

基于 CFD-DEM 的压裂水平井暂堵剂运移与封堵有效性研究

朱炬辉¹, 郑衣珍^{2,3}, 何乐¹, 宋佳忆², 龚蔚¹, 黄义涛¹, 隋微波^{2*}

1 川庆钻探工程有限公司井下作业公司, 成都 610051

2 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

3 国家知识产权局专利局专利审查协作广东中心, 广州 510000

* 通信作者, suiweibo@cup.edu.cn

收稿日期: 2024-11-26; 修回日期: 2025-02-14

国家自然科学基金重点支持项目“页岩气藏体积压裂缝网表征及复杂裂缝动态交互机理研究”(U23B20156)和中国石油集团油田技术服务有限公司科学研究与技术开发项目“页岩油气勘探开发关键技术研究与应用”课题4“页岩储层光纤智能监测与裂缝评价技术研究与应用”(2023T-002-001)联合资助

摘要 暂堵剂被广泛用于水平井压裂过程中的裂缝暂堵与转向, 对提高压裂改造效果具有重要作用。目前国内关于暂堵剂运移规律的研究多局限于室内实验, 对暂堵剂在井筒中的运移、在缝中封堵过程的宏观模拟研究还不充分。本文基于计算流体力学(CFD)与离散元(DEM)耦合的数值模拟方法, 模拟了水平井压裂暂堵过程中暂堵剂颗粒井下运移与封堵过程。模拟时, 将暂堵剂颗粒视作离散相, 将压裂液视作连续相, 对离散相与连续相单独建立数学模型, 同时耦合离散相与连续相之间的相互作用, 从而实现暂堵剂—压裂液多相体系的流固耦合。针对暂堵剂从井口到封堵井段的运移过程, 建立了井筒模型、井筒—炮眼—单一裂缝和井筒—炮眼—多条裂缝模型。揭示了暂堵剂浓度、暂堵剂粒径、压裂液黏度和泵注排量对暂堵剂运移完整性的影响规律, 探究了不同裂缝形态下工艺参数与施工参数对暂堵剂封堵效果的影响。研究表明, 暂堵剂体系颗粒浓度、压裂液黏度与泵注排量是影响暂堵剂体系运移完整性的重要因素, 暂堵剂粒径与浓度是决定暂堵剂体系能否有效封堵裂缝的关键因素。暂堵剂粒径大于 20 目时, 暂堵剂质量浓度的改变只会影响缝内封堵段长度, 而不会影响缝内暂堵有效性; 当裂缝末端缝宽达到 4 mm 时, 选用 20~70 目粒径的暂堵剂难以在缝高方向完全封堵裂缝。本研究为水平井暂堵压裂施工过程中工艺参数与施工参数的选取提供了理论依据。

关键词 缝内暂堵; 暂堵剂运移; 暂堵机理; 水平井; CFD-DEM

中图分类号: TE319; TE357.12

Study on the effectiveness of the migration and plugging of temporary plugging agents in fractured horizontal wells based on CFD-DEM

ZHU Juhui¹, ZHENG Yizhen^{2,3}, HE Le¹, SONG Jiayi², GONG Wei¹, HUANG Yitao¹, SUI Weibo²

引用格式: 朱炬辉, 郑衣珍, 何乐, 宋佳忆, 龚蔚, 黄义涛, 隋微波. 基于 CFD-DEM 的压裂水平井暂堵剂运移与封堵有效性研究. 石油科学通报, 2025, 10(03): 511–526

ZHU Juhui, ZHENG Yizhen, HE Le, SONG Jiayi, GONG Wei, HUANG Yitao, SUI Weibo. Study on the effectiveness of the migration and plugging of temporary plugging agents in fractured horizontal wells based on CFD-DEM. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(03): 511–526. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.015

1 Downhole Services Company, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company, Chengdu 610051, China

2 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

3 Patent Examination Cooperation Guangdong Center of the Patent Office, CNIPA, Guangzhou 510000, China

Received: 2024-11-26; Revised: 2025-02-14

Abstract Temporary plugging agents are widely used in temporary plugging and steering fracturing in horizontal wells, playing a critical role in enhancing reservoir stimulation efficiency. Current study on temporary blocking agents conducted both domestically and internationally are mostly limited to experimental methods, and there is a lack of macroscopic simulation research on the migration and plugging processes of temporary plugging agents. In this paper, a numerical simulation method based on the coupling of Computational Fluid Dynamics (CFD) and Discrete Element Method (DEM) was used to simulate the downhole migration and plugging process of temporary plugging agents during the fracturing temporary plugging process of horizontal wells. In the simulation, the plugging agents were regarded as the discrete phase composed of individual particles, while the fracturing fluid was regarded as the continuous phase. Separate mathematical models were established for the discrete phase and the continuous phase, and the interaction between the discrete phase and the continuous phase was coupled at the same time, so as to realize the fluid-solid coupling in the multi-phase system of temporary plugging agent and fracturing fluid. For the migration process of temporary plugging agent from the wellhead to the target plugging well section, the wellbore model, “wellbore-borehole-single fracture” and “wellbore-borehole-multiple fractures” models were established. The effect of the temporary plugging agent particle size, concentrations, fracturing fluid’s viscosity and pumping rate to the migration integrity was investigated, and the effect of fracture shape to the plugging effect was also explored. The results indicate that the concentration of the temporary plugging agent, fracturing fluid’s viscosity and pumping rate are important factors affecting the integrity of the temporary plugging system. The particle size and concentration of the temporary plugging agent is the key factor that determine whether the temporary plugging system could effectively plug fractures. If the particle size of the temporary plugging agent is above 20 mesh, the change in mass concentration of the temporary plugging agent will only affect the length of the blocking section, but will not affect the effectiveness of the temporary plugging in the fracture. Once the width at the end of the fracture reaches 4 mm, it is difficult to completely plug the fracture in the direction of the fracture height using a temporary plugging agent with a particle size of 20-70 mesh. The study provides reasonable theoretical guidance for the selection of process parameters and construction parameters for the temporary plugging fracturing in horizontal wells.

Keywords in-fracture temporary plugging; the migration of temporary plugging agents; the mechanism of temporary plugging; horizontal well; CFD-DEM

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.015

0 引言

压裂暂堵转向施工过程中, 暂堵体系工艺参数是影响暂堵剂井下运移完整性与最终暂堵效果的关键因素^[1], 同时, 过高的泵注排量也会破坏暂堵剂体系运移完整性, 大大降低封堵有效性^[2]。许多学者通过室内实验的方法探究了施工工艺参数与裂缝物性特征对暂堵效果的影响规律^[3-7]。Zhang 等人^[8-9]通过 3D 打印技术制作裂缝模型, 利用压裂暂堵物理模拟实验装置研究了暂堵剂粒径、暂堵剂浓度和裂缝宽度对暂堵效果的影响。王博等人^[10]利用真三轴水力压裂实验装置探究了不同泵注排量、压裂液黏度和暂堵剂浓度条件下裂缝封堵与转向效果, 并进一步研究^[11]了暂堵剂形状对裂缝封堵的影响规律。Wang 等人^[12]模拟了不同浓度、不同粒径的暂堵剂在尺寸各异的射孔孔眼处的封堵效果。

受实验条件限制, 室内实验很难还原真实储层条

件, 也有学者通过数值模拟方法开展了更精细的研究^[13-16]。Shahri 等^[17]模拟了颗粒暂堵剂封堵裂缝的过程, 探究了颗粒的粒径、形状、浓度以及泵注压力等因素对封堵过程的影响。Zhu 等人^[18]建立了单翼裂缝模型, 模拟了暂堵剂封堵裂缝的过程, 根据压降速率将封堵过程分为颗粒桥接和颗粒堆积两个阶段。Li 等人^[19]探究了暂堵剂颗粒的粒径和形状, 以及压裂液排量对形成封堵层的影响, 指出选择合适的颗粒粒径和流体排量有利于形成封堵层, 并且低球度的颗粒通过增加物理摩擦可以提高暂堵剂的封堵效率。

现有研究集中在单一裂缝情况下工艺参数、施工参数与缝宽对暂堵剂封堵有效性的影响规律, 对暂堵剂运移完整性的认识主要来自对支撑剂运移的研究^[20-23], 总体来看对井筒内暂堵剂运移过程和多裂缝条件下暂堵剂封堵规律的认识还不充分。因此, 本文通过基于计算流体力学与离散元耦合(CFD-DEM)的数值模拟方法, 建立非射孔段井筒模型, 明确不同工

艺参数与施工参数条件下暂堵剂运移完整性变化规律,建立井筒—炮眼—单一裂缝和井筒—炮眼—多条裂缝模型,研究暂堵剂工艺参数与裂缝形态对暂堵有效性的影响。研究结果可为现场压裂暂堵转向工艺参数与施工参数的选取提供理论依据。

1 流固耦合数学模型

本文将暂堵颗粒和压裂液作为一个多相体系进行数值模拟。其中,压裂液视为连续相,暂堵颗粒视为离散相。针对连续相与离散相单独建立数学模型,同时耦合离散相与连续相之间的相互作用,从而实现多相耦合。

1.1 连续相数学模型

假设压裂液不可压缩,且不考虑流体之间能量的传递与转化。基于质量守恒定律与动量守恒定律,压裂液流动遵循流体的连续性方程与 Navier-Stokes 方程

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_f \rho_f) + \nabla \cdot (\alpha_f \rho_f \mathbf{u}) = 0 \quad (1)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(\rho_f \alpha_f \mathbf{u}) + \nabla \cdot (\alpha_f \rho_f \mathbf{u} \cdot \mathbf{u}) \\ & = -\alpha_f \nabla p + \mu \nabla^2 (\alpha_f \mathbf{u}) - f_b + \alpha_f \rho_f \mathbf{g} \end{aligned} \quad (2)$$

式中, α_f 为流体体积分, %; ρ 为流体密度, kg/m^3 ; \mathbf{u} 为流体速度, m/s ; t 为时间, s ; p 为压力, Pa ; μ 为流体黏度 $\text{Pa}\cdot\text{s}$; f_b 为连续相与分散相间的源项, Pa/m ; \mathbf{g} 为重力加速度, m/s^2 。

