

文章编号:1673-2677(2026)02-0019-09

DOI: 10.12388/j.issn.1673-2677.2026.02.003

引用:赵万春,蒲平凡,吕渊源,等.基于CFD-DEM粗糙缝内支撑剂流动数值模拟研究[J].新疆石油天然气,2026,22(2):19-27.

Cite: ZHAO Wanchun, PU Pingfan, LV Yuanyuan, et al. Numerical simulation study of proppant flow in rough fractures based on CFD-DEM[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2026, 22(2): 19-27.

基于CFD-DEM粗糙缝内支撑剂流动数值模拟研究

赵万春^{1,2}, 蒲平凡³, 吕渊源³, 何文林³, 曾栩洋¹, 王婷婷¹

(1.东北石油大学,黑龙江大庆 163318;2.东北石油大学陆相页岩油气成藏及高效开发教育部重点实验室,黑龙江大庆 163318;3.中国石油新疆油田分公司采油工艺研究院,新疆克拉玛依 834000)

摘要:针对传统光滑平板模型忽略粗糙度对支撑剂运移影响的不足,基于分形理论,利用实测岩样轮廓修正Weierstrass-Mandelbrot函数,构建符合储层粗糙特征的裂缝模型,并通过计算流体力学与离散元(CFD-DEM)耦合方法模拟支撑剂运移与返排过程,重点研究注入孔数、砂比及粒径组合的影响。结果表明:单孔注入能量集中,砂堤平衡高度最高达3.25 cm,返排率最低;砂比由8%升至11%时,砂堤高度由2.60 cm增至3.28 cm,出砂率随之降低;70/140目、40/70目与20/40目按质量比1:6:3组合时,砂堤平衡高度3.28 cm,支撑剂留存率达97.64%。粗糙壁面起伏可诱导局部涡流区,增加颗粒沉降阻力并促进颗粒间力链形成,从而显著提升砂堤稳定性与近井带铺置效率。该分形修正模型与耦合方法能有效反映壁面起伏对颗粒运移的非线性作用,为页岩油压裂支撑剂工艺优化提供理论支撑。

关键词:水力压裂;CFD-DEM;粗糙裂缝;支撑剂运移;分形理论

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

Numerical Simulation Study of Proppant Flow in Rough Fractures Based on CFD-DEM

ZHAO Wanchun^{1,2}, PU Pingfan³, LV Yuanyuan³, HE Wenlin³, ZENG Xuyang¹, WANG Tingting¹

(1. Northeast Petroleum University, Daqing 163318, Heilongjiang, China; 2. MOE Key Laboratory of Continental Shale Hydrocarbon Accumulation and Efficient Development, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, Heilongjiang, China; 3. Oil Production Technology Research Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, Xinjiang, China)

Abstract: To address the limitation of conventional smooth parallel-plate models, namely neglecting the influence of roughness on proppant transport, this study establishes a fracture geometry model based on fractal theory to embody actual reservoir roughness characteristics, where the Weierstrass-Mandelbrot function is modified using measured rock-wall profile data. The coupled computational fluid dynamics and discrete element method (CFD-DEM) is employed to simulate proppant migration and post-fracturing flowback,

基金项目:国家自然科学基金项目“页岩层系组构单元划分与力学耦合竞争控制水力压裂造缝行为研究”(52474036);国家自然科学基金项目“页岩油层交替混合压裂诱导及竞争耦合造缝与参数调控机制研究”(52174022);黑龙江省自然科学基金联合基金重点项目“古龙页岩油SC-CO₂立体井网压裂造缝与排采参数调控机制研究”(ZL2024E008);黑龙江省自然科学基金联合引导项目“页岩油脉动压裂造缝缝网演化声发射信号时空表征研究”(LH2024E008);黑龙江省“揭榜挂帅”科技攻关项目“古龙页岩油油藏工程理论、CO₂提产机理及合理排采制度研究”(DQYT-2022-JS-758);2024年度科技创新领军人才团队“页岩油地质工程一体化压裂与防控技术创新团队”(CYCX24015)。

第一作者:赵万春(1978—),2009年毕业于东北石油大学油气井工程专业,博士,教授,目前从事页岩油气储层压裂改造、支撑剂运移及排采制度优化等方面的研究。(E-mail)zhaowanchun@nepu.edu.cn

通讯作者:王婷婷(1982—),2017年毕业于东北石油大学石油与天然气工程专业,博士,教授,目前从事先进控制算法、人工智能等方面的研究。(E-mail)wangtingting@nepu.edu.cn

with a focus on the effects of the injection port number, proppant concentration, and particle size combination. The results indicate that in the case of single-port injection, fracturing fluid energy is concentrated to deliver a maximum equilibrium proppant bank height of 3.25 cm and the lowest flowback rate. When the proppant concentration increases from 8% to 11%, the proppant bank height rises from 2.60 cm to 3.28 cm, accompanied by a corresponding decrease in the flowback rate of proppants. For a particle size combination of 70/140 mesh, 40/70 mesh, and 20/40 mesh at a mass ratio of 1:6:3, the equilibrium proppant bank height reaches 3.28 cm, and the proppant retention rate reaches 97.64%. It is revealed that rough-wall undulations induce localized vortex zones, increase the resistance to particle settling, and promote the formation of inter-particle force chains, thereby significantly enhancing proppant bank stability and near-wellbore placement efficiency. The proposed fractal-modified fracture model and the CFD-DEM coupling approach effectively capture the nonlinear effects of wall undulations on particle transport, providing theoretical support for optimizing proppant placement strategies in shale oil hydraulic fracturing.

