

文章编号:1009-9603(2020)05-0134-09

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.05.016

复杂裂缝网络内支撑剂运移及铺置规律分析

沈云琦¹,李凤霞¹,张岩²,刘长印¹,张旭辉²

(1.中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083; 2.中国科学院力学研究所,北京 100190)

摘要:水力压裂技术目前已广泛应用于页岩油气的开采中,为了提高产量,将支撑剂和携砂液按照不同的质量比混合注入裂缝,可形成支撑剂的有效铺置,从而提高裂缝的导流能力。支撑剂在复杂裂缝网络中的输送距离和铺置范围是衡量水力压裂效果的重要指标。采用室内模型实验,研究砂比、主裂缝与分支裂缝夹角以及支撑剂种类对支撑剂在复杂裂缝网络中运移和铺置规律的影响。结果表明:①随着砂比从3.0%增大到4.2%,主裂缝内支撑剂铺置高度与裂缝高度之比从0.44增大到0.465,分支裂缝内支撑剂质量与复杂裂缝网络中支撑剂质量之比从21%增大到25%。②随着主裂缝与分支裂缝夹角从90°减小到30°,分支裂缝内支撑剂质量与复杂裂缝网络中支撑剂质量之比从22%增大到30%。③支撑剂进入复杂裂缝网络的质量与实验所用支撑剂总质量之比随实验时间与总实验时间之比呈先快速增加后缓慢增加的趋势,当实验时间与总实验时间之比为0.6时,支撑剂进入复杂裂缝网络的质量与实验所用支撑剂总质量之比为65%~80%。④陶粒和自悬浮支撑剂在裂缝入口处的铺置效果不好,支撑剂铺置高度在主裂缝与分支裂缝相交处以及裂缝高度变化处有明显突变。

关键词:水力压裂;复杂裂缝;支撑剂;砂比;裂缝夹角;页岩油气

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

Analysis of proppant migration and layout in complex fracture network

SHEN Yunqi¹, LI Fengxia¹, ZHANG Yan², LIU Changyin¹, ZHANG Xuhui²

(1. *Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China;*

2. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing City, 100190, China)

Abstract: The hydraulic fracturing technology has been widely applied to the development of shale gas and oil reservoirs. In order to increase the productivity, the proppant and sand-carrying fluid are mixed into the fracture according to different mass ratios, which can form an effective proppant layout, thereby improving the fracture conductivity. The transportation distance and laying range of proppant in the complex fracture network are important indicators to measure the effect of hydraulic fracturing. Physical experiments are conducted to study the effects of the sand ratio, angle between main fracture and branch fracture and type of proppant on the proppant transportation and layout in complex fracture networks. It is found that: ①As the sand ratio increased from 3.0% to 4.2%, the ratio of proppant layout height to fracture height in the main fracture increases from 0.44 to 0.465, and the ratio of proppant mass in branch fracture to proppant mass in the complex fracture network increases from 17% to 25%. ②As the angle between the main fracture and the branch fracture decreases from 90° to 30°, the ratio of the mass of proppant in the branch fracture to the mass of proppant in the complex fracture network increases from 22% to 30%. ③The ratio of the mass of the proppant entering the complex fracture network to the total mass of the proppant used in the experiment shows a tendency to increase rapidly and then slowly with the ratio of the experiment time to the total experiment time. When the ratio of the experimental time to the total experimental time is 0.6, the ratio of the mass of the proppant entering the complex fracture network to the total mass of the proppant used in the experiment is

收稿日期:2020-02-07。

作者简介:沈云琦(1987—),男,山东东营人,工程师,博士,从事开发地质和压裂地质研究。E-mail:shenyq.syky@sinopec.com。

通信作者:张岩(1993—),男,江苏泰兴人,在读博士研究生。E-mail:zhangyan162@imech.ac.cn。

基金项目:国家科技重大专项“页岩油储层可压性及复杂裂缝有效性技术研究”(2017ZX05049003-002)。

65% to 80%. ④The ceramicsite and self-suspending proppant are not well placed at the entrance of the fracture. The proppant layout height has obvious abrupt changes at the intersection of the main fracture and the branch fracture and at the position where the fracture height changes.

Key words: hydraulic fracturing; complex fractures; proppant; sand ratio; fracture angle; shale oil and gas

页岩油气是非常重要的非常规能源^[1-2],水力压裂技术已大规模地应用于页岩油气的开采中。在水力压裂的过程中,将支撑剂和携砂液的混合物注入到裂缝中。在停止注入后,由于水压的降低和地应力的作用,裂缝宽度会逐渐减小甚至闭合,此时分布于裂缝中的支撑剂就会起到支撑裂缝以防止其闭合的作用,从而增加裂缝的导流能力,进而形成油气的运移通道^[3]。

水力压裂后形成的复杂裂缝网络中支撑剂运移过程非常复杂,会受到裂缝几何形态与网络结构、支撑剂密度、粒径及种类、携砂液性质以及施工条件等多种参数的影响^[4-5]。比如由于入口处输送排量的增加,会使流动从层流向湍流改变;随着支撑剂砂比的增加或者液体的滤失,裂缝中携砂液的流动会从泊肃叶流动转变为达西流动^[5-6]。因此,研究支撑剂在复杂裂缝网络中的运移以及铺置规律,是影响页岩油气有效开发的重要理论基础。

