



压裂支撑剂架桥砂堵数值模拟与机理分析

Numerical Simulation and Mechanistic Analysis of Proppant Bridging-Induced Screen-out in Hydraulic Fractures

期刊：	中国科学: 物理学 力学 天文学
稿件ID：	SSPMA-2026-0165.R2
稿件栏目：	论文
作者提交日期：	2026-04-26
参与作者列表：	张帅, 盛茂, 何建, 张文浩, 孟磊峰, 田守增
关键词：	水力压裂, 砂堵机理, 支撑剂架桥, CFD-DEM
英文关键词：	
学科领域：	计算流体力学
专题：	
注意：以下文件由作者提交以供同行评审, 但不能转换为PDF. 您必须在线查看这些文件.	
fig1-6.zip	
fig7-10.zip	
fig11-17.zip	



论 文

专题名称

压裂支撑剂架桥砂堵数值模拟与机理分析

张帅^①, 盛茂^{①②*}, 何建^③, 张文浩^①, 孟磊峰^{①③}, 田守增^{①②}

① 中国石油大学(北京)深层地热富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102249;

② 中国石油大学(北京)智能钻井技术与装备研究中心, 北京 102249;

③ 中国石油西部钻探工程公司, 克拉玛依 834000

*联系人, E-mail: shengmao@cup.edu.cn

收稿日期: 20XX-01-01; 接受日期: 20XX-01-01

国家自然科学基金(编号: 52421002)和国家自然科学基金国际合作与交流(编号: 52320105002)资助项目

摘要 水力压裂砂堵已成为制约非常规油气安全高效开发的工程风险之一。以往砂堵风险多依靠井口压力急剧升高特征识别, 仍缺乏砂堵发展过程的理论研究。本文在统计分析砂堵发生时井口压力变化和压裂工况特征的基础上, 建立了流动相似的楔形缝内支撑剂架桥砂堵模型, 基于流体动力学和离散颗粒法耦合计算, 实现了流体与支撑剂、支撑剂与支撑剂以及支撑剂与壁面之间的动量交换过程模拟。结果表明, 高砂比条件下支撑剂在窄缝内形成多处架桥, 通过阻碍后续来砂扩大堵塞区域是架桥砂堵的作用机理; 缝内过流面积的持续收窄导致压力呈指数型增长。砂比、缝宽与粒径之比是架桥砂堵的主控因素: 在本文计算条件下, 砂比大于 10%, 缝宽与粒径比小于 2 均发生架桥砂堵; 此外, 降低粘度与流速可有效减慢砂堵的形成速度。研究结果可为压裂砂堵曲线识别与智能预警模型构建提供理论与实践依据。

关键词 水力压裂, 砂堵机理, 支撑剂架桥, CFD-DEM**PACS:** 47.55.Kf, 47.11.-j, 45.70.-n, 47.85.-g

1 引言

水力压裂砂堵已成为制约非常规页岩油气安全高效开发的工程风险之一^[1, 2]。现场仅依靠压力的急剧升高特征识别砂堵风险^[3], 但对该压力特征下的砂堵演化机理缺乏系统认识与理论支撑。因此开展压裂

架桥砂堵机理研究可为砂堵风险的规避与预警模型的构建提供理论与实践依据。

压裂砂堵机理研究集中在架桥机理与砂堵关键参数两方面。在架桥机理研究方面, Gruesbeck.C 等人^[4]基于透明井筒可视化实验提出了射孔直径与粒径比 ≤ 6 的射孔架桥条件。Sharp.K.V 等人^[5]与 Garagash.I.A 等人^[6]分别针对缝宽与粒径比 < 2 以及缝

引用格式: 作者 1, 作者 2, 作者 3. 题目(不超过 24 个汉字). 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2020, 50: 123456

Author A, Author B, Author C. Title (no more than 24 words) (in Chinese). Sci Sin-Phys Mech Astron, 2020, 50: 123456, doi: 10.1360/SSPMA2016-00000

宽与粒径比 <2.5 时的支撑剂架桥形态开展研究。结果表明当缝宽与粒径比 <2 时可形成稳定的三支撑剂架桥; $2<$ 缝宽与粒径比 <2.5 时, 架桥形态为五支撑剂架桥, 但其稳定性受流速影响。Di Vaira.N.J 等人^[7]基于数值模拟结果对不同砂比条件下的架桥发生概率进行统计, 结果表明架桥概率随砂比增大而升高。上述研究多围绕架桥形成的临界条件及其形态特征展开, 未对架桥后的砂堵过程开展分析。在砂堵关键参数研究方面: Barree.R.D 等人^[8-10]基于环空支撑剂运移实验与数值模型, 分析了流速、砂比等参数对砂堵发生的影响规律。Huang.H 等人^[11]基于支撑剂运移实验, 分析了不同缝宽、粘度下的支撑剂铺置效果与砂堵的发生概率。Yang.Z.C 等人^[12]基于 CFD-DEM 方法分析了缝宽、支撑剂密度对砂堵后支撑剂铺置形态的影响。但上述实验与模型均未考虑真实裂缝的楔形特征。Xu.Y 等人^[13]综合考虑了裂缝形态与宽径比对架桥位置以及砂堵形态的影响。但该模型重力方向垂直于缝面, 未考虑支撑剂沉降对砂堵的影响。综上, 前人多聚焦于研究施工参数对砂堵的影响规律, 并未系统分析支撑剂从架桥到堵塞裂缝的演化过程及其压力响应特征。

本文基于流体动力学和离散颗粒法耦合算法, 建立了楔形缝内支撑剂架桥砂堵模型, 实现了流体与支撑剂、支撑剂之间以及支撑剂与壁面之间的动量交换过程模拟, 从而真实反映了架桥砂堵的发展过程与压力响应特征, 分析了排量、携砂液性能、支撑剂粒径以及砂比等关键参数对砂堵演化的影响规律。研究成果有望为砂堵工况识别、施工参数优化与预警模型构建提供理论依据。

2 压裂砂堵井口压力变化特征分析

如图 1 所示, 在压裂加砂阶段, 井口压力稳定在 68~70 MPa 区间。随着砂比的不断升高, 缝内产生砂堵。排量稳定在 $12 \text{ m}^3/\text{min}$ 的情况下, 压力在 500 s 内从 70.4 MPa 迅速升高至 85 MPa, 此时由于设备限压, 只能进行停泵停砂处理。因此, 整个砂堵过程呈现排量稳定下的压力持续上涨现象。