选择标准 $k-\varepsilon$ 湍流模型^[24]模拟连续相流动过程。

$$\begin{aligned} & \frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho k u_j)}{\partial x_j} \\ & = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu_t + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} & \mu_t \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \left(\frac{\partial u_j}{\partial x_i} + \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right) - \rho \varepsilon \\ & \frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \varepsilon u_j)}{\partial x_j} \\ & = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu_t + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + \end{aligned} \quad (4)$$

$$C_{1\varepsilon} \mu_t \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \left(\frac{\partial u_j}{\partial x_i} + \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right) - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k}$$

式中, u_i 、 u_j 为流体速度在 i 、 j 方向的分量, m/s ; k 为湍流动能, m^2/s^2 ; ε 为湍流动能耗散率, m^2/s^3 ; μ_t 、 μ_i 分别为层流与湍流涡粘系数, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; $C_{1\varepsilon}$ 、 $C_{2\varepsilon}$ 、 σ_k 、 σ_ε

为常数, 无因次, $C_{1\varepsilon}=1.44$, $C_{2\varepsilon}=1.92$ 。

1.2 离散相数学模型

离散相即颗粒相之间的作用主要分为两种, 即颗粒与流体之间的相互作用, 以及颗粒之间的相互作用。

1.2.1 颗粒与流体之间的相互作用

对于单一颗粒, 根据牛顿第二定律, 颗粒 i 在具有一定黏性的流体中的运动方程可表示为

$$m_i \frac{d\mathbf{u}_i}{dt} = F_G + F_b + F_D + F_{ci} \quad (5)$$

$$I_i \frac{d\boldsymbol{\omega}_i}{dt} - (I_i \times \boldsymbol{\omega}_i) \times \boldsymbol{\omega}_i = T_i \quad (6)$$

式中, m_i 为颗粒 i 的质量, kg ; F_G 为重力, N ; F_b 为浮力, N ; F_D 为流体对颗粒 i 的拖曳力, N ; F_{ci} 为颗粒间相互作用力, 计算方法详见 1.2.2, N ; $\boldsymbol{\omega}_i$ 为颗粒的角速度, rad/s ; I_i 为颗粒 i 的转动惯量, $\text{kg}\cdot\text{m}^2$; T_i 为切向和法向接触力产生的力矩 $\text{N}\cdot\text{m}$ 。

根据 Di Felice^[25]提出的拖曳力模型, 压裂液对颗粒 i 所产生的拖曳力表示为

$$F_{D,i} = \frac{1}{8} C_D \rho_f \pi d^2 |u_f - v_b| (u_f - v_b) (1 - C_v)^{-\chi} \quad (7)$$

式中, C_v 表示颗粒所占体积分, %; C_D 表示流体对颗粒的拖曳系数, 与雷诺数 Re_p 有关, 暂堵压裂施工时井下流态为湍流, 采用 Dalla Valle^[26]提出的拟合公式确定拖曳系数 C_D , 相关计算公式见式(8)与式(9)。

$$C_D = \left(0.63 + \frac{4.8}{\sqrt{Re_p}} \right)^2 \quad (8)$$

$$Re_p = \frac{\rho_f d |u_f - u_s|}{\mu} \quad (9)$$

式(7)中 χ 为经验系数, 取值为

$$\chi = 3.7 - 0.65 \exp \left[- \left(1.5 - \lg Re_p \right)^2 / 2 \right] \quad (10)$$

式中, d 为颗粒直径, m ; u 为运动速度, m/s ; 下标 f 与 s 分别指流体与颗粒。

暂堵剂颗粒粒径与运移速度不同时, 用加权平均法(式(11))计算流体的平均拖曳力。

$$F_D = \sum_{i=1}^n w_i F_{D,i} \quad (11)$$

式中, w_i 为颗粒 i 的体积分, %。

1.2.2 颗粒之间的相互作用

当多个颗粒产生相互作用时, 颗粒单元 i 所受作用力来自周围颗粒对其产生的法向和切向接触力, 以及法向和切向阻尼力^[27]。在离散元分析法中, 颗粒单元的运动遵循牛顿第二定律, 颗粒单元 i 受到的力包括颗

粒间的接触力 F_{ci} 和重力 $m_i g$, 运动过程满足

$$F_{ci} = \sum_{j=1}^{k_c} (F_{ij}^{cn} + F_{ij}^{ct} + F_{ij}^{dn} + F_{ij}^{dt}) \quad (12)$$

式中, F_{ci} 为颗粒 i 所受接触力之和, F_{ij}^{cn} 、 F_{ij}^{ct} 分别表示颗粒 i 和颗粒 j 之间的法向接触力和切向接触力, F_{ij}^{dn} 、 F_{ij}^{dt} 分别表示颗粒 i 和颗粒 j 之间的法向阻尼力和切向阻尼力, 上述参数单位均为 N。

利用 Hertz 理论^[28]求解法向力与位移关系, 利用 Mindlin 理论^[29]求解切向力与位移关系。颗粒单元体 i 与 j 间的法向接触力 F_{ij}^{cn} 和切向接触力 F_{ij}^{ct} 分别表示为

$$F_{ij}^{cn} = \frac{4}{3} E^* \sqrt{R^*} \delta_n^{\frac{3}{2}} \quad (13)$$

$$F_{ij}^{ct} = 8 G^* \sqrt{R^*} \delta_n \delta_t \quad (14)$$

式中, E^* 为等效弹性模量, $\frac{1}{E^*} = \frac{1-\nu_i^2}{E_i} + \frac{1-\nu_j^2}{E_j}$, Pa; G^* 为等效剪切模量, $\frac{1}{G^*} = \frac{2-\nu_i}{G_i} + \frac{2-\nu_j}{G_j}$, Pa; R^* 为等效半径, $\frac{1}{R^*} = \frac{1}{R_i} + \frac{1}{R_j}$, m; δ_n 、 δ_t 分别表示法向和切向接触深度, m。

影响颗粒间接触, 产生能量耗散的法向阻尼力 F_{ij}^{dn} 和切向阻尼力 F_{ij}^{dt} 分别表示为

$$F_{ij}^{dn} = 2 C_n \sqrt{m^* k_n} \frac{d\delta_n}{dt} \quad (15)$$

$$F_{ij}^{dt} = 2 C_t \sqrt{m^* k_t} \frac{d\delta_t}{dt} \quad (16)$$

式中, k_n 为法向刚度, $k_n = \frac{dF_{ij}^{cn}}{d\delta_n} = 2 E^* \sqrt{R^*} \delta_n$; k_t 为切

向刚度, $k_t = \frac{dF_{ij}^{ct}}{d\delta_t} = 8 G^* \sqrt{R^*} \delta_t$; m^* 为等效颗粒质量,

$\frac{1}{m^*} = \frac{1}{m_i} + \frac{1}{m_j}$, kg; C_n 、 C_t 分别为法向和切向阻尼系数,

$$C_n = C_t = \frac{-\ln e}{\sqrt{\ln^2 e + \pi^2}}。$$

1.3 CFD-DEM 耦合求解方法

本文模拟采用非解析 CFD-DEM 方法。该方法不精确求解每个颗粒周围的流场, 而是基于颗粒在流场中的拖曳力模型, 计算局部平均化流场网格中颗粒相与流体间的相互作用力, 具有更高的求解速度, 适用于求解细颗粒的流动过程^[30]。本文数值模拟需要考虑由大量细颗粒组成的暂堵剂体系随压裂液的运移过程, 无需精确获悉每个颗粒与流体之间的相互作用, 采用非解析 CFD-DEM 方法计算效率高。

根据流动过程 Navier-Stokes 方程表达式, 式(2)中源项 f_b 耦合表示为式(17)所示单位体积流域中颗粒与流体之间的总界面力。

$$f_b = \sum_{i=1}^N F_{f,i} / V_{\text{cell}} \quad (17)$$

式中, N 为单位体积流体内的总颗粒数, 无因次; V_{cell} 为相应流域所占体积, m^3 ; $F_{f,i}$ 为 CFD 求解器中单位体积网格内流固两相间的界面力, 根据式(18)计算。

$$F_{f,i} = F_D + F_L + F_{\Delta p} \quad (18)$$

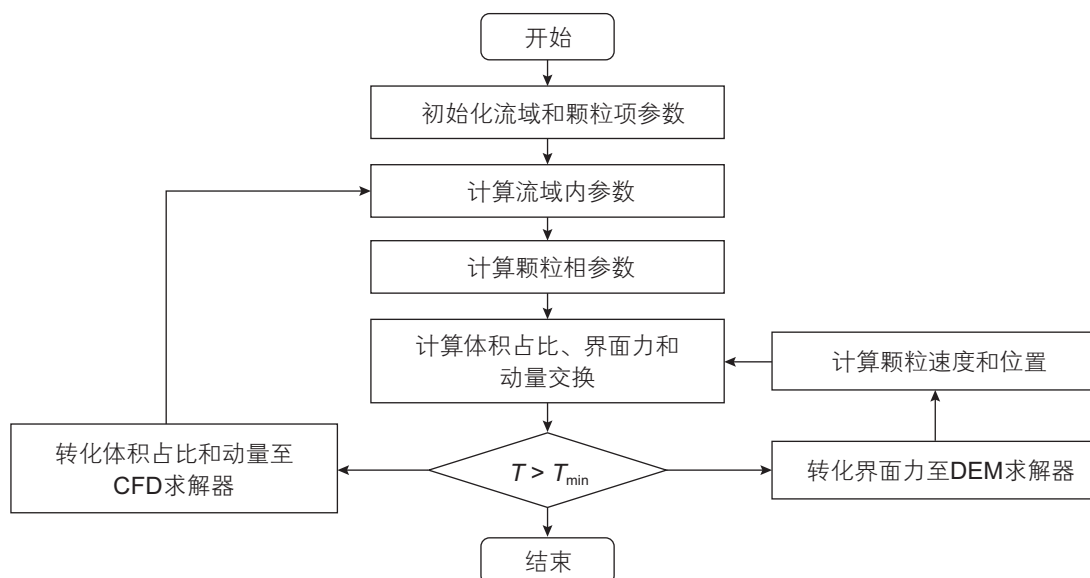


图 1 非解析 CFD-DEM 求解流程图

Fig. 1 Non-analytical CFD-DEM solution flowchart

非解析CFD-DEM耦合求解方法的流程如图 1 所示。首先初始化流场和颗粒相参数,将CFD求解器获得的流动模型导入DEM求解器,然后利用DEM求解第一个时间步长内粒子速度和位置,将计算得到的结果代回CFD求解器,得到相应时间步长内流场的网格孔隙率和动量交换,随后根据动量变换求解相间作用力,并将相间作用力传入DEM求解器,计算下一个时间步长内粒子的速度和作用力,与此同时将网格孔隙率和动量交换传入CFD求解器。迭代求解直至最后一个时间步,获得CFD-DEM耦合的模拟结果。

