

缝内暂堵转向压裂数值模拟方法

王博¹, 刘雄飞^{2*}, 胡佳³, 刘进军⁴, 周福建², 周航²

1 中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院, 克拉玛依 834000

2 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249

3 中石化长输油气管道检测有限公司, 徐州 221008

4 中国石油新疆油田分公司开发公司, 克拉玛依 834000

* 通信作者, lxf-1970@qq.com

收稿日期: 2020-08-31

中国石油科技创新基金“动态封孔下多簇裂缝竞争扩展规律研究(No.2020D-5007-0207)”和中国石油大学(北京)克拉玛依校区科研启动基金“基于缝内暂堵的重复压裂侧向缝网形成机理研究(No.XQZX20210001)”联合资助

摘要 水力压裂过程中, 暂堵剂在缝内形成架桥封堵, 提升缝内净压力, 转向激活天然裂缝, 增大储层改造体积。本文介绍了水力压裂物理过程及基本控制方程, 基于该方程建立了二维流固全耦合相交裂缝扩展模型, 实现缝内暂堵转向过程的模拟。利用黏结单元指定水力裂缝与天然裂缝扩展路径, 基于内聚区模型控制裂缝单元的起裂与扩展。基于达西方程和润滑方程, 令流体在暂堵体内流动的压降, 与流体在无暂堵体缝内流动的压降相等, 通过改变润滑方程中的等效黏度项来模拟暂堵体对缝内流体流动的影响。模型模拟结果与已发表的数值模拟结果吻合, 证明了模型的可靠性。基于该模型研究了缝内暂堵转向动态过程, 模拟结果表明, 流体压力在暂堵体内部迅速降低, 缝内净压力及裂缝开度显著增大, 转向激活天然裂缝。整个缝内暂堵转向过程分为5个阶段: (1) 水力裂缝起裂并扩展至相交点; (2) 水力裂缝由相交点扩展至暂堵体; (3) 水力裂缝停止扩展及天然裂缝上分支扩展结束; (4) 天然裂缝上分支扩展结束至下分支扩展结束; (5) 裂缝体积持续膨胀。本文工作为后续系统开展缝内暂堵转向规律研究提供了方法与模型基础。

关键词 暂堵压裂; 相交扩展; 封堵模型; 动态过程

Numerical simulation of in-fracture temporary plugging and diverting fracturing (ITPDF)

WANG Bo¹, LIU Xiongfei², HU Jia³, LIU Jinjun⁴, ZHOU Fujian², ZHOU Hang²

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay 834000, China

2 Unconventional Oil and Gas Institute of Science and Technology, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 Sinopec Oil & Gas Pipeline Inspection CO., LTD, Xuzhou 221008, China

4 PetroChina Xinjiang Oilfield Development Company, Karamay 834000, China

Abstract During hydraulic fracturing, the injected self-degradable diverters can bridge and form a tight plug within the hydraulic fractures. The net fracture pressure can be enlarged to a great level and the natural fractures can be activated, thus the stimulated volume is greatly enlarged. The investigation of the in-fracture temporary plugging and diverting fracturing (ITPDF) process is beneficial for uncovering the mechanisms and the patterns of ITPDF. This paper systematically introduces the physical processes and the controlling

引用格式: 王博, 刘雄飞, 胡佳, 刘进军, 周福建, 周航. 缝内暂堵转向压裂数值模拟方法. 石油科学通报, 2021, 02: 262-271

WANG Bo, LIU Xiongfei, HU Jia, LIU Jinjun, ZHOU Fujian, ZHOU Hang. Numerical simulation of in-fracture temporary plugging and diverting fracturing (ITPDF). Petroleum Science Bulletin, 2021, 02: 262-271. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.02.020

equations of the hydraulic fracturing problems during ITPDF. A 2D fluid-solid fully-coupled finite element model is developed to simulate the overall fracture propagation when a hydraulic fracture intersects a natural fracture. In the model, cohesive elements are applied to pre-define the fracture propagation paths and a cohesive zone model is applied to control the fracture initiation and propagation criteria. In this way, the calculation of the stress singularity at the fracture tips can be avoided. Moreover, this paper assumes the diffusive term from Darcy's equation equals the conductivity term in Reynold's equation, and the equivalent viscosity is modified to model the effects of the tight plug on fluid flow. In this way, it is not necessary to change the governing equation of the fracturing fluid flow within the hydraulic fracture. The simulation results of the developed model are consistent with the reported simulation results at various conditions, which verifies the reliability of the developed model. Further, this paper simulates the dynamic process of ITPDF based on the established model. The simulation results show the fluid pressure declines sharply within the tight plug, and the net fracture pressure and the fracture width are enlarged dramatically, thus the NF(Natural Fracture) is activated. The whole process of ITPDF includes five stages: (1) the hydraulic fracture initiates at the fluid injection point and then propagates and arrives at the intersection point of the hydraulic fracture and the natural fracture; (2) the hydraulic fracture propagates from the intersection point to the position of the tight plug; (3) the hydraulic fracture stops propagating and the upper branch of the natural fracture opens until arriving at the tip; (4) the upper branch of the natural fracture stops propagating and the lower branch of the natural fracture opens until arriving at the tip; (5) both the hydraulic fracture and the natural fracture swell continually. This work provides a robust model and method basis for the further investigation of the ITPDF.

