

川西地区自悬浮支撑剂加砂压裂技术先导试验

傅 玉¹, 李永明², 丁 咚²

1. 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司石油工程监督中心 四川德阳 618000

2. 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司石油工程技术研究院 四川德阳 618000

通讯作者:Email:29726431@qq.com

引用:傅玉, 李永明, 丁咚. 川西地区自悬浮支撑剂加砂压裂技术先导试验[J]. 油气井测试, 2018, 27(1): 42-47.

Cite: FU Yu, LI Yongming, DING Dong. Field test of self-suspending proppant for sand fracturing technology in West Sichuan [J]. Well Testing, 2018, 27(1): 42-47.

摘要 川西中浅层致密砂岩储层改造工艺中压裂液体系主要采用瓜胶有机硼交联体系,该体系存在配液过程相对复杂、破胶液无害化处理难度大、防膨及返排效果差、容易对地层产生二次污染等问题。为了简化施工工序、强化环境保护,针对自悬浮支撑剂能够较长时间悬浮于清水中实现清水携砂的特性,根据川西地区实际情况,确定清水压裂液配方为1.0%氯化钾+0.5%增效剂,完成了自悬浮支撑剂及其悬浮性能测试,优化了压裂主体工艺参数,确定在砂比低于15%时采用基液进行携砂,砂比大于等于15%时采用活性水携砂,最终形成了川西地区自悬浮支撑剂加砂压裂技术。在HP13-2井进行了先导试验,结果表明,该技术与常规压裂技术相比,具有自悬浮支撑剂在水中易膨胀悬浮、携砂效果好、破胶后残渣少、活性水防膨及返排效果好、现场施工工艺简单的优点,可以在致密气及页岩气的开发中逐步推广。

关键词 川西地区;自悬浮支撑剂;加砂压裂;清水携砂;膨胀倍数;配伍性;破胶性能**中图分类号**:TE357 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2018.01.007

Field test of self-suspending proppant for sand fracturing technology in West Sichuan

FU Yu, LI Yongming, DING Dong

1. Petroleum Engineering Supervision Center, Sinopec Southwest Oil & Gas Branch, Deyang, Sichuan 618000, China

2. Institute of Petroleum Engineering Technology, Sinopec Southwest Oil & Gas Branch, Deyang, Sichuan 618000, China

Abstract: To stimulate the medium - shallow tight sandstone reservoirs in Western Sichuan, the guar gum + organic boron crosslinking fracturing fluid system is usually adopted. This system is characterized by complicated fluid preparation, high cost, difficulties in harmless disposal of gel-breaking fluid, poor performance in expansion prevention and flowing back, together with secondary pollution to formations. Considering that the self-suspending proppant can suspend in freshwater for a long time to achieve sand-carrying by freshwater, lab test was conducted on water samples taken from Western Sichuan to assess the suspension performance of the proppant, simplify the operational procedure and enforce the environment protection. In the test, the freshwater fracturing fluid composed of 1.0% potassium chloride + 0.5% synergist was used. After optimization of fluid formula and fracturing parameters, it was determined that base solution was used to carry sand when the sand proportion was below 15%, and active water was used to carry sand when the sand proportion was above 15%. Pilot tests were conducted successfully in Well HP13-2. The results show that the self-suspending fracturing fluid system has better sand-carrying capacity, fewer residues after gel-breaking and better expansion prevention and flowing back performance than conventional fracturing fluids. This system is worth of extensive promotion in tight gas and shale gas reservoir.

Keywords: Western Sichuan; self-suspending proppant; sand fracturing; sand-carrying by freshwater; swelling property; matching property; compatibility; gel-breaking ability

川西中浅层致密碎屑岩气藏属于难动用储量,目前针对致密气藏的储层改造措施还是水力压裂技术^[1-2],采用冻胶压裂液携带支撑剂的方式^[3-6],施工工艺较复杂^[7-9],同时冻胶压裂液对储层伤害严重^[10-13]。为了简化施工工序、强化环境保护,需要

引入一种新的压裂方式。

自悬浮支撑剂^[14-17]是一种以硬质骨料(即传统支撑剂)为核心,表面经可水化高分子材料处理新型支撑剂。自悬浮支撑剂表面的可水化高分子遇水快速溶胀,在支撑剂内核周围形成较稳固的水化层。

