

储层和开采参数对天然气水合物开采产能的影响分析

加 瑞,许敬明,郝岱恒,李青茁,杨 岗

The influence of reservoir and exploitation parameters on production capacity of gas hydrate

JIA Rui, XU Jingming, HAO Daiheng, LI Qingzhuo, and YANG Gang

在线阅读 View online: https://doi.org/10.16562/j.cnki.0256-1492.2022122801

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

海域天然气水合物开采的地质控制因素和科学挑战

GEOLOGICAL CONTROLLING FACTORS AND SCIENTIFIC CHALLENGES FOR OFFSHORE GAS HYDRATE EXPLOITATION 海洋地质与第四纪地质. 2017, 37(5): 1-11

非成岩水合物储层降压开采过程中出砂和沉降实验研究

Experimental study on sand production and seabottom subsidence of non-diagenetic hydrate reservoirs in depressurization production

海洋地质与第四纪地质. 2019, 39(4): 183-195

天然气水合物降压开采分解前缘移动数值研究

Numerical study on the movement of the decomposition front of natural gas hydrate under depressurization 海洋地质与第四纪地质. 2020, 40(6): 198-207

热水驱替开采Ⅱ类水合物藏规律研究

Study of production of Class II hydrate reservoir by hot water flooding 海洋地质与第四纪地质. 2020, 40(2): 158-164

天然气水合物开采井孔出砂问题研究 STUDY ON SAND PRODUCTION IN A NATURAL GAS HYDRATE PRODUCTION WELL 海洋地质与第四纪地质. 2017, 37(5): 174–183

联合深层地热甲烷水合物开采方法及可行性评价

Feasibility study on joint exploitation of methane hydrate with deep geothermal energy 海洋地质与第四纪地质. 2019, 39(2): 146–156



关注微信公众号,获得更多资讯信息

加瑞,许敬明,郝岱恒,等.储层和开采参数对天然气水合物开采产能的影响分析 [J].海洋地质与第四纪地质, 2023, 43(6): 202-216. JIA Rui, XU Jingming, HAO Daiheng, et al. The influence of reservoir and exploitation parameters on production capacity of gas hydrate[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2023, 43(6): 202-216.

储层和开采参数对天然气水合物开采产能的影响分析

加瑞1.2,许敬明1.2,郝岱恒1.2,李青茁1.2,杨岗1.2

1. 天津大学建筑工程学院, 天津 300350
 2. 天津大学滨海土木工程结构与安全教育部重点实验室, 天津 300350

摘要:开展储层参数和开采参数对天然气水合物开采产能影响的研究有助于其实际开采场址和开采方法的选择。以中国南海 神狐海域 SH7 站位的地质参数为背景,采用 TOUGH+HYDRATE 软件系统地分析了储层压力、温度、孔隙度、水合物饱和度、渗 透率、上覆层和下伏层渗透率等储层参数,以及降压幅度、降压井长度和出砂堵塞(通过改变井周网格渗透率反映出砂堵 塞)等开采参数对天然气水合物降压开采产能的影响。数值模拟结果表明:①随着储层渗透率的增大,产气量有明显的增 加;随着储层压力、孔隙度的增大以及上覆层和下伏层渗透率的减小,产气量有较大的增加;随着储层温度的增大,产气量有 一定的增加;产气量随饱和度的增大先增大后减小。因此,实际开采时可优先选择渗透率大、上覆层和下伏层渗透率小、孔隙 度大、温度较高、水合物饱和度适中的储层。②随着降压幅度的增大以及降压井长度增大,产气量有明显的增加;而随着出砂 堵塞程度的加剧,产气量有非常明显的减少。因此,实际开采时可以通过增大降压幅度和降压井长度以及采取减轻出砂堵塞 的措施来提高产气量。研究结果可以为我国将来天然气水合物开采区域及开采方式的选择和确定提供参考。 关键词:天然气水合物;降压开采;TOUGH+HYDRATE;储层参数;开采参数

中图分类号: P744; TK01 文献标识码: A **DOI:** 10.16562/j.cnki.0256-1492.2022122801

The influence of reservoir and exploitation parameters on production capacity of gas hydrate

JIA Rui^{1,2}, XU Jingming^{1,2}, HAO Daiheng^{1,2}, LI Qingzhuo^{1,2}, YANG Gang^{1,2}

1. School of Civil Engineering, Tianjin University, Tianjin 300350, China

2. Key Laboratory of Coast Civil Structure Safety of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300350, China

Abstract: Studying the effects of reservoir parameters and exploitation parameters on the production capacity of natural gas hydrate is helpful for locating mining site and choosing mining method. Using the geological parameters of Station SH7 in the Shenhu sea area of South China Sea as the background, the effects of reservoir parameters including reservoir pressure, reservoir temperature, reservoir porosity, hydrate saturation, reservoir permeability, and the permeabilities of upper and lower layers, as well as the exploitation parameters including depressurization amplitude, the length of depressurization well, and sand blockage (which is reflected by changing the permeability of grid surrounding well), on gas hydrate production capacity by depressurization were numerically simulated and systematically analyzed with TOUGH+HYDRATE software. Results show that first, the gas production increased obviously with the increase of reservoir permeability of upper and lower layers. The gas production increased to some degree with the increase of reservoir temperature. The gas production increased first and then decreased with the increase of saturation. Therefore, in practical work, it is suggested to choose preferentially the reservoir with high permeability, high porosity, high temperature, low permeability of the upper and lower layers, and moderate hydrate saturation. Secondly, the gas production increase the depressurization amplitude and the length of depressurization well, and to reduce the sand blockage for increasing the gas production. This study provided a reference for the selection and determination of the site and method of gas-hydrate mining in China in the future.

Key words: gas hydrate; depressurization exploitation; TOUGH + HYDRATE; reservoir parameters; exploitation parameters

作者简介:加瑞(1982—),男,博士,副教授,主要从事海洋岩土工程方面的研究,E-mail; jiarui@tju.edu.cn

收稿日期:2022-12-28; 改回日期:2023-06-09. 张现荣编辑

资助项目:天津市科技计划项目"滨海软土的结构性原位评价方法及损伤本构模型研究"(21JCYBJC00380);国家自然科学基金重大项目课题 "深海土内结构演化与多过程耦合模型和计算理论"(51890911)

天然气水合物是由甲烷等气体和水在高压低 温条件下形成的冰状固体,俗称可燃冰,分布于深 海或陆域永久冻土中。其在全球分布广泛、储量巨 大、能量密度高,是一种极具开采价值的战略性替 代能源印。有研究指出世界上 90% 以上的天然气水 合物分布于海底沉积物中,海域天然气水合物的开 采方法包括降压法、热刺激法、抑制剂法、CO2置 换法和联合开采法等[2]。前期研究表明,降压法是 目前海域天然气水合物较为经济高效的开采方法^[3]。 降压法的基本原理是将开采井内的压力降低至水 合物相平衡压力以下,在开采井和储层之间形成压 差,促使水合物发生分解并向开采井内运移。由于 水合物沉积层通常未固结成岩,降压开采时极易发 生出砂现象^[4],目前世界范围内已开展的水合物试 采作业几乎都遭遇了出砂问题[5-6]。出砂一方面会 造成地层坍塌、井壁失稳、井筒砂堵,另一方面筛 管和砾石充填等防砂措施会造成井周储层渗透率 的明显降低¹⁷,是目前制约天然气水合物安全、持 续、高效开采的关键问题之一。

