

仿生学蒲公英支撑剂在类似煤层气裂缝网络中输运规律的物理模拟研究

李 骏, 刘平礼, 李年银

(西南石油大学 石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500)

摘 要: 加快深部煤层气资源勘探开发是煤层气的重点发展方向, 但随着大规模体积压裂在深部煤层气开发中的应用, 深部煤层压裂形成的裂缝复杂程度逐渐提升, 但低黏度压裂液携带圆球形支撑剂在复杂深部煤层气裂缝中的输运性能和转向性能有限, 导致圆球形颗粒对于分支裂缝及远端裂缝的铺置效果差, 严重影响深部煤层气体积压裂的效果。在此基础上, 基于仿生学的理念, 提出了一种能在低黏压裂液中具备高效输运和转向能力的仿生学蒲公英支撑剂, 为进一步了解不同施工参数情况下该种支撑剂在深部煤层裂缝中的输运和转向性能, 基于深部煤层中常见的 T 型裂缝, 构建了 T 型可视化复杂裂缝支撑剂输运试验系统, 研究了排量、射孔位置、压裂液黏度、支撑剂粒径、支撑剂浓度等施工参数对于仿生学蒲公英支撑剂在 T 型裂缝中输运及转向性能的影响, 发现随着排量的提升, 仿生学蒲公英支撑剂在 T 型裂缝主裂缝中的支撑面积和砂堤通道率逐渐提升, 同时更多的支撑剂转向进入 T 型裂缝的分支裂缝中, 说明排量增加, 仿生学蒲公英支撑剂的输运和转向性能随之提升。仿生学蒲公英支撑剂在不同黏度的压裂液中均能保持较好的输运效率, 同时能够堆积形成具有大通道的砂堤; 中部单射孔能够在 T 型裂缝的分支裂缝和主缝中都形成更好的堆积效果; 随着砂比的增加, 支撑剂在 T 型裂缝的主裂缝和分支裂缝中的面积都逐渐增加, 但增幅逐渐变缓, 同时砂堤的通道率逐渐降低。基于施工因素的定性分析, 综合推荐在深部煤层气应用仿生学蒲公英支撑剂时, 采用中高排量、低黏度, 中部射孔方式、小粒径支撑剂以及 7%~11% 砂比。本研究能促进仿生学蒲公英支撑剂在深部煤层压裂中的规模化应用, 同时也对我国深部煤层气的高效开发具有重要意义。

关键词: 水力压裂; 仿生学蒲公英支撑剂; 支撑剂输运; 施工参数

中图分类号: TE377 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2025)02-1147-14

Physical simulation study on the transport of biomimetics dandelion proppant in similar coalbed methane fracture network

LI Jun, LIU Pingli, LI Nianyin

(Southwest Petroleum University, Petroleum Engineering School, Chengdu 610500, China)

Abstract: Accelerating the exploration and development of deep coalbed methane resources is a key direction for developing coalbed methane. However, with large-scale volume fracturing in deep coalbed methane development, the complexity of the fractures formed by deep coalbed methane fracturing gradually increases. However, the low-viscosity fracturing flu-

收稿日期: 2024-07-30 策划编辑: 韩晋平 责任编辑: 钱小静 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2024.0899

基金项目: 中国博士后科学基金资助项目 (2023M742904)

作者简介: 李 骏 (1990—), 男, 四川邛崃人, 讲师、硕士生导师, 博士。E-mail: lijunswpu@163.com

引用格式: 李骏, 刘平礼, 李年银. 仿生学蒲公英支撑剂在类似煤层气裂缝网络中输运规律的物理模拟研究[J]. 煤炭学报, 2025, 50(2): 1147-1160.

LI Jun, LIU Pingli, LI Nianyin. Physical simulation study on the transport of biomimetics dandelion proppant in similar coalbed methane fracture network[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(2): 1147-1160.



移动阅读

id carrying spherical proppants has limited transport and turning performance in complex deep coalbed methane fractures, resulting in the poor placement of proppant on the branch and deep fractures, seriously affecting the effect of deep coalbed methane large-scale volume fracturing. Thus, the author proposes a biomimetic dandelion proppant with efficient transport and steering capabilities in low-viscosity fracturing fluids. To further understand this proppant's transport and steering performance in deep coal seam fractures under different construction parameters, this study constructs a T-shaped visualized complex fracture proppant transport experimental system based on common T-shaped fractures in deep coal seams. The effects of construction parameters such as pump rate, perforation position, fracturing fluid viscosity, proppant particle size, and proppant concentration on biomimetic dandelion proppant transport and steering performance in T-shaped fractures were studied. It was found that with the increase of pump rate, the support area of biomimetic dandelion proppant in the primary fracture of T-shaped fractures would increase. The sand embankment channel rate was gradually increasing. At the same time, more proppants were turning into the branch fractures of the T-shaped fractures, indicating an increase in pump rate and an improvement in the transport and turning performance of the biomimetic dandelion proppants. Biomimetic dandelion proppants could maintain good transport efficiency in fracturing fluids of different viscosities and accumulate to form sand embankments with large channels. A single perforation in the middle could form better accumulation effects in both the branch and central fractures of the T-shaped fracture. As the sand ratio increases, the area of the proppant in the primary and branch fractures of the T-shaped gradually increases. However, as time passes, the increase of proppant area would slow down, and the channel rate of the sand embankment gradually decreases. Based on qualitative analysis of construction factors, it is recommended to use biomimetic dandelion proppant with medium to high displacement, low viscosity, middle perforation method, small particle size proppant, and 7%–11% sand ratio when applying it to deep coalbed methane. This study can promote the large-scale application of biomimetic dandelion proppants in deep coal seam fracturing and is also of great significance for the efficient development of deep coalbed methane in China.

Key words: hydraulic fracturing; bionics-dandelion proppant; proppant transportation; construction parameters.

0 引 言

煤层气是自生自储在煤层中的天然气,目前我国煤层气地质总量约 $8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[1-2],是非常规天然气中的重要组成部分。经过多年攻关,我国中浅层煤层气已实现商业化开采,浅部煤层气的开发已经日趋饱和,深部煤层气的规模化开发成为重要的研究领域和突破方向。但深部煤层通常具有埋藏深、温压高、渗透率极低,且孔隙连通性差等特点^[3-6],通常需要经过大规模体积压裂构造有效缝网,大幅度的扩张压降范围,才能形成工业产量。

深部煤层体积压裂技术的关键是形成具备高导流能力的复杂支撑裂缝,从而扩大压降范围,提高深部煤层的动用率^[7]。但由于深部煤层相较于中浅煤层其脆性指数高、割理裂隙发育,体积压裂形成的裂缝网络结构更为复杂,同时低黏度压裂液对圆球形支撑剂(石英砂、陶粒等)的携带性能有限,导致圆球形支撑剂颗粒难以运移至复杂裂缝远端及分支裂缝,且在深部煤层井筒附近堆积严重,形成了深部煤层加砂困难易砂堵的情况。因此,为了能对复杂形态缝网形成有效的支撑,行业对如何将圆球形支撑剂输送进远端裂缝和分支缝开展了大量的研究^[8]。2009年,DAY-

AN等^[9]基于可视化复杂裂缝模型研究了不同工况参数对圆球形支撑剂进入分支缝的影响,随后更多学者通过类似的方法,研究了圆球形支撑剂在复杂裂缝中的输运和转向规律^[10-14]。与此同时,为了满足工程应用的需求,支撑剂的制备技术也在不断提升,出现了多种具有不同结构、不同功能的新型支撑剂^[15-21]。其中,为了提升支撑剂在复杂深部煤层裂缝中的输运及支撑效率,LI等^[22]研发了一种新型类蒲公英结构的仿生学支撑剂(简称:仿生学蒲公英支撑剂),该种支撑剂是通过对常规支撑剂和纤维的表面进行化学改性,实现传统圆球形支撑剂与纤维相互耦合,因此前期也称为全耦合纤维支撑剂(Fully Coupled Fiber-proppant);构造支撑剂颗粒与柔性纤维耦合的特殊结构的思路来源于蒲公英种子和刚毛的结构,同时,该种支撑剂在水中形成类似于蒲公英在空气中的飘动,从而显著提升了该种支撑剂在低黏度液体中的运动能力,能够实现低黏液体中高效输运和高效铺置,因此现阶段称为仿生学蒲公英支撑剂,该支撑剂在未来可应用于中国深部煤层压裂领域。但该种支撑剂在复杂深部煤层裂缝中的输运性能和转向性能尚不清楚,同时不同施工参数对于其输运性能及转向性能的影响规律也尚未可知,限制了仿生学蒲公英支撑剂在深部煤层气

储层中的应用。因此有必要开展不同施工参数对仿生学蒲公英支撑剂在深部煤层裂缝系统的输运影响研究。

在本研究中, 基于深部煤层裂缝形态, 构建了可视化复杂分支裂缝模拟装置。基于该装置, 研究了不同工程参数 (排量, 射孔位置, 液体类型, 支撑剂粒径, 支撑剂浓度) 对于仿生学蒲公英支撑剂在深部煤层复杂分支裂缝模型中输运行为的影响, 并在最后推荐了深部煤层压裂中应用仿生学蒲公英支撑剂的施工参数范围。

1 试验简介

1.1 试验材料

本研究中所用到的主要材料分别为: 仿生学蒲公英支撑剂和压裂液。其中仿生学蒲公英支撑剂是由改性纤维和改性石英砂组成, 纤维与支撑剂的质量比为 1 : 1 000。其中改性石英砂是基于 20/40 目 (0.850~0.425 mm) 和 70/140 目 (0.212~0.106 mm) 2 种粒径的石英砂改性而成, 改性纤维则是采用长度为 3 mm 的纤维改性而成。具体纤维和支撑剂的改性制备工艺、改性纤维和改性支撑剂的表面特征测试以及化学改性相关内容已在前期研究中详细介绍, 在此不再赘述^[22]。研究中的选用了不同黏度的压裂液作为仿生学蒲公英支撑剂的携带液, 从而研究压裂液黏度对仿生学蒲公英支撑剂输运性能的影响, 不同黏度液体的配方及性质见表 1。

