

基于 cohesive 单元海域天然气水合物 储层水力压裂模拟

蒋亚峰¹, 田英英¹, 李小洋¹, 韩泽龙¹, 张欣¹, 赵明¹,
刘聃¹, 尤志伟², 梁金强³, 黄伟³

(1. 中国地质科学院勘探技术研究所, 河北廊坊 065000; 2. 清华大学, 北京 100083;
3. 中国地质调查局广州海洋地质调查局, 广东广州 511466)

摘要: 天然气水合物作为一种高效清洁能源, 广泛分布于我国南海海域的沉积地层中。我国先后于2017年和2020年成功开展了2次试开采, 但由于海域天然气水合物特殊的赋存条件, 单井水合物试采仍然面临着开采范围小、高产稳产时间短等问题。为了提高水合物的开采范围, 基于 cohesive 单元进行了水合物储层二维水力压裂数值模型研究, 比较了100 m×100 m和20 m×20 m两种模型的裂缝半长和宽度, 得出了当注入压力为25 MPa时, 压裂裂缝半长均为6 m, 最大宽度分别为5.8、5.5 mm, 构建尺寸较大的模型得出的实验结果更加准确。并且研究了裂缝宽度随注入时间的变化规律, 随着注入压力和注入量的不断增加, 初期裂缝宽度急速变大, 后续在地应力和注入流体压力的共同作用下裂缝出现“阶梯式”的扩展规律。该研究在页岩气和煤层气等非常规能源储层水力压裂模型分析中得到了成功运用, 为海域天然气水合物储层水力压裂提供一定的理论指导。

关键词: 海域天然气水合物; 储层; 水力压裂; cohesive 单元; 数值模拟; 裂缝形态; 扩展机理
中图分类号: P634; TE37 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2023)01-0018-08

Numerical simulation of hydrate reservoir hydraulic fracturing based on cohesive units

JIANG Yafeng¹, TIAN Yingying¹, LI Xiaoyang¹, HAN Zelong¹, ZHANG Xin¹, ZHAO Ming¹,
LIU Dan¹, YOU Zhiwei², LIANG Jinqiang³, HUANG Wei³

(1. Institute of Exploration Techniques, GAGS, Langfang Hebei 065000, China;
2. Tsinghua University, Beijing 100083, China;

3. Guangzhou Marine Geological Survey, China Geological Survey, Guangzhou Guangdong 511466, China)

Abstract: Natural gas hydrate is an efficient and clean energy, which is widely distributed in the sedimentary strata in the South China Sea. China has successfully carried out two trial productions in 2017 and 2020 respectively. However, due to the special occurrence conditions of marine natural gas hydrate, there are still some problems with single well trial production, such as small production range and short time for high and stable production. In order to improve the exploitation range of hydrate, the two-dimensional hydraulic fracturing numerical model is studied based on cohesive units. Through simulation, the half length and width of cracks of the two models 100m×100m and 20m×20m are compared. It is concluded that at the injection pressure of 30MPa, the half length of the crack is 6m for both models,

收稿日期: 2022-05-19; 修回日期: 2022-08-30 DOI: 10.12143/j.ztgc.2023.01.004

基金项目: 国家重点研发计划项目“天然气水合物勘查开发技术联合研究”(编号: 2018YFE0208200); 国家自然科学基金青年基金项目“海洋天然气水合物保压取样球阀密封失效机理及优化设计研究”(编号: 42102352); 中国地质调查局地质调查项目“深海钻探工程关键技术支撑”(编号: DD20221721)

第一作者: 蒋亚峰, 男, 汉族, 1993年生, 助理工程师, 地质工程专业, 硕士, 从事海洋钻探新技术、新设备、新工艺的研发工作, 河北省廊坊市广阳区金光道77号, jiangyafeng12@gmail.com。

引用格式: 蒋亚峰, 田英英, 李小洋, 等. 基于 cohesive 单元海域天然气水合物储层水力压裂模拟[J]. 钻探工程, 2023, 50(1): 18-25.

JIANG Yafeng, TIAN Yingying, LI Xiaoyang, et al. Numerical simulation of hydrate reservoir hydraulic fracturing based on cohesive units[J]. Drilling Engineering, 2023, 50(1): 18-25.

and the maximum width is 5.8mm and 5.5mm respectively. The more accurate experimental results can be obtained by constructing a larger model. Moreover, the variation law of fracture width with injection time is studied. With the continuous increase of injection pressure and injection volume, the initial fracture width increases rapidly, and then the fracture propagates "step by step" under the action of in-situ stress and injection fluid pressure. The research has been successfully applied in the hydraulic fracturing model analysis of unconventional energy reservoirs such as shale gas, coalbed methane, and provides some technical guidance for marine natural gas hydrate reservoir hydraulic fracturing.

