

刘乐乐,张旭辉,鲁晓兵.天然气水合物地层渗透率研究进展[J].地球科学进展,2012,27(7):733-746. [Liu Lele, Zhang Xuhui, Lu Xiaobing. Review on the permeability of hydrate-bearing sediments[J]. Advances in Earth Science 2012, 27(7):733-746.]

天然气水合物地层渗透率研究进展*

刘乐乐,张旭辉,鲁晓兵

(中国科学院力学研究所,土力学实验室,北京 100190)

摘要:天然气水合物开采涉及传热、水合物分解相变、多相渗流和地层变形 4 个物理过程。多相渗流过程伴随着对流传热,影响传热效率;多相渗流过程影响孔隙压力的消散速率,引起有效应力改变而影响地层变形;多相渗流过程影响传热的效率和孔隙压力的消散速率,使温度和压力条件发生变化,影响水合物的分解。多相渗流过程中,某相流体的有效渗透率不仅与该相流体的饱和度有关,还与地层绝对渗透率有关。地层绝对渗透率是多相渗流过程的关键参数之一。概述不同贮存状态水合物、地层孔隙率、水合物饱和度和地层有效应力对地层绝对渗透率影响的研究内容。以国内外天然气水合物地层绝对渗透率研究成果为基础,将来的研究重点主要包括粉细砂、黏土类地层和各向异性地层多相渗流研究,以及地层有效应力对绝对渗透率影响研究。

关键词:天然气水合物;贮存状态;饱和度;地层有效应力;绝对渗透率

中图分类号: P618.13 文献标志码: A 文章编号: 1001-8166(2012)07-0733-14

1 引言

天然气水合物(简称水合物)是天然气和水在适当的温度和压力条件下形成的冰状笼形结晶化合物。标准状态下,单位体积的水合物分解后可产生约 164 倍单位体积的天然气^[1]。水合物能量密度高,广泛分布于高纬度极地冻土环境与海洋湖泊等深水地层环境^[2,3],储量十分巨大^[4,5],被认为是 21 世纪最为重要的替代能源之一^[6~10],引起了国内外的广泛关注。

水合物是以固体形式分布于地层孔隙中。通过升高温度或者降低压力等方法,可以使水合物分解为天然气和水。目前提出的水合物开采方法主要有注热法、降压法和化学试剂法等^[11,12]。水合物开采涉及传热、水合物分解相变、多相渗流和地层变形 4 个物理过程。传热过程是指温差引起能量转移的过程,水合物开采时引起温差的因素包括高温液体注

入和水合物分解吸热;水合物分解相变过程是指固态水合物相变产生天然气和水的过程;多相渗流过程是指气相、液相和固相(水合物和骨架细小颗粒)在多孔介质中的渗流过程,伴随着水合物相变引起气相、液相的增加和地层参数的改变;地层变形过程是指地层有效应力和强度改变引起变形的过程,多相渗流、水合物分解引起的孔隙压力变化和上覆总压力变化均会引起有效应力发生改变,固体水合物饱和度的变化使地层强度发生改变。4 个物理过程之间有一定联系,但特征时间长度不同,可以进行解耦分析^[13]。

多相渗流过程伴随着对流传热,影响传热效率;多相渗流过程影响孔隙压力的消散速率,引起有效应力改变而影响地层变形;多相渗流过程影响传热的效率和孔隙压力的消散速率,使温度和压力条件发生变化,影响水合物的分解。多相渗流过程中,某相流体的有效渗透率不仅与该相流体的饱和度有

* 收稿日期:2012-02-17;修回日期:2012-05-22。

* 基金项目:国家自然科学基金项目“水合物分解引起地层分层破坏的实验室研究”(编号:11102209)和“水合物沉积物物性参数实时测量集成系统的研制”(编号:11072245)资助。

作者简介:刘乐乐(1986-)男,河南鹤壁人,博士研究生,主要从事天然气水合物开采研究。E-mail: hydrate_liu@163.com

关,还与地层绝对渗透率有关。水合物地层绝对渗透率是多相渗流过程的关键参数之一^[14,15],对地层绝对渗透率进行研究十分必要,而关于水合物地层绝对渗透率研究工作的综述性文章却比较少见^[16]。本文概述不同贮存状态水合物、地层孔隙率、水合物饱和度和地层有效应力对地层绝对渗透率影响的研究进展。结合国内外研究成果的优缺点对将来的水合物地层绝对渗透率研究方向进行展望。

2 水合物贮存状态

地层孔隙中不同贮存状态的水合物对地层绝对渗透率的影响不同,对确定地层绝对渗透率十分重要。在由松散矿物颗粒形成的地层中,水合物在孔隙中的贮存状态有以下几种方式^[17,18]:①水合物合成于矿物颗粒间的接触点(图 1A);②水合物较为均匀地合成于矿物颗粒表面(图 1B);③水合物合成于孔隙中心,并部分与矿物颗粒接触(图 1C);④水合物合成于孔隙中心,与矿物颗粒无任何接触(图 1D)。

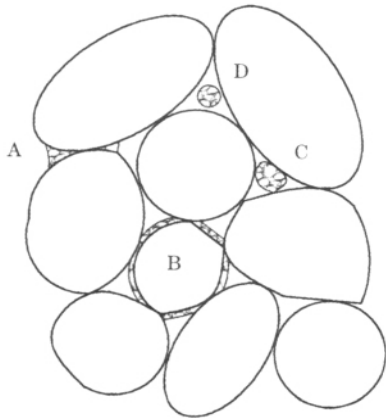


图 1 地层孔隙中不同贮存状态的水合物

Fig. 1 Pore-scale distributions of gas hydrate

Tohidi 等^[19]在由有机玻璃制备的多孔介质中,分别合成四氢呋喃(THF)、甲烷和二氧化碳水合物,并对水合物合成过程及贮存状态进行了研究。有机玻璃容器由玻璃板和玻璃盖组成,安装于压力室内加载围压,-25~100℃温控范围的空气浴中降温。用氢氟酸把人造孔隙网络刻于有机玻璃板上,玻璃盖上布置一个进液口和一个出液口。THF 水溶液的质量分数为 40%,在 0.5℃和 1 atm 的温度和压力条件下合成 THF 水合物。结果表明,THF 水合物晶体具有弧形表面,不会在有角度的边界出现(图

2a),外形呈现六边形状(图 2b)。大颗粒(0.313 mm)形成的多孔介质中(图 2b),THF 水合物优先生成于孔隙中心,颗粒表面有水存在;小颗粒(0.070 mm)形成的多孔介质中(图 2c),THF 水合物具有胶结作用,但颗粒表面仍有孔隙水薄层存在。在合成甲烷水合物时,首先向有机玻璃多孔介质中持续注入甲烷气体和蒸馏水直到孔隙水中有气泡出现(图 3a),然后在 -4.0℃和 5.5 MPa 的温度和压力条件下合成甲烷水合物。结果表明,甲烷水合物首先合成于气泡和水的边界,形成甲烷水合物包裹层(图 3b),随后包裹层破裂,出现甲烷水合物颗粒,以很小的晶体颗粒凝聚在一起(图 3c)。在合成二氧化碳水合物时,流动的二氧化碳水溶液在 9℃和 6.2 MPa 的温度和压力条件下合成二氧化碳水合物。结果表明,沿流动方向形成了二氧化碳水合物薄层(图 4a)。二氧化碳水合物晶体以 2 个平行系列发生交叉,交角 105°~110°(图 4b)。二氧化碳水合物形成于孔隙中心,而不会黏结于颗粒表面,颗粒表面有孔隙水薄膜存在。3 种水合物贮存状态的研究结果表明,在多孔介质颗粒表面存在一层很薄的水膜,水合物优先合成于孔隙中心而不是在颗粒表面,只有在含量较高的情况下,水合物才会对固体颗粒起到胶结的作用。但试验在有机玻璃制备的多孔介质中合成水合物,不能反映多孔介质颗粒表面矿物性质的影响。

Kleinberg 等^[20]运用核磁共振(NMR)技术对 Berea 砂岩中甲烷水合物的贮存状态进行了研究。试验共进行 3 组(Berea 3、Berea 4 和 Berea 5),砂岩容器长 300 mm,内径 54 mm。首先分别对未含甲烷水合物、饱和水状态的 3 组砂岩进行测量,然后 3 组砂岩由船载遥控潜水器携带到海水不同深度合成甲烷水合物并进行测量。含甲烷水合物砂岩的横向弛豫时间 T_2 分布,与未含甲烷水合物、饱和水状态的砂岩的横向弛豫时间 T_2 分布进行对比,经反演计算获得砂岩孔隙分布的变化,以此研究甲烷水合物在砂岩中的贮存状态。核磁共振测量的敏感性与氢原子密度、纵向弛豫时间 T_1 和横向弛豫时间 T_2 有关。测量信号对砂岩中固体颗粒不敏感,对孔隙水十分敏感,自由态甲烷气体对测量信号也有一定的影响。为了确定孔隙水和自由态甲烷气体的饱和度,每个容器需要被携带到 2 个不同海水深度进行测量。反演计算假设携带过程中满足以下假设:①甲烷水合物饱和度恒定;②自由态甲烷气体满足理想气体状态方程,且无泄漏;③孔隙水随着自由态甲烷气体的

