Mine Engineering 矿山工程, 2026, 14(6), 1532-1540
Published Online November 2026 in Hans. https://www.hanspub.org/journal/me
https://doi.org/10.12677/me.2026.146152

Hans汉斯

变注入参数对裂缝内支撑剂铺置形态影响研究

毕玉玺，刘　苏，张鹏程，游凯歌

重庆科技大学石油与天然气工程学院，重庆

收稿日期：2026年9月7日；录用日期：2026年10月7日；发布日期：2026年11月6日

摘　要

本文围绕水力压裂中裂缝内砂床形态预测这一重点和难点问题展开研究。目前支撑剂运移实验数据参数变化单一，与现场实际施工工况存在一定偏差，难以真实反映储层条件下支撑剂的运移铺置规律，支撑剂铺置形态的演化亟需深入研究。为此，本文基于可视化平行板物理实验与双流体数值模拟相结合的方法，建立了裂缝内支撑剂运移铺置实验模型。并且提出了一套用于砂床形态特征参数提取的方法，该方法能够在支撑剂运移连续时刻下实现自动化的特征提取和定量分析，探究支撑剂砂床形态特征及其变化规律。在此基础上，系统研究了单一注入参数以及组合参数变化对砂床铺置形态的影响规律，揭示了各参数对砂床形态的差异化影响机制。研究结果为水力裂缝内支撑剂砂床形态的预测和压裂施工参数优化提供了新的方法和理论依据，进而推动水力压裂技术的进步。

关键词

支撑剂，铺置形态，变注入参数，水力裂缝

Study on the Effect of Variable Injection Parameters on Proppant Placement Morphology in Fractures

Yuxi Bi, Su Liu, Pengcheng Zhang, Kaige You

College of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: September 7, 2026; accepted: October 7, 2026; published: November 6, 2026

Abstract

This paper addresses the prediction of sand bed morphology in hydraulic fractures, a key and challenging issue in hydraulic fracturing. Existing proppant transport experimental data are mostly obtained by varying a single parameter, which deviate from actual field operating conditions and thus

文章引用: 毕玉玺, 刘苏, 张鹏程, 游凯歌. 变注入参数对裂缝内支撑剂铺置形态影响研究[J]. 矿山工程, 2026, 14(6): 1532-1540. DOI: 10.12677/me.2026.146152

cannot faithfully reflect the proppant transport and placement behavior under reservoir conditions. The evolution of proppant placement morphology therefore requires further in-depth investigation. To this end, an experimental model for proppant transport and placement in fractures is established by combining visualized parallel-plate physical experiments with two-fluid numerical simulation. Furthermore, a method for extracting morphological characteristic parameters of the sand bed is proposed, which enables automated feature extraction and quantitative analysis at successive time instants during proppant transport, allowing the morphological characteristics and evolution of the proppant sand bed to be systematically explored. On this basis, the effects of individual injection parameters and their combined variations on sand bed placement morphology are systematically studied, and the differential mechanisms by which each parameter influences sand bed morphology are revealed. The results provide new methods and a theoretical basis for predicting proppant sand bed morphology in hydraulic fractures and optimizing fracturing treatment parameters, thereby promoting the advancement of hydraulic fracturing technology.

Keywords

Proppant, Placement Morphology, Variable Injection Parameters, Fractures in Hydraulic Fracturing

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.
This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).
http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/
Open Access

1. 引言

水力压裂是低渗透油气藏高效开发的关键技术手段，而支撑剂在裂缝内的运移与铺置直接决定了压裂后裂缝的导流能力和增产效果[1]。因此，准确预测裂缝内砂床形态的形成与演化规律，对于压裂施工参数优化和裂缝导流能力评估具有重要意义。

然而，支撑剂在裂缝内的运移铺置受到砂比、注入排量、支撑剂粒径与密度等多种注入参数的综合影响，其物理过程复杂，砂床形态演化呈现显著的非线性特征[2] [3]。目前，支撑剂运移实验数据处理仍以人工方式为主，数据量有限且处理效率低下，难以系统揭示变注入参数条件下砂床形态的定量演化规律[4]-[8]。同时，现有数值模型对复杂现场工况的适应性和还原度有限，其预测结果与工程实际之间仍存在一定偏差，亟需建立一种能够准确表征砂床形态并适用于多参数变化条件的研究方法[9]。

针对上述问题，本文基于可视化平行板物理实验与双流体数值模拟相结合的手段，建立了裂缝内支撑剂运移铺置实验模型，并通过砂床高度、长度及铺置面积等关键指标的对比验证了模型的可靠性[10]。在此基础上，提出了一套砂床形态自动识别与特征参数提取方法，实现砂床轮廓的精准提取，结合计算机视觉技术对不同注入参数下砂床的铺置形态进行定量表征，系统研究了砂比、注入排量、支撑剂粒径等单一参数以及密度与砂比、粒径与流速等组合参数对砂床铺置形态的影响规律[11]-[15]。相关研究成果有望为水力压裂施工参数的优化设计提供理论依据和技术支撑[16]。

