

# 神狐海域天然气水合物智能拟合建模与开采研究

孟奕龙<sup>1,2</sup>, 陈晨<sup>\*1,2</sup>, 马英瑞<sup>1,2</sup>, 钟秀平<sup>1,2</sup>, 聂帅帅<sup>1,2</sup>, 赵豪<sup>3</sup>

(1. 吉林大学建设工程学院, 吉林 长春 130026; 2. 自然资源部复杂条件钻采技术重点实验室, 吉林 长春 130026;  
3. 中国石油长庆油田分公司第一采油厂, 陕西 延安 716009)

**摘要:** 中国南海神狐海域水合物储层地质特征复杂, 难以获取储层全部参数。本研究通过智能拟合手段, 根据实际试采产气量拟合选择南海神狐海域作为目标区域, 降压开采, 结合垂直井网开采措施, 提升开采效果, 解决我国未来的能源紧缺问题。由于南海神狐海域水合物储层参数缺少数值模拟所需的精确值, 通过历史拟合方法确定储层物性参数, 并进行长期开采预测, 为后续水合物开采实验做铺垫。

**关键词:** 天然气水合物; 数值模拟; 智能拟合; 垂直井开采; 产能预测; 神狐海域

**中图分类号:** P634; P744.4 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2021)S1-0303-06

## Study on intelligent fitting modeling and exploitation of natural gas hydrate in the Shenhu area

MENY Yilong<sup>1,2</sup>, CHEN Chen<sup>\*1,2</sup>, MA Yingrui<sup>1,2</sup>, ZHONG Xiuping<sup>1,2</sup>, NIE Shuaishuai<sup>1,2</sup>, ZHAO Hao<sup>3</sup>

(1. College of Construction Engineering, Jilin University, Changchun Jilin 130026, China;

2. Key Laboratory of Drilling and Exploitation Technology in Complex Conditions of Ministry of Natural Resources, Changchun Jilin 130026, China;

3. Oil Production Plant No.1, Changqing Oilfield Company, Yanan Shaanxi, 716009, China)

**Abstract:** It is difficult to obtain all reservoir parameters due to complicate geological characteristics of the hydrate reservoir in the Shenhu area, South China Sea. In this study, by means of intelligent fitting, according to the actual gas yield in the trial production, the Shenhu Sea area in the South China Sea was selected as the target area, and depressurization mining was combined with vertical well network mining measures to improve the mining effect so as to solve the problem of energy shortage in China in the future. Due to the lack of precise values required for numerical simulation of hydrate reservoir parameters in the Shenhu area of the South China Sea, the reservoir physical property parameters were determined by the historical fitting method and long-term exploitation prediction was carried out to lay a foundation for subsequent hydrate exploitation experiments.

**Key words:** natural gas hydrate; the numerical simulation; the intelligent fitting; vertical well production; productivity prediction; shenhu area

## 0 引言

天然气水合物是一种结晶物质, 其中的气体分

子(例如甲烷)被捕集在宿主水分子的笼中<sup>[1]</sup>。天然气水合物是一种清洁高效无污染的能源<sup>[2]</sup>, 天然气

收稿日期: 2021-05-31 DOI: 10.12143/j.ztgc.2021.S1.051

基金项目: 国家自然科学基金项目“高压低温水射流作用下海底天然气水合物储层破岩过程与机理研究”(编号: 41672361); 吉林省科技厅国际合作项目“海洋天然气水合物置换开采关键技术研究”(编号: 20170414044GH); 吉林省省校共建项目“一新能源专项”“油页岩地下原位开发利用示范工程”(编号: SXGJSF2017-5)

作者简介: 孟奕龙, 男, 汉族, 1997年生, 硕士研究生在读, 地质工程专业, 从事海洋天然气水合物钻采研究工作, 吉林省长春市西民主大街938号, mengyl19@mails.jlu.edu.cn。

通信作者: 陈晨, 男, 汉族, 1965年生, 教授, 博士生导师, 从事岩土工程钻凿技术、基础工程设计、施工与计算机模拟研究及教学工作, 吉林省长春市西民主大街938号, chenchen@jlu.edu.cn。

引用格式: 孟奕龙, 陈晨, 马英瑞, 等. 神狐海域天然气水合物智能拟合建模与开采研究[J]. 钻探工程, 2021, 48(S1): 303-308.