表 1 试验中采用的压裂液配方

Table 1 Fracturing fluid formula used in the experiment

序号	液体类型	配方	黏度/(mPa · s)
1	压裂液	水 + 表面活性剂 + 阻垢剂 + 黏土稳定剂	1
2	压裂液	水 + 减阻剂 (0.05%) + 表面活性剂 + 阻垢剂 + 黏土稳定剂	6
3	压裂液	水 + 减阻剂 (0.095%) + 表面活性剂 + 阻垢剂 + 黏土稳定剂	12
4	压裂液	水 + 减阻剂 (0.12%) + 表面活性剂 + 阻垢剂 + 黏土稳定剂	16
5	压裂液	水 + 减阻剂 (0.15%) + 表面活性剂 + 阻垢剂 + 黏土稳定剂	21

1.2 试验模型装置搭建

深部煤层气储层水力压裂形成的裂缝通常会贯穿煤层中的层理和割理系统, 从而构建复杂的裂缝网络结构。通过调研, 根据深部煤层压裂裂缝网络的局部特征, 通常可以将深部煤层压裂裂缝网络结构划分为 3 类: L 型、T 型和 X 型^[23-24]。本研究则基于深部煤层中常见的 T 型裂缝^[25]来搭建了 90°分支裂缝可视

化支撑剂输运试验系统 (图 1)。基于该试验系统来揭示仿生学蒲公英支撑剂在 T 型裂缝中的输运及转向规律, 试验系统如图 2 所示。该试验系统主要由搅拌器, 混液罐, 螺杆泵, 变频器, 裂缝模型, 回收罐, 高速摄像机, 数据收集及 PTV 处理系统, 以及 LED+激光组合光源组成。试验系统各部分功能如下: 搅拌器 (0~2 400 rad/min) 用于在盛有压裂液的混液罐中均匀分散仿生学蒲公英支撑剂; 螺杆泵用于将均匀混合后的携砂液泵入 T 型裂缝模型中, 泵排量可调, 最大排量为 150 mL/s; 高速摄像机 (分辨率为: 1 920 × 1 200, 230 百万像素) 兼顾记录试验过程和实时传输图像的功能; LED+激光光源的组合可使得蒲公英支撑剂颗粒的运动更易被高速摄像机捕捉。值得一提的是, 所采用的 T 型裂缝模型的尺寸及试验排量等参数均是通过相似原理将深部煤层现场压裂参数转化后得到的, 所采用的相似原理为目前广泛采用的雷诺数相似^[26-28], 具体转化前后的裂缝参数值见表 2。

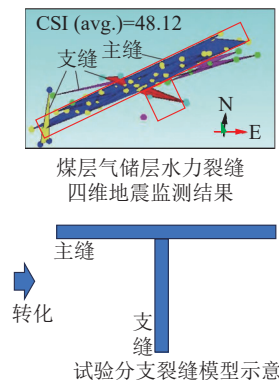


图 1 基于煤层 T 型裂缝构建试验裂缝模型示意^[1]

Fig.1 Schematic diagram of experimental fracture model constructed based on T type fractures of coalbed methane^[1]

1.3 试验方法

本试验的操作方法在前期的研究论文^[26-27]中已详细描述, 此处不再对细节进行赘述。其主要试验操作流程可概述为: 首先用压裂液充填 T 型裂缝模型腔体, 同时在搅拌器中将仿生学蒲公英支撑剂与压裂液充分混合均匀, 随后螺杆泵将混砂液泵入 T 型裂缝模型中, 同时开启高速摄像机实时记录支撑剂的运动过程。

为研究不同施工参数条件下仿生学蒲公英支撑剂在深部煤层 T 型裂缝模型中的输运规律, 共设计 21 组试验, 其具体试验方案设计见表 3。

1.4 目标参数

本次试验获取的数据主要包括试验照片、试验视频和 PTV 支撑剂速度。其中, 试验视频主要用于观察整个试验过程中支撑剂的运移情况和后续基于 PTV

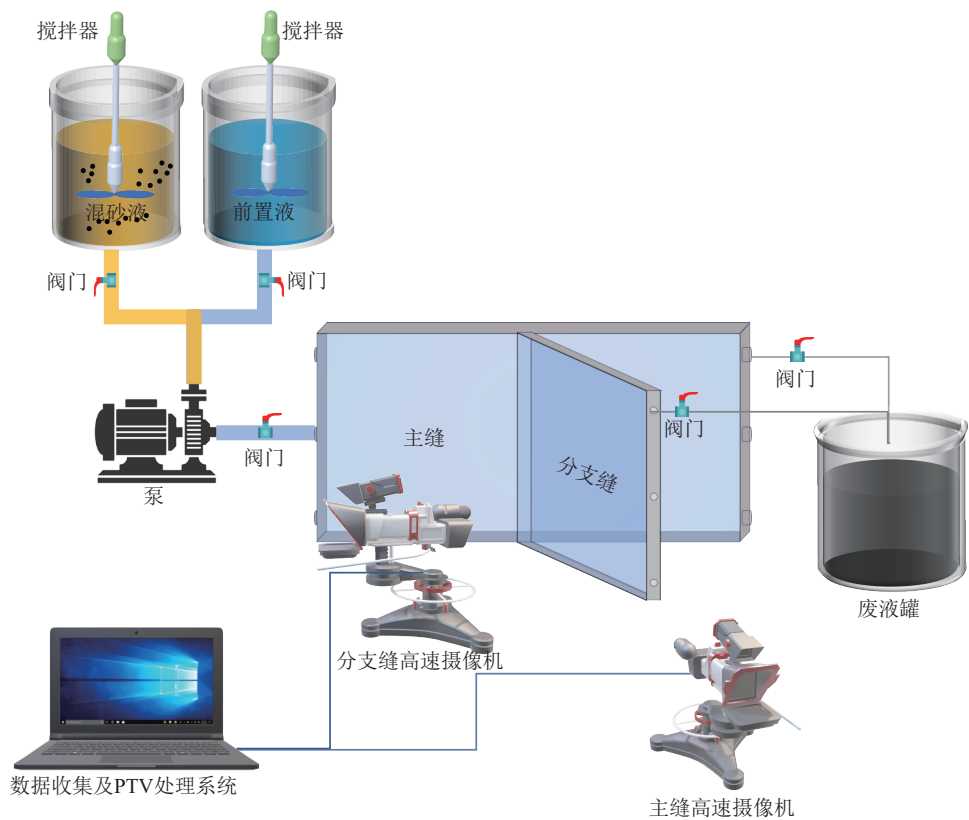


图 2 试验装置示意

Fig.2 Schematic diagram of experimental equipment

表 2 试验裂缝模型与实际地层裂缝模型尺寸

Table 2 Field and laboratory test parameters of the complex hydraulic fracture.

裂缝类型	分支裂缝	
	地层实际 裂缝尺寸	实验室裂缝 模型尺寸
主裂缝、分支裂缝宽度/mm	9	9
主裂缝长度/m	145	0.4
分支裂缝长度/m	65	0.18
主裂缝、分支裂缝高度/m	80	0.22
分支角度/(°)	90	90
流体黏度/(mPa·s)	1~10	1~10
实际排量/(m ³ ·min ⁻¹)	1~15	0.001 38~0.020 64

软件获取支撑剂速度,而试验最终砂堤形态图则可以通过软件进行数值化处理,从而获取砂堤形态表征的参数。PTV 支撑剂速度则可以分析支撑剂在裂缝中的速度展布。

本次试验选取了 2 个参数来对支撑剂形成的最终砂堤形态进行表征:① 砂堤面积,砂堤面积是指裂缝中支撑剂所支撑剂的总面积,其表示支撑剂最终支撑的裂缝面积,具体获取方法如图 2 所示;② 通道率,通道率是一个无量纲参数,指砂堤中通道所占面积与

砂堤总面积的比值,能够反映支撑裂缝的渗流空间,通道率越大,则油气的渗流通道越多,理论上压裂裂缝的导流能力也越大,其中通道所占面积利用 ImageJ 软件进行获取(图 3)。

2 试验结果分析

2.1 排量对仿生学蒲公英支撑剂铺置的影响

通过表 3 中 1~5 组试验,研究在不同排量下仿生学蒲公英支撑剂在深部煤层 T 型裂缝模型中的运输和转向过程,支撑剂堆积形态如图 4 所示,最终砂堤参数对比如图 5 所示。

图 4、图 5 为不同排量下仿生学蒲公英支撑剂在深部煤层 T 型裂缝模型中的最终砂堤形态及砂堤面积对比,通过对比可以看出,随着排量的提升,主裂缝中的砂堤形态由前高后低的梯形,逐渐变为矩形,分支裂缝中的砂堤形态类似,均为前高后低的梯形形态,同时,主裂缝和分支裂缝的砂堤面积都在中等排量(70 cm³/s)时达到最大值,随着排量继续增加主缝与分支裂缝中的砂堤面积均出现下降的趋势(图 5a),同时随着排量的增加,主裂缝和分支裂缝中的砂堤通道率均逐渐增加(图 5b),这一结论与之前的研究相似^[22]。其主要原因是随着排量的逐渐增加,仿生学蒲公英支撑剂在主裂缝和分支裂缝中的运移速度也逐渐增加

