天然气水合物分解沉积层内水流速度分布特性

陈兵兵¹, 杨明军^{1*}, 王大勇¹, 宋永臣¹, 吕鑫²

1. 大连理工大学海洋能源利用与节能教育部重点实验室, 大连 116024;

2. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100027

*联系人, E-mail: yangmj@dlut.edu.cn

收稿日期: 2018-04-19; 接受日期: 2018-07-26; 网络出版日期: 2018-12-10

国家自然科学基金(编号: 51576025, 51436003)和中央高校基本科研业务费(编号: DUT18ZD403)资助

摘要 天然气水合物(NGH)是一种储量巨大的新型清洁能源, 具有极大的开采潜力. 水合物开采过程中水流速度分布特性是揭示含水合物沉积层中流体运移机制的关键参数. 目前有关含水合物沉积层水流速分布特性处于研究瓶颈, 缺少实验研究, 核磁共振成像(MRI)是一种有效的研究方法. 本文在6 MPa压力、274.15 K温度的条件下进行了天然气水合物恒容生成实验, 并在0.5 K梯度水合物升温分解过程中利用MRI对水相截面速度分布进行了测试. 研究发现在含水合物填砂岩芯的横截面处存在正速度区域和负速度区域; 填砂岩芯内水合物的分布影响正速度和负速度的分布; 在等梯度升温分解过程中, 填砂岩芯中水相截面正流速区域沿水合物富集区表面向内部逐渐变大; 水合物的存在对水的流动速度具有一定的削弱作用, 流速越大削弱作用越明显.

关键词 天然气水合物, 温度控制, 渗流特性, 速度场

PACS: 47.55.Ca, 47.56.+r, 89.30.an, 91.50.Hc

1 引言

天然气水合物是一种非传统化石能源, 具有高效、清洁、污染小等特点^[1,2]. 海底沉积层和冻土层中天然气水合物储量巨大, 其碳含量约是传统化石能源的2倍^[3]. 2017年, 我国已经实现了南海神狐海域天然气水合物储集区的两次试采, 使我们进一步了解该区域水合物藏特征. 目前而言, 如何实现天然气水合物的安全、高效开发仍旧是实现其资源化利用面临的巨大挑战. 水合物的分解过程是一个吸热过程, 需要提供外部能量才能完成, 进而产出天然气. 天然气水合物的

分解过程通常都包括: 水合物热力学稳定条件的破坏, 水合物分解过程气-水释放, 沉积层孔隙结构改变, 分解气-水运移产出等几个阶段. 目前, 天然气水合物开采方法主要包括^[4-7]: 注热法、降压法、CO₂置换法以及注热力学抑制剂法等. 无论利用上述的哪一种水合物开采方法, 都会导致水合物分解产生的气和水在储层内部孔隙中进行运移, 而天然气水合物本身作为储层内部结构的一部分, 其分布的改变必然将对储层内部孔隙中的气-水运移过程产生影响. 因此, 含水合物储层内部渗流特性的研究对分析开采储层中水合物分解过程、确定水合物开采效率的影响因素具有重要

引用格式: 陈兵兵, 杨明军, 王大勇, 等. 天然气水合物分解沉积层内水流速度分布特性. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2019, 49: 034610
Chen B B, Yang M J, Wang D Y, et al. The water flow velocity distribution characteristics in sediments with nature hydrate dissociation (in Chinese).
Sci Sin-Phys Mech Astron, 2019, 49: 034610, doi: 10.1360/SSPMA2018-00129

意义.

目前对多孔介质内流体运移特性的实验研究具有很大局限性, Seo^[8,9]等人尝试利用X射线CT成像方法研究了水合物分布不均性对于岩芯渗透率特性的影响,并测量了岩芯局部密度变化,但是并不能得到截面速度分布变化情况,也就无法准确分析水在储层中的渗流过程. 因此如何直接获得含水合物岩芯的局部流体速度分布是准确反映水合物对岩芯渗流特性影响的关键. 随着可视化技术的发展,核磁共振成像(MRI)技术逐渐运用到了流体的流动中来,通过MRI观察流体在管内的流动情况,可直观地得到流速与流型的变化^[10]. 1996年, Doughty和Tomutsa^[11]利用NMR技术研究了两相流体在岩心样品中的流动过程,验证了核磁共振在多孔介质内流动研究的有效性. 随后, Masuda^[12]和Szalinski等人^[13]改进了核磁共振短编码时间序列,对填砂多孔介质内气-水两相流动进行了测量,论述了孔隙结构非均匀介质性对空隙内流体运移速度分布影响的不规则性. 2009年, Sankey等人^[14]首次报道了利用MRI对多孔介质内部气、水两相流动过程的局部速度分布测量. 目前,相关学者已经研究了单管或多孔介质内部稳态流动的速度分布,以及水油两相流动的研究^[15-17]. 由此可见, MRI技术可以有效测量多孔介质内流体的速度场,然而其在天然气水合物岩芯渗流特性研究领域的应用尚属空白.

