



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2403596

引用格式:王俊亭,许冬进,陶振强,等.非常规油气支撑剂粒度粒形对其破碎率及裂缝导流能力的影响[J].科学技术与工程,2025,25(9):3672-3679.

Wang Junting, Xu Dongjin, Tao Zhenqiang, et al. Effects of particle size and shape of unconventional oil and gas proppants on breakage rate and fracture conductivity[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(9): 3672-3679.

# 非常规油气支撑剂粒度粒形对其破碎率及裂缝导流能力的影响

王俊亭<sup>1,2</sup>, 许冬进<sup>1,2\*</sup>, 陶振强<sup>1,2</sup>, 曲彦颖<sup>1,2</sup>, 吴应松<sup>1,2</sup>

(1. 长江大学石油工程学院, 武汉 430100; 2. 油气钻采工程湖北省重点实验室, 武汉 430100)

**摘要** 支撑剂性能对非常规油气储层水力压裂设计至关重要,少有学者进行支撑剂微观性能参数粒度粒形方面的研究。通过室内试验模拟页岩气储层生产过程中支撑剂破碎率及裂缝导流能力的变化规律,定量表征粒度粒形对支撑剂破碎率及裂缝导流能力的影响。结果表明:当闭合压力低于28 MPa,相同类型粒径均匀分布集中、平均圆球度高的支撑剂与分选性差的支撑剂对比,破碎率下降约15%并且裂缝导流能力提升约10%;当闭合压力超过支撑剂的抗压强度,由于支撑剂破碎产生的碎屑进一步堵塞导流通道,分选性好的支撑剂能更好地维持裂缝导流能力。实验结果为现场压裂设计页岩地层压裂设计,入井材料质量管控水平提升及支撑剂优选提供参考。

**关键词** 非常规油气; 支撑剂; 粒度粒形; 破碎率; 裂缝导流能力

**中图分类号** TE377; **文献标志码** A

## Effects of Particle Size and Shape of Unconventional Oil and Gas Proppants on Breakage Rate and Fracture Conductivity

WANG Jun-ting<sup>1,2</sup>, XU Dong-jin<sup>1,2\*</sup>, TAO Zhen-qiang<sup>1,2</sup>, QU Yan-ying<sup>1,2</sup>, WU Ying-song<sup>1,2</sup>

(1. Oil Engineering College of Yangtze University, Wuhan 430100, China;

2. Hubei Province Key Laboratory of Drilling and Production Engineering for Oil and Gas, Wuhan 430100, China)

**[Abstract]** Proppant performance is very important to the hydraulic fracturing design of unconventional oil and gas reservoirs. Few scholars have studied the micro performance parameters of proppant in terms of particle size and shape. The effect of particle size and shape on proppant breakage rate and fracture conductivity in shale gas reservoir was quantitatively characterized through laboratory experiments. The results show that when the closing pressure is lower than 28 MPa, the same type of proppant with uniform particle size and high spherical degree is compared with the proppant with poor sorting, the crushing rate is reduced by 15% and the fracture conductivity is increased by 10%. When the closing pressure exceeds the compressive strength of the proppant, the well-separated proppant can maintain the fracture conductivity better as the flow channel is further blocked by the debris generated by the broken proppant. The experimental results provide a reference for *in-situ* fracturing design of shale formation, improving the quality control level of down-hole materials and selecting proppant.

**[Keywords]** unconventional oil and gas; proppant; particle size and shape; breakage rate; fracture conductivity

页岩气开发依赖储层压裂改造,压裂施工的效果主要由裂缝有效导流能力来评估,压裂支撑剂又对压裂设计至关重要<sup>[1]</sup>,粒度粒形是支撑剂性能参数的衡量指标之一,其中粒度反映碎屑颗粒粒径的大小,而粒形分为圆度(颗粒与圆形相比的形状规则程度)及球度(颗粒三维形状与球形的相近程度)。页岩气储层水力压裂设计中优选支撑剂是不

可缺少的部分<sup>[2]</sup>,向页岩气地层中注入携砂的压裂液,确保支撑剂填入裂缝形成高效的导流通道可以增加油气产量,提高油气资源开发的效益;随着增黏携砂技术的发展,支撑剂的种类变得多种多样,包括但不限于砂子、陶粒、覆膜砂、玻璃、核桃壳以及高分子微球等;分选好的支撑剂具备高强度、表面光滑、化学惰性、成本低廉、密度低、使用方便、不

收稿日期: 2024-05-15 修订日期: 2024-12-27

基金项目: 国家自然科学基金(52004033)

第一作者: 王俊亭(1999—),男,汉族,陕西汉中,硕士研究生。研究方向:储层改造。E-mail: quill\_wong@163.com。

\*通信作者: 许冬进(1981—),男,汉族,湖北武汉人,博士,副教授。研究方向:非常规油气开发、储层改造。E-mail: xdj1001@qq.com。

易回流和不易被埋藏等特性,同时用于施工的陶粒平均圆球度需大于等于 0.7,石英砂平均圆球度需大于等于 0.6 以满足短期导流能力和支撑剂性能测试标准《压裂支撑剂充填层短期导流能力评价推荐方法》(SY/T 6302—2009)<sup>[3]</sup>和《水力压裂和砾石充填作业用支撑剂性能测试方法》(SY/T 5108—2014)<sup>[4]</sup>的要求。