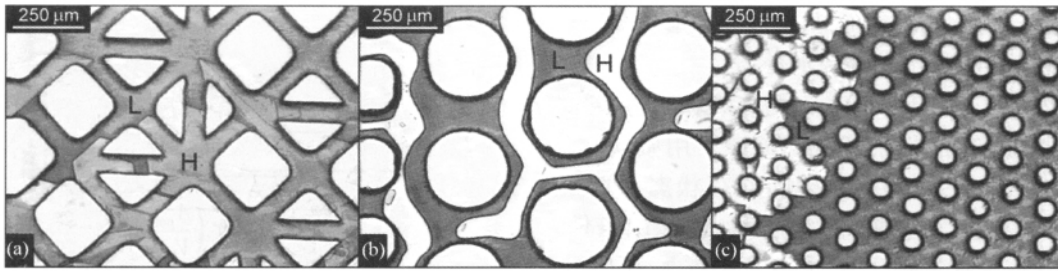


图 2 人造多孔介质中 THF 水合物的贮存状态^[19]

Fig. 2 Pore-scale distribution of THF hydrate in synthetic porous media^[19]

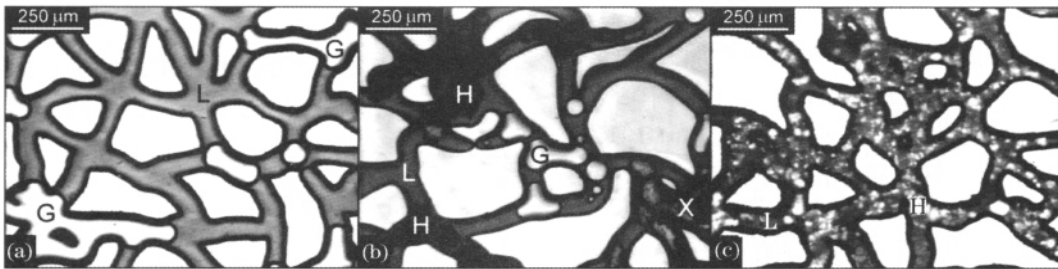


图 3 人造多孔介质中甲烷水合物的贮存状态^[19]

Fig. 3 Pore-scale distribution of methane hydrate in synthetic porous media^[19]

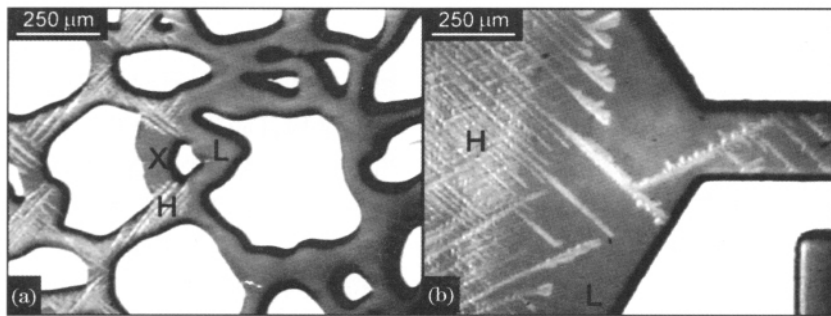


图 4 人造多孔介质中二氧化碳水合物的贮存状态^[19]

Fig. 4 Pore-scale distribution of carbon dioxide hydrate in synthetic porous media^[19]

体积变化而流入或者流出,以保证砂岩孔隙中水和自由态甲烷气体的总体积保持不变。未含甲烷水合物、饱和水状态的和含甲烷水合物的 Berea 3 砂岩 (甲烷气体饱和度 0.13, 甲烷水合物饱和度 0.02) 的横向弛豫时间 T_2 的分布曲线如图 5 所示。横向弛豫时间 T_2 的值越大,则对应大小的孔隙数量越多。图 5 表明含甲烷水合物的砂岩的 $10 \mu\text{m}$ 孔隙对应的横向弛豫时间 T_2 小于未含甲烷水合物的、饱和水的砂岩的 $10 \mu\text{m}$ 孔隙对应的横向弛豫时间 T_2 , 而 $1 \mu\text{m}$ 孔隙对应的横向弛豫时间 T_2 却有相反的规律。Berea 4 和 Berea 5 砂岩的测量结果有类似的规律。结果表明,砂岩孔隙中的甲烷水合物优先合成于大孔隙,使大孔隙变为小孔隙,引起大孔隙数量减少,小孔隙数量增多。甲烷气体难溶于水,甲烷水合

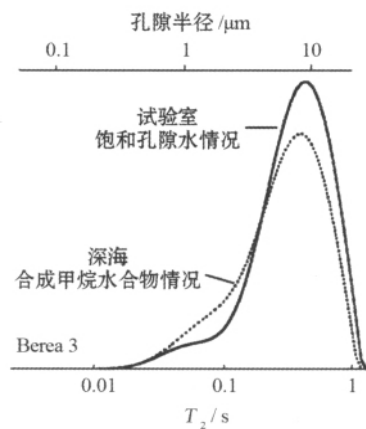


图 5 Berea 3 砂岩横向弛豫时间 T_2 分布曲线^[20]

Fig. 5 Transverse relaxation time distribution of Berea 3^[20]

物首先合成于甲烷气泡表面,只有在大孔隙中才有足够的水气接触面来合成甲烷水合物。

Kerker 等^[21]用粒径 500 μm 的玻璃珠制备多孔介质,孔隙尺寸均匀,孔隙率为 34.7%。用微观 CT 观察 THF 水合物在均匀孔隙中的贮存状态。THF 水溶液的质量分数为 60%,在常压和 $-3\text{ }^\circ\text{C}$ 的条件下合成 THF 水合物。在 THF 水溶液中添加 BaCl_2 ,增加 THF 水溶液和 THF 水合物的对比度。 BaCl_2 使 THF 水溶液的冰点降低至 $-6.9\text{ }^\circ\text{C}$,THF 水溶液在合成过程中不结冰。THF 水合物的合成过程总耗时 79 h,其间扫描了 10 张 X 射线断面照片。照片表明,THF 水合物合成于玻璃珠样品孔隙中心;玻璃珠多孔介质的孔隙和 THF 水溶液都分布均匀,但合成的 THF 水合物只在局部孔隙中出现,分布并不均匀。

综上所述,水合物优先合成于孔隙中心,优先合成于几何尺寸较大的孔隙。这是因为水合物的稳定条件和水的活度有很大关系。颗粒表面、束缚水状态的孔隙水的活度比孔隙中心、自由态的孔隙水的活度差,所以孔隙中心更容易合成水合物;地层孔隙的几何尺寸越小,毛细管力的影响越明显,孔隙水的活度越差,所以几何尺寸较大的孔隙中更容易合成水合物。固体颗粒和孔隙几何尺寸均匀的多孔介质中,水合物的分布呈现明显的非均匀性,说明还有其他因素影响水合物的贮存状态,这些因素主要包括:固体颗粒表面性质、孔隙水盐度、气体成分和水合物合成方法等。

地层孔隙中的水合物使地层孔隙率减小,改变地层孔隙几何形状,导致地层绝对渗透率降低。与水合物均匀分布于固体颗粒表面相比,水合物贮存于孔隙中心时,可能堵塞地层中几何尺寸较小的渗流通道,引起地层绝对渗透率更为明显的降低。水合物优先生成于孔隙中心,且优先生成于几何尺寸较大的孔隙。可以推断,水合物饱和度较低时,水合物优先贮存于几何尺寸较大的孔隙中,而几何尺寸较小的孔隙中几乎不含水合物,则地层绝对渗透率随水合物饱和度减小得很慢;水合物饱和度逐渐升高后,几何尺寸较小的孔隙中也出现了水合物,则地层绝对渗透率随水合物饱和度减小得较快。

3 地层孔隙率

常见的绝对渗透率与地层孔隙率的关系模型主要有 Kozeny 模型和平行毛细管模型。Kozeny 模型把地层渗流通道模拟成单个毛细管进行研究,具有

多个形式^[22]:

$$K = \frac{\phi}{\nu\tau \left(\frac{A_{\text{pore}}}{V_{\text{pore}}}\right)^2} \quad (1)$$

$$K = \frac{\phi^3}{\nu\tau \left(\frac{A_{\text{pore}}}{V_{\text{rock}}}\right)^2} \quad (2)$$

$$K = \frac{\phi^3}{\nu\tau (1 - \phi)^2 \left(\frac{A_{\text{pore}}}{V_{\text{grain}}}\right)^2} \quad (3)$$

