

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.089>



应用数值模拟研究神狐海域水合物第一次试采数据

崔 伟, 肖加奇*

齐鲁工业大学(山东省科学院)前沿交叉学科研究院, 山东济南 250353

摘要: 2017 年神狐海域第一次试开采成功后, 许多学者应用数值模拟对试采数据进行研究, 但模拟结果与实际试采数据存在偏差. 为了探求原因, 本研究建立了二维柱坐标系下水合物降压开采数学模型, 开发了相应的程序, 能够模拟渗透率等储层参数非均匀分布条件下开采过程, 同时能够模拟开采井压力等动态参数对开采过程的影响. 通过数值实验, 得出偏差原因: (1) 泥质粉砂型储层存在水敏性, 水合物分解产生的淡水引起粘土膨胀, 使渗透率下降; (2) 须将开采井压力作为动态输入参量. 据此, 修正了渗透率模型, 考虑了开采井压力随时间的变化, 得到的模拟产气量与试采数据十分接近, 使降压开采数值模拟更逼近实际情况.

关键词: 天然气水合物; 神狐海域; 偏差; 渗透率; 开采井压力; 数值模拟; 油气地质.

中图分类号: P631

文章编号: 1000-2383(2022)05-1890-11

收稿日期: 2021-11-06

Numerical Simulation for Data Analyses of First Gas Hydrate Trial Production Test in Shenhu Area

Cui Wei, Xiao Jiaqi*

*Academy of Advanced Interdisciplinary Studies, Qilu University of Technology (Shandong Academy of Sciences),
Ji'nan 250353, China*

Abstract: After the first successful trial production in the Shenhu area of the South China Sea in 2017, many scholars have used numerical methods to simulate this process, but the simulation results have always been deviated from the data of actual trial production. In order to explore the reasons for the deviation, a mathematical model is established for depressurization discovery in a two-dimensional cylindrical coordinate system, and a corresponding program is developed in this study, to simulate not only the non-uniform distribution of reservoir parameters such as permeability and so on, but also the impact of dynamic parameter such as the wellbore pressure on the production process. Making full use of the flexibility of the autonomous program, the reasons for the deviation are obtained through numerical experiment analysis: (1) The muddy silt-type reservoir has water sensitivity, and the fresh water produced by the decomposition of hydrate causes clay swelling, which makes the permeability decrease; (2) The production well pressure must be taken as the dynamic input parameter. Based on this, the permeability model was revised, and the time-varying pressure in production well was dynamically input. The simulated gas production obtained is very close to the trial production data, making the numerical simulation of depressurization closer to the actual situation.

Key words: natural gas hydrate; Shenhu area; deviation; permeability; production well pressure; numerical simulation; petroleum geology.

作者简介: 崔伟 (1996), 男, 硕士研究生, 从事天然气水合物开发与利用相关研究工作, 主要从事水合物开采过程数值模拟研究. ORCID: 0000-0001-6861-9086. E-mail: 1506304292@qq.com

* 通讯作者: 肖加奇, E-mail: jiaqixiao@qlu.edu.cn

引用格式: 崔伟, 肖加奇, 2022. 应用数值模拟研究神狐海域水合物第一次试采数据. 地球科学, 47(5): 1890-1900.

Citation: Cui Wei, Xiao Jiaqi, 2022. Numerical Simulation for Data Analyses of First Gas Hydrate Trial Production Test in Shenhu Area. *Earth Science*, 47(5): 1890-1900.

0 引言

天然气水合物是由水分子和天然气分子在高压低温环境下形成的笼形结晶化合物(王秀娟等, 2021), 主要存在于近海深水区海底以下的沉积物层和陆地永久冻土带(Sun *et al.*, 2019). 据估计全球天然气水合物资源总量达 $2.0 \times 10^{16} \text{ m}^3$, 是常规化石燃料含碳总量的2倍(Kvenvolden, 1999). 作为优质的新能源, 天然气水合物被视为21世纪煤、石油等最理想的接替能源(何玉林等, 2022). 在全世界能源危机背景下, 天然气水合物的开发成为研究的热点(Zhang *et al.*, 2021). 目前天然气水合物开采方法主要有降压法(Moridis *et al.*, 2007; 王文博等, 2019)、注热法(Wang *et al.*, 2017; Yu *et al.*, 2019)、注化学剂法(Qi *et al.*, 2012; Cui *et al.*, 2018)以及 CO_2 置换法(Zhang *et al.*, 2017; Li *et al.*, 2018a). 其中降压法相对最有效, 尤其适合海上开采(叶建良等, 2020).

近10年来, 中国、日本进行了多次海上天然气水合物降压法试开采. 日本在2013年和2017年在日本南海海槽东部分别进行了两次天然气水合物试采(Yamamoto *et al.*, 2019). 中国于2017年及2019—2020年在南海神狐海域分别进行了第一、二次试开采(Li *et al.*, 2018a; 叶建良等, 2020), 其中第一次试采实现连续产气60 d, 总产气量为 $3.09 \times 10^5 \text{ m}^3$ (Li *et al.*, 2018b). 许多学者应用数值模拟手段对试采数据进行研究. 李淑霞等(2018)用数值模拟方法研究了神狐海域第一次试采过程, 前期累积产气量的模拟结果与试采数据拟合较好, 最终总产气量也非常接近, 但中后期存在较大的偏差; 李淑霞等(2020)利用 TOUGH + HYDRATE 模拟软件对试采产气量再次进行历史拟合, 总体拟合效果有所改善, 但开采前期模拟结果低于试采实际值, 开采后期仍然存在较大偏差. 王文博等(2021)建立了天然气水合物降压开采模型并自主开发了相应程序, 数值模拟结果与神狐第一次试采数据进行了对比, 两者变化趋势虽然一致, 但模拟结果与试采数据偏差较大. Yu *et al.* (2021)用 TOUGH + HYDRATE (T+H) v1.0 也进行了试采累积产气量的数值模拟, 最终60 d 累积产气量的模拟结果与试采数据接近, 但模拟的试采过程产气量变化与实际试采数据偏差较大. 目前为止, 数值模拟研究结果与神狐海域第

一次试采数据都存在一些偏差.

为了进一步探索模拟结果与试采数据存在偏差的原因, 本研究综合考虑水合物相变和多相渗流等机理, 建立了二维柱坐标系下降压开采模型, 通过有限差分方法进行离散求解, 自主开发了模拟程序; 模拟了储层中渗透率、孔隙度及饱和度非均匀分布条件下压力传递的趋势; 通过数值实验, 结合神狐海域第一次试采数据, 对泥质粉砂型储层受水敏性影响进行了分析, 提出了新的渗透率模型; 将开采井压力作为动态输入参量, 分析了开采井压力对产气量的影响; 最终, 神狐海域第一次试采过程的数值模拟结果与试采数据高度吻合.

