

引用格式: 薛变鸾, 彭瑞. 含裂隙天然气水合物储层注热开采数值仿真[J]. 南方能源建设, 2024, 11(6): 41-51. XUE Luanluan, PENG Rui. Numerical simulation of heat injection extraction in fractured natural gas hydrate reservoir [J]. Southern energy construction, 2024, 11(6): 41-51. DOI: 10.16516/j.ceec.2024.6.04.

# 含裂隙天然气水合物储层注热开采数值仿真

薛变鸾<sup>✉</sup>, 彭瑞

(华南理工大学土木与交通学院, 广东 广州 510641)

**摘要:** [目的] 天然气水合物是一种极具开采价值的清洁能源, 但水合物开采后期热量供给不足导致产气速率较低。储层改造能够显著增加水合物储层渗透率, 提高热量传递效率。基于此, 对压裂改造后含裂隙水合物储层注热开采方式下产气速率的影响机理进行分析。[方法] 文章以压裂改造后的水合物储层为研究对象, 建立了单裂隙水合物储层注热开采的温度-渗流-化学数值模型, 仿真分析不同注热温度、裂隙开度、注热速度对水合物储层产气速率的影响, 并进行注热参数正交设计分析。[结果] 研究表明: 裂隙注热开采水合物的过程中, 注热温度、注热速度、裂隙开度对产气速率的影响规律均分为3个阶段, 并且注热温度越高、注热速度越大、裂隙开度越大, 水合物储层产气速率越大。对注热参数正交分析发现, 注热温度对峰值产气速率有显著影响, 注热速度次之, 裂隙开度影响程度最小。[结论] 文章明确了单裂隙水合物储层注热开采产气速率影响机理, 定性评价水合物开采效率, 为水合物现场开采提供一定思路。

**关键词:** 天然气水合物; 注热开采; 裂隙; 参数敏感性分析; 产气速率

中图分类号: TK01; TE377

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2024)06-0041-11

DOI: 10.16516/j.ceec.2024.6.04

OA: <https://www.energychina.press/>



论文二维码

## Numerical Simulation of Heat Injection Extraction in Fractured Natural Gas Hydrate Reservoir

XUE Luanluan<sup>✉</sup>, PENG Rui

(School of Civil Engineering and Transportation, South China University of Technology, Guangzhou 510641, Guangdong, China)

**Abstract:** [Introduction] Natural gas hydrate is a clean energy source with great exploitation value, but the insufficient heat supply in the late stage of hydrate extraction leads to a low gas production rate. Reservoir modification can significantly increase hydrate reservoir permeability and improve heat transfer efficiency. Based on this, the effect mechanism of the gas production rate of fractured hydrate reservoirs under heat injection extraction mode after fracturing is analyzed. [Method] Hydrate reservoir after fracturing modification was taken as the research object in this paper, and a numerical model of thermo-hydro-chemical was established to simulate and analyze the effects of heat injection temperature, fracture aperture, and heat injection velocity on the gas production rate of hydrate reservoir, and then the orthogonal design of heat injection parameters was carried out. [Result] The results show that the effect of heat injection temperature, heat injection velocity, and fracture aperture on gas production rate can be divided into three stages in the process of fractured hydrate heat injection extraction, and the higher the heat injection temperature, heat injection velocity, and fracture aperture, the higher the gas production rate of hydrate reservoir. The orthogonal analysis of heat injection parameters shows that the heat injection temperature has a significant effect on the peak gas production rate, followed by heat injection velocity, and the fracture aperture has the

收稿日期: 2024-04-24 修回日期: 2024-05-15 网络首发日期: 2024-08-07

基金项目: 国家重点研发计划项目“薄矿脉采选充协同高效绿色连续开采技术与装备”(2022YFC2903802); 广东省基础与应用基础研究基金“水力耦合激励下 NGH 储层内部结构演化与变形机理”(2024A1515011118); 中央高校基本科研业务费专项资金“地下岩体热水力耦合时溶质运移机理”(2022ZYGXZR011)

least effect. [Conclusion] In this paper, the effect mechanism of gas production rate in heat injection extraction of a hydrate reservoir with a single fracture is clarified, and the efficiency of hydrate extraction is qualitatively evaluated, which provides some ideas for hydrate extraction in situ.

**Key words:** natural gas hydrate; heat injection extraction; fracture; parameter sensitivity analysis; gas production rate

2095-8676 © 2024 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

## 0 引言

在“双碳”背景下,中国将逐步构建以绿色、低碳能源为主导的新的能源结构体系<sup>[1-3]</sup>。天然气水合物(以下简称水合物)被认为是极具潜力的低碳清洁能源,受到各国学者的广泛关注<sup>[4-6]</sup>。加拿大、日本等在阿拉斯加北坡采用注热法开采水合物,持续开采 5 d,最终实现 480 m<sup>3</sup> 产气量,证实了注热开采水合物的可行性<sup>[7]</sup>。注热法可以通过调节注热温度、注热速率控制水合物分解速率,以达到调节产气速率的目的。

目前常采用井壁加热、电加热、电磁加热、原位燃烧法以及注入氧化剂激活反应放热等多种加热方式<sup>[1,8-9]</sup>。韦文娜等<sup>[10]</sup>采用井下原位电加热技术进行水合物开采试验,发现近井区域水合物分解较快,离加热井较远处由于热量供给不及时水合物停止分解。Sellm 等<sup>[11]</sup>提出仅考虑热传导的热激法开采多孔介质中水合物的解析模型,获得热激法作用下的温度分布和气体压力分布。上述关于热传导驱动下水合物的解离,热量传递速率受储层物性参数限制较大。

李淑霞等<sup>[12]</sup>开展一维注入热水开采水合物的物理试验,结果发现注热温度和注热速度越大,热前缘界面移动速率越快,水合物分解越快。Li 等<sup>[13]</sup>实施热盐水注入水合物解离实验,发现初始水合物饱和度较大时注入热盐水解离水合物效果不佳。Hao 等<sup>[14]</sup>通过一维填砂管试验模型开展水合物分解试验,探究热量传递方式对热分解前缘界面移动速率的影响,与 Sellm<sup>[11]</sup>解析模型对比发现,热对流对水合物分解前缘界面移动速率的影响显著。Vishal 等<sup>[15]</sup>的研究发现注热速度是影响产气量的关键因素。上述关于向均质水合物储层注入热水、热盐水、热蒸汽等以热对流为主导的热量传递方式对产气速率的提高有一定积极作用。但对于初始水合物饱和度较高、渗透率较低的水合物储层,注热流体通过储层的能力

较差,热量传递区域难以扩大。

如何将热量高效传递至水合物储层深处以促使水合物分解是亟待解决的一大难题。为此,学者们借鉴油气藏开采的常用储层增产技术提出了在天然气水合物开采中使用压裂技术,压裂技术能够使水合物储层产生人工裂缝,从而起到增大储层渗透率的作用,使得注入的高温水能够更高效地向水合物储层深处传递,持续为水合物分解提供充足的热量。

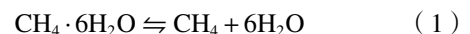
文章以压裂后水合物储层为研究对象,构建单裂隙水合物储层注热开采的数值模型,仿真分析水合物相变分解过程,探究不同注热温度、注热速度和裂隙开度对水合物储层产气速率的影响规律。基于正交试验设计,对上述参数进行敏感性分析,明确影响产气速率的关键参数,从而为提高水合物储层产气速率提供一个有效的方案。

