

文章编号: 0253-2697(2024)02-0412-15 DOI:10.7623/syxb202402007

# 储层改造对 I 类天然气水合物藏降压开发效果的影响规律

刘永革<sup>1,2</sup> 李 果<sup>1,2</sup> 贾 伟<sup>1,2</sup> 白雅洁<sup>1,2,3</sup> 侯 健<sup>1,2</sup> Clarke M A<sup>4</sup> 徐鸿志<sup>5</sup> 赵二猛<sup>1,2</sup>  
纪云开<sup>6</sup> 陈立涛<sup>1,2</sup> 郭天魁<sup>1,2</sup> 贺甲元<sup>3</sup> 张 乐<sup>3</sup>

(1. 中国石油大学(华东)非常规油气开发教育部重点实验室 山东青岛 266580; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院 山东青岛 266580;  
3. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院 北京 100083; 4. 卡尔加里大学 加拿大阿尔伯塔 T2N1N4;  
5. 中国石油集团工程技术研究有限公司 天津 300451; 6. 青岛海洋地质研究所 山东青岛 266237)

**摘要:**针对目前天然气水合物藏数值模拟器无法精确表征基质和储层改造区传质传热规律的缺陷,在 Tough + Hydrate 软件中添加了 PEBI 非结构网格划分模块和基质—储层改造区传质传热计算模块,实现了储层改造辅助降压开发天然气水合物藏的数值模拟。首先对基质和储层改造区分别进行了建模,并根据离散裂缝理论对基质和储层改造区之间的传质传热规律进行了表征,建立了天然气水合物藏储层改造辅助降压开发数值模拟方法。然后以水力压裂储层改造方法为例,研究了中国南海神狐海域试采区天然气水合物藏水力压裂辅助降压开发的产能和物理场变化规律,并对产能影响因素进行了分析。研究结果表明,水力压裂可以加快气水流动相的产出速率和降压速率,进而更充分地利用储层热能和压能促进混合层和水合物层中水合物的分解和产能提升。相比于无压裂方案,水力压裂后峰值产量和长期开发累积产气量的增幅分别可达 198.7% 和 108.1%,但受制于储层热能的大量消耗,降压开发后期水合物分解速率和产能均会出现明显下降,且降压结束后水合物层中仍会剩余大量未分解水合物。裂缝导流能力、条数和半长均会对产能产生较大影响,裂缝导流能力越强、裂缝条数越多、半长越大,降压开发的产能也越高。

**关键词:**天然气水合物藏;水力压裂;离散裂缝;非结构网格;降压开发

中图分类号:TE357

文献标识码:A

## Influence law of reservoir stimulation on depressurization exploitation of class I natural gas hydrate reservoir

Liu Yongge<sup>1,2</sup> Li Guo<sup>1,2</sup> Jia Wei<sup>1,2</sup> Bai Yajie<sup>1,2,3</sup> Hou Jian<sup>1,2</sup> Clarke M A<sup>4</sup> Xu Hongzhi<sup>5</sup>  
Zhao Ermeng<sup>1,2</sup> Ji Yunkai<sup>6</sup> Chen Litao<sup>1,2</sup> Guo Tiankui<sup>1,2</sup> He Jiayuan<sup>3</sup> Zhang Le<sup>3</sup>

(1. MOE Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China; 2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China;  
3. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China; 4. University of Calgary, Alberta T2N1N4, Canada; 5. CNPC Engineering Technology Research Company Limited, Tianjin 300451, China;  
6. Qingdao Institute of Marine Geology, Shandong Qingdao 266237, China)

**Abstract:** Aiming at the defect that professional gas hydrate reservoir numerical simulator fails to accurately characterize mass and heat transfer laws in the matrix and reservoir stimulation areas. By adding PEBI unstructured grid division module and mass and the heat transfer calculation module for matrix and reservoir stimulation area in Tough + Hydrate software, a breakthrough is made in the numerical simulation of depressurization exploitation of natural gas hydrate reservoir assisted by reservoir stimulation. Firstly, the matrix and reservoir stimulation areas are modeled respectively, and the mass and heat transfer laws between the matrix and reservoir stimulation areas are characterized based on discrete fracture theory, thus establishing the numerical simulation method for depressurization exploitation of natural gas hydrate reservoir assisted by reservoir stimulation. Then, taking the reservoir stimulation by hydraulic fracturing as an example, the paper investigates the variation law of productivity and physical field during depressurization exploitation of natural gas hydrate reservoir assisted by hydraulic fracturing during trial production in Shenhu sea area of the South China Sea, and analyzes the influencing factors of productivity. Research results show that hydraulic fracturing can greatly ac-

**基金项目:**国家自然科学基金杰出青年科学基金项目(No. 51625403)、国家自然科学基金项目(No. 52334002)、青岛市自然科学基金项目(23-2-1-227-zyyd-jch)、中国石油天然气集团有限公司科技重大项目(ZD2019-184-002)和中国石油化工股份有限公司科技部项目(P20025、P20040-4)资助。

**第一作者:**刘永革,男,1987年6月生,2014年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油大学(华东)副教授、硕士生导师,主要从事天然气水合物藏数值模拟相关科研与教学工作。Email:liuyongge@upc.edu.cn

**通信作者:**侯 健,男,1972年10月生,2002年获石油大学(华东)博士学位,现为中国石油大学(华东)教授、博士生导师,主要从事油气藏渗流相关科研与教学工作。Email:houjian@upc.edu.cn

celerate the output rate and depressurization rate for gas-water mobile phase, so as to make full use of the reservoir heat and pressure to promote hydrate dissociation in the hybrid layer and hydrate layer. Compared with the case of no fracturing, the peak gas production and long-term cumulative gas production can increase up to 198.7% and 108.1% after hydrofracturing, respectively. However, being subject to the large consumption of heat, the hydrate dissociation rate and gas production will decrease significantly in the later stage of depressurization exploitation, and a large amount of undissociated hydrates still remain in the hydrate layer after depressurization. Fracture conductivity, fracture number and half length will have a great impact on gas productivity. The higher gas productivity after depressurization exploitation is attributed to the stronger fracture conductivity, the larger amount of fractures, and the larger half length.

**Key words:** gas hydrate reservoir; hydraulic fracturing; discrete fracture; unstructured grid; depressurization exploitation

引用:刘永革,李果,贾伟,白雅洁,侯健,Clarke M A,徐鸿志,赵二猛,纪云开,陈立涛,郭天魁,贺甲元,张乐. 储层改造对 I 类天然气水合物藏降压开发效果的影响规律[J]. 石油学报,2024,45(2):412-426,460.

Cite :LIU Yongge,LI Guo,JIA Wei,BAI Yajie,HOU Jian,CLARKE M A,XU Hongzhi,ZHAO Ermeng,JI Yunkai,CHEN Litao, GUO Tiankui,HE Jiayuan,ZHANG Le. Influence law of reservoir stimulation on depressurization exploitation of class I natural gas hydrate reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica,2024,45(2):412-426,460.

天然气水合物是在低温高压环境中形成的类冰状物质,其广泛存在于海底沉积物和冻土中,储量巨大,且具有清洁高效的优点,被视为“后石油时代”最具潜力的接替资源之一<sup>[1-2]</sup>。因此,发展天然气水合物藏的高效开发技术对于保障国家能源安全、实现“双碳”目标、建设海洋强国具有重要的现实意义<sup>[3-5]</sup>。继苏联、加拿大、美国和日本之后,在 2017 年和 2020 年,中国在南海神狐海域先后成功实施两次天然气水合物藏试采,实现了这一领域由“跟跑”到“领跑”的历史性跨越<sup>[5-9]</sup>。

天然气水合物藏可行的开发方法主要包括降压法、热激法、CO<sub>2</sub> 置换法以及注化学剂法,其中降压法无需注入流体(热、CO<sub>2</sub> 或化学剂),成本低,是较具商业化潜力的开发方式。但对于低渗透天然气水合物藏,试采的结果表明其产能较低<sup>[10-15]</sup>。以中国南海神狐海域试采区天然气水合物藏为例,其水合物层的渗透率为 2.38 mD,第 1 次试采中采用直井降压开发平均产气量仅为 5 151 m<sup>3</sup>/d,虽然在第 2 次试采中采用水平井大大提高了产能,平均产气量提升到了 2.87×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,但目前仍难以达到商业化开发的最低要求<sup>[16-19]</sup>。

对天然气水合物藏进行储层改造,大幅提高储层渗流能力和气体产能,是目前天然气水合物藏走向商业化开发之路的重要途径之一。由于数值模拟技术具有操作方便、结果直观、投入少的优势,因而近年来众多学者采用数值模拟方法对天然气水合物藏储层改造的开发效果进行了探索性研究。如 Li 等<sup>[20]</sup>采用 Comsol 软件建立天然气水合物藏数值模拟模型,并设定了一个水合物分解区,通过修改局部孔隙度和渗透率的方式研究了水力压裂对降压开发的影响规律,结果表明,水力压裂有效增加了水合物藏的渗透率,促进了压降的传播和水合物的分解。Yu 等<sup>[21]</sup>采用 Tough + Hydrate 软件在垂向上建立了厚度为 0.01 m 的网格层

用于表示裂缝,采用圆柱形网格建立了中国南海天然气水合物藏数值模拟模型,研究了裂缝对短期和长期产能的影响,研究表明,裂缝对短期产能影响很大,但对长期产能影响较小。Feng 等<sup>[22]</sup>采用 MH21-HYDRES 模拟器进行了数值模拟研究,设定了一个压裂改造区并将其渗透率调整为 1~5 D,研究了储层改造对高温水合物藏(14.3 ℃)和低温水合物藏(5.3 ℃)降压开发的影响,研究表明,压裂可以有效提高天然气水合物藏的降压开发产能,同时高温水合物藏相比于低温水合物藏更适宜进行压裂改造。Ma 等<sup>[23]</sup>根据中国南海神狐海域天然气水合物藏的地质参数采用 Tough + Hydrate 软件建立了数值模拟模型,并将厚度为 5 m 的网格渗透率增大用于表征裂缝的影响,同时分析了压裂位置对产能和水合物分解的影响规律。Li 等<sup>[24]</sup>采用 Tough + Hydrate 软件建立了圆柱形网格,并通过修改局部渗透率的方式近似模拟了劈裂注浆储层改造方法对降压开发产能的影响,研究表明,储层改造后降压开发产能相比改造前增加了 10 倍以上。Liu 等<sup>[25]</sup>采用 CMG 软件建立了神狐海域天然气水合物藏数值模拟模型,并对径向井充填区的孔隙度和渗透率进行了修正,模拟了“径向井—相变支撑剂充填”储层改造方法的增产效果。

目前关于储层改造对天然气水合物藏降压开发的影响已有文献可查,但由于专业的天然气水合物藏数值模拟器(如美国劳伦斯伯克利国家实验室的 Tough + Hydrate 软件、美国西北太平洋实验室的 STOMP-HYD 软件、日本的 MH21-HYDRES 等)均不包含储层改造模拟模块,因而上述研究均是采用对结构化网格进行整体加密或局部加密的方法对储层改造区的形态进行表征。网格加密方法一方面难以满足具有复杂拓扑结构储层改造区形态的精确描述,另一方面受限