其中 ϕ 为孔隙率; ν 为地层骨架颗粒的形状参数; τ 为渗流通道的迂回度; A_{pore} 为地层孔隙的表面积; V_{pore} 、 V_{rock} 和 V_{grain} 分别代表地层孔隙的总体积、地层的总体积和地层骨架颗粒的总体积。平行毛细管模型^[23]把地层渗流通道模拟成 n 束平行的、具有相同尺寸的毛细管进行研究。毛细管的内径用 a 表示。地层的绝对渗透率具有如下表达式:

$$K = \frac{\phi a^2}{8} \quad (4)$$

研究地层绝对渗透率时,常常把地层渗流通道模拟为单个或多个平行毛细管进行研究,但实际的渗流通道往往更为复杂。为了更真实地描述地层的孔隙结构,Fatt 把地层孔隙模拟为由大量孔隙和喉道组成的孔隙网络系统,首次提出了孔隙网络模型的概念^[24]。利用孔隙网络模型研究地层渗透率时,首先建立孔隙网络模型,确定孔喉半径、喉道长度、配位数、孔隙比、形状因子、孔喉分布规律等参数^[25]。其中,孔喉半径和喉道长度是反映地层的孔隙大小的参数;配位数是指连通孔隙的喉道个数,是表征多孔介质连通性的参数;孔隙比是指孔隙半径和喉道半径之比,是表征地层渗流阻力的参数。形状因子是反映孔隙和喉道截面形状的参数,截面形状主要包括圆形、三角形和正方形。孔喉分布规律是反映地层的孔隙空间分布的参数,分布规律主要包括正态分布、对数正态分布、伽马分布、截断正态分布和截断威布尔分布等。图 6 给出了孔隙网络模型的孔隙和喉道示意图,孔隙为球形,喉道为圆柱形,尺寸如图所示。然后假设孔隙是流体储存的主要场所,忽略喉道的流体存储能力,喉道是流体渗流的主要通道;假设喉道中流体流态为层流。喉道中流体渗流流量 Q_{ij} 具有如下形式^[26]:

$$Q_{ij} = \frac{\pi(p_i - p_j) r_{ij}^4}{8l_{ij}\mu} = g_{ij}\Delta p_{ij} \quad (5)$$

其中, p 为流体的压强, r_{ij} 和 l_{ij} 分别为喉道的半径和长度, μ 为流体的粘度系数, g_{ij} 为喉道倒流率。

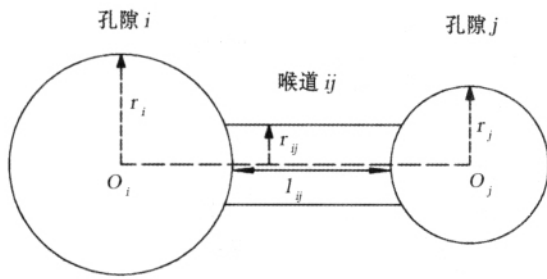


图 6 孔隙网络模型的孔隙和喉道

Fig. 6 Pore body and pore throat of pore network model

假设地层孔隙中的流体不可压缩, 则对于单个孔隙, 所有与其连通的喉道的流量之和应为零, 即:

$$\sum_j Q_{ij} = 0 \quad (6)$$

由此可以得到以压强为未知数的线性方程组, 求解后可得地层孔隙的压强分布。最后计算地层的入口流量和出口流量, 运用达西定律求解地层的绝对渗透率。

综上所述, 地层的绝对渗透率与孔隙率的关系模型可分为 3 类: 经验模型、毛细管模型和孔隙网络模型^[27]。经验模型通过拟合渗流试验数据获得, 没有理论推导, 不能解释地层孔隙等因素对渗流的影响, 只能应用于特定情况, 不具备普遍性; 孔隙网络模型以地层孔隙结构为出发点, 反映地层孔隙等因素对渗流的影响, 但在工程应用上却有诸多不便; 毛细管模型介于经验模型和孔隙网络模型之间, 用单个或者多个迂曲毛细管模拟地层的渗流通道来进行研究, 原理简单, 便于应用, 但模型参数需要通过试验获得, 属于半经验模型。

4 水合物饱和度

地层绝对渗透率随水合物饱和度的增加而减小。相同水合物饱和度情况下, 地层孔隙中不同贮存状态的水合物使地层绝对渗透率减小的速率不同, 对应不同的模型。Masuda 下降模型^[28]认为水合物合成于地层骨架颗粒表面, 地层的绝对渗透率具有如下形式:

$$K = K_0 (1 - S_h)^N \quad (7)$$

其中 K_0 为无水合物条件下的地层绝对渗透率, S_h 为水合物饱和度, N 为渗透率下降指数, 在 2 ~ 15 之间变化^[29], 不同的水合物地层具有不同的 N 值, 需要通过渗流试验数据拟合获得。Kleinberg 等^[20]认为水合物分布于地层骨架颗粒表面时的平行毛细管模型具有如下形式:

$$K = \frac{\phi a^2 (1 - S_h)^2}{8} \quad (8)$$

Kozeny 模型具有如下形式:

$$K = K_0 (1 - S_h)^{n+1} \quad (9)$$

n 取值 1.5。水合物分布于地层孔隙中心时的平行毛细管模型具有如下形式:

$$K = \frac{\phi a^2}{8} \left[1 - S_h^2 - \frac{(1 - S_h)^2}{\log(S_h^{-1})} \right] \quad (10)$$

Kozeny 模型具有如下形式:

$$K = K_0 \frac{(1 - S_h)^{n+2}}{(1 + S_h^2)^2} \quad (11)$$

以 Kozeny 模型为基础, 结合核磁共振测量, Kleinberg 等^[20]提出了 SDR 模型:

$$K = c (\phi_{NMR})^4 (T_{2LM})^2 \quad (12)$$

其中 T_{2LM} 为水合物地层的横向弛豫时间 T_2 的对数平均值, ϕ_{NMR} 为水合物地层饱和水情况下由核磁共振测得的孔隙率, c 为与水合物地层骨架颗粒矿物结构和磁性杂质含量有关的参数, 需要通过试验获得。Kleinberg 等^[20]得到美国 Masillon 砂岩和美国 Berea 砂岩的 c 值分别为 1.0×10^{-13} 和 $4.0 \times 10^{-15} \text{ m}^2 / \text{ms}^2$; Daigle 等^[30]认为参数 c 是水合物地层骨架颗粒岩性的函数, 可以通过伽马测井数据 G_R 获得:

$$c = -2.7 \times 10^{-18} G_R + 2.4 \times 10^{-16} \quad (13)$$

Kumar 等^[28]用粒径 0.09 ~ 0.15 mm 的玻璃珠制备试样, 孔隙率为 33.3%, 未含水合物的试样绝对渗透率为 66.4 Darcy。在玻璃珠试样中合成不同饱和度的二氧化碳水合物, 利用气体渗流测量不同二氧化碳水合物饱和度情况下玻璃珠试样的绝对渗透率。试验时, 首先用氮气对玻璃珠试样充分干燥, 抽真空获得足够负压, 然后向玻璃珠试样中注水, 静置数小时后注入二氧化碳气体使压强达到 2.76 MPa, 在 4 °C 的温度条件下合成二氧化碳水合物。合成过程中不断进行补气增压, 直到压强不再降低。假设除束缚水之外的所有孔隙水均变为二氧化碳水合物的水分子笼形结构, 据此确定二氧化碳水合物饱和度。测量绝对渗透率时温度恒定, 说明二氧化碳水合物处于稳定状态。不同二氧化碳水合物饱和度条件下的玻璃珠试样的绝对渗透率如表 1 所示。对渗流试验数据进行拟合(表 2)发现, 当二氧化碳水合物饱和度小于 0.35 时, 渗流试验获得的绝对渗透率与二氧化碳水合物合成于骨架颗粒表面情况下的计算结果符合较好; 当二氧化碳水合物饱和度大

于 0.35 时, 渗流试验获得的绝对渗透率与二氧化碳水合物合成于孔隙中心情况下的计算结果符合较好。改变 Masuda 下降模型的下降指数 N 对渗流试验数据进行拟合(表 3)发现, 二氧化碳水合物饱和度小于 0.35 时, 下降指数 N 取值 3.0; 二氧化碳水合物饱和度大于 0.35 时, 下降指数 N 没有固定的取值, 但是有随二氧化碳水合物饱和度升高而增大的趋势。研究结果与 Berge 等^[31]的结论相符合: 当水合物饱和度小于 0.35 时, 水合物合成于骨架颗粒表面; 当水合物饱和度大于 0.35 时, 水合物合成于孔隙中心。

表 1 含二氧化碳水合物试样的绝对渗透率^[28]

Table 1 Experimental results of permeability in the presence of hydrate in porous media^[28]

二氧化碳水 合物饱和度	绝对渗透率/Darcy			
	第 1 次	第 2 次	第 3 次	平均值
0.00	67.4	66.4		66.9
0.20	31.4	30.8	32.0	31.4
0.25	26.9	26.1	27.3	26.7
0.30	19.9	19.6	20.7	20.1
0.35	15.1	15.6	15.9	15.5
0.42	8.2	7.0	6.5	7.2
0.49	2.8	2.0	2.9	2.6

表 2 试验数据与平行毛管模型计算结果对比^[28]

Table 2 Comparison of the Parallel Capillary model with the experimental data^[28]