水化层的出现降低了支撑剂在水中的密度,同时水化层造成核心间距增加,整个液体如同均匀悬砂冻胶体系,使得自悬浮支撑剂不借助增稠剂就能轻易地在清水中长时间悬浮^[18-19]。相对传统支撑剂而言,自悬浮支撑剂的主要特点是:①不降低支撑剂的密度和强度;②不借助常规冻胶就能长时间悬浮;③破胶后留在裂缝中的仍然是常规支撑剂。

本文结合川西现状,对自悬浮支撑剂性能进行了评价,同时优化了液体配方和施工参数并运用于现场试验,取得良好效果,为今后在川西地区及页岩气压裂施工中逐步推广该技术具有重大的意义。

1 自悬浮支撑剂性能评价

自悬浮支撑剂以水为携砂介质,其在水中水化膨胀效果如图 1 所示。由于携砂方式的改变,原有支撑剂性能评价方法已不完全适用,因此通过对其膨胀倍数、井筒和裂缝中悬浮性能的测试,同时与常规携砂液性能进行对比,完成了对自悬浮支撑剂的性能评价。



图 1 自悬浮支撑剂水化膨胀示意图
Fig.1 Schematic diagram of hydrated swelling of self-suspending proppant

1.1 自悬浮支撑剂膨胀倍数测定

自悬浮支撑剂的膨胀倍数直接影响加砂压裂成功与否,因此需要测量自悬浮支撑剂在不同水源和矿化度的水中膨胀倍数。在实验中,采用在 500 mL 的量筒中量取 50 mL 自悬浮支撑剂,然后加入 200 mL 的水,采用玻璃棒充分搅拌,摇匀后,使之完全膨胀,然后读取膨胀体积,计算膨胀倍数。通过实验发现,自悬浮支撑剂的膨胀倍数受液体硬度的影响较大,随着水质硬度增加,膨胀倍数减小(见表 1),而温度对膨胀倍数影响不大(见表 2)。

1.2 井筒中悬浮性能实验评价

加砂压裂要取得成功,支撑剂首先要满足在进入地层前的有效悬浮,因此针对自悬浮支撑剂,需要测量在井筒中不同砂比下悬浮时间来表征悬浮的时效性。实验采用 250 mL 烧杯量取 100 mL 德阳自来水,按照不同砂比加入相应的自悬浮支撑剂,采用玻

璃棒搅拌,从自悬浮支撑剂加入清水开始计时,到充分悬浮。结果表明(见表 3),随着砂比的增加,自悬浮支撑剂悬浮起来所需的时间越短,沉降所需的时间越长。当砂比为 15% 以上时,自悬浮支撑剂具有较好的悬浮性能。

表 1 自悬浮支撑剂在不同水中膨胀情况列表

Table 1 Swelling of self-suspending proppant in different types of water

水源地	硬度/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	膨胀倍数
蒸馏水	3.07	6.7
德阳自来水	87.00	5.3
德阳绵远河水	—	5.3
自配高矿化度水 I	490.00	3.7
自配高矿化度水 II	1 000.00	3.4
自配高矿化度水 III	1 600.00	2.7

表 2 不同温度下自悬浮支撑剂在清水中的膨胀情况列表

Table 2 Swelling of self-suspending proppant in fresh water under different temperatures

温度/ $^{\circ}\text{C}$	支撑剂用量/mL	膨胀读数/mL	膨胀倍数
室温	50	230	4.6
45	50	245	4.9
65	50	230	4.6

表 3 不同砂比自悬浮支撑剂在清水中悬浮性能列表

Table 3 Swelling of self-suspending proppant in fresh water under different sand proportion

状态	砂比/%	悬浮所需时间/s	沉降所需时间/min
常温	10	140	15
常温	15	70	40
常温	20	66	基本不沉降
常温	25	63	不沉降
常温	30	54	不沉降
常温	35	50	不沉降

1.3 裂缝中悬浮性能实验评价

压裂施工时,支撑剂在地层裂缝中能否有效悬浮在携砂液中是保证施工成功、避免砂堵的关键,因此需要对自悬浮支撑剂进行静态悬砂和动态悬砂室内评价。

1.3.1 静态悬砂实验

分别评价了不同温度下自悬浮支撑剂在清水中和常规支撑剂在瓜胶压裂液中的静态沉降情况。

实验采用在量筒中配制 200 mL 不同砂比携砂液,充分悬浮后,分别测试在常温、65 $^{\circ}\text{C}$ 下沉降时间。结果表明,在常温下,相同砂比的自悬浮支撑剂与常规支撑剂的悬浮能力基本相当,在各自压裂液体系中悬浮 1 h 不沉降;在 65 $^{\circ}\text{C}$ 温度下,常规支撑剂在瓜胶压裂液中 3 min 左右就完全沉降,而自悬

