

引用格式:张涛,陈洪丽,王琨,等.页岩储层剪切滑移粗糙缝内支撑剂铺置实验研究[J].油气藏评价与开发,2025,15(1):131-141.

ZHANG Tao, CHEN Hongli, WANG Kun, et al. Experimental study on proppant placement in rough fractures with shear slippage in shale reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 131-141.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.01.017

页岩储层剪切滑移粗糙缝内支撑剂铺置实验研究

张涛¹,陈洪丽¹,王琨¹,苟浩然²,张一凡¹,唐堂¹,周航宇¹,左恒博¹

(1.西南石油大学石油与天然气工程学院,四川成都610500;2.中国石油长庆油田分公司第七采油厂,陕西西安710001)

摘要:在裂缝剪切滑移和壁面粗糙形态影响下,缝内流体流动通道不均匀,压裂液携砂运移铺置规律更加复杂。选用龙马溪组取心劈裂获得的岩石裂缝面,通过拉伸、叠加、雕刻等手段获得粗糙裂缝平板,构建了单面粗糙支撑剂输送平板裂缝实验装置。采用砂堤形态半定量和固液两相流定量测试方法,开展了非均匀流动通道粗糙缝内不同粗糙度、排量、黏度、粒径条件下的支撑剂输送实验,并对不同粗糙度条件下的裂缝近井带区域进行了PIV(粒子图像测速)/PTV(粒子跟踪测速)技术测试。结果表明:粗糙缝内流动通道不均匀,支撑剂铺置形态受优势通道影响,呈现不平整的凹型结构;流体和支撑剂流经大凸起结构附近时,会改变原来运动方向朝优势通道流动,同时支撑剂运动方向也受到堆积的砂堤形态影响;排量是降低优势通道影响的主控因素,降低排量易对优势通道实现有效封堵;不同黏度、粒径条件下,优势通道影响依然存在,黏度和粒径主要影响支撑剂的输送距离和堆积方式,黏度增大或粒径减小会造成支撑剂输送距离增大,砂堤以“层叠式”堆积。

关键词:粗糙缝;剪切滑移;支撑剂输送;砂堤形态;PIV技术;PTV技术

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Experimental study on proppant placement in rough fractures with shear slippage in shale reservoirs

ZHANG Tao¹, CHEN Hongli¹, WANG Kun¹, GOU Haoran², ZHANG Yifan¹, TANG Tang¹, ZHOU Hangyu¹, ZUO Hengbo¹

(1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;

2. No. 7 Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710001, China)

Abstract: Under the influence of fracture shear slippage and wall roughness, the fluid flow channels within the fractures are uneven, making the transport and placement patterns of proppant carried by fracturing fluids more complex. Using core samples from the Longmaxi Formation, rock fracture surfaces were obtained through splitting, and rough fracture plates were created using techniques such as stretching, stacking, and carving to construct an experimental setup for proppant transport in single-sided rough fractures. Semi-quantitative tests of sand dam morphology and quantitative tests of solid-liquid two-phase flow were conducted. Experiments on proppant transport were carried out under conditions of varying roughness, discharge, viscosity, and particle size within the uneven flow channels of rough fractures. Additionally, particle image velocimetry (PIV) / particle tracking velocimetry (PTV) tests were performed in the fracture near-wellbore area under different roughness conditions. Results showed that the flow channels in rough fractures were uneven, and the proppant placement morphology exhibited an irregular concave-like structure, influenced by dominant channels. When fluids and proppants flowed near large protrusions, their original movement direction was altered towards dominant channels. The movement direction of the proppants was also affected by the accumulated sand dam morphology. Discharge was the key factor in reducing the influence of dominant channels, where decreasing discharge could effectively plug these channels. Under varying viscosity and particle size conditions, the influence of dominant channels persisted, with viscosity and particle size mainly affecting the transport distance and accumulation pattern of the proppants. Increased viscosity or reduced particle size led to greater proppant transport distances and layered sand dam accumulation.

Keywords: rough fractures; shear slippage; proppant transport; sand dam morphology; PIV technology; PTV technology

收稿日期:2024-06-11。

第一作者简介:张涛(1978—),男,硕士,教授,主要从事石油工程领域固液多相流实验和数值模拟研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:zhangt@swpu.edu.cn

通信作者简介:王琨(1974—),女,本科,高级实验师,主要从事结合采油工程和储层增产改造等学科方向开展的实验测试和实验设备研发。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:569381620@qq.com

基金项目:国家自然科学基金项目“湖相多岩相组合页岩油气储层成缝机制及有效开采机理研究”(U23B6004)。

页岩是典型的低孔、低渗致密储层,需要通过大规模体积压裂技术进行改造以获得效益开发。目前现场应用最广泛的滑溜水压裂技术具有“大排量、大液量、低黏度、强加砂”的特点,压裂液携支撑剂在裂缝中固液两相流动规律复杂^[1-2]。同时,当大量流体和支撑剂注入地层,人工裂缝和天然裂缝在压裂后会有一定程度的剪切滑移^[3-6],在压裂裂缝的剪切滑移和不规则粗糙壁面的共同干扰下,真实裂缝内流体流动通道不均匀,增加了压裂液携砂运动的复杂性。

对于裂缝内支撑剂运移铺置规律的实验研究,1959年,学者们进行了首次支撑剂平板输送实验^[7],提出平衡高度来表征砂堤铺置形态。后来,SCHOLS等^[8]通过设计的窄缝设备,进行了小排量下的支撑剂输送实验,提出了此种工况下砂堤铺置过程的3个阶段。BARREE等^[9]设计了一套长4.8 m,宽8 mm,高1.22 m的裂缝装置,该装置能够实现考虑滤失情况下支撑剂的运移铺置过程。MCEL FRESH等^[10]通过设计的低压窄缝和高压窄缝室内支撑剂输送实验装置研究了压力对支撑剂输送特征的影响关系。STABEN等^[11]建立了一套平行板模型,研究不考虑滤失情况下支撑剂缝内运移规律。但支撑剂铺置实验大都集中在小尺度的装置,使用大型裂缝模拟装置的实验研究较少。

针对上述情况,许多学者进行了大型裂缝模拟装置中的支撑剂沉降模拟实验研究。温庆志等^[12-13]建立了“大型可视平板裂缝模拟系统”对低黏度压裂液体系在不同工况下支撑剂的沉降和水平运移规律进行研究,随后,又研制了由泵入装置、压裂液配制装置和平板裂缝装置组建的支撑剂颗粒输送实验设备,研究了不同密度条件下滑溜水携带支撑剂在缝内输送时,支撑剂沉降速度及水平方向速度。周德胜等^[14]采用自主研发的“水力压裂裂缝与射孔模拟实验系统”来研究大排量泵送压裂液时主裂缝内支撑剂的输送规律。吴春方等^[15]自主研发了“YF-1”型压裂输砂和返排一体化模拟实验装置,在模拟储层温度、闭合应力和滤失情况下,研究压裂和返排过程中支撑剂在裂缝中的运移、沉降和回流规律。ALAJMEI等^[16]使用了1个包括3个射孔集群的9.14 m水平透明装置,研究了不同射孔配置对多级水平井中支撑剂输送、沉降和分布的影响。但所采用实验主体装置大多是光滑平板裂缝,得到的规律与现场压裂实际情况有显著区别^[17-23]。

相较光滑缝,粗糙缝内固液两相流问题更为复杂,许多学者针对支撑剂在粗糙缝内的输送问题进行了相关研究。RAIMBAY等^[24]通过巴西劈裂获得20 cm×20 cm的粗糙岩样,记录入口压力以量化因粗糙引起的砂堵,收集相应图像实现对缝内支撑剂的运移进行跟踪。魏东亚等^[25]

