

王自豪, 万义钊, 刘乐乐, 等. 含水合物沉积物相对渗透率研究进展[J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(2): 14-29.

WANG Zihao, WAN Yizhao, LIU Lele, et al. Research advances in gas-water relative permeability of hydrate-bearing sediments[J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(2): 14-29.

含水合物沉积物相对渗透率研究进展

王自豪^{1,2,3}, 万义钊^{2,3*}, 刘乐乐^{2,3}, 卜庆涛^{2,3}, 王壮壮², 毛佩筱², 胡高伟^{1,2,3*}

(1 中国地质科学院, 北京 100037; 2 自然资源部天然气水合物重点实验室, 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 青岛 266237;

3 青岛海洋科学与技术试点国家实验室 海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 青岛 266237)

摘要:气-水相对渗透率是天然气水合物现场试采的关键参数。如何测量和评估储层相对渗透率是提高产气效率、实现天然气水合物产业化需要解决的基础问题。从含水合物沉积物相对渗透率的实验测试、数值模拟和模型建立 3 个方面, 总结了含水合物沉积物相对渗透率的研究进展, 研究发现, 现有含水合物沉积物实验测试大多采用非稳态法, 相对渗透率曲线图显示: 在同一含水饱和度下, 水合物饱和度越大, 水的相对渗透率越小, 气的相对渗透率变化规律较为复杂; 水合物饱和度的变化改变了沉积物的孔隙空间结构, 进而影响气-水相对渗透率。数值模拟大多利用孔隙网络模型或持水曲线进行相对渗透率计算, 探索水合物生长习性、孔隙赋存特征, 并揭示颗粒尺寸、水合物饱和度、润湿性、表面张力等不同因素对气-水相对渗透率的影响差异。梳理多种相对渗透率模型, 发现新近提出的考虑毛细作用和孔径分布的含水合物介质相对渗透率模型在模拟含水合物沉积物中的多相流以及解释水合物饱和度的变化方面具有优势。建议下一步克服该模型计算成本较高的缺陷, 实现含水合物沉积物多相流物理精确建模。

关键词:含水合物沉积物; 相对渗透率; 实验测试; 数值模拟

中图分类号: P736.2; TE122.2

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2020.124

0 引言

天然气水合物是一种资源量巨大的能源, 具有以工业规模供应天然气的潜力^[1-5], 全球多个国家正竞相开展天然气水合物勘探和开发^[6-9]。2002 年以来, 研究人员先后在加拿大 Mallik 永久冻土区^[10]、美国阿拉斯加永久冻土区^[11]、日本南海海槽^[12,13]

和中国南海神狐海域^[14]开展试采, 尽管最好日均产量已达到 2.86 万 m³/d^[15-17], 但离商业化标准依然存在较大差距^[16,18-19]。水合物的开采是一个热力、水力、化学、力学耦合的复杂过程^[20], 目前普遍采用的原理是打破水合物稳定存在的相平衡条件, 使水合物分解为气体和水再进行开采, 主要采用的方法有热激法、降压法、化学抑制剂注入法和 CO₂ 置换法等^[21-25]。无论是哪一种开采方法都必然涉及到气、水在储层中的流动问题, 而历次试采表明, 渗透率是影响试采产能最关键的参数之一^[26-33]。

水合物开采涉及气、液两相流动, 储层渗透性与水合物饱和度、孔隙度、气-水饱和度、水合物二次生成等都关系密切^[34], 主要通过气和水的渗透率(气-水相对渗透率)来体现, 而渗透率是通过控制流体在多孔介质中的流动^[35-37]直接影响天然气生产效率的, 且对开采过程中热量的传导和质量的运移起着至关重要的作用^[3,38]。同时, 渗透率也是各种数值模拟研究中的重要参数, 提高实验测量精度将

收稿日期: 2020-08-17

资助项目: 山东省自然科学基金“水力割缝对南海粉砂质水合物降压开采产能影响的数值模拟”(ZR2019BD058); 国家自然科学基金青年“南海北部水合物水平井降压开采储层力学响应特征与稳定性研究”(41906187)

作者简介: 王自豪(1997—), 男, 在读硕士, 主要从事天然气水合物实验模拟方面的研究工作。E-mail: 2120190007@cugb.edu.cn

* 通讯作者: 万义钊(1988—), 男, 博士, 副研究员, 主要从事天然气水合物开采多场耦合模拟方面的研究工作。E-mail: wanyizhao@mail.cgs.gov.cn

胡高伟(1982—), 男, 博士, 研究员, 主要从事海洋地质学与天然气水合物方面的研究工作。E-mail: hgw-623@163.com

会增加模拟结果的准确性^[39]。因此,为了更准确预测储层的气体产量和经济可行性,有必要厘清水合物对储层的渗透率和相对渗透率的影响^[40]。

蔡建超等^[26]从绝对渗透率的理论模型、渗透率的数值模拟研究、多相渗流实验研究、水合物开采室内模拟方法和矿藏尺度的数值模拟方法等方面全面综述了含水合物沉积物多相渗流的研究进展,对水合物储层渗流特性的研究具有重要的指导意义。本文在此基础上,专门针对含水合物沉积物多相渗流这一重要过程,从实验测试、数值模拟和相对渗透率模型3个方面综述了含水合物沉积物气-水相对渗透率的研究现状及进展,介绍现有实验和数值模拟方法,并分析每种方法的优缺点及其相关影响因素,总结含水合物沉积物相对渗透模型,最后讨论并展望了含水合物沉积物相对渗透率实验测试方面目前所面临的困难以及可能有效的解决办法,希望能够为水合物储层渗流特性研究提供一定思路。

1 基本渗流理论

在调研中发现,水合物储层渗透率的概念存在混淆。由于水合物对储层渗透率存在影响,故许多学者将存在水合物时的渗透率称为“有效渗透率”,而将此“有效渗透率”与无水合物时的“绝对渗透率”的比值称为“相对渗透率”^[41-50]。实际上,这2个概念与多相渗流中在流体相互作用下的“有效渗透率”和“相对渗透率”的概念容易产生混淆。由于水合物的存在主要影响的是储层多孔介质的孔隙结构,故本文定义存在水合物时的绝对渗透率为“有效绝对渗透率”^[51],这里的“有效”体现的是水合物对绝对渗透率的影响,将有效绝对渗透率与无水合物时绝对渗透率的比值定义为“归一化渗透率”^[26,52,53],而多相渗流中的有效渗透率和相对渗透率的定义则保持不变。

通常将气、水两相的相对渗透率绘制为水相饱和度的曲线,称为相对渗透率曲线(图1)。含水合物沉积物中气、水两相同时流动时,受沉积物颗粒润湿性的影响,气相和水相会沿着不同的路径流动。润湿相(通常是水相)在饱和度较低时占据较小的孔隙,这些小孔隙对流体流动的贡献较小;而非润湿相(通常是气相)占据中心孔或较大的孔隙,这些孔隙对流体的流动起决定作用,所以即使是非润湿相的饱和度较小,也会大大降低润湿相的渗透率

(图1)。对于含水合物沉积物而言,随着水合物的形成和分解其对孔隙度的影响是动态变化的,气、水两相流动特征更为复杂。水合物对气、水两相渗透率的影响主要表现在:①水合物占据了孔隙空间,对流动产生影响;②水合物的分布对孔隙结构产生影响,进而对两相流动产生影响。

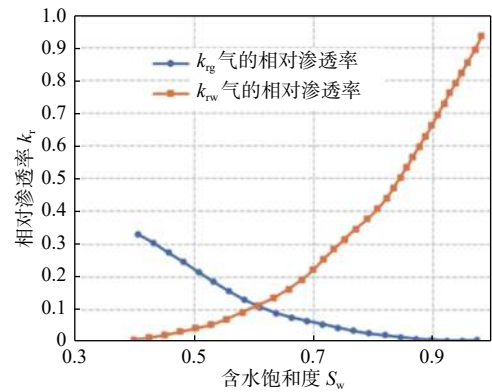


图1 气-水两相相对渗透率曲线

Fig.1 Gas-water relative permeability curve

相对渗透率实验测量一般采用稳态法和非稳态法。稳态法采用2种或以上不混溶的流体以固定的流体注入比同时注入样品,直到整个沉积物样品的压差和流体饱和度达到平衡。然后,根据达到平衡时的压差和每种流体的体积注入量来计算流体在测量的流体饱和度下的相对渗透率,这种“稳态平衡流动测试”在不同的流体注入比下重复进行,以形成一定流体饱和度范围内每种流体的相对渗透率曲线^[54]。具体计算方法如式(1)(2)所示。

先按照达西公式计算气相和水相的有效渗透率:

$$k_{ge} = \frac{2p_a q_g \mu_g L}{A(p_1^2 - p_a^2)} \times 10^2 \quad (1)$$

$$k_{we} = \frac{q_w \mu_w L}{A(p_1 - p_2)} \times 10^2 \quad (2)$$

式中: k_{ge} 、 k_{we} 分别为气相、水相的有效渗透率, $10^{-3} \mu m^2$;

p_a 为大气压的数值, MPa;

q_g 、 q_w 分别为气、水流量的数值, mL/s;

μ_g 、 μ_w 分别为在测定温度下气、水的黏度, mPa·s;

L 为样品长度, cm;

A 为样品截面积, cm^2 ;

p_1 为样品进口压力, MPa;

p_2 为样品出口压力, MPa。

然后按照式(3)(4)计算气、水相对渗透率:

$$k_{rg} = \frac{k_{ge}}{k_g(S_{ws})} \quad (3)$$

$$k_{rw} = \frac{k_{we}}{k_g(S_{ws})} \quad (4)$$

式中: k_{rg} 为气相相对渗透率, 用小数表示;

$k_g(S_{ws})$ 为束缚水状态下气相有效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;

k_{rw} 为水相相对渗透率的数值, 用小数表示;

最后按照式(5)(6)计算含水、气饱和度:

$$S_w = \frac{m_i - m_0}{V_p \rho_w} \times 100\% \quad (5)$$

$$S_g = 1 - S_w \quad (6)$$

式中: S_w 为样品含水饱和度;

m_i 为第 i 点含水样品的质量, g;

m_0 为干样品的质量, g;

V_p 为样品有效孔隙体积, mL;