于网格数量和计算速度的要求,加密幅度有限,难以实现基质与储层改造区之间传质传热规律的表征<sup>[26-31]</sup>。为此,笔者基于离散裂缝理论对 Tough + Hydrate 软件进行了二次开发,建立了基质和储层改造区的质量守恒方程、能量守恒方程以及基质和储层改造区之间的传质传热表征模型。在此基础上参考南海神狐海域试采区天然气水合物藏的基本参数,采用 PEBI 非结构网格建立了 I 类天然气水合物藏数值模拟模型,并以水力压裂方法为例,研究了储层改造后降压开发的生产动态和产能影响因素。

## 1 储层改造辅助降压开发数学模型

Tough + Hydrate 数值模拟器中包含相平衡模型和动力学模型两种模拟模式,两种模式均包含水相、气相、水合物相和冰相,但相平衡模型中仅包含水组分、甲烷组分和盐组分,水合物的生成和分解由热能、组分含量以及水合物的相平衡关系确定。动力学模型相比于相平衡模型增加了水合物组分,水合物的生成和分解质量根据 Kim 等建立的水合物生成和分解动力学方程进行计算<sup>[32]</sup>。Kowalsky 和 Moridis 对相平衡模型和动力学模型的计算结果进行比较的结果表明<sup>[33]</sup>,对于矿场尺度模拟,相平衡模型和动力学模型的计算结果相似,同时考虑到动力学模型组分较多,计算复杂度高,因而 Kowalsky 和 Moridis 推荐使用相平衡模型进行矿场尺度的模拟。基于此,笔者采用相平衡模型开展了后续模拟研究。

### 1.1 模型基本假设

模型的基本假设主要包括:①水合物相与冰相不可流动;由于储层改造后含水合物多孔介质基质和储层改造区中的气水运移规律尚缺少系统研究,模型中假设气和水在基质和储层改造区中的流动均满足达西定律<sup>[34]</sup>。②与对流相比,机械弥散较小,因而忽略机械弥散对溶解气和盐组分运移的影响。③忽略开发过程中盐在多孔介质中的沉积现象。④不考虑开发过程中的地质力学响应和出砂现象。⑤盐组分在水相中的溶解不影响水相的热物理性质。

### 1.2 数学模型构成

根据有限体积法,基质和储层改造区的质量守恒方程和能量守恒方程可以表达为统一的形式:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_r} M^k dV = \int_{\Gamma_r} \mathbf{F}^k \cdot \mathbf{n} dA + \int_{V_r} q^r dV \quad (1)$$

#### 1.2.1 质量守恒方程

基质和储层改造区单元体的孔隙体积均由不可流动相(水合物相和冰相)和流动相(水相和气相)充满,同时各相中可采用组分质量分数表征组分的质量占

比,因而各组分的质量累积项可表示为:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_r} M^k dV = \frac{d}{dt} \int_{V_r} \sum_{\beta} \phi_r S_{r\beta} \rho_{r\beta} X_{r\beta}^k dV \quad (2)$$

基质和储层改造区单元体均需要考虑其与相邻基质单元体和储层改造区单元体之间的质量交换,因而目标单元体的质量通量的积分项可表示为:

$$\int_{\Gamma_r} \mathbf{F}^k \cdot \mathbf{n} dA = \int_{\Gamma_{rM}} \mathbf{F}^k \cdot \mathbf{n} dA + \int_{\Gamma_{rF}} \mathbf{F}^k \cdot \mathbf{n} dA \quad (3)$$

目标单元体的质量源汇项可表示为:

$$\int_{V_r} q^k dV = \int_{V_r} \sum_{\beta} X_{r\beta}^k q_{r\beta} dV \quad (4)$$

#### 1.2.2 能量守恒方程

基质和储层改造区单元体的能量累积项均包括岩石和各相中蕴含的热能,可表示为:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_r} M^0 dV = \frac{d}{dt} \int_{V_r} [(1 - \phi_r) \rho_{rR} C_{rR} T_r + \sum_{\beta} \phi_r S_{r\beta} \rho_{r\beta} U_{r\beta}] dV \quad (5)$$

目标单元体与相邻基质单元体和储层改造区单元体之间的质量交换必然引起能量变化,因而目标单元体的能量通量可表示为:

$$\mathbf{F}^0 = -\lambda \nabla T + f_o \sigma_0 \nabla T^4 + \sum_{\beta} h_{\beta} \mathbf{F}_{\beta} \quad (6)$$

目标单元体的能量源汇项主要包含注入、产出的流体能量以及水合物分解或生成所需的热量:

$$\int_{V_r} q^0 dV = \int_{V_r} \left[ \sum_{\beta} h_{r\beta} q_{r\beta} + \Delta(\phi_r \rho_{rH} S_{rH} \Delta H_H) \right] dV \quad (7)$$

在相平衡模型中,式(7)中水合物饱和度的增加或降低主要根据水合物的相平衡关系进行判别。Moridis 等<sup>[35-36]</sup>基于 Sloan 等归纳的实验数据建立了水合物相平衡关系模型,该模型在 150~320 K 的温度范围内均可以很好地吻合实验数据。笔者采用该模型对水合物的相平衡关系进行判别:

$$\ln(\rho_e) = \begin{cases} -1.9413850446456 \times 10^5 + 3.31018213397926 \times 10^3 T - \\ 2.25540264493806 \times 10^1 T^2 + 7.67559117787059 \times 10^{-2} T^3 - \\ 1.30465829788791 \times 10^{-4} T^4 + 8.86065316687571 \times 10^{-8} T^5 \\ (T \geq 273.2 \text{ K}) \\ -4.38921173434628 \times 10^1 + 7.76302133739303 \times 10^{-1} T - \\ 7.27291427030502 \times 10^{-3} T^2 + 3.85413985900724 \times 10^{-5} T^3 - \\ 1.03669656828834 \times 10^{-7} T^4 + 1.09882180475307 \times 10^{-10} T^5 \\ (T < 273.2 \text{ K}) \end{cases} \quad (8)$$

#### 1.2.3 基质与储层改造区之间的质量传递方程

对于包含基质和储层改造区的双重介质系统,单元体之间的连接关系包括基质—基质、基质—储层改造区、储层改造区—储层改造区 3 种。气水流动均假

设满足达西渗流公式,同时考虑气体的滑脱效应和气体扩散,3种连接关系的质量通量可表示为:

$$\mathbf{F}_w = -\frac{K_{rw}\rho_w}{A\mu_w}T_s(\nabla p_w - \rho_w \mathbf{g}) \quad (9)$$

$$\mathbf{F}_g = -\left(1 + \frac{b}{p_g}\right)\frac{K_{rg}\rho_g}{A\mu_g}T_s(\nabla p_g - \rho_g \mathbf{g}) + \mathbf{J}_g^c \quad (10)$$

模型中水合物相不可流动,其相对渗透率为 0,气水相对渗透率曲线采用 van-Genuchten 模型<sup>[37]</sup>:

$$K_{rw} = \min\left[\left(\frac{S_w - S_{irw}}{1 - S_{irw}}\right)^{n_w}, 1\right]$$

$$K_{rg} = \min\left[\left(\frac{S_g - S_{irg}}{1 - S_{irg}}\right)^{n_g}, 1\right] \quad (11)$$

从式(9)一式(10)可以看出,质量通量的计算首先要确定 3 种连接关系的传导率。Karimi-Fard 等<sup>[38]</sup>对于上述各种连接关系进行了研究,并基于“星形法则”提出了任意单元体连接时传导率的计算通式:

$$\begin{cases} T_s = \frac{\alpha_i \alpha_j}{\sum_{k=1}^l \alpha_k} \\ \alpha_k = \frac{A_k k_k}{D_k} \mathbf{n}_k \cdot \mathbf{f} \end{cases} \quad (12)$$

目前提出的天然气水合物藏储层改造方法主要包括水力压裂、劈裂注浆等<sup>[18,24-27]</sup>。不同储层改造方法所形成的高导流通道的形态不同,因而建立储层改造区质量和能量守恒方程时需根据高导流通道的形态对式(1)中的单元体体积  $V_r$  进行修正,同时计算基质单元体与储层改造区单元体之间的气水质量通量时需根据单元体的相对位置和连接关系确定式(12)中单元体连接面的面积  $A_k$ 。将计算出的质量通量代入式(6)则可计算出基质单元体与储层改造区单元体之间的能量通量。

#### 1.2.4 初始条件和边界条件

Tough + Hydrate 软件中包含了可能出现的 13 种相态组合,每种相态组合所要求取的主变量不同。储层改造并没有改变相态组合,因而进行模拟时首先可根据目标天然气水合物藏的初始相态确定各基质和储层改造区单元体中的主变量,并对主变量进行初始化。

模型的边界条件包括内边界条件和外边界条件,对于降压开发而言,内边界条件为定压力,根据数值模拟原理,定压力时可根据 Peaceman 模型计算各组分的源汇,代入式(4)和式(7)中计算得到质量和能量守恒方程中的源汇项。对于外边界条件主要包括 Dirichlet 边界、Neumann 边界和混合边界 3 类,笔者采用封闭边界,属于 Neumann 边界的范畴<sup>[39]</sup>。

### 1.3 模型求解和验证

#### 1.3.1 模型求解

离散裂缝理论要求储层改造区单元体位于基质单

元体的交界面处,因而需采用非结构网格将储层改造区的复杂拓扑结构作为内边界约束进行建模。首先建立非结构网格划分方法,得到基质和储层改造区的网格信息以及基质—基质、基质—储层改造区、储层改造区—储层改造区之间的连接关系。在此基础上,对 Tough + Hydrate 软件进行代码修改,储层改造区中的气水流动计算以及水合物的生成与分解的判别与基质相同,但基质—储层改造区以及储层改造区—储层改造区之间各组分的质量交换需要根据式(9)一式(12)进行计算。由于天然气水合物藏储层改造辅助降压开发数值模拟模型具有强非线性,因而采用全隐式方法进行求解。如前所述,基质和储层改造区单元体的质量守恒方程和体系的能量守恒方程可以表达为统一的形式,因而可对式(1)进行离散,得到  $t+1$  时刻目标单元体的残差方程为:

$$R^{\tau,t+1} = M^{\tau,t+1} - M^{\tau,t} - \frac{\Delta t}{V_r} \sum_m A F^{\tau,t+1} - \Delta t q^{\tau,t+1} \quad (13)$$

采用经典的 Newton-Raphson (N-R) 迭代方法对残差方程进行线性化可以得到:

$$-\sum_{i=1}^v \frac{\partial R^{\tau,t+1}}{\partial x_i} \Big|_p \Delta x_{i,p+1} = R^{\tau,t+1}(x_{i,p}) \quad (14)$$

模型的求解步骤为:

- (1) 对模型进行相态初始化。
- (2) 根据初始化后各网格的相态选择所要求解的主变量。
- (3) 根据式(14)进行系数矩阵的构建。
- (4) 利用直接法或迭代法进行线性方程组的求解,得到主变量的变化量  $\Delta x_{i,p+1}$ 。
- (5) 利用式  $x_{i,p+1} = x_{i,p} + \Delta x_{i,p+1}$  对主变量进行更新。
- (6) 根据主变量的取值对次要变量进行更新。
- (7) 检查  $x_{i,p+1}$  是否满足误差要求。若是,表明当前时间步已收敛,继续执行步骤(8);若否,表明不满足误差要求。此时需要首先判断当前 N-R 迭代次数是否已达到设定上限。若否,则返回步骤(2);若是,表明时间步过大无法收敛,需减小时间步后返回步骤(1)。
- (8) 检查是否达到预设的模拟时间。若否,返回步骤(1)对相态进行初始化并开始下一时间步的计算;若是,则模拟结束。

#### 1.3.2 模型验证

黄满等<sup>[34]</sup>对目前天然气水合物藏储层改造的实验和模拟方法进行了综述,可以看出目前开展的实验主要集中在含水合物多孔介质水力压裂可行性评价以及裂缝形态观测方面。由于实验的复杂性,目前尚未见到水力压裂后降压开发产能评价的相关实验报道。此外,目



前专业的天然气水合物藏数值模拟器(STOMP-HYD、MH21-HYDRES等)均未开发专门的储层改造模块,基准模型的测试数据集尚未形成。为了验证所建立模型的准确性,采用两种方法进行验证:①对于具有简单结构的裂缝,Tough + Hydrate 可以采用局部网格加密的方法将裂缝显式建立在网格系统中,该方法无需修改软件代码因而其计算结果具有可靠性,可用来验证离散裂缝法的模拟结果<sup>[40-41]</sup>。②对于复杂形态裂缝,可在商业软件CMG中通过嵌入式离散裂缝方法建立裂缝模型,并通过CMG和Tough + Hydrate软件共有的CH<sub>4</sub>和水两相模型验证模型的准确性。

(1) 网格加密法与离散裂缝法的模拟结果对比

目前常用的非结构网格主要包括三角形网格和PEBI网格。相比于三角形网格,PEBI网格的正交性好,可大大降低网格间流动通量的计算误差,因而笔者采用PEBI网格进行后续的模型验证和分析<sup>[42-44]</sup>。

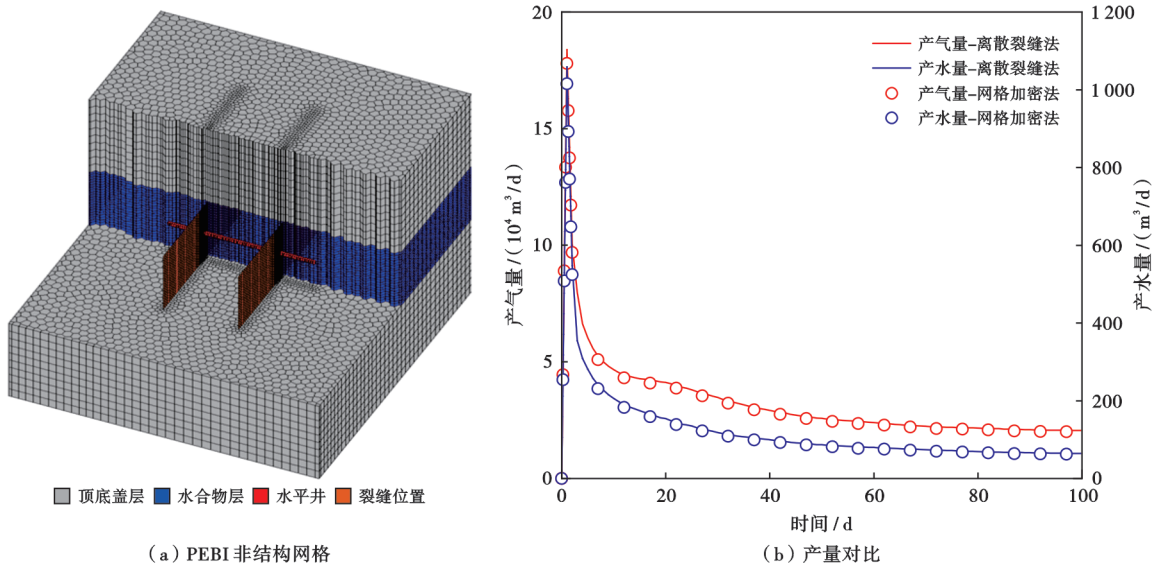
按照表1中的参数建立Ⅲ类水合物藏,为简化建模及分析,模型采用均一温度和压力进行设置。所建立的PEBI非结构网格如图1(a)所示,图1中裂缝的

宽度为1 cm,渗透率为100 D。模型中包含1口位于水合物层中部的水平井,水平井长为89 m,裂缝条数为2,水平井保持井底流压为4 MPa进行降压开发,模拟时间为100 d。由两种裂缝表征方法的模拟结果对比[图1(b)]可以看出,产气产水曲线均具有高度的相似性。如前所述,网格加密法无需对Tough + Hydrate软件进行代码修改,且Tough + Hydrate软件模拟结果的可靠性已被诸多文献证实,因而笔者所建立的模型具有可靠性。

表1 Ⅲ类水合物藏模型主要参数

Table 1 Main parameters of Class Ⅲ hydrate reservoir model

参数	数值	参数	数值
顶底盖层厚度/m	30	基质中的 $S_{\text{trg}}$	0.05
水合物层厚度/m	22	基质中的 $n_g$	2.0
水合物层压力/MPa	13.80	裂缝中的 $S_{\text{trg}}$	0
水合物层温度/°C	14.0	裂缝中的 $n_g$	1.0
水合物层含水饱和度	0.56	基质中的 $S_{\text{trw}}$	0.3
水合物层水合物饱和度	0.44	基质中的 $n_w$	2.0
水合物层渗透率/mD	7.5	裂缝中的 $S_{\text{trw}}$	0
水合物层孔隙度	0.41	裂缝中的 $n_w$	1.0



(a) PEBI非结构网格

(b) 产量对比

图1 离散裂缝法网格划分及离散裂缝法-网格加密法模拟产量对比

Fig. 1 Grid division of DFM method and production comparison of DFM method and grid refinement method

(2) 嵌入式离散裂缝法与离散裂缝法的模拟结果对比

采用本文模型和商业软件CMG共有的CH<sub>4</sub>和水两相二维模型,对比裂缝对气水渗流的影响。模型采用五点法井网的1/4,其长、宽均为77 m,厚度为10 m,注采井分别位于模型的右上角和左下角,模型的初始压力为10 MPa,注入井以40 m<sup>3</sup>/d的速度进行注水,生产井维持井底压力3 MPa进行生产,基质渗透率为1 mD,

裂缝的导流能力为60 D·cm,模拟时间为100 d。CMG软件采用基于结构化网格的嵌入式离散裂缝,而本文模型则采用基于PEBI网格的离散裂缝。图2(a)为笔者所建立的PEBI网格系统,其中蓝色线条表示随机裂缝。由产气量和产水量的对比[图2(b)]可以看出,本文模型计算得到的气水产量与CMG软件的模拟结果非常接近,所建立的模型可以准确表征复杂形态裂缝对气水渗流的影响。

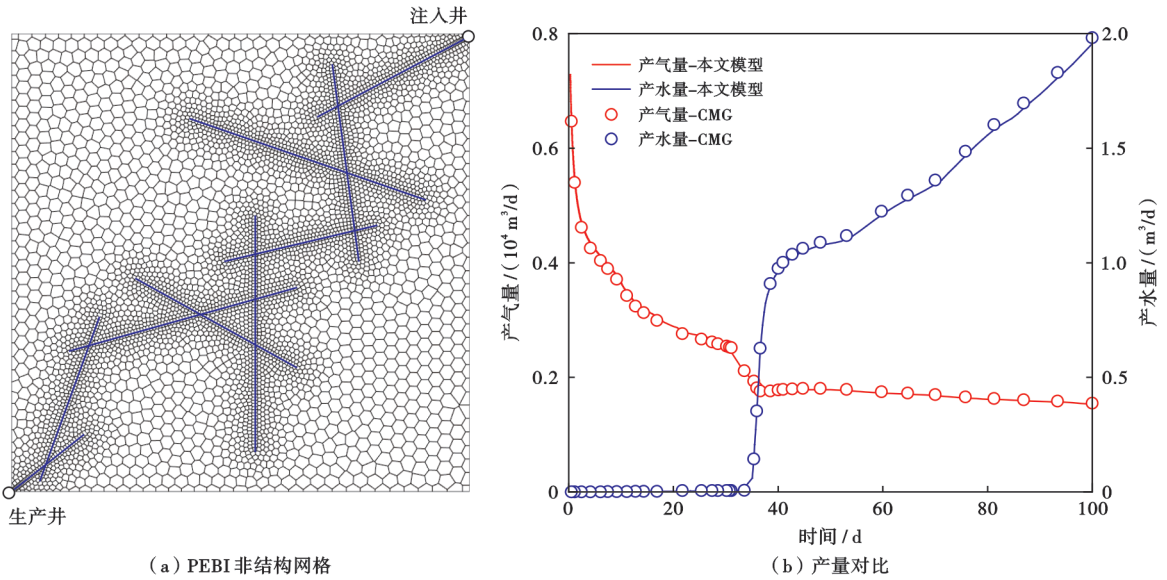


图 2 离散裂缝法网格划分及本文模型-CMG 软件模拟产量对比

Fig. 2 Grid division of DFM method and production comparison of the models in this paper and CMG

## 2 储层改造辅助降压开发效果

### 2.1 数值模拟模型建立

水力压裂是目前油气田开发领域应用最广泛的储层改造方法之一。因此,笔者以水力压裂方法为例,研究储层改造对天然气水合物藏降压开发的影响规律。基于中国南海神狐海域试采区天然气水合物藏的地质参数,对非压裂方案和压裂方案分别进行了建模,模拟区块尺寸为 700 m × 600 m × 149.2 m,两套方案的网格划分如图 3 所示<sup>[7]</sup>。图 3 中在水平井井筒处对模型进

行了剖分,从而更好地显示井筒和裂缝的空间分布。在不影响精度的前提下采用相对粗化的网格从而提高计算速度,笔者在进行大量模拟之前开展了网格无关性测试,最终非压裂方案和压裂方案的平面网格数确定为 1583 个和 2503 个,模型纵向上均细分为 22 层。Moridis 等<sup>[45-46]</sup>的研究结果表明,顶底盖层厚度为 30 m 时可以满足顶底盖层与储层之间传热计算的精度要求。因此,笔者设置顶底盖层厚度均为 30 m,且顶底盖层均细分为 2 个网格。水合物层厚度为 45.6 m,细分为 9 个网格,混合层厚度为 24.6 m,细分为 5 个网格,气