表 3 试验组与参数
Table 3 Test group & parameter table

序号	裂缝模型	排量/(cm ³ · s ⁻¹)	砂比/g	压裂液黏度/(mPa · s)	支撑剂粒/mm	射孔口位置
1	90°分支裂缝	23	125	1	0.850~0.425	中部
2	90°分支裂缝	46	125	1	0.850~0.425	中部
3	90°分支裂缝	70	125	1	0.850~0.425	中部
4	90°分支裂缝	93	125	1	0.850~0.425	中部
5	90°分支裂缝	116	125	1	0.850~0.425	中部
6	90°分支裂缝	70	125	1	0.850~0.425	上部
7	90°分支裂缝	70	125	1	0.850~0.425	中部
8	90°分支裂缝	70	125	1	0.850~0.425	下部
9	90°分支裂缝	70	125	1	0.850~0.425	上+中部
10	90°分支裂缝	70	125	1	0.850~0.425	上+下部
11	90°分支裂缝	70	125	1	0.850~0.425	中+下部
12	90°分支裂缝	70	125	1	0.850~0.425	上+中+下部
13	90°分支裂缝	70	125	6	0.850~0.425	中部
14	90°分支裂缝	70	125	12	0.850~0.425	中部
15	90°分支裂缝	70	125	16	0.850~0.425	中部
16	90°分支裂缝	70	125	21	0.850~0.425	中部
17	90°分支裂缝	70	125	1	0.212~0.106	中部
18	90°分支裂缝	70	175	1	0.850~0.425	中部
19	90°分支裂缝	70	225	1	0.850~0.425	中部
20	90°分支裂缝	70	275	1	0.850~0.425	中部
21	90°分支裂缝	70	375	1	0.850~0.425	中部

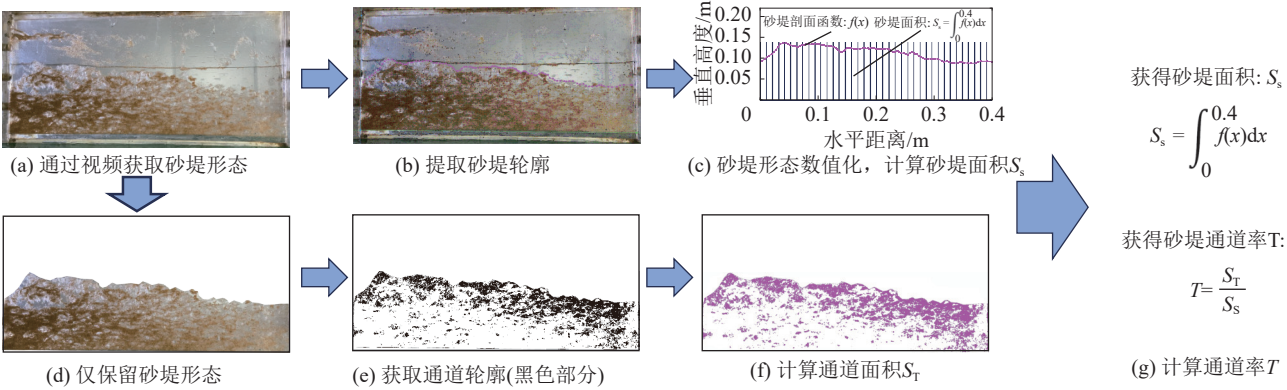
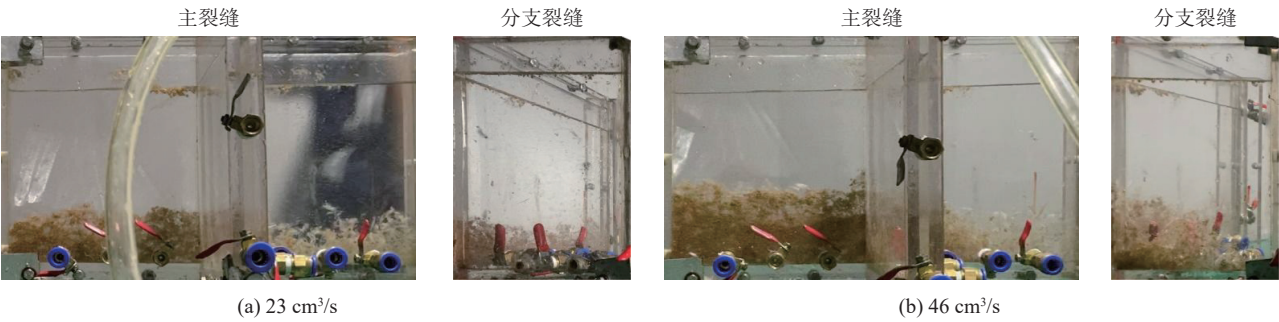


图 3 砂堤参数获取方法
Fig.3 Method for obtaining parameters of proppant packing profile



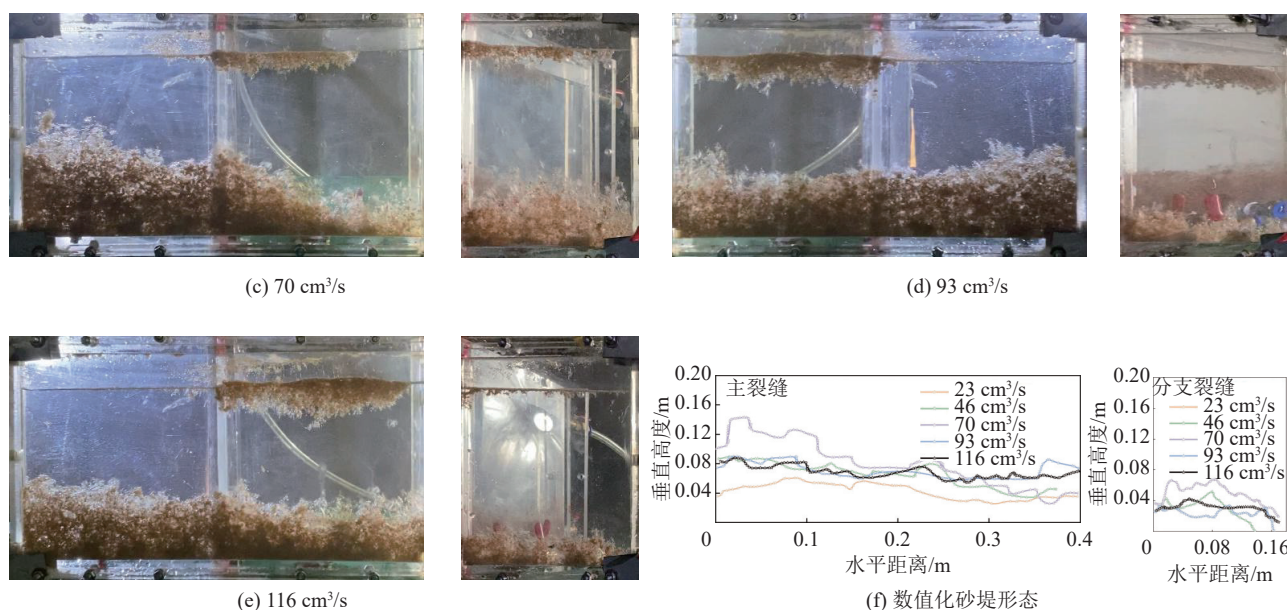


图 4 不同排量下仿生学蒲公英支撑剂的砂堤形态

Fig.4 Packing pattern of biomimetic dandelion proppant under the different pump rate

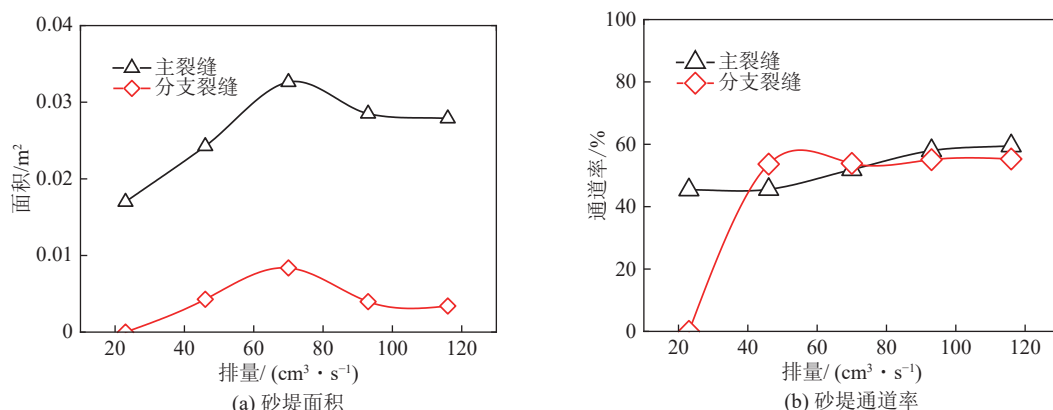


图 5 不同排量下仿生学蒲公英支撑剂的砂堤面积和砂堤通道率对比

Fig.5 Comparison of packing area and channel rate of biomimetic dandelion proppant under different pump rate

(图 6), 因此, 仿生学蒲公英支撑剂能够运移到裂缝的深部, 从而提升砂堤面积, 但随着排量的进一步增加, 大量的仿生学蒲公英支撑剂随着压裂液流出了裂缝模型, 导致砂堤面积逐渐降低, 因此推荐在深部煤层压裂中使用高排量来泵注仿生学蒲公英支撑剂。

2.2 射孔口位置对仿生学蒲公英支撑剂铺置的影响

通过表 3 中 5~12 组试验, 研究不同射孔位置对仿生学蒲公英支撑剂在深部煤层 T 型裂缝模型中输运过程的影响, 其结果如图 7~图 9 所示。

通过图 7 可以看出, 不同射孔位置对于仿生蒲公英支撑剂的砂堤形态影响较大: 下部、上部、中+下部、上+中+下部射孔位置形成的砂堤在入口处会形成凹槽, 其原因主要是由于携砂液的冲刷使得入口处沉积的支撑剂较少; 而中部、中+上部、上+下部射孔形成的砂堤整体较为均匀, 其高度起伏不大(图 7)。通过

对比砂堤参数(图 8)可以看出, 中部射孔和上+中部双射孔在主裂缝中所形成的砂堤面积都较大, 同时其通道率也较好。而中+下部双射孔和中部单射孔在分支缝中形成砂堤面积都较大。其主要原因是中部射孔和上+中部双射孔在裂缝中形成的湍流要更大一些(图 9), 使得在裂缝口位置沉降的仿生学蒲公英支撑剂被再次卷起并向裂缝深部移动。上述 2 种射孔条件下, 仿生学蒲公英支撑剂在进入分支裂缝后, 其速度衰减较弱, 因此在主缝和分支缝中形成的砂堤高度和面积都较大。综合分析, 中部单射孔能够在分支裂缝和主缝中都形成更好的堆积效果。综合考虑在深部煤层压裂过程中推荐采用中部射孔。