1 模型建立与求解

1.1 数学模型

为了描述水合物分解过程, 本研究引入流体渗流过程中的质量守恒方程、分解动力方程以及其他辅助方程, 建立二维柱坐标系下数学模型. 模型中设定了如下假设:

- (a) 模型包含3个相态(气、水、水合物相), 3个质量组分(甲烷、水、水合物);
- (b) 气、水互不溶, 且流体流动满足达西定律;
- (c) 忽略水合物二次生成以及重力影响.

在二维柱坐标系下, 天然气水合物分解过程中, 甲烷、水、水合物的质量守恒方程如下所示:

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial(r\rho_g v_g)}{\partial r} - \frac{\partial(\rho_g v_g)}{\partial z} + \dot{m}_g = \frac{\partial(\varphi\rho_g S_g)}{\partial t}, \quad (1)$$

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial(r\rho_w v_w)}{\partial r} - \frac{\partial(\rho_w v_w)}{\partial z} + \dot{m}_w = \frac{\partial(\varphi\rho_w S_w)}{\partial t}, \quad (2)$$

$$-\dot{m}_h = \frac{\partial(\varphi\rho_h S_h)}{\partial t}, \quad (3)$$

其中: r 表示径向距离(m), z 为轴向距离(m), t 表示时间(d); ρ 为密度(kg/m^3); v 表示流速(m/s); φ 为孔隙度; S 为饱和度; 下标 g 、 w 、 h 分别表示甲烷、水、水合物; \dot{m}_g 、 \dot{m}_w 分别表示单位时间单位体积内分解产生的甲烷气和水的质量, \dot{m}_h 表示单位时间单位体积内分解消耗水合物的质量.

质量守恒方程中 ρ_g 用理想气体状态方程变形式求解:

$$\rho_g = \frac{P_g M_g}{RT}, \quad (4)$$

P_g 、 M_g 分别是水合物分解过程中甲烷气的压力(Pa)和摩尔质量(kg/mol); R 表示气体通用比例系数, 单

位是 $\text{mol}\cdot\text{K}$; T 为温度 (K)。

为了描述水合物分解过程中甲烷气和水的流动,引入多相达西渗流公式:

$$v_g = -\frac{KK_{rg}}{\mu_g} \nabla P_g, \quad (5)$$

$$v_w = -\frac{KK_{rw}}{\mu_w} \nabla P_w, \quad (6)$$

式中 K 表示水合物储层的绝对渗透率, K_{rg} 、 K_{rw} 分别表示储层气体和水的相对渗透率, μ_g 、 μ_w 分别表示储层中气体和水的粘度, ∇P_g 、 ∇P_w 分别为气体和水的压力梯度。

采用 Masuda (2002) 提出的渗透率模型来描述水合物分解过程中储层渗透率随水合物饱和度的变化。

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

式中: K_0 为初始绝对渗透率 (md), N 为渗透率衰减指数, 根据储层空间结构不同可取值 2 至 15, 本文中取其值为 4。

采用 Genuchten (1980) 提出的修正模型来计算相对渗透率和毛管力, 具体表达为:

气体的相对渗透率 (K_{rg}):

$$K_{rg} = K_{rg0} \bar{S}_g^{1/2} (1 - \bar{S}_{wh}^{1/m})^{2m}, \quad (8)$$

水的相对渗透率 (K_{rw}):

$$K_{rw} = K_{rw0} \bar{S}_w^{1/2} [1 - (1 - \bar{S}_w^{1/m})^m]^2, \quad (9)$$

毛管力 (P_c):

$$P_c = P_g - P_w, \quad (10)$$

$$P_c = P_{c0} (\bar{S}_w^{(-1/m)} - 1)^{1-m}, \quad (11)$$

式中: \bar{S}_g 、 \bar{S}_{wh} 、 \bar{S}_w 为模型中的中间变量, 定义为: $\bar{S}_g = \frac{1 - S_w - S_h - S_{gr}}{1 - S_{wr} - S_{gr}}$; $\bar{S}_{wh} = \frac{S_w + S_h - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{gr}}$; $\bar{S}_w = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{gr}}$;

束缚气饱和度 $S_{gr} = 0.05$, 束缚水饱和度 $S_{wr} = 0.3$, 初始水相相对渗透率 $K_{rw0} = 0.5$, 初始气相相对渗透率 $K_{rg0} = 1$, 经验系数 $m = 0.45$, 初始毛管力 $P_{c0} = 1 \text{ kPa}$ 。

甲烷气、水、水合物之间饱和度满足归一性:

$$S_h + S_w + S_g = 1, \quad (12)$$

天然气水合物分解反应的化学方程 (Ahmadi *et al.*, 2007) 为:



水合物是否分解与周围环境的温度、压力条件有关, 其相平衡条件表达式 (Sloan, 1998) 为:

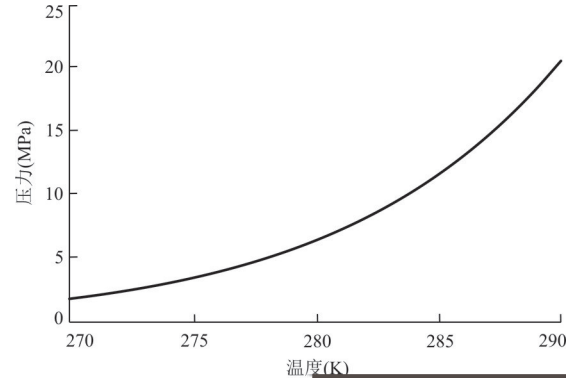


图 1 水合物相平衡曲线

Fig. 1 Phase equilibrium curve of gas hydrate

$$P_e = 1.15 \times \exp\left(49.3185 - \frac{9459}{T}\right), \quad (14)$$

式中: P_e 为水合物相平衡压力 (Pa), T 为绝对温度 (K)。图 1 为水合物相平衡示意图。水合物稳定存在时, 所处的环境压力、温度条件在曲线上方; 当环境压力值降低至曲线下方或温度升高至曲线右方时, 水合物分解为甲烷气和水。

采用 Kim *et al.* (1987) 反应动力学模型来描述天然气水合物分解过程中产气量的变化, 表达如下:

$$m_g = k_d M_g A_s (P_e - P_g), \quad (15)$$

式中: k_d 为反应动力学常数 ($\text{Pa}\cdot\text{s}$), M_g 为甲烷气体的摩尔质量, 取值 0.016 (kg/mol) , A_s 为反应比表面积 (m^2), P_e 为水合物平衡压力 (Pa), P_g 为甲烷气体压力 (Pa)。