二氧化碳水 合物饱和度	绝对渗透率/Darcy		
	试验数据	水合物贮存状态	
		颗粒表面	孔隙中心
0.20	31.4	38.3	18.5
0.25	26.7	32.3	14.6
0.30	20.1	27.4	11.4
0.35	15.5	22.8	8.8
0.42	7.2	17.1	6.0
0.49	2.6	12.4	3.9

表 3 试验数据与 Masuda 下降模型计算结果对比^[28]

Table 3 Comparison of the Masuda model with the experimental data^[28]

二氧化碳水 合物饱和度	绝对渗透率/Darcy			
	试验数据	$N=3$	$N=5$	$N=15$
0.00	67.4	66.9	66.9	66.9
0.20	31.4	34.3	21.9	2.4
0.25	26.9	28.2	15.9	0.9
0.30	19.9	22.9	11.2	0.3
0.35	15.1	18.4	7.8	0.1
0.42	8.2	13.1	4.4	0.019
0.49	2.8	8.9	2.3	0.003

Minagawa 等^[32]分别用 GBL100, GBL30 和 QS-3 玻璃珠(平均粒径分别为 100, 30 和 3 μm)制备玻璃珠试样, 未含水合物的试样的绝对渗透率分别为 8.3, 0.2 和 0.0014 Darcy。用质量分数分别为 95% 和 5% 的 7# 硅砂和细砂制备砂土试样模拟日本 Nan-kai 海槽的水合物沉积物进行研究。测量未含水合物的试样的孔隙尺寸分布(pore-size distribution)、粒径尺寸分布(grain-size distribution)、孔隙率和孔隙面容比(surface-to-volume ratio of the pore)等参数。测量结果发现, 孔隙尺寸分布的对数平均值 P 和孔隙面容比具有线性关系:

$$\left(\frac{S}{V}\right)_{\text{pore}} = 3.2 \times P^{-1.0} \quad (14)$$

P 和 $\phi^3 \tau^2$ 具有线性关系, 其中 ϕ 为孔隙率, τ 为渗流管道的迂回度。

$$\phi^3 \tau^2 = 0.297 + \nu(0.215 + 3.13 \times 10^4 P) \quad (15)$$

其中, ν 是骨架颗粒形状参数, 对于玻璃珠, 取值为 0, 对于砂土, 取值为 1。以 Kozeny 模型为基础, 结合公式(14)和(15)获得以下半经验绝对渗透率模型:

$$K = \frac{\phi^4 P^{2.0}}{10.2 [0.297 + \nu(0.215 + 3.13 \times 10^4 P)]} \quad (16)$$

在 4 种试样中合成甲烷水合物, 孔隙水渗流测量试样的绝对渗透率, 第 1 组渗流试验的甲烷水合物饱和度为 0.33, 第 2 组渗流试验的甲烷水合物饱和度为 0.21。半经验绝对渗透率模型的计算结果与试验数据最为接近; 下降指数 $N=10$ 的 Masuda 下降模型的计算结果与试验数据较为接近(图 7)。

Sakamoto 等^[33-36]分别用 Toyoura 砂、7# 硅砂和 8# 硅砂制备甲烷水合物试样, 进行注热法和降压法的甲烷水合物分解试验。认为试样孔隙中的甲烷水合物由 2 部分组成: ①由束缚水和甲烷合成的, 分布于砂土颗粒表面的甲烷水合物; ②由自由水和甲烷合成的, 分布于孔隙中心的甲烷水合物(图 8)堵塞渗流通道。假设第二部分和第一部分的甲烷水合物先后分解。以 Masuda 下降模型为基础, 提出以下渗透率模型:

$S_h \leq S_{h1\max}$ 时, 有

$$K = \left(\frac{\phi}{\phi_0}\right)^{N_\phi} K_0 (1 - S_h)^{N_1} \quad (17)$$

$S_h > S_{h1\max}$ 时, 有

$$K = \left(\frac{\phi}{\phi_0}\right)^{N_\phi} K_0 (1 - S_{h1\max})^{N_1} \left(\frac{1 - S_h}{1 - S_{h1\max}}\right)^{N_2} \quad (18)$$

其中, K_0 是未含甲烷水合物的砂土试样的绝对

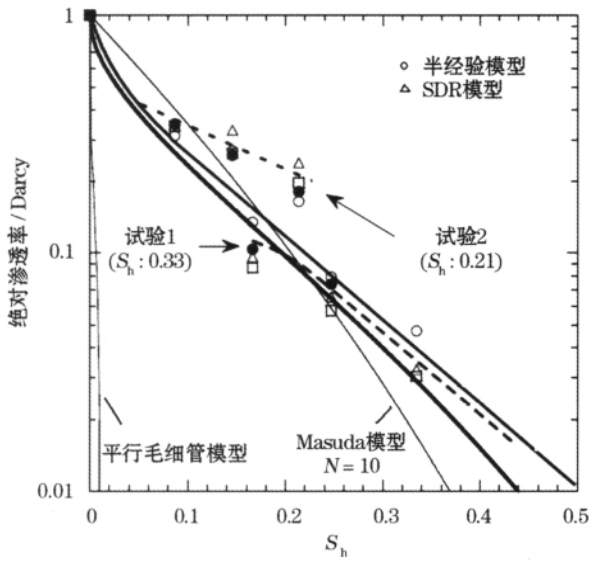


图 7 试验数据与渗透率模型计算结果对比^[32]

Fig. 7 Comparison of several permeability models with experimental data^[32]

注: 半经验模型由公式(16)所得; SDR 模型由公式(12)所得; 平行毛细管模型由公式(10)所得; Masuda 模型由公式(7)所得

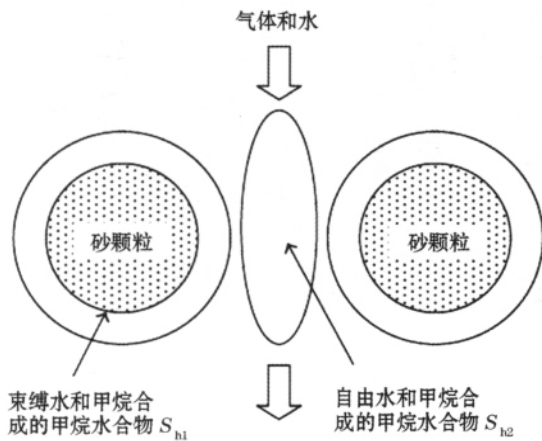


图 8 孔隙中甲烷水合物分布模型^[33]

Fig. 8 Schematic of methane hydrate two-component system^[33]

渗透率; S_{h1max} 是第一部分甲烷水合物饱和度的最大值; 下降指数 N_1 表达式如下:

$$N_1 = 10.4S_{h1}^2 - 27.8S_{h1} + 13.6 \quad (19)$$

指数 N_2 取值要小于指数 N_1 , 但未给出具体的表达式。用数值模拟反演计算确定指数 N_ϕ 值在 4.8 ~ 10.0 之间变化, 随试样最大粒径 D_A 的增加而减小, 随试样初始孔隙率 ϕ_0 的增加而变大。据此得出 N_ϕ 的表达式:

$$N_\phi = a_\phi \left(\frac{D_A}{D_{AT}} - 1 \right) + c_\phi \left(\frac{\phi_0}{\phi_{T0}} - 1 \right) + d_\phi \quad (20)$$

其中 D_{AT} , ϕ_{T0} , a_ϕ , c_ϕ 和 d_ϕ 是由数值模拟确定的常数。渗透率模型参数冗杂, 不同试样的 N_ϕ 取值不同, 应用范围较窄。

Jin 等^[37] 运用微聚焦 CT 对日本 Nankai 海槽的 5 个水合物试样进行扫描, 经图像处理软件分析后获得水合物试样的三维模型。三维模型以不同的灰度表示骨架颗粒、自由态气体和水合物/冰。由三维模型计算获得的孔隙率与压汞法确定的孔隙率差别很小(表 4), 说明扫描结果可信度较高。孔隙率对试样的绝对渗透率影响很大。Nankai 海槽的 5 个水合物试样的孔隙率十分接近, 但试样的绝对渗透率却有很大的差别(表 4), 这是由水合物试样的渗流管道密度不同引起的。水合物试样中的孔隙可以向任何方向延伸, 所以渗流管道有平行和垂直孔隙水渗流方向的两组, 分别对应平行孔隙水渗流方向的管道密度和垂直孔隙水渗流方向的管道密度。水合物试样的绝对渗透率随平行渗流方向的管道密度增大而增大; 水合物试样的绝对渗透率受垂直渗流方向的管道密度影响, 随平行渗流方向与垂直渗流方向的管道密度比值增大而增大(图 9); 水合物试样的粒径分布影响渗流管道的分布。

表 4 水合物样品孔隙率和绝对渗透率^[37]

Table 4 Porosity and absolute permeability data of gas hydrate sample^[37]

样品编号	孔隙率		绝对渗透率 /Darcy
	三维模型	压汞法	
A	0.438	0.442	7.31×10^{-4}
B	0.468	0.400	8.27×10^{-4}
C	0.444	0.382	1.08×10^{-2}
D	0.438	0.475	1.54×10^{-2}
E	0.461	0.444	8.81×10^{-3}