2.3 压裂液黏度对仿生学蒲公英支撑剂铺置的影响

开展表 3 中 13~16 组试验, 研究不同压裂液黏度下仿生学蒲公英支撑剂在深部煤层 T 型裂缝模型

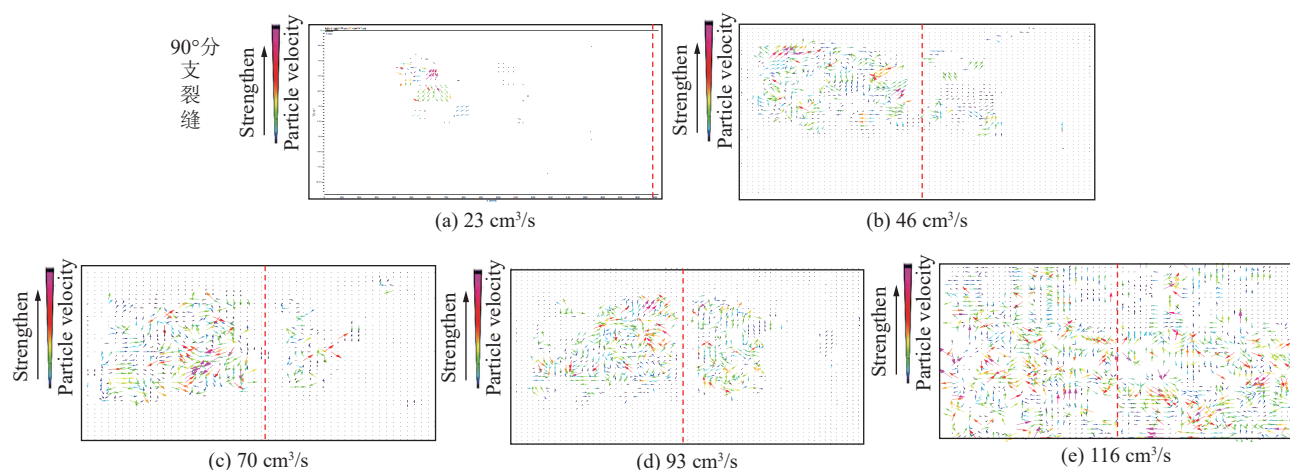


图6 不同排量下仿生学蒲公英支撑剂的速度分布

Fig.6 Velocity distribution of biomimetic dandelion proppant under different pump rate.

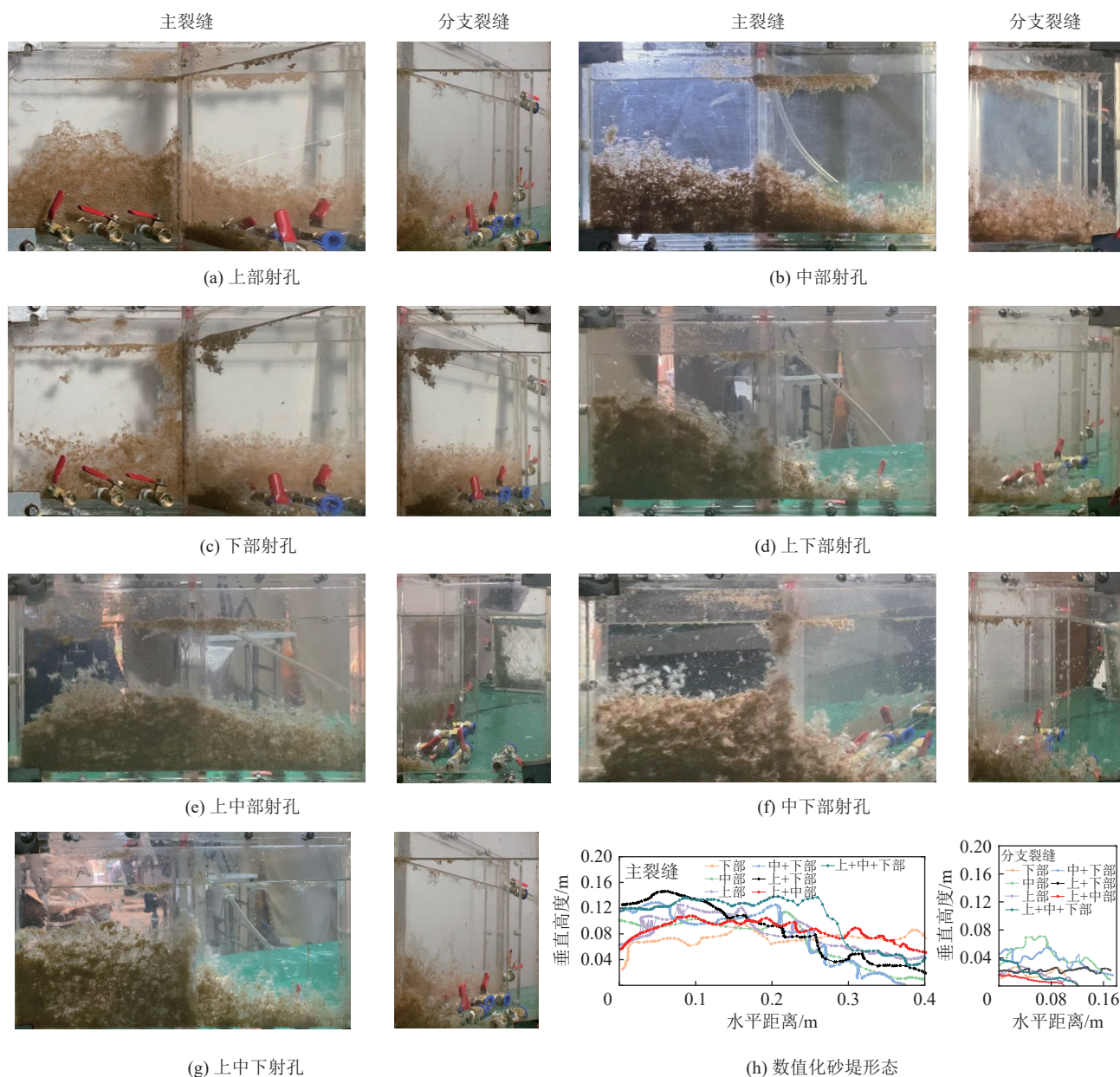


图7 不同射孔位置情况下仿生学蒲公英支撑剂的砂堤形态

Fig.7 Packing pattern of biomimetic dandelion proppant under the different perforation conditions.

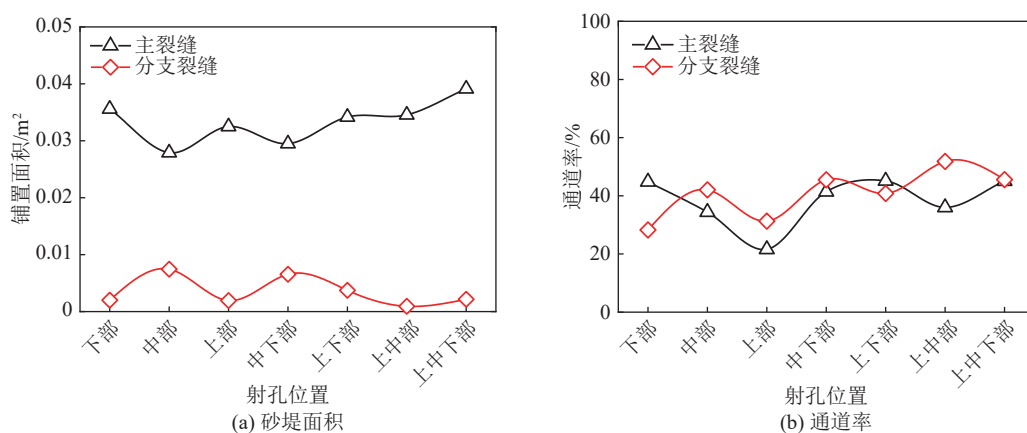


图8 不同射孔位置情况下仿生学蒲公英支撑剂的砂堤面积和通道率对比

Fig.8 Comparison of packing area and channel rate of biomimetic dandelion proppant under different perforation conditions.