Keywords fracturing; intersection propagation; plugging model; dynamic process

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.02.020

0 引言

水力压裂形成复杂缝网可以显著提高储层改造效果^[1],天然裂缝发育是形成复杂缝网的前提条件^[2]。裂缝性储层中,当天然裂缝胶结强度高、水平应力差大或水力裂缝与天然裂缝夹角(逼近角)高时,水力裂缝倾向于直接穿过天然裂缝,无法将其有效激活。缝内暂堵技术利用暂堵剂在缝内形成架桥封堵,提升缝内净压力,转向激活更多天然裂缝,增大储层改造体积^[3-4]。研究缝内暂堵转向过程,有助于厘清缝内暂堵转向机理与规律,指导缝内暂堵转向压裂设计。

Wang等^[5]暂堵物模实验结果表明,当水平应力差为2.5 MPa时,在近井筒垂直于先压裂缝方位上产生了转向裂缝;而当水平应力差为7.5 MPa时,不能产生明显的转向裂缝。Xiong等^[6]使用尺寸为762 mm × 762 mm × 914 mm的超大岩样,通过纵向分层射孔与分层加压的方式,验证了人工暂堵纵向不同层位产生新裂缝的可行性。Mou等^[7]采用碳酸盐岩天然露头,系统研究了水平井暂堵分段压裂中裂缝扩展规律。实验结果表明,暂堵剂的加入能够有效提升泵注压力,沿水平段不同位置产生了新裂缝。真三轴水力压裂物模实验是研究相交裂缝扩展的直观手段,但受尺度限制,无法模拟缝内暂堵转向过程^[8]。数值模拟方面,Zou等^[9]基于离散元方法,建立了3D复杂裂缝模型,研究了天然裂缝性质对缝网形态的影响。Wu和Olson^[10]采用简化的三维位移不连续法,研究了水平应力差和天然裂缝分布对整体裂缝形态的影响。Xie等^[11]基于Wu和Olson建立的模型进一步开展研究,模

拟结果表明,当水力裂缝转向开启天然裂缝时,净压力得到抬升,引起天然裂缝前的水力裂缝段开度增大和整条水力裂缝长度的减小。Wang等^[12]基于扩展有限元方法,研究了天然裂缝摩擦特性和胶结强度对相交裂缝扩展形态的影响。Guo等^[13]基于有限元和内聚区方法,研究了应力差和逼近角对相交裂缝竞争扩展的影响。Chen等^[14]同样采用有限元和内聚区方法,研究了应力场、天然裂缝界面属性、逼近角和泵注参数对相交裂缝形态的影响。内聚区有限元模型可以实现流固全耦合,考虑滤失及孔弹性效应,精确控制裂缝扩展和准确计算岩石变形和应力,是定量研究相交裂缝竞争扩展过程的有效手段。由于缺乏表征暂堵体封堵效果的数学模型,目前相交裂缝扩展数模研究中,尚未考虑人工暂堵的影响,无法研究缝内暂堵转向过程。

本文基于有限元和内聚区方法,建立了流固全耦合相交裂缝竞争扩展模型,引入暂堵体封堵模型,研究暂堵后相交裂缝竞争扩展行为,为系统研究缝内暂堵转向规律提供了方法与模型基础。

1 缝内暂堵转向压裂技术原理

裂缝性储层中,当水平应力差较大、天然裂缝胶结强度较高、水力裂缝与天然裂缝之间的夹角较大时,水力裂缝在流体驱动下向前扩展,遇到天然裂缝后,倾向于直接穿过天然裂缝,无法有效激活天然裂缝(图1a)。当水力裂缝扩展充分后,泵入小粒径暂堵剂,暂堵剂在缝内或缝端架桥封堵,形成致密暂堵

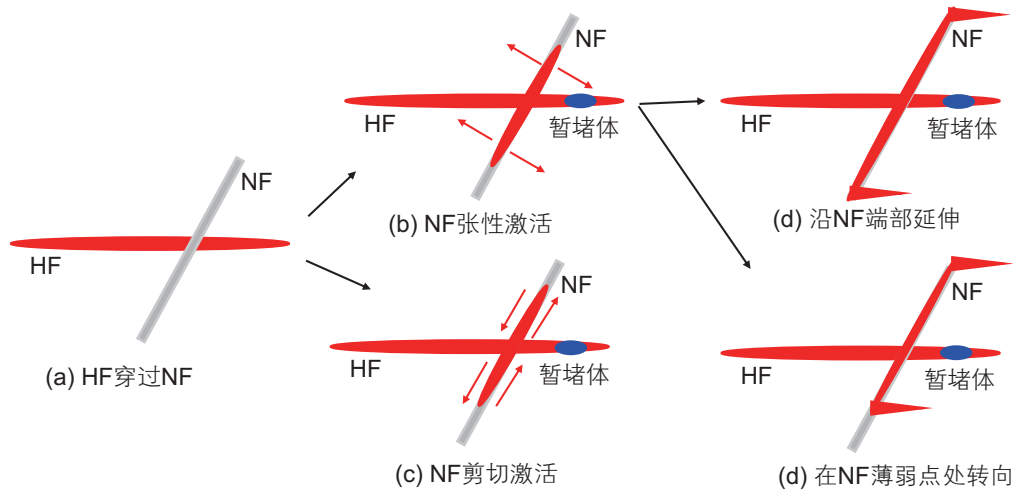


图1 缝内暂堵转向过程分解(HF表示水力裂缝, NF表示天然裂缝)

Fig. 1 Process decomposition of the temporary plugging and diverting fracturing within fracture (HF the hydraulic fracture, NF the natural fracture)

