

川西中浅层井低密度支撑剂脉冲压裂技术

梁莹

中石化西南石油工程有限公司井下作业分公司 四川 德阳 618000

通讯作者:Email:seslcl@163.com。

项目支持:中石化西南石油工程有限公司项目“难动用储量合作开发技术研究及先导试验”(XN202008)

引用:梁莹. 川西中浅层井低密度支撑剂脉冲压裂技术[J]. 油气井测试, 2022, 31(2):36-41.

Cite: LIANG Ying. Pulse fracturing technology with low-density proppant for mid-shallow wells in western Sichuan Basin[J]. Well Testing, 2022, 31(2):36-41.

摘要 四川盆地低渗气藏运用脉冲压裂技术取得了降本与增效的双重效果,为了经济高效地对低渗气藏进行开发,将低密度支撑剂运用到脉冲压裂中。室内实验和软件模拟结果表明:纤维加量是影响通道率的主要因素;长度9 mm纤维加量为0.5%时,支撑剂砂团的稳定性较好;对于低密度支撑剂脉冲压裂,采用间隔液用量递增工艺时,有利于形成开放式流动通道网;脉冲间隔2~2.5 min,排量3~5 m³/min时,为最优工艺参数。在中江气藏沙溪庙组进行了4口水平井的现场应用,平均无阻流量增幅显著,压裂增产效果良好。该技术对川西中浅层低渗致密砂岩水平井压裂具有一定指导作用。

关键词 四川盆地;沙溪庙组;低渗气藏;脉冲压裂;低密度支撑剂;纤维;水平井;产量

中图分类号:TE3573

文献标识码:B

DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.02.007

Pulse fracturing technology with low-density proppant for mid-shallow wells in western Sichuan Basin

LIANG Ying

Downhole Operation Company, Sinopec Southwest Oil Engineering Co., Ltd., Deyang, Sichuan 618000, China

Abstract: Pulse fracturing technology has been applied in low-permeability gas reservoirs of the Sichuan Basin, with lower cost and higher efficiency. To develop low-permeability gas reservoirs more economically and efficiently, low-density proppant was used in pulse fracturing. The results of indoor experiment and software simulation show that the fiber dosage is the main factor affecting the channel rate. When the dosage of fiber with the length of 9 mm is 0.5%, the stability of proppant sand mass is better. For pulse fracturing with low-density proppant, the process of increasing the amount of spacer fluid is conducive to the formation of open flow channel network. When the pulse interval is 2-2.5 min and the displacement is 3-5 m³/min, the operation parameters are optimal. The technology was applied in 4 horizontal wells in Shaximiao Formation of Zhongjiang gas reservoir, demonstrating that the average open flow increases significantly and the fracturing stimulation effect is good. This technology has a certain guiding significance to the fracturing of horizontal wells in mid-shallow low-permeability tight sandstone reservoirs in western Sichuan Basin.

Keywords: Sichuan Basin; Shaximiao Formation; low-permeability gas reservoir; pulse fracturing; low-density proppant; fiber; horizontal well; yield

脉冲压裂技术可以改善支撑剂在裂缝内的铺置形态,将支撑剂连续铺置转变为非均匀不连续铺置,利用支撑剂团与团之间形成的开放式流动通道网,提高返排率,显著提高采收率^[1-2]。但是常规支撑剂密度较大(视密度3~3.35 g/cm³),用量多,沉降速率较快,影响支撑剂的运移能力,进而影响支撑剂的有效铺置。国内外学者进行了研究,支撑剂的粒径、密度以及压裂液的黏度、流变性、密度等主

要影响支撑剂在裂缝中的沉降^[3-6]。当压裂液性能一定时,支撑剂的粒径、密度越小,沉降越慢,形成的裂缝导流能力越大。但是降低支撑剂的粒径会减小支撑剂填充层内的导流能力,因此,降低支撑剂的密度是增大支撑缝长和裂缝导流能力的可行措施^[7-10]。目前低密度支撑剂主要分为空心球类、多孔类、低密度材料类和自悬浮四种类型,空心球类和多孔类支撑剂的抗压性较低,自悬浮支撑剂的

技术还不够成熟,涂层与支撑剂的界面稳定性较差^[11-13]。本文选择技术较成熟的低密度材料类支撑剂,在前期研究的基础上^[14-17],采用室内实验、软件模拟及现场试验等研究方法,对低密度支撑剂+脉冲压裂技术进行研究及应用,增产效果显著。

