

DOI: 10.11779/CJGE20231245

# 降压开采下深海能源土近井界面力学特性耦合分析

卢永鑫<sup>1</sup>, 蒋明镜<sup>\*2,3</sup>, 王思远<sup>1</sup>

(1. 天津大学建筑工程学院, 天津 300350; 2. 苏州科技大学土木工程学院, 江苏 苏州 215009; 3. 同济大学土木工程防灾国家重点实验室, 上海 200092)

**摘要:** 天然气水合物作为最有潜力的清洁能源之一备受关注。开采过程中水合物分解将使近井水合物沉积物(即深海能源土)力学特性劣化, 引起系列开采风险及工程地质灾害。针对目前大多数研究未从微观角度着眼于开采中的能源土-井筒结构接触界面特性变化, 采用实用型水合物开采多场耦合分析框架 TOUGH+HYDRATE+PFC, 考虑相对更为真实的能源土-井筒接触界面的不同情况, 开展了降压开采多场耦合数值模拟, 对近井土体以及井筒本身的力学响应进行了对比分析, 探讨了井筒表面粗糙度对于开采中土体、井筒间的相互作用的影响规律。结果表明: ①不同的井筒表面粗糙程度未对温压化及开采效率方面产生明显影响。②适当提高井筒表面的粗糙程度可有效地减小接触土体沉降幅度, 增强井壁接触区域的土体稳定性, 降低开采风险以保证开采能够相对稳定地长期进行。③井筒粗糙度的增大会导致井筒受到更大的摩擦力, 需控制井筒表面不能过于粗糙以防止井筒本身受力过大影响而失稳破坏。

**关键词:** 深海能源土; 水合物分解; 离散单元法; 开采井; 界面; 耦合分析

中图分类号: TU43 文献标识码: A 文章编号: 1000-4548(2025)06-1298-10

作者简介: 卢永鑫(1997—), 男, 硕士研究生, 主要从事深海能源土宏观微观试验、数值分析研究。E-mail: 377283084@qq.com。

## Coupling analysis on mechanical properties of near-well interface of methane hydrate-bearing sediments under depressurization exploitation

LU Yongxin<sup>1</sup>, JIANG Mingjing<sup>2,3</sup>, WANG Siyuan<sup>1</sup>

(1. School of Civil Engineering, Tianjin University, Tianjin 300350, China; 2. School of Civil Engineering, Suzhou University of Science and Technology, Suzhou 215009, China; 3. State Key Laboratory of Disaster Reduction in Civil Engineering, Tongji University, Shanghai 200092, China)

**Abstract:** The methane hydrate (MH) has been attracting extensive attention as one of the most potential clean energy sources. During its exploitation, hydrate dissociation induces the weakening of mechanical properties of near-well MH bearing sediments (MHBS), which can result in series of engineering problems. Given that most current researches do not focus on the interface properties of MHBS-well structure during exploitation, the practical multi-field TOUGH+HYDRATE+PFC coupling framework is adopted, and considering different conditions of a more real MHBS-well interface, the multi-field coupling numerical simulation of depressurization is performed. Comparison and analysis are made on the mechanical properties of near-well soil and the well, and the influences of surface roughness on wellbore stability are discussed. The results show that: (1) Different well roughnesses doesn't have obvious influences on the thermal-mechanical-chemical evolution and production efficiency. (2) Appropriately increasing the surface roughness of the well can effectively reduce the settlement amplitude of the contact soil, enhance the stability of soil in the contact area with the wellbore, and reduce the risk to ensure a relatively stable long-term production. (3) The increase of well roughness will lead to greater frictional force on the well. It is necessary to control the well surface not to be too rough, in order to prevent the wellbore itself from suffering the impact of the excessive forces, destabilizing and becoming failure.

**Key words:** methane hydrate bearing-sediment; hydrate dissociation; distinct element method; production well; interface; coupling analysis

## 0 引言

在各类化石燃料中, 天然气以其经济的价格和较

基金项目: 国家自然科学基金重大项目 (51890911, 52331010); 海南省重点研发计划项目 (ZDYF2021 SHFZ264); 土木工程防灾国家重点实验室自主研究课题项目 (SLDRCE19-A-06)

收稿日期: 2023-12-20

\*通信作者 (E-mail: mingjing.jiang@mail.usts.edu.cn)

低的污染正在逐渐迅速地取代其他燃料。中国是世界第二大天然气消费国, 目前的天然气产量仍无法满足愈发增长的需求。天然气的勘探和开发是必要且紧迫的, 这也促进了天然气水合物等非常规天然气资源的进一步开发和利用。天然气水合物被认为是21世纪最有潜力替代常规石油天然气的清洁能源。中国于2017年、2019年在南海神狐海域进行天然气水合物试采并取得成功。

水合物在开采过程中随着温度与压力的变化开始分解, 产生甲烷气体及水, 使含水合物地层强度降低, 地层的力学特性发生变化以及弱化, 引起系列风险及工程地质灾害<sup>[1-2]</sup>。其中, 地层井壁失稳、井周土体力学性能劣化是影响安全高效开发的重要因素之一, 试采中出现的事故就包括井周土层的垮塌失稳<sup>[3-4]</sup>。

关于天然气水合物开采效率和产能的数值研究一直在不断开展, 对于含水合物沉积物的地层稳定性分析也在持续发展, 而对于井筒稳定性的研究目前相对较少。现有的研究也更多关注于水合物储层钻井过程中的井壁稳定性问题, 且部分研究更主要分析地层本身响应<sup>[5]</sup>, 虽然研究中有关注到在钻井过程中, 井壁稳定问题是随着时间变化的热-水-力-化学场之间的强耦合问题<sup>[6]</sup>, 但主要采用的方法大都基于解析解<sup>[7-8]</sup>以及有限元方法<sup>[9-12]</sup>。部分学者<sup>[13]</sup>有研究开采中的井壁稳定性, 建立了含相态变化的可燃冰降压开采热-流-固耦合模型, 进行降压开采模拟的相应分析, 但仍是基于有限元方法。目前研究尚未能从微观层面更好地着眼于井筒问题, 并探究其开采中失稳安全问题的宏微观机理。

考虑水合物生产井井身结构<sup>[14]</sup>, 由于井筒的约束作用, 深海能源土与开采井间形成力学特性不同于能源土的界面区域, 该区域在水合物开采过程中受到能源土本身变化以及井筒结构物本身的特性影响呈现复杂的变化特征。常规油气井以金属材料为主<sup>[10]</sup>, 井筒结构外部设置有金属表层套管, 若有固井流程则一般需注专用水泥进行固井。在中国2017年南海神狐海域试采中, 在安装水下高压井口后进行固井<sup>[15]</sup>, 井筒外壁与地层间有水泥环隔开; 而中国2019年试采中水平井生产井采用未固井的套管完井<sup>[16]</sup>, 金属套管与沉积物地层直接接触。固井水泥进行注入养护后, 会形成具有一定硬度与强度的接触材料<sup>[17]</sup>; 而金属套管根据金属本身属性以及表面粗糙程度, 在与土的相互接触作用中同样会发挥起重要作用<sup>[18]</sup>。基于此, 井壁区域即深海能源土与井筒结构的接触界面都有一定的粗糙性, 需在研究中加以考虑, 同时对开采中的接触界面区域的土体以及井筒间的相互作用加以分析。