MENY Yilong, CHEN Chen, MA Yingrui, et al. Study on intelligent fitting modeling and exploitation of natural gas hydrate in the Shenhu area[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(S1): 303-308.

水合物蕴藏量十分丰富,其有机碳含量相当于化石能源的2倍,是21世纪较理想的一种潜在替代能源。因此,天然气水合物具有重要的开采价值。

水合物开采的本质是通过油气生产手段,破坏水合物的压力-温度相平衡条件,使天然气分解并产出。开采水合物的主要方法有降压<sup>[3]</sup>,注热<sup>[4]</sup>,注入抑制剂<sup>[5]</sup>,CO<sub>2</sub>置换<sup>[6]</sup>,固体法<sup>[7]</sup>以及应用上述多种开采方式的联合法。上述所有方法中,由于降压法具有高能效,工艺简单,操作和维护成本低,是最经济有效的开采手段,因此该开采方法受到了重视,降压法目前广泛应用于世界各国的现场开采试验。

目前对于水合物的现场开采,仅有麦索亚哈气田(前苏联-俄罗斯)达到了商业化开采的要求,截至2010年,该气田已经累计产气 $12.9 \times 10^9 \text{ m}^3$ ,其中水合物分解气累积产气量为 $5.4 \times 10^9 \text{ m}^3$ <sup>[8]</sup>。除此之外,水合物开采仍处于试采阶段,2002年,由多个国家合作,于加拿大马更些那三角洲进行首次陆域水合物开采,通过热水循环的井壁加热方式进行,历时123.65 h,累积产气量为 $468 \text{ m}^3$ 。2007年,在该区域进行降压法开采,试验只持续了12.5 h,累积产气量为 $830 \text{ m}^3$ 。2008年3月,针对2007年试验中的出砂现象采取特殊对策,进行第二次降压试采,连续开采6 d,累积产气量达到 $1.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,产气速率约 $2000 \sim 4000 \text{ m}^3/\text{d}$ <sup>[9]</sup>,开采效果显著提升。2010年,多个国家于阿拉斯加北坡进行水合物置换开采试验,注入气体为23%的CO<sub>2</sub>和77%的N<sub>2</sub>。整个试验历时30 d,累产产气量约 $2.83 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。2011年我国在祁连山木里盆地进行首次陆域水合物生产试

验,采用降压法和热注热法,连续采气101 h,累积产气 $95 \text{ m}^3$ <sup>[10]</sup>,虽然本次试采持续时间短,累积产气量低,但证实了开采水合物的可能性,对我国的具有重要的意义。2013年,日本于南海海槽进行世界上首次海域水合物试采<sup>[11]</sup>,生产过程持续6 d,累积产气量 $12 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,最后由于出砂问题停止开采试验。2017年日本于南海海槽进行第二次水合物试采<sup>[12]</sup>。总共建成两口垂直井,其中一口在12 d后再次出现出砂问题,累积产气 $3.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 另一口井在24 d内成功实现了连续产气,没有任何问题,累积产气 $20 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。2017年,我国在南海神狐海域进行试采工作<sup>[13]</sup>,连续试开采60 d,最高产量达 $3.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,累计产气 $30.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,甲烷含量最高达99.5%。取得了持续产气时间最长、产气总量最大、气流稳定、环境安全等多项重大突破性成果,创造了产气时长和总量的世界纪录,获取科学试验数据647万组,为后续的科学试验积累了数据资料。2020年,我国进行第二次水合物生产试验<sup>[14-15]</sup>,世界首次使用水平井进行降压生产,生产历时30 d,总天然气产量为 $86.14 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,平均产气速度量为 $2.87 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

日本和中国进行的成功试采向世界展示了降压法开采海洋水合物的可能性和可行性,并且可以在不久的将来实现商业化生产。表1列出了上述现场测试的详细信息。从表中可以看出,常规垂直井的平均产气速度在 $2.9 \times 10^3 \sim 8.3 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ 的范围内,即使通过水平井进行开采,其价值 $2.87 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,仍和商业开采仍有较大的差距,见表1。

表1 我国水合物试采产气

现场测试	天然气开采时间/h	总产气量/ $\text{m}^3$	平均产气速率/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$
第一次陆域水合物试采	101	95	22.57
第二次陆域水合物试采	552	1078	46.87
第一次海洋水合物试采	1140	309000	5150
第二次海洋水合物试采	720	861400	28700