2. 支撑剂缝内运移铺置实验模型建立与验证

2.1. 支撑剂运移实验方法

在实验方法上，为模拟水力压裂过程中支撑剂在裂缝内的运移行为，本研究采用可视化的平行板模型模拟储层中形成的复杂裂缝形态。将特定支撑剂浓度的携砂液以设定的泵注速率从平板裂缝的一端注入，并通过将出口中下部封闭以模拟实际裂缝末端的半封闭边界条件[17]-[20]。使用排量控制阀控制注入

排量，加砂漏斗控制支撑剂粒径、砂比等参数，利用高清摄像系统实时记录支撑剂颗粒在裂缝模型中的运移轨迹及铺置形态，从而实现对支撑剂运移规律的定性及定量分析。实验设计示意图如图 1 所示。

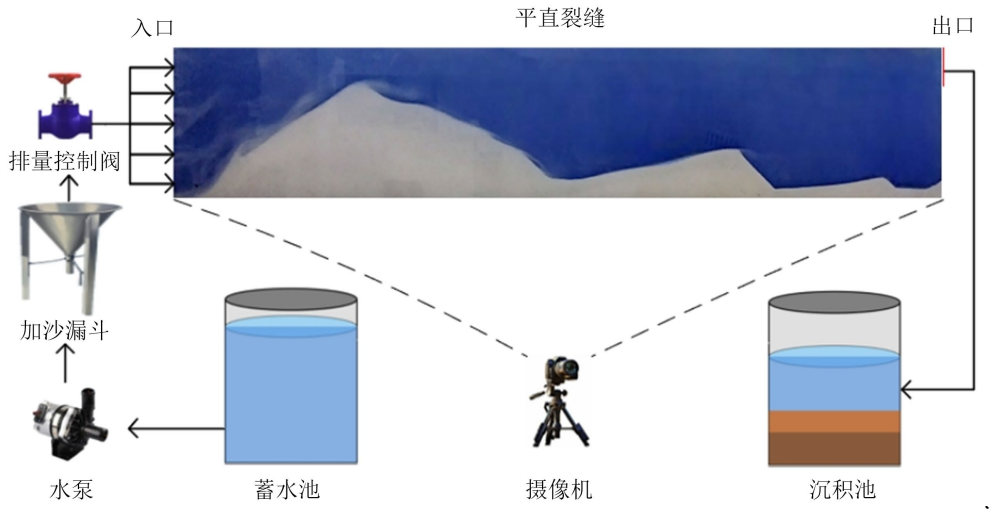


Figure 1. Schematic diagram of experimental design for proppant transport
图 1. 支撑剂运移实验设计示意图

2.2. 支撑剂运移数值模拟方法

基于物理实验建立相同尺寸数模计算模型。在此基础上，验证和校准双流体数值模型，紧密结合现场压裂施工参数，通过相似性原理换算得到相关的实验参数进行模拟，如图 2 所示。同时增加计算边界条件，结合实际工况实现实验数据的有效补充。