为了模拟地层被压裂开的裂缝,采用两种胶液按照一定配比,拓印出真实裂缝壁面,探究粗糙边界裂缝对支撑剂的沉降速度的最终影响。BAHRI等^[26]利用V型切割机切割玻璃板形成具有一定粗糙度的裂缝,讨论了支撑剂在复杂裂缝中的运移行为。LI等^[27]通过结合粗糙表面数字化技术(激光扫描仪)和3D打印技术,提出了一种研究支撑剂放置的双侧粗糙裂缝模型,并利用该模型证明了在具有双侧粗糙表面的垂直裂缝中支撑剂的堆积和运输机制。可以看出,针对粗糙裂缝中的支撑剂铺置实验大都集中在小尺度的装置,且未考虑页岩压裂后裂缝剪切滑移对实验结果造成的影响。

为此,基于分形维数理论重构裂缝粗糙面,选用四川盆地龙马溪组取芯劈裂获得的岩石裂缝面。为了适应PIV/PTV技术测试要求,建立单面粗糙裂缝结构,模拟剪切滑移裂缝,开展粗糙缝内不同粗糙度、排量、黏度、粒径等工况下的实验研究,并对不同粗糙度条件下的裂缝近井带区域进行固液两相流定量测试。对砂堤铺置形态、堆积高度以及铺置面积统计分析,得到宏观条件下不同工况支撑剂输送铺置规律。对不同粗糙度条件下流场、颗粒场分析,获得不同堆积阶段流场和颗粒场的变化规律,从微观角度揭示粗糙度对压裂液和支撑剂运动的影响。

1 粗糙缝支撑剂输送装置及测试方法

1.1 粗糙裂缝平板设计

实验装置的核心为平板裂缝系统,其由4块可视化平板组装而成,其中第一、二块平板为粗糙裂缝平板。由于受到拉伸应力作用,岩石产生张性裂缝,其表面粗糙不平整(图1a)。在受到水力压裂注入流体的作用下,裂缝发生破坏,产生不同程度的剪切滑移,出现裂缝内流体流动通道不均匀的现象^[28](图1b)。在进行PIV/PTV测试时,由于裂缝表面粗糙易造成激光折射以及阻挡激光向下传播,大大降低采集图片的质量。为减小这种影响,同时满足流动剪切滑移缝内各位置处流体流动通道不同的条件,将粗糙裂缝简化为一面粗糙一面光滑的形态(图1c)。

基于龙马溪组取芯劈裂获得的岩石表面数据(147 mm×24 mm),经激光扫描后进行数据采集(扫描精度为0.05 mm),得到岩石表面的点云数据信息。通过几何学手段,将原始粗糙岩板数据点的横纵坐标从147 mm×24 mm的面上拉伸到实验尺寸(1 000 mm×300 mm)的面上,获得保留一阶粗糙特征而缩小了二阶粗糙特征的粗糙裂缝表面数据。然后计算原始粗糙面的分形维数,基于该分形维数值生成实验尺寸大小的粗糙表面数据。将

通过拉伸和基于分形维数得到的2个粗糙面数据进行合成叠加,获得既保留一级粗糙特征,又具备二级粗糙特征的裂缝面数据,最终合成得到高程差三维分布(图2a)。以合成后的岩板数据为基础,通过定值(取12 mm)减去高程的方法,获取对应的耦合粗糙裂缝表面数据。最后,利用雕刻机雕刻技术,复刻出该粗糙面得到粗糙裂缝平板,最终获得粗糙板实物(图2b)。

通过高程差分布统计对裂缝粗糙表面进行表征和特征分析,裂缝板粗糙表面高程差分布如图3所示,高程差

统计结果如图4所示。从图3可以看出,两块板高程起伏程度相近,具备较好的耦合性。裂缝表面的凹凸程度较大,最高点和最低点差值为12 mm,属于起伏较大的粗糙表面。根据国内外学者调研结果得到,粗糙裂缝表面高程差分布数据具有正态分布特征,从图4可以看出,放大处理后的岩板数据仍具有正态分布特征,且两块岩板呈对称分布,说明经扫描放大后的岩板仍能完整反映压裂后真实裂缝岩板表面形态。

1.2 实验装置搭建

构建大尺度粗糙裂缝平板装置(图5)主要包括裂缝模块、循环泵注模块、图像采集模块、泵注控制模块和激光测试模块。

粗糙裂缝缝宽6 mm、长4 000 mm、高300 mm,共包括6块光滑平板、2块粗糙板、4套外接金属框以及8个缝宽条。其中,缝宽条宽6 mm,夹在两块平板中间用于模拟裂缝宽度,每块裂缝平板长1 000 mm,高300 mm,粗糙板安装在裂缝左端前两块板,其余为光滑板。循环泵注系统由1个沉降罐、2个配液罐、1个混砂罐和自动加砂装置组成,最大泵注排量可达150 L/min。图像采集系统由4个高清摄像头组成,分别对每块平板裂缝进行摄制,每块裂缝平板背后装有背光板,通过调节曝光强度和亮度,可灵活清晰地采集流场中的颗粒和砂堤堆积形态。PIV/PTV激光测试模块用于采集并测试粗糙缝内流场和颗粒场信息,主要包括:CCD高速相机、激光发射配套实验设备和图像采集系统。