离散元单元法(discrete element method, DEM)<sup>[19]</sup>以颗粒为基本单元, 能够很好地观察颗粒材料的微观性质, 在深海能源土的研究中得到了更为广泛的应用, 可对试样内微观信息进行实时连续观测<sup>[20-21]</sup>。同时, TOUGH+HYDRATE(T+H)<sup>[22]</sup>可以很好地描述水合物生成或分解过程中的温度、压力、化学的耦合机制, 在水合物开采过程的模拟研究方面中得到广泛认可以及应用。基于上述程序, 结合各自的优势, TOUGH+HYDRATE+DEM的多场耦合框架已由本团队开发、验证并应用<sup>[23-24]</sup>, 对于水合物开采过程的多场模拟有较好的适用性。

本文采用团队研发的模拟水合物开采的TOUGH+HYDRATE+DEM多场耦合分析方法<sup>[23]</sup>, 参考南海神狐海域首次试采的部分地质条件及开采情况, 着重分析开采过程中水合物分解带来的影响, 考虑深海能源土与井筒的接触界面影响, 设置相对更为真实的井筒情况, 构建了垂直井开采模型, 开展了降压开采模拟, 分析了不同表面特征的井筒对于井筒以及近井土体力学特性变化产生的效果, 初步揭示了井筒表面粗糙度对于开采中的开采效率以及土体、井筒响应以及其相互作用的影响规律, 为实际开采中提高近井界面土体以及井筒的稳定性提供帮助。

## 1 建模理论与耦合方法

### 1.1 开采井井筒界面建模

图1为试开采的储层地质模型示意图。为体现井筒表面的粗糙程度, 选取归一化相对界面粗糙度 $R_n$ <sup>[25]</sup>进行表征, 即结构表面凹凸部分的最大峰谷距离与选用的土颗粒的平均粒径的比值。为便于计算以及量化分析, 选取并建立考虑更为简便的具有相同三角槽倾角但槽高(槽距)不同的表面粗糙度模型, 即统一槽的倾角 $\theta=45^\circ$ , 而 $R(R_{max})$ 根据模拟计算需要的值进行调整, 具体接触界面形状如图2所示。相应粗糙度值计算如下所示:

$$R_n = \frac{R_{max}(L=l)}{D_{50}} \quad . \quad (1)$$

式中:  $R_{max}$ 为最大峰谷距, 即一定距离 $l$ 内最大的槽高(槽距);  $D_{50}$ 为所选土颗粒的中值粒径。

### 1.2 温-压-力-化(THMC)胶结接触模型

本文的主要研究对象是胶结型深海能源土, 将水合物视为以胶结形式存在于能源土颗粒间, 采用综合考虑温度-水压-力学-化学(thermo-hydro-mechanical-chemical, THMC)影响的胶结型深海能源土微观接触模型, 该模型已被应用到开采水合物的相关模拟中并得到相应验证<sup>[21]</sup>。

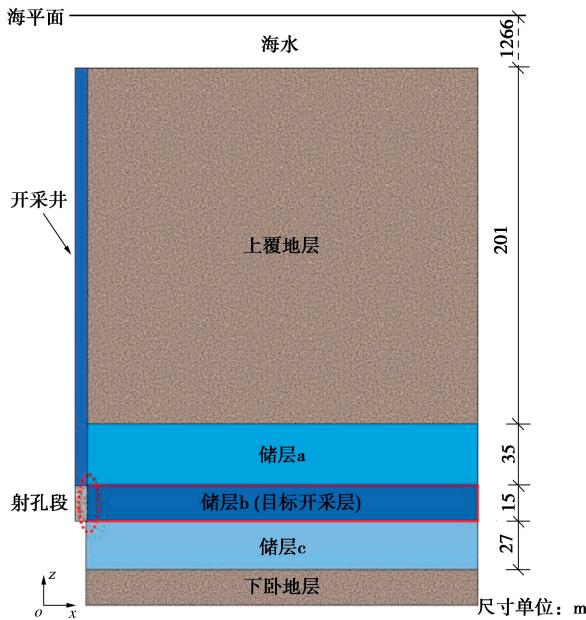


图 1 储层地质模型示意图

Fig. 1 Geological model for reservoir

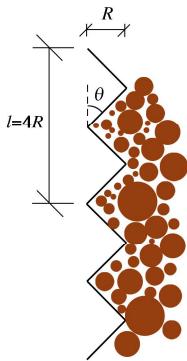


图 2 井筒接触界面示意图

Fig. 2 Interface between well and soil

模型提出了一个可以综合表征温度、反压和化学影响的条件参数  $L$ <sup>[21]</sup>,  $L$  即水合物所处状态点距离相平衡线距离, 如图 3 所示, 并建立了  $L$  与水合物胶结力学特性(抗压强度  $\sigma_c$ 、抗拉强度  $\sigma_t$  与模量  $E$ ) 的对应关系,  $L$  计算如下所示:

$$L = \begin{cases} \left| 35 \times (T_0/T) + \ln(P/P_0) - 35 \times C \right| / \sqrt{35^2 + 1^2} & (\text{区域 I}) \\ \left| 7.5 \times (T_0/T) + \ln(P/P_0) - 7.5 \times C \right| / \sqrt{7.5^2 + 1^2} & (\text{区域 II}) \\ 0 & (\text{区域 III}) \end{cases}$$
(2)

式中:  $T$  为温度;  $T_0$  为参考温度, 取 273 K;  $P$  为压力;  $P_0$  为参考压力, 取 2.23 MPa;  $C$  为拟合参数, 表征盐度对  $L$  影响:

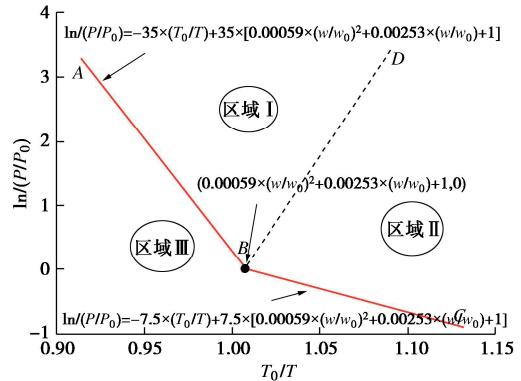
$$C = 0.00059 \times (w/w_0)^2 + 0.00253 \times (w/w_0) + 1。 (3)$$