天然气水合物降压开采的效率会受到储层参 数的影响,已有学者研究了储层地质构造环境以及 水合物藏参数等对水合物开采产能的影响。李淑 **霞等¹⁸ 通过对开采过程中参数的敏感性分析发现渗** 透率对产能的影响较大,渗透率越大,天然气生产 速率越高。Grover 等^[9]利用 TOUGH+HYDRATE 分 析了影响 Messoyakha 气田产气的主要参数,结果表 明储层渗透率、射孔井的位置和水合物饱和度是影 响气体生产的重要参数,上覆层和下伏层对水合物 层传递的热量也对水合物分解有重要的影响。李 刚等[10] 对单一水平井定压降压法开采进行了数值 模拟,结果表明上覆层和下伏层为可渗透的沉积物 时,产气量远小于不可渗透的情况。Su等凹对南 海神狐海域层状水合物储层垂直井降压开采的产 气潜能进行了分析,指出储层的高渗透率和上下不 透水边界可以大幅提高水合物的分解和产气量。 吴能友等[12] 指出水合物储层孔隙度越大、绝对渗透 率越大、初始温度越高,水合物分解和产气效率越 高。Huang 等^[13] 研究了不同储层参数对Ⅱ类海域 天然气水合物分解以及产气产水的影响,指出在高 渗透率、中等孔隙度(40%)和中等至高水合物饱和 度(38%~67%)条件下的水合物藏更有利于开采。 刘建军等[14] 建立了水合物 THMC 数值模型,模拟结 果表明生产井井底压力越小,产气量越大;产气量 随饱和度的增大先增大后减小;储层的渗透率越 大,产气量越大。梁伟等[15]通过数学模型分析了降 压开采时储层参数的时空演化规律,发现井筒开始 降压后,井周迅速形成压降漏斗,压降辐射范围随 时间逐渐增大,水合物分解速率与降压幅度及初始 绝对渗透率成正相关,与初始含水饱和度成负相 关。彭盈钰等^[16]分析了天然气水合物储层参数对 60天短期与5年长期开采产能的影响,发现水合物 储层温度、储层压力以及绝对渗透率是3个至关重 要的储层参数。王自豪等^[17]通过试验和数值模拟 发现在同一含水饱和度下,水合物饱和度的变化改 变了沉积物的孔隙空间结构,进而影响了气-水相对 渗透率。

开采方法和开采参数也会影响到天然气水合 物的开采效率。在降压开采方面已有学者研究了 降压生产规律、降压法开采的有效性及开发潜力等 生产条件对水合物开采产能的影响[18]。宋永臣等[19] 建立了天然气水合物降压开采的二维数学模型,对 影响产气量和产气速率的因素进行了分析,指出出 口压力越大,累积产气量越小,边界传热越快,分解 越快。Oyama 等^[20] 采用人工沉积岩心研究了不同 的生产压力条件下温度、压力以及气体和水的产量 随时间的变化,结果表明生产压力对水合物分解速 率和产气速率影响很大。李淑霞等[21] 通过数值模 拟研究了降压幅度和降压速度对水合物开采产能 的影响,指出降压幅度越大,水合物分解速度越快, 同一时刻产气速度也越快;降压速度越快,产气峰 值越大且越早出现,同一时刻累积产气越多。袁益 龙等[22] 针对我国南海泥质粉砂型水合物储层,分析 了水平井降压开采的参数对产能的影响,指出应尽 量将水平井布设于水合物藏的下部,增加水平井长 度、降低水平井开采压力是提高水合物开采效率的 有效手段。Yu 等^[23] 建立了开采过程中储层泥砂-水 合物-气-水多相流数值模型,开展了泥质粉砂型水 合物藏适度出砂开采产能评价,认为适度出砂方法 可以提高产能。卢静生等[24] 通过出砂室内试验和 实测数据,推导了出砂条件下水合物的开采产能情 况,提出可以采用控砂措施平衡出砂率和产气效 率,在适度出砂条件下产能有望达到产业化开采的 要求。梁吉凯等[25]研究了出砂堵塞对天然气水合 物藏水平井开采产能的影响,指出井筒周围储层堵 塞对天然气水合物的产气量有很大的影响。

综上所述,储层参数和开采参数对天然气水合物开采产能有不同程度的影响,因此有必要对我国 泥质粉砂型天然气水合物降压开采产能的影响因素 开展系统地分析和研究。本文根据我国南海神狐 海域 SH7 站位的地层参数,利用 TOUGH+HYDRATE 软件系统地分析了储层压力、温度、孔隙度、水合物饱和度、渗透率、上覆层和下伏层渗透率等储层 参数,以及降压幅度、降压井长度和出砂堵塞(通过 改变井周网格渗透率反映出砂堵塞)等开采参数对 降压开采时水合物分解速率、产气速率、60天短期 和5年长期产气量、产水量以及产气与产水量比值 的影响。研究结果可以为将来我国南海神狐海域 水合物开采时开采区域的选择和开采参数的设计 提供参考。

1 降压开采数值模拟

1.1 数值模拟软件

水合物开采涉及到地层中热量传递、水和气的 运移、水合物的形成和分解等多个方面,是一个非 常复杂的多相介质的多场耦合问题。TOUGH+ HYDRATE是由美国劳伦斯伯克利国家实验室开发 的可以模拟天然气水合物形成和分解过程的多相 流数值模拟软件,软件中包括4种物质成分(水合 物、水、甲烷和水合物抑制剂)以及4种相(气相、 液相、冰相和水合物相),可以考虑非等温水合物反 应、多相行为、流体的流动和热量的传递过程,采 用的质量和能量守恒方程如下:

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \int_{V_n} M^{\kappa} \mathrm{d}V = \int_{\Gamma_n} F^{\kappa} \mathrm{n} \mathrm{d}\tilde{A} + \int_{V_n} q^{\kappa} \mathrm{d}V \qquad (1)$$

式中: V_n 为单元体 n 的体积; M^* 为组分 k 的质量累 计项,常见组分包括水(w)、CH₄(m)、水合物(h)、 抑制剂(i),热量 θ 为伪组分; Γ_n 为单元体 n 的表面 积; F^* 为组分 κ 的达西流速矢量; q^* 为组分 κ 的源 汇项。质量累计项 M^* 、流动项 F^* 和源汇项 q^* 的具 体计算公式可参考软件手册 up>和源汇项 q^* 的具体 计算公式可参考软件手册^[26]。

1.2 数值模型建立

南海神狐海域 SH7 站位属于Ⅲ类水合物藏,水 合物为单层,海水深度为1108 m,水合物储层位于 海底以下约160 m处,储层厚度为22 m,孔隙度为 0.33~0.48,水合物饱和度为0.26~0.48^[27]。所建立 的数值模型如图1所示。模拟区域为圆柱形,采用 轴对称模型,半径为150 m,高度为82 m。模型从上 到下分别为上覆层、水合物层和下伏层,其厚度分 别为30、22 和30 m,降压井长度为8 m、半径为 0.1 m。模型的网格划分如图2所示,水平方向划分 为100 列,竖直方向划分为42 行,总共由4200个网