本文利用MRI技术,开发了可用于含水合物沉积物渗流特性研究方法,研究了水合物等梯度升温分解过程中局部水流速度分布情况,为天然气水合物开采技术开发提供了理论支持.

2 实验

2.1 实验设备与材料

本研究中所用实验装置如图1所示,能够测量天然气水合物分解过程多孔介质中水流速度变化特性. 天然气水合物的生成分解在一个由非磁性材料制成的高压反应釜内进行,它的规格是 $\phi 15 \times 200$ mm,耐压15 MPa. 三个高压注射泵体积为260 mL,产自美国Tel-edyne Isco公司,分别用来做气体注入泵、液体注入泵和背压泵使用. 核磁共振成像系统的磁场强度为9.4 T,梯度线圈的最大梯度强度是50 G/cm,共振频率为400 MHz,由美国Varian公司生产,可以获得甲烷水合

图1 (网络版彩图)实验装置图

Figure 1 (Color online) Schematic diagram.

物分解过程中多孔介质内水的实时分布情况. 研究过程中选了一个标准的自旋回波脉冲序列用来获得二维质子加权图像. 自旋回波脉冲序列序列参数如下: 回波时间(TE)=11.38 ms, 重复时间(TR)=1000 ms, 片层厚度=4 mm, 视野范围(FOV)=30 mm $\times$ 30 mm, 图像数据矩阵=96像素 $\times$ 96像素. 每一个序列的采集时间为2 min.

两个压力传感器分别接在反应釜的进出口位置,误差大小为 ± 0.1 MPa,产自日本Nagano Keiki有限公司,一个A/D转换模块用来收集压力信号并进行相应转换,由Advantech公司开发研制. 恒温浴槽工作温度范围为 -35°C – 80°C ,温度稳定性为 $\pm 0.03^{\circ}\text{C}$,由Julabo公司生产. 利用日本As-One有限公司生产的BZ-02玻璃砂模拟多孔介质,砂子粒径为0.177–0.250 mm,孔隙度为35.4%. 实验中使用的甲烷气纯度为99.99%,由大连大特气体有限公司提供. 整个实验过程中全部使用去离子水.

2.2 实验方法

将高压反应釜中均匀填满BZ-02玻璃砂,在完整的检漏和试压过程后,将反应釜安装到核磁共振成像系统中. 将去离子水缓慢注入反应釜中对多孔介质进行水饱和,直到反应釜内压力达到实验设定压力6 MPa. 当反应釜内水饱和后,关闭注水泵,打开注气泵,在4 MPa压力条件下,利用 CH_4 气体将部分去离子水驱出反应釜外,为 CH_4 水合物的生成提供足够的空间. 实验过程中需要记录被 CH_4 气体驱替出的水量. 然后将恒温水浴温度设定为274.15 K,并在整个实验过程中保持恒定. 最后,将 CH_4 气体缓慢注入到反应釜

中,使反应釜内压力达到6 MPa.在整个水合物生成与分解过程中,利用MRI核磁共振成像系统不断地进行记录.

在天然气水合物生成完成后,计算得到样本内MH饱和度为20.9%.本研究应用了一种等梯度升温的方法,采用恒定梯度为0.5 K进行升温过程,以此来控制水合物逐步分解.温度被分别设定为1.5°C, 2.0°C, 2.5°C, 3.0°C, 3.5°C和4.0°C.此前相关研究中提供了更多关于等梯度升温方法的细节^[18].在每一个温度点,当反应釜内压力达到稳定时,意味着多孔介质内部分MH分解完全.随后在每个温度下,分别进行0.5和2.0 mL/min两种流速的水流动过程实验,流动的水温控制为273.65 K,每个水流动过程持续10 min.由于MH的部分分解,反应釜内的压力会沿着MH相平衡曲线逐渐升高^[19,20].在水流动前,将背压泵压力调整为比反应釜内压力高10 kPa,以对反应釜内的残余水合物进行保护.如图1所示,实验过程中选择了A和B两个截面进行局部水流速度测量,两截面之间距离为10 mm,利用MRI核磁共振成像系统实时测量流动过程水相截面流速分布.