Key words: marine natural gas hydrate; reservoir stratum; hydraulic fracturing; cohesive unit; numerical simulation; fracture morphology; propagation mechanism

0 引言

天然气水合物是由水和甲烷气体在低温高压条件下组成的结晶化合物^[1], 普遍分布在深海海底沉积物和陆地永久冻土中^[2], 据初步预测, 赋存于水合物中的天然气资源量达到 $3 \times 10^{15} \text{ m}^3$, 其中可开采量达到 $3 \times 10^{14} \text{ m}^3$, 被视为是 21 世纪一种潜在的清洁替代能源^[3-5]。由于海域天然气水合物富集程度较低, 分布范围广, 因此, 与其他常规化石能源相比, 从天然气水合物储层中开采天然气难度极大。目前, 世界上仅有中国和日本 2 个国家进行了海域天然气水合物试开采。2013 年, 日本首次在 Nankai 海槽开展了海域天然气水合物试采作业, 经过 6 d 作业, 产气量达 $11.95 \times 10^4 \text{ m}^3$, 平均日产气量 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[6-8]。2017 年在相同海域, 根据第一次试采的相关经验, 再次开展了第二次试开采。其中, 第一口井由于井底严重出砂只开采了 12 d, 产气 $4.1 \times 10^4 \text{ m}^3$; 第二口试采井持续开采了 24 d, 累计产气 $22.25 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[9]。2017 年, 我国在南海神狐海域成功完成了天然气水合物试采工程, 实现了 60 d 内持续产气 $30.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[10]。上述 3 次海域水合物试采工程均采用单垂直降压法开采。2020 年, 我国首次采用水平井降压法对南海神狐海域天然气水合物进行第二次开采, 累计产气达 $149.86 \times 10^4 \text{ m}^3$, 日均产气 $3.57 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[11]。虽然通过多次尝试在总产气量和产气速率上取得了极大的进步, 并验证了相关钻井技术、开采工艺和相关装备的可行性, 但是与商业化开采标准还有一段距离。

与日本水合物试采区的砂质地层对比, 我国南海海域水合物主要赋存于泥质粉砂地层中, 其赋存环境更加复杂, 泥质含量高导致渗透率低, 严重制约了降压开采的效果, 从而使得常规的降压开采难以获得理想的产气量^[12]。其实, 很早之前便已有研究人员提出将水力压裂应用于海域水合物储层改造

中, 利用水力压裂形成的高导流裂缝增加了降压效果和水合物分解面积, 从而提高产气量^[13]。张永勤等^[14]提出利用旋转喷射钻井并将改造剂注入到水合物储层中形成蜂窝状支柱, 从而起到提供流动通道和支撑地层的作用。彭赛宇等^[15]提出通过对储层灌注特殊的泡沫水玻璃浆液改造剂, 形成方状骨架结构, 从而达到提高储层渗透率和增大产气量的效果。KONNO 等^[16]针对含水合物砂质沉积物, 开展了不同侧重的水力压裂试验。含甲烷水合物砂质沉积物水力裂缝表现出拉伸破坏特征, 扩展方向垂直于最小主应力方向, 与完整固结岩石压裂行为相似。虽然相关理论提出了很多, 但是, 针对水合物储层的水力压裂裂缝的起裂机理、扩展规律方面的研究较少。因此, 研究水合物储层水力压力过程中裂缝的起裂、扩展和形态, 对后续分析储层水合物分解速率以及推动海域天然气水合物的安全高效开采具有重要意义。基于此, 本研究在前人理论的基础上, 利用 abaqus 软件建立基于 cohesive 单元的二维水力压裂数值模型, 研究压裂过程中的储层基质变形、裂缝起裂和扩展、裂缝形态等参数, 以验证采用 cohesive 单元法分析水力压裂及水合物储层采用水力压裂进行改造的可行性。

1 水力压裂基本方程

1.1 cohesive 单元简介

在 Abaqus 软件中, 通过在原始单元内插入 cohesive 单元, 将其分为上下两面, 其中上表面和下表面的节点距离表示裂缝宽度, 中间面的节点表示压裂切向流动的状态, 如图 1 所示。该方法可以模拟压裂过程中的储层基质变形、裂缝起裂和扩张、裂缝形态等参数, 并且在页岩气和煤层气等非常规能源储层水力压裂模型分析中得到了成功运用^[17-19], 为后续研究其他特殊地层水力压裂裂缝扩展规律提供

