

DOI: 10.16285/j.rsm.2020.0805

基于零厚度内聚力单元的水力裂缝 随机扩展方法研究

李 军^{1,2}, 翟文宝^{2,3}, 陈朝伟³, 柳贡慧², 周英操³

(1. 中国石油大学(北京)克拉玛依校区 石油学院, 新疆 克拉玛依 834000; 2. 中国石油大学(北京) 石油工程学院, 北京 102249;
3. 中国石油集团工程技术研究院有限公司, 北京 102206)

摘 要: 为有效模拟裂缝性页岩储层中水力裂缝随机扩展过程, 基于单元节点的拓扑数据结构, 利用网格节点分裂方式, 建立了一种基于有限元网格嵌入零厚度内聚力单元的水力裂缝随机扩展新方法。利用 KGD 模型解析解和 2 种室内试验, 验证了新方法的准确性和有效性。同时, 通过数值算例研究了水平地应力差和储层非均质性对水力裂缝随机扩展过程的影响。研究表明: (1) 该方法弥补了 ABAQUS 平台内置的内聚力单元无法有效模拟水力裂缝随机扩展的不足; (2) 在较高水平地应力差下页岩储层非均质性越强, 与水力裂缝相交的高角度天然裂缝越容易开启。所建方法能准确地描述复杂水力裂缝的随机扩展行为, 可为裂缝性页岩储层的数值模拟提供新手段。

关 键 词: 裂缝性页岩储层; 水力裂缝随机扩展; 零厚度内聚力单元; 储层非均质性; 数值模拟

中图分类号: TE 319

文献标识码: A

文章编号: 1000-7598 (2021) 01-0265-15

Research on random propagation method of hydraulic fracture based on zero-thickness cohesive element

LI Jun^{1,2}, ZHAI Wen-bao^{2,3}, CHEN Zhao-wei³, LIU Gong-hui², ZHOU Ying-cai³

(1. College of Petroleum, China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay, Xinjiang 834000, China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China; 3. CNPC Engineering Technology R&D Company Limited, Beijing 102206, China)

Abstract: In order to effectively simulate the process of random propagation of hydraulic fractures in fractured shale reservoirs, a new method of random propagation of hydraulic fractures based on the finite element mesh embedded with zero-thickness cohesive elements is proposed. This new method is based on the topological data structure of element nodes and the splitting mode of mesh nodes. The accuracy and effectiveness of the random propagation method are verified by comparing with the analytical solution of KGD model and two kinds of laboratory experiments. Meanwhile, the influences of horizontal in-situ stress difference and reservoir heterogeneity on the process of random propagation of hydraulic fractures are evaluated by running numerical examples. The results show that: (1) the new method makes up for the deficiency that the cohesive element built-in ABAQUS platform can not effectively simulate the random propagation of hydraulic fractures; (2) under a higher horizontal in-situ stress difference condition, the stronger the heterogeneity of a shale reservoir is, the easier it is to reopen a high-angle natural fracture intersecting with hydraulic fractures. The proposed method can accurately describe the random propagation behavior of complex hydraulic fractures, and thus provide a novel means for numerical simulation of naturally fractured shale reservoirs.

Keywords: naturally fractured shale reservoir; random propagation of hydraulic fracture; zero-thickness cohesive element; reservoir heterogeneity; numerical simulation

1 引 言

常规储层水力压裂以双翼对称的人工裂缝为

主, 而页岩储层与常规储层存在很大差别。微地震监测结果表明, 页岩储层内天然裂缝、层理等弱面发育, 使水力裂缝扩展形态十分复杂。页岩层理是

收稿日期: 2020-05-11

修回日期: 2020-09-29

基金项目: 国家自然科学基金项目 (No. 51674272, No. U1762211, No. U19B6003); 国家重大科技专项子课题 (No. 2017ZX05009-003)。

This work was supported by the National Natural Science Foundation of China (51674272, U1762211, U19B6003) and the Sub-project of the National Science and Technology Major Project (2017ZX05009-003).

第一作者简介: 李军, 男, 1971 年生, 博士, 教授, 主要从事石油工程岩石力学方面的研究。E-mail: lijun446@vip.163.com

通讯作者: 翟文宝, 男, 1989 年生, 博士, 工程师, 主要从事石油工程岩石力学方面的研究。E-mail: zhaiwbdrilling@163.com

在沉积压实作用下形成的力学薄弱面,室内试验和数值模拟结果表明^[1],层理易造成水力裂缝在垂向上扩展高度不足,影响裂缝扩展形态。同时,页岩储层中的天然裂缝则主要影响水力裂缝在非垂直方向的扩展形态。由于我国页岩储层非均质性特征明显^[2],天然裂缝发育^[3-4],因此,关于天然裂缝与水力裂缝相互作用问题是研究热点之一,研究方法包括室内试验、理论分析、数值模拟等。室内试验方法价格昂贵,影响因素较多,且难以有效模拟储层尺度中天然裂缝对水力裂缝扩展行为的影响。理论分析方法则难以考虑复杂的流固耦合过程,也仅限于判定水力裂缝与天然裂缝的相交扩展行为。

为此,许多学者^[5-19]采用数值模拟方法,研究了天然裂缝对水力裂缝扩展行为的影响,其中以有限元方法应用最为广泛。Yan 等^[5-8]基于组合的有限元-离散元方法(finite-discrete element method,简称 FDEM),考虑了岩石基质和裂缝内渗流规律以及缝内流体滤失特点,建立了一种渗流-应力耦合的 FDEM 数值方法,分析了二维、三维裂缝性储层中复杂裂缝网络的水力压裂问题。由于扩展有限元方法能够模拟无限制水力裂缝扩展而受到欢迎^[9-12]。然而,即使在二维情况下,这种方法在处理水力裂缝与天然裂缝相互作用方面也很复杂,且其并行计算并不简单。内嵌的内聚方法可以有效克服这些不足^[20]。Guo 等^[13]基于 ABAQUS 平台的内聚力(Cohesive)单元建立了水力裂缝与天然裂缝扩展模型,分析了储层弹性模量、抗拉强度、逼近角等因素对水力裂缝与天然裂缝相互作用的影响规律。此外,基于 ABAQUS 平台进行类似研究的学者还有朱海燕^[15]、Haddad^[16]和 Dahi-Taleghani^[17]等。

但是,基于 ABAQUS 平台的内聚力单元法并不能模拟水力裂缝在裂缝性储层中随机扩展过程。Nguyen 等^[21]阐明了利用零厚度内聚力单元模拟水力裂缝随机扩展过程的有限元方法,但没有融入 ABAQUS 平台。此后,部分学者^[22-24]基于 ABAQUS 平台,通过二次开发方式实现了水力裂缝随机扩展过程。Li 等^[25]考虑了天然裂缝的摩尔-库仑破坏准则,改进了双线性内聚力本构关系,提出了二维孔隙压力内聚力单元模型。Rueda Cordero 等^[20, 26]基于 ABAQUS 平台提出了一种新的网格破碎技术,分析了不同影响因素条件下水力裂缝与天然裂缝相交的随机扩展过程。总体而言,基于 ABAQUS 平台内置的内聚力单元实现水力裂缝随机扩展过程的具体方法和步骤仍缺乏系统阐述,导致研究人员难以深入研究天然裂缝对水力裂缝扩展的影响机制。

为此,针对页岩储层中天然裂缝发育的特点,基于单元节点的拓扑数据结构,利用网格节点分裂方式,建立了一种基于有限元网格嵌入零厚度内聚力单元的水力裂缝随机扩展新方法,并利用 Python 语言将其融入 ABAQUS 平台。然后,利用 KGD (Khristinaovic-Geertsma-de Klerk) 问题解析解和 2 种室内压裂试验,验证了新方法的准确性和有效性。最后,通过数值算例研究了水平地应力差和储层非均质性对水力裂缝扩展过程的影响,以期能准确描述复杂水力裂缝的随机扩展行为,为裂缝性页岩储层的数值模拟工作提供参考。

2 基于零厚度内聚力单元的水力压裂有限元原理

2.1 水力压裂流-固耦合的基本控制方程

为描述复杂的水力压裂过程,当考虑地层性质、压裂液特性及注入条件变化时,需要满足多孔介质中流固耦合的控制方程。

2.1.1 多孔介质中固体变形的动量平衡方程

在水力压裂过程中,描述水力裂缝周围饱和多孔介质中固体变形的动量平衡方程为^[11]

$$\left. \begin{aligned} \nabla \sigma + b &= 0 \\ \varepsilon &= [\nabla u + (\nabla u)^T] / 2 \\ \sigma &= D \varepsilon \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

式中: b 为体积力 (N/m^3); σ 为应力张量; ε 为应变张量; u 为多孔介质变形位移 (m); D 为本构方程中刚度矩阵。

在饱和多孔介质中,根据 Biot 定律可知:

$$\sigma = \bar{\sigma} + \alpha p_w \quad (2)$$

式中: σ 为作用于多孔介质内的总应力 (Pa); $\bar{\sigma}$ 为作用于多孔介质内的有效应力 (Pa); α 为与岩石性质有关的多孔弹性系数,又称 Biot 系数,无量纲; p_w 为裂缝周围的地层孔隙压力 (Pa)。

假定水力裂缝扩展过程是准静态的,基于虚功原理,岩石多孔介质中变形方程可由式 (1) 推导为^[11]

$$\int_V (\bar{\sigma} + I p_w) \delta_\varepsilon dV = \int_S t \cdot \delta_v dS + \int_V b \cdot \delta_v dV \quad (3)$$

式中: I 为单位矩阵; δ_ε 为虚应变率 (s^{-1}); dV 为单元体积 (m^3); t 为单位面积上面力矢量 (N/m^2); δ_v 为虚速度场 (m/s); dS 表示面力作用的单元面积 (m^2)。

2.1.2 多孔介质中流体流动的连续性方程

根据质量守恒定理可知,在一定时间内流入多孔

介质岩石内部的流体质量等于内部流体增加量与流体流出量之和。所以，描述流体流动的连续性方程为^[11]

$$\frac{1}{J} \frac{\partial}{\partial t} (J \rho_w n_w) + \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} (\rho_w n_w v_w) = 0 \quad (4)$$