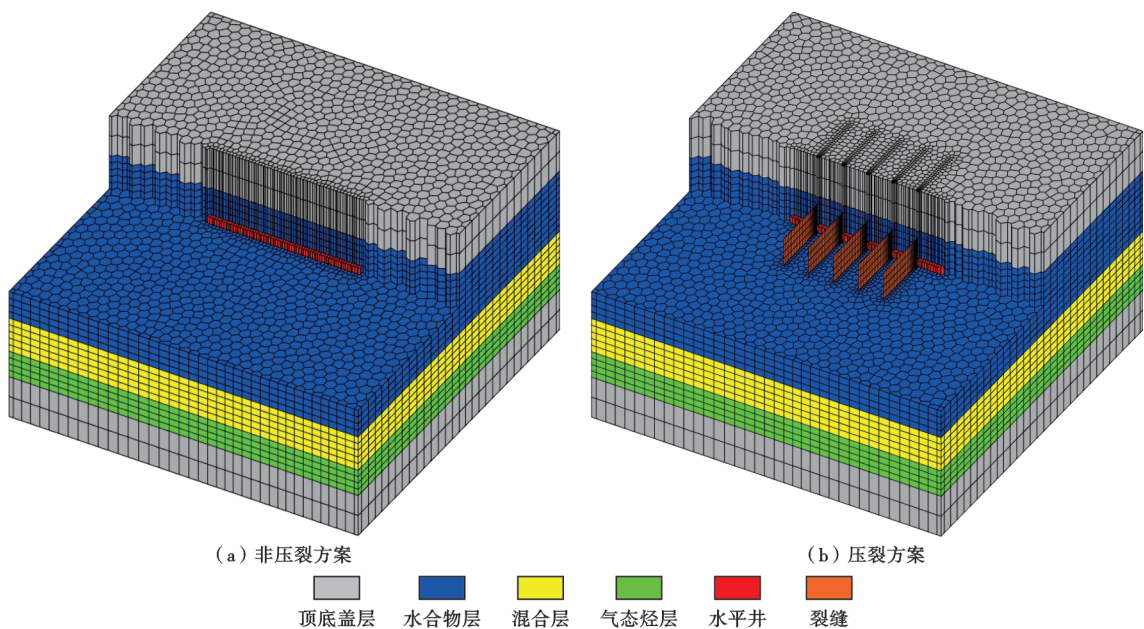


图 3 网格划分及层位设置

Fig. 3 Grid division and formation setup

态烃层厚度为 19 m, 细分为 4 个网格。水平井长度为 300 m, 布置在水合物层中部, 即垂向第 7 层网格中。对于压裂方案, 沿井筒均匀布置有 5 条裂缝, 裂缝半长为 100 m, 高度为 35 m, 宽度为 1 cm, 裂缝导流能力为 100 D·cm。模型平面上采用 PEBI 网格进行划分, 并在水平井和裂缝处进行了局部网格加密。

模型的主要地质和流体参数见表 2。I 类水合物藏的初始化过程相对复杂, 笔者主要采用 Moridis 等<sup>[45]</sup>推荐的方法进行模型初始化。首先根据地温梯度计算每个网格层的温度并赋值。在对压力进行赋值时, 由于混合层为三相共存, 当其温度确定后可根据水合物的相平衡条件得到对应温度下的压力。在混合层压力数据的基础上可根据压力梯度计算其余网格层的压力并进行压力初始化。当所有的层位完成压力、温

表 2 I 类水合物藏模型主要参数<sup>[6]</sup>

Table 2 Main parameters of Class I hydrate reservoir model

参数	取值	参数	取值
水合物层含水饱和度	0.69	水合物层平均压力/MPa	12.92
水合物层水合物饱和度	0.31	混合层平均温度/°C	14.31
混合层含水饱和度	0.751	混合层平均压力/MPa	13.98
混合层含气饱和度	0.132	气态烃层平均温度/°C	15.84
混合层水合物饱和度	0.117	气态烃层平均压力/MPa	14.89
气态烃层含水饱和度	0.927	基质中的 $S_{irg}$	0.05
气态烃层含气饱和度	0.073	基质中的 $n_g$	2.0
盐质量分数	0.0305	裂缝中的 $S_{irg}$	0
水合物层孔隙度	0.373	裂缝中的 $n_g$	1.0
混合层孔隙度	0.346	基质中的 $S_{irw}$	0.3
气态烃层孔隙度	0.347	基质中的 $n_w$	2.0
水合物层渗透率/mD	2.38	裂缝中的 $S_{irw}$	0
混合层渗透率/mD	6.63	裂缝中的 $n_w$	1.0
气态烃层渗透率/mD	6.8	压力梯度/(MPa/hm)	1.0
水合物层平均温度/°C	12.73	温度梯度/(°C/hm)	4.5

度和水合物饱和度初始化后需根据水合物层的温压判断水合物是否满足初始平衡, 并根据自由气层的温压判断自由气层中是否会发生水合物生成。由于神狐海域水合物藏的地温梯度较高(约为 4.5 °C/hm), 因而结合水合物相平衡条件容易发现水合物层和自由气层均满足初始平衡, 而气水的重力平衡主要采用毛细管力模型实现, 模型的选择及参数设置可参见文献<sup>[45]</sup>。

后续研究主要对比非压裂方案和压裂方案的开发效果, 两套方案中水平井均维持井底流压 4 MPa 进行生产。模拟时间均为 1000 d, 水合物属性参数及各组分物性参数采用 Tough + Hydrate 软件内置数据库中的默认取值<sup>[47]</sup>。

## 2.2 生产动态分析

### 2.2.1 气水产能分析

图 4 为非压裂方案和压裂方案的水合物藏平均压力和平均温度变化对比。从图 4(a)中可以看出, 由于深度的不同, 气态烃层的初始压力最高, 而水合物层的初始压力最低。由于流体的采出, 降压开发过程中水合物层、混合层和气态烃层的平均压力均不断下降, 但非压裂方案储层压力的下降速度明显慢于压裂方案, 这主要是由于水力压裂所形成的高导流裂缝有利于气水的快速产出, 进而加快储层的降压速度和水合物的分解速率。模拟结束时, 压裂方案水合物层、混合层和气态烃层的平均压力分别比非压裂方案低 2.22 MPa、2.26 MPa 和 2.26 MPa。各层位的平均温度变化规律与平均压力变化具有一定的相似性, 但由于水合物层和混合层中水合物分解会大量吸热, 因而水合物层和混合层的平均温度下降幅度较大, 而气态烃层的温度

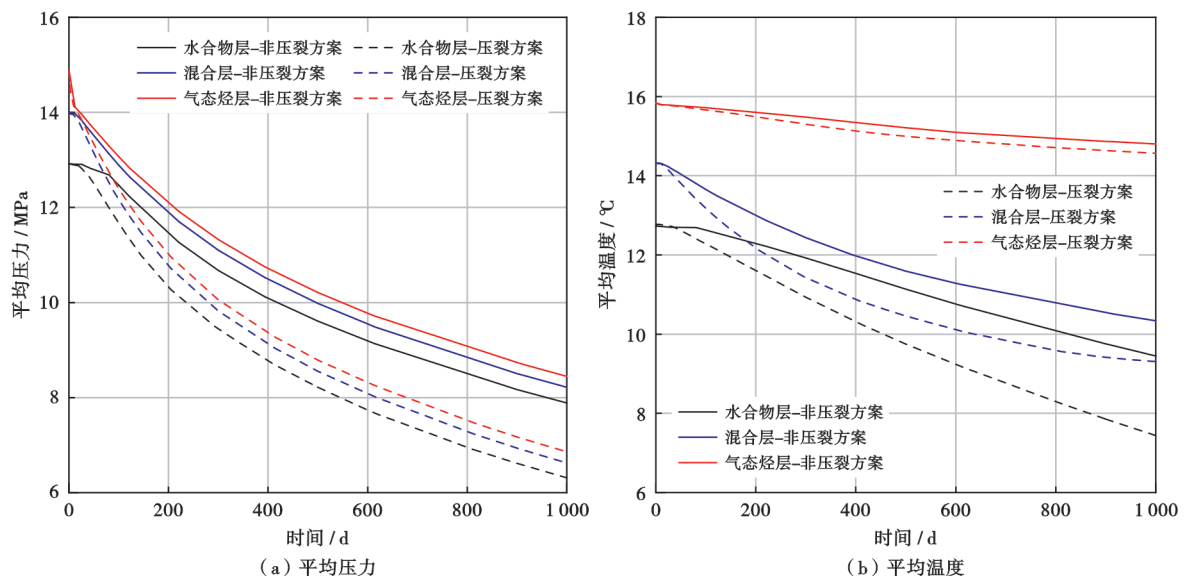


图 4 水力压裂对储层温度和压力的影响

Fig. 4 Effects of hydraulic fracturing on reservoir temperature and pressure



则下降幅度较小。模拟结束时, 压裂方案水合物层、混合层和气态烃层的平均温度分别比非压裂方案低  $2.17^{\circ}\text{C}$ 、 $1.58^{\circ}\text{C}$  和  $0.36^{\circ}\text{C}$ 。对于降压开发而言, 储层的压力为气水流动提供动力, 而储层热能则为水合物分解提供能量来源, 压裂方案在模拟结束时刻的储层压力和温度均更低, 这说明水力压裂后降压开发可以更加充分地利用地层能量提高气体产能。

图 5 为非压裂方案和压裂方案的短期产能(30 d)和长期产能(1000 d)对比。从图 5(a)中可以看出, 两套方案的产气形态存在一定的差别。无压裂方案在生产的早期阶段存在一个非常短暂的产气量降低阶段, 随后产气量不断上升并在达到峰值后逐渐下降。这主要是由于水合物藏的渗透率较低, 混合层和气态烃层中的自由气难以在短时间内向上运移至井筒中, 因而当井筒周围水合物分解气产出后产气量下降, 同时, 由于水合物二次生成等

因素, 产量曲线呈现一定的波动。但随着水合物分解范围的扩大以及自由气的运移, 产气量开始上升并达到峰值。由于水合物分解吸热, 储层温度下降, 水合物分解速率不断降低, 同时自由气被大量采出后上返速率也不断降低, 因而降压开发后期产能逐渐下降。而对于压裂方案, 由于高导流裂缝的存在, 混合层和气态烃层中的自由气可通过裂缝快速运移至生产井井底并被采出, 因而降压开发初期产气量即开始快速上升, 当储层改造区内压力衰竭时产气量开始下降。从图 5(c)中可以看出, 自由水在开发初期产量较大, 随后不断降低, 同时压裂方案的产水量明显高于非压裂方案。统计结果表明, 压裂方案短期开发累积产气量为非压裂方案的 10.4 倍, 且水力压裂后峰值产量和长期开发累积产气量的增幅分别可达 198.7% 和 108.1%, 因而水力压裂可以显著提高 I 类天然气水合物藏的降压开发产能。