浮支撑剂在清水中仍然完全悬浮,表现出温度对自悬浮支撑剂静态悬砂性能影响不大。

1.3.2 动态悬砂实验

对自悬浮支撑剂和常规支撑剂分别在清水和常规压裂液冻胶中的动态悬砂情况进行了评价。实验采用 20% 砂比自悬浮支撑剂清水携砂液和常规支撑剂瓜胶携砂液,充分悬浮后,分别在常温和 65 ℃,以及不同剪切时间下,测试其沉降时间,实验结果见表 4。

表 4 不同剪切时间下携砂液沉降时间表
Table 4 Sedimentation time of sand-carrying liquid under different shearing times 单位:s

剪切时间 /min	常温情况			65 ℃ 情况		
	A ^①	B ^②	C ^③	A	B	C
20	33	56	<20	17	<10	<10
10	57	106	—	28	—	29
5	152	197	—	79	<10	33
1	不沉降	376	—	—	<10	—

注:①20%砂比自悬浮支撑剂清水携砂液;②20%砂比常规支撑剂 0.2%瓜胶携砂液;③20%砂比常规支撑剂 0.4%瓜胶携砂液。

可以看出,在常温下,自悬浮和常规支撑剂均具有较好的悬浮性能,但是随着温度增加,常规支撑剂较自悬浮支撑剂在携砂中悬浮性能差。

1.3.3 携砂能力可视化沉降实验

采用模拟裂缝可视化平板系统,依照平板模拟裂缝与真实裂缝的尺寸比例模拟现场施工排量,进行 30%砂比的自悬浮支撑剂进行模拟实验,携带液采用清水和 2%稠化剂压裂液体系,验证自悬浮支撑剂和常规支撑剂分别在清水和压裂液中的携砂能力,测量其在模拟裂缝中的输砂距离。经测量,常规支撑剂在压裂液中的输砂距离为 4 m,自悬浮支撑剂在整个 8 m 长的平板中较均匀铺置,显示出了自悬浮支撑剂清水携砂体系具有较好的携砂、输砂性能。

2 清水压裂液配方优化及评价

自悬浮支撑剂依靠清水作为携带液,同时川西地区致密砂岩储层要求压裂液体系具有高防膨、易返排、低伤害特征,因此需要通过室内实验优选关键添加剂,对清水压裂液配方进行优化。

2.1 添加剂配伍性实验

将川西中浅层常用压裂添加剂加入自悬浮支撑剂液体。实验结果表明,杀菌剂和助排剂加入自悬浮支撑剂清水压裂液中,出现絮状物;而 KCl、黏稳

剂和增效剂和自悬浮支撑剂的清水压裂液具有较好的配伍性,实验结果见表 5。

表 5 自悬浮支撑剂与压裂添加剂配伍性实验结果列表
Table 5 Matching experimental results of self-suspended proppant with fracturing additives

添加剂类别	配伍情况
清水+自悬浮支撑剂+KCl	清澈
清水+自悬浮支撑剂+杀菌剂	出现絮状物
清水+自悬浮支撑剂+0.5%黏稳剂	清澈
清水+自悬浮支撑剂+0.5%助排剂	出现絮状物
清水+自悬浮支撑剂+0.5%增效剂	清澈

2.2 防膨剂和助排剂优选综合性能评价

选取川西地区常用的无机防膨剂(KCl)、有机防膨剂进行防膨率测定。测定结果为:1% KCl 的防膨率最高,达到 92.18%。因此,选择 KCl 作为清水压裂液的防膨剂。

分别选取川西地区常用的助排剂、增效剂进行表面张力测定。测定结果为:0.5%助排剂+0.5%增效剂复合后与 0.5%增效剂表面张力相当,因此综合考虑性能和成本,选择增效剂作为体系的助排剂,确定增效剂的加量为 0.5%。