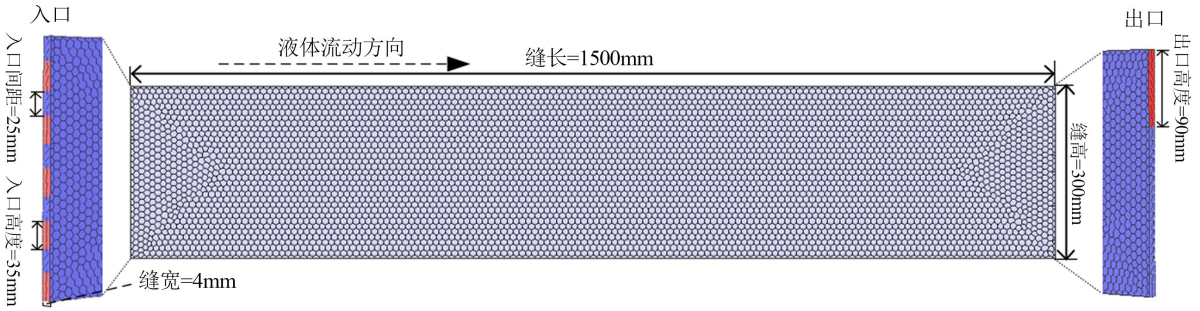


Figure 2. Schematic diagram of the proppant numerical model
图 2. 支撑剂数值模型示意图

2.3. 模型验证

数值模拟验证注入参数为：支撑剂颗粒 40/70 目，支撑剂密度为 2650 kg/m^3，变化前流体速度为 0.17 m/s 和变化后流体速度为 0.48 m/s，变化时间为 150 s。如图 3 所示，物理实验与数值模拟中支撑剂在裂缝内达到不同时刻下的铺置形态较为吻合。图 4 是数值模拟与室内实验的砂床高度、砂床长度和砂床铺置面积的对比，其中归一化参数为对应特征参数占裂缝尺寸的百分比，图中，铺置长度相差最大为 4.6%，铺置长度相差较小，平均为 1.9%，铺置面积相差 2.4%，数模验证数据均小于 5%，因此，证明该模型具有较好的可靠性与准确性，可用于该研究。

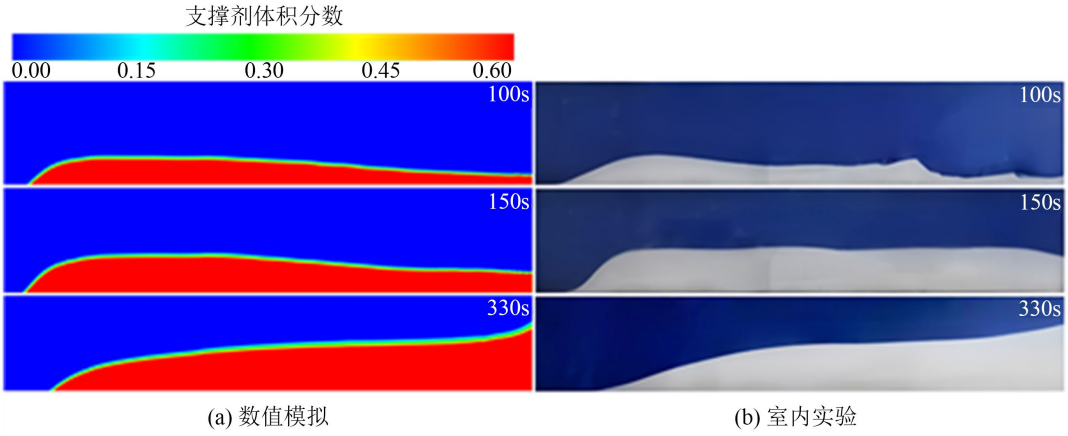


Figure 3. Experimental results and numerical sand bed morphologies at three time moments under the same parameters
图 3. 同一参数三个时刻的实验结果与数值砂床形态图

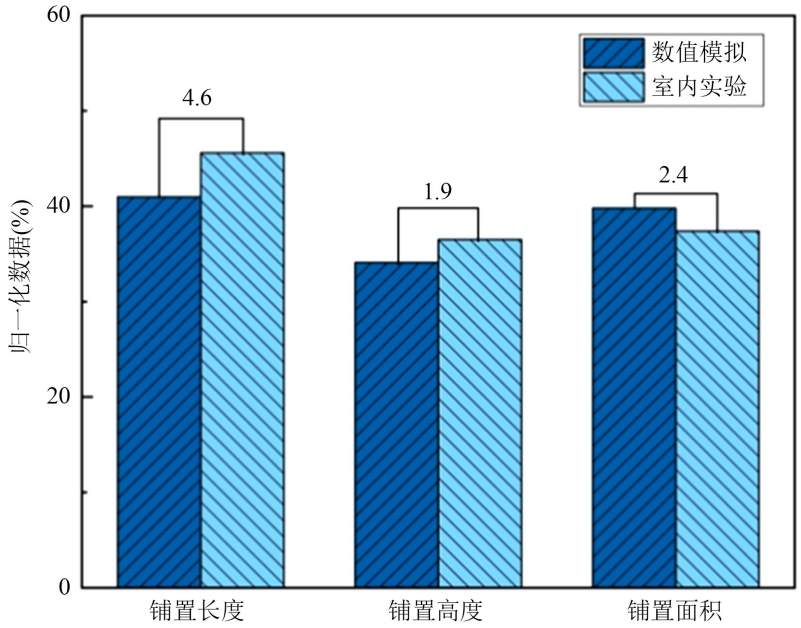


Figure 4. Normalized comparison of sand bed morphological characteristics between experiments and numerical simulation
图 4. 实验与数模的砂床形态特征归一化对比图