综上所述,日本和中国的水合物试采试验中都采用了单一垂直井降压开采的方法。虽然许多研究人员已经提出水平井的开采效果优于垂直井,但是由于垂直井具有工艺简单、开采成本低的特点,在未来仍是海洋水合物开发的主要手段。因此,垂直井开采仍是一个重要手段。

基于神狐开采试验的模拟研究,近年来研究热度有所上升,由于神狐海域水合物试采仅持续了60 d,生产时间较短,需要通过生产数据拟合的手段得到储层参数。CHEN等<sup>[16]</sup>详细报道了在神狐海域的天然气水合物生产试验,通过TOUGH+HYDRATE软件模拟水合物开采,通过拟合方法确定

模拟所需的储层和生产参数,另外研究了生产过程。QIN等<sup>[17]</sup>使用TOUGH+HYDRATE数值模拟软件,通过生产数据进行拟合,对B层参数进行了确定,并进行了长期生产模拟,分析了长期的产气产水以及地层温度、压力以及水合物饱和度的动态。YU等<sup>[18]</sup>同样应用TOUGH+HYDRATE软件,同样通过拟合生产数据的手段研究了长期开采动态,另外研究了不同射孔层位下的长期生产动态,结果表明A层(储层上部水+水合物区域)>B层(储层中部三相区域)>C层(储层下部气+水区域)。有关拟合神狐实际储层参数并进行生产动态的研究取得了一定的成果,但均通过手动调整参数达到拟合效果,和智能拟合相比,不仅需要大量人力,同时形成的模拟算例有限,和机器拟合相比差距较大。

综上所述,本文通过智能拟合手段确定储层物性参数,其次通过单一垂直井进行长期降压生产。

本研究的创新点总结如下:

(1)应用智能拟合手段确定储层参数,节约运算成本。

(2)模拟神狐海域水合物储层2500 d的产气特征。

(3)模拟神狐海域水合物储层2500 d的储层物性参数。

## 1 数值模拟

本文中的数值模拟研究采用CMG-STARS数值模拟软件。对于水合物的研究,虽然和TOUGH+HYDRATE相比公开发表的成果较少,但CMG-STARS能够有效模拟多组分多相流,且能够添加化学反应,能够有效模拟水合物的开采过程,模拟水合物方面,该软件模拟得到了有效的验证<sup>[19-23]</sup>。

### 1.1 模型假设

(1)考虑水、气两相渗流,不考虑水合物的流动,气水流动符合达西定律。

(2)水合物分解产生气和水。

(3)不考虑气体的扩散和在水中的溶解和气体的滑脱效应。

(4)考虑流体的微可压缩性,不考虑地层的变形。

(5)水合物假设为I型水合物,分解产生气、水,使用Kim-Bishnoi分解动力学模型。

### 1.2 模型构造和网格设计

在本研究中,建立了一个3D笛卡尔储层模型,其长度为500 m(x坐标),厚度为137 m(z坐标),用于数值模拟。根据现场地质资料,2017年进行的真实水合物生产试验,假设整个储层模型位于1495~1572 m的深度,水深1266 m。沿着z坐标,网状区域从上到下分为3个区域:上盖层1294~1495 m,水合物层1495~1572 m和下盖层1572~1622 m。目前已经通过测井和岩心数据等方法确定了不同层位的储层物性参数,即A层(水合物+水):1495~1530 m;B层(气+水+水合物):1530~1545 m;和C层(气+水):1545~1572 m。生产井在B层射孔生产,见表2。

表2 主要储层物性参数

参数	A层	B层	C层	上下盖层
层厚/m	35	15	27	200/50
孔隙度	0.35	0.33	0.32	0.3
绝对渗透率/md	2.9	1.5	7.4	0.5
水饱和度	0.66	待确定	0.922	1
气饱和度	0	待确定	0.078	0
水合物饱和度	0.34	0.31	0	0

### 1.3 智能拟合手段

本文采用拉丁超立方加代理模型优化算法进行智能拟合<sup>[24]</sup>。包括以下4个步骤:

(1)拉丁超立方抽样:通过拉丁超立方对一定取值范围内的参数体进行抽样,其核心目的是包括最大信息的同时抽取最少的样品。

(2)代理模型:根据上一步通过拉丁超立方抽样的参数模拟计算,根据得到的结果建立经验代理模型。代理模型包括多项式回归模型和神经网络。多项式回归模型由于其易于理解、灵活性和计算效率而被广泛应用于物理和计算机实验的分析。神经网络运行速度更快,预测效果更好,但使用难度更大。