对于支撑剂在复杂裂缝网络中的运移,前人已经进行过一些研究。ALOTAIBI等设计了一个包含一条主裂缝及多条分支裂缝的裂缝网络,发现支撑剂容易进入分支裂缝,但是支撑剂在分支裂缝中的运移距离很短,并给出了支撑剂堆积平衡高度的拟合关系式^[7]。SAHAI等研究了输送速度、输送浓度以及颗粒粒径等对支撑剂在复杂裂缝网络中运移的影响,并分析了支撑剂从主裂缝进入分支裂缝的力学机理^[8]。MCCLURE通过实验研究了支撑剂堆积床层的形成过程,采用颗粒起动理论来分析支撑剂堆积床层达到稳定的临界条件^[9]。孙海成通过理论推导获得了脆性页岩裂缝网络中支撑剂沉降的控制参数^[10]。李靛对复杂裂缝网络中携砂液运移与支撑剂沉降特性进行实验研究,初步分析了复杂裂缝网络中支撑剂密度、流体速度和黏度等对携砂液流动的影响^[11]。张矿生等研究了不同粒径组合的支撑剂在裂缝中的运移,发现不同比例的中等粒径与小粒径组合时,支撑剂能获得比中等粒径与大粒径的支撑剂组合更远的铺置距离,且形成的砂堤高度较为理想^[12]。目前,针对复杂裂缝网络中支撑剂的输送规律研究还存在急需解决的问题:①不同类型支撑剂在复杂裂缝网络中的铺置规律。②支撑剂进入复杂裂缝网络的质量与实验所用支撑剂

总质量之比(简称为复杂裂缝网络内支撑剂进入量)的影响因素。为此,通过室内实验研究支撑剂在复杂裂缝网络中的运移及铺置规律,主要分析砂比、主裂缝与分支裂缝夹角以及支撑剂种类的影响。

1 实验准备

1.1 实验装置

自主设计了多裂缝携砂液运移规律实验装置,主要包括搅拌罐、输送泵、复杂裂缝网络、出口储料罐、摄像系统以及控制系统。搅拌罐是一内径为73 cm、高度为50 cm、容积为0.21 m³的圆筒形不锈钢罐体;其内部安装搅拌叶片,由频率调节器调节搅拌速度;罐体下方是携砂液出口,由一阀门控制其开启和关闭。实验开始前先在罐体内装入支撑剂和携砂液,并充分搅拌形成均匀混合物。输送泵为G型单螺旋泵,输送介质范围广,适合输送高浓度含有悬浮物的浆料且输送平稳,设计最大排量为30 m³/h,扬程为30 m。采用电磁流量计计量输送流量,测量范围为2~40 m³/h。

目前,大多数研究支撑剂铺置规律的实验装置是以单一主裂缝为主,并未考虑分支裂缝,特别是可变角度分支裂缝的影响,但是在页岩油气实际压裂施工中,不同角度分支裂缝大量存在,因此,为了能更加接近地下真实情况,此次研究所设计的复杂裂缝网络包括一条主裂缝和一条分支裂缝,其中主裂缝长度为2 m,长度方向分为2段,每段长度都为1 m,第1段高度为0.4 m,第2段高度为0.2 m(图1),主裂缝的宽度为6 mm。主裂缝的入口呈渐扩形,出口呈渐缩形(图2)。支撑剂和携砂液的混合物通过渐扩分散入口进入主裂缝。在距离主裂缝入口0.5 m处(图1)有一道矩形槽,作为分支裂缝的入口,分支裂缝的尺寸为长0.6 m×高0.4 m×宽6 mm。主裂缝与分支裂缝夹角可调,分别为30°,45°,60°和90°。

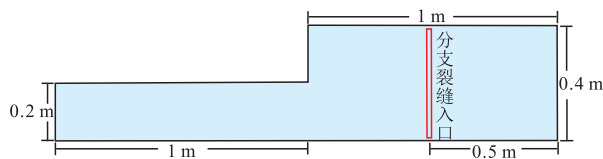


图1 主裂缝示意

Fig.1 Diagram of main fracture

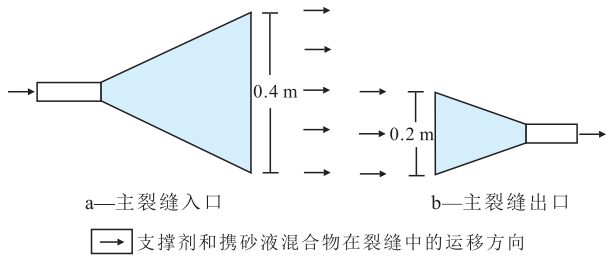


图2 主裂缝入口及出口细节

Fig.2 Details of inlet and outlet of main fracture

摄像系统包括一台美国 Phantom VEO410 高速数字摄像机以及一台海康威视 DS-2CE16C3T-IT3 彩色摄像机。控制系统包括携砂液调速、流量显示以及混砂调速、照明等电器,均安装在主控制柜中,实行集中控制。

1.2 实验参数及方案设计

1.2.1 实验参数

为了能更加贴近真实地下情况,该室内实验的各参数需要与实际常规页岩油藏水力压裂现场施工参数(表1)一致,其中,支撑剂密度为堆积密度,砂比指支撑剂的堆积体积与携砂液净液量的比值。

表1 实际常规页岩油藏水力压裂现场施工参数
Table1 Actual field construction parameters of hydraulic fracturing in conventional shale oil reservoirs

参数	取值	参数	取值
输送排量 (m ³ /min)	3 ~ 10	支撑剂密度 (kg/m ³)	1 300 ~ 2 000
入口速度 (m/s)	0.2 ~ 1.2	主裂缝宽度 (mm)	3 ~ 6
支撑剂平均粒径 (目)	20 ~ 120	分支裂缝宽度 (mm)	< 3
砂比 (%)	3 ~ 8, 最大不超过 10	裂缝高度 (m)	10 ~ 30
携砂液黏度 (mPa·s)	0.3 ~ 1.5	裂缝长度 (m)	60 ~ 100
携砂液密度 (kg/m ³)	约 1 000		