2.4. 砂床铺置形态定量表征指标体系

为精准刻画变注入参数下支撑剂铺置形态的演化规律，基于实验观测提出一种形态简化模型。支撑剂的铺置过程呈现显著的几何特征：颗粒主要沿裂缝高度方向堆积，直至达到动态平衡高度；随后，铺置形态以恒定前缘角向缝长方向持续延伸。基于此物理现象，将复杂的铺置形态演化抽象为几何构型的转变，即将其横截面形状划分为矩形、三角形、梯形等规则图形，如图 5 所示。依据 python 图像处理技术提取出支撑剂铺置形态高度 H1、H2，长度 D1、D2、D3，前缘角度 θ 六项几何特征参数，以及砂床整体面积 S 和该砂床形态对应时刻 T，该简化模型为定量分析不同施工参数下的支撑剂铺置形态提供了有效几何框架。

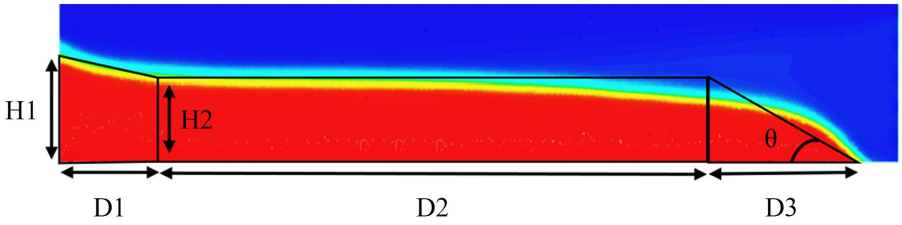


Figure 5. Simplified schematic of sand bed placement morphology parameters
图 5. 砂床铺置形态参数简化示意图

3. 单一注入参数变化对支撑剂铺置形态的影响

3.1. 砂比对铺置形态的影响

图 6 研究了 1.3%、2.0%、3.2%和 5.2%四种砂比条件下的砂床发育特征。数据表明，砂比是调控支撑剂堆积速率与最终形态的核心参数。在相同时间区间内，高砂比条件驱动砂床以更高速度生长。例如在第 10 秒至第 50 秒期间，1.3%低砂比组的高度从 11.9 厘米增至 29.3 厘米，增长率约为 145.6%，其面积从 0.34 平方米扩大至 4.32 平方米，增长超过 11.46 倍。相比之下，5.2%高砂比组的高度从 49.9 厘米大幅增长至 168.3 厘米，增长率约为 236.8%，其面积则从 3.9 平方米扩展至 34.3 平方米，增长约 7.8 倍。这些结果说明，提高砂比能较大加速支撑剂的整体堆积进程，并对铺置面积的扩大产生尤为显著的促进作用。

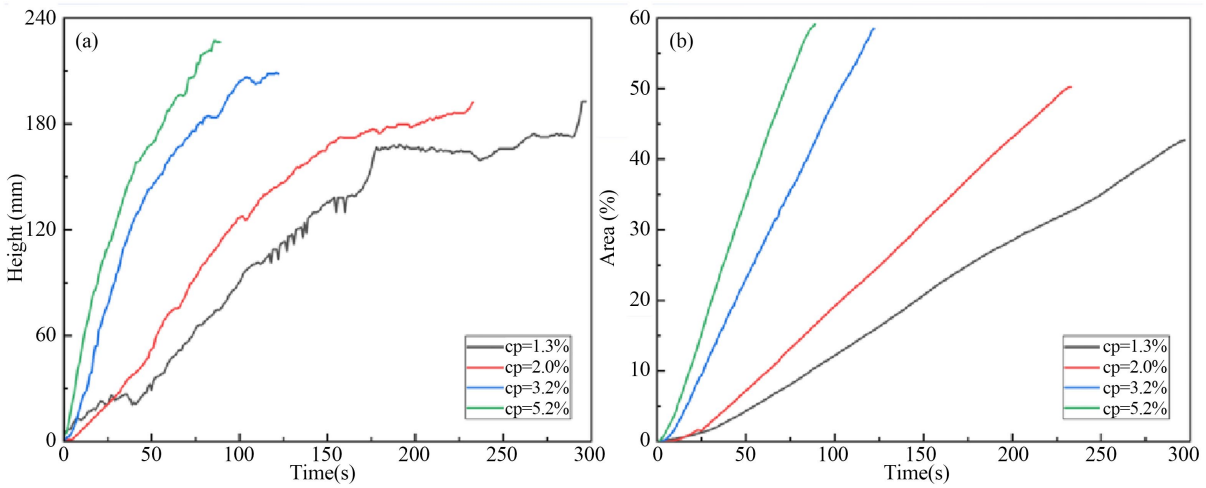


Figure 6. Time-lapse comparison of sand bed height and area under different sand ratios
图 6. 不同砂比下砂床高度与面积的连续时刻对比图

