

新型自悬浮支撑剂性能评价与现场应用

张龙胜¹, 秦升益², 雷林¹, 熊炜¹, 黄博¹, 王中学²

(1. 中国石化华东油气分公司石油工程技术研究院, 江苏南京 210031; 2. 北京仁创科技集团有限公司, 北京 100085)

摘要:针对常规胍胶压裂液压裂时残渣对低渗油藏储层伤害大、配液流程复杂、作业强度大的问题,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了自悬浮支撑剂,对其性能进行了评价,并开展了清水压裂试验。室内性能评价结果表明:自悬浮支撑剂的理化性能与陶粒、覆膜石英砂相当,导流能力与覆膜石英砂相当,可以在140 s内形成悬浮状态,在110℃下静置120 min不会分层;在540 s⁻¹剪切速率下,剪切10 min后,稳定时间为27 min,而且破胶后胶液的黏度只有4 mPa·s。该自悬浮支撑剂在6口井的清水压裂中进行了应用,施工成功率100%,达到了国内常规冻胶压裂液加砂压裂的技术指标。研究表明,自悬浮支撑剂可以满足清水压裂施工的需求,能达到节省胍胶、简化配液流程、减轻储层伤害的目的,具有良好的经济效益和广阔的应用前景。

关键词:清水压裂;自悬浮支撑剂;导流能力;陈101井

中图分类号:TE357.1⁺2 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2016)03-0105-04

Property Evaluation and Field Applications of a New Self-Suspending Proppant

ZHANG Longsheng¹, QIN Shengyi², LEI Lin¹, XIONG Wei¹, HUANG Bo¹, WANG Zhongxue²

(1. Petroleum Engineering Technology Research Institute of Sinopec Huadong Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu, 210031, China; 2. Beijing Renchuang Science and Technology Group Limited, Beijing, 100085, China)

Abstract: When conventional guar fracturing fluid is used for fracturing, low-permeability reservoirs are significantly damaged by its residues, the flow chart of fluid preparation is complex and the operation intensity is high. In order to solve these problems, a self-suspending proppant was prepared with coated quartz sand as the core and swelling resin as the suspending material. Later, its properties were evaluated and riverfrac tests were carried out on it. Laboratory property evaluation results demonstrated that the self-suspending proppant was equivalent to ceramic and coated quartz sand in terms of physical and chemical properties and to coated quartz sand in terms of flow conductivity. Suspension state appeared within 140 s and no stratification occurred at 110℃ after it was rested for 120 min. It was stable for 27 min after being shorn for 10 min at the shear rate of 540 s⁻¹, and its viscosity after break was only 4 mPa·s. This self-suspending proppant was applied in 6 wells for riverfrac with success rate of 100%. Obviously, it reached the technical indicators of domestic sand fracturing with conventional gel fracturing fluid. It was shown that the self-suspending proppant could meet the operation requirements of riverfrac. Based on results, guar consumption was reduced, the flow chart of fluid preparation was simplified and reservoir damage was mitigated. Therefore, applying the new approach could result in better economic returns.

Key words: riverfrac; self-suspending proppant; flow conductivity; Well Chen 101

对油气储层进行压裂时需采用一种黏弹性液体携砂,其中65%以上采用胍胶压裂液,其成本占整个压裂成本的40%以上,且压裂后残渣留在储层内,对地层渗透率产生不可恢复的伤害^[1],降低裂缝导流能力^[2]。为此,国内外一方面优化压裂液,减少胍胶压裂液的残渣,采用清洁压裂液;另一方面降低支撑剂密度^[3-5],采用超低密度支撑剂,达到降低压

裂液黏度和黏弹性的目的,但是超低密度支撑剂的相对密度仍然大于1.0。目前国内外对自悬浮支撑剂的研究相对较少^[6],而且多局限于室内研究,还未

收稿日期:2015-12-08;改回日期:2016-01-17。

作者简介:张龙胜(1968—),男,湖北鄂州人,1990年毕业于江汉石油学院油田化学专业,高级工程师,主要从事采油气工艺方面研究。E-mail:183911057@qq.com。