1 实验材料和设备

压裂专用纤维(BRD-YL,博仁达石油科技有限公司);低密度支撑剂(BY-69,攀枝花秉扬科技开发有限公司);压裂液体系(施普瑞石油工程技术有限公司);羟丙基瓜胶(HPG)GRJ-11,杀菌剂WDS-2,黏土稳定剂WD-5,助排剂WD-12,延迟交联剂WD-4A,延迟交联剂WD-4B,碳酸钠。

可视化平板裂缝模拟装置(海安石油科研仪器厂)。

2 纤维悬砂性能评价

在脉冲压裂中,纤维能够维持支撑剂团与团之间的不连续铺置。在利用可视化平板裂缝模拟装置实验之前,首先对纤维进行筛选,选择最优纤维进行可视化平板实验。

压裂用纤维的外观为白色细丝状,密度 $1.3 \pm 0.06 \text{ g/cm}^3$,长度 $1 \sim 20 \text{ mm}$,抗拉强度 $300 \sim 600 \text{ MPa}$,弹性模量 $4 \sim 7 \text{ GPa}$ 。

作为压裂用纤维不仅要考虑纤维的强度特性,还要考虑其对管柱和地层的影响,若纤维选用不当,对管柱和地层将产生如下不利影响:

(1)由于纤维欠佳分散性和配伍性引起孔眼堵塞;

(2)顶替液黏性指进或砂堵现象的发生导致纤维残留于油管中;

(3)未降解的纤维在裂缝中不利于油气生产^[18]。

特选压裂专用纤维BRD-YL系列进行评价,纤维长度为3、6、9、12、15 mm。压裂液配方:0.3% HPG+0.3%杀菌剂+0.5%黏土稳定剂+0.5%助排剂+0.15%碳酸钠+0.3%延迟交联剂。在80 mL压裂液中加入 20 cm^3 陶粒(体积密度 1.44 g/cm^3),纤维加量为0.5%。压裂液静置2 h和5 h后,观测不同长度纤维的悬砂性能,通过量化陶粒在冻胶压裂液中的沉降百分比来实现悬砂性能评价,不同纤维长度和沉降时间的陶粒沉降比例如表1所示。

表1 不同纤维长度的陶粒沉降比例表
Table 1 The settlement of different fiber length

纤维长度/mm	沉降比例/%	
	2 h	5 h
0	50	100
3	50	80
6	30	55
9	9	9
12	8	6
15	6	5

纤维长度增加有助于稳定支撑剂,降低支撑剂回流比例,纤维越长,压裂液悬砂性能越好。由表1可见,静置2 h后,未加纤维和纤维长度为3 mm的压裂液中沉降比例约为50%,纤维长度大于9 mm时沉降比例小于10%;静置5 h后,未加纤维的压裂液中沉降比例为100%,纤维长度小于6 mm的压裂液中沉降比例大于50%,当纤维长度大于9 mm时,压裂液悬砂性能显著增强,沉降比例小于10%。但是随着纤维长度的增加,在泵送过程中容易缠绕叶轮而发生堵塞。综合纤维悬砂性能和施工泵送能力,确定适宜的纤维长度为9 mm。

3 正交实验设计

利用可视化平板裂缝模拟装置模拟脉冲过程。采用五因素四水平的正交实验,研究了纤维(长度9 mm)加量、脉冲时间间隔、排量、陶粒体积密度、流体介质黏度等5个变量。每组实验结束后截取平板铺置图,利用软件计算通道率。脉冲压裂影响因素见表2,分析结果见表3。

表2 脉冲压裂影响因素分析

Table 2 Influencing Factors of pulse fracturing

实验编号	纤维加量/%	脉冲时间间隔/s	排量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1})$	陶粒体积密度/ $(\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$	流体介质黏度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	通道率/%
1	0	10	1	1.44	1	0
2	0	20	2	1.65	3	0
3	0	30	3	1.73	10	0
4	0	40	4	1.80	15	0
5	0.2	10	2	1.73	15	0.511 9
6	0.2	20	1	1.80	10	0.501 2
7	0.2	30	4	1.44	3	0.585 5
8	0.2	40	3	1.65	1	0.562 2
9	0.5	10	3	1.80	3	0.573 4
10	0.5	20	4	1.73	1	0.594 9
11	0.5	30	1	1.65	15	0.596 1
12	0.5	40	2	1.44	10	0.628 8
13	0.8	10	4	1.65	10	0.621 5
14	0.8	20	3	1.44	15	0.658 9
15	0.8	30	2	1.80	1	0.608 8
16	0.8	40	1	1.73	3	0.615 4