3.2. 注入排量(流速)对铺置形态的影响

图 7 分析了 0.17 m/s、0.25 m/s、0.38 m/s 以及 0.48 m/s 四种不同携砂液流速下的砂床演化规律。研究发现，流速对铺置面积的调控作用远强于对铺置高度的影响。在 0.17 米每秒的低流速条件下，砂床生长缓慢，至第 90 秒时高度仅达到 114.2 毫米，面积占比仅为 5.6%。而在 0.48 米每秒的高流速条件下，砂床得以快速发育，最终高度达到 115.1 毫米，面积占比显著扩大至 23.6%。在过程的前 200 秒内，高流速对应的面积增长率可达低流速条件下的 8 倍。然而，高度发育对流速的敏感度较低，不同流速组最终高度最大比值约为 1.3，而最终面积最大比值可达 2.2。这一差异证实，提高携砂液流速能有效促进支撑

剂在缝长方向的铺展，但对最终堆积高度的提升效果相对有限。

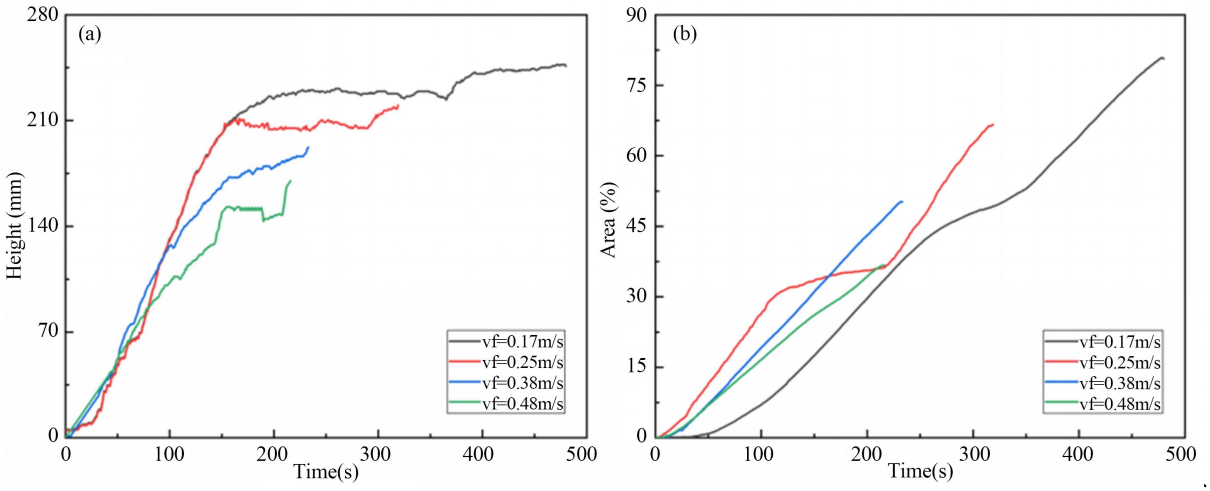


Figure 7. Time-lapse comparison of sand bed height and area under different injection rates
图 7. 不同排量下砂床高度与面积的连续时刻对比图

3.3. 支撑剂粒径对铺置形态的影响

图 8 对比了 20/40 目、40/70 目、70/100 目及 100/140 目四种不同粒径支撑剂的砂床发育过程。结果显示，支撑剂粒径是控制砂床形态扩展的关键因素。其中 20/40 目大粒径颗粒的沉积与扩展最为迅速，其铺置高度在 90 秒内从 3.2 毫米增长至 163.4 毫米，增幅高达 50.5 倍；同时铺置面积占比从 0.09%大幅提升至 20.9%，增长超过 200 倍。与之形成鲜明对比的是 100/140 目小粒径颗粒，其高度仅从 11.3 毫米增至 60.6 毫米，增长约 4.4 倍；面积占比从 0.22%增至 8.49%，增长约 37 倍。在达到平衡状态时，20/40 目支撑剂所形成的铺置面积约为 100/140 目支撑剂的 2.5 倍，高度约为其 2.7 倍。这清晰表明，大粒径支撑剂在裂缝中更易沉降且具有更强的横向扩展能力，而小粒径支撑剂则因更易悬浮而表现为沉积受限和扩展能力较弱。