支撑剂质量受制造工艺及砂源地的固有属性限制<sup>[5]</sup>,优选支撑剂能提高储层改造效果<sup>[6]</sup>,苗博<sup>[7]</sup>研究了高分子材料支撑剂在地层参数等因素影响下对裂缝导流能力的影响规律;宋恩鹏等<sup>[8]</sup>通过有机聚合物包裹石英砂验证其对短期导流能力的影响;在破碎率和裂缝导流能力关系的研究中,李圣祥等<sup>[9]</sup>通过开展支撑剂长期导流能力测试实验发现高含盐储层长期导流能力变化规律;陈庆栋等<sup>[10]</sup>通过支撑剂不同粒径的组合方式,探究其参数影响裂缝导流能力的程度。上述研究证明支撑剂破碎率和裂缝导流能力存在紧密关系,但探究粒度粒形对支撑剂破碎率和裂缝导流能力影响的研究还处于空白,现分析压裂液类型、支撑剂类型、粒度粒形参数、铺沙浓度等因素对破碎率与裂缝导流能力的影响。在室内实验宏观条件研究支撑剂粒度粒形参数对破碎率及裂缝导流能力的影响,以期在现场支撑剂优选提供依据,为入井材料质量管控水平提升和维持裂缝导流能力及降本增效提供理论依据。

## 1 实验准备及原理

### 1.1 实验装置

如图 1 所示,实验 HXDL-2C 导流能力评价装置进行实验。该装置由液压机向导流室(API 标准)施

加闭合压力,实验最大闭合压力为 120 MPa,最高温度可达 120 ℃。压力传感器(精度 0.01 MPa),监测压力变化的实时数据,装于导流室两端内部填充支撑剂,为保持测量的稳定导流室出口端有回压系统,利用系统实时采集数据,利用公式计算裂缝导流能力。

### 1.2 实验材料

实验所选用的材料如表 1 所示。图 2 展示了常见的支撑剂类型,图 2(a)为陶粒支撑剂,图 2(b)为石英砂支撑剂,图 2(c)为覆膜砂支撑剂;不同类型支撑剂的物理特性和制备方法不同,同时不同厂家生产支撑剂时的制备工艺和质量控制方法导致了支撑剂的粒形有差异。在现场施工时需要根据具体应用需求和性能要求进行综合选择支撑剂<sup>[11]</sup>。

表 1 实验材料

Table 1 Experimental material

实验材料	类型	主要成分	备注
支撑剂	石英砂/陶粒	SiO <sub>2</sub> /铝矾土	同一厂家
压裂液	滑溜水/蒸馏水	凝胶体系/H <sub>2</sub> O	滑溜水黏度 4.9 mPa·s
岩板	页岩岩石	硅质矿物和 黏土矿物	黏土矿物质量 分数29.6%

### 1.3 实验原理

图 3 为标准破碎室,支撑剂抗压强度测试依据《水力压裂和砾石充填作业用支撑剂性能测试方法》(SY/T 5108—2014)使用循环加载液压机<sup>[12]</sup>。将待测样品在不同压裂液体系中浸泡 2 h<sup>[13]</sup>,后于干燥箱中蒸发多余水分。将潮湿样品倒入标准破碎室中。在破碎室内,使用液压机以匀速加压 1 min,模拟地层压力,随后稳压 2 min。破碎后的样品再次置于 105 ℃的干燥箱中进行烘干,然后进行筛析并称取质量。

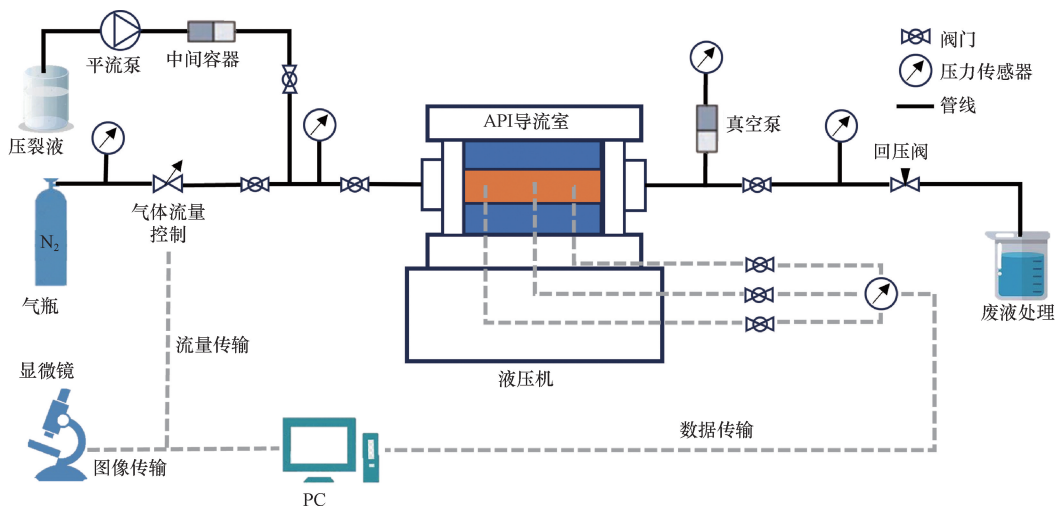
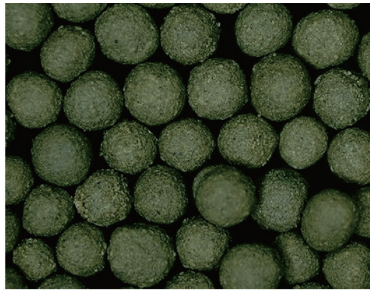
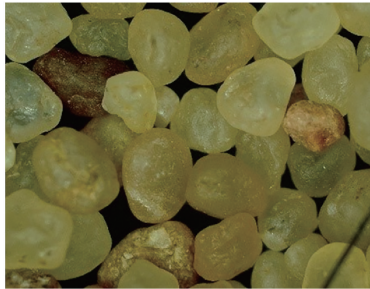