其中,  $w$  为盐度,  $w_0$  为参考盐度, 取 3%。

通过拟合得到了温度、水压、盐浓度影响下的胶

结抗拉和抗压强度, 如下所示:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_c &= q_{\max} = 69.38 \times L(\sigma_w, T), \\ \sigma_t &= 69.38 \times L(\sigma_{tf}, T), \\ E &= 888.78 \times L + 150.49. \end{aligned} \right\} (4)$$

图 3 水合物相平衡线<sup>[21]</sup>Fig. 3 Phase equilibrium line for MH<sup>[21]</sup>

### 1.3 TOUGH+HYDRATE 控制方程

T+H 根据质量守恒与能量守恒原理来建立耦合控制方程, 以描述水合物生成或分解过程中的温度、压力、化学的耦合机制。其基本控制方程为

$$\frac{d}{dt} \int_{V_n} M^\kappa dV = \int_{\Gamma_n} \mathbf{F}^\kappa \cdot \mathbf{n} d\Gamma + \int_{V_n} q^\kappa dV。 (5)$$

式中:  $\kappa$  表示组分, 即水合物( $h$ ), 甲烷( $m$ ), 水( $w$ ), 化学抑制剂( $i$ ), 热量( $\theta$ );  $t$  为时间;  $V$  和  $V_n$  分别为总体积和子域  $n$  的体积;  $\mathbf{F}^\kappa$ ,  $q^\kappa$ ,  $M_\kappa$  依次代表组分  $\kappa$  的液体通量(热通量)、源汇项质量(热量)、质量累计项(热量累计项);  $\Gamma$  为表面积;  $\Gamma_n$  则是子域  $n$  的表面积。

### 1.4 T+H+DEM 耦合框架

本文的数值模拟采用 TOUGH+HYDRATE+PFC 耦合分析方法, 如图 4 所示, 该耦合方法由本课题组开发<sup>[23]</sup>。通过在 PFC 中采用 Python 语言编程, 同时在 TOUGH+HYDRATE 中应用 Fortran 语言编译, 分别在程序中添加耦合 Socket 接口以实施并且进行数据传输交换。通过编写的 TCP Socket 能够实现数据正确、稳定、高效的传输, 避免了传统读写数据的复杂以及低效率操作。该方法的有效性已得到验证, 并应用到水合物开采模拟中<sup>[23-24]</sup>。

T+H+PFC 耦合框架算法的基本步骤如下:

- ①根据所设的温压化条件在 T+H 中获取 T+H 的计算时间  $t_t$  的温度场、压力场与化学场(盐度)信息;
- ②根据所得到的温度、压力、化学参数在 PFC 中对该时刻中的水合物参数(胶结抗压、抗拉强度、弹性模量)进行计算以及更新;
- ③当 PFC 的计算时间  $t_p$  达到可交换时间, 即  $t_p = t_t$  时, 即刻进行两程序之间的数

据传输交换; ④在 T+H 中根据 PFC 的计算结果对地层的孔隙率、渗透系数进行更新, 更新完成之后回到步骤①, 完成一次循环。

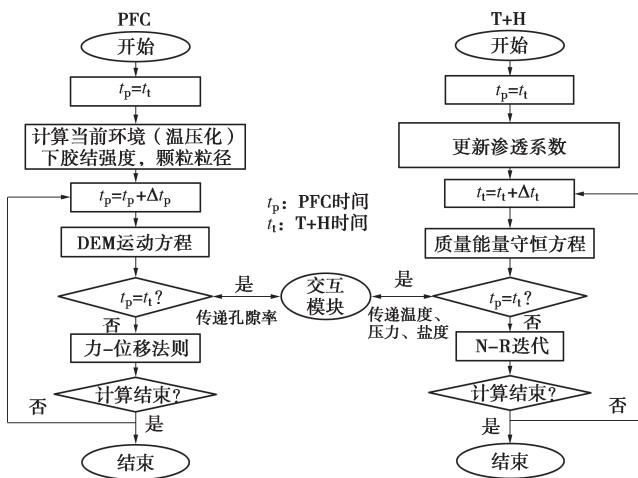


图 4 TOUGH+HYDRATE+PFC 耦合流程图<sup>[23]</sup>

Fig.4 Flow chart of coupling by TOUGH+HYDRATE and PFC<sup>[23]</sup>

## 2 工程概况

### 2.1 南海神狐海域第一次试开采概况

中国于 2017 年在南海神狐海域进行首次试采, 自 5 月 10 日开始进行垂直井降压生产, 开展了为期 60 d 的连续试开采, 产气  $30.90 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 平均日产 5151  $\text{m}^3$ <sup>[15]</sup>。主要气体成分为甲烷, 占 99.5 %以上。生产结束后, 恢复生产测试管柱, 并弃井。

### 2.2 地质条件

根据钻探资料<sup>[15]</sup>, 如图 1 所示, 试采场地的天然气水合物储层系统自上而下由 3 个区间组成: ① 1495~1530 m (海底以下 201~236 m), 其孔隙空间充满固态天然气水合物和液态水; ② 1530~1545 m (海底以下 236~251 m), 孔隙空间充填有三相: 固态水合物、游离天然气和液态水; ③ 1545~1572 m (海底以下 251~278 m), 孔隙空间充满游离天然气和液态水两相。储层主要为黏质粉砂。其中, a 层段平均有效孔隙度为 35%, 平均水合物饱和度为 34%, 平均渗透率为 2.9 mD。b 层段平均有效孔隙度为 33%, 平均水合物饱和度为 31%, 平均渗透率为 1.5 mD。c 段平均有效孔隙度为 32%, 平均含气饱和度为 7.8%, 平均渗透率为 7.4 mD。

基于岩心分析测试和测井资料, 将含三相 (固态水合物、游离天然气和液态水) 的 1530 m (236 mbsf) 以下的水合物储层 b 视为最活跃段。该储层活跃段的温度和压力最为接近天然气水合物相平衡线, 适合天然气水合物开采生产<sup>[15]</sup>。

## 3 降压开采模拟

### 3.1 模型建立与参数选取

基于储层 b 地层层段作为该区域沉积层中最为活跃、最有开发潜力的水合物储层的情况<sup>[15]</sup>, 在储层 b 地层层段的垂直生产井设置射孔即在此段的井筒设置降压条件, 在此设置下主要选取 b 层储层区域进行降压开采模拟。根据资料<sup>[26-27]</sup>计算, 所取地层段温度为 13.35°C, 水压为 15.3 MPa, 盐度为 3wt%。

考虑到竖直井的开采可简化为垂直于井筒向的热流变化分析问题进行研究, 垂直井模型在实际中是呈轴对称的, 井的影响主要作用在径向和垂向的剖面上。构建了如图 5 的深海能源土离散元地基模型, 仅选取了贴近降压口的近井部分区域作为研究对象, 地基模型为 87.28 mm × 2.73 mm × 27.28 mm (长 × 宽 × 高)。级配曲线如图 6 所示, 地基土体采用分层欠压法<sup>[28]</sup>生成, 用来模拟地基土体的天然沉积过程。颗粒总数为 80 万, 离散元参数采用已标定结果<sup>[21]</sup>, 具体可见表 1。