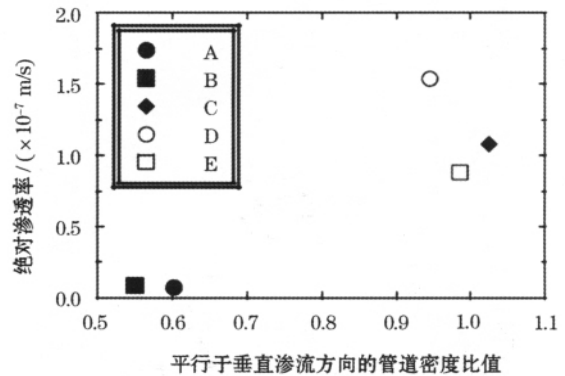


图 9 试样绝对渗透率与渗流管道密度比值关系^[37]

Fig. 9 Correlation between permeability and ratio^[37]

Seol 等^[38, 40]和 Kneafsey 等^[39]用美国 Silica 砂土制备圆柱形水合物试样,直径 50.8 mm,长 198 mm,运用 CT 扫描确定甲烷水合物在试样中的分布和可能的渗流通道;考虑不同贮存状态的甲烷水合物对试样绝对渗透率的影响,通过对比数值计算结果与 CT 扫描结果,间接研究了甲烷水合物在试样孔隙中的贮存状态。CT 扫描数据由软件处理后获得的甲烷水合物饱和度 (S_h)、有效孔隙水饱和度 ($S_w^* = S_w / (1 - S_h)$) 和有效孔隙率 ($\phi^* = \phi (1 - S_h)$) 的分布可以看出(图 10)。试样轴心部分的甲烷水合物饱和度较高,环形边缘部分的甲烷水合物饱和度较低。按甲烷水合物饱和度可以把试样分为 3 个区域:4 和 46 mm 2 个截面的甲烷水合物饱和度在 0.75 左右且分布相对均匀;70、98、126 和 152 mm 4 个截面的甲烷水合物饱和度在 0.5 左右且分布不均匀,截面右上部分的甲烷水合物饱和度只有 0.1

左右,逐渐发展为“C”字形;178 mm 截面的甲烷水合物饱和度分布很不均匀,“C”字形状区域连通为环状。试样中仍有束缚水存在,有效孔隙水饱和度的分布与甲烷水合物饱和度的分布一致,这是因为甲烷水合物优先形成于孔隙水饱和度较高的区域。甲烷水合物饱和度较高的区域的有效孔隙率较低。试验测量甲烷水合物试样的绝对渗透率,用 CT 扫描全程监控试样中有效孔隙水的变化由 46 mm 截面的有效孔隙水饱和度变化可以看出(图 11),孔隙水首先出现在甲烷水合物饱和度较低的区域,随着有效孔隙水饱和度的增高,孔隙水出现的区域逐渐扩展至甲烷水合物饱和度较高的区域。由于分辨率的限制,CT 扫描不能确定孔隙中甲烷水合物的贮存状态。为了研究不同贮存状态的甲烷水合物对试样的绝对渗透率的影响,作者引入了渗透率修正系数 f_{PM} ,定义如下:

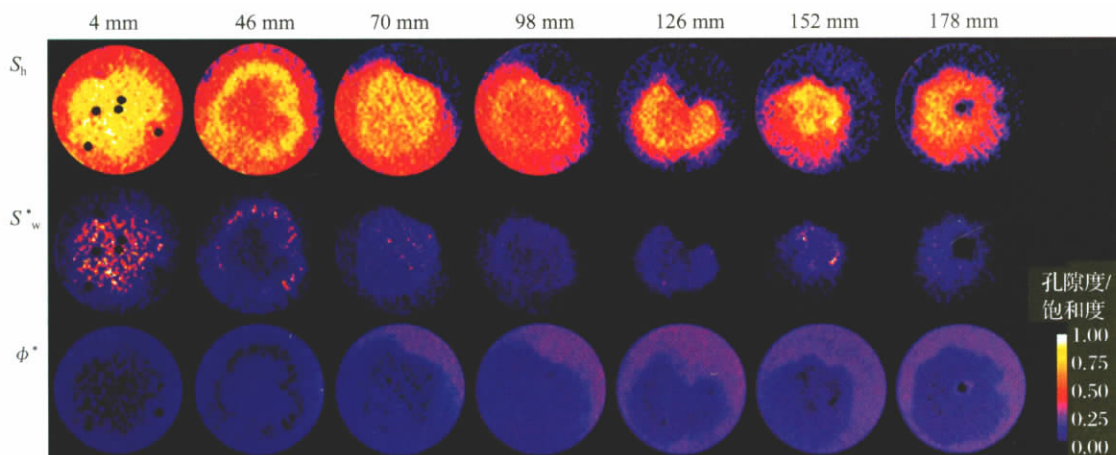


图 10 试样不同截面的甲烷水合物饱和度、有效孔隙水饱和度和有效孔隙率^[38]

Fig. 10 Hydrate saturation, effective water saturation and effective porosity at different observation locations^[38]

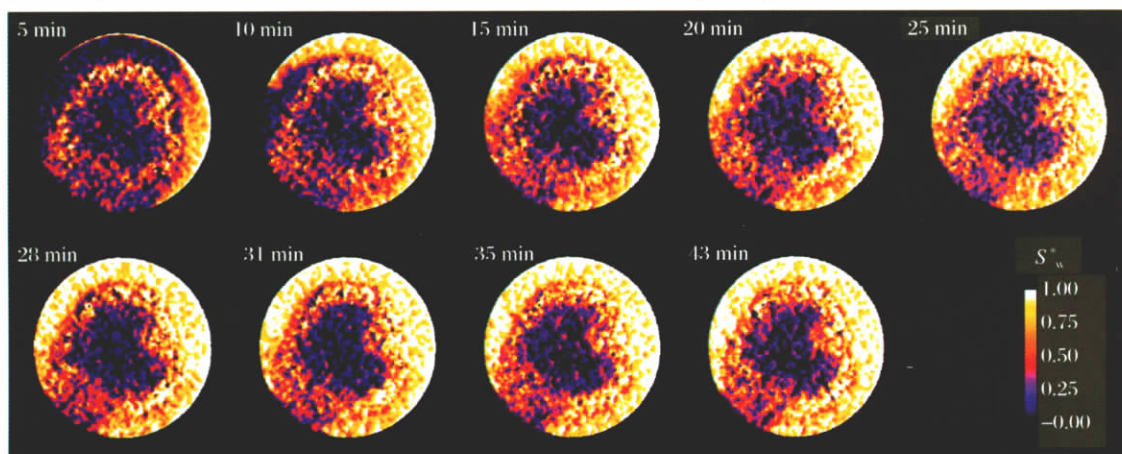


图 11 孔隙水渗流过程中 46 mm 截面的有效孔隙水饱和度变化过程^[38]

Fig. 11 Effective water saturation during water injection at location 46 mm at different times^[38]

$$f_{PM} = m \times \exp[-\exp(n - l \times S_h)] \quad (21)$$

其中, 参数 m 是修正前甲烷水合物试样的绝对渗透率; 参数 n 是甲烷水合物试样的绝对渗透率减小时的甲烷水合物饱和度; 参数 l 控制甲烷水合物试样的绝对渗透率的下降速率。分别用 PMA, PMB 和 PMC 3 个绝对渗透率修正模型模拟甲烷水合物合成于孔喉; 甲烷水合物以一定比例合成于孔喉和孔隙; 甲烷水合物合成于孔隙 3 种情况(图 12)。当甲烷水合物合成于孔喉, 少量的水合物就会引起绝对渗透率的减小(PMA); 当甲烷水合物合成于孔隙, 一定含量的水合物才会引起绝对渗透率的减小(PMC); PMB 介于 PMA 和 PMC 之间。分别运用 3 种修正模型对绝对渗透率进行修正, 然后运用 TOUGH2 软件对试样中孔隙水渗流进行数值模拟。数值模拟结果表明(图 13), 考虑不同贮存状态的甲烷水合物对试样绝对渗透率的影响十分必要。由 PMC 模型修正的软件的计算结果与试样有效孔隙水饱和度分布相符(图 11), 据此认为砂土试样中的甲烷水合物优先合成于孔隙中心。由 PMC 模型可知, 当甲烷水合物饱和度小于 40% 时, 试样的绝对渗透率减小得很慢; 当甲烷水合物饱和度大于 40% 时, 试样的绝对渗透率减小得很快; 当甲烷水合物饱和度达到 70% 时, 试样的绝对渗透率趋近于零。以上结论仅仅根据一组砂土试样渗流试验获得, 所观察到的现象不一定具有代表性和典型性; PMC 修正模型仅局限于特定的未饱和砂土试样。