图 1 支撑剂破碎率及裂缝导流能力测试装置示意图

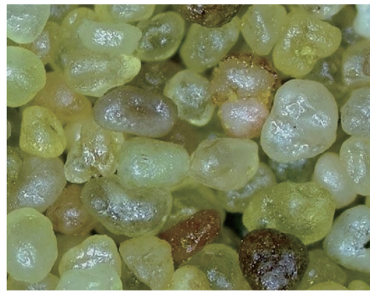
Fig. 1 Schematic diagram of proppant breakage rate and fracture conductivity test device



(a)陶粒



(b)石英砂



(c)覆膜砂

图2 30~50目支撑剂显微镜成像

Fig. 2 30~50 mesh proppant microscopy

$$\delta = \frac{w_c}{w_p} \times 100\% \quad (1)$$

式(1)中:  $\delta$  为破碎率, %;  $w_p$  为支撑剂样品质量, g;  $w_c$  为破碎样品质量, g。

短期裂缝导流能力测试依据《压裂支撑剂充填层短期导流能力评价推荐方法》(SY/T 6302—2009)使用设备 HXDL-2C 进行<sup>[14]</sup>, 待测样品均匀铺置于导流室内, 使压裂液流过支撑剂填充层, 模拟地层温度、闭合压力, 连续采集裂缝宽度、液体流量以及压差等变化数据, 得到液测裂缝导流能力  $K_w W_f$  为

$$K_w W_f = \frac{5.555 \mu_L Q_w}{\Delta p} \quad (2)$$

式(2)中:  $K_w$  为液测渗透率,  $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ ;  $W_f$  为支撑剂厚度, cm;  $Q_w$  为液体流量, mL/min;  $\mu_L$  为液体黏度, mPa·s;  $\Delta p$  为测试两点间的压差, kPa。

粒径测试: 筛分设备(图4)为标准式可旋转拍击振荡筛, 转速约 290 r/min, 拍击次数约 156 次/min, 顶锤高度约 33.4 mm。根据被测石英砂品类选择不

同筛孔尺寸的标准筛, 按照筛孔尺寸由小到大依次叠放, 然后固定安装在振荡筛机上, 设定好转速、拍击频率以及工作时长, 使其振动。振动完成后, 称取每个标准筛的石英砂质量, 即可测得被测石英砂样品的粒径分布。对于 20~40 目石英砂支撑剂样品, 试验选取的筛网孔径自下往上分别是 425、580、700、830  $\mu\text{m}$ ; 对于 30~50 目石英砂支撑剂样品, 试验选取筛网孔径自下往上分别是 300、425、500、600  $\mu\text{m}$ 。



图3 标准破碎室

Fig. 3 Standard breakage chamber



图4 标准振动筛

Fig. 4 Standard vibrating screen

## 2 实验方法

### 2.1 实验设计

影响裂缝导流能力的因素众多, 试验在支撑剂粒形这一主控因素下结合其他 4 个影响因素设计实验, 分别是支撑剂类型、支撑剂粒径、压裂液体系类型及铺砂浓度。研究表明闭合压力对裂缝导流能力的影响较大, 试验考虑减弱闭合压力对实验结果的干扰<sup>[15]</sup>。针对支撑剂粒径、压裂液体系类型及铺砂浓度的实验, 闭合压力梯度设计为 5、10、15、20、25、30 MPa, 并分析实验结果对支撑剂破碎率及裂缝导流能力的影响。对于支撑剂类型, 考虑到石英砂支撑剂与陶粒支撑剂的抗压极限能力, 将闭合压力梯度设计为 7、14、21、28、35、42 MPa, 并分析实验结果对破碎率及裂缝导流能力的影响。综上所述, 针对 5 种影响因素和 4 个平行条件对实验进行方案设计<sup>[16]</sup>, 结果共设计 13 组实验如表 2 所示。

表 2 实验设计方案

Table 2 Experimental design scheme

实验序号	支撑剂类型	支撑剂粒径/目	压裂液体体系类型	铺砂浓度/(kg·m <sup>-2</sup> )	平均圆度/球度	样品编号
1	石英砂	20~40	滑溜水	10	0.8/0.8	1#
2	石英砂	30~50	滑溜水	10	0.8/0.8	2#
3	石英砂	20~40	滑溜水	10	0.6/0.6	3#
4	石英砂	30~50	滑溜水	10	0.6/0.6	4#
5	石英砂	20~40	滑溜水	10	0.8/0.8	5#
6	石英砂	30~50	滑溜水	10	0.8/0.8	6#
7	石英砂	20~40	蒸馏水	10	0.6/0.6	7#
8	石英砂	20~40	蒸馏水	10	0.8/0.8	8#
9	石英砂	20~40	滑溜水	7.5	0.8/0.8	9#
10	石英砂	20~40	滑溜水	7.5	0.6/0.6	10#
11	石英砂	20~40	滑溜水	5	0.8/0.8	11#
12	石英砂	20~40	滑溜水	5	0.6/0.6	12#
13	陶粒	30~50	滑溜水	10	0.8/0.8	13#