ρ_w 为水的密度, g/cm^3 ;

S_g 为样品含气饱和度。

最后根据计算结果绘制气-水相对渗透率与含水饱和度的关系曲线。

在非稳态法中, 样品中存在的流动相被另一种通常以恒定流速注入的不混溶流动相取代。在驱替相注入期间, 同时监测被驱替相的体积和样品两端的压差。然后, 将获得的数据用于计算在驱替流动相或被驱替流动相饱和度范围内每个流动相的相对渗透率曲线^[54]。非稳态法涉及更复杂的数学计算, 依赖于以 Buckley-Leverett^[55] 不混溶驱替理论为基础的方法, 如 JBN 方法^[56]、JR 方法^[57] 和 Toth 方法^[58], 这里主要介绍 Toth 方法。

Toth 方法采用了从 2 个线性回归方程中获得的 4 个统计参数(a 、 b 、 a_1 和 b_1), 这 2 个线性回归方程是使用被驱替流体(盐水)累积体积 V_k 和注入样品的流体(甲烷)突破时和之后获得的样品压差 ΔP 得到的:

$$\frac{V_i(t)}{V_k(t)} = a + b \left(\frac{V_i(t)}{V_p} \right) (t \geq t_a) \quad (7)$$

$$\Delta P(t) = a_1 \left(\frac{V_i(t)}{V_k(t)} \right)^{b_1} (t \geq t_a) \quad (8)$$

式中: V_i 为注入流体(甲烷)的累积体积, mL;

V_p 为孔隙体积, mL;

t 为从注入流体(甲烷)侵入样品开始所经过的时间, s;

t_a 为突破时间, s。

通过线性回归方程获得 Toth 统计参数以及其他参数, 如样品尺寸、有效孔隙度、甲烷注入的速度、驱替流体(甲烷)的初始饱和度、流体(甲烷和盐水)的动态黏度和绝对渗透率。然后, 通过这些参数插入相关的 Toth 方程, 计算相对渗透率曲线。

$$k_{r,d} = \mu_d f_{d,2} Y(S_{d,2}) \quad (9)$$

$$k_{r,k} = \mu_k f_{k,2} Y(S_{d,2}) \quad (10)$$

$$Y(S_{d,2}) = \frac{qL}{kAa_1 + (1 - b_1) \left(\frac{V_i(t)}{V_p} \right)^{b_1}} \quad (11)$$

$$f_{d,2} = \frac{M_{d,2}}{M_{d,2} + 1}, f_{k,2} = \frac{1}{M_{d,2} + 1} \quad (12)$$

$$M_{d,2} = \frac{\left[a + b \frac{V_i(t)}{V_p} \right]^2}{a} - 1 \quad (13)$$

$$S_{d,2} = b \left[\frac{\frac{V_i(t)}{V_p}}{a + b \frac{V_i(t)}{V_p}} \right]^2 + S_{d,i} \quad (14)$$

式中: $S_{d,2}$ 为样品出口端的驱替流体(甲烷)饱和度;

$S_{d,i}$ 为驱替流体(甲烷)初始饱和度;

$M_{d,2}$ 为样品出口端驱替流体(甲烷)的流度比;

$f_{d,2}$ 和 $f_{k,2}$ 分别为驱替流体(甲烷)和被驱替流体(盐水)的百分比;

k 为绝对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;

$Y(S_{d,2})$ 为总流度函数;

$k_{r,d}$ 和 $k_{r,k}$ 分别为驱替流体(甲烷)和被驱替流体(盐水)的相对渗透率;

μ_d 和 μ_k 分别为驱替流体(甲烷)和被驱替流体(盐水)的黏度, Pa·s。

2 含水合物沉积物相对渗透率的实验测试进展

2.1 稳态法和非稳态法

JOHNSON 等^[59] 的实验研究了水合物对气、水相对渗透率的影响, 他们利用阿拉斯加北坡 (Alaska North Slope) 艾伯特山 (Mount Elbert) 站位的未固结岩芯样品生成水合物, 测试了各种甲烷水合物饱和度下的渗透性特征。在多次尝试用甲烷驱替水的实验失败(因管道堵塞无法测量渗透率)之后, 决定用氮气驱替进行相同步骤的实验, 因为

氮气在实验条件下不会生成水合物, 不易溶于其他流体, 它的惰性性质使其非常适合相对渗透率实验, 但是在用氮气进行实验过程中并没有观察到实际的两相流, 仅测得了端点的气体渗透率。AHN 等^[60]制作了一个含甲烷水合物的砂样沉积物, 使用非稳态法测量了甲烷和水的相对渗透率, 用 JBN 方法进行了计算; XUE 等^[61]使用石英玻璃珠模拟多孔介质并在其中生成水合物, 采用非稳态法, 利用磁共振成像技术获得沉积物中气液两相的饱和度变化和速度分布, 从而获得相对渗透率曲线; CHOI 等^[54]制备了干硅砂与高岭石黏土的混合沉积物, 模拟细粒天然砂质沉积物, 采用非稳态排水驱替法进行气-液(甲烷-盐水)相对渗透率试验, 由基于 Buckley-Leverett 理论的 Toth 方法^[58,62]进行相对渗透率曲线的计算。

以上实验测试测得的相对渗透率曲线的实验结果如图 2~5 所示。JOHNSON 等^[59]的研究虽然只测得了端点处的相对渗透率, 但总体趋势清楚地表明: 水的相对渗透率随水合物饱和度的增加而显著下降, 同样, 水合物饱和度百分比的增加也降低了气的相对渗透率(图 2)。AHN 等^[60]的研究发现: 在高含水饱和度下, 水的相对渗透率要明显高于气的相对渗透率, 随着含水饱和度的增加, 水的相对渗透率逐渐增加, 气的相对渗透率逐渐减小; 且不同水合物饱和度下气-水相对渗透率曲线的变化趋势是不一致的, 随着水合物饱和度的增大, 水的相对渗透率曲线向下移动, 即水合物饱和度越大, 水的相对渗透率越小, 原因是水合物饱和度的增加使孔隙空间变小, 阻碍了水的流动, 导致在同一水饱和度下, 水合物饱和度较高的沉积物中水的相对渗透率是降低的, 曲线向下移动(图 3)。XUE 等^[61]的实验获得了含水合物多孔介质分解过程中的相对渗透率(图 4), 发现当含水饱和度较低(<20%)时, 水相的相对渗透率极低, 接近于零; 当含水饱和度较高(>80%)时, 气相的相对渗透率极低, 接近于零。在上述两个区域之间(>20%, <80%)的区域为两相共渗区。在共渗区, 水的相对渗透率随含水饱和度的增加而增加, 甲烷的相对渗透率随含水饱和度的增加而降低。另外, 从图中可以看出, 随着水合物的分解, 两相的相对渗透率值增大。在分解开始时, 端点处的相对渗透率增加更明显。当剩余水合物含量<50%时, 含水合物多孔介质的相对渗透率曲线变化不是很明显。CHOI 等^[54]研究了含水合物沉积物和无水合物沉积物相对渗透率之间

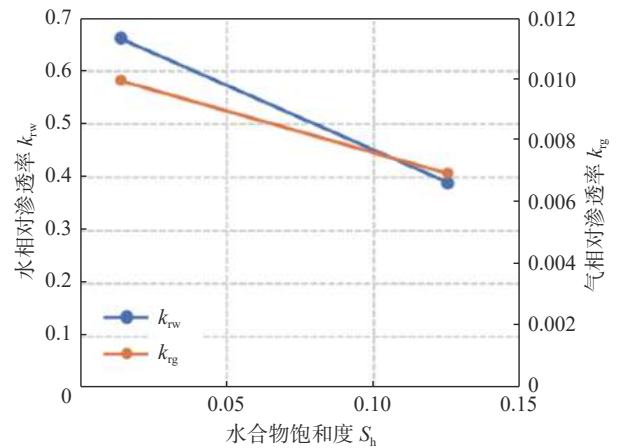


图 2 气-水相对渗透率随水合物饱和度变化关系^[59]

Fig.2 Gas-water relative permeability varies with different hydrate saturation^[59]

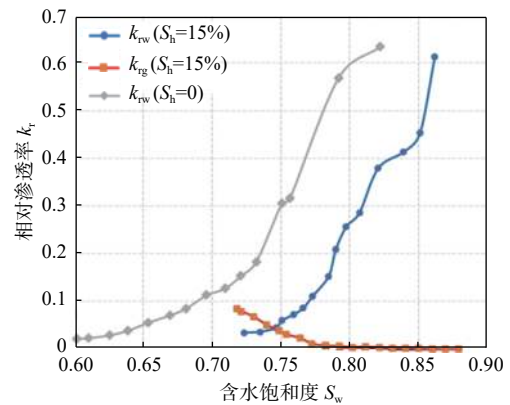


图 3 不同水合物饱和度下气-水相对渗透率^[60]

Fig.3 Gas-water relative permeability under different hydrate saturation^[60]

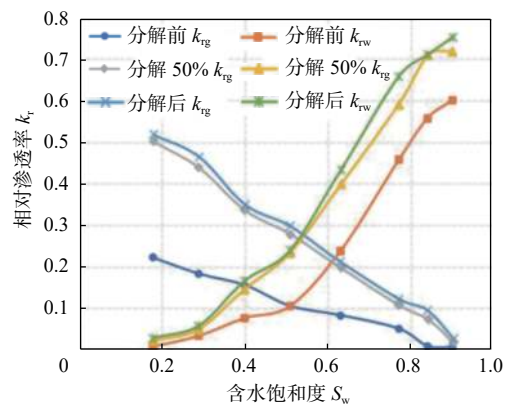


图 4 水合物分解前后的相对渗透率变化^[61]

Fig.4 Relative permeability changes before and after hydrate dissociation^[61]

的差异(图 5), 发现尽管含水合物沉积物样品中注入了更多的甲烷, 但含水合物沉积物样品的残余水饱和度高于无水合物沉积物样品的, 且与无水合物沉积物样品相比较而言, 含水合物沉积物样品中水