## 1 理论模型描述

天然气水合物开采过程是一个多相多组分非等温的复杂过程,涉及水合物相变分解、流体运移、热量传递等物理过程。为便于分析计算,理论模型作以下假设:(1)仅考虑三相:气相、液相以及水合物固相,水合物分解产生的气体为甲烷气体,且不考虑甲烷气体在水中的溶解;(2)多孔介质基质中为气、液两相渗流,流动规律符合达西定律且多孔介质具有均质性、各向同性;(3)裂隙处水合物分解瞬间转换为气体和水。

### 1.1 水合物分解动力学方程

天然气水合物生成和分解的化学过程:



天然气水合物分解生成甲烷气体和水,论文中下标 h、s、g、w 分别表示水合物、固相、气相和液相。分解动力学方程采用 Kim-Bishnoi 模型<sup>[16]</sup>,气体和水的生成量由化学反应方程控制,水合物动力学反应速率  $m_h$  表示为:

$$m_h = k_d M_h A_s (P_e - P_g) \quad (2)$$

式中:

$k_d$  ——动力学反应速率(Pa·s);

$M_h$  ——水合物摩尔质量(kg/mol);

$A_s$  ——水合物反应比表面积( $m^{-1}$ ),比表面积的大小与水合物储层的孔隙度、绝对渗透率,水合物饱和度有关<sup>[17-18]</sup>;

$P_g$  ——气体压力(kPa);

$P_e$  ——水合物相平衡压力(kPa),表示为  $P_e = \exp(a - b/T)$ ,  $a$  和  $b$  为回归系数取值为 39.08 和 8 533,  $T$  为不同时刻下的温度(K)。

$$k_d = k_d^0 \exp\left(-\frac{\Delta E_a}{RT}\right) \quad (3)$$

式中:

$k_d^0$  ——反应动力学常数( $mol \cdot m^{-2} \cdot Pa^{-1} \cdot s^{-1}$ );

$\Delta E_a$  ——反应活化能(J/mol);

$R$  ——理想气体常数,一般为 8.314 J/(mol·K)。

$$A_s = \varphi S_h \sqrt{\frac{\varphi^3 (1 - S_h)^3}{2k}} \quad (4)$$

式中:

$\varphi$  ——孔隙度;

$S_h$  ——水合物饱和度;

$k$  ——绝对渗透率,遵从 Masuda<sup>[19]</sup> 渗透率下降模型。

$$k = k_0 (1 - S_h)^N \quad (5)$$

式中:

$k_0$  ——无水合物多孔介质初始绝对渗透率( $m^2$ );

$N$  ——渗透率下降指数。

水合物分解过程中的质量守恒可表示为:

$$\frac{\partial(\varphi \rho_h S_h)}{\partial t} = m_h \quad (6)$$

式中:

$\rho_h$  ——水合物密度。

## 1.2 气、水两相渗流方程

水合物分解过程气体和水的渗流可以表示为<sup>[20]</sup>:

$$\rho_w C_{p,w} \frac{\partial P_w}{\partial t} + \nabla \rho_w \vec{v}_w = m_w + \rho_w C_{p,w} \frac{\partial P_g}{\partial t} \quad (7)$$

$$\rho_g S \frac{\partial P_g}{\partial t} + \nabla \rho_w \vec{v}_g = m_g + \rho_g C_{p,w} \frac{\partial P_w}{\partial t} \quad (8)$$

$$C_{p,w} = -\varphi_{wg} \frac{dS_w}{dP_c} \quad (9)$$

$$\varphi_{wg} = \varphi(1 - S_h) \quad (10)$$

$$P_c = P_g - P_w \quad (11)$$

$$\chi_f = \frac{1}{\rho_g} \frac{\partial \rho_g}{\partial P_g} \quad (12)$$

$$S = \varphi_{wg} S_g \chi_f + C_{p,w} \quad (13)$$

式中:

$C_{p,w}$  ——毛细管容量系数<sup>[21]</sup>;

$\chi_f$  ——甲烷气体的压缩系数;

$S$  ——储水系数;

$S_g$ 、 $S_w$  ——气体饱和度、水饱和度,满足  $S_g + S_w +$

$S_h = 1$ ;

$P_c$  ——毛细管压力。

式中气体和水流速由达西定律表示。

$$v_i = -\frac{kk_{r,i}}{u_i} \nabla P_i \quad (14)$$

式中:

$i$  ——混合两相,气相(g)和水相(w);

$v_i$  —— $i$  相的速度;

$u_i$  —— $i$  相的动力粘度(Pa·s);

$P_i$  —— $i$  相的压力(Pa);

$k_{r,i}$  —— $i$  相的相对渗透率。

## 1.3 水合物储层气、水两相渗流相对渗透率模型

气体和水的相对渗透率采用 Corey 模型<sup>[22]</sup> 来描述:

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wr}}{S_g + S_w - S_{gr}} \right)^{n_w} \quad (15)$$

$$k_{rg} = \left( \frac{S_g - S_{gr}}{S_g + S_w - S_{gr}} \right)^{n_g} \quad (16)$$

$$P_c = P_g - P_w = P_{ce} \left( \frac{S_w - S_{wr}}{S_g + S_w - S_{gr}} \right)^n \quad (17)$$

式中:

$n_w$ 、 $n_g$  ——模型参数,分别取 2、4;

$n$  ——模型参数,取 2;

$S_{gr}$ 、 $S_{wr}$  ——束缚气饱和度、束缚水饱和度;

$P_{ce}$  ——进气值参考压力。

#### 1.4 水合物分解过程中热量传递

固相水合物分解生成气体和水的过程需要不断吸收热量,水合物储层中热量交换包括反应热、热对流与热传导,水合物储层基质与裂隙流体的热量交换通过热对流和热传导进行。水合物分解过程的能量转移采用能量方程进行描述。

$$C_{eq} \frac{\partial T}{\partial t} + (\rho_g C_g \bar{v}_g + \rho_w C_w \bar{v}_w) \nabla T + \nabla(-k_{eq} \nabla T) = Q_h + q \quad (18)$$

$$C_{eq} = \varphi(\rho_w S_w C_w + \rho_g S_g C_g + \rho_h S_h C_h) + (1 - \varphi) \rho_s C_s \quad (19)$$

$$k_{eq} = \varphi S_g \lambda_g + \varphi S_w \lambda_w + \varphi S_h \lambda_h + (1 - \varphi) \lambda_s \quad (20)$$

$$Q_h = \frac{m_h}{M_h} (C_1 + C_2 T) \quad (21)$$

$$q = h(T_r - T_w) \quad (22)$$

式中:

$\rho_i$  ——  $i=\{g,w,h,s\}$ , 密度( $\text{kg}/\text{m}^3$ );

$S_i$  ——  $i=\{g,w,h\}$ , 饱和度;

$C_i$  ——  $i=\{g,w,h,s\}$ , 比热容( $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ );

$k_{eq}$  —— 等效导热系数( $\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ );

$\lambda_i$  ——  $i=\{g,w,h,s\}$ , 导热系数( $\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ );

$h$  —— 对流换热系数( $\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ );

$Q_h$  —— 水合物相变潜热(J);

$C_1$ 、 $C_2$  —— 回归系数;

$q$  —— 裂隙流体与水合物储层接触界面热通量( $\text{W}/\text{m}^2$ );

$T_r$ 、 $T_w$  —— 水合物储层温度、裂隙流体温度(K)。

## 2 模型验证

基于 Comsol Multiphysics 数值模拟软件 PDE 模块建立以水合物饱和度、孔隙气压力、孔隙水压力、储层温度为场变量的 THC 多物理场耦合数值模型并进行求解,求解过程如图 1 所示。为验证理论模型与数值模型的正确性,分别与 Masuda<sup>[19]</sup> 砂岩岩芯降压分解实验结果、Wilder<sup>[23]</sup> 天然气水合物降压分解模型模拟结果进行对比验证。

Masuda 砂岩岩芯降压分解实验中,圆柱形岩芯样品直径为 5.1 cm,长度为 30 cm, A、B、C 三个监测点分别距离降压边界 0.3 cm、15 cm、22.5 cm。模型如图 2 所示,左侧边界为降压边界,  $P = 2.84 \text{ MPa}$ ,其他边界为恒温和无流动边界,模型初始条件如表 1。

图 3 为测点温度变化和产气量的结果对比图。

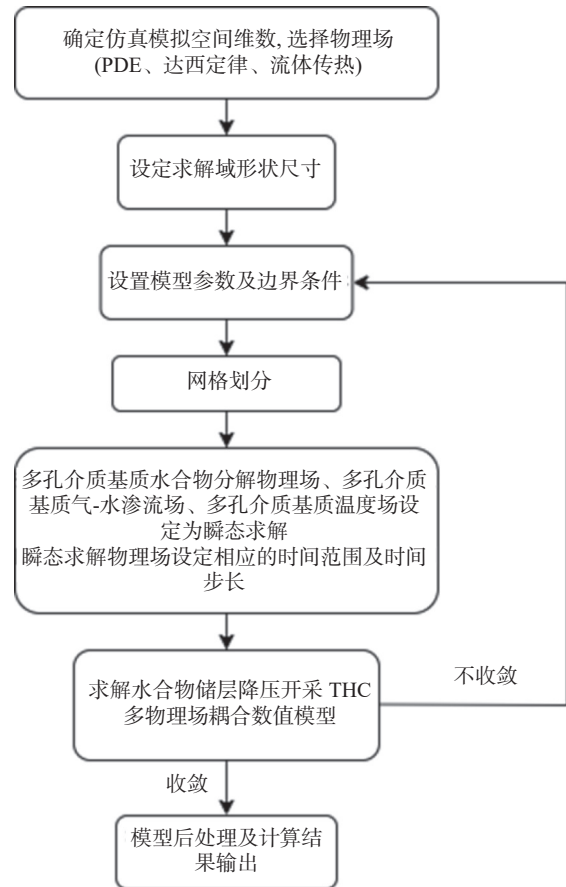


图 1 模型求解流程图

Fig. 1 Model solving flow chart

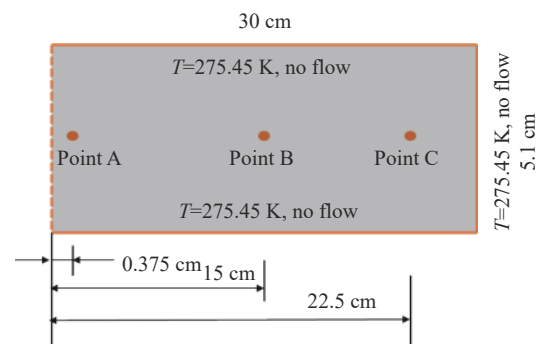


图 2 Masuda 砂岩岩芯降压分解模型

Fig. 2 Masuda model for decomposition by depressurization of sandstone cores

由图 3(a)可以看出,模拟和实验测点的温度基本吻合,整体上处于先降低后升高的趋势,距离降压边界近的测点温度先降至最低点然后温度回升。这是由于靠近降压边界处的储层压力先降低至水合物相平衡压力之下,水合物大量分解并消耗大量热量,外界补充热量小于水合物分解消耗的热量,储层温度降

表 1 Masuda 水合物降压分解实验模拟参数  
Tab. 1 Parameters for Masuda hydrate decomposition by depressurization experiment

参数	数值
初始气体压力 $P_{g0}/\text{MPa}$	3.75
初始水合物饱和度 $S_{h0}$	0.443
初始水饱和度 $S_{w0}$	0.206
水合物储层初始温度 $T/\text{K}$	275.45
孔隙度 $\phi$	0.182
无水合物多孔介质绝对渗透率 $k_0/\text{mD}$	98

低。随后水合物分解速度减慢, 外界补充热量大于水合物分解消耗的热量, 储层温度逐渐升高, 上升至环境温度后保持不变。由图 3(b)可知, Masuda 实验中最终产气量为  $8985.7 \text{ cm}^3$ , 产气初期产气速率较高, 随着运行时间的变化产气速率逐渐减小进入稳定产气阶段直至产气结束, 累积产气量趋于稳定。模型设置左侧降压边界处压力瞬间降低至  $2.84 \text{ MPa}$ , 而实验中通过抽取水合物储层流体致使储层压力缓慢降低至  $2.84 \text{ MPa}$ , 模型中压降传递速率更快, 水合物分解速率加快, 因此, 模型中产气速率高于 Masuda 实验结果。模型数值模拟结果的最终产气量为  $8990 \text{ cm}^3$  与 Masuda 实验最终产气量基本相同。

图 4 为 Wilder 水合物降压分解模型, 模型尺寸为  $L \times W = 1.5 \text{ m} \times 1 \text{ m}$ , 左端为降压端  $P = 2.8 \text{ MPa}$ , 并且保持温度  $T = 6 \text{ }^\circ\text{C}$ , 其他边界为绝热和无流动边界, 左侧降压驱动力作用下水合物分解。模型初始条件及基本参数如表 2 所示。

图 5 为数值模拟结果与其他数值分析结果对比图, 可以看出, 所建立模型的计算结果与其他数值分析结果一致。如图 5(a), 降压 3 d 后, 近降压端水合物饱和度由 0.5 降低至 0, 远离降压端处水合物饱和度由 0.5 降至 0.4 后保持不变, 这是由于近降压端模拟域温度高, 给水合物分解提供足够的热量, 水合物分解较快, 离降压端较远处模拟域温度较低, 水合物分解所需热量供给不足, 水合物停止分解, 如图 5(b)。

计算结果与 Masuda 砂岩岩芯水合物降压分解试验累积产气量、测点温度以及 Wilder 水合物降压分解的模拟结果进行对比分析, 所有计算结果吻合较好, 验证了所建模型的有效性和可靠性, 可用于进一步研究。