## 2.2 实验流程

为模拟页岩气储层压裂改造中支撑剂破碎率和裂缝导流能力的变化规律,依据实验方案按照以下步骤进行实验。

**步骤 1** 进行实验准备工作,包括实验室环境温度控制、导流室装配、实验液体准备、启动压力机实验程序,连接液压系统、启动平流泵、设置流量、检查渗漏。

**步骤 2** 进行样品颗粒分选、称量。将颗粒在显微镜下放大,分选出平均圆球度不同的支撑剂样本进行粒形实验。选取不同粒径大小的筛网进行粒度分析实验,细化筛分求得几个粒径段的质量占比。

**步骤 3** 按照实验批次依次进行编号 1#~13# 组的实验,按照破碎率测试标准和导流能力测试标准,使用 HXDL~2C 设备得出各实验对应的支撑剂破碎率及裂缝导流能力。

## 3 粒度粒形对破碎率及裂缝导流能力的影响

### 3.1 粒形对裂缝支撑效果的影响

如图 5 所示,对同一种支撑剂而言,圆度和球度对裂缝的支撑效果有着重要的影响。在压裂作业中,支撑剂的支撑效果是指支撑剂颗粒在裂缝中的分布均匀程度和填充效果。圆球度高的支撑剂颗粒具有较为规则的形状,更容易在裂缝中进行堆积和填充,形成更紧密的填充结构,同时增加支撑剂颗粒与裂缝壁的接触面积,提高支撑剂的黏附力,从而增强对裂缝的支撑效果。式(1)表明堆积体的颗粒大小不相等,其孔隙度就会减小。如图 5 所示,同一批形状、大小相近的支撑剂,若排列方式相同孔隙度相等,分选性好的支撑剂按立方体排列的孔隙度为 47.6%,当受挤压转为菱面体排列孔隙度下降到 25.9%;若分选性差或支撑剂破碎转为无规则排

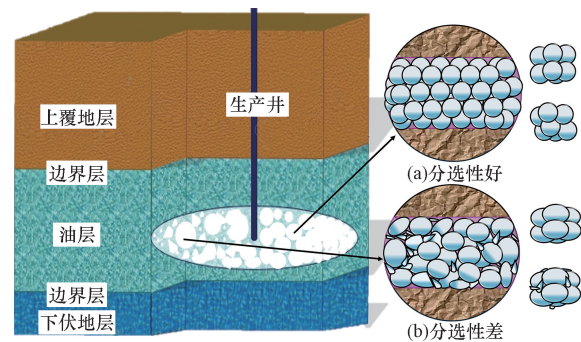


图 5 不同分选性支撑剂在缝隙中支撑微观示意图

Fig. 5 Microdiagrams of different sorted proppants supporting in fracture

列孔隙度将进一步降低<sup>[17]</sup>。

$$\varphi = 1 - \frac{\sqrt{3}\pi}{6\sin\theta \sqrt{1-2\cos(2\theta)}} \quad (3)$$

式(3)中:  $\theta$  为底面形状的参数方程角, ( $^{\circ}$ );  $\varphi$  为孔隙度。

### 3.2 粒度分布影响分析

级配曲线反映颗粒各个粒组的相对含量,如果曲线呈现陡峭的特征,说明颗粒的粒径相近,颗粒分布较为均匀。相反,如果曲线较为平缓,则表示颗粒粒径差异较大,颗粒分布不均匀<sup>[18]</sup>。表 3 为 4 批石英砂样品的粒径分布统计。

试验选用样品编号为 1#、2#、5#、6# 的 20~40 目、30~50 目石英砂支撑剂,滑溜水压裂液体体系,在温度为 25  $^{\circ}\text{C}$  及铺砂浓度 10  $\text{kg}/\text{m}^2$  的条件下进行。分析图 6 得出 1# 样品的级配曲线较陡,粒径主要分布在 600~720  $\mu\text{m}$  占 70.09%; 5# 样品的级配曲线较缓,支撑剂颗粒粒径分布不均匀; 2# 样品的级配曲线较陡,粒径主要分布在 425~525  $\mu\text{m}$  占 70.66%; 6# 样品的级配曲线较缓,支撑剂颗粒粒径分布不均匀。如图 7 所示,大粒径支撑剂相互堆叠,颗粒之间

表3 1#, 2#, 5#, 6#石英砂样品粒径分布统计表  
Table 3 Statistical table of particle size distribution of 1#, 2#, 5#, 6# quartz sand samples

样品编号	粒径分布/%					
	180 ~ 300 μm	300 ~ 425 μm	425 ~ 525 μm	525 ~ 600 μm	600 ~ 720 μm	720 ~ 830 μm
1#	0	1	2.47	8.79	70.09	17.65
5#	0	1	19.51	48.67	25.49	5.33
2#	1	10.42	70.66	16.52	1.40	0
6#	1	23.21	30.17	30.41	15.21	0