体, 阻止水力裂缝内流体压力传递至缝尖区域。缝内净压力升高, 迫使流体流向天然裂缝, 使天然裂缝面受到的有效压应力减小, 天然裂缝发生张性(图1b)或剪切(图1c)激活。随着流体持续流入天然裂缝并到达端部, 天然裂缝完全激活, 后续注入流体逐步提高缝内净压力, 在天然裂缝端部起裂延伸(图1d)或沿天然裂缝面薄弱点起裂延伸(图1e), 产生二次分支缝, 获得缝网改造。改造结束后, 在储层流体和温度影响下, 暂堵体在一定时间后降解解封^[15], 溶解到压裂液中并返排至地面, 裂缝恢复导流能力并进行投产。暂堵压裂中, 封堵炮眼一般用直径大于10 mm的暂堵球; 封堵缝口一般用粒径为3~4 mm的颗粒作为架桥颗粒, 纤维和更小颗粒作为孔隙填充材料; 缝内封堵一般用1 mm颗粒和纤维混合封堵。

2 数学模型

缝内暂堵的相交裂缝竞争扩展模拟, 需要考虑多个物理过程, 包括裂缝内流体流动、多孔介质渗流、岩石变形、裂缝表面流体滤失以及裂缝扩展, 且这些过程相互影响, 需要耦合求解^[16]。此外, 暂堵剂形成的暂堵体压实程度高, 渗透性低, 能够有效阻断缝内流体及压力传递至缝尖^[17], 显著影响相交裂缝竞争扩展状态, 因此需要建立有效的数学模型来表征暂堵体的封堵作用。

2.1 流体流动和岩石变形控制方程

假设流体不可压缩且为牛顿型流体, 则裂缝内流

体切向动方程可表示为:

$$q_t = -\frac{w^3}{12\mu} \nabla p_f \quad (1)$$

式中: q_t 为裂缝内流体切向流速, m^2/s ; w 为裂缝宽度, m ; μ 为流体黏度, $mPa \cdot s$; p_f 为裂缝内流体压力, Pa 。

考虑流体经裂缝面流入储层, 流体体积守恒方程可表示为:

$$\nabla q_f - \frac{\partial w}{\partial t} + q_b + q_t = 0 \quad (2)$$

式中: q_b , q_t 分别为裂缝上、下表面流体法向滤失速度, m/s 。

裂缝面流体法向滤失速度可由下式计算得到:

$$\begin{aligned} q_b &= c_b (p_f - p_w) \\ q_t &= c_t (p_f - p_w) \end{aligned} \quad (3)$$

式中: c_b , c_t 分别为裂缝上、下表面滤失系数, $m/(s \cdot Pa)$; p_w 为裂缝周围孔隙流体压力, Pa 。

多孔介质内流体流动方程可用下式表示^[18]:

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

式中: J 为多孔介质体积变化率; ρ_w 为流体密度, kg/m^3 ; n_w 为孔隙比(孔隙体积与岩石骨架体积之比); v_w 为流体渗流速度, m/s ; x 为空间向量, m 。

基于达西定律, 多孔介质内流体渗流速度的表达式为^[18]:

$$v_w = -\frac{1}{n_w \rho_w} k \cdot p_w \quad (5)$$

式中: k 为渗透率矩阵, m/s 。

基于虚功原理(平衡方程与边界条件的等效积分弱形式), 岩石变形平衡方程为^[18]:

$$\int_V (\bar{\sigma} - p_w I) \delta \varepsilon dV = \int_S t \cdot \delta v dS + \int_V f \cdot \delta v dV \quad (6)$$

式中: t 为单位面积上面力向量, N/m^2 ; f 为单位体积力向量, N/m^3 ; I 为单位矩阵; $\delta \varepsilon$ 为虚应变速度矩阵, s^{-1} ; δv 为虚速度矩阵, m/s ; $\bar{\sigma}$ 为有效应力矩阵, Pa。

2.2 内聚区模型

内聚区模型(cohesive zone model)可将流体流动与岩石变形损伤进行耦合表征。相比于传统断裂力学方法, 内聚区模型可以消除裂缝尖端应力奇异性, 同时模拟裂缝扩展时不需要重新划分网格^[19]。通过黏结单元指定裂缝扩展路径, 因此无需网格重构即可捕捉裂缝扩展路径。本文采用双线性牵引力—距离(T-S)定律控制裂缝的起裂与扩展, 该定律具有应用广泛、表达式简单且能够较好拟合实验数据的优点^[20]。如图2所示, 达到损伤起始点前, 界面引力与界面距离满足线弹性规律; 达到损伤起始点后, 界面刚度逐步退化。

采用最大应力准则控制裂缝的起裂, 表达式为:

$$\max \left\{ \frac{\langle \sigma_n \rangle}{\sigma_n^0}, \frac{\tau_s}{\tau_s^0} \right\} = 1 \quad (7)$$

式中, σ_n^0 、 τ_s^0 分别为岩石的抗拉强度和抗剪强度。符号 $\langle \rangle$ 表示压应力不会引起损伤。 σ_n 、 τ_s 分别为单元实际法向应力和实际切向应力, 可由下式计算得到:

$$\sigma_n = \begin{cases} (1-D)\bar{\sigma}_n & \text{张应力状态} \\ \bar{\sigma}_n & \text{压应力状态} \end{cases}$$

$$\tau_s = (1-D)\bar{\tau}_s$$

式中, $\bar{\sigma}_n$ 、 $\bar{\tau}_s$ 分别为依据弹性段T-S准则, 当前界面距离对应的正应力和剪应力。 D 为损伤系数, 初始损伤点对应的 D 为 0, 完全损伤点对应的 D 为 1。线性软化过程中, D 的表达式为:

$$D = \frac{\delta_m^f \cdot (\delta_m^{\max} - \delta_m^0)}{\delta_m^{\max} \cdot (\delta_m^f - \delta_m^0)} \quad (8)$$