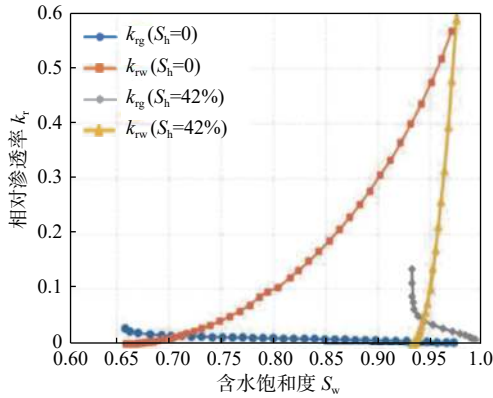


图 5 含水合物沉积物与不含水合物沉积物
相对渗透率对比^[54]

Fig.5 Comparison of relative permeability of hydrate-bearing sediments and hydrate-free sediments^[54]

和甲烷的相对渗透率分别出现了更陡的上升和下降。综上所述,水合物饱和度对气-水相对渗透率的影响较为复杂,原因可能是水合物在沉积物孔隙空间中的分布模式不同,进而对气-水相对渗透率的影响规律不同。

2.2 基于持水曲线的测试方法

持水曲线表征了非饱和沉积物中毛细压力随含水饱和度的变化,也称为土-水特征曲线或土壤吸力-体积含水量曲线。持水曲线与非饱和沉积物的大多数物理性质都有因果联系,其中就包括相对渗透率^[63-67];所以,借助持水曲线可以进行相对渗透率的计算,其中使用最广泛的是 van Genuchten 模型^[68]和 Brooks-Corey 模型^[69]。这些模型最初是为常规油气储层开发的,目前已经在水合物模拟中广泛使用。所以,一些学者^[70-72]借助持水曲线来计算含水合物沉积物的气-水相对渗透率,通常使用毛细管压力 P_c 、含水饱和度 S_w 和残余水饱和度 S_{rw} 来描述持水曲线^[73-74]。根据实验测出的毛细压力和含水饱和度可以拟合出持水曲线,从而得到孔隙分布指数,再利用拟合得到的孔隙分布指数进行气-水相对渗透率的计算。大多数关于天然气水合物的数值研究^[75-81]都使用 van Genuchten 模型的毛细管压力公式^[82]:

$$P_c = P_0 \left[\left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}} \right)^{-\frac{1}{m}} - 1 \right]^{1-m} \quad (15)$$

式中: P_c 为毛细管压力;
 S_{rw} 为束缚水饱和度;
 P_0 为气体进入压力;
 m 为孔隙分布指数。

van Genuchten 模型^[68]用于预测水和气的相对渗透率表达式如下:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}} \right)^{0.5} \left[1 - \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}} \right)^{\frac{1}{m}} \right)^m \right]^2 \quad (16)$$

$$k_{rg} = \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{rw}}{S_{wmax} - S_{rw}} \right)^{0.5} \right] \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{rw}}{S_{wmax} - S_{rw}} \right)^{\frac{1}{m}} \right]^{2m} \quad (17)$$

式中: S_{wmax} 为气体相对渗透率开始出现时的含水饱和度。

DAI 等^[83]对在印度国家天然气水合物计划第 02 考察(NGHP-02)期间回收的 2 个岩芯(黏土粉砂岩芯和砂质粉砂岩芯)进行了测试,合成了四氢呋喃(THF)水合物,获得了 2 条持水曲线,然后借助 van Genuchten 模型估算了气-水相对渗透率,得到了相对渗透率曲线,如图 6 所示。结果表明,随着 THF 水合物的分解(即水合物饱和度的降低),导致气的相对渗透率向下移动,水的相对渗透率向上移动。气的相对渗透率 k_{rg} 受两种相互竞争的机制控制:水合物饱和度的降低使气的相对渗透率曲线向下移动,而水合物分解过程中气体饱和度 ($S_g = 1 - S_w - S_h$) 是增加的,又使气的相对渗透率值升高。考虑到含水合物沉积物和无水合物沉积物的 k_{rg} 曲线之间的狭窄界限,水合物分解导致的气体饱和度增加占主导地位,因此,气的相对渗透率 k_{rg} 将随着气体饱和度而上升, k_{rg} 在水合物分解期间从高 S_h 曲线过渡到低 S_h 曲线。

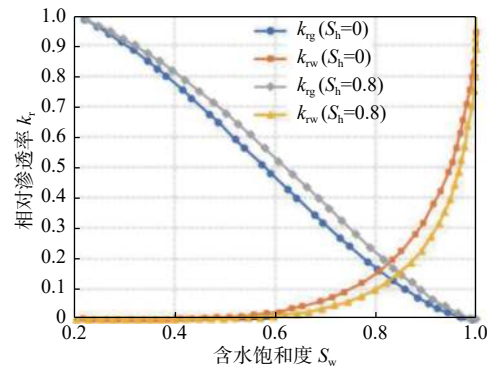


图 6 基于 van Genuchten 模型的相对渗透率曲线^[83]

Fig.6 Relative permeability curve based on van Genuchten model^[83]

同样还有 Brooks-Corey 模型^[69]也利用持水曲线的参数预测气和水的相对渗透率,计算公式是:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}} \right)^{\frac{2+3m}{m}} \quad (18)$$

$$k_{rg} = \left(1 - \frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}}\right)^2 \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}}\right)^{\frac{2+m}{m}}\right] \quad (19)$$

上述的 van Genuchten 模型和 Brooks-Corey 模型都是通过测试持水曲线获得孔隙分布指数 m , 再利用孔隙分布指数计算相对渗透率。

水合物开采数值模拟^[51,84-88]使用最为广泛的是将 $n_w = (2+3m)/m$ 作为水的相对渗透率的指数或者直接使用经验值, 气的相对渗透率的指数使用经验值, 即修正的 Brooks-Corey 模型:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}}\right)^{n_w} \quad (20)$$

$$k_{rg} = \left(\frac{S_g - S_{rg}}{1 - S_{rg}}\right)^{n_g} \quad (21)$$

式中: S_{rg} 为残余气饱和度;

n_w 和 n_g 分别为水和气渗透率的拟合参数。

这个表达式很简洁, 可以很容易地在模拟器中实现。需要注意的是, 在修正 Brooks-Corey 模型中, 有 2 个单独的拟合参数 n_w 和 n_g 分别用于预测水的相对渗透率和气的相对渗透率, 且这 2 个参数是需要通过实验拟合的经验参数, 而在 van Genuchten 模型中, 只有一个通用的 m 值用于水和气的相对渗透率方程, 且该参数为孔隙分布指数, 具有实际的物理意义。

3 含水合物沉积物相对渗透率数值模拟

事实表明, 在水合物分解(或生成)的同时进行两相(气和水)渗流实验是既复杂又困难的^[89]。作为实验的替代方法, 一些研究人员借助孔隙网络模拟^[90]进行相对渗透率的计算, 为含水合物沉积物相对渗透率的研究提供物理指导。其工作原理或流程如下:

首先是建立真实拓扑孔隙网络模型, 真实拓扑孔隙网络模型是建立在数字岩心的基础上, 具有与数字岩心孔隙空间近似等效的拓扑结构。在现有研究中, 建立岩土矿物样品数字岩心的常用方法是 CT 图像法^[91]。通过 CT 扫描获取矿物样品的三维内部空间图像, 经过相态识别后区分样品中的固体相态空间和孔隙空间。在针对样品孔隙空间的孔隙网络模型建模中, 通常将较大的孔隙空间定义为孔隙, 将孔隙之间的连通空间定义为喉道; 利用不同的几何图形分别描述孔隙和喉道, 并建立两者之

间的拓扑连接关系; 随后, 在所建立的拓扑空间中模拟流体的流动并计算相关属性。目前, 基于图像生成孔隙网络拓扑空间结构的算法中最常用且效果相对较好的是中轴线算法^[92]和最大球法^[93-94]。在构建模型时, 将孔隙和喉道分别近似为球体和圆柱体^[95]。在孔隙网络模型中, 相互连接的网络节点(即这些球体)形成了复杂的孔隙空间^[96]。因为一个网络节点对应一个孔隙, 连接网络节点的部分是一个喉道, 所以每个孔隙中的质量是守恒的^[97]。孔隙中的压力可以通过求解质量守恒方程来获得, 根据泊肃叶定律计算表征区域内流体通过的流量^[98]。

$$\sum_{i-j} g_{i-j} (P_i - P_j) = 0 \quad (22)$$

$$Q_{i-j} = \frac{\pi R_{i-j}^4 (P_i - P_j)}{8\mu L_{i-j}} = g_{i-j} (P_i - P_j) \quad (23)$$

式中: g_{i-j} 为孔隙 i 和 j 之间的水力传导率;

P_i 和 P_j 分别为孔隙 i 和 j 中的压力;

R_{i-j} 为孔 i 和 j 之间喉道的半径;

μ 为流体黏度;

L_{i-j} 为孔 i 和 j 之间的喉道长度;

Q_{i-j} 为孔 i 和 j 之间喉道的流量。

当单相流体、气体或水通过多孔介质时, k_{ag} 和 k_{aw} 可以用达西定律计算, 此时 Q 是入口喉道的流量之和。在这个孔隙网络模型中, 孔隙和喉道之间只有某些孔隙或喉道充满水或气体, 在另一些孔隙或喉道中没有气和水的共存。如果一个孔隙充满了气体, 连接的喉口必须充满气体。提取模型空间中具有气相的喉道, 以计算气相的流量, 并且可以使用达西定律获得 k_{eg} 。同样, k_{ew} 也可以通过相同的方法获得, 然后就可以计算相对渗透率 k_{rg} 和 k_{rw} 。

$$k = \frac{Q\mu L}{A(P_{in} - P_{out})} \quad (24)$$

$$k_{rg} = \frac{k_{eg}}{k_{ag}} \quad (25)$$

$$k_{rw} = \frac{k_{ew}}{k_{aw}} \quad (26)$$

式中: Q 为流量;

L 为孔隙网络模型长度;

P_{in} 和 P_{out} 分别为入口和出口压力;

k_{eg} 和 k_{ew} 分别是气相和水相的有效渗透率;

k_{ag} 和 k_{aw} 分别是气相和水相的绝对渗透率;