基于上述砂堵识别特征, 统计分析了吉木萨尔页岩油区块水平井分段压裂 58 段次的砂堵秒点数据。图 2(a)为砂堵过程中的压力变化特征: 砂堵持续时间为 180 s~500 s, 压力变化范围为 71.09 MPa~88.62 MPa, 压力变化差值为 7.52 MPa~12.98 MPa。为消除不同段次间砂堵持续时间与压力变化范围的差异性, 使用式(1)、(2)对砂堵过程的压力与持续时间进行归一化处理, 以对比不同段次间压力响应的共性特征。如图 2(b)所示, 砂堵过程的压力曲线均呈斜率逐渐增大的指数型增长特征, 归一化斜率变化范围为 0.26~4.03。

$$P^*(t) = \frac{P(t) - P_0}{P_1 - P_0}, \quad (1)$$

$$\tau = \frac{t - t_0}{t_1 - t_0}, \quad (2)$$

式中, $P^*(t)$ 为归一化压力, τ 为归一化时间; P_1 为砂堵结束压力, P_0 为砂堵起始压力, MPa; t_0 为砂堵起始时间, t_1 为砂堵结束时间。

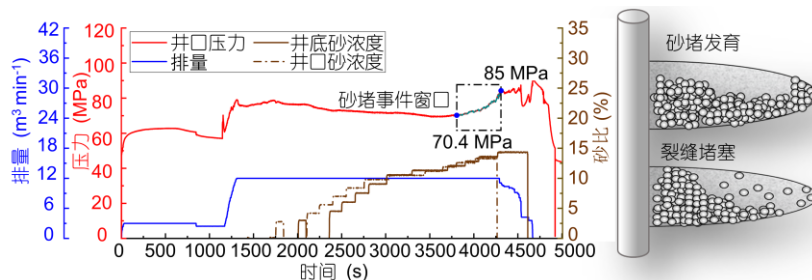


图 1 水力压裂砂堵压力变化曲线。

Figure 1 Pressure Variation Curve of Hydraulic Fracturing Screen-out.

图 2(c)为砂堵发生时各施工参数的统计分布散点图。砂堵发生时砂比与排量主要集中在 9%~15%与

12~14 m³/min 的区间, 其中 30/50 目石英砂发生砂堵的占比为 91%。此数据特征表明, 支撑剂粒径、排量、

砂比等参数均为砂堵发生的重要影响条件, 为架桥砂堵数值模拟的参数选择提供了数据依据。

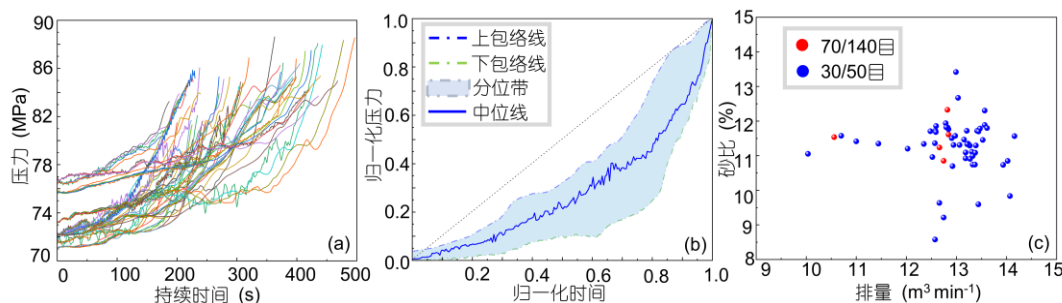


图 2 水力压裂砂堵压力曲线变化特征: (a)砂堵曲线统计; (b)归一化压力曲线; (c)统计分布散点图。

Figure 2 Characteristics of hydraulic fracturing screen-out pressure curves: (a) statistics of screen-out curves; (b) normalized pressure curves; (c) scatter plot of the statistical distribution.

3 压裂支撑剂架桥砂堵模型

3.1 物理模型与参数设计

基于微地震结果可知^[14-16], 吉木萨尔页岩油储层在压裂改造后形成半缝长 100~120 m, 缝高 15~30 m, 平均缝宽 1~2 mm 的楔形主缝。由于模拟全尺寸裂缝的计算量巨大, 基于几何相似对缝长为 120 m, 缝高为 30 m, 缝宽为 1~2 mm 的裂缝进行 1: 200 的等比例缩小, 建立压裂砂堵楔形裂缝模型。如图 3 所示, 物理模型的边界条件设置裂缝前端为速度入口, 后端为压力出口, 缝内压力设置为 50 MPa, 壁面采用无滑移边界。并对物理模型做如下假设: ①裂缝壁面不考虑滤失; ②速度入口简化为整面注入; ③压裂液与支撑剂不可压缩; ④支撑剂初始速度与流体相同; ⑤支撑剂为直径均匀分布的球体。

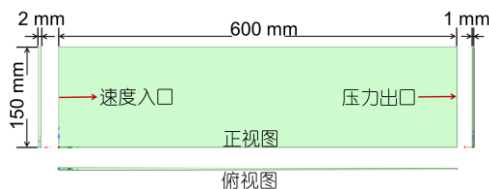


图 3 水力压裂砂堵楔形裂缝几何模型。

Figure 3 Geometric Model of Wedge-shaped Fracture.

为保证数值模拟与全尺寸裂缝的流动相似与支撑剂运移相似, 本文基于雷诺数相似与斯托克斯数相

似对模型参数进行设计^[17]。窄缝流动的雷诺数计算如式(3)与式(4)所示; 斯托克斯数计算如式(5)所示。

$$Re_f = 2 \frac{\rho_f u_f R_h}{\mu_f}, \quad (3)$$

$$R_h = A/C_w = \frac{L \times w}{(2L + 2w)} = \frac{w}{2}, \quad (4)$$

$$St = \frac{\rho_p d^2 u_f}{18 \mu_f w}, \quad (5)$$

式中, A 为流体流动的过流断面面积, m²; C_w 为流体与固体接触的湿周长, m; L 为缝长, m; w 为缝宽, m; R_h 为等效水力半径, m。由于裂缝的缝宽很小, 因此窄缝流动的等效水力半径可简化为 $w/2$ 。

Re_f 为流场雷诺数; St 为斯托克斯数; ρ_f 为流体密度, kg/m³; ρ_p 为支撑剂视密度, kg/m³; d 为支撑剂直径, m; u_f 为流体速度, m/s; μ_f 为液体粘度, kg/(m·s)。

模型参数设计如表 1 所示。以缝宽为特征长度, 并保持流体物性、支撑剂物性及裂缝入口流速与全尺寸裂缝一致, 可保证模拟的雷诺数和斯托克斯数与现场相似。基于各簇均匀分配的假设将施工排量换算为单簇半缝入口的平均流速, 计算式为:

$$u_f = \frac{Q}{60 \times 2nhw}, \quad (6)$$

式中, Q 为施工排量, m³/min; n 为压裂段簇数, 取 6^[18]; h 为缝高, m。

表 1 数值模拟参数设计表

Table 1 Numerical Simulation Parameter Design Table

参数	实际	模拟	参数	实际	模拟	参数	实际	模拟
缝长(m)	120	0.6	流体粘度(mPa·s)	5/10	5/10	砂比(%)	5/10/15	5/10/15
缝高(m)	30	0.15	流体密度(kg/m ³)	1000	1000	雷诺数	112~264	112~264
缝宽(m)	0.002~0.001	0.002~0.001	支撑剂直径(mm)	0.6/0.8	0.6/0.8	斯托克斯数	0.742~6.219	0.742~6.219
入口流速(m/s)	0.28/0.3/0.33	0.28/0.3/0.33	视密度(kg/m ³)	2650	2650			