式中, δ_m^{\max} 为当前界面距离。 δ_m^0 、 δ_m^f 分别为初始损伤和完全损伤时对应的界面距离。

在图2中, G_c 表示断裂能, 大小等于三角形围成的面积。采用Benzeggagh-Kenane(B-K)模型模拟裂缝扩展过程中的损伤演化过程, 该模型假设第一剪切方向的岩石断裂能等于第二剪切方向的断裂能。B-K模型的表达式为^[21]:

$$G^c = G_n^c + (G_n^c - G_n^c) \left\{ \frac{G_s}{G_T} \right\}^\eta \quad (9)$$

式中, G_n^c 、 G_s^c 分别为I型和II型临界断裂能。 $G_s = G_s + G_t$, $G_T = G_n + G_s$ 。 G_n 、 G_s 分别为张模式和剪模式的断裂能分量。 η 为材料参数, 此处取 2.28。

2.3 封堵模型

缝内暂堵转向压裂过程中, 暂堵剂通过架桥封堵并逐步压实形成致密暂堵体。流体流经暂堵体的压力损失较大, 在暂堵体内的流动近似符合达西渗流规律^[22]。当不存在暂堵体时, 流体在缝内的切向流动可采用润滑方程进行计算。基于达西方程和润滑方程建立暂堵体模拟方法: 流体在暂堵体内流动的压降, 与流体在无暂堵体缝内流动的压降相等^[22]。

$$-q / \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{hw^3}{12\mu^*} = \frac{k_m A}{u_m} \quad (10)$$

式中: w 为暂堵体厚度, 即裂缝初始缝宽, m ; A 为暂堵体横截面积, m^2 ; μ_m 为流体实际黏度, $Pa \cdot s$; μ^* 为流体在缝内切向流动的等效黏度, $Pa \cdot s$; k_m 为暂堵体渗透率, mD 。可通过高承压裂缝封堵实验, 预置不同长度的暂堵段, 测其渗透性^[23]。

公式(10)进一步变形可得到:

$$\mu^* = \frac{w^3 u_m}{12 k_m A} \quad (11)$$

由公式(10)和(11)可知: 在给定裂缝宽度 w 和暂堵段横截面积 A 情况下, 不同的等效黏度 μ^* 对应着不同的暂堵体渗透率。因此, 通过改变等效黏度 μ^* 值, 可以在不改变缝内流体流动控制方程的前提下, 实现对暂堵体的模拟。具体是通过提取指定水力裂缝单元, 改变该部分单元内的流体黏度来模拟暂堵体, 黏度不作