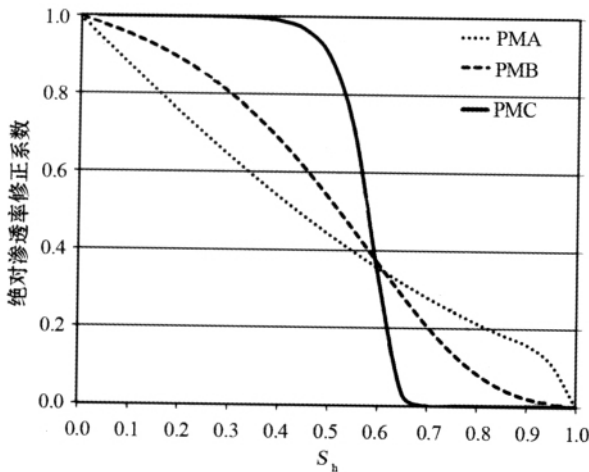


图 12 绝对渗透率修正模型^[38]

Fig. 12 Three different permeability modification model^[38]

在测量水合物试样的渗透率时, 首先要保证固体水合物的稳定, 采用氮气和进行渗流试验, 避免

水合物的合成和分解, 以免造成误差。水合物饱和度过高会导致试样的渗透性下降, 渗流试验时获得稳定的渗流十分困难^[41]。水合物试样的渗透率随水合物饱和度的升高而逐渐降低, 但不同的饱和度范围对应着不同的影响关系。

5 地层有效应力

影响地层绝对渗透率的主要因素是孔喉半径, 孔径减小或部分孔道闭合必然导致地层绝对渗透率大幅度降低。水合物开采使孔隙压力降低, 地层有效应力增加, 引起地层孔隙结构被压缩, 导致地层绝对渗透率降低, 即地层具有应力敏感性。国内外学者进行了大量的、不含水合物的岩石地层应力敏感性实验研究, 建立了有效应力与地层绝对渗透率的函数关系, 主要包括指数形式、幂律形式和多项式形式。指数形式^[42~45]认为地层绝对渗透率与有效应力满足下式:

$$K = K^* e^{-b_1 \sigma^*} \quad (22)$$

其中, K^* 是地层初始绝对渗透率, σ^* 是有效应力, b_1 表征应力敏感性强度, b_1 值越大地层应力敏感性越强。幂律形式^[46~48]认为地层绝对渗透率与有效应力满足下式:

$$K = K^* \left[0.99 \frac{e^{1.84a_1}}{(\sigma^*)^{a_1}} \right] \quad (23)$$

其中, a_1 满足下式:

$$a_1 = \frac{0.057}{\left(\frac{\sqrt{K}}{\phi} \right)^{0.99}} \quad (24)$$

a_1 值越大地层应力敏感性越强。多项式形式^[49~53]认为地层绝对渗透率与有效应力满足下式:

$$K = K^* [a(\sigma^*)^2 + b(\sigma^*) + c] \quad (25)$$

其中, a 值越大地层应力敏感性越强。对比以上 3 种评价模型, 多项式关系与实验数据的拟合精度最高^[54]。

地层应力敏感性的主要控制因素包括: 岩石压缩系数、岩石组分、地层温度、含水饱和度和天然裂隙等。岩石压缩系数越大, 表明岩石越容易被压缩, 地层应力敏感性越强^[55]。地层岩屑含量增加和温度升高, 致密砂岩应力敏感性增强^[56], 水的存在对致密砂岩应力敏感性具有强化作用^[57]。天然裂隙的存在也会加剧地层应力敏感程度^[45]。

目前, 在低渗油气田开发相关研究中, 已经可以通过室内岩芯流动实验对地层应力敏感性进行量化分析, 但在水合物开采相关研究中, 水合物地层应力

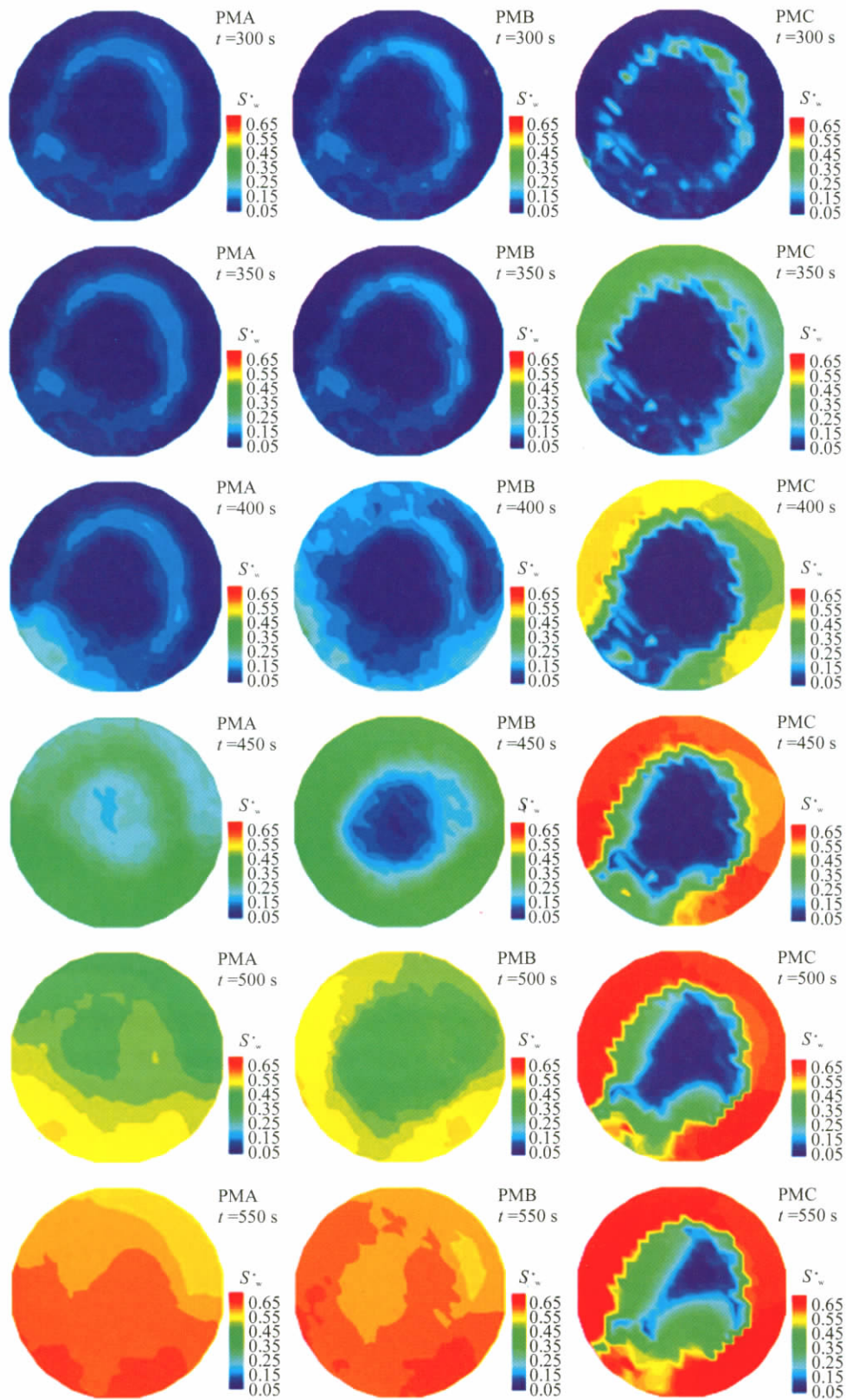


图 13 不同修正模型对应的有效孔隙水饱和度数值模拟结果(46 mm 截面)^[38]

Fig. 13 Results of numerical simulations for effective water saturation at location 46 mm^[38]

敏感性研究比较少见。水合物开采时,水合物分解使孔隙尺寸增加,而有效应力的增加使孔隙尺寸减小,两者共同影响地层绝对渗透率的变化。海洋地层环境下的水合物地层主要由砂土、粉细砂和黏土等组成,强度远远小于岩石,且水合物完全分解后的地层强度降低为原来的1/10,水合物分解过程中的地层应力敏感程度远远强于低渗油气田开采过程中的岩石应力敏感程度。水合物分解引起的地层温度降低有利于减轻地层应力敏感程度。由此可见,水合物地层应力敏感程度更强,控制因素更复杂。水合物地层应力敏感性研究对水合物开采产能评价和生产动态预测非常必要。

6 结论与建议

水合物优先合成于孔隙中心,优先合成于几何尺寸较大的孔隙。地层孔隙水的活度越好越容易合成水合物。颗粒表面的、束缚水状态的孔隙水的活度比孔隙中心的、自由态的孔隙水的活度差;地层孔隙的几何尺寸越小,毛细管力的影响越明显,孔隙水的活度越差。此外,影响水合物贮存状态的因素还包括:固体颗粒表面性质、孔隙水盐度、气体成分和水合物合成方法等。

地层孔隙中的水合物使地层孔隙率减小,改变地层孔隙几何形状,导致地层绝对渗透率降低。水合物合成于颗粒表面,改变渗流通道的表面物性;水合物合成于孔隙中心,渗流通道由管状变为环状。与水合物均匀分布于固体颗粒表面相比,水合物贮存于孔隙中心时,可能堵塞地层中几何尺寸较小的渗流通道,引起地层绝对渗透率更为明显的降低。水合物饱和度较低时,地层绝对渗透率随水合物饱和度减小得很慢;水合物饱和度逐渐升高后,地层绝对渗透率随水合物饱和度减小得较快。