3.2 数值模型与求解方法

针对两相流的模拟计算方法主要包括欧拉-欧拉法与欧拉-拉格朗日法。欧拉-欧拉法将颗粒视为连续介质, 计算效率高但难以刻画离散相的细观行为; 而在欧拉-拉格朗日框架下, 通常使用 DDPM 或 DEM 方法对离散相进行计算。前者无法描述支撑剂在流场中的碰撞、摩擦作用。后者则能够显式求解流体与支撑剂、支撑剂与支撑剂以及支撑剂与壁面间的相互作用。因此采用计算流体力学(CFD)与离散元法(DEM)耦合的方法模拟支撑剂架桥砂堵的演化过程。

压裂液作为连续相, 其流动过程遵循质量守恒与动量守恒定律, 分别满足连续性方程与 Navier-Stokes 方程^[19]。表 1 所示缝内流场雷诺数处于较低范围, 但砂堵后期缝内过流面积的收窄会导致局部区域出现强速度梯度和旋流特征。由于 Realizable 湍流模型^[20]能够较好处理强应变和旋流, 因此选用该模型求解连续相流动。支撑剂作为离散相, 在相间作用力与支撑剂间接触碰撞力的耦合作用下发生平动与转动, 其运动分别遵循牛顿第二定律与刚体转动定律^[21]。针对模拟后期支撑剂堆积形成的稠相体系, 采用 Gidaspow 曳力模型^[22]计算相间相互作用力, 以适配高固相浓度下的流固耦合特性。针对支撑剂架桥过程中支撑剂与支撑剂、支撑剂与壁面之间的频繁持续碰撞, 采用 Hertz-Mindlin 软球接触模型^[23, 24]描述支撑剂的接触力学行为。如图 4 所示, 该模型通过法向弹性力与阻尼力刻画支撑剂的接触压缩与恢复过程, 引入切向摩擦力与滚动阻尼表征支撑剂间的滑移与转动阻力, 可精准反映架桥时的多支撑剂碰撞效应。

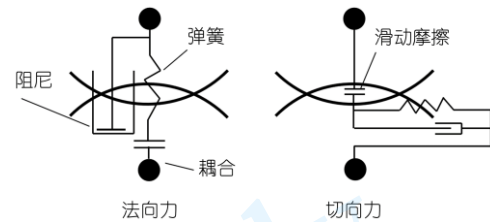


图 4 Hertz-Mindlin 软球接触模型示意图.

Figure 4 Hertz-Mindlin Softball Contact Model.

综合考虑求解效率与计算机性能, 采用非解析双向耦合法^[25]求解数值模型。耦合求解过程中, 连续相在 CFD 控制体尺度下求解, 离散相运动通过 DEM 进行追踪; 两相耦合通过网格-支撑剂映射实现双向反馈迭代: 首先将 CFD 单元中心流场参数插值至支撑剂位置, 计算流体作用力并驱动 DEM 更新支撑剂运动状态; 随后采用体积平均法, 将支撑剂体积分数与相间动量交换量加权回写至 CFD 网格作为源项, 完成流场与支撑剂运动的耦合反馈。

3.3 模型验证与数值模拟方案

为验证数值模型的准确性, 对 Tong.S 等人^[26]的分支缝支撑剂运移实验进行等比例数值复现。如图 5 所示, 几何尺寸和边界条件与实验相同。模拟参数取值与实验保持一致: 支撑剂粒径 0.6 mm、密度 2650 kg/m³、体积分数 3.8%; 压裂液密度 998.2 kg/m³、粘度 1 mPa·s, 注入速度 0.1 m/s。

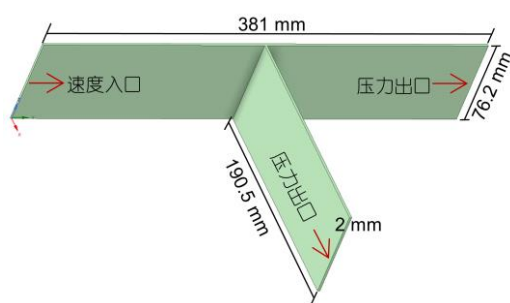


图 5 单分支缝几何模型.

Figure 5 Geometric Model of Single Branch Fracture.

模拟与实验对比结果如图 6(a)所示, 在支撑剂注入 40s 后, 数值模拟得到的主缝与分支缝内支撑剂铺置形态与实验观测结果总体一致, 可准确复现支撑剂在分支裂缝中的分流与沉积特征。基于无因次铺置长度与无因次铺置高度对模拟结果与实验数据进行定量分析。如图 6(b)所示, 数值模拟中无因次铺置长度的最大误差为 10%, 平均误差为 8%; 无因次铺置高度的最大误差为 8%, 平均误差为 5.5%。因此, 本文数值模型能准确地模拟支撑剂在裂缝中的运移。

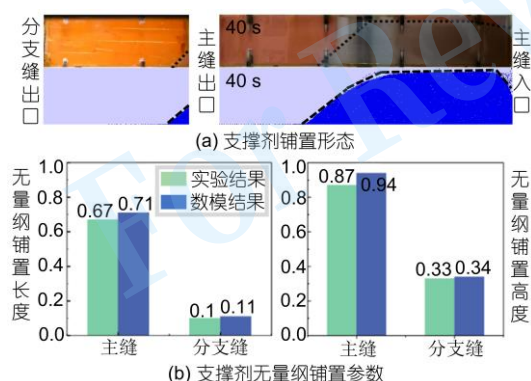


图 6 实验与模拟结果对比图: (a)支撑剂铺置形态; (b)支撑剂无量纲铺置参数.

Figure 6 Comparison between experimental and simulation results: (a) proppant placement pattern; (b) nondimensional parameters of proppant placement.