因室内实验受限于裂缝规模,某些参数选取时,需按照一定比例缩小,如室内实验的输送排量根据裂缝入口处的面积由携砂液在裂缝入口处的平均运移速度(简称入口速度)换算得到,入口速度与输送排量的关系式为:

$$\bar{v}_0 = \frac{5}{18} \times \frac{Q}{w_a H} \quad (1)$$

换算得到的输送排量为 2 ~ 12 m³/min。现在页岩气藏大多选用滑溜水作为压裂液^[13-14],滑溜水由清水与各种添加剂如减阻剂、杀菌剂、黏土稳定剂

及助排剂等组成,其中添加剂占比很低,不到 1%,与清水相比可将摩擦阻力降低 50% ~ 80%。实验压裂液中的前置液和携砂液采用滑溜水,因清水与滑溜水的黏度相近,且实验中裂缝由有机玻璃板制成,本身摩擦阻力不大,因此为简化实验选用清水作为压裂液,其黏度为 1 mPa·s,密度为 1 000 kg/m³。实验中支撑剂粒径为 20/40 目(平均粒径为 0.63 mm)和 40/70 目(平均粒径为 0.3 mm)。此外,实验选用 3 种支撑剂,分别为石英砂、陶粒和自悬浮支撑剂,其密度分别为 1 920, 1 700 和 1 480 kg/m³。自悬浮支撑剂以覆膜石英砂为支撑剂核心、膨胀性树脂为悬浮性材料制备而成,在与水混合以后,膨胀性树脂能够增大支撑剂颗粒所受的浮力,降低其下沉速度。

受限于实验装置,裂缝长度、宽度、高度及分支裂缝距主裂缝入口的距离为常数,因此实验主要研究砂比、主裂缝与分支裂缝夹角以及支撑剂种类对支撑剂在复杂裂缝网络中运移及铺置规律的影响。

1.2.2 实验设计

实验工况汇总见表 2。为研究砂比对支撑剂在复杂裂缝网络中运移及铺置规律的影响设计了 3 组实验(实验 1, 2, 3),砂比分别为 3.0%, 3.4% 和 4.2%,支撑剂选用 20/40 目石英砂,主裂缝与分支裂缝夹角为 90°。实验步骤为:①配制砂比分别为 3.0%, 3.4% 和 4.2% 的支撑剂和携砂液混合物,置于搅拌罐内搅拌。②开启输送泵和搅拌罐阀门,将混合物输送进裂缝网络,记录输送的整个过程。③支撑剂堆积稳定后关闭搅拌罐阀门和输送泵。④清洗实验装置进行下一组实验。

表2 实验工况汇总
Table2 Summary of experimental conditions

序号	支撑剂种类	目数	支撑剂质量(kg)	清水体积(m ³)	主裂缝与分支裂缝夹角(°)	砂比 (%)
1	石英砂	20/40	5.0	0.1	90	3.0
2	石英砂	20/40	6.5	0.1	90	3.4
3	石英砂	20/40	8.0	0.1	90	4.2
4	石英砂	20/40	6.5	0.1	60	3.4
5	石英砂	20/40	6.5	0.1	45	3.4
6	石英砂	20/40	6.5	0.1	30	3.4
7	陶粒	40/70	6.5	0.1	90	3.8
8	自悬浮支撑剂	20/40	6.5	0.1	90	4.3

注:支撑剂体积由支撑剂质量除以密度计算得出。

为研究分支裂缝与主裂缝夹角的影响,设计了 4 组实验(实验 2, 4, 5, 6),主裂缝与分支裂缝夹角分

别为90°,60°,45°和30°,支撑剂选用20/40目石英砂,砂比为3.4%。

在研究支撑剂种类的影响时,设计了3组实验(实验3,7,8),3种支撑剂分别为石英砂、陶粒和自悬浮支撑剂,主裂缝与分支裂缝夹角为90°。

实验过程中记录支撑剂堆积的平衡高度,即支撑剂铺置达到稳定后的铺置高度,主裂缝和分支裂缝内支撑剂的堆积形态,以及支撑剂在分支裂缝入口处和主裂缝高度变化处运动及堆积形态的变化。

2 实验结果及分析

2.1 定性结果

2.1.1 主裂缝与分支裂缝内支撑剂堆积形态对比

由实验1得出,支撑剂进入裂缝网络后在重力作用下沉降到裂缝的底部堆积形成砂堤,砂堤的高度随输送时间逐渐增大,在此过程中砂堤的长度变化很小。砂堤的形成是先在高度方向上增加,达到平衡高度以后才慢慢向前推移(图3),这个现象与数值模拟以及前人实验所得的现象基本相同^[7,15-16]。

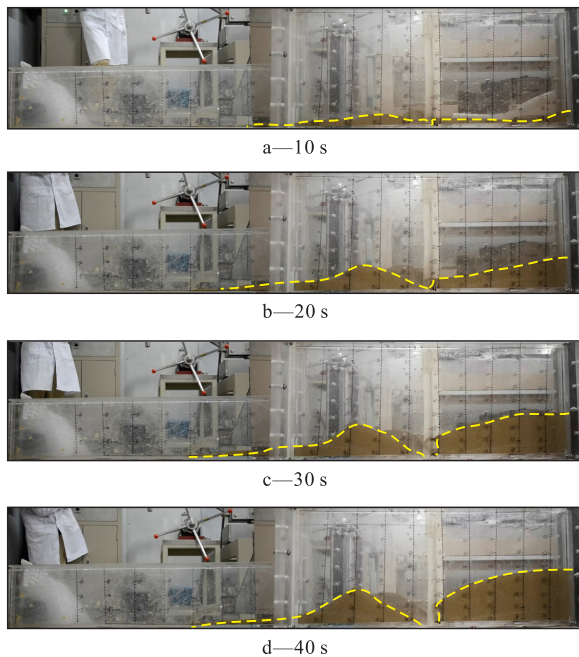
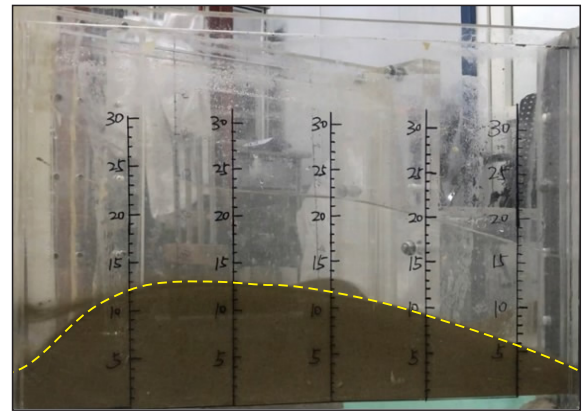
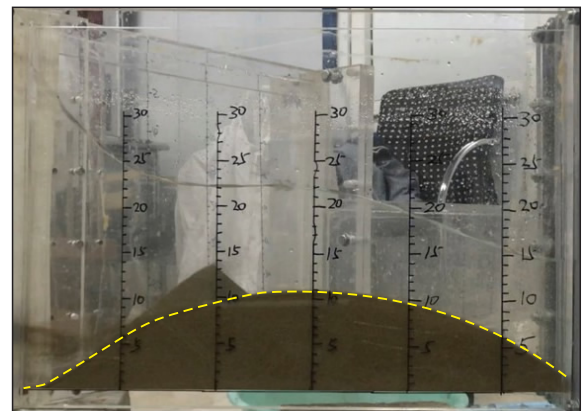