3 结果与讨论

本文主要研究了天然气水合物在等梯度升温分解过程中,含水合物填砂岩芯内部水相截面流速分布变化过程.实验中利用恒容法和注热法控制水合物的生成与分解.水合物生成的温度为274.15 K,初始压力为6 MPa.水合物的生成分解过程由MRI核磁共振成像系统实时记录.

3.1 天然气水合物生成和分解过程

图2所示为在6 MPa初始压力下天然气水合物恒容生成过程中反应釜内压力、水合物饱和度与残余水饱和度变化曲线;图3所示为相应天然气水合物生成过

图2 (网络版彩图)生成过程中反应釜内压力、水合物饱和度与残余水饱和度变化曲线

Figure 2 (Color online) The variation of pressure, S_h and S_w during the methane hydrate formation process.

程中水相和水合物相分布变化情况.实验所用到的核磁共振成像系统是基于质子成像,是一种用于观测氢质子密度的空间分布及其弛豫时间的成像工具.图中颜色的变化代表孔隙水分布变化,粉红色代表水的分布,颜色越浅表示孔隙中水的含量越多,蓝色代表水合物的分布,颜色越深则说明孔隙水分布越少,水合物的分布越多.如图3所示,0 min时没有水合物存在,水合物在384 min左右开始生成,并在832 min时大量生成,1480 min时基本生成完全.其中0-384, 384-388, 388-832, 832-908, 908-1480 min分别为水合物恒容生成的5个阶段,在下文中还将结合图2进一步说明水合物生成的5个阶段.

由图2可以看出水合物饱和度曲线与残余水饱和度曲线成相反的变化趋势,这是因为孔隙水在水合物生成过程中,含量逐渐减少,饱和度逐渐降低.另一方面1体积水合物的生成需要消耗0.8体积的孔隙水.因此,水合物饱和度曲线与残余水饱和度曲线成相反的变化趋势.图2中A, B, C, D, E和F分别对应图3中0, 384, 388, 832, 908和1480 min时的图像.如图2所示, A-B过程中MRI信号值和水合物饱和度基本没有变化,在B点之前,水合物并没有生成,即A-B为水合物生成的诱

图3 (网络版彩图)在6 MPa初始压力下水合物恒容生成过程液相水分布变化

Figure 3 (Color online) Water distribution during methane hydrate formation at initial pressure of 6 MPa.

导期^[21]. B-C, C-D, D-E, E-F四个阶段分别对应384–388, 388–832, 832–908和908–1480 min四个水合物生成阶段, 结合图2中反应釜内压力变化曲线可以发现B-C和D-E阶段水合物的生成速度最快, C-D次之, E-F最慢. 这是因为水合物的透水性较低, 会阻止孔隙中自由气和自由水的移动, 当实验视野之外区域的气体渗透到实验视野中时, 会引起水合物的再次快速生成, 因此会出现D-E阶段生成速度增加的现象. 图2中C-D阶段MRI信号值变化较小, 但反应釜内压力持续降低, 这是因为岩芯管中实验视野外的区域不断地生成水合物, 导致反应釜内压力持续降低, 但在水合物的阻碍下, 气体渗透变慢, 在实验视野范围内缺乏足够的自由气维持水合物的生成, 因此导致C-D阶段MRI信号值变化较小. 并且水合物在生成过程中会促使多孔介质中的气水移动, 导致C-D阶段MRI信号值的波动, 甚至减小的现象. E-F阶段孔隙内水合物生成速度开始变慢, MRI信号值以及反应釜内压力在F点之后基本不再发生变化, 表明水合物基本生成完全.