反应动力学常数计算公式以及反应比表面积 (A_s) 计算公式 (Masuda, 2002) 分别为 (14)、(15):

$$k_d = k_0 \exp\left(-\frac{\Delta E_a}{RT}\right), \quad (16)$$

$$A_s = \varphi S_h A_{si}, \quad (17)$$

其中: 基本反应动力学常数 $k_0 = 3.6 \times 10^4 \text{ (mol/(m}^2 \cdot \text{Pa}\cdot\text{s))}$, ΔE_a 为反应活化能 (J/mol), R 为气体常数 ($\text{J/(mol}\cdot\text{K)}$), 采用文献 Clarke and Bishnoi (2004) 方法, $-\frac{\Delta E_a}{R} = 9752.73 \text{ K}$; φ 为孔隙度, S_h 为水合物

饱和度; 分解区域表面积 $A_{si} = 2\pi rh$, 其中 r 、 h 分别为分解区域的半径和厚度。根据化学式 (13) 得出水合物、水、甲烷气的质量比例关系, 由 (15) 式得出水合物的分解速率 (m_h) 和产水速率 (m_w):

$$m_h = -m_g \frac{nM_w + M_g}{M_g}, \quad (18)$$

$$m_w = m_g \frac{nM_w}{M_g}, \quad (19)$$

式中: M_w 为水的摩尔质量, 取值 0.018 kg/mol ; n 为水合数, 本研究中取值为 6. 对于厚度 h 、井眼半径为 r_w 、分解区域 r 方向最外边界半径为 r_e 的储层, 其日产气量 $V_g (\text{m}^3)$ 由下式计算:

$$V_g = \frac{86400}{\rho_g} \int_0^h \int_{r_w}^{r_e} 2\pi r m_g dr dz, \quad (20)$$

到 t_0 天累积产气量 Q_g 由下式计算:

$$Q_g = \sum_0^{t_0} V_g. \quad (21)$$

1.2 初始值和边界条件

求解域如图 2 所示, 纵向 (z 方向) 分为上、下围岩层和中间的水合物储层, 中间水合物储层可分为许多小层; 半径方向 (r 方向) 包括井眼和多个柱状带. 每一层可以输入不同的绝对渗透率、孔隙度、饱和度以及开采井压力等参数的初始值.

模型中只有 r 和 z 方向上的边界. r 方向最内边界为开采井的井壁, 此处的压力为开采井压力 P_w ; r 方向最外边界称为径向外边界, 此处的压力为储层初始压力 P_0 . 上、下围岩为非渗透层, 相应边界处无流体流动和质量传递, 边界压力为储层初始压力 P_0 .

1.3 模型离散与求解

水合物储层纵向上细分为 n 层, 第 $i (i=1, \dots, n)$ 层的纵向网格数为 N_{zi} , 纵向网格间距为 Δz_i . 纵向总网格数为 N_z , $N_z = \sum_{i=1}^n N_{zi}$. 储层总厚度为 h , $h = \sum_{i=1}^n N_{zi} \times \Delta z_i$. 水合物储层径向上分为 m 带, 用 j 表示, $j=1, \dots, m$; 径向上采用等比级数网格划分方法, 第一个网格半径为井眼半径值, 网格数为 N_r , 最外半径为 r_e . 模型总网格数为 N , $N = N_r \times N_z$. 第 i 层

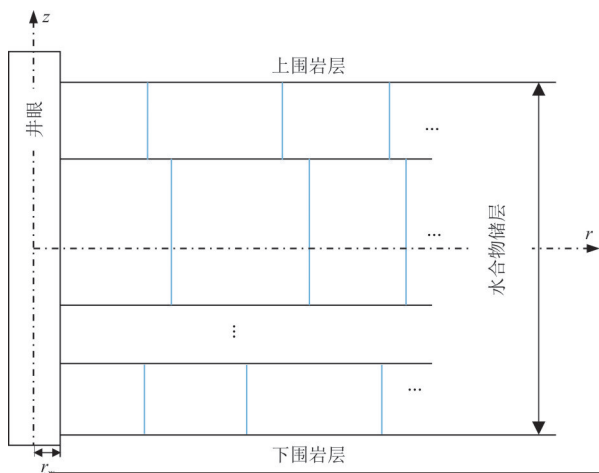


图 2 数值模型求解域

Fig.2 Solution domain of numerical model

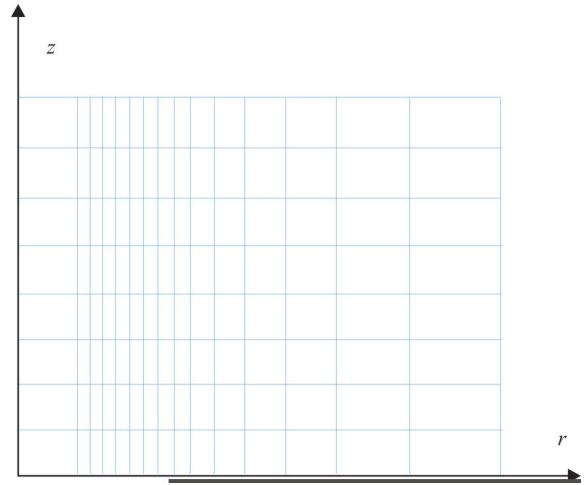


图 3 网格划分示意

Fig. 3 Schematic diagram of meshing

的初始孔隙度 φ_{0i} , 初始绝对渗透率 K_{0i} , 初始水合物饱和度 S_{h0i} , 初始温度 T_{0i} , 开采井压力为 P_w . 网格划分如图 3 所示:

将(1)、(2)、(3)式进行一系列的简化并用有限差分方法进行离散后, 得到水合物分解过程中各节点水相组分压力 P 的线性方程:

$$A_{(Ij)} P_{(i-1j)}^{n+1} + C_{(Ij)} P_{(Ij-1)}^{n+1} + E_{(Ij)} P_{(Ij)}^{n+1} + B_{(Ij)} P_{(i+1j)}^{n+1} + D_{(Ij)} P_{(Ij+1)}^{n+1} = Q_{(Ij)}, \quad (22)$$

其中:

$$A_{(i,j)} = B_w T_{w(i-\frac{1}{2},j)}^n + B_g T_{g(i-\frac{1}{2},j)}^n;$$

$$B_{(i,j)} = B_w T_{w(i+\frac{1}{2},j)}^n + B_g T_{g(i+\frac{1}{2},j)}^n;$$

$$C_{(i,j)} = B_w T_{w(i,j-\frac{1}{2})}^n + B_g T_{g(i,j-\frac{1}{2})}^n;$$

$$D_{(i,j)} = B_w T_{w(i,j+\frac{1}{2})}^n + B_g T_{g(i,j+\frac{1}{2})}^n;$$

$$E_{(i,j)} = -(A_{(i,j)} + B_{(i,j)} + C_{(i,j)} + D_{(i,j)} + \frac{(\varphi C_t)_{(i,j)}^n}{\Delta t});$$