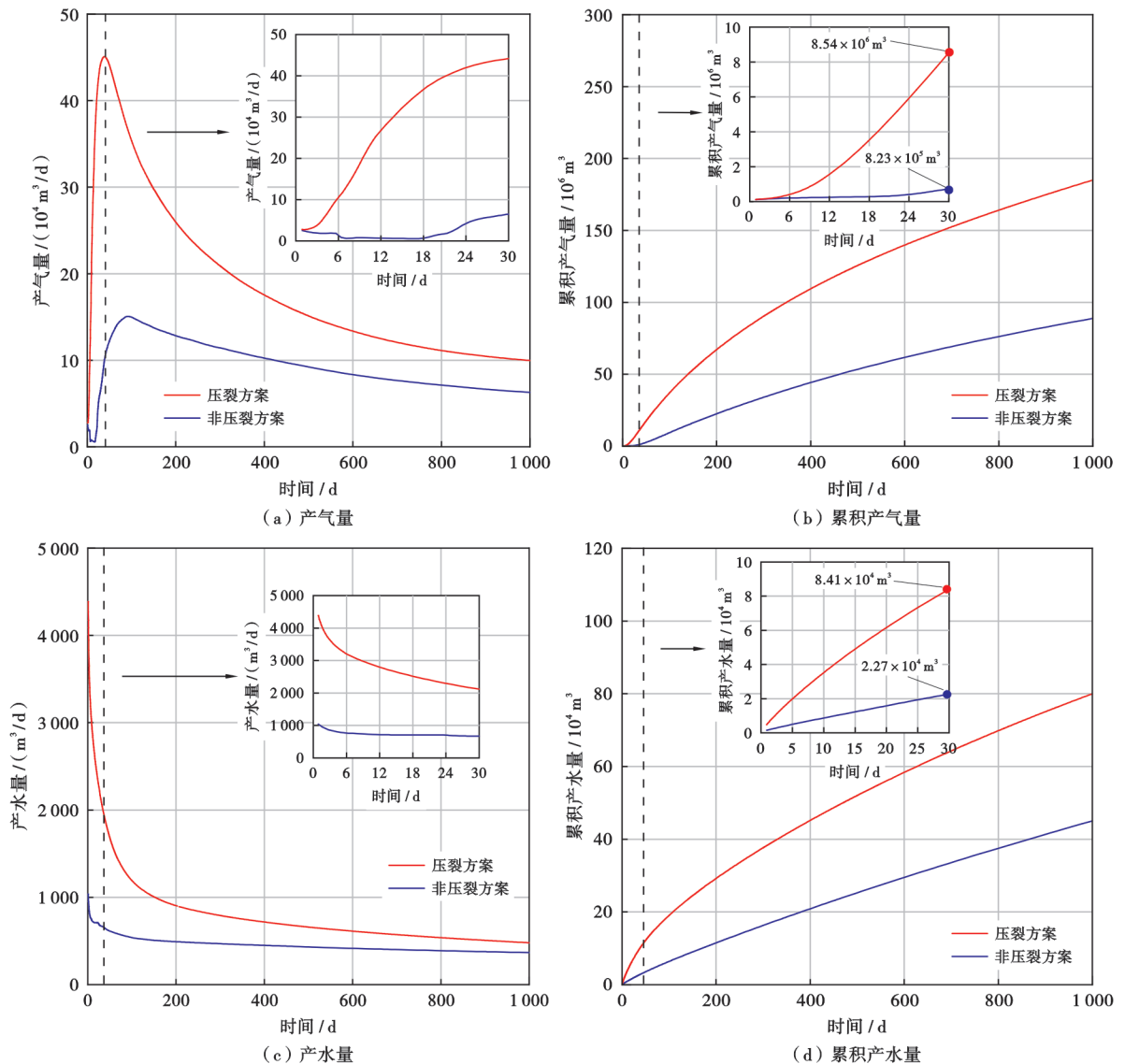


图 5 水力压裂对气水产量的影响

Fig. 5 Effects of hydraulic fracturing on gas and water production

气水比为天然气水合物藏降压开发效率的重要评价指标之一。由非压裂方案和压裂方案的瞬时气水比和累积气水比对比曲线(图6)可以看出,两套方案的瞬时气水比均呈现初期快速上升并在达到峰值后缓慢下降的趋势。由于降压开发初期混合层和气层中的自由气上返会导致产气量大幅上升,因而气水比显著增

加,但水力压裂后自由气的产出速度更快,因而压裂方案的瞬时气水比峰值高于非压裂方案。随着储层压力的降低,上返的自由气减少,瞬时气水比在达到峰值后逐渐下降。模拟结束时非压裂方案和压裂方案的累积气水比分别为197.3和231.3,水力压裂后气水比的增幅为17.2%。

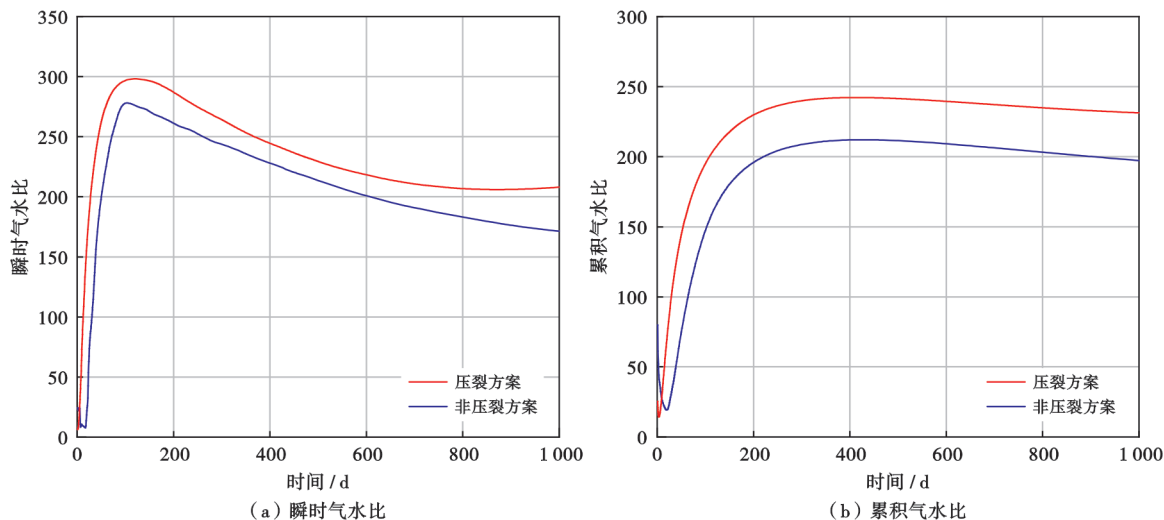


图6 水力压裂对气水比的影响

Fig. 6 Effects of hydraulic fracturing on gas-water ratio

### 2.2.2 物理场演化规律分析

图7和图8分别为非压裂方案和压裂方案的温度场、压力场和水合物饱和度场的变化情况,为了清晰地观察水合物的分解范围,水合物饱和度场中仅对水合物层和混合层中水合物饱和度低于0.26(比水合物层原始饱和度低0.05)的网格进行了绘制,同时为了观测水平井周围各属性的变化,所有物理场均在水平井处进行了剖分。

从图7中可以看出,对于非压裂方案,压降区主要围绕在水平井周围,由于储层渗透率较低,因而压降区域的拓展速度较慢,100 d时仅井筒周围区域出现了较为明显的降压,远离井筒区域的压力仍然较高。开发至1000 d时,虽然整个储层均出现了压力降低,但仅井筒附近区域降低至设定的井底流压附近,远离井筒区域的压力明显高于井底流压。温度场的分布与压力场具有相似性,降压开发至100 d时可以明显看到井筒附近区域出现了较为明显的温度降低,但远离井筒的区域仍然温度较高。从水合物饱和度场中可以看出,水合物的分解区域主要围绕在水平井周围和混合层中,由于混合层中的水合物饱和度较低,同时气态烃层中的自由气向上运移时可携带热量进入混合层中并促进水合物的分解,因而模拟结束时混合层中的水合物分解程度较高。水合物层中水合物的分解区域主要

集中在水平井筒周围,远离井筒的区域仍然存在大量的未分解水合物。

对于压裂方案,由于裂缝具有高导流能力,因而压降区域主要沿井筒和裂缝附近向外拓展,模拟结束时整个储层均出现了明显的降压(图8)。对比非压裂方案可以看出,水力压裂可大大加快储层的降压速度。从温度场和水合物饱和度场的变化规律可以看出,模拟结束时混合层中仅剩余少量水合物,而水合物层中远离井筒和裂缝的区域中仍然存在大量的未分解水合物。由于水合物分解吸热,因而井筒和裂缝附近储层的温度低于其他区域,模拟结束时,井筒和裂缝附近区域的地层温度已接近水合物相平衡温度。对比非压裂方案可以看出,压裂方案中水合物的分解区明显大于非压裂方案,水力压裂储层改造可以更好地利用储层热能和压能,有效促进自由气的产出和水合物的分解。

### 2.3 降压开发产能的影响因素

由于目前尚未开展天然气水合物藏的水力压裂矿场作业,因而裂缝关键参数具有不确定性。在该部分中,将上述压裂方案作为基准方案,采用单因素分析法分析裂缝关键参数(裂缝导流能力、条数和半长)对降压开发产能的影响规律。