2 模型建立与参数设计

在暂堵剂封堵施工过程中,包括两个过程:在井筒内运移和在裂缝处封堵。暂堵剂颗粒在井筒内稳定运移,保证其较集中运移至裂缝位置,是实现有效封堵的必要前提,因此首先要进行暂堵剂的井筒运移模拟,分析各参数对运移结果的影响。当暂堵剂颗粒顺利抵达裂缝位置时,有效封堵裂缝是实现暂堵压裂的关键,所以本文也将模拟暂堵剂颗粒在裂缝位置的暂堵过程,分析各参数对封堵结果的影响。

2.1 几何模型建立

压裂时一般采用定排量注入压裂液,因此本文采用的边界条件为入口定流量和出口定压力,为简化模

拟过程,设定以下假设条件。

- ① 压裂液和暂堵剂均不可压缩;
- ② 暂堵剂与压裂液同一时刻流入井筒;
- ③ 炮眼壁面为均匀圆锥形,其周围的储层均质;
- ④ 不考虑井筒内壁因摩擦作用而产生的热效应。

非射孔段井筒模型采用单一圆管状,井筒半径为 0.11 m,长度为 10 m。建立了垂直井筒、水平井筒与造斜段井筒 3 种模型,其中斜段井筒模型与垂直方向的夹角为 45°。建立的几何模型见图 2。

对射孔段的模拟建立“井筒—炮眼—单一裂缝”模型,该模型由圆柱形井筒与炮眼及变缝宽双翼裂缝相接构成。模型示意图见图 3,模型几何尺寸参数见表 1。

建立井筒—炮眼—多条裂缝模型,模拟射开单簇但起裂多条裂缝时暂堵剂缝内暂堵的运移与封堵过程,讨论裂缝迂曲度与裂缝宽度对暂堵剂缝内运移与最终封堵效果的影响。模型中,井筒长度为 1.5 m,缝间距 0.3 m。探究迂曲度裂缝对暂堵剂封堵结果的影响时,建立了图 4 所示的几何模型,其中裂缝 1 不发生偏转,裂缝 2 产生 15°的偏转夹角,裂缝 3 产生 30°的偏转夹角。探究裂缝宽度对暂堵剂封堵结果的影响时,建立了图 5 所示的几何模型。模型中裂缝 1 末端缝宽为 2 mm,裂缝 2 末端缝宽为 3 mm,裂缝 3 末端缝宽为 4 mm。

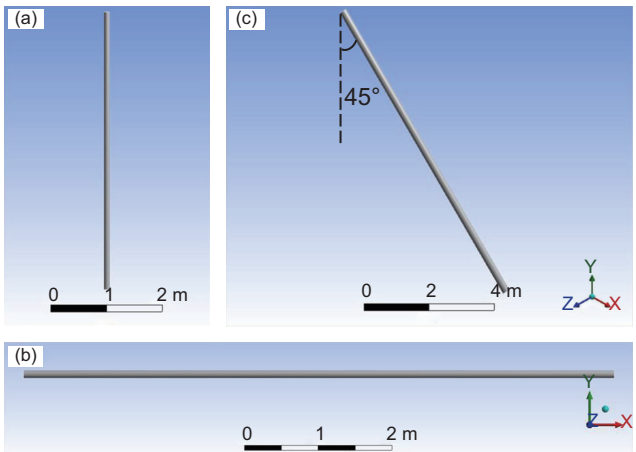


图 2 非射孔段几何模型
Fig. 2 Geometric models of non-perforated section

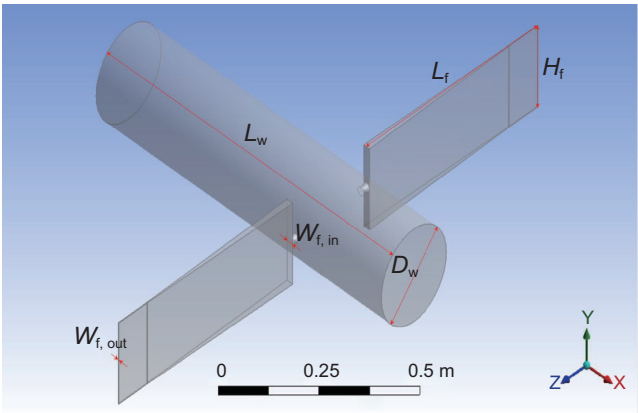


图 3 井筒—炮眼—单一裂缝几何模型
Fig. 3 Geometric model of wellbore-perforation-single-fracture

表 1 井筒—炮眼—单一裂缝模型参数

Table 1 Parameters of wellbore-perforation-single-fracture model

参数	井筒半径/m	井筒长度/m	裂缝缝口宽度/mm	裂缝末端宽度/mm	裂缝高度/m	裂缝长度/m
尺寸	0.11	1.0	20	2	0.2	0.6

2.2 模拟参数设计

数值模拟采用的施工参数结合现场研究需求，选择用于缝口暂堵和缝内暂堵两种情景下的暂堵剂粒径，综合考虑计算机算力，设置暂堵剂粒径为 5 目、10 目和 20~70 目，并设置暂堵剂颗粒为单圆球形。压裂液黏度参考滑溜水与瓜胶压裂液黏度，设置 2 mPa·s 与 20 mPa·s 两种情况。

在非射孔段的模拟中，探究压裂液黏度、压裂液

排量、暂堵剂粒径与暂堵剂浓度对暂堵剂在井筒内运移完整性的影响；在射孔段的模拟中研究不同粒径、暂堵剂浓度和裂缝形态对最终暂堵效果的影响。模拟采用的施工与工艺参数设计见表 2。

3 模型验证

基于群体颗粒沉降公式计算得颗粒在流体中的沉降速度，同时采用数值模拟方法可获得暂堵剂在压裂

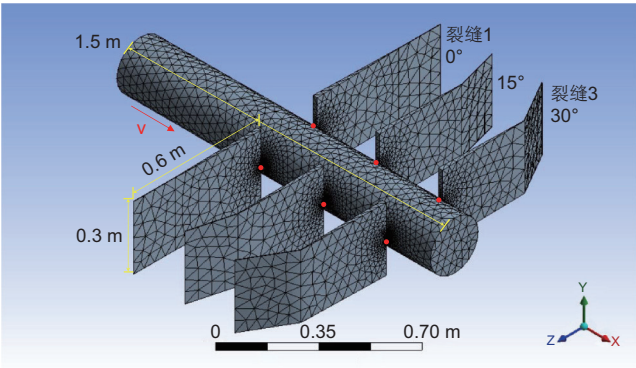


图 4 裂缝迂曲度不同的射孔段几何模型
Fig. 4 Geometric model of fractures with different diversions

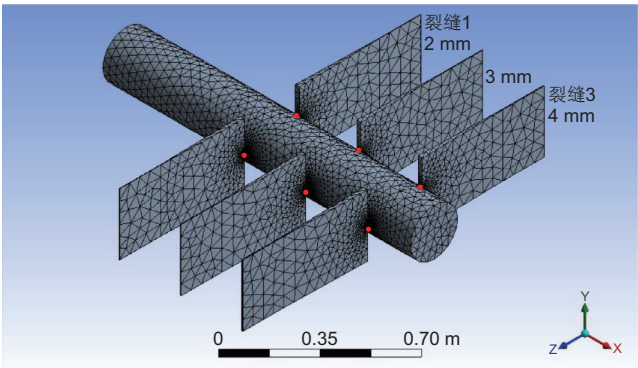


图 5 裂缝宽度不同的射孔段几何模型
Fig. 5 Geometric model of fractures with different widths

表 2 数值模拟参数设计

Table 2 Input parameters of simulation

模型类型	压裂液黏度/ mPa·s	压裂液排量/(m ³ ·min ⁻¹)	暂堵剂粒径/目	暂堵剂质量浓度/%
垂直井段	2	4	10	2
	2	4	10	12
	2	6	10	2
	2	6	10	12
水平井段	20	4	10	2
	20	4	10	12
	20	6	10	2
	20	6	10	12
造斜井段	2	6	5	5
	2	6	10	5
	20	12	5	5
	20	12	10	5
射孔段	2	6	10	1
	2	6	10	1.5
	2	6	10	2
	2	6	20~70	1
	2	6	20~70	1.5
	2	6	20~70	2
	2	6	20~70	2
	2	6	20~70	2

液中的沉降速度, 通过将群体颗粒沉降公式计算数值与数值模拟结果进行对比, 可验证非射孔段数值模型的可行性。

在非射孔段的模型验证中采用陈光国等^[31]基于群体沉降实验得到的群体颗粒沉降公式(式(19)与式(20))。该公式首先根据量纲分析法提出, 随后通过实验进一步完善, 与受雷诺数限制的众多经验公式不同, 该公式适用范围广, 并同时适用于牛顿流体与非牛顿流体。

$$V = V_s (1 - C_v)^m \quad (19)$$

$$m = 17.6 C_v + 4.2 \frac{d_s}{D} \quad (20)$$

式中, V 为群体颗粒沉降速度, m/s; V_s 为单颗粒沉降速度, m/s; C_v 为颗粒体积浓度, 无量纲; d_s 为颗粒直径, m; D 为管道直径, m。

模型验证模拟密度为 1.25 g/cm^3 、粒径为 10 目的暂堵剂在黏度为 $2 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的压裂液中的沉降过程。通过数值模拟和公式计算结果得到暂堵剂沉降速度的对比结果, 如图 6 所示。通过对比数值模拟和公式计算结果可知, 基于 CFD-DEM 数值模拟得到不同浓度暂堵剂在压裂液中的沉降速度与颗粒沉降公式结果接近, 表明非射孔段模型设计具备可行性。

在射孔段模型的可行性验证中采用 Ergun^[32]压降公式(式(21))得到压裂液通过暂堵剂形成封堵段的压降, 并与数值模拟结果进行对比, 验证数值模型的可行性和模拟结果的有效性。

$$\Delta p = \frac{150 \mu L (1 - \phi)^2}{D_p^2 \phi^3} v_s + \frac{1.75 \rho_l L (1 - \phi)}{D_p \phi^3} v_s^2 \quad (21)$$