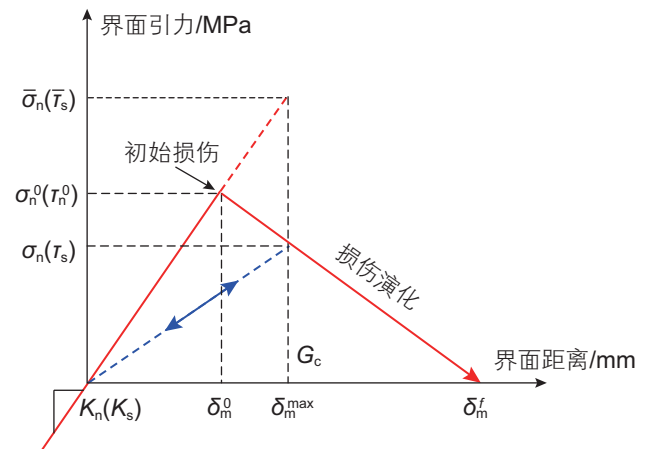


图2 双线性内聚牵引—分离法则

Fig. 2 A bilinear cohesive traction-separation law

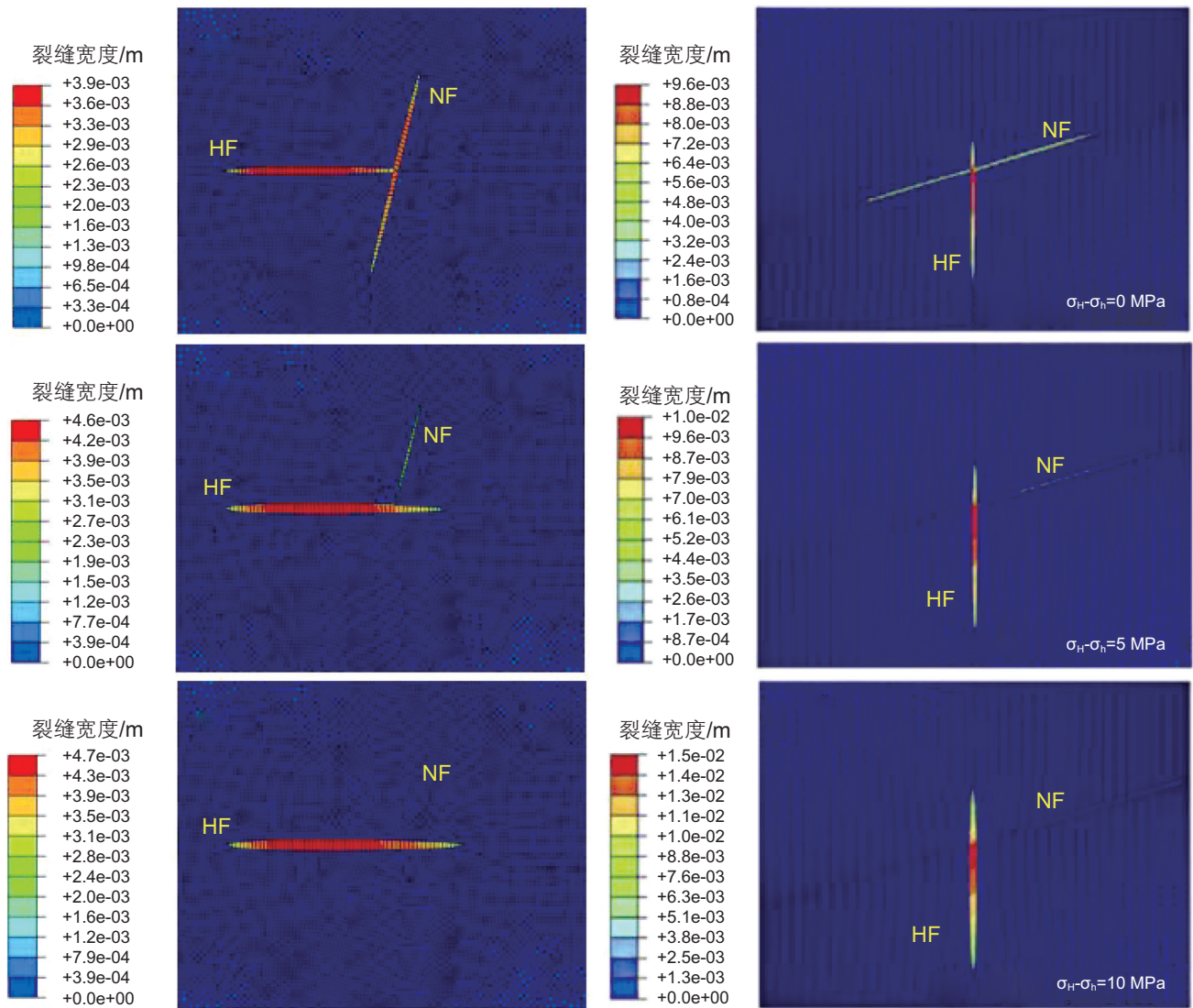


图 4 模拟结果对比: 左, 本文模型模拟结果; 右, Guo 等模拟结果^[10]

Fig. 4 Comparison of simulation results: left, the simulation results from our model; right, the simulation results from Guo's model^[10]

模拟结果与 Guo 等^[10]模拟结果一致, 即当水平应力差为 0 MPa 时, 水力裂缝相交天然裂缝后能够将其钝角、锐角分支激活; 当水平应力差为 5 MPa 时, 水力裂缝相交天然裂缝后只能将其钝角分支激活; 当水平应力差为 10 MPa 时, 水力裂缝直接穿过天然裂缝, 不能将其激活。

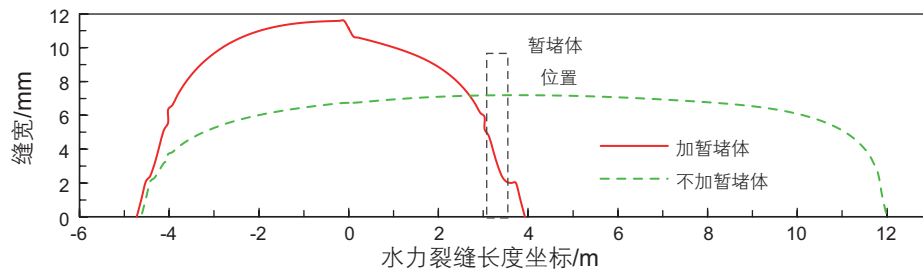
5 缝内暂堵转向过程动态模拟结果分析

基于表 1 中参数值, 针对水力裂缝与天然裂缝夹角(逼近角)为 75° 的情况, 分别考虑缝内有、无暂堵体的情况, 开展裂缝扩展对比模拟, 模拟时间为 70 s。缝内有、无暂堵体对比模拟结果如图 5 所示。当缝内

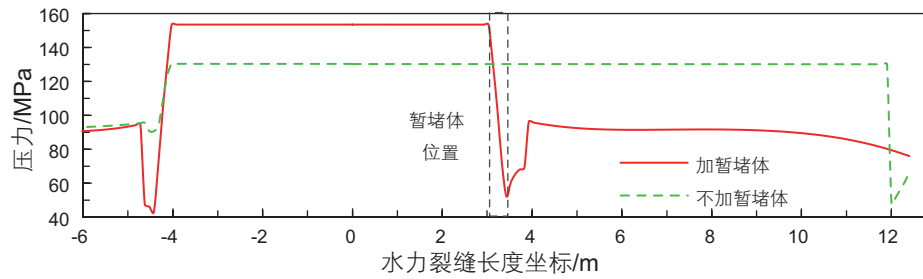
有暂堵体时, 水力裂缝缝宽在暂堵体位置出现陡降(图 5a), 原因在于暂堵体渗透性低, 相应位置缝内流体压力急剧降低(图 5b)。暂堵体能够有效阻断水力裂缝内流体向前流动, 后续注入流体使注入压力明显上升(图 5c), 促使水力裂缝转向激活天然裂缝(图 5d)。