2.3 综合性能评价

通过对添加剂优选形成的清水压裂液配方进行了综合性能评价,对其关键性能参数进行了测定。

2.3.1 清水压裂液表面张力及防膨性能测定

通过以上添加剂优选及加量优化实验,确定清水压裂液配方为 1.0% KCl+0.5%增效剂。通过与常规瓜胶压裂液的表面张力和防膨率进行对比,清水压裂液的表面张力更低、防膨率更高,实验结果见表 6。

表 6 清水压裂液与常规瓜胶压裂液性能对比列表
Table 6 Performance comparison of fracturing fluids using fresh water and guar fluid

压裂液	表面张力/(mN·m ⁻¹)	防膨率/%
清水压裂液	21.93	98.41
常规瓜胶压裂液	26.82	81.52

2.3.2 破胶性能

分别进行了砂比为 15% 和 30% 的自悬浮支撑剂携砂液的破胶实验。由表 7 可知,自悬浮支撑剂在不同的温度下加入适量的破胶剂均能有效破胶,同时砂比越低,自悬浮支撑剂越容易破胶。

2.3.3 残渣含量及伤害实验

将含有 30% 砂比自悬浮支撑剂压裂液完全破

胶,测定其残渣含量为 100 mg/L,远低于常规压裂液的残渣含量 500~600 mg/L。将有自悬浮支撑剂的破胶液加入导流槽,进行导流能力实验,并与含有 30%砂比支撑剂的常规 0.4% 瓜胶压裂液破胶后的实验结果对比。对比结果见表 8。

表 7 自悬浮支撑剂破胶梯度检测结果列表

Table 7 Gel breaking gradient of self-suspended proppant

砂比 /%	温度 /℃	破胶剂加量 /(mg·L ⁻¹)	破胶液黏度/(mPa·s)			
			0.5 h	1.0 h	1.5 h	2.0 h
30	45	1 000	—	17	10	8
		1 500	—	10	10	2
		2 000	15	11	5	2
	65	500	—	13	9	9
		1 000	—	7	4	—
		2 000	4	3	2	—
15	65	400	—	8	6	6
		800	9	4	4	4
		1 200	7	2.5		

表 8 自悬浮支撑剂导流能力检测结果

Table 8 Conductivity of self-suspended proppant

压力 /MPa	原陶粒导流能力/ (μm ² ·cm)	压裂液破胶后导流能力/(μm ² ·cm)	
		0.4% 瓜胶	自悬浮支撑剂
10	116.17	75.40	66.36
20	104.41	63.33	56.23
30	93.21	58.92	50.23
40	84.56	52.37	45.62
50	73.79	46.11	41.77
60	64.00	42.62	38.07
70	52.53	37.03	34.47

常规压裂液和自悬浮支撑剂压裂液破胶后,支撑剂的导流能力与原陶粒相比,均有一定程度的降低,其中自悬浮支撑剂压裂液的导流能力下降较常规瓜胶压裂液大,但是两者差距不大^[20]。

3 压裂施工参数设计

川西中浅层致密碎屑岩气藏属于低渗致密储层,储层物性差,压裂施工压力和延伸压力较高,加砂难度较大,且自悬浮支撑剂活性水加砂压裂为新工艺^[21-23]。为了保证施工顺利进行,结合实验评价结果,同时参考常规加砂压裂对自悬浮支撑剂压裂参数进行设计^[24]。

(1) 活性水黏度低、滤失大导致造缝能力差,为了降低风险和造缝,在前置阶段采用常规冻胶,携砂阶段采用清水或者压裂液基液。

(2) 前期先导试验应以保证施工成功为目的,设计适当提高前置比(35%±提高至 40%±),降低平均砂比(20%~24%降低至 16%~20%);施工排量依据评价实验中悬浮时间确定。

(3) 自悬浮支撑剂评价实验表明,砂比大于等于 15%时,具有较好的悬浮性能。因此,在砂比低于 15%时,采用基液进行携砂;当砂比大于等于 15%时,采用活性水携砂,最高砂比控制在 30%左右。

4 现场先导试验

HP13-2 井是位于四川盆地川西坳陷合兴场构造的一口定向开发井,压裂目的层为 JP₃¹ 和 JP₄⁴ 段,储层孔隙度分别为 10.7%和 9.1%,渗透率分别为 0.28×10⁻³ μm² 和 0.18×10⁻³ μm²,测录井解释均为气层,采用自悬浮支撑剂加砂压裂技术对两目的层进行分层改造。为了施工安全,设计在前置阶段采用常规压裂液冻胶造缝。携砂阶段,砂比 15%以下,采用压裂液基液携砂;砂比 15%以上,采用活性水携砂。从施工情况来看,工艺安全可靠,施工顺利(如图 2、图 3)。