式中： J 为多孔介质中流体体积变化量，无量纲； ρ_w 为流体密度 (kg/m^3)； n_w 为与多孔介质孔隙度有关的孔隙比； v_w 为流体的渗流速度 (m/s)； $\mathbf{x}$ 为与空间步长有关的空间向量 (m)； t 为时间 (s)。

假定裂缝周围的多孔介质中孔隙流体流动符合达西定律，则多孔介质中流体的渗流速度 v_w 为

$$v_w = -\frac{1}{n_w \rho_w g} k (\nabla p_w - \rho_w g) = -\frac{1}{n_w \rho_w g} \hat{K} \frac{\rho_w g}{\mu} \cdot (\nabla p_w - \rho_w g) \quad (5)$$

式中： k 为与多孔介质渗透率有关的渗透系数 (m/s)； g 为重力加速度 (m/s^2)； ∇p_w 为多孔介质中流体流动方向的压力梯度； $\hat{K}$ 为多孔介质固有渗透率 (m^2)； μ 为流体动力黏度 ($\text{Pa} \cdot \text{s}$)。

在忽略体力影响，根据达西定律，多孔介质中流体流动连续性方程弱形式^[11]：

$$\int_{\Omega} \zeta_w \frac{1}{J} \dot{p}_w d\Omega + \int_{\Omega} \zeta_w \alpha \nabla \dot{\mathbf{u}} d\Omega + \int_{\Omega} \frac{\hat{K}}{\mu} \nabla \zeta_w \nabla \dot{p}_w d\Omega - \int_{\Gamma_{\text{HF}}} \zeta_w q_l d\Gamma = - \int_{\Gamma_{\text{in}}} \zeta_w \bar{q}_w d\Gamma \quad (6)$$

式中： ζ_w 为满足均匀边界条件的流体压力所对应的测试函数； $\dot{p}_w$ 为流体孔隙压力的变化率； q_l 为局部流体损失 (m/s)； $\bar{q}_w$ 为流体流出量 (m^3/s)； Ω 为线弹性渗透介质域； Γ 为区域边界； $\dot{\mathbf{u}}$ 为位移矢量的变化率。

2.1.3 裂缝中的流体流动的连续性方程

为了方便起见，通常假设压裂液是不可压缩的牛顿流体。在压裂过程中，水力裂缝宽度通常为 mm 级，远小于裂缝长度。因此，将裂缝内流体流动简化为一维流体，其连续性方程为^[11, 13-14, 16, 22]

$$\frac{dq_f}{dx} - \frac{dw}{dt} + q_l = 0 \quad (7)$$

式中： q_f 为单位高度内局部（平均）流速 (m^2/s)； w 为裂缝宽度 (m)。

图 1 描述了水力裂缝内流体流动方式（图中 q_0 为恒定的体积流速 (m^2/s)）：切向流（流体沿着裂缝通道内的流动）和法向流（流体从裂缝顶部和底部表面滤失进入多孔介质地层）。其中，切向流动是由泊肃叶（Poiseuille）定律推导的润滑方程控制的^[11, 13-14, 16, 22]，即

$$q_f w = -\frac{w^3}{12\mu} \nabla p_f = -k_t \nabla p_f \quad (8)$$

式中： k_t 为流体在裂缝内切向流动的渗透系数 (m/s)。

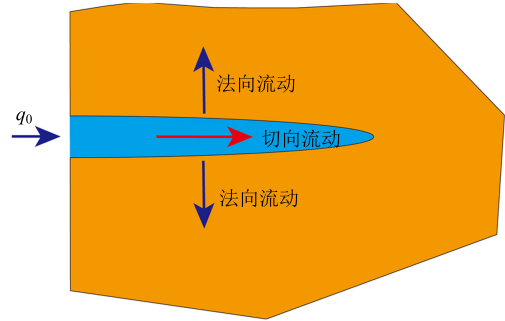


图 1 水力裂缝内流体两种流动方式示意图^[12]

Fig.1 Schematic diagram of two flow channels in hydraulic fractures^[12]

q_l 可由上（顶）下（底）裂缝面的法向流动方程确定：

$$q_l = q_t + q_b \quad (9)$$

其中，上（顶）裂缝面的法向流动压力 q_t 方程为^[12]

$$q_t = c_t (p_f - p_w) \quad (10)$$

下（底）裂缝面的法向流动压力 q_b 方程为^[12]

$$q_b = c_b (p_f - p_w) \quad (11)$$

式中： c_t 和 c_b 分别为上（顶）、下（底）裂缝面的滤失系数 ($\text{m}/(\text{Pa} \cdot \text{s})$)。

2.2 零厚度内聚力单元的起裂与扩展准则

在内聚力破坏理论中，裂缝扩展过程是裂缝尖端或内聚力区域中物质间克服黏聚力作用，发生逐渐分离而断裂的结果，如图 2(a)所示。图中 δ_m^0 、 δ_m^f 为内聚力区域初始损伤和完全损伤的有效位移。在有限元理论框架中，有两种描述内聚力区域的方法^[27]，即外加方法和内嵌方法，其区别在于将裂缝单元嵌入初始单元的方式有所不同。在内嵌方法中，裂缝单元以界面网格形式嵌入到整体单元之间，其本构关系是由描述内聚牵引力 T 达到峰值强度 σ_{cr} 之前的线弹性阶段和描述达到峰值之后材料软化行为的损伤阶段组成的，如图 2(b)虚线所示（图中 K 、 δ 为弹性阶段材料初始刚度、变形位移）。另一种是外加方法，即当单元应力达到内聚强度时，裂缝单元才被引入到整体单元内。通常，在内嵌方法中，所有内聚单元都嵌入有限元网格中，其拓扑网格的

连通性保持不变,且内嵌模型在网格和计算并行化方面更容易实现。因此,采用内嵌方法描述水力裂缝起裂与扩展过程。

为模拟水力压裂过程,Segura 等^[28]基于物理模型机制,建立了一种具有孔隙压力(孔压)节点的零厚度内聚力单元(cohesive element with pore pressure of the zero-thickness,简称 CEPPZ),其中

以具有孔隙压力节点的 6 节点四边形单元应用最为广泛,即一个线性四边形单元的四周节点(编号 1~4)具有位移和孔压自由度,节点 5 和节点 6 只具有孔压自由度。将具有孔压节点的 6 节点四边形单元虚拟为“双节点”线单元,即可得到零厚度内聚力单元,如图 3 所示。图中 I_1 、 I_2 为两个高斯积分点, n 、 s 代表虚拟坐标系的法向和切向。

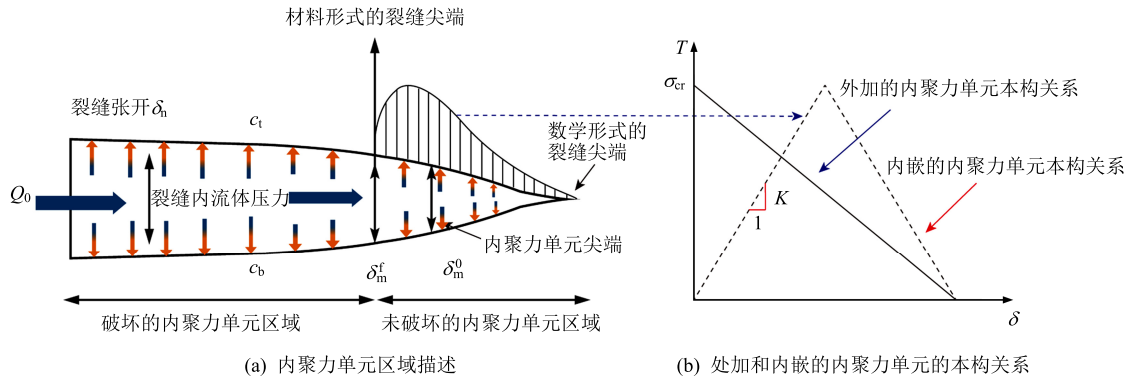


图 2 内聚区域描述方法及其本构关系图

Fig.2 Description diagrams of cohesive zone method and its constitutive relationship

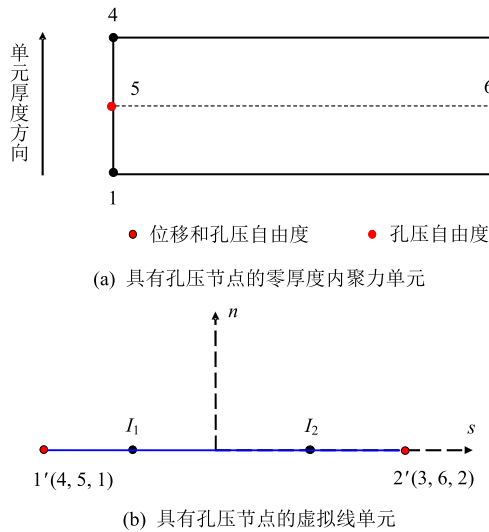


图 3 零厚度 6 节点 Cohesive 单元构建图
Fig.3 Construction of zero thickness 6-nodes cohesive element

与外加方法不同,内嵌方法采用二次名义应力准则,判定 CEPPZ 是否发生破裂(起裂或单元界面分离)产生裂缝,其表达式为^[22]

$$\left\{ \frac{\langle t_n \rangle}{t_n^0} \right\}^2 + \left\{ \frac{t_s}{t_s^0} \right\}^2 + \left\{ \frac{t_t}{t_t^0} \right\}^2 = 1 \quad (12)$$

式中: t_n 、 t_s 和 t_t 分别为在 CEPPZ 不同方向上所承受的名义牵引力(Pa); t_n^0 、 t_s^0 和 t_t^0 分别为材料在不同方向上相应的名义应力峰值,通常是指岩石材料的抗拉强度和抗剪强度(Pa)。在三维问题中, n 、

s 和 t 分别指垂直于界面的法向以及界面上的第 1 切方向和第 2 切方向,而在二维问题中,忽略第二切方向 t 。符号 $\langle \rangle$ 通常用于表示纯压缩变形或应力状态不会引发损伤。

