

DOI: 10.11779/CJGE20231269

琼东南海域水合物绿色高效安全开采的新思路

蒋明镜

(苏州科技大学土木工程学院, 江苏 苏州 215011)

摘要: 针对琼东南海域天然气水合物绿色高效安全开采对提升中国能源战略地位, 实现“双碳”目标具有重要意义。琼东南海域主要为黏质粉砂和粉砂质黏土水合物储层, 使用传统的降压、升温、CO₂置换开采法均存在很大挑战。从深海能源土温-压-力-化耦合条件下宏微观力学特性与表征方法、深海能源土工程问题分析的多场耦合多尺度理论和数值仿真方法以及水合物绿色高效安全开采与适应性评价 3 个方面总结了近年来国内外的研究现状, 探讨现有水合物开采研究在琼东南海域应用存在的问题和局限性。提出应综合考虑降压、升温、CO₂置换/注入及其他提高产气率、固碳率和工程安全性措施, 以期实现琼东南海域水合物绿色高效全周期安全开采。

关键词: 能源土; 本构模型; 多场耦合; 水合物开采; 二氧化碳封存

中图分类号: TU411 文献标识码: A 文章编号: 1000-4548(2025)08-1741-16

作者简介: 蒋明镜(1965—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 国家杰出青年基金获得者, 长期从事宏微观土力学、深海能源土力学与工程等方面的科研工作。E-mail: mingjing.jiang@mail.usts.edu.cn。

Green, efficient and safe extraction methods of methane-hydrate in Qiongdongnan seabed, China

JIANG Mingjing

(School of Civil Engineering, Suzhou University of Science and Technology, Suzhou 215011, China)

Abstract: The green, efficient and safe extraction of natural gas hydrates from the Qiongdongnan seabed, China will play an important role in achieving the China's energy strategy and the goals of carbon peaking and carbon neutrality. However, the traditional depressurization, thermal stimulation and CO₂ replacement methods will face significant challenges when applied to methane-hydrate (MH) bearing clayey silt and silty clay in the Qiongdongnan basin, China. The current research status at home and abroad in recent years is summarized from three aspects: (1) the macroscopic and microscopic mechanical behaviors of hydrates bearing sediments and their relationships under complex multi-field and multi-process conditions together with phase-changes of hydrates; (2) the theoretical and multi-scale numerical analysis methods of simulating the multi-field, multi-phase, multi-process coupling effects in the MH reservoir at all the stages of deep sea energy geotechnical engineering; (3) The green, efficient and safe MH exploitation methods and adaptability evaluation. The existing problems and limitations are explored. It is necessary to employ a new approach combining the depressurization, thermal stimulation, CO₂ replacement/injection and other measures to increase gas production, carbon sequestration and engineering safety to realize the green, efficient, and all-stages safe exploitation of MH in the Qiongdongnan seabed, China.

Key words: energy soil; constitutive model; multi-field coupling; hydrate exploitation; carbon dioxide sequestration

0 引言

天然气水合物是烷烃类天然气与水在高压、低温环境下形成的类冰状晶体, 以不同方式赋存于深海海床浅底部沉积物和大陆永久冻土区中。1 m³的天然气水合物在常温常压下可分解后释放出 164 m³的天然气和 0.8 m³的水, 是世界公认的新型清洁能源, 具有

很大的资源利用前景, 其全球蕴藏量是现有地球化石燃料含碳量总和的 2 倍。加拿大、美国和日本相继开展了多次水合物试开采研究^[1], 韩国和印度也定制了详细的水合物试开采计划^[2-3]。海域天然气水合物开采也是中国海洋战略的重要组成部分, 第二次试采取得“探索性试采”向“试验性试采”的重大跨越。2022 年

基金项目: 国家自然科学基金项目(51890911, 52331010); 海南省重点研发计划项目(ZDYF2021SHFZ264) This work was supported by the National Natural Science Foundation of China Project (Grant Nos. 51890911, 52331010) and Key Research and Development Program Projects in Hainan Province (Grant No. ZDYF2021SHFZ264).

收稿日期(Received): 2023-11-10 修回日期(Revised): 2024-12-16 接受日期(Accepted): 2025-01-22 网络出版日期(Online): 2025-01-23

10月,在海南省东南部海域琼东南盆地发现了中国首个深水深层大气田——宝岛21-1,实现宝岛凹陷勘探半个世纪以来的首个重大突破^[4]。琼东南盆地预测天然气水合物远景总量约1.6万亿m³^[5]。在能源稀缺的今天,琼东南海域天然气水合物的大规模开采将极大缓解中国当前的能源危机,为国民经济的持续发展提供强有力的支持。同时,海洋还具备巨大的二氧化碳地质封存潜力^[6],预测封存潜力达2.58万亿吨,其中,琼东南盆地封存能力在2000~4000亿吨,为中国实现“碳达峰、碳中和”目标提供重要支撑。

含天然气水合物(主要为甲烷,即CH₄)的深海沉积物,笔者称之为深海能源土^[7]。目前水合物开采方式的原理是通过改变水合物储层压力或者温度(即降压、升温开采方法),或改变水合物稳定存在的相平衡线。此外,CO₂置换法(即双组分相变)由Ohgaki等^[8]提出,将CO₂注入含CH₄的能源土中,利用CO₂更稳定的热力学特性置换出CH₄气体,留存在能源土中的CO₂水合物可使土体力学特性保持稳定,从而实现水合物开采、固碳(即单组分相变)、地层稳定。然而与传统的水合物砂质储层不同,钻探^[9]显示琼东南海域水合物通常呈结核状、脉状、厚层状、薄层状(简称块/脉状)和分散状填充于黏质粉砂或粉砂质黏土沉积物孔隙中或颗粒间(即粒观型),具有较低的渗透性。大量气体的溢出会使储层孔隙流体压力急剧升高,更易使开采井周分解区产生较大范围的大变形和破坏,并可能导致大规模的海底滑坡^[10]。胶结失效和水气流动极易引发颗粒运移,造成井筒出砂淤堵,极大降低开采效率,包括中国在内多国进行的多次试开采中,绝大多数都出现了不同程度出砂问题^[11],试采被迫中断。琼东南海域块状水合物的CH₄-CO₂置换反应面积小,必然影响置换效率与置换时间^[12]。使用传统的降压、升温开采方法和CO₂置换法在琼东南海域应用过程中均在很大的挑战,有必要综合考虑降压、升温、CO₂置换、CO₂注入及其他提高产气率、固碳率和工程安全性的措施,此外,还应考虑开采/固碳/置换和环境恢复(即开采/固碳完成后,温-压等条件恢复至开采前的海洋环境条件)多过程。这一全周期过程涉及能源土复杂的力学特性演变、温度场-流体压力场-土骨架应力场-化学场多物理场(即温-压-力-化多场)耦合作用以及固-液-气多相变化。

本文旨在讨论琼东南海域水合物开采/固碳全周期(即开采中和开采后)中可能引发的工程问题,探讨其中亟待解决的科学问题及其相应的研究方法和思路,以期保证开采/固碳效率的同时保障开采/固碳全周期地层稳定性、井筒安全,减少对生态环境的影响,实现水合物绿色高效安全开采。

1 深海能源土温-压-力-化耦合条件下宏微观力学特性

深海能源土是特殊的多相多孔介质,其宏微观力学行为具有显著的非线性、弹塑性、结构性(即胶结和组构)及温-压-力-化条件相关性,不同开采/固碳方式下水合物相态变化所引起的复杂广义应力路径使得能源土的力学响应特性更为错综复杂。现有研究主要通过室内试验、数值模拟和理论分析来研究粒观型水合物分布的深海能源土的宏微观力学特性。

1.1 温-压-力-化耦合条件下深海能源土的宏微观力学特性

深海能源土的力学性质与沉积物的组分和沉积特性、水合物的类型和含量、水合物的赋存形式以及其所处的温-压-力-化环境等因素密切相关,目前主要针对深海能源土原状样和人工合成样,研究水合物为粒观型的能源土基本宏微观力学特性,少数研究内容已扩展到水合物的赋存形式、开采与CO₂置换应力路径以及出砂等对其力学特性的影响。

为了弄清能源土宏微观力学特性,一般采用高压低温三轴压缩试验、蠕变试验以及平面应变压缩试验对其应力应变关系、切线模量与强度、变形与破坏特征进行研究。由于取样困难、变异性大且成本极高,原状样主要用于为室内试验研究提供初始温-压-力-化环境、矿物组分、水合物胶结特征和土体物理与力学特性等^[13]。人工合成样由于可重复性好且成本较低,并可以综合考虑初始环境、土体物理特性等多种因素,因而在试验研究中广泛应用^[14]。对能源土力学特性的试验研究表明,能源土的应力应变关系、剪胀剪缩规律、硬化软化特性、临界状态线、变形与强度指标等与水合物饱和度、分布形态、粒间胶结特性、粒径级配等物理特性、赋存条件以及加载路径相关^[15]。由于全球绝大多数水合物资源存在于黏土、粉土等细粒土储层中^[16],目前能源土力学性质试验研究的重心正由早期的砂土逐渐转为粉土、黏土的研究^[17]。琼东南海域沉积物以黏质粉砂、粉砂质黏土为主,水合物主要以离散块/脉状的形式赋存,目前对此种水合物非均质分布的能源土(即非均质能源土)的力学性质研究还处于起步阶段。在含有球状水合物的粉质黏土试样中,由水合物块/脉状分布特征造成的能源土非均匀性,会对试样的宏微观力学特性起到主导作用^[18]。此外,也在室内试验室进行了非均质水合物储层的渗透率测量工作,探讨了不同水合物分布和有效应力作用下沉积物层的渗透率^[19]。

为从微观上揭示能源土复杂力学特性的机理, 可通过计算机断层扫描(即CT)、核磁共振等技术手段, 获取水合物内部各相分布状态、骨架变化和比表面积等微观参数, 并观察能源土的细微观变形与破坏行为^[20]。还有学者研发了高压视觉微力测量系统, 可以测量不同条件下甲烷水合物颗粒间微观作用力^[21]。