为整体动态分析缝内暂堵转向过程, 针对逼近角为 75° 的情况, 模拟时间增大至 150 s。图 6a 表示注入点和相交点(水力裂缝与天然裂缝相交点)处流体压力曲线, 包含缝内暂堵转向过程中的 5 个阶段: (1) 水力裂缝起裂并扩展至相交点(OA 段); (2) 水力裂缝由相交点扩展至暂堵体(AB 段); (3) 水力裂缝停止扩展及天然裂缝上分支扩展结束(BC 段); (4) 天然裂缝上分支扩展结束至下分支扩展结束(CD 段); (5) 裂缝体积

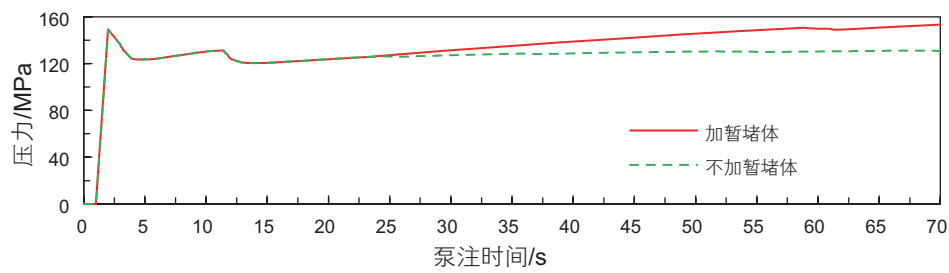
(a)沿水力裂缝缝宽对比



(b)沿水力裂缝流体压力对比



(c)注入流体压力对比



(d)天然裂缝激活状态对比

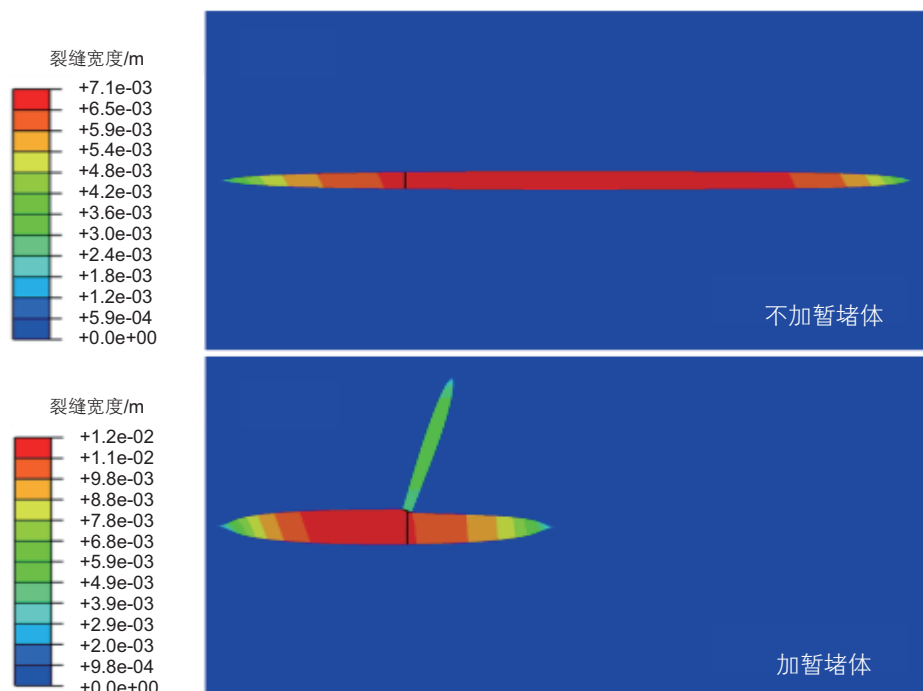


图5 有无缝内暂堵体模拟结果对比

Fig. 5 Comparison of the simulation results with and without tight plug

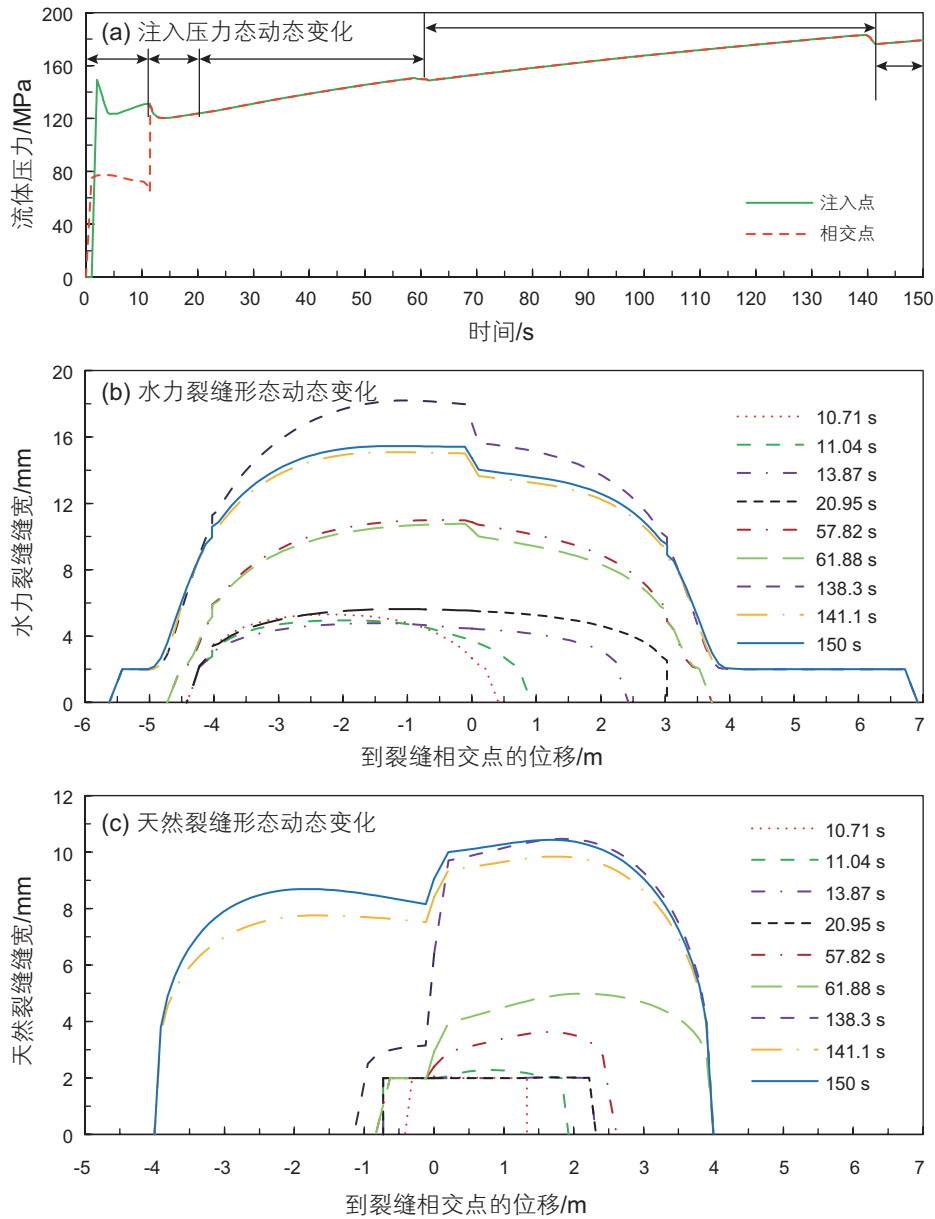


图 6 缝内暂堵转向动态变化过程

Fig. 6 Dynamic change course during in-fracture TPDF

持续膨胀(DE段)。图 6b 给出了部分时间点水力裂缝缝宽与缝长的关系曲线(横坐标为 0 处对应相交点);图 6c 给出了部分时间点天然裂缝缝宽与缝长的关系曲线(横坐标为 0 处对应相交点, y 轴左侧对应天然裂缝的下分支, y 轴右侧对应天然裂缝的上分支)。各阶段具体特征如下。

OA 段(0~10.5 s), 水力裂缝由注入点起裂并扩展至相交点。如图 6a 所示, 注入压力达到破裂压力后, 水力裂缝起裂并向前扩展, 注入点压力先陡降后小幅上升再小幅下降, 相交点流体压力由于缝尖挤压流体扩散而小幅下降。当水力裂缝尖端到达相交点后, 注

入点与相交点的流体沟通, 压力曲线发生重合。