图4所示为天然气水合物在等梯度升温分解过程中水合物分布变化. 如图4所示, 在升温分解过程中, 当温度由1°C上升为1.5°C后, 部分水合物分解完成, 在完成水流动过程后, 可以明显发现水合物相与水相之间的分布变化情况. 由图可以发现, 在第一次梯度升温过程后, 含水合物填砂岩芯中间部分水合物发生了分解, 并出现了明显的流体流动. 这主要是由于生成过程中水合物在填砂岩芯中的不均匀分布导致的, 且实验生成的水合物饱和度为20.9%, 水合物饱和度较低, 因此, 水合物的分布不均性更大. 当温度由1.5°C上升为2.0°C后, 发现填砂岩芯右上方区域的水合物发生分解. 此外, 由1.5°C上升为2.0°C后的图像可以发现, 左上方与右下方区域水合物分布更为密集, 含量更高. 1.5°C时, 左上方与右下方区域的水合物分布区表面较粗糙. 在升温至2.0°C并完成水流动后, 可以明显地看到水合物分布区的表面更顺滑. 这主要是因为该区域

水合物分布稀疏, 水合物相与环境水相接触面积更大. 在升温过程中, 该区域水合物更容易从周围环境中获得其分解所需的热量, 因此容易发生分解, 当填砂岩芯内部压力达到相平衡压力后, 即不再发生分解. 当温度继续上升时, 水合物层的分解主要沿水合物分布区表面进行分解, 这主要因为水合物分布区表面的水合物与环境水相接触, 在升温过程中, 表层水合物更容易从周围环境中获得分解所需的热量, 因此更容易发生分解. 当温度达到5°C后, 水合物分解完成, 此时填砂岩芯中充满水相.

3.2 水合物升温分解过程各相分布变化

图5显示了注入速度为0.5 mL/min时, 天然气水合物在等梯度升温分解过程中截面A和截面B的水相速度分布变化. 图6显示了注入速度为2.0 mL/min时, 天然气水合物在等梯度升温分解过程中截面A和截面B的水相速度分布变化. 图中所示, 在每个温度梯度点处, 水流动过程中, 截面A和截面B两个截面处均出现了正速度区域和负速度区域. 这是因为水合物对水流动具有较强的阻碍作用^[22]. 因此水流动过程中, 当水分子流经水合物赋存区时, 流动的水分子会被水合物阻碍, 在分子的碰撞下, 能量发生转换, 使大多数水分子向相反的方向流动. 其次, 低水合物饱和度区域与高水合物饱和度区域相比, 毛细管力更小, 水相渗透率增加, 而流体会选择毛细管力更小的区域流动^[23], 因此水合物发生分解区域的水流速度为正速度. 另一方面, 负速度也证实了天然气水合物的存在可以改变水流的流动方向. 而反向负速度的大小取决于储层水化合物的分布情况以及水合物饱和度的高低. 与低饱和度分布区域相比, 在更高的水合物饱和度区域会有更大的负速度. 随着等梯度升温分解过程的进行, 正速度区域随着水合物的分解逐渐变大. 此外由图5与6可以发现, 沿水合物相和水相的交界处存在一个较高的水流速度区. 这是因为交界处的两侧分别为水合物相和环

图4 (网络版彩图)水合物等梯度升温分解过程中水合物和水相分布变化

Figure 4 (Color online) Hydrate and water distribution during temperature increase process with constant step.

图 5 (网络版彩图)注入速度为0.5 mL/min, 等梯度升温分解过程中截面A (a)和B (b)水相速度分布

Figure 5 (Color online) Water flow velocity maps of cross-section A (a) and B (b) with 0.5 mL/min flow rate during the MH dissociation.

图 6 (网络版彩图)注入速度为2.0 mL/min, 等梯度升温分解过程中截面A (a)和B (b)水相速度分布

Figure 6 (Color online) Water flow velocity maps of cross-section A (a) and B (b) with 2.0 mL/min flow rate during the MH dissociation.

境水相, 导致了在两个不同相之间存在一定的化学势差, 而化学势差的存在会引起水合物相的分解^[24]. 因此, 在水合物相与环境水相的交界处, 天然气水合物将会因化学势差而产生分解, 分解气会带动该区域水的流动, 从而增加交界区域的水流速度.