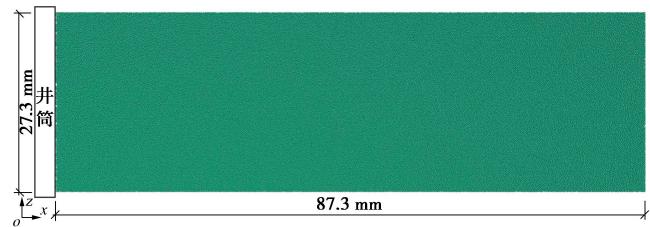


图 5 离散元地基

Fig. 5 DEM ground

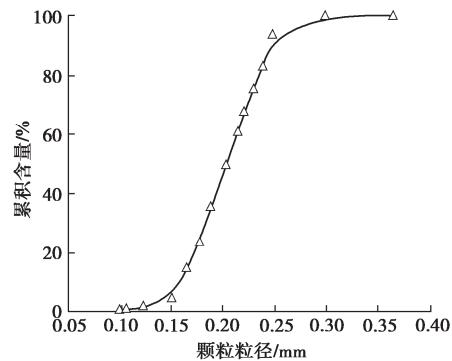


图 6 粒径级配曲线

Fig. 6 Grain-size distribution curve

通过导入表征不同的结构表面粗糙度的锯齿状粗糙侧墙来代表不同粗糙表面程度的井筒, 由于篇幅有限, 仅选取代表性的  $R_n$ , 即  $R_n=0, 0.25, 0.5$  进行对比分析, 以探讨粗糙表面可能对开采中井筒接触土层以及近井地层力学特性变化所带来的影响。

地基形成后, 进行重力作用下的固结, 为使模型地基可以模拟原型地基 (48 m × 15 m) 在 236 m 的埋

深下的初始应力状态，在土体上部施加 4.16 MPa 的竖向应力以模拟上部覆土重。并且根据相似原理，采取重力加速度 550g，考虑实际地基受海水浮力的作用，土颗粒传递的有效应力应为  $(\gamma - \gamma_w)h$ ，离散元分析中仅需对地基模型施加重力加速度为  $55(\gamma - \gamma_w)/\gamma g$ ，即约  $3356 \text{ m/s}^2$ ，如此能够实现原型地基的浮重力场。使地基土体在上覆荷载以及重力作用下进行并完成固结，之后对地基土体施加相应水合物胶结，循环直至平衡。

表 1 水合物分解模型参数

Table 1 Parameters for methane hydrate dissociation

类型	参数名称	数值
颗粒接触参数	颗粒模量/MPa	700
	颗粒法切向刚度比	5.0
	颗粒抗转动系数	0.25
	颗粒局部压碎系数	4.0
胶结参数	颗粒摩擦系数	0.5
	水合物泊松比	0.32
	水合物临界长细比	0.05
	水合物半径乘子	0.800
T+H 输入参数	地层渗透率/m <sup>2</sup>	$2 \times 10^{-14}$
	土体密度/(kg·m <sup>-3</sup> )	2650
	孔隙率/%	50
	土体比热容/(J·kg <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup> )	1000
	饱和导热系数/(W·m <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup> )	2.9
	非饱和导热系数/(W·m <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup> )	1.0
	表面活化能/K	78151
固有分解参数/(mol·m <sup>-2</sup> ·Pa <sup>-1</sup> ·s <sup>-1</sup> )	8.3×10 <sup>4</sup>	

T+H 中，从简化和提高计算效率考虑出发，主要在水平划分网格，并对井附近地层的网格进行适当地加密。网格划分示意可见图 7。其中，水平方向，按一定梯度共划分 20 个网格；竖直方向，均匀划分为 5 个网格单元。

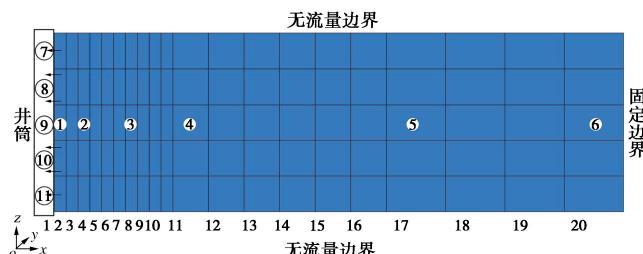


图 7 T+H 网格

Fig. 7 Grids in T+H

### 3.2 初始条件和边界条件

所取地层段温度为  $13.35^\circ\text{C}$ ，水压为 15.3 MPa，盐度为 3wt%。参考南海区域钻井资料<sup>[29]</sup>，深度 15 m 的地层内的水压变化及温度变化幅度较小，且基于简化考虑，在所研究的深度范围内，将温度、水压、海

水盐度、地层渗透率视为相同。TOUGH+HYDRATE 模拟部分参数如表 1 中所示。

出于简化，考虑到模拟时间较短，地基试样相对较小，对应水合物开采分解范围较小，造成的响应载荷较小，假定井筒在开采中未产生下沉，着重关注近井区域地层力学变化及土体与井筒的相对运动情况。

模拟过程中，开采井单元被当作内边界，即生产压力边界。将开采井单元视作一种“伪多孔介质”<sup>[30]</sup>，其孔隙度取值设 1，并且将渗透率设为较大值，常取  $k=5.0 \times 10^{-9} \text{ m}^2$ 。对于外边界，由于所选取的水平方向的模型尺寸较大，数倍于模型高度，可一定程度避免外边界对降压的影响。而在相对较短时间内，受限于较低的地层渗透率，降压的影响范围有限，温压化的变化非常微弱，且重点研究区域在近井地层区域范围内，因此取右侧边界设为接近恒温、恒压的固定边界。针对上下边界，由于降压口设置在此所选的 b 层段内侧，不考虑除 b 层以外的其他储层区域的开采影响，为使降低的水压能更好地沿水平方向在地层中传递，同时考虑到离散元计算效率以及低渗透率的影响，较短的开采周期内其余地层也未受到降压的直接影响，对于井筒影响较小，将模型顶部与底部设为不透水边界。在模型的上、下、右边界处设置 T+H 中热力学条件保持不变的非活跃网格单元以表示为非活动边界，具体如图 7 所示。

### 3.3 开采实施方案

在模拟过程中，修改更新水合物的胶结强度以及模量以体现在开采中不断变化的温度、压力、盐度对于水合物胶结以及整体的力学特性的作用影响。在竖向，对各单元顶墙施加力来反应有效应力的增加；而在水平向，因为水压的变化传递是需一定时间的，距离开采井的不同距离的水压各不相同，对土颗粒来施加水平压差力进行反映：

$$f_{bx} = -\frac{\partial p}{\partial x} \sum_{i=1}^{n_p} V_p^i = -(1-n) \frac{\partial p}{\partial x} \quad . \quad (6)$$