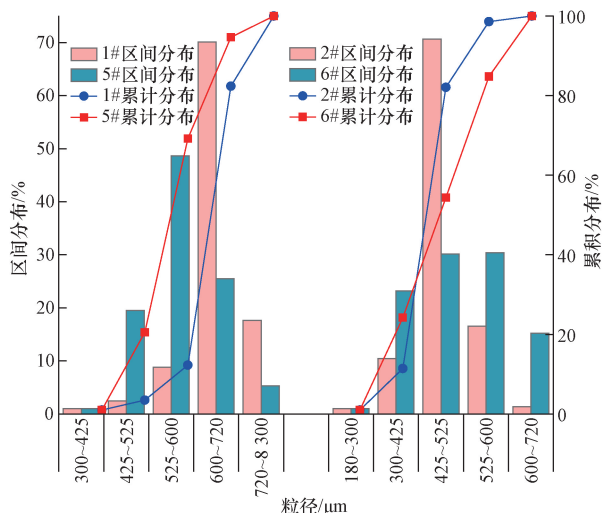


图6 1#, 2#, 5#, 6#样品的级配曲线  
Fig. 6 Gradation curves of 1#, 2#, 5#, 6# samples

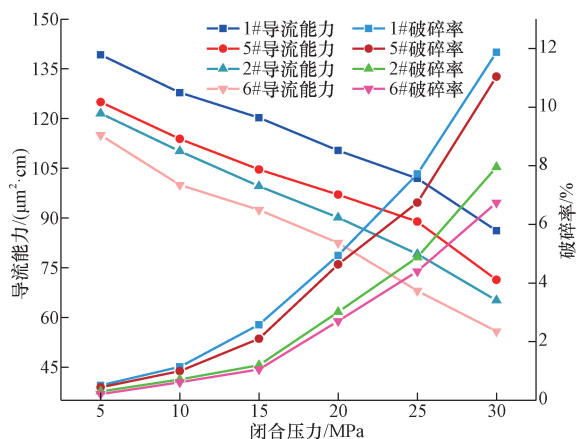


图7 不同粒径-破碎率及裂缝导流能力关系  
Fig. 7 Relationship between different particle size on breakage rate and fracture conductivity

的孔隙大,能维持较大的导流通道,但是颗粒间相互接触的应力点较少,容易达到颗粒的抗压强度极限。在闭合压力小于28 MPa的储层中,相同目数支撑剂的粒径上限范围内分布的支撑剂质量分数大于70%,支撑剂破碎率上升3%但裂缝导流能力提升10%;其他情况支撑剂破碎率略有降低但裂缝导流能力下降较大。闭合压力大于28 MPa时,颗粒的粒径分布越集中,维持裂缝导流能力的效果越好,如图5(a)所示。

### 3.3 不同压裂液体系粒形影响分析

选用样品编号为1#、2#、3#、4#的20~40目、30~50目石英砂支撑剂,使用滑溜水压裂液体系;7#、8#、20~40目石英砂支撑剂,使用蒸馏水压裂液体系;试验在温度为25℃、铺砂浓度为10 kg/m<sup>2</sup>的条件下进行。结果如图8、图9所示。

对同一种类型的支撑剂,粒径分布集中、平均圆球度高的支撑剂颗粒形状均匀规则,填充在裂缝

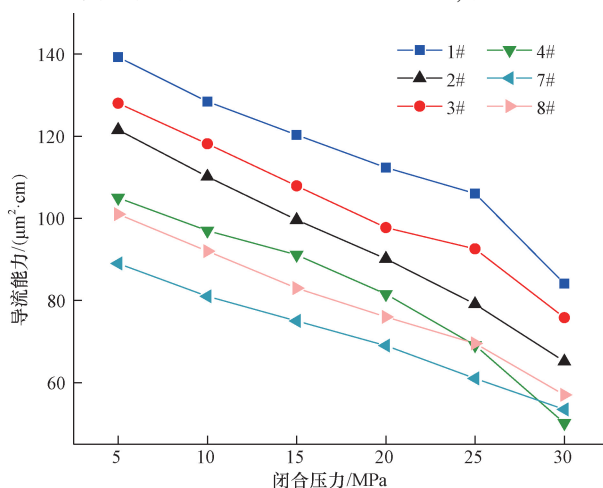


图8 不同压裂液体系下粒形-裂缝导流能力关系  
Fig. 8 Relationship between particle shape and fracture conductivity under different fracturing fluid systems

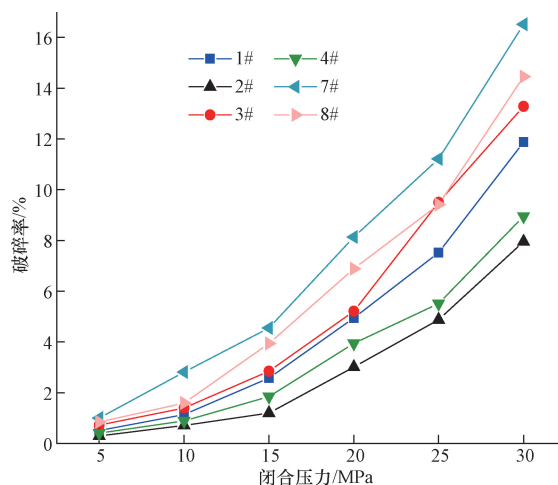


图9 不同压裂液体系下粒形-破碎率关系  
Fig. 9 Relationship between particle shape and breakage rate in different fracturing fluid systems