如图5和6所示, 在同一岩芯截面上, 相同的温度梯度点处, 2.0 mL/min注入流速下的水相截面速度高于0.5 mL/min注入流速下的水相截面速度. 但是, 0.5 mL/min注入流速下的最大和最小水相截面速度更接近于注入流速, 这表明了注入流速越高, 水合物对水分子移动的削弱程度越大, 导致填砂岩芯横截面水相速度越低. 因此在图6中, 当注入流速为2.0 mL/min时, 填砂岩芯中截面A和截面B的最大截面水相速度为1.5 mL/min, 而不是2.0 mL/min. 综上所述, 当水合物储层中存在一个高渗透区域时, 水合物的富集区域将成

为一个低渗透甚至不渗透的区域. 而随着等梯度升温分解过程的发生, 水合物富集区将逐渐较小, 高渗透区域将沿着水合物富集区的边界逐渐扩大. 这是因为: 一方面, 在水流过程中, 水合物富集区的表层会存在一层水膜, 水膜的存在会对水合物富集区的内部产生保护作用^[25]; 另一方面, 水合物的分解是一个吸热过程, 而水合物富集区表面的水合物直接与环境水相接触, 可以直接发生热量交换. 因此在等梯度升温分解过程中, 水合物将沿着水合物富集区的表面向内部逐渐分解, 进一步促使高渗透区域的扩大.

与图4中相比, 图5和6中2.0°C之后截面A和截面B的水合物分布是非常稀疏的, 并没有出现图4中2.0°C之后水合物分布区表面光滑的现象. 这是因为图4所示是岩芯的纵截面水合物分布变化显示. 图5所示为水的横截面速度变化, 与水合物分布相关. 实验过程

中水的流向是沿纵向流动的, 对水合物的影响从纵截面上体现的也最为明显, 因此水合物的分布变化在纵向上会出现水合物分布区表面光滑的现象. 并且图5所示为横截面水流速变化, 并不是水合物的分布变化. 但水合物的存在会对横截面水流速分布产生影响, 导致水流速度分布的不均性, 在水合物分布区表面表现尤为明显, 因此在图5中 2.0°C 之后截面A和B的水合物分布非常稀疏, 并没有出现图4中 2.0°C 之后水合物分布区表面光滑的现象. 该现象也表明了水合物的分布对水流速度分布的影响较大. 同时通过结合纵截面水合物分布变化以及横截面水流速度分布变化, 可以更好地展示岩芯内部的水运移过程.

3.3 水合物升温分解过程中截面流量变化

图7显示了在等梯度升温分解过程中, 伴随着不同注入流速时, 截面A和截面B的流量变化情况. 截面水

流量的变化显示了含水合物填砂岩芯中在等梯度升温分解过程中, 由于水合物的存在以及分布变化所引起的水流动的难易程度, 是水合物开采过程中产水的一个重要参数. 图中K代表了截面A和截面B的实际注入流量, M代表了截面A和截面B的总计算流量(包括正流量和负流量), N代表了截面A和截面B可渗透区域的计算流量(即正流量). 图7(a)和(c)代表了注入流速分别为 0.5 和 2.0 mL/min 时, 截面B处的流量变化情况. 图7(b)和(d)代表了注入流速分别为 0.5 和 2.0 mL/min 时, 截面A处的流量变化情况. 与截面A比较, 截面B的总计算流量更接近实际的注入流量. 这是因为截面B更接近于填砂岩芯底部的注入入口, 如图1所示. 而水合物的低渗透性影响了水分子的流动过程, 导致远离填砂岩芯底部注入入口的截面A处水流速度更低. 与图7(a)和(b)的M曲线相比, 图7(c)和(d)的总计算流量值远低于实际注入流量 $33.333\text{ mm}^3/\text{mL}$, 图7(a)和(b)的总计算流

图 7 (网络版彩图)等梯度升温分解过程中, 不同注入流速时, 截面A和截面B流量变化

Figure 7 (Color online) the water flowing variations of sections A and B under different injection rate during temperature increase.

量值更接近实际注入流量 $8.333 \text{ mm}^3/\text{mL}$. 表明注入水流速度越快, 含水合物填砂岩芯各截面总计算流量越少, 也进一步表明了水合物对高注入流速具有更大的削弱作用. 这是因为水合物具有低渗透性, 当注入水流速度越高, 水合物对水分子动能的削弱程度就越大, 从而导致总计算流量值远远低于实际注入流量值. 曲线N表示了截面A和截面B可渗透区域的计算流量(即正流量), 反映了可渗透区面积的变化. 由图7可以发现, 在等梯度升温分解过程中, 曲线M和曲线N随着温度的升高而呈增长趋势, 这表明了随着填砂岩芯中水合物的分解, 高渗透区面积逐渐增大, 因此通过截面的流量逐渐增大, 如图5和6所示, 高渗透区域(正流速区域)面积随着温度的升高逐渐增大.