式中： $V_p^i$  为第  $i$  个颗粒的体积。

在开采中通过将开采井的降压口设置为目标开采压力，参考前人<sup>[31]</sup>开采实施模拟方案的分析与确定，拟定以  $0.6 \text{ MPa/min}$  的降压速度进行开采，同时考虑到降压开采压差一般位于  $0.6P_0 \sim 0.8P_0$ <sup>[32]</sup>，降压口的目标压力设置为  $4.5 \text{ MPa}$ 。

如图 7，以图中所选取的观测点 1~6 (①~⑥) 作为主要的研究对象，各不同测点分别与井筒距离是  $0.5, 2.5, 6.5, 11.5, 30.5, 45.5 \text{ m}$ 。

### 3.4 结果与分析

#### (1) 温度、压力、盐度和产气变化

图 8 为各测点的温度变化，距开采井较近处的温

度随着水合物分解相对迅速地降低,且开采初期不同位置已体现出相对不同的温度变化情况。由于地层渗透性较低,降压口的压力不能及时较好地传递,除测点1,2外,其余各点温度几乎没有较大的变化。测点1在降压1 d后其温度下降逐渐减缓趋于稳定,测点2则受到传递的压力影响温度逐渐开始较慢地降低。

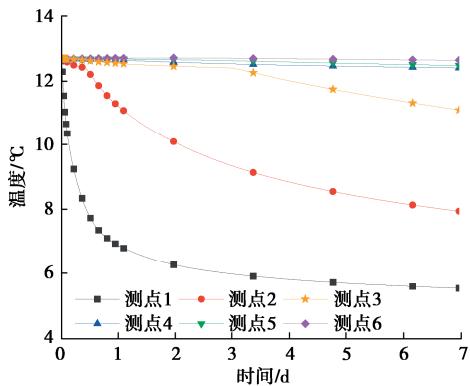


图8 测点1~6的温度变化 ( $R_n=0, 0.25, 0.5$ )

Fig. 8 Change of temperature at measuring points 1~6 ( $R_n=0, 0.25, 0.5$ )

图9为各测点的压力变化,随着开采口的压力降低,各测点的压力随时间逐渐降低,距离井筒越近,水压降低速度越快,如测点1所示。同样由于渗透性较低,降压口的压力不能很好传递,当降压超过1 d后,测点1处压力已基本接近目标压力,测点2也在逐渐向目标压力发展,其余位置的降压相对缓慢,降幅较小。

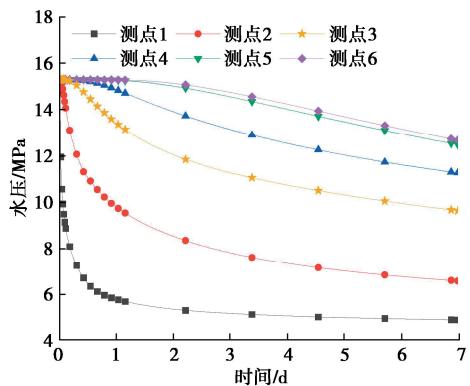


图9 测点1~6的压力变化 ( $R_n=0, 0.25, 0.5$ )

Fig. 9 Change of pressure at measuring points 1~6 ( $R_n=0, 0.25, 0.5$ )

图10为各测点的压力-温度路径,可以观察到储层整体温压环境的变化过程。

图11为各测点的盐度变化,可以发现开采中各测点的盐度均有所下降,尤其是越靠近开采井位置处,温度、压力发生较大变化的位置,比如测点1,其盐度有相对更为明显的减小幅度。而后期测点2的温度、

压力也逐渐出现一定的变化,其盐度对应有所降低。而其余远处的测点几乎未见明显变化。

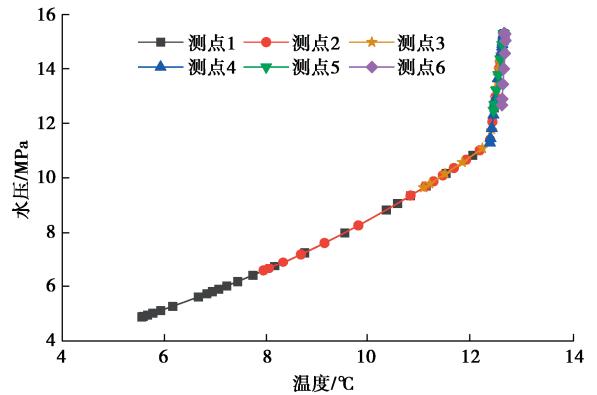


图10 测点1~6的压力-温度路径 ( $R_n=0, 0.25, 0.5$ )

Fig. 10 Pressure-temperature paths at measuring points 1~6 ( $R_n=0, 0.25, 0.5$ )

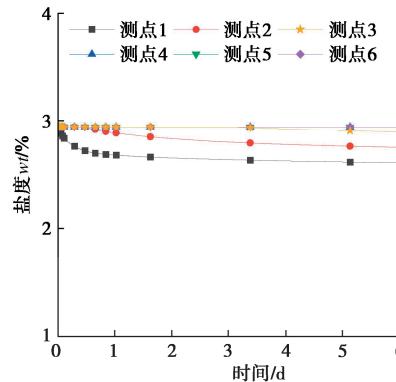


图11 测点1~6的盐度变化 ( $R_n=0, 0.25, 0.5$ )

Fig. 11 Change of salinity at measuring points 1~6 ( $R_n=0, 0.25, 0.5$ )

图12为开采中产气率及累计产气量演化曲线。由于开采方案一致,开采中温压化参数变化基本一致,未受井筒表面粗糙程度影响。故不同井壁设置情况下,各工况的产气效果基本一致。靠近井筒区域部分区域降压已接近目标压力,使水合物快速分解完毕,产气率增长至最高,而后续较难继续保持较高的产气率。随着降压继续进行,压力缓慢传递到距离井筒较远区域,进一步促进对应区域水合物分解,使开采模拟仍维持一定的产气速率。同时可以看出,随着时间发展,产气率仍持续呈现出微弱的降低趋势,可能是因为近井筒处达到分解状态的水合物已分解完毕,其余区域因较低的渗透率压力还未降到相平衡压力以下,尚未开始大量分解,造成产气效果减弱。与长期模拟结果对比,整体趋势与孙嘉鑫<sup>[30]</sup>对于南海水合物直井降压开采中水合物产气情况的模拟结果规律基本一致,都在开采初期产气率增长至最高。

## (2) 土体沉降

开采中由于水压的降低导致的土层有效应力增加和温度、压力、盐度的条件改变造成的胶结弱化以及水合物分解使得地基会产生一定量的沉降。随着压力的逐渐降低以及压力在地层中的缓慢扩散，不同单元处的沉降随时间变化如图 13 所示。