为支撑水合物产业化开采, 少数学者考虑不同开采方式, 针对能源砂土和粉土试样, 开展了降压法、升温法和CO₂置换法的力学特性试验研究。研究表明, 对于高剪应力水平的能源砂土, 降压法开采后会产生较大变形^[13]。升温法中, 温度变化对黏聚力影响较大, 对内摩擦角影响较小。CO₂置换法中, 目前的研究主要侧重于CO₂对CH₄水合物的置换效率以及含CO₂水合物砂土沉积物(本文称之为固碳砂土)和能源砂土的应力应变关系^[22], 相关研究结果表明: 高水合物饱和度条件下, CO₂水合物砂土试样的强度和割线模量低于CH₄水合物砂土试样。在相同温度和压力条件下, CO₂水合物较CH₄水合物具有更好的稳定性^[23]。现有的能源土出砂试验主要侧重于研究在水合物分解不同阶段, 细颗粒迁移与水合物饱和度、上覆层应力和温压变化速率等因素的关联特性, 发现泥质粉砂水合物储层出砂主要集中在水合物分解的初始阶段, 随着降压过程的进行, 产气、产水效率逐渐降低^[24]。对于出砂引起的土体强度变化, 三轴试验研究结果表明^[25], 随着偏应力的增大, 最大侵蚀速率增加, 随着土体中大量细颗粒损失(即变物性土), 应力-应变行为由剪胀变为剪缩, 砂土的破坏强度呈逐步降低趋势, 且摩擦角会随着细颗粒损失量的增加而逐步减小。此外, 海洋天然气水合物储层钻井过程中, 钻井液易侵入天然气水合物井壁, 引起井壁坍塌失稳, 有学者从水合物岩芯物性变化出发研究钻井液体系对水合物沉积物和井壁稳定性的影响^[26]。

1.2 深海能源土宏微观力学特性跨尺度关联的离散元仿真分析

由于试验技术的限制, 基于唯象学的传统土力学研究无法触及深海能源土深层次的跨尺度关联律的问题^[13], 使得土体本构理论的建立具有挑战性。建立宏微观跨尺度关联的方法主要有理论解析法^[27]和数值仿真分析, 其中以离散单元法(DEM)^[28]应用最为广泛。

均质能源砂土中水合物赋存形式主要有填充型、胶结型、裹附型(本文统称为粒观型), 不同水合物赋存形式所对应的能源土宏观物理力学性质不同^[7]。研究表明, 胶结型水合物对能源土的强度及模量影响最为明显, 其次为裹附型水合物, 而填充型水合物影响

最小。然而, 当前的DEM模拟尚缺少考虑脉状、块状等水合物离散分布的非均质能源土的研究。

1.3 深海能源土本构理论研究

大部分学者基于室内常规三轴试验与离散元模拟结果^[29], 结合土体本构模型的构建思路, 在不同本构理论框架中提出了反映简单应力路径下能源土特性的宏观本构模型。

已建立的水合物粒观型分布的能源砂土本构模型主要包括: ①在非线性弹性本构模型框架下, 考虑水合物饱和度与有效围压^[30]、温压参数^[31], 通过对邓肯-张模型中的强度和切线模量进行修正, 来反映能源砂土的力学响应, 但该模型在考虑应变软化、剪胀行为尚有不足。②基于Mohr-Coulomb破坏准则, 一种方法是将能源土的强度、刚度和剪胀角与水合物饱和度直接联系^[32], 建立了弹塑性本构模型, 但在模拟应变软化、体积应变及水合物剥离方面存在不足; 为能够反映应变软化行为和体积应变规律, 另一种方法则假定能源土的杨氏模量、剪胀角及黏聚力由水合物饱和度和砂土分别贡献, 其内摩擦角仅与砂土自身土性相关、而与水合物饱和度无关, 由此建立了弹塑性本构模型^[33]。③基于临界状态理论, 分别通过考虑水合物饱和度对临界状态线的影响^[34]及在不同的屈服函数中直接考虑水合物引起的剪胀性和黏聚性^[35], 建立了深海能源土的本构模型。④在边界模型框架内, 通过改进温-压-化参数L, 考虑温度、孔隙流体压力、水合物饱和度对临界状态线及硬化法则的耦合影响, 建立了深海能源土的状态相关本构模型^[36]。⑤考虑将广义塑性和弹性损伤模型相结合, 以等效土体孔隙比为状态变量, 量化孔隙填充型和承载型水合物形态的影响, 建立了新的深海能源砂土的本构模型^[37], 或基于热力学原理, 在非关联流动法则和非椭圆屈服面中考虑水合物饱和度影响, 建立了深海能源土的本构模型^[38]。上述模型中的破损规律均为假定、缺乏微观研究支撑。为此, 基于能源土DEM数值仿真试验结果, 笔者团队考虑胶结破损规律与塑性剪应变和体应变的联系, 建立了考虑跨尺度关联特征的深海能源土单屈服面^[39]、双屈服面弹塑性本构模型^[40]、亚塑性本构模型^[41]和边界面模型^[42]。

此外, 在深海能源黏土、非均质能源土、固碳土、细颗粒迁移后的变物性土的本构模型研究方面也有少许有益的尝试。针对能源黏土, 在非线性弹性模型框架下, 采用考虑高围压条件下的能源土颗粒破碎和水合物溶解的新的强度准则^[43], 建立强度与初始屈服随分解时间和温度的数学表达式^[44], 在此基础上修正邓肯-张模型建立能源黏土的本构模型。这些本构模型在反映剪胀剪缩性、软化特性及水合物的赋存形态影响

的方面尚有不足。在弹塑性本构模型框架下, 考虑水合物对能源黏土强度和刚度的影响, 引入旋转硬化规则、上/下加载面, 模拟了能源黏土的力学行为, 提出了一种基于上/下加载面的本构模型^[45]。考虑黏土的时变性, 在超固结边界、黏塑性势面及静态屈服面中考虑水合物饱和度作用, 引入黏聚力分量以考虑水合物胶结的影响, 建立了考虑时间依赖性的弹黏塑性本构模型^[46]。但该模型没有描述水合物饱和度对刚度的影响。对于非均质能源土, 一种考虑层状、块状及脉状等水合物赋存形态影响的复合材料力学理论和统计损伤理论^[47]被用于构建新的能源土损伤本构模型, 基于复合材料的 Voigt 上限模型和 Reuss 下限模型, 构建水合物与土骨架的两相弹性模型, 并探索了非均质能源土本构模型^[48]; 由于忽略了能源土的塑性特性, 该类型本构模型不能准确地反映非均质能源土的变形。针对固碳土, 在超固结边界、黏塑性势面及静态屈服面中考虑 CO₂ 水合物饱和度作用, 将适用于含 CH₄ 水合物的能源土的弹黏塑性本构模型拓展应用至固碳土, 建立了考虑时间依赖性的弹黏塑性本构模型^[49]。而对变物性土, 针对水合物开采伴生出砂问题的研究较少, 通过颗粒脱离、运移、土体变形和水合物解离作用, 提出了考虑能源土出砂特征的全面解析方程与本构模型^[50], 在此基础上通过 DEM 模拟, 分析细颗粒运移对能源土中平均应力及偏应力的影响, 改进了考虑颗粒运移所致应力松弛现象的应力松弛模型^[51]; 针对渗流诱发出砂问题的本构模型较多, 有的在非线性弹性模型框架下, 基于邓肯-张模型, 考虑细颗粒侵蚀量对强度参数和变形参数的影响, 建立了描述细颗粒运移影响的砂/砾土本构模型^[52]; 有的在弹塑性模型框架下, 考虑颗粒运移引起的强度降低和对硬化规律的影响^[53], 建立了弹塑性本构模型。

2 深海能源土工程的多场耦合多尺度理论和数值仿真分析方法

水合物绿色高效安全开采工程涉及复杂地质与环境条件, 并伴随着温-压-力-化多场耦合、固-液-气相变的复杂时空交织, 为认清开采/固碳过程、停采与环境恢复后多过程间的相互作用以及导致的多尺度变形与失稳规律, 需综合发展多场耦合多尺度理论分析方法与数值仿真技术。

2.1 深海能源土工程多场耦合理论分析

基于合理假设的理论分析可为水合物绿色高效安全开采中相关问题提供快速评估预测手段, 目前水合物开采相关的理论分析主要集中于开采井产气预测和安全评估以及海底斜坡稳定分析。

在开采井产气预测方面, 基于降压法和升温法建立了开采井稳态渗流场或温度场的理论解^[54-55], 可以进行初步产能分析; 基于竖井水合物分解特点, 建立了水合物开采非稳态渗流、温度场理论分析模型^[54], 分析实时产气量; 含水合物储层的天然气采收效率主要受孔隙流体流动控制, 针对孔隙流体, 基于热-水-化 (T-H-C) 模型, 分别考虑冰相、流态化砂相、沉积砂相以及冰、流态化砂和沉积砂相, 建立了 4 种不同多相多场的数值模型, 研究了冻结融化行为、出砂行为及其综合行为对孔隙流体运移的影响^[56]; 对于 CO₂ 置换开采法, 建立了相变表面的温压数学模型, 通过相似解给出了 CO₂-CH₄ 的移动界面^[57]; 针对防砂问题, 提出了压裂充填井周的流体流动及裂缝几何形状预测的理论模型^[58], 开发了设计充填砾石尺寸分布方法, 可支撑裂缝, 从而控制颗粒运移, 并有助于稳定气体流动。

在开采井安全评估方面, 针对升温开采过程稳定问题, 采用水合物分解影响下非稳态温度、渗流近似解^[59]并考虑储层弹性响应, 建立温-压-力耦合井壁稳定性半解析模型^[60]。针对钻井和降压开采过程, 采用平面应变假定, 分区考虑水合物分解对开采井稳定的力学影响, 提出了简化的温度、渗流与力场单/双向耦合的开采井稳定系列理论分析模型, 可以考虑水合物饱和度相关的弹塑性力学特性、流变特性、流固全耦合等因素, 通过塑性区大小、位移等关键力学参数判断井壁失稳的风险^[61]; 针对开采井钻井过程中的井壁稳定性问题, 考虑水合物分解、热传导、力场-渗流场全耦合作用, 建立了过压和欠压钻井下渗流、温度、力场随时间和空间变化的非稳态解析模型^[62]; 通过考虑泥饼孔渗的动态变化、水合物相变、储层力学性质的动态变化以及井筒多相管流与储层多相渗流的热质传递耦合, 提出了水合物储层钻井井筒-储层耦合模型^[63]。