当满足二次名义应力准则时,CEPPZ 开始产生初始损伤,但此时 CEPPZ 并未完全分离产生裂缝。

在双线性本构关系中,CEPPZ 损伤起始之前,遵循弹性本构关系,即^[16, 29]

$$\mathbf{t} = \begin{Bmatrix} t_n \\ t_s \\ t_t \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} K_{nn} & K_{ns} & K_{nt} \\ K_{ns} & K_{ss} & K_{st} \\ K_{nt} & K_{st} & K_{tt} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \varepsilon_n \\ \varepsilon_s \\ \varepsilon_t \end{Bmatrix} = \mathbf{K} \boldsymbol{\varepsilon} \quad (13)$$

式中: $\mathbf{K}$ 为弹性阶段 CEPPZ 的刚度矩阵。

在加载过程中卸载后再加载(图 4)时,材料刚度 K' 由材料初始刚度 K 和损伤变量 D 确定,其表达式为^[16]

$$K' = (1 - D)K \quad (14)$$

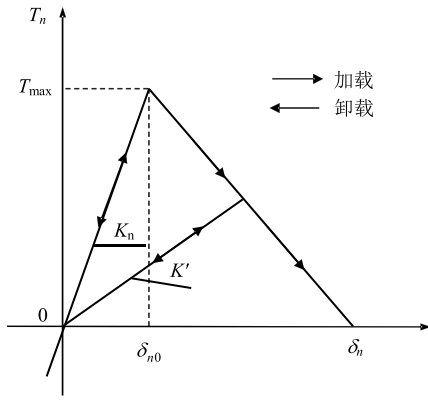
CEPPZ 发生损伤后的法向应力 t_n 、切向应力 t_s 和 t_t 可由损伤变量 D 确定,其表达式^[29]:

$$t_n = \begin{cases} (1 - D)\bar{t}_n & \bar{t}_n \geq 0 \\ \bar{t}_n & \bar{t}_n < 0 \end{cases} \quad (15)$$

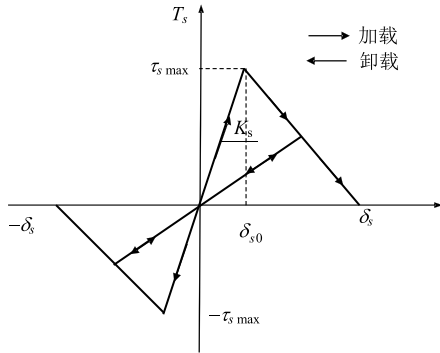
$$t_s = (1 - D)\bar{t}_s \quad (16)$$

$$t_t = (1 - D)\bar{t}_t \quad (17)$$

式中: $\bar{t}_n$ 、 $\bar{t}_s$ 和 $\bar{t}_t$ 分别为 CEPPZ 未损伤时所对应的法向峰值应力 $T_{\max}$ 、第一切向峰值应力 $\tau_{s\max}$ 和第二切向峰值应力 $\tau_{t\max}$ (Pa)。



(a) 法向牵引分离本构关系



(b) 切向牵引分离本构关系

图 4 CEPPZ 损伤起始与演化规律的本构关系图

Fig.4 Constitutive relationships of CEPPZ damage initiation and evolution

其中，损伤变量 D 为^[16, 29]：

$$D = \begin{cases} 0, & \delta_m \leq \delta_m^0 \\ \frac{\delta_m^f (\delta_m - \delta_m^0)}{\delta_m^f (\delta_m^f - \delta_m^0)}, & \delta_m^0 < \delta_m < \delta_m^f \\ 1, & \delta_m \geq \delta_m^f \end{cases} \quad (18)$$

式中： δ_m^0 和 δ_m^f 分别为 CEPPZ 初始损伤位移和完全损伤位移 (m)； δ_m 为由法向位移和切向位移共同控制的损伤演化阶段的等效 (有效) 位移，其表达式为^[29]

$$\delta_m = \sqrt{\langle \delta_n \rangle^2 + \delta_s^2 + \delta_t^2} \quad (19)$$

式中： δ_n 、 δ_s 和 δ_t 分别为 Cohesive 单元在损伤过程中的法向、第 1 和第 2 切向的损伤位移 (m)。

在平面应变条件下，岩石法向 (I 型断裂) 的临界断裂能 G_{IC} 可由岩石所能承受的临界最大应力 T_{max} 确定^[16, 22]：

$$G_{IC} = \frac{K_{IC}^2}{E} (1 - \nu^2) = \frac{1}{2} T_{max} \delta_n \quad (20)$$

式中： E 为弹性模量； ν 为泊松比。

同理，II 型和 III 型断裂所对应的临界断裂能

G_{IIC} 和 G_{IIIC} 为^[16]

$$G_{IIC} = \frac{K_{IIC}^2}{E} (1 - \nu^2) = \frac{1}{2} \tau_{s \max} \delta_s \quad (21)$$

$$G_{IIIC} = \frac{K_{IIIC}^2}{E} (1 + \nu) = \frac{1}{2} \tau_{t \max} \delta_t \quad (22)$$

式中： $\tau_{s \max}$ 和 $\tau_{t \max}$ 分别表示 II 型和 III 型断裂所对应的第一切向和第二切向临界 (峰值) 最大应力 (Pa)； δ_n 、 δ_s 和 δ_t 分别为 I 型、II 型和 III 型断裂的法向、第 1 切向和第 2 切向的位移 (m)； K_{IC} 、 K_{IIC} 和 K_{IIIC} 分别为 I 型、II 型和 III 型断裂韧性 ($\text{Pa} \cdot \sqrt{\text{m}}$)。

为进一步表征裂缝单元法向和切向扩展规律，采用断裂能模式的 BK (Benzeggagh-Kenane) 准则作为水力裂缝扩展准则，其表达式为^[11, 13, 16, 22, 29]：

$$G_{\text{equivC}} = G_{IC} + (G_{IIC} - G_{IC}) \left(\frac{G_{IIC} + G_{IIIC}}{G_{IC} + G_{IIC} + G_{IIIC}} \right)^\eta \quad (23)$$

式中： G_{equivC} 为计算得到的等效断裂能 (N/m)； η 为剪切模式对临界断裂能之比的贡献率 (脆性材料， η 更接近 2；塑性材料， η 更接近 3)。其中，对于二维平面应变模型，只需考虑 I 型和 II 型断裂能。在三维模型中，假设 II 型断裂能与 III 型断裂能相等。

3 基于网格节点分裂的水力裂缝随机扩展方法

页岩储层中天然裂缝发育，这些天然裂缝与水力裂缝相互作用，形成复杂裂缝网络，这对于非常规页岩储层开发具有非常重要的意义。然而，在 ABAQUS 平台中，需要预先设置 CEPPZ 充当水力裂缝潜在扩展路径，这意味着水力裂缝只能沿着“预设”路径扩展，并不能在岩石内随机扩展，这极大地制约了 CEPPZ 在页岩储层压裂数值模拟中的应用。

为此，基于 ABAQUS 平台，建立了一种基于全局有限元网格嵌入具有孔压自由度的零厚度内聚力单元方法 (method of cohesive element with pore pressure inserted based on the global finite element mesh, 简称 CEPPZ_GFEM)。该方法主要分为 3 个阶段：预处理阶段、嵌入 CEPPZ 阶段和融合 (Merge) 相交节点阶段。以二维四边形网格为例，详细阐述 CEPPZ_GFEM 的实现过程，其具体步骤如下：

(1) 划分目的区域网格：基于 ABAQUS 平台，首先利用一种非结构化的进阶算法 (advancing front)，在目的区域边界生成四边形网格，然后以四

边形方式, 逐渐向内划分整个目的区域, 并使用网格映射方法提高网格质量。在已划分网格的目的区域内, 可实现对不同目的区域赋予不同意义的非结构化网格组合, 定义边界条件和赋予不同材料属性, 这为描述实体的非均质结构和裂缝随机扩展过程提供了基础。

(2) 重复(分裂)目的区域节点: 在目的区域内, 根据节点(母节点)编号在单元中出现次数 N , 确定母节点重复次数 $(N-1)$ 。对于目的区域边界上节点, 只考虑在目的区域单元中出现次数。例如, 在由 9 个节点构成 4 个单元中, 9 个节点按逆时针顺序分配给 4 个单元, 其中 9 号节点为 4 个单元公共节点, 5 号、6 号、7 号和 8 号节点为 2 个单元公共节点, 由此可确定 9 号节点分裂 3 次, 周边公共节点分裂 1 次, 如图 5 所示。

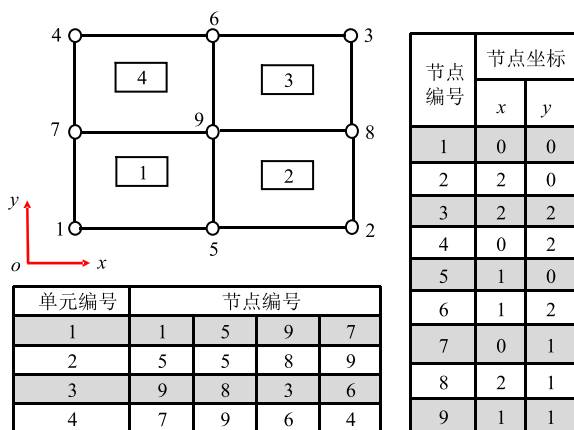


图 5 基于拓扑关系的全局有限元网格节点连通性示意图
Fig.5 Schematic diagrams of global finite element mesh nodes connectivity based on topological relations

(3) 更新目的区域节点编号: 在网格离散过程中, 使用一个简单拓扑数据结构保存节点信息(节点编号及其坐标)。当母节点分裂成子节点后, 在母节点编号前扩充至少一位, 保存母节点重复(分裂)次数, 由此形成由重复次数和母节点编号组成的子节点编号, 并按照逆时针顺序赋予子节点。在目的区域, 保持母节点编号不变, 将母节点与子节点编号重新构成目的区域单元, 但其单元类型不变。对于非目的区域, 则保持其单元内节点编号、单元类型不变。当网格离散时, 创建新的数据表, 并将子节点编号存储于新的数据表中。例如, 9 号母节点可分裂出 3 个子节点, 编号分别为 19、29 和 39, 它们与母节点具有相同坐标。母节点分裂后, 2 号单元由 5、2、8 和 9 号节点构成, 变成由 15、2、8 和 19 号节点构成, 如图 6 所示。