从表2可知,实验14的通道率最优为0.6589,因此最优实验条件为:纤维加量0.8%、脉冲时间间隔20 s、排量 $3\text{ m}^3/\text{h}$ 、陶粒体积密度 $1.44\text{ g}/\text{cm}^3$ 、流体介质黏度 $15\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。在可视化平板实验中,可以观察到不同密度支撑剂的动态沉降过程,低密度支撑剂沉降速度较小,可以被携带至更远处,而不是集中铺置在平板中部,因此能形成较优的开放式流动通道网。

纤维加量是影响通道率的最大因素,而脉冲时间间隔、排量、陶粒体积密度和流体介质黏度对通道率的影响较小(见表3)。

表3 直观分析表
Table 3 Analysis table

编号	纤维加量/%	脉冲时间间隔/s	排量/ m^3/h	陶粒体积密度/ $(\text{g}\cdot\text{cm}^3)$	流体介质黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$
水平1	0.000	0.427	0.428	0.468	0.441
水平2	0.540	0.439	0.437	0.445	0.444
水平3	0.598	0.449	0.449	0.431	0.431
水平4	0.626	0.452	0.450	0.421	0.421
极差	0.626	0.025	0.022	0.047	0.047

纤维加量为0.5%~0.8%时通道率较好,但是当纤维加量过多时,纤维对支撑剂的包裹作用和悬浮能力会显著降低,甚至在压裂液中会发生纤维自身的缠绕和团聚现象,堵塞支撑剂间的缝隙,削弱导流能力。

4 施工参数优化

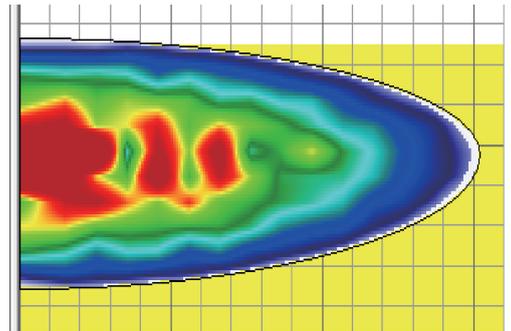
脉冲压裂技术的核心是形成开放的渗流通道,支撑剂以短脉冲的形式加入。从现场施工角度出发,间隔液体积、脉冲时间间隔、排量对脉冲工艺的实施影响较大,因此选取这3个参数进行PT软件优化,得到支撑剂浓度分布图。支撑剂浓度从高到低的颜色依次为:红色、黄色、绿色、蓝色,为优化施工工艺提供技术参数。

4.1 间隔液体积优化

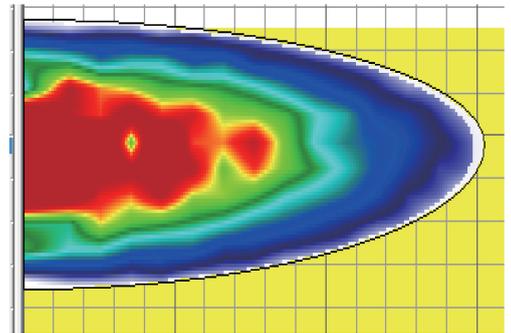
携砂液和间隔液(纯冻胶液)的体积比例是影响支撑剂铺置效果的重要因素。设计前置液用量 25 m^3 、携砂液用量 181 m^3 、支撑剂 35 m^3 ,间隔液改变:(1)间隔液体积固定($10、10、10、10、10\text{ m}^3$);(2)间隔液体积递增($6、8、10、12、14\text{ m}^3$);(3)间隔液体积递减($14、12、10、8、6\text{ m}^3$)。模拟结果如图1所示。

结果表明,固定前置液和携砂液用量,只改变间隔液用量时,动态缝长和支撑缝长不受影响(动态缝长 153.1 m ,支撑缝长 149 m)。图1c中黄色和绿色部分明显成团状分布在裂缝中,红色部分明显少于图1a和图1b,说明当间隔液体积递增时,支撑