了基础^[20]。

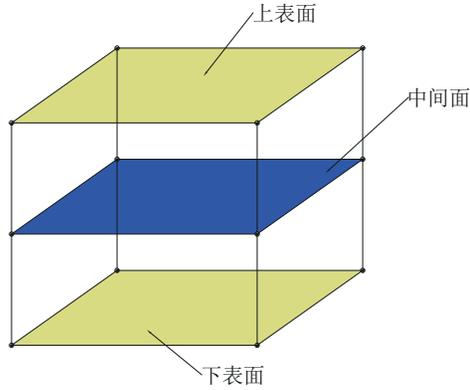


图1 cohesive单元示意

Fig.1 Schematic diagram of a cohesive unit

1.2 水力压裂裂缝扩展方程

CHEN^[20]和ZOU等^[21]提出,采用牵引扩展定律描述水合物储层发生破坏前的线性弹性行为、裂缝起裂和扩展过程,如图2所示。随着流体的注入,储层介质牵引力不断增大,压裂储层发生线性弹性行为,裂缝尖端开始不断延伸,当注入流体达到内部弹性模量 T_{\max} 时,扩展达到临界值 δ_0 。当其大于 δ_0 时,牵引力随着裂缝的扩展而减小即发生损伤演化行为,直到分离达到临界值 δ_f (压裂的裂纹尖端),此时牵引力或注入流体强度消失,裂纹尖端完全停止延伸^[22]。

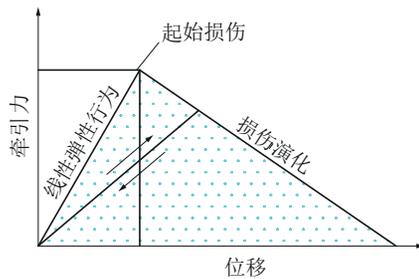


图2 牵引扩展定律

Fig.2 Law of traction propagation

在单一类型荷载下,GONG等^[23]也指出牵引扩展定律在分层过程中具有线性荷载和线性退化两大特征:

$$T = \begin{cases} k_0 \delta, & 0 < \delta \leq \delta_0 \\ (1-D)k_0 \delta, & \delta_0 < \delta < \delta_f \\ 0, & \delta \geq \delta_f \end{cases} \quad (1)$$

式中: k_0 ——cohesive单元表面刚度; δ_0 、 δ_f ——分别

为单元界面的初始形变和完全破坏的相对位移; D ——截面破坏损伤因子,其取值在0和1之间,当 D 为0时,表示材料完好无损,当 D 为1时,表示材料已完全破坏。

应用二次应力准则则可以判断水力压裂裂缝是否开裂,即当cohesive网格单元任一方向的三向应力与其对应的强度极限之比等于1时,水合物储层开始破裂:

$$\max = \left\{ \frac{\langle t_n \rangle}{t_n^o}, \frac{t_s}{t_s^o}, \frac{t_t}{t_t^o} \right\} \quad (2)$$

水合物储层在完全起裂后,牵引扩展定律中的损伤演化模型如下:

$$\begin{cases} (1-D)\bar{t}_n, \bar{t}_n \geq 0 \\ \bar{t}_n, \text{其他} \end{cases} \quad (3)$$

$$t_s = (1-D)\bar{t}_s$$

$$t_t = (1-D)\bar{t}_t$$

式中: \bar{t}_n 、 \bar{t}_s 、 \bar{t}_t ——分别为牵引扩展定律所计算cohesive网格单元未发生损伤时3个方向上的应力分量。

同时通过线性位移扩展准则,可以推出损伤因子 D 的公式:

$$D = \frac{d_m^2 (d_m^{\max} - d_m^o)}{d_m^{\max} (d_m^f - d_m^o)} \quad (4)$$

式中: d_m^{\max} ——裂缝开裂的最大位移; d_m^f ——裂缝开裂时的位移($D=1$); d_m^o ——裂缝损伤演化时的位移。

1.3 流体流动方程

图3为水合物储层压裂流体的切向流动和法向流动示意图。由图3可知,根据水合物储层压裂的流固耦合关系模型,可以看出压裂液主要由切向流动和法向流动2部分组成,分别导致裂缝的扩展和压裂液滤失。

流体切向流动方程:

$$q = -\frac{\omega^3}{12\mu} \Delta p \quad (5)$$

流体法向流动方程:

$$\begin{cases} q_t = c_t (p_f - p_t) \\ q_b = c_b (p_f - p_b) \end{cases} \quad (6)$$

式中: q ——切向流量; Δp ——单元长度方向压力梯度; ω ——裂缝宽度; μ ——压裂液粘度; q_t 、 q_b ——分别为单元上下表面的压裂液流速; c_t 、 c_b ——分别为上下表面的渗滤系数; p_t 、 p_f 、 p_b ——分别为上、中、下

