

多级组合加砂工艺主缝内支撑剂铺置规律

祁生金^{1,2}, 蒋建方^{1,2}, 姜杰^{1,2}, 王晓蕾³, 黄登铸^{1,2}, 唐珊^{1,2}

- 1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室 北京 102249
- 2. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院 北京 102249
- 3. 中国石油大庆油田有限责任公司第五采油厂 黑龙江大庆 163513

通讯作者: Email: jif8989@126.com
项目支持: 国家油气重大专项“致密油储层高效体积改造技术”(2016ZX05046-004)

引用: 祁生金, 蒋建方, 姜杰, 等. 多级组合加砂工艺主缝内支撑剂铺置规律[J]. 油气井测试, 2023, 32(4): 1-9.

Cite: QI Shengjin, JIANG Jianfang, JIANG Jie, et al. The placement law of composite particle size proppant in main fracture for multi-stage combined sanding process[J]. Well Testing, 2023, 32(4): 1-9.

摘要 支撑剂在裂缝内的铺置规律决定了水力裂缝的导流能力以及油井的增产效果。利用自主设计的可视化平行板裂缝模型分别进行了现场排量为 4.96 m³/min 时不同注入位置(上部、中部、下部)、不同注入顺序(大粒径→小粒径和小粒径→大粒径)40~80 目和 80~120 目支撑剂在主缝内的组合铺砂实验,通过入口处砂堤高度 h_p 、砂堤平衡高度 H_p 、前缘铺置率 R_{fp} 和总体铺置率 R_{tp} 四个参数评价了注入位置及顺序对支撑剂铺置规律的影响,并通过各粒径支撑剂在裂缝前缘和裂缝总体中的填充比例分析了对支撑效果的贡献。实验结果表明:注入位置决定了支撑剂在裂缝内的砂堤形态和前缘铺置效果,上部注入能更好地连通主缝与井筒,大粒径→小粒径注入时,入口处砂堤高度 h_p 分别为中部和下部注入的 1.81 和 46.57 倍,前缘铺置率 R_{fp} 分别为中部和下部注入的 1.47 和 13.18 倍;小粒径→大粒径注入时, h_p 分别为中部和下部注入的 1.56 和 33.37 倍, R_{fp} 分别为中部和下部注入的 1.33 和 12.07 倍;注入顺序在显著影响砂堤形态的同时也对铺置效果有一定的影响,大粒径→小粒径注入时能产生一定厚度的混砂层;小粒径→大粒径注入时砂堤高度变化更均匀,前缘铺置效果稍好;总体来看,大粒径支撑剂更易沉降,对主缝支撑效果贡献更大,但小粒径支撑剂更易被运移到裂缝深处填充次级裂缝,有助于提升压裂施工的整体支撑效率。

关键词 组合粒径支撑剂;铺置规律;注入位置;注入顺序;砂堤高度;前缘位置;混砂层;主裂缝
中图分类号: TE357.12 **文献标识码**: A **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.04.001

The placement law of composite particle size proppant in main fracture for multi-stage combined sanding process

QI Shengjin^{1,2}, JIANG Jianfang^{1,2}, JIANG Jie^{1,2}, WANG Xiaolei³, HUANG Dengzhu^{1,2}, TANG Shan^{1,2}

- 1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China
- 2. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China
- 3. NO. 5 Oil Production Plant, PetroChina Daqing Oilfield Company, Daqing, Heilongjiang 163513, China

Abstract: The placement law of proppant in fractures determines the conductivity of hydraulic fractures and the stimulation effect of oil wells. The combined sand paving experiments of 40~80 mesh proppant and 80~120 mesh proppant in the main fracture were conducted with self-designed visual parallel plate fracture model at different injection positions(upper, middle and bottom) and different Injection sequence (large particle size to small particle size and small particle size to large particle size) when the field pumping rate was 4.96 m³/min. respectively, and the effects of injection position and injection sequence on proppant placement were evaluated by four parameters, the height of the sandbank at the fracture entrance h_p , the balance height of the sandbank H_p , the proppant placement rate at fracture front R_{fp} and the proppant placement rate at total fracture R_{tp} , the contribution of each particle size proppant to the propping effect was analyzed by their filling ratio of in the fracture front and the total fracture simultaneously. The experimental results showed that the injection position determined sand bank shape and the placement effect of proppant at the fracture front, and the upper injection could better connect the main fracture and wellbore. When the injection sequence was large particle size to small particle size, h_p were 1.81 and 46.57 times that of the middle injection and bottom injection, R_{fp} were 1.47 and 13.18 times that of the middle injection and

bottom injection. And when the sequence was small particle size to large particle size, h_p were 1.56 and 33.37 times that of the middle injection and bottom injection, R_{fp} were 1.33 and 12.07 times that of the middle injection and bottom injection, respectively. The injection sequence not only affected the sand bank shape emphatically, but also had a certain influence on the fracture placement effect. A certain thickness of mixing sand layer could be produced in the main fracture when the injection of large particle size to small particle size. From small particle size to large particle size injection, the variation of sandbank height was more uniform, and the placement effect of main fracture front was better. In general, large size proppants were more likely to settle and contributed more to the main fracture propping effect, while small-size proppants were more likely to migrate into the fracture depth to fill secondary fractures, which were helped to improve the total proppant efficiency.

