含水合物沉积物渗透率分形模型

刘乐乐^{1,2}, 张准^{1,3}, 宁伏龙^{2,3}, 李承峰^{1,2}, 蔡建超⁴, 王代刚^{1,2}, 刘昌岭^{1,2*}, 吴能友^{1,2}

1. 青岛海洋地质研究所, 自然资源部天然气水合物重点实验室, 青岛 266071;

2. 海洋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 266071;

3. 中国地质大学工程学院, 武汉 430074;

4. 中国地质大学地球物理与空间信息学院, 武汉 430074

*联系人, E-mail: qdliuchangling@163.com

收稿日期: 2018-04-18; 接受日期: 2018-07-12; 网络出版日期: 2018-09-05

青岛海洋科学与技术国家实验室开放基金(编号: QNLM2016ORP0203)、国家自然科学基金(编号: 41572116, 51639008)、中国地质调查项目(编号: DD20160216)和泰山学者特聘专家项目(编号: ts201712079)资助

摘要 天然气水合物是一种重要的替代能源, 被国务院列为新矿种, 但是现阶段的开采技术仍然难以达到商业开采标准. 渗透率是判断水合物矿体是否具有开发潜力的重要指标, 是水合物开采流程优化等工作的基础参数. 然而, 现有的渗透率理论模型在定量描述沉积物有效孔隙结构演化过程时仍有不足. 因此, 本文从定量描述沉积物有效孔隙结构演化过程出发, 采用分形分析的方法, 提出了一个含水合物沉积物渗透率理论模型; 将模型预测结果与前人实验数据进行对比, 以验证模型的适用性; 最后分析了模型参数对渗透率演化过程的影响关系. 结果表明, 提出的渗透率分形模型较好地重现了水合物含量及其赋存形式对含水合物沉积物渗透率的影响过程; 水合物赋存形式以及由此决定的最大孔径演化关系是影响沉积物渗透率演化过程的关键因素; 本模型具有良好的工程应用潜力, 为今后含水合物沉积物渗透率研究提供了新的思路.

关键词 含水合物沉积物, 渗透率, 水合物饱和度, 分形

PACS: 47.27.-i, 47.27.Eq, 47.27.Nz, 47.40.Ki, 47.85.Gj

1 引言

天然气水合物(简称水合物)广泛分布于海洋湖泊等深水沉积层和高纬度极地冻土地层, 具有储量大和能量密度高等特点, 是一种重要的替代能源, 被国务院列为新矿种(http://www.mlr.gov.cn/wszb/2017/trqshw/zhibozhaiyao/201711/t20171116_1673449.htm). 目前, 美国和日本已经开展了数次的水合物现场试

采^[1-4], 我国也实施了海域水合物降压开采现场试验, 创造了稳产时间最长和产气总量最大的双重世界记录(http://www.cgs.gov.cn/xwl/ddyw/201705/t20170518_429864.html). 然而, 现有的水合物开采技术仍然无法满足现阶段日产十万方天然气的商业开采标准, 开采流程仍需优化, 技术方法有待创新.

含水合物沉积物渗透率是判断水合物矿体是否具有开发潜力的重要指标, 是水合物开采流程优化的基

引用格式: 刘乐乐, 张准, 宁伏龙, 等. 含水合物沉积物渗透率分形模型. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2019, 49: 034614

Liu L L, Zhang Z, Ning F L, et al. A fractal model for the relative permeability prediction of hydrate-bearing sediments (in Chinese). Sci Sin-Phys Mech Astron, 2019, 49: 034614, doi: [10.1360/SSPMA2018-00127](https://doi.org/10.1360/SSPMA2018-00127)

基础参数, 准确预测其在开采过程中的变化显得十分重要^[5-7]. 海底沉积物的孔隙结构本身非常复杂, 其内部固体水合物的含量变化、甚至是含量相同而赋存形式的变化, 进一步复杂了含水合物沉积物内部流体输运孔隙空间的结构演化, 最终表现出开采过程中丰富的渗透率演化现象.