Key words: hydraulic fracturing; CFD-DEM; rough fracture; proppant transport; fractal theory

页岩油储层开发高度依赖于水力压裂技术,通过形成复杂裂缝网络以沟通储层基质,为油气提供高效渗流通道。在这一过程中,支撑剂的输运与铺置效果是决定裂缝长期导流能力和最终油气井产能的核心基础^[1-4]。然而,真实储层裂缝并非由平整光滑的平行板构成。受岩石矿物非均质性、原生层理弱面以及剪切滑移破裂机制的综合影响,裂缝壁面普遍呈现出复杂的三维粗糙形貌^[5-7]。传统研究在评估支撑剂流动规律时,多采用光滑平行板假设以简化计算边界,这从根本上忽略了壁面粗糙元对流场结构的扰动及其对颗粒运移的阻滞作用,从而导致对实际压裂中支撑剂铺置效率的预测存在显著偏差^[8-9]。

研究表明,粗糙壁面不仅会诱发局部微湍流,加剧流体动能耗散,还会显著增加颗粒的碰撞频率与摩擦几率,进而改变支撑剂的沉降轨迹及砂堤演化模式。Suri等^[10]通过数值模拟发现,粗糙裂缝中颗粒-颗粒及颗粒-壁面相互作用显著增强,导致流动湍流度上升;Yin等^[11]进一步将粗糙交叉裂缝内的支撑剂沉积过程划分为三个典型区域,揭示了壁面粗糙结构对流体滞留与湍流增强的诱导机制。为更加逼真地重构这种兼具随机性与自相似性的复杂地质界面,分形几何理论被广泛引入三维裂缝表面生成中,为量化分析粗糙度对流体渗流的影响提供了可靠的数学基础。王培涛等^[12]基于Weierstrass-Mandelbrot分形函数构建三维粗糙结构面,并结合3D打印技术验证了分形参数对裂隙渗流特性的影响;Movassagh等^[13]系统对比了多种分形方法在评估水力压裂裂缝壁面粗糙度方面的适用性;Yin等^[14]则采用计盒维数法结合自相关高斯分布曲面,成功建立了页岩与致密砂岩粗糙裂缝的分形表征模型。

在支撑剂输运的微观机理研究手段方面,计算流体力学与离散元法(CFD-DEM)相耦合的数值方法,因其能够精确追踪连续相流体与大量离散相颗粒群之间的动量交换,已成为该领域最前沿的主流研究手段^[15-17]。借助CFD-DEM模型,研究人员深入剖析了壁

面形态及流体黏度等因素对缝内固液多相流的影响。Yamashiro等^[18]利用CFD-DEM方法模拟了粗糙裂缝内的颗粒-流体流动与输运行为,重点分析了裂缝粗糙度对颗粒速度分布及滞留概率的作用规律;张涛等^[19]则针对复杂裂缝网络,探讨了不同注入参数下支撑剂在主次裂缝中的分流与铺置特征;Zhu等^[20]的最新模拟进一步证实,粗糙凸起会显著降低支撑剂的水平运移速率并加剧砂堤分布的高度非均匀性,且粗糙度对颗粒沉积形态的影响在低黏度压裂液中更为突出。此外,针对水平井多簇和复杂缝网系统,王雪飞等^[21]基于CFD-DEM方法分析了裂缝迂曲度对支撑剂运移效率的削弱机制,发现迂曲度增大将加剧颗粒碰撞并降低有效输送距离;Cheng等^[22]针对煤层水平井复杂缝网拐角区域,揭示了支撑剂在该区域的滞留与堆积规律,评估了不同分支缝夹角下的携砂能力衰减特征。

除前期的压入铺置阶段外,压后返排阶段的支撑剂稳定性同样是制约防砂工艺与稳产效果的关键瓶颈。在压裂液返排及初期排采过程中,受地层流体剧烈冲刷及应力闭合的叠加影响,铺置于裂缝近井地带的支撑剂极易发生失稳回流(即出砂)^[23-24]。针对这一问题,蒋贝贝等^[25]基于岩石力学理论建立了超深高压砂岩气藏的临界出砂压差预测模型,为合理配产与防砂策略制定提供了理论依据;杨杰^[26]通过室内实验与数值反演相结合的方法,建立了致密油水平井压裂液返排参数的优化模型,确立了临界返排流速的判定准则;而Zhu等^[27]率先将CFD-DEM应用于返排期模拟,揭示了支撑剂柱体在流体曳力与闭合应力耦合作用下的形变与破坏机理;Liu等^[28]进一步将模型拓展至超临界CO₂压裂场景,系统研究了粗糙裂缝返排过程中支撑剂砂柱的多阶段失稳演化过程及微观力学响应。

传统研究多基于光滑平行板模型简化裂缝几何形态,这忽略了粗糙壁面对流场结构、颗粒碰撞、沉降及桥堵行为的复杂调控作用,导致对支撑剂铺置形态和导流能力的预测存在较大偏差。因此,构建能够真

实反映储层裂缝粗糙特征的几何模型,并在此基础上深入研究支撑剂的运移规律,对于优化压裂设计、提升单井产量具有至关重要的理论与工程意义^[29]。本研究针对粗糙壁面条件下支撑剂的流动规律这一核心问题,从裂缝几何建模到颗粒运移模拟进行了系统性的分析研究。基于分形理论,利用实测岩样壁面轮廓数据对经典的Weierstrass-Mandelbrot (W-M)分形函数进行修正,建立了符合实际储层粗糙特征的裂缝几何模型。采用计算流体力学与离散元法(CFD-DEM)耦合的数值模拟方法,模拟了支撑剂颗粒在粗糙裂缝内的运移及压后返排过程。研究系统分析了注入孔数、砂比、粒径组合等关键工程参数对砂堤形态、支撑剂留存率和返排出砂率的影响,旨在揭示粗糙裂缝内支撑剂输运与铺置的内在机理,为页岩油高效开发提供科学依据和决策支持。

1 CFD-DEM耦合机制研究

1.1 粗糙裂缝壁面模型建立

取天然岩心制作直径50 mm样品,通过巴西劈裂实验模拟压裂后岩石壁面特征。使用裂缝壁面扫描系统获取壁面轮廓曲线,计算表面粗糙度,见公式(1)。

$$R_a = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y(i)| \quad (1)$$

式中: R_a 为轮廓算术平均偏差, μm ; n 为统计点位数量,无量纲; $y(i)$ 为轮廓曲线上每个统计点位距中线的距离, μm 。

计算可得此处壁面轮廓曲线如图1所示。

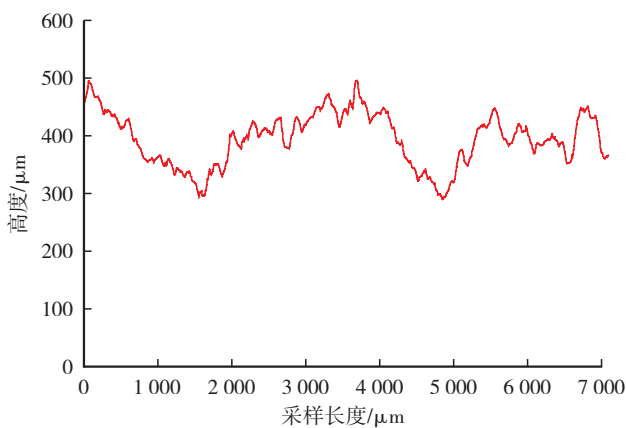


图1 试样壁面轮廓曲线图

Fig. 1 Surface profile curve of the core sample

采用计盒维数法计算壁面轮廓曲线的分形维数。通过不同边长 r 的正方形网格覆盖曲线,统计非空格数 $N(r)$,由公式(2)求得分形维数。

$$D = -\lim_{r \rightarrow 0} \frac{\log N(r)}{\log(r)} \quad (2)$$

式中: D 为分形维数,无量纲; $N(r)$ 为网格覆盖轮廓所需非空格子数,无量纲; r 为覆盖网格边长, μm 。

原始W-M函数形式见公式(3)。

$$Z(x) = G^{D-1} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \frac{(1 - \cos \gamma^n x)}{\gamma^{(2-D)n}} (1 < D < 2, \gamma > 1) \quad (3)$$