Keywords: composite particle size proppant; injection position; injection sequence; placement law; height of the sandbank; proppant placement at fracture front; mixing sand layer; main fracture

非常规油气压裂施工中常采用多级组合加砂工艺达到支撑不同级别裂缝的目的^[1-3],该工艺按一定次序添加多种尺度的支撑剂,可实现不同粒径支撑剂与不同尺度裂缝的匹配,提高非常规油气体积压裂和缝网压裂的支撑质量和裂缝导流能力^[4-6],压裂施工中射孔位置和携砂液注入顺序会直接影响主裂缝及其进口端的砂堤形态,进而影响油井的增产效果,不合理的施工选择可能造成压裂效果不理想甚至施工失败,因此有必要补充明确注入位置及顺序对组合粒径支撑剂在裂缝内铺置规律的影响,为现场施工提供理论指导。

目前,CFD(计算流体力学)方法及其求解器 FLUENT 软件因能同时求解液固两相的流动规律被大量用于研究注入位置对携砂液铺置规律的影响。张涛等^[7]、金智荣等^[8]通过欧拉-欧拉两相流模型模拟了上、中、下三种进口位置对裂缝内支撑剂输送规律的影响(注入速度 1 m/s,砂比 20%,支撑剂粒径 1 mm,清水压裂液),结果表明上部进口最终铺置形态较好,进口的位置对支撑剂的铺设影响重大,不适当的进口位置会造成近井附近形成无支撑区域,降低压裂效果;张国栋^[9]基于耦合 CFD-DEM 方法模拟了从底部和上部注入对支撑剂铺置形态的影响(注入速度 0.12 m/s、支撑剂体积浓度 0.087 3,支撑剂粒径 0.5 mm,压裂液黏度 1 mPa·s),认为低点注入时由于携砂液的冲蚀,在裂缝前端形成了一个大的颗粒未充填区,在较高位置注入时,缝口附近颗粒的填充大幅改善,但是由于砂丘分布范围较广,需要更长的注入时间达到最终的砂堤铺置形态;刘春亭等^[10]、温智庆等^[11]利用 FLUENT 软件中的双欧拉模型模拟了不同注入位置下支撑剂的铺置形态(注入速度 2 m/s、砂比 20%,支撑剂粒径 1 mm,压裂液黏度 1 mPa·s),认为携砂液注入位置会显著影响砂堤形态,且在上部注入时,支撑剂充填效果较好;郝丽华^[12]、郭天魁等^[13]采用 CFD 数值模拟方法分析了主/分支裂缝内砂堤生长模式(注

入速度 1 m/s,砂比 10%,支撑剂粒径为 0.3 mm,压裂液黏度 5 mPa·s),评价了携砂液注入位置对裂缝内砂堤展布形态的影响,结果表明上部注入时,支撑剂主要在主缝内沉降运移,分支缝内支撑剂铺置量较少;中部注入时,主缝内支撑剂可运移至裂缝深处,且分支缝内砂堤生长速度快;下部注入时,砂堵机率大,易在主入口位置形成无砂区。

同时平行板裂缝模型也被用于该方面的研究。张争^[14]利用自主设计的“水力压裂裂缝与射孔模拟实验系统”研究了清水压裂时(排量 4 m³/h,砂比 3%,30/50 目支撑剂)上、中、下三个部位及不同部位的组合注入口对铺砂形态的影响,综合考察平衡时间、砂堤平衡高度前缘距离、裂缝进口端支撑剂铺置率等因素,认为上+下组合方式最有利于增加裂缝进口端支撑剂铺置,能显著改善井眼与裂缝的连通性;符洋^[15]、惠峰^[16]结合平行板物理模型和 FLUENT 软件对铺砂形态进行研究(排量为 4 m³/h,砂比 3%,支撑剂粒径为 0.45 mm,压裂液黏度 1 mPa·s),认为上部+中部进口组合最有利于主缝进口端的铺砂,支撑剂铺置率高,且砂堤平衡高度前缘距离较小。

以上研究均表明注入位置对单一粒径支撑剂在裂缝内的铺置规律有极大影响,为压裂施工中携砂液注入位置的选择提供了基础理论指导,但是多尺度组合加砂工艺相较于以往单一粒径的压裂施工排量更大,支撑剂的铺置规律更为复杂,既要考虑支撑剂注入顺序的影响,也要考虑不同粒径支撑剂之间的相互作用,这导致前人的研究有一定的指导意义但是无法针对性回答注入位置对该工艺支撑剂铺砂规律的影响,因此有必要进行该方面系统性的研究。利用自主设计的可视化平行板裂缝模型模拟了上、中、下不同注入位置、不同注入顺序(大粒径→小粒径和小粒径→大粒径)下 40~80 目和 80~120 目组合粒径支撑剂在主缝内的组合铺砂实验,评价了注入位置和注入顺序对支撑剂铺置规

律的影响,分析了各粒径支撑剂对支撑效果的贡献。

1 实验部分

描述实验所用物模、材料的参数与结构,建立室内与现场的相似准则及实验结果量化指标。

1.1 实验仪器与材料

可视化平行板裂缝模型,缝长 2.5 m,缝高 0.5 m,缝宽 4 mm,由 5 个 0.5 m×0.5 m×4 mm 的有机玻璃裂缝单元组成,分别在裂缝入口从下到上 0、0.25 m、0.5 m 处打两个直径为 8 mm 的圆孔作为携砂液入口,两个入口圆心距为 15 mm(见图 1)。离心泵最大流量为 8 m³/h;回收方池 3 个,最大容量 0.5 m³;混砂罐 2 个,最大容量 0.9 m³;管线若干;BROOKFIELD DV-Ⅲ+旋转黏度仪。

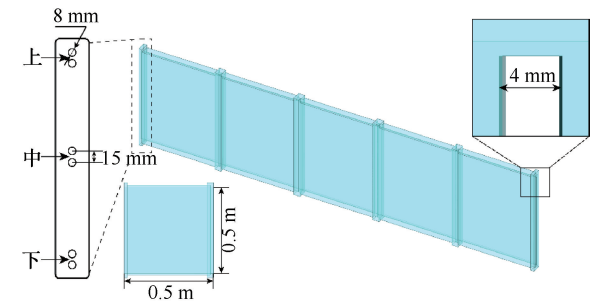


图 1 可视化平行板裂缝模型示意图
Fig.1 Illustration of visual parallel plate fracture model

聚合物、40~80 目和 80~120 目石英砂支撑剂,滑溜水携砂液配方见表 1。

表 1 滑溜水携砂液配方
Table 1 Slickwater sand-carrying fluid formula

携砂液类型	滑溜水配方	支撑剂类型	黏度/ mPa·s	砂比/ %	液量/ m³
携砂液 A	清水+0.08%聚合物	80~120 目	5~7	5	0.5
携砂液 B	清水+0.15%聚合物	40~80 目	12~15	5	0.5