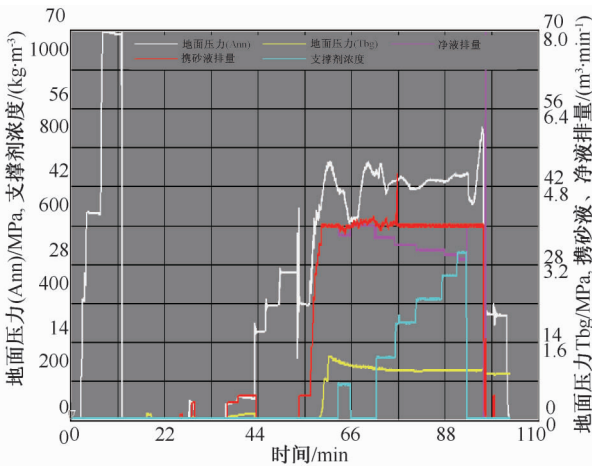


图 2 HP13-2 井 JP₄⁴ 压裂施工曲线

Fig.2 Fracturing operational curve of layer JP₄⁴ of Well HP13-2

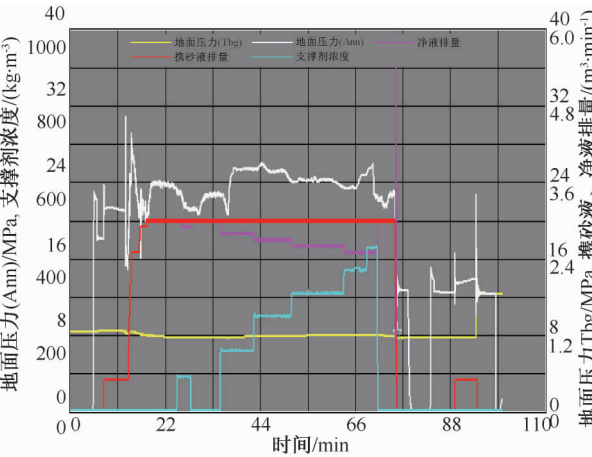


图 3 HP13-2 井 JP₃³ 压裂施工曲线

Fig.3 Fracturing operational curve of layer JP₃³ of Well HP13-2

该井两层压裂总入地液量 290.5 m³,入地砂量 31.8 m³,平均砂比 18.5%~19.3%,施工排量 3~4 m³/min,泵压 21~45 MPa,伴注液氮 15 m³。压后累计排液 194 m³,返排率 59.25%。在稳定温度 20℃、孔板直径 30 mm、稳定液柱差 483 mm 的条件下,求得天然气产量为 4 460 m³/d。

HP13-2 井采用自悬浮支撑剂加砂压裂,压后

效果一般。而邻井 HP13-3 井(JP₃¹、JP₃² 两层分压)采用常规支撑剂压裂,获得产量 26 000 m³/d。为了确定区域主要产层,对 HP13-3 井进行生产测井。从产出剖面解释成果可以看出(见表 9),JP₃¹ 层绝对产气量仅为 980 m³/d,相对产量不足 10%;而 JP₃² 层绝对产气量仅为 9 650 m³/d,相对产量达到 90%,为该井的主力产层。

表 9 HP13-3 井产出剖面解释成果表

Table 9 Production profile interpretation result of well HP13-3

解释层位	评价井段/m	绝对产气量/(m ³ ·d ⁻¹)	相对产气量/%	绝对产水量/(m ³ ·d ⁻¹)	相对产水量/%	解释评价
JP ₃ ¹	1 219.0~1 228.0	980.0	9.2	0	0	次要产层段
JP ₃ ²	1 333.0~1 348.0	9 650.0	90.8	1.5	100	主力产层段

说明 HP13-2 井改造效果差的原因是缺失了主力产层 JP₃²。

5 结论

(1)自悬浮支撑剂加砂压裂技术实现了压裂液与支撑剂合二为一的突破,瓜胶的去除,可减少压裂液对储层的伤害,简化施工流程。

(2)自悬浮支撑剂在水中易膨胀悬浮,携砂性能优良,同时破胶后残渣含量少。

(3)通过优化形成的活性水配方,防膨效果好,易返排,能够满足自悬浮支撑剂压裂施工的要求。

(4)自悬浮支撑剂加砂压裂技术现场先导试验在工艺上取得了成功,尽管由于地质基础较弱未能取得理想的改造效果,但是由于其自身的特殊优势,该技术可以在致密气及页岩气的开发中进行逐步推广。