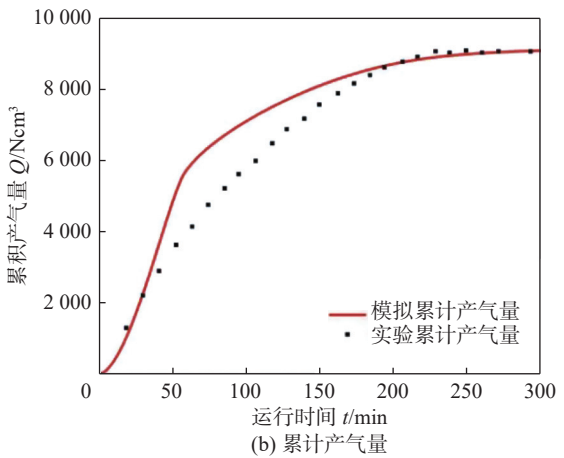
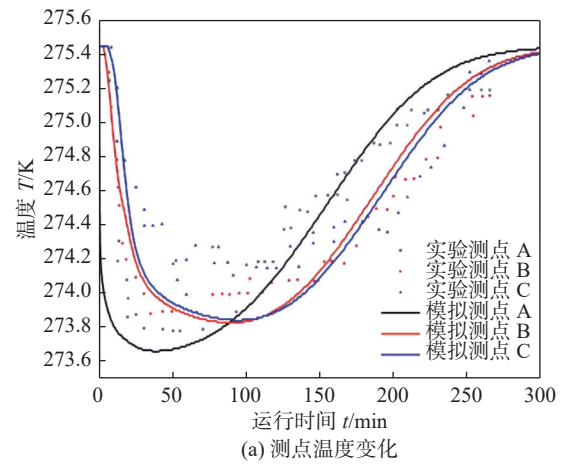


图 3 数值模拟结果与 Masuda 实验结果对比  
Fig. 3 Comparison of numerical simulation results with Masuda experimental results

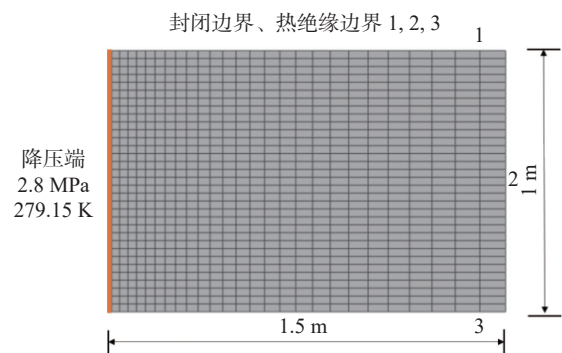


图 4 Wilder 降压分解模型示意图  
Fig. 4 Diagram of Wilder decomposition by depressurization model

### 3 水合物储层裂隙注热开采数值模拟

压裂使低渗透率水合物储层形成裂缝网络, 随后通过井筒向水合物储层注入高温水, 高温水通过裂缝网络到达储层深处为水合物分解提供热量, 这

是一种提高储层产气速率的方法,方案示意图如图 6 所示。单裂隙是组成裂缝网络的基本单元,探究单裂隙水合物储层注热开采产气速率的影响机理为后

表 2 Wilder 降压分解模型参数

Tab. 2 Parameters for Wilder decomposition by depressurization model

参数	数值
初始气体压力 $P_{g0}/\text{MPa}$	8
初始水合物饱和度 $S_{h0}$	0.5
初始水饱和度 $S_{w0}$	0.5
水合物储层初始温度 $T/\text{K}$	279.15
孔隙度 $\phi$	0.2
无水合物多孔介质绝对渗透率 $k_0/\text{mD}$	300
残余水饱和度 $S_{wr}$	0.1
残余气饱和度 $S_{gr}$	0.01

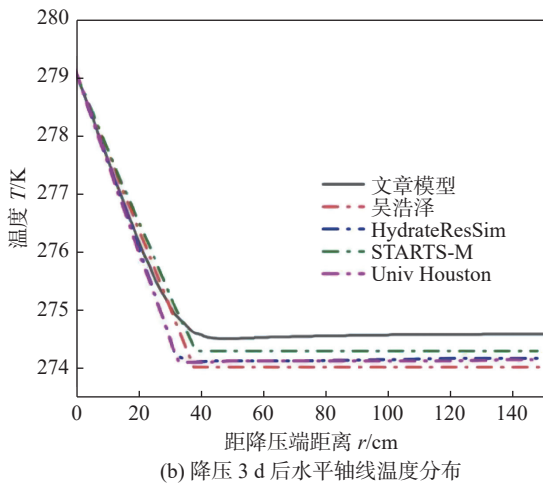
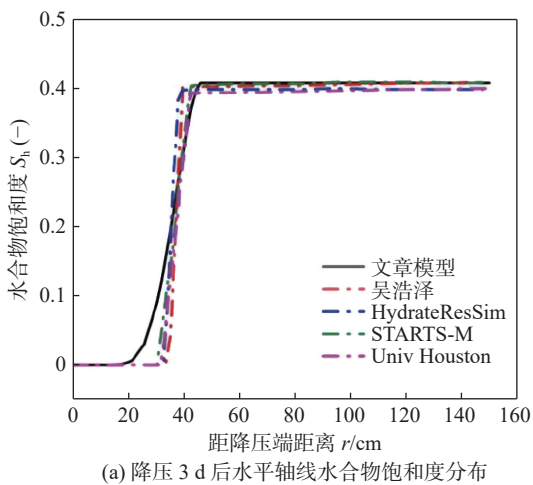


图 5 沿水平轴线水合物饱和度和温度分布

Fig. 5 Hydrate saturation and temperature distribution along the horizontal axis

续研究压裂后含复杂裂隙水合物储层注热开采产气速率的影响机理奠定基础。

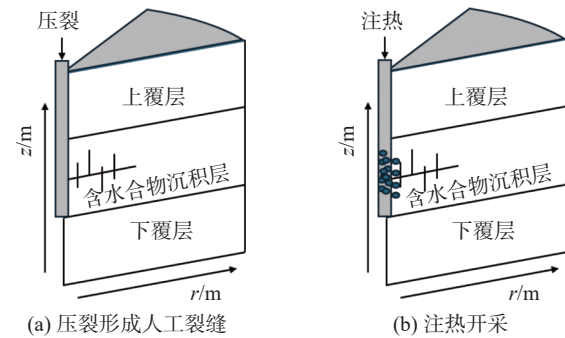


图 6 压裂后注热开采水合物的方案

Fig. 6 Scheme of fractured hydrate extraction by heat injection

基于验证后 Wilder 水合物储层降压开采数值模型构建单裂隙水合物储层注热开采数值模型,如图 7 所示,模型尺寸为  $L \times W = 1.5 \text{ m} \times 1 \text{ m}$ , 横向贯穿一条开度为  $e$  的裂隙, 裂隙流体流场与温度场分别用达西定律与流体传热物理场表示。模拟域的初始温度和初始压力分别为 279.15 K 和 8 MPa, 模型左侧边界压力为定值, 大小与水合物储层初始压力相同, 其余三边为热绝缘边界和无流动边界。裂隙注入温度为  $T_{in}$ , 裂隙上下边界为热通量边界, 裂隙入口和出口处为固定的压强差  $\Delta P$ 。数值模拟具体参数如表 3 所示。

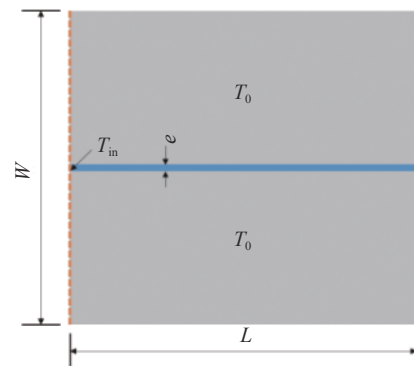


图 7 单裂隙水合物储层注热开采数值模型

Fig. 7 Numerical model of heat injection extraction in hydrate reservoirs with a single fracture