1.2 实验方案与步骤

根据实验内容和研究目的,结合实验设备的量程和承压能力,制定如表 2 所示的实验方案。具体实验步骤如下:

- (1)排净管路和裂缝中的空气,防止离心泵空抽损坏以及裂缝模型憋压破裂;
- (2)检查实验管路,确保管路连接正确,阀门开关正常;
- (3)开启高速摄像机,调整摄像位置及焦距,使平行板裂缝内的铺砂过程能被完整记录;
- (4)开启电源,打开搅拌装置,防止罐内沉砂造成管路堵塞,调节离心泵排量,启泵注砂;

- (5)按实验方案注入顺序完成泵注,停泵,关闭阀门,使支撑剂自然沉降;
- (6)实验结束,用清水大排量清洗裂缝和实验管路内的支撑剂,直至无残留,为下组实验做准备。

表 2 不同注入位置下支撑剂铺砂实验方案
Table 2 Experimental schemes of proppant sand placement at different injection positions

注入位置	注入顺序	室内排量/ (m³·min ⁻¹)	总泵时/ min	泵时组 合形式	评价 参数
上	携砂液 A→携砂液 B 携砂液 B→携砂液 A	0.125	20	1:1	/
中	携砂液 A→携砂液 B 携砂液 B→携砂液 A				
下	携砂液 A→携砂液 B 携砂液 B→携砂液 A				

1.3 相似准则

由于实验所用裂缝模型与实际水力裂缝存在差异,需用雷诺数相似准则将实验排量换算成现场排量,但需做出以下假设:(1)忽略压裂液的滤失;(2)忽略实际水力裂缝的壁面粗糙度和迂曲度对流速的影响;(3)假设裂缝已经形成,忽略地应力影响;(4)忽略温度对携砂液的影响。基于以上假设,各参数计算公式如下

$$v_m = \frac{1}{60} \frac{Q_m}{A_m}$$
(1)

$$v_f = \frac{1}{60} \frac{Q_f}{A_f}$$
(2)

$$A_m = w_m h_m$$
(3)

$$A_f = w_f h_f$$
(4)

$$R_{em} = \frac{\rho v_m d_m}{\mu}$$
(5)

$$R_{ef} = \frac{\rho v_f d_f}{\mu}$$
(6)

$$d_m = \frac{2h_m w_m}{h_m + w_m}$$
(7)

$$d_f = \frac{2h_f w_f}{h_f + w_f}$$
(8)

式中: v_m, v_f 分别为裂缝模型和实际水力裂缝中的携砂液流速, $m \cdot s^{-1}$; Q_m, Q_f 分别为室内排量和现场排量, $m^3 \cdot min^{-1}$; A_m, A_f 分别为裂缝模型和实际水力裂缝的过水截面积, m^2 ; w_m, w_f 分别为裂缝模型和实际水力裂缝的缝宽, m ; h_m, h_f 分别为裂缝模型和实际水力裂缝的缝高, m ; R_{em}, R_{ef} 分别为裂缝模型和实际水力裂缝中流体雷诺数,无因此; ρ 为携

砂液密度, kg/m^3 ; μ 为携砂液黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; d_m, d_f 分别为裂缝模型和实际水力裂缝过水截面的水力直径, m 。

假设实际水力裂缝缝高 20 m, 缝宽与模型缝宽相等, 为 4 mm, 现场压裂与室内实验所用携砂液一致, 根据相似准则(5)式等于(6)式, 计算得现场排量与室内实验排量对应关系见表 3。

表 3 室内实验排量与现场排量对应关系
Table 3 Corresponding relationship between experimental and field pumping rate

裂缝模型			实际水力裂缝		
$Q_m/$ ($\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1}$)	$v_m/$ ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)	$d_m/$ m	$Q_f/$ ($\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1}$)	$v_f/$ ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)	$d_f/$ m
0.125	1.042	0.007 937	4.96	0.517	0.007 998

1.4 数据处理方法

在停泵后用摄像机记录最终的砂堤形态, 为了衡量裂缝与井筒的连通情况以及支撑剂整体的填充效果, 通过入口处砂堤高度、砂堤平衡高度、前缘铺置率和总体铺置率四个参数来评价注入位置及顺序对支撑剂铺置的影响程度。

入口处砂堤高度即停泵后支撑剂在裂缝入堆积的高度, h_p , cm; 砂堤平衡高度定义为砂堤在裂缝内达到动态平衡不再生长的平均高度, H_p , cm; 前缘铺置率为停泵后支撑剂铺置面积占裂缝前缘前视图面积的比例, 按(9)式计算(裂缝前缘取入口处第一个单元格, 面积为 $S_{ff}=0.25\text{ m}^2$), R_{fp} , %; 总体铺置率为停泵后支撑剂铺置面积占整个裂缝前视图面积的比例, 按(10)式计算(裂缝面积为 $S_{if}=1.25\text{ m}^2$), R_{ip} , %。支撑剂在裂缝内的铺置形态不规则, 需用到图像处理软件 Image J 勾选出不同色块所占的高度或面积, 再求出以上参数。