寻求含水合物沉积物渗透率演化现象与其有效孔隙结构演化信息之间的本质关联, 是国内外含水合物沉积物渗透率建模研究领域的热点问题. 平行毛细管模型和Kozeny模型是预测土体渗透率的常用模型, 基于此发展而来的含水合物沉积物渗透率理论模型^[8], 一定程度上反映了水合物含量及其赋存形式对渗透率的影响, 在水合物开采产能预测等数值模拟研究中有所应用. 近年来, 由X射线计算机断层扫描实验获得的三维数字岩心发展而来的孔隙网络数值模型^[9], 能够直观反映孔隙尺度信息与岩心尺度物性之间的内在联系, 在含水合物沉积物渗透率研究方面取得了良好的应用效果^[10]. 然而, 现有的理论模型在有效孔隙结构演化特征的定量描述方面仍有所不足, 导致其通常含有若干个物理意义不够明确的经验参数, 普适性较差而制约了理论模型的工程应用.

分形理论从研究对象本身结构出发, 发现不同尺度结构存在着一致的标度关系, 自诞生五十余年来获得了长足的发展^[11]. 英国伦敦帝国理工学院^[12]、华中科技大学^[13,14]、中国地质大学(武汉)^[15-17]和中国计量学院^[18,19]采用物理意义明确的孔径分形维数、迂曲度分形维数和孔径上限等分形参数描述岩土材料的孔隙微观结构, 促进了宏观输运性质理论模型研究的发展, 提出的迂曲毛细管束模型在岩土材料渗透率研究方面得到了广泛应用. 大连理工大学^[20]水合物开采利用研究团队基于高场核磁共振图像测定了含水合物沉积物孔径分形维数, 证明了其内部孔隙分布符合分形规律. 美国德州大学奥斯汀分校^[21]从沉积物孔隙分形特征出发, 采用关键路径分析法发展了含水合物沉积物渗透率理论模型, 其假设沉积物内水合物的生长过程遵循最大孔隙优先原则, 而这与实验观测图像明显不符. 中国地质大学(武汉)^[22]基于分形迂曲毛细管束模型预测了含水合物沉积物渗透率演化, 分析了水气两相渗透率的变化, 其预测结果与实验数据吻合良好.

开采过程中含水合物沉积物渗透率的演化, 本质上是其内部可供流体输运孔隙空间的演化. 因此, 本

文从有效孔隙演化的角度出发, 借助多孔介质分形分析的一些成果, 考虑水合物赋存形式的影响, 提出一个含水合物沉积物渗透率理论模型, 将模型计算结果与文献实验数据进行对比以验证其适用性.

2 模型

2.1 基本假设

将含水合物沉积物有效孔隙空间等效为一束平行毛细管, 毛细管直径分布符合分形标度关系, 不同粗细毛细管具有相同的迂曲度; 毛细管内流体流动符合泊肃叶定律.

研究表明^[23], 不同尺寸的石英砂沉积物孔隙内均存在水合物; 部分水合物生成于颗粒附件的水气界面, 形成颗粒表面型水合物, 部分水合物悬浮于孔隙中心的水中, 形成孔隙中心型水合物. 因此, 不妨假设水合物等比例均匀的生成于不同尺寸孔隙的侧壁或者中心^[8,22], 分别对应颗粒表面型水合物和孔隙中心型水合物(图1).

2.2 数学表述

毛细管直径分布符合以下分形标度关系^[13]:

$$N(\geq \lambda) = \left(\frac{\lambda_{\max}}{\lambda} \right)^{D_f}, \quad (1)$$

其中, λ 表示毛细管直径, $\lambda_{\max}$ 表示毛细管直径最大值, N 表示直径不小于 λ 的毛细管数量, 指数 D_f 为管径分形维数, 取值范围是(0, 2).

单根毛细管的流量由泊肃叶公式确定, 即

$$q = \frac{\pi \lambda^4 \Delta P}{128 \mu \tau L}, \quad (2)$$

其中, q 表示单根毛细管的流量, μ 表示流体的黏滞系

图1 (网络版彩图)石英砂孔隙内水合物赋存情况
Figure 1 (Color online) Pore-scale hydrate distribution in quartzitic sands.

数, ΔP 表示毛细管两端的压差, τ 表示毛细管的迂曲度, L 表示含水合物沉积物的长度.