图1 模型示意图

Fig.1 Schematic diagram of the numerical model



Fig.2 Schematic diagram of the grid division

格单元组成。在竖直方向,水合物层网格的高度为 1 m,上覆层和下伏层网格的高度为 3 m;在水平方 向对井眼附近的网格进行了加密,第一个网格宽度 为 0.5 m,随着离开采井距离的增加,网格的宽度逐 渐增大。将开采井的孔隙度设定为 1,渗透率设定 为 10 μm²(远大于储层的渗透率),可以模拟流体和 气体向井内的运移^[28]。

模型中参数取值如表 1 所示。水合物层压力取为 13.5 MPa、水合物层温度为 14℃、地热梯度为 0.043℃·m⁻¹、盐度的质量分数为 0.03,以上参数取值 参考了彭盈钰等论文中的值^[16]。储层的孔隙中包 含两相,分别为水合物相和水相,其中水合物的饱 和度 $S_{\rm H}$ 为 44%、水的饱和度 $S_{\rm A}$ 为 56%,上覆层、下伏层和水合物层的孔隙度为 0.41、渗透率 k为 0.075 μ m²、固相的颗粒密度 ρ 为 2 600 kg·m⁻³,以上 参数取值参考了 Li 等论文中的值^[29]。复合导热系数模型和相对渗透率模型中的参数取值参考了 Moridis 等编写的软件手册中的值^[26]。毛细管压力 模型中的参数取值参考了 van Genuchten 论文中的 值^[30]。

1.3 数值模拟方案

通过数值模拟计算了不同储层压力、温度、孔

表1 模型参数

Table 1 Model parameters

模型参数	取值				
上覆层厚度/m	30				
水合物层厚度/m	22				
下伏层厚度/m	30				
水合物层压力/MPa	13.5				
水合物层温度/℃	14				
地热梯度/(℃·m⁻¹)	0.043				
盐度	0.03				
水合物饱和度S _H	0.44				
水的饱和度S _A	0.56				
固有渗透性/µm²	0.075				
孔隙度	0.41				
固相颗粒密度/(kg·m ⁻³)	2 600				
复合导热系数模型[26]	$\begin{split} k_{\theta\mathrm{C}} &= k_{\theta\mathrm{RD}} + (S_\mathrm{A}^{1/2} + S_\mathrm{H}^{1/2}) \\ (k_{\theta\mathrm{RW}} - k_{\theta\mathrm{RD}}) + \phi S_1 k_{\theta\mathrm{I}} \end{split}$				
干导热系数k _{0RD} /(W·m ⁻¹ ·K ⁻¹)	1.0				
湿导热系k _{0RW} /(W·m ⁻¹ ·K ⁻¹)	3.1				
	$k_{\rm rA} = (S_{\rm A}^{*})^n$				
相对涂添玄描刑[26]	$k_{\rm rG} = (S_{\rm G}^*)^{n_{\rm G}}$				
和科修超平侠室、	$S_{\rm A}^* = (S_{\rm A} - S_{\rm irA})/(1 - S_{\rm irA})$				
	$S_{\rm G}^* = (S_{\rm G} - S_{\rm irG})/(1 - S_{\rm irA})$				
п	3.5				
n _G	3.5				
$S_{ m irA}$	0.3				
$S_{ m irG}$	0.05				
毛细签压力描刑[30]	$P_{\rm cap} = -P_0 \Big[(S*)^{-1/\lambda} - 1 \Big]^{1-\lambda}$				
七细目压力侠至于	$S * = (S_{\rm A} - S'_{\rm irA})/(1 - S'_{\rm irA})$				
S' _{irA}	0.29				
λ	0.45				
Po/Pa	1.0×10 ⁵				

表中: P_{cap} 为毛细管压力, S_{irA} 为相对渗透率模型中的束缚水饱和度, S'_{irA} 为毛细管压力模型中的束缚水饱和度, S_{irG} 为束缚气饱和度, n为渗透率降低指数, n_G 为气体渗透率降低指数, λ 为van Genuchten指数。

隙度、水合物饱和度、渗透率、上覆层和下伏层渗 透率等储层参数,以及降压幅度、降压井长度和出 砂堵塞等开采参数时5年长期开采时的水合物分 解速率、产气速率、产气量和产水量,系统分析了 影响我国南海泥质粉砂型天然气水合物降压开采 产能的主要因素,具体数值模拟方案如表2所示。

2 储层参数对产能的影响分析

2.1 储层压力

图 3a-f分别为不同储层压力(13.5、14.5、15.5、 16.5 MPa)时水合物分解速率、井口产气速率、60 天 产气量、5 年产气量、产水量和气水比随时间的变 化图,其他参数如表 2 所示。由图 3a、b 可知,不同 储层压力时水合物分解速率和井口产气速率都随 时间逐渐减小,这是因为水合物的分解过程为吸热 过程,开采初期水合物的快速分解会使分解区的温 度降低,使其接近相平衡线,从而导致分解速率和 产气速率都会随时间(水合物的分解)逐渐减小。 开采初期,储层压力越大,相同时间下水合物的分 解速率和产气速率越小,这是因为开采初期的储层 压力在天然气水合物相平衡线以上,储层压力越 大,水合物储层的稳定性越强,水合物越不易发生 分解。但在开采后期,随着压力的传递,分解速率 和产气速率差别不大。

由图 3c 可知,储层压力为 13.5 MPa 时 60 天的 产气量为 1.97×105 m3, 与我国 2017 年南海神狐海域 试采的 60 天产气量相差不大^[31]。由图 3d 可知,不 同储层压力时累积产气量都随着时间逐渐增大,由 于产气速率随时间逐渐减小,累积产气量的增加速 率逐渐减小。在开采初期,储层压力在天然气水合 物相平衡线以上,产气量随着储层压力的增大而减 小;而在开采后期,产气量随储层压力的增大而增 大,这是因为开采后期的储层压力在天然气水合物 相平衡线以下,储层压力越大,储层与开采井之间 的压力梯度越大,气体向开采井的流速越大,导致 产气速率和产气量越大。当储层压力从 13.5 MPa 增加到 16.5 MPa 时, 5 年累积产气量从 2.21×10⁶ m³ 增加到 2.57×10⁶ m³。但需要说明这是在井口压力都 为4 MPa的条件下进行计算的,即储层压力越大, 对应的降压幅度也越大,分别为9.5、10.5、11.5和 12.5 MPa_{\circ}

由图 3e 可知,不同储层压力时,累积产水量都 随时间逐渐增大。产水量随着储层压力的增大而 增大,且在开采后期,累积产水量的增加速率基本 保持不变。这是因为水合物分解会同时产生气体 和水,分解产生的水和储层中原有的水会在压力梯 度作用下向开采井运移,储层压力越大,储层与开 采井之间的压力梯度越大,水向开采井的流速和流 量也就越大。由图 3f 可知,不同储层压力时,气水