$$Q_{(i,j)} = -\frac{(\varphi C_t)_{(i,j)}^n}{\Delta t} P_{(i,j)}^n;$$

$$T_{w(i+\frac{1}{2},j)}^n = \frac{1}{r_i \Delta r_i \frac{\Delta r_{i+1} + \Delta r_i}{2}} \left(\frac{KK_{rw}}{B_w \mu_w} \right)_{(i+\frac{1}{2},j)};$$

$$T_{w(i-\frac{1}{2},j)}^n = \frac{1}{r_i \Delta r_i \frac{\Delta r_i + \Delta r_{i-1}}{2}} \left(\frac{KK_{rw}}{B_w \mu_w} \right)_{(i-\frac{1}{2},j)};$$

$$T_{w(i,j+\frac{1}{2})}^n = \frac{1}{\Delta z^2} \left(\frac{KK_{rw}}{B_w \mu_w} \right)_{(i,j+\frac{1}{2})};$$

$$T_{w(i,j-\frac{1}{2})}^n = \frac{1}{\Delta z^2} \left(\frac{KK_{rw}}{B_w \mu_w} \right)_{(i,j-\frac{1}{2})};$$

$$T_{g(i+\frac{1}{2},j)}^n = \frac{1}{r_i \Delta r_i \frac{\Delta r_{i+1} + \Delta r_i}{2}} \left(\frac{KK_{rg}}{B_g \mu_g} \right)_{(i+\frac{1}{2},j)};$$

$$T_{g(i-\frac{1}{2},j)}^n = \frac{1}{r_i \Delta r_i \frac{\Delta r_i + \Delta r_{i-1}}{2}} \left(\frac{KK_{rg}}{B_g \mu_g} \right)_{(i-\frac{1}{2},j)};$$

$$T_{g(i,j+\frac{1}{2})}^n = \frac{1}{\Delta z^2} \left(\frac{KK_{rg}}{B_g \mu_g} \right)_{(i,j+\frac{1}{2})};$$

$$T_{g(i,j-\frac{1}{2})}^n = \frac{1}{\Delta z^2} \left(\frac{KK_{rg}}{B_g \mu_g} \right)_{(i,j-\frac{1}{2})};$$

$$C_t = (C_p + S_w C_w + S_g C_g + S_h C_h);$$

B_w, B_g 分别是水相、气相体积系数; C_p, C_w, C_g, C_h 分别是岩石、水、甲烷气、水合物的压缩系数.

将(22)式写为矩阵方程的形式:

$$[R][P]=[L], \tag{23}$$

其中: $[R]$ 为系数矩阵, $[P]$ 表示未知量(压力), $[L]$ 表示已知量.

数学模型的求解采用逐次求解变量的方法:

- (1) 输入各层网格个数、间距及初始参数值等;
- (2) 求解矩阵方程, 得到储层各网格节点水相的压力分布;
- (3) 计算各网格节点气相的压力, 比较气相压力与水合物相平衡压力大小, 判断水合物是否分解;
- (4) 求解水合物、水、气各相饱和度分布;
- (5) 设定合理的时间步长, 进入循环求解.

通过以上研究, 自主开发了适用于天然气水合物降压开采动态分析的数值模拟程序, 具有以下特点: 可以实现天然气水合物储层 r 方向、 z 方向分层, 为水合物分解过程中相关地质、物性参数提供多种输入方式, 更加符合真实的地层; 运行结束后, 能以文件形式输出结果, 也可以在 Matlab 中将输出数据直接进行图像处理, 更加灵活.

2 模拟结果

应用所建立的模型和开发的程序, 分析了储层中渗透率、水合物饱和度、孔隙度初始值不均匀分布时, 不同开采天数的压力传播情况.

图 4a 中表示水合物层初始渗透率分布, 水合物层中间有一层明显的低渗透区, 渗透率不均匀分布. 地层初始孔隙度(0.2)、初始水合物饱和度(0.3)、初始开采井压力(4 MPa). 图 4b、4c、4d 表示生产井降压开始后, 开采时间分别是 60 d、360 d、1 000 d 时, 压力(MPa)的分布状况. 可以看出, 渗透率值大的储层区域, 压力传递较快; 反之压力传递较慢.

图 5a 为地层初始孔隙度的分布图, 整个储层中孔隙度不均匀分布, 储层上半区初始孔隙度值较高, 下半区相对较低. 地层中初始渗透率(3 md)、初始水合物饱和度(0.3)、初始开采井压力(4 MPa). 图 5b、5c、5d 表示生产时间为 60 d、360 d、1 000 d 时, 储层中压力(MPa)分布. 可以看出, 相同的开采天数, 上半部分压力传递快于下半部分; 说明其他条件相同时, 初始孔隙度值越大, 压力传递越快.

图 6a 为地层的初始水合物饱和度分布图. 储层上下两端的初始水合物饱和度较低, 中间较高; 储层中初始渗透率(5 md)、初始水合物饱和度(0.25), 初始开采井压力(4 MPa). 图 6b、6c、6d 分别是开采进行至 60 d、360 d、1 000 d 时, 储层中压力(MPa)的传递情况. 初始水合物饱和度较高的储层, 压力传递较慢; 水合物饱和度低的储层, 压力传递较快.

3 神狐第一次试采数据模拟分析

3.1 地层参数及试采数据

2017 年我国在南海神狐海域 SHSC-4 井进行第一次试采. 该水合物矿藏位于水深 1 266 m 的海底以下 203~277 m 处, 整个矿藏分为 3 层: 水合物层、气/水合物混合层、气态烃层, 各层中地质及物性参

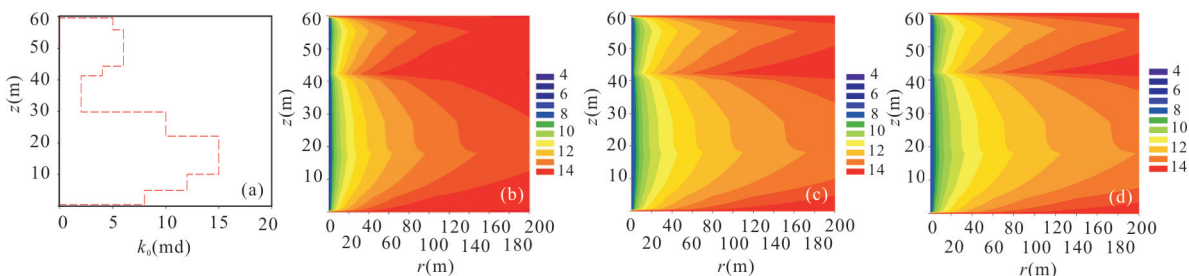


图 4 储层初始渗透率和降压开采过程中压力分布

Fig.4 The initial permeability of the reservoir and the pressure distribution map during the depressurization mining process