有现场试验的相关报道^[7-8]。笔者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了自悬浮支撑剂,并对其进行了性能评价,结果表明,其理化性能与常规支撑剂相当,有些性能指标优于常规支撑剂,能满足压裂施工的需求,并在6口井进行10井次应用,应用效果良好。

1 新型自悬浮支撑剂的制备及自悬浮机理

自悬浮支撑剂由支撑剂核心(普通支撑剂)和悬浮性材料2部分组成,悬浮性材料覆盖于普通支撑剂表面。支撑剂核心选用优质石英砂,然后对其进行覆膜处理以增加其抗压强度。利用混砂器分别将胍胶、纤维素、乙烯醇、膨胀性树脂等高分子材料和覆膜石英砂混合均匀,通过测定其在水中的悬浮能力选择悬浮性材料,最终选择膨胀性树脂作为悬浮性材料。

悬浮性材料是一种可水化的高分子材料,遇水快速溶胀,在支撑剂核心周围形成稳固的水化层(如图1所示)。水化层不但增大了支撑剂的浮力,而且提高了支撑剂之间的润滑性。同时,支撑剂表面悬浮性材料的少量分子伸展于水中,提高了水的黏度。两者协同作用,使自悬浮支撑剂不借助增稠剂就能在清水中长时间悬浮,从而减小稠化剂用量,减小配液时的工作量。

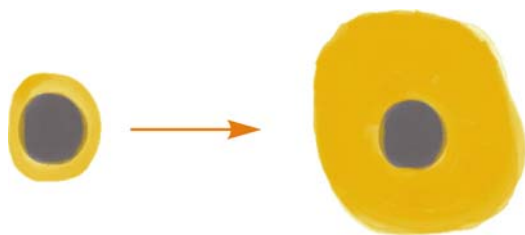


图1 自悬浮支撑剂的悬浮机理

Fig. 1 Mechanism of self-suspending proppant

2 自悬浮支撑剂性能评价

2.1 基础性能

按照支撑剂测试标准^[9]对20/40目和30/50目自悬浮支撑剂进行了检测,并与同粒径的陶粒进行了对比,结果见图2和表1。

由图2、表1可知,自悬浮支撑剂的物理、化学基础性能与陶粒相当,在密度、破碎率等方面均优于陶粒。

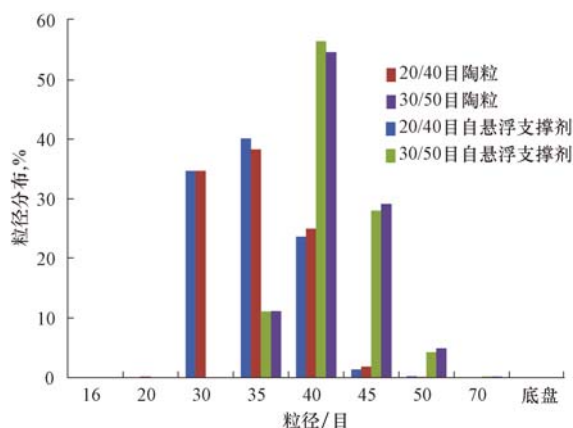


图2 4种支撑剂的粒径分布

Fig. 2 Particle size distribution of four proppants

表1 自悬浮支撑剂的基础性能

Table 1 Basic performance of self-suspending proppant

指标	20/40目陶粒	30/50目陶粒	20/40目自悬浮支撑剂	30/50目自悬浮支撑剂
圆度	0.83	0.85	0.85	0.77
球度	0.80	0.90	0.90	0.72
酸溶解度, %	0.25	0.11	0.45	0.46
浊度/FTU	7.60	6.20	7.50	5.80
体积密度/($\text{kg} \cdot \text{L}^{-1}$)	1.41	1.75	1.48	1.75
视密度/($\text{kg} \cdot \text{L}^{-1}$)	2.44	3.11	2.51	3.01
破碎率, %	2.07	6.22	1.28	1.28