						_			
影响因素	储层压力/ MPa	储层温度/ ℃	储层孔隙度	水合物饱和度	储层渗透率/ µm ²	上、下层渗 透率/µm ²	井口压力 MPa	1/降压井长度/ m	/ 井周渗透率/ µm ²
储层压力	13.5、14.5、 15.5、16.5	10.5	0.44	0.41	0.075	0.075	4	8	0.075
储层温度	13.5	9、9.5、 10、10.5	0.44	0.41	0.075	0.075	4	8	0.075
储层孔隙度	13.5	10.5	0.35、0.38、 0.41、0.44	0.41	0.075	0.075	4	8	0.075
水合物饱和度	13.5	10.5	0.44	0.2、0.24、0.28、 0.32、0.36、0.4、 0.44、0.48、0.52	0.075	0.075	4	8	0.075
储层渗透率	13.5	10.5	0.44	0.41	0.005、0.025、 0.05、0.075	0.075	4	8	0.075
上、下层渗透率	13.5	10.5	0.44	0.41	0.075	0.005、0.025、 0.05、0.075	4	8	0.075
降压幅度	13.5	10.5	0.44	0.41	0.075	0.075	2、4、 6、8	8	0.075
降压井长度	13.5	10.5	0.44	0.41	0.075	0.075	4	4、8、12、 16	0.075
出砂堵塞	13.5	10.5	0.44	0.41	0.075	0.075	4	8	0.00075、 0.0075、0.075

	表 2 数值模拟方案
Table 2	The numerical simulation scheme







比都随着时间逐渐减小,这是因为产气量随时间的 增加量小于产水量随时间的增加量。随着储层压 力的增大,气水比略有减小,表明储层压力对产水 量的影响大于对产气量的影响。

2.2 储层温度

图 4a-f分别为不同储层温度(9.0、9.5、10.0、 10.5℃)时水合物分解速率、井口产气速率、60天产 气量、5年产气量、产水量和气水比随时间的变化 图,其他参数如表2所示。不同工况下水合物分解 速率、产气速率、产气量、产水量、气水比随时间的 变化趋势和原因一致,如图3所示,以下将不再赘述。

由图 4a、b 可知, 开采初期, 储层温度越高, 相同时间下水合物分解速率和井口产气速率都越大, 这是因为储层温度越高, 水合物越接近相平衡线, 在相同的压力下越容易发生分解; 另外, 储层温度越高, 未分解区可以给分解区传递的热量越多, 分解区的温度回升越快, 可以发生分解的水合物的量





也就越多。开采后期,储层温度对水合物分解速率 和井口产气速率的影响不大。

由图 4c、d可知,产气量随着储层温度的升高 而增大,当储层温度从 9.0℃增加到 10.5℃时,60 天 累积产气量从 1.77×10⁵ m³增加到 1.97×10⁵ m³;5 年 累积产气量从 2.14×10⁶ m³增加到 2.21×10⁶ m³。由 图 4e、f可知,储层温度的变化对产水量的影响较 小,这是因为产水量主要跟压力梯度和液相的渗透 率有关。由于随着储层温度的升高,产气量逐渐增 大,而产水量基本不变,因此气水比随储层的温度 的升高略有增大。

2.3 储层孔隙度

储层孔隙度越大,在相同水合物饱和度下,天 然气水合物含量越多,可供分解的水合物也就越 多。图 5a-f分别为不同储层孔隙度(0.35、0.38、 0.41、0.44)时水合物分解速率、井口产气速率、 60天产气量、5年产气量、产水量和气水比随时间 的变化图,其他参数如表2所示。由图 5a、b可知, 当储层孔隙度从0.35增加到0.44时,水合物分解速 率和井口产气速率的变化不大。开采初期,随着储 层孔隙度的增大,相同时间下水合物的分解速率和 井口产气速率略有减小,这可能是因为天然气水合 物的热导率低,孔隙度越大,水合物含量越多,未分 解区域热量越不易传递到分解区域,导致水合物的 分解速率和产气速率越小。

由图 5c、d可知,开采初期,随着储层孔隙度的

增大,相同时间下产气量略有减小;而开采后期,储 层孔隙度越大,相同时间下的产气量越大。这是因 为在开采后期,影响产气量的主要因素为水合物含 量,因此储层孔隙度越大,水合物产气速率和产气 量越大。当储层孔隙度从 0.35 增加到 0.44 时,5 年 累积产气量从 2.1×10⁶ m³ 增加到 2.26×10⁶ m³。由图 5e 可知,孔隙度对产水量的影响较小。因此,气水比 随孔隙度的增大有一定程度的增大(图 5f)。

2.4 水合物饱和度

图 6a-f分别为不同水合物饱和度(0.2、0.28、 0.36、0.44)时水合物分解速率、井口产气速率、 60天产气量、5年产气量、产水量和气水比随时间 的变化图,其他参数如表2所示。图 7a-e分别为 5年时水合物分解速率、产气速率、产气量、产水量 和气水比随水合物饱和度(0.2、0.24、0.28、0.32、 0.36、0.4、0.44、0.48、0.52)的变化图。由图 6a和 6b可知,开采初期,水合物饱和度越大,相同时间下 水合物分解速率和产气速率越小。这是因为水合 物饱和度越大,液相渗透率越小,压降传递越慢,水 合物分解速率与产气速率越小;另外,水合物分解 吸热会导致分解区温度降低从而抑制水合物的进 一步分解,由于天然气水合物的热导率低,水合物 饱和度越大,未分解区域热量越不易传递到分解区 域,也会导致水合物的分解速率减小。

开采后期,随着水合物饱和度的增大,水合物 分解速率和产气速率都呈现先增大后减小的趋势,



图 5 不同储层孔隙度时天然气水合物开采产能







如图 7a、b 所示, 开采 5 年时水合物分解速率从 5.98×10⁻³ kg/s(饱和度 0.2)增加到 6.33×10⁻³ kg/s(饱 和度 0.36), 后 又减小为 5.77×10⁻³ kg/s(饱和度 0.52); 井口产气速率从 8.83×10⁻³ m³/s(饱和度 0.2) 增加到 9.36×10⁻³ m³/s(饱和度 0.36), 后又减小为 8.53×10⁻³ m³/s(饱和度 0.52)。这是因为影响不同水 合物饱和度下开采后期分解速率和产气速率的因 素主要有两个: 一个是水合物可分解的范围(水合 物饱和度越大,液相渗透率越小,压降传递范围越小;水合物饱和度越大,由于水合物的热导率低,水 合物分解温度降低后回升的速率越慢。可见,水合 物饱和度会影响压力和温度的传递,而只有当压力 和温度在水合物相平衡线以下时,水合物才会发生 分解,因此水合物饱和度增大会导致水合物的可分 解范围减小);另一个是可分解范围内的水合物含 量。当饱和度从 0.2 增加到 0.36 时,水合物饱和度



图 7 天然气水合物开采产能随饱和度增加的变化 Fig.7 Relationship between gas hydrate production and gas hydrate saturation

增大对水合物可分解范围减小的程度较小,因此分 解速率和产气速率随水合物饱和度的增大而增 大。而当水合物饱和度从 0.36 增加到 0.52 时,水合 物饱和度增大对水合物可分解范围减小的影响较 大,因此分解速率和产气速率随饱和度的增大反而 减小。这与已有文献的结果一致^[13-14]。