在能源土斜坡稳定性分析方面, 主要采用基于无限坡原理的极限平衡法结合 CH₄ 水合物分解产生的超孔压计算模型对开采扰动下的能源土斜坡稳定性进行分析^[64]。相比于极限平衡法受到条间力不同假设条件的限制, 极限分析法^[65]通过建立机动许可的速度场或静力许可的应力场求解能源土斜坡稳定性更为严密。由于多场多相耦合作用导致能源土斜坡失稳机理复杂多变且实际存在局部峡谷陡坡地形, 上述两种分析方法其临界滑动面预先假设条件与能源土斜坡实际破坏模式有较大差别。此外, 目前研究成果仅集中于 CH₄ 水合物开采过程中能源土斜坡稳定性分析, 缺乏开采-固碳联合作用与停采后固碳对原有斜坡内多物理场影响的理论分析。

2.2 深海能源土工程多场耦合有限元/有限差分分析方法

为了考虑实际工程沉积物土性, 高效模拟水平/垂直井、井群在不同开采方式、固碳/置换方式和开采中/后全周期条件下的产能、能源土地层宏观变形等复杂大型边值问题, 必须借助连续介质力学的有限单元法(finite element method, 即 FEM)、有限差分法(finite difference method, 即 FDM)。考虑温-压-力或温-压-力-化多场耦合作用的 FEM 和 FDM, 根据求解方法的特点可以分为全耦合法和半耦合法。

全耦合法是指在同一数学框架中处理各物理场, 以形成整个问题的单一系统方程组, 该方程组通过统一算法同时求解^[66], 收敛性通常较好。多见于自主研发的 FEM、FDM 程序或改进的商业软件, 且被应用于水合物降压、升温开采过程中的地层沉降变形、井壁稳定性等问题^[67]。然而, 上述研究仍有部分计算方法忽略了某些因素之间的相互影响^[67], 没有做到真正意义上的全耦合, 且计算效率低。

半耦合法, 分别独立地求解各物理场并通过接口在各物理场计算之间传递数据信息^[66], 计算速度较快, 这类方法具备良好的程序模块性, 可以直接利用现有单/多场计算软件和程序。现有适用于能源土工程单/多场计算的代表性软件有: 以力场计算为主的 FEM 商业软件 ABAQUS、FDM 商业软件 FLAC3D 等; 以温-压-化场计算为主的通用 FEM 商业软件 COMSOL、有限体积法(finite volume method, 即 FVM)商业软件 CMG-STARS、以及专用于水合物开采模拟的 FDM 源程序 STOMP-HYD、HydrateResSim 和积分有限差分法(IFD)源程序 TOUGH+HYDRATE(简称 T+H)等。

使用现有单/多场计算软件建立完整的水合物开采半耦合分析模型, 可分为两种思路: ①在力场计算软件中植入新的能源土宏观本构模型或建立已有本构模型参数与水合物饱和度的关系式, 同时新增描述水合物相变和细颗粒运移过程的功能^[50]。②将温-压-化场计算软件与力场计算软件耦合, 或在其框架内研发力场计算模块^[68]。

2.3 深海能源土工程多场及场域耦合离散元分析方法

为模拟滑坡大变形、水合物复杂赋存方式、颗粒运移、出砂等问题, 可以采用 DEM 分析, 并耦合其他数值方法求解温度-压力-化学场, 进行水合物开采相关的多场、多相、多过程模拟, 耦合方法主要包括: DEM 多场耦合方法、DEM 域耦合方法和 DEM 场-域耦合方法。

DEM 多场耦合方法, 是 DEM 针对不同物理场, 耦合相应数值方法进行联合求解。针对岩土工程流固相互作用问题, DEM 采用不同的粒观本构理论(即接触模型)计算不同土体(即颗粒集合体)的宏微观力学响应, 流场则根据不同的描述尺度特点, 选择不同的流体数值计算方法求解, 再在特定耦合方法下形成多相介质流固耦合的计算方法, 包括 CFD-DEM^[69]、SPH-DEM^[70]和格子玻尔兹曼方法(即 LBM)-DEM^[71]等。上述耦合方法目前广泛应用于岩体水力压裂(增渗)中的颗粒阻塞^[72]等油气能源问题中。在深海能源土流固耦合分析中, 笔者团队已开发了考虑流体弱可压缩性的 CFD-DEM 耦合方法, 进行能源砂土静动力学特性分析^[73]、水合物分解诱发边坡失稳^[74], 中国学者已采用多物理场 LBM-DEM 的耦合方法, 进行了水合物分解多相流流动^[75]等问题的研究。针对岩土工程热固相互作用问题, 笔者团队研发了适用于能源砂土的热固耦合 DEM 方法, 并研究了深海能源土桩体承载特性^[13]。针对岩土工程热-流-固-化及相变间相互作用问题, 部分学者发展了热-流-固全耦合求解系统并针对净砂中的细颗粒迁移^[76]、热力流耦合岩石裂纹扩展^[77]等岩土工程问题进行研究。而在能源土工程领域, 笔者团队采用 IFD 与 DEM 进行场耦合, 研发了一种实用型多场耦合 DEM 分析方法^[78], 并分析了水合物开采中的能源土地层变形、应力路径、颗粒运移、产气效率等多目标问题。但琼东南海域水合物绿色高效安全开采过程将涉及不同能源土复杂的力学特性演变和固碳与置换过程中的多物理场耦合作用, 这些都超出了上述已有的 DEM 多场耦合方法的适用范围。

DEM 的域耦合方法, 是针对不同计算区域的力场, 耦合相应数值方法进行联合求解。针对岩土工程大尺度力场的计算分析问题: 在产生大变形/破坏的小范围地层(即关键区域)内采用 DEM 计算不同土体的宏微观力学响应, 而在小变形/安全的大范围地层(即次要区域)内则采用其他更为高效的数值方法分析不同土体或土体边界的宏微观力学响应; 根据不同区域的特点, 选择次要区域的计算方法, 并与主要区域内的 DEM 建立耦合计算框架, 形成大尺度地层内力场的多区域耦合计算方法。但琼东南海域水合物广义应力路径下的开采过程涉及不同能源土地层内复杂的温-压-化多物理场耦合作用以及多相多过程的变化, 而上述已有的 DEM 域耦合方法仅具备力场计算分析功能, 尚无法满足相关工程的计算分析要求。

除上述场耦合和域耦合方法外, 还可将两者进一步结合, 建立 IFD-FDM-DEM 场-域耦合计算方法。但目前尚未见针对水合物开采的场-域耦合计算方法。

3 琼东南海域水合物绿色高效安全开采方法探讨

深海水合物储层在广度和深度上均呈现强非连续性和非均质性,且水合物开采涉及不同固碳方式、不同增产措施、不同开采方式下的井-井群-地层全周期安全稳定,上述复杂因素给水合物绿色、高效、安全多目标开采带来了挑战。现有研究主要采用多尺度理论与数值分析方法分别描述水合物绿色、高效、安全开采过程,提出相应开采方法的适应性评价体系,从而厘定多目标开采下的最佳开采方案。

3.1 水合物绿色安全开采方法

琼东南海域天然气水合物分布广、储量大,其产业化开采可能会引发井/井群/地层失稳,并可能导致大规模的海底滑坡,对海域地质环境和海洋生态环境造成巨大影响。将CO₂封存加固技术与CH₄开采技术相结合,可实现CH₄开采、CO₂封存/加固、工程安全的“三赢”,实现水合物绿色安全开采目标。依据水合物开采与CO₂封存加固的实施顺序,现有研究思路可分为“单一开采”“先固后采”“先采后固”“采固同步”。水合物绿色安全开采方法如图1所示。

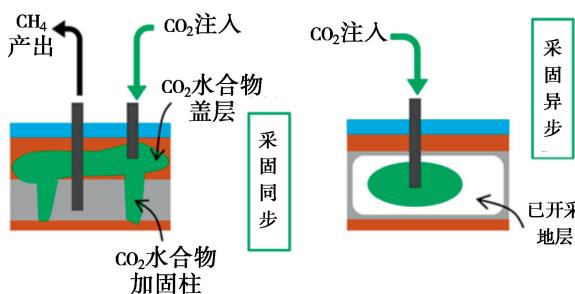


图1 绿色开采示意图

Fig. 1 Schematic diagram of green extraction methods for methane-hydrate

对于单一开采方案,尽管以往研究主要集中在水合物开采效率评估,但近期已有研究者采用数值分析方法,开始关注水合物开采对地层稳定性的影响。加拿大Mallik场地垂直井降压开采的分析结果^[79]表明:随着孔压的降低,垂直、径向和环向的有效应力均增加,导致地层的压实。中国首次CH₄水合物试开采^[80]相关研究结果表明,水合物分解锋面形成的次生水合物会增加水合物储层的局部区域孔隙流体压力,降低储层有效应力,容易引发开采区域局部失稳。对神狐海域第一次采用垂直井开采的试开采研究结果表明^[81],受水合物开采影响,井口附近会产生0.4 m沉降。而基于第二次使用水平井开采的试开采数据的研究结果则表明^[82]:水合物开采伴随着土体强度损失,海底会

出现大面积椭圆形沉降(即1 a沉降0.52 m),且沉降幅值随开采时间的延长而增加;对于上、下非渗透封层的CH₄水合物储层^[83],CH₄水合物开采效率对地层稳定性影响与开采井(压力、温度)、水合物储层特征(厚度、初始渗透率、切线弹性模量)等因素密切相关。

“先固后采”,是针对一些渗透性较好、强度较低的水合物盖层,CH₄水合物开采过程可能会引发海水入渗、水合物开采效率降低、地层沉降与失稳,从而对海洋生态环境造成不可逆的损伤。因此,基于CO₂水合物的低渗透、强度较高的特性,部分学者提出了