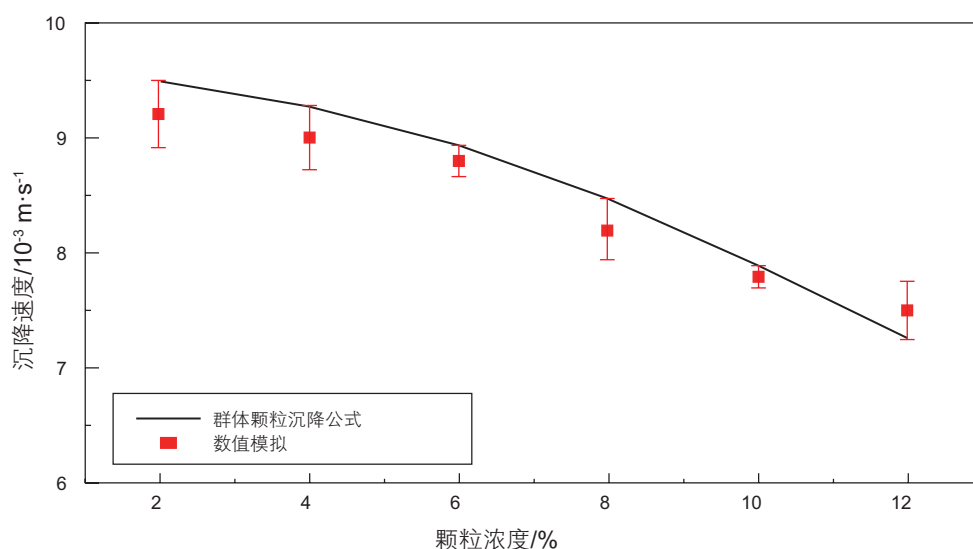


图 6 非射孔段模型可行性验证

Fig. 6 Viability verification of non-perforation wellbore model

式中, Δp 为流体通过封堵段的压力变化; L 为封堵段的长度, $L=0.6 \text{ m}$; D_p 为等效颗粒粒径, $D_p=0.25 \text{ mm}$; μ 为流体黏度, $\mu=2 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; ρ_l 为流体密度, $\rho_l=1 \text{ g/cm}^3$; ϕ 为封堵段的孔隙度, $\phi=0.026$; v_s 为流体表观速度。

Ergun 压降公式计算结果与数值模拟结果对比见图 7。能够看出通过数值模拟方法和 Ergun 压降公式获得的压降结果接近, 说明射孔段模型设计具有可行性, 模拟结果能够反映实际的暂堵剂封堵情况。对比发现, 通过数值模拟方式获得的压降数值相比于 Ergun 公式计算结果较小, 其原因主要为数值模拟中暂堵剂形成封堵段的孔隙度比颗粒堆积理论模型的计算孔隙度大, 导致流体通过封堵段的压降比理论计算值小, 但数值模拟与公式计算结果的差异较小, 表明所设计的裂缝封堵模型具备可行性。

4 暂堵剂运移与封堵规律

4.1 非射孔段运移规律

在暂堵剂运移过程中, 保证暂堵剂在井筒中的稳定输送是保证有效封堵的关键因素。然而, 在暂堵剂的输送过程中, 不合理的压裂液参数设计可能会导致暂堵剂发生分散, 进而使得暂堵剂体系无法达到封堵架桥的颗粒浓度要求, 从而无法形成有效的封堵层。因此, 合理的压裂液和暂堵剂参数设计对于暂堵压裂施工过程具有至关重要的影响。而利用 CFD-DEM 数值模拟可捕捉暂堵颗粒运移过程中的轨迹变化, 获取流体的流动速率、黏度、密度等参数, 能够更好地控制暂堵剂颗粒运移过程中的各项参数, 保证暂堵剂体

系的稳定输送。下面分别对暂堵剂在垂直井段、水平井段与造斜段中的运移完整性展开研究。

4.1.1 垂直井段

根据现场实际情况，将压裂液密度设为 1 g/cm^3 ，黏度设为 $2\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 和 $20\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ，排量设为 $4\text{ m}^3/\text{min}$ 和 $6\text{ m}^3/\text{min}$ ，将暂堵剂密度设为 1.25 g/cm^3 ，粒径设为 10 目(直径 2 mm)，颗粒质量浓度设为 2% 和 12%，模拟不同的压裂液排量、压裂液黏度、颗粒浓度下的垂直管流过程并进行对比，记录同一时刻下的暂堵剂分布情况。模拟结果如图 8 所示。

通过图 8 可以发现，当压裂液黏度为 $20\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时，出现暂堵剂颗粒在管壁附近运移滞后的现象；当压裂液黏度为 $20\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、颗粒浓度为 2% 时，出现暂堵剂分布脱节的现象，在这种情况下，颗粒分布紊乱，将不能稳定传递到井底进行暂堵。暂堵剂颗粒浓度提高后，这一现象得到明显改善。根据暂堵剂体系前缘流速最快的颗粒与末端流速最慢的颗粒沿运移方向的距离量化暂堵剂体系的分散程度，在暂堵剂分布未发生脱节的情况下，排量为 $6\text{ m}^3/\text{min}$ 条件下的暂堵剂体系分散程度高于 $4\text{ m}^3/\text{min}$ 条件下的分散程度。针对上

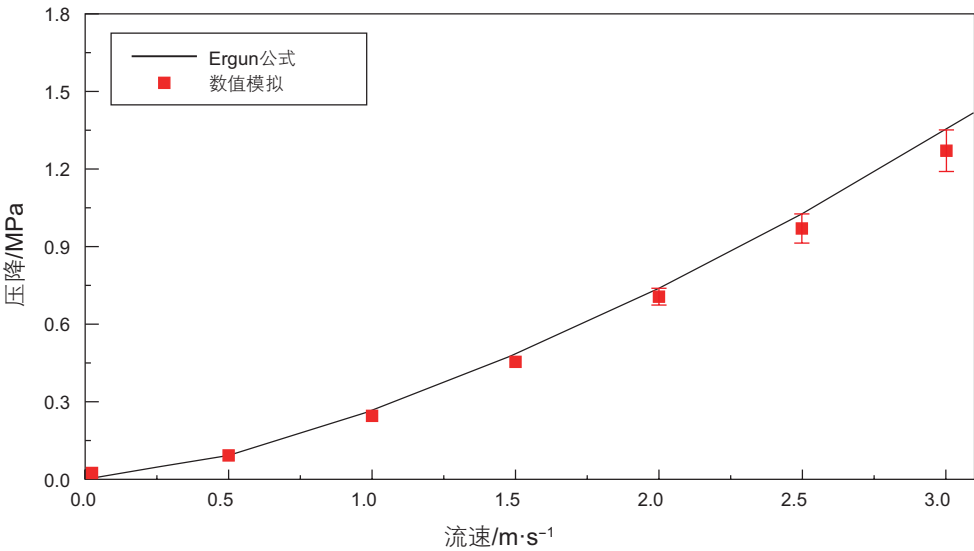


图 7 射孔段模型可行性验证

Fig. 7 Viability verification of wellbore-perforation-fracture model

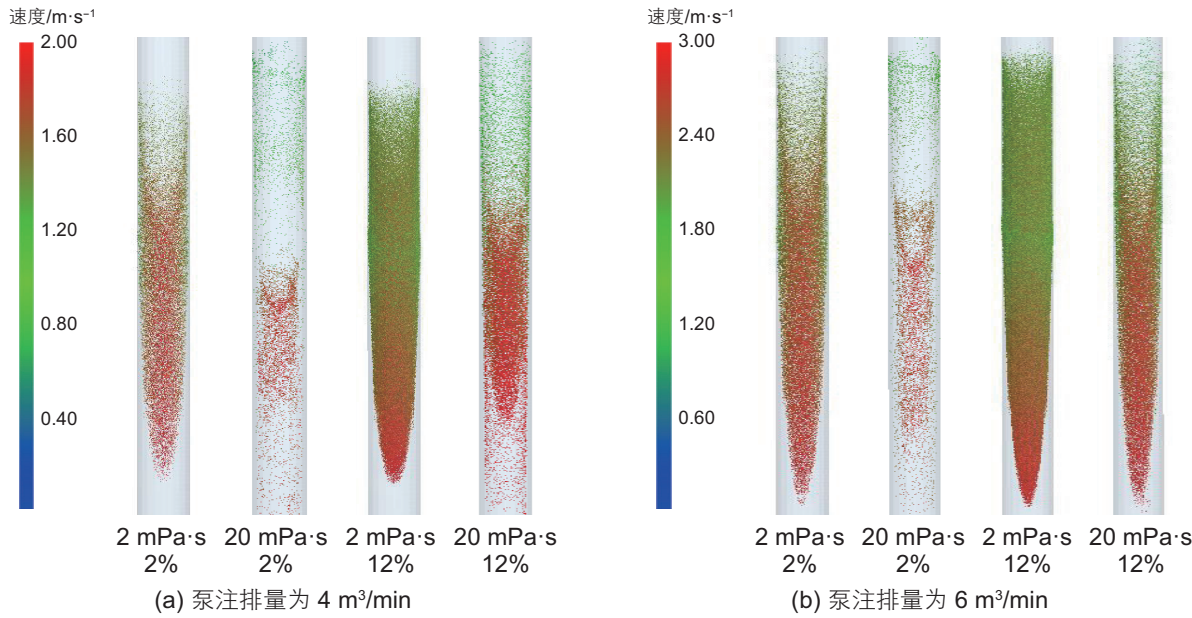


图 8 同一时刻暂堵剂颗粒分布模拟结果

Fig. 8 Simulation results of vertical section at the same time

述现象, 本文结合圆管充分发展流动理论进行简要分析。

通过对圆管流中微元圆柱体进行受力分析, 根据力平衡关系和牛顿内摩擦定律可得到圆管流的流速分布, 流体运移速度根据式(22)计算。

$$u_x = \frac{C}{4\mu} (R^2 - r^2) = -\frac{1}{4\mu} \frac{dp}{dx} (R^2 - r^2) \quad (22)$$

圆管流的流速分布呈现为旋转抛物面, 即管中心的流速最大, 管壁周围的流速最小, 且流速分布抛物面的形状与流压和黏度有关。这解释了数值模拟结果中, 排量为 $6 \text{ m}^3/\text{min}$ 时暂堵剂体系的分散程度大于排量为 $4 \text{ m}^3/\text{min}$ 时的情况。