毛细管束的总流量可表示为

$$Q = \frac{\pi \Delta P}{128 \mu \tau L} \frac{D_f}{4 - D_f} \lambda_{\max}^4 \left[1 - \left(\frac{\lambda_{\min}}{\lambda_{\max}} \right)^{4 - D_f} \right], \quad (3)$$

其中, Q 表示毛细管束的总流量, $\lambda_{\min}$ 表示毛细管直径最小值. 一般地, 毛细管直径最小值与其最大值的比例 $\lambda_{\min}/\lambda_{\max}$ 小于 1.0×10^{-2} [13], 且 $2 < 4 - D_f < 4$, 毛细管束的总流量可近似为 [24]

$$Q = \frac{\pi \Delta P}{128 \mu \tau L} \frac{D_f}{4 - D_f} \lambda_{\max}^4. \quad (4)$$

因此, 含水合物沉积物的绝对渗透率可表示为 [24]

$$K = \frac{\pi}{128 \tau A} \frac{D_f}{4 - D_f} \lambda_{\max}^4, \quad (5)$$

其中, K 表示绝对渗透率, A 表示含水合物沉积物横截面的面积. 采用水合物饱和度为零时沉积物的绝对渗透率 K_0 , 对含水合物沉积物的绝对渗透率 K_h 进行无量纲化, 则无量纲渗透率(相对渗透率) k_r 为

$$k_r = \frac{K_h}{K_0} = \frac{\tau_h}{\tau_0} \frac{D_{f,h}}{4 - D_{f,h}} \frac{4 - D_{f,0}}{D_{f,0}} \left(\frac{\lambda_{\max,h}}{\lambda_{\max,0}} \right)^4, \quad (6)$$

其中, 下标 0 为水合物饱和度为零的情况, 下标 h 表示含有水合物的情况.

研究表明 [13], 管径分形维数 D_f 、有效孔隙度 ϕ 和管径比值 $\frac{\lambda_{\min}}{\lambda_{\max}}$ 满足下式:

$$D_f = 2 - \frac{\ln \phi}{\ln \left(\frac{\lambda_{\min}}{\lambda_{\max}} \right)}. \quad (7)$$

考虑到水合物等比例均匀的生成于不同尺寸的孔隙内, 即 $\lambda_h = c \lambda_0$ (其中 c 为比例常数, 与水合物饱和度有关), 则毛细管的管径比值 $\lambda_{\min}/\lambda_{\max}$ 在水合物生长过程中保持不变, 容易得到毛细管直径的分形维数演化满足下式:

$$D_{f,h} = D_{f,0} - \frac{\ln(1 - S_h)}{\ln \phi_0} (2 - D_{f,0}), \quad (8)$$

其中, S_h 表示水合物饱和度.

对于颗粒表面型水合物, 毛细管直径最大值的演化满足下式 [8]:

$$\frac{\lambda_{\max,h}}{\lambda_{\max,0}} = \sqrt{1 - S_h}. \quad (9)$$

对于孔隙中心型水合物, 采用水力直径 ($4A/C$, 其中 A 和 C 分别表示过流断面的面积与周长) 表征水合物生成后环形截面的尺寸, 则不同水合物含量条件下的水力直径满足下式:

$$\frac{\lambda_{\max,h}}{\lambda_{\max,0}} = 1 - \sqrt{S_h}. \quad (10)$$

不同水合物含量条件下的毛细管迂曲度演化满足下式 [25]:

$$\tau_h = \sqrt{1 + 2[1 - \phi_0(1 - S_h)]}. \quad (11)$$

因此, 含水合物沉积物相对渗透率 k_r 可表示为水合物饱和度为零时沉积物孔隙度 ϕ_0 和管径分形维数 $D_{f,0}$ 以及水合物饱和度 S_h 的函数, 三者均能够通过实验获得. 其中, 管径分形维数 $D_{f,0}$ 可使用计盒维数法分析 X 射线计算机断层扫描图像确定.