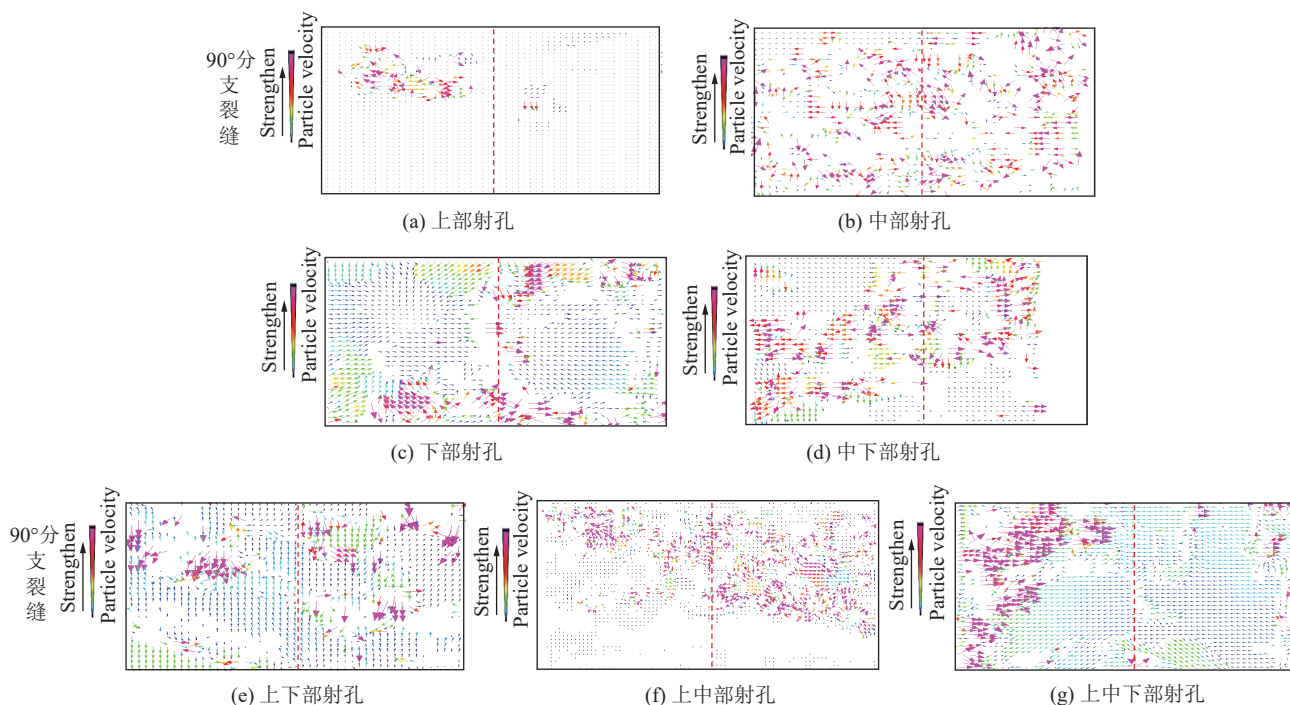


图9 不同射孔位置情况下仿生学蒲公英支撑剂的速度分布

Fig.9 Velocity distribution of biomimetic dandelion proppant under different perforation conditions.

中的输运,其试验结果如图10~图12所示。

通过对比图10仿生学蒲公英支撑剂在90°分支裂缝模型中的最终砂堤形态可以发现,随着压裂液黏度的增加(6~16 mPa·s),仿生学蒲公英支撑剂的砂堤形态发生了明显变化,仿生学蒲公英支撑剂更多的沉积在裂缝的远端,而当黏度进一步增加(21 mPa·s),仿生学蒲公英支撑剂在裂缝前端几乎没有沉降,同时其在裂缝后端的堆积高度也急剧下降。

通过对比仿生学蒲公英支撑剂在裂缝中的砂堤面积和通道率(图11)也可以看出,随着黏度的增加,主裂缝中剩余的支撑剂量也逐渐减少,因此主缝中的砂堤高度及面积均逐渐变小,该现象与常规支撑剂的规律相反^[29]。而分支裂缝中的砂堤面积则先增加后降低,

同时主缝和分支裂缝中砂堤的通道率变化不大,均维持在30%~40%间。其原因是随着黏度的增加,压裂液对仿生学蒲公英支撑剂的携带性逐渐提升,致使仿生学蒲公英支撑剂在裂缝中的速度分布面积更广,同时紊流逐渐减弱(图12),由于仿生学蒲公英支撑剂本身就具备极强的输运能力,导致随着压裂液黏度的提升,大多数支撑剂运动的方向均为沿缝长方向,因此大部分支撑剂会随着压裂液流出裂缝,在裂缝中前端沉积的支撑剂量较少。因此,在深部煤层压裂施工中推荐采用中低黏度的压裂液来携带仿生学蒲公英支撑剂。

2.4 不同粒径仿生学蒲公英支撑剂在裂缝中的运移规律

通过采用20/40目和70/140目仿生学蒲公英支撑剂来研究不同支撑剂粒径对于仿生学蒲公英支撑

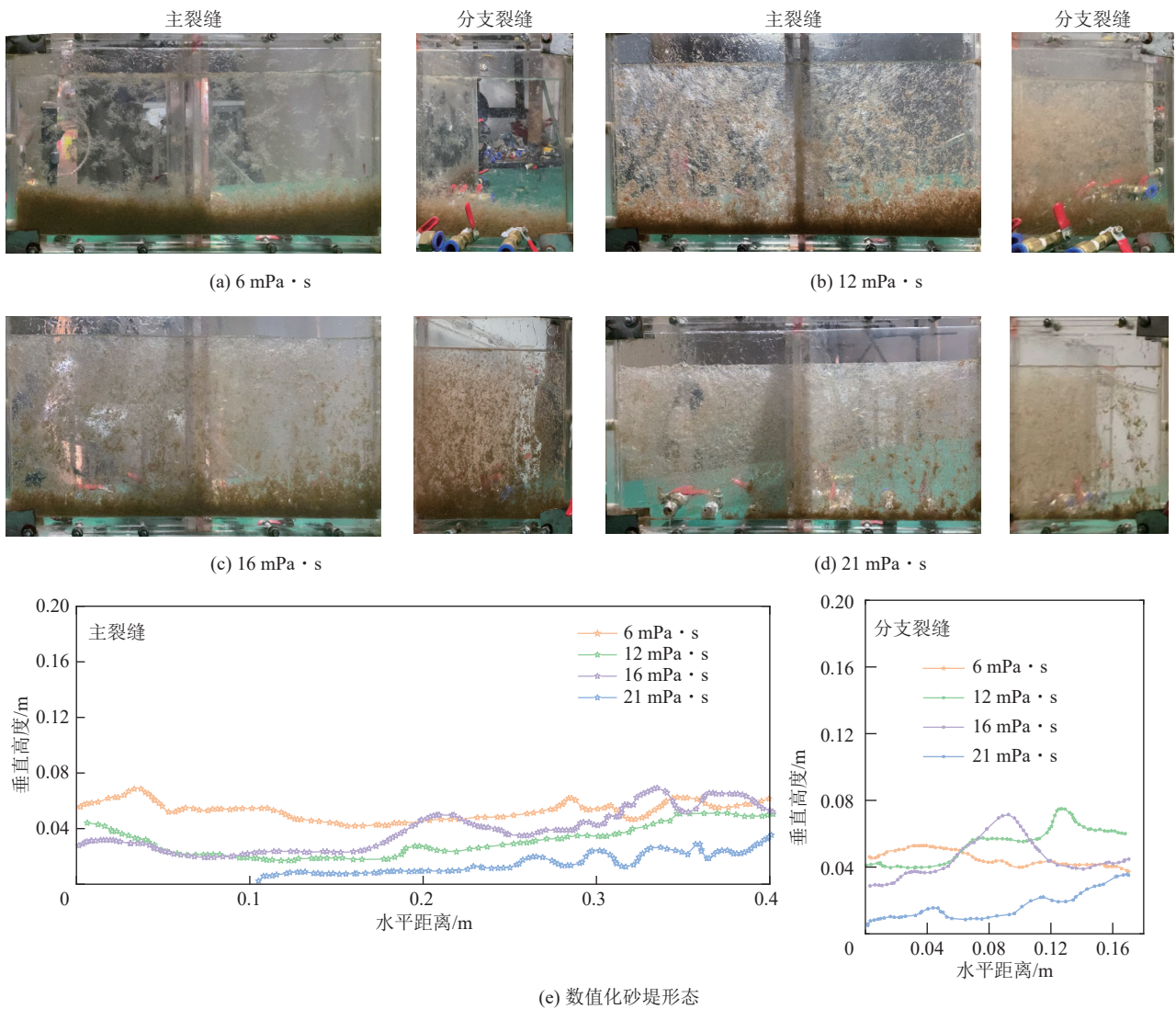


图 10 不同压裂液黏度情况下仿生学蒲公英支撑剂的砂堤形态

Fig.10 Packing pattern of biomimetic dandelion proppant under the different fracturing fluid viscosities.

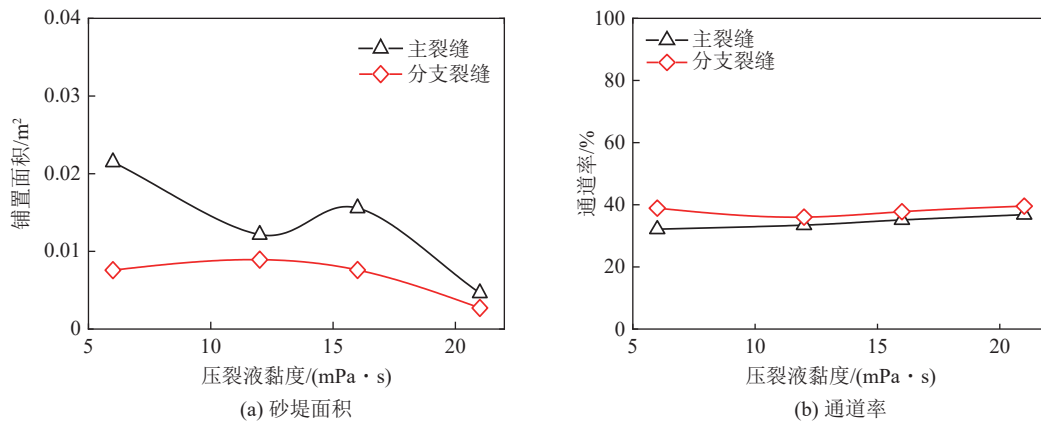


图 11 不同压裂液黏度下仿生学蒲公英支撑剂的砂堤面积和通道率对比

Fig.11 Comparison of packing area and channel rate of biomimetic dandelion proppant under different fracturing fluid viscosities.