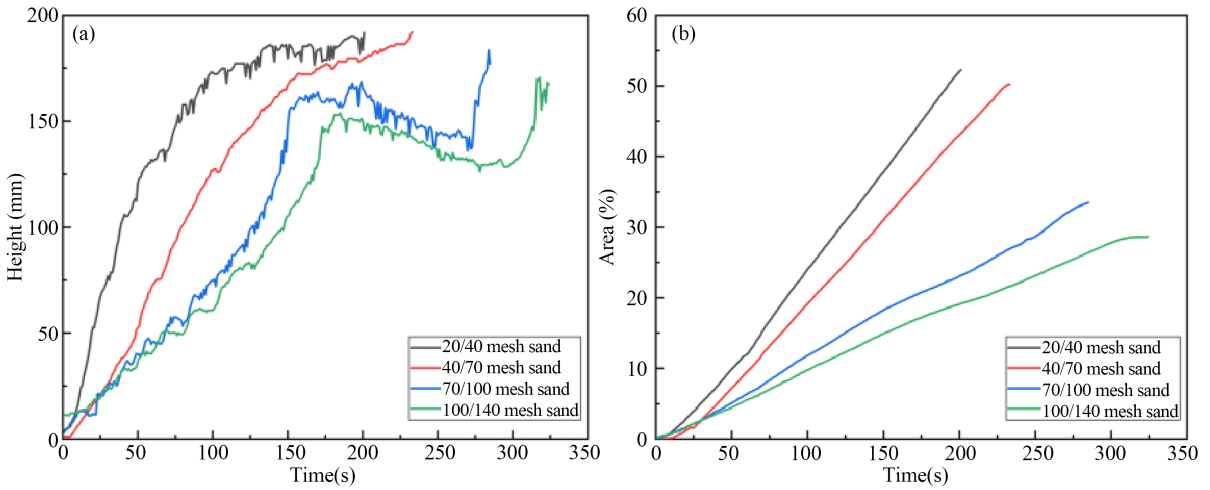


Figure 8. Time-lapse comparison of sand bed height and area under different proppant sizes
图 8. 不同支撑剂粒径下砂床高度与面积的连续时刻对比图

4. 多注入参数变化对支撑剂铺置形态的影响

4.1. 支撑剂密度与砂比组合对支撑剂铺置形态影响

图 9 分析了支撑剂密度与砂比交互作用对砂床形态演化的影响。结果表明，密度与砂比的协同变化调控砂床的铺置：高密度高砂比组合表现出最快的垂向堆积速率，其高度增长率可达低密度低砂比组合的 1.5 倍，同时在横向铺展方面优势更为突出，面积增长率约为后者的 2.1 倍。在达到稳定铺置状态时，不同参数组合的形态特征呈现规律性分化：高砂比条件主导铺置面积的扩展，其中高密度高砂比组合的最终面积约为低密度低砂比组合的 1.9 倍，而高密度条件则主导堆积高度的提升，同等组合下的最终高度约为低密度低砂比组合的 1.6 倍。这表明，同时提高密度与砂比能协同强化砂床的垂向堆积与铺展，且对铺展面积的增强效应更为显著。

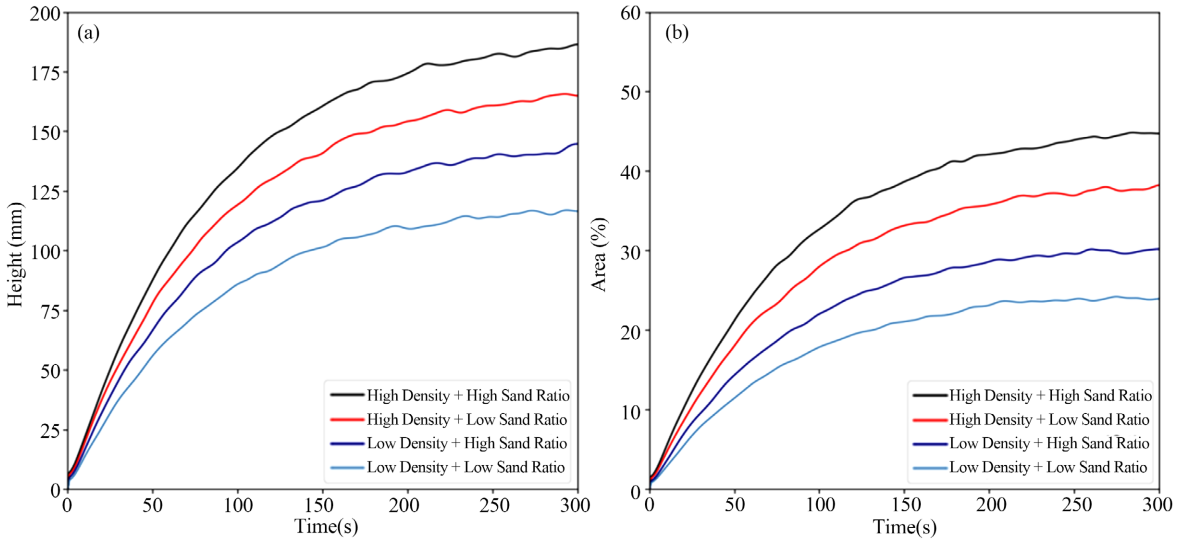


Figure 9. Continuous time comparison of sand bed height and area under different combinations of density and sand ratio
图 9. 不同密度与砂比组合下砂床高度与面积的连续时刻对比图