同时, 由图7(a)与(b), (c)和(d)比较可以发现, 在 $274.65\text{--}274.65 \text{ K}$ 的温度范围内, 由于温度的不断升高会导致水合物的不断分解, 导致高渗透区面积增加, 而图7(a)中所示的水流量却趋于平稳, 这一现象明显区别于其余3组. 主要原因是水合物在分解过程中的分布变化导致的. 由于水合物分布的不均匀性以及等梯度升温分解过程中不同截面处水合物的分解量的不

同, 导致了不同截面的水合物分布不同, 同一截面不同区域水合物的饱和度也有差异. 比较图4, 5和6可以发现, 在 $274.65\text{--}274.65 \text{ K}$ 的梯度温度范围内, 图7(a)所对应的截面A处水合物分布变化最小, 导致高渗透区域的面积增加的幅度较其他3组小, 因此截面水流量趋于平稳. 而其他3组的水合物分布变化明显较大, 对水流动的阻碍作用降低, 因此截面水流量出现逐渐增加的趋势.

4 结论

本文在 6 MPa 压力、 1°C 温度条件下恒容生成天然气水合物, 并在等梯度升温分解过程中实时监测水相运移特征. 实验研究了天然气水合物等梯度升温分解过程中的水相截面速度分布测量实验. 研究发现在含水合物填砂岩芯的横截面处都存在正速度区域和负速度区域, 且填砂岩芯内水合物的分布影响二者的分布; 在等梯度升温分解过程中, 填砂岩芯中水相截面流速将沿水合物富集区表面向内部逐渐变化. 水合物的存在对水的流动速度具有一定的削弱作用, 流速越大削弱作用越明显.

参考文献

- Li B, Li X S, Li G, et al. Evaluation of gas production from Qilian Mountain permafrost hydrate deposits in two-spot horizontal well system. *Cold Regions Sci Tech*, 2015, 109: 87–98
- Lu S M. RETRACTED: A global survey of gas hydrate development and reserves: Specifically in the marine field. *Renew Sust Energy Rev*, 2015, 41: 884–900
- Sloan Jr E D, Koh C A. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*. Boca Raton: CRC Press, 2007
- Collett T S. Energy resource potential of natural gas hydrates. *AAPG Bull*, 2002, 86: 1971–1992
- Sloan E D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates. *Nature*, 2003, 426: 353–359
- Denney D. Toward production from gas hydrates: Status, technology, and potential. *J Pet Tech*, 2008, 60: 82–84
- Falser S, Uchida S, Palmer A C, et al. Increased gas production from hydrates by combining depressurization with heating of the wellbore. *Energy Fuels*, 2012, 26: 6259–6267
- Seol Y, Kneafsey T J. Methane hydrate induced permeability modification for multiphase flow in unsaturated porous media. *J Geophys Res*, 2011, 116: B08102
- Seol Y, Kneafsey T J, Tomutsa L, et al. Preliminary relative permeability estimates of methanehydrate-bearing sand. In: *Proceedings of TOUGH Symposium 2006*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, May 15–17, 2006
- Bottomley P A. NMR imaging techniques and applications: A review. *Rev Sci Instruments*, 1982, 53: 1319–1337
- Doughty D A, Tomutsa L. Multinuclear NMR microscopy of two-phase fluid systems in porous rock. *Magn Reson Imag*, 1996, 14: 869–873
- Masuda Y. A field-scale simulation study on gas productivity of formations containing gas hydrates. In: *Proceedings of 4th International Conference on Gas Hydrates*, May 19–23, Yokohama, Japan, 2002. 40–46
- Szalinski L, Abdulkareem L A, Da Silva M J, et al. Comparative study of gas-oil and gas-water two-phase flow in a vertical pipe. *Chem Eng Sci*, 2010, 65: 3836–3848