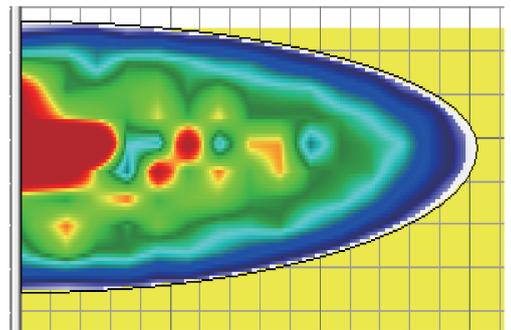
剂团之间更利于形成开放式流动通道网,而不是集中铺置在裂缝中部。因此,在加砂压裂后期(即中高砂比阶段),间隔液用量可适度增加,降低施工中砂堵的风险。



(a) 间隔液体积固定



(b) 间隔液体积递减



(c) 间隔液体积递增

图1 不同间隔液体积铺砂剖面模拟图

Fig. 1 The sand profile of different interval fluid

4.2 不同脉冲时间间隔对缝长的影响

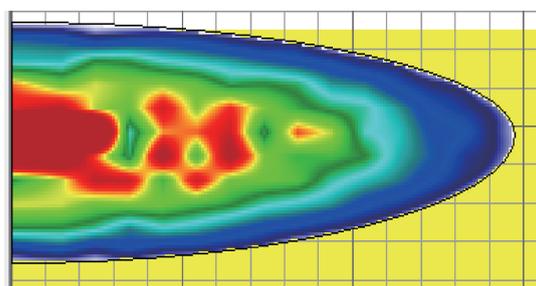
在前置液用量 25 m^3 、携砂液用量 181 m^3 、支撑剂 35 m^3 条件下,研究脉冲间隔为 $3\sim 3.5、2\sim 2.5、1、0.25\text{ min}$ 4种条件对支撑缝长和动态缝长影响,如表4所示。

表4 不同脉冲时间间隔对缝长的影响

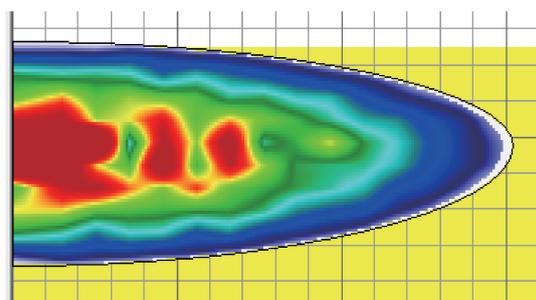
Table 4 The results of fracture length with different interval time

脉冲时间间隔/min	动态缝长/m	支撑缝长/m
3~3.5	152.7	148.0
2~2.5	153.1	149.0
1	152.9	148.7
0.25	153.1	148.9

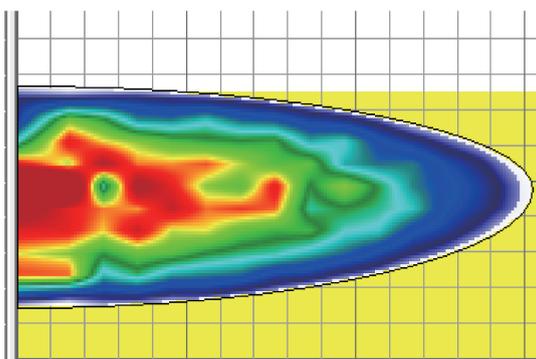
从表4可知,不同的脉冲间隔对支撑缝长和动态缝长的影响微小。其模拟结果见图2。



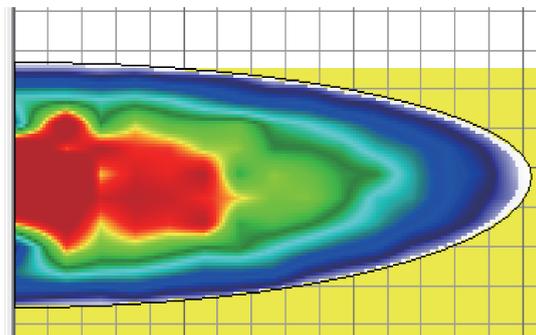
(a) 脉冲间隔3~3.5 min



(b) 脉冲间隔2~2.5 min



(c) 脉冲间隔1 min



(d) 脉冲间隔0.25 min

图2 不同脉冲时间间隔铺砂剖面模拟图

Fig. 2 The sand profile of different interval time

由图2可知,脉冲间隔为3~3.5 min和2~2.5 min时,低密度支撑剂铺砂剖面优于脉冲时1 min和0.25 min。脉冲间隔较短不利于携砂液携带支撑剂形成稳定砂团;脉冲间隔大于2 min时,支撑剂团在