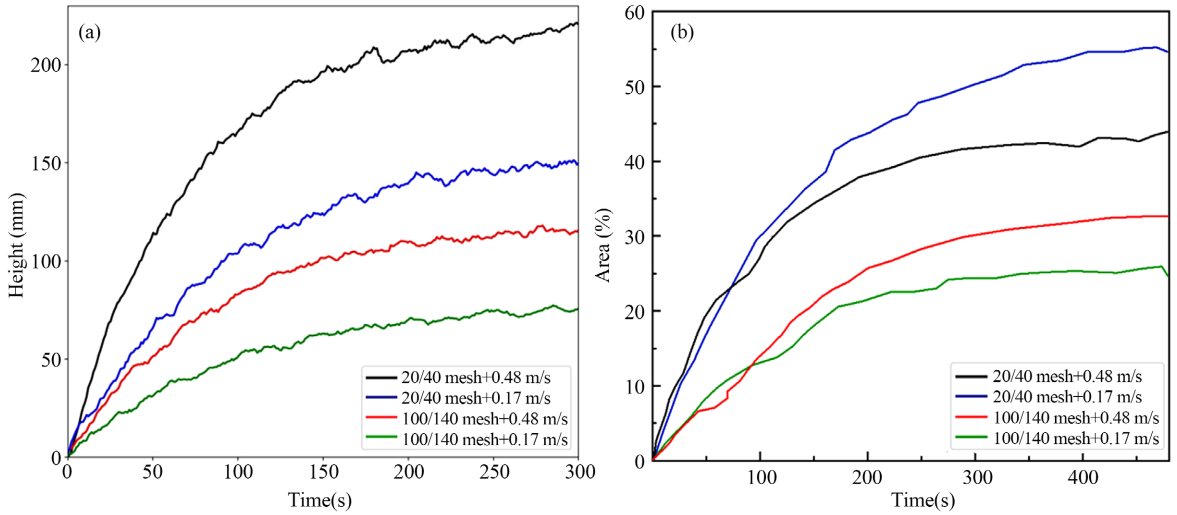


Figure 10. Continuous time comparisons of height and area for different particle size and flow velocity combinations
图 10. 不同粒径与流速组合下高度与面积的连续时刻对比

4.2. 支撑剂粒径与流速组合对支撑剂铺置形态影响

图 10 分析了不同粒径与注入速度组合条件下砂床形态高度与面积的演变规律。在低注入速度下，大粒径支撑剂表现出更强的垂向堆积能力，其堆积高度约为小粒径的 1.3 倍，但横向铺展受限，铺置面积仅为小粒径的 0.6 倍；而小粒径支撑剂在低流速下则展现出更优的横向铺展能力，其铺置面积约为大粒径的 1.7 倍，但垂向支撑较弱。提高注入速度后，虽然大粒径支撑剂的垂向堆积高度略有降低，但高流速显著驱动了其向裂缝远端的铺置，铺置面积增长率提升至低流速时的 2 倍以上，从而获得最大的综合铺置体积。这表明，高流速与大粒径组合能够优化支撑剂的铺置形态，在保证有效垂向支撑的同时大幅扩展横向覆盖范围，从而显著提升裂缝的综合导流能力。

5. 结论

(1) 单一注入参数对砂床铺置形态的影响存在显著差异。砂比对砂床垂向堆积和面积扩展均具有较强控制作用，提高砂比可显著加速砂床生长；携砂液流速对铺置面积的调控作用远强于对铺置高度的作用，提高流速能够有效促进支撑剂向裂缝缝长方向的铺展；支撑剂粒径的影响则与颗粒沉降特性密切相关，大粒径颗粒沉降雷诺数高，惯性效应显著，Stokes 沉降速度快，易于脱离流线迅速沉积并沿缝长扩展；小粒径颗粒受流体曳力和湍流涡旋携带作用更强，沉降速度低，更易悬浮输运，故沉积受限，铺展能力较弱。

(2) 多注入参数协同方面，密度与砂比的协同效应源于密度差增大提高了颗粒沉降驱动力，而砂比增大强化了颗粒间碰撞应力与动量交换，二者共同作用使砂床垂向堆积和横向铺展均得到增强，其中面积扩展对砂比变化更为敏感，这与高砂比条件下近壁颗粒浓度梯度增大、沿缝长方向输运能力增强有关。粒径与流速的匹配则反映了颗粒弛豫时间与流体输运时间尺度的耦合：低流速下，大粒径颗粒因高沉降速度快速堆积于近井区域，横向铺展受限；小粒径颗粒则受流体携带作用持续向远端输运，横向铺展较好。提高流速后，湍流扩散足以携带大粒径颗粒向裂缝远端运动，同时其惯性沉降特性仍能促使其在到达远端后快速沉积，从而在保证垂向支撑的同时获得最大的综合铺置体积。