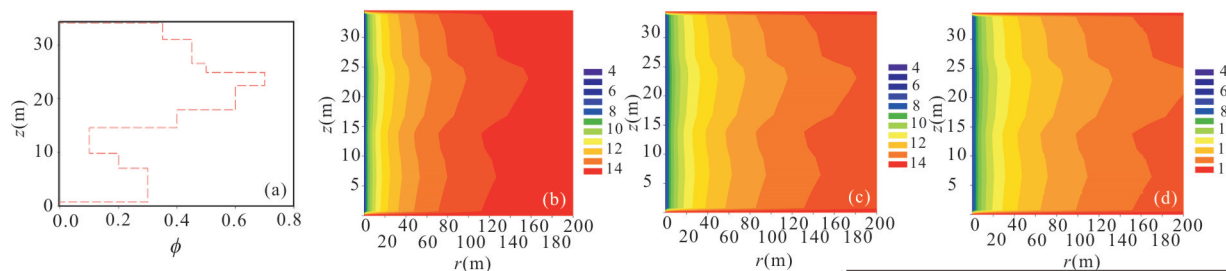


图 5 储层初始孔隙度和降压开采过程中压力分布

Fig.5 The initial porosity of the reservoir and the pressure distribution map during the depressurization mining process

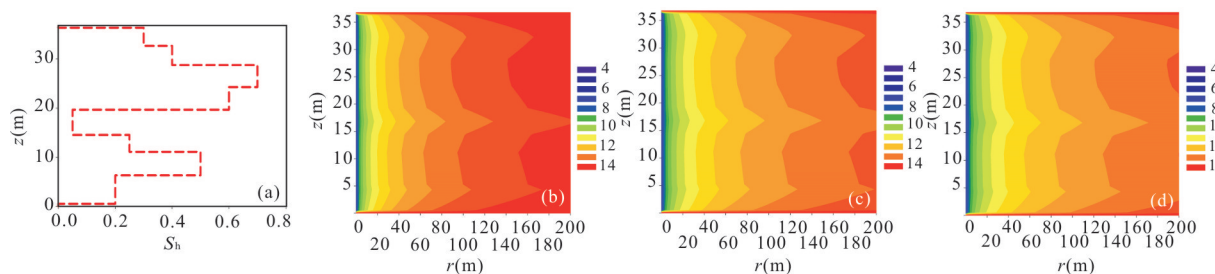


图 6 储层初始饱和度和降压开采过程中压力分布图

Fig.6 The initial saturation of the reservoir and the pressure distribution map during the depressurization mining process

表 1 水合物藏各层中地质和物性参数

Table 1 Geological and physical parameters in each layer of hydrate reservoir

水合物藏	层厚 (m)	孔隙度	渗透率 (md)	水饱和度和	气饱和度和	水合物饱和度
水合物层	35	0.35	2.9	0.660	0.000	0.34
混合层	15	0.33	1.5	0.526	0.164	0.31
气态烃层	27	0.32	7.4	0.922	0.078	0.00

表 2 南海神狐海域第一次试采产气数据

Table 2 The production data of the first trial in Shehu area of South China Sea

生产时间(d)	日均产气量(10 ⁴ m ³)	累积产气量(10 ⁴ m ³)
8	1.6	12.5
16	1.0	16.1
22	0.84	18.4
31	0.68	21.1
42	0.56	23.5
60	0.52	30.9

数如表 1(Li *et al.*, 2018a)所示.

试采过程中,稳定产气 60 d,日产气量的峰值超过 $3.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,累积产气总量为 $30.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,详细产气量(李淑霞等, 2018)如表 2 所示.

3.2 前人数值模拟结果

李淑霞等(2018)的模拟结果如图 7a 所示,前期

(0~10 d)产气量随时间变化的模拟结果与试采数据拟合较好,最终总产气量也非常接近,但中后期(16~42 d)模拟值与实际数据存在较大的偏差.李淑霞等(2020)利用美国劳伦斯伯克利国家实验室研发的 TOUGH + HYDRATE 再次模拟得到的结果如图 7b 所示,模拟的累积产气量与试采数据,总体拟合效果较好,开发后期(42 d 以后)还存在较大偏差.王文博等(2021)数值模拟结果与试采数据对比关系如图 7c,两者变化趋势基本一致,但模拟结果高于实际试采数据,且开发后期(42 d 以后)趋势也不一致.Yu *et al.* (2021)同样使用美国劳伦斯伯克利国家实验室研发的 TOUGH + HYDRATE v1.0 进行了模拟,结果如图 7d 所示,得到的 60 d 产气总量为 $3.12 \times 10^5 \text{ m}^3$,与神狐试采数据($3.09 \times 10^5 \text{ m}^3$)非常接近,但模拟的试采过程产气量变化与试采数据(图 7c 中黑色曲线)对比有明显的差别.总体而言,主要存在两种偏差:开采过程中模拟产气量与实际试采数据不匹配;42 d 以后,模拟结果与试采数据变化趋势不同.

3.3 原因分析及改进方案

为了探索产生偏差的原因,我们应用自主开发的程序,以神狐海域真实的地质、物性参数为初始值重新进行了模拟计算,结果如图 8 所示,模拟的产气量随时间变化趋势与实际开采数据基本一致,但在 10~60 d,模拟结果偏高,通过数值实验,研究