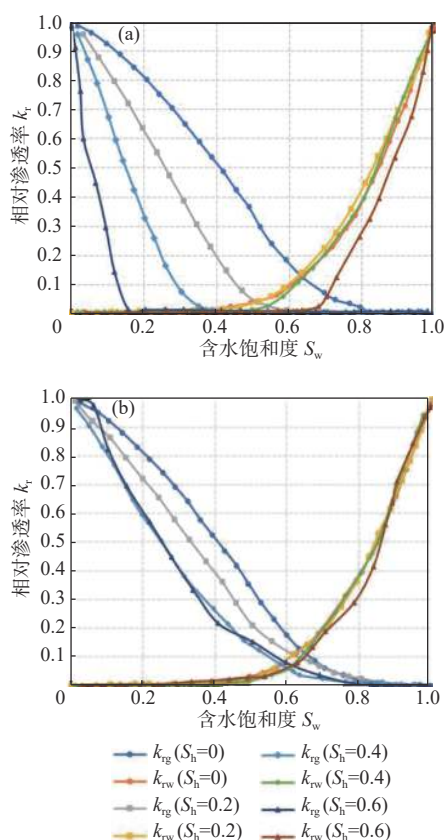
k_{rg} 和 k_{rw} 分别是气相和水相的相对渗透率。

下面是对一些含水合物沉积物气-水相对渗透

率数值模拟方面的文献进行的总结,主要讨论利用孔隙网络模型的方法研究各个因素对含水合物沉积物气-水相对渗透率影响。

3.1 水合物的分布模式对相对渗透率的影响

获得不同水合物形态下渗透率和水合物饱和度之间的经验关系对于预测水合物储层的天然气产量至关重要。水合物的含量和分布模式的不同会在不同程度上改变沉积物孔隙空间。LI等^[72]考虑了水合物在孔隙中聚集的2种模式,即水合物优先占据最大孔隙还是最小孔隙,利用孔隙网络模型研究了水合物饱和度和分布模式对气-水两相流的影响。对于水合物占据孔隙空间的这两种情况,研究了水合物饱和度 $S_h=0$ 、20%、40% 和 60% 时相对渗透率的变化,如图7所示,发现气体相对渗透率和残余气体饱和度随着水合物饱和度的增加而降低。与优先占据最大孔隙的情况相比,水合物占据最小孔隙对降低气体相对渗透率的影响较小,并且在相同水合物饱和度下堵塞气体渗流路径的可能性较低,即残余气体饱和度几乎没有变化。



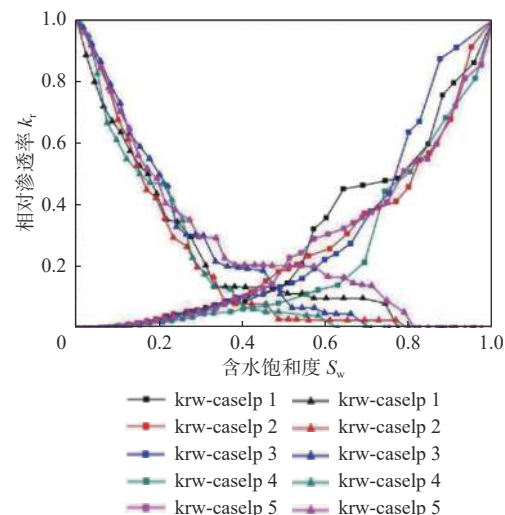
(a) 优先在大孔隙中生成水合物; (b) 优先在小孔隙中生成水合物

图7 不同水合物生长模式和不同水合物饱和度下的相对渗透率曲线^[72]

Fig.7 Relative permeability curves of different hydrate growth habits and different hydrate saturations^[72]

3.2 水合物非均匀性对相对渗透率的影响

界面成核生长理论^[99]认为,水合物优先在气-水界面形成和生长。水完全或部分转化后,天然气水合物的分布可能非常不均匀,分布不均匀导致不同位置的渗透率特性也会产生显著差异。YANG等^[100]研究了含水合物多孔介质的不均匀性及其对局部渗透率的影响(图8)。总体而言,随着含水饱和度的增加,水的相对渗透率增加,而气体相对渗透率逐渐降低。受孔隙大小、孔喉比以及孔隙连通性的影响,不同部位的局部变化可能非常复杂。在高含水饱和度下,水的相对渗透率也会发生很大变化。较大的孔/喉尺寸有助于提高水的相对渗透率,但存在局部异常:水的相对渗透率异常高,可能是该部分水合物饱和度高的结果。虽然该部分的孔隙更多地被水合物占据,导致相对较低的孔隙度,但水合物可能局部覆盖颗粒表面,并胶结颗粒之间的小间隙,可能会使主要流动路径更加通畅,从而增加气体和水的流量。因此,孔隙中天然气水合物的不均匀形成将使气、水的流动行为更加复杂。受孔隙结构、尺寸和天然气水合物随机分布的影响,相对渗透率可能会局部变化。使得现场规模的水合物储层渗透率预测非常困难。



p1 至 p5 代表水合物样品中不均匀的 5 个部分

图8 通过 PNM 计算的含水合物白云石砂岩中的气-水两相相对渗透率曲线^[95]

Fig.8 The gas/water two-phase relative permeability of hydrate-bearing dolomite sands calculated through PNM^[95]

3.3 水合物饱和度对相对渗透率的影响

由于水的连续性和流动性,水(润湿相)在多孔介质中的分布高度依赖于孔隙的形状,并且主要由

接触角和润湿性决定,尤其是在较低的水饱和度下^[101]。而水合物的存在导致多孔介质中的孔隙变得更加复杂和不规则,导致孔隙形状因子减少和接触角数量增加。接触角数越多,亲水多孔介质中的水(除了残余水)越多。因此,水的相对渗透率降低。由于大多数孔隙空间涉及气体迁移,这导致气体相对渗透率上升。

ZHANG 等^[102]研究了不同水饱和度下气-水相对渗透率随水合物饱和度变化的关系,发现在水饱和度较低的情况下,水的相对渗透率随着水合物饱和度的增加而降低,而气体的相对渗透率随着水合物饱和度的增加而增加。相反,在水饱和度较高的条件下,水的相对渗透率随着水合物饱和度的增加而增加,气体相对渗透率随着水合物饱和度的增加而降低。在水合物藏开采过程中,水合物的饱和度不断发生变化,不同水合物饱和度下气-水相渗规律有很大不同。水合物饱和度的变化可以看作是沉积物的孔隙结构受到气体水合物分解的严重破坏。

WANG 等^[103]和 WANG 等^[104]利用孔隙网络模拟对不同水合物饱和度下的气-水两相相对渗透率进行了研究,发现水合物饱和度的增加导致水的相对渗透率急剧下降,而气体的相对渗透率并没有表现出明显的变化规律。在相同含水饱和度下,水合物饱和度越小,水相相对渗透率越大。随着水合物饱和度降低,孔隙和喉道半径增加,更多的水可以流过孔隙和喉道,水的相对渗透率增加。然而,气体相对渗透率并没有遵循类似的趋势。较小的孔喉半径会抑制气相和水相的流动。随着孔喉半径的增加,水流动增加,并占据了孔隙和喉道的大部分空间。孔隙尺度中的毛细管压力阻碍了气体(非湿润相)的迁移,且气体流量的增加不明显。因此,气体相对渗透率的变化不明显。

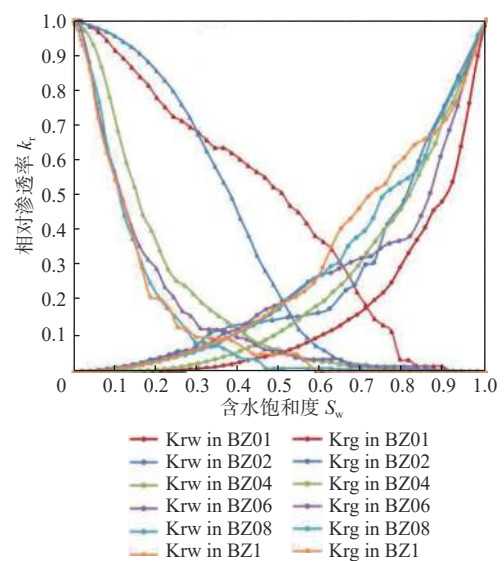
MAHABADI 和 JANG^[105]研究了水合物分解后气体扩散期间的气体相对渗透率 and 水的相对渗透率以及不同初始水合物饱和度对气-水相对渗透率的影响,发现随着水被扩散的气体排出,水的相对渗透率降低。对于给定的水饱和度,通过使用不同的初始水合物饱和度获得的水的相对渗透率几乎相同,气体相对渗透率不同。气体相对渗透率取决于初始水合物饱和度。使用较低初始水合物饱和度的情况的模拟结果显示,在给定的气体饱和度下,气体相对渗透率较高,而在较低的气体饱和度下,气体渗透率较低。对于初始水合物饱和度较高的情况,一旦水合物分解,气体渗透性就开始变化。

MAHABADI 等^[70]为了探索水合物饱和度和斑块形成对水和气相对渗透率的影响,模拟了气体侵入不同水合物饱和度的含水合物孔隙网络模型的过程,结果表明,随着气体扩散到充满水的孔隙中,气体相对渗透率增加,水的相对渗透率降低;初始水合物饱和度较低的沉积物导致较高的气体相对渗透率和较低的残余水饱和度。此外,随着水合物斑块尺寸的增加,水和气的渗透率都显著增加,尤其是当 $S_w > 0.4$ 时。当水饱和度 $S_w < 0.4$ 时,水合物斑块大小对气体和水相对渗透率的影响变得不明显。此外,较大的斑块尺寸导致较低的残余水饱和度。

3.4 颗粒粒度对相对渗透率的影响

颗粒尺寸可以通过改变孔隙和喉道的尺寸来改变流动特性和影响渗流特性。WANG 等^[106]研究了不同粒径组成的含水合物多孔介质中的气体和水的相对渗透率(图 9)。发现当含水饱和度增大时,水的相对渗透率增大,气体的相对渗透率减小。水的相对渗透率与不同粒径之间的关系很明显。在相同的含水饱和度下,由较大颗粒形成的含水合物多孔介质具有较大的水相相对渗透率。然而,气体的相对渗透率遵循相反的趋势。也就是说,在相同的水饱和度下,由较大尺寸颗粒形成的含水合物多孔介质具有较低的气相相对渗透率。