裂缝中呈分段式分布,有利于形成高效的渗流通道。同时结合施工设备的性能,推荐脉冲时间间隔为2~2.5 min。

4.3 不同排量对缝长的影响

在前置液用量 25 m^3 、携砂液用量 181 m^3 、支撑剂 35 m^3 条件下,研究排量 $2\sim 6 \text{ m}^3/\text{min}$ 对支撑缝长和动态缝长的影响,如表5所示。

表5 不同排量对缝长的影响

Table 5 The results of fracture length with different displacement

排量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1})$	动态缝长/m	支撑缝长/m
2	133.7	133.7
3	148.1	146.6
4	153.1	149.0
5	149.7	143.4
6	146.4	138.1

从表5可知,排量过小($2 \text{ m}^3/\text{min}$)或排量过大($6 \text{ m}^3/\text{min}$)都不利于形成长缝。排量过小,作业时间长、滤失增大;排量过大,缝内净压力高,滤失增大,都会导致压裂液携砂能力降低,不利于支撑剂的铺展及延伸。排量为 $4 \text{ m}^3/\text{min}$ 时,效果最好,在设计时,应结合摩阻、储层厚度等参数优化排量,推荐排量为 $3\sim 5 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

5 现场应用

川西地区中浅层致密砂岩具有储层物性差、非均质性强、天然气丰度低等特点,主力气藏中江气藏孔隙度约为 $2.87\% \sim 14.57\%$,渗透率约为 $(0.015 \sim 2.893) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔、低渗致密砂岩气藏。在中江气藏沙溪庙组进行了4口水平井的现场应用。采用间隔液用量递增的脉冲工艺,纤维长度 9 mm ,纤维用量 0.5% ,脉冲间隔 $2\sim 2.5 \text{ min}$,排量 $3\sim 5 \text{ m}^3/\text{min}$,平均砂质量浓度 $212\sim 279 \text{ kg}/\text{m}^3$,施工成功率 100% ,低密度支撑剂脉冲压裂井与常规密度支撑剂脉冲压裂井(邻井)的储层对比如表6所示。

从表6可知,低密支撑剂脉冲压裂井和常规密度支撑剂脉冲压裂井的地质情况基本相同,垂深在 1800 m 左右,水平段长 $653\sim 918 \text{ m}$,大多属于 II~III类气层。JS105-1HF井 $2283\sim 2286 \text{ m}$ (斜深)采用6个脉冲间隔,破裂压力 47.7 MPa ,施工压力 $62\sim 64 \text{ MPa}$,排量 $5 \text{ m}^3/\text{min}$ 。施工参数和测试情况如表7所示。

表6 低密度支撑剂脉冲压裂井和常规密度支撑剂脉冲压裂井储层对比

Table 6 Reservoir condition comparison of pulse fracturing with low-density proppant and normal density proppant fracturing

压裂方式	井号	垂深/ m	水平段长/ m	孔隙度/ %	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	含水饱和度/ %	综合解释
低密度支撑剂 脉冲压裂	JS103-1HF	1 800	918	6.1 ~ 9.3	0.10 ~ 0.14	43.2 ~ 62.2	Ⅲ类、含气层
	JS105-2HF	1 839	814	3.8 ~ 10.6	0.09 ~ 0.18	43.0 ~ 69.0	Ⅱ ~ Ⅲ类气层
	JS102-5HF	1 911	740	5.5 ~ 12.8	0.12 ~ 0.20	39.5 ~ 78.0	Ⅱ ~ Ⅲ类气层
	JS105-1HF	1 722	653	7.0 ~ 11.2	0.07 ~ 0.33	28.0 ~ 40.0	Ⅱ ~ Ⅲ类气层
常规密度支撑剂 脉冲压裂	JS105HF	1 780	746	5.5 ~ 10.8	0.01 ~ 0.06	47.1 ~ 67.3	Ⅲ为主、含Ⅱ类
	JS102HF	1 820	800	3.9 ~ 10.5	0.09 ~ 0.19	40.0 ~ 72.8	气层、含气层
	JS102-1HF	1 841	820	5.3 ~ 10.5	0.11 ~ 0.19	40.4 ~ 61.9	气层、含气层
	JS103HF	1 792	685	7.8 ~ 12.3	0.03 ~ 0.14	39.9 ~ 47.4	Ⅱ为主、含ⅠⅢ类