## 4 结果分析

### 4.1 注热温度对单裂隙水合物储层产气速率的影响

水合物分解是吸热反应, 高温水沿裂缝到达储层深处, 一方面高温流体与水合物储层间进行对流

表 3 单裂隙水合物储层注热开采数值模型计算参数  
Tab. 3 Calculation parameters for numerical model of heat injection extraction in hydrate reservoirs with a single fracture

参数	参考值
孔隙度 $\phi$	0.2
初始温度 $T_0/K$	279.15
初始气体压力 $P_{g0}/MPa$	8
无水合物多孔介质绝对渗透率 $k_0/m^2$	$2.96 \times 10^{-13}$
初始水合物饱和度 $S_{h0}$	0.5
初始水饱和度 $S_{w0}$	0.5
进气值参考压力 $P_{ref}/MPa$	0.1
裂缝孔隙度 $\phi_f$	0.2
裂隙初始温度 $T_{f0}/K$	279.15
裂缝初始压力 $P_{f0}/atm$	1
裂缝绝对渗透率 $k_{f0}/m^2$	$10^{-10}$
渗透率下降指数 $N$	9
相对渗透率指数 $n_w, n_g$	2, 4
对流换热系数 $h/(W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1})$	30

换热, 为水合物分解提供充足的热量; 另一方面, 沿裂缝分布的水合物在高温水作用下分解, 分解生成的甲烷气体和水在相邻结构单元压力差作用下流出, 沿裂缝处储层渗透率增大。图 8 为注热温度 20 °C, 裂隙开度  $e = 1 \text{ mm}$ , 运行 2 h、10 h、60 h、120 h 后的水合物储层水合物饱和度分布图。由图 8 可知, 靠近裂缝区域的水合物先分解, 沿裂缝形成无水合物锥形区域, 随着运行时间的增加, 无水合物区域逐渐增大, 在整个运行过程中, 无水合物区域沿着裂隙中心线对称。这是因为裂隙注热温度与水合物储层温度温差较大, 受热水影响区域裂隙流体与水合物储层之间产生剧烈的对流换热效应, 靠近裂隙区域水合物储层温度迅速升高, 水合物储层压力低于升温后水合物相平衡压力, 水合物先分解。

图 9 为不同注热温度对单裂隙水合物储层产气速率和产气量的影响。从图 9(a) 可以看出, 裂隙注热时产气速率分解可分为 3 个阶段: (1) 第 1 阶段: 产气速率骤升后快速回落到较低水平, 产生第一个产气速率峰值。这是因为靠近注热裂隙的水合物储层与裂隙流体对流换热剧烈, 靠近注热裂隙部分水合物储层升温快, 水合物相平衡条件破坏, 水合物快速分解。但由于靠近裂隙部分水合物完全分解, 离裂隙较远处水合物未达到分解条件, 产气速率回落

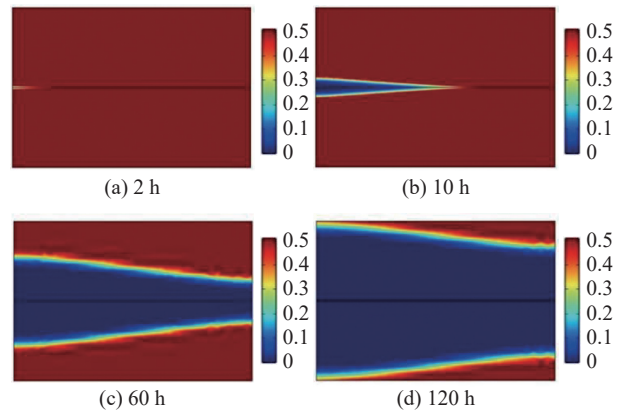
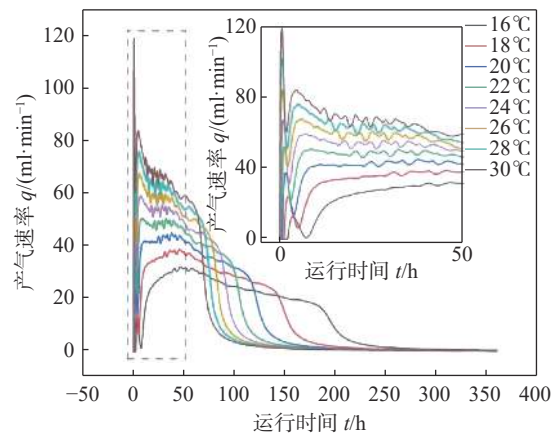
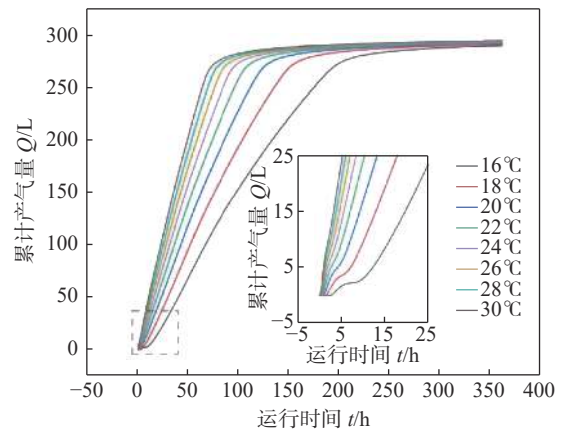


图 8 不同时刻水合物饱和度分布图

Fig. 8 Distribution diagram of hydrate saturation at different moments



(a) 不同注热温度下的产气速率随运行时间的变化



(b) 不同注热温度下的产气量随运行时间的变化

图 9 不同注热温度下产气速率和产气量随运行时间的变化  
Fig. 9 Variation of gas production rate and gas production volume with time at different heat injection temperatures

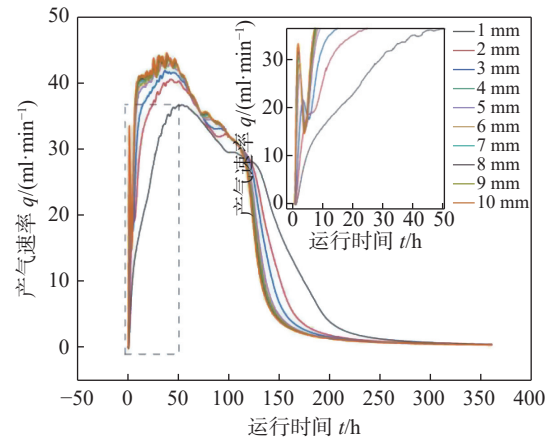
到较低水平; (2) 第 2 阶段: 产气速率逐渐上升, 达到第二个峰值产气速率后逐渐下降。在裂隙对流换热

和水合物储层内部热传导的作用下,离裂隙较远处水合物储层温度逐渐升高,该区域水合物大量分解,产气速率逐渐上升。由于水合物大量分解吸收热量多,水合物储层温度上升速度减慢,水合物分解速率随之逐渐降低;(3)第 3 阶段:储层内水合物饱和度不断减小,产气速率骤降至 0 后保持不变。