式中: $Z(x)$ 为轮廓高度函数, μm ; x 为水平位置坐标, μm ; G 为特征尺度系数, μm ; n 为求和指标,无量纲; γ 为频率调制参数,无量纲。

引入修正系数 ξ 使模型粗糙度与实测值匹配,见公式(4)。

$$Z_{\text{mod}}(x) = \xi \cdot Z(x) \quad (4)$$

式中: Z_{mod} 为修正后轮廓高度, μm ; ξ 为修正系数,无量纲。

采用粒子群优化算法求解得 $\xi = 43.297$,修正后模型粗糙度 $R_a = 35.56 \mu\text{m}$,与实测值吻合良好。修正后的分形函数见公式(5)。

$$Z_{\text{mod}}(x) = 43.297 \sum_{n=-\infty}^{\infty} 1.5^{(D-2)n} [1 - \cos(1.5^n x)], D = 1.173 \quad (5)$$

本文基于W-M分形函数构建的粗糙裂缝模型,主要刻画了壁面轮廓在高频细节上的统计自相似特征,即分形粗糙度。该模型假设壁面起伏在统计意义上是各向同性的,且忽略了岩石矿物组分差异导致的局部硬度变化、原生孔隙或溶蚀孔洞等非均质结构的影响。因此,模型所反映的粗糙度效应主要源于壁面几何起伏对近壁流场的扰动,为极端局部凹陷内可能出现的流体滞留或颗粒嵌锁行为提供了参考。

1.2 数学模型

采用基于欧拉-拉格朗日框架的CFD-DEM耦合方法,其中流体相被处理为连续介质,在计算网格内求解Navier-Stokes方程,而颗粒相则通过离散元法追踪每个颗粒的平动与转动。

对于不可压缩的牛顿流体,其连续性方程与动量守恒方程分别由公式(6)和公式(7)给出。

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = 0 \quad (6)$$

$$\frac{\partial(\rho \mathbf{u})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u} \otimes \mathbf{u}) = -\nabla p + \nabla \cdot (\boldsymbol{\tau}) + \rho \mathbf{g} + \mathbf{F}_{\text{pf}} \quad (7)$$

式中: ρ 为流体密度, kg/m^3 ; t 为时间, s ; $\mathbf{u}$ 为流体速度矢量, m/s ; p 为压力, MPa ; $\boldsymbol{\tau}$ 为黏性应力张量, MPa ; $\mathbf{g}$ 为重力加速度,取 $9.8 \text{ m}/\text{s}^2$; $\mathbf{F}_{\text{pf}}$ 为流体与颗粒间相互作用力的体积平均源项, N/m^3 。

对于颗粒相,每个颗粒的运动遵循牛顿第二定律。颗粒的平动方程和转动方程分别见公式(8)和公式(9)。

$$m \frac{dv}{dt} = F_{\text{drag}} + F_{\text{pg}} + F_{\text{coll}} + F_{\text{other}} \quad (8)$$

$$I \frac{d\omega}{dt} = T \quad (9)$$

式中: m 为颗粒质量,kg; v 为颗粒速度,m/s; F_{drag} 为流体对颗粒的曳力,N; F_{pg} 为重力与浮力合力,N; F_{coll} 为颗粒-颗粒及颗粒-壁面碰撞力,N; F_{other} 为压力梯度力等其他的力,N; I 为颗粒转动惯量, $\text{kg} \cdot \text{m}^2$; ω 为颗粒角速度矢量,rad/s; T 为作用在颗粒上的总力矩矢量, $\text{N} \cdot \text{m}$ 。

流体与颗粒之间的动量交换通过曳力 F_{drag} 和源项 F_{pt} 实现双向耦合,确保了力与反力的守恒。

模拟中也需考虑流体在壁面的束缚流动,因此流体部分采用 k - ω 湍流模型进行计算模拟,且忽略温度场影响。 k - ω 湍流模型是在Wilcox模型基础上优化了可压缩性及剪切流动相关系数,使其更加符合低雷诺数情况。模型湍流的雷诺和连续性方程见公式(10)~(12)。

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho u_i) = 0 \quad (10)$$

$$\frac{\partial}{\partial x_i} (\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho u_i u_j) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(u \frac{\partial u_i}{\partial x_j} - \rho \overline{u_i u_j} \right) + S_i \quad (11)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho u_j \phi) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\Gamma \frac{\partial \phi}{\partial x_j} - \rho \overline{u_j \phi} \right) \quad (12)$$

式中: u_i, u_j 为速度分量($i, j = 1, 2, 3 \dots$),m/s; x_i, x_j 为空间坐标分量($i, j = 1, 2, 3 \dots$), μm ; S_i 为动量方程源项, N/m^3 ; ϕ 为通用输运变量,无量纲; Γ 为扩散系数,无量纲。

1.3 几何模型构建

建立长20 cm、高6 cm、宽15 mm的裂缝模型如图2所示。左侧设置1~5个速度入口,右侧为压力出口。采用 k - ω 湍流模型,忽略温度影响。入口边界为固液速度边界,出口为压力出口,壁面静止且无滑移。