#### 2.3.1 裂缝导流能力的影响

保持其他参数与基准方案一致,对裂缝导流能力

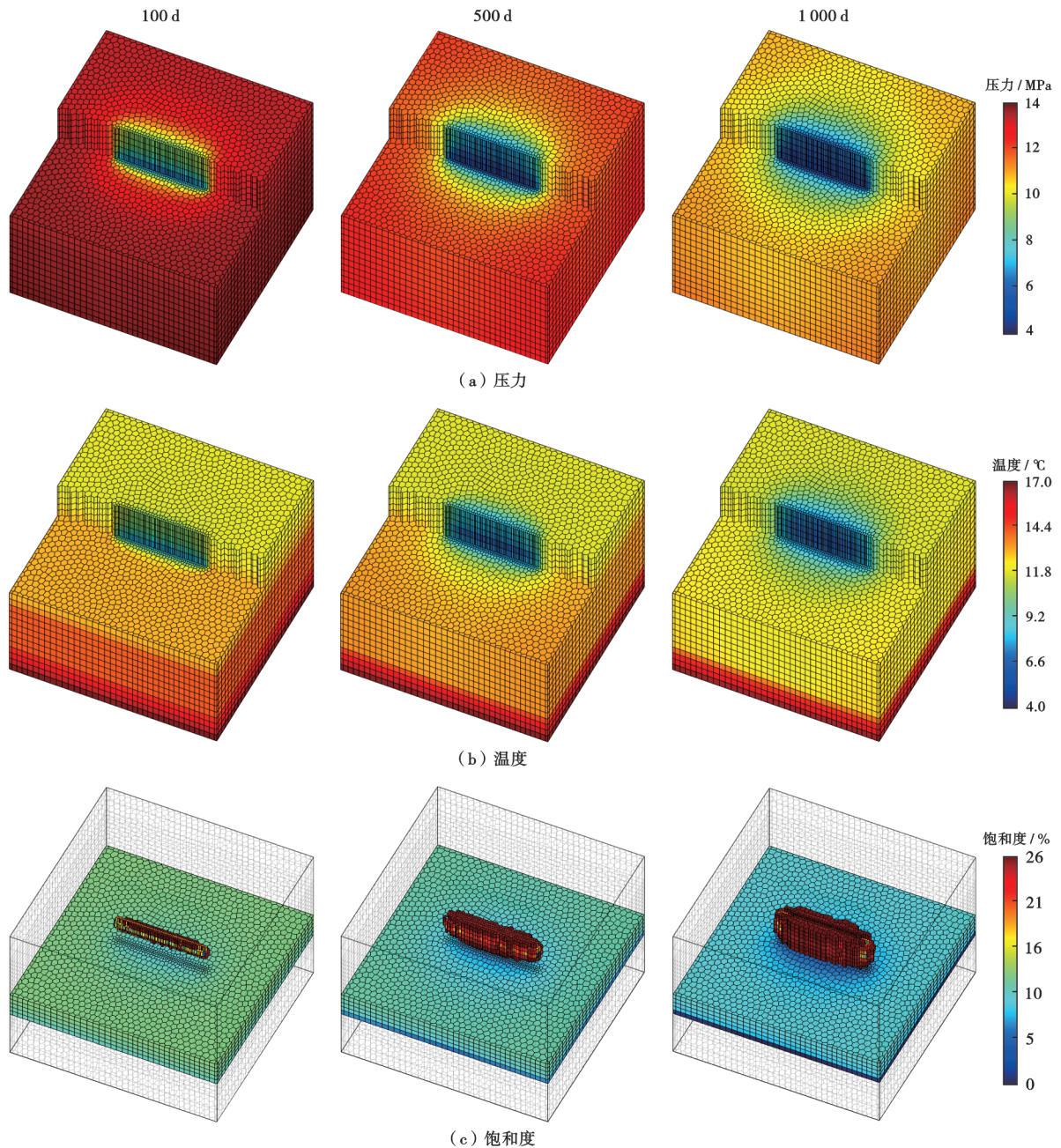


图 7 非压裂方案物理场变化规律

Fig. 7 Change law of physical field in the case of no fracturing

进行修改并开展模拟研究,得到了不同裂缝导流能力时的气水产能变化曲线(图 9)。从图 9 中可以看出,裂缝导流能力越大,产气量和产水量均越高。统计结果表明,裂缝导流能力由 50 D·cm 增加至 100 D·cm 时可增产  $2.2 \times 10^7 \text{ m}^3$ , 而由 100 D·cm 提升至 200 D·cm 时仅可增产  $1.2 \times 10^7 \text{ m}^3$ 。这主要是由于裂缝导流能力越大,降压开发前期所消耗的地层压能和热能越大,降压开发后期水合物的分解速率和产气量的下降速率也越快。提升裂缝导流能力对产能有促进作用,但在实际方案制定过程中需充分考虑资金投入从而确定合理的造缝宽度和裂缝渗透率。

### 2.3.2 裂缝条数的影响

改变裂缝条数并进行模拟,裂缝沿水平井段均匀分布,不同裂缝条数时的裂缝位置如图 10 所示,裂缝条数对气水产能的影响如图 11 所示。从图 11 中可以看出,各方案在降压开发前期的产气量曲线差别较大,而在降压开发后期产气量曲线逐渐趋同,同时,裂缝条数越多,气和水的峰值产量和累积产气量也越高。这主要是由于混合层和自由气层中的自由气主要通过高导流裂缝运移至水平井筒并被采出,裂缝条数越多,则降压开发初期自由气和自由水的产出速率越快,储层降压速率也越快。而较快的储层降压速率又会促进水



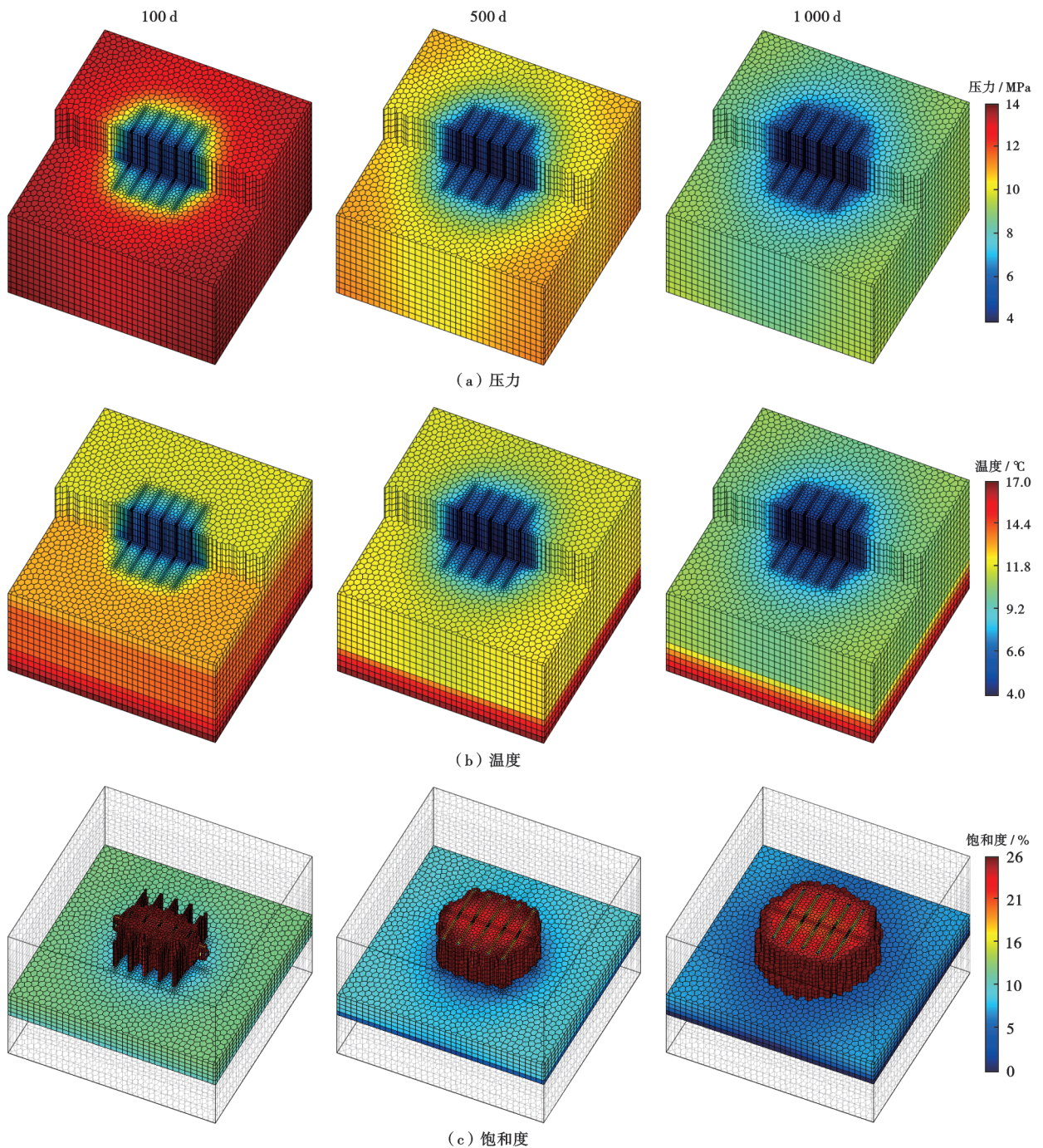


图8 压裂方案物理场变化规律

Fig. 8 Change law of physical field during fracturing

合物的分解,进一步提高产量。但在降压开发后期,储层压力不断衰竭,裂缝条数越多,则压力衰竭越快,产量降低幅度也越大。从模拟结果可以看出,在保证压裂经济性和作业安全的前提下,应采用多段压裂的方式增加裂缝条数,从而大幅提高天然气水合物藏降压开发产能。

### 2.3.3 裂缝长度的影响

改变裂缝的半长并分别进行模拟,得到了裂缝半长对气水产能的影响规律(图12)。从图12中可以看出,裂缝半长为50 m的方案峰值产量最低,裂缝半

长为100 m和150 m的方案在降压开发前期产能相近,两套方案具有几乎相同的峰值产量,但在产量下降阶段裂缝半长为150 m的方案产能明显高于裂缝半长为100 m的方案。这主要是由于降压开发前期混合层和气态烃层中的自由气会向上运移,近井地带压降大,因而自由气主要通过近井地带的高导流裂缝进入生产井。当裂缝过长时,裂缝末端对产能的贡献较小,但在开发后期,随着压降区域的不断拓展,裂缝末端供给气量增大,因而裂缝越长,降压开发后期的产能也越大。