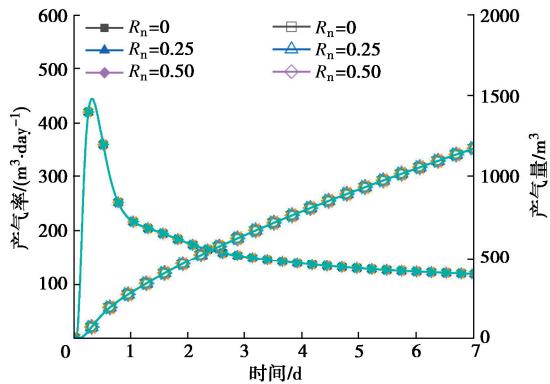


图 12 产气速率及累计量

Fig. 12 Gas production rates and amounts

在光滑井筒设置下，如图 13 (a)，在不存在粗糙界面影响的情况下，随着开采时间的增加，离井筒不同位置处的沉降逐渐增加，距离开采井筒越近，沉降变形发展更为迅速，如测点 1，测点 2，且当该位置处的压力接近目标压力时，沉降增加速度逐渐略有减缓。其余各位置由于压力扩散较慢导致水合物破坏较慢，沉降变形发展较慢。由于地层整体渗透率较低，开采所造成的沉降变形是一个缓慢发展、较为漫长的过程。开采后期各位置的沉降仍在缓慢持续增长。

图 13 (b), (c) 表示了不同粗糙井筒与能源土接触界面的情况下开采过程中的沉降变化曲线。可以发现，粗糙井壁限制了土体的运动，尤其是对最靠近井筒区域其效果较为明显。各位置沉降量减少，测点 1, 2 所受影响尤为明显，而其余位置的沉降量发展几乎未发生明显变化。但仍基本保持着地层沉降随着距开采井由近到远呈现由大到小的分布。且随着表面粗糙度的增大，近井位置处的沉降量变化幅度有所减小，使井筒接触土体更为稳定。其中，测点 1, 2 的沉降量逐渐接近，其在较长期的沉降量变化幅度也相对进一步减小。表明粗糙度的作用对于局部土体的运动确实起到了不小的影响，能够在近井水合物完全分解的情况下继续支撑土体以保证开采能相对稳定地长期进行。而对于远井区域地基的沉降，从长期来看更主要的原因仍是降压所造成的水合物所处温压化环境的改变、水合物胶结支撑弱化以及有效应力的升高。

### (3) 井壁受力

降压过程中，由于生产井筒与地基的强度差异，且在相对运动趋势下，两者界面处会产生摩擦力，摩

擦力导致井筒上产生轴向应力<sup>[33]</sup>。尽管实际上土体的运动位移相对较小，但由于井筒的模量较高，井筒上仍会受到较大的轴向应力。

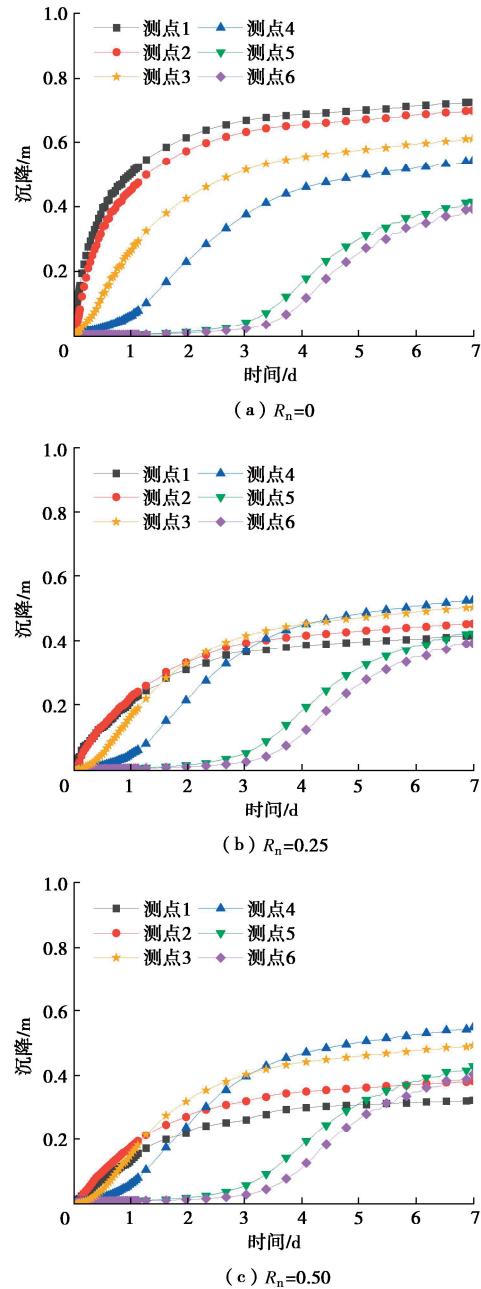


图 13 测点 1~6 的沉降随时间变化

Fig. 13 Settlement versus time observed at measuring points 1~6

为进一步分析，在代表开采井壁的左墙位置，沿深度均匀划分为 5 个测点 (7~11) 进行监测，如图 7。通过记录各位置处井壁的受力情况，进而体现出井筒接触界面不同位置处所受的轴向力发展情况。

图 14 给出了井筒所受的摩擦力随着时间的变化曲线。井筒（墙）的摩擦基本由土颗粒提供，主要受接触界面情况所控制。在光滑井筒情况下，井筒只受到了非常小的摩擦作用，局部各测点所受到的轴向力相对很小，在长期开采过程中仍保持相对接近于 0。

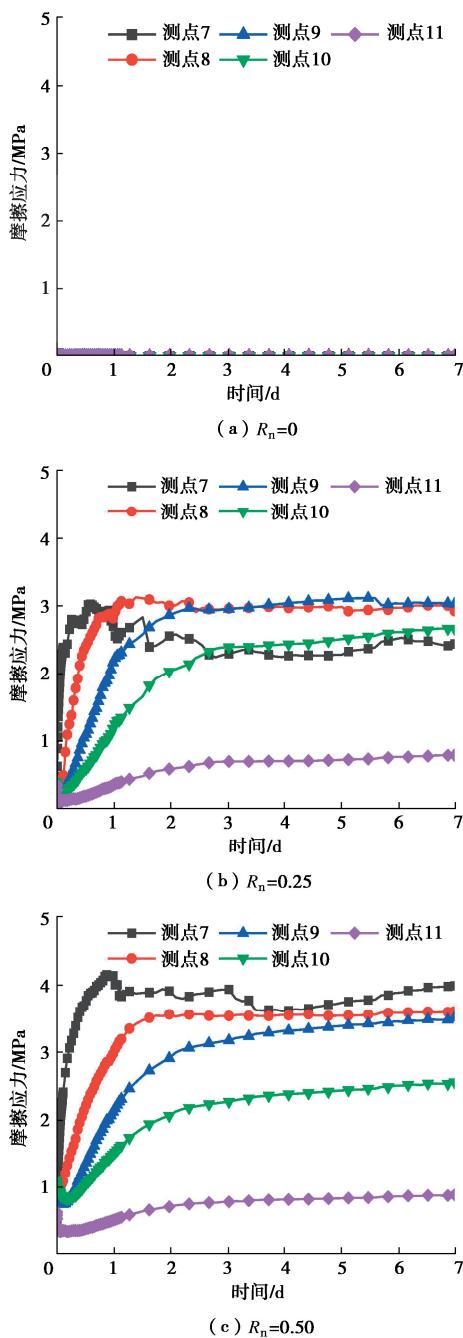


图 14 测点 7~11 的井筒受摩擦应力随时间变化

Fig. 14 Frictional stresses on well versus time observing at measured points 7~11