在真实条件下,颗粒尺寸的变化会影响水合物分解过程中的颗粒迁移。WANG 等^[107]利用孔隙网络模型研究了在不同水合物饱和度下,相对渗透

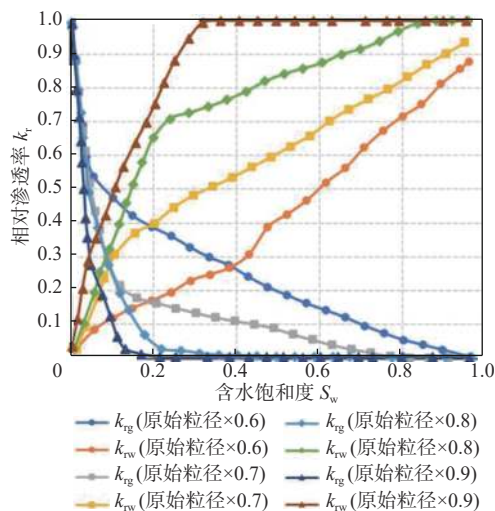


从 BZ01 到 BZ1 粒径逐渐增大

图 9 不同粒径下的气-水两相相对渗透率^[106]

Fig.9 The gas/water two-phase relative permeability under different particle sizes^[106]

率曲线和相应的等渗点变化曲线随孔隙和喉道中颗粒直径的变化(图 10)。发现在不同水合物饱和度和下获得的相对渗透率曲线的等渗点随着粒径的增加而逐渐向左移动。这是因为颗粒直径的增加减小了孔隙网络模型的流动空间。随着孔喉粒径的逐渐增大,等渗点的水饱和度逐渐降低,导致等渗点向左移动。



原始粒径指的是水合物颗粒的原始粒径,在一定范围内随机分布

图 10 不同原始粒径下的相对渗透率曲线^[107]

Fig.10 Relative permeability curves under different original particle diameters^[107]

3.5 润湿性对相对渗透率的影响

润湿性在影响流动特性方面起着重要作用^[108]。润湿性定义为一种流体在存在其他不混溶流体的情况下黏附到固体表面的趋势^[109]。倾向于黏附于固体表面的流体被视为湿润相,倾向于不黏附于固体表面的流体被称为非湿润相。含水合物多孔介质中的水和气的流动行为以及相对渗透率高度依赖于润湿性,因为润湿性是控制含水多孔介质中流体流动和水和气分布的基本参数,润湿性影响水相和气相的相对渗透率。WANG 等^[110]的研究讨论了在含水合物多孔介质中,润湿性在气-水相对渗透率中的作用(图 11)。他们在含有不同直径石英砂颗粒的水合物多孔介质中,研究了不同均匀润湿性对相对渗透率的影响。增加接触角会降低系统的润湿性,会使水的相对渗透率升高,并使气相的相对渗透率降低。也就是说,与湿润系统相比,非湿润系统中水相的相对渗透率较高,气相的相对渗透率较低^[108]。

3.6 表面张力对相对渗透率的影响

WANG 等^[111]研究了水和甲烷气体之间的表

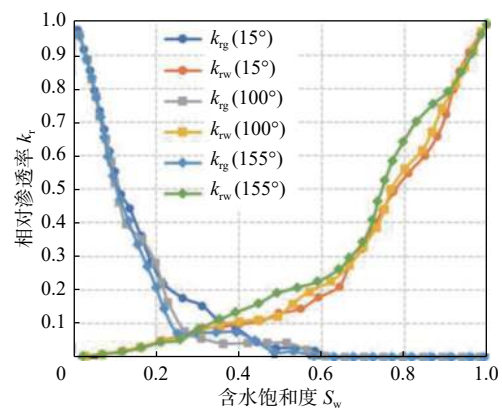


图 11 不同润湿性条件下石英砂水合物多孔介质气-水相对渗透率曲线^[110]

Fig.11 Gas-water phases relative permeability in hydrate-bearing porous media of quartz sand under different wettability conditions^[110]

面张力变化时,含水合物多孔介质的渗透性能。甲烷和水的相对渗透率曲线都表现出经典的滞后特性。正如预期的那样,气体(非润湿相)具有更显著的滞后效应,因为毛细管力是表面张力效应的体现,并且气体(非润湿相)更强烈地受到孔隙尺度的毛细管压力的阻碍^[104]。由于多相干扰的影响,甲烷和水的相对渗透率曲线图的曲率随着表面张力的减小而减小。此外,表面张力对甲烷和水的相对渗透率的影响在含有较大颗粒的水合物沉积物中更为明显。随着含水饱和度的增加,水的相对渗透率增加,而气体的相对渗透率随着表面张力的不同而降低。同时,在相同含水饱和度下,平均孔喉半径越小,气-水相对渗透率的变化越小。表面张力可能导致饱和度较低的水和甲烷气体在孔隙中分离,无法建立连续的流动路径。因此,表面张力值越高,甲烷和水的相对渗透率越低(图 12)。

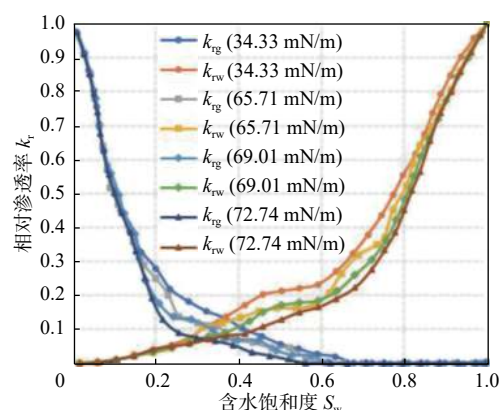


图 12 不同表面张力下的气-水相对渗透率^[111]

Fig.12 Gas/water relative permeability under different interfacial tensions^[111]

4 含水合物沉积物相对渗透率模型

近年来,不少学者通过考虑某个因素对相对渗透率的影响,或根据一些前提假设条件,提出了新的含天然气水合物介质的相对渗透率模型,将新模型得到的预测结果与从现有模型和测试数据得到的预测结果进行比较,得到了很好的验证。

SINGH 等^[89]提出了一种考虑毛细管作用的相对渗透率模型(简称 MRPC),针对来自 MAHABADI 等^[112]的相对渗透率数据验证了 MRPC 模型,然后将所提出的模型用于分析水合物形态和流体分布对气-水相对渗透率的影响。根据不同水合物形态对气-水相对渗透率的敏感性分析,发现气体相对渗透率对水合物形态敏感,而水相对渗透率对孔隙空间中水合物局部化的依赖性很小。SINGH 等^[113]基于 Purcell 方程^[114],提出了一种利用毛细管压力数据推断岩石渗透率的方法,通过数值模拟预测阿拉斯加北坡两个天然气水合物储层的气-水产出率,并与使用 B-C 相对渗透率模型的结果进行比较,发现花费的时间与 B-C 模型花费的时间相似,但储层产能的结果不同。LEI 等^[115]考虑到水合物在含水合物沉积物中均匀分布的假设,以及有效应力引起的含水合物沉积物孔隙结构(如孔隙半径)的变化,提出了一个应力相关的含水合物沉积物中气-水流动的相对渗透率理论模型。通过将导出模型得到的预测结果与从现有模型和测试数据得到的预测结果进行比较来进行模型验证发现,在相同饱和度下,孔隙填充型水合物的水(或气)的相对渗透率小于壁面涂层型水合物的。此外,壁面涂层型水合物和孔隙填充型水合物的相对渗透率曲线(相对渗透率与气体饱和度)的形态特征是不同的。LIU 等^[116]利用分形理论^[117-119]描述了含水合物沉积物的孔隙结构,将孔隙中的水和气视为两束分形毛细管,并考虑了孔隙特征和孔隙尺度水、气分布的物理特性,推导了基于分形的模型来研究渗透率和相对渗透率。所提出的模型表明,即使有效水饱和度在水合物沉积物采气过程中保持不变,气体相对渗透率也会增加,而水的相对渗透率会略微降低,因为水合物分解增加了总孔径,降低了毛细作用,从而使气体更容易迁移。SINGH 等^[120]提出了一种新的含水合物沉积物相对渗透率模型,该模型没有经验参数,并且使用稳态形式的 Navier-Stokes 方程推导出含水合物多孔介质中的气-水流动,称这种相

对渗透率模型为非经验相对渗透率(NRP)模型。使用 7 组不同的实验数据来验证该模型,然后分析不同物理参数对含水合物沉积物相对渗透率的影响,并通过使用实验或孔隙尺度模拟进行的类似研究来验证结果。以上相对渗透率模型总结如表 1 所示。

5 结论与展望

(1)含水合物沉积物相对渗透率实验测试的研究较少,根据实验测得的相对渗透率数据有限,仅根据部分研究总结讨论了含水合物沉积物相对渗透率曲线受水合物的影响以及变化规律。

(2)含水合物沉积物相对渗透率数值模拟的研究主要通过 X 光计算机断层扫描结合孔隙网络模型的方法来进行相对渗透率的计算,获得相对渗透率曲线。发现水合物生长行为和分布、颗粒尺寸、水合物饱和度、润湿性、表面张力等因素对含水合物沉积物气-水相对渗透率的影响是不同的。

(3)梳理多种相对渗透率模型,发现新近提出的考虑毛细作用和孔径分布的含水合物介质相对渗透率模型(RPHCP)在模拟含水合物沉积物中的多相流以及解释水合物饱和度的变化方面具有优势。

针对目前含水合物沉积物气-水相对渗透率数据较少的现状,通过室内实验来进行测定是极其困难的。虽然已经有一些实验室测量方法来研究含水合物沉积物气-水相对渗透率,但是这些方法之间存在着很大的差异,目前还没有公认的实验方法和测量结果。这种情况导致通过不同方法和装置获得的数据的可靠性和可重复性差,妨碍了它们之间的比较。因此,需要进行更多的研究来更新现有的方法和仪器,以提出一种公认的实验室测量方法,并最终形成国家标准。对于粗粒水合物沉积物,稳态流动测试是要求最高、最有希望成为标准的方法。该方法有望在渗透率测量期间避免水合物生成或分解,并能够在可接受的测试时间内获得可靠的数据。同时,对于粗粒水合物沉积物,应当继续改进现有的非稳态流动测试,以确保更少的测试时间和更高的测试精度,或提出新的测量方法,如瞬态压力脉冲法。