图2 裂缝模型示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the fracture model

定义边界流动首先要根据以下经验公式计算流体的湍动能以及耗散率。Spalart-Allmaras模型中的湍动能计算见公式(13)。

$$k = \frac{3}{2} (u_{\text{avg}} I)^2 \quad (13)$$

式中: k 为湍动能, m^2/s^2 ; u_{avg} 为平均流速,m/s; I 为湍流强度,无量纲。

由上式计算湍流耗散系数,见公式(14)。

$$\varepsilon = C \frac{k^{1.5}}{l} \quad (14)$$

式中: ε 为湍动能耗散率, m^2/s^3 ; C 为湍流模型经验常数,无量纲; l 为湍流特征长度尺度,m。

在模拟中设置出口边界为压力出口边界,颗粒之间相互碰撞产生的动量交换系数采用默认参数0.9,固液的界面张力设置参照纯水的数值0.072 N/m。

1.4 模拟方案与参数设置

本研究针对注入孔数、砂比和粒径组合三个因素分别开展模拟研究。注入孔数设置为1孔、2孔、3孔和5孔,各入口流速相同以保证总排量一致。砂比体积分数取8%、9%、10%、11%。粒径组合方案为70/140目、40/70目、20/40目三种规格按质量比为2:7:1、2:6:2、1:7:2和1:6:3混合。支撑剂颗粒采用石英砂,真实密度为2 650 kg/m^3 。颗粒间恢复系数取0.9,静摩擦系数0.4,滚动摩擦系数0.05;根据Yin等^[14]与Zhou等^[30]对裂缝壁面与支撑剂颗粒相互作用的力学参数的标定结果,设定颗粒与壁面间恢复系数为0.8,静摩擦系数为0.5。碰撞力模型选用Hertz-Mindlin无滑移模型,流体对颗粒的曳力采用Gidaspow模型。入口压裂液流速固定为1.5 m/s,所有模拟均在重力加速度9.81 m/s^2 下进行,时间步长取 1×10^{-5} s。总模拟分为注入和返排两阶段:注入阶段持续10 s使砂堤达到动态平衡,随后切换至返排阶段,在出口施加返排压差,持续5 s以统计出砂率。颗粒生成方式为在入口处按设定砂比和粒径分布连续注入,CFD网格采用六面体结构化网格,经网格无关性验证满足计算精度要求。

2 模拟结果分析

2.1 不同注入孔数的影响

本文中“砂堤平衡高度”定义为:在注入阶段末段,沿裂缝长度方向对砂堤堆积轮廓线进行积分平均所得的时均高度值。具体提取方法为:沿裂缝底面法向统计颗粒占据的最高位置,沿裂缝长度方向计算各截面处砂堤顶面距底面的平均距离,再对全长进行算术平均。

从砂堤平衡高度的变化来看,注入孔数对支撑剂堆积形态具有显著影响。当注入孔数为1时,压裂液能量集中,携砂能力较强,支撑剂可被输送至裂缝深处,形成的砂堤平衡高度最高,达3.25 cm。随着注入孔数增加至2孔、3孔及5孔,单个射孔的能量逐渐

分散,压裂液流速降低,支撑剂在近井区域发生提前沉降,砂堤平衡高度依次下降至3.07 cm、2.92 cm和2.63 cm。与单孔注入相比,5孔注入时砂堤平衡高

度降低了19.08%。这表明,过多射孔会削弱携砂效率,不利于在裂缝内形成高而稳定的砂堤,不同注入孔数条件下的模拟结果如图3(a)~(d)所示。

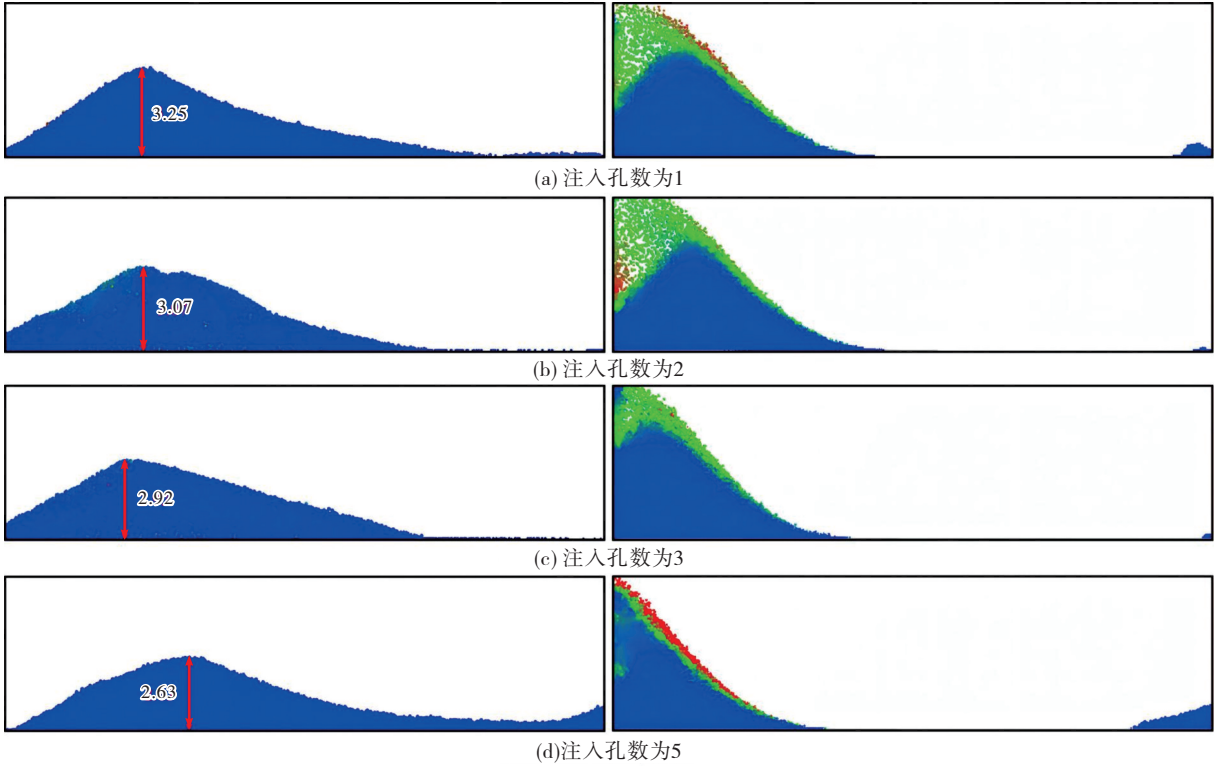


图3 不同注入孔数条件下模拟结果

Fig. 3 Simulation results for different numbers of injection ports

从支撑剂返排出砂率的角度分析,注入孔数的增加同样加剧了出砂问题(表1)。模拟结果显示,单孔注入时的返排出砂率为11.03%,支撑剂留存率为88.97%;当注入孔数增至2孔时,出砂率上升至12.34%,3孔时进一步升至17.45%,5孔时出砂率已达到23.66%,较单孔注入提高了12.63%。分析其原因主要有两方面,一是多孔注入时各射孔流出的流体相互干扰,易形成紊流,破坏砂堤结构的稳定性;二是注入孔数较多时,砂堤表面滑落的支撑剂颗粒更易被返排流体携带进入井筒。因此,在满足压裂液注入排量要求的前提下,适当减少单簇射孔数量有助于降低返