而黏度为 $20 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时出现暂堵剂颗粒在管壁处运移滞后的现象, 其原因是受到管壁处切应力的影响。根据牛顿内摩擦定律, 切应力可根据式(23)计算。

$$\tau = -\frac{C}{2} r = \mu \frac{du_x}{dr} \quad (23)$$

因此, 圆管流的切应力大小分布沿径向呈线性分布, 即管中心流体所受的切应力最小, 管壁处最大, 且切应力的与流体性质有关。这解释了数值模拟结果中压裂液黏度为 $20 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时管壁周围发生暂堵剂运移滞后的现象。同时, 当暂堵剂颗粒浓度增大时, 颗粒间的碰撞加剧, 颗粒之间的作用力削弱了因所受切应力不同而引起的速度差异。

本文还模拟了不同排量下暂堵剂在垂直管流中的

分布状况, 暂堵剂浓度设置为 $2\%\sim 12\%$, 压裂液黏度设置为 $2 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 和 $20 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。每次模拟逐渐增加压裂液排量, 直至暂堵剂颗粒体系出现分散状态, 由此得到垂直管流中不同浓度暂堵剂发生分散时对应的最大泵注排量。

图 9 展示了不同暂堵剂浓度在垂直管流中运移时, 暂堵剂颗粒发生分散时的压裂液排量最大值。根据数值模拟结果可知, 随着暂堵剂颗粒浓度的增加, 保持暂堵剂稳定的最大排量逐渐增加。考虑到设备的磨损以及对泵注设备的性能要求, 施工过程中暂堵剂颗粒浓度不宜过大。

4.1.2 水平井段

本节考虑了压裂液排量、黏度和暂堵剂颗粒浓度 3 个因素对暂堵剂在水平管流中运移过程的影响, 模拟了泵注排量为 $4 \text{ m}^3/\text{min}$ 和 $6 \text{ m}^3/\text{min}$ 情况下暂堵剂在水平井段中的流动情况, 并通过量化暂堵剂体系在垂直方向的分布特征评价其悬浮稳定性。

图 10 和图 11 展示了不同泵注排量条件下, 暂堵剂颗粒在非射孔段水平井筒的运移模拟结果。从模拟结果能够看出, 泵注排量为 $4 \text{ m}^3/\text{min}$ 时, 部分分布在水平段底部暂堵剂颗粒速度为 0, 而泵注排量为 $6 \text{ m}^3/\text{min}$ 时的暂堵剂颗粒虽然受重力影响、有向水平段底部堆积的趋势, 但仍保持一定的运移速度。通过计量运移过程中暂堵剂颗粒与水平段底部

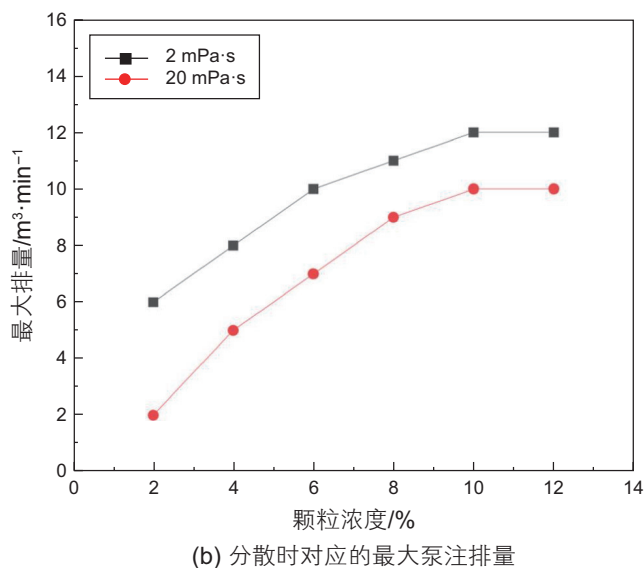
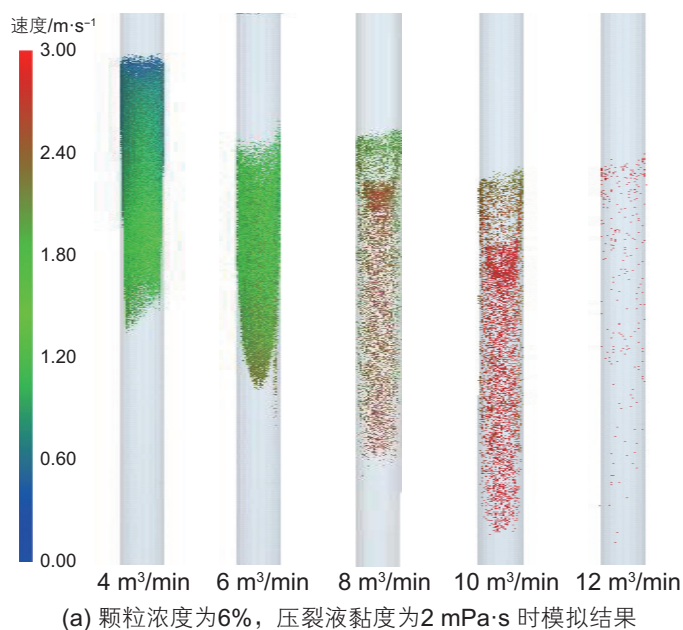


图 9 不同浓度暂堵剂发生分散时对应的最大泵注排量

Fig. 9 The maximum pumping displacements of fracturing fluid corresponding to different temporary plugging agent concentrations when dispersion occurs in vertical pipe

的最大距离 h 来评价暂堵剂体系的悬浮性, 根据数值模拟结果, 有 $h_A=0.363D_w$ 、 $h_B=0.887D_w$ 、 $h_C=0.718D_w$ 、 $h_D=0.972D_w$ 、 $h_E=0.387D_w$ 、 $h_F=0.976D_w$ 、 $h_G=0.766D_w$ 、 $h_H=0.976D_w$, 可得 $h_H=h_F\approx h_D>h_B>h_G>h_C>h_E>h_A$ 。增大压裂液黏度能够有效抑制暂堵剂在水平井段发生沉降, 同

时会提高暂堵剂体系的分散程度。增大压裂液排量也能够有效抑制暂堵剂沉降, 但同时会增大暂堵剂体系在水平井段运移时的分散程度; 当压裂液排量超过一定值时, 将破坏暂堵剂体系在水平井筒内的运移完整性(图 12)。

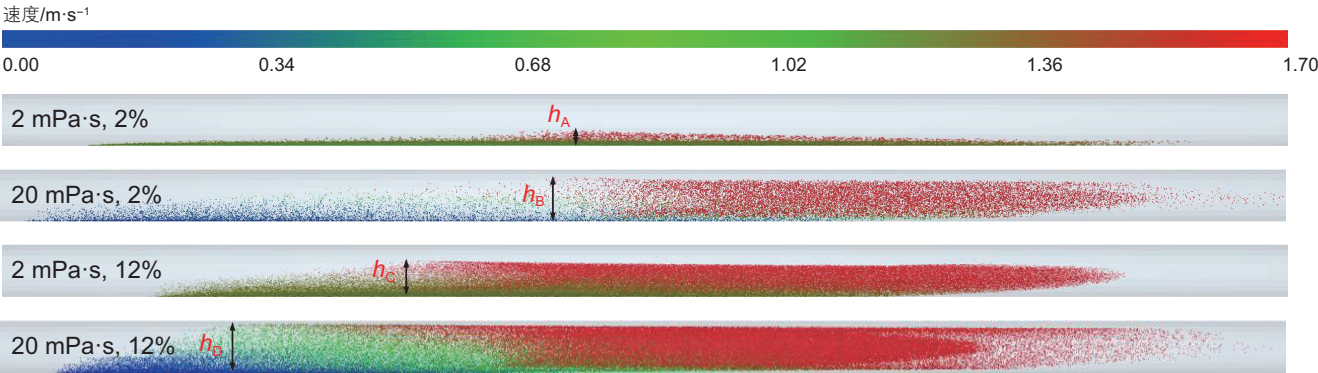


图 10 泵注排量为 $4\text{ m}^3/\text{min}$ 时暂堵剂运移情况
Fig. 10 The migration of temporary blocking agents when the pumping rate is $4\text{ m}^3/\text{min}$

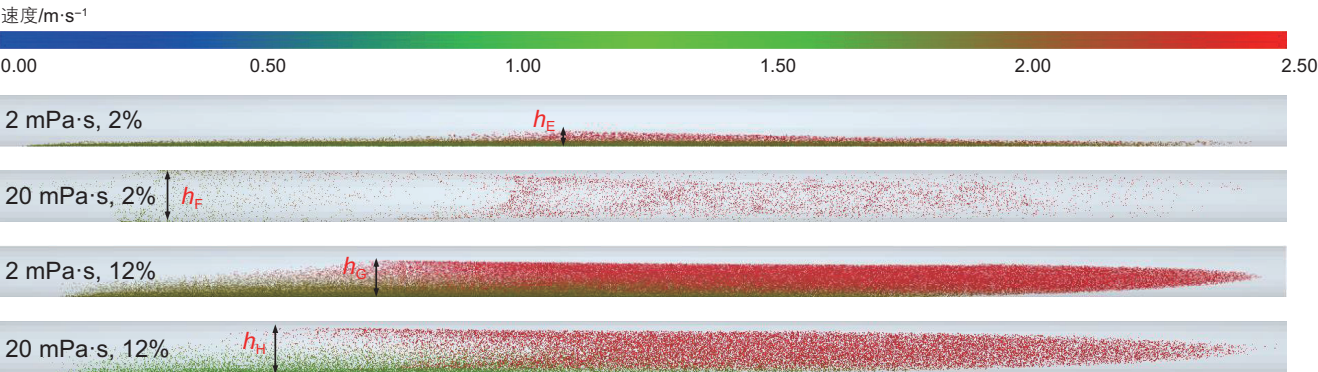


图 11 泵注排量为 $6\text{ m}^3/\text{min}$ 时暂堵剂运移情况
Fig. 11 The migration of temporary blocking agents when the pumping rate is $6\text{ m}^3/\text{min}$