图3 主裂缝内支撑剂堆积形态随时间的变化(实验1)
Fig.3 Change of proppant sedimentation morphology with time in main fracture(Experiment 1)

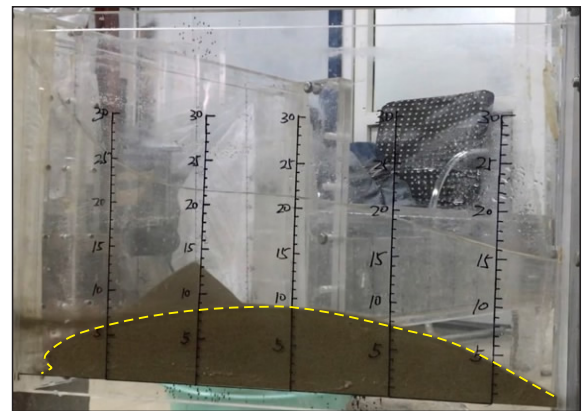
主裂缝和分支裂缝内支撑剂的堆积形态有很大不同,主裂缝内支撑剂的堆积形态呈梯形,而分支裂缝内支撑剂的堆积形态呈抛物线型(图4)。这是主裂缝和分支裂缝的入口效应差异导致的,在主裂缝内入口效应相对较弱,分支裂缝内入口效应较强。支撑剂进入分支裂缝时在主裂缝内已经沉降



a—10 s



b—20 s



c—30 s



d—40 s

图4 分支裂缝内支撑剂堆积形态随时间的变化(实验1)
Fig.4 Change of proppant sedimentation morphology with time in branch fracture(Experiment 1)

至裂缝底部,然后支撑剂在携砂液作用下由主裂缝底部向分支裂缝运移,导致在分支裂缝的入口处支撑剂堆积形成的砂堤受到的冲刷作用强一些,因此支撑剂在分支裂缝的入口处堆积较少。

2.1.2 主裂缝内支撑剂堆积特征

主裂缝内砂堤中间存在间断,间断处砂堤呈“月牙”形,间断位置处于主裂缝与分支裂缝交叉处(图3a)。这是因为携砂液流动到主裂缝与分支裂缝的交叉处时,流动面积突然增大,导致流速降低,支撑剂颗粒受到携砂液的携带力减小,使得支撑剂颗粒在主裂缝与分支裂缝交叉处的运动速度减小,交叉处相当于支撑剂与携砂液的流速突变区域,如果分支裂缝的宽度较大,相应的流速突变也会很大。复杂裂缝网络的主裂缝和分支裂缝的宽度达6 mm,因此流速突变较大,由此产生了支撑剂堆积的间断区域。

由于在实际地层中,裂缝的高度往往是变化的,一般在裂缝入口处高度很大,越往地层深处,裂缝的高度慢慢减小。该实验装置中主裂缝设计成为不同高度,在距离主裂缝入口1 m处主裂缝的高度由0.4 m变为0.2 m。实验发现在裂缝高度变化处支撑剂铺置高度会明显增加(图5),该现象产生的原因与在分支裂缝入口处支撑剂堆积产生间断相似,裂缝高度变化时,携砂液流动面积也在变化,导致携砂液的流动速度改变,支撑剂在流速变化处易产生不稳定现象,此处流速由慢变快。依据这一实

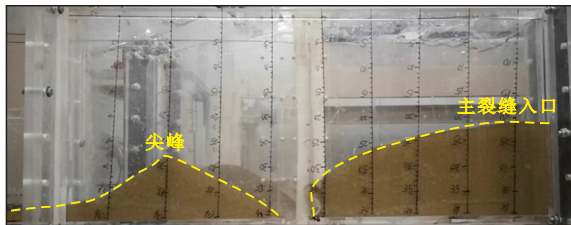


图5 支撑剂铺置高度随裂缝高度的变化(实验1)

Fig.5 Height of proppant bed varying with fracture height (Experiment 1)

验现象,可以预测,在实际地层压裂过程中,在裂缝高度变化处容易发生砂堵。

以实验1得出的支撑剂在复杂裂缝网络内运移及铺置规律定性研究结果为基础,定量分析了支撑剂在复杂裂缝网络内运移及铺置规律的影响因素。

2.2 影响因素分析

2.2.1 砂比

随着砂比从3.0%增大到4.2%,支撑剂铺置高度变大,但支撑剂的整体堆积形态不变(图6);主裂缝入口处支撑剂堆积的坡度逐渐减小,同时支撑剂堆积可更快达到平衡高度,主裂缝内支撑剂铺置高度与裂缝高度之比从0.44增大到0.465,但是在主裂缝入口处存在着砂堵的风险,因此,砂比不是越大越好。与主裂缝类似,随着砂比增大,分支裂缝内支撑剂铺置高度变高,进入的支撑剂也更多(图7)。在实际施工中,若支撑剂能够有效地进入分支裂缝,将大大提高油气产量。因此进入分支裂缝的支撑剂质量成为一个重要的评价参数。实验统计了不同砂比条件下分支裂缝内支撑剂质量与复杂裂