$$R_{fp} = \frac{S_{fp}}{S_{ff}} \times 100\% \tag{9}$$

$$R_{ip} = \frac{S_{ip}}{S_{if}} \times 100\% \tag{10}$$

式中: R_{fp} 为前缘铺置率, %; R_{ip} 为总体铺置率, %。

2 结果与讨论

通过对实验观察、记录的现象进行单因素、多因素和混合因素的分析与比较, 从不同角度认识不同注入工艺对支撑剂在主裂缝中充填形态的影响。

2.1 不同注入位置下组合粒径支撑剂主缝内砂堤形态

依据前文所述实验方案和实验步骤进行不同注入位置和顺序下 40~80 目和 80~120 目组合粒径支撑剂铺置实验, 用摄像机记录最终的铺砂效果, 结果如图 2 所示, a, b, c 分别为从上部、中部、下部注入时的砂堤最终形态, 其中上图注入顺序为先注大粒径携砂液(黑色)后注小粒径携砂液(红色), 下图注入顺序与上图相反; 从不同位置注入时携砂液在入口处的流态如图 3 所示; 利用图像处理软件 Image J 得到入口处砂堤高度 h_p 、砂堤平衡高度 H_p 、前缘铺置率 R_{fp} 和总体铺置率 R_{ip} 四个评价参数, 结果如表 4 所示。

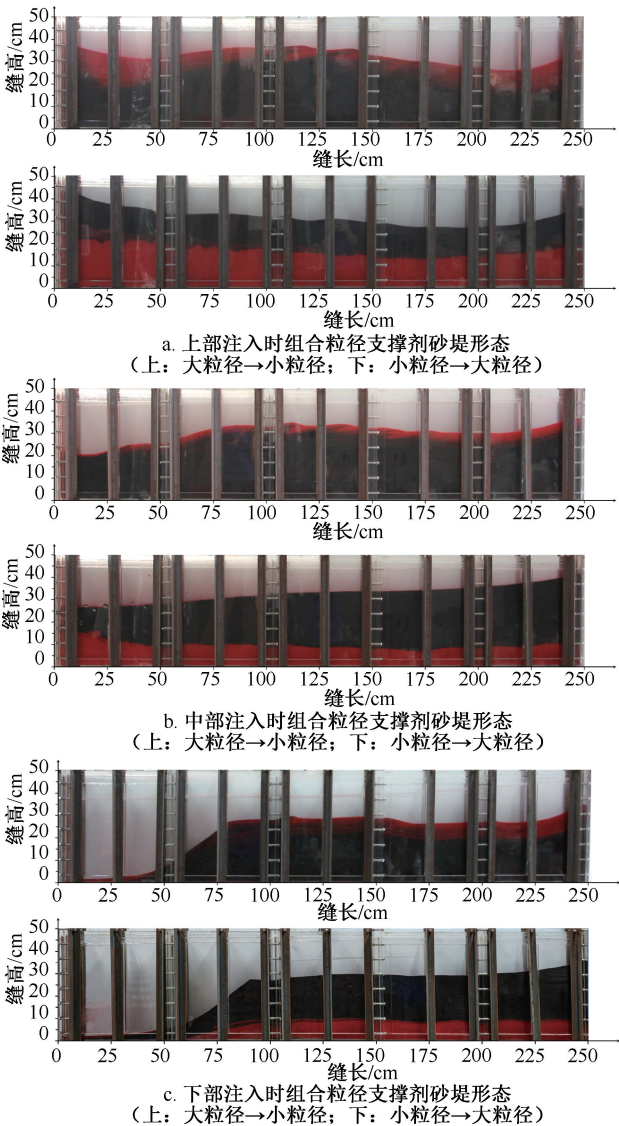


图 2 不同注入位置下组合粒径支撑剂铺置实验结果
Fig. 2 Experimental results of combined particle size proppant placement at different injection positions

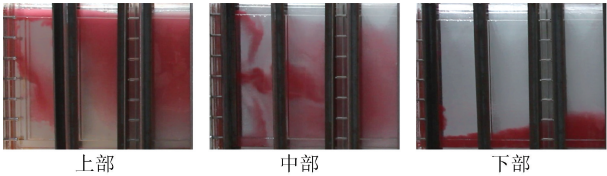


图 3 不同入口处携砂液流态

Fig. 3 Flow pattern of sand-carrying fluid at different entrances

表 4 不同注入位置下组合粒径支撑剂砂堤评价参数

Table 4 Evaluation parameters of combined particle size proppant sandbank at different injection positions

注入位置	注入顺序	h_p/cm	H_p/cm	$R_{fp}/\%$	$R_p/\%$
上	大粒径→小粒径	41.91	35.73	69.22	69.79
	小粒径→大粒径	44.38	33.50	75.45	67.03
中	大粒径→小粒径	23.13	35.34	47.16	64.53
	小粒径→大粒径	28.36	36.06	56.90	70.31
下	大粒径→小粒径	0.90	33.07	5.25	45.24
	小粒径→大粒径	1.33	32.38	6.25	47.29

由图 2a 上图可知,先注大粒径后注小粒径、从上部注入时砂堤整体呈“弓臂”型,即在裂缝入口处和后端有流线型凹陷,在裂缝中部有凸起,砂堤高度起伏较大,但在裂缝前缘以及整体填充较好,此时入口处砂堤高度 h_p 为 41.91 cm,砂堤平衡高度 H_p 为 35.73 cm,前缘铺置率 R_{fp} 为 69.22%,总体铺置率 R_p 为 69.79%。从上部注入时单个支撑剂颗粒在水平方向主要受压裂液的拖曳力、黏滞阻力,垂直方向受重力和浮力^[17],在合力作用下支撑剂以抛物线的轨迹在裂缝内运移。当施工排量和压裂液黏度较大,沉降高度较高时,支撑剂难以在裂缝入口处沉降,大部分在裂缝中部沉降形成凸起,此处过水截面逐渐变小,运移速度增大,支撑剂来不及沉降即被压裂液带出裂缝,形成了裂缝后端的凹陷,同时入射速度较高,易在入口处形成射流回流漩涡,消耗部分动能的同时反卷回部分支撑剂,形成裂缝前端的凹陷,这也是一种重要的支撑剂输送机制^[18],而且两个人射口相互影响,第二个进口注入的携砂液完全向下射流(如图 3 上部入口流态所示),造成支撑剂在入口处大量堆积,这是上部注入入口处砂堤高度及前缘铺置率较高的主要原因。在完成大粒径支撑剂注入后继续注入小粒径支撑剂,此时裂缝中部砂堤凸起处流速较大,前端与后端凹陷处流速较小,流速差使小粒径大部分沉降在裂缝前端与后端,弥补了大粒径形成的凹陷,这点可在图 2a 上图清晰观察到,小粒径支撑剂(红色)大量沉降在大粒径支撑剂(黑色)形成的凹陷处;图