排出砂风险。

综合砂堤平衡高度和出砂率两个指标,推荐采用较少的注入孔数,如图4所示。单孔注入虽然在砂堤形态和出砂控制方面表现最优,但现场施工中往往需要考虑射孔覆盖范围及裂缝起裂的均匀性。因此,实际工程设计时,应在保证裂缝有效延伸的基础上,尽量选择较低的孔数。模拟结果表明,低孔数有利于提高支撑剂在裂缝内的留存率,从而增强压裂改造效果。

表1 不同注入孔数条件下模拟结果统计表

Tab. 1 Statistical summary of simulation results for different numbers of injection ports

注入孔数/个	砂堤平衡高度/cm	支撑剂留存率/%	返排出砂率/%
1	3.25	88.97	11.03
2	3.07	87.66	12.34
3	2.92	82.55	17.45
5	2.63	76.34	23.66

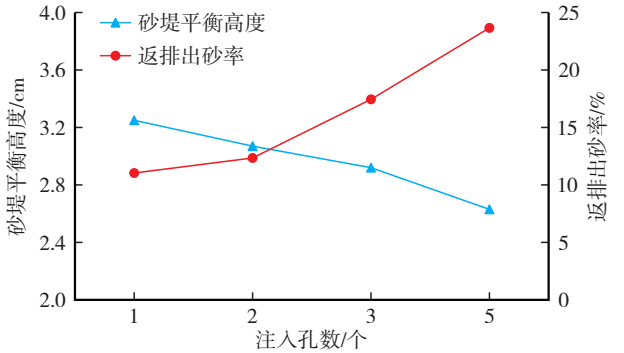


图4 砂堤平衡高度与返排出砂率统计图

Fig. 4 Equilibrium proppant bank height and flowback rate of proppants for different numbers of injection ports

2.2 不同砂比的影响

对不同砂比条件下压裂支撑剂形成的砂堤平衡高度开展了模拟研究,如图5(a)~(d)所示。结果表明,当砂比为8%时,单位体积压裂液所携带的支撑剂较少,注入后支撑剂在裂缝底部堆积形成的砂堤平衡高度仅为2.60 cm;随着砂比增加至9%、10%和11%,

砂堤平衡高度分别上升至2.92 cm、3.19 cm和3.28 cm。当砂比从8%提高至11%时,砂堤平衡高度增加了20.73%,这表明提高砂比有利于增强砂堤堆积高度和稳定性。高砂比条件下,更多的支撑剂颗粒能够快速沉降并相互堆叠,形成更高、更密实的砂堤,从而为裂缝提供更有效的支撑。

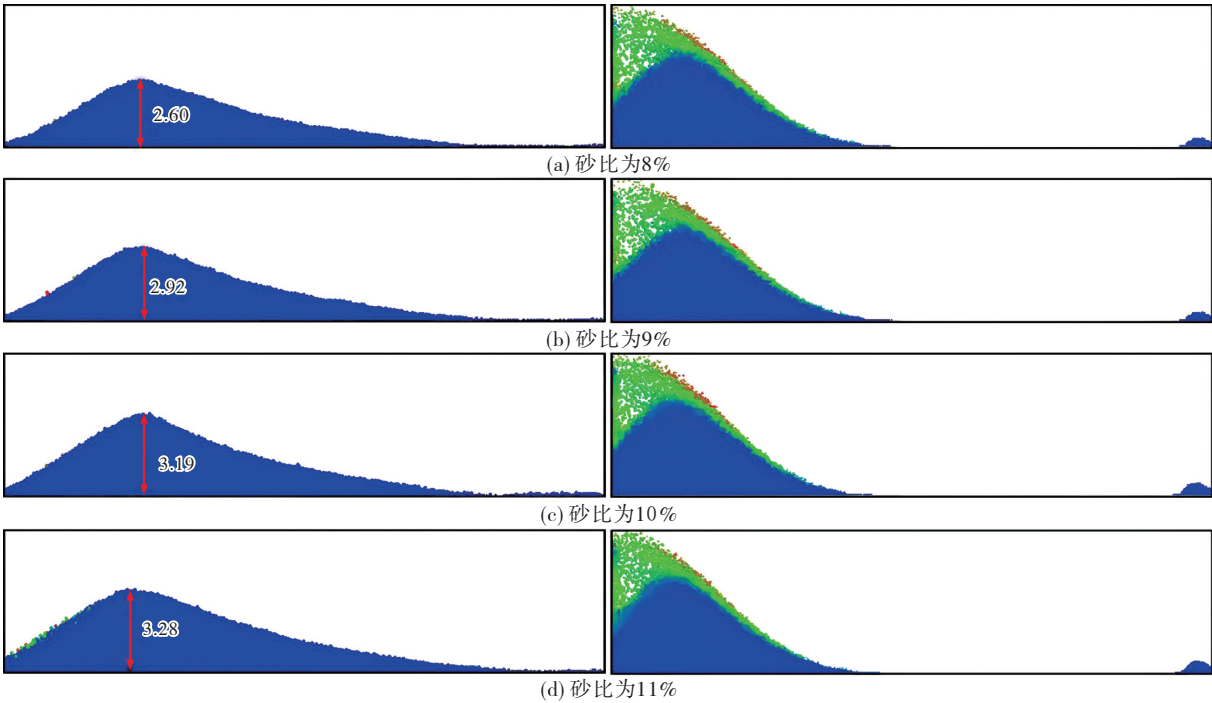


图5 不同砂比条件下模拟结果
Fig. 5 Simulation results at different proppant concentrations

从返排出砂率来看,提高砂比有利于降低支撑剂回流。砂比为8%时,砂堤结构松散,颗粒间孔隙较大,返排流体易冲刷并携带出支撑剂,出砂率为14.65%,支撑剂留存率为85.35%;当砂比增至9%和10%时,出砂率分别降至14.10%和13.63%,改善幅度有限;而当砂比进一步提高至11%时,出砂率显著下降至11.66%,支撑剂留存率升至88.34%。在砂比从8%提升至11%的过程中,返排出砂率累计降低了2.98%。分析认为,高砂比使砂堤内部颗粒接触更加紧密,颗粒间的摩擦力和黏结力增强,从而提高了砂堤抵抗返排流体拖曳的能力。不同砂比条件下的模拟结果统计见表2。