海洋环境下,由粉细砂及黏土等细颗粒组成的水合物地层的强度远远弱于低渗油气田地层岩石的强度,且水合物完全分解后的地层强度减小至原来的0.1倍,水合物地层的应力敏感性大大强于低渗油气田地层岩石的应力敏感性。水合物分解吸热引起的地层温度降低有利于缓解地层的应力敏感性。可见,水合物地层应力敏感性更强,影响因素更为复杂。水合物的分解有利于水合物地层绝对渗透率的增加,而水合物地层的强应力敏感性却有相反的效果,考虑水合物地层应力敏感性的影响对水合物地层孔隙流体渗流机理的研究更全面,有利于正确预测水合物的生产过程。

综上所述,国内外学者对水合物地层绝对渗透率研究进行了大量的工作,取得了很多积极成果,但仍存在一些不足之处:①粉细砂、黏土等细颗粒组成的试样的渗流试验研究较少,数据匮乏;②实际的水合物地层渗流路径相对集中,甚至存在裂隙,针对各向异性的水合物地层绝对渗透率的研究较少;③水合物地层有效应力对渗透率的影响研究较少;④采用孔隙网络模型研究水合物地层绝对渗透率的工作较少。

水合物地层绝对渗透率研究以渗流实验为基础,结合理论分析和数值模拟等手段进行分析研究。进行渗流实验时,需要处理好以下几个难点:

①水合物对温度和压力条件的敏感性,导致现场水合物样品的运输工作十分困难^[58]。室内试验所用水合物试样由人工制备而成,由于残余水的影响,精确合成具有特定饱和度的、均匀的水合物样品是进行渗流试验的难点。②水合物样品的渗流流体必须进行预冷处理,避免渗流试验过程中水合物发生分解。测量水气的相对渗透率,需要挑选合适的流体以及合适的温度和压力条件,避免在渗流试验中生成新的水合物。渗流试验中保证水合物的稳定是渗流试验的难点。③高含量水合物的水合物样品渗透性极差,需要施加较大的压差才能发生渗流,导致渗流速度的不稳定,使试验困难增大。高含量水合物条件下获得稳定渗流是渗流试验的难点。④室内制备水合物试样,初期水合物合成速度较快,随后进入较为稳定的、低速的合成阶段。制备高饱和度的水合物样品是渗流试验的难点。

水合物地层的多相渗流过程与水合物开采的效率和安全性评估^[59,60]密切相关,对其进行研究十分重要。本文概述了国外水合物地层绝对渗透率的研究进展,以下几个方面可能成为将来水合物地层多相渗流研究工作的重点:①宏微观相结合的粉细砂、黏土等细颗粒组成的水合物地层多相渗流研究;②各向异性水合物地层多相渗流研究;③水合物地层有效应力对多相渗流影响研究;④结合孔隙网络模型的水合物地层多相渗流研究。

致谢:作者得到了中国科学院力学研究所谈庆明研究员的悉心指导,在讨论过程中受益匪浅,在此表示衷心感谢!

参考文献(References):

- [1] Sloan E D, Koh C A. Clathrate Hydrates of Natural Gases [M].

- Boca Raton, FL: CRC Press, 2008.
- [2] Kvenvolden K A, Lorenson T D. Global occurrences of gas hydrate [C] // Proceedings of the Eleventh (2001) International OFF-SHORE and Polar Engineering Conference. Stavanger, 2001.
- [3] Ye Liming, Luo Peng, Yang Kehong. Advances in climatic effects study of gas hydrates [J]. *Advances in Earth Science*, 2011, 26 (5): 565-574. [叶黎明, 罗鹏, 杨克红. 天然气水合物气候效应研究进展[J]. *地球科学进展*, 2011, 26(5): 565-574.]
- [4] Kvenvolden K A. Gas hydrates—geological perspective and global change [J]. *Reviews of Geophysics*, 1993, 31(2): 173-187.
- [5] Wu Qingbai, Cheng Guodong. Research summarization on natural gas hydrate in permafrost regions [J]. *Advances in Earth Science*, 2008, 23(2): 111-119. [吴青柏, 程国栋. 多年冻土区天然气水合物研究进展[J]. *地球科学进展*, 2008, 23(2): 111-119.]
- [6] Gornitz V, Fung I. Potential distribution of methane hydrates in the worlds oceans [J]. *Global Biogeochemical Cycles*, 1994, 8 (3): 335-347.
- [7] Kvenvolden K A. Potential effects of gas hydrate on human welfare [J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 1999, 96(7): 3 420-3 426.
- [8] Milkov A V. Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: How much is really out there? [J]. *Earth-Science Reviews*, 2004, 66(3/4): 183-197.
- [9] Klauda J B, Sandler S I. Global distribution of methane hydrate in ocean sediment [J]. *Energy & Fuels*, 2005, 19(2): 459-470.
- [10] Ruppel C. Tapping methane hydrates for unconventional natural gas [J]. *Elements*, 2007, 3(3): 193-199.
- [11] Ji C, Ahmadi G, Smith D H. Natural gas production from hydrate decomposition by depressurization [J]. *Chemical Engineering Science*, 2001, 56(20): 5 801-5 814.
- [12] Moridis G J, Collett T S, Dallimore S R, et al. Numerical studies of gas production from several CH₄ hydrate zones at the Mallik site, Mackenzie Delta, Canada [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004, 43(3/4): 219-238.
- [13] Zhang X H, Lu X B, Li Q P. Formation of layered fracture and outburst during gas hydrate dissociation [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, 76(3/4): 212-216.
- [14] Lee J, Park S, Sung W. An experimental study on the productivity of dissociated gas from gas hydrate by depressurization scheme [J]. *Energy Conversion and Management*, 2010, 51(12): 2 510-2 515.
- [15] Moridis G J. Numerical studies of gas production from methane hydrates [J]. *SPE Journal*, 2003, 8(4): 359-370.
- [16] Waite W F, Santamarina J C, Cortes D D, et al. Physical properties of hydrate-bearing sediments [J]. *Reviews of Geophysics*, 2009, 47: RG4003 doi: 10.1029/2008RG000279.
- [17] Helgerud M B. Wave Speeds in Gas Hydrate and Sediments Containing Gas Hydrate: A Laboratory and Modeling Study [D]. Stanford: Stanford University, 2001.
- [18] Winters W J, Pecher I A, Waite W F, et al. Physical properties and rock physics models of sediment containing natural and laboratory-formed methane gas hydrate [J]. *American Mineralogist*, 2004, 89(8/9): 1 221-1 227.
- [19] Tohidi B, Anderson R, Clennell M B, et al. Visual observation of gas-hydrate formation and dissociation in synthetic porous media by means of glass micromodels [J]. *Geology*, 2001, 29 (9): 867-870.
- [20] 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*, 2003, 108 (B10) doi: 10.1029/2003JB002389.
- [21] Kerkar P, Jones K W, Kleinberg R, et al. Direct observations of three dimensional growth of hydrates hosted in porous media [J]. *Applied Physics Letters*, 2009, 95(2) doi: 10.1063/1.3120544.
- [22] Hearst J R, Nhilip P H, Paillet F L. Well Logging for Physical Properties [M]. New York: McGraw Hill, 2000.
- [23] Scheidegger A E. The Physics of Flow Through Porous Media [M]. Buffalo: University of Toronto Press, 1960.
- [24] Tsimpanogiannis I N, Lichtner P C. Pore-network study of methane hydrate dissociation [J]. *Physical Review E*, 2006, 74(5), doi: 10.1103/phyRevE.74.056303.
- [25] Liang H F, Song Y C, Liu Y, et al. Study of the permeability characteristics of porous media with methane hydrate by pore network model [J]. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 2010, 19 (3): 255-260.
- [26] Blunt M, King P. Relative permeabilities from 2-Dimensional and 3-Dimensional pore-scale network modeling [J]. *Transport in Porous Media*, 1991, 6(4): 407-433.
- [27] Civan F. Scale effect on porosity and permeability: Kinetics, model, and correlation [J]. *Aiche Journal*, 2001, 47(2): 271-287.
- [28] 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]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, 70 (1/2): 109-117.
- [29] Liang H, Song Y, Chen Y, et al. The measurement of permeability of porous media with methane hydrate [J]. *Petroleum Science and Technology*, 2011, 29(1): 79-87.
- [30] Daigle H, Dugan B. Extending NMR data for permeability estimation in fine-grained sediments [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, 26(8): 1 419-1 427.
- [31] Berge L I, Jacobsen K A, Solstad A. Measured acoustic wave velocities of R11 (CCl₃F) hydrate samples with and without sand as a function of hydrate concentration [J]. *Journal of Geophysical Research*, 1999, 104(B7): 15 415-15 424.
- [32] Minagawa H, Sakamoto Y, Komai T, et al. Relation between pore-size distribution and permeability of sediment [C] // The Nineteenth International Offshore and Polar Engineering Conference. Osaka, Japan, 2009.
- [33] Sakamoto Y, Komai T, Miyazaki K, et al. Laboratory-scale experiments of the methane hydrate dissociation process in a porous