2a 下图为先注小粒径后注大粒径,其形成的砂堤形态与上图完全不同,砂堤高度变化均匀,裂缝后端填充留有较大空白,此时 h_p 为 44.38 cm, H_p 为 33.50 cm, R_{fp} 为 75.45%, R_p 为 67.03%。小粒径支撑剂受水平方向上压裂液拖曳力和竖直方向上浮力的影响更大,先注入时导致其在裂缝内偏向于运移而不是沉降,其砂堤形态在向裂缝末端运移的过程中缓慢生长,故在裂缝内铺置较为均匀,后注大粒径支撑剂时,过水截面变小,流速变大,在裂缝内的沉降也较为困难(但易于小粒径支撑剂),因此整体砂堤高度变化较为缓慢,不会形成较大的凹陷,导致以该种顺序注入时前缘铺置效果稍好于大粒径→小粒径注入。两种注入顺序下裂缝末端填充较好是因为携砂液出口设置在裂缝右上角,支撑剂运移到裂缝末端时碰到壁面沉降所致。总体来看,从上部注入时支撑剂无论在裂缝前缘还是整体的铺置效果均较为理想,能有效提高主缝与井筒的连通情况,从两种支撑剂的铺置量来看,大粒径支撑剂在相同的泵时内更易沉降,铺置量更多,过水截面减小对小粒径支撑剂沉降的影响远大于大粒径。

图 2b 上图注入顺序依然为大粒径→小粒径,砂堤形成原因与图 2a 上图类似,但由于其注入位置在中部,支撑剂堆积到入射口即被冲走,填平了入口射流回流(如图 3 中部入口流态所示)形成的凹陷,同时导致在裂缝前缘的填置效果不理想,此时 h_p 为 23.13 cm, H_p 为 35.34 cm, R_{fp} 为 47.16%, R_p 为 64.53%,同样大粒径支撑剂的大量沉积减少了过水截面使小粒径支撑剂难以沉降,但是依然在大粒径形成的凹陷处沉降相对较多,对其缺陷进行了一定程度的弥补;图 2b 下图采用小粒径→大粒径注入顺序,砂堤形态也与上图差异较大,高度变化较为均匀,显然中部注入时小粒径铺置量更少,上部过水截面较大,大粒径支撑剂容易沉降,随着砂堤高度的增加,过水截面减小,大粒径支撑剂被运移到裂缝末端沉降,导致其铺置高度从裂缝入口开始缓慢增加,形成了前低后高的砂堤形态,此时 h_p 为 28.36 cm, H_p 为 36.06 cm, R_{fp} 为 56.90%, R_p 为 70.31%,从数据来看,中部注入时小粒径→大粒径顺序形成的砂堤高度变化更为均匀,对裂缝的支撑效果好于大粒径→小粒径注入。总的来看,从中部注入时支撑剂在裂缝前缘的填充效果远不如从上部注入,但是总体填充效果相当,这是因为此时入

口处支撑剂更易被冲走运移到裂缝深处,对裂缝后端的填充更充分。预测中部注入会导致近井筒区域部分裂缝未支撑,但可能对次级裂缝的填充效果更好,两种支撑剂的沉降情况与上部注入时类似。

图2c为下部注入时砂堤的铺置形态,采用大粒径→小粒径顺序注入时 h_p 为0.90 cm, H_p 为33.07 cm, R_{fp} 为5.25%, R_{ip} 为45.24%,采用小粒径→大粒径顺序注入时 h_p 为1.33 cm, H_p 为32.38 cm, R_{fp} 为6.25%, R_{ip} 为47.29%,相较于上部和中部注入,下部注入时支撑剂在裂缝内的填充效果相对最差,尤其是前缘填充效果极不理想,在地层高应力状态下会导致井筒附近裂缝完全闭合,形成“饺子”形态的支撑裂缝,这种裂缝形态大幅降低了增产效果。该种注入方式下入口处也形成了射流回流,而且由于进口间相互作用,上部进口完全向上射流(如图3下部入口流态所示),但此时沉降高度为0,回落和被反卷回来的支撑剂进入入口射流区域就被压裂液冲刷到远处,直至动能耗尽形成砂堤,之后支撑剂一层一层铺置,砂堤一层一层生长,最终达到平衡高度,只有极少数向上射流和回流携带的支撑剂可以停泵后沉降在入口端,但运移到裂缝末端的支撑剂依然对单一粒径形成的凹陷进行了填充。总体来看,下部注入时井筒与裂缝难以形成有效的连通,现场压裂施工时需着重分析裂缝的延伸方向,避免裂缝过于向上延伸,造成施工效果不理想甚至施工失败。

由表4数据可知,砂堤平衡高度 H_p 基本不受注入位置影响,这是因为虽然注入两种不同的携砂液,但是排量、泵时、砂比一定的情况下,砂堤高度达到动态平衡时携砂液流速相同,即过水截面高度一致,数据的小幅波动可能是因为泵注过程不均匀和测量误差引起的;而且除下部注入时由于极差的裂缝前缘填充效果导致其总体铺置率 R_{ip} 过低外,其余均达到了60%以上,注入位置对 R_{ip} 的影响也不大,因此从根本上受注入位置影响的是支撑剂在裂缝前缘的铺置效果,入口处砂堤高度 h_p 和前缘铺置率 R_{fp} 两个参数在不同位置注入时变化幅度极大,在采用大粒径→小粒径顺序、上部注入时入口处砂堤高度 h_p 分别是中部注入和下部注入的1.81和46.57倍,前缘铺置率 R_{fp} 分别是中部注入和下部注入的1.47和13.18倍;在采用小粒径→大粒径顺序、上部注入时入口处砂堤高度 h_p 分别是中部注入和下部注入的1.56和33.37倍,前缘铺置率 R_{fp} 分别是中部注入和下部注入的1.33和12.07倍。综