3 模型验证与分析

3.1 模型验证

本文理论模型以及平行毛细管模型和 Kozeny 模型预测曲线与文献中实验数据的对比情况如图 2 所示. 本文理论模型计算所用参数取值如表 1 所示. 其中, Kumar 等人 [26] 以及 Delli 和 Grozic [27] 的实验中均采用气过量法制备水合物, 其水合物属于颗粒表面型; 张宏源等人 [28] 和 Li 等人 [29] 的实验中均采用水过量法制备水合物, 其水合物属于孔隙中心型. 由对比结果可知, 对于不同种类材料以及不同赋存形式的水合物, 本文分形理论模型预测效果明显优于平行毛细管模型和 Kozeny 模型预测效果; 在水合物含量相同的条件下, 孔隙中心型水合物对其沉积物渗透率的削减程度明显大于颗粒表面型水合物的削减程度, 本文分形模型很好地重现了上述水合物赋存形式对其沉积物渗透率的差异性影响; 在沉积物孔隙度 ϕ_0 相近的条件下, 分形维数 $D_{f,0}$ 却差异明显, 反映了不同的孔隙分布特征, 体现了本文分形模型对孔隙结构信息与岩心渗透率的本质关联能力.

图 2 (网络版彩图)模型计算结果与文献实验数据的对比. (a) 绿色方块表示Kumar等人^[26]的实验数据; (b) 绿色圆点表示Delli和Grozic^[27]的实验数据; (c) 黄色三角表示张宏源等人^[28]的实验数据; (d) 黄色菱形表示Li等人^[29]的实验数据; 红色实线为本文模型计算结果, 黑色长虚线为平行毛细管模型^[8]计算结果, 蓝色短虚线为Kozeny模型^[8]计算结果

Figure 2 (Color online) Comparisons of theoretically predicted curves and experimental data. Blue squares in (a) represent the experimental data obtained by Kumar et al. [26]; blue circles in (b) are the experimental data measured by Delli and Grozic [27]; yellow triangles in (c) stand for the experimental data obtained by Zhang et al. [28]; yellow rhombuses in (d) represent the experimental data measured by Li et al. [29]. Red full lines are calculated by the fractal model in this work; black long dashed lines and blue short dashed lines are calculated by the Parallel Capillary model [8] and the Kozeny model [8], respectively.

表 1 渗透率分形模型计算所用参数取值^{a)}

Table 1 Parameters used for the fractal model calibration^{a)}

分形维数 [*] D_{f0}	孔隙度 ϕ_0	多孔材料	数据来源
1.05	0.42	玻璃珠	Kumar等人 ^[26]
1.08	0.34	石英砂	Delli和Grozic ^[27]
1.82	0.39	天然海砂	张宏源等人 ^[28]
1.93	0.46	石英砂	Li等人 ^[29]

a) *由模型参数反演确定.

3.2 模型分析

初始管径分形维数 D_{f0} 对含水合物沉积物相对渗透率 k_r 的影响关系如图3所示. 可以看出, 水合物饱和度和 S_h 越大, 初始管径分形维数 D_{f0} 越大, 含水合物沉积物有效孔隙的归一化分形维数 D_{fh}/D_{f0} 减小得越慢; 在水合物饱和度 S_h 相同的条件下, 初始管径分形维数 D_{f0} 越大, 颗粒表面型水合物对其沉积物相对渗透率 k_r 的

影响程度越小, 而孔隙中心型水合物对其沉积物相对渗透率 k_r 的影响程度几乎不变.

初始孔隙度 ϕ_0 对含水合物沉积物相对渗透率 k_r 的影响关系如图4所示. 可以看出, 随着水合物饱和度 S_h 的增加, 初始孔隙度 ϕ_0 越大, 含水合物沉积物有效孔隙的归一化分形维数 D_{fh}/D_{f0} 减小得越快, 归一化迂曲度 τ_h/τ_0 增加得也越快; 初始孔隙度 ϕ_0 对含水合物沉积物相对渗透率 k_r 的演化基本没有影响.

迂曲度模型对含水合物沉积物相对渗透率 k_r 的影响关系如图5所示. 其中, 红色对数型迂曲度模型来自文献[30]. 可以看出, 水合物饱和度 S_h 增加, 含水合物沉积物的有效孔隙度减小, 对数型迂曲度模型预测的归一化迂曲度 τ_h/τ_0 较根号型迂曲度模型预测结果增加更快; 然而, 这两种类型的迂曲度模型对于含水合物沉积物相对渗透率 k_r 的影响并不明显.