综合砂比对砂堤形态和出砂率的影响,推荐在压裂液可携带能力允许的范围内采用较高的砂比,如图6所示。本模拟中,砂比为11%时表现出最佳的防返排效果。然而,现场实际应用时还需综合考虑压裂液黏度、裂缝宽度及地层闭合压力等因素。若砂比过高,可能导致压裂液携砂困难或发生砂堵。因此,建

表2 不同砂比条件下模拟结果统计表
Tab. 2 Statistical summary of simulation results at different proppant concentrations

砂比/%	砂堤平衡高度/cm	支撑剂留存率/%	返排出砂率/%
8	2.60	85.35	14.65
9	2.92	85.90	14.10
10	3.19	86.37	13.63
11	3.28	88.34	11.66

议在储层压裂施工中,结合具体工况将砂比控制在10%~12%之间,以实现较好的支撑剂铺置效果和较低的返排出砂率。

2.3 不同粒径比例的影响

不同粒径比例条件下模拟压裂支撑剂形成的砂堤平衡高度,结果如图7(a)~(d)所示。当粒径比例为70/140目:40/70目:20/40目=2:7:1(大粒径占比10%)时,砂堤平衡高度为3.07 cm;比例调整为2:6:2(大粒径占比20%)时,砂堤高度升至3.16 cm;比例为

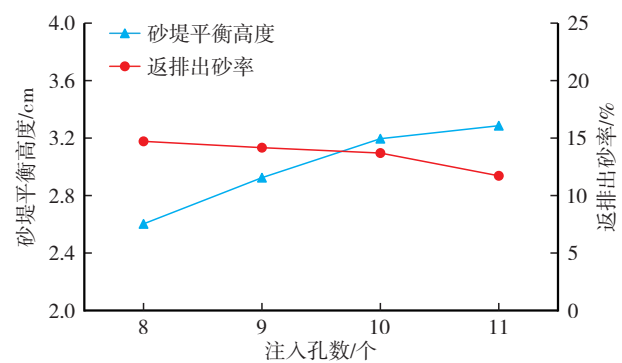


图6 砂堤平衡高度与返排出砂率统计图

Fig. 6 Equilibrium bank height and flowback rate of proppants at different proppant concentrations

1:7:2(大粒径占比约18%)时,砂堤高度为3.22 cm;比例为1:6:3(大粒径占比30%)时,砂堤高度达到3.28 cm。总体而言,随着20/40目大粒径支撑剂比例的增加,砂堤平衡高度呈上升趋势。这是因为大粒径颗粒自身重量较大,沉降更快,能够在砂堤底部和中部形成稳定骨架,支撑上方的小粒径颗粒,从而提高整体堆积高度。

不同粒径比例条件下模拟结果表明粒径比例对返排出砂率的影响十分显著,见表3。表3显示,在2:7:1比例下,出砂率为8.93%,支撑剂留存率为91.07%;2:6:2比例下,出砂率降至6.86%;1:7:2比例下,出砂

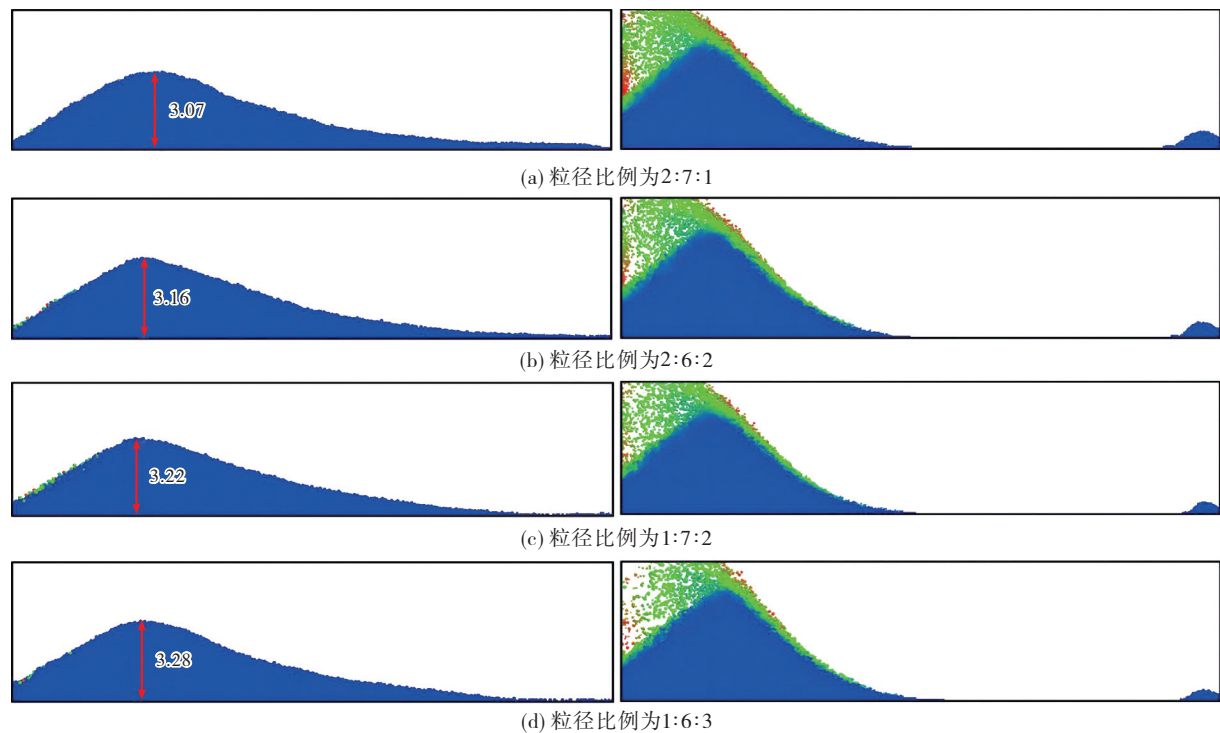


图7 不同粒径比例条件下模拟结果

Fig. 7 Simulation results for different particle size combinations

率进一步降至6.59%;而当比例调整为1:6:3时,出砂率仅为2.36%,支撑剂留存率高达97.64%。随着大粒径支撑剂占比从10%提高至30%,出砂率降低了6.57%。分析其机理,大粒径支撑剂覆盖在砂堤表面,