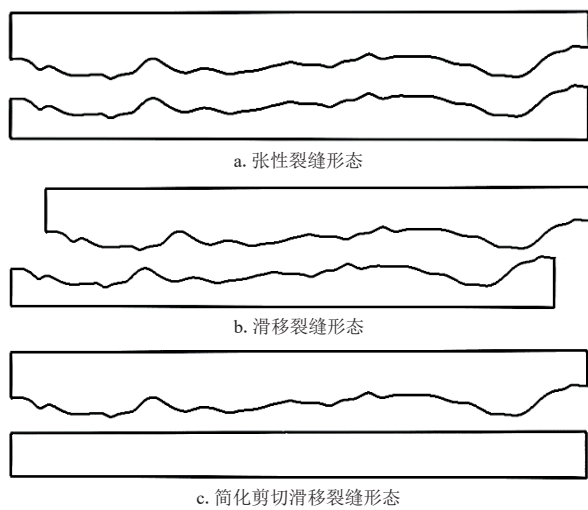


图1 裂缝形态俯视图
Fig. 1 Plan view of fracture morphology

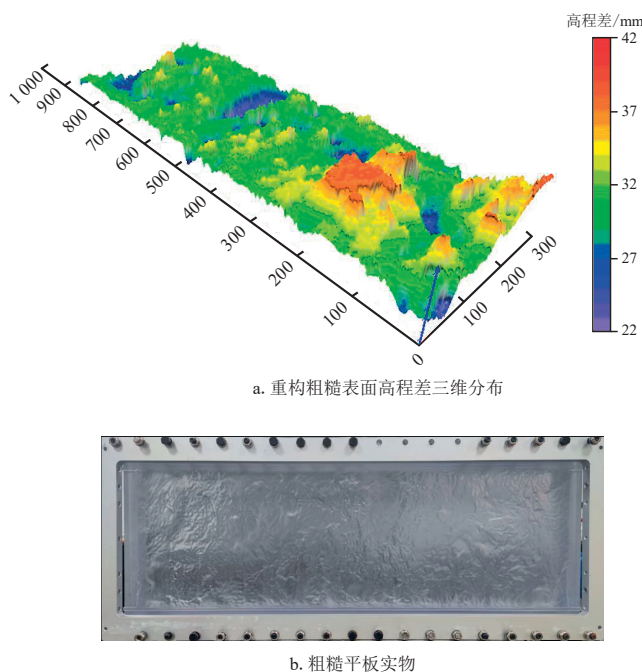


图2 粗糙裂缝制备
Fig. 2 Preparation of rough fractures

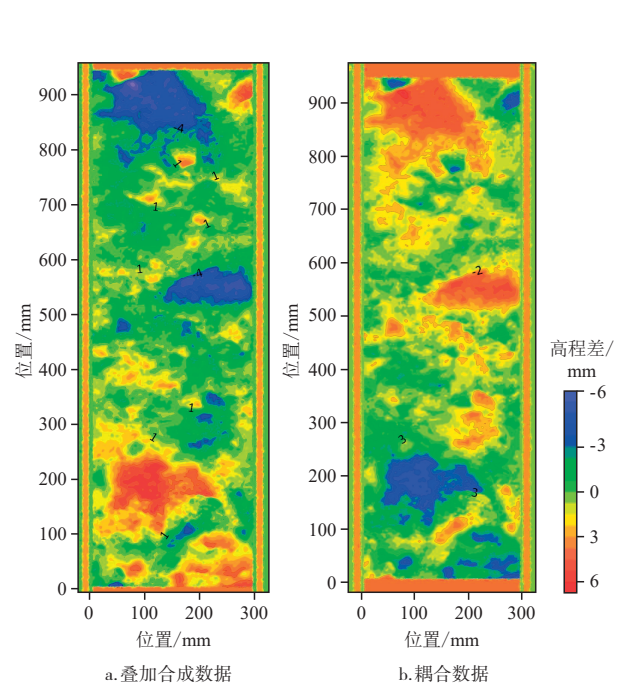


图3 粗糙表面高程差分布
Fig. 3 Distribution of elevation differences on rough surfaces

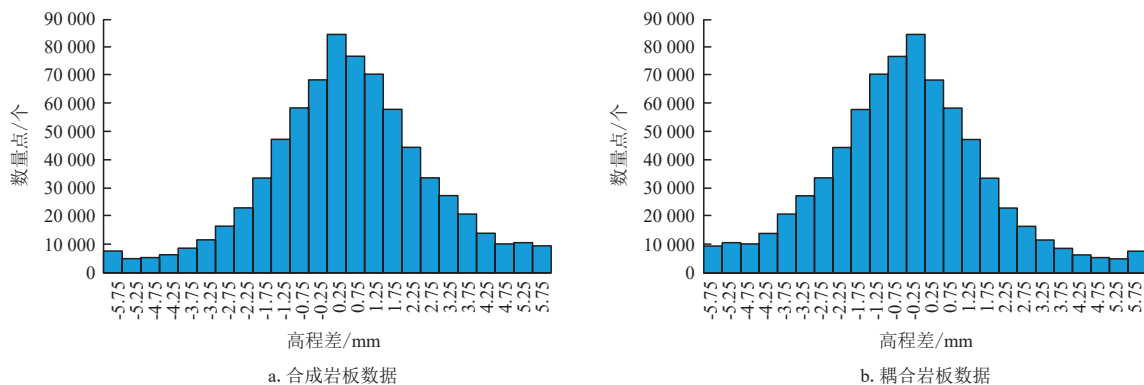


图4 粗糙岩板高程差分布统计
Fig. 4 Distribution of elevation differences on rough rock slabs



图5 实验装置系统
Fig. 5 Experimental apparatus system

1.3 测试方法

1.3.1 微观测速原理

图6a为PIV测试原理,通过同步触发器对脉冲激光

发射器与照相机发出信号,使照相机拍摄到激光照亮的示踪粒子和支撑剂图像,发出两组相隔 Δt 时间的信号,捕获两帧粒子图像。捕获图像后,基于粒子图像曝光特征,通过对颗粒曝光性质(强度、面积)进行对比分析以实现颗粒分离,采用互相关算法和PTV算法^[29]对流场和颗粒速度场进行计算,获得测试区域的速度场分布(图6b)。

1.3.2 砂堤形态轮廓提取与定量化表征手段

根据砂堤铺置过程,将其分为前期、中期、中后期、后期4个阶段,分别提取砂堤形态信息。前期是支撑剂注入不久未有或有少量支撑剂堆积阶段;中期是支撑剂注入一段时间砂堤堆积到一定高度但还未达到平衡阶段;中后期是支撑剂继续铺置但未达到平衡阶段;后期是砂堤高度达到平衡阶段。因支撑剂从开始注入到平衡状态

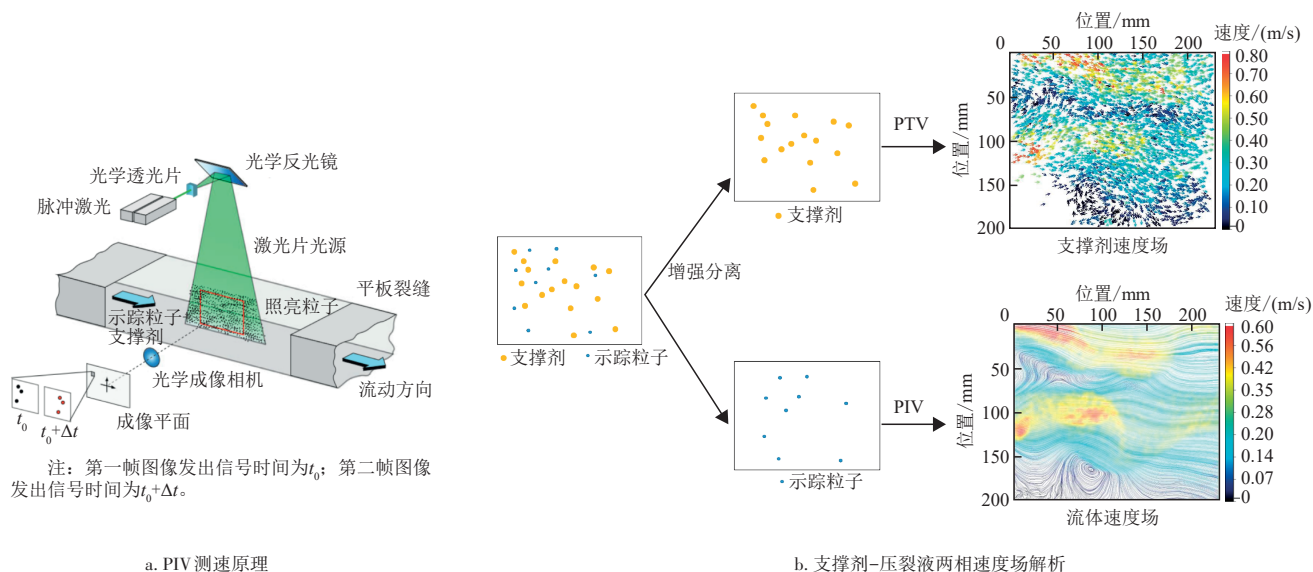


图6 微观测速原理
Fig. 6 Principle of microscopic velocimetry

过程较长,所以在中间过程中提取了两个阶段进行分析。由于主要研究粗糙缝条件下的支撑剂输送过程,因此阶段划分主要依据前两块裂缝板(粗糙板)中的砂堤堆积高度。

提取砂堤轮廓与支撑剂铺置面积百分比同样以前两块板为标准,所用的图像均为铺置后期即砂堤高度达到平衡后提取的。如图7所示,以图片左下角为坐标原点,缝长方向为 x 坐标,缝高方向为 y 坐标,提取砂堤表面轮廓多个坐标位置信息,连接起来形成砂堤表面轮廓。