剂的输运影响,具体试验参数见表3中3、17组试验所示。试验结果如图13~图15所示。

通过对比不同粒径仿生学蒲公英支撑剂的砂堤形态可以发现(图13),在主缝中2种粒径的仿生学蒲

公英支撑剂堆积形成的砂堤形态类似,均呈现近似矩形的状态,而在深部煤层T型裂缝模型的分支裂缝中,小粒径蒲公英支撑剂的砂堤同样呈现类似矩形的形态,而大粒径蒲公英支撑剂砂堤则呈现三角形形态。

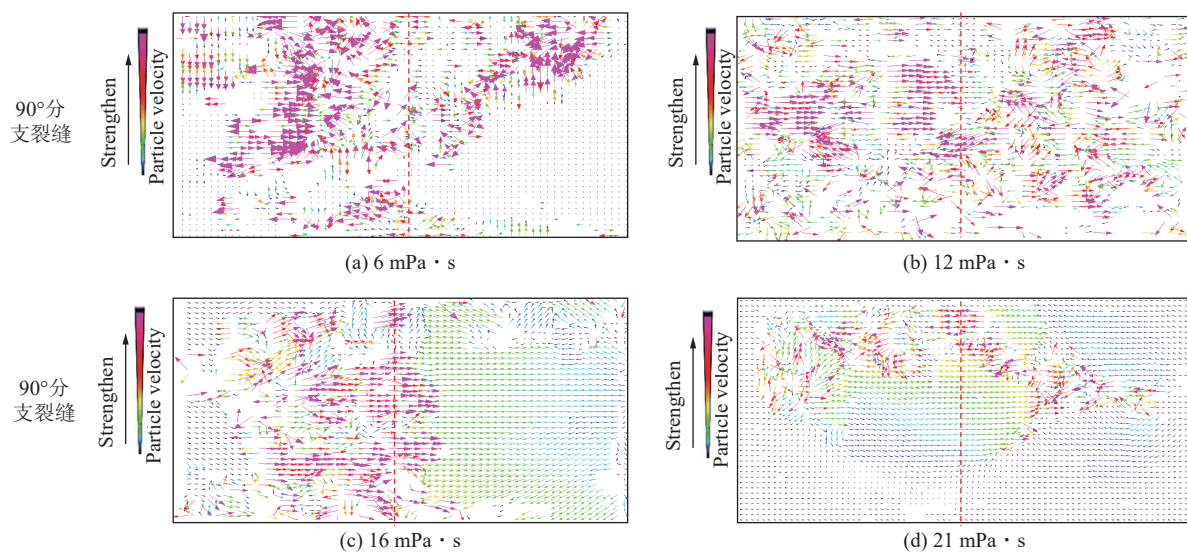
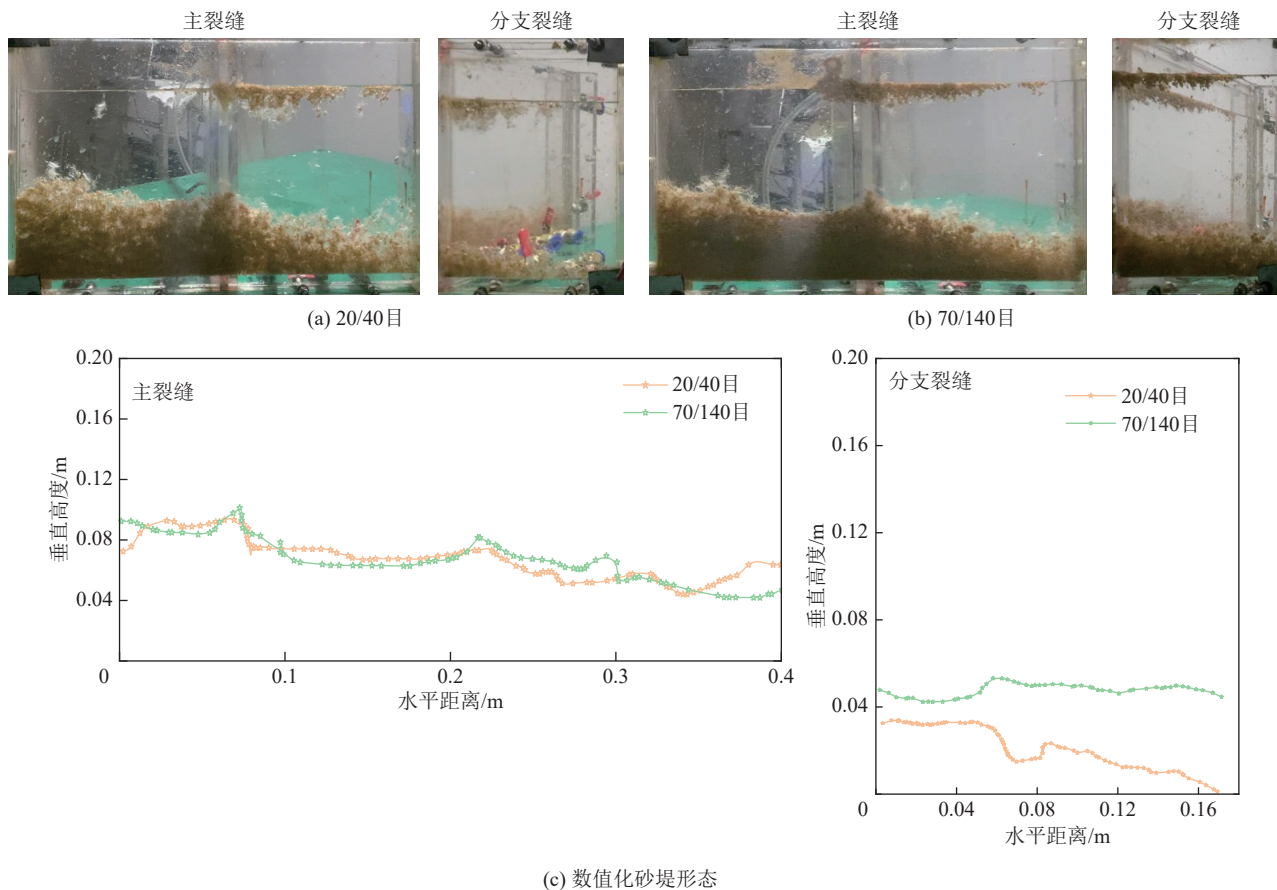


图 12 不同压裂液黏度下仿生学蒲公英支撑剂的速度分布

Fig.12 Velocity distribution of biomimetic dandelion proppant under different fracturing fluid viscosities.



(c) 数字化砂堤形态

图 13 不同粒径的仿生学蒲公英支撑剂的砂堤形态

Fig.13 Packing pattern of biomimetic dandelion with different particle sizes.

在深部煤层 T 型裂缝模型中,小粒径仿生学蒲公英支撑剂在分支缝中形成的砂堤面积高于大粒径支撑剂形成砂堤的面积(图 14),说明小粒径的仿生学蒲公英支撑剂更容易转向进入分支裂缝。在常规支撑剂的输运研究中,大粒径支撑剂通常在主裂缝中有更大的铺置面积^[13,30]。而不同粒径的仿生学蒲公英支撑

剂在主裂缝中的砂堤面积差异极小,同时通道率也相近。其主要原因是,20/40 目和 70/140 目仿生学蒲公英支撑剂在裂缝中的运动速度相差不大,而 70/140 目仿生学蒲公英支撑剂在进入分支裂缝后的速度衰减较少,仍能保持较高的运动速度(图 15),因此小粒径仿生学蒲公英支撑剂更容易转向进入分支裂缝。同

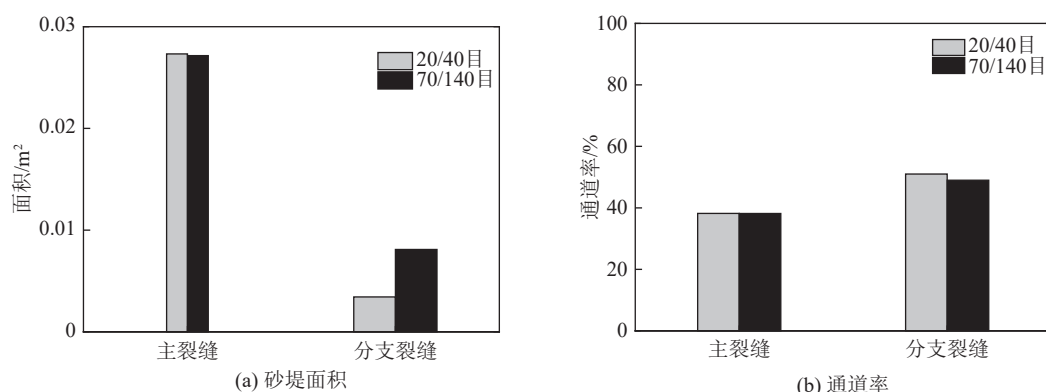


图 14 不同粒径的仿生学蒲公英支撑剂的砂堤面积和通道率对比

Fig.14 Comparison of packing area and channel rate of biomimetic dandelion proppant with different particle sizes.

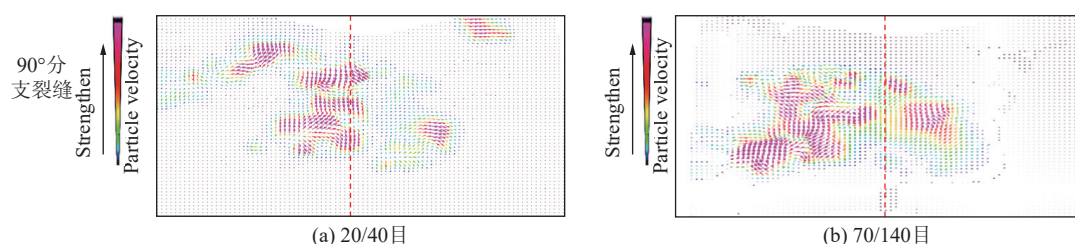


图 15 不同粒径的仿生学蒲公英支撑剂的速度分布

Fig.15 Velocity distribution of biomimetic dandelion proppant with different particle sizes.