而在粗糙井筒表面的情况下, 随着降压过程中上覆层压力的增加以反应有效应力的增加, 土颗粒受力逐渐增大, 作用于井壁的摩擦也逐渐增大。可以发现, 1 d 的模拟时间内, 上部井壁(测点 7, 8)受到的摩擦力明显增大; 下部井壁(测点 9, 10, 11)所受摩擦开始相对较小, 后期也逐渐呈现出较稳定的缓慢增长的趋势。在较长期开采过程中, 除测点 7 受该部位水压在不到 1 d 内已基本降到接近目标压力所影响在 1 d 后受力略有波动, 其余各测点处所受摩擦力在增长

到一定程度后基本保持稳定。受上覆土层的荷载影响, 测点 7 在较后期呈现出微弱的波动增长。且随着井筒粗糙度的增大, 各测点处受摩擦力值有所增大, 除测点 11 仍维持较稳定的受力情况外, 其余各测点的受力增速明显有所加快。表明随着粗糙度的增加, 摩擦力增长速度明显加快, 其值也明显增大。粗糙度可能会增强摩擦效果, 导致井筒所受轴向力过大, 井筒本身的稳定性会受较大影响, 值得关注。

同时, 从图 14 中的变化可以得知, 在粗糙井筒的作用下, 井筒所受摩擦力随深度的增加逐渐减小, 其较上方位置受摩擦作用以及受上覆层压力及增加的竖向有效应力的影响, 所受力较大, 尤其在较粗糙情况下。此处也对应于地基左上方位置处, 该区域需重点关注以防破坏。而下方地层受到相对较小摩擦力, 土体相对于上方区域可能有向上的运动趋势, 但受上部覆土重的整体作用, 下部区域整体仍较为稳定, 并未产生较大的变形情况。

## 4 结 论

本文结合南海神狐海域第一次试采的部分地质情况, 采用团队的实用型水合物开采多场耦合分析框架 TOUGH+HYDRATE+PFC, 基于地层特性及部分开采特点构建了简化的开采模型。在常规模拟未考虑井筒表面粗糙度的基础上, 讨论不同接触界面情况, 即光滑或更粗糙的井筒表面, 进行常规降压开采模拟以及探究过程中粗糙度可能对井筒及近井土体力学特性变化、两者间相互作用产生的影响, 主要得到以下 3 点结论。

(1) 模拟得到的结果能较好地体现开采过程中温度、压力、盐度以及分解产气情况的变化, 与实际规律基本一致, 而不同井筒粗糙程度的设置情况未对温压化演化及开采效率方面产生明显影响。

(2) 地层压力降低造成有效应力增加, 地层中产生了较为漫长的不均匀地层沉降。光滑井壁作用下, 开采过程中距离井筒越近沉降发展越迅速。受粗糙井壁的影响限制, 沉降量明显减少, 且从较长期发展来看, 近井区域的沉降受到的影响程度相对较大。适当提高井筒表面的粗糙程度可有效地减小接触界面区域土体沉降幅度, 增强井壁接触界面区域土体的稳定性, 降低开采风险以保证开采能相对稳定地长期进行。除近井区域外, 远井区域仍基本保持着沉降随着距开采井由近到远呈现由大到小的分布, 整体沉降仍处于相对稳定增长的长期发展过程。

(3) 井筒所受的较大轴向力会对井筒稳定性带来较大风险。在粗糙井筒表面的情况下, 井筒会受到较

大的摩擦力。井筒粗糙度的增大会导致井筒受到更大的摩擦力。且上部区域受到的摩擦力明显较大，随着开采进行在不断地增长，随着粗糙度的增加，其摩擦力增长速度明显加快。需控制井筒表面不能过于粗糙以防止井筒本身受接触区域受力过大导致失稳破坏。粗糙度设置大致在 0.25 与 0.5 间可以使近井接触土体运动变形减缓，较有效地减小其沉降幅度。而超过此范围可能会使井筒本身受力过大。对于生产井井筒开采口上部区域，此受力较大的部分，需重点关注其稳定性及破坏风险。

由于井筒的材料以及几何属性尚不清晰，目前仅针对了相对可以量化研究的界面粗糙度进行研究，后续在基于详细数据支撑的前提下将针对更真实井筒、储层土性、更复杂情况进行考虑及分析。