为对比携砂液流速、粘度以及支撑剂粒径、砂比对架桥砂堵的影响, 共设计了 7 组数值模拟对比实验, 具体参数组合如表 2 所示。

表 2 数值模拟方案

Table 2 Numerical Simulation Schemes

序号	流速(m/s)	粘度(mPa·s)	粒径(mm)	砂比(%)
1	0.3	10	0.6	15
2	0.3	10	0.8	15
3	0.3	10	0.8	10
4	0.3	10	0.8	5
5	0.3	5	0.8	15
6	0.33	10	0.8	10
7	0.28	10	0.8	10

3.4 网格与时间步无关性检验

网格划分数量与时间步长的设置对数值模拟结果的精度和计算效率具有重要影响, 因此基于方案 2 的参数设置开展网格与时间步无关性检验。如图 7(a)所示, 当网格数达到 27000 后, 压力曲线已基本趋于收敛, 表明进一步加密网格对主要计算结果影响有限; 如图 7(b)所示, 三种时间步长下压力演化曲线总体一致。综合考虑模拟精度与计算成本, 对计算域进行 27000 个网格划分, 选择 5×10^{-5} s 为计算时间步长。

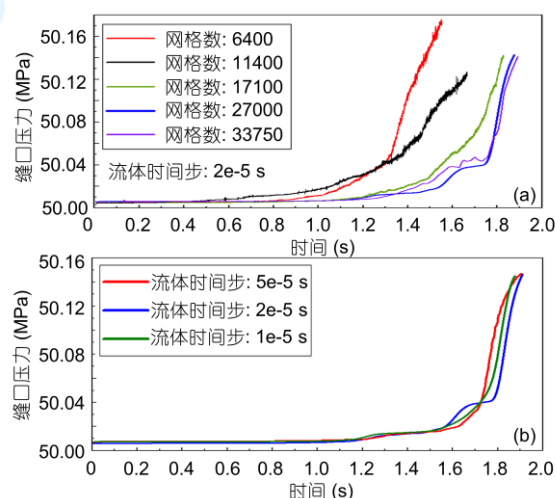


图 7 无关性检验: (a)网格无关性检验; (b)时间步无关性检验.

Figure 7 Independence Test. (a) Grid independence test; (b) Time step independence test.

4 结果分析

4.1 架桥砂堵形成演化与压力特征分析

4.1.1 架桥砂堵演化过程

123456-5

基于方案 2 的模拟结果, 结合支撑剂颗粒的空间结构、过流通道形态, 将架桥砂堵演化过程分为以下三个阶段:

①运移与沉降阶段描述了支撑剂随流体运移与沉积, 直至形成稳定架桥结构的过程。图 8 为此阶段支撑剂与流体的速度云图。由图可知, 支撑剂受到重力与拖曳力的作用向前运移并缓慢沉积; 随着上部支撑剂的沉积, 支撑剂间相互碰撞的作用力以及缝面摩擦增大, 裂缝底部支撑剂速度逐渐变慢, 堆积在裂缝底部形成砂床, 砂床上部的支撑剂沿着砂床形状向前运移, 形成流化层。

②架桥形成与合并阶段描述了多处架桥合并导致缝内仅剩顶部过流通道的过程。图 9 展示了此阶段支撑剂与流体的变化。如图 9(a)所示, 区域 1 为首次出现支撑剂架桥的位置, 该位置缝宽为 1.49 mm, 缝宽与粒径之比 (w/d) 为 1.86。图 9(a)~(d)所示, 流体在架桥区域的上下两侧形成高速流动区, 并且随着架桥面积的增大, 流速由 0.7 m/s 增大至 0.85 m/s; 此时更多的支撑剂被流体携带通过此区域, 新的架桥在此发生 (区域 4)。如图 9(e)、(f)所示, 随着堆积支撑剂的增多, 所有架桥区域会合并形成堵塞带, 此时流体以 1.4 m/s 的速度从裂缝顶部通过。

③流动通道收窄与堵塞阶段描述了顶部过流通道持续收窄, 最终完全堵塞裂缝的过程。图 10 展示了此阶段支撑剂与流体的变化。如图 10(a)~(d)所示, 后续支撑剂一部分堆积在架桥区域后方, 一部分通过裂缝顶部。通过裂缝顶部的支撑剂形成新的架桥, 并快速堵塞整个裂缝形成砂堵。此时流体转为渗流。如图 10(c)~(f)中的区域 1、2、3 所示, 流体会优先向阻力较小的区域渗流。因此砂堵形成后, 多数支撑剂被携带至裂缝顶部填充空隙, 当裂缝顶部堵塞长度与裂缝中下部持平时, 缝内整体堵塞长度将随时间稳定增长。

4.1.2 缝口压力特征

砂堵过程的缝口压力演化趋势如图 11 所示, 裂缝堵塞发展阶段的压力曲线表现为斜率逐渐增大的指数型上涨, 而在完全堵塞后转为渗流控制下的线性累积增长。0~1.72s 内支撑剂由架桥形成并逐步发展至顶部通道闭合, 过流面积持续减小导致流体加速产生压差。如图 11(b)所示, 产生的压差与流速的平方差呈正比, 符合伯努利原理^[27]。1.72s 后形成完全堵塞, 流动形态转变为渗流穿过砂堵区域。其 1.72~1.84s 为填缝过渡阶段, 随着裂缝顶部堵塞距离的增加, 压力由陡增逐渐转为缓升; 当顶部缝隙被完全填平后, 缝内堵塞带长度均匀增加, 压力随时间以恒定斜率稳定增长。如图 11(c), 缝口压力与堵塞长度成正比, 符合非达西渗流特征^[28]。

数值模拟对裂缝尺度的缩放与边界条件的简化导致实际与模拟的砂堵压力在量级上存在差异, 难以对绝对值直接进行比较。因此对实际与模拟的砂堵压力进行归一化处理, 消除不同工况下压力幅值差异的影响, 以分析砂堵过程中压力演化趋势及增长规律的相似性。图 12 为归一化后实际与模拟的砂堵压力对比图, 图中模拟与实际砂堵曲线的总体趋势一致, 呈现出斜率逐渐增大的指数型增长。但实际砂堵曲线的最大斜率为 4.0337, 位于下包络线上; 而模拟砂堵曲线在包络带外, 增压幅度与增长速率更显著, 最大斜率为 6.9366。造成此差异的主要原因在于数值模拟计算了从架桥至缝内完全堵塞的完整过程, 而实际施工在监测到压力异常升高后, 会及时采取降排量、砂比等干预措施, 在裂缝完全堵塞前就抑制了压力进一步增长。此外, 本文基于半主缝的局部理想化条件进行模拟, 难以全面反映砂堵时复杂缝网的流动响应特征。因此, 现场砂堵过程中压力的指数型增长, 本质上反映了优势缝内支撑剂架桥发育与合并导致裂缝有效过流面积持续减小的过程。

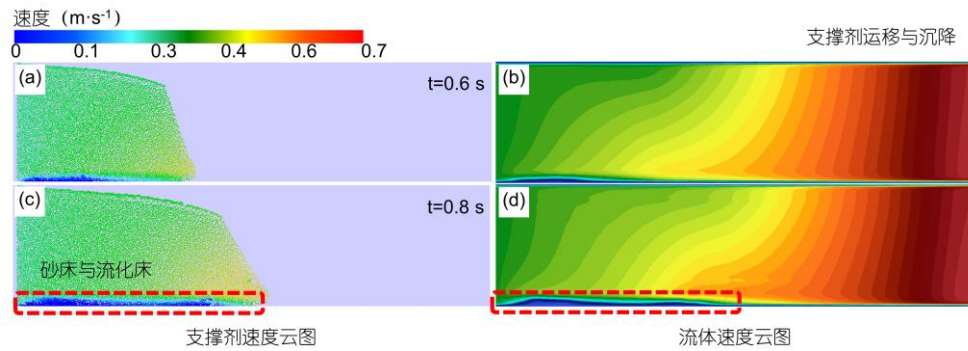


图 8 支撑剂运移与沉降阶段: (a), (c)支撑剂速度云图; (b), (d)流体速度云图.