(3) 基于变注入参数对砂床铺置形态的影响规律，以“有效支撑裂缝体积最大”和“近井充填饱满”为目标，可优化分阶段变参数泵注方案：初期小粒径、低砂比、高排量促进远端铺置，后期大粒径、高砂比、低排量保证近井充填。与恒定参数方案相比，该方案可显著增大有效支撑剖面，提升裂缝综合导流能力。

基金项目

重庆科技大学硕士研究生创新计划项目“变注入参数下支撑剂铺置形态变化特征及规律研究”(YKJCX2520128)。

参考文献

[1] 赵金洲, 雍锐, 胡东风, 等. 中国深层-超深层页岩气压裂: 问题、挑战与发展方向[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 295-311.

[2] Singh, A., Liu, X., Wang, J. and Rijken, M.C.M. (2022) Novel Learnings of Proppant Transport Behavior in Unconventional Hydraulic Fractures. *SPE Journal*, **27**, 2980-3000. https://doi.org/10.2118/204135-pa

[3] 刘欣佳. 水力压裂裂缝内支撑剂运移规律研究[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2023.

[4] 潘林华, 王海波, 贺甲元, 等. 水力压裂支撑剂运移与展布模拟研究进展[J]. 天然气工业, 2020, 40(10): 54-65.

[5] Gong, Y., Mehana, M., El-Monier, I. and Viswanathan, H. (2020) Proppant Placement in Complex Fracture Geometries: A Computational Fluid Dynamics Study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **79**, Article 103295.

https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103295

[6] Qu, H., Wang, R., Ao, X., Liu, Z., Lin, H. and Xiao, Q. (2021) Experimental Investigation of Particle Transport and Distribution in a Vertical Nonplanar Fracture. *Powder Technology*, **394**, 935-950. https://doi.org/10.1016/j.powtec.2021.09.028

[7] 马立华, 袁旭, 冯建设. 支撑剂沉降铺置规律机理及方法浅析[J]. 石化技术, 2019, 26(2): 212.

[8] 赵金洲, 付永强, 王振华, 等. 页岩气水平井缝网压裂施工压力曲线的诊断识别方法[J]. 天然气工业, 2022, 42(2): 11-19.

[9] 周福建, 李根生, 刘皓, 等. 致密油气藏精准压裂-提高采收率一体化技术发展现状及建议[J]. 前瞻科技, 2023, 2(2): 75-88.

[10] 张潦源, 曲占庆, 吕明锟, 等. 不同支撑剂组合对复杂裂缝支撑效果的影响[J]. 断块油气田, 2021, 28(2): 278-283.

[11] 郭建春, 马健, 曾凡辉, 等. 页岩储层压裂组合支撑剂导流能力预测模型及应用研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(6): 107-114+4.

[12] 蹇胤霖. 复杂裂缝内多粒径支撑剂运移铺置规律研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2024.

[13] 郭建春, 李鸣, 张涛, 等. 一种裂缝内支撑剂堆积铺置形态预测方法[P]. 中国专利, CN202210714104.3. 2023-05-30.

[14] 叶云舟. 基于图像处理的凝胶分析仪研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2018.

[15] 吴限, 陈晓晓, 冯恩临, 等. 超声萃取-数字图像比色法快速测定含油污泥含油率[J]. 应用化工, 2022, 51(10): 3098-3101+3105.

[16] 李江岱. 数字图像处理技术下海上石油泄漏后放射性物质运动轨迹研究[J]. 环境科学与管理, 2020, 45(2): 79-83.

[17] Hou, B., Chang, Z., Fu, W., Muhadasi, Y. and Chen, M. (2019) Fracture Initiation and Propagation in a Deep Shale Gas Reservoir Subject to an Alternating-Fluid-Injection Hydraulic-Fracturing Treatment. *SPE Journal*, **24**, 1839-1855. https://doi.org/10.2118/195571-pa

[18] Ghassemi, A. and Zhang, Q. (2004) A Transient Fictitious Stress Boundary Element Method for Porothermoelastic Media. *Engineering Analysis with Boundary Elements*, **28**, 1363-1373. https://doi.org/10.1016/j.enganabound.2004.05.003

[19] Li, X., Cui, L. and Roegiers, J.-C. (1998) Thermoporoelastic Modelling of Wellbore Stability in Non-Hydrostatic Stress Field. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, **35**, 584. https://doi.org/10.1016/s0148-9062(98)00079-5

[20] 周嘉淏. 基于数字图像处理的微观剩余油流动特征研究及分析系统开发[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2024.