AB 段(10.5~20.95 s), 水力裂缝由相交点扩展至暂堵体。如图 6b 和 6c 所示, 时间点 10.71 s、11.04 s、13.87 s 和 20.95 s 对应的水力裂缝形态表明水力裂缝持续向前扩展; 天然裂缝长度先增大后维持不变, 主要以剪切方式开启(缝宽 2 mm 表示剪切开启)。原因在于水力裂缝缝尖逐步向前扩展, 缝尖在天然裂缝缝面诱导产生的剪应力逐步减弱。图 6a 表明该阶段注入压力持续上升。

BC 段(20.95~61.88 s), 水力裂缝停止扩展至天然裂缝上分支扩展结束。如图 6b 和 6c 所示, 在时间点

57.82 s、61.88 s处, 暂堵体有效阻断水力裂缝内流体向前流动, 水力裂缝长度不再变化, 缝内流体压力升高, 天然裂缝上分支逐步被激活。如图 6a 所示, 注入压力持续升高, 直至上分支被完全打开, 出现小幅波动。

CD段(61.88~141.1 s), 天然裂缝上分支扩展结束至下分支扩展结束。如图 6a 所示, 后续流体使注入压力持续升高。如图 6b 和图 6c 所示, 水力裂缝和天然裂缝上分支宽度逐步增大, 天然裂缝下分支逐步被激活。当下分支被完全激活时, 注入压力小幅下降, 水力裂缝宽度降低。

DE段(141.1~150 s), 裂缝体积持续膨胀。如图 6a 所示, 该阶段注入压力逐步上升, 水力裂缝与天然裂缝停止扩展, 裂缝开度持续增大。

6 结论

1) 给出了相交裂缝竞争扩展所涉及物理过程的控

制方程, 包括裂缝及基质内流体流动方程、岩石变形平衡方程、裂缝起裂与扩展的内聚区模型。基于达西方程和润滑方程建立暂堵体模拟方法: 流体在暂堵体内流动的压降, 与流体在无暂堵体缝内流动的压降相等。

2) 建立了二维流固全耦合相交裂缝竞争扩展有限元模型, 模型模拟结果与前人模拟结果一致。引入封堵模型后, 流体流动表现出明显的节流效应, 水力裂缝缝宽在暂堵体位置出现陡降, 缝内流体压力明显上升, 水力裂缝内转向激活天然裂缝。