水合物赋存形式对其沉积物相对渗透率 k_r 的影响关系如图6所示. 可以看出, 在水合物饱和度 S_h 相同的

图 3 (网络版彩图)初始管径分形维数 D_{f0} 对相对渗透率 k_r 的影响

Figure 3 (Color online) Effects of the initial pore fractal dimension on the relative permeability.

图 4 (网络版彩图)初始孔隙度 ϕ_0 对相对渗透率 k_r 的影响

Figure 4 (Color online) Effects of the initial porosity ϕ_0 on the relative permeability k_r .

条件下,与颗粒表面型水合物相比,孔隙中心型水合物对沉积物有效孔径最大值的影响更加明显,归一化有效孔径最大值 $\lambda_{\max,h}/\lambda_{\max,0}$ 减小更快;与之相对应,孔隙中心型水合物较颗粒表面型水合物对其沉积物相对渗透率 k_r 的影响更加明显。

4 模型应用

日本于2013年从其Nankai海槽水合物储层AT1钻井中采出天然气。在试采之前,日本针对开采井附近的

图 5 (网络版彩图)迂曲度模型对相对渗透率 k_r 的影响

Figure 5 (Color online) Effects of the tortuosity model on the relative permeability.

图 6 (网络版彩图)水合物赋存形式对相对渗透率 k_r 的影响

Figure 6 (Color online) Effects of the pore-scale behavior of gas hydrate on the relative permeability.

监测井AT1-MC和取芯井AT1-C开展了大量的测试分析工作,获得了孔隙度、水合物饱和度和绝对渗透率等丰富的现场测试数据^[31]。其中,海底以下275–305 m范围内的储层是发现的两个水合物富集层之一,其水合物含量和绝对渗透率的分布情况分别如图7(a)和(b)所示。核磁测井表明,该层段储层孔隙度约为0.55;海底以下274 m附近储层几乎不含水合物,其绝对渗透率约为10 mD;海底以下304 m附近储层仅含少量水合物,其绝对渗透率约为100 mD。分别采用上述两个渗透率数值对该层段上下两部分储层的绝对渗透率进行处理,获得的相对渗透率变化曲线如图7(c)黑线所示。

相关研究表明,自然界中含水合物沉积物孔隙分

图 7 (网络版彩图)本文模型对日本Nankai海槽含水合物储层渗透率^[31]预测效果. 其中, 水合物饱和度 S_h (a)和储层绝对渗透率 K_h (b)基于核磁测井数据获得, 黄色圆点表示本文模型预测相对渗透率 k_r 结果(c)

Figure 7 (Color online) Model application to the relative permeability prediction of hydrate-bearing reservoir in the eastern Nankai Trough [31]. Both the hydrate saturation S_h (a) and the absolute permeability K_h (b) are determined from NMR logging data, and the yellow solid dots represent the theoretically predicted relative permeability k_r (c).

布符合分形标度关系^[20,32]. 由于自然界中海洋沉积物蕴含的水合物通常为孔隙填充型, 因此采用本文孔隙填充型模型对上述相对渗透率进行预测, 其预测效果如图7(c)黄色圆点所示. 可以看出, 本文分形模型预测结果与现场渗透率测试数据吻合效果良好, 并且由反演确定的初始管径分形维数 $D_{f,0}$ 等于1.3, 该值在前人核磁共振测量结果范围之内^[20,32], 体现了本文分形模型良好的工程应用潜力.

5 结论

本文从含水合物沉积物有效孔隙结构演化角度出发, 提出了不同赋存形式水合物对应的相对渗透率分

形模型, 主要得出以下结论:

(1) 由本模型预测的相对渗透率演化曲线与实验结果吻合较好, 其预测效果明显优于平行毛细管模型和Kozeny模型的预测效果, 即本模型能够较好地反映水合物含量及其赋存形式对沉积物渗透率的影响过程.

(2) 与迂曲度和孔隙度相比, 沉积物孔隙分形维数对其相对渗透率演化过程的影响更加明显, 水合物赋存形式以及由此决定的最大孔径演化关系是影响沉积物相对渗透率演化过程的关键因素.

(3) 本模型仅需通过实验测算沉积物孔隙分形维数和孔隙度, 就能够得到沉积物相对渗透率演化的全过程, 模型参数少且意义明确, 在水合物储层渗透率现场测试数据预测方面具有良好的应用效果.