合考虑评价参数,上部注入能形成更好的裂缝填充效果,使主缝与井筒的连通更加理想,与前人的研究结果相比,本实验在只注入一种粒径时也产生了相同的入口凹陷区,但是因为压裂液黏度更大,湍流效应较弱,凹陷并不明显,在注入另一种支撑剂时对单一粒径形成的缺陷进行了弥补,这种现象在大粒径→小粒径注入时更为明显。

结合上述分析,现场施工时应着重考虑裂缝的延伸方向,避免裂缝向上延伸过大,在注入携砂液时可考虑封堵或隔离过于靠近底部的射孔,形成上部注入使砂堤形态更理想,更好地连通裂缝与井筒;另外射孔间距过小会造成孔间干扰,就实验现象来看,这种干扰对支撑剂在缝口处的沉降更有利。

2.2 注入顺序对砂堤形态的影响

将表4数据按支撑剂粒径进行分解绘制成图4,可以更直观地观察到不同注入顺序、不同粒径支撑剂对铺置砂堤的影响。由前文分析可知,小粒径支撑剂更容易被运移到裂缝末端,铺置更为均匀,而大粒径支撑剂更容易沉降,形成沙丘凸起,同时过水截面也影响着支撑剂的运移沉降,所以不同粒径支撑剂的注入顺序决定了砂堤形态,也影响着后注入支撑剂的铺置量。

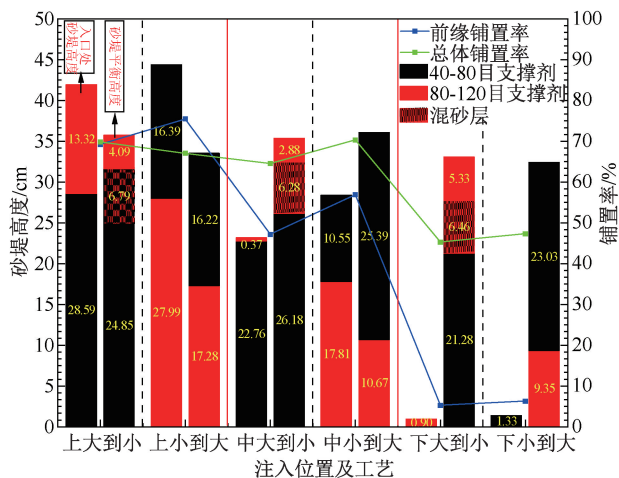


图4 不同注入位置下组合粒径支撑剂砂堤评价参数
Fig. 4 Evaluation parameters of combined particle size proppant sandbank at different injection positions

从图4可以看出,同一种粒径的支撑剂后注入比先注入铺置量要小很多,这种规律对小粒径支撑剂的影响更大,因为在后注入时过水截面变小,流速变大,使其沉降变得更为困难,因此大粒径→小粒径注入时在主缝中小粒径难以沉降,但是更易被运移到裂缝深处填充次级裂缝,而且先注入的大粒径支撑剂难以进入次级裂缝,会在缝口堆积形成高

台,此种情况相当于图 2 中从上部注入,可能使小粒径支撑剂在次级裂缝中的填充效果更好,同时主缝中大粒径支撑剂沉降的更多,更能提高主缝的导流能力,但是先注入大粒径支撑剂也可能完全堵塞部分次级裂缝入口,使后注入的小粒径支撑剂难以进入,降低支撑效率;而小粒径→大粒径注入时两种支撑剂在主缝内的铺置量和砂堤剖面高度变化更为均匀,同时先注入小粒径也能在第一时间撑开次级裂缝,避免缝口砂堵,而且此时前缘铺置效果稍好于大粒径→小粒径注入。

大粒径→小粒径注入的另一个显著特点是在注入小粒径支撑剂时总能产生较为明显、具有一定厚度的混砂层(在砂堤凸起处更为显著),而小粒径→大粒径注入时分层清晰,无明显混砂层(只在入口处有少量混砂现象)。分析认为,混砂层产生的原因是在注入小粒径支撑剂时会对大粒径支撑剂形成的砂堤产生“切削”作用,其过程如图 5 所示。

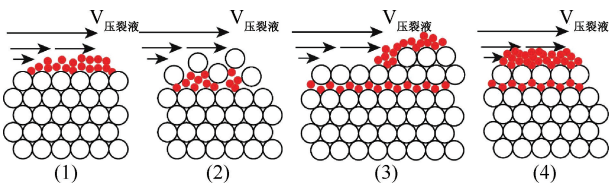


图 5 “切削”作用示意图
Fig. 5 Diagram of “cutting” action

假设支撑剂堆积遵循最大填充率能量原理和颗粒堆积稳定性原理,每层以菱形排列^[19]。第一阶段小粒径支撑剂沉降在大粒径支撑剂形成的砂堤表面,在压裂液拖曳力的作用下向前运动;第二阶段小粒径支撑剂更容易进入大粒径支撑剂堆积形成的空隙中掀起大粒径支撑剂,而且在压裂液拖曳力和支撑剂之间的摩擦力作用下向前运移;第三阶段更多的小粒径支撑剂进入空隙中,同时两种支撑剂在前方沉降,小粒径开始填堵空隙并在大粒径支撑剂表面再次沉降;第四阶段小粒径沉降的更多,