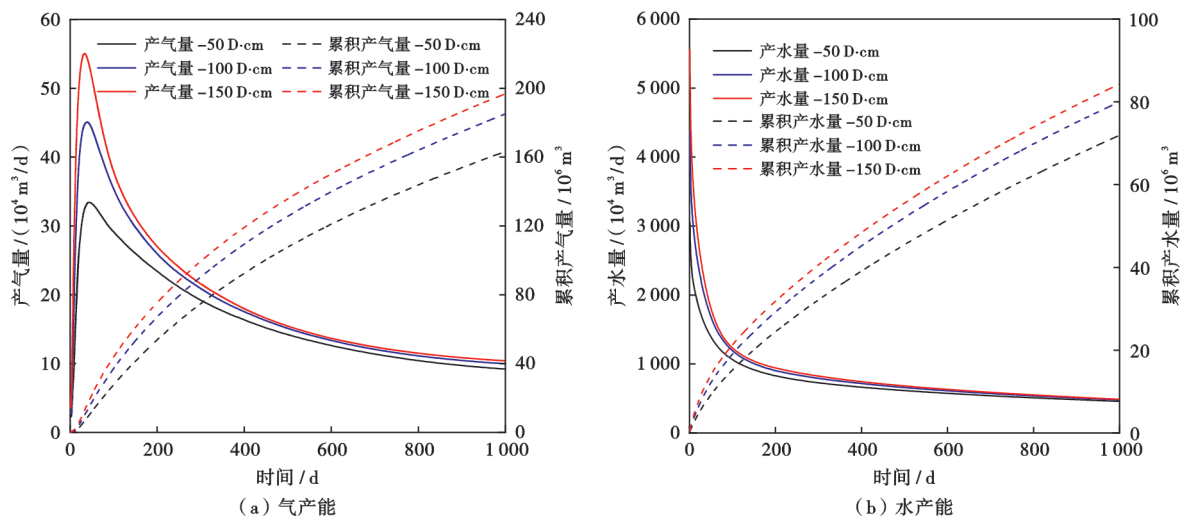


图 9 裂缝导流能力对气水产能的影响

Fig. 9 Effect of fracture conductivity on gas and water production

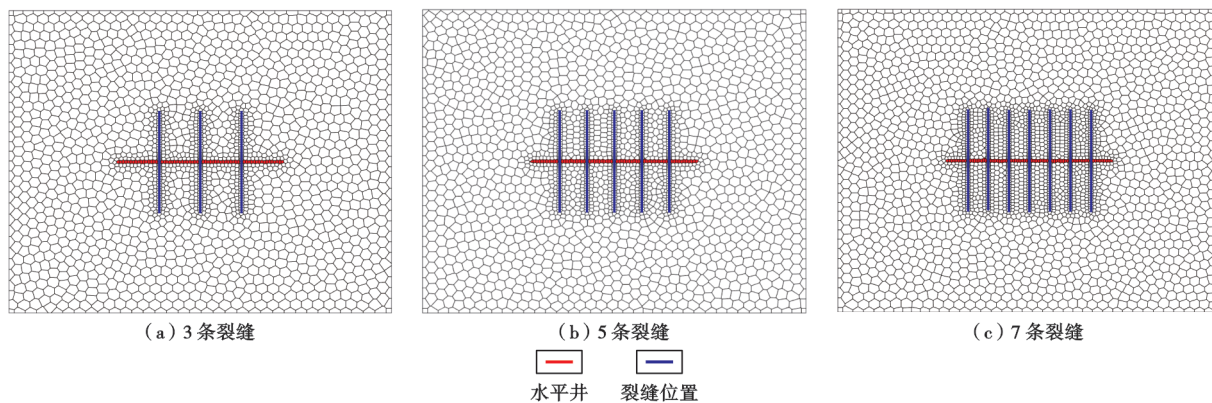


图 10 不同裂缝条数时裂缝分布

Fig. 10 Fracture distribution under different numbers of fractures

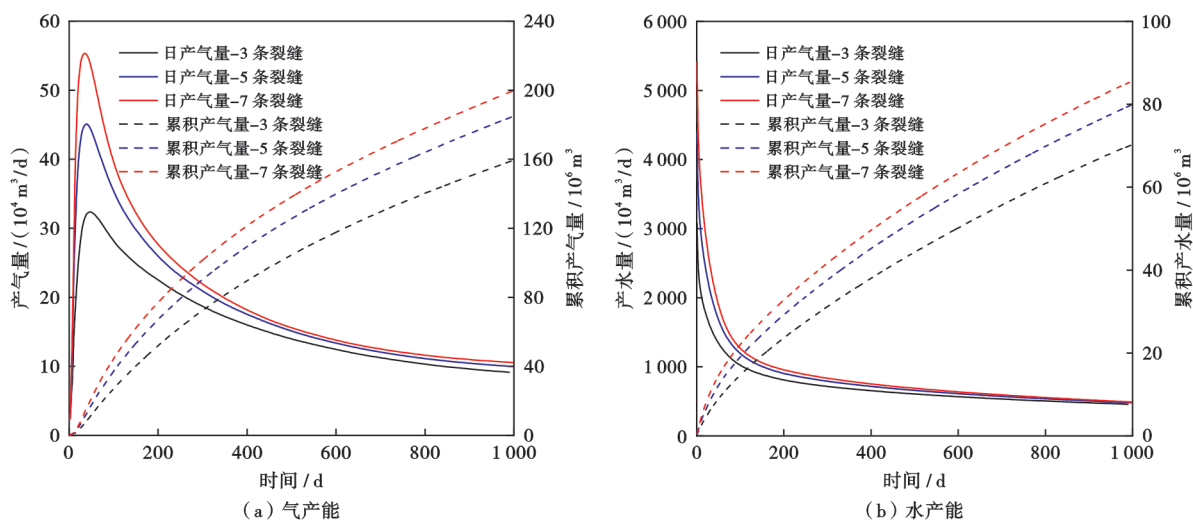


图 11 裂缝条数对气水产能的影响

Fig. 11 Effects of fracture number on gas and water production



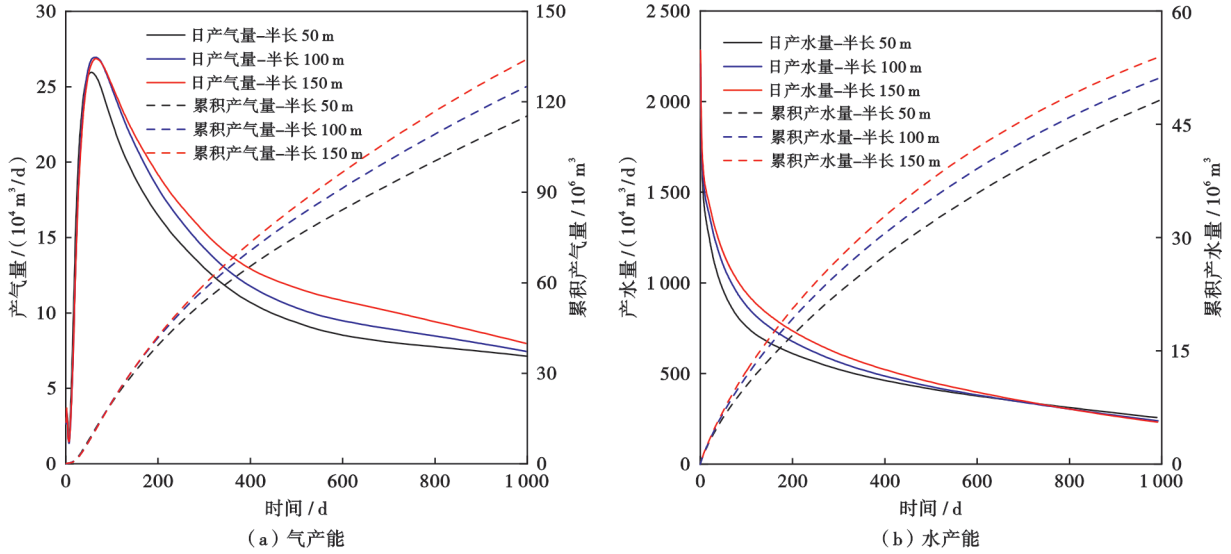


图12 裂缝长度对气水产能的影响

Fig. 12 Effect of fracture length on gas and water production

### 3 存在的问题

所建立的储层改造辅助降压开发模拟方法的模拟结果表明,水力压裂储层改造可以大幅增加I类天然气水合物藏的降压开发产能,但应用于实际天然气水合物藏开发中仍然面临许多需要解决的问题,主要包括:

(1) 中国南海天然气水合物藏为泥质粉砂储层,其胶结性差,是否能够进行储层改造尤其是能否进行水力压裂尚存在很大的争议,相关物理实验和水力压裂可行性的论证仍需进一步开展<sup>[48]</sup>。

(2) 泥质粉砂天然气水合物藏塑性强,应力敏感效应显著,考虑到模拟的复杂性以及缺少相关应力测试资料,笔者的模拟过程未考虑降压开发过程中地质力学特征的变化对降压开发效果的影响。

(3) 水力压裂辅助降压开发后期产能下降速度快,难以达到商业化开发所需的最低产能,增加裂缝条数、半长、导流能力并采用降压转注热联合开采方式可进一步提高产能,但作业安全性以及合理改造参数的制定仍需进一步研究。

### 4 结论

(1) 基于离散裂缝理论建立了基质和储层改造区的质量守恒方程、能量守恒方程以及基质和储层改造区之间的传质传热表征模型,并对 Tough + Hydrate 软件进行了二次开发,建立了天然气水合物藏储层改造辅助降压开发数值模拟方法。

(2) 水力压裂储层改造后,自由气和自由水可沿高导流裂缝快速进入水平井并被采出,同时降压幅度

越大,水合物分解速率越快,因而水力压裂辅助降压开发可以更加充分地利用地层的压能和热能促进水合物分解。模拟结果表明,相比于单一水平井降压开发,水力压裂后峰值产量和长期开发累积产气量的增幅分别为198.7%和108.1%,水力压裂可以大幅增加I类天然气水合物藏的降压开发产能。

(3) 裂缝导流能力越强、条数越多、长度越大,降压开发的产能也越高。因而,在保证作业安全性和经济可行性的前提下,应采用多段压裂方式提高裂缝条数和长度,并采用嵌入低的压裂支撑剂增大裂缝导流能力从而提高水力压裂后的降压开发产能。

(4) 由于储层中可用于水合物分解的热能有限,因而降压开发后期储层热能被大量消耗后产能的下降速度快,同时水合物藏中仍然具有大量未分解水合物,采用降压转注热开发可望进一步促进水合物分解并提高产能。

**符号注释:**  $A$ —面积,  $m^2$ ;  $A_k$ —第  $k$  个单元体连接面的面积,  $m^2$ ;  $b$ —Klinkenberg 滑移系数, Pa;  $C_{Rk}$ —目标单元体的岩石热容,  $J/(kg \cdot K)$ ;  $D_k$ —连接面中心点与第  $k$  个单元体中心点间的距离, m;  $F^r$ —质量通量,  $kg/(m^2 \cdot s)$  或能量通量,  $J/(m^2 \cdot s)$ ;  $F^s$ —质量通量,  $kg/(m^2 \cdot s)$ ;  $F^0$ —能量通量,  $J/(m^2 \cdot s)$ ;  $F_\beta$ — $\beta$  相的质量通量,  $kg/(m^2 \cdot s)$ ;  $F_w$ —水相的质量通量,  $kg/(m^2 \cdot s)$ ;  $F_g$ —气相的质量通量,  $kg/(m^2 \cdot s)$ ;  $f_\alpha$ —辐射因子;  $f_k$ —连接面中心点与第  $k$  个单元体中心点间的单位向量;  $g$ —重力加速度,  $m/s^2$ ;  $h_\beta$ — $\beta$  相的比焓,  $J/kg$ ;  $h_{T\beta}$ —目标单元体中  $\beta$  相的比焓,  $J/kg$ ;  $\Delta H_H$ —水合物的反应热,  $J/kg$ ;  $J_g^\kappa$ —气相中  $\kappa$  组分的扩散质量通量,  $kg/(m^2 \cdot s)$ ;  $k_k$ —第  $k$  个

单元体的渗透率,  $m^2$ ;  $K_{rw}$ —水相相对渗透率;  $K_{rg}$ —气相相对渗透率;  $l$ —相连接的单元体的总个数;  $M^r$ —质量累积项 ( $kg/m^3$ ) 或能量累积项 ( $J/m^3$ );  $M^e$ —质量累积项,  $kg/m^3$ ;  $M^o$ —能量累积项,  $J/m^3$ ;  $n$ —目标单元体表面法向的单位向量;  $n_k$ —第  $k$  个单元体连接面的单位法向向量;  $n_w$ —水相相对渗透率指数;  $n_g$ —气相相对渗透率指数;  $p_e$ —相平衡压力, MPa;  $p_w$ —水相的压力, Pa;  $p_g$ —气相的压力, Pa;  $p$ —第  $p$  个牛顿迭代步;  $q^r$ —质量源汇 [ $kg/(m^3 \cdot s)$ ] 或能量源汇 [ $J/(m^3 \cdot s)$ ];  $q^e$ —质量源汇,  $kg/(m^3 \cdot s)$ ;  $q^o$ —能量源汇,  $J/(m^3 \cdot s)$ ;  $q_{r\beta}$ —目标单元体中注入或采出  $\beta$  相的质量,  $kg/(m^3 \cdot s)$ ;  $r$ —基质或储层改造区;  $R^{t,t+1}$ — $t+1$  时刻的质量守恒方程残差,  $kg/m^3$  或能量守恒方程残差,  $J/m^3$ ;  $S_{r\beta}$ —目标单元体中  $\beta$  相的饱和度;  $S_H$ —水合物饱和度;  $S_w$ —水相饱和度;  $S_{irw}$ —束缚水饱和度;  $S_g$ —气相饱和度;  $S_{irg}$ —束缚气饱和度;  $t$ —时间, s;  $T_r$ —目标单元体的温度, K;  $T$ —温度, K;  $T_s$ —任意单元体的传导率,  $m^3$ ;  $\alpha_i$ — $i$  网格的传导率,  $m^3$ ;  $\alpha_j$ — $j$  网格的传导率,  $m^3$ ;  $\alpha_k$ — $k$  网格的传导率,  $m^3$ ;  $U_{r\beta}$ —目标单元体中  $\beta$  相的内能,  $J/kg$ ;  $V$ —体积,  $m^3$ ;  $V_r$ —目标单元体的体积,  $m^3$ ;  $v$ —主变量的个数;  $X_{r\beta}^{\kappa}$ —目标单元体  $\beta$  相中  $\kappa$  组分的质量分数;  $x_i$ —第  $i$  个主变量;  $x_{i,p}$ —第  $i$  个主变量在第  $p$  个牛顿迭代步的取值;  $x_{i,p+1}$ —第  $i$  个主变量在第  $p+1$  个牛顿迭代步的取值;  $\Delta x_{i,p+1}$ —第  $i$  个主变量在第  $p+1$  个牛顿迭代步的变化量;  $\Gamma_r$ —目标单元体的表面积,  $m^2$ ;  $\kappa$ —水组分、气组分或盐组分;  $\phi_r$ —目标单元体的孔隙度;  $\rho_{r\beta}$ —目标单元体中相的密度,  $kg/m^3$ ;  $\beta$ —水相、气相、冰相或水合物相;  $\Gamma_{rM}$ —目标单元体与相邻基质单元体的接触面,  $m^2$ ;  $\Gamma_{rF}$ —目标单元体与相邻储层改造区单元体的接触面,  $m^2$ ;  $\rho_R$ —目标单元体的岩石密度,  $kg/m^3$ ;  $\lambda$ —导热系数,  $W/(m \cdot K)$ ;  $\sigma_0$ —Stefan-Boltzmann 常数,  $J/(m^2 \cdot K^4)$ ;  $\rho_H$ —水合物的密度,  $kg/m^3$ ;  $\rho_w$ —水相的密度,  $kg/m^3$ ;  $\rho_g$ —气相的密度,  $kg/m^3$ ;  $\mu_w$ —水相的黏度,  $Pa \cdot s$ ;  $\mu_g$ —气相的黏度,  $Pa \cdot s$ 。