(3)基于代理的优化:由于代理模型的固有局限性,对于非线性复杂问题预测的准确性较差。有可能出现错误预测的结果,为解决该问题,生成数个可能的最优解,以增加预测准确性。

(4)验证和迭代:经过上述步骤,得到预测的参数并对参数进行模拟运算。将模拟运算的结果和实

际生产过程中的结果进行比对,如果结果未满足要求,则通过重复上述步骤,最终得到满意的最优解为止。

## 2 模拟结果和讨论

### 2.1 智能拟合建立基础案例

本研究基于神狐海域水合物储层基础数据,建立数值模拟模型,并进行数值模拟研究。受技术条件和其他因素的影响,地质资料有限,储层物性参数存在盲点,而部分参数对模拟结果有重要影响,确定合理的参数对提高模拟精确度和可信度具有重要意义。本研究依据现场试采累积产气量,通过历史拟合方法,确定未知参数,最后通过确定的参数建立基

础模型,并进行下一步的研究工作。

历史拟合是通过建立不同的地质参数模型,对其进行模拟计算,得到相关开采结果(产量、压力温度等),再将开采结果和实际生产动态进行对比。如果模拟结果和实际结果基本一致,则证明模型参数合理,能够有效反映地下情况,反之,则需要对地质参数进行调整,直到达到合理的误差范围内。历史拟合方法广泛应用于实际油田开发数值模拟中。

根据实际 60 d 试采产气数据,通过 CMG-CMOST 进行智能历史拟合工作,其中 B 层的含气含水饱和度和生产井井底压力为待确定参数。拟合过程如图 1 所示。其中红色曲线为最优结果。

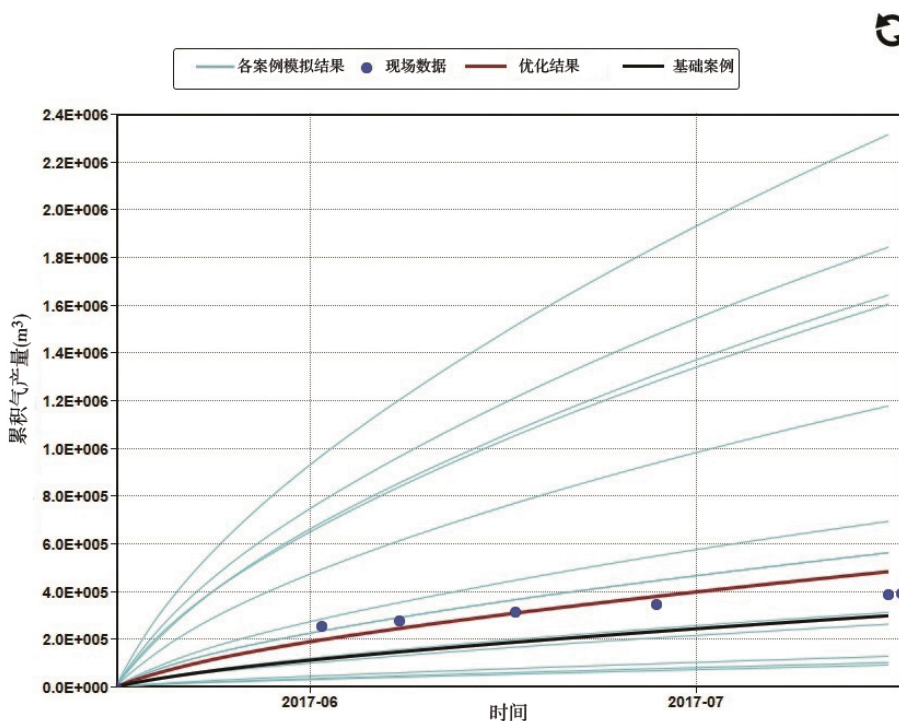


图 1 智能拟合结果

通过历史拟合,得到 B 层含气饱和度为 0.1656,含水饱和度为 0.5244,平均生产井井底压力为 5.134 MPa。

### 2.2 开采动态研究

根据上节工作得到的精确参数,研究 1500 d 储层开采动态,对于水合物的长期开采过程,采用用历史拟合得到的数据,建立模型并进行数值模拟运算,该模型能够近似地表征神狐海域水合物储层物性,研究了 2500 d 的开采动态。