中相互接触的应力点多,能一定程度地防止支撑剂颗粒相互挤压时,尖锐角对彼此的损伤,减少颗粒之间发生应力集中现象的概率,降低了相互碰撞和相互挤压时颗粒破碎的可能性,提升支撑剂的抗破碎能力。在 20~30 MPa 的情况下,闭合压力超过石英砂的抗压强度,大量碎屑的产生导致破碎率出现明显的激增现象;平均圆球度 0.8 与 0.6 的同类型支撑剂对比,导流能力提升约 10%,破碎率降低约 15%。滑溜水体系与蒸馏水体系对比,裂缝导流能力提升约 25%,破碎率降低 20%<sup>[19]</sup>。

### 3.4 不同铺砂浓度粒形影响分析

试验选用样品编号为 1#、3#、9#、10#、11#、12# 的 20~40 目石英砂支撑剂,使用滑溜水压裂液体系,在温度为 25℃ 及铺砂浓度分别为 5、7.5、10 kg/m<sup>2</sup> 的条件下进行。

如图 10、图 11 所示,随着闭合压力的升高,在 5~

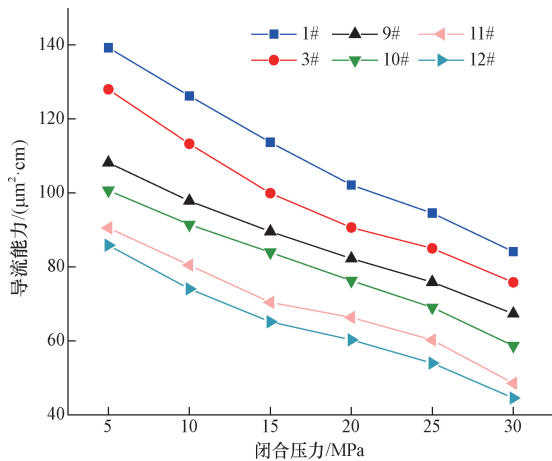


图 10 不同铺砂浓度下粒形-裂缝导流能力关系  
Fig. 10 Relationship between particle shape and fracture conductivity under different sand laying concentration

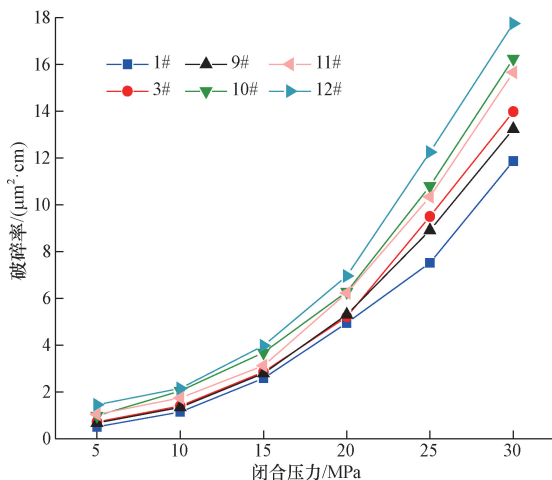


图 11 不同铺砂浓度下粒形-破碎率关系  
Fig. 11 Relationship between particle shape and breakage rate under different sand laying concentration

20 MPa 裂缝导流能力的降低并非由支撑剂颗粒破碎后堵塞孔隙所致,而是主要由于闭合压力的增加导致支撑剂发生形变,降低了孔隙度和渗透率。相同目数下,粒径分布集中、圆球度高支撑剂的试验,表现出较小的裂缝导流能力下降幅度以及较低的破碎率<sup>[20]</sup>。

### 3.5 不同类型支撑剂粒形影响分析

实验选用样品编号为 2#、13# 的 30~50 目石英砂、陶粒支撑剂,使用滑溜水压裂液体系,在温度为 25℃、铺砂浓度为 10 kg/m<sup>2</sup> 的条件下进行。

从图 12、图 13 可得,裂缝导流能力与粒径分布、平均圆球度呈正相关,与破碎率呈负相关。在闭合压力 7~14 MPa 情况下,石英砂和陶粒都不容易发生变形破碎,裂缝导流能力略微下降的主要原因

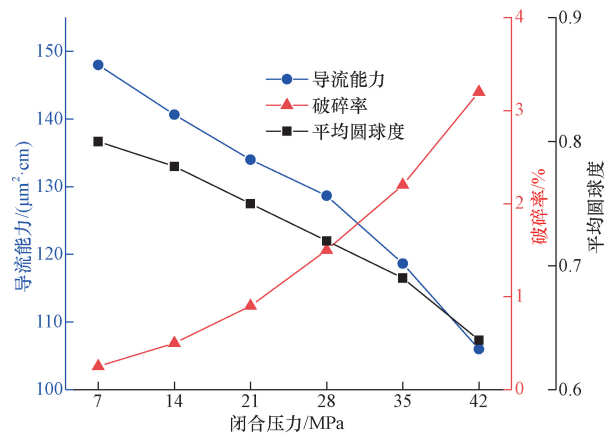


图 12 陶粒闭合压力变化下粒度粒形-破碎率及裂缝导流能力关系

Fig. 12 Relationship between particle shape and breakage rate and fracture conductivity under the change of ceramic closing pressure