图 6c、d 表明,随着水合物饱和度的增加,60 天 产气量和 5 年产气量都呈现先增大后减小的趋势。图 7c 表明,5 年产气量从 2.08×10⁶ m³(饱和度 0.2)增加到 2.21×10⁶ m³(饱和度 0.32),后又减小为 1.97×10⁶ m³(饱和度 0.52)。由图 6e 可以看到,随着 饱和度的增加,产水量略有减小。图 7d 表明,当水 合物饱和度从 0.2 增加到 0.52 时,5 年累积产水量 从 1.65×10⁶ m³减小到 1.59×10⁶ m³,这主要是因为随 着水合物饱和度的增大,液相渗透率逐渐减小,因 此相同压差下产水量逐渐减小。图 6f 表明在开采 时间为 250 天时,由于产水量随水合物饱和度的增 加而减小,气水比随饱和度的增加而增大,而在开 采时间为 5 年时,随着水合物饱和度的增加,与产 气量的变化趋势类似,气水比也呈现先增大后减小 的趋势,如图 7e 所示。

2.5 储层渗透率

图 8a-f 分别为不同储层渗透率(0.005、0.025、 0.05、0.075 μm²) 时水合物分解速率、井口产气速 率、60天产气量、5年产气量、产水量和气水比随 时间变化图,其他参数如表2所示。由图 8a 可知, 储层渗透率对水合物分解速率有明显的影响,随着 储层渗透率的增大,相同时间下水合物的分解速率 明显增大。这一方面是因为储层渗透率越大,压降 的传递速度越快、压力的降低范围也越多,同一时 间时参与分解的水合物也就越多;另一方面是因为 储层渗透率越大,未分解区向分解区传递热量的速 度越快,分解区温度降低后回升的速率越快。图 8b 表明, 井口产气速率随储层渗透率的增大而明显 增大,一方面是因为水合物分解速率随储层渗透率 的增大而增大(图 8a),另一方面是因为储层渗透率 越大,在相同的压差和分解速率下,气相渗透率越 大,分解产生的气体向生产井运移的速度越快。

由图 8c 和 8d 可以看到,随着储层渗透率的增 大,产气量有明显的增大,当储层渗透率由 0.005 μm² 增 加 到 0.075 μm² 时,60 天 时 的 累 积 产 气 量 从





Fig.8 Relationship between production of natural gas hydrate and reservoir permeability

2.2×10⁴ m³ 增加到 1.97×10⁵ m³; 5年累积产气量从 4.5×10⁵ m³ 增加到 2.21×10⁶ m³。图 8e 可知, 储层渗 透率对产水量也有明显的影响, 这是因为储层渗透 率越高, 液相渗透率越大, 因此在相同压差下产水 量越大。图 8f 表明, 气水比随储层渗透率的增大而 减小, 可见储层渗透率增大对产水量的增加幅度高 于对产气量的增加幅度。

2.6 上覆层和下伏层渗透率

图 9a~9f分别为不同上覆层与下伏层渗透率 (0.005、0.025、0.05、0.075 µm²)时水合物分解速率、 井口产气速率、60 天产气量、5 年产气量、产水量 和气水比随时间的变化图,其他参数如表 2 所示。 由图 9a、b 可知,开采初期,上覆层和下伏层渗透率 越大,相同时间下水合物的分解速率和产气速率越 大,这是因为上覆层和下伏层渗透率越大时,压降 传递越快,同一时间参与分解的水合物越多;而随 着开采的进行,上覆层和下伏层渗透率越大,相同 时间下水合物的分解速率和产气速率反而越小,这 是因为上覆层和下伏层渗透率越大时,上覆层和下 伏层的压力损失相对越小,导致水合物储层的整体 压力相对越大,从而导致水合物的分解速率和产气 速率越小。

由图 9c、d 可知,随着上覆层和下伏层渗透率的增大,60 天产气量和5 年产气量都呈现减小的趋势。当上覆层和下伏层渗透率从 0.005 μm² 增加到 0.075 μm² 时,60 天累积产气量从 2.47×10⁵ m³减小

到 1.97×10⁶ m³, 5 年累积产气量从 4.0×10⁶ m³减小 到 2.21×10⁶ m³。图 9e 表明,上覆层和下伏层渗透率 越大,地层的平均渗透率越大,产水量越多。上覆 层和下伏层渗透率越大,产气量越少,而产水量越 多,因此气水比越低,如图 9f 所示。

3 开采参数对产能的影响分析

3.1 降压幅度

图 10a-f分别为降压幅度为11.5、9.5、7.5、5.5 MPa (对应的井口压力分别为2、4、6、8 MPa)时水合物 分解速率、井口产气速率、60 天产气量、5 年产气 量、产水量和气水比随时间的变化图,其他参数如 表2所示。如图 10a 所示,降压幅度越大,相同时间 下水合物的分解速率越大,这是因为降压幅度越 大,储层中压力的降低幅值越大,水合物的分解驱 动力越大。如图 10b 所示,降压幅度越大,相同时 间下井口产气速率越大,这一方面是因为降压幅度 越大,水合物分解速率越大;另一方面是因为降压 幅度越大,储层与开采井之间的压力梯度越大,在 相同的气相渗透率下气体向开采井的流速越大。

由图 10c 和 10d 可知,随着降压幅度的增大,在 相同时间下累积产气量明显增大,当降压幅度从 5.5 MPa 增加到 11.5 MPa 时,60 天累积产气量从 1.88×10⁵ m³ 增大到 2.38×10⁵ m³,5 年累积产气量从 1.62×10⁶ m³ 增大到 2.46×10⁶ m³。由图 10e 可知,当





Fig.9 Relationship between production of natural gas hydrate and permeabilities of upper and lower layers





降压幅度从 5.5 MPa 增加到 9.5 MPa 时,累积产水量 随降压幅度的增大而增加,这是因为降压幅度越 大,储层与开采井之间的压力梯度越大,在相同液 相渗透率下水向开采井的流速和流量越大。但当 降压幅度从 9.5 MPa 到 11.5 MPa 时,产水量反而有 所降低,这可能是因为水合物的快速分解导致了液 相渗透率的快速降低。图 10f 表明,降压幅度越大, 气水比越高,可见提高降压幅度对产气量的增加幅 度高于对产水量的增加幅度。

3.2 降压井长度

图 11a-f 分别为不同降压井长度(4、8、12、16 m) 时水合物分解速率、井口产气速率、60 天产气量、 5 年产气量、产水量和气水比随时间的变化图,其 他参数如表 2 所示。由图 11a 和 11b 可知,降压井 长度越大,相同时间下水合物的分解速率和井口产