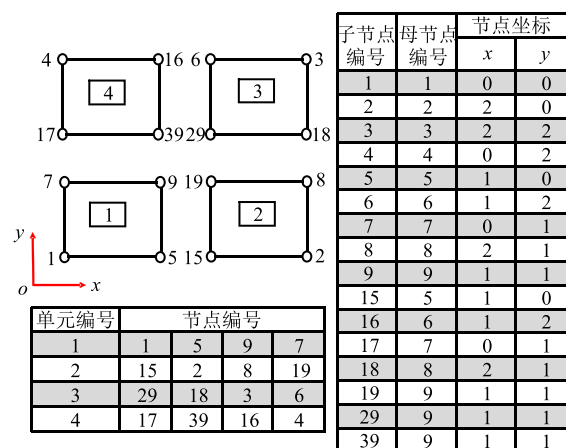


图 6 基于拓扑关系的全局有限元网格节点连通性更新示意图

Fig.6 Schematic diagrams of global finite element mesh nodes connectivity updating based on topological relations

(4) 生成接口界面: 在数据结构表中, 目的区域单元由母节点和子节点构成, 这使得目的区域内每个单元之间保持相互独立, 从而在离散网格之间生成新的接口界面, 其中母节点编号对于识别两个单元的接口界面是至关重要的。

(5) 创建 CEPPZ: 为保证新生成接口界面之间允许流体流动, 在每个相邻单元接口界面中间, 分别插入 1 个只具有孔压自由度的节点。这些孔压节点编号是在所有子节点编号的基础上, 继续向前扩充至少一位, 编号最高位从 1 开始, 相应母节点编号则从反方向开始填充编号末位, 其余位置由 0 填充。然后, 按照逆时针顺序, 将接口界面处节点与孔压节点依次连接起来, 并将接口界面处节点沿着孔压节点方向相互压缩成虚拟“双节点”线单元。此单元即为 CEPPZ, 其编号是在孔压节点编号基础上向前扩充两位, 其中编号最高位和末位均从 1 开始, 其余位置由 0 填充。由于孔压节点没有位移自由度, 所以 CEPPZ 节点编号的前两位必须由接口界面节点编号占据。例如, CEPPZ 内流体流动行为是借助孔隙压力节点表达的, 每个 CEPPZ (单元编号 10001、10002、10003 和 10004) 分别具有两个孔隙压力节点(105 和 119, 106 和 139, 107 和 149, 108 和 129), 如图 7 所示。

(6) 融合相交节点: 通过以共享节点替代所有 CEPPZ 在相交处孔压节点的方法, 保证相交节点处流体场的连续性。相邻 CEPPZ (单元编号 10001、10002、10003 和 10004) 的 4 个孔隙压力节点具有相同坐标(孔隙压力节点 119、129、139 和 149), 但它们之间缺乏连通性, 导致相交节点处流体存在

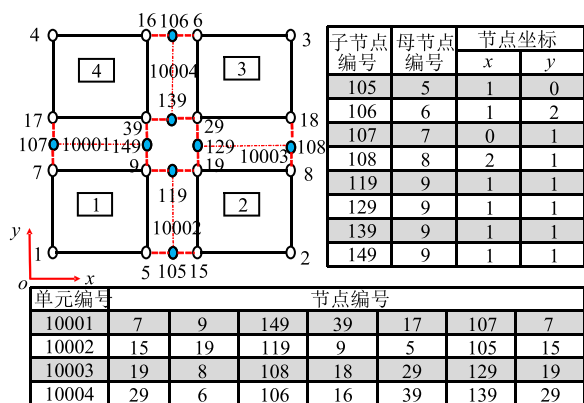


图 7 单元网格嵌入 CEPPZ 示意图

Fig.7 Schematic diagrams of CEPPZ embedded in element mesh

流动问题。为此，将相同坐标处的孔隙压力节点融合为一个公共孔隙压力节点，以共享孔隙压力的方式保证在局部应力状态下，流体从相交点处的一个 CEPPZ 流向另一个 CEPPZ，从而解决 4 个 CEPPZ 内流体连续性问题，如图 8 所示。可见，该方法不仅解决了相交节点处流体分配问题，也实现了流体沿任意方向流动，这为模拟水力裂缝随机扩展过程奠定了基础。

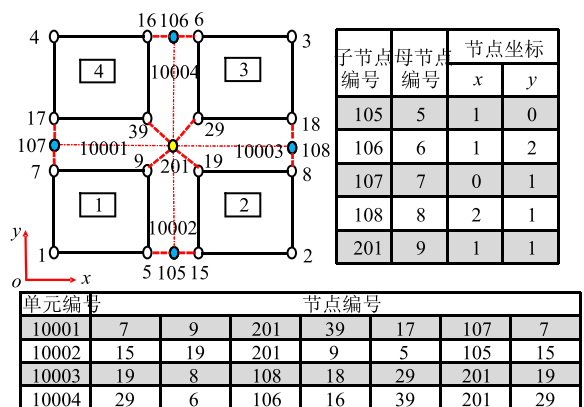


图 8 以共享节点替代所有 CEPPZ 在相交处各自的孔压节点的示意图

Fig.8 Schematic diagrams of replacing all CEPPZ pore pressure nodes at intersections with shared nodes

(7) ABAQUS 平台化：根据上述步骤，采用 Python 语言编写了相应脚本文件，并将其融入 ABAQUS 平台，实现了水力裂缝随机扩展过程。

4 基于 ABAQUS 平台的随机扩展方法验证

4.1 KGD 模型

首先，将 CEPPZ_GFEM 方法数值解与经典 KGD 模型解析解进行对比，验证 CEPPZ_GFEM 方法模拟水力裂缝扩展的准确性。在特定情况下，

KGD 模型存在半解析渐进解。Detournay 等^[30]认为水力裂缝扩展过程存在两种能量耗散形式，即黏性占优和韧性占优，其中黏性占优是指水力能量以压裂液流动摩擦为主要消耗模式，韧性占优是指水力能量以克服岩石断裂能的形式被消耗。研究表明^[31]，即使现场采用滑溜水作为压裂液，水力裂缝扩展过程也主要以黏性占优为主。同时，结合量纲分析及近似理论，Detournay^[30]给出两种能量耗散模式的无量纲控制参数，即无量纲断裂韧性 K_m 和无量纲滤失系数 C_m ：

$$K_m = 4 \left(\frac{2}{\pi} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{K_{IC}(1-\nu^2)}{E} \left[\frac{E}{12\mu Q(1-\nu^2)} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (24)$$

$$C_m = 2C_L \left[\frac{Et}{12\mu Q^3(1-\nu^2)} \right]^{\frac{1}{6}} \quad (25)$$

式中： C_L 为 Carter 滤失系数 ($m \cdot s^{-1/2}$)； Q 为流量 (m^3/s)。

根据无量纲控制参数的不同，将水力压裂过程中能量耗散与流体平衡之间的竞争关系，划分为 4 种特殊情况^[32]：

- ①当 $K_m < 1$ 且 $C_m < 0.1$ 时，由黏性-存储机制占主导。
- ②当 $K_m > 4$ 且 $C_m < 0.1$ 时，由韧性-存储机制占主导。
- ③当 $K_m < 1$ 且 $C_m > 2$ 时，由黏性-滤失机制占主导。
- ④当 $K_m > 4$ 且 $C_m > 2$ 时，由黏性-滤失机制占主导。

根据 KGD 模型的对称性特点，选取一半模型进行分析，其模型尺寸和边界条件，如图 9 所示。图中 σ_H 、 σ_h 分别为最大、最小水平地应力。在均匀地应力 (4 MPa) 作用下，假设不可压缩的牛顿流体以恒定速率注入，其他模型参数详见表 1。根据模型参数确定无量纲断裂韧性 $K_m = 0.7210$ 和无量纲滤失系数 $C_m = 4.15 \times 10^{-10}$ ，符合 M 顶点解适用范围，即黏性存储机制占据主导地位。

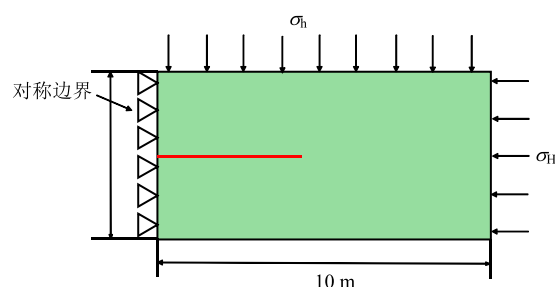


图 9 KGD 模型及其边界条件

Fig.9 KGD model and its boundary conditions

表 1 KGD 模型参数表

Table 1 Basic parameters of KGD model

弹性模量	泊松比	法向刚度	抗拉强度	断裂能	地层滤失系数	流体黏度	注入速率
/GPa		/GPa	/MPa	$/(N \cdot m^{-1})$	$/(m \cdot Pa^{-1} \cdot s^{-1})$	$/(Pa \cdot s)$	$/(m^3 \cdot s \cdot m^{-1})$
30	0.25	300	1	28	1×10^{-14}	0.001	0.001

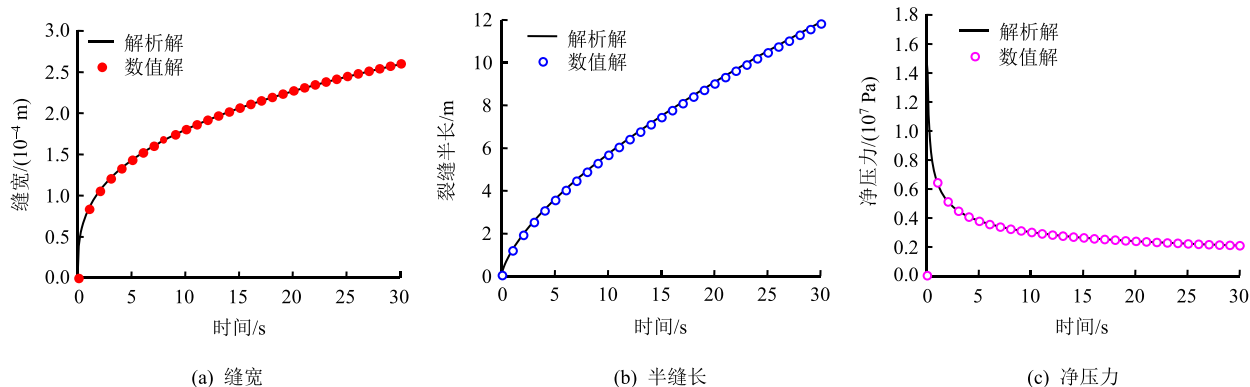


图 10 数值解与 KGD 模型解析解对比图

Fig.10 Comparisons between numerical solution and KGD analytical solutions

4.2 基于定向射孔的水力裂缝扩展模拟

Abass 等^[33-34]采用尺寸为 150 mm×150 mm×250 mm 的水滑石 (石膏水泥) 研究了射孔方位对水力压裂的影响。其中, 在与垂直应力对应的区块中心钻取井筒, 射孔方位与最大水平应力的夹角分别为 0°、15°、30°、45°、60°、75°和 90°。所有样品均被限制在三轴加载容器中, 垂直方向的主应力为 20.7 MPa, 最小和最大水平应力分别为 17.2、9.65 MPa, 样品块中不存在孔隙流体, 其他试验参数详见表 2。为对比分析数值模拟与试验结果, 本文仅考虑射孔方位为 45°和 60°两种情况, 且假设岩石材料为均匀各向同性, 不考虑套管和水泥环的影响。