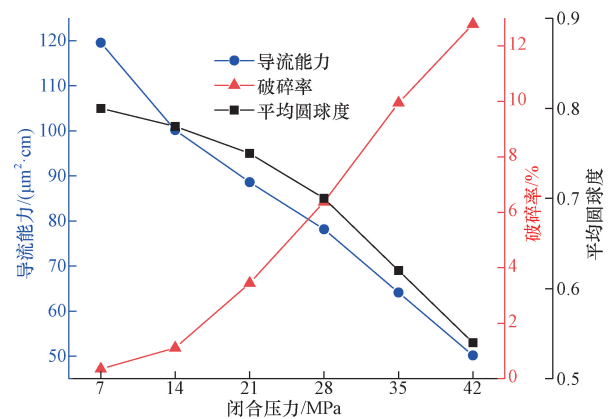


图 13 石英砂闭合压力变化下平均圆球度-破碎率及裂缝导流能力关系

Fig. 13 Relationship between average sphericity, crushing rate and fracture conductivity of quartz sand under changing closing pressure

是颗粒承压后堆积的更加紧密,导流通道变小;随着闭合压力的增加,裂缝缝宽减小石英砂和陶粒的平均圆球度降低,破碎率增加,颗粒破碎后小粒径分布比例增加,支撑剂堆叠间的孔隙度降低,同时受压破碎的支撑剂碎屑会进一步堵塞导流通道导致裂缝导流能力骤降。相同闭合压力下,同目数的陶粒支撑剂相较于石英砂支撑剂,其颗粒更能保持完整性,平均圆球度变化小,表现出更低的破碎率及更高的裂缝导流能力。当闭合压力超过石英砂的抗压极限,平均圆球度又低于 0.65,其破碎率将逐步急剧升高,裂缝导流能力将迅速下降。

## 4 结论

(1) 颗粒的粒径分布越集中,堆叠的就更规范更紧密;高圆球度的支撑剂颗粒形状规则,填充在裂缝中相互接触的应力点多,能减少颗粒之间的应力集中现象;大粒径支撑剂堆叠之间的孔隙大,能形成高效的导流通道,但也导致相互接触的应力点少,更易达到颗粒的抗压强度极限。

(2) 裂缝导流能力同支撑剂粒径分布、平均圆球度成正相关,与破碎率呈负相关。在闭合压力小于 28 MPa 的浅储层中粒径分布越集中、平均圆球度越高的支撑剂对裂缝的支撑效果更好,相较于劣质支撑剂破碎率降低约 15%,导流能力提升约 10%;当储层的闭合压力大于 28 MPa 超过石英砂的抗压极限时,该类型支撑剂容易发生破碎并且裂缝导流能力迅速下降,使用陶粒替代石英砂或者陶粒混合石英砂能有效减弱这一现象的发生。

(3) 油田现场可以通过优选支撑剂,获得分选性好的支撑剂用于压裂施工,确保页岩气储层在改造后,裂缝能维持较好导流能力,在压裂作业中实现高效的油气导流和裂缝扩展,提高油气产量。

## 参 考 文 献

[1] 李亭,何美琪,李少明,等.非常规油气开采压裂用减阻剂的研究现状及展望[J].科学技术与工程,2024,24(17):7014-7023.  
Li Ting, He Meiqi, Li Shaoming, et al. Research status and prospect of drag reduction agents for unconventional oil and gas exploitation and fracturing [J]. Science Technology and Engineering, 2024, 24(17): 7014-7023.

[2] 张翼飞,孙强,于春磊,等.低渗透油藏压裂裂缝展布特征及影响因素[J].大庆石油地质与开发,2025,44(1):86-92.  
Zhang Yifei, Sun Qiang, Yu Chunlei, et al. Characteristics and influencing factors of pressure drive fracture distribution in low permeability reservoir [J]. Daqing Petroleum Geology and Development, 2025, 44(1): 86-92.

[3] 国家能源局.压裂支撑剂充填层短期导流能力评价推荐方法:SY/T 6302—2009[S].北京:石油工业出版社,2009.

National Energy Administration. Recommended method for short-term conductivity evaluation of fracturing proppant fill: SY/T 6302—2009[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.

[4] 国家能源局.水力压裂和砾石充填作业用支撑剂性能测试方法:SY/T 5108—2014[S].北京:石油工业出版社,2014.  
National Energy Administration. Proppant performance test method for hydraulic fracturing and gravel packing: SY/T 5108—2014 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014.

[5] 光新军,王敏生,韩福伟,等.压裂支撑剂新进展与发展方向[J].钻井液与完井液,2019,36(5):529-533,541.  
Guang Xinjun, Wang Minsheng, Han Fuwei, et al. New progress and development direction of fracturing proppants [J]. Drilling and Completion Fluids, 2019, 36(5): 529-533, 541.

[6] 蒲草,王思怡,任维,等.页岩气压裂开采中不同类型支撑剂性能评估及优选分析研究[J].内蒙古石油化工,2023,49(8):106-112.  
Pu Cao, Wang Siyi, Ren Wei, et al. Study on performance evaluation and optimization analysis of different types of proppants in shale gas fracturing [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2023, 49(8): 106-112.