## 参 考 文 献

[1] 吴能友, 黄丽, 胡高伟, 等. 海域天然气水合物开采的地质控制因素和科学挑战[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2017, 37(5): 1-11.  
WU Nengyou, HUANG Li, HU Gaowei, et al. Geological controlling factors and scientific challenges for offshore gas hydrate exploitation[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2017, 37(5): 1-11.

[2] MORIDIS G J J, COLLETT T S S, POOLADI-DARVISH M, et al. Challenges, uncertainties, and issues facing gas production from gas-hydrate deposits[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(1): 76-112.

[3] 徐立涛, 何玉林, 石万忠, 等. 琼东南盆地深水区天然气水合物成藏主控因素及模式[J]. 石油学报, 2021, 42(5): 598-610.  
XU Litao, HE Yulin, SHI Wanzhong, et al. Main controlling factors and patterns of gas hydrate accumulation in the deep water area of Qiongdongnan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(5): 598-610.

[4] 雷裕红, 宋颖睿, 张立宽, 等. 海洋天然气水合物成藏系统研究进展及发展方向[J]. 石油学报, 2021, 42(6): 801-820.  
LEI Yuhong, SONG Yingrui, ZHANG Likuan, et al. Research progress and development direction of reservoir-forming system of marine gas hydrates[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(6): 801-820.

[5] 魏纳, 裴俊, 蔡萌, 等. 天然气水合物自生热解堵剂热量平衡模拟计算[J]. 石油学报, 2023, 44(4): 657-671.  
WEI Na, PEI Jun, CAI Meng, et al. Simulated calculation of heat balance of natural gas hydrate autogenous thermal unplugging agent[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(4): 657-671.

[6] LI Jinfa, YE Jianliang, QIN Xuwen, et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea[J]. China Geology, 2018, 1: 5-16.

[7] 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.

[8] ANDERSON B J, KURIHARA M, WHITE M D, et al. Regional long-term production modeling from a single well test, Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope [J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 493-501.

[9] MORIDIS G J. Numerical studies of gas production from class 2 and class 3 hydrate accumulations at the Mallik Site, Mackenzie Delta, Canada [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2004, 7(3): 175-183.

[10] 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): 034604.  
ZHANG Xuhui, LU Xiaobing, LI Peng, et al. A comprehensive review in natural gas hydrate recovery methods[J]. Scientia Sinica Physica, Mechanica & Astronomica, 2019, 49(3): 034604.

[11] 赵二猛, 侯健, 刘永革, 等. 海水对流增强天然气水合物藏低频电场加热效率模拟[J]. 石油学报, 2023, 44(4): 672-683.  
ZHAO Ermeng, HOU Jian, LIU Yongge, et al. Simulation of improving low-frequency electric field heating efficiency in gas hydrate reservoirs through seawater convection[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(4): 672-683.

[12] 刘争, 孙宝江, 王志远, 等. 海域天然气水合物降压开采压力控制及气液流动特性[J]. 石油学报, 2022, 43(8): 1173-1184.  
LIU Zheng, SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, et al. Pressure control and gas-liquid flow characteristics of offshore natural gas hydrate extraction by depressurization [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(8): 1173-1184.

[13] 蔡建超, 夏宇轩, 徐赛, 等. 含水合物沉积物多相渗流特性研究进展[J]. 力学学报, 2020, 52(1): 208-223.  
CAI Jianchao, XIA Yuxuan, XU Sai, et al. Advances in multi-phase seepage characteristics of natural gas hydrate sediments

- [J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2020, 52(1): 208-223.
- [14] LIU Yongge, HOU Jian, ZHAO Haifeng, et al. A method to recover natural gas hydrates with geothermal energy conveyed by CO<sub>2</sub>[J]. Energy, 2018, 144: 265-278.
- [15] 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.
- [16] 吴能友, 李彦龙, 万义钊, 等. 海域天然气水合物开采增产理论与技术体系展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(8): 100-115.  
WU Nengyou, LI Yanlong, WAN Yizhao, et al. Prospect of marine natural gas hydrate stimulation theory and technology system[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(8): 100-115.
- [17] 张智, 赵苑瑾, 张喆, 等. 深水井开采制度对天然气水合物分解的影响[J]. 石油学报, 2022, 43(2): 281-292.  
ZHANG Zhi, ZHAO Yuanjin, ZHANG Zhe, et al. Influence of deep-water well production system on natural gas hydrate decomposition[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(2): 281-292.
- [18] 孙嘉鑫, 张凌, 宁伏龙, 等. 天然气水合物藏增产研究现状与展望[J]. 石油学报, 2021, 42(4): 523-540.  
SUN Jiixin, ZHANG Ling, NING Fulong, et al. Research status and prospects of increasing production from gas hydrate reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(4): 523-540.
- [19] LI Yanlong, WU Nengyou, GAO Deli, et al. Optimization and analysis of gravel packing parameters in horizontal wells for natural gas hydrate production[J]. Energy, 2021, 219: 119585.
- [20] LI Shuxia, WU Didi, WANG Xiaopu, et al. Enhanced gas production from marine hydrate reservoirs by hydraulic fracturing assisted with sealing burdens[J]. Energy, 2021, 232: 120889.
- [21] YU Tao, GUAN Guoqing, WANG Dayong, et al. Gas production enhancement from a multilayered hydrate reservoir in the South China Sea by hydraulic fracturing[J]. Energy & Fuels, 2021, 35(15): 12104-12118.
- [22] FENG Yongchang, CHEN Lin, SUZUKI A, et al. Enhancement of gas production from methane hydrate reservoirs by the combination of hydraulic fracturing and depressurization method[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 184: 194-204.
- [23] MA Xiaolong, SUN Youhong, GUO Wei, et al. Numerical simulation of horizontal well hydraulic fracturing technology for gas production from hydrate reservoir[J]. Applied Ocean Research, 2021, 112: 102674.
- [24] LI Bing, MA Xiaolong, ZHANG Guobiao, 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.
- [25] LIU Xiaoqiang, HAN Zhongxi, YU Lu, et al. Hydrate reservoir stimulation and sand control by liquid-solid phase change proppant filled in radial well[J]. SPE Journal, 2023, 28(4): 2003-2020.
- [26] LI Yanlong, HU Gaowei, WU Nengyou, et al. Undrained shear strength evaluation for hydrate-bearing sediment overlying strata in the Shenhu area, northern South China Sea[J]. Acta Oceanologica Sinica, 2019, 38(3): 114-123.
- [27] DONG Lin, LI Yanlong, LIU Changling, et al. Mechanical properties of methane hydrate-bearing interlayered sediments[J]. Journal of Ocean University of China, 2019, 18(6): 1344-1350.
- [28] 卢海龙, 尚世龙, 陈雪君, 等. 天然气水合物开发数值模拟器研究进展及发展趋势[J]. 石油学报, 2021, 42(11): 1516-1530.  
LU Hailong, SHANG Shilong, CHEN Xuejun, et al. Research progress and development direction of numerical simulator for natural gas hydrate development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(11): 1516-1530.
- [29] KONNO Y, JIN Y, YONEDA J, et al. Hydraulic fracturing in methane-hydrate-bearing sand[J]. RSC Advances, 2016, 6(77): 73148-73155.
- [30] YU Tao, GUAN Guoqing, ABUDULA A. Production performance and numerical investigation of the 2017 offshore methane hydrate production test in the Nankai Trough of Japan[J]. Applied Energy, 2019, 251: 113338.
- [31] SUN Yiming, LI Shouding, LU Cheng, et al. The characteristics and its implications of hydraulic fracturing in hydrate-bearing clayey silt[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 95: 104189.
- [32] LI Gang, MORIDIS G J, ZHANG Keni, et al. Evaluation of gas production potential from marine gas hydrate deposits in Shenhu area of South China Sea[J]. Energy & Fuels, 2010, 24(11): 6018-6033.
- [33] KOWALSKY M B, MORIDIS G J. Comparison of kinetic and equilibrium reaction models in simulating gas hydrate behavior in porous media[J]. Energy Conversion and Management, 2007, 48(6): 1850-1863.
- [34] 黄满, 吴亮虹, 宁伏龙, 等. 天然气水合物储层改造研究进展[J]. 天然气工业, 2022, 42(7): 160-174.  
HUANG Man, WU Lianghong, NING Fulong, et al. Research progress in natural gas hydrate reservoir stimulation[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(7): 160-174.
- [35] MORIDIS G J. Numerical studies of gas production from methane hydrates[J]. SPE Journal, 2003, 8(4): 359-370.
- [36] LIU Yongge, HOU Jian, ZHAO Haifeng, et al. Numerical simulation of simultaneous exploitation of geothermal energy and natural gas hydrates by water injection into a geothermal heat exchange well[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 109: 467-481.
- [37] HOU Jian, XIA Zhizeng, LI Shuxia, et al. Operation parameter optimization of a gas hydrate reservoir developed by cyclic hot water stimulation with a separated-zone horizontal well based on particle swarm algorithm[J]. Energy, 2016, 96: 581-591.
- [38] KARIMI-FARD M, DURLLOFSKY L J, AZIZ K. An efficient discrete-fracture model applicable for general-purpose reservoir simulators[J]. SPE Journal, 2004, 9(2): 227-236.
- [39] IDESMAN A, DEY B. The treatment of the Neumann boundary conditions for a new numerical approach to the solution of PDEs with optimal accuracy on irregular domains and Cartesian meshes[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2020, 365: 112985.