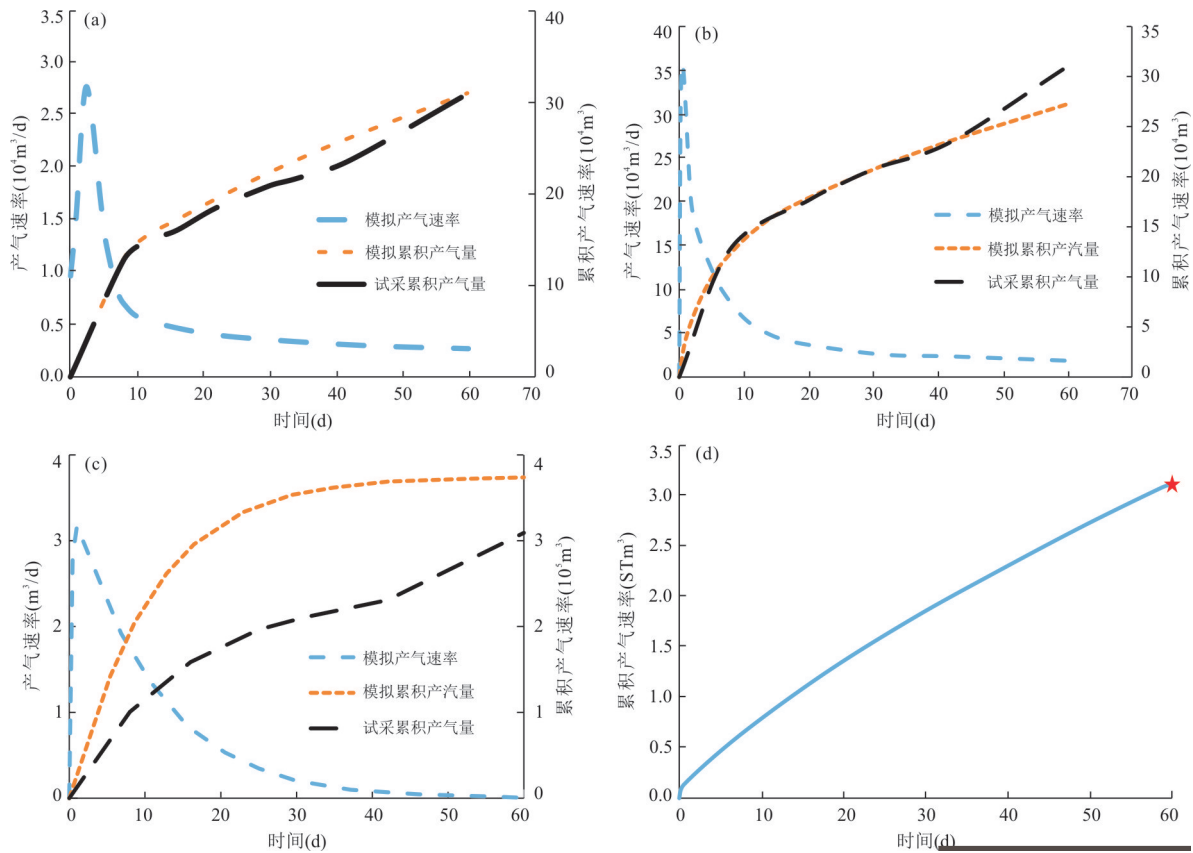


图 7 产气量模拟结果与试采数据对比

Fig. 7 Simulation results of the cumulative gas production compared with the field test data obtained at well SHSC-4

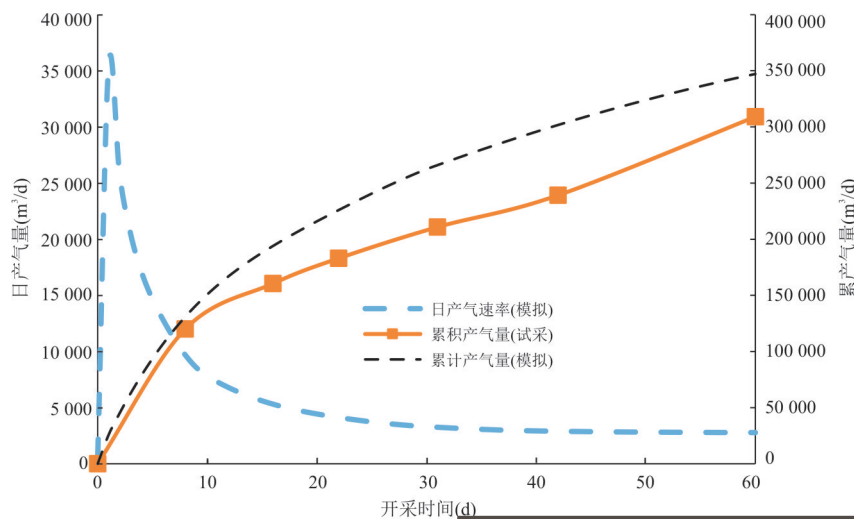


图 8 产气量计算结果与试采数据对比

Fig. 8 Comparison of gas production calculation results and trial production data

了渗透率、孔隙度、水合物饱和度、开采井压力、分解动力学常数对产气量变化的影响,得到渗透率与开采井压力对产气量变化影响相对较大,影响程度具备产生图 8 中偏差的条件.

随着水合物分解,一些原被水合物占据的

孔隙被释放,成为液体流动通道,使渗透率增加.这一规律可以用 Masuda (2002) 提出的渗透率模型描述,如下式所示:

$$K = K_0(1 - S_h)^N, \tag{24}$$

神狐试采区域水合物矿藏主要是低渗透率的

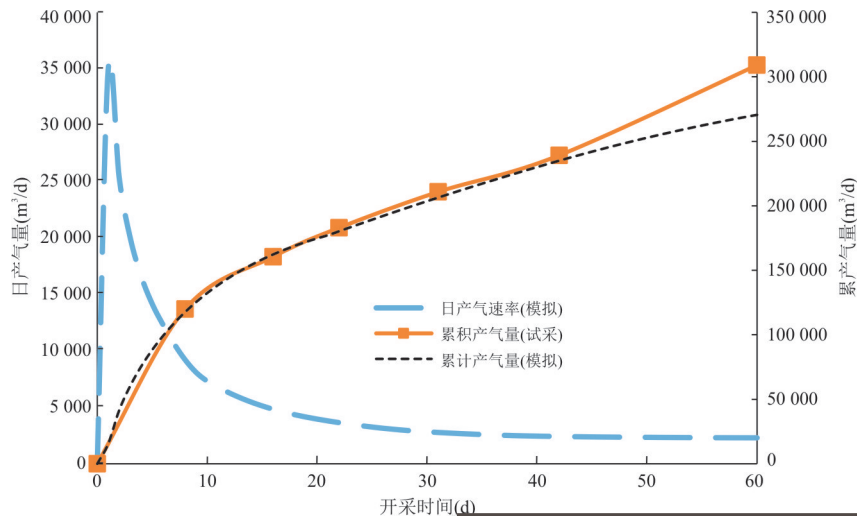


图9 产气量计算结果(修正模型后)与试采数据对比

Fig.9 Comparison of gas production calculation results(after model improving) and trial production data

泥质粉砂型储层,开采过程中,易受到水敏性的影响(张蕊等, 2012;叶建良等, 2020).储层中的粘土与其周围的饱和水(咸水)形成一种平衡关系,规律是:饱和水越咸,粘土吸水量越小,粘土体积越小;反之亦反.这种现象是水合物储层水敏性的根源.当水合物分解释放淡水时,储层中的水快速淡化,这时储层中粘土与其周围水的平衡关系被打破,粘土将吸入部分淡水而膨胀,导致储层的孔隙空间和孔隙喉道缩小;膨胀后的粘土,以及裹挟的粉砂,伴随开采过程而移动,堵塞储层的孔隙喉道,使地层渗透率下降.水合物分解产出的淡水量正比于水合物饱和度的变化和孔隙度的乘积, $\varphi(S_{h0} - S_h)$.粘土膨胀量与地层粘土含量 V_{clay} 成正比,根据文献 Li *et al.*(2018a)中测井资料估测神狐第一次试采区域粘土含量约为0.2.考虑这些因素,对 Masuda(2002)提出的渗透率模型进行修改,如下式所示:

$$K = K_0(1 - S_h)^N e^{-\frac{\varphi(S_{h0} - S_h)V_{clay}}{\tau}}, \quad (25)$$

式中,系数 τ 与粘土成分和地层成岩度等因素有关.本研究中取值为0.03时,使用修改后的渗透率模型,重新计算试采过程中的产气量变化,得到结果如图9所示.图中看出,0~42 d的产气量模拟结果与试采数据拟合度很高;但42 d以后还存在偏差.