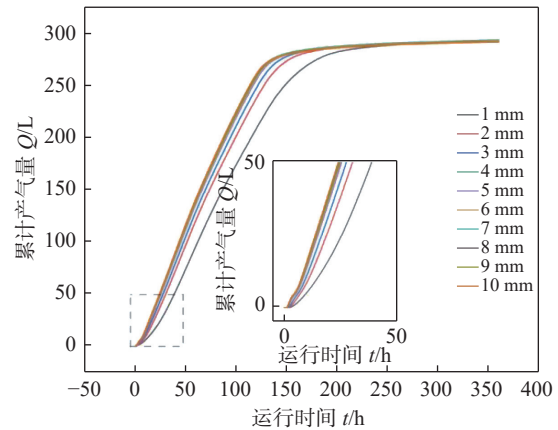
由图 9(a)可知,注热温度较高时( $T=24、26、28、30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ),第 2 阶段产气速率上升时间较短,出现峰值产气速率的时间更早,且第 2 阶段峰值产气速率小于第 1 阶段峰值产气速率。注热温度较低时( $T=16、18、20、22\text{ }^{\circ}\text{C}$ ),第 2 阶段产气速率上升时间较长且第 2 阶段峰值产气速率大于第 1 阶段峰值产气速率。这是因为水合物储层初始温度相同,注水温度越高,水合物储层与裂隙流体单位时间交换的热量越多,靠近裂隙部分水合物储层温度单位时间内上升幅度越大,第 1 阶段峰值产气速率越大。随后,由于水合物储层内部的热传导作用,远离注热裂隙区域水合物储层温度在更短时间内提高,水合物大量分解,产气速率迅速增加。由于温度较高时,第 1 阶段的对流换热作用大于第 2 阶段水合物储层热传导作用,第 1 阶段峰值产气速率大于第 2 阶段峰值产气速率。随着运行时间的增加,水合物分解产气量不断增大,水合物分解完成后产气量保持不变。并且,随着裂隙注热温度的提高,产气量曲线出现拐点的时间不断提前,越早达到最终产气量,如图 9(b)所示。这是因为随着裂隙注热温度的提高,裂隙流体与水合物储层温差越大,单位时间交换的热量越多(见式(21)),水合物分解得越快。

#### 4.2 裂隙开度对水合物储层产气速率的影响

图 10 为注热温度为  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、注热压差为  $0.05\text{ MPa}$  时不同裂隙开度对水合物储层产气速率和产气量的影响。如图 10(a)所示,不同裂隙开度下产气速率随运行时间的变化分为 3 个阶段,与图 7 相同,但裂隙开度为  $1\text{ mm}$ 、 $2\text{ mm}$  时,第 1 阶段并未出现峰值产气速率。这是因为注热温度较低、裂隙开度较小时,对流换热效果不显著,靠近裂隙部分水合物分解较慢,随着运行时间的增加,水合物储层升温区域逐渐扩大,产气速率逐渐增大。不同裂隙开度下,第 1 阶段峰值产气速率均低于第 2 阶段峰值产气速率,由前文可知,这主要由注热温度起主导作用。随着裂隙开度增加,第 1 阶段峰值产气速率与第 2 阶段峰值



(a) 不同裂隙开度下产气速率随运行时间的变化



(b) 不同裂隙开度下产气量随运行时间的变化

图 10 不同裂隙开度下水合物储层产气速率及产气量随运行时间的变化

Fig. 10 Variation of gas production rate and gas production volume with time in hydrate reservoirs with different fracture aperture

产气速率均有所增加并且峰值产气速率出现的时间不断提前,如图 11 所示。并且裂隙开度越大,产气量曲线越先出现拐点,越早达到最终产气量,如图 10(b)所示。这是因为裂隙开度越大,可用于对流换热的流体越多,水合物储层温度升温更快,水合物分解越快。但是裂隙开度对产气速率的影响有一个阈值,超过该阈值时变化不大,如图 11 所示,峰值产气速率及峰值产气速率出现的时间随裂隙开度的变化逐渐趋于平缓。

#### 4.3 注热速度对水合物储层产气速率的影响

图 12 为不同注热速度下水合物储层产气速率及产气量随运行时间的变化。由图 12(a)可知,产气速率随运行时间的变化分为 3 个阶段,这与图 9(a)、图 8(a)产气速率随运行时间变化的规律相同。注热



速度较大时, 初始注热阶段产气速率短暂升高后降低, 这是由于裂隙注热速度越大, 单位时间内裂隙流体与水合物储层交换的热量越多, 靠近裂隙区域水

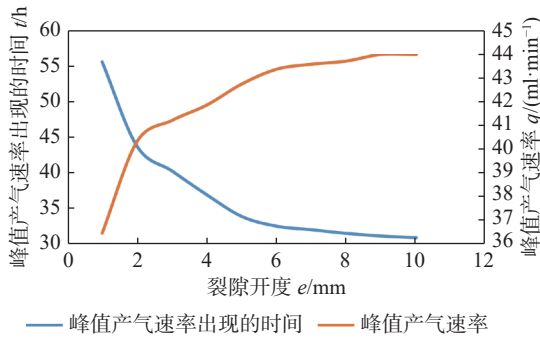
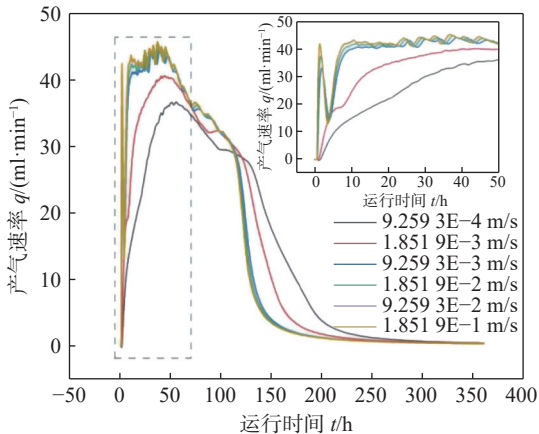
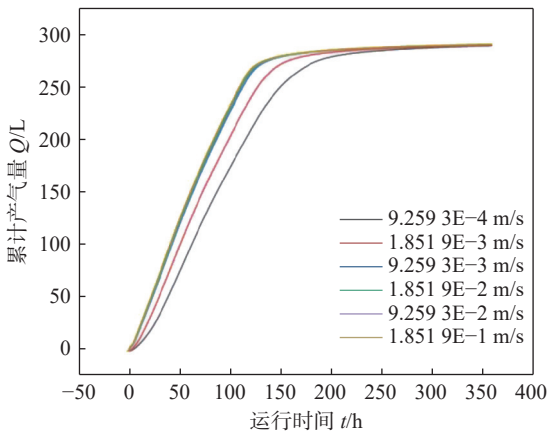


图 11 峰值产气速率与峰值产气速率出现的时间随裂隙开度的变化

Fig. 11 Variation of peak gas production rate and occurrence time of peak gas production rate with fracture aperture



(a) 不同注热速度下产气速率随运行时间的变化



(b) 不同注热速度下产气量随运行时间的变化

图 12 不同注热速度下产气速率与产气量随运行时间的变化

Fig. 12 Variation of gas production rate and gas production volume with time at different heat injection velocities