Figure 8 Proppant Transport and Settling Stages. (a), (c) Proppant velocity contours; (b), (d) Fluid velocity contours.

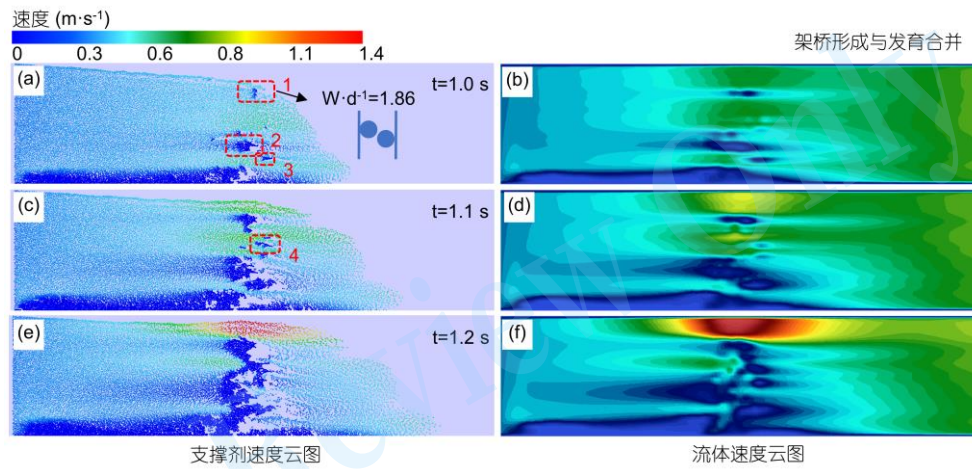


图 9 架桥发育合并阶段: (a), (c), (e)支撑剂速度云图; (b), (d), (f)流体速度云图.

Figure 9 Bridge Development and Merging Stage. (a), (c), (e) Proppant velocity contours; (b), (d), (f) Fluid velocity contours.

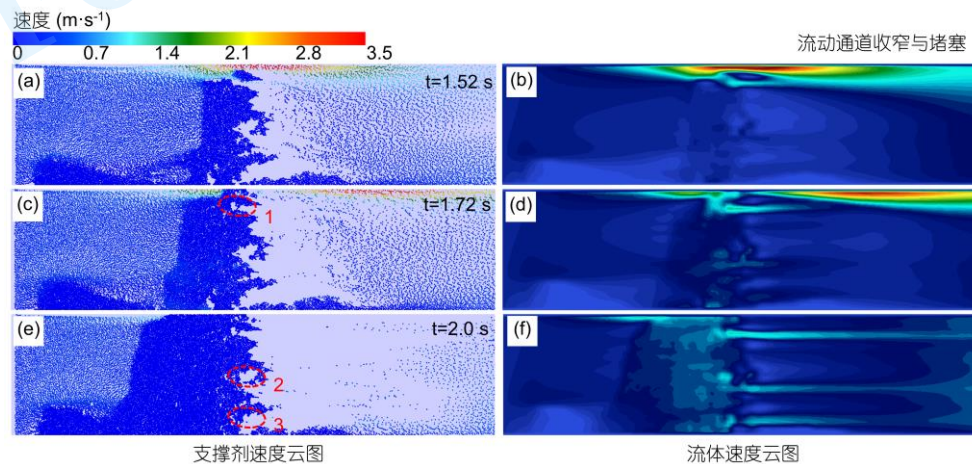


图 10 流动通道收窄与堵塞阶段: (a), (c), (e)支撑剂速度云图; (b), (d), (f)流体速度云图.

Figure 10 Flow-Channel Narrowing and Blockage Stage. (a), (c), (e) Proppant velocity contours; (b), (d), (f) Fluid velocity contours.

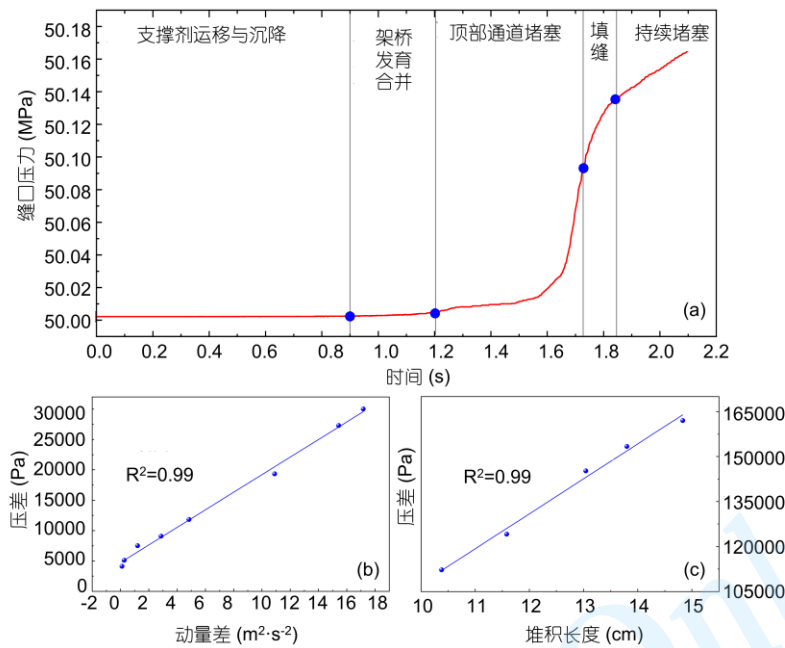


图 11 缝口压力特征: (a)支撑剂架桥砂堵过程压力演化曲线; (b)压差与动量差的关系; (c)压差与堆积长度的关系.

Figure 11 Pressure characteristics at the fracture inlet: (a) pressure evolution curve during proppant bridging and screen-out; (b) relationship between pressure difference and momentum difference; (c) relationship between pressure difference and deposition length.

