文章编号:1000-4092(2019)02-219-06

胍胶自增稠支撑剂性能及其储层伤害性评价*

郤婧文[1],卢祥国[1],曹伟佳[1],陈 清[2],鲍文博[1]

(1. 东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室,黑龙江 大庆 163318;2. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司井下作业分公司,河北 任丘 062552)

摘要:为大幅减少现有压裂液工艺配制和运输费用,实现在线配制携砂液,本文采用将胍胶细粉黏附在支撑剂颗粒外表面的方法制作了新型自增稠支撑剂,并以高温高矿化度油藏环境为实验条件,开展了该自增稠支撑剂性能评价及储层伤害性实验。研究表明,在温度高于80℃的情况下,与SZ36-1油田注入水、长庆油田注入水、大庆油田污水和大庆油田清水相比,由矿化度最高的大港油田注入水配制的胍胶增稠剂溶液增黏性最好,视黏度最高,储能模量最大,携砂能力最强。当砂比大于30%后,用大港油田注入水配制自增稠支撑剂悬浮时间小于20 s,沉降时间大于4 h。当自增稠支撑剂破胶剂加量为0.03%~5.0%时,破胶时间为14~2.5h。恒速实验中,随着岩心渗透率增大,滤失量逐渐升高,伤害率逐渐降低。恒压实验中,随着滤失压差的增大,滤失量逐渐增加,伤害率逐渐增加。该胍胶自增稠支撑剂可满足高温油藏压裂施工需求,具有广阔的应用前景。图5表6参20

关键词:支撑剂;胍胶;自增稠支撑剂;悬浮时间;沉降时间;伤害率
中图分类号:TE357.1+2 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.02.006

近年来,油价下跌使得压裂施工面临着降本增效的巨大压力,研发低成本、高效压裂技术已成为科技工作者亟待解决的重大课题[1-12]。自增稠支撑剂是一种能在溶剂水中快速增稠从而实现完全悬浮的新型支撑剂,它可采用现场水在线配制,减少携带液配制站配制设备和运输车辆运行费用,缩减现有压裂施工中涉及的压裂液配制、运输和储存等诸多步骤,极大地简化了施工工艺,技术经济效果十分明显。此外,自增稠支撑剂不会改变支撑剂本身性能,但可改善支撑剂的沉降和运移性能,代表了压裂技术发展趋势[13-14]。近年来,石油科技工作者在自增稠支撑剂研制、性能评价和矿场试验等方面开展了卓有成效的工作,但主要为膨胀型自悬浮支撑剂性能评价方面的研究[15-18],较少研究适用于高温油藏的胍胶自增稠支撑剂。本文将胍胶细粉黏附在支撑剂表面制备胍胶自增稠支撑剂,并对其在高温条件下的悬浮能力、破胶效果、压裂液滤失性及对储层伤害性等进行了评价。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

支撑剂(陶粒或石英砂,40目~60目);增稠剂(胍胶细粉,有效含量90%),大庆油田井下作业公司提供;黏合剂(水溶胶"T306",有效含量80%),实验室自制;分散剂(SiO_2纳米颗粒,有效含量100%)赢创特种化学(上海)有限公司;交联剂(有机锆,有效含量30%),实验室自制;破胶剂(过硫酸铵,有效含量98%),国药集团化学试剂有限公司。

* 收稿日期:2018-10-29;修回日期:2019-03-15。
基金项目:十三五国家科技重大专项"渤海双高油田多级窜逸堵调驱一体化技术研究及示范"(项目编号2016ZX05058-003-010),国家自然基金项目"抗盐型聚合物油藏适应性及其改进方法基础研究"(项目编号51574086),中国石油集团渤海钻探工程有限公司课题(项目编号BHZT-JXZYGS-2017-JS-144)。
作者简介:郤婧文(1994-),女,东北石油大学油气田开发专业在读硕士研究生(2017-),主要从事提高采收率方法和理论研究,通讯地址:163318黑龙江省大庆市东北石油大学石油工程学院306室,E-mail:442934512@qq.com。

所用岩心为石英砂环氧树脂胶结人造柱状岩心[19-20]，长度为9.8 cm，渗透率K_{g1}≈10×10^{-3} μm^2、K_{g2}≈50×10^{-3} μm^2和K_{g3}≈150×10^{-3} μm^2。实验用水的水质分析见表1。

Hitachi S-3400扫描电镜（日立高新技术公司）；HAAKE RS6000旋转流变仪（德国哈克公司）和DV-II+Pro布氏黏度计（美国博勒飞Brookfield公司）。岩心驱替装置主要包括手摇泵、平流泵、压力传感器和中间容器等。