理论上当以恒定的开采井压力进行生产时,随着时间的增加,分解过渡带向径向深度推进,压降幅度逐渐减小,日产气速率也随之减小,累积产气量随时间变化曲线的斜率会减小;但实际试采产气量在42 d以后,存在明显的抬升.

神狐试采12~15 d,受台风影响,降压装置停止

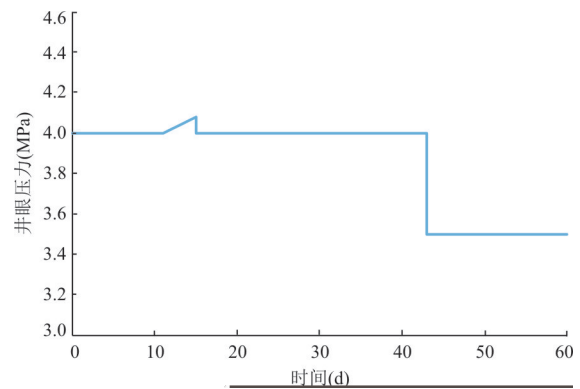


图10 开采井压力随时间变化关系

Fig.10 Evolution of pressure in production well

运行,井眼压力小幅回升,开采井压力并不固定(Li *et al.*, 2018a).通过数值实验,分析了将开采井压力作为动态参量对水合物分解过程中产气变化的影响,得出当42 d以后再次降压0.5 MPa时,数值模拟结果与试采数据最匹配,开采井眼压力随时间变化如图10所示.

修改程序,输入随时间变化的开采井压力曲线.重新模拟计算后,得到产气量随时间变化如图11所示.图中,黑色曲线表示累积产气量的模拟结果,蓝色曲线表示模拟日产气量随时间的变化关系;带方块的橙色曲线表示实际试采累积产气量的随时间变化关系,是表1中数据所得出的曲线.从图中可以看出数值模拟的结果与试采数据十分吻合.

通过以上研究与分析,可以看出,本研究建立的模型,适用于泥质粉砂型水合物储层,对于其他类型的储层,可以根据其成岩度等条件的不

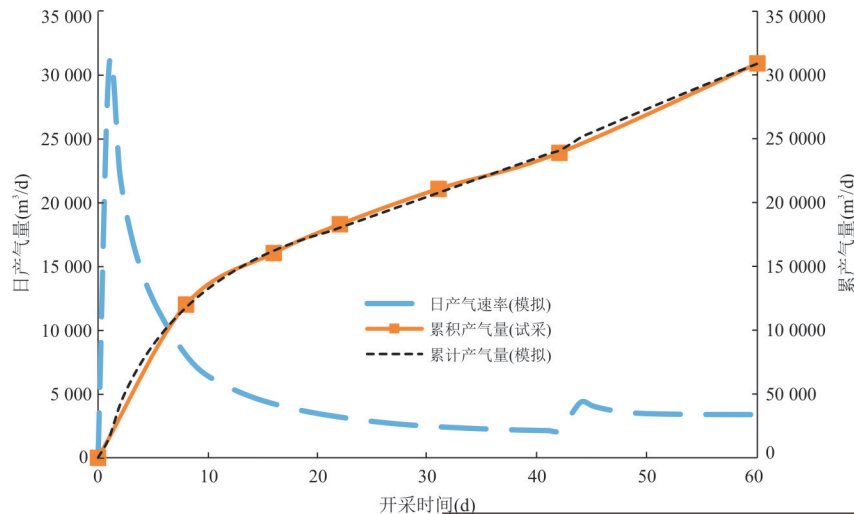


图 11 产气量计算结果(调整井眼压力后)与试采数据对比

Fig.11 Comparison of gas production calculation results (after adjusting the borehole pressure) and trial production data

同来调整渗透率模型中相应的系数,以完成数值模拟与试采过程的匹配.本研究开发的数值模拟程序可以预测产气量随时间变化的关系,从而确定刚好满足商业化开采最低单井日产气量要求的时间,确定水合物分解区域的大小,实现设计布井密度的功能;此外,模拟程序还可以用于分析井眼压力对产气量变化的影响,研究二次或多次降压对水合物开采效率的作用.

4 结论与展望

为了探求前人对于神狐第一次试采过程的数值模拟结果与实际试采数据存在偏差的原因,本研究建立了二维柱坐标系下天然气水合物降压开采的物理和数学模型,开发了相应的程序,能够模拟渗透率、孔隙度及饱和度等储层参数非均匀分布情况下的压力传递、多相渗流和水合物溶解产气,同时能够模拟开采井压力等动态参数变化对开采过程的影响.

本研究提出了新的渗透率模型.充分利用自主程序可优化调整的灵活性,通过数值实验结合神狐第一次试采数据分析得出:神狐试采区域的泥质粉砂型储层存在水敏性,水合物分解过程产出的淡水,引起粘土膨胀,使渗透率下降.据此,在 Masuda 等渗透率模型基础上增加了粘土项,形成了新的渗透率模型.

开采井压力是水合物降压开采过程中的主控因素,数值模拟中须将其作为动态参量输入.神狐海域第一次试采过程中,不同时间段开采井压力是

不同的;对此,本研究分析了开采井压力作为动态参量对产气量的影响.输入随时间变化的开采井压力曲线后,再次对神狐海域试采过程进行模拟计算,模拟产气量与试采数据非常吻合.

后续希望进行相关实验室实验,进一步验证或优化本文提出渗透率模型.同时也期盼试采方能记录开采井压力随时间变化数据,以便优化模拟计算方法和程序,使模拟计算更精确反映实际开采,为以后水合物开采方案设计提供依据.

References

- Ahmadi, G., Ji, C., Smith, D. H., 2007. Natural Gas Production from Hydrate Dissociation: An Axisymmetric Model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58(1): 245–258. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2007.01.001>
- Clarke, M. A., Bishnoi, P. R., 2004. Determination of the Intrinsic Rate Constant and Activation Energy of CO₂ Gas Hydrate Decomposition Using In-Situ Particle Size Analysis. *Chemical Engineering Science*, 59(14): 2983–2993. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2004.04.030>
- Cui, Y., Lu, C., Wu, M., et al., 2018. Review of Exploration and Production Technology of Natural Gas Hydrate. *Advances in Geo - Energy Research*, 2(1): 53–62. <https://doi.org/10.26804/ager.2018.01.05>
- Genuchten, V. T. M., 1980. A Closed-Form Equation for Predicting the Hydraulic Conductivity of Unsaturated Soils. *Soil Science Society of America Journal*, 44(5):892–898. <https://doi.org/10.2136/sssaj1980.03615995004400050002x>