2.2 导流能力

采用裂缝导流能力测试仪,模拟地层温度 90°C ,测试相同抗压等级的20/40目普通覆膜砂、陶粒和自悬浮支撑剂在不同闭合压力下的导流能力,结果见图3。

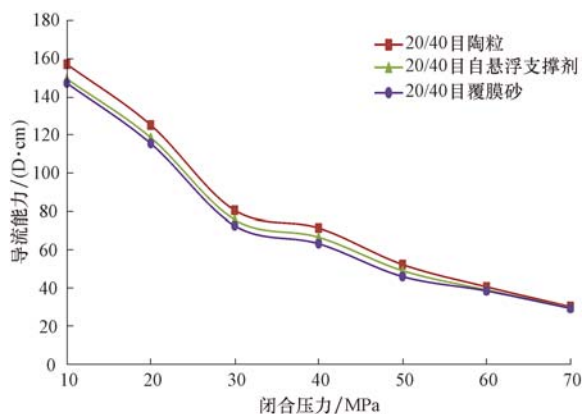


图3 3种支撑剂的导流能力

Fig. 3 Flow conductivity of three proppants

由图2可知:3种支撑剂的导流能力随闭合压力升高而降低,自悬浮支撑剂的导流能力略高于普通覆膜砂,略低于陶粒。

2.3 支撑剂的悬浮形成时间

自悬浮支撑剂表面的悬浮性材料水化后达到悬浮状态需要一定时间(简称悬浮形成时间)。将自悬浮支撑剂加入到水中,放到恒温水浴锅中搅拌,测定自悬浮支撑剂的悬浮形成时间,结果见图 4。

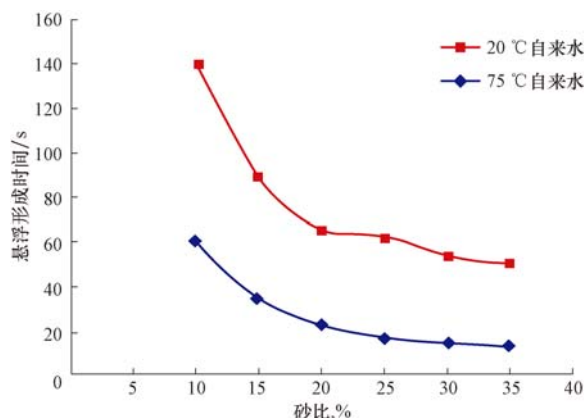


图 4 悬浮形成时间与砂比的关系

Fig. 4 Relationship of suspension forming time vs. proppant concentration

从图 4 可以看出:在砂比为 10% 时,在 20 °C 自来水中的悬浮形成时间为 140 s,比常规压裂支撑剂从地面进入压裂目的层的时间短;随着砂比提高,悬浮形成时间不断缩短,这是由于随着砂比提高,在相同体积水中可水化的悬浮性材料越多;随着温度升高,悬浮形成时间也在不断缩短,这是因为随着温度升高,支撑剂水化部分溶胀速度越快。可见,自悬浮支撑剂的悬浮形成时间很短,能满足现场压裂施工的需求。

2.4 支撑剂的悬浮性能

2.4.1 静态悬浮性能

利用自悬浮支撑剂配制不同砂比的试验浆体,放入密闭试管后置于烘箱中加热,测定其在不同温度下的悬浮稳定时间,结果见表 2。

由表 2 可知,砂比为 30% 的试验浆体在 110 °C 下静置 120 min 后,支撑剂依然处于悬浮状态,说明自悬浮支撑剂的静态悬浮性能好,抗温能达到 110 °C。

