武汉:中国地质大学,95—98.
- 陈芳,庄畅,张光学,等,2014.南海东沙海域末次冰期异常沉积事件与水合物分解.地球科学,39(11):1517—1526.
- 李淑霞,2006.天然气水合物开采物理模拟与数值模拟研究(博士学位论文).东营:中国石油大学,32—34.
- 梁慧,2014.日本天然气水合物研究进展与评价.国际石油经济,(4):54—59.
- 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.
- 宁伏龙,蒋国盛,张凌,等,2008.影响含天然气水合物地层井壁稳定的关键因素分析.石油钻探技术,36(3):59—61.
- 宁伏龙,张可霓,吴能友,等,2013.钻井液侵入海洋含水合物地层的一维数值模拟研究.地球物理学报,56(1):204—218.
- 涂运中,2010.海洋天然气水合物地层钻井的钻井液研究(博士学位论文).武汉:中国地质大学,23—26.
- 郑明,蒋国盛,宁伏龙,等,2014.模拟冻土区水合物地层骨架的人造岩心实验研究.天然气地球科学,25(7):1120—1126.