气速率越大,这是因为降压井长度越大,同一时刻 压力的降低范围越广,同一位置压力的降低幅值也 越大,水合物的分解范围和分解速率越大。

由图 11c 和 11d 可知,随着降压井长度的增加, 在相同时间下累积产气量逐渐增大,这是因为产气 速率和开采井面积都随降压井长度的增加而增 大。当降压井长度为4、8、12、16 m 时,60 天累积 产气量分别为 1.35×10⁵、1.97×10⁵、2.4×10⁵、2.56× 10⁵ m³,5 年累积产气量分别为 1.77×10⁶、2.21×10⁶、 2.55×10⁶、2.7×10⁶ m³,可见累积产气量的增加幅值逐 渐减小,这是因为整个储层厚度只有 22 m,产气量 不会随降压井长度的增加而成比例增大。图 11e 表 明,随着降压井长度的增加,开采井的面积逐渐增 大,在相同压力梯度和液相渗透率下累积产水量逐 渐增大。图 11f表明,降压井长度越大,气水比越 小,可见增大降压井长度对产水量的增加幅度高于 对产气量的增加幅度。

3.3 出砂堵塞

出砂一方面可能会造成开采井附近的储层发 生出砂堵塞,显著降低井周储层的渗透率(常规防 砂),降低水合物开采产能;另一方面可能会增大储 层的渗透力(适度出砂防砂),提高水合物开采产 能。由于TOUGH+HYDRATE无法直接模拟出砂过 程以及出砂引起的堵塞问题,通过改变井周1m内 网格渗透率反映出砂堵塞引起井周储层渗透率的 降低,分析不同出砂堵塞程度对水合物开采产能的 影响。图 12a-f分别为不同井周网格渗透率(0.075、 0.0075、0.00075μm²)时水合物分解速率、井口产气 速率、60天产气量、5年产气量、产水量和气水比 随时间的变化图,其他参数如表2所示。

由图 12a 可以看出,随着出砂堵塞程度的加剧 (井周渗透率的减小),水合物分解速率明显减小, 这是因为井周渗透率减小会影响储层中的压力降 低范围和降低幅值,井周渗透率越小,井周附近压 力损失程度越大,水合物储层中的压力降低范围和 幅值就越小,水合物分解范围和驱动力越小,导致 水合物分解速率随出砂堵塞程度的加剧而减小。 由图 12b 可以看出,井周渗透率越小,相同时间下 井口产气速率越小,这一方面是因为井周渗透率越 小,水合物分解速率越小;另一方面是因为井周渗 透率越小,气相渗透率越小,气体的流速越小,从而 导致井口产气速率随出砂堵塞程度的加剧而明显 减小。

由图 12c 和 12d 可知,随着井周渗透率的减小, 在相同时间下产气量明显降低。当井周渗透率为 0.075、0.0075、0.00075 μm²时,60 天累积产气量分 别为 1.97×10⁵、7.50×10⁴、2.32×10³ m³,5 年累积产气 量分别为 2.21×10⁶、1.25×10⁶、7.59×10⁵ m³。由图 12e 可知,随着出砂堵塞程度的加剧,在相同时间下累 积产水量也明显降低,这是因为井周渗透率越小, 液相渗透率越小,水向开采井的流速和流量也就越





Fig.12 Relationship between production of natural gas hydrate and the degree of sand blockage

小。由于产水量随井周渗透率减小的降低幅度大 于产气量的降低幅度,气水比反而会随井周渗透率 减小呈现一定程度的增大(图 12f)。

4 讨论

表3列出了不同储层参数和开采参数情况下的5年产气量和气水比,对比分析了储层压力、温度、孔隙度、水合物饱和度、储层渗透率、上覆层和下伏层渗透率,以及降压幅度、降压井长度、出砂堵塞对5年产气量和气水比的影响程度,由表3可知:

(1)储层压力越高,5年产气量越大,但气水比 越小,当储层初始压力分别为13.5、14.5、15.5和 16.5 MPa时,5年产气量分别为2.21×10⁶、2.30×10⁶、 2.45×10⁶和2.57×10⁶m³,气水比分别为1.25、1.13、 1.09和1.05。储层压力16.5 MPa时的产气量是储 层压力13.5 MPa时的116%,表明储层初始压力高 对提高产气量有较大的影响,但需要说明的是不同 储层压力下的井口压力都为4 MPa,储层压力越大 意味着降压幅值也越大。

(2)储层温度越高,5年产气量越大,气水比略 有增大,当储层初始温度分别为9.0、9.5、10.0和 10.5℃时,5年产气量分别为2.14×10⁶、2.15×10⁶、

表 3	储层和开采参数对5年累积产	·气量和气水比的影响

Table 3	The effects of reservoir	and exploitation	parameters on 5-year	cumulative gas produ	ction and gas-water ratio
1 4010 0		and enpronation	parameters on c jear	e annana e Bao proa	atter and Bas water ratio

	影响因素	5年产气量/10 ⁶ m ³	影响程度	气水比	影响程度
储层参数	储层压力(13.5、14.5、15.5、16.5 MPa)	2.21、2.30、2.45、2.57	++	1.25、1.13、1.09、1.05	
	储层温度(9.0、9.5、10.0、10.5℃)	2.14、2.15、2.15、2.21	+	1.20、1.20、1.20、1.25	+
	储层孔隙度(0.35、0.38、0.41、0.44)	2.1, 2.16, 2.21, 2.26	++	1.17、1.20、1.25、1.25	++
	水合物饱和度(0.2、0.28、0.36、0.44)	2.22、2.30、2.28、2.22	++()	1.22、1.81、1.27、1.24	++()
	储层渗透率(0.005、0.025、0.05、0.075 µm²)	0.45、1.12、1.7、2.21	+++	6、2.2、1.5、1.25	
	上覆和下伏层渗透率(0.005、0.025、0.05、0.075 µm ²)	4.0、2.77、2.4、2.21		4.0、1.87、1.42、1.25	
开采参数	降压幅度(5.5、7.5、9.5、11.5 MPa)	1.62、1.94、2.21、2.46	+++	1.90、1.96、2.17、2.57	++
	降压井长度(4、8、12、16 m)	1.77、2.21、2.55、2.7	+++	1.6、1.25、1.06、0.98	
	出砂堵塞(0.075、0.0075、0.00075µm ²)	2.21, 1.25, 0.76		1.25、2.24、7.07	++

2.15×10⁶ 和 2.21×10⁶ m³, 气水比分别为 1.20、1.20、1.20 和 1.25。储层温度 10.5℃时的产气量是储层温度 9.0℃时的 103%, 表明储层初始温度高对提高产 气量有一定的影响。

(3)储层孔隙度越大,5年产气量越大,气水比 有一定程度的增大,当储层孔隙度分别为0.35、 0.38、0.41和0.44时,5年产气量分别为2.1×10⁶、 2.16×10⁶、2.21×10⁶和2.26×10⁶m³,气水比分别为 1.17、1.20、1.25和1.25。储层孔隙度0.44时的产气 量是储层孔隙度0.35时的108%,表明储层孔隙度 大对提高产气量有较大的影响。

(4)随着水合物饱和度的增大,5年产气量先增 大后减小,气水比也呈现先增大后减小的趋势,当 水合物饱和度分别为 0.2、0.28、0.36 和 0.44 时,5年 产气量分别为 2.22×10⁶、2.30×10⁶、2.28×10⁶和 2.22×10⁶ m³,气水比分别为 1.22、1.81、1.27 和 1.24。 水合物饱和度 0.24、0.28、0.32、0.36、0.4、0.44、 0.48 和 0.52 时的产气量分别是 0.2 时的 102.5%、 103.8%、104.3%、103.2%、101.2%、100.0%、97.8% 和 93.5%。表明水合物饱和度高对提高产气量有一 定的影响,但水合物饱和度过大时,产气量和气水 比反而会减小,本文无下伏游离气简化计算模型的 水合物饱和度约为 0.3 时产气量最大。