表面的流体压力。

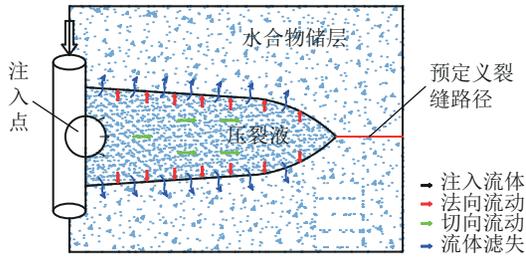


图3 流体的切向流动和法向流动示意

Fig.3 Tangential and normal flow patterns of fluid

1.4 孔隙介质固体颗粒的控制方程

水力压裂过程会改变地层中岩石的受力场,对于岩石这类的多孔介质,其应力平衡方程可以应用虚功原理描述:固定时间内岩石的虚功,等于作用在整个岩石上的体力与面力产生的虚功的叠加^[24]。

岩体介质的平衡方程为^[25]:

$$\int_V (\bar{\sigma} - p_{nw} I) \delta \epsilon dV = \int_S t \delta_v \delta \epsilon dS + \int_V f \delta_v dV \quad (7)$$

式中: $\delta \epsilon$ ——虚应变率矩阵; t ——面力矩阵; δ_v ——虚速度矩阵; f ——体力矩阵; dV ——单元体。

2 水力压裂有限元模型

本文的研究对象为水合物储层,与常规油气储层相比岩性较软,其特殊的赋存形态形成了复杂的地层结构,加之不稳定性、沉积物和应力状态等多种因素影响,水力压裂过程极其复杂,目前相关的研究均处于起步阶段。因此,本文借助泥岩、页岩水力压裂相关模型基础,并只选取双向单缝为研究目标,简化模型。

2.1 数值模拟参数选取

2.1.1 储层弹性模量和泊松比的选取

Lijith 等^[26]等借助大量的拟合数据结果,提出了水合物沉积物的弹性模量计算公式:

$$\frac{E}{\sigma_3} = a + b(S_H)^{2.5} \quad (8)$$

式中: E ——水合物储层弹性模量; σ_3 ——有效围压; S_H ——水合物饱和度; a ——代表原始含天然气水合物沉积物的初始刚度的常数,大小取决于沉积物的组成及地层压力; b ——代表受水合物形态、水合物形成条件及饱和度影响的常数。

WILLIAM 等^[27]通过单轴压裂试验测得水合物

储层等温杨氏模量 7800 MPa,泊松比 0.317; DVORKIN 等^[28]测得天然气水合物储层等温杨氏模量为 7900 MPa。通过对比,本次选取弹性模量 7800 MPa,泊松比 0.317。

2.1.2 渗透率参数的选取

DAI 等^[29]基于 Kozeny-Carman 模型提出了水合物储层的渗透率模型,该模型与 Kumar 等^[30]、Johnson 等^[31]和 Kleinberg 等^[32]的实验结果取得较好的吻合,其公式为:

$$K' = K_0 \frac{(1 - S_H)^3}{(1 + 2S_H)^2} \quad (9)$$

式中: K' ——水合物储层的渗透率; K_0 ——水合物中沉积物的渗透率; S_H ——水合物饱和度。

2.1.3 孔隙比的计算

水合物储层的有效孔隙度受水合物饱和度的影响,具体公式为:

$$\phi' = \phi(1 - S_H) \quad (10)$$

式中: ϕ' ——水合物储层的有效孔隙度; ϕ ——无水合物状态下的孔隙度。

孔隙比是指水合物储层中有效孔隙占水合物与沉积物体积之和的百分比,其计算公式为:

$$e = \frac{\phi'}{1 - \phi'} \quad (11)$$

式中: e ——水合物储层孔隙比。

2.2 二维水力压裂有限元模型

为了更好地分析储层在水力压裂过程中的裂缝扩展及应力、应变变化规律,对二维水力压裂数值模拟做出如下假设:

- (1)水合物储层为均质地层;
- (2)孔隙压力为 3.3 MPa;
- (3)储层上下、左右边界固定,不产生位移。

同时,分别选用 20 m×20 m、100 m×100 m 两种尺度的模型进行模拟,其中 20 m×20 m 仿真模型主要用于研究裂缝及周边的应力、应变,100 m×100 m 模型主要用于研究裂缝扩展方向、延伸机理方面的研究。此外还设置了水平方向和垂直方向的最大地应力 $\sigma = 5$ MPa 与最小地应力 $\sigma_c = 4$ MPa,模型中心位置设置为压裂液的注入点,cohesive 预设单元为裂缝发展方向,对称分布在井筒两端,如图 4 所示。2 个模型均以 (x, z) 为坐标的格式离散划分成 $100 \times 100 = 10000$ 个 cohesive 网格块。模型选取