- He, Y. L., Liang, J.Q., Shi, W.Z., et al., 2022. Influence Factors and Accumulation Modes of Gas Hydrate in the South Low Uplift and Its Surrounding Area of Qiongdongnan Basin. *Earth Science*, 47(5): 1711–1727 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2021.207>
- Kim, H. C., Bishnoi, P. R., Heidemann, R. A., et al., 1987. Kinetics of Methane Hydrate Decomposition. *Chemical Engineering Science*, 42(7): 1645–1653. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(87\)80169-0](https://doi.org/10.1016/0009-2509(87)80169-0)
- Kvenvolden, K. A., 1999. Colloquium Paper: Potential Effects of Gas Hydrate on Human Welfare. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA*, 96: 3420–3426.
- Li, B., Xu, T. F., Zhang, G. B., et al., 2018a. An Experimental Study on Gas Production from Fracture-Filled Hydrate by CO₂ and CO₂/N₂ Replacement. *Energy Conversion and Management*, 165: 738–747. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.095>
- Li, J. F., Ye, J. L., Qin, X. W., et al., 2018b. The First Offshore Natural Gas Hydrate Production Test in South China Sea. *China Geology*, 1(1): 5–16. <https://doi.org/10.31035/cg2018003>
- Li, S. X., Liu, J.L., Wu, D.D., et al., 2018. Numerical Study of Hydrate Depressurization Dissociation in Shenhu Area. *Science Technology and Engineering*, 18(24): 38–43 (in Chinese with English abstract).
- Li, S. X., Yu, X., Li, S., et al., 2020. Prediction of Gas Production of Shenhu Hydrate Reservoir by Depressurization and Its Stimulation Treatment. *China Offshore Oil and Gas*, 32(6): 122–127 (in Chinese with English abstract).
- Masuda, Y., 2002. A Field-Scale Simulation Study on Gas Productivity of Formations Containing Gas Hydrates. International Conference on Gas Hydrates, Vancouver.
- Moridis, G. J., Kowalsky, M. B., Pruess, K., 2007. Depressurization-Induced Gas Production from Class-1 Hydrate Deposits. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(5): 458–481. <https://doi.org/10.2118/97266-PA>
- Qi, Y. X., Wu, W. D., Liu, Y. F., et al., 2012. The Influence of NaCl Ions on Hydrate Structure and Thermodynamic Equilibrium Conditions of Gas Hydrates. *Fluid Phase Equilibria*, 325: 6–10. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2012.04.009>
- Sloan, E. D. J., 1998. Clathrate Hydrates of Natural Gases, Second Edition, Revised and Expanded. CRC Press, London.
- Sun, Y. H., Ma, X. L., Guo, W., et al., 2019. Numerical Simulation of the Short- and Long-Term Production Behavior of the First Offshore Gas Hydrate Production Test in the South China Sea. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181: 106196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106196>
- Wang, B., Dong, H., Liu, Y., et al., 2017. Evaluation of Thermal Stimulation on Gas Production from Depressurized Methane Hydrate Deposits. *Applied Energy*: S0306261917310206. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.005>
- Wang, W.B., Cui, W., Xiao, J.Q., 2019. Influence of Permeability on Low Pressure Transmission in Gas Hydrate Depressurization. *Energy Conservation*, 38(12): 96–101 (in Chinese with English abstract)
- Wang, W.B., Liu, X., Cui, W., et al., 2021. Numerical Simulation on Depressurization Production of Natural Gas Hydrate. *Chinese Journal of Geophysics*, 64(6): 2097–2107 (in Chinese with English abstract)
- Wang, X.J., Jin, J.P., Guo, Y.Q., et al., 2021. The Characteristics of Gas Hydrate Accumulation and Quantitative Estimation in the North Slope of South China Sea. *Earth Science*, 46(3): 1038–1057 (in Chinese with English abstract).
- Yamamoto, K., Wang, X. X., Tamaki, M., et al., 2019. The Second Offshore Production of Methane Hydrate in the Nankai trough and Gas Production Behavior from a Heterogeneous Methane Hydrate Reservoir. *RSC Advances*, 9(45): 25987–26013. <https://doi.org/10.1039/C9RA00755E>
- Ye, J.L., Qin, X.W., Xie, W.W., et al., 2020. Main Progress of the Second Gas Hydrate Trial Production in the South China Sea. *Geology in China*, 47(3): 557–568 (in Chinese with English abstract).
- Yu, T., Guan, G. Q., Abudula, A., et al., 2019. 3D Visualization of Fluid Flow Behaviors during Methane Hydrate Extraction by Hot Water Injection. *Energy*, 188(C): 116110. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116110>
- Yu, T., Guan, G. Q., Wang, D., et al., 2021. Numerical Investigation on the Long-Term Gas Production Behavior at the 2017 Shenhu Methane Hydrate Production Site. *Applied Energy*, 285: 116466. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116466>
- Zhang, J., Sun, Q., Wang, Z., et al., 2021. Prediction of Hydrate Formation and Plugging in the Trial Production Pipes of Offshore Natural Gas Hydrates. *Journal of Cleaner Production*, 316(4): 128262. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128262>
- Zhang, L. X., Yang, L., Wang, J. Q., et al., 2017. Enhanced CH₄ Recovery and CO₂ Storage via Thermal

Stimulation in the CH₄/CO₂ Replacement of Methane Hydrate. *Chemical Engineering Journal*, 308: 40–49. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2016.09.047>

Zhang, R., Zang, S.B., Ren, X.J., 2012. Low Permeability Reservoir Water Sensitivity Damage Factor Analysis. *Inner Mongolia Petrochemical Industry*, 38(21): 15–17 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

李淑霞, 刘佳丽, 武迪迪, 等, 2018. 神狐海域水合物藏降压开采的数值模拟. *科学技术与工程*, 18(24): 38–43.

李淑霞, 于笑, 李爽, 等, 2020. 神狐水合物藏降压开采产气量预测及增产措施研究. *中国海上油气*, 32(6): 122–127.

何玉林, 梁金强, 石万忠, 等, 2022. 琼东南盆地南部低凸起及其周缘区天然气水合物富集影响因素和成藏模式. *地球科学*, 45(5): 1711–1727.

王文博, 崔伟, 肖加奇, 2019. 天然气水合物降压开采中渗透率对低压传递的影响. *节能*, 38(12): 96–101

王文博, 刘晓, 崔伟, 等, 2021. 天然气水合物降压开采数值模拟研究. *地球物理学报*, 64(6): 2097–2107.

王秀娟, 靳佳澎, 郭依群, 等, 2021. 南海北部天然气水合物富集特征及定量评价. *地球科学*, 46(3): 1038–1057.

叶建良, 秦绪文, 谢文卫, 等, 2020. 中国南海天然气水合物第二次试采主要进展. *中国地质*, 47(3): 557–568.

张蕊, 臧士宾, 任晓娟, 2012. 低渗储层岩石水敏性损害因素分析. *内蒙古石油化工*, 38(21): 15–17.