能够有效抵抗返排流体的拖曳力和冲击力,防止下层小粒径颗粒被冲刷带走;同时,粒径级配良好的混合支撑剂可形成更为紧密的堆积结构,颗粒间的嵌合作用增强了砂堤的整体稳定性。

综合四种粒径比例的模拟结果,推荐采用70/140目:40/70目:20/40目=1:6:3的组合方式,该比例下砂堤平衡高度最高(3.28 cm),返排出砂率最低(2.36%),防支撑剂回流效果最优,如图8所示。

表3 不同粒径比例条件下模拟结果统计表

Tab. 3 Statistical summary of simulation results for different particle size combinations

粒径比例(70/140目:40/70目:20/40目)	砂堤平衡高度/cm	支撑剂留存率/%	返排出砂率/%
2:7:1	3.07	91.07	8.93
2:6:2	3.16	93.14	6.86
1:7:2	3.22	93.41	6.59
1:6:3	3.28	97.64	2.36

3 结论

本文基于修正的W-M分形函数构建了粗糙裂缝模型,采用CFD-DEM耦合方法模拟了支撑剂在粗糙裂缝内的运移与返排过程,分析了注入孔数、砂比和粒径

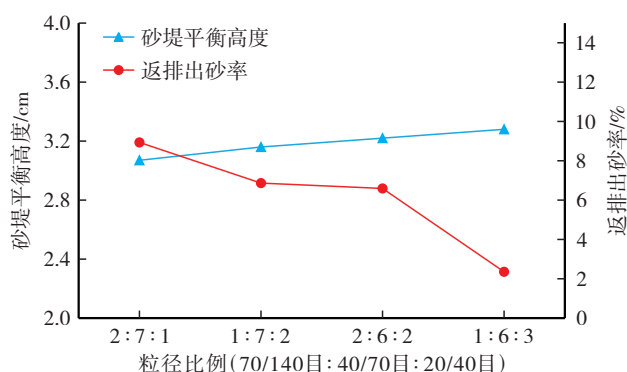


图8 砂堤平衡高度与返排出砂率统计图

Fig. 8 Equilibrium bank height and flowback rate of proppants for different particle size combinations

组合对砂堤形态及出砂行为的影响,主要结论如下。

1)注入孔数对砂堤平衡高度和返排出砂率具有显著影响。单孔注入时,压裂液能量集中,携砂能力最强,砂堤平衡高度最高(3.25 cm),返排出砂率最低(11.03%)。随注入孔数增加,流体分散,近井区域提前沉降,砂堤高度下降,出砂率上升。5孔注入时砂堤高度降低19.08%,出砂率升高12.63%。建议在满足裂缝起裂均匀性的前提下,优先采用较少射孔孔数。

2)砂比的提高有利于增强砂堤堆积高度和稳定性。砂比从8%增至11%时,砂堤平衡高度由2.60 cm升至3.28 cm,增幅20.73%;返排出砂率由14.65%降至11.66%,累计降低2.98%。高砂比使颗粒接触更紧密,抗冲刷能力增强。推荐现场施工中将砂比控制在10%~12%之间。

3)粒径组合对砂堤形态和防返排性能影响显著。增加20/40目大粒径支撑剂占比可形成稳定骨架,提高砂堤高度。当粒径比例为70/140目:40/70目:20/40目=1:6:3(大粒径占比30%)时,砂堤平衡高度达3.28 cm,返排出砂率为2.36%,支撑剂留存率为97.64%。良好的粒径级配可增强颗粒嵌合作用,显著抑制回流。

4)综合砂堤平衡高度与返排出砂率两个指标,推荐采用低注入孔数、较高砂比(10%~12%)及大粒径占比较高(约30%)的粒径级配,以实现粗糙裂缝内支撑剂的高效铺置与长期导流能力的保持。

参考文献:

[1]陈思源,金衍,韦世明.非平面裂缝中支撑剂运移和铺置的数值模拟[J].地下空间与工程学报,2025,21(4):1183-1193.
CHEN Siyuan, JIN Yan, WEI Shiming. Numerical simulation of proppant transportation and distribution in non-planar fracture[J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineer-

ing, 2025, 21(4): 1183-1193.

- [2]罗少锋,张超,付建民,等.渤海低渗储层缝网压裂粗糙缝内支撑剂运移特征研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2026,48(1):61-70.
LUO Shaofeng, ZHANG Chao, FU Jianmin, et al. Study on proppant transport characteristics in rough fractures of fracture-network fracturing in Bohai low-permeability reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2026, 48(1): 61-70.
- [3]王博,盛少鹏,廖顺利,等.支撑剂缝内运移铺置特征研究方法及其主控因素[J].新疆石油天然气,2025,21(4):34-46.
WANG Bo, SHENG Shaopeng, LIAO Shunli, et al. Research methods and main control factors of proppant migration and placement characteristics within fractures[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2025, 21(4): 34-46.
- [4]许江文,王明星,王俊超,等.吉木萨尔页岩油水平井体积压裂技术实践与认识[J].新疆石油天然气,2024,20(3):23-29.
XU Jiangwen, WANG Mingxing, WANG Junchao, et al. Practice and understanding of volume fracturing technology for horizontal wells in Jimsar shale oil reservoir[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2024, 20(3): 23-29.
- [5]BISWAS U, MUKHOPADHYAY M, MANDAL N. Fractal analysis of anisotropic shear-fracture roughness from rocks and analogue laboratory models: a new approach for heterogeneous-slip characterization[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2023, 169: 105432.
- [6]YANG H, BAI B, LIN H. Roughness evolution of granite flat fracture surfaces during sliding processes[J]. Applied Sciences, 2024, 14(13): 5935.
- [7]JIANG C, LIU X, WANG W, et al. Three-dimensional visualization of the evolution of pores and fractures in reservoir rocks under triaxial stress[J]. Powder Technology, 2021, 378: 585-592.
- [8]黄海,郑永,王毅,等.粗糙壁面压裂裂缝内支撑剂运移铺置特征[J].石油勘探与开发,2024,51(2):399-408.
HUANG Hai, ZHENG Yong, WANG Yi, et al. Characteristics of proppant transport and placement within rough hydraulic fractures[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 399-408.
- [9]刘善勇,尹彪,楼一珊,等.粗糙裂缝内支撑剂运移与展布规律数值模拟[J].石油钻探技术,2024,52(4):104-109.
LIU Shanyong, YIN Biao, LOU Yishan, et al. Numerical simulation of migration and placement law of proppants in rough fractures[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(4): 104-109.
- [10]SURI Y, ISLAM S Z, HOSSAIN M. Effect of fracture roughness on the hydrodynamics of proppant transport in hydraulic fractures[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 80: 103401.