针对两相渗透率难以准确测量这一挑战,需要从两方面开展研究:第一,改进现有实验室设备,探寻使水合物保持稳定的方法或特殊材料,以在测量过程中保持水合物稳定,从而进行特定水合物饱和度下气-水相对渗透率的测量;第二,开发新的技术

表 1 相对渗透率模型

Table 1 Relative permeability models

模型	模型形式	模型参数	描述	优缺点
SINGH 等 ^[89]	$k_{ri} = \frac{\mu_i q_{i,pm}}{A_i k_{pm} \beta_i S_i^{\eta_i} \Delta P}$ $k_{pm} = \frac{R^2}{8} \frac{\varphi(S_h)}{\tau(\varphi, 1 - S_h - S_{wr})}$	k_{ri} 为气体或水的相对渗透率, k_{pm} 是水合物饱和度和 S_h 时沉积物的绝对渗透率, β_i 与 η_i 为经验参数	考虑毛管力对气水两相渗流的影响, 引入了 4 个经验参数(气、水各 2 个参数)	这 4 个参数只需要根据任一给定的水合物饱和度和下的实验参数拟合求取一次, 便可在其他水合物饱和度和下预测含水合物沉积物气-水渗透率
SINGH 等 ^[113]	$k_{rw}(S_w) = \frac{\int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2}},$ $k_{rg}(S_w) = \frac{\int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2}}$	k_{rw} 、 k_{rg} 、 S_w 、 P_c 分别是水的相对渗透率、气体相对渗透率、水的饱和度和毛管管压力	基于 Purcell 方程, 提出的一种利用毛管管压力数据推断岩石渗透率的方法	可用于估算常规储层岩石两相流中水的相对渗透率, 但不能用于存在多于两相或水不是润湿相的其他流动问题
LEI 等 ^[115]	$K_{rg} = (K_{rg}^{PF})^\lambda (K_{rg}^{WC})^{1-\lambda}$ $K_{rw} = (K_{rw}^{PF})^\lambda (K_{rw}^{WC})^{1-\lambda}$	λ 是所有水合物生长模式中 PF 的比例, 可通过实验测试确定。参数 λ 在 0 (即 WC 水合物) 到 1 (即 PF 水合物) 的范围内变化	假设水合物均匀分布, 在多孔介质的圆柱形孔隙中, 有两种主要的水合物生长模式, 即 PF 水合物、WC 水合物以及两者的组合。考虑了有效应力引起的含水合物沉积物孔隙结构的变化	利用实验渗透率数据, 可以使用反演建模来估算孔隙尺度参数和岩石岩性; 可作为确定含水合物沉积物剩余水饱和度的替代方法
LIU 等 ^[116]	$k_{ri} = \frac{D_{fi}}{D_{fp}} \frac{3 + D_{fp} - D_{fp}}{3 + D_{fi} - D_{fi}} \left(\frac{\lambda_{max,i}}{\lambda_{max,p}} \right)^{3+D_{fp}} \left(\frac{L_0}{\lambda_{max,i}} \right)^{D_{fp}-D_{fi}}$	最大直径 λ_{max} 、面积 D_f 和弯曲度 D_i ; D_f 和 D_i 是分形维数	该模型将孔隙中的水和气视为两束分形毛细管, 并考虑了孔隙特征和孔隙尺度水、气分布的物理特性	所提出的模型刻画了水和气体的孔隙尺度分布, 并反映了水在石英砂岩表面的亲水性
SINGH 等 ^[120]	$(k_{ri})_{eff} = \left[\frac{(k_{ri})_{PF}}{\beta^2} \right]^{x_{PF}} \left[\frac{(k_{ri})_{GC}}{\beta^2} \right]^{1-x_{PF}}$	β 为孔隙形状校正系数, $(k_{ri})_{PF}$ 和 $(k_{ri})_{GC}$ 分别为孔隙充填型和颗粒包裹型水合物的相对渗透率	综合考虑孔隙形状、平均孔径、孔隙度、束缚水饱和度、水合物饱和度和等岩石特性, 气、水饱和度和黏度等流体特性以及水合物生长模式	该模型可以进行相关物理参数对相对渗透率的敏感性分析以及使用反演建模对岩石参数(如孔隙度、孔隙大小和残余水饱和度)进行估算
van GENUCHTEN ^[82]	$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}} \right)^{0.5} \left[1 - \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}} \right)^{\frac{1}{m}} \right) \right]^{m^2}$ $k_{rg} = \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{rw}}{S_{wmax} - S_{rw}} \right)^{0.5} \right] \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{rw}}{S_{wmax} - S_{rw}} \right)^{\frac{1}{m}} \right]^{2m}$	S_w 为含水饱和度, S_{rw} 为束缚水饱和度, S_{rw} 为残余水饱和度, S_{wmax} 为气体相对渗透率开始出现时的含水饱和度, m 为孔隙分布指数	最初用于非饱和土壤中的气-水相对渗透率计算	
BROOKS 和 COREY ^[69]	$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}} \right)^{n_w}$ $k_{rg} = \left(\frac{S_g - S_{rg}}{1 - S_{rg}} \right)^{n_g}$	S_w 为含水饱和度, S_{rw} 为束缚水饱和度, S_{rg} 是残余气饱和度, n_w 和 n_g 分别是水和气渗透率的拟合参数		

和方法来监测样品孔隙中三相的动态饱和度。含水合物沉积物中水合物的饱和度极易变化, 可以开发出精确监测含水合物沉积物中固、液、气三相变化的装置或监测手段, 在水合物饱和度变化过程中实时测量渗透率。

参考文献:

- [1] SLOAN E D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates[J]. *Nature*, 2003, 426(6964): 353-359.
- [2] KLEINBERG R L. Exploration strategy for economically significant accumulations of marine gas hydrate[J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 2009, 319(1): 21-28.
- [3] WAITE W F, SANTAMARINA J C, CORTES D D, et al. Physical properties of hydrate-bearing sediments[J]. *Reviews of Geophysics*, 2009, 47(4): RG4003.
- [4] DEMIRBAS A. Methane hydrates as potential energy resource: Part 2 – methane production processes from gas hydrates[J]. *Energy Conversion and Management*, 2010, 51(7): 1562-1571.
- [5] GABITTO J F, TSOURIS C. Physical properties of gas hydrates: a review[J]. *Journal of Thermodynamics*, 2010, 2010: 1-12.
- [6] BOSWELL R, YONEDA J, WAITE W F. India National Gas Hydrate Program Expedition 02 summary of scientific results: evaluation of natural gas-hydrate-bearing pressure cores[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 143-153.
- [7] YOO D G, KANG N K, YI B Y, et al. Occurrence and seismic

- characteristics of gas hydrate in the Ulleung Basin, East Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 47: 236-247.
- [8] SONG Y C, YANG L, ZHAO J F, et al. The status of natural gas hydrate research in China: a review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 31: 778-791.
- [9] YONEDA J, MASUI A, KONNO Y, et al. Mechanical properties of hydrate-bearing turbidite reservoir in the first gas production test site of the Eastern Nankai Trough[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66: 471-486.
- [10] KURIHARA M, SATO A, FUNATSU K, et al. Analysis of Production Data for 2007/2008 Mallik gas hydrate production tests in Canada[C]//Society of Petroleum Engineers, Beijing: 2010.
- [11] HUNTER R B, COLLETT T S, BOSWELL R, et al. Mount Elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North Slope: overview of scientific and technical program[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 295-310.
- [12] KONNO Y, FUJII T, SATO A, et al. Key findings of the world's first offshore methane hydrate production test off the coast of Japan: toward future commercial production[J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(3): 2607-2616.
- [13] YAMAMOTO K, WANG X X, TAMAKI M, et al. The second offshore production of methane hydrate in the Nankai Trough and gas production behavior from a heterogeneous methane hydrate reservoir[J]. *RSC Advances*, 2019, 9(45): 25987-26013.
- [14] CHEN L, FENG Y C, OKAJIMA J, et al. Production behavior and numerical analysis for 2017 methane hydrate extraction test of Shenhu, South China Sea[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 53: 55-66.
- [15] 叶建良, 秦绪文, 谢文卫, 等. 中国南海天然气水合物第二次试采主要进展[J]. *中国地质*, 2020, 47(3): 557-568.
- [16] 吴能友, 李彦龙, 万义钊, 等. 海域天然气水合物开采增产理论与技术体系展望[J]. *天然气工业*, 2020, 40(8): 100-115.
- [17] 何家雄, 钟灿鸣, 姚永坚, 等. 南海北部天然气水合物勘查试采及研究进展与勘探前景[J]. *海洋地质前沿*, 2020, 36(12): 1-14.
- [18] 陈强, 胡高伟, 李彦龙, 等. 海域天然气水合物资源开采新技术展望[J]. *海洋地质前沿*, 2020, 36(9): 44-55.
- [19] 刘昌岭, 郝锡萃, 孟庆国, 等. 气体水合物基础特性研究进展[J]. *海洋地质前沿*, 2020, 36(9): 1-10.
- [20] 张永超, 刘昌岭, 吴能友, 等. 含水合物沉积物孔隙结构特征与微观渗流模拟研究[J]. *海洋地质前沿*, 2020, 36(9): 23-33.
- [21] 王屹, 李小森. 天然气水合物开采技术研究进展[J]. *新能源进展*, 2013, 1(1): 69-79.
- [22] 王文博, 崔伟, 肖加奇. 天然气水合物降压开采中渗透率对低压传递的影响[J]. *节能*, 2019, 38(12): 96-101.
- [23] WAN Y Z, WU N Y, HU G W, et al. Reservoir stability in the process of natural gas hydrate production by depressurization in the shenhu area of the south China Sea[J]. *Natural Gas Industry B*, 2018, 5(6): 631-643.
- [24] LI Y L, LIU L L, JIN Y R, et al. Characterization and development of marine natural gas hydrate reservoirs in Clayey-silt sediments: a review and discussion[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2021, 5(1): 75-86.
- [25] SUN Y H, LU H F, LU C, et al. Hydrate dissociation induced by gas diffusion from pore water to drilling fluid in a cold wellbore[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2018, 2(4): 410-417.
- [26] 蔡建超, 夏宇轩, 徐赛, 等. 含水合物沉积物多相渗流特性研究进展[J]. *力学学报*, 2020, 52(1): 208-223.
- [27] 肖罗坤, 董艳辉, 李守定, 等. 孔隙介质中天然气水合物相变过程的影响因素研究进展[J]. *工程地质学报*, 2021, 29(1): 183-196.
- [28] 曾家明, 李栋梁, 梁德青, 等. 天然气水合物储层渗透率研究进展[J]. *新能源进展*, 2021, 9(1): 25-34.
- [29] 刘永革, 侯健, 夏志增, 等. 一种不同水合物饱和度状态下气水相对渗透率的单向流动测定方法[P]. 2016-05-04.
- [30] 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.
- [31] 孙可明, 翟诚, 辛利伟, 等. 不同饱和度水合物沉积物的三轴加载渗透率试验[J]. *天然气工业*, 2017, 37(12): 61-67.
- [32] 刘乐乐, 张宏源, 刘昌岭, 等. 瞬态压力脉冲法及其在松散含水合物沉积物中的应用[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5): 159-165.
- [33] 张永超, 刘昌岭, 刘乐乐, 等. 水合物生成导致沉积物孔隙结构和渗透率变化的低场核磁共振观测[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2021, 41(3): 193-202.
- [34] 李承峰, 刘乐乐, 孙建业, 等. 基于数字岩心的含水合物石英砂微观渗流有限元分析[J]. *海洋地质前沿*, 2020, 36(9): 68-72.
- [35] LAI J, WANG G W, WANG Z Y, et al. A review on pore structure characterization in tight sandstones[J]. *Earth-Science Reviews*, 2018, 177: 436-457.
- [36] REN X W, ZHAO Y, DENG Q L, et al. A relation of hydraulic conductivity : void ratio for soils based on Kozeny-Carman equation[J]. *Engineering Geology*, 2016, 213: 89-97.
- [37] REN X W, SANTAMARINA J C. The hydraulic conductivity of sediments: a pore size Perspective[J]. *Engineering Geology*, 2018, 233: 48-54.
- [38] MINAGAWA H, NISHIKAWA Y, IKEDA I, et al. Measurement of methane hydrate sediment permeability using several chemical solutions as Inhibitors[C]//International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE), Lisbon: 2007.
- [39] MORIDIS G J, KOWALSKY M B, PRUESS K. TOUGH+Hydrate v1.0 user's manual: a code for the simulation of system behavior in hydrate-bearing geologic media: LBNL-149E, 927149[C]//Lawrence Berkeley National Laboratory, California: 2008; LBNL-149E, 927149.
- [40] 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.
- [41] LI C H, ZHAO Q, XU H J, et al. Relation between relative per-