2.4.2 动态悬浮性能

自悬浮支撑剂主要是通过表面的悬浮性材料水化膨胀使其悬浮,无法用流变仪测试自悬浮支撑剂压裂液的黏度。为此,采用实验室常用的搅拌装置

表 2 自悬浮支撑剂的静态悬浮性能

Table 2 Static suspension performance of self-suspending proppant

温度/°C	稳定时间/min	
	砂比 20%	砂比 30%
25	不沉降	不沉降
45	不沉降	不沉降
65	>240	>240
85	>180	>240
100	100	120
110	100	120
120	40	60

搅拌不同时间后,观察自悬浮支撑剂压裂液的稳定情况,以评价其动态悬浮性能,结果见表 3。

表 3 自悬浮支撑剂的动态悬浮性能

Table 3 Dynamic suspension performance of self-suspending proppant

剪切速率/ s^{-1}	剪切时间/ min	剪切后 的状态	稳定时间/ min
170	1	与剪切前无差别	不沉降
	10	与剪切前无差别	不沉降
	20	轻微分层	轻微分层
540	1	与剪切前无差别	65
	10	轻微分层	27

由表 3 可知:在 $170 s^{-1}$ 剪切速率下,剪切 20 min 后,自悬浮支撑剂压裂液基本处于稳定状态,稳定性较好;在 $540 s^{-1}$ 剪切速率下,剪切 10 min 后,出现轻微分层现象,稳定时间为 27 min。总体来看,自悬浮支撑剂压裂液的动态悬浮性能较好。

2.5 破胶性能

在 70 °C 下,在砂比 35% 的自悬浮支撑剂压裂液中加入 0.1% 过硫酸铵,30 min 后其黏度为 $4 mPa \cdot s$,表面张力为 $25.2 mN/m$,说明压裂液已破胶。当温度低于 40 °C 时,可将过硫酸铵的加量提高到 0.2%,并追加酶破胶剂,以确保压裂液的破胶性能达到施工要求。

3 自悬浮支撑剂压裂工艺

1) 压裂流体的配制。按照压裂施工要求,准备活性水、前置液。活性水配方为 0.4% 助排剂+0.2% 防膨剂,配制活性水的水质需达到注水井注入要求^[10],不需要用混配车配制;根据储层特点选择前置液。

2) 自悬浮支撑剂泵注工艺。自悬浮支撑剂泵注工艺与常规支撑剂泵注工艺一样,在前置液泵注结束后,停止添加交联剂,将胍胶压裂液切换至活性水,泵注自悬浮支撑剂时砂比需控制在10%以上。

3) 破胶剂添加方式。应用自悬浮支撑剂压裂液压裂时,加砂全过程都要添加破胶剂,添加方式为楔形添加。破胶剂为胶囊破胶剂与过硫酸铵粉剂的组合。

4) 压裂液返排。压裂施工完成后,根据地层温度确定关井时间:地层温度低于75℃时,关井时间为3h;地层温度高于75℃时,关井时间为2h。关井结束后,需根据井口压力,采用不同直径的油嘴控制防喷:井口压力为25~35 MPa时,采用 $\phi 2.0$ mm油嘴;井口压力为15~25 MPa时,采用 $\phi 3.0$ mm油嘴;井口压力为5~15 MPa时,采用 $\phi 4.0$ mm油嘴;井口压力为1~5 MPa时,采用 $\phi 5.0$ mm油嘴;井口压力为0~1 MPa时,敞喷。

4 现场应用

新型自悬浮支撑剂在6口井的清水压裂中进行现场应用,既包括常规砂岩油气藏压裂,也包括碳酸盐岩油气藏压裂,井深750.00~3 750.00 m,井底温度30~130℃,初始砂比10%,平均砂比18%,施工成功率100%。6口井压裂后有5口井见油,1口井见气,达到预期目的。