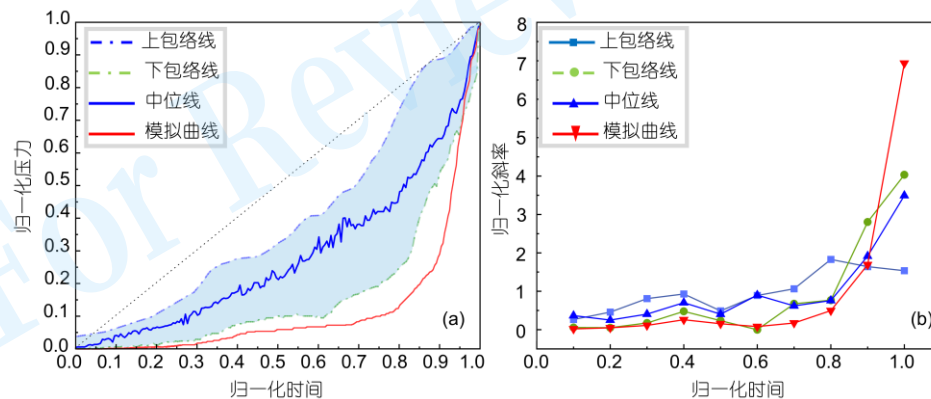


图 12 现场与模拟支撑剂架桥砂堵过程(a)压力演化趋势与(b)斜率变化对比.

Figure 12 Comparison of (a) pressure evolution trends and (b) slope variations during proppant bridging and screen-out between field data and simulation results.

4.2 架桥砂堵主控因素分析

4.2.1 支撑剂参数的影响

图 13(a)展示了不同粒径下的缝口压力变化曲线, 小粒径支撑剂的砂堵过程呈现晚架桥、快堵塞、快增压的特征。粒径由 0.6 mm 增大至 0.8 mm 架桥发生时间由 1.2 s 提前至 0.9 s; 开始架桥到裂缝完全堵塞所用的时间从 0.39 s 增大至 0.82 s。这是由于相同砂比

条件下, 小粒径支撑剂的数量更多, 支撑剂间碰撞与接触的概率增大, 加快了架桥区域的发育与合并速率。如图 13(b)、(c)所示, 0.8 mm 与 0.6 mm 粒径发生架桥的位置宽径比分别为 1.97 与 1.91, 0.6 mm 粒径架桥位置更靠近裂缝趾端。因此缝宽与粒径之比对架桥位置具有重要影响, 缝宽与粒径之比小于 2 是架桥发生的临界条件。

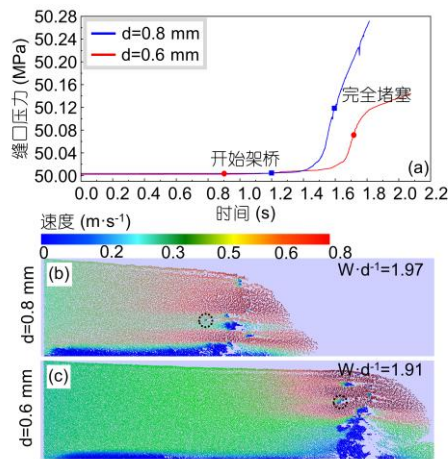


图 13 支撑剂粒径对架桥砂堵的影响: (a)压力变化趋势; (b), (c)支撑剂速度云图.

Figure 13 Effect of proppant diameter on bridging and screen-out: (a) pressure evolution trend; (b) and (c) proppant velocity contours.

不同砂比条件下的缝口压力变化曲线与支撑剂分布形态如图 14 所示。低砂比条件下, 支撑剂间相互作用的概率低, 减缓了砂堵形成过程。因此砂比从 15%降低至 10%, 完全堵塞所用时间扩大 2.35 倍, 对应缝口压力曲线的拐点明显后移; 砂比为 5%时, 在本文模拟的时间尺度内, 缝内没有发生砂堵, 缝口压力曲线以定斜率缓慢增长。因此砂比是影响砂堵发生的重要参数, 当砂比过低时, 即使缝宽与粒径比达到临界架桥条件, 缝内也不会发生砂堵。

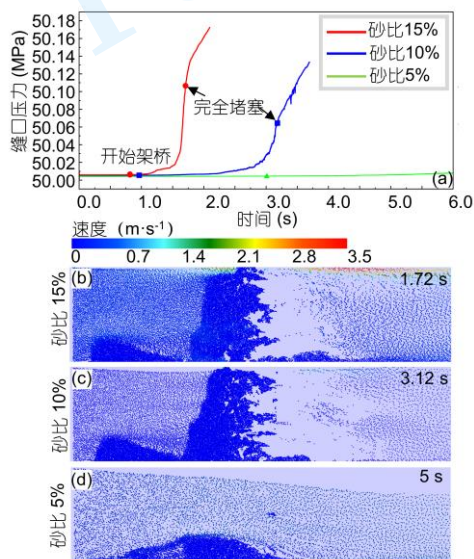


图 14 砂比对架桥砂堵的影响: (a)压力变化趋势; (b), (c), (d)支撑剂速度云图.

Figure 14 Effect of proppant concentration on bridging and screen-out: (a) pressure evolution trend; (b), (c), and (d) proppant velocity contours.

4.2.2 流体参数的影响

图 15(a)展示了 5 mPa s 与 10 mPa s 两种粘度下缝口压力的演化过程。低粘体系下, 从开始架桥到完全堵塞所用的时间是高粘体系的 3.37 倍。由于低粘体系下, 支撑剂快速沉降, 架桥发生位置偏向裂缝中下部; 当架桥合并后, 裂缝顶部仍留存较大通道, 堵塞过程以裂缝中部向上缓慢堆积为主, 短时间内有效过流面积的衰减幅度有限, 使得压力在前期仅以恒定斜率上升。这也导致低粘体系完全堵塞时的支撑剂堆积面积是高粘体系的 2.14 倍, 如图 15(b)、(c)。因此压裂液粘度是影响砂堵形成速度的关键参数, 低粘压裂液通过增加支撑剂沉降来减慢砂堵的形成。

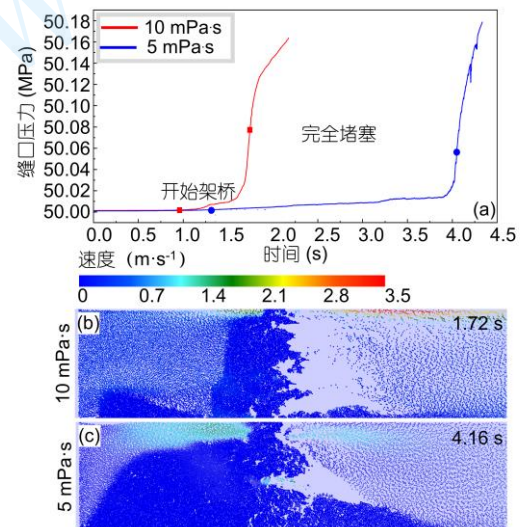


图 15 压裂液粘度对架桥砂堵的影响: (a)压力变化趋势; (b), (c)支撑剂速度云图.