“先固后采”的开采方案,即先将CO₂封入地层形成加固区域,并实现CO₂封存目标,而后进行水合物开采。已有室内物理模型试验结果表明:采用“先固后采”方案^[84]先对上覆可渗地层进行CO₂注入改造,形成无渗透性的盖层,再进行CH₄水合物的开采,开采效率可提高83.3%,有效减少海水入渗,且盖层与储层的稳定性均较好。为进一步保证CO₂盖层质量,提高CO₂封存效率,部分学者对CO₂封存加固技术开展研究,发现:CO₂注入温度、速率会对上覆层产生影响,CO₂封存盖层的稳定性还取决于上覆压力和水合物储层的分解^[85];在甲烷水合物柱状试样周围形成CO₂水合物空心圆柱壳体,会阻碍甲烷水合物的分解^[86],可起到CO₂永久储存和防止CH₄在大气中释放两种作用;注入混合气体(CO₂+N₂)能够形成渗透性低、稳定性好的CO₂水合物盖层,有效降低降压开采过程中的产水量及提高CH₄采收率,但当注入的混合气中N₂比例较高时,过量N₂能促进CH₄水合物的分解,增加了后续采出气中N₂与CH₄的分离难度^[87]。对海底斜坡中的CH₄水合物开采过程进行数值仿真分析^[88],结果表明:在储层上覆层中注入CO₂改造后再进行降压开采,海底边坡发生滑坡的风险大幅下降;随着注CO₂改造层厚度和范围增大,海底边坡抵抗滑坡的能力增强;对CH₄水合物储层的下伏地层进行改造比对上覆盖层进行改造更利于水合物开采后边坡的稳定。

“先采后固”,是针对CH₄水合物分解后,地层强度降低,容易引发沉降、滑坡等地质灾害,对海洋生态环境造成影响。因此,有学者^[89]提出在CH₄水合物采空区进行CO₂封存加固。室内试验结果表明:水合物采空区可能残留部分CH₄水合物,对于该类采空区,当CO₂注入后,一方面会驱替剩余CH₄,提高产气量,另一方面在温-压环境影响下形成CO₂水合物,提高CO₂封存加固效率^[90]。

“采固同步”是针对CO₂水合物的相平衡温压条件要求低于CH₄水合物,从而CH₄水合物的储层温压条件可以保证CO₂水合物长期稳定存在,因而有学者

提出利用 CO_2 置换 CH_4 水合物的“采固同步”方案^[8]。美国阿拉斯加北坡试验研究表明^[91]，由于 CO_2 水合物形成释放的总热量可促进 CH_4 水合物分解， CO_2 置换 CH_4 在工程应用中是完全可行的。

3.2 水合物高效安全开采方法

琼东南海域能源土主要是黏质粉砂和粉砂质黏土， CH_4 水合物开采中存在出砂风险，且土层渗透性低，将影响水合物的高效安全开采。因此，实施防砂和增渗是保证 CH_4 水合物高效安全开采的重要策略。

目前，防砂策略主要包括控制土层颗粒运移、防止颗粒进入开采井、防粗疏细及其组合等。在控制土层颗粒运移方面，针对水合物开采中土颗粒剥离、运移问题，通过脲酶菌低温高压环境下的室内活性试验，验证了其可通过诱导碳酸盐沉淀加固能源砂土来进行防砂的可行性^[92]；此外，通过对能源粉质砂土层的降压开采过程进行计算分析^[50]，表明减小降压速率可降低流体对土颗粒的驱动力，防止土颗粒运移。在防止颗粒进入井筒方面，目前的主要方案是采用防砂筛管，即通过采用防砂筛网阻挡颗粒进入井筒。此外，还采用 CFD-DEM 分析了不同类型筛管防砂的颗粒桥接机制^[93]，对影响筛管防砂能力的关键因素进行敏感性研究，指出筛孔尺寸、流体流速、颗粒形状、运移颗粒含量等因素综合影响筛管的防砂设计^[94]。在防粗疏细方面，目前的主要方案是砾石充填，即防止粗颗粒进入井筒而允许部分细颗粒进入井筒。通过对泥质粉砂能源土进行砾石充填防砂物理模型试验，证明了砾石充填可以阻挡大量出砂^[95]，防砂效果与砾石粒径、土颗粒粒径相关^[96]。复合防砂的主要手段是通过联合多种防砂方式，以发挥各种防砂方式的优点，以提高整体防砂效果。目前，已对能源砂土采用防砂筛管+砾石充填复合防砂方案进行物理模型试验，发现防砂筛管+砾石充填复合防砂方案下的出砂量明显小于单一防砂方案^[97]；还通过 CFD-DEM 耦合方法，进行了能源砂土的防砂筛管防砂数值模拟，认为防砂筛管+注入化学试剂联合防砂方案可为防砂提供新的思路^[98]；另外，部分复合防砂方案也在一些现场试开采中得到使用，例如 2017 年日本 Nankai 海槽采用化学充填防砂+机械筛管防砂组合^[99]，2020 年中国神狐海域第二次试采应用“粗-细”粒砾石充填+筛管复合防砂方案^[100]，但有不同程度的出砂现象。

CH_4 水合物开采中实施有效增渗是提高产气效率的关键。目前，增渗主要是通过提高土层渗透性和缩短渗径等策略实现。在提高能源土层渗透性方面，通过对以聚氨酯为基质的浆液固结体进行室内力学特性试验，发现该浆液固结体渗透性好、强度高，并提出劈裂造缝注入浆液的工艺以改造黏质粉砂能

源土层^[101]；通过热-流-力耦合连续介质数值方法验证分层劈裂注入泡沫砂浆的增渗方法，得出泡沫砂浆层能在黏质粉土和粉质黏土能源土层中提供快速的水气流动通道^[102]，还有通过连续介质数值方法研究了采用水力压裂注入不同化学试剂的增渗方法^[103]，指出化学反应中放出热量将提高水合物的分解速度；化学反应产物填充孔隙以支持裂缝，增加了黏质粉土能源土层渗透性，裂缝导流能力、裂缝半长和裂缝数与水合物产气率呈正相关；如通过能源土层裂隙注入氧化钙，与水反应生成氢氧化钙，既为水合物分解提供热量，又填充孔隙提高渗透性^[104]。在缩短渗径方面，通过采用温-压-化耦合的连续介质数值分析方法对黏质粉砂等低渗透性的能源土层进行竖直井^[105]、水平井^[106]、分支井^[107]及多裂缝多分支井网^[108]开采模拟研究，发现增加开采井个数、缩短开采井间距、优化分支井数量和间距等能够缩短 CH_4 气/液体的渗径，提高开采效率，但要防止开采井间出现开采盲区，还要考虑土层渗透各向异性对开采井布置的影响。防砂与增渗联合使用的策略在 CH_4 水合物开采中尚未见报道。

3.3 水合物开采方法适应性评价

深海水合物开采受海洋环境、海床地质条件、水合物赋存形式等多种因素的影响，因此有必要综合考虑琼东南海域的海洋地质条件、成藏位置、水合物附存形式等因素，提出以绿色安全高效为开采目标的水合物开采方法适应性评价。适应性评价决策是一个受多因素影响的不确定及模糊的问题，工程项目适应性评价主要通过可靠度分析法、层次分析法、模糊综合评价法、人工智能技术四类方法建立适应性评价体系。

可靠度分析法是将所求解问题转化为某种随机事件出现的概率，对分析模型中随机变量与结果的相互关系进行分析，研究随机变量对目标响应的影响规律，以失效概率判定项目方案的风险程度。该方法具有很强的适应性，不受所研究问题的几何和空间维度影响。常用的可靠度分析法包括一次二阶矩法、高次高阶矩法、随机有限元法、响应面法和蒙特卡罗法。可靠度分析法被广泛应用于与安全开采有关的井壁稳定性分析^[109]，以及对与井液和地层特性等相关的水平、竖直、倾斜开采井布井形式^[109]等作出适应性评价。

层次分析法是将所要研究的问题分为方案层、准则层、目标层三层来研究，通过九标度赋值法得出不同方案重要性程度的权重，最后通过加权求和得到最终的评价指标。层次分析法能够把系统的各递进层次清楚地表现出来，方法简单通用，所需数据简单易得。在常规油气资源开采领域，该法被应用于油藏水驱开采方案选择^[110]、油气管道选线^[111]、海上油气钻井风险管理^[112]等油气开采环节的适应性评价，然后针对具

体的地质条件, 进行不同方案的最终适应性评价, 最终获得最优方案。

模糊综合评价法是通过挑选合适的评价模型参数, 找出参数在模糊评价体系中所占比重及其隶属函数, 通过隶属函数将不同属性的指标转化标度值, 最终得到以模糊集合表示的评价结果。该法能处理复杂多指标评价问题, 综合反映多因素的影响效果。在常规油气资源开采领域, 该法被广泛应用于安全开采中的井壁稳定性分析^[113]和高效开采中的出砂风险管控^[114]的适应性评价。

以上3种工程适应性评价方法都存在不可避免地自在缺陷, 如: ①可靠度分析法将导致不确定性元素的分布概率很难得到而给建模带来巨大困难; ②层次分析法需要大量的统计数据, 特征值和特征向量求解复杂; ③模糊综合评价法中建立隶属函数需要搜集大量资料, 建立函数的过程中带有主观臆测性。将之应用于影响因素众多的水合物开采, 则可能面临工作量巨大但评价效果欠佳的困境, 而以机器学习为代表的人工智能技术能够在考虑多种复杂因素的条件下, 利用机器学习算法建立数据驱动模型, 对研究问题的多种响应进行快速、准确、可靠地预测, 为工程适应性评价体系的建立提供了新的思路。

基于人工智能技术的适应性评价, 是指利用机器学习算法建立数据驱动模型, 对不同方案的适应性评价指标进行预测, 最终得出工程方案的适应性评价。目前已见数据驱动模型被应用于传统油气开采领域, 包括基于搭建的油气开采数据库, 通过传统机器学习算法, 如BP神经网络、自适应神经模糊推理系统和支持向量机, 对与油气开采相关的出砂问题^[115]和井壁安全问题^[116]进行预测。最近, 为克服传统的机器学习算法在计算能力、预测精度、全周期模拟、多目标协同等方面存在的困难, 一些先进的深度学习算法如卷积神经网络也被引入油气资源开采领域, 并对井壁稳定性^[117]、和海底滑坡^[118]进行了预测。此外, 除了上述基于纯数据训练的人工智能模型之外, 让数据模型与机理模型深度融合也引发了众多科研人员的极大兴趣。通过在数据驱动建模全流程嵌入机理模型, 开发相应的融合模型算法, 其核心是旨在充分考虑物理约束的同时快速寻找全局最优解。在油气开采领域, 有研究针对油气资源勘探问题, 提出了以地质力学参数的物理机理作为先验知识的、考虑物理约束的长短记忆神经网络, 通过测井数据预测储层力学参数, 由于考虑了问题的领域知识, 因此实现了更高的预测精度^[119]。