陈101井是苏北盆地溱潼凹陷陈家舍构造的一口定向探井,井深2 350.00 m,储层温度84℃,拟压裂地层下部11.20 m处有一水层。由于拟压裂地层与水层间的隔层薄,若采用常规冻胶压裂易压穿水层,造成压裂后产水不产油^[11-12]。为此,该井设计采用以胍胶压裂液为前置液造缝、以活性水携自悬浮支撑剂加砂支撑裂缝的压裂方案。胍胶压裂液的配方为0.22%胍胶+0.20%交联剂。压裂施工时,首先泵注前置液造缝,然后采用活性水携自悬浮支撑剂加砂支撑裂缝,施工排量1.8~2.6 m³/min,实际加砂19.88 m³,主加砂段砂比18%~30%,最高砂比40%,压裂后返排率35%,达到了国内常规冻胶压裂液加砂压裂的技术指标。该井压裂后日产油量8.33 t,综合含水率21%,产油量是该区块常规冻胶压裂井的2倍。

5 结 论

1) 新型自悬浮支撑剂的导流能力与常规覆膜

石英砂相当,由于不需要用胍胶压裂液携带,不会发生残渣伤害储层的问题。

2) 现场应用结果表明,新型自悬浮支撑剂能够满足目前常规油气藏中一高温井压裂施工需求,且可以减小胍胶用量,缩短压裂液配制时间。

3) 为满足高温井压裂的要求,新型自悬浮支撑剂的抗温能力还需进一步提高。

参 考 文 献

References

- [1] 庄照锋,赵贤,李荆,等. HPG压裂液水不溶物和残渣来源分析[J]. 油田化学,2009,26(2):139-141.
ZHUANG Zhaofeng, ZHAO Xian, LI Jing, et al. Analysis on the origin of residue and water insoluble substances for HPG fracturing fluid[J]. Oilfield Chemistry, 2009, 26(2): 139-141.
- [2] 张华丽,周继东,杲春,等. 胍胶压裂液伤害性研究[J]. 科学技术与工程,2013,13(23):6866-6871.
ZHANG Huali, ZHOU Jidong, GAO Chun, et al. The damage of guar gum fracturing fluid[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(23): 6866-6871.
- [3] BRANNON H D, RICKARDS A R, STEPHENSON C J. Lightweight methods and compositions for well treating: 6364018[P]. 2002-04-02.
- [4] RICKARDS A R, BRANNON H D, WOOD W D, et al. High strength, ultra-lightweight proppant lends new dimensions to hydraulic fracturing applications[R]. SPE 84308, 2003.
- [5] WOOD W D, BRANNON H D, RICKARDS A R, et al. Ultra-lightweight proppant development yields exciting new opportunities in hydraulic fracturing design[R]. SPE 84309, 2003.
- [6] KINCAID K P, SNIDER P M, HERRING M, et al. Self-suspending proppant[R]. SPE 163818, 2013.
- [7] GOLDSTEIN B, VANZEELAND A. Self-suspending proppant transport technology increases stimulated reservoir volume and reduces proppant pack and formation damage[R]. SPE 174867, 2015.
- [8] GOLDSTEIN B, JOSYULA K, VANZEELAND A, et al. Improve well performance by reducing formation damage[R]. SPE 178518, 2015.
- [9] SY/T 6302—2009 压裂支撑剂充填层短期导流能力评价推荐方法[S].
SY/T 6302—2009 Recommended practices for evaluating short term proppant pack conductivity[S].
- [10] SY/T 5329—2012 碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法[S].
SY/T 5329—2012 Water quality standard and practice for analysis of oilfield injecting waters in clastic reservoirs[S].
- [11] 林景禹,刘洪涛,何成刚,等. 河南油田老区薄层压裂技术研究[J]. 石油地质与工程,2007,21(1):64-65, 68.
LIN Jingyu, LIU Hongtao, HE Chenggang, et al. Research on hydraulic fracturing technique of thin layer in old blocks of Henan Oilfield [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007, 21(1): 64-65, 68.
- [12] FISHERM K, WARPINSKI N R. Hydraulic-fracture height growth: real date[R]. SPE 145949, 2011.

[编辑 刘文臣]