(5)储层渗透率越大,5年产气量越大,但气水 比越小,当储层渗透率分别为0.005、0.025、0.05和 0.075 μm²时,5年产气量分别为4.5×10⁵、1.12×10⁶、 1.7×10⁶和2.21×10⁶m³,气水比分别为6.0、2.2、1.5 和1.25。储层渗透率0.075μm²时的产气量是储层 渗透率0.005μm²时的491%,表明储层渗透率高对 提高产气量有非常大的影响。但由于储层渗透率 增大对产水量的增加幅度高于对产气量的增加幅 度,气水比反而有明显的降低。

(6)上覆层和下伏层渗透率越大,5年产气量越 小,气水比也越小,当上覆层和下伏层渗透率分别 为0.005、0.025、0.05和0.075μm²时,5年累积产气 量分别为4.0×10⁶、2.77×10⁶、2.40×10⁶和2.21×10⁶m³, 气水比分别为4.0、1.87、1.42和1.25。上覆层和下 伏层渗透率0.075μm²时的产气量是0.005μm²时的 60%,表明上覆层和下伏层渗透率小反而能大幅提 高产气量。

(7)降压幅度越大,5年产气量越大,气水比也 越大,当降压幅度分别为5.5、7.5、9.5和11.5 MPa时, 5年产气量分别为1.62×10⁶、1.94×10⁶、2.21×10⁶和 2.46×10⁶ m³,气水比分别为1.90、1.96、2.17和2.57。 降压幅度11.5 MPa时的产气量是降压幅度5.5 MPa 时的 152%, 表明提高降压幅度可以大幅提高产气量和气水比。

(8)降压井长度越大,5年产气量越大,但气水 比越小,当降压井长度分别为4、8、12、16m时, 5年产气量分别为1.77×10⁶、2.21×10⁶、2.55×10⁶和 2.7×10⁶m³,气水比分别为1.6、1.25、1.06和0.98。 降压井长度16m时的产气量是降压井长度4m时 的153%,表明增加降压井长度能大幅提高产气量, 但气水比有一定程度的减小。

(9)出砂堵塞程度越严重,5年产气量越少,气 水比有所增大,当井周渗透率分别为0.075、0.0075、 0.00075 µm²时,5年产气量分别为2.21×10⁶、1.25× 10⁶和7.6×10⁵m³,气水比分别为1.25、2.24和7.07。 井周渗透率0.00075 µm²时的产气量是井周渗透率 0.075 µm²时的34%,表明出砂堵塞程度加剧会明显 降低产气量,由于产水量的降低幅度更大,气水比 反而有一定的增大。值得说明的是在适度出砂防 砂情况下,出砂反而会增大储层的渗透力,提高水 合物开采产能。本文主要研究了出砂堵塞对水合 物开采产能的影响,出砂同时引起储层渗透率增大 对水合物开采产能的影响还有待于进一步研究。

由上可知,在储层参数方面,储层渗透率对产 能的影响最大;储层压力、储层孔隙度、水合物饱 和度以及上覆和下伏层渗透率对产能有较大的影 响,储层温度对产能也有一定的影响。在选择开采 区域时,综合考虑产气量与成本,建议优先选择储 层渗透率大、上覆层和下伏层渗透率小、储层孔隙 度大、温度高、饱和度适中的水合物储层进行开 采。在开采参数方面,出砂堵塞、降压幅度和降压 井长度都对产能有非常大的影响,实际开采时可以 对储层进行改造或采取合适的防砂措施减轻出砂 堵塞的程度,以及通过提高降压幅度和增加降压井 长度来提高产气量。实际中采用降压法进行开采 时,通常会采用其他方法作为辅助,如升温法、注抑 制剂法等。

5 结论

(1)储层参数对水合物开采产能的影响:在井口 压力相同时,储层初始压力越高产气量越大;储层 温度越高产气量越大;在饱和度相同的情况下,储 层孔隙度越大产气量越大;随着水合物饱和度的增 大,产气量先增大后减小,本文计算模型的水合物 饱和度约为 0.3 时产气量最大;储层渗透率越大产 气量越大;上覆层和下伏层渗透率越大产气量越 少。储层渗透率大对提高产气量有非常大的影响, 储层压力高和孔隙度大对提高产气量有较大的影 响,而上覆层和下伏层渗透率大产气量反而会有较 大的减小。因此,在选择开采区域时,建议优先选 择渗透率大、上覆层和下伏层渗透率小、孔隙度 大、温度高、水合物饱和度适中的水合物储层进行 开采。

(2) 开采参数对水合物开采产能的影响:降压幅 度越大产气量越大;降压井长度越大产气量越大; 出砂堵塞程度越严重产气量越少。提高降压幅度 和增大降压井长度对提高产气量都有非常大的影 响,而出砂堵塞程度加重会明显降低产气量。因 此,实际开采时可以通过提高降压幅度以及增加降 压井长度来提高产气量,另外应对储层进行改造或 采取合适的防砂措施减轻出砂堵塞程度。

参考文献 (References)

- 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: 5-16.
- [2] 阮徐可,杨明军,李洋辉,等.不同形式天然气水合物藏开采技术的选择研究综述[J].天然气勘探与开发,2012,35(2):39-43. [RU-AN Xuke, YANG Mingjun, LI Yanghui, et al. Selection of recovery technology for gas hydrate with different storage forms [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2012, 35(2):39-43.]
- [3] 张旭辉, 鲁晓兵, 刘乐乐. 天然气水合物开采方法研究进展[J]. 地球 物理学进展, 2014, 29 (2): 858-869. [ZHANG Xuhui, LU Xiaobing, LIU Lele. Advances in natural gas hydrate recovery methods [J]. Progress in Geophysics, 2014, 29 (2): 858-869.]
- [4] 赵景芳, 宋林松, 吉飞, 等. 天然气水合物降压开采储层出砂数值模 拟[J]. 中国海上油气, 2019, 31 (2): 116-124. [ZHAO Jingfang, SONG Linsong, JI Fei, et al. Numerical simulation of reservoir sand production during gas hydrate depressurizing production [J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31 (2): 116-124.]
- [5] 方翔字.不同储层因素下含水合物沉积物降压开采出砂规律实验研究[D].中国地质大学博士学位论文, 2021. [FANG Xiangyu. Experimental study on sand production law of hydrate-bearing sediments by depressurization under different reservoir factors[D]. Doctor Dissertation of China University of Geosciences, 2021.]
- [6] 朱慧星. 天然气水合物开采储层出砂过程及对产气影响的数值模型研究[D]. 吉林大学博士学位论文, 2021. [ZHU Huixing. Numerical study on sand production processes during natural gas hydrate recovery and its impact on gas production[D]. Doctor Dissertation of Jilin University, 2021.]
- [7] Kurihara M, Sato A, Funatsu K, et al. Analysis of production data for 2007/2008 Mallik gas hydrate production tests in Canada[C]// CPS/SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Beijing, China: SPE, 2010: 132155.
- [8] 李淑霞,陈月明,杜庆军.天然气水合物开采数值模拟的参数敏感性

分析[J]. 现代地质, 2005, 19(1): 108-112. [LI Shuxia, CHEN Yueming, DU Qingjun. Sensitivity analysis in numerical simulation of natural gas hydrate production [J]. Geoscience, 2005, 19(1): 108-112.]