然而, 在深海水合物开采领域, 人工智能技术的应用还处于尝试阶段, 主要集中于基于现场实测数据的水合物储层资源勘探^[120]和少量的基于温-压-力多

场耦合数值分析建立的水合物分解人工智能模型^[121]。在开采方法适应性评价方面, 由于现场实测数据十分有限, 而通过数值分析和物理模型试验再现多场耦合与相态转变下复杂的物理过程(热传导、结晶分解、气液运移、荷载传递等)成本巨大, 仅见基于传统方法的水合物开采方案优化, 如基于水平井降压开采的温-压-力多场耦合数值模拟数据, 通过响应面Box-Behnken设计方法, 分析了低渗透水合物储层降压产气的水平井设计(井长、井位和降压幅度)优化方案^[122]。未见基于人工智能方法的水合物绿色高效安全开采方法适应性评价体系, 仅见以天然气产能为目标的水合物开采方法优化措施探讨。如基于机器学习算法将温-压-力多场耦合数值分析模型与运筹学中的优化算法相结合, 提出以水合物储层沉降阈值为约束条件, 以最大天然气累计产气量为优化目标的降压开采优化方案^[123]。

4 面临的挑战和科学难题

以上重点讨论琼东南海域含水合物土体特性(包含初始含CH₄水合物的能源土、含CO₂水合物的固碳土与开采中细颗粒迁移后的变物性土三类)、工程问题的可靠数值模拟方法、绿色高效安全开采中的关键问题, 对目前面临的挑战和科学难题进行总结如下。

(1) 温-压-力-化耦合下琼东南海域能源土宏观力学行为的关联

琼东南海域能源土类型为含粒观型水合物的均质型能源土(以黏质粉砂为主)和含块/脉状水合物的非均质型能源土(以粉砂质黏土为主)。水合物开采过程中, CH₄气体-CH₄水合物-水的三相平衡体系被破坏, 相态转化引起水合物含量、颗粒间的胶结状态、颗粒组构、孔隙流体的分布状态以及相间作用力的变化, 从而导致能源土在广义应力路径(不同温-压-力-化初始条件、开采/固碳/置换和环境恢复条件)下的复杂宏观变形与破坏行为; 在一定的流体压差和颗粒级配条件下, 会引起土体中细颗粒的运移, 导致出砂现象, 进而影响土体宏观力学性质与渗透特性。在CO₂置换和固碳过程中, 原来的CH₄气体-水合物-水三相平衡体系变成CH₄/CO₂气体-水合物-水新的三相平衡体系, 可改变流体的流动特性、土颗粒间的胶结特性和土体孔隙比, 影响细颗粒的运移规律, 进一步改变能源土的宏观力学性能与渗透特性。能源土的这些复杂宏观力学行为与粒观层面水合物类型、含量、颗粒排列、接触力、粒间胶结状态等微观参量密切相关, 且对赋存环境、边界条件和开采方式极其敏感, 深海能源土力学行为具有显著的跨尺度关联性。为了厘清能

源土温-压-力-化耦合宏微观力学特性和建立宏微观本构模型, 必须从微观走向宏观, 研究广义应力路径下宏微观力学行为的关联特性。

(2) 复杂条件下 CH_4 与 CO_2 水合物储层多尺度变形与失稳规律

琼东南海域能源土层在广度和深度上均呈现强非连续性和非均质性的分布特征, 再经过开采/固碳/置换和环境恢复全周期, 使得水合物开采本质上是一个复杂的边值问题, 涉及复杂的温-压-力-化初始与边界条件变化。其中, 存在强多场耦合(温-压-力-化)、多相(固、液、气)的复杂时空交织。开采过程中发生 CH_4 和 CO_2 水合物相变和置换、非饱和固液气非稳定混合流、细颗粒运移、土颗粒重新排列等, 诱发从微细结构变化到井-井群-地层复杂宏观变形、失稳与渗透破坏。唯有认清水合物开采过程中 CH_4 与 CO_2 水合物储层的多尺度变形与失稳规律, 才能为水合物绿色高效开采工程进行全周期安全稳定分析提供机理与判别标准。

(3) 琼东南海域水合物绿色高效安全开采中的固碳-置换-防砂-增渗-变形-失稳相互作用与演化机制

琼东南海域水合物绿色高效安全开采涉及不同固碳方式、不同增产措施、不同开采方式下的井-井群-地层全周期安全稳定。其中, ①固碳-置换: 注入时使土体强度降低, 成为固态后使土体强度提高, 同时形成不透水渗透边界, 成为渗透阻断层; ②防砂-增渗: 表现为颗粒运移、沉积、筛滤、阻塞等复杂过程, 涉及到储层颗粒运移机理、气体掺混机制, 防砂措施生产颗粒运移, 引起土体的力学性质弱化和渗透特性改变, 而增渗形成新的透水层, 缩短了渗径。上述多个过程均能改变土层特性的空间变异性, 又能改变其力学和渗透边界条件, 显著影响井-井群-地层全周期安全稳定。此外, 土体变形导致其微观结构改变, 进而影响多场、多相下的能源土特性, 还影响土体和井壁/渗透阻断层间的相互作用。弄清固碳-置换-控砂-增渗-变形-失稳多过程关联相互作用与演化机制, 关系到琼东南海盆地水合物绿色高效安全开采的适应性快速评价。

5 结 论

琼东南海域为中国第二个水合物勘查试采示范区, 现赋存了大量高品质水合物资源, 还提供了适宜二氧化碳地质封存的盆地和区带。以琼东南海域为靶区, 将天然气水合物开采和 CO_2 封存结合, 进行海洋能源的绿色开采, 对提升中国能源战略地位和实现“双碳”目标具有重大意义。使用传统的降压、升温开采

方法和 CO_2 置换法在该海域应用过程中存在开采效率低、地层变形大等挑战, 有必要综合考虑开采方式、固碳方式、增产措施等, 实现琼东南海域水合物绿色高效全周期安全开采。本文对研究现状进行了系统分析, 得到以下4个基本结论。

(1) 现有研究主要通过室内试验、数值模拟和理论分析来研究深海能源土的宏微观力学特性及其表征。室内试验主要针对深海能源土原状样和人工合成样, 研究水合物粒观型能源土基本宏微观力学特性, 目前已扩展到水合物的赋存形式、开采与 CO_2 置换应力路径以及出砂等对其力学特性的影响。由于试验技术的限制, 基于唯象学的传统土力学研究无法触及深海能源土深层次的跨尺度关联律的问题, 现通过理论解析法和数值仿真模拟分析建立宏微观跨尺度关联。大部分学者都基于室内三轴试验及离散元模拟结果, 结合土体本构模型的构建思路, 在不同本构理论框架中提出了反映简单应力路径下能源土特性的本构模型。今后宜采用宏微观土力学, 从微观向宏观建立相应的本构理论。

(2) 目前水合物开采相关的理论分析模型主要集中于开采井产气预测和安全评估以及海底斜坡稳定分析。为了考虑实际工程沉积物土性, 高效模拟水平/垂直井、井群在不同开采方式、固碳/置换方式和开采中/后全周期条件下的产能、能源土地层宏观变形等复杂大型边值问题, 必须借助连续介质力学的有限单元法、有限差分法。模拟滑坡大变形、水合物复杂赋存方式、颗粒运移、出砂等问题, 可以采用 DEM 分析, 并耦合其他数值方法求解温度-压力-化学场, 进行水合物开采相关的多场、多相、多过程模拟, 耦合方法主要包括: DEM 多场耦合方法、DEM 域耦合方法和 DEM 场-域耦合方法。

(3) 在琼东南海域, 将 CO_2 封存加固技术与 CH_4 开采技术相结合, 可实现 CH_4 开采、 CO_2 封存/加固、工程安全的“三赢”, 实现水合物绿色安全开采目标。依据水合物开采与 CO_2 封存加固的实施顺序, 现有研究思路可分为“单一开采”“先固后采”“先采后固”“采固同步”。琼东南海域能源土主要是黏质粉砂和粉砂质黏土, CH_4 水合物开采中存在出砂风险, 而且土层渗透性低, 实施有效防砂和增渗是保证 CH_4 水合物高效安全开采的重要策略。深海水合物开采受海洋环境、海床地质条件、水合物赋存形式等多种复杂因素的影响, 不同成藏地质条件类型和海洋环境类型对开采方法有不同要求, 因此有必要综合考虑琼东南海域的海洋地质条件、成藏位置、水合物附存形式等因素, 提出以绿色安全高效为开采目标的水合物开采方法适应性评价。

(4) 上述研究内容的科学问题在于尚需研究温-压-力-化耦合下琼东南海域能源土宏微观力学行为的关联、复杂条件下 CH_4 与 CO_2 水合物储层多尺度变形与失稳规律、以及琼东南海域水合物绿色高效安全开采中的固碳-置换-防砂-增渗-变形-失稳相互作用与演化机制。

由于琼东南海域水合物绿色高效全周期安全开采的复杂性, 后续仍需要在以下 3 个方面继续加强研究与分析。

(1) 多学科协同研究: 鉴于琼东南海域水合物开采的复杂性, 未来的研究宜在多学科协同的基础上展开, 包括地质学、力学、化学等多个领域的专业知识。通过跨学科的合作, 可以更全面地理解深海能源土的特性, 深化对水合物开采机理的认识, 并推动跨学科技术的集成应用, 以实现更有效的水合物开采方案。

(2) 技术创新与试验验证: 鉴于水合物开采领域的挑战性问题, 宜加强技术创新和实验验证。通过引入新型采收技术、改进开采设备, 并结合现场试验和室内物理模型实验, 验证理论模型和数值仿真结果的准确性。这既有助于更真实地模拟琼东南海域的实际工况, 提高研究成果的可靠性, 又为工程实践提供可行性的技术支持。

(3) 环境影响评估与可持续性考虑: 在采用降压、升温、 CO_2 置换等开采措施的同时, 应充分考虑其对海洋环境的影响, 并进行全面的环境影响评估。重点关注水合物开采对生态系统、水质和海洋气候的潜在影响, 以确保开采活动在实现经济效益的同时, 能够最大限度地保护海洋环境, 符合可持续发展的原则。

致 谢: 感谢苏州科技大学姜朋明、李承超、天津大学朱海涛、中国科学院力学研究所张旭辉、李鹏和重庆交通大学李昊对本文提供的帮助。

参 考 文 献:

- [1] RYU B J, COLLETT T S, RIEDEL M, et al. Scientific results of the second gas hydrate drilling expedition in the ulleung basin (UBGH2)[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, **47**: 1-20.
- [2] COLLETT T, RIEDEL M, COCHRAN J R, et al. Indian continental margin gas hydrate prospects: results of the Indian national gas hydrate program (nghp) expedition 01[C]// International Conference on Hydrates, 2010 DOI: 10.1016/j.joins.2012.02022.
- [3] YAMAMOTO K, TERAO Y, FUJII T, et al. Operational overview of the first offshore production test of methane hydrates in the Eastern Nankai Trough[C]//Day 3 Wed, May 07, 2014. May 5-8, 2014. Houston, Texas. OTC, 2014: D031S034R004.
- [4] 邓 勇, 裴健翔, 胡 林, 等. 南海西部海域宝岛 21-1 气田的发现与成藏模式[J]. 中国海上油气, 2022, **34**(5): 13-22. (DENG Yong, PEI Jianxiang, HU Lin, et al. Discovery and hydrocarbon accumulation models of Baodao 21-1 gas field in the western South China Sea[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, **34**(5): 13-22. (in Chinese))
- [5] 陈多福, 李绪宣, 夏 斌. 南海琼东南盆地天然气水合物稳定域分布特征及资源预测[J]. 地球物理学报, 2004, **47**(3): 483-489. (CHEN Duofu, LI Xuxuan, XIA Bin. Distribution of gas hydrate stable zones and resource prediction in the Qiongdongnan basin of the South China Sea[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2004, **47**(3): 483-489. (in Chinese))
- [6] KUMAR Y, SANGWAI J S. A perspective on the effect of physicochemical parameters, macroscopic environment, additives, and economics to harness the large-scale hydrate-based CO_2 sequestration potential in oceans[J]. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 2023, **11**(30): 10950-10979.
- [7] 蒋明镜, 肖 俞, 刘 芳. 深海能源土开采对海床稳定性的影响研究思路[J]. 岩土工程学报, 2010, **32**(9): 1412-1417. (JIANG Mingjing, XIAO Yu, LIU Fang. Methodology for assessing seabed instability induced by exploitation of methane hydrate[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2010, **32**(9): 1412-1417. (in Chinese))
- [8] OHGAKI K, TAKANO K, SANGAWA H, et al. Methane exploitation by carbon dioxide from gas hydrates. Phase equilibria for CO_2 - CH_4 mixed hydrate system[J]. *Journal of Chemical Engineering of Japan*, 1996, **29**(3): 478-483.
- [9] WEI J G, LIANG J Q, LU J G, et al. Characteristics and dynamics of gas hydrate systems in the northwestern South China Sea-Results of the fifth gas hydrate drilling expedition[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, **110**: 287-298.
- [10] SULTAN N, COCHONAT P, FOUCHER J P, et al. Effect of gas hydrates melting on seafloor slope instability[J]. *Marine Geology*, 2004, **213**(1/2/3/4): 379-401.
- [11] 李清平, 周守为, 赵佳飞, 等. 天然气水合物开采技术研究现状与展望[J]. 中国工程科学, 2022, **24**(3): 214-224. (LI Qingping, ZHOU Shouwei, ZHAO Jiafei, et al. Research

- status and prospects of natural gas hydrate exploitation technology[J]. Strategic Study of CAE, 2022, **24**(3): 214-224. (in Chinese))
- [12] SHAGAPOV V S, KHASANOV M K, MUSAKAEV N G, et al. Theoretical research of the gas hydrate deposits development using the injection of carbon dioxide[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2017, **107**: 347-357.
- [13] 蒋明镜. 现代土力学研究的新视野: 宏微观土力学[J]. 岩土工程学报, 2019, **41**(2): 195-254. (JIANG Mingjing. New paradigm for modern soil mechanics: Geomechanics from micro to macro[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2019, **41**(2): 195-254. (in Chinese))
- [14] ZHANG X H, LUO D S, LU X B, et al. Mechanical properties of gas hydrate-bearing sediments during hydrate dissociation[J]. Acta Mechanica Sinica, 2018, **34**(2): 266-274.
- [15] WU P, LI Y H, SUN X, et al. Mechanical characteristics of hydrate-bearing sediment: a review[J]. Energy & Fuels, 2021, **35**(2): 1041-1057.
- [16] ZHAO Y P, KONG L, XU R, et al. Mechanical properties of remolded hydrate-bearing clayey-silty sediments[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2022, **100**: 104473.
- [17] TANG Q Q, CHEN Y B, JIA R, et al. Effect of clay type and content on the mechanical properties of clayey silt hydrate sediments[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2023, **220**: 111203.
- [18] LU C, XIE P F, LI H, et al. Study on the mechanical properties of silty clay sediments with nodular hydrate occurrence[J]. Journal of Marine Science and Engineering, 2022, **10**(8): 1059.
- [19] ZHOU S W, LI Q P, ZHU J L, et al. Experimental study on permeability of methane hydrate clayey interbedded sediments considering effective stress and hydrate dissociation[J]. Energy & Fuels, 2023, **37**(15): 11113-11124.
- [20] WU P, LI Y H, YU T, et al. Microstructure evolution and dynamic permeability anisotropy during hydrate dissociation in sediment under stress state[J]. Energy, 2023, **263**: 126126.
- [21] LI P F, TONG S K, PEI J H, et al. Investigation on microscopic forces between methane hydrate particles in gas phase dominated system[J]. Fuel, 2023, **350**: 128776.
- [22] MIYAZAKI K, OIKAWA Y, HANEDA H, et al. Triaxial compressive property of artificial CO₂-hydrate sand[J]. International Journal of Offshore and Polar Engineering, 2016, **26**(3): 315-320.
- [23] GOEL N. In situ methane hydrate dissociation with carbon dioxide sequestration: Current knowledge and issues[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, **51**(3/4): 169-184.
- [24] NING F L, FANG X Y, LIU Z C, et al. Sand production behaviors during gas recovery from sandy and clayey-silty hydrate-bearing sediments: a comparative analysis[J]. Energy Science & Engineering, 2022, **10**(7): 2224-2238.
- [25] CHEN C, ZHANG L M, CHANG D S. Stress-strain behavior of granular soils subjected to internal erosion[J]. Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering, 2016, **142**(12): 06016014.
- [26] 王磊. 井液侵入水合物储层井壁力学稳定性分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2023, **45**(2): 87-96. (WANG Lei. Wellbore stability analysis of drilling fluid invading hydrate reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, **45**(2): 87-96. (in Chinese))
- [27] ZHOU Z H, WANG H N, JIANG M J. Elastic constants obtained analytically from microscopic features for regularly arranged elliptical particle assembly[J]. Granular Matter, 2021, **23**(2): 29.
- [28] CUNDALL P A, STRACK O D L. A discrete numerical model for granular assemblies[J]. Geotechnique, 1979, **29**(1): 47-65.
- [29] GUO N, ZHAO J D. A coupled FEM/DEM approach for hierarchical multiscale modelling of granular media[J]. International Journal for Numerical Methods in Engineering, 2014, **99**(11): 789-818.
- [30] MIYAZAKI K, TENMA N, AOKI K, et al. A nonlinear elastic model for triaxial compressive properties of artificial methane-hydrate-bearing sediment samples[J]. Energies, 2012, **5**(10): 4057-4075.
- [31] 王辉, 郁筱林, 陈宇琪, 等. 考虑温-压耦合影响的水合物沉积物宏细观 Duncan-Chang 损伤模型[J]. 浙江大学学报(工学版), 2021, **55**(9): 1734-1743. (WANG Hui, HUAN Xiaolin, CHEN Yuqi, et al. Macro-mesoscopic Duncan-Chang damage model for hydrate-bearing sediments considering coupling effect of temperature-pore pressure condition[J]. Journal of Zhejiang University (Engineering Science), 2021, **55**(9): 1734-1743. (in Chinese))
- [32] CHEN H E, DU H, SHI B, et al. Mechanical properties and strength criterion of clayey sand reservoirs during natural gas

- hydrate extraction[J]. Energy, 2022, **242**: 122526.
- [33] PINKERT S, GROZIC J L H, PRIEST J A. Strain-softening model for hydrate-bearing sands[J]. International Journal of Geomechanics, 2015, **15**(6): 04015007.
- [34] SHEN J, CHIU C F, NG C W W, et al. A state-dependent critical state model for methane hydrate-bearing sand[J]. Computers and Geotechnics, 2016, **75**: 1-11.
- [35] LIN J S, SEOL Y, CHOI J H. An SMP critical state model for methane hydrate-bearing sands[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 2015, **39**(9): 969-987.
- [36] NG C W W, BAGHBANREZVAN S, KADLICEK T, et al. A state-dependent constitutive model for methane hydrate-bearing sediments inside the stability region[J]. Géotechnique, 2020, **70**(12): 1094-1108.
- [37] SHEN J, CHIU A C F, NG C W W. Modeling the mechanical behavior of methane hydrate-bearing sand using the equivalent granular void ratio[J]. Journal of Marine Science and Engineering, 2022, **10**(8): 1040.
- [38] SUN X, GUO X X, SHAO L T, et al. A thermodynamics-based critical state constitutive model for methane hydrate bearing sediment[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, **27**: 1024-1034.
- [39] JIANG M J, LIU J, SHEN Z F. Investigating the shear band of methane hydrate-bearing sediments by FEM with an elasto-plastic constitutive model[J]. Bulletin of Engineering Geology and the Environment, 2018, **77**(3): 1015-1025.
- [40] 申志福. 深海能源土力学特性三维多尺度数值模拟[D]. 上海, 同济大学, 2016. (SHEN Zhi-fu. Three-Dimensional Multi-Scale Numerical Simulation of Mechanical Properties of Deep-Sea Energy Soil[D]. Shanghai: Tongji University, 2016 .(in Chinese))
- [41] LIU J, WANG S, JIANG M J, et al. A state-dependent hypoplastic model for methane hydrate-bearing sands[J]. Acta Geotechnica, 2021, **16**(1): 77-91.
- [42] ZHANG A, JIANG M J, WANG D, et al. A bounding surface plasticity model for methane hydrate-bearing sediments in deep seabed[J]. Computers and Geotechnics, 2023, **163**: 105720.
- [43] LI Y H, SONG Y C, LIU W G, et al. A new strength criterion and constitutive model of gas hydrate-bearing sediments under high confining pressures[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, **109**: 45-50.
- [44] SONG Y C, ZHU Y M, LIU W G, et al. The effects of methane hydrate dissociation at different temperatures on the stability of porous sediments[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, **147**: 77-86.
- [45] SUN X, WANG L, LUO H, et al. Numerical modeling for the mechanical behavior of marine gas hydrate-bearing sediments during hydrate production by depressurization[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, **177**: 971-982.
- [46] KIMOTO S, OKA F, FUSHITA T, et al. A chemo-thermo-mechanically coupled numerical simulation of the subsurface ground deformations due to methane hydrate dissociation[J]. Computers and Geotechnics, 2007, **34**(4): 216-228.
- [47] WANG F F, WANG Z Z, ZHANG D, et al. Statistical damage constitutive model based on self-consistent Eshelby method for natural gas hydrate sediments[J]. Energy Science & Engineering, 2021, **9**(11): 2079-2098.
- [48] ZHANG X H, LIU L L, ZHOU J B, et al. A model for the elastic modulus of hydrate-bearing sediments[J]. International Journal of Offshore and Polar Engineering, 2015, **25**(4): 314-319.
- [49] YOSHIMOTO M, KIMOTO S. Undrained creep behavior of CO_2 hydrate-bearing sand and its constitutive modeling considering the cementing effect of hydrates[J]. Soils and Foundations, 2022, **62**(1): 101095.
- [50] UCHIDA S, KLAR A, YAMAMOTO K. Sand production model in gas hydrate-bearing sediments[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2016, **86**: 303-316.
- [51] COHEN E, KLAR A, YAMAMOTO K. Micromechanical investigation of stress relaxation in gas hydrate-bearing sediments due to sand production[J]. Energies, 2019, **12**(11): 2131.
- [52] ZHANG Y, CHEN Y. A constitutive relationship for gravelly soil considering fine particle suffusion[J]. Materials (Basel, Switzerland), 2017, **10**(10): E1217.
- [53] ROUSSEAU Q, SCIARRA G, GELET R, et al. Modelling the poroelastoplastic behaviour of soils subjected to internal erosion by suffusion[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 2020, **44**(1): 117-136.
- [54] ROOSTAIE M, LEONENKO Y. Analytical investigation of gas production from methane hydrates and the associated heat and mass transfer upon thermal stimulation employing a coaxial wellbore[J]. Energy Conversion and Management,