## 参考文献：

- [1] YAN C L, REN X, CHENG Y F, et al. Geomechanical issues in the exploitation of natural gas hydrate[J]. *Gondwana Research*, 2020, **81**: 403-422.
- [2] LI X S, XU C G, ZHANG Y, et al. Investigation into gas production from natural gas hydrate: a review[J]. *Applied Energy*, 2016, **172**: 286-322.
- [3] XU W Y, GERMANOVICH L N. Excess pore pressure resulting from methane hydrate dissociation in marine sediments: a theoretical approach[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2006, **111**(B1): B01104.
- [4] KWON T H, SONG K I, CHO G C. Destabilization of marine gas hydrate-bearing sediments induced by a hot wellbore: a numerical approach[J]. *Energy & Fuels*, 2010, **24**(10): 5493-5507.
- [5] RUTQVIST J, MORIDIS G J, GROVER T, et al. Coupled multiphase fluid flow and wellbore stability analysis associated with gas production from oceanic hydrate-bearing sediments[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, **92/93**: 65-81.
- [6] HU T, WANG H N, JIANG M J. Analytical approach for the fast estimation of time-dependent wellbore stability during drilling in methane hydrate-bearing sediment[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, **99**: 104422.
- [7] BIRCHWOOD R, NOETH S, HOOYMAN P, et al. Wellbore stability model for marine sediments containing gas hydrates[C]// Proceedings of the Proceedings, American Association of Drilling Engineers National Conference and Exhibition, Houston, 2005.
- [8] 王华宁, 郭振宇, 高翔, 等. 含水合物地层井壁力学状态的弹塑性解析分析[J]. 同济大学学报(自然科学版), 2020, **48**(12): 1696-1706. (WANG Huaning, GUO Zhenyu, GAO Xiang, et al. Elastoplastic analytical investigation of mechanical response of wellbore in methane hydrate-bearing sediments[J]. *Journal of Tongji University (Natural Science)*, 2020, **48**(12): 1696-1706. (in Chinese))
- [9] LI Q C, CHENG Y F, ZHANG H W, et al. Simulating the effect of hydrate dissociation on wellhead stability during oil and gas development in deepwater[J]. *Journal of Ocean University of China*, 2018, **17**(1): 35-45.
- [10] KIM A R, KIM J T, CHO G C, et al. Methane production from marine gas hydrate deposits in Korea: thermal-hydraulic-mechanical simulation on production wellbore stability[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2018, **123**(11): 9555-9569.
- [11] SUN J X, NING F L, LEI H W, et al. Wellbore stability analysis during drilling through marine gas hydrate-bearing sediments in Shenhua Area: a case study[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, **170**: 345-367.
- [12] 李阳, 程远方, 闫传梁, 等. 南海神狐海域水合物地层多物理场耦合模型及井壁坍塌规律分析[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, **53**(3): 976-990. (LI Yang, CHENG Yuanfang, YAN Chuanliang, et al. Multi-physical field coupling model of hydrate formation and analysis of wellbore collapse law in Shenhua Area of South China Sea[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2022, **53**(3): 976-990. (in Chinese))
- [13] 张玉, 李建威, 畅元江, 等. 考虑气水两相流固耦合下可燃冰降压分解对井壁稳定性影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, **47**(1): 148-155. (ZHANG Yu, LI Jianwei, CHANG Yuanjiang, et al. Effect of depressurization decomposition of combustible ice on wellbore stability considering gas-water two-phase hydro-mechanical coupling[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, **47**(1): 148-155. (in Chinese))
- [14] 李莅临, 杨进, 路保平, 等. 深水水合物试采过程中地层沉降及井口稳定性研究[J]. 石油钻探技术, 2020, **48**(5): 61-68. (LI Lilin, YANG Jin, LU Baoping, et al. Research on stratum settlement and wellhead stability in deep water during hydrate production testing[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, **48**(5): 61-68. (in Chinese))
- [15] LI J F, YE J L, QIN X W, et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea[J]. *China Geology*,

- 2018, **1**(1): 5-16.
- [16] YE J L, QIN X W, XIE W W, et al. The second natural gas hydrate production test in the South China Sea[J]. China Geology, 2020, **3**(2): 197-209.
- [17] 张超鹏, 陈立超, 张典坤, 等. 非常规油气固井材料发展现状及趋势浅析[J]. 世界石油工业, 2023, **30**(6): 1-10. (ZHANG Chaopeng, CHEN Lichao, ZHANG Diankun, et al. Analysis on development status and trend of new cementing materials for deep unconventional oil and gas[J]. World Petroleum Industry, 2023, **30**(6): 1-10. (in Chinese))
- [18] LINGS M L, DIETZ M S. The peak strength of sand-steel interfaces and the role of dilation[J]. Soils and Foundations, 2005, **45**(6): 1-14.
- [19] CUNDALL P A, STRACK O D L. A discrete numerical model for granular assemblies[J]. Géotechnique, 1979, **29**(1): 47-65.
- [20] 蒋明镜, 付昌, 贺洁, 等. 不同开采方法下深海能源土离散元模拟[J]. 岩土力学, 2015, **36**(增刊 2): 639-647. (JIANG Mingjing, FU Chang, HE Jie, et al. Distinct element simulations of exploitation of methane hydrate bearing sediments with different methods[J]. Rock and Soil Mechanics, 2015, **36**(S2): 639-647. (in Chinese))
- [21] JIANG M J, SUN R H, ARROYO M, et al. Salinity effects on the mechanical behaviour of methane hydrate bearing sediments: a DEM investigation[J]. Computers and Geotechnics, 2021, **133**: 104067.
- [22] MORIDIS G J. User's Manual for the Hydrate v1.5 Option of TOUGH+ v1. 5: A Code for the Simulation of System Behavior in Hydrate-Bearing Geologic Media[R]: Lawrence Berkeley National Lab (LBNL), Berkeley, CA (United States), 2014.
- [23] 蒋明镜, 陈意茹, 卢国文. 一种实用型深海能源土多场耦合离散元数值方法[J]. 岩土工程学报, 2021, **43**(8): 1391-1398. (JIANG Mingjing, CHEN Yiru, LU Guowen. A practical multi-field coupling distinct element method for methane hydrate bearing sediments[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2021, **43**(8): 1391-1398. (in Chinese))
- [24] JIANG M J, LU Y X, WANG H N, et al. Multi-field coupling analysis of mechanical responses in methane hydrate exploitation with a practical numerical approach combining T+H with DEM[J]. Computers and Geotechnics, 2024, **166**: 105978.
- [25] UESUGI M, KISHIDA H. Frictional resistance at yield between dry sand and mild steel[J]. Soils and Foundations, 1986, **26**(4): 139-149.
- [26] YANG T, JIANG S Y, GE L, et al. Geochemical characteristics of pore water in shallow sediments from Shenhua Area of South China Sea and their significance for gas hydrate occurrence[J]. Chinese Science Bulletin, 2010, **55**(8): 752-760.
- [27] SUN J X, NING F L, LI S, et al. Numerical simulation of gas production from hydrate-bearing sediments in the Shenhua Area by depressurising: the effect of burden permeability[J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2015, **12**: 23-33.
- [28] JIANG M J, YU H S, LEROUAULT S. A simple and efficient approach to capturing bonding effect in naturally microstructured sands by discrete element method[J]. International Journal for Numerical Methods in Engineering, 2007, **69**(6): 1158-1193.
- [29] YANG S X, ZHANG M, LIANG J Q, et al. Preliminary results of China's third gas hydrate drilling expedition: a critical step from discovery to development in the South China Sea[J]. Center for Natural Gas and Oil, 2015, **412**: 386-7614.
- [30] 孙嘉鑫. 钻采条件下南海水合物储层响应特性模拟研究[D]. 武汉: 中国地质大学, 2018. (SUN Jiaxin. Simulation Study on Response Characteristics of Hydrate Reservoir in South China Sea under Drilling and Production Conditions[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2018. (in Chinese))
- [31] 陈意茹. 胶结型深海能源土开采离散元耦合模拟及地层稳定分析[D]. 天津: 天津大学, 2021. (CHEN Yiru. Coupling DEM Simulation and Stability Study on Grain-Cementing Type MHBS under Hydrate Dissociation[D]. Tianjin: Tianjin University, 2021. (in Chinese))
- [32] CHEN L, FENG Y C, KOGAWA T, et al. Construction and simulation of reservoir scale layered model for production and utilization of methane hydrate: the case of Nankai Trough Japan[J]. Energy, 2018, **143**: 128-140.
- [33] KIM J T, KIM A R, CHO G C, et al. The effects of coupling stiffness and slippage of interface between the wellbore and unconsolidated sediment on the stability analysis of the wellbore under gas hydrate production[J]. Energies, 2019, **12**(21): 4177.