致谢:感谢中石化西南油气分公司石油工程技术研究院提供的实验条件;感谢西南油气分公司给予的试验环境及其他相关单位的支持。

参 考 文 献

- [1] 李小刚,何晓,杨兆中,等.川西低效砂岩气藏水力压裂难点及对策探讨[J].钻采工艺,2010,33(6):49-51,60. LI Xiaogang, HE Xiao, YANG Zhaozhong *et al.* Difficulties and counter measures of hydraulic fracturing of inefficient sand stone gas reservoir in Western Sichuan region [J]. Drilling & Production Technology, 2010,33(6):49-51,60.
- [2] 青永固.川西致密碎屑岩气藏水力压裂工艺技术进展[J].天然气工业,2002,22(3):21-24. QING Yonggu. Progress in hydraulic fracturing techniques used for the clastic rock gas reservoirs in West Sichuan [J]. Natural Gas Industry, 2002,22(3):21-24.
- [3] 段永明 张岩 刘成川,等.川西致密砂岩气藏开发实践与认识[J].天然气地球科学,2016,27(7):1352-1359.

DUAN Yongming, ZHANG Yan, LIU Chengchuan *et al.* Practice and understanding of tight sand gas reservoir development in western Sichuan China [J]. Natural Gas Geoscience, 2016,27(7):1352-1359.