彼此之间孔隙更小,同尺度的支撑剂难以进入,形成单一粒径(小粒径)砂堤,小粒径与大粒径之间形成混砂层。混砂层的厚度(或者“切削”作用的强弱)与支撑剂运移的速度有关,砂堤凸起处流速更大,形成的混砂层更厚更明显,预测在现场大排量施工时混砂层的厚度应该更大,混砂层结合了不同粒径支撑剂的优点,兼具高导流能力和高抗压能力^[20],虽然实验过程中混砂层厚度较小,但是压裂施工时其作用不可忽视。考虑到不同注入顺序支撑剂的流态特点,结合周德胜^[21]等人的观点,现场在选择注入顺序时应考虑次级裂缝的形态与位置,如果次级裂缝与主缝沟通较好且缝高与主缝相当,可采用大粒径→小粒径注入顺序,先以中等排量注入大粒径支撑剂在缝口处形成高台,再以大排量注入小粒径支撑剂填充次级裂缝,可提升裂缝总体铺置效果;如果次级裂缝为微裂缝,应选用小粒径→大粒径注入顺序,先以大排量注入小粒径支撑剂延长主裂缝填充长度的同时填充次级裂缝,后以较小排量注入大粒径支撑剂形成更均匀的砂堤形态提高主缝前缘铺置效果。

结合图 4 数据,注入顺序既显著影响着支撑剂的砂堤形态,也对前缘铺置效果有一定影响,大粒径→小粒径注入时,两种粒径相互作用能产生一定厚度的混砂层,更小的过水截面使小粒径更易被运移到裂缝末端;小粒径→大粒径注入时砂堤高度变化更均匀,大粒径更易在入口处沉降,主缝前缘铺置效果稍好,与前种注入顺序相比,前缘铺置率 R_{fp} 平均提高了约 6%。

2.3 两种粒径支撑剂在前缘铺置率和总体铺置率中的组成

为便于分析不同粒径支撑剂对支撑效果的贡献,绘制了不同注入位置、不同注入顺序下各粒径在前缘铺置率 R_{fp} 和总体铺置率 R_{tp} 中的组成图,结果如表 5 所示。

表 5 两种粒径支撑剂在前缘铺置率和总体铺置率中的组成
Table 5 Composition of two particle size proppants in R_{fp} and R_{tp}

注入位置	注入顺序	前缘铺置率 R_{fp} 中占比/%			总体铺置率 R_{tp} 占比/%		
		大粒径	小粒径	混砂层	大粒径	小粒径	混砂层
上	大粒径→小粒径	44.75	18.89	5.59	47.61	10.06	12.13
	小粒径→大粒径	24.51	41.57	9.37	29.29	34.45	3.28
中	大粒径→小粒径	40.14	3.40	3.62	51.23	4.28	9.02
	小粒径→大粒径	31.30	24.59	1.00	49.57	19.88	0.86
下	大粒径→小粒径	2.95	1.85	0.45	32.35	5.39	7.49
	小粒径→大粒径	6.25	\	\	34.21	13.09	\

由数据可知,从上部注入时,先注哪种粒径的支撑剂,该支撑剂在铺置率中所占的比重就大;中部注入时无论哪种注入顺序,大粒径支撑剂在铺置率中所占的比重都较大,较低的沉降高度使大粒径支撑剂更容易沉降,显然沉降高度对小粒径支撑剂的沉降影响较小,其更易被携砂液携带至裂缝末端;下部注入时大粒径支撑剂依旧对支撑效果的贡献更大,在沉降高度为0时,支撑剂初速度几乎没有竖直向下的分量,小粒径支撑剂的沉降愈加困难。虽然大粒径→小粒径注入时更易在裂缝中产生混砂层,但是在入口处几乎均会产生一定的混砂现象,这是因为入口处携砂液高速射入,支撑剂在水动力作用下被冲起所致。总体来看,大粒径支撑剂对主缝整体的支撑效果贡献更大,前缘铺置率 R_{fp} 平均达到了35.18%(由于下部注入时此值过小,故不在考虑范围内),总体铺置率 R_p 平均达到了40.71%,分别是小粒径支撑剂的1.59倍和2.80倍,小粒径虽然在主缝内铺置较少,但是由于其更好运移性能,能显著提升压裂施工整体的支撑效率。

3 结论

(1)多级组合加砂工艺可以显著弥补单一粒径支撑剂铺置的不足,注入位置决定了主缝内的砂堤形态和前缘铺置效果,从上部注入时支撑剂在主缝内的铺置效果更好,同时射孔间距过小会造成孔间干扰,对支撑剂在缝口处的沉降更有利;

(2)注入顺序既显著影响着支撑剂的砂堤形态,也对铺置效果有一定影响,大粒径→小粒径注入时由于“切削”作用能产生一定厚度的混砂层,更小的过水截面使小粒径更易被运移到裂缝末端;小粒径→大粒径注入时砂堤形态高度变化更均匀,大粒径更易在入口处沉降,主缝前缘铺置效果稍好;

(3)大粒径更容易沉降在主缝中,对主缝的支撑效果贡献更大;小粒径更容易被运移到裂缝深处,预测能显著提升压裂施工整体的支撑效率;