时由于仿生学蒲公英支撑剂特殊的堆积结构(能够堆积形成大孔道),能够弥补小粒径支撑剂在砂堤渗透率方面的劣势。因此推荐在深部煤层压裂中使用70/140目小粒径的仿生学蒲公英支撑剂。

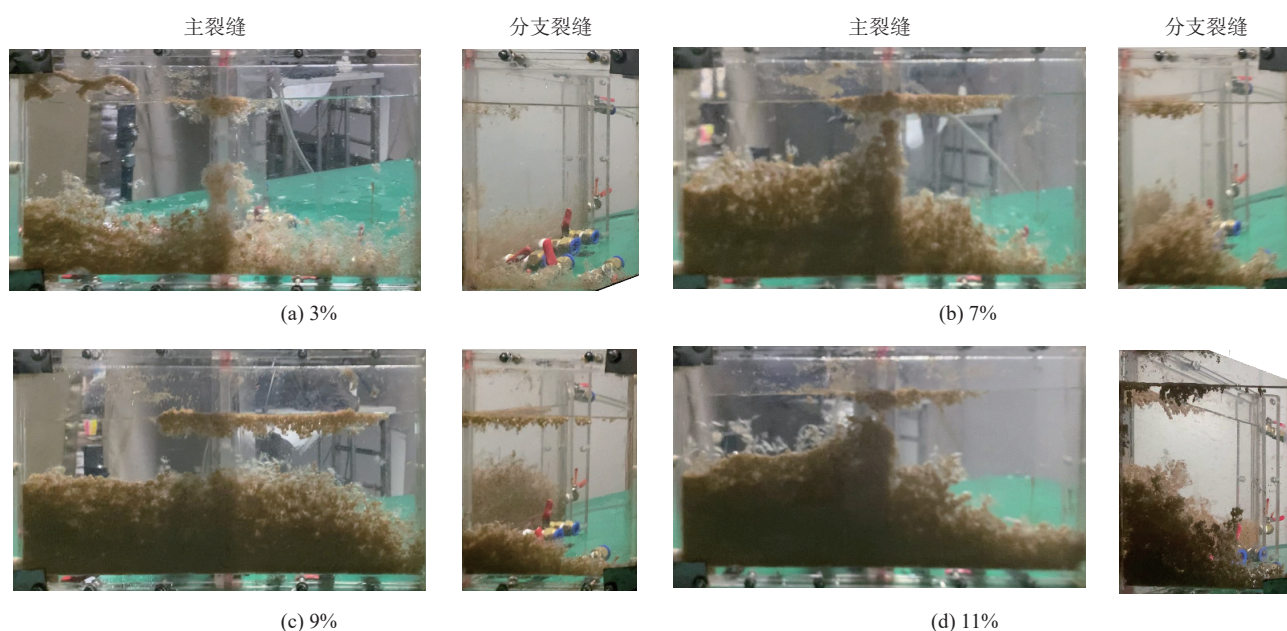
2.5 不同砂比仿生学蒲公英支撑剂在裂缝中的运移规律

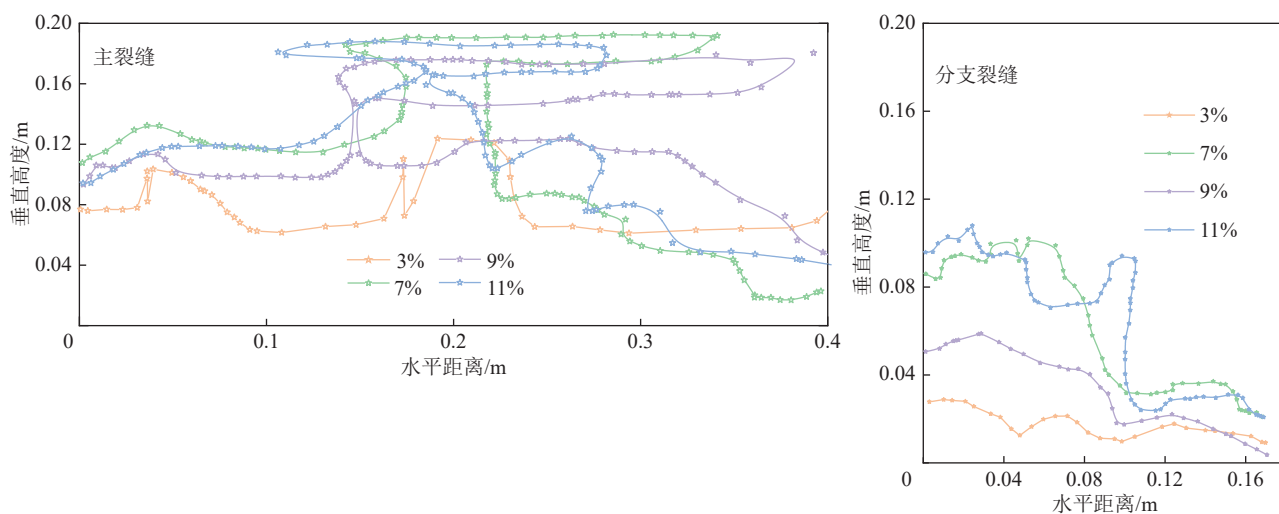
采用3%、7%、9%、11%的砂比,来研究不同砂比对于仿生学蒲公英支撑剂输运和堆积的影响,具体参数见表3中18~21所示,其试验结果如图16~图

18所示。

对比不同砂比情况下的砂堤形态可以发现(图16),深部煤层T型裂缝模型中主裂缝的砂堤形态对砂比较敏感,随着砂比的增加,裂缝中的砂堤形态逐渐由三角形变为不规则的形态。而分支裂缝中的砂堤始终为三角形形态。

对比图17可以发现,随着砂比的增加,支撑剂在主缝中的砂堤面积不断地增加,而分支缝中砂堤面积则呈现出先增加后减少再增加的趋势。同时随着砂





(e) 数值化砂堤形态

图 16 不同砂比仿生学蒲公英支撑剂的砂堤形态

Fig.16 Packing pattern of biomimetic dandelion proppant with different proppant concentration.

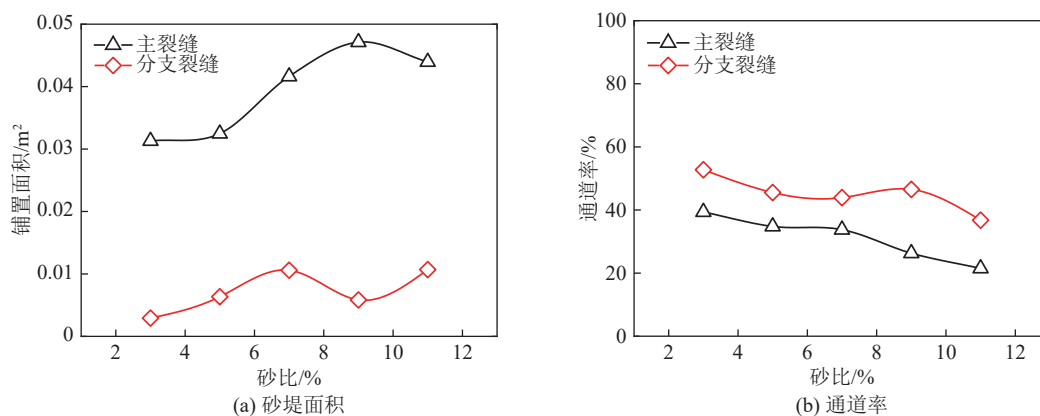


图 17 不同砂比情况下, 仿生学蒲公英支撑剂的砂堤面积和通道率对比

Fig.17 Comparison of packing area and channel rate of biomimetic dandelion proppant with different proppant concentration.

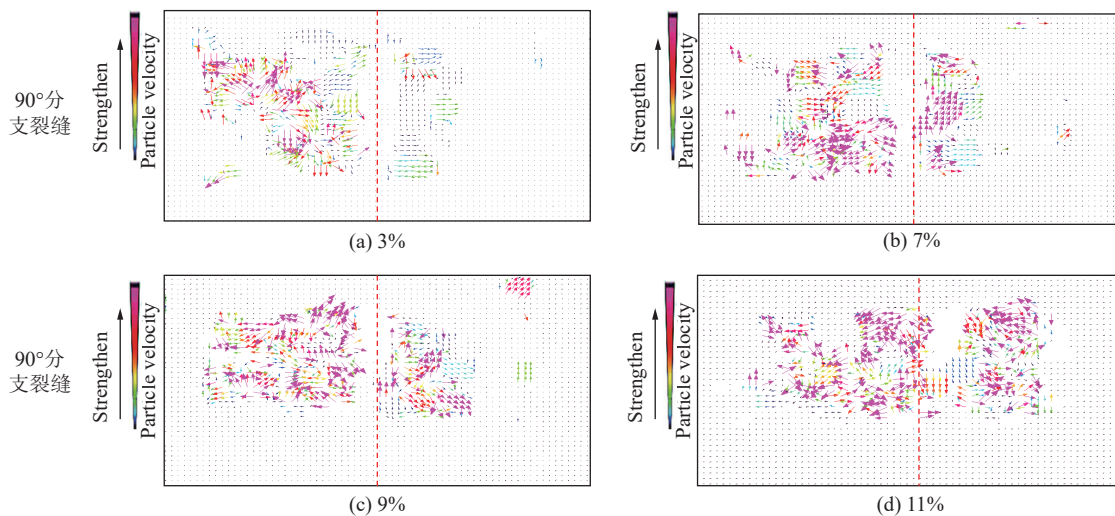


图 18 不同浓度仿生学蒲公英支撑剂的速度分布

Fig.18 Velocity distribution of biomimetic dandelion proppant with different proppant concentration.