- [4] 姜瑞忠,蒋廷学,汪永利,等.水力压裂技术的近期发展及展望[J].钻采工艺,2004,26(4):52-53. JIANG Ruizhong, JIANG Tingxue, WANG Yongli *et al.* Present development and prospecting of hydraulic fracturing technology [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004,26(4):52-53.
- [5] 刘让杰,张建涛,银本才,等.水力压裂支撑剂现状及展望[J].钻采工艺,2003,26(4):31-32. LIU Rangjie, ZHANG Jiantao, YIN Bencai *et al.* The current situation and development trend of hydraulic fracturing proppants [J]. Drilling & Production Technology, 2003,26(4):31-32.
- [6] 董国庆,路军都,杨福成,等.低渗透小断块油田改善开发效果的主要措施[J].内蒙古石油化工,1999,25(3):158-160. DONG Guoqing, LU Jundu, YANG Fucheng *et al.* Low permeability small fault block oilfield measures to improve the development effect [J]. Inner Mongolia Petrochemical, 1999,25(3):158-160.
- [7] 李波,王永峰,胡育林,等.一种低密度压裂液支撑剂的研究[J].油田化学,2011,28(4):371-375. LI Bo, WANG Yongfeng, HU Yulin *et al.* Study on a low-density fracturing fluid proppant [J]. Oilfield Chemistry, 2011,28(4):371-375.
- [8] 黄博,熊炜,马秀敏,等.新型自悬浮压裂支撑剂的应用[J].油气藏评价与开发,2015,5(1):67-70. HUANG Bo, XIONG Wei, MA Xiumin *et al.* Application of novel self suspending fracturing proppant [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2015,5(1):67-70.
- [9] 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].油气藏评价与开发,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.
- [10] 刘彦学,王宝峰,刘建坤.压裂液对低渗砂岩气藏的水敏性伤害实验研究[J].石油钻探技术,2013,41(1):70-72. LIU Yanxue, WANG Baofeng, LIU Jiankun. Experimental study on water sensitive damage of fracturing fluid to low permeability gas reservoirs [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2013, 41(1):70-75.
- [11] 邝聃,李达,白建文,等.低渗致密砂岩气藏低伤害压裂技术研究与应用[J].石油天然气学报,2013,35(1):149-151. KUANG Dan, LI Da, BAI Jianwen *et al.* Research and application of low damage fracturing technology in low-permeability tight sandstone gas reservoirs [J]. *Journal of Oil & Gas Technology*, 2013, 35(1):149-153.
- [12] 林启才,张士诚,潘正富.川西侏罗系低渗气藏压裂增产措施中地层损害研究[J].天然气工业,2005,25(7):86-88. LIN Qicai, ZHANG Shicheng, PAN Zhengfu. Study on formation damage by fracturing stimulation for Jurassic low-permeable gas reservoirs in west Sichuan [J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(7):86-88.
- [13] 王海涛.页岩气探井测试压裂方案设计与评价[J].石油钻探技术,2012,40(1):12-16. WANG Haitao. Design and evaluation of mini-frac scheme in shale gas exploration well [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(1):12-16.
- [14] 牟绍艳,姜勇.压裂用支撑剂的现状与展望[J].北京科技大学学报,2016,38(12):1659-1666. MU Shanyan, JIANG Yong. Overview of fracturing proppants [J]. *Journal of Beijing university of science and technology*, 2016, 38(12):1659-1666.
- [15] 贾新勇.我国支撑剂的发展应用及现状[J].企业技术开发,2011,(19):105-106. JIA Xinyong. The applications and agent status of propping agent in China [J]. *Technological Development of Enterprise*, 2011,(19):105-106.
- [16] 刘艳艳,刘大伟,刘永良,等.水力压裂技术研究现状及发展趋势[J].钻井液与完井液,2011,28(3):75-78,79. LIU Yanyan, LIU Dawei, LIU Yongliang *et al.* Study progresses of hydraulic fracturing technology [J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2011, 28(3):75-78,79.
- [17] 王永辉,车明光,张福祥,等.加砂压裂技术在高温深井碳酸盐岩储层成功应用[J].油气井测试,2016,25(4):46-49. WANG Yonghui, CHE Mingguang, ZHANG Fuxiang *et al.* Successful sand fracturing on deep/high temperature carbonate reservoir [J]. *Well Testing*, 2016, 25(4):46-49.
- [18] 张鑫,王展旭,汪庐山,等.膨胀型自悬浮支撑剂的制备及性能评价[J].油田化学,2017,(3):449-455. ZHANG Xin, WANG Zhanxu, WANG Lushan *et al.* Preparation and performance evaluation of intumescent self-suspending proppant [J]. *Oilfield Chemistry*, 2017, (3):449-455.
- [19] 张鑫.自悬浮支撑剂的制备及性能评价[C].青岛:中国石油大学(华东),2017. ZHANG Xin. Preparation and performance evaluation of self-suspended proppant [C]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), 2017.
- [20] 蒋健方,杨劲舟,刘光普,等.压裂液基液黏度对压开地层的影响[J].油气井测试,2013,22(6):36-38. JIANG Jianfang, YANG Jinzhou, LIU Guangpu *et al.* Influence of base fracturing fluid viscosity on breaking layer [J]. *Well Testing*, 2013, 22(6):36-38.
- [21] 卢云霄,郭建春.段塞式加砂技术在页岩气缝网压裂中的应用[J].油气井测试,2014,23(5):67-69. LU Yunxiao, GUO Jianchun. Application of slug-style sand fracture technology in seam net fracturing of shale gas [J]. *Well Testing*, 2014, 23(5):67-69.
- [22] 刘斌,尹琅.高庙沙溪庙组凝析气藏压裂技术研究及应用[J].油气井测试,2015,24(5):54-55. LIU Bin, YIN Lang. Research and application of fracturing technology to gas condensate reservoir of Shaximiao group at Gaomiao [J]. *Well Testing*, 2015, 24(5):54-55.
- [23] 翟恒立.页岩气压裂施工砂堵原因分析及对策[J].油气井测试,2015,24(1):60-62. ZHAI Hengli. Reason analysis and countermeasure of sand plug in shale gas fracturing [J]. *Well Testing*, 2015, 24(1):60-62.
- [24] 周长静,赫瑞芬,肖元相,等.致密砂岩气藏多层压裂改造多层产能测试评价研究[J].油气井测试,2016,25(2):1-5. ZHOU Changjing, HAO Ruifen, XIAO Yuanxiang *et al.* Study on multilayered test capacity evaluation for multilayer fracturing in tight sandstone gas reservoir [J]. *Well Testing*, 2016, 25(2):1-5.

编辑 王 军

第一作者简介:傅玉,男,1981年出生,硕士,高级工程师,2008年毕业于西南石油大学油气田开发专业,现从事油气田提高采收率与增产技术研究及监督工作。电话:0838-2905924,18090010609;Email:29726431@qq.com。地址:四川省德阳市旌阳区泰山南路一段398号,邮政编码:618000。