- meability and hydrate saturation in Shenhu area, South China Sea[J]. *Applied Geophysics*, 2014, 11(2): 207-214.
- [42] DELLI M L. Experimental determination of permeability of porous media in the presence of gas hydrates[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, 120: 1-9.
- [43] DAIGLE H. Relative permeability to water or gas in the presence of hydrates in porous media from critical path analysis[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 146: 526-535.
- [44] JIN Y R, YANG D Y, LI S X, et al. Hydrate dissociation conditioned to depressurization below the quadruple point and salinity addition[J]. *Fuel*, 2019, 255: 115758.
- [45] SHEN P F, LI G, LI B, et al. Permeability measurement and discovery of dissociation process of hydrate sediments[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 75: 103155.
- [46] JI Y K, HOU J, ZHAO E M, et al. Study on the effects of heterogeneous distribution of methane hydrate on permeability of porous media using low - field NMR technique[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2020, 125(2): 1-17.
- [47] SHEN P F, LI G, LI B, et al. Coupling effect of porosity and hydrate saturation on the permeability of methane Hydrate-bearing sediments[J]. *Fuel*, 2020, 269: 117425.
- [48] KANG D J, LU J A, ZHANG Z J, et al. Fine-grained gas hydrate reservoir properties estimated from well logs and lab measurements at the Shenhu gas hydrate production test site, the northern slope of the South China Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 122: 104676.
- [49] MURPHY Z W, DICARLO D A, FLEMINGS P B, et al. Hydrate is a nonwetting phase in porous media[J]. *Geophysical Research Letters*, 2020, 47(16): e2020GL089289.
- [50] LI G, XU Z L, LI X S, et al. Permeability investigation and hydrate migration of hydrate-bearing silty sands and silt[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 89: 103891.
- [51] SEOL Y, KNEAFSEY T J. Methane hydrate induced permeability modification for multiphase flow in unsaturated porous media[J]. *Journal of Geophysical Research*, 2011, 116(B8): B08102.
- [52] PAN L L, LEI L, SEOL Y. Pore-scale influence of methane hydrate on permeability of porous media[R]. *Geophysics*, 2020.
- [53] ZHAO Q, DUNN K J, LIU X W. A simulation study of formation permeability as a function of methane hydrate concentration[J]. *Applied Geophysics*, 2011, 8(2): 101-109.
- [54] CHOI J H, MYSHAKIN E M, LEI L, et al. An experimental system and procedure of Unsteady-state relative permeability test for gas hydrate-bearing sediments[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 83: 103545.
- [55] BUCKLEY S E, LEVERETT M C. Mechanism of fluid displacement in sands[J]. *Transactions of the AIME*, 1942, 146(1): 107-116.
- [56] JOHNSON E F, BOSSLER D P, BOSSLER V O N. Calculation of relative permeability from displacement experiments[J]. *Transactions of the AIME*, 1959, 216(1): 370-372.
- [57] JONES S C, ROSZELLE W O. Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1978, 30(5): 807-817.
- [58] TOTH J, BODI T, SZUCS P, et al. Convenient formulae for determination of relative permeability from unsteady-state fluid displacements in core plugs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2002, 36(1/2): 33-44.
- [59] 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.
- [60] AHN T, LEE J, HUH D G, et al. Experimental study on Two-phase flow in artificial hydrate-bearing sediments[J]. *Geosystem Engineering*, 2005, 8(4): 101-104.
- [61] XUE K H, YANG L, ZHAO J F, et al. The study of flow characteristics during the decomposition process in Hydrate-bearing porous media using magnetic resonance imaging[J]. *Energies*, 2019, 12(9): 1736.
- [62] TOTH J, BODI T, SZUCS P, et al. Practical method for analysis of immiscible displacement in laboratory core tests[J]. *Transport in Porous Media*, 1998, 31(3): 347-363.
- [63] ASSOULINE S. A model for soil relative hydraulic conductivity based on the water retention characteristic curve[J]. *Water Resources Research*, 2001, 37(2): 265-271.
- [64] CAMPBELL G S. A simple method for determining unsaturated conductivity from moisture retention data[J]. *Soil Science*, 1974, 117(6): 311-314.
- [65] FISCHER U, CELIA M A. Prediction of relative and absolute permeabilities for gas and water from soil water retention curves using a Pore-scale network model[J]. *Water Resources Research*, 1999, 35(4): 1089-1100.
- [66] MUALEM Y. Hydraulic conductivity of unsaturated soils: prediction and formulas[M]//KLUTE A, ed. //SSSA Book Series. Madison, WI, USA: Soil Science Society of America, American Society of Agronomy, 2018: 799-823.
- [67] VOGEL T, CISLEROVA M. On the reliability of unsaturated hydraulic conductivity calculated from the moisture retention curve[J]. *Transport in Porous Media*, 1988, 3(1): 1-15.
- [68] PARKER J C, LENHARD R J, KUPPUSAMY T. A parametric model for constitutive properties governing multiphase flow in porous media[J]. *Water Resources Research*, 1987, 23(4): 618-624.
- [69] BROOKS R H, COREY A T. Hydraulic properties of porous media and their relation to drainage design[J]. *Transactions of the ASAE*, 1964, 7(1): 0026-0028.
- [70] 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[J]. *Geochemistry Geophysics Geosystems*, 2016, 17(8): 3099-3110.
- [71] LIU L L, ZHANG Z, LI C F, et al. Hydrate growth in quartzitic sands and implication of pore fractal characteristics to hydraulic, mechanical, and electrical properties of hydrate-bearing sediments[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 75: 103109.
- [72] LI G Y, ZHAN L T, YUN T, et al. Pore-scale controls on the gas and water transport in hydrate-bearing sediments[J]. *Geophysical Research Letters*, 2020, 47(12): e2020GL086990.
- [73] STONE H L. Probability model for estimating Three-phase relative permeability[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1970, 22(2): 214-218.
- [74] FREDLUND D G, XING A. Equations for the soil-water characteristic curve[J]. *Canadian Geotechnical Journal*, 1994, 31(6): 1026-1026.
- [75] MORIDIS G J, REAGAN M T. Strategies for gas production from oceanic class 3 hydrate accumulations[C]//All Days. Houston, Texas: OTC, 2007: OTC-18865-MS.
- [76] ANDERSON B J, KURIHARA M, WHITE M D, et al. Regional long-term production modeling from a single well test, Mount Elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North Slope[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 493-501.
- [77] GAMWO I K, LIU Y. Mathematical modeling and numerical simulation of methane production in a hydrate reservoir[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2010, 49(11): 5231-5245.
- [78] HONG H, POOLADI DARVISH M. Simulation of depressurization for gas production from gas hydrate reservoirs[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2005, 44(11): 39-46.
- [79] MORIDIS G J, SLOAN E D. Gas production potential of disperse Low-saturation hydrate accumulations in oceanic sediments[J]. *Energy Conversion and Management*, 2007, 48(6): 1834-1849.
- [80] REAGAN M T, MORIDIS G J. Dynamic response of oceanic hydrate deposits to ocean temperature change[J]. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 2008, 113(C12): C12023.
- [81] RUTQVIST J, MORIDIS G J. Numerical studies on the geo-mechanical stability of hydrate-bearing sediments[C]//All Days. Houston, Texas: OTC, 2007: OTC-18860-MS.
- [82] VAN GENUCHTEN M Th. A Closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils[J]. *Soil Science Society of America Journal*, 1980, 44(5): 892-898.
- [83] DAI S, KIM J, XU Y, et al. Permeability anisotropy and relative permeability in sediments from the National Gas Hydrate Program Expedition 02, offshore India[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 705-713.
- [84] GUPTA S, HELMIG R, WOHLMUTH B. Non-isothermal, multi-phase, multi-component flows through deformable methane hydrate reservoirs[J]. *Computational Geosciences*, 2015, 19(5): 1063-1088.
- [85] KONNO Y, MASUDA Y, AKAMINE K, et al. Sustainable gas production from methane hydrate reservoirs by the cyclic depressurization Method[J]. *Energy Conversion and Management*, 2016, 108: 439-445.
- [86] KONNO Y, OYAMA H, NAGAO J, et al. Numerical analysis of the dissociation experiment of naturally occurring gas hydrate in sediment cores obtained at the Eastern Nankai Trough, Japan[J]. *Energy & Fuels*, 2010, 24(12): 6353-6358.
- [87] MYSHAKIN E M, SEOL Y, LIN J-S, et al. Numerical simulations of Depressurization-induced gas production from an interbedded turbidite gas hydrate-bearing sedimentary section in the offshore India: Site NGHP-02-16 (Area-B) [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 619-638.
- [88] RUAN X K, SONG Y C, LIANG H F, et al. Numerical simulation of the gas production behavior of hydrate dissociation by depressurization in Hydrate-bearing porous medium[J]. *Energy & Fuels*, 2012, 26(3): 1681-1694.
- [89] SINGH H, MAHABADI N, MYSHAKIN E M, et al. A mechanistic model for relative permeability of gas and water flow in hydrate-bearing porous media with capillarity[J]. *Water Resources Research*, 2019, 55(4): 3414-3432.
- [90] FATT I. The network model of porous media[J]. *Transactions of the AIME*, 1956, 207(01): 144-181.
- [91] BLUNT M J. Multiphase flow in permeable media: a pore-scale perspective[M]. Cambridge, United Kingdom; New York, NY: Cambridge University Press, 2017.
- [92] LINDQUIST W B, LEE S-M, COKER D A, et al. Medial axis analysis of void structure in Three-dimensional tomographic images of porous media[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1996, 101(B4): 8297-8310.
- [93] SILIN D B, JIN G, PATZEK T W. Robust Determination of the pore space morphology in sedimentary rocks[C]//All Days. Denver, Colorado: SPE, 2003: SPE-84296-MS.
- [94] ALKHARUSI A S, BLUNT M J. Network extraction from sandstone and carbonate pore space Images[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, 56(4): 219-231.
- [95] YANG M J, SUN H R, CHEN B B, et al. Effects of Water-gas two-phase flow on methane hydrate dissociation in porous media[J]. *Fuel*, 2019, 255: 115637.
- [96] LI M, GUO Y H, LI Z F, et al. Pore-throat combination types and gas-water relative permeability responses of tight gas sandstone reservoirs in the Zizhou area of East Ordos Basin, China[J]. *Acta Geologica Sinica-English Edition*, 2019, 93(3): 622-636.
- [97] YANG H J, BALHOFF M T. Pore-network modeling of particle retention in porous Media[J]. *AIChE Journal*, 2017, 63(7): 3118-3131.
- [98] CAI J C, XIA Y X, LU C, et al. Creeping microstructure and fractal permeability model of natural gas hydrate reservoir[J].