- 2020, **209**: 112616.
- [55] TERZARIOL M, SANTAMARINA J C. Multi-well strategy for gas production by depressurization from methane hydrate-bearing sediments[J]. Energy, 2021, **220**: 119710.
- [56] SUN S C, GU L L, TIAN W X, et al. Percolation characteristics of pore fluid during hydrate depressurization dissociation from multi-phase multi-field coupling analysis[J]. Energy, 2023, **281**: 128296.
- [57] TSYPKIN G G. Analytical study of CO_2 – CH_4 exchange in hydrate at high rates of carbon dioxide injection into a reservoir saturated with methane hydrate and gaseous methane[J]. Energy, 2021, **233**: 121115.
- [58] SHAN L Q, FU C K, LIU Y C, et al. A feasibility study of using frac-packed wells to produce natural gas from subsea gas hydrate resources[J]. Energy Science & Engineering, 2020, **8**(4): 1247-1259.
- [59] SELLM M S, SLOAN E D. Hydrate dissociation in sediment[J]. SPE Reservoir Engineering, 1990, **5**(2): 245-251.
- [60] LI X D, LEI G, WAN Y Z, et al. A new theoretical model incorporating geomechanical effects for hydrate dissociation in sediments under thermal stimulation[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023, **221**: 111220.
- [61] 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.
- [62] 黄佳佳, 蒋明镜, 王华宁. 基于流固耦合的含水合物地层井壁稳定非稳态解析模型[J]. 同济大学学报(自然科学版), 2023, **51**(7): 1033-1043, 1053. (HUANG Jiajia, JIANG Mingjing, WANG Huaning. Unsteady analytical investigation of wellbore stability in methane HydrateBearing sediments based on FluidSolid coupling[J]. Journal of Tongji University (Natural Science), 2023, **51**(7): 1033-1043, 1053. (in Chinese))
- [63] 高永海, 尹法领, 张党生, 等. 水合物储层水平井钻井井筒-储层耦合模型与井壁稳定性分析[J]. 石油学报, 2023, **44**(7): 1151-1166. (GAO Yonghai, YIN Fafing, ZHANG Dangsheng, et al. Wellbore-reservoir coupling model and borehole stability analysis of horizontal well drilling in hydrate reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, **44**(7): 1151-1166. (in Chinese))
- [64] 年廷凯, 宋晓龙, 张 浩, 等. 水合物注热开采影响下海底斜坡动态稳定性评价[J]. 岩土工程学报, 2022, **44**(12): 2167-2176. (NIAN Tingkai, SONG Xiaolong, ZHANG Hao, et al. Dynamic stability evaluation of submarine slopes with hydrate reservoir under influences of heat injection exploitation[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2022, **44**(12): 2167-2176. (in Chinese))
- [65] SULTAN N, GARZIGLIA S, COLLIAT J L. Gas hydrate occurrences and seafloor deformation: investigation of strain-softening of gas-hydrate bearing sediments and its consequence in terms of submarine slope instabilities[C]//All Days. May 2-5, 2011. Houston, Texas, USA. OTC, 2011: OTC-21294-MS.
- [66] HOU G N, WANG J, LAYTON A. Numerical methods for fluid-structure interaction: a review[J]. Communications in Computational Physics, 2012, **12**(2): 337-377.
- [67] 韦昌富, 颜荣涛, 田慧会, 等. 天然气水合物开采的土力学问题: 现状与挑战[J]. 天然气工业, 2020, **40**(8): 116-132. (WEI Changfu, YAN Rongtao, TIAN Huihui, et al. Geotechnical problems in exploitation of natural gas hydrate: Status and challenges[J]. Natural Gas Industry, 2020, **40**(8): 116-132. (in Chinese))
- [68] 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.
- [69] 蒋明镜, 张望城. 一种考虑流体状态方程的土体 CFD-DEM 耦合数值方法[J]. 岩土工程学报, 2014, **36**(5): 793-801. (JIANG Mingjing, ZHANG Wangcheng. Coupled CFD-DEM method for soils incorporating equation of state for liquid[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2014, **36**(5): 793-801. (in Chinese))
- [70] LIN X H, LI G, XU F C, et al. A coupled SPH-DEM approach for modeling of free-surface debris flows[J]. AIP Advances, 2022, **12**(12): 125018.
- [71] ALLULAKSHMI K, VINOD J S, HEITOR A, et al. Numerical modeling of cone penetration test: an LBM-DEM approach[J]. International Journal of Geomechanics, 2022, **22**(8): 04022125.
- [72] LIU Y Q, DONG M L, CAI K C, et al. Study on particle plugging in propagating fractures based on CFD-DEM[J]. Frontiers in Earth Science, 2023, **10**: 1037532.
- [73] JIANG M J, LIU J, KWOK C Y, et al. Exploring the undrained cyclic behavior of methane-hydrate-bearing sediments using CFD-DEM[J]. Comptes Rendus Mécanique, 2018, **346**(9): 815-832.

- [74] JIANG M J, SHEN Z F, WU D. CFD-DEM simulation of submarine landslide triggered by seismic loading in methane hydrate rich zone[J]. *Landslides*, 2018, **15**(11): 2227-2241.
- [75] XIA M, GONG F Q, FENG S, et al. A coupled DEM-IMB-LBM model for simulating methane hydrate exploitation involving particle dissolution[J]. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 2023, **124**(8): 1701-1720.
- [76] ZHU G P, ZHAO Y X, WANG Z K, et al. Semi-resolved CFD-DEM simulation of fine particle migration with heat transfer in heterogeneous porous media[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2022, **197**: 123349.
- [77] JIAO K T, HAN D X, LI J F, et al. A novel LBM-DEM based pore-scale thermal-hydro-mechanical model for the fracture propagation process[J]. *Computers and Geotechnics*, 2021, **139**: 104418.
- [78] 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))
- [79] UCHIDA S, SOGA K, KLAR A, et al. Geomechanical study of the Mallik gas hydrate production field trials[J]. *Bulletin of the Geological Survey of Canada*, 2012, **601**: 191-204.
- [80] QIN X W, LIANG Q Y, YE J L, et al. The response of temperature and pressure of hydrate reservoirs in the first gas hydrate production test in South China Sea[J]. *Applied Energy*, 2020, **278**: 115649.
- [81] WANG Q L, WANG Z M, LI P, et al. Numerical modeling of coupled behavior of gas production and mechanical deformation of gas hydrate reservoir in Shenhua area, South China Sea: Enlightenments for field monitoring and model verification[J]. *Energy*, 2022, **254**: 124406.
- [82] 赵小龙, 王增林, 赵益忠, 等. 天然气水合物水平井降压开采多相渗流—传热—力学耦合数值模拟: 方法和南海场地应用[J]. *天然气工业*, 2022, **42**(3): 138-149. (ZHAO Xiaolong, WANG Zenglin, ZHAO Yizhong, et al. Coupled thermal-hydrodynamic-mechanical numerical simulation of natural gas hydrate horizontal well depressurization production: Method and application in South China Sea[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, **42**(3): 138-149. (in Chinese))
- [83] 刘建军, 邵祖亮, 郑永香. 天然气水合物降压分解过程的数值模拟[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2017, **39**(1): 80-90. (LIU Jianjun, SHAO Zuliang, ZHENG Yongxiang. Numerical simulation of the decomposition of natural gas hydrates by depressurization[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2017, **39**(1): 80-90. (in Chinese))
- [84] SUN Z F, LI N, JIA S, et al. A novel method to enhance methane hydrate exploitation efficiency *via* forming impermeable overlying CO₂ hydrate cap[J]. *Applied Energy*, 2019, **240**: 842-850.
- [85] CUI J L, SUN Z F, KAN J Y, et al. Study on the factors affecting the sealing performance and mechanical stability of CO₂ hydrate cap during gas production from methane hydrate[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, **93**: 104050.
- [86] GAMBELLI A M. An experimental description of the double positive effect of CO₂ injection in methane hydrate deposits in terms of climate change mitigation[J]. *Chemical Engineering Science*, 2021, **233**: 116430.
- [87] 李楠, 贾帅, 孙振峰, 等. 注 CO₂+N₂ 混合气改造-开采 CH₄ 水合物储层[J]. *化工进展*, 2022, **41**(5): 2356-2363. (LI Nan, JIA Shuai, SUN Zhenfeng, et al. Exploitation of CH₄ hydrate reservoir reformed by (CO₂+N₂) gas injection[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2022, **41**(5): 2356-2363. (in Chinese))
- [88] 闫传梁, 陈勇, 任旭, 等. CO₂ 改造水合物藏海底边坡稳定性研究[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2022, **53**(3): 1082-1094. (YAN Chuanliang, CHEN Yong, REN Xu, et al. Stability of submarine slope in hydrate reservoir reconstructed by CO₂ injection[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2022, **53**(3): 1082-1094. (in Chinese))
- [89] UDDIN M, COOMBE D, LAW D, et al. Numerical studies of gas hydrate formation and decomposition in a geological reservoir[J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2008, **130**(3): 032501.
- [90] CHOI W, MOK J, LEE J, et al. Effective CH₄ production and novel CO₂ storage through depressurization-assisted replacement in natural gas hydrate-bearing sediment[J]. *Applied Energy*, 2022, **326**: 119971.
- [91] 左汝强, 李艺. 美国阿拉斯加北坡永冻带天然气水合物研究和成功试采[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2017, **44**(10): 1-17. (ZUO Ruqiang, LI Yi. The research and successful production test for NGH in Alaska north slope,