- [9] Grover T, Holditch S A, Moridis G. Analysis of reservoir performance of Messoyakha gas hydrate field [C]//Proceedings of the Eighteenth International Offshore and Polar Engineering Conference. Vancouver, Canada: ISOPE, 2008: ISOPE-I-08-399.
- [10] 李刚, 李小森, ZHANG Keni,等. 水平井开采南海神狐海域天然气水合物数值模拟[J]. 地球物理学报, 2011, 54 (9): 2325-2337. [LI Gang, LI Xiaosen, ZHANG Keni, et al. Numerical simulation of gas production from hydrate accumulations using a single horizontal well in Shenhu area, South China Sea [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2011, 54 (9): 2325-2337.]
- [11] Su Z, He Y, Wu N Y, et al. Evaluation on gas production potential from laminar hydrate deposits in Shenhu area of South China Sea through depressurization using vertical wells [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 86-87: 87-98.
- [12] 吴能友,黄丽,苏正,等. 海洋天然气水合物开采潜力地质评价指标研究:理论与方法[J].天然气工业,2013,33(7):11-17.[WU Nengyou, HUANG Li, SU Zheng, et al. A study of geological evaluation indicators for the exploitation potential of marine natural gas hydrates: Theory and methodology [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(7):11-17.]
- [13] Huang L, Su Z, Wu N Y, et al. Analysis on geologic conditions affecting the performance of gas production from hydrate deposits [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 77: 19-29.
- [14] 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 Ji-anjun, 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.]
- [15] 彭盈钰,金光荣,苏正,等.天然气水合物开采的关键地质参数敏感 性研究[J].新能源进展,2021,9(2):133-142. [PENG Yingyu, JIN Guangrong, SU Zheng, et al. Sensitivity study on key geological parameters of gas hydrate production [J]. Advances in New and Renewable Energy, 2021,9(2):133-142.]
- [16] 梁伟, 赵同彬, 陈中伟, 等. 天然气水合物分解-两相渗流数值模拟研究[J]. 山东科技大学学报:自然科学版, 2020, 39 (2): 53-60,68. [LI-ANG Wei, ZHAO Tongbin, CHEN Zhongwei, et al. Numerical simulation study on natural gas hydrate decomposition-two phase flow [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology:Natural Science, 2020, 39 (2): 53-60,68.]
- [17] 王自豪, 万义钊, 刘乐乐, 等. 含水合物沉积物相对渗透率研究进展
 [J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(2): 14-29. [WANG Zihao, WAN Yizhao, LIU Lele, et al. Research advances in gas-water relative permeability of hydrate-bearing sediments [J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(2): 14-29.]
- [18] 苏正,吴能友,张可霓. 南海北部陆坡神狐天然气水合物开发潜力
 [J]. 海洋地质前沿, 2011, 27(6): 16-23. [SU Zheng, WU Nengyou, ZHANG Keni. Assessment of gas production potential of hydrate de-

posits at Shenhu area on northern continental slope of South China Sea [J]. Marine Geology Frontiers, 2011, 27(6): 16-23.]

- [19] 宋永臣,梁海峰,王志国. 天然气水合物降压开采数值模拟及影响因素分析[J]. 大连理工大学学报, 2009, 49 (2): 199-204. [SONG Yongchen, LIANG Haifeng, WANG Zhiguo. Numerical simulation for natural gas produced from hydrate and analysis of influence factors [J]. Journal of Dalian University of Technology, 2009, 49 (2): 199-204.]
- [20] Oyama H, Konno Y, Masuda Y, et al. Dependence of depressurizationinduced dissociation of methane hydrate bearing laboratory cores on heat transfer [J]. Energy & Fuels, 2009, 23 (10): 4995-5002.
- [21] 李淑霞, 刘佳丽, 武迪迪, 等. 神狐海域水合物藏降压开采的数值模 拟[J]. 科学技术与工程, 2018, 18 (24): 38-43. [LI Shuxia, LIU Jiali, WU Didi, et al. Numerical study of hydrate depressurization dissociation in Shenhu area [J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18 (24): 38-43.]
- [22] Yu L, Zhang L, Zhang R, et al. Assessment of natural gas production from hydrate-bearing sediments with unconsolidated argillaceous siltstones via a controlled sandout method [J]. Energy, 2018, 160: 654-667.
- [23] 袁益龙. 海洋天然气水合物降压开采潜力及力学稳定性数值模拟研究[D]. 吉林大学博士学位论文, 2019. [YUAN Yilong. Numerical simulation on gas production potential and the geo-mechanical stability from marine natural gas hydrate through depressurization[D]. Doctor Dissertation of Jilin University, 2019.]
- [24] 卢静生,李栋梁,何勇,等. 海洋天然气水合物开发产能及出砂研究
 [J]. 新能源进展, 2020, 8(3): 227-233. [LU Jingsheng, LI Dongliang, HE Yong, et al. Study on productivity and sand production of marine natural gas hydrate development [J]. Advances in New and Renewable Energy, 2020, 8(3): 227-233.]
- [25] 梁吉凯, 郝永卯, 杨帆, 等. 南海神狐天然气水合物藏水平井产能及 泥砂堵塞评价[C]//2021油气田勘探与开发国际会议论文集. 青岛:

西安石油大学, 2021: 617-624. [LIANG Jikai, HAO Yongmao, YANG Fan, et al. Evaluation of production capacity and sand blockage of South China Sea Shenhu natural gas hydrate reservoir by horizontal wells[C]//Proceedings of International Field Exploration and Development Conference. Qingdao: Xi'an Shiyou University, 2021: 617-624.]

- [26] Moridis G J, Kowalsky M B, Pruess K. TOUGH+HYDRATE v1.2 user's manual: A code for the simulation of system behavior in hydratebearing geologic media[R]. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2012.
- [27] 李刚,李小森,陈琦,等. 南海神狐海域天然气水合物开采数值模拟
 [J]. 化学学报, 2010, 68 (11): 1083-1092. [LI Gang, LI Xiaosen, CHEN Qi, et al. Numerical simulation of gas production from gas hydrate zone in Shenhu area, South China Sea [J]. Acta Chimica Sinica, 2010, 68 (11): 1083-1092.]
- [28] Moridis G J, Collett T S, Boswell R, et al. Toward production from gas hydrates: Current status, assessment of resources, and simulation-based evaluation of technology and potential [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, 12 (5): 745-771.
- [29] Li G, Moridis G J, Zhang K N, et al. The use of huff and puff method in a single horizontal well in gas production from marine gas hydrate deposits in the Shenhu area of South China Sea [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, 77 (1): 49-68.
- [30] Van Genuchten M T. A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils [J]. Soil Science Society of America Journal, 1980, 44 (5): 892-898.
- [31] 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.]