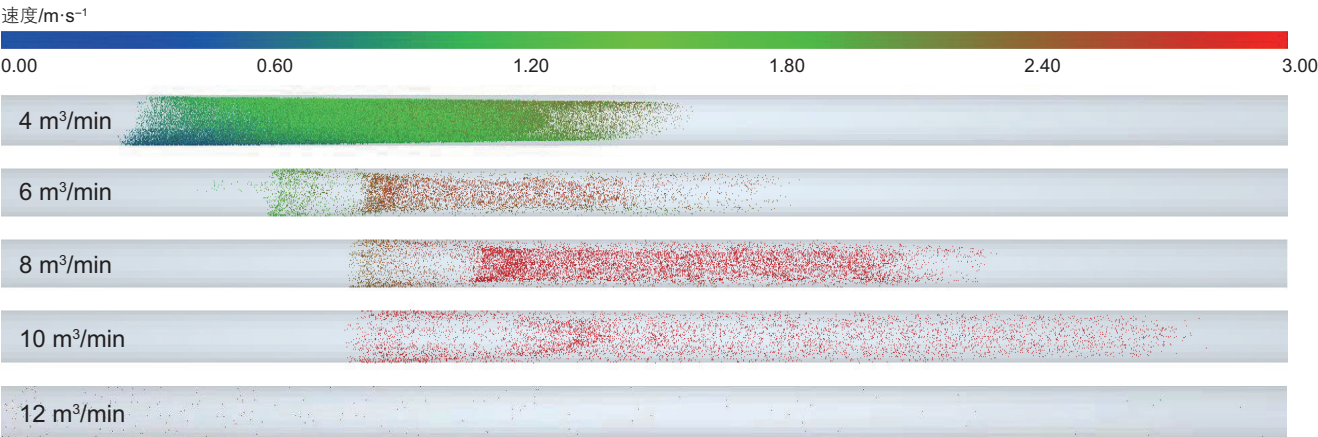


图 12 同一时刻不同排量下暂堵剂在水平井段中的运移情况
Fig. 12 The migration of temporary blocking agents in the horizontal section at the same time under different pumping displacements

4.1.3 造斜段

进一步模拟了暂堵剂在造斜井段的运移情况,探究了压裂液黏度对暂堵剂运移过程的影响。图 13 为 5 目及 10 目的暂堵剂运移至同一位置处,在黏度为 20 mPa·s 和 2 mPa·s 及不同排量流体携带下的运移状况。其中,颗粒浓度均为 5% 的质量分数,压裂液设置排量为 6 m³/min 和 12 m³/min,通过数值模拟得到不同情况下暂堵剂在造斜段的分布情况。

观察和对比图 13 中暂堵剂在不同参数设置流体作用下的分布情况,可以发现,粒径较大的暂堵剂在低黏度、小排量流体携带下普遍发生沉降,增加黏度和增大排量能够抑制暂堵剂发生沉降,而粒径较小的暂堵剂在两种情况下均只有少数颗粒发生沉降,说明粒径是影响暂堵剂在造斜段沉降情况的主要因素。通过数值模拟结果可知,暂堵剂在高黏度、大排量的流体携带下较在低黏度流体中更不易于发生沉降,但与暂堵剂在垂直井段中的运移规律相似,暂堵剂在高黏度流体中更易于产生粘壁的现象。因而在高黏度流体中,暂堵剂体系整体运移的完整性较在低黏度流体中的完整性差,但高黏度流体能够有效抑制暂堵剂发生沉降。同时,流体黏度对粒径较小的暂堵剂分布状况的影响较粒径较大的暂堵剂影响更大。因此,在现场施工过程中,应结合暂堵剂的粒径,综合考虑压裂液黏度对暂堵剂沉降和其运移完整性的影响。

4.2 射孔段封堵规律

4.2.1 暂堵剂粒径及浓度对封堵效果的影响

暂堵剂的粒径和浓度是决定暂堵剂颗粒能否在裂

缝中形成架桥结构至关重要的因素,当暂堵剂体系的粒径过小或颗粒浓度过低时,暂堵剂将发生漏失而无法形成有效的封堵层,从而影响暂堵压裂施工过程的效果。

图 14 为不同粒径及不同浓度的暂堵剂同时进入裂缝中相同时刻下封堵 2 mm 裂缝的情况。能够发现,采用粗颗粒暂堵剂时,其封堵效果受颗粒浓度的影响较小;而采用细颗粒暂堵剂时,其封堵过程存在架桥浓度,当颗粒浓度未达到架桥浓度时,将无法形成有效的封堵段。通过计量不同情况下封堵段的平均长度 $L(L=(l+l')/2)$,比较同一时刻不同条件下暂堵剂的封堵段长度,有 $L_A=0.116L_f$ 、 $L_C=0.133L_f$ 、 $L_D=0.134L_f$ 、 $L_E=0.165L_f$ 、 $L_F=0.202L_f$,可得到大小关系 $L_F>L_E>L_D>L_C>L_A$,说明当暂堵剂体系颗粒浓度较大时,小粒径颗粒相对于大粒径颗粒更易于在裂缝中形成封堵段,且由于小粒径颗粒之间的空隙较小,所形成的封堵段渗透率较低,封堵效果较好。

图 15 展示了不同粒径暂堵剂在同一缝宽下的起堵位置,其中粒径为 10 目的暂堵剂起堵位置位于裂缝垂向上的中部及角落处,而粒径为 20~70 目的颗粒起堵位置为裂缝中部。这是由于单个粗颗粒的质量比细颗粒的质量大,受重力与惯性力影响,易于随流体扩散至裂缝的顶部及底部,进而在裂缝出口端角落处堆积形成封堵段。

4.2.2 裂缝形态对封堵效果的影响

水力裂缝通常存在不同的形态,封堵不同形态的裂缝对暂堵剂颗粒粒径及浓度的要求有所不同。针对

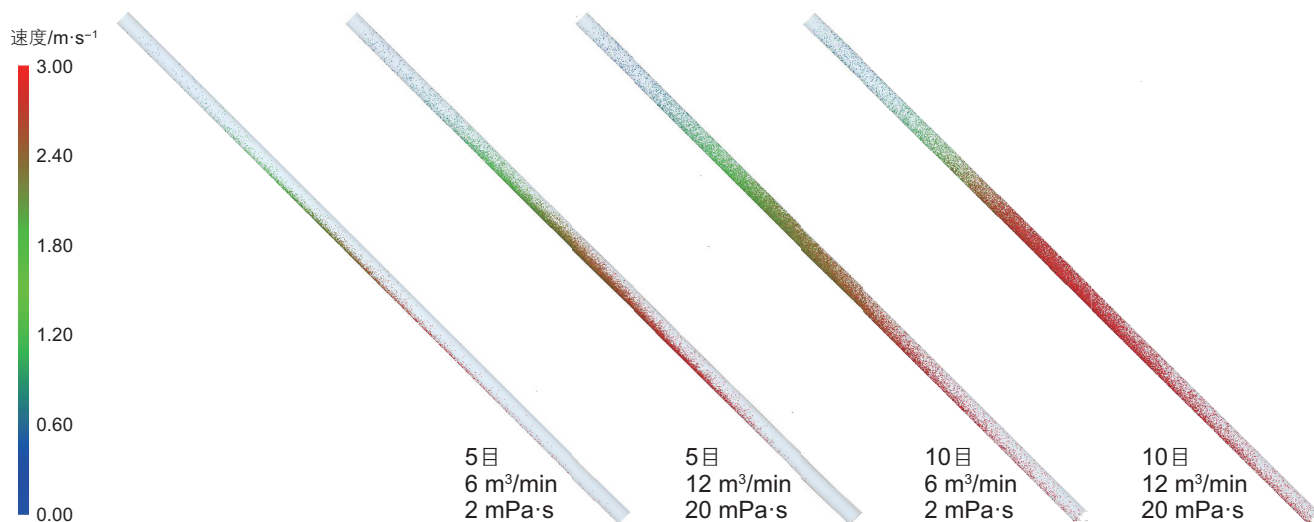


图 13 造斜段暂堵剂运移情况数值模拟结果

Fig. 13 Simulation results of the migration of temporary blocking agents in the inclined section

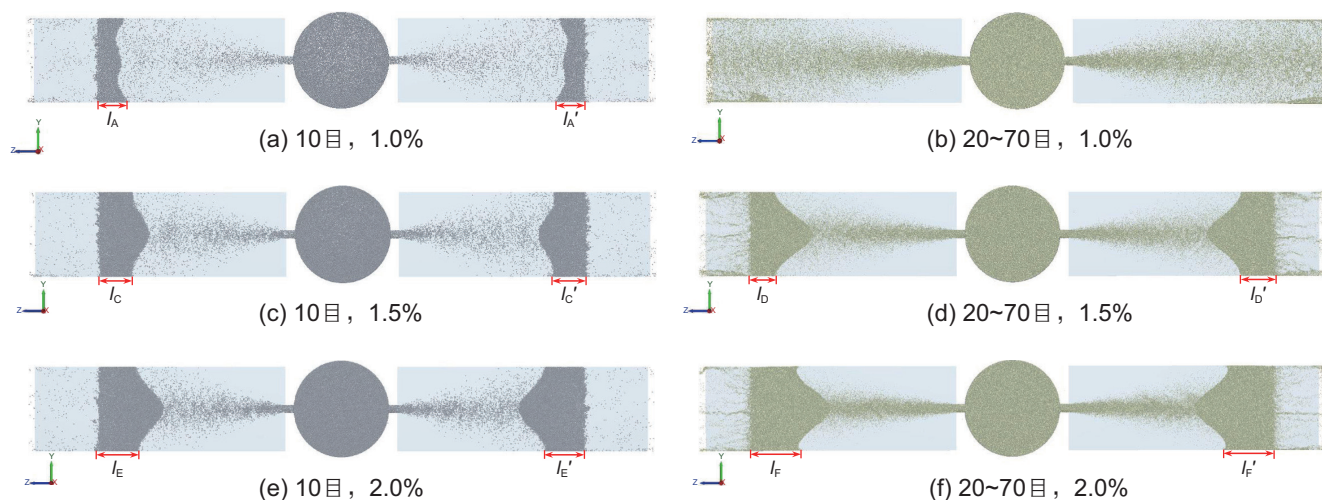


图 14 同一时刻下不同粒径暂堵剂对 2 mm 裂缝封堵效果

Fig. 14 The plugging effect of the temporary plugging agents with different particle sizes in bridging 2 mm fractures at the same time