表 2 Abbas 室内试验参数表

Table 2 Basic parameters of Abbas experiment

井筒尺寸	弹性模量	泊松比	抗拉强度	断裂能	地层滤失系数	流体黏度	注入速率
/mm	/GPa		/MPa	$/(N \cdot m^{-1})$	$/(m \cdot Pa^{-1} \cdot s^{-1})$	$/(Pa \cdot s)$	$/(m^3 \cdot s \cdot m^{-1})$
9.5	14.3	0.21	5.564	100	1×10^{-14}	0.014	5×10^{-7}

由数值模拟结果和室内试验结果 (图 11) 对比可知, 水力裂缝最初沿射孔方向扩展, 逐渐转向至最大水平地应力方向扩展。数值模拟中水力裂缝扩展路径与试验结果具有很好的一致性。由此可见, 利用 CEPPZ_GFEM 方法研究水力裂缝转向扩展行为是可行的。

通过将缝宽、半缝长和净压力的数值解与 KGD 模型 M 顶点解对比发现, 两个结果存在微小差异, 但总体趋势相同, 如图 10 所示。所以, 通过数值解与解析解的对比, 验证了利用 CEPPZ_GFEM 法研究水力裂缝扩展问题的准确性。

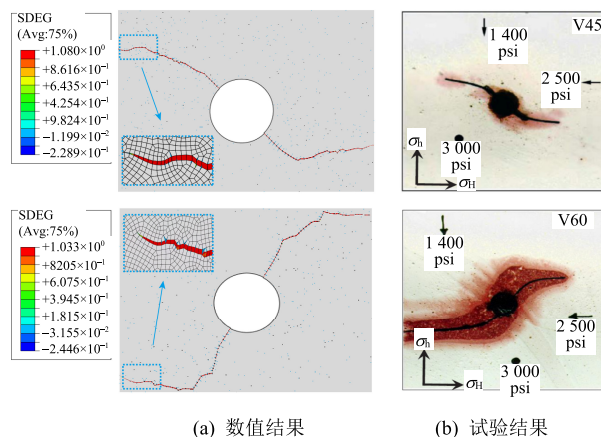


图 11 定向射孔试验的数值模拟结果与试验结果对比图

Fig.11 Comparisons of hydraulic fractures trajectory between numerical simulation and laboratory tests

4.3 水力裂缝与天然裂缝相互作用模拟

为验证利用 CEPPZ_GFEM 研究水力裂缝与天然裂缝相交扩展行为的可行性, 以 Blanton^[35]室内试验数据为基础参数 (表 3), 建立水力裂缝与天然裂缝相交扩展模型 (图 12)。其中, 假设天然裂缝参数是水力裂缝参数的 10%, 分析逼近角为 30°和 60°时, 水力裂缝与天然裂缝相交时的扩展行为。

图 13~15 分别展示了水力裂缝与天然裂缝的逼近角为 30°和 60°的数值模拟结果与 Blanton 试验结果的对比情况。当逼近角为 30°时, 在地应力差为 9 MPa 作用下, 压裂液沿着水力裂缝流动到相交处后, 天然裂缝内压力大于作用在天然裂缝面上的

法向正应力，会开启天然裂缝，形成天然裂缝张开 现象，如图 13 所示。

表 3 Blanton 的室内试验参数表
Table 3 Basic parameters of Blanton experiment

岩石				水力裂缝				压裂液	
弹性模量 /GPa	泊松比	渗透率 /mD	孔隙比	法向/切向抗拉强度 /MPa	法向/切向刚度 /(GPa·m ⁻¹)	断裂能 /(N·m ⁻¹)	滤失系数 /(m·Pa ⁻¹ ·s ⁻¹)	流体黏度 /(Pa·s)	注入速率 /(m ³ ·s ⁻¹)
10	0.22	1	0.22	3.1	10 000	100	6×10 ⁻¹³	0.001	8.2×10 ⁻⁷

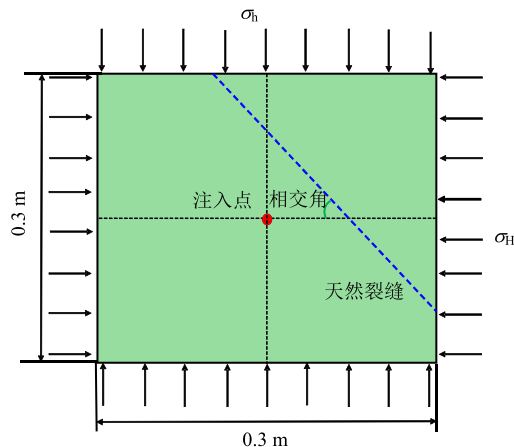


图 12 水力裂缝与天然裂缝相交扩展的二维数值模型
Fig.12 Two-dimensional numerical model of intersection propagation between hydraulic fractures and natural fractures

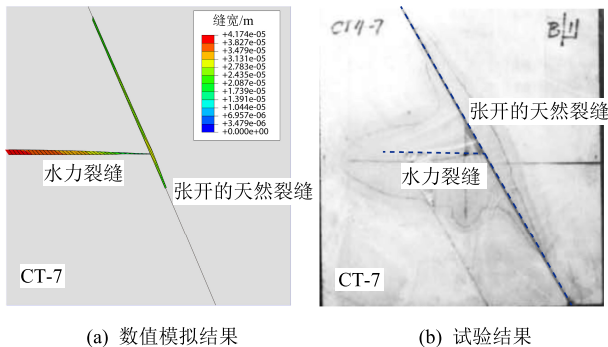


图 13 水力裂缝与天然裂缝的逼近角为 30°时数值模拟结果与 Blanton 试验 CT-7^[35]结果
Fig.13 Numerical simulation and Blanton experiment CT-7^[35] results at approach angle of 30° between hydraulic fracture and natural fracture

当地应力差增大到 15 MPa 时，作用于天然裂缝面上的法向正应力增大，使压裂液难以进入天然裂缝，阻止水力裂缝进一步向前扩展，如图 14 所示。

保持地应力差（15 MPa）不变，将逼近角增大为 60°后，水力裂缝很容易穿过天然裂缝继续扩展，如图 15 所示。

综上所述，利用 CEPPZ_GFEM 法得到的数值模拟结果与解析模型结果和实验室结果均吻合较好。所以，利用 CEPPZ_GFEM 法研究水力裂缝与

天然裂缝相交问题是可行的。

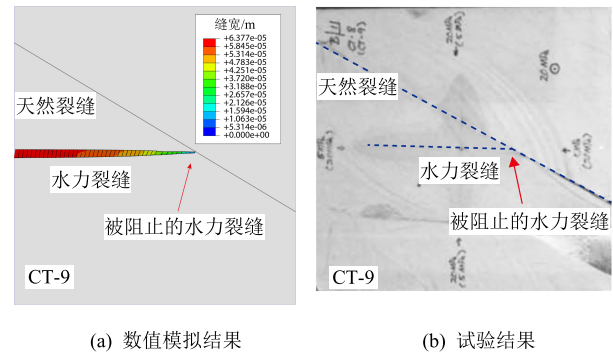


图 14 水力裂缝与天然裂缝逼近角为 30°时数值模拟结果与 Blanton 试验 CT-9^[35]结果
Fig.14 Numerical simulation and Blanton experiment CT-9^[35] results at approach angle of 30° between hydraulic fracture and natural fracture

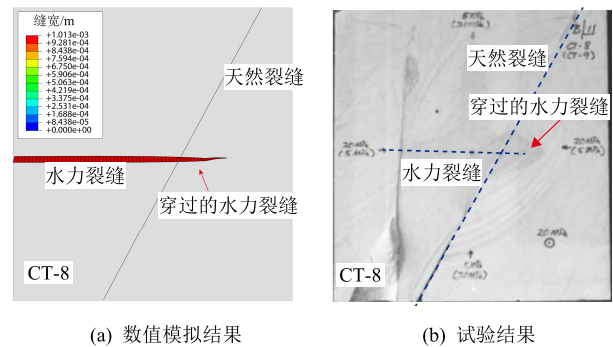


图 15 水力裂缝与天然裂缝的逼近角为 60°时数值模拟结果与 Blanton 试验 CT-8^[35]结果
Fig.15 Numerical simulation and Blanton experiment CT-8^[35] results at approach angle of 60° between hydraulic fracture and natural fracture

5 算例分析

5.1 数值模型

利用 CEPPZ_GFEM 法建立数值模型时，模拟天然裂缝将生成大量零厚度 Cohesive 单元，易造成网格畸变，增大数值解的收敛难度和时间成本。所以，以单簇水力裂缝为例，利用 CEPPZ_GFEM 法建立二维裂缝性页岩储层数值模型（图 16(a)），其

模型具体参数详见表 4。其中,天然裂缝产状是根据长宁-威远地区 W20XH-X 井某一深度处天然裂缝玫瑰图(图 16(b)),其中天然裂缝走向为 $N30^{\circ}E$ 和 $N70^{\circ}E$ 及其最大水平主(地)应力方位($N105^{\circ}E$)确定的,两组天然裂缝力缝夹角分别为 35° 和 75° ,并假设天然裂缝中心位置服从均匀分布,其长度在 $0.5\sim 2.0\text{ m}$ 范围内服从幂律分布。