3) 基于本文模型, 模拟了缝内暂堵转向动态过程, 该过程分为 5 个阶段: (1) 水力裂缝起裂并扩展至相交点; (2) 水力裂缝由相交点扩展至暂堵体; (3) 水力裂缝停止扩展及天然裂缝上分支扩展结束; (4) 天然裂缝上分支扩展结束至下分支扩展结束; (5) 裂缝体积持续膨胀。本文研究为后续系统研究缝内暂堵转向规律奠定了方法与模型基础。

参考文献

- [1] 贾承造, 庞雄奇, 姜福杰. 中国油气资源研究现状与发展方向[J]. 石油科学通报, 2016, 1(001): 2-23. [JIA C Z, PANG X Q, JIANG F J. Research status and development directions of hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 2016, 1(001): 2-23.]
- [2] 蒋廷学, 苏瑗, 卞晓冰, 等. 常压页岩气水平井低成本高密度缝网压裂技术研究[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(05): 78-83. [JIANG T X, SU Y, BIAN X B, et al. Network fracturing technology with low cost and high density for normal pressure shale gas[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(05): 78-83.]
- [3] 李春月, 房好青, 牟建业, 等. 碳酸盐岩储层缝内暂堵转向压裂实验研究[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(02): 88-92. [LI C Y, FANG H Q, MOU J Y, et al. Experimental study on temporary fracture plugging and diverting fracturing of carbonate reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(02): 88-92.]
- [4] 张然, 李根生, 郭建春. 含裂缝混合岩性致密油储层压裂裂缝起裂与扩展实验研究[J]. 石油科学通报, 2016(3): 353-362. [ZHANG R, LI G S, GUO J C. Experimental research into fracture propagation of complex lithologies in fractured tight oil reservoirs[J]. Petroleum Science Bulletin, 2016(3): 353-362.]
- [5] WANG D B, ZHOU F J, GE H K, et al. An experimental study on the mechanism of degradable fiber-assisted diverting fracturing and its influencing factors[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 27: 260-273.
- [6] XIONG C M, SHI Y, ZHOU F J, et al. High efficiency reservoir stimulation based on temporary plugging and diverting for deep reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 948-954.
- [7] MOU J Y, HUI X Z, WANG L, et al. Experimental investigation on tool-free multi-stage acid fracturing of open-hole horizontal wells by using diversion agents[C]//SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [8] WANG B, ZHOU F J, YANG C, et al. Experimental study on injection pressure response and fracture geometry during temporary plugging and diverting fracturing [J]. SPE Journal, 2020.02(25): 573-586.
- [9] ZOU Y S, ZHANG S C, MA X F, et al. Numerical investigation of hydraulic fracture network propagation in naturally fractured shale formations[J]. Journal of Structural Geology, 2016, 84(84): 1-13.
- [10] WU K, OLSON J. E. Numerical investigation of complex hydraulic fracture development in naturally fractured reservoirs[J]. International Journal of Health Geographics, 2015, 6(1): 1-15.
- [11] XIE J, HUANG H, MA H Y, et al. Numerical investigation of effect of natural fractures on hydraulic-fracture propagation in unconventional reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018: 143-153.
- [12] WANG X L, 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: 309-324.

- [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: 180–188.
- [14] CHEN Z, JEFFREY R G, ZHANG X, et al. Finite-element simulation of a hydraulic fracture interacting with a natural fracture[J]. *Spe Journal*, 2017, 22(01): 219–234.
- [15] SHI Y, YANG X Y, ZHOU, F J, et al. No-damage stimulation based on residual-free diverting fluid for carbonate reservoir[C]// Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. 2015.
- [16] 王博, 周福建, 邹雨时, 等. 水平井暂堵分段缝间干扰数值模拟方法 [J]. *断块油气田*, 2018, 025(004): 506–509. [WANG B, ZHOU F J, ZOU Y S, et al. Numerical simulation method of fracture interaction during temporary plugging staged fracturing[J]. *Fault-block Oil & Gas Field*, 2018, 025(004): 506–509.]
- [17] WANG B, ZHOU F J, YANG C, et al. A novel experimental method to investigate the plugging characteristics of diversion agents within hydro-fracture[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 183: 106354.
- [18] ZHANG G M, LIU H, ZHANG J, et al. Three-dimensional finite element simulation and parametric study for horizontal well hydraulic fracture[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, 72(3): 310–317.
- [19] GONZALEZ C M, DAHI T A, OLSON J E. A cohesive model for modeling hydraulic fractures in naturally fractured formations[C]// SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2015.
- [20] HADDAD M, SEPEHRNOORI K. Simulation of hydraulic fracturing in quasi-brittle shale formations using characterized cohesive layer: Stimulation controlling factors[J]. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 2015: 65–83.
- [21] KENANE M, BENZEGGAGH M L. Mixed-mode delamination fracture toughness of unidirectional glass/epoxy composites under fatigue loading[J]. *Composites Science and Technology*, 1997, 57(5): 597–605.
- [22] ZHAO P D, SANTANA C L, FENG Y C, et al. Mitigating lost circulation: A numerical assessment of wellbore strengthening[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 157: 657–670.
- [23] ZHANG L F, ZHOU F J, MOU J Y, et al. Large-scale true tri-axial fracturing experimental investigation on diversion behavior of fiber using 3D printing model of rock formation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019. 106171.

(责任编辑 李世远 编辑 马桂霞)