Figure 15 Effect of fracturing fluid viscosity on bridging and screen-out: (a) pressure evolution trend; (b) and (c) proppant velocity contours.

图 16 展示了 0.33 m/s、0.30 m/s、0.28 m/s 流速下缝口压力的演化过程以及裂缝完全堵塞瞬间的砂堵形态。如图 16(a)所示, 流速从 0.28 m/s 提升至 0.33 m/s, 支撑剂间的相互作用增强, 且更快的被携带至

满足架桥条件的位置, 使稳定架桥时间由 1.08 s 提前至 0.88 s, 完全堵塞时间由 3.23 s 缩短至 2.92 s, 砂堵形成所用时间减少了 0.2 s。如图 16(b)、(c)、(d) 所示, 不同流速下裂缝完全堵塞瞬间的砂堵形态并无显著差异。因此低流速压裂液通过降低支撑剂间的相互作用概率与运移速度来减慢砂堵的形成。

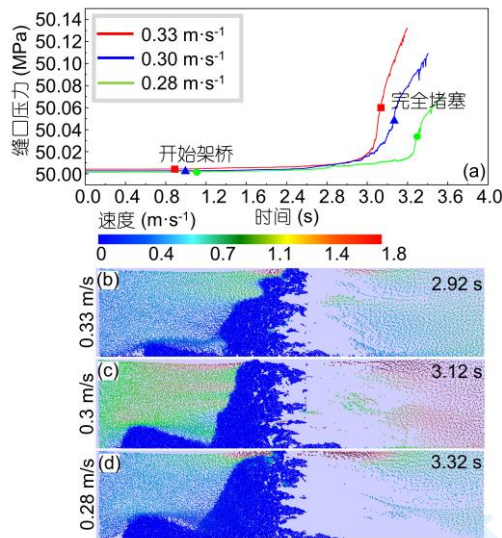


图 16 压裂液流速对架桥砂堵的影响: (a) 压力变化趋势; (b), (c), (d) 支撑剂速度云图。

Figure 16 Effect of fracturing fluid velocity on bridging and screen-out: (a) pressure evolution trend; (b), (c), and (d) proppant velocity contours.

4.3 架桥砂堵机理

图 17 为砂堵演化过程的机理图。如图 17(a) 所示, 当缝宽低于支撑剂并排通过所需的临界几何条件时, 支撑剂在缝面约束及支撑剂间相互作用下形成架桥结构。如图 17(b)、(c) 所示, 后续来砂在架桥后方滞留堆积, 堵塞沿缝长与缝高方向扩展, 使流动通道不断收窄, 局部流速增大, 提高了支撑剂接触与架桥产生的概率, 诱发新的架桥产生。如图 17(d) 所示, 随着堆积支撑剂数量的增加, 各堵塞区域合并, 堵塞裂缝形成砂堵。

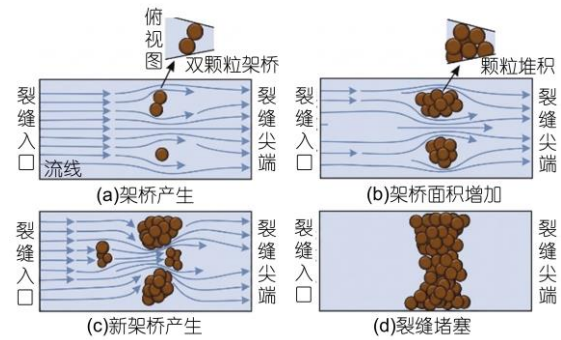


图 17 支撑剂架桥砂堵演化机理示意图。

Figure 17 Schematic Diagram of Proppant Bridging-induced Screen-out Mechanism.

5 结论

1. 架桥砂堵的作用机理为: 高砂比支撑剂在窄缝宽条件下相互作用形成多处架桥, 通过阻碍后续来砂扩大堵塞面积, 导致裂缝内流体过流面积不断减少, 压力呈指数型增长。

2. 砂比、缝宽与粒径之比是影响砂堵的关键参数。其中缝宽与粒径之比是架桥产生的主控因素, 砂比是砂堵发生的主控因素: 在本文计算条件下, 缝宽与粒径比小于 2 且砂比大于 10% 时, 模拟均发生架桥砂堵现象; 砂比为 5% 时, 即使达到架桥条件, 在模拟的时间尺度内, 缝内没有发生砂堵。

3. 降低粘度与流速可有效减慢砂堵的形成速度。低粘压裂液通过增加支撑剂的沉降来减慢砂堵的形成: 粘度由 10 mPa s 降至 5 mPa s, 从开始架桥到完全堵塞所用时间增大 3.37 倍, 堆积的支撑剂数量增大 2.14 倍。低流速压裂液通过降低支撑剂的相互作用概率与运移速度来减慢砂堵的形成: 流速由 0.33 m/s 降至 0.28 m/s, 从开始架桥到完全堵塞所用时间增加 0.2 s。