- media and numerical study for the estimation of permeability in methane hydrate reservoir [J]. *Journal of Thermodynamics*, 2010, 2010, doi: 10.1155/2010/452326.
- [34] Sakamoto Y, Komai T, Kawamura T, et al. Laboratory-scale experiment of methane hydrate dissociation by hot-water injection and numerical analysis for permeability estimation in reservoir: Part 1—Numerical study for estimation of permeability in methane hydrate reservoir[J]. *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, 2007, 17(1): 47-56.
- [35] Sakamoto Y, Komai T, Kawamura T, et al. Modification of permeability model and history matching of laboratory-scale experiment for dissociation process of methane hydrate: Part 2—Numerical study for estimation of permeability in methane hydrate reservoir[J]. *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, 2007, 17(1): 57-66.
- [36] Sakamoto Y, Kakumoto M, Miyazaki K, et al. Numerical study on dissociation of methane hydrate and gas production behavior in laboratory-scale experiments for depressurization: Part 3—Numerical study on estimation of permeability in methane hydrate reservoir[J]. *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, 2009, 19(2): 124-134.
- [37] Jin Y, Hayashi J, Nagao J, et al. New method of assessing absolute permeability of natural methane hydrate sediments by micro-focus X-ray computed tomography [J]. *Japanese Journal of Applied Physics Part 1—Regular Papers Brief Communications & Review Papers*, 2007, 46(5A): 3 159-3 162.
- [38] Seol Y, Kneafsey T J. Methane hydrate induced permeability modification for multiphase flow in unsaturated porous media [J]. *Journal of Geophysical Research*, 2011, 116, doi: 10.1029/2010JB008040.
- [39] Kneafsey T J, Seol Y, Gupta A, et al. Permeability of laboratory-formed methane-hydrate-bearing sand: Measurements and observations using X-ray Computed Tomography [J]. *SPE Journal*, 2011, 16(1): 78-94.
- [40] Seol Y, Kneafsey T J, Tomutsa L, et al. Preliminary relative permeability estimates of methane hydrate-bearing sand [C] // TOUGH Symposium. Berkeley, California, USA 2006.
- [41] Johnson A, Patil S, Dandekar A. Experimental investigation of gas-water relative permeability for gas-hydrate-bearing sediments from the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 419-426.
- [42] David C, Wong T F, Zhu W L, et al. Laboratory measurement of compaction-induced permeability change in porous rocks—Implications for the generation and maintenance of pore pressure excess in the crust [J]. *Pure and Applied Geophysics*, 1994, 143(1/3): 425-456.
- [43] Pedrosa J, Petrobras O A. Pressure transient response in stress-sensitive formation [C] // SPE California Regional Meeting. Oakland, California, 1986.
- [44] Soeder D J, Randolph P L. Porosity, permeability, and pore structure of the tight mesaverde sandstone, Piceance Basin, Colorado [J]. *SPE Formation Evaluation*, 1987, 2(2): 129-136.
- [45] Jiang Haijun, Yan Jienian, Li Rong. Experimental study on fractured reservoir stress-sensitivity [J]. *Petroleum Drilling Technology*, 2000, 28(6): 32-33. [蒋海军, 鄢捷年, 李荣. 裂缝性储层应力敏感性实验研究 [J]. 石油钻探技术, 2000, 28(6): 32-33.]
- [46] Shi Y L, Wang C Y. Pore pressure generation in sedimentary basins—Overloading versus aquathermal [J]. *Journal of Geophysical Research*, 1986, 91(B2): 2 153-2 162.
- [47] Bernabe Y. The effective pressure law for permeability in Chelmsford granite and Barre granite [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1986, 23(3): 267-275.
- [48] Shi Yujiang, Sun Xiaoping. Analysis on reservoir stress-sensitivity of Changqing tight clasticite [J]. *Petroleum Exploration and Exploitation*, 2001, 28(5): 85-87. [石玉江, 孙小平. 长庆致密碎屑岩储集层应力敏感性分析 [J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(5): 85-87.]
- [49] Yu Zhongliang, Xiong Wei, Gao Shusheng, et al. Stress-sensitivity of tight reservoir and its influence on oilfield exploitation [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(4): 95-98. [于忠良, 熊伟, 高树生, 等. 致密储层应力敏感性及其对油田开发的影响 [J]. 石油学报, 2007, 28(4): 95-98.]
- [50] Zhang Shouliang, Shen Chen, Deng Jin'gen. Experimental study on the law of permeability changing during rock deformation and breaking [J]. *Transaction of Rock Mechanics and Engineering*, 2000, 19(Suppl.): 885-888. [张守良, 沈琛, 邓金根. 岩石变形及破坏过程中渗透率变化规律的实验研究 [J]. 岩石力学与工程学报, 2000, 19(增刊): 885-888.]
- [51] Fan Xueping, Xu Xiangrong. Experiment of permeability damage induced by effective stress and mechanism analysis [J]. *Petroleum Exploration and Exploitation*, 2002, 29(2): 117-119. [范学平, 徐向荣. 地应力对岩心渗透率伤害实验及机理分析 [J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(2): 117-119.]
- [52] Xue Yongchao, Cheng Songlin. Experimental study on permeability changing of low permeability rock with micro-fracture [J]. *Petroleum Experiment and Geology*, 2007, 29(1): 108-110. [薛永超, 程松林. 微裂隙低渗透岩石渗透率随围压变化实验研究 [J]. 石油实验地质, 2007, 29(1): 108-110.]
- [53] Lei Q, Xiong W, Yuan C, et al. Analysis of stress sensitivity and its influence on oil production from tight reservoir [C] // The 2007 SPE Eastern Regional Meeting. Kentucky, USA, 2007.
- [54] Chen Jinhui, Kang Yili, You Lijun, et al. Review and prospect about study on stress-sensitivity of low-permeability reservoir [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(1): 182-189. [陈金辉, 康毅力, 游利军, 等. 低渗透储层应力敏感性研究进展及展望 [J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 182-189.]
- [55] Li Chuanliang. The relationship equation between stress-sensitive index and rock compressibility [J]. *Lithology Hydrocarbon Reservoir*, 2007, 19(4): 95-98. [李传亮. 岩石应力敏感指数与压缩系数之间的关系式 [J]. 岩性油气藏, 2007, 19(4): 95-98.]

- [56] Kang Yili ,Zhang Hao ,Chen Yijian ,*et al.* Comprehensive study on stress-sensitivity of tight sandstone reservoir in Daniu gas field of Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience* ,2006 ,17(3) :335-348. [康毅力,张浩,陈一健,等.鄂尔多斯盆地大牛地气田致密砂岩气层应力敏感性综合分析[J].天然气地球科学,2006,17(3):335-348.]
- [57] You Lijun ,Kang Yili ,Chen Yijian ,*et al.* Influence of water saturation and effective stress on permeability of tight sandstone [J]. *Natural Gas Industry* ,2004 ,24(2) :105-107. [游利军,康毅力,陈一健,等.含水饱和度和有效应力对致密砂岩有效渗透率的影响[J].天然气工业,2004,24(2):105-107.]
- [58] Waite W F ,Kneafsey T J ,Winters W J ,*et al.* Physical property changes in hydrate-bearing sediment due to depressurization and subsequent repressurization [J]. *Journal of Geophysical Research* ,2008 ,113(B7) ,doi: 10.1029/2007JB005351.
- [59] Mienert J ,Vanneste M ,Bunz S ,*et al.* Ocean warming and gas hydrate stability on the mid-Norwegian margin at the Storegga Slide [J]. *Marine and Petroleum Geology* ,2005 ,22(1/2) :233-244.
- [60] Nixon M F ,Grozic J L H. Submarine slope failure due to gas hydrate dissociation: A preliminary quantification [J]. *Canadian Geotechnical Journal* ,2007 ,44(3) :314-325.

Review on the Permeability of Hydrate-Bearing Sediments

Liu Lele ,Zhang Xuhui , Lu Xiaobing

(*Laboratory for Soil Mechanics ,Institute of Mechanics ,Chinese Academy of Sciences ,Beijing 100190 ,China*)

Abstract: Multiphase fluid flow ,Conductive and convective heat transfer ,intrinsic kinetics of hydrate decomposition , and deformation of sediments are four basic physical-chemical processes in the exploitation of gas hydrate. The multiphase fluid flow leads to the pore pressure dissipation and the deformation of hydrate bearing sediments (HBS) accompanied by the convective and conductive heat transfer , and then the hydrate recovery. The absolute permeability of HBS is one of the key controlling factors. The advances in the absolute permeability with the qualitative and experienced relations to pore-scale distribution of hydrate , porosity , saturation of hydrate , and effective stress of HBS are summarized. The main directions and issues on the absolute permeability in the multiphase fluid flow of the HBS exploitation are presented.

Key words: Natural gas hydrate; Pore-scale distribution; Saturation; Effective stress; Permeability.