表7 低密度支撑剂脉冲压裂井和常规密度支撑剂脉冲压裂井测试情况对比

Table 7 Production test comparison of pulse fracturing with low-density proppant and normal density proppant fracturing

支撑剂	井号	压裂段数	陶粒规模/ m^3	用量液/ m^3	平均砂浓度/ ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	天然气绝对无阻流量/ ($10^4 \text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)
低密度支撑剂	JS103-1HF	8	138	1 200	244	9.125 3
	JS105-2HF	7	101	964	232	26.588
	JS102-5HF	8	196	740	279	28.557
	JS105-1HF	6	91	653	212	28.900
常规密度支撑剂	JS105HF	6	185	1 720	251	5.252 3
	JS102HF	9	203	1 660	347	14.424
	JS102-1HF	9	197	1 870	250	14.524
	JS103HF	8	259	2 400	247	15.008

从表7可知,低密度支撑剂脉冲压裂技术现场应用4井,总压裂段数为29段(共计87m),平均每米使用陶粒量 6.04m^3 、使用液量 40.88m^3 ;而常规密度支撑剂脉冲压裂井4口,总压裂段数为32段(共计96m),平均每米使用陶粒量 8.79m^3 、使用液量 79.68m^3 。对比可知,使用低密度支撑剂脉冲压裂后,平均每米使用陶粒量降低31.23%、使用液量降低48.69%。低密度支撑剂脉冲压裂试验井的平均无阻流量 $23.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,常规密度支撑剂压裂井的平均无阻流量 $12.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,提高了89%,说明低密度支撑剂脉冲压裂技术能够改善支撑剂的铺置剖面,有助于形成开放式流动通道网,在川西中浅层致密砂岩水平井中具有良好的增产效果。

6 结论

(1)通过研究纤维悬砂性能和模拟脉冲加砂过程,确定长度为9mm纤维加量为0.5%~0.8%时,可以形成良好的开放式流动通道网。

(2)通过模拟优化,低密度支撑剂脉冲工艺推荐使用间隔液用量递增工艺,脉冲间隔为2~2.5min,排量 $3 \sim 5 \text{m}^3/\text{min}$,平均砂浓度为 $278 \text{kg}/\text{m}^3$ 。

(3)4口低密度支撑剂脉冲压裂试验井的平均

无阻流量 $23.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,而常规密度支撑剂压裂井仅为 $12.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,低密度支撑剂脉冲压裂技术在川西中浅层致密砂岩水平井中有良好的增产效果。
致谢:感谢中石化西南石油工程有限公司井下作业分公司同意本文公开发表。

参考文献

- [1] 李庆辉,陈勉,金衍,等.新型压裂技术在页岩气开发中的应用[J].特种油气藏,2012,19(6):1-7.
LI Qinghui, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Application of new fracturing technology in shale gas development[J]. Special Oil And Gas Reservoir. 2012, 19(6): 1-7.
- [2] 张艺耀,王世彬,郭建春.页岩气地层压裂工艺新进展[J].断块油气田,2013,20(3):278-281.
ZHANG Yiyao, WANG Shibin, GUO Jianchun. New progress of hydraulic fracturing technology for shale formation[J]. Fault-Block Oil & Gas Field. 2013, 20(3): 278-281.
- [3] WEN Q, WANG S, DUAN X, et al. Experimental investigation of proppant settling in complex hydraulic-natural fracture system in shale reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 33: 70-80.
- [4] 温庆志,罗明良,李加娜,等.压裂支撑剂在裂缝中的沉降规律[J].油气地质与采收率,2009,16(3):100-103.
WEN Qingzhi, LUO Minliang, LI Jiana, et al. Principle of proppant settlement in fracture[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(3): 100-103.