如图 2 所示,可以看出产气过程可以分两个阶段,即自由气产出阶段和分解气产出阶段。在自由气产出阶段(0~115 d),随着开采的进行,产气速度迅速降低,此阶段初期产气速度较高,产气峰值约  $1.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。在分解气产出阶段,此时产气来源于水合物分解气,随着降压开采的进行,水合物逐渐分解,储层有效孔隙逐渐增加,流体流动能力逐渐增强,产气速率逐渐增加,于 730 h 达到峰值约  $7546 \text{ m}^3$ 。随着生产井持续的产气,地层压力逐渐降低,

生产压差逐渐降低,导致驱动力不足,进而导致产气速度降低。由于储层的孔隙度和饱和度较低,水合物储量有限,同时储层孔隙度较低且盖层具有一定的渗透性,降压效果较差,因此单一垂直井降压生产效果不理想,需要采用其他开采方式,以增加生产效果。

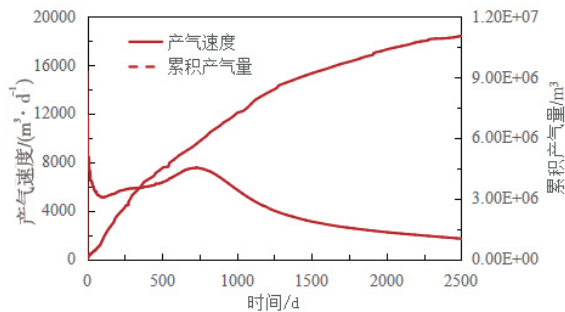


图2 基础案例产气速度和累积产气量随时间变化曲线

图3显示了基础案例不同时刻储层水合物饱和度垂向分布,结果表明,通过单一垂直井降压开采效果很差,通过7年(约2556.75 d)的连续降压生产的水合物分解量十分有限,这是由于水合物渗透率较低,压力传播缓慢,降压开采效果不理想,单一降压法无法满足开采要求。由于水合物分解有限,整个储层的温度变化较小,如图4所示,温度变化主要集中在井筒周围以及储层底部,其余位置温度基本不变。

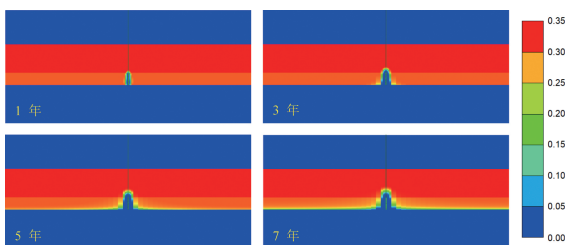


图3 基础案例不同时刻储层水合物饱和度垂向分布

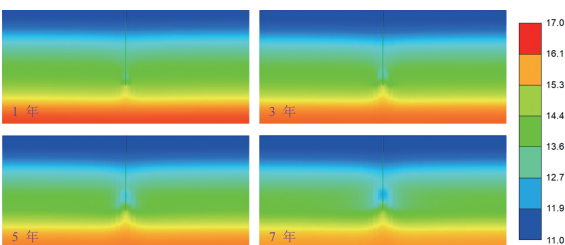


图4 基础案例不同时刻储层温度垂向分布

### 3 结论

(1)基于实际试采数据,应用CMG-CMOST软件,采用拉丁超立方加代理模型优化算法进行智能拟合,得到确定的储层参数。

(2)通过智能历史拟合确定得到储层参数,建立合理模型,尽可能准确地模拟实际储层长期开采特征。

(3)对建立的模型进行长期开采研究,结果表明,产气分2个阶段,即自由气产出阶段和分解气产出阶段。自由气产出阶段时间较短(0~115 d),分解气产出阶段开采时间较长,由于储层渗透性差,压力传播有限,到开采结束时储层仍有大量水合物未分解,单一垂直井降压法难以满足商业化开采要求。