提出支撑剂铺置面积百分比这一参数,对砂堤堆积形态定量化表征,评价不同工况下粗糙缝内支撑剂的铺置量,定义为:

$$R = \frac{S_s}{S_p} \quad (1)$$

式中: R 为支撑剂铺置面积百分比,%; S_s 为缝内砂堤堆积平面面积,单位 m^2 ; S_p 为裂缝平板面积,单位 m^2 。

2 实验方案设计

页岩气现场压裂改造工艺所采用的压裂液排量介于 $10\sim 20\text{ m}^3/\text{min}$,形成裂缝形态为双翼缝。由于现场压裂真实的裂缝形态复杂,假定真实裂缝高度介于 $20\sim 30\text{ m}$,射孔 $5\sim 8$ 簇,裂缝宽度取 6 mm ^[30-31]。在保证缝宽和其他压裂材料一致的情况下,通过雷诺数相似准则转化:

$$Re = \frac{2(Q_R/H_R w_R)\rho w_R}{\mu} = \frac{2(Q_s/H_s w_s)\rho w_s}{\mu} \quad (2)$$

式中: Re 为雷诺数。 Q_R 为现场单裂缝内流体的排量,单位 m^3/min ; H_R 为真实裂缝高度,单位 m ; w_R 为真实裂缝宽度,单位 m ; Q_s 为实验排量,单位 m^3/min ; H_s 为实验裂缝平板高度,单位 m ; ρ 为流体密度,单位 kg/m^3 ; w_s 为实验裂缝宽度,单位 m ; μ 为压裂液黏度,单位 $\text{Pa}\cdot\text{s}$ 。

由于粗糙裂缝内缝宽不均匀,采用平均缝宽的表达式来表征粗糙板和平板之间的流动通道大小:

$$w_{\text{ave}} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i}{n} + w_1 \quad (3)$$



图7 砂堤轮廓提取示意图

Fig. 7 Schematic diagram of sand dam profile extraction

式中: w_{ave} 为平均缝宽,单位 mm ; w_1 为安装缝宽条的宽度,单位 mm ; H_i 为 i 点的高度,单位 mm ; n 为采集点的数量。

求得平均缝宽后,乘以缝内流速及裂缝高度,得到室内实验排量介于 $6\sim 27\text{ L}/\text{min}$ 。实验方案综合考虑实验排量、压裂液黏度、支撑剂粒径和粗糙度等因素对支撑剂铺置的影响,具体实验方案如表1所示。

3 实验结果及分析

3.1 粗糙缝对支撑剂铺置影响

3.1.1 粗糙缝内支撑剂铺置形态

在压裂液黏度为 $2.5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、粒径为 $40/70$ 目、排量为 $24\text{ L}/\text{min}$ 条件下,分别进行了光滑板、粗糙板中支撑剂输送规律实验研究。图8展示了不同注入时间光滑缝和粗糙缝内支撑剂输送过程,实验初期2种缝中每块板内都有支撑剂铺置,在第一块板位置处由于过流断面大,支撑剂受重力影响较大,进入裂缝后快速沉降堆积起一个凸起的小沙丘。随着注入时间增长,两种缝内砂堤高度较之前均有所增加,但粗糙缝内堆积高度低于光滑缝,在大凸起结构处对比尤其明显,且相比于实验中后期,实验后期粗糙缝内该处的砂堤高度并未发生明显变化。通过分

表1 实验方案

Table 1 Experimental setup

实验序号	实验排量/ (L/min)	压裂液黏度/ (mPa·s)	支撑剂粒径/ (目)	平板类型	裂缝宽度/ mm	实验因素
1	12	2.5	40/70陶粒	粗糙板	6	排量
2	18	2.5	40/70陶粒	粗糙板	6	排量
3	24	2.5	40/70陶粒	粗糙板	6	排量
4	18	1.0	40/70陶粒	粗糙板	6	黏度
5	18	4.0	40/70陶粒	粗糙板	6	黏度
6	18	2.5	70/140粉砂	粗糙板	6	粒径
7	18	2.5	30/50陶粒	粗糙板	6	粒径
8	24	2.5	40/70陶粒	光滑板	6	粗糙度

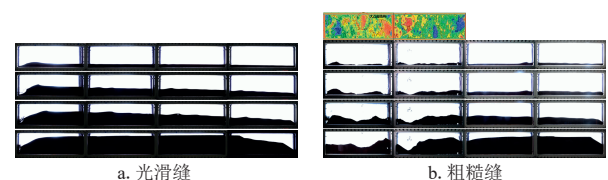


图8 光滑缝和粗糙缝内支撑剂堆积过程

Fig. 8 Proppant deposition processes in smooth and rough fractures

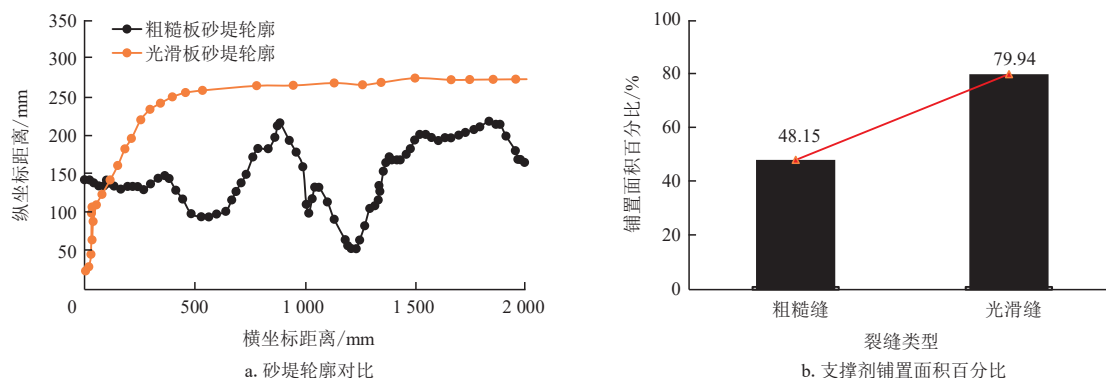


图9 不同粗糙度砂堤轮廓对比与支撑剂铺置面积百分比

Fig. 9 Comparison of sand dam profiles at different roughness levels and proppant placement area percentage

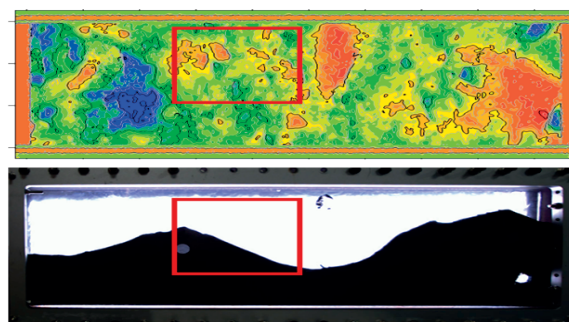
析得到,该粗糙板最高凸起位置接近6 mm,与安装的缝宽条宽度一致。由于高凸起结构的存在,流动通道减小,支撑剂所受曳力增大,同时高凸起周围流动阻力更小,因此,流体更易快速流向周围,从而形成流体流动的高速通道,支撑剂更难在此处沉降堆积。

对比不同缝的砂堤轮廓(图9a),粗糙缝内砂堤形态不如光滑缝平滑,砂堤呈现出一种凹型铺置状态,这是由于粗糙缝内各位置处具有不同流动通道条件。粗糙板内砂堤堆积高度低于光滑板,是因为粗糙板内支撑剂受壁面效应影响增大,其纵向沉降速度降低,同时,粗糙板内存在能让流体高速流动的优势通道,在这些位置支撑剂难以沉降堆积。图9b展示了不同缝中支撑剂铺置面积百分比,发现粗糙缝内支撑剂铺置面积占比为48.15%,光滑缝为79.94%,说明前两块板粗糙缝内支撑剂堆积量少,从侧面也说明了粗糙缝更有利于支撑剂向前输送。

综上,由于粗糙缝内局部凸起形成的优势通道加速了流体的运动,压裂液携带支撑剂能力增强,有利于将支撑剂输送至裂缝远端,但同时会引起局部位置呈现凹型铺置状态无法得到有效填充,可能会影响压后导流能力效果。