合物储层温度迅速升高, 水合物分解较快, 但由于水合物分解吸收热量较多, 离裂隙较远处水合物储层温度升温速度减慢, 产气速率降低。图 12(b)为不同注热速度下产气量随运行时间的变化, 由图 12(b)可以看出, 产气量随运行时间逐渐增加, 水合物完全分解后, 产气量保持不变。

#### 4.4 注热参数正交设计分析

基于正交试验设计分析, 可确定注热温度、裂隙开度、注热速度对水合物储层峰值产气速率的影响程度, 将 3 个影响因素的水平数均设置为 3, 正交设计所用具体参数如表 4 所示。

表 4 注热参数水平

Tab. 4 Level of heat injection parameters

水平	1	2	3
$T_{in}/^{\circ}\text{C}$	20	24	28
$e/\text{mm}$	1	2	3
$v_{in}/(\text{m}\cdot\text{s}^{-1})$	0.009 26	0.027 78	0.055 56

基于单裂隙水合物储层注热开采影响因素水平数, 设计  $L_9(3^3)$  正交表, 该正交表共包含 9 个方案, 设置峰值产气速率( $q_{max}$ )为综合评价指标, 对正交试验设计计算结果进行极差分析, 如表 5 所示。

极差分析是考虑某个因素对结果的影响时, 其他因素对结果的影响是均衡的。以峰值产气速率为指标评价注热参数的影响程度, 由表 5 可以看出, 极

表 5 注热参数正交试验方案表

Tab. 5 Orthogonal test scheme for heat injection parameters

方案	$T_{in}/^{\circ}\text{C}$	$e/\text{mm}$	$v_{in}/(\text{m}\cdot\text{s}^{-1})$	$q_{max}/(\text{ml}\cdot\text{min}^{-1})$
1	20	1	0.009 26	36.674
2	20	2	0.027 78	42.865
3	20	3	0.055 56	42.264
4	24	1	0.027 78	48.105
5	24	2	0.055 56	56.277
6	24	3	0.009 26	51.993
7	28	1	0.055 56	71.670
8	28	2	0.009 26	62.262
9	28	3	0.027 78	70.434
平均数1	40.601	52.150	50.310	—
平均数2	52.125	53.801	53.801	—
平均数3	68.122	54.897	56.737	—
极差	27.521	2.747	6.427	—
较优水平	28	3	0.055 56	—
因素主次	1	3	2	—

差最大的因素是注热温度,其最佳水平为 28 ℃;注热速度次之,最佳水平为 0.055 56 m/s;裂隙开度的极差最小,最佳水平为 3 mm。通过以上分析的选取参数范围内的最优组合为:注热温度 28 ℃,注热速度 0.055 56 m/s,裂隙开度 3 mm,该组合下的峰值产气速率为 71.670 ml/min。

## 5 结论

文章以压裂后的水合物储层为研究对象建立单裂隙水合物储层注热开采数值模型,分析单裂隙注热开采水合物的分解过程,探究单裂隙水合物储层注热开采方式下注热温度、注热速度、裂隙开度对水合物储层产气速率影响规律,并进行 3 因素 3 水平正交方案设计,对正交结果分析得到注热温度是影响储层产气速率的关键因素。主要结论如下:

1)沿裂缝注入热水后,注水口处裂缝附近区域水合物先发生分解,形成无水合物锥形区域。随着运行时间的进行,热水向水合物储层内部流动,无水合物锥形区域逐渐扩大,直至水合物完全分解。

2)从单因素分析中可以看出,注热温度、注热速度、裂隙开度对水合物储层产气速率的影响规律均分为 3 个阶段,对流换热对靠近裂缝区域水合物分解起主导作用,热传导对离裂缝较远处的水合物分解起主导作用。注热温度越高、注热速度越大、裂隙开度越大,水合物储层产气速率越大,水合物完全分解所用时间越短,累积产气量曲线越先出现拐点。提高注热温度、增大注热速度、增大裂隙开度对水合物储层产气速率的提升作用有限。

3)通过注热开采参数正交分析,得到注热开采参数对单裂隙水合物储层峰值产气速率的影响程度,结果发现峰值产气速率对注热温度最敏感,注热速度次之,裂隙开度影响程度最小。

### 参考文献:

- [1] 魏纳,白睿玲,周守为,等.碳达峰目标下中国深海天然气水合物开发战略[J].*天然气工业*,2022,42(2):156-165. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.02.017.
- [2] WEI N, BAI R L, ZHOU S W, et al. China's deepwater gas hydrate development strategies under the goal of carbon peak [J]. *Natural gas industry*, 2022, 42(2): 156-165. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.02.017.
- [3] 邱彬,姚铭承,王凯,等.计及碳抵消-碳交易下天然气管网压力能发电的 IES 低碳经济优化调度[J].*电力建设*,2023,44(6):41-52. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2023.06.005.
- [4] QIU B, YAO M C, WANG K, et al. IES low-carbon economic optimal dispatch of pressure-energy generation in natural gas pipeline network considering carbon offset and carbon trading [J]. *Electric power construction*, 2023, 44(6): 41-52. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2023.06.005.
- [5] 周守为,李清平,朱军龙,等.中国南海天然气水合物开发面临的挑战与思考[J].*天然气工业*,2023,43(11):152-163. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.11.015.
- [6] ZHOU S W, LI Q P, ZHU J L, et al. Challenges and considerations for the development of natural gas hydrates in South China Sea [J]. *Natural gas industry*, 2023, 43(11): 152-163. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.11.015.
- [7] 张旭辉,鲁晓兵,李鹏.天然气水合物开采方法的研究综述[J].*中国科学:物理学 力学 天文学*,2019,49(3):38-59. DOI: 10.1360/SSPMA2018-00212.
- [8] ZHANG X H, LU X B, LI P. A comprehensive review in natural gas hydrate recovery methods [J]. *Scientia sinica physica, mechanica & astronomica*, 2019, 49(3): 38-59. DOI: 10.1360/SSPMA2018-00212.
- [9] 张治忠,陈继平,谭学谦,等.天然气联合循环电厂燃烧后 CO<sub>2</sub> 捕集一体化技术经济评价[J].*南方能源建设*,2023,10(2):55-61. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.008.
- [10] ZHANG Z Z, CHEN J P, TAN X Q, et al. Economic evaluation of post-combustion CO<sub>2</sub> capture integration technology in natural gas combined cycle power plant [J]. *Southern energy construction*, 2023, 10(2): 55-61. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.008.
- [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. DOI: 10.15302/J-SSCAE-2022.03.022.
- [12] LI Q P, ZHOU S W, ZHAO J F, et al. Research status and prospects of natural gas hydrate exploitation technology [J]. *Strategic study of CAE*, 2022, 24(3): 214-224. DOI: 10.15302/J-SSCAE-2022.03.022.
- [13] 夏志增,王学武,王厉强,等.热水吞吐开采水合物藏数值模拟研究[J].*西南石油大学学报(自然科学版)*,2018,40(6):124-130. DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2018.01.10.02.
- [14] XIA Z Z, WANG X W, WANG L Q, et al. Numerical simulation of mining from hydrate reservoir using huff-and-puff hot water injection [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (science & technology edition)*, 2018, 40(6): 124-130. DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2018.01.10.02.
- [15] 徐涛,张召彬,李守定,等.天然气水合物原位补热降压充填开采方法三维数值模拟研究[J].*工程地质学报*,2021,29(6):12096/j.2096-4528.pgt.21075.
- [16] RAO Q P, HAO J G, BAI Y S. Analysis on the development path of natural gas power generation in China under the background of carbon emission target [J]. *Power generation technology*, 2022, 43(3): 468-475. DOI: 10.12096/j.2096-4528.pgt.21075.