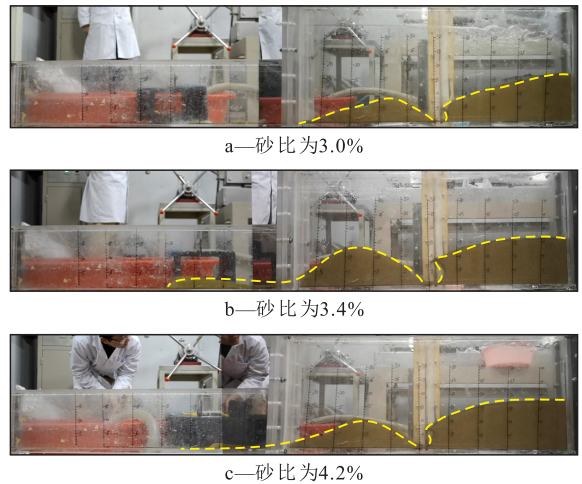


图6 35 s时不同输送砂比条件下主裂缝内支撑剂的堆积形态

Fig.6 Proppant sedimentation morphology in main fracture with different sand ratio at 35 s

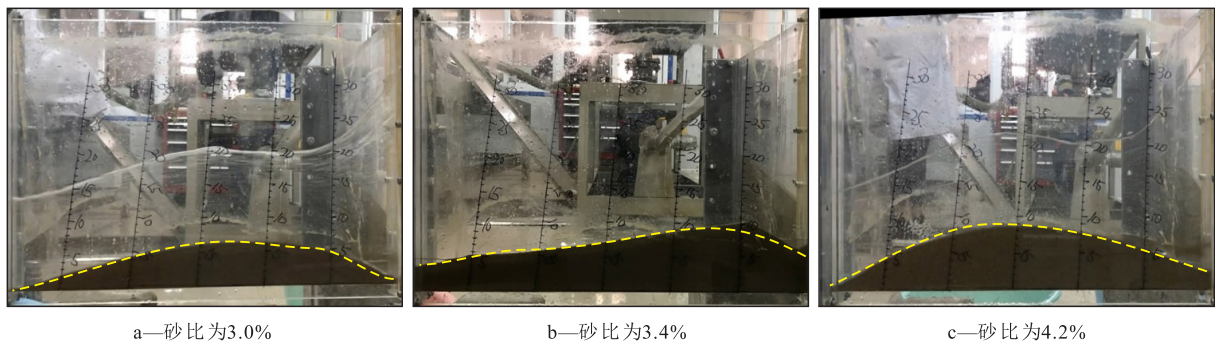


图7 35 s时不同输送砂比条件下分支裂缝内支撑剂的堆积形态

Fig.7 Proppant sedimentation morphology in branch fracture with different sand ratio at 35 s

缝网络中支撑剂质量之比(简称为支撑剂进入分支裂缝的质量占比)随实验时间与总实验时间之比的变化,随着砂比增大,支撑剂进入分支裂缝的质量占比增加,从21%增大到25%(图8)。

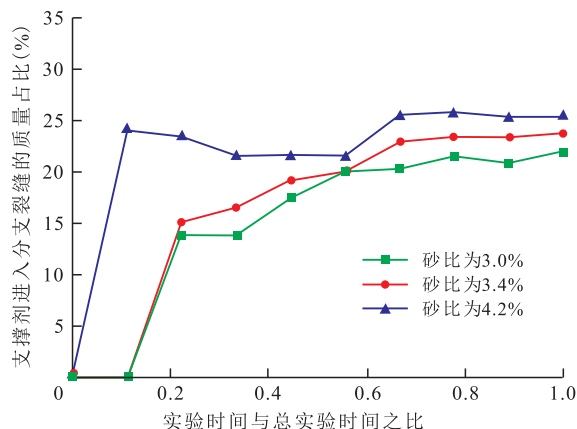


图8 不同砂比条件下支撑剂进入分支裂缝的质量占比随实验时间与总实验时间之比的变化

Fig.8 Change of mass ratio of proppant entering branch fracture with ratio of experiment time to total experiment time under different sand ratios

2.2.2 主裂缝与分支裂缝夹角

随着主裂缝与分支裂缝夹角从90°减小到30°,支撑剂进入分支裂缝的质量占比明显增大,从22%增大到30%。只有当分支裂缝与主裂缝夹角为30°时,由于泵的不稳定性,导致支撑剂未能均匀地从搅拌罐中运移出来,支撑剂进入分支裂缝的质量占比减小,当输送稳定后支撑剂进入分支裂缝的质量占比增大。由此可见,主裂缝与分支裂缝夹角越小,支撑剂越容易进入分支裂缝(图9)。这是因为

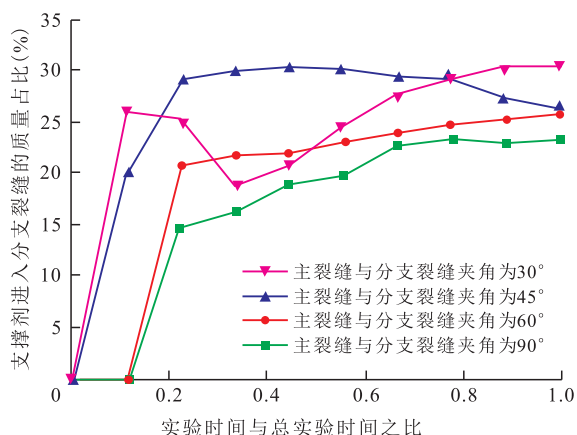


图9 不同主裂缝与分支裂缝夹角条件下支撑剂进入分支裂缝的质量占比随实验时间与总实验时间之比的变化

Fig.9 Change of mass ratio of proppant entering branch fracture with ratio of experiment time to total experiment time at different angles between main fracture and branch fracture