3.1.2 粗糙缝内两相流动特征

为进一步论证优势通道对压裂液流动和支撑剂运动的影响,从流场和颗粒场的角度出发,使用流场测速装置对裂缝局部区域进行了测试。受激光照射强度及照射范围的影响,无法对整个裂缝区域同步开展测试,因此根据实验结果,优选图10红框标识区域为测试区域(砂堤达到平衡后),测试大小为231.44 mm×195.27 mm。该区域位于近井带,取此区域主要揭示近井带附近射流效应和优势通道共同影响下,支撑剂和压裂液的微观运动机理。根据砂堤铺置过程,提取4个阶段(同前文)的微观速度场信息。



注:红框为测试区。

图10 测试区域选定

Fig. 10 Test area selection

图11a展示了不同时刻光滑缝内压裂液流场测试结果,由图分析可得,铺置前期砂堤还未堆积,在射流效应下产生了高速射流通道和漩涡。随着支撑剂注入时间增加,砂堤逐渐堆积,流体流速明显增大。由于砂堤堆积形态的影响,区域下部流体旋转运动受到抑制,开始沿着砂堤表面高速运动,但区域上方的流体之间仍存在因流速差产生的干扰。铺置后期砂堤高度达到平衡,流体流速达到最大,运动基本稳定。

图11b展示了不同时刻粗糙缝内压裂液流场测试结果,由图分析可得,铺置前期粗糙缝内也存在高速射流通道,但相较于光滑缝,该通道存在距离更短且未形成漩涡,流体流动更稳定。这可以解释为,粗糙缝壁面凸起导致流体与壁面不断碰撞,能量损失增大而难以形成漩涡,同时,壁面凸起也影响了涡的扩散。随着支撑剂不断堆积,流线逐渐随砂堤形态变化,即压裂液流动方向受砂堤形态影响。此外,任何时刻流体总突然转向右下移动,这是因为测试区域右上侧存在大凸起结构,流体阻力大,而流体更倾向于沿着流动阻力更小的方向即优势通道方向流动。值得一提的是,砂堤最终形态与初始时刻受到优势通道影响的流体流动方向相似,说明了在优势通道上

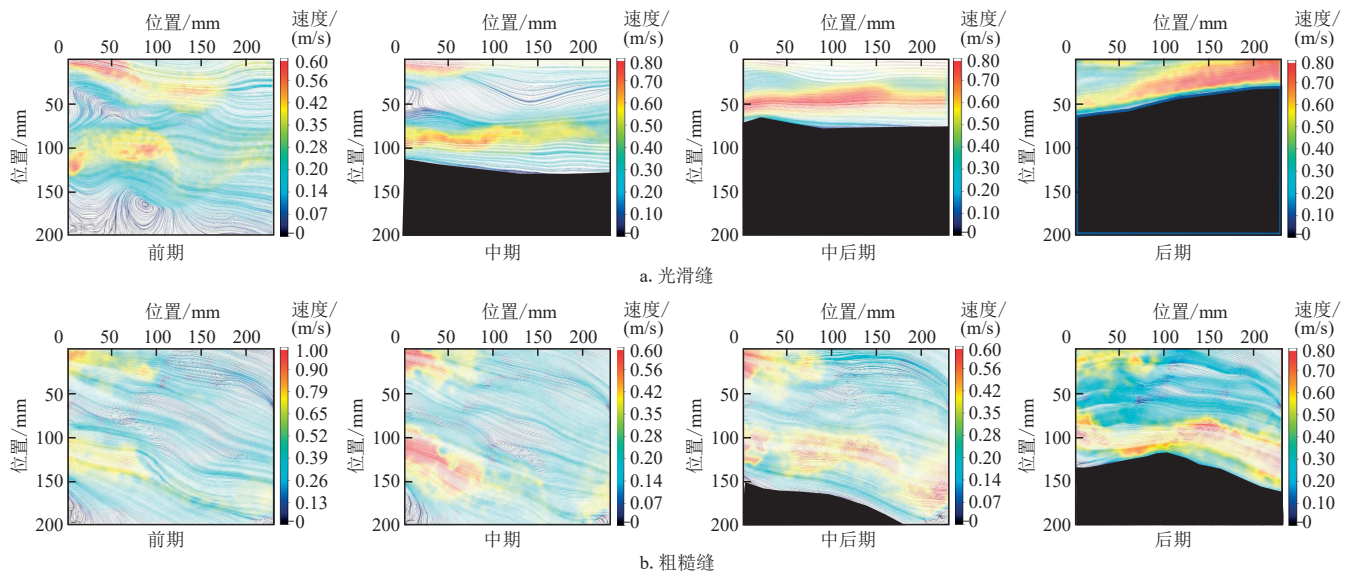


图 11 不同时刻光滑缝和粗糙缝内压裂液流场变化

Fig. 11 Changes in fracturing fluid flow field in smooth and rough fractures at different times

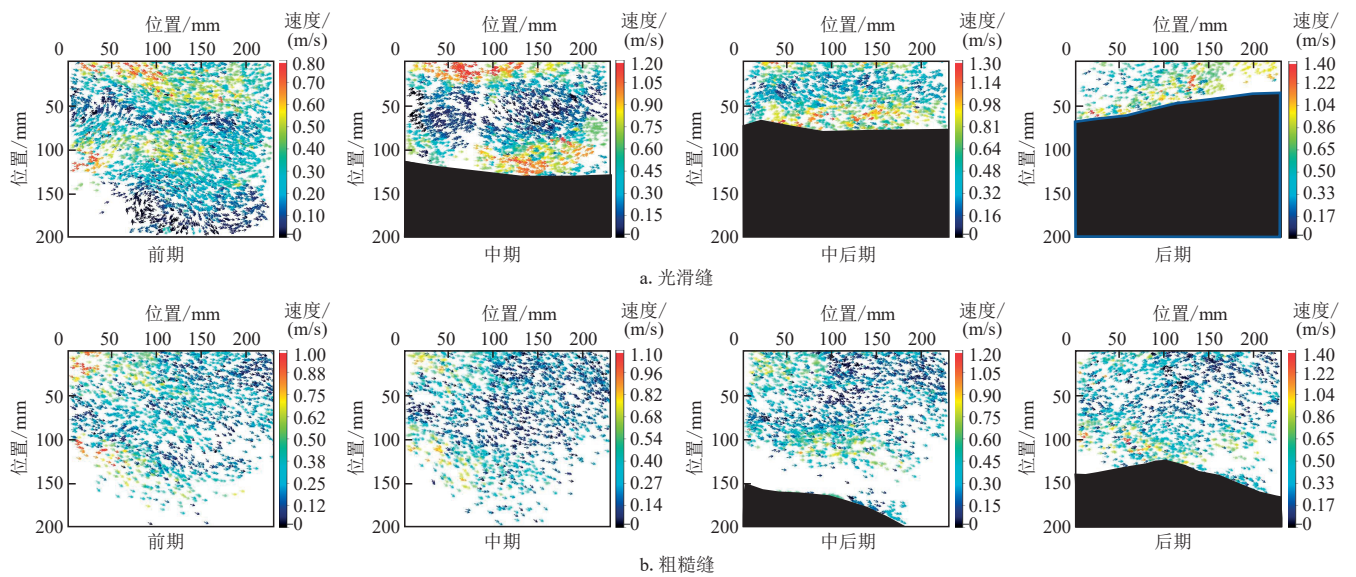


图 12 不同时刻光滑缝和粗糙缝内支撑剂速度场变化

Fig. 12 Changes in proppant velocity field in smooth and rough fractures at different times