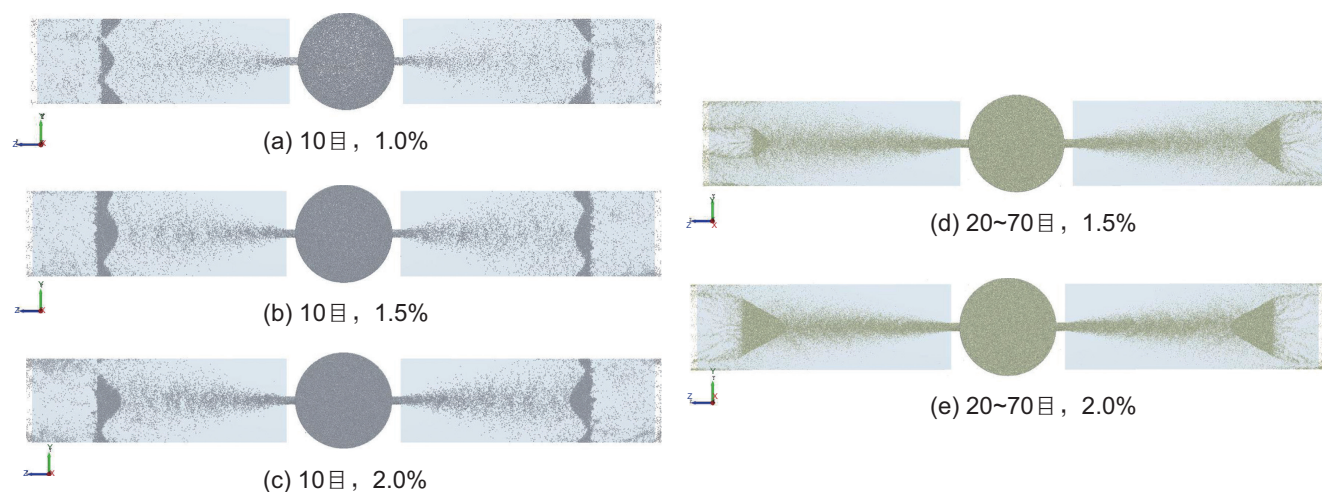


图 15 不同粒径暂堵剂的起堵位置

Fig. 15 The bridging position of the temporary plugging agents with different particle sizes

不同的裂缝迂曲度、裂缝宽度和裂缝长度设计模型进行数值模拟, 通过比较其封堵效果, 探究在不同裂缝条件下暂堵剂的封堵规律。

图 16 展示了暂堵剂颗粒在不同迂曲度的多条裂缝中运移与封堵的过程。暂堵剂首先被压裂液携带由射孔孔眼进入缝内, 随后部分暂堵剂颗粒在距缝口一定距离形成架桥结构, 在裂缝未迂曲部位的暂堵剂受力以压裂液流动导致的切应力为主, 未发生沉降; 同时, 另一部分暂堵剂颗粒持续向缝内运移, 进入裂缝迂曲部位后, 压裂液流动产生的切应力的影响大幅削弱, 暂堵剂颗粒在重力的影响下发生沉降, 并逐渐在裂缝底部成斜坡状堆积。

当暂堵剂在裂缝 3 中形成的架桥结构垂向上充满裂缝时, 计量暂堵剂斜坡状堆积的高度 h (图 17)。根据模拟结果, 有 $h_3 > h_2 > h_1$, 随着裂缝迂曲度的增加, 暂堵剂在迂曲部位的沉降速度变快, 使暂堵剂颗粒更迅速地在裂缝迂曲部位形成斜坡状堆积。在模拟过程中监测井底流压与各裂缝缝口处压力变化 (图 18)。暂堵剂对不同迂曲度裂缝均形成有效封堵, 在裂缝宽度与高度等因素一致的情况下, 封堵导致的升压效应接近。

图 19 展示了裂缝末端宽度不同时暂堵剂的封堵情况。进入缝内后, 暂堵剂颗粒在距离缝口一定距离形成架桥结构, 随后形成封堵段, 在垂向上将

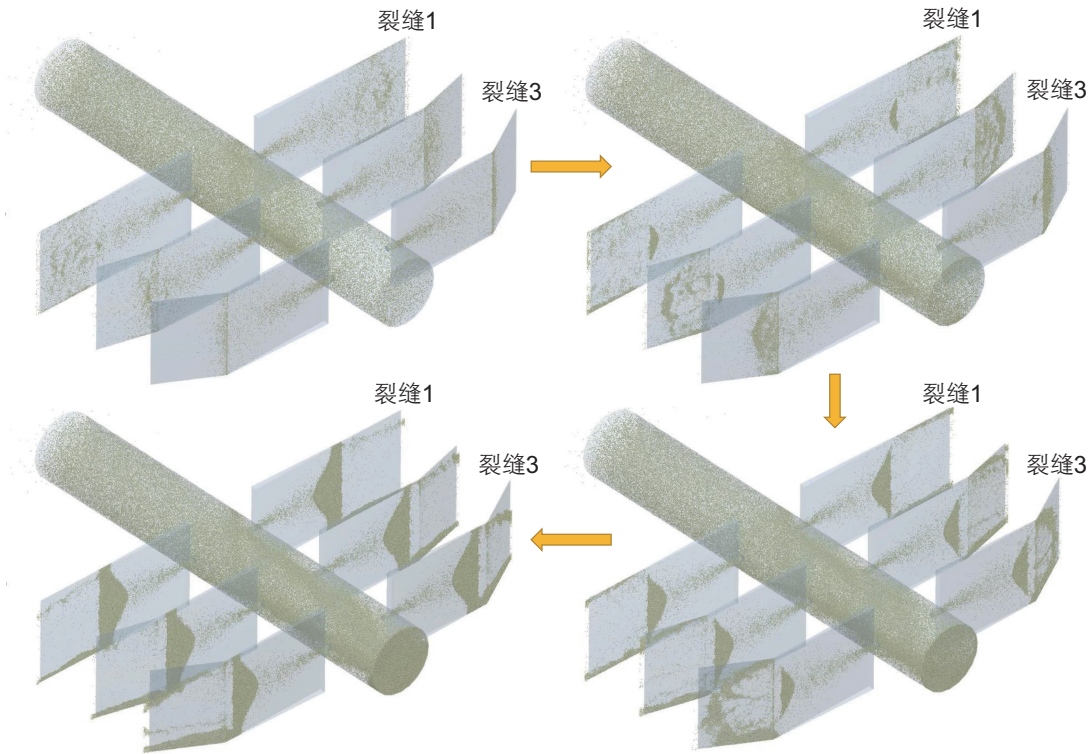


图 16 不同迂曲度裂缝暂堵过程
Fig. 16 The temporary plugging process of the fracture with different tortuosity

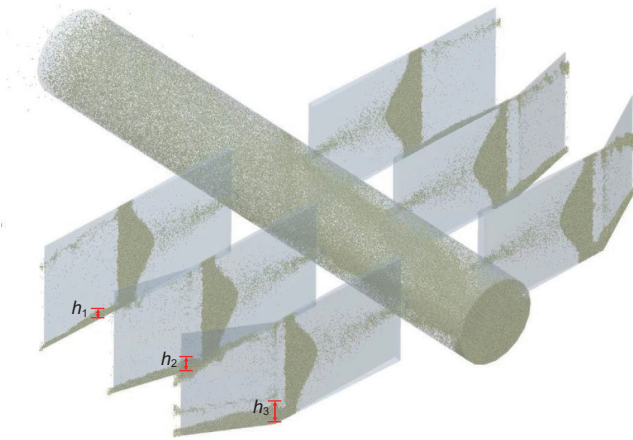


图 17 不同迂曲度裂缝的封堵情况
Fig. 17 The bridging results of the fractures with different tortuosity

裂缝完全封堵。本次模拟中，暂堵剂粒径为 20~70 目条件下，暂堵剂虽然在末端缝宽为 4 mm 的裂缝 (裂缝 3) 中形成架桥结构，但并未形成封堵段。根据缝口到架桥结构远端的距离计量架桥距离 l ，有 $l_3 > l_2 > l_1$ ；根据缝口到封堵段远端的距离计量封堵距离 L ，有 $L_2 > L_1$ 。

在模拟过程中监测井底流压与各裂缝缝口处压力变化 (图 20)，裂缝 2 缝内升压高于裂缝 1 中的升压，

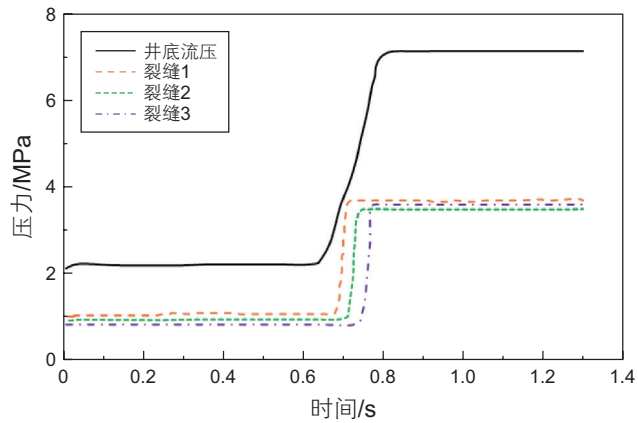


图 18 封堵裂缝前后压力变化图
Fig. 18 The variation of pressure before and after plugging in fractures

而裂缝 3 由于缝内未形成封堵段，升压明显低于其他两条裂缝。

根据暂堵剂在不同缝宽的裂缝中的模拟结果，暂堵剂颗粒在缝内形成架桥与封堵的距离会随着裂缝宽度的增大而增加。当末端缝宽达到 4 mm 时，20~70 目粒径的暂堵剂颗粒难以在缝内形成封堵段，封堵效果大幅下降。

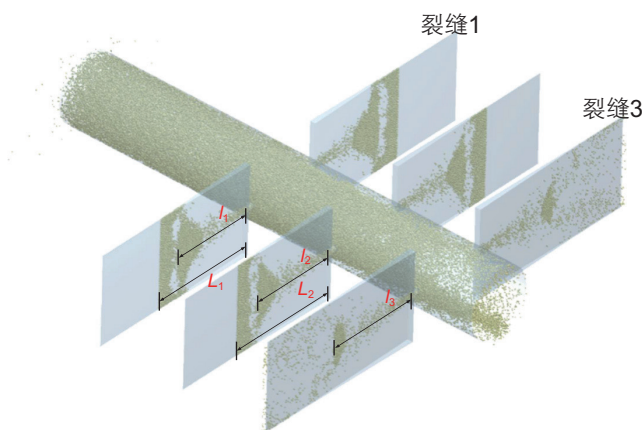


图 19 不同宽度裂缝的封堵情况

Fig. 19 The bridging results of the fractures with different fracture width

5 结论

基于 CFD-DEM 数值模拟方法, 建立了暂堵剂在非射孔段与射孔段中的固液两相流模型, 探究了暂堵剂在非射孔段的运移规律以及在射孔段的封堵规律, 得到以下几点结论。