- [5] LIU H, WANG H, WU H, et al. A proppant settling model and its application to the hydraulic fracturing process[J]. Oil Gas European Magazine, 2014, 40(2): 109-112.
- [6] 陶红胜, 王满学, 杳毅, 等. 低黏度清洁压裂液黏弹性与悬砂能力的关系[J]. 油田化学, 2015, 32(4): 494-498.
TAO Hongsheng, WANG Manxue, XIN Yi, et al. Relationship between suspended proppant ability and viscoelasticity of clean fracturing fluid with low viscosity [J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(4): 494-498.
- [7] LI D, WANG J. Estimation of proppant size distribution using image analysis [J]. Particulate Science Technology, 2015, 33(5): 517-521.
- [8] 王绍红, 李小刚. 高速通道压裂技术及其现场应用实例[J]. 石化技术, 2015, 22(4): 182-183.
WANG Shaohong, LI Xiaogang. Introduction to channel fracturing and on site practices[J]. Petrochemical Industry Technology. 2015, 22(4): 182-183.
- [9] 李凌川, 张永春, 李月丽. 脉冲加砂压裂支撑剂铺置状态的 CFD 模拟[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2017, 14(19): 90-96.
LI Linchuan, ZHANG Yongchun, LI Yueli. CFD simulation of proppant placement for impulse sand fracturing [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition) 2017, 14(19): 90-96.
- [10] 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. Study and applying of ULW-1.05 low-density proppant [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering. 2013, 32(9): 66-67.
- [11] 李小刚, 廖梓佳, 杨兆中, 等. 压裂用低密度支撑剂研究进展和发展趋势[J]. 硅酸盐通报, 2018, 37(10): 3132-3135.
LI Xiaogang, LIAO Zijia, YANG Zhaozhong, et al. Development and prospect of fracturing lightweight proppants [J]. Bulletin of the Chinese Ceramic Society, 2018, 37(10): 3132-3135.
- [12] 杨双春, 佟双鱼, 李东胜, 等. 低密度支撑剂研究进展[J]. 化工进展, 2019, 38(9): 4264-4275
YANG Shuangchun, TONG shuangyu, LI Dongsheng, et al. Advances in low-density proppant research [J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2019, 38(9): 4264-4275.
- [13] 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): 535-541.
GUANG Xinjun, WANG Minsheng, HAN Fuwei, et al. Proppants for fracturing fluids: new progress made and direction of future development [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(5): 535-541.
- [14] 梁莹, 罗斌, 黄霞. 水力压裂低密度支撑剂铺置规律研究及应用[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(3): 110-113.
LIANG Ying, LUO Bin, HUANG Xia. Study on distribution of low density proppants in hydraulic fracturing operations and the application thereof[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(3): 110-113.
- [15] 戚斌, 杨衍东, 任山, 等. 脉冲柱塞加砂压裂新工艺及其在川西地区的前导试验[J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 67-73.
QI bin, YANG Yandong, REN shan, et al. A new technology in pulse-stage and fracturing and its pilot application in western Sichuan basin [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 67-73.
- [16] 钟森, 任山, 黄禹忠, 等. 高速脉冲纤维加砂压裂技术在国外的研究与应用[J]. 中外能源, 2012, 17(6): 39-42.
ZHONG Sen, REN Shan, HUANG Yuzhong, et al. Research and application of channel fracturing technique in foreign oil and gas field [J]. Sino-Globe Energy, 2012, 17(6): 39-42.
- [17] 杨衍东, 刘林, 栗铁峰, 等. 水平井脉冲柱塞加砂新技术在中江气田的应用[J]. 石油与天然气化工, 2016, 45(1): 67-72.
YANG Yandong, LIU Lin, LI Tiefeng, et al. New technology application of impulse-stage fracturing of horizontal wells in Zhongjiang gas reservoir [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas. 2016, 45(1): 67-72.
- [18] 何雨遥. 纤维控制支撑剂回流机理研究[D]. 西南石油大学, 2015.
HE Yuyao. Study on mechanism of controlling flowback with fiber[D]. Southwest Petroleum University, 2015.

编辑 刘振庆

第一作者简介:梁莹,女,1988年生,硕士,工程师,2014年毕业于西南石油大学化学工程专业,现在从事储层改造工作液及材料的研究工作。电话 15282820940; Email: scslcly@163.com。通信地址:四川省德阳市金沙江西路 699 号,邮政编码:618000。