方难以形成有效的支撑剂堆积,砂堤形态受到优势通道影响。

图 12a 展示了不同时刻光滑缝内支撑剂速度场,由图分析可得,支撑剂运动与上述压裂液运动相似,支撑剂对压裂液具有良好跟随性。铺置前期流场中产生漩涡,部分支撑剂跟随涡流动,但仍有部分支撑剂跟随高速射流输送至远端。随着砂堤堆积,支撑剂逐渐改变运动方向,沿着砂堤表面或近似于平行于砂堤表面运动,当砂堤高度达到平衡后,沿砂堤表面向右上运动。

图 12b 展示了粗糙缝内不同时刻支撑剂速度场,由图分析可得,铺置前期部分支撑剂因射流效应速度较大,整体向右下运动。中期还未有支撑剂堆积,速度场变化不大。中后期测试区域左下方有小部分支撑剂堆积形成小砂堤,下方支撑剂运动方向发生变化。后期砂堤高度达到平衡,砂堤表面支撑剂运动方向与砂堤形态一致。此外,各时刻区域右上方支撑剂运动方向变化不大,这主要受到优势通道的影响,进一步说明了优势通道是主导支撑剂运动的重要因素。

3.2 不同因素对粗糙缝内支撑剂铺置影响

3.2.1 排量

在压裂液黏度为2.5 mPa·s、粒径为40/70目条件下,以现场压裂排量为依据,通过相似准则转换后,设定了12 L/min、18 L/min和24 L/min 3种排量下的粗糙缝内支撑剂输送实验研究。图13展示了不同排量条件下支撑剂堆积过程,由图分析可得,12 L/min排量时,第一块平板优势通道处,砂堤形成凹形结构,而第二块平板的优势通道被堵塞上了,形成一个较大范围的局部支撑。18 L/min和24 L/min排量条件下,第一块平板的砂堤高度随排量增大而降低,第二块平板未形成局部支撑,这是因为排量增大,第一块板射流效应增强,缝内流速增加,优势通道内的流速进一步提高,支撑剂难以在近井带和优势通道处沉降堆积。

对比不同排量下的砂堤轮廓(图14a)发现,随排量增大,流体携砂能力增强,粗糙缝内砂堤堆积高度明显降低。在12 L/min排量条件下,砂堤表面最高点达到了260 mm,在24 L/min排量条件下降至214 mm。此外,1250 mm位置处的砂堤堆积轮廓受优势通道影响呈凹型状态,当排量降低,优势通道影响变小,粗糙缝被支撑剂填满变为相对平滑的直线。图14b展示了不同排量下支撑剂铺置的面积百分比。从结果分析来看,排量是影响支撑剂铺置面积的重要因素:12 L/min排量条件下有最大铺置面积,占据平板69.44%,而24 L/min排量条件下占比不足平板面积的一半,这是由于排量越大,流体携砂能力越强,沉降下来的支撑剂数量减少。

3.2.2 黏度

在排量为18 L/min、粒径为40/70目条件下,设计并开展了1.0 mPa·s、2.5 mPa·s、4.0 mPa·s工况下的实验研

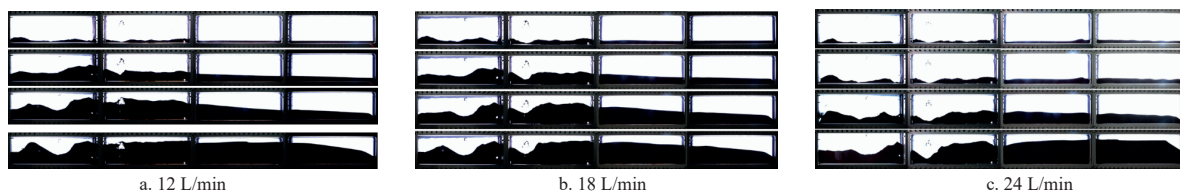


图13 不同排量支撑剂铺置结果
Fig. 13 Proppant placement results at different discharge rates

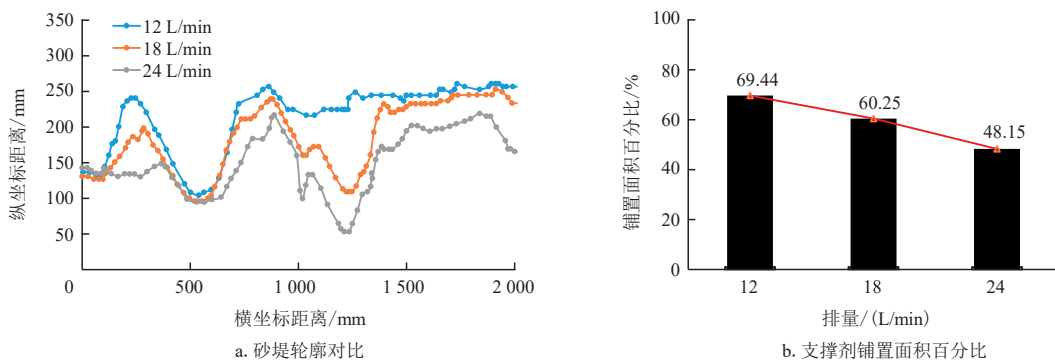


图14 不同排量砂堤轮廓对比与支撑剂铺置面积百分比

Fig. 14 Comparison of sand dam profiles and proppant placement area percentage at different discharge rates

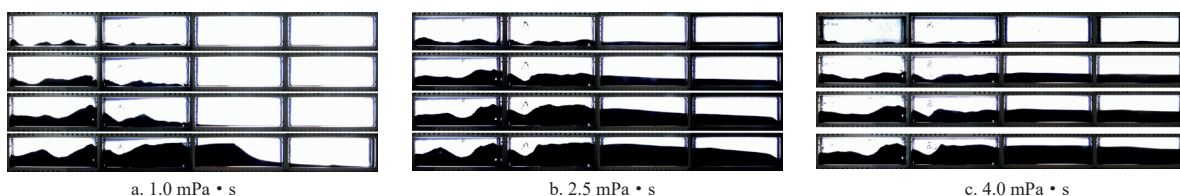


图15 不同黏度支撑剂铺置结果

Fig. 15 Proppant placement results at different viscosities

究。图 15 展示了不同黏度条件下支撑剂堆积过程。由图分析可得,黏度为 1.0 mPa·s 时,支撑剂首先集中在前两块平板堆积,砂堤高度达平衡后,开始逐渐向裂缝远端堆积。黏度为 2.5 mPa·s 和 4.0 mPa·s 时,支撑剂刚注入就能输送至裂缝远端,随注入时间增长,缝内砂堤高度增加,砂堤整体均匀向上增长,4 块板几乎同时达到平衡。经对比发现,砂堤堆积形态仍受到优势通道影响形成凹型结构,高黏条件不仅利于支撑剂向远端输送还利于缝长方向上均匀分布。

对比不同黏度下的砂堤轮廓(图 16a)发现,粗糙缝内砂堤形态随黏度变化不大,只是黏度越高,砂堤高度会有所降低。黏度为 1.0 mPa·s 时,砂堤最高点约为 255 mm;黏度为 4.0 mPa·s 时,砂堤高度降至 240 mm。图 16b 展示了不同黏度砂堤铺置面积百分比,当黏度从 1.0 mPa·s 增大到 2.5 mPa·s 时,支撑剂铺置面积略减,而 2.5 mPa·s 增大到 4.0 mPa·s 时,减少近 5%,这可以解释为清水条件下砂堤堆积起来后支撑剂与支撑剂的黏结力更低,近井带受到射流的影响更容易被携带起来,但由于低黏条件下输送支撑剂,支撑剂又更容易沉降下来,因此铺置量相较于高黏度更多一些。综上,黏度对砂堤的堆积距离及堆积方式产生影响,对砂堤最终形态影响不大。