### 参考文献:

- [1] Dendy E, Sloan. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates[J]. Nature, 2003, 426(6964): 353-359.
- [2] JR E. Clathrate Hydrates of Natural Gas [J]. M Dekker, 1998.
- [3] CHEN C, YANG L, JIA R, et al. Simulation study on the effect of fracturing technology on the production efficiency of natural gas hydrate[J]. Energies, 2017, 10(8): 16.
- [4] ZHONG X, PAN D, ZHAI L, et al. Evaluation of the gas production enhancement effect of hydraulic fracturing on combining depressurization with thermal stimulation from challenging ocean hydrate reservoirs[J]. J Nat Gas Sci Eng, 2020, 83.
- [5] FAN S S, ZHANG Y Z, TIAN G L, et al. Natural gas hydrate dissociation by presence of ethylene glycol[J]. Energy & Fuels, 2006, 20(1): 324-326.
- [6] PAN D B, ZHONG X P, ZHU Y, et al. CH<sub>4</sub> recovery and CO<sub>2</sub> sequestration from hydrate-bearing clayey sediments via CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> injection[J]. J Nat Gas Sci Eng, 2020, 83: 12.
- [7] CHEN C, PAN D, YANG L, et al. Investigation into the water jet erosion efficiency of hydrate-bearing sediments based on the arbitrary lagrangian-eulerian method [J]. Applied Sciences-Basel, 2019, 9(1), 182.
- [8] MAKOGON Y F, OMELCHENKO R Y. Commercial gas production from Messoyakha deposit in hydrate conditions[J]. J Nat Gas Sci Eng, 2013, 11: 1-6.
- [9] YAMAMOTO K, DALLIMORE S. Aurora-JOGMEC-NRCan mallik 2006-2008 gas hydrate research project progress [J]. Fire in the Ice, 2008(3): 1-5.
- [10] SUN Y, LI B, GUO W, et al. Comparative analysis of the production trial and numerical simulations of gas production from multilayer hydrate deposits in the Qilian Mountain permafrost [J]. J Nat Gas Sci Eng, 2014, 21: 456-66.
- [11] YAMAMOTO K, TERAOKA Y, FUJII T, et al. Operational overview of the first offshore production test of methane hy-

- drates in the Eastern Nankai Trough[C]// The Offshore Technology Conference. Houston, Texas, 2014.
- [12] CHEN L, FENG Y, 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*, 2018,143:128-40.
- [13] LI JF, YE JL, QIN XW, et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea[J]. *China Geology*, 2018,1(1):5-16.
- [14] YE JL, QIN XW, XIE WW, et al. The second natural gas hydrate production test in the South China Sea [J]. *China Geology*, 2020,3(2):197-209.
- [15] 杨胜雄, 梁金强, 陆敬安, 等. 南海北部神狐海域天然气水合物成藏特征及主控因素新认识[J]. *地学前缘*, 2017, 24(4): 1-14.
- [16] CHEN L, FENG Y, OKAJIMA J, et al. Production behavior and numerical analysis for 2017 methane hydrate extraction test of Shenhu, South China Sea [J]. *J Nat Gas Sci Eng*, 2018, 53: 55-66.
- [17] QIN X, LIANG Q, YE J, et al. The response of temperature and pressure of hydrate reservoirs in the first gas hydrate production test in South China Sea[J]. *Appl Energy*, 2020,278.
- [18] YU T, GUAN G, WANG D, et al. Numerical investigation on the long-term gas production behavior at the 2017 Shenhu methane hydrate production site[J]. *Appl Energy*, 2021, 285: 116466.
- [19] BAI Y, HOU J, LIU Y, et al. Interbed patterns division and its effect on production performance for class I hydrate deposit with mudstone interbed[J]. *Energy*, 2020,211:118666.
- [20] GADDIPATI M. Code comparison of methane hydrate reservoir simulators using CMG STARS[J]. *Dissertations & Theses - Gradworks*, 2008.
- [21] LIU Y, HOU J, CHEN Z, et al. Enhancing hot water flooding in hydrate bearing layers through a novel staged production method[J]. *Energy*, 2021,217:119319.
- [22] UDDIN M, COOMBE D, LAW D, et al. Numerical studies of gas-hydrates formation and decomposition in a geological reservoir[J]. *J. Energy Resour. Technol.*, 2008, 130(3): 032501.
- [23] ZHANG W, HOU J, LIU Y, et al. Study on the effect of polymer viscosity and darcy velocity on relative permeability curves in polymer flooding[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021,200:108393.
- [24] KUMAR N, PAL N, MANDAL A. Nanoemulsion flooding for enhanced oil recovery: Theoretical concepts, numerical simulation and history match [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021,202:108579.