的主要参数,如表1所示。

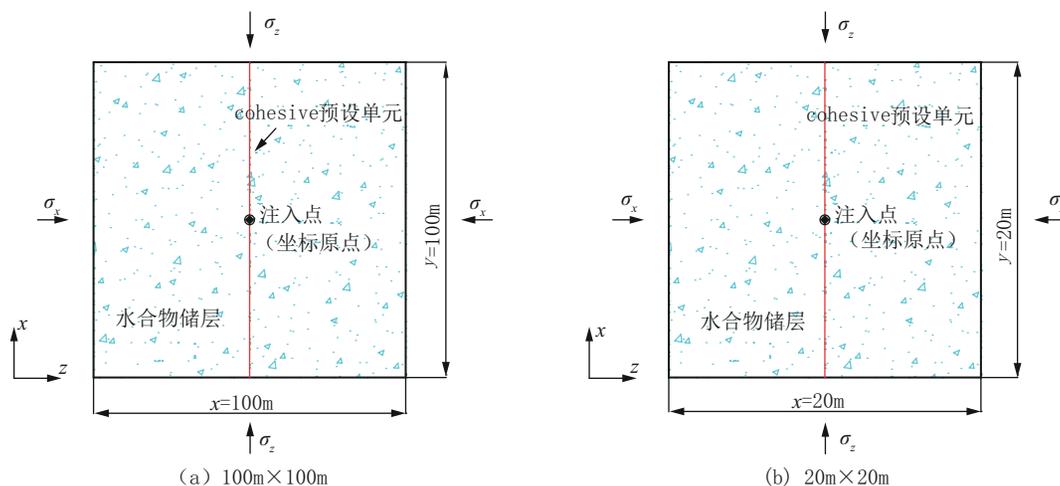


图4 二维水力压裂模拟示意

Fig.4 Schematic diagram of two-dimensional hydraulic fracturing simulation

表1 水合物储层水力压裂模型主要参数

Table 1 Main parameters of the hydrate reservoir hydraulic fracturing model

参数	数值
模拟储层大小/m	100×100
地应力分布/MPa	(4,5,5)
孔压/MPa	3.3
弹性模量 T_{max} /MPa	7800
泊松比	0.317
抗拉强度/MPa	1.5
孔隙比	0.595
渗透系数/($m \cdot s^{-1}$)	3.70×10^{-9}
滤失系数/($m \cdot s^{0.5}$)	$1 \times e^{-14}$
压裂液排量/($m^3 \cdot s^{-1}$)	0.0006
注液时长/s	60
粘度/($mPa \cdot s$)	60

3 结果与分析

本文分别对 $20\text{ m} \times 20\text{ m}$ 、 $100\text{ m} \times 100\text{ m}$ 两个模型尺寸下的裂缝扩展进行了数值模拟,得出了水合物储层水力压力过程中裂缝扩展的最大半长及最大宽度,通过2种尺寸下应力、应变、孔压的分布状态分析最优模拟结果,最后对比不同时间段裂缝扩展的速率,得出最优压裂时长,为后续的水合物水力压裂模拟提供指导。

3.1 裂缝扩展尺寸

模拟结果,如表2所示,2种模型尺寸下裂缝的

半长均为6 m,大尺寸模型裂缝最大宽度为5.8 mm,小尺寸模型裂缝最大宽度5.5 mm。2组模拟结果基本吻合,验证了 cohesive 单元法应用于水合物水力压裂研究的可行性,为研究水合物储层裂缝变化、扩展机理提供了良好的基础。

表2 模拟结果

Table 2 Simulation results

模型尺寸/m	裂缝半长/m	裂缝最大宽度/mm
20×20	6	5.5
100×100	6	5.8

3.2 仿真结果分析

模型建立的过程中,我们分别设立了 (x, z) 2个方向的边界值,即水平方向和竖直方向的最大地应力 $\sigma_x = 5\text{ MPa}$ 与最小地应力 $\sigma_z = 4\text{ MPa}$ 。在模拟的过程中,随着压裂液的不注入,裂缝不断扩张的同时,其内部的压裂液沿法向切力的方向作用于裂缝内表面,并不断向外辐射。如果应力位移传递量设置过小,很容易导致应力不能有效传递,在边界位置产生变形,影响模拟结果的准确性。