参考文献

- 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. In: Proceedings of the International Conference on Gas Hydrates. Vancouver, 2008
- Schoderbek D, Farrell H, Hester K, et al. ConocoPhillips gas hydrate production test final technical report. ConocoPhillips Company, 2013
- 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. *Mar Pet Geol*, 2015, 66: 296–309
- Cyranoski D. Japanese test coaxes fire from ice. *Nature*, 2013, 496: 409
- Wu N Y, Huang L, Su Z, et al. A study of geological evaluation indicators for the exploitation potential of marine natural gas hydrates: Theory

- and methodology (in Chinese). *Nat Gas Ind*, 2013, 33: 11–17 [吴能友, 黄丽, 苏正, 等. 海洋天然气水合物开采潜力地质评价指标研究: 理论与方法. 天然气工业, 2013, 33: 11–17]
- 6 Konno Y, Masuda Y, Hariguchi Y, et al. Key factors for depressurization-induced gas production from oceanic methane hydrates. *Energy Fuels*, 2010, 24: 1736–1744
- 7 Liu L, Lu X, Zhang X, et al. Numerical simulations for analyzing deformation characteristics of hydrate-bearing sediments during depressurization. *Adv Geo-Energ Res*, 2017, 1: 135–147
- 8 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 Geophys Res*, 2003, 108: 2508
- 9 Mahabadi N, Dai S, Seol Y, et al. The water retention curve and relative permeability for gas production from hydrate-bearing sediments: Pore-network model simulation. *Geochem Geophys Geosyst*, 2016, 17: 3099–3110
- 10 Wang J, Zhao J, Zhang Y, et al. Analysis of the effect of particle size on permeability in hydrate-bearing porous media using pore network models combined with CT. *Fuel*, 2016, 163: 34–40
- 11 Mandelbrot B. How long is the coast of Britain? Statistical self-similarity and fractional dimension. *Science*, 1967, 156: 636–638
- 12 Coleman S W, Vassilicos J C. Transport properties of saturated and unsaturated porous fractal materials. *Phys Rev Lett*, 2008, 100: 035504
- 13 Yu B, Li J. Some fractal characters of porous media. *Fractals*, 2001, 9: 365–372
- 14 Yu B M, Li J H. A geometry model for tortuosity of flow path in porous media. *Chin Phys Lett*, 2004, 21: 1569–1571
- 15 Cai J, Perfect E, Cheng C L, et al. Generalized modeling of spontaneous imbibition based on Hagen-Poiseuille flow in tortuous capillaries with variably shaped apertures. *Langmuir*, 2014, 30: 5142–5151
- 16 Wei W, Cai J, Hu X, et al. An electrical conductivity model for fractal porous media. *Geophys Res Lett*, 2015, 42: 4833–4840
- 17 Xia Y, Cai J, Wei W, et al. A new method for calculating fractal dimensions of porous media based on pore size distribution. *Fractals*, 2018, 26: 1850006
- 18 Xu P, Li C, Qiu S, et al. A fractal network model for fractured porous media. *Fractals*, 2016, 24: 1650018
- 19 Xu P, Qiu S, Cai J, et al. A novel analytical solution for gas diffusion in multi-scale fuel cell porous media. *J Power Sources*, 2017, 362: 73–79
- 20 Wang H, Liu Y, Song Y, et al. Fractal analysis and its impact factors on pore structure of artificial cores based on the images obtained using magnetic resonance imaging. *J Appl Geophys*, 2012, 86: 70–81
- 21 Daigle H. Relative permeability to water or gas in the presence of hydrates in porous media from critical path analysis. *J Pet Sci Eng*, 2016, 146: 526–535
- 22 Ning F L, Li C, Cai J C, et al. Study on the relative permeability of hydrate-bearing sediments by a fractal parallel capillary model. In: *Proceedings of the International Conference on Gas Hydrates*. Denver, 2017
- 23 Chaouachi M, Falenty A, Sell K, et al. Microstructural evolution of gas hydrates in sedimentary matrices observed with synchrotron X-ray computed tomographic microscopy. *Geochem Geophys Geosyst*, 2015, 16: 1711–1722
- 24 Yu B, Cheng P. A fractal permeability model for bi-dispersed porous media. *Int J Heat Mass Transfer*, 2002, 45: 2983–2993
- 25 Iversen N, Jørgensen B B. Diffusion coefficients of sulfate and methane in marine sediments: Influence of porosity. *Geochim Cosmochim Acta*, 1993, 57: 571–578
- 26 Kumar A, Maini B, Bishnoi P R, et al. Experimental determination of permeability in the presence of hydrates and its effect on the dissociation characteristics of gas hydrates in porous media. *J Pet Sci Eng*, 2010, 70: 114–122
- 27 Delli M L, Grozic J L H. Experimental determination of permeability of porous media in the presence of gas hydrates. *J Pet Sci Eng*, 2014, 120: 1–9
- 28 Zhang H Y, Liu L L, Liu C L, et al. Experimental investigation on permeability of hydrate bearing sediments based on pressure pulse method (in Chinese). *J Exp Mech*, 2018, 33: 263–271 [张宏源, 刘乐乐, 刘昌岭, 等. 基于瞬态压力脉冲法的含水合物沉积物渗透性实验研究. 实验力学, 2018, 33: 263–271]
- 29 Li G, Wu D M, Li X S, et al. Experimental measurement and mathematical model of permeability with methane hydrate in quartz sands. *Appl Energy*, 2017, 202: 282–292
- 30 Comiti J, Renaud M. A new model for determining mean structure parameters of fixed beds from pressure drop measurements: Application to beds packed with parallelepipedal particles. *Chem Eng Sci*, 1989, 44: 1539–1545
- 31 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. *Mar Petgeol*, 2015, 66: 310–322