(4)现场施工时应着重分析裂缝的延伸方向,避免裂缝向上延伸过大,或在注入携砂液时可考虑暂堵/隔离过于靠近底部的射孔使支撑剂铺置效果更理想。

致谢:感谢中国石油大学(北京)和大庆油田有限责任公司采油工程研究院同意本文公开发表。感谢刘金栋和褚占宇等人在实验、论文修改等方面做出的贡献。

参考文献

- [1] 徐国伟,邹国庆,朱绕云.库车凹陷博孜超深凝析气藏加砂压裂技术[J].油气井测试,2020,29(6):50-54.
XU Guowei, ZOU Guoqing, ZHU Raoyun. Sand fracturing technology for Bozi ultra deep condensate gas reservoir in Kuqa depression[J]. Well Testing, 2020, 29(6):50-54.
- [2] 金智荣,张华丽,周继东,等.薄互层大型压裂组合加砂技术研究与应[J].石油钻探技术,2013,41(6):86-89.
JIN Zhirong, ZHANG Huali, ZHOU Jidong, et al. Research and application of massive combined sand fracturing for thin interbedded reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(6):86-89.
- [3] 尹书争,冉照辉,宋会光,等.多级组合加砂技术在苏77、召51区块的应用[J].内蒙古石油化工,2019,45(12):85-88.
YIN Shuzheng, RAN Zhaohui, SONG Huiguang, et al. Application of multistage combination sand-adding technology in block SU-77 and ZHAO-51[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2019, 45(12):85-88.
- [4] 钟安海.多尺度支撑剂组合加砂技术在压裂过程中的应用研究[J].内蒙古石油化工,2012,38(7):91-93.
ZHONG Anhui. Study on applying the technology of assembling different sizes of proppant using in fracturing [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2012, 38(7):91-93.
- [5] 刘建坤,蒋廷学,万有余,等.致密砂岩薄层压裂工艺技术研究及应用[J].岩性油气藏,2018,30(1):165-172.
LIU Jiankun, JIANG Tingxue, WAN Youyu, et al. Fracturing technology for thin layer in tight sandstone reservoir and its application. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(1):165-172.
- [6] 曹科学,蒋建方,郭亮,等.石英砂陶粒组合支撑剂导流能力实验研究[J].石油钻采工艺,2016,38(5):684-688. DOI:10.13639/j. odpt. 2016. 05. 026.
CAO Kexue, JIANG Jianfang, GUO Liang, et al. Experimental study on the flow conductivity of quartz sand-ceramsite proppant [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(5):684-688.
- [7] 张涛,郭建春,刘伟.清水压裂中支撑剂输送沉降行为的CFD模拟[J].西南石油大学学报(自然科学版),2014,36(1):74-82.
ZHANG Tao, GUO Jianchun, LIU Wei. CFD simulation of proppant transportation and settling in water fracture treatments [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36(1):74-82.
- [8] 金智荣,郭建春,赵金洲,等.不同粒径支撑剂组合对裂缝导流能力影响规律实验研究[J].石油地质与工程,2007,21(6):88-90.
JING Zhirong, GUO Jianchun, ZHAO Jinzhou, et al. Laboratory study on flow conductivity of proppant consisted with different particle size [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007, 21(6):88-90.

- [9] 张国栋. 复杂作用机制下的水平井压裂支撑剂运移规律研究[D]. 中国石油大学(华东), 2017:109-111.
ZHANG Guodong. Research on proppant transport affected by multiple mechanisms during horizontal well fracturing [D]. China University of Petroleum (East China), 2017: 109-111.
- [10] 刘春亭, 李明忠, 郝丽华, 等. 水力裂缝内支撑剂输送沉降行为数值仿真[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(5):86-93.
LIU Chunting, LI Mingzhong, HAO Lihua, et al. Numerical simulation of the proppant transportation and setting in the hydraulic fracture [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(5):86-93.
- [11] 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.
- [12] 郝丽华. 复杂裂缝内支撑剂沉降运移 CFD 数值模拟[J]. 石油化工应用, 2020, 39(3):30-32.
HAO Lihua. CFD numerical simulation of proppant settlement and migration in complex fractures [J]. Petrochemical Industry Application, 2020, 39(3):30-32.
- [13] 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 migration and distribution in complex fractures [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2022, 46(3):89-95.
- [14] 张争. 压裂裂缝内滑溜水携砂输送规律研究[D]. 西安石油大学, 2018.
ZHANG Zheng. The study on transportation laws of slick-water carrying sand during the fracture of hydraulic fracturing [D]. Xi'an Shiyou University, 2018:28-38.
- [15] 符洋. 不同进口位置下支撑剂铺置规律及其数值模拟研究[J]. 石油化工应用, 2019, 38(4):11-16.
FU Yang. Experimental and numerical simulation study on proppant laid law in different inlet positions [J]. Petrochemical Industry Application, 2019, 38(4):11-16.
- [16] 惠峰. 湍流效应对支撑剂铺置规律的影响[J]. 石油化工应用, 2017, 36(1):36-38.
HUI Feng. Effect of turbulence on proppant laid law [J]. Petrochemical Industry Application, 2017, 36(1):36-38.
- [17] Wadhah Al-Tailji, Neill Northington, Matthew Conway, et al. Minimizing over-flush volumes at the end of fracture-stimulation stages-an eagle ford case study[C]. SPE-170743-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, October 2014.
- [18] Guodong Zhang, Mingzhong Li, Marte Gutierrez. Simulation of the transport and placement of multi-sized proppant in hydraulic fractures using a coupled CFD-DEM approach [J]. Advanced Powder Technology, 2017, 28(7):1704-1718.
- [19] 赵传峰, 曹博文, 肖月, 等. 支撑剂铺置模式及其对水力裂缝导流能力的影响规律[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(19):7997-8004.
ZHAO Chuanfeng, CAO Bowen, XIAO Yue, et al. Packing modes of proppants and influence on hydraulic fracture conductivity [J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(19):79978004.
- [20] 刘建坤, 谢勃勃, 吴春方, 等. 多尺度体积压裂支撑剂导流能力实验研究及应用[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(5):646-653.
LIU Jiankun, XIE Bobo, WU Chunfang, et al. Experimental study and application for the conductivity of proppant in multi-scale volume fracturing [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(5):646-653.
- [21] 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 main fracture during slick water fracturing [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(4):499-508.

编辑 邵振鹏

第一作者简介:祁生金,男,1996年出生,硕士,2022年获中国石油大学(北京)硕士学位,现主要从事油气储层改造工作。电话:13121170210;Email:13121170210@163.com。通信地址:北京市昌平区府学路18号中国石油大学(北京),邮政编码:102249。