[7] 苗博.高分子材料超轻密度支撑剂导流能力研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2018.  
Miao Bo. Research on the conductivity of ultra-light density proppant of polymer materials [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2018.

[8] 宋恩鹏,薛凯,熊龙强,等.有机聚合物覆膜种类对天然石英砂压裂支撑剂短期导流能力的影响[J].当代化工,2023,52(10):2378-2382.  
Song Enpeng, Xue Kai, Xiong Longqiang, et al. Effect of organic polymer coating types on short-term conductivity of natural quartz sand fracturing proppant [J]. Contemporary Chemical Industry, 2019, 52(10): 2378-2382.

[9] 李圣祥,王雷,许文俊,等.含盐储层支撑剂长期导流能力变化规律测试和预测方法[J].大庆石油地质与开发,2024,43(5):98-106.  
Li Shengxiang, Wang Lei, Xu Wenjun, et al. Test and prediction method of long-term conductivity of proppant in salt-bearing reservoir [J]. Daqing Petroleum Geology and Development, 2024, 43(5): 98-106.

[10] 陈庆栋,高双,宋爱莉,等.支撑剂导流能力与孔隙度关系实验研究[C]//油气田勘探与开发国际会议(IFEDC 2018)论文集.西安:西安石油大学,2018:2063-2068.  
Chen Qingdong, Gao Shuang, Song Aili, et al. Experimental study on the relationship between proppant conductivity and porosity [C]//Proceedings of the International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development (IFEDC 2018). Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2018: 2063-2068.

[11] 李慧娟,张云玲,王孝超,等.典型支撑剂导流能力分析 with 评价[C]//2020 国际石油石化技术会议论文集.西安:西安石油大学,2020:64-71.  
Li Huijuan, Zhang Yunling, Wang Xiaochao, et al. Analysis and evaluation of typical proppant conductivity [C]//Proceedings of the 2020 International Petroleum and Petrochemical Technology Conference. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2020: 64-71.

[12] 袁旭,许冬进,陈世海,等.压裂液侵入对页岩储层导流能力伤害[J].科学技术与工程,2020,20(9):3591-3597.

- Yuan Xu, Xu Dongjin, Chen Shihai, et al. Fracturing fluid intrusion harms the conductivity of shale reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 2020, 20(9): 3591-3597.
- [13] 曲占庆, 黄德胜, 杨阳, 等. 气藏压裂裂缝导流能力影响因素实验研究[J]. *断块油气田*, 2014, 21(3): 390-393.
- Qu Zhanqing, Huang Desheng, Yang Yang, et al. Experimental research on influence factors of fracture conductivity in gas reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2014, 21(3): 390-393.
- [14] 王光, 任龙强, 丁香. 石英砂支撑剂破碎率影响因素探讨[J]. *中外能源*, 2023, 28(5): 56-60.
- Wang Guang, Ren Longqiang, Ding Xiang, Discussion on influencing factors of quartz sand proppant breakage rate[J]. *Chinese and Foreign Energy*, 2023, 28(5): 56-60.
- [15] 肖凤朝, 张士诚, 李雪晨, 等. 组合粒径+滑溜水携砂铺置规律及导流能力——以吉木萨尔页岩油储层为例[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(6): 167-174.
- Xiao Fengchao, Zhang Shicheng, Li Xuechen, et al. Combination particle size + slick water sand carrying regulation and flow conductivity: a case study of Jimsar shale oil reservoir[J]. *Petroleum Geology and Development in Daqing*, 2023, 42(6): 167-174.
- [16] 肖杭州. CL区块登娄库组致密砂岩气藏压裂液体体系适应性评价[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(3): 143-147.
- Xiao Hangzhou. Adaptability evaluation of fracturing fluid system in Denglouku Formation tight sandstone gas reservoir in Block CL[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2023, 30(3): 143-147.
- [17] 崔传智, 李景林, 吴忠维, 等. 复杂裂缝内支撑剂铺置规律及有效支撑面积[J]. *科学技术与工程*, 2023, 23(30): 12926-12935.
- Cui Chuanzhi, Li Jinglin, Wu Zhongwei, et al. Proppant placement and effective support area in complex fractures[J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(30): 12926-12935.
- [18] 郭万里, 朱俊高, 余挺, 等. 土连续级配方程在粗粒料中的应用[J]. *岩土力学*, 2018, 39(10): 3661-3667.
- Guo Wanli, Zhu Jungao, Yu Ting, et al. Application of continuous gradation equation of soil to coarse particles[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2018, 39(10): 3661-3667.
- [19] 桑宇, 周小金, 郭兴午, 等. 水平井压裂楔形缝内支撑剂输运特征数值模拟[J]. *科学技术与工程*, 2023, 23(23): 9911-9917.
- Sang Yu, Zhou Xiaojin, Guo Xingwu, et al. Numerical simulation of proppant transport characteristics in fractured wedge fractures of horizontal wells[J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(23): 9911-9917.
- [20] 刘加杰, 宁文祥, 王鹏, 等. 裂缝交叉角度对缝网导流能力的影响: 以“卜”形结构为例[J]. *科学技术与工程*, 2023, 23(36): 15465-15472.
- Liu Jiajie, Ning Wenxiang, Wang Peng, et al. Effect of fracture cross angle on the conductivity of fracture network: a case study of “Bu” shape structure[J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(36): 15465-15472.