图5为2种模型尺寸裂缝扩展模拟结果,从图5可以明显看到 $20\text{ m} \times 20\text{ m}$ 裂缝扩展应变图中应力在传播的过程中在边界位置立即出现变形,而 $100\text{ m} \times 100\text{ m}$ 模型中应力呈扇形均匀的扩散,模拟效果更加真实;同时,可以明显看出 $20\text{ m} \times 20\text{ m}$ 裂缝扩

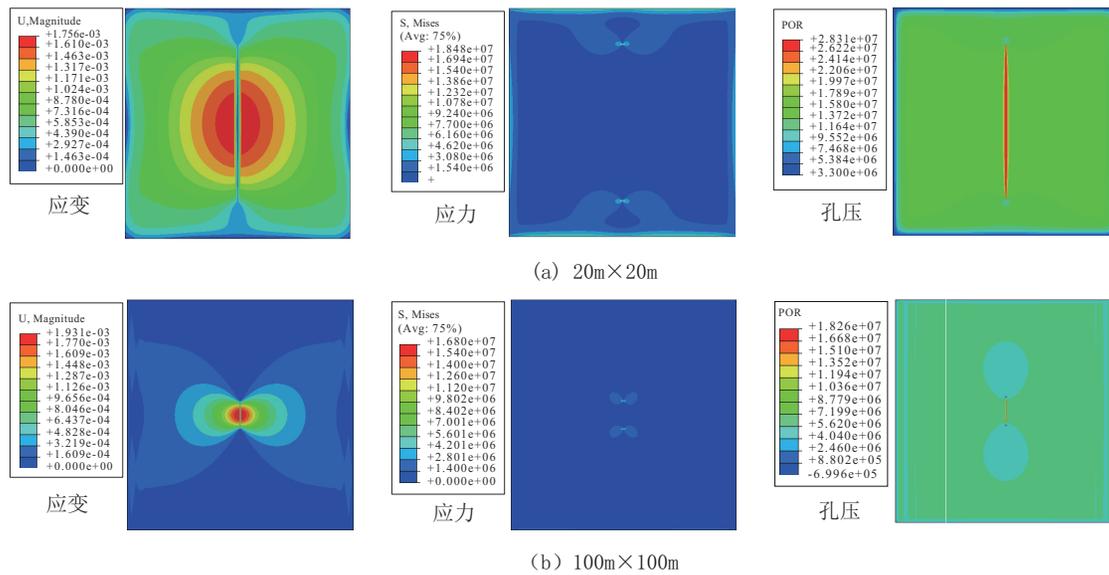


图 5 裂缝扩展模拟结果

Fig.5 Simulation results of crack propagation

展尖端应力和孔压图中受位移传递量的限制存在发散现象,而 100 m × 100 m 模型中裂缝延展尖端的应力和孔压变化不受边缘的限制,模拟的区域图形呈现规律性和对称性。所以对比模拟结果后裂缝最大宽度在 100 m × 100 m 模型下的 5.8 mm 更加准确。

3.3 裂缝宽度随时间的变化规律

图 6 为注入点裂缝宽度随注入时间与压力的变化特征,从图中可以看出裂缝的发生形态与注入压力的关系,随着注入压力的急剧增加,储层开始起裂,裂缝瞬间张开,此时注入压力最大,达到了 25 MPa,然后再经历一段波动后趋于稳定,注入压力约为 18 MPa。裂缝宽度在起裂后,以小幅波动的方式缓慢变大。原因在于,当开始向储层注入压裂液时,在注入点附近很容易形成憋压导致裂缝瞬间增大。起裂发生后,裂缝瞬间沿预设单元扩展方向裂开。注入压力出现微降,在水平地应力的作用下,裂缝宽度出现短暂的收缩,后续随着注入液的补充,开始逐步趋于缓慢的增长状态,形成这种“阶梯式”的裂缝扩展形态。

4 结论

本文通过利用 abaqus 软件建立基于 cohesive 单元的二维水力压裂数值模型,研究压裂过程中裂缝起裂和扩展、裂缝形态等参数,得出了水合物储层水力压裂裂缝扩展的最大半长及最大宽度。具体结论

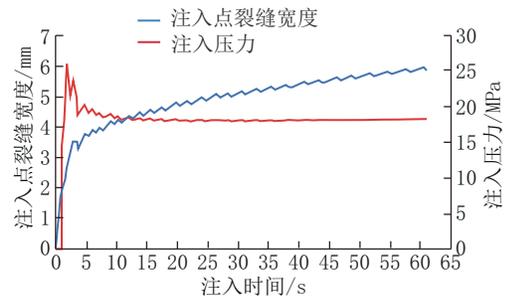


图 6 裂缝宽度随时间与压力的变化规律

Fig.6 Variation law of crack width vs time and injection pressure

如下:

(1)采用 100 m × 100 m 和 20 m × 20 m 大、小两尺寸模型分别建立相同参数下的水合物二维水力压裂裂缝扩展模型,最终得出 2 组基本相同的数据结果:裂缝长度均为 6 m,最大宽度分别为 5.8、5.5 mm,论证了 cohesive 单元法分析水合物水力压裂方案的可行性。

(2)在二维水合物储层水力压裂模拟中,通过对 2 种尺寸模型数值模拟结果的分析,在利用 cohesive 单元法分析水合物水力压裂模型中应尽量构建尺寸较大的模型,这样更利于应力的传递及裂缝扩展的模拟,得出的实验结果更加准确。

(3)裂缝在扩展的过程中会伴随着阶梯性延展,一方面,由于刚开始注压时,较高的排量很容易在注入点附近形成憋压导致裂缝瞬间增大,并出现了短

暂的波动。同时,随着预设单元扩展方向迅速裂开,此时裂缝中的压裂液内压会出现微降,在水平地应力的作用下,裂缝宽度出现短暂的收缩的现象,后续随着注入液的补充,开始逐步趋于缓慢的增长。这种急速扩张—收缩的现象形成了水合物储层“阶梯式”的水力压裂扩展规律。该研究能够为海域天然气水合物储层水力压裂提供一定的理论指导,提高水合物储层的渗流能力。

参考文献(References):

- [1] 宁伏龙,刘力,李实,等.天然气水合物储层测井评价及其影响因素[J].石油学报,2013,34(3):591-606.
NING Fulong, LIU Li, LI Shi, et al. Well logging assessment of natural gas hydrate reservoirs and relevant influential factors [J]. Acta Petrol Sinica, 2013, 34(3):591-606.
- [2] KLAUDA JEFFERY B, SANDLER STANLEY I. Global distribution of methane hydrate in ocean sediment[J]. Energy & Fuels, 2005, 19(2):459-470.
- [3] 齐赞,孙友宏,李冰,等.近井储层改造对天然气水合物藏降压开采特性影响的数值模拟研究[J].钻探工程,2021,48(4):85-96.
QI Yun, SUN Youhong, LI Bing, et al. Numerical simulation of the influence of reservoir stimulation in the near wellbore area on the depressurization production characteristics of natural gas hydrate reservoir[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(4):85-96.
- [4] Ruppel C D, Kessler J D. The interaction of climate change and methane hydrates [J]. Reviews of Geophysics, 2016, 55(1):126-168.
- [5] 侯岳,刘春生,刘聃,等.海域天然气水合物浅软地层水平井钻井液技术[J].钻探工程,2022,49(2):16-21.
HOU Yue, LIU Chunsheng, LIU Dan, et al. Drilling fluid technology for natural gas hydrate horizontal wells in marine shallow soft formation[J]. Drilling Engineering, 2022, 49(2):16-21.
- [6] 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.
- [7] KONNO Y, FUJII T, SATO A, et al. Key findings of the world's first offshore methane hydrate production test off the coast of Japan: Toward future commercial production[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(3):2607-2616.
- [8] 左汝强,李艺.日本南海海槽天然气水合物取样调查与成功试采[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2017,44(12):1-20.
ZUO Ruqiang, LI Yi. Japan's sampling study and successful production test for NGH in Nankai Trough[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2017, 44(12):1-20.
- [9] 孟奕龙,陈晨,马英瑞,等.神狐海域天然气水合物智能拟合建模与开采研究[J].钻探工程,2021,48(S1):315-320.
MENG Yilong, CHEN Chen, MA Yingrui, et al. Study on intelligent fitting modeling and exploitation of natural gas hydrate in the Shenhu area [J]. Drilling Engineering, 2021, 48(S1):303-308.
- [10] 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(1):5-16.
- [11] 杜焱森,冯起赠,许本冲,等.海域天然气水合物试采研究现状及存在问题[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2018,45(4):6-9.
DU Yaosen, FENG Qizeng, XU Benchong, et al. Research status and existing problems in oceanic gas hydrate trial production [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2018, 45(4):6-9.
- [12] 姚远欣,李栋梁,梁德青.天然气水合物储层水力压裂研究进展[J].新能源进展,2020,8(4):282-290.
YAO Yuanxin, LI Dongliang, LIANG Deqing. Research progress on hydraulic fracturing of natural gas hydrate reservoir [J]. Advances in New and Renewable Energy, 2020, 8(4):282-290.
- [13] Goel N, Wiggins M, Shah S. Analytical modeling of gas recovery from in situ hydrates dissociation [J]. 2001, 29(2):115-127.
- [14] 张永勤,李鑫森,李小洋,等.冻土天然气水合物开采技术进展及海洋水合物开采技术方案研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(10):154-159.
ZHANG Yongqin, LI Xinmiao, LI Xiaoyang, et al. Technical progress of gas hydrate production in permafrost and research on oceanic gas hydrate production [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2016, 43(10):154-159.
- [15] 彭赛宇,马纪英,孙友宏,等.天然气水合物储层改造泡沫水玻璃浆液及其固结体性能研究[J].中南大学学报(自然科学版),2022,53(3):1001-1011.
PENG Saiyu, MA Jiyong, SUN Youhong, et al. Research on performance of foamed water glass slurry and its consolidation for gas hydrate reservoir stimulating [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(3):1001-1011.
- [16] KONNO Y, JIN Yusuke, YONEDA J, et al. Hydraulic fracturing in methane-hydrate-bearing sand [J]. RSC Advances, 2016, 6(77):73148-73155.
- [17] 张然,李根生,朱海燕.水平多裂缝交错扩展及其诱导应力干扰研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2017,39(1):91-99.
ZHENG Ran, LI Gensheng, ZHU Haiyan. Dynamic propagation of multiple horizontal fractures and mutual interference between induced stresses [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2017, 39(1):91-99.