- 1926-1941. DOI: [10.13544/j.cnki.jeg.2021-0177](https://doi.org/10.13544/j.cnki.jeg.2021-0177).
- XU T, ZHANG Z B, LI S D, et al. 3D numerical evaluation of gas hydrate production performance of the depressurization and backfilling with in-situ supplemental heat method [J]. *Journal of engineering geology*, 2021, 29(6): 1926-1941. DOI: [10.13544/j.cnki.jeg.2021-0177](https://doi.org/10.13544/j.cnki.jeg.2021-0177).
- [10] 韦文娜, 李波, 陈玲玲, 等. 井下原位加热强化开采冰冻型水合物实验 [J]. *中南大学学报 (自然科学版)*, 2022, 53(3): 1069-1081. DOI: [10.11817/j.issn.1672-7207.2022.03.027](https://doi.org/10.11817/j.issn.1672-7207.2022.03.027).
- WEI W N, LI B, CHEN L L, et al. Experiment of enhancement exploitation of frozen gas hydrate by in-situ wellbore heating method [J]. *Journal of Central South University (science and technology)*, 2022, 53(3): 1069-1081. DOI: [10.11817/j.issn.1672-7207.2022.03.027](https://doi.org/10.11817/j.issn.1672-7207.2022.03.027).
- [11] SELLM M S, SLOAN E D. Hydrate dissociation in sediment [J]. *SPE reservoir engineering*, 1990, 5(2): 245-251. DOI: [10.2118/16859-PA](https://doi.org/10.2118/16859-PA).
- [12] 李淑霞, 曹文, 李杰, 等. 天然气水合物注热水开采热前缘移动规律实验研究 [J]. *现代地质*, 2014, 28(3): 659-662. DOI: [10.3969/j.issn.1000-8527.2014.03.025](https://doi.org/10.3969/j.issn.1000-8527.2014.03.025).
- LI S X, CAO W, LI J, et al. Experimental study on thermal front movement of natural gas hydrate by injecting hot water [J]. *Geoscience*, 2014, 28(3): 659-662. DOI: [10.3969/j.issn.1000-8527.2014.03.025](https://doi.org/10.3969/j.issn.1000-8527.2014.03.025).
- [13] LI S X, WANG Z Q, XU X H, et al. Experimental study on dissociation of hydrate reservoirs with different saturations by hot brine injection [J]. *Journal of natural gas science and engineering*, 2017, 46: 555-562. DOI: [10.1016/j.jngse.2017.07.032](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.032).
- [14] HAO Y M, LI X Z, LI S X, et al. Heat conduction and thermal convection on thermal front movement during natural gas hydrate thermal stimulation exploitation [J]. *Oil & gas science and technology - revue d'IFP energies nouvelles*, 2018, 73: 40. DOI: [10.2516/ogst/2018046](https://doi.org/10.2516/ogst/2018046).
- [15] VISHAL V, LALL D, SARNA S, et al. Sensitivity analysis of methane hydrate bearing Class 3 reservoirs during thermal injection [J]. *Journal of petroleum science and engineering*, 2020, 195: 107575. DOI: [10.1016/j.petrol.2020.107575](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107575).
- [16] KIM H C, BISHNOI P R, HEIDEMANN R A, et al. Kinetics of methane hydrate decomposition [J]. *Chemical engineering science*, 1987, 42(7): 1645-1653. DOI: [10.1016/0009-2509\(87\)80169-0](https://doi.org/10.1016/0009-2509(87)80169-0).
- [17] AMYX J W, BASS JR D M, WHITING R L. *Petroleum reservoir engineering: physical properties* [M]. New York: McGraw-Hill, 1960.
- [18] YOUSLF M H, ABASS H H, SELIM M S, et al. Experimental and theoretical investigation of methane-gas-hydrate dissociation in porous media [J]. *SPE reservoir engineering*, 1991, 6(1): 69-76. DOI: [10.2118/18320-PA](https://doi.org/10.2118/18320-PA).
- [19] MASUDA Y, FUJINAGA Y, NAGANAWA S, et al. Modeling and experimental studies on dissociation of methane gas hydrates in Berea sandstone cores [C]//*Proceedings of the 3rd International Conference on Gas Hydrates*, Salt Lake City, Utah, USA, July 18-22, 1999. Salt Lake City, 1999.
- [20] DENG X J, FENG J W, PAN S W, et al. An improved model for the migration of fluids caused by hydrate dissociation in porous media [J]. *Journal of petroleum science and engineering*, 2020, 188: 106876. DOI: [10.1016/j.petrol.2019.106876](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106876).
- [21] CHEN J, HOPMANS J W, GRISMER M E. Parameter estimation of two-fluid capillary pressure-saturation and permeability functions [J]. *Advances in water resources*, 1999, 22(5): 479-493. DOI: [10.1016/S0309-1708\(98\)00025-6](https://doi.org/10.1016/S0309-1708(98)00025-6).
- [22] COREY A T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities [J]. *Producers monthly*, 1954, 19: 38-41.
- [23] WILDER J W, MORIDIS G J, WILSON S J, et al. An international effort to compare gas hydrate reservoir simulators [C]//*Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates*, Vancouver, British Columbia, Canada, July 6-10, 2008. Vancouver, 2008: 6-10.

#### 作者简介:



薛变鸾

薛变鸾(第一作者, 通信作者)

1982-, 女, 副教授, 工学博士, 主要从事裂隙岩体多场耦合的数值仿真等方面的研究与教学工作(e-mail) [xueluanluan@scut.edu.cn](mailto:xueluanluan@scut.edu.cn)。

#### 彭瑞

1998-, 女, 建筑与土木工程硕士, 主要从事天然气水合物数值仿真分析工作(e-mail) [1214419687@qq.com](mailto:1214419687@qq.com)。

#### 项目简介:

**项目名称** 水力耦合激励下 NGH 储层内部结构演化与变形机理 (2024A1515011118)

**承担单位** 华南理工大学

**项目概述** 开发天然气水合物(NGH)有效补充中国能源供给。本项目通过 NGH 降压分解与多级三轴剪切实验, 分析 NGH 相变分解诱因及其物性变化规律, 考虑储层非线性变形与多相渗流的耦合关系, 构建三维复合单元流固耦合模型, 探究储层内物理场各向异性、耦合作用、动态变化对储层结构变形的影响。研究成果可促进 NGH 规模化开发。

**主要创新点** (1)构建精细化描述储层孔裂隙结构不连续性的三维弹粘塑性力学模型, 表征 NGH 相变分解储层结构演变与力学响应, 为 NGH 开采过程中储层稳定性提供理论支撑; (2)形成集离散网格前处理、数值模型构建、参数获取为一体的链条化 NGH 储层内部结构力学响应仿真试验分析技术, 综合考虑了流固耦合作用, 力学效应、多相渗流各向异性及其动态变化特性对储层结构变形的影响。

(编辑 徐嘉铖)