为提高利用 CEPPZ_GFEM 法研究水力裂缝扩展问题数值解的收敛性,采用流固耦合单元 CPE4P(考虑孔隙压力的 4 节点四边形单元),模拟饱和和多孔介质的页岩储层。在保证计算精度和计算时间的前提下,选用平均网格尺寸为 0.2 m 的四边形网格,采用自由映射方式划分储层模型(图 16(c)),其中

天然裂缝相交区域的网格划分如图 16(d) 所示。在有限元网格中嵌入 CEPPZ(图 16(e)),其单元类型为 COH2D4P,通过共享节点的方式保证相交处流体连续性(图 16(e)),实现水力裂缝随机扩展过程。

在模型左右边界施加最小水平地应力为 40 MPa ,上下边界施加最大水平地应力为 46 MPa ,四周边界施加 35 MPa 的恒定孔隙压力。

整个模拟过程分为两步,第 1 步是地应力平衡阶段,模拟地应力与四周孔隙压力和外部边界条件应用于储层模型时,保证初始地应力平衡状态;第 2 步是模拟压裂液注入过程,即将压裂液以恒定的折算后注入排量(速率)注入地层中,增加初始裂缝净压力,使水力裂缝向远离井筒方向扩展。

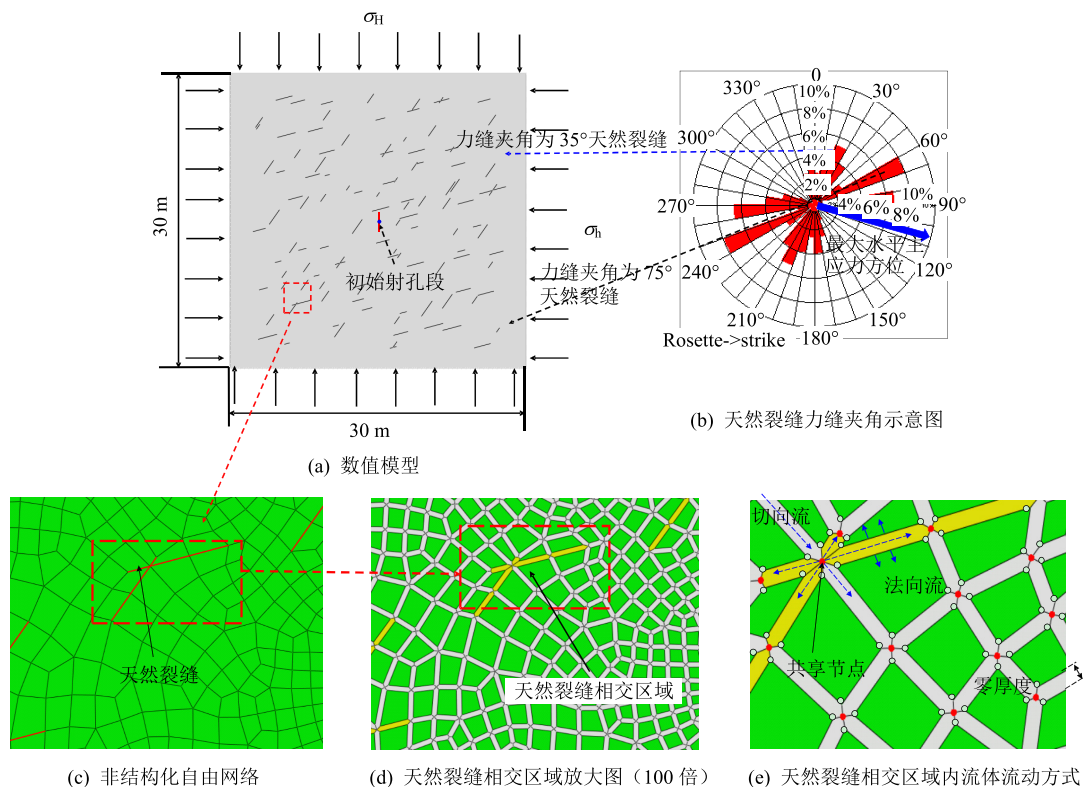


图 16 利用 CEPPZ_GFEM 方法建立的二维裂缝性页岩储层中水力裂缝扩展有限元模型

Fig.16 Two-dimensional finite element models of hydraulic fracture propagation in naturally fractured shale reservoir based on CEPPZ_GFEM method

表 4 二维裂缝性页岩储层模型的基本参数

Table 4 Basic parameters of naturally fractured shale reservoirs model in 2D

弹性模量 /GPa	泊松比	有效渗透率 /m ³	孔隙度 /%	抗拉强度 /MPa	拉伸断裂能 /(N·m ⁻¹)	抗剪强度 /MPa	剪切断裂能 /(N·m ⁻¹)	流体黏度 /(Pa·s)	注入排量 /(m ³ ·s ⁻¹ ·m ⁻¹)
35	0.2	1×10^{-17}	5	2 (1)	28 (20)	20 (10)	200 (100)	0.001	1×10^{-3}

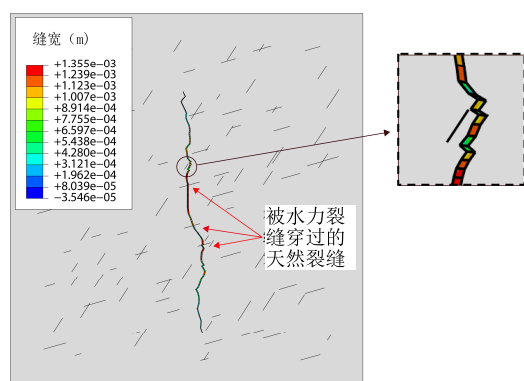
注:括号内数值表示天然裂缝相关参数。

5.2 结果分析

为便于观察水力裂缝缝宽变化,本文所有水力裂缝扩展形态均已放大 100 倍显示。由图 17(a)可知,水力裂缝缝宽变化并不均匀,其最大缝宽为

1.355 mm。在天然裂缝附近,这种不均匀变化表现尤为突出(图 17(a))。由注入压力曲线(图 17(b))可见,在注入初期,注入压力持续上升,当注入压力达到 44.6 MPa 时,射孔段末端地层发生破裂,开

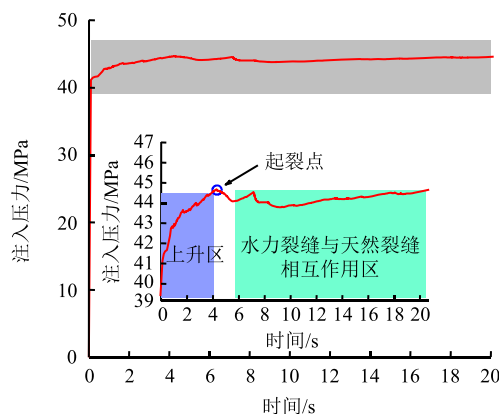
始产生水力裂缝, 导致注入压力开始下降。当水力裂缝遇到天然裂缝时, 注入压力又开始上升, 且注入后期压力上升较为明显, 这是由于在地应力与天然裂缝的双重影响下, 水力裂缝穿过多条天然裂缝导致的。



(a) 注入 20 s 后水力裂缝扩展形态

5.3 水平地应力差的影响

在裂缝性页岩储层中, 水力裂缝扩展形态受天然裂缝与地应力的双重影响。为此, 保证最小水平地应力不变, 通过改变最大水平地应力, 研究不同水平地应力差 (最大水平地应力与最小水平地应力



(b) 压裂过程中注入压力曲线

图 17 注入 20 s 后水力裂缝扩展形态及注入压力曲线图

Fig.17 Diagrams of hydraulic fracture propagation geometries and injection pressure after 20 s

的差值 HSD (Horizontal stress difference) 条件下, 天然裂缝对水力裂缝扩展行为的影响。

由图 18 可知, 水平地应力差越小, 水力裂缝扩展形态越复杂。在较低水平地应力差 HSD (2 MPa 和 4 MPa) 下, 水力裂缝向下直接穿过第 1 条水力裂缝后继续扩展。受高、低力缝角度天然裂缝群和地应力影响, 水力裂缝提前发生转向扩展 (图 18(a) 和 18(b) 蓝色虚线框), 这是水力裂缝受天然裂缝与地应力双重影响的结果。这种提前转向扩展现象, 使水力裂缝未能直接穿过高、低力缝角度天然裂缝群。此后, 在地应力和天然裂缝的影响下, 水力裂缝转向至沿着低力缝角度 (低角度) 天然裂缝扩展 (图 18(a) 和 18(b) 红色虚线框)。

当水平地应力差为 6 MPa 时, 水力裂缝并没有激活天然裂缝, 而是直接穿过多条天然裂缝, 其原因在于较高水平地应力差增大了作用于天然裂缝面上法向应力, 从而增大了天然裂缝开启阻力。由于水力裂缝总是沿着阻力最小的方向扩展。所以, 在上述条件下, 最终形成非平面的水力裂缝形态。

当水平地应力差为 8 MPa 时, 水力裂缝优先激活第 1 条高力缝角度 (高角度) 天然裂缝开启, 并转向沿着天然裂缝方向扩展。但是, 当水力裂缝扩展有限距离后, 直接从天然裂缝的某一薄弱位置处穿出继续扩展 (偏移扩展, 图 18(d) 蓝色虚线框)。这种偏移扩展现象的原因是, 在地应力与天然裂缝的影响下, 水力裂缝尖端积攒的高能量促使较薄弱

的高角度天然裂缝开启。但当其扩展至接近最大水平地应力方向时, 水力裂缝直接穿出天然裂缝继续扩展。这种偏移扩展现象, 使水力裂缝扩展方向发生改变, 促使水力裂缝激活了下一条低角度天然裂缝开启, 并转向至沿着该天然裂缝继续扩展。