- [18] Liu Y, Tang D, Hao X, et al. The impact of coal macrolithotype on hydraulic fracture initiation and propagation in coal seams [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 56: 299-314.
- [19] GUO Jianchun, ZHAO Xing, ZHU Haiyan, et al. Numerical simulation of interaction of hydraulic fracture and natural fracture based on the cohesive zone finite element method [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 25: 180-188.
- [20] CHEN Zuorong. Finite element modelling of viscosity-dominated hydraulic fractures [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, 88-89(1): 136-144.
- [21] ZOU Junpeng, CHEN Weizhong, YUAN Jingqiang, et al. 3-D numerical simulation of hydraulic fracturing in a CBM reservoir [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 37: 386-396.
- [22] 李小杰, 叶成明, 李炳平, 等. 基岩水井水力压裂专用压裂液试验研究 [J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2016, 43(10): 234-237.
- LI Xiaojie, YE Chengming, LI Bingping, et al. Research on hydraulic fracturing fluid in bedrock water well [J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2016, 43(10): 234-237.
- [23] GONG D G, QU Z Q, LI J X, et al. Extended finite element simulation of hydraulic fracture based on ABAQUS platform [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2016, 37(5): 1512-1520.
- [24] 张晓咏, 戴自航. 应用 ABAQUS 程序进行渗流作用下边坡稳定分析 [J]. *岩石力学与工程学报*, 2010, 29(S1): 2927-2934.
- ZHANG Xiaoyong, DAI Zihang. Analysis of slope stability under seepage by using ABAQUS program [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2010, 29(S1): 2927-2934.
- [25] Zienkiewicz O C, Taylor R L. *The Finite Element Method: An Introduction with Partial Differential Equations* [M]. Burlington: Elsevier, 2005: 42-45.
- [26] K.P. Lijith, B.R. C. Malagar, D.N Singh. A comprehensive review on the geomechanical properties of gas hydrate bearing sediments [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 104: 270-285.
- [27] WILLIAM WAITE, MICHAEL B, HELGERUD, et al. Laboratory measurements of compressional and shear wave speeds through methane hydrate [J]. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 2000, 912(1): 1003-1010.
- [28] DVORKIN, HELGERUD, WAITE, et al. *Introduction to Physical Properties and Elasticity Models* [M]. Springer Netherlands, 2003.
- [29] SHENG DAI, YONGKOO SEOL. Water permeability in hydrate-bearing sediments: A pore-scale study [J]. *Geophysical Research Letters*, 2014, 41(12): 4176-4184.
- [30] Kumar A, Maini B, Bishnoi P R, et al. Experimental determination of permeability in the presence of hydrates and its effect on the dissociation characteristics of gas hydrates in porous media [J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2010, 70(1-2): 114-122.
- [31] Johnson A, Patil S, Dandekar A. Experimental investigation of gas-water relative permeability for gas-hydrate-bearing sediments from the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 419-426.
- [32] Kleinberg R L, Flaum C, Griffin D D, et al. Deep sea NMR: Methane hydrate growth habit in porous media and its relationship to hydraulic permeability, deposit accumulation, and submarine slope stability (abstract) [J]. *Journal of Geophysical Research*, 2003, 108(B10): 1201-1217.

(编辑 李艺)