(1) 暂堵剂体系的颗粒浓度、压裂液的黏度和泵注排量是影响暂堵剂体系运移完整性的重要因素。

(2) 暂堵剂在水平井段运移时, 提高泵注排量会抑制暂堵剂颗粒的沉降行为, 同时提高暂堵剂体系的分散程度, 过高的泵注排量会导致暂堵剂体系的运移完整性破坏。

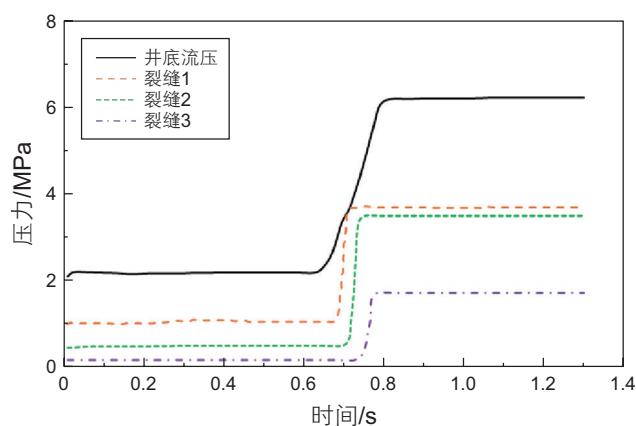


图 20 封堵裂缝前后压力变化图

Fig. 20 The variation of pressure before and after plugging in fractures

(3) 暂堵剂质量浓度是影响缝内暂堵效果的关键因素, 暂堵剂粒径不超过 20 目时, 过低的质量浓度会导致无法形成有效的缝内封堵段。当暂堵剂颗粒粒径超过 20 目时, 暂堵剂质量浓度主要影响缝内形成的封堵段长度, 不会对能否形成有效封堵产生本质影响。

(4) 裂缝迂曲时, 部分暂堵剂颗粒首先在距缝口一定距离形成架桥结构, 随后形成封堵段, 进入裂缝迂曲部位的另一部分暂堵剂颗粒在重力的影响下沉降, 并逐渐在裂缝底部形成斜坡状堆积; 迂曲角度大的裂缝更容易在缝内迅速形成斜坡状堆积。

(5) 随着裂缝宽度增加, 封堵段形成的位置逐渐远离缝口; 当裂缝末端宽度达到 4 mm 时, 20~70 目粒径暂堵剂难以在缝内形成封堵段。

参考文献

- [1] 吕振虎, 吕蓓, 罗垚, 等. 基于光纤监测的段内多簇暂堵方案优化[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(01): 114–121. [LYU Z H, LYU B, LUO Y, et al. Optimization of in-stage multi-cluster temporary plugging scheme based on optical fiber monitoring [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(1): 114–121.]
- [2] BARRAZA J, CAPDEROU C, JONES M C, et al. Increased cluster efficiency and fracture network complexity using degradable diverter particulates to increase production: Permian basin wolfcamp shale case study[C]. San Antonio: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2017.
- [3] WANG Y, FAN Y, WANG X J. Study on migration law of multiscale temporary plugging agent in rough fractures of shale oil reservoirs [J]. Frontiers in Physics, 2023, 11: 1228006.
- [4] LI M H, ZHOU F J, SUN Z H, et al. Experimental study on plugging performance and diverted fracture geometry during different temporary plugging and diverting fracturing in Jimusar shale [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 215: 110580.
- [5] KANG Y L, ZHOU H X, XU C Y, et al. Experimental study on the effect of fracture surface morphology on plugging zone strength based on 3D printing [J]. Energy, 2023, 262: 125419.
- [6] 曾凡辉, 胡大淦, 张宇, 等. 多尺度暂堵剂粒度参数优化及应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(05): 57–66. [ZENG F H, HU D G, ZHANG Y, et al. Optimization and application of particle parameters of multi-scale temporary plugging agent[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(05): 57–66.]
- [7] 李伟, 肖阳, 陈明鑫, 等. 深井转向压裂暂堵剂研究及应用[J]. 特种油气藏, 2022, 29(01): 154–159. [LI W, XIAO Y, CHEN M X,

- et al. Study and application of temporary plugging agent for turnaround fracturing in deep well[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(01): 154–159.]
- [8] ZHANG L F, ZHOU F J, FENG W, et al. Temporary plugging mechanism of degradable diversion agents within reproduced acid-etched fracture by using 3D printing model[C]. Abu Dhabi: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 2019.
- [9] ZHANG L F, ZHOU F J, MOU J Y, et al. An integrated experimental method to investigate tool-less temporary-plugging multistage acid fracturing of horizontal well by using self-degradable diverters [J]. *SPE Journal*, 2020, 25(03): 1204–1219.
- [10] 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, 25(02): 573–586.
- [11] 许江文, 张谷畅, 李建民, 等. 暂堵剂形状对裂缝封堵影响规律的实验研究[J]. *断块油气田*, 2022, 29(06): 842–847. [XU J W, ZHANG G C, LI J M, et al. Experimental study on influence law of temporary plugging agent shape on fracture plugging [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(6): 842–847.]
- [12] WANG L, XIE X T, ZHANG X, et al. Experimental Investigation on the Threshold Transportable Concentration of Temporary Plugging Materials of Different Sizes of Slide Sleeves[C]. Atlanta: the 57th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 2023.
- [13] ZHANG J C, GUO X D, WANG M X, et al. Simulation of temporary plugging agent transport and optimization of fracturing parameters based on fiber optic monitoring data [J]. *Frontiers in Chemical Engineering*, 2024, 6: 1324907.
- [14] WANG D B, QIN H, ZHENG C, et al. Transport mechanism of temporary plugging agent in complex fractures of hot dry rock: A numerical study [J]. *Geothermics*, 2023, 111: 102714.
- [15] 秦浩, 汪道兵, 杨凯, 等. CFD-DEM耦合的干热岩人工裂隙内暂堵剂运移规律研究[J]. *石油科学通报*, 2022, 7(01): 81–92. [QIN H, WANG D B, YANG K, et al. Investigation into the migration characteristics of temporary diverting agent in hydraulic fracturing of hot dry rock based on CFD-DEM coupling[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2022, 01: 81–92.]
- [16] 蒋延学, 王海涛, 赵金洲, 等. 深层页岩气水平井多级双暂堵压裂关键工艺优化[J]. *天然气工业*, 2023, 43(11): 100–108. [JIANG T X, WANG H T, ZHAO J Z, et al. Optimized multi-stage dual temporary plugging fracturing technology in deep shale gas horizontal wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(11): 100–108.]
- [17] SHAHRI M P, HUANG J, SMITH C S, et al. An engineered approach to design biodegradable solid particulate diverters: Jamming and plugging[C]. San Antonio: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2017.
- [18] ZHU B Y, TANG H M, WANG X, et al. Coupled CFD-DEM simulation of granular LCM bridging in a fracture [J]. *Particulate Science and Technology*, 2020, 38(3): 371–380.
- [19] LI J, QIU Z S, ZHONG H Y, et al. Coupled CFD-DEM analysis of parameters on bridging in the fracture during lost circulation [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 184: 106501.
- [20] 林啸, 杨兆中, 胡月, 等. 页岩体积压裂支撑剂铺置运移模拟及其应用[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(06): 151–157. [LIN X, YANG Z Z, HU Y, et al. Simulation of proppant placement and migration in shale volume fracturing and its application[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(06): 151–157.]
- [21] QU H, CHEN X J, HONG J, et al. Experimental and 3D numerical investigation on proppant distribution in a perforation cluster involving the artificial neural network prediction [J]. *SPE Journal*, 2023, 28(04): 1650–1675.
- [22] QU H, ZENG Z J, LIU Y, et al. Experimental and simulation investigations of proppant transport and distribution between perforation clusters in a horizontal well [J]. *SPE Journal*, 2024: 1–19.
- [23] 郭建春, 唐堂, 张涛, 等. 深层页岩压裂多级裂缝内支撑剂运移与分布规律[J]. *天然气工业*, 2024, 44(07): 1–11. [GUO J C, TANG T, ZHANG T, et al. Migration and distribution laws of proppant in multi-scale fractures during deep shale fracturing[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(7): 1–11.]
- [24] LESCHZNER M A, RODI W. Calculation of strongly curved open channel flow [J]. *Journal of the Hydraulics Division*, 1979, 105(10): 1297–1314.
- [25] DI FELICE R. The voidage function for fluid-particle interaction systems [J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 1994, 20(1): 153–159.
- [26] DALLAVALLE J M. *Micromeritics: The technology of fine particles* [M]. New York and Chicago: Pitman Pub. Corp, 1943.
- [27] TANGRI H, GUO Y, CURTIS J S. Packing of cylindrical particles: DEM simulations and experimental measurements [J]. *Powder Technology*, 2017, 317: 72–82.
- [28] HERTZ H. On the contact of elastic solids [J]. *Journal für die Reine und Angewandte Mathematik*, 1882, 92: 156–171.
- [29] MINDLIN R D, DERESIEWICZ H. Elastic spheres in contact under varying oblique forces [J]. *Journal of Applied Mechanics*, 1953, 20(3): 327–344.
- [30] 熊书春, 臧孟炎. 基于非解析计算流体力学和离散单元法的大颗粒在流场中的高效率运动模拟[J]. *科学技术与工程*, 2021, 21(15): 6140–6146. [XIONG S C, ZANG M Y. Efficient simulation about the motion of large particles in fluid based on unresolved computational fluid dynamics and discrete element method[J]. *Science Technology and Engineering*, 2021, 21(15): 6140–6146.]

- [31] 陈光国, 阳宁, 唐达生, 等. 垂直管道颗粒及颗粒群沉降运动规律研究 [J]. 泥沙研究, 2010, (04): 16–21. [CHEN G G, YANG N, TANG D S, et al. Study on the settling regularity of solid particles in vertical pipelines[J]. Journal of Sediment Research, 2010, (04): 16–21.]
- [32] ERGUN S. Fluid flow through packed columns [J]. Journal of Materials Science and Chemical Engineering, 1952, 48(2): 89–94.

(编辑 马桂霞)

第一作者: 朱炬辉(1978 年—), 博士, 高工, 主要从事油气藏增产改造技术研究与管理工 作, zhujh_jx@cnpc. com. cn。

通信作者: 隋微波(1983 年—), 博士, 教授, 博导, 主要从事油气田开发及智能完井等研究工作, suiweibo@cup. edu. cn。