- [Marine and Petroleum Geology](#), 2020, 115: 104282.
- [99] 陈光进, 孙长宇, 马庆兰. 气体水合物科学与技术[M]. 第1版. 北京: 化学工业出版社, 2008.
- [100] YANG L, AI L, XUE K H, et al. Analyzing the effects of inhomogeneity on the permeability of porous media containing methane hydrates through pore network models combined with CT Observation[J]. [Energy](#), 2018, 163: 27-37.
- [101] VALVATNE P H, PIRI M, LOPEZ X, et al. Predictive Pore-scale modeling of single and multiphase flow[J]. *Transport in Porous Media*, 2005, 58(1/2): 23-41.
- [102] ZHANG L X, GE K, WANG J Q, et al. Pore-scale investigation of permeability evolution during hydrate formation using a pore network model based on X-ray CT[J]. [Marine and Petroleum Geology](#), 2020, 113: 104157.
- [103] WANG D G, WANG C C, LI C F, et al. Effect of gas hydrate formation and decomposition on flow properties of Fine-grained quartz sand sediments using X-ray CT based pore network model simulation[J]. *FUEL*, 2018, 226(1): 516-526.
- [104] WANG J Q, ZHAO J F, YANG M J, et al. Permeability of Laboratory-formed porous media containing methane hydrate: observations using X-ray computed tomography and simulations with pore network models[J]. [Fuel](#), 2015, 145: 170-179.
- [105] MAHABADI N, JANG J. Relative water and gas permeability for gas production from Hydrate-bearing sediments[J]. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2014, 15(6): 2346-2353.
- [106] WANG J Q, ZHAO J F, ZHANG Y. Analysis of the effect of particle size on permeability in hydrate-bearing porous media using pore network models combined with CT[J]. *Fuel*, 2016, 163(1): 34-40.
- [107] WANG Y S, YANG Y F, WANG K, et al. Changes in relative permeability curves for natural gas hydrate decomposition due to particle migration[J]. [Journal of Natural Gas Science and Engineering](#), 2020, 84: 103634.
- [108] ANDERSON W G. Wettability literature survey—Part 5: The effects of wettability on relative permeability[J]. [Journal of Petroleum Technology](#), 1987, 39(11): 1453-1468.
- [109] ANDREW M, BIJELJIC B, BLUNT M J. Pore-scale contact angle measurements at reservoir conditions using X-ray Microtomography[J]. [Advances in Water Resources](#), 2014, 68: 24-31.
- [110] WANG J Q, ZHAO J F, ZHANG Y. Analysis of the influence of wettability on permeability in Hydrate-bearing porous media using pore network models combined with computed tomography[J]. [Journal of Natural Gas Science and Engineering](#), 2015, 26: 1372-1379.
- [111] WANG J Q, ZHANG L X, ZHAO J F, et al. Variations in permeability along with interfacial tension in Hydrate-bearing porous Media[J]. [Journal of Natural Gas Science and Engineering](#), 2018, 51: 141-146.
- [112] MAHABADI N, ZHENG X, JANG J. The effect of hydrate saturation on water retention curves in hydrate - bearing sediments[J]. [Geophysical Research Letters](#), 2016, 43(9): 4279-4287.
- [113] SINGH H, MYSHAKIN E M, SEOL Y. A novel relative permeability model for gas and water flow in Hydrate-bearing sediments with laboratory and field-scale application[J]. [Scientific Reports](#), 2020, 10(1): 5697.
- [114] PURCELL W R. Capillary pressures - their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom[J]. [Journal of Petroleum Technology](#), 1949, 1(2): 39-48.
- [115] LEI G, LIAO Q Z, LIN Q L, et al. Stress dependent Gas-water relative permeability in gas hydrates: A theoretical model[J]. [Advances in Geo-Energy Research](#), 2020, 4(3): 326-338.
- [116] LIU L L, DAI S, NING F L, et al. Fractal characteristics of unsaturated sands: implications to relative permeability in hydrate-bearing sediments[J]. [Journal of Natural Gas Science and Engineering](#), 2019, 66: 11-17.
- [117] 刘乐乐, 刘昌岭, 孟庆国, 等. 分形理论在天然气水合物研究领域的应用[J]. *海洋地质前沿*, 2020, 36(9): 11-22.
- [118] 李世龙, 李刚, 魏纳, 等. 含甲烷水合物的石英砂渗透率实验和分形模型对比研究[J]. [新能源进展](#), 2020, 8(4): 264-271.
- [119] 刘乐乐, 张准, 宁伏龙, 等. 含水合物沉积物渗透率分形模型[J]. *中国科学: 物理学 力学 天文学*, 2019, 49(3): 165-172.
- [120] SINGH H, MYSHAKIN E M, SEOL Y. A nonempirical relative permeability model for Hydrate-bearing sediments[J]. [SPE Journal](#), 2019, 24(2): 547-562.

Research advances in gas-water relative permeability of hydrate-bearing sediments

WANG Zihao^{1,2,3}, WAN Yizhao^{2,3*}, LIU Lele^{2,3}, BU Qingtao^{2,3},
WANG Zhuangzhuang², MAO Peixiao², HU Gaowei^{1,2,3*}

(1 Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China; 2 Key Laboratory of Gas Hydrate of Ministry of Natural Resources, Qingdao Institute of Marine Geology, China Geological Survey, Qingdao 266071, China; 3 Laboratory for Marine Mineral Resources, Pilot National Laboratory for Marine Science and Technology (Qingdao), Qingdao 266071, China)

Abstract: Gas-water relative permeability is a key parameter in the trial production of natural gas hydrate. Measurement and evaluation of the parameter of the hydrate reservoir is essential for enhancing gas production efficiency and realizing the industrialization of natural gas hydrate production. This paper provides a review on the research progress in the relative permeability of hydrate-bearing sediments. It is summarized from three aspects, i.e. experimental measurement, numerical simulation, and model establishment. It is found that the unsteady-state method is widely employed in the permeability measurements for hydrate-bearing sediment. The relative permeability curve suggests that higher hydrate saturation will cause lower water relative permeability at a given water saturation, but the variation of gas relative permeability is complicated; the pore-structure of the sediment changes along with the hydrate saturation, which further results in the changes of gas-water relative permeability. Numerical simulation mostly calculates relative permeability with a pore network model or a water retention curve to explore hydrate growth habits and pore-filling characteristics and the effect of various factors such as particle size, hydrate saturation, wettability, and interface tension and their influence on gas-water relative permeability. A newly developed relative permeability model for hydrate-bearing media considering the influences of the capillarity and pore-size distribution (referred to as RPHCP) is introduced in this work, which shows obvious advantages in simulating the multi-phase flow of hydrate-bearing sediments and explaining the changes of hydrate saturation compared to other models. RPHCP model is recommended to overcome the defect of the high cost of computation of RPHCP model to achieve precise modeling of multiphase flow in hydrate-bearing sediments.

Key words: hydrate-bearing sediments; relative permeability; experimental measurement; numerical simulation