参考文献

- 1 Li G S, Tian S C, Sheng M, et al. Research Progress and Prospect of Intelligent Hydraulic Fracturing Technologies(in Chinese). *Drilling and Production Technology*, 2025, 48(1): 1-9 [李根生, 田守增, 盛茂, 等. 智能压裂技术研究进展与前景展望. *钻采工艺*, 2025, 48(1): 1-9]
- 2 Sheng M, Li G S, Tian S C, et al. Research Status and Prospect of Artificial Intelligence in Reservoir Fracturing Stimulation(in Chinese). *Drilling and Production Technology*, 2022, 45(4): 1-8 [盛茂, 李根生, 田守增, 等. 人工智能在油气压裂增产中的研究现状与展望. *钻采工艺*, 2022, 45(4): 1-8]
- 3 Sheng M, Tian S C, Zhu D D, et al. Design concept and key technologies of intelligent decision-making system for hydraulic fracturing pumping. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(9): 108-113 [盛茂, 田守增, 朱丹丹, 等. 压裂泵注智能决策系统设计理念与路径探讨. *天然气工业*, 2024, 44(9): 108-113]
- 4 Gruesbeck C, Collins R E. Particle Transport Through Perforations. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1982, 22(06): 857-865
- 5 Sharp K V, Adrian R J. On flow-blocking particle structures in microtubes. *Microfluidics and Nanofluidics*, 2005, 1(4): 376-380
- 6 Garagash I A, Osipov A A, Boronin S A. Dynamic bridging of proppant particles in a hydraulic fracture. *International Journal of Engineering Science*, 2019, 135: 86-101
- 7 Di Vaira N J, Laniewski-Wollk L, et al. A Novel Methodology for Predicting Micro-Proppant Screenout in Hydraulic Fracturing Treatments. In: *Proceedings of SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2021. 266-275
- 8 Barree R D. A New Look at Fractures Tip Screenout Behavior. *Journal of Petroleum Technology*, 1991, 43(02): 138-143
- 9 Barree R D. Processes of Screenout Development and Avoidance. In: *Proceedings of SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2022. 511-534
- 10 Barree R D, Conway M W. Proppant Holdup, Bridging, and Screenout Behavior in Naturally Fractured Reservoirs. In: *Proceedings of SPE Production and Operations Symposium*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2001. SPE-67298-MS
- 11 Huang H, Zheng Y, Wang Y, et al. Characteristics of proppant transport and placement within rough hydraulic fractures. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(2): 453-463
- 12 Yang Z, Zhou M, Song X, et al. Study of proppant plugging in narrow rough fracture based on CFD-DEM method. *Powder Technology*, 2024, 442: 119861
- 13 Yang X, Feng J, Li G, et al. Transport behavior of particles and evolution of plugging zones in rough fractures: Insights from a novel coupled CFD-DEM model. *Computers and Geotechnics*, 2024, 173: 106553
- 14 Chen Z M, Chen H S, Liao X W, et al. A well-test based study for parameter estimations of artificial fracture networks in the Jimusar shale reservoir in Xinjiang(in Chinese). *Petroleum Science Bulletin*, 2019, 4(3): 263-272 [陈志明, 陈昊枢, 廖新维, 等. 基于试井分析的新疆吉木萨尔页岩油藏人工缝网参数反演研究. *石油科学通报*, 2019, 4(3): 263-272]
- 15 Xu T L, Wu C M, Zhang J F, et al. Natural fracture characteristics and fracture network simulation in shale reservoirs of Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag(in Chinese). *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(4): 35-43 [徐田录, 吴承美, 张金凤, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层天然裂缝特征与压裂模拟. *岩性油气藏*, 2024, 36(4): 35-43]
- 16 Nan R L, Tian Y K, Lv B, et al. Multi-fracture interference and productivity analysis in Jimusar tight reservoir(in Chinese). *Science Technology and Engineering*, 2020, 20(25): 10235-10241 [南荣丽, 田亚凯, 吕蓓, 等. 吉木萨尔致密储层压裂多缝干扰产能分析. *科学技术与工程*, 2020, 20(25): 10235-10241]
- 17 Ma W, Perng J, Tomac I. Experimental investigation of proppant flow and transport dynamics through fracture intersections. *Geomechanics for Energy and the Environment*, 2022, 30: 100232
- 18 Gao Y, Ye Y P, He J X, et al. Development practice of continental shale oil in Jimsar sag in the Junggar Basin. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(2): 133-141 [高阳, 叶义平, 何吉祥, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油开发实践. *中国石油勘探*, 2020, 25(2): 133-141]
- 19 Anderson T B, Jackson R. Fluid Mechanical Description of Fluidized Beds. *Stability of State of Uniform Fluidization*. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 1968, 7(1): 12-21
- 20 Tsan-Hsing, Shih, And, et al. A new $k-\epsilon$ eddy viscosity model for high reynolds number turbulent flows. *Computers & Fluids*, 1995, 24(3): 227-238
- 21 Pöschel T, Schwager T. *Computational Granular Dynamics: Models and Algorithms*. Berlin: Springer-Verlag, 2005.

123456-11

- 22 Gidaspow D, Bezburuah R, Ding J. Hydrodynamics of circulating fluidized beds: kinetic theory approach. In: Fluidization VII: Proceedings of the 7th Engineering Foundation Conference on Fluidization. New York: Engineering Foundation, 1992. 75–82
- 23 Hertz H. Ueber die Berührung fester elastischer Körper. Journal für die reine und angewandte Mathematik, 1882, 92: 156–171
- 24 Mindlin R D, Deresiewicz H. Elastic spheres in contact under varying oblique forces. Journal of Applied Mechanics, 1953, 20(3): 327–344
- 25 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. Science Technology and Engineering, 2021, 21(15): 6140–6146 [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. 科学技术与工程, 2021, 21(15): 6140–6146]
- 26 Tong S, Mohanty K K. Proppant transport study in fractures with intersections. Fuel, 2016, 181: 463–477
- 27 Detournay E. Slickwater hydraulic fracturing of shales. Journal of Fluid Mechanics, 2020, 886: F1
- 28 Ergun S. Fluid Flow through Packed Columns. Chemical Engineering Progress, 1952, 48(2): 89–94

Numerical Simulation and Mechanistic Analysis of Proppant Bridging-Induced Screen-out in Hydraulic Fractures

ZHANG Shuai¹, SHENG Mao^{1,2*}, HE Jian³, ZHANG Wenhao¹, MENG Leifeng^{1,3}, TIAN Shouceng^{1,2}

¹ State Key Laboratory of Deep Geothermal Resources, China University of Petroleum-Beijing, Beijing, 102249, China;

² Research Center for Intelligent Drilling & Completion Technology and Equipment, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China;

³ CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Karamay, 834000, China

Screen-out during hydraulic fracturing has become one of the engineering risks restricting the safe and efficient development of unconventional oil and gas resources. In field practice, screen-out is commonly identified by a rapid increase in wellhead pressure; however, theoretical studies on its evolution process remain limited. Based on a statistical analysis of wellhead-pressure variations and fracturing conditions at the onset of screen-out, a flow-similar proppant bridging-induced screen-out model in a wedge-shaped fracture was established. A coupled computational fluid dynamics–discrete element method (CFD–DEM) was employed to simulate the momentum exchange between the fluid and proppant, among proppant particles, and between proppant particles and fracture walls. The results indicate that, under high proppant concentration conditions, multiple bridges form within narrow fractures, and the blockage region expands by impeding subsequently injected proppant, which constitutes the mechanism of bridging-induced screen-out. The continuous reduction in effective flow area inside the fracture results in an exponential pressure rise. Proppant concentration and the fracture-width-to-particle-diameter ratio are the primary controlling factors. Under the conditions investigated in this study, bridging-induced screen-out occurs when the proppant concentration exceeds 10% and the fracture-width-to-particle-diameter ratio is below 2. In addition, reducing fluid viscosity and flow velocity can effectively slow down the formation of screen-out. These findings provide both theoretical and practical support for field screen-out curve identification and the development of intelligent early-warning models.

Hydraulic Fracturing, Screen-out, Proppant Bridging, CFD-DEM

PACS: 47.55.Kf, 47.11.-j, 45.70.-n, 47.85.-g

doi: 10.1360/SSPMA2016-00000