比的增加, 主缝和分支裂缝中砂堤的通道率都呈现出下降的趋势, 其主要原因是支撑剂数量的增加会加剧

支撑剂之间的碰撞, 使得支撑剂运动更加无序 (图 18), 进而增加支撑剂运动的区域, 同时使得沉降的砂堤堆

积更加紧密。因此综合考虑砂堤高度面积以及通道率的变化,推荐在深部煤层压裂中仿生学蒲公英支撑剂砂比为7%~11%,既能保证主缝与分支缝都得到较好的充填,同时能够保证支撑裂缝具有较高的通道率。

3 结 论

1) 随着排量的增加,仿生学蒲公英支撑剂进入煤层压裂裂缝更加顺利,也更容易进入T型裂缝的分支裂缝。当达到中等排量之后,继续增加排量对砂堤的高度、面积变化不大,但通道率有小幅度的提升。因此推荐仿生学蒲公英支撑剂在煤层压裂中使用中高排量进行施工。

2) 射孔口位置对蒲公英支撑剂在煤层压裂裂缝中的砂堤通道率和进入分支裂缝的情况都有一定影响,中部单射孔能够在T型裂缝的分支裂缝和主缝中都形成更好的堆积效果。因此综合考虑推荐仿生学蒲公英支撑剂在煤层压裂中采用中部射孔进行仿生学蒲公英支撑剂的施工。

3) 随着压裂液黏度的增加,其对于仿生学蒲公英支撑剂的携带性能也逐渐增加,大部分支撑剂随着压裂液流出了裂缝模型,但在煤层裂缝模型中的支撑剂依然能够与纤维耦合堆积,形成具有一定通道的砂堤,但其通道率有所降低。鉴于仿生学蒲公英支撑剂自身具有较强的输运性能,因此在煤层压裂中综合推荐采用低黏度压裂液($1\sim 12\text{ mPa}\cdot\text{s}$)来携带仿生学蒲公英支撑剂。

4) 不同粒径的仿生学蒲公英支撑剂在煤层压裂裂缝模型中形成的砂堤面积、通道率差异较小,同时小粒径的支撑剂更容易进入T型裂缝的分支裂缝。得益于仿生学蒲公英支撑剂能够架桥形成高导流通道的特性,小粒径支撑剂形成的煤层支撑裂缝导流能力低的缺点得到了弥补。综合考虑推荐在煤层压裂中采用小粒径的仿生学蒲公英支撑剂进行压裂施工。

5) 随着砂比的增加,支撑剂在T型裂缝的主裂缝中堆积形成的砂堤面积逐渐增加,而T型裂缝分支缝的砂堤面积则呈现先增加后减少再增加的趋势。当砂比提高至11%后,砂堤的面积的增加幅度逐渐降低。同时随着砂比的增加,T型裂缝的主缝及分支裂缝中的砂堤通道率呈现出下降的趋势,说明煤层压裂中使用仿生学蒲公英支撑剂时其砂比不宜过高。因此综合推荐在煤层压裂中施工砂比为7%~11%。

参考文献(References):

[1] 李倩,李童,蔡益栋,等.煤层气储层水力裂缝扩展特征与控因研究

进展[J].煤炭学报,2023,48(12):4443-4460.

LI Qian, LI Tong, CAI Yidong, et al. Research progress on hydraulic fracture characteristics and controlling factors of coalbed methane reservoirs[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(12): 4443-4460.

[2] 安琦,杨帆,杨睿月,等.鄂尔多斯盆地神府区块深部煤层气体积压裂实践与认识[J].煤炭学报,2024,49(5):2376-2393.

AN Qi, YANG Fan, YANG Ruiyue, et al. Practice and understanding of deep coalbed methane massive hydraulic fracturing in Shenfu Block, Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(5): 2376-2393.

[3] 徐凤银,聂志宏,孙伟,等.鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气高效开发理论技术体系[J].煤炭学报,2024,49(1):528-544.

XU Fengyin, NIE Zhihong, SUN Wei, et al. Theoretical and technological system for Highly efficient development of deep coalbed methane in the Eastern edge of Erdos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(1): 528-544.

[4] 杨兆彪,高为,秦勇,等.贵州深部煤层气地质特征及其资源潜力[J].煤炭学报,2024,49(S1):348-361.

YANG Zhaobiao, GAO Wei, QIN Yong, et al. Geological characteristics and resource potential of deep coalbed methane in Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(S1): 348-361.

[5] 师素珍,赵康,高维旭,等.复杂煤层CO₂-ECBM的地质主控因素评价及有利区优选[J].绿色矿山,2024,2(2):160-168.

SHI Suzhen, ZHAO Kang, GAO Weixu, et al. Evaluation of geological controlling factors of CO₂-ECBM in complex coal seams and optimization of favorable areas[J]. Journal of Green Mine, 2024, 2(2): 160-168.

[6] 孙希奎,范建国,常庆粮.浅埋特厚煤层下向分层膏体充填开采覆岩变形控制机理[J].绿色矿山,2024,2(3):221-233.

SUN Xikui, FAN Jianguo, CHANG Qingliang. Shallow and extra-thick coal seam mining in the bottom layer paste filling overburden deformation control mechanism[J]. Journal of Green Mine, 2024, 2(3): 221-233.

[7] 阎纪伟,宋晓夏,梁卫国,等.西山煤田煤层气井水力压裂效果剖析及启示[J].煤炭学报,2024,49(8):3546-3560.

YAN Jiwei, SONG Xiaoxia, LIANG Weiguo, et al. An comprehensive analysis of the hydraulic fracturing behavior of coalbed methane wells of Xishan coalfield and its revelation[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(8): 3546-3560.

[8] 詹运昌,陈宇豪.支撑剂在交叉裂缝中的运移规律研究[J].当代化工,2022,51(8):1826-1829.

ZHAN Yunchang, CHEN Yuhao. Study on proppant migration in fractures with intersections[J]. Contemporary Chemical Industry, 2022, 51(8): 1826-1829.

[9] DAYAN A, STRACENER S M, CLARK P E. Proppant transport in slick-water fracturing of shale-gas formations[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE, 2009.

[10] SAHAI R R, MISKIMINS J L, OLSON K E. Laboratory results of proppant transport in complex fracture systems[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. SPE, 2014.

[11] TONG S Y, MOHANTY K K. Proppant transport study in fractures with intersections[J]. Fuel, 2016, 181: 463-477.

- [12] WEN Q Z, WANG S T, DUAN X F, et al. Experimental investigation of proppant settling in complex hydraulic-natural fracture system in shale reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 33: 70–80.
- [13] XIAO H, LI Z M, HE S Y, et al. Experimental study on proppant diversion transportation and multi-size proppant distribution in complex fracture networks[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 196: 107800.
- [14] 沈云琦, 李凤霞, 张岩, 等. 复杂裂缝网络内支撑剂运移及铺置规律分析[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(5): 134–142.
SHEN Yunqi, LI Fengxia, ZHANG Yan, et al. Analysis of proppant migration and layout in complex fracture network[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(5): 134–142.
- [15] 张龙胜, 秦升益, 雷林, 等. 新型自悬浮支撑剂性能评价与现场应用[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(3): 105–108.
ZHANG Longsheng, QIN Shengyi, LEI Lin, et al. Property evaluation and field applications of a new self-suspending proppant[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(3): 105–108.
- [16] 孟雪, 王尧. 自悬浮支撑剂性能评价试验研究[J]. *石化技术*, 2016, 23(7): 105, 107.
MENG Xue, WANG Yao. Experimental study on performance of self-suspending proppant[J]. *Petrochemical Industry Technology*, 2016, 23(7): 105, 107.
- [17] 张鑫. 自悬浮支撑剂的制备及性能评价[D]. 青岛: 青岛科技大学, 2017.
ZHANG Xin. Preparation and performance evaluation of self-suspending proppant[D]. Qingdao: Qingdao University of Science & Technology, 2017.
- [18] 郅婧文, 陈清, 孟祥海, 等. 变密度自增稠支撑剂制备及其性能评价[J]. *化学工程师*, 2019, 33(3): 31–36.
KUAI Jingwen, CHEN Qing, MENG Xianghai, et al. Preparation and performance evaluation of variable density self-thickening proppant[J]. *Chemical Engineer*, 2019, 33(3): 31–36.
- [19] 吴俊. 一种水凝胶覆膜自悬浮支撑剂的性能评价与应用[J]. *石油知识*, 2018(2): 54–55.
WU Jun. Performance evaluation and application of a hydrogel coated self-suspending proppant[J]. *Petroleum Knowledge*, 2018(2): 54–55.
- [20] 徐永驰. 低密度支撑剂的研制及性能评价[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
XU Yongchi. Development and performance evaluation of low density proppant[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [21] 李树良. ULW-1.05 超低密度支撑剂评价及应用[J]. *油气田地面工程*, 2013, 32(9): 66–67.
LI Shuliang. Evaluation and Application of ULW-1.05 Ultra-Low Density Proppant[J]. *Oil-Gas Field Surface Engineering*, 2013, 32(9): 66–67.
- [22] LI J, WU M Y, ZHOU L H, et al. A new proppant type fully coupled fiber-proppant and its property evaluation for unconventional reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 208: 109573.
- [23] 李浩泽. 煤层压裂裂缝内支撑剂运移与压嵌机理[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2023.
LI Haoze. Mechanism of proppant migration and embedding in coal seam fracturing fractures[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2023.
- [24] 李晓龙. 深部煤层裂缝特征变化模拟研究: 以煤层 CO₂ 封存和 UCG 为例[D]. 西安: 西北大学, 2022.
LI Xiaolong. Simulation study on characteristics of deep coal seam cracks: Taking coal seam CO₂ storage and UCG as examples[D]. Xi'an: Northwest University, 2022.
- [25] WANG Y J, LIU D M, CAI Y D, et al. Constraining coalbed methane reservoir petrophysical and mechanical properties through a new coal structure index in the southern Qinshui Basin, northern China: Implications for hydraulic fracturing[J]. *AAPG Bulletin*, 2020, 104(8): 1817–1842.
- [26] 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.
- [27] LI J, KUANG S B, QI Z, et al. Experimental investigation of the leak-off effect on proppant transportation and distribution in a vertical fracture[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 97: 104358.
- [28] LI J, HE S Y, WU M Y, et al. A comprehensive review of the proppant transportation in different simplified fracture models: Experimentation, modeling, and prospects[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, 228: 211974.
- [29] LI N Y, LI J, ZHAO L Q, et al. Laboratory testing on proppant transport in complex-fracture systems[J]. *SPE Production & Operations*, 2017, 32(4): 382–391.
- [30] YANG R Y, GUO J C, ZHANG T, et al. Numerical study on proppant transport and placement in complex fractures system of shale formation using eulerian multiphase model approach[C]//IPTC, 2019.