在主裂缝与分支裂缝夹角较小时,携砂液进入分支裂缝的速度较大,支撑剂颗粒受到的携砂液的携带力相应增大,所以支撑剂更容易进入分支裂缝。因此,实际地层中主裂缝与分支裂缝夹角较小时,支撑效果相对较好。

此外,实验发现在主裂缝与分支裂缝夹角较小时,支撑剂在分支裂缝内铺置高度和堆积范围更大(图10),且在不同的主裂缝与分支裂缝夹角时,主裂缝内支撑剂的堆积形态基本相同(图11)。说明在主裂缝与分支裂缝夹角较小时,支撑剂更容易进入分支裂缝,同时主裂缝与分支裂缝夹角对支撑剂在主裂缝中的运移影响很小。

2.3 支撑剂进入趋势

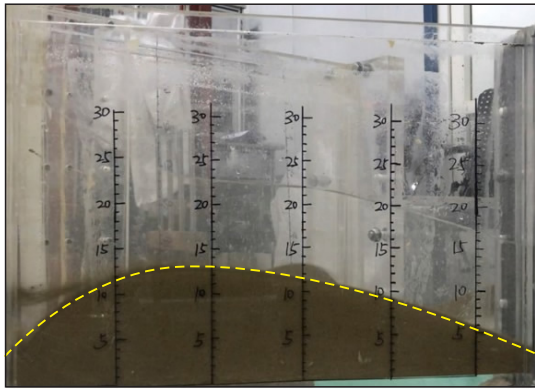
由实验1,2,3的结果(图12a)和实验2,4,5,6的结果(图12b)可见,复杂裂缝网络内支撑剂进入量随实验时间与总实验时间之比呈先快速增加后缓慢增加的趋势,当实验时间与总实验时间之比为0.6时复杂裂缝网络内支撑剂进入量为65%~80%(图12),即在输送的前半段时间,支撑剂在复杂裂缝网络中的铺置形态已基本形成。实验结果还表明砂比和主裂缝与分支裂缝夹角对复杂裂缝网络内支撑剂进入量的影响很小(图12)。

2.4 不同种类支撑剂的输送特性

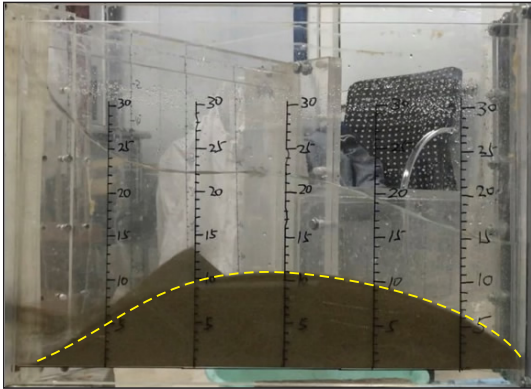
实验发现,石英砂、陶粒和自悬浮支撑剂在主裂缝内的铺置高度基本相同,但陶粒和自悬浮支撑剂的运移距离远大于石英砂(图13)。这是因为陶粒密度较低,而自悬浮支撑剂由于膨胀性材料增大其所受浮力,导致陶粒和自悬浮支撑剂在裂缝内的下沉速度远小于石英砂,运移距离相应变大,在主裂缝高度变化处,陶粒的铺置高度很高,容易造成砂堵(图13b)。

比较不同种类支撑剂,一个明显的区别就是在主裂缝入口处,陶粒和自悬浮支撑剂堆积较少。在压裂现场施工中,如果主裂缝入口处支撑剂没有进行有效铺置,当压裂液返排后,裂缝内压力降低,有可能导致裂缝入口完全闭合,即便是支撑剂在裂缝中后部进行了有效铺置,也会大大降低压裂施工的效果。因此,在使用陶粒和自悬浮支撑剂时需要考虑主裂缝入口闭合的情况,可尝试在输送后期降低排量,使支撑剂在裂缝入口处同样有效铺置。

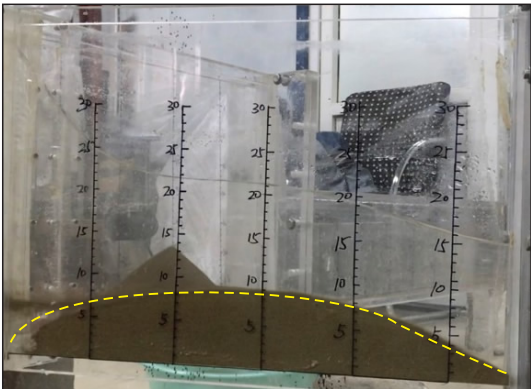
在分支裂缝内,陶粒和自悬浮支撑剂在分支裂缝内的堆积反而没有石英砂多,石英砂的铺置效果较好(图14)。这是因为陶粒和自悬浮支撑剂进入分支裂缝以后运移速度较大,而复杂裂缝网络分支



a—主裂缝与分支裂缝夹角为30°



b—主裂缝与分支裂缝夹角为45°



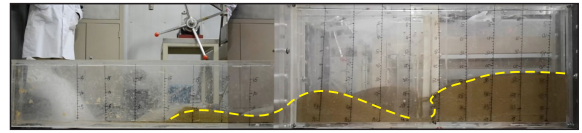
c—主裂缝与分支裂缝夹角为60°



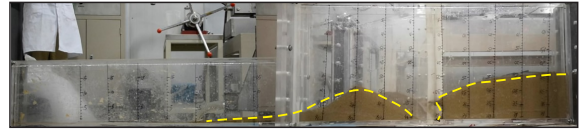
d—主裂缝与分支裂缝夹角为90°

图 10 不同主裂缝与分支裂缝夹角时分支裂缝内支撑剂的堆积形态

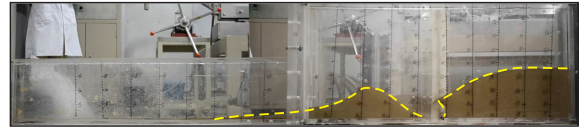
Fig.10 Proppant sedimentation morphology in branch fracture at different angles between main fracture and branch fracture