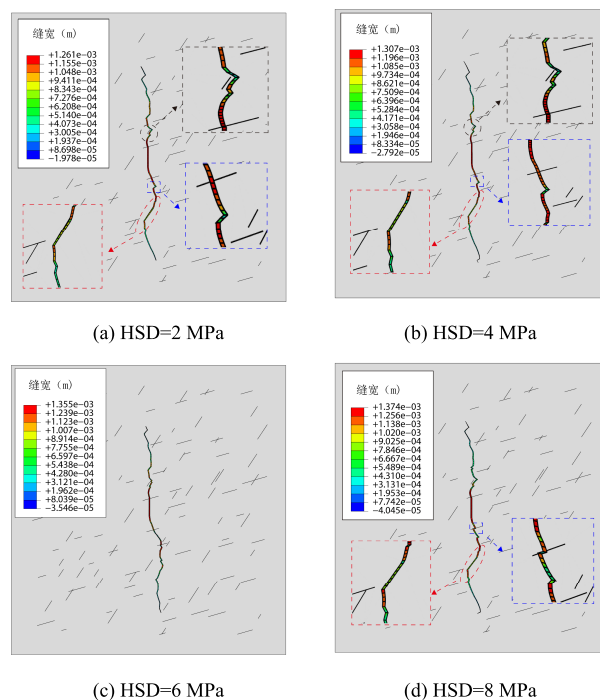


图 18 不同水平地应力差条件下水力裂缝扩展形态图
Fig.18 Diagrams of hydraulic fracture propagation geometries under different horizontal stress difference conditions

从不同水平地应力差条件下的注入压力曲线可以看出,随着水平地应力差增大,水力裂缝的起裂压力和扩展压力均增大,如图 19 黑色虚线框所示。这是由于在高水平地应力差下,地层破裂所需能量较大,增大了水力裂缝扩展阻力,此时需要较高的净压力才能克服高地应力差的影响。

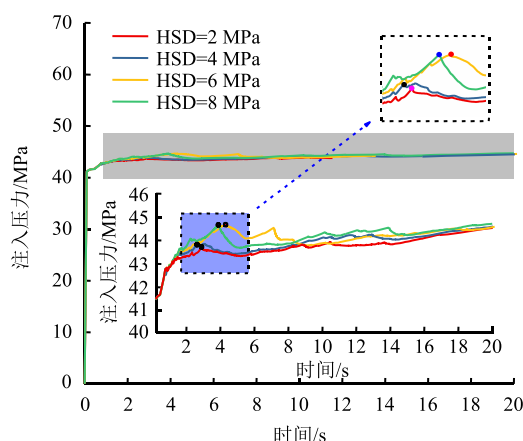


图 19 不同水平地应力差条件下注入压力曲线图
Fig.19 Diagram of injection pressure under different horizontal in-situ stress difference conditions

5.4 储层非均质性的影响

在页岩储层中,除发育大量天然裂缝等弱面结构外,其力学参数也呈现出非均匀分布^[36-37],使得页岩储层具有明显的非均质性特征。由前人研究可知,页岩弹性模量非均质性对水力裂缝扩展影响较大^[37],所以本文考虑页岩弹性模量的韦伯分布特点^[36-37],将页岩分为强非均质、中等非均质、弱非均质和均质 4 种,以便开展研究。

在不同页岩储层非均质性条件下,水力裂缝扩展形态有所不同,如图 20 所示。在均质性和中等非均质性条件(图 20(a)、20(c))下,水力裂缝直接穿过多条天然裂缝扩展,且水力裂缝在中等非均质性条件下扩展形态更加复杂(图 20(c)蓝色虚线框)。在弱非均质性和强非均质性条件下,水力裂缝均转向至沿着一条低角度天然裂缝扩展(图 20(b)和 20(d)红色虚线框),但二者扩展机制有所不同。

在弱非均质性条件下,水力裂缝向下直接穿过第 1 条高角度天然裂缝后,受地应力和高、低角度天然裂缝群的影响,水力裂缝倾向于偏向左侧的高弹性模量地层扩展(偏移扩展,图 20(b)蓝色虚线框),这为水力裂缝沟通低角度天然裂缝创造了条件。

在强非均质性条件下,水力裂缝向下优先激活了高角度天然裂缝开启,其原因在于该天然裂缝两

侧断裂能较大,增大了水力裂缝扩展阻力,导致压裂液在水力裂缝内聚集,促使缝内净压力升高。在地应力作用下,水力裂缝激活了高角度天然裂缝开启,并沿着天然裂缝左侧扩展(图 20(d)蓝色虚线框),此次偏向扩展增大了水力裂缝沟通低角度天然裂缝的可能。

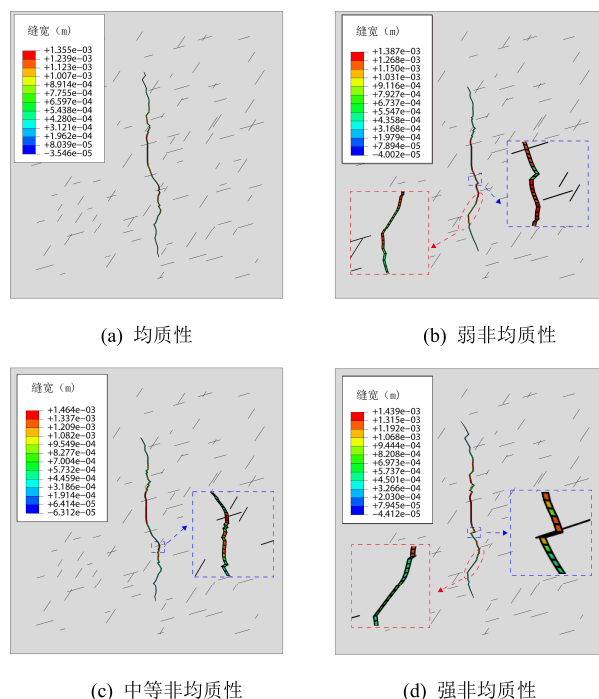


图 20 水力裂缝在不同非均质性储层中扩展形态图
Fig.20 Diagrams of hydraulic fracture propagation geometries in different heterogeneous reservoir

在非均质裂缝性储层中,水力裂缝扩展行为不仅受地应力和天然裂缝的影响,还与储层非均质性密切相关。下面以强非均质性储层为基础,研究不同水平地应力差条件下水力裂缝在强非均质裂缝性储层中扩展规律。

与均质储层(图 18)相比,在较低水平地应力差(2 MPa 和 4 MPa)下,水力裂缝扩展形态相似,但在较高水平地应力差(6 MPa 和 8 MPa)下,水力裂缝扩展形态有所不同。水力裂缝均激活了同一条低角度天然裂缝开启,如图 21 所示。在较低水平地应力差(2 MPa 和 4 MPa)下,水力裂缝向下直接穿过第一条水力裂缝继续扩展后,受高、低角度天然裂群和地应力影响,水力裂缝提前发生转向扩展(图 21(a)和 21(b)蓝色虚线框),这使得水力裂缝未能直接穿过高、低角度天然裂缝群。此后,水力裂缝转向至沿着低角度天然裂缝扩展(图 21(a)和 21(b)红色虚线框)。当水平地应力差为 6 MPa 时,在均质储层中,水力裂缝直接穿过天然裂缝扩展(图

18(c)蓝色虚线框),而在强非均质性储层中,水力裂缝激活了与之垂直相交的高角度天然裂缝开启(图 21(c)蓝色虚线框),这与以往的研究结论不同^[13, 25-26]。当水平地应力差为 8 MPa 时,水力裂缝在非均质性储层中偏移扩展距离比均质储层更大,如图 18 和图 21(d)蓝色虚线框所示。这是由于在较高水平地应力差下,所需克服地应力挤压作用的能量增大,水力裂缝内压裂液能量主要用于克服地应力的挤压作用,造成压裂液在水力裂缝内聚集。此时水力裂缝与天然裂缝的夹角并不是主要影响因素,最终水力裂缝促使比地层断裂能低的高角度天然裂缝开启,并沿着天然裂缝扩展,从而改变水力裂缝扩展形态。通过以上分析表明,在较高水平地应力差下,页岩储层非均质性越强,与水力裂缝相交的高角度天然裂缝越容易开启。

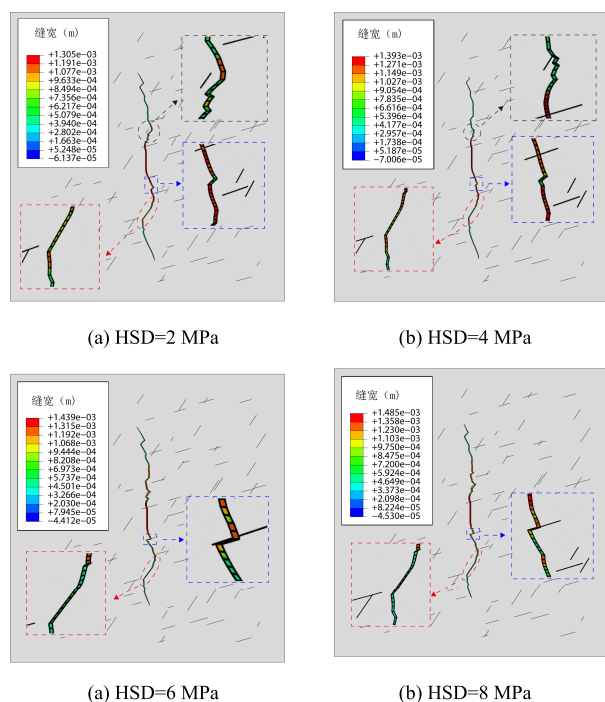


图 21 不同水平地应力差条件下水力裂缝在强非均质裂隙性储层中扩展形态图

Fig.21 Diagrams of hydraulic fracture propagation geometries in strong heterogeneous naturally fractured reservoir under different horizontal stress difference conditions

6 结 论

(1) 针对页岩储层中天然裂缝发育的特点,基于单元节点的拓扑数据结构,利用网格节点分裂方式,建立了一种基于有限元网格嵌入零厚度内聚力单元的新方法,并利用 Python 语言将其融入 ABAQUS 平台。该方法弥补了 ABAQUS 平台内置

的内聚力单元无法有效模拟水力裂缝随机扩展的不足;

(2) 受地应力和天然裂缝的双重影响,页岩中水力裂缝呈现出非平面形态;

(3) 在较高水平地应力差下,水力裂缝内压裂液能量主要用于克服地应力的挤压作用,造成压裂液在水力裂缝内聚集,促使比地层断裂能低的高角度天然裂缝开启,并沿着天然裂缝扩展,从而改变水力裂缝扩展形态。