- 32 Daigle H, Johnson A, Thomas B. Determining fractal dimension from nuclear magnetic resonance data in rocks with internal magnetic field gradients. *Geophysics*, 2014, 79: D425–D431

A fractal model for the relative permeability prediction of hydrate-bearing sediments

LIU LeLe^{1,2}, ZHANG Zhun^{1,3}, NING FuLong^{2,3}, LI ChengFeng^{1,2}, CAI JianChao⁴,
WANG DaiGang^{1,2}, LIU ChangLing^{1,2*} & WU NengYou^{1,2}

¹ The Key Laboratory of Gas Hydrate, Ministry of Natural Resources, Qingdao Institute of Marine Geology, Qingdao 266071, China;

² Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266071, China;

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

⁴ Institute of Geophysics & Geomatics, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

Natural gas hydrates, ice-like crystals composed of water and natural gas, are widely distributed in marine sediments along the continental margin and permafrost regions. Natural gas hydrates are of great significance as a future energy resource, and have been officially authorized as a new kind of mineral in China. For now, however, the gas production rate of all the existing technologies is far below the commercial criterion. The permeability of hydrate-bearing sediments is a critical parameter that determines the economic feasibility of gas production from hydrate deposits, and it is one of the basic parameters needed for varieties of numerical simulators. However, most of the existing theoretical models for the permeability prediction are lack of quantitative descriptions of the pore space for fluids flow. In this work, a fractal theory based theoretical model is proposed to predict the permeability of hydrate-bearing sediments. In the proposed model, the pore space for fluids flow is equivalent to a bundle of capillary tubes with their diameters obeying the fractal scaling law. A hydrate saturation dependent area fractal dimension is applied to describe how the capillary tube diameters evolve during hydrate dissociation. The theoretically predicted curves are compared with published experimental data to verify its feasibility, and sensitivity analyses on model parameters are performed. The results suggest that the proposed theoretical model can describe the hydrate saturation and pore-scale behavior dependent permeability of hydrate-bearing sediments. The maximum diameter of the pore for fluids flow which is affected by the pore-scale behavior of gas hydrate is the key influence parameter determining the permeability of hydrate-bearing sediments. The proposed model is of great potential for engineering applications.

hydrate-bearing sediment, permeability, hydrate saturation, fractal

PACS: 47.27.-i, 47.27.Eq, 47.27.Nz, 47.40.Ki, 47.85.Gj

doi: [10.1360/SSPMA2018-00127](https://doi.org/10.1360/SSPMA2018-00127)