- [11] YIN B, LOU Y S, LIU S Y, et al. Mechanism of proppant transport and deposition in rough intersecting fractures after offshore fracturing [J]. *Petroleum Science*, 2025, 22 (3): 1270–1288.
- [12] 王培涛, 黄浩, 张博, 等. 基于3D打印的粗糙结构面模型表征及渗流特性试验研究[J]. *岩土力学*, 2024, 45(3): 725–736.
WANG Peitao, HUANG Hao, ZHANG Bo, et al. Characterization of rough fracture model and the seepage characteristics based on 3D printing technology [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2024, 45(3): 725–736.
- [13] MOVASSAGH A, ZHANG X, ARJOMAND E, et al. A comparison of fractal methods for evaluation of hydraulic fracturing surface roughness [J]. *The APPEA Journal*, 2020, 60(1): 184–196.
- [14] YIN B, LOU Y, LIU S, et al. Mechanisms of proppant transport in rough fractures of offshore unconventional reservoirs: Shale and tight sandstone [J]. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2024, 12(9): 1582.
- [15] 尹邦堂, 张超, 王志远, 等. 非常规油气储集层粗糙压裂裂缝内支撑剂运移机理[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(3): 624–632.
YIN Bangtang, ZHANG Chao, WANG Zhiyuan, et al. Proppant transport in rough fractures of unconventional oil and gas reservoirs [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3): 624–632.
- [16] 罗福帅, 郝敏, 李好婷, 等. 基于CFD-DEM复杂裂缝支撑剂运移分布规律的数值模拟[J]. *沈阳化工大学学报*, 2025, 39(5): 539–549.
LUO Fushuai, HAO Min, LI Haoting, et al. Numerical simulation of proppant migration and distribution in complex fractures based on CFD-DEM [J]. *Journal of Shenyang University of Chemical Technology*, 2025, 39(5): 539–549.
- [17] 郭天魁, 宫远志, 刘晓强, 等. 复杂裂缝中支撑剂运移铺置规律数值模拟[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2022, 46(3): 89–95.
GUO Tiankui, GONG Yuanzhi, LIU Xiaoqiang, et al. Numerical simulation of proppant transport and placement in complex fractures [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2022, 46(3): 89–95.
- [18] YAMASHIRO B, TOMAC I. Particle–fluid flow and transport within rough fractures [C]//E3S Web of Conferences. EDP Sciences, 2020, 205: 08010.
- [19] 张涛, 蹇胤霖, 何乐, 等. 压裂复杂裂缝中支撑剂输送数值模拟研究[J]. *油气地质与采收率*, 2024, 31(3): 123–136.
ZHANG Tao, JIAN Yinlin, HE Le, et al. Numerical simulation study of proppant transport in complex hydraulic fractures [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024, 31(3): 123–136.
- [20] ZHU G, ZHAO Y, ZHANG T, et al. Micro-scale reconstruction and CFD-DEM simulation of proppant-laden flow in hydraulic fractures [J]. *Fuel*, 2023, 352: 129151.
- [21] 王雪飞, 王素玲, 侯峰, 等. 基于CFD-DEM方法的迂曲裂缝中支撑剂运移关键影响因素分析[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(6): 150–158.
WANG Xuefei, WANG Suling, HOU Feng, et al. Analysis on key influencing factors of proppant migration in tortuous fractures based on CFD-DEM method [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(6): 150–158.
- [22] CHENG Q, LI H, HUANG B, et al. Migration and distribution characteristics of proppant at the corner of horizontal fracture network in coal seam [J]. *Frontiers in Earth Science*, 2021, 9: 792232.
- [23] 王继伟, 曲占庆, 郭天魁, 等. 考虑压裂液渗吸的压后压裂液返排的数值模拟[J]. *深圳大学学报(理工版)*, 2023, 40(1): 56–65.
WANG Jiwei, QU Zhanqing, GUO Tiankui, et al. Numerical simulation of post-fracturing flowback considering fluid imbibition [J]. *Journal of Shenzhen University (Science and Engineering)*, 2023, 40(1): 56–65.
- [24] 吴春方, 刘建坤, 蒋廷学, 等. 压裂输砂与返排一体化物理模拟实验研究[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(1): 141–146.
WU Chunfang, LIU Jiankun, JIANG Tingxue, et al. Integrated physical modeling experiment research on sand transport and backflow in fracturing [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(1): 141–146.
- [25] 蒋贝贝, 张国强, 王栋, 等. 超深高压砂岩气藏临界出砂压差预测[J]. *新疆石油天然气*, 2024, 20(2): 11–20.
JIANG Beibei, ZHANG Guoqiang, WANG Dong, et al. Prediction of critical drawdown pressure of sand production in ultra-deep high pressure sandstone gas reservoirs [J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2024, 20(2): 11–20.
- [26] 杨杰. 致密油水平井压裂液返排参数优化方法及应用 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
YANG Jie. Optimization method and application of fracturing fluid flowback parameters for tight oil horizontal wells [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021.
- [27] ZHU H, SHEN J, ZHANG F, et al. DEM-CFD modeling of proppant pillar deformation and stability during the fracturing fluid flowback [J]. *Geofluids*, 2018, 2018(1): 3535817.
- [28] LIU B, YAO J, LI D, et al. CFD-DEM simulation of proppant pack stability during flowback in a rough fracture using supercritical CO₂ [J]. *Geoenery Science and Engineering*, 2024, 233: 212599.
- [29] LI J, XIU Q, HE X, et al. Integration of multi-source geological engineering data for fracturing parameter optimization model [J/OL]. *Petroleum Science*, (2026-04-01) [2026-04-20]. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2026.03.059>.
- [30] ZHOU M, YANG Z, XU Z, et al. CFD-DEM modeling and analysis study of proppant transport in rough fracture [J]. *Powder Technology*, 2024, 436: 119461.

(修改回稿日期: 2026-05-03 编辑: 张国红)