(4) 在较高水平地应力差下,页岩储层非均质性越强,与水力裂缝相交的高角度天然裂缝越容易开启。

参 考 文 献

- [1] ZOU Y S, ZHANG S C, ZHOU T, et al. Experimental investigation into hydraulic fracture network propagation in gas shales using ct scanning technology[J]. **Rock Mechanics and Rock Engineering**, 2016, 49(1): 33-45.
- [2] 赵金洲, 任岚, 沈骋, 等. 页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展[J]. 天然气工业, 2018, 38(3): 1-14.
ZHAO Jin-zhou, REN Lan, SHEN Cheng, et al. Latest research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs[J]. **Natural Gas Industry**, 2018, 38(3): 1-14.
- [3] 朱利锋, 翁剑桥, 吕文雅. 四川长宁地区页岩储层天然裂缝发育特征及研究意义[J]. 地质调查与研究, 2016, 39(2): 104-110.
ZHU Li-feng, WENG Jian-qiao, LÜ Wen-ya. The significance and characteristics of natural fractures of the shale in Changning area, Sichuan province[J]. **Geological Survey and Research**, 2016, 39(2): 104-110.
- [4] 王滨, 李军, 柳贡慧, 等. 基于交错定面射孔的近井筒裂缝扩展规律物理模拟[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1187-1196.
WANG Bin, LI Jun, LIU Gong-hui, et al. Near-wellbore fracture propagation physical simulation based on innovative interlaced fixed perforation[J]. **Petroleum Exploration and Development**, 2019, 46(6): 1187-1196.
- [5] YAN C Z, ZHENG H, SUN G H, et al. Combined finite-discrete element method for simulation of hydraulic fracturing[J]. **Rock Mechanics and Rock Engineering**, 2016, 49(4): 1389-1410.
- [6] YAN C Z, ZHENG H. FDEM-flow 3D: a 3D hydro-mechanical coupled model considering the pore seepage of rock matrix for simulating three-dimensional

- hydraulic fracturing[J]. **Computers and Geotechnics**, 2017, 81: 212-228.
- [7] YAN C Z, JIAO Y Y. A 2D fully coupled hydro-mechanical finite-discrete element model with real pore seepage for simulating the deformation and fracture of porous medium driven by fluid[J]. **Computers and Structures**, 2018, 196: 311-326.
- [8] YAN C Z, JIAO Y Y, ZHENG H. A fully coupled three-dimensional hydro-mechanical finite discrete element approach with real porous seepage for simulating 3D hydraulic fracturing[J]. **Computers and Geotechnics**, 2018, 96: 73-89.
- [9] KESHAVERZI R, MOHAMMADI S. A new approach for numerical modeling of hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs[C]//SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. Vienna: [s. n.], 2012.
- [10] WANG X, SHI F, LIU C, et al. Extended finite element simulation of fracture network propagation in formation containing frictional and cemented natural fractures[J]. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2018, 50: 309-324.
- [11] 龚迪光, 曲占庆, 李建雄, 等. 基于 abaqus 平台的水力裂缝扩展有限元模拟研究[J]. **岩土力学**, 2016, 37(5): 302-310.
- GONG Di-guang, QU Zhan-qing, LI Jian-xiong, et al. Extended finite element simulation of hydraulic fracture based on ABAQUS platform[J]. **Rock and Soil Mechanics**, 2016, 37(5): 302-310.
- [12] 马文国, 王兰民, 王谦. 准脆性地层中水平井多段水压致裂的扩展有限元法模拟[J]. **地震工程学报**, 2017, 39(2): 356-361.
- MA Wen-guo, WANG Lan-min, WANG Qian. Simulation of multi-stage fracturing of horizontal wells in quasi-brittle stratum by extended finite element method[J]. **China Earthquake Engineering Journal**, 2017, 39(2): 356-361.
- [13] GUO J C, ZHAO X, ZHU H Y, 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.
- [14] 连志龙, 张劲, 吴恒安, 等. 水力压裂扩展的流固耦合数值模拟研究[J]. **岩土力学**, 2008, 29(11): 138-143.
- LIAN Zhi-long, ZHANG Jin, WU Heng-an, et al. A simulation study of hydraulic fracturing propagation with a solid-fluid coupling model[J]. **Rock and Soil Mechanics**, 2008, 29(11): 138-143.
- [15] 朱海燕. 地层压缩性对压裂起裂和裂缝扩展的影响规律研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2013.
- ZHU Hai-yan. Effects of formation compressibility on hydraulic fracture initiation and propagation[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2013.
- [16] HADDAD M, SEPEHRNOORI K. Simulation of hydraulic fracturing in quasi-brittle shale formations using characterized cohesive layer: simulation controlling factors[J]. **Journal of Unconventional Oil Gas Resources**, 2015, 9: 65-83.
- [17] DAHI-TALEGHANI A, GONZALEZ-CHAVEZ M, YU H, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation in naturally fractured formations using the cohesive zone model[J]. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 2018, 165: 42-57.
- [18] 李玉梅, 李军, 柳贡慧, 等. 页岩气藏水平井水力压裂裂缝敏感参数数值分析[J]. **断块油气田**, 2015, 22(2): 258-262.
- LI Yu-mei, LI Jun, LIU Gong-hui, et al. Numerical analysis of fracture sensitive parameters in a hydraulically fractured horizontal well in layered shale reservoir[J]. **Fault-Block Oil and Gas Field**, 2015, 22(2): 285-262.
- [19] 李玉梅, 柳贡慧, 李军, 等. 基于页岩各向异性的裂缝起裂数值模拟分析[J]. **断块油气田**, 2016, 23(3): 380-385.
- LI Yu-mei, LIU Gong-hui, LI Jun, et al. Numerical analysis of fracturing initiation based on anisotropic shale[J]. **Fault-Block Oil and Gas Field**, 2016, 23(3): 380-385.
- [20] RUEDA CORDERO J A, MEJIA SANCHEZ E C, ROEHL D. Hydromechanical modeling of unrestricted crack propagation in fractured formations using intrinsic cohesive zone model[J]. **Engineering Fracture Mechanics**, 2019, 221: 106655.
- [21] NGUYEN V P, LIAN H, RABZUK T, et al. Modelling hydraulic fractures in porous media using flow cohesive interface elements[J]. **Engineering Geology**, 2017, 225: 68-82.
- [22] WANG H Y. Hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs: complex fracture or fracture

- networks[J]. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2019, 68: 102911.
- [23] 刘泉声, 甘亮, 吴志军, 等. 基于零厚度黏聚力单元的水力压裂裂隙空间分布影响分析[J]. **煤炭学报**, 2018, 43(增刊 2): 393-402.
- LIU Quan-sheng, GAN Liang, WU Zhi-jun, et al. Analysis of spatial distribution of cracks caused by hydraulic fracturing based on zero-thickness cohesive elements[J]. **Journal of China Coal Society**, 2018, 43(Suppl. 2): 393-402.
- [24] XIANG G X, ZHOU W, YUAN W, et al. Pore pressure cohesive zone modelling of complex hydraulic fracture propagation in a permeable medium[J]. **European Journal of Environmental and Civil Engineering**, 2019: 1-17.
- [25] LI Y, LIU W, DENG J G, et al. A 2D explicit numerical scheme-based pore pressure cohesive zone model for simulating hydraulic fracture propagation in naturally fractured formation[J]. **Energy Science and Engineering**, 2019, 7(5): 1527-1543.
- [26] RUEDA CORDERO J A, MEJIA SANCHEZ E C, ROEHL D, et al. Hydro-mechanical modeling of hydraulic fracture propagation and its interactions with frictional natural fractures[J]. **Computers and Geotechnics**, 2019, 111: 290-300.
- [27] ALFANO M, FURGIUELE F, LEONARDI A, et al. Mode I fracture of adhesive joints using tailored cohesive zone models[J]. **International Journal of Fracture**, 2009, 157: 193-204.
- [28] SEGURA J M, CAROL I. Coupled HM analysis using zero-thickness interface elements with double nodes. Part I: theoretical model[J]. **International Journal for Numerical Analytical Methods in Geomechanics**, 2008, 32(18): 2083-2101.
- [29] ABAQUS S D S. Abaqus analysis user's manual[M]. Providence: Dassault Systèmes Simulia Corp., 2014.
- [30] DETOURNAY E. Mechanics of hydraulic fractures[J]. **Annual Review of Fluid Mechanics**, 2016, 48(1): 311-339.
- [31] LECAMPION B, DESROCHES J. Simultaneous initiation and growth of multiple radial hydraulic fractures from a horizontal wellbore[J]. **Journal of the Mechanics Physics of Solids**, 2015, 82: 235-258.
- [32] HU J, GARAGASH D I. Plane-strain propagation of a fluid-driven crack in a permeable rock with fracture toughness[J]. **Journal of Engineering Mechanics**, 2010, 136(9): 1152-1166.
- [33] ABASS H H, BRUMLEY J L, VENDITTO J J. Oriented perforations-a rock mechanics view[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans: [s. n.], 1994.
- [34] ABASS H H, HEDAYATI S, MEADOWS D L. Nonplanar fracture propagation from a horizontal wellbore: experimental study[J]. **SPE Production & Facilities**, 1996, 11(3): 133-137.
- [35] BLANTON T L. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures[C]//SPE Unconventional Gas Recovery Symposium. Pittsburgh: [s. n.], 1982.
- [36] 刘建, 赵国彦, 梁伟章, 等. 非均匀岩石介质单轴压缩强度及变形破裂规律的数值模拟[J]. **岩土力学**, 2018, 39(增刊 1): 514-521.
- LIU Jian, ZHAO Guo-yan, LIANG Wei-zhang, et al. Numerical simulation of uniaxial compressive strength and failure characteristics in nonuniform rock materials[J]. **Rock and Soil Mechanics**, 2018, 39 (Suppl. 2): 514-521.
- [37] 曾青冬, 姚军. 幂律型压裂液对裂缝扩展影响的数值模拟[J]. **大庆石油地质与开发**, 2015, 34(3): 81-86.
- ZENG Qing-dong, YAO Jun. Numerical modeling of the power-law fracturing fluid influences on the hydraulic fracture propagation[J]. **Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing**, 2015, 34(3): 81-86.