- USA[J]. Drilling Engineering, 2017, **44**(10): 1-17. (in Chinese))
- [92] JIANG N J, YOSHIOKA H, YAMAMOTO K, et al. Ureolytic activities of a urease-producing bacterium and purified urease enzyme in the anoxic condition: Implication for subseafloor sand production control by microbially induced carbonate precipitation (MICP)[J]. Ecological Engineering, 2016, **90**: 96-104.
- [93] ISMAIL N I, KUANG S B, TANG Y C, et al. CFD-DEM evaluation of screen types for sand control applications[J]. Powder Technology, 2022, **404**: 117496.
- [94] FENG Y Q, CHOI X, WU B L, et al. Evaluation of sand screen performance using a discrete element model[C]//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. October 22-24, 2012. Perth, Australia. SPE, 2012: SPE-158671-MS.
- [95] 余莉, 何计彬, 叶成明, 等. 海域天然气水合物泥质粉砂型储层防砂砾石粒径尺寸选择[J]. 石油钻采工艺, 2019, **41**(5): 670-675. (YU Li, HE Jibin, YE Chengming, et al. Size selection of the sand-control gravel particle in the argillaceous siltstone reservoirs of natural gas hydrate in sea areas[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, **41**(5): 670-675. (in Chinese))
- [96] ZHOU S S, YANG L, LV X, et al. Fine sand migration in hydrate-bearing sediments and Median grain size ratio optimization of gravel pack[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, **88**: 103809.
- [97] ZHANG Y Q, WANG W, ZHANG P P, et al. A solution to sand production from natural gas hydrate deposits with radial wells: combined gravel packing and sand screen[J]. Journal of Marine Science and Engineering, 2022, **10**(1): 71.
- [98] SHAFFEE S N, LUCKHAM P F, MATAR O K, et al. Numerical investigation of sand-screen performance in the presence of adhesive effects for enhanced sand control[J]. SPE Journal, 2019, **24**(5): 2195-2208.
- [99] 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.
- [100] 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. (YE Jianliang, QIN Xuwen, XIE Wenwei, et al. Main progress of the second gas hydrate trial production in the South China Sea[J]. Geology in China, 2020, **47**(3): 557-568. (in Chinese))
- [101] 孙友宏, 沈奕锋, 张国彪, 等. 海底水合物储层双增改造浆液及其固结体性能[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2022, **46**(6): 1-10. (SUN Youhong, SHEN Yifeng, ZHANG Guobiao, et al. Performance of dual-increasing stimulation slurry and its consolidating body for submarine hydrate reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2022, **46**(6): 1-10. (in Chinese))
- [102] LI B, MA X L, ZHANG G B, et al. Enhancement of gas production from natural gas hydrate reservoir by reservoir stimulation with the stratification split grouting foam mortar method[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, **81**: 103473.
- [103] LI X Y, TIAN Y Y, ZHANG X, et al. Numerical simulation study on the effect of horizontal well reservoir stimulation for gas hydrate production[J]. Acta Geologica Sinica - English Edition, 2022, **96**(2): 701-712.
- [104] 李守定, 李晓, 王思敬, 等. 天然气水合物原位补热降压充填开采方法[J]. 工程地质学报, 2020, **28**(2): 282-293. (LI Shouding, LI Xiao, WANG Sijing, et al. A novel method for natural gas hydrate production: depressurization and backfilling with *in situ* supplemental heat[J]. Journal of Engineering Geology, 2020, **28**(2): 282-293. (in Chinese))
- [105] YU T, GUAN G Q, ABUDULA A, et al. 3D investigation of the effects of multiple-well systems on methane hydrate production in a low-permeability reservoir[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, **76**: 103213.
- [106] YU T, GUAN G Q, ABUDULA A, et al. 3D visualization of fluid flow behaviors during methane hydrate extraction by hot water injection[J]. Energy, 2019, **188**: 116110.
- [107] MAO P X, WU N Y, WAN Y Z, et al. Gas recovery enhancement from fine-grained hydrate reservoirs through positive inter-branch interference and optimized spiral multilateral well network[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2022, **107**: 104771.
- [108] MAO P X, WU N Y, WAN Y Z, et al. Optimization of a multi-fractured multilateral well network in advantageous structural positions of ultralow-permeability hydrate reservoirs[J]. Energy, 2023, **268**: 126623.
- [109] 陈颖杰, 邓传光, 马天寿. 井壁失稳风险的可靠度理论评价方法[J]. 天然气工业, 2019, **39**(11): 97-104. (CHEN Yingjie, DENG Chuanguang, MA Tianshou. A risk assessment method of wellbore instability based on the reliability theory[J]. Natural Gas Industry, 2019, **39**(11):

- 97-104. (in Chinese))
- [110] TANG Y, CHEN Y L, HE Y W, et al. An improved system for evaluating the adaptability of natural gas flooding in enhancing oil recovery considering the miscible ability[J]. Energy, 2021, **236**: 121441.
- [111] 齐广慧, 黄荣刚, 曾 喆, 等. 基于层次分析法多因素定权的油气管道选线方法[J]. 测绘科学, 2013, **38**(5): 122-125. (QI Guanghui, HUANG Ronggang, ZENG Zhe, et al. An AHP based multi-factors weight method for route selection of oil and gas pipelines[J]. Science of Surveying and Mapping, 2013, **38**(5): 122-125. (in Chinese))
- [112] 钱小东, 刘祖德. 基于 AHP 的海上油气钻井风险模糊综合评价[J]. 安全与环境工程, 2009, **16**(4): 78-81. (QIAN Xiaodong, LIU Zude. Risk fuzzy comprehensive evaluation of offshore drilling based on AHP[J]. Safety and Environmental Engineering, 2009, **16**(4): 78-81. (in Chinese))
- [113] 刘建华, 吴 超, 张 成, 等. 井壁坍塌风险的模糊综合评价方法[J]. 石油钻采工艺, 2012, **34**(5): 53-56, 60. (LIU Jianhua, WU Chao, ZHANG Cheng, et al. Application of fuzzy comprehensive evaluation on borehole collapse risk[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, **34**(5): 53-56, 60. (in Chinese))
- [114] 董长银, 武 龙, 王爱萍, 等. 油气井防砂综合决策技术及软件系统开发[J]. 石油钻采工艺, 2010, **32**(1): 74-81. (DONG Changyin, WU Long, WANG Aiping, et al. Comprehensive decision technology for sand control in oil & gas wells and corresponding software system[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, **32**(1): 74-81. (in Chinese))
- [115] KHAMEHCHI E, RAHIMZADEH KIVI I, AKBARI M. A novel approach to sand production prediction using artificial intelligence[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, **123**: 147-154.
- [116] 李华洋, 谭 强, 朱施杰, 等. 基于 CatBoost 算法的孔隙压力预测方法及其在井壁稳定分析中的应用[J]. 中国安全生产科学技术, 2023, **19**(2): 136-142. (LI Huayang, TAN Qiang, ZHU Shijie, et al. Prediction method of pore pressure based on CatBoost algorithm and its application in wellbore stability analysis[J]. Journal of Safety Science and Technology, 2023, **19**(2): 136-142. (in Chinese))
- [117] DIAS L O, BOM C R, FARIA E L, et al. Automatic detection of fractures and breakouts patterns in acoustic borehole image logs using fast-region convolutional neural networks[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, **191**: 107099.
- [118] 杜 星, 孙永福, 宋玉鹏, 等. 基于谱聚类算法的海底滑坡危险性评价[J]. 海洋学报, 2021, **43**(1): 93-101. (DU Xing, SUN Yongfu, SONG Yupeng, et al. Risk assessment of submarine landslide based on spectral clustering[J]. Haiyang Xuebao, 2021, **43**(1): 93-101. (in Chinese))
- [119] CHEN Y T, ZHANG D X. Physics-constrained deep learning of geomechanical logs[J]. IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, 2020, **58**(8): 5932-5943.
- [120] SINGH S, KANLI A I, SEVGEN S. A general approach for porosity estimation using artificial neural network method: a case study from Kansas gas field[J]. Studia Geophysica et Geodaetica, 2016, **60**(1): 130-140.
- [121] ZHOU M L, SHADABFAR M, HUANG H W, et al. Meta-modelling of coupled thermo-hydro-mechanical behaviour of hydrate reservoir[J]. Computers and Geotechnics, 2020, **128**: 103848.
- [122] YU H, XU T F, XIN X, et al. Optimization of gas production from marine methane hydrate deposit induced by horizontal well[J]. Energy & Fuels, 2021, **35**(3): 2531-2544.
- [123] 辛 欣, 王海彬, 罗建男, 等. 基于机器学习方法的海洋天然气水合物水平井降压开采模拟—优化耦合模型[J]. 天然气工业, 2020, **40**(8): 149-158. (XIN Xin, WANG Haibin, LUO Jiannan, et al. Simulation-optimization coupling model for the depressurization production of marine natural gas hydrate in horizontal wells based on machine learning method[J]. Natural Gas Industry, 2020, **40**(8): 149-158. (in Chinese))