- 14 Sankey M, Holland D, Sederman A, et al. Magnetic resonance velocity imaging of liquid and gas two-phase flow in packed beds. *J Magn Reson*, 2009, 196: 142–148
- 15 Kuethe D O, Gao J H. NMR signal loss from turbulence: Models of time dependence compared with data. *Phys Rev E*, 1995, 51: 3252–3262
- 16 Han S I, Marseille O, Gehlen C, et al. Rheology of blood by NMR. *J Magn Reson*, 2001, 152: 87–94
- 17 Sederman A J, Mantle M D, Buckley C, et al. MRI technique for measurement of velocity vectors, acceleration, and autocorrelation functions in turbulent flow. *J Magn Reson*, 2004, 166: 182–189
- 18 Chen B, Yang M, Zheng J, et al. Measurement of water phase permeability in the methane hydrate dissociation process using a new method. *Int J Heat Mass Transfer*, 2018, 118: 1316–1324
- 19 Li P F, Lei X H, Xu H, et al. A review on researches on factors affecting gas hydrate phase equilibrium (in Chinese). *Nat Gas Chem Ind*, 2012, 37: 12–17 [李鹏飞, 雷新华, 徐浩, 等. 天然气水合物相平衡影响因素研究. *天然气化工(C1化学与化工)*, 2012, 37: 12–17]
- 20 van den Heuvel M M, Peters C J, de Swaan Arons J. Influence of water-insoluble organic components on the gas hydrate equilibrium conditions of methane. *Fluid Phase Equilib*, 2000, 172: 73–91
- 21 Sun D L, Wu Q, Zhang B Y. Influence of “memory effect” on induction time of gas hydrate formation (in Chinese). *J Harbin Inst Tech*, 2006, 38: 2177–2179 [孙登林, 吴强, 张保勇. “记忆效应”对瓦斯水合物生成诱导时间的影响. *哈尔滨工业大学学报*, 2006, 38: 2177–2179]
- 22 Liu W, Wu Z, Li Y, et al. Experimental study on the gas phase permeability of methane hydrate-bearing clayey sediments. *J Nat Gas Sci Eng*, 2016, 36: 378–384
- 23 Ghezzehei T, Kneafsey T. Capillary Pressure and Relative Permeability of Methane Hydrate Bearing Sediments. In: *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. Houston, 2010. 2–12
- 24 Sean W Y, Sato T, Yamasaki A, et al. CFD and experimental study on methane hydrate dissociation Part I. Dissociation under water flow. *AIChE J*, 2007, 53: 262–274
- 25 Yang L, Falenty A, Chaouachi M, et al. Synchrotron X-ray computed microtomography study on gas hydrate decomposition in a sedimentary matrix. *Geochem Geophys Geosyst*, 2016, 17: 3717–3732

The water flow velocity distribution characteristics in sediments with nature hydrate dissociation

CHEN BingBing¹, YANG MingJun^{1*}, WANG DaYong¹, SONG YongChen¹ & LV Xin²

¹ Key Laboratory of Ocean Energy Utilization and Energy Conservation of Ministry of Education, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China;

² CNOOC Research Institute Co. Ltd., Beijing 100027, China

The nature gas hydrates (NGHs) are a kind of clean and new type energy with huge reserves, which has a great exploitation potential. Water flow velocity distribution characteristic is a key parameter for revealing fluid migration mechanism in hydrate sediments during the hydrate exploitation process. At present, there are few experimental studies on the water flow velocity distribution in hydrate sedimentary layers by using magnetic resonance imaging (MRI). Meanwhile, there is still a blank for the application of MRI in hydrate seepage characteristics research. The constant volume method for methane hydrate formation with the initial pressure of 6 MPa and the temperature of 274.15 K were used in this paper. And a method which used a constant step of 0.5 K in the temperature-increasing process to control hydrate dissociation was used to research the water phase velocity distribution. A standard spin echo pulse sequence was chosen to obtain the 2D proton density weighted images in this study. The results showed that there are two different water velocity areas with plus velocity and minus velocity in the cross section of the hydrate-saturated sediment core. The distribution of the hydrate in the hydrate-saturated sediment core influenced the two different velocity area (plus velocity and minus velocity). The plus water phase velocity area will gradually increasing along the surface of the hydrate enrichment area to the interior with the temperature increase process. There is a certain weakening effect of the presence of hydrate for the flow of water. And the greater the flow velocity, the more obvious the weakening effect.

nature gas hydrate, temperature control, seepage characteristic, velocity field

PACS: 47.55.Ca, 47.56.+r, 89.30.an, 91.50.Hc

doi: [10.1360/SSPMA2018-00129](https://doi.org/10.1360/SSPMA2018-00129)