3.2.3 粒径

在压裂液黏度为 2.5 mPa·s、排量为 18 L/min 条件

下,对比了 30/50 目、40/70 目和 70/140 目 3 种粒径下支撑剂的铺置过程。图 17 展示了不同粒径条件下支撑剂堆积过程,由图分析可得,低粒径条件下,支撑剂一开始便能输送至裂缝远端,每块平板内砂堤高度接近,4 个时刻砂堤表面轮廓相似,主要是堆积高度发生了变化。说明 70/140 目的支撑剂跟随性非常强,纵向沉降速度较慢,砂堤堆积平缓,整个堆积过程可以总结为以“层叠式”堆积。40/70 目条件下铺置各阶段砂堤形态与 70/140 目条件下相似,30/50 目条件下由于粒径增大,支撑剂沉降速度加快,注入后立即沉降堆积在近井带,但铺置后期前两块板中砂堤形态也与低粒径条件下相似。此外,30/50 目条件下前两块板内砂堤状态基本平衡后,支撑剂才越过砂堤高速向后堆积,位于近井带的砂堤形态基本不变,只是第二块板靠后区域内砂堤高度略有增加,砂堤主体仅到达第三块平板处,铺置距离有所减小。

对比不同粒径下的砂堤轮廓(图 18a)发现,3 种粒径条件下的砂堤表面轮廓都不均匀,存在 2 个明显的凹型结构,说明尽管增大粒径支撑剂沉降速度增强,但优势通道仍不能得到有效封堵。图 18b 展示了不同粒径支撑剂铺置面积百分比,随着支撑剂粒径减小,铺置面积减小,但 30/50 目和 40/70 目粒径条件下差异不大,70/140 目条件下支撑剂铺置面积占比仅为 54.58%。总的来说,粒径改变对粗糙缝内砂堤堆积形态影响不大,但小粒径条件下砂堤堆积高度稍低。

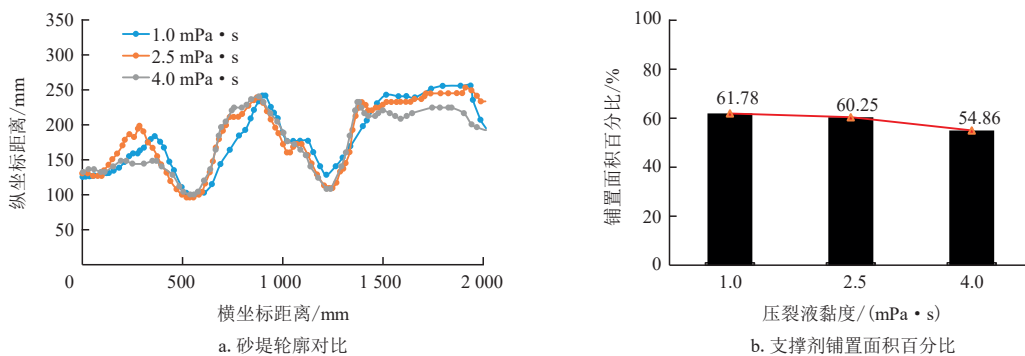


图 16 不同黏度砂堤轮廓对比与支撑剂铺置面积百分比

Fig. 16 Comparison of sand dam profiles and proppant placement area percentage at different viscosities

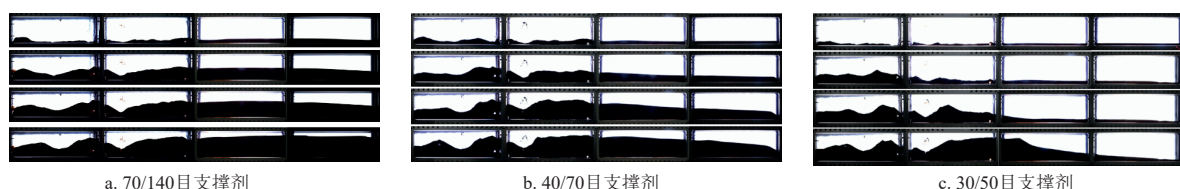


图 17 不同粒径支撑剂铺置结果

Fig. 17 Proppant placement results at different particle sizes

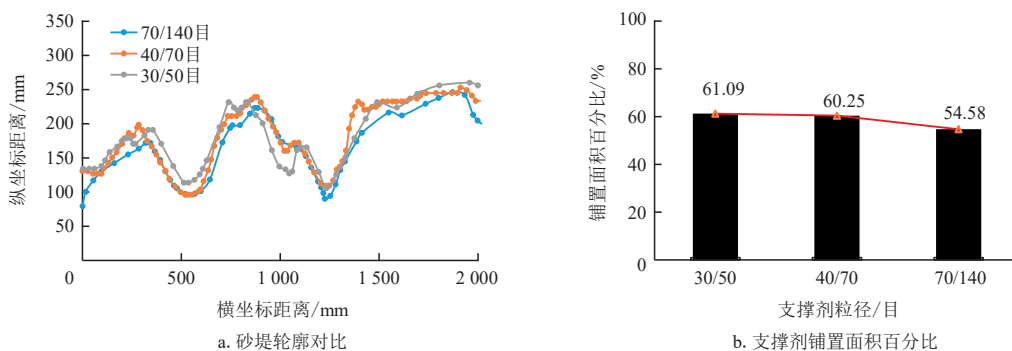


图18 不同粒径砂堤轮廓对比与支撑剂铺置面积百分比

Fig. 18 Comparison of sand dam profiles and proppant placement area percentage at different particle sizes

4 结论

1) 构建了考虑剪切滑移的页岩粗糙裂缝实验对象, 压裂产生的剪切滑移粗糙缝呈现流动通道的非均匀性, 在优势通道处流动通道更大, 流体流动阻力小流速大, 携带支撑剂的曳力增大, 支撑剂受曳力影响更难在此处沉降堆积。因此, 在优势通道附近易形成“凹型”堆积结构的砂堤, 导致砂堤整体呈现非均匀铺置。

2) 对光滑缝和粗糙缝进行局部PIV测试对比发现, 粗糙缝凸起壁面抑制了涡的形成, 流体和支撑剂流经大凸起结构附近时, 会改变原来运动方向朝优势通道流动, 并且随着缝内砂堤高度的增高, 支撑剂的运动方向也会受到堆积起来的砂堤形态影响。

3) 排量是降低优势通道影响的主控因素。降低排量, 优势通道影响减小, 在优势通道附近会形成一个局部支撑, 可实现对优势通道的有效封堵。排量是影响支撑剂铺置高度和面积的重要因素, 排量增大, 流体携砂能力增强, 粗糙缝内砂堤堆积高度和堆积量均降低。

4) 不同黏度、粒径条件下, 粗糙缝内的砂堤堆积仍受到优势通道影响形成凹型堆积结构。黏度和粒径主要影响砂堤的堆积距离和堆积方式, 黏度增大或粒径减小, 支撑剂所受曳力减小, 其输送距离增大, 砂堤以“层叠式”堆积。

参考文献

[1] 段瑶瑶, 王欣, 王永辉, 等. 致密砂岩气藏体积改造增产效果数值模拟[J]. 非常规油气, 2015, 2(2): 48-51.
DUAN Yaoyao, WANG Xin, WANG Yonghui, et al. Numerical simulation of stimulation effect by volume transformation of tight sandstone gas reservoir[J]. Unconventional Oil & Gas, 2015, 2(2): 48-51.

[2] 位云生, 贾爱林, 何东博, 等. 中国页岩气与致密气开发特征与开

发技术异同[J]. 天然气工业, 2017, 37(11): 43-52.