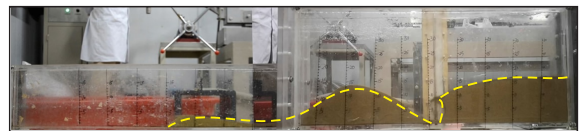
a—主裂缝与分支裂缝夹角为30°



b—主裂缝与分支裂缝夹角为45°



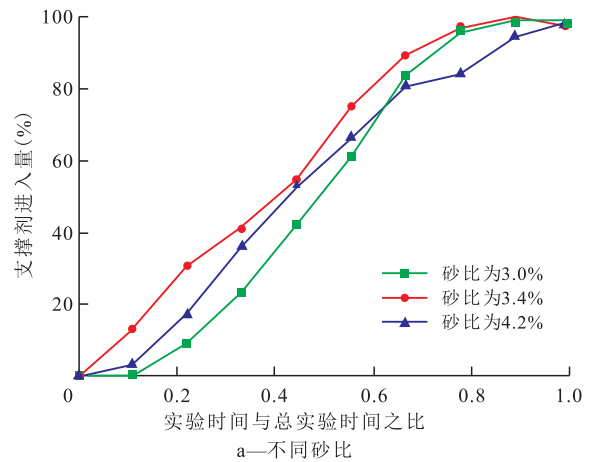
c—主裂缝与分支裂缝夹角为60°



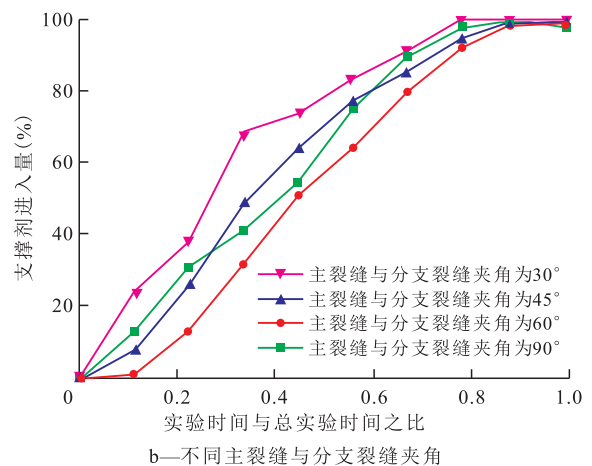
d—主裂缝与分支裂缝夹角为90°

图 11 不同主裂缝与分支裂缝夹角时主裂缝内支撑剂的堆积形态

Fig.11 Proppant sedimentation morphology in main fracture at different angles between main fracture and branch fracture



a—不同砂比



b—不同主裂缝与分支裂缝夹角

图 12 支撑剂进入量随实验时间与总实验时间之比的变化
Fig.12 Change of injection amount of proppant with ratio of experiment time to total experiment time

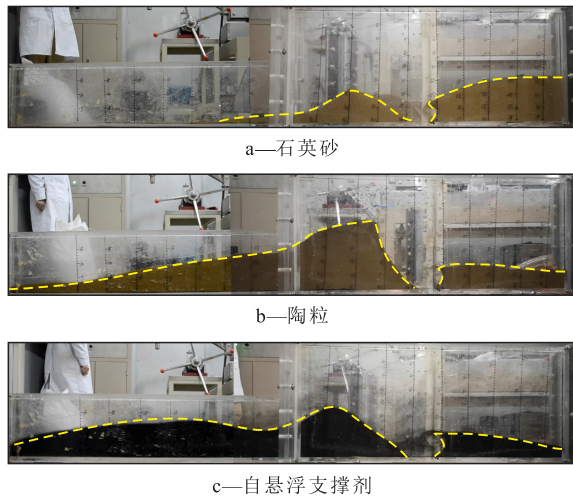


图13 不同种类支撑剂在主裂缝内的堆积形态对比
Fig.13 Comparison of sedimentation morphology of different types of roppants in main fracture

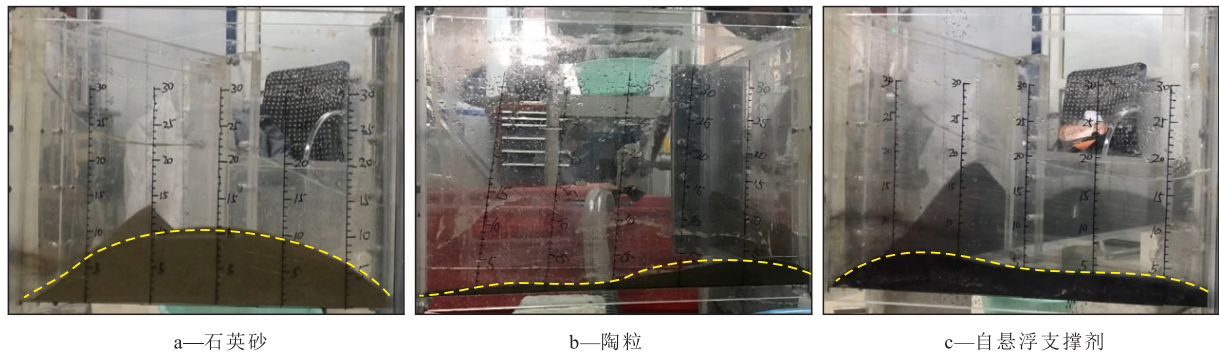


图14 不同种类支撑剂在分支裂缝内的堆积形态对比
Fig.14 Comparison of sedimentation morphology of different types of proppants in branch fracture