- WEI Yunsheng, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Comparative analysis of development characteristics and technologies between shale gas and tight gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(11): 43-52.
- [3] 周健, 陈勉, 金衍, 等. 压裂中天然裂缝剪切破坏机制研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2008, 27(增刊1): 2637-2641.
ZHOU Jian, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Mechanism study of shearing slippage damage of natural fracture in hydraulic fracturing [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2008, 27 (Suppl. 1): 2637-2641.
- [4] YE Z, GHASSEMI A. Injection-induced shear slip and permeability enhancement in granite fractures[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2018, 123(10): 9009-9032.
- [5] ABUAISHA M, EATON D, PRIEST J, et al. Hydro-mechanically coupled FDEM framework to investigate near-wellbore hydraulic fracturing in homogeneous and fractured rock formations[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 154: 100-113.
- [6] 陆朝晖, 贾云中, 汤积仁, 等. 深层页岩剪切滑移裂缝渗透率变化规律[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 146-153.
LU Zhaohui, JIA Yunzhong, TANG Jiren. Evolution laws of fracture permeability of deep shale in the process of shear slip[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 146-153.
- [7] KERN L R, PERKINS T K, WYANT R E. The mechanics of sand movement in fracturing[J]. Journal of Petroleum Technology, 1959, 11 (7): 55-57.
- [8] SCHOIS R, VISSER W. Proppant bank buildup in a vertical fracture without fluid loss[C]//Paper SPE-4834-MS presented at the SPE European Spring Meeting, Amsterdam, Netherlands, May 1974.
- [9] BARREE R D, CONWAY M W. Experimental and numerical modeling of convective proppant transport[J]. Journal of Petroleum Technology, 1995, 47(3): 216-222.
- [10] MCELFFRESH P M, WOOD W R, WILLIAMS C F, et al. A study of the friction pressure and proppant transport behavior of surfactant-based gels[C]//Paper SPE-77603-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 2002.
- [11] STABEN M E, ZINCHENKO A Z, DAVIS R H. Motion of a particle between two parallel plane walls in low-Reynolds-number Poiseuille

- flow[J]. *Physics of fluids*, 2003, 15(6): 1711–1733.
- [12] 温庆志, 翟恒立, 罗明良, 等. 页岩气藏压裂支撑剂沉降及运移规律实验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19(6): 104–107.
WEN Qingzhi, ZHAI Hengli, LUO Mingliang, et al. Study on proppant settlement and transport rule in shale gas fracturing[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(6): 104–107.
- [13] 温庆志, 高金剑, 刘华, 等. 滑溜水携砂性能动态实验[J]. *石油钻采工艺*, 2015, 37(2): 97–100.
WEN Qingzhi, GAO Jinjian, LIU Hua, et al. Dynamic experiment on slick-water prop-carrying capacity[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2015, 37(2): 97–100.
- [14] 周德胜, 张争, 惠峰, 等. 滑溜水压裂主裂缝内支撑剂输送规律实验及数值模拟[J]. *石油钻采工艺*, 2017, 39(4): 499–508.
ZHOU Desheng, ZHANG Zheng, HUI Feng, et al. Experiment and numerical simulation on transportation laws of proppant in major fracture during slick water fracturing[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2017, 39(4): 499–508.
- [15] 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.
- [16] ALAJMEI S, MISKIMINS J. Effects of altering perforation configurations on proppant transport and distribution in freshwater fluid[J]. *SPE Production & Operations*, 2022, 37(4): 681–697.
- [17] 施振生, 赵圣贤, 赵群, 等. 川南地区下古生界五峰组-龙马溪组含气页岩岩心裂缝特征及其页岩气意义[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1087–1101.
SHI Zhensheng, ZHAO Shengxian, ZHAO Qun, et al. Fractures in cores from the Lower Paleozoic Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin and their implications for shale gas exploration[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1087–1101.
- [18] 边瑞康, 孙川翔, 聂海宽, 等. 四川盆地东南部五峰组-龙马溪组深层页岩气藏类型、特征及勘探方向[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1515–1529.
BIAN Ruikang, SUN Chuanxiang, NIE Haikuan, et al. Types, characteristics, and exploration targets of deep shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1515–1529.
- [19] 潘林华, 张焱, 程礼军, 等. 页岩储层体积压裂复杂裂缝支撑剂的运移与展布规律[J]. *天然气工业*, 2018, 38(5): 61–71.
PAN Linhua, ZHANG Ye, CHENG Lijun, et al. Migration and distribution of complex fracture proppant in shale reservoir volume fracturing[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(5): 61–71.
- [20] KIM J Y, JING Z, MORITA N. Proppant transport studies using three types of fracture slot equipment[C]/Paper ARMA-2019-0273 presented at the 53rd U. S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, New York City, New York, June 2019.
- [21] PAN L, ZHANG Y, CHENG L, et al. Migration and distribution of complex fracture proppant in shale reservoir volume fracturing[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 5(6): 606–615.
- [22] 何思源. 复杂裂缝支撑剂运输规律模拟研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2019.
HE Siyuan. Simulation study on transport law of proppant in complex fractures[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019.
- [23] 张学平, 刘友权, 张鹏飞, 等. 大川中沙溪庙致密砂岩储层支撑裂缝导流能力的影响因素[J]. *石油与天然气化工*, 2024, 53(3): 92–97.
ZHANG Xueping, LIU Youquan, ZHANG Pengfei, et al. Influencing factors of the fracture conductivity of propped cracks in the Shaximiao tight sandstone reservoir in central Sichuan [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2024, 53(3): 92–97.
- [24] RAIMBAY A, BABADAGLI T, KURU E, et al. Effect of fracture surface roughness and shear displacement on permeability and proppant transportation in a single fracture[C]/Paper SPE-171577-MS presented at the SPE/CSUR Unconventional Resources Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, September 2014.
- [25] 魏东亚, 梁天博, 白冰洋, 等. 滑溜水压裂中支撑剂在粗糙裂缝内运移沉降的实验研究[C]/2019油气田勘探与开发国际会议集. 西安, 2019.
WEI Dongya, LIANG Tianbo, BAI Bingyang, et al. Impact of rough fracture face on proppant transport experimental study in slickwater fracture[C]/ International Field Exploration and Development Conference 2019. Xi'an: Xi'an Shiyu University, 2019.
- [26] BAHRI A, MISKIMINS J. The effects of fluid viscosity and density on proppant transport in complex slot systems[J]. *SPE Production & Operations*, 2021, 36(4): 894–911.
- [27] LI J, LIU P L, KUANG S B, et al. Visual lab tests: Proppant transportation in a 3D printed vertical hydraulic fracture with two-sided rough surfaces[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 196: 107738.
- [28] 石朝龙, 陈军斌, 王晓明, 等. 页岩储层天然裂缝剪切滑移特性实验研究[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 37(2): 73–80.
SHI Zhaolong, CHEN Junbin, WANG Xiaoming, et al. Experimental study on shear slip characteristics of natural fracture in shale reservoir[J]. *Journal of Xi'an shiyu University (Natural Science Edition)*, 2022, 37(2): 73–80.
- [29] 杨若愚. 基于粒子成像测速(PIV)的支撑剂输送物理模拟系统研制及应用[D]. 成都: 西南石油大学, 2021.
YANG Ruoyu. Development and application of particle imaging velocimetry (PIV)-based physical simulation system for proppant transportation[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2021.
- [30] 曾青冬. 页岩致密储层压裂裂缝扩展数值模拟研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016.
ZENG Qingdong. Numerical simulation study of hydraulic fracture propagation in shale and tight reservoirs[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2016.
- [31] 张树辉. 页岩水力加砂压裂特征及裂缝形态研究[D]. 北京: 中国矿业大学(北京), 2021.
ZHANG Shuhui. Research on shale hydraulic sand fracturing characteristics and fracture forms[D]. Beijing: China University of Mining and Technology(Beijing), 2021.

(编辑 徐佩)