砂堤呈“月牙”形,间断位置处于主裂缝与分支裂缝交叉处。②在实际地层中,裂缝的高度往往是变化的,一般入口处裂缝高度很大,越往地层深处,裂缝的高度慢慢减小,在裂缝高度变化处容易发生砂堵。③随着砂比增大,支撑剂堆积可更快达到平衡高度,但是在主裂缝入口处存在砂堵风险,分支裂缝内支撑剂铺置高度变大,进入分支裂缝的支撑剂也更多,支撑剂进入分支裂缝的质量占比从21%提高到25%。④随着主裂缝与分支裂缝夹角减小,支撑剂进入分支裂缝的质量占比明显增大,即主裂缝与分支裂缝夹角越小,支撑剂越容易进入分支裂缝,支撑剂进入分支裂缝的质量占比从22%提高到30%。实际地层中,主裂缝与分支裂缝夹角较小的地方支撑效果相对好一些。⑤复杂裂缝网络内支撑剂进入量随实验时间与总实验时间之比呈先快速增加后缓慢增加的趋势,当实验时间与总实验时间之比为0.6时复杂裂缝网络内支撑剂进入量为65%~80%。⑥与石英砂相比,陶粒和自悬浮支撑剂在裂缝中运移更远且铺置高度更高,但是,在主

裂缝的长度只有0.6 m,支撑剂在分支裂缝中运移的水平距离大于0.6 m,大部分支撑剂都随着携砂液流出复杂裂缝网络,所以造成陶粒和自悬浮支撑剂在分支裂缝内未有效铺置,但在实际施工中,陶粒和自悬浮支撑剂在分支裂缝中的铺置优于石英砂。

3 结论

通过室内模型实验,得到砂比、主裂缝与分支裂缝夹角以及支撑剂种类对支撑剂在复杂裂缝网络中运移和铺置规律的影响:①主裂缝与分支裂缝内支撑剂的堆积形态有很大不同,主裂缝内支撑剂堆积形态呈梯形,而分支裂缝内堆积形态呈抛物线型。此外,主裂缝内支撑剂堆积存在间断,间断处

裂缝入口处陶粒和自悬浮支撑剂的铺置效果不如石英砂。

符号解释

- H ——主裂缝入口高度,m;
 Q ——输送排量, m^3/min ;
 \bar{v}_0 ——入口速度,m/s;
 w_a ——主裂缝宽度,mm。

参考文献

- [1] 左如斯,杨威,王乾右,等.川西坳陷须家河组陆相页岩岩相控制下的微观储集特征[J].特种油气藏,2019,26(6):22-28.
ZUO Rusi, YANG Wei, WANG Qianyou, et al. Lithofacies-control microscopic reservoir characterization of the continental shale in the Xujiahe Formation of western Sichuan Depression [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(6): 22-28.
- [2] 李国欣,朱如凯.中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J].中国石油勘探,2020,25(2):1-13.
LI Guoxin, ZHU Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 1-13.

- [3] 雷林,张龙胜,熊炜,等.武隆区块常压页岩气水平井分段压裂技术[J].石油钻探技术,2019,47(1):76-82.
LEI Lin, ZHANG Longsheng, XIONG Wei, et al. Multi-stage fracturing technology of normally pressured shale gas in horizontal wells in the Wulong Block [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(1): 76-82.
- [4] 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.
- [5] 黄志文,苏建政,龙秋莲,等.基于Fluent软件的携砂液流动规律模拟研究[J].石油天然气学报,2012,34(11):123-125.
HUANG Zhiwen, SU Jianzheng, LONG Qiulian, et al. Numerical simulation on the flowing rules of carrying fluids based on fluent software [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(11): 123-125.
- [6] EISSA M E, SHOKIR K S, ABDULRAHMAN A A. Experimental and numerical investigation of proppant placement in hydraulic fractures [J]. Petroleum Science and Technology, 2007, 27(15): 1690-1703.
- [7] ALOTAIBI M, MISKIMINS J E. Slickwater proppant transport in complex fractures: New experimental findings & scalable correlation [R]. Houston: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015.
- [8] SAHAI R, MISKIMINS J E, OLSON K. Laboratory results of proppant transport in complex fracture systems [R]. Woodlands: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2014.
- [9] MCCLURE M. Bed load proppant transport during slickwater hydraulic fracturing: Insights from comparisons between published laboratory data and correlations for sediment and pipeline slurry transport [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 161: 599-610.
- [10] 孙海成.脆性页岩网络裂缝中支撑剂的沉降特性[J].油气地质与采收率,2013,20(5):107-110.
SUN Haicheng. Study on proppant settlement in brittle shale network fracture [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(5): 107-110.
- [11] 李靓.压裂缝内支撑剂沉降和运移规律实验研究[D].成都:西南石油大学,2014.
LI Liang. Experimental study on proppant settlement and migration in fracture [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [12] 张矿生,张同伍,吴顺林,等.不同粒径组合支撑剂在裂缝中运移规律模拟[J].油气藏评价与开发,2019,9(6):72-77.
ZHANG Kuangsheng, ZHANG Tongwu, WU Shunlin, et al. Simulation of proppant transport in fracture with different combinations of particle size [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(6): 72-77.
- [13] BARATI R, LIANG J T. A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells [J]. Journal of Applied Polymer Science, 2014, 131(16): 11.
- [14] KING G E. Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned? [R]. Florence: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2010: 50.
- [15] TONG S, MOHANTY K K. Proppant transport study in fractures with intersections [J]. Fuel, 2016, 181: 463-477.
- [16] LI P, ZHANG X H, LU X B. Numerical simulation on solid-liquid two-phase flow in cross fractures [J]. Chemical Engineering Science, 2018, 181: 1-18.

编辑 刘北羿