1.2 实验方法

1.2.1 胍胶自增稠支撑剂制备

将支撑剂（陶粒或石英砂颗粒）与黏合剂（水溶胶）混合、浸泡，然后将表面被黏合剂包裹的支撑剂捞出，放入恒温箱中烘干24 h，使得支撑剂表面达到一种不完全干燥的状态；按照一定比例将支撑剂、增稠剂（胍胶）和分散剂等加入搅拌机中，混合均匀；将混合物取出，放入恒温箱中烘干24 h。彻底烘干后碾压，过筛，加工成品，装袋密封，待用。

1.2.2 胍胶自增稠支撑剂的形貌观察

采用Hitachi S-3400扫描电镜观测普通支撑剂和胍胶自增稠支撑剂外观形貌。

1.2.3 适配胍胶增稠剂的溶剂水优选

分别采用大港油田注入水、SZ36-1油田注入水、长庆油田注入水、大庆油田污水和大庆油田清水配制胍胶增稠剂溶液（0.6%胍胶+0.6%交联剂），在80、100、120和150℃下采用布氏黏度计在剪切速率7.34 s^{-1}下测试胍胶增稠剂溶液的黏度，考察溶剂水矿化度对胍胶增稠剂增黏效果的影响。

在80℃下，采用HAAKE RS6000旋转流变仪测试胍胶增稠剂溶液的流变性和黏弹性，考察溶剂水矿化度对胍胶增稠剂溶液的流变性和黏弹性的影响。

1.2.4 胍胶自增稠支撑剂悬浮能力测试

采用上述实验优选矿化度溶剂水配制胍胶自增稠支撑剂溶液，砂比（支撑剂与溶剂水的质量比）分别为10%、20%、30%和40%，用玻璃棒搅拌至完全悬浮后，用保鲜膜密封，置于80℃（100、120或150℃）恒温箱内。将胍胶自增稠支撑剂从初始与水混合状态到完全悬浮状态所需时间记为悬浮时间，从完全悬浮状态到完全沉降状态所需时间记为沉降时间，实验反复进行3次以上，取平均值记为最终结果。

1.2.5 胍胶自增稠支撑剂压裂液破胶实验

采用上述实验优选矿化度溶剂水配制砂比为30%的胍胶自增稠支撑剂溶液，搅拌至完全悬浮，再分别加入质量分数为0.03%、0.05%、0.1%、0.3%、0.5%、1%、3%和5%的破胶剂，置于80℃恒温箱内。每隔30 min采用布氏黏度计测试在80℃、7.34 s^{-1}下胍胶液的黏度，当黏度值低于5 mPa·s时记录数据，测量3次取平均值记为最终数据。

1.2.6 胍胶自增稠支撑剂压裂液滤失性及其对储层伤害实验

参照中国石油天然气行业标准SY/T 5107—2005《水基压裂液性能评价方法》进行压裂液滤失性及其对储层伤害实验。先向用大港油田注入水配制的砂比为30%的胍胶自增稠支撑剂溶液中加入0.3%的破胶剂，置于80℃恒温箱内中完全破胶得到压裂液滤液，然后分别进行“恒速实验”和“恒压实验”探究胍胶压裂液对储层的伤害，其中，恒速实验在0.5 mL/min的恒定注入速率条件下，考察不同岩心渗透率下携带液滤液对储层的伤害率；恒压实验在岩心渗透率一定（5×10^{-3} μm^2左右）条件下，考察不同滤失压差（1.9、3.5和4.2 MPa）下携带液滤液对储层的伤害率。具体岩心实验步骤如下：（1）将岩心抽真空饱和水，计算孔隙体积与孔隙度，据此筛选

表1 水质分析

水样	离子含量/(mg·L^{-1})							矿化度/(mg·L^{-1})
	Na^{+}+K^{+}	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Cl^{-}	SO_4^{2-}	HCO_3^{-}	CO_3^{2-}	
大港油田注入水	10943.0	65.0	443.0	17325.0	281.0	527.0	0	29584.0
SZ36-1油田注入水	3093.2	158.7	276.2	5436.3	14.2	311.5	0	9374.1
长庆油田注入水	1376.6	206.4	74.5	370.3	3010.9	0	195.6	5230.0
大庆油田污水	1265.0	7.3	32.1	780.1	9.6	1708.6	210.1	4012.7
大庆油田清水	12.0	8.1	218.2	28.8	361.2	111.4	35.2	774.9

重复性较好的岩心；(2)伤害前渗透率K_1的测定：将岩心放入夹持器内，将模拟水反向注入（从出口端到入口端）岩心进行水测渗透率，排量分别为0.5、1和1.5 mL/min，直至压差稳定，稳定时间大于30 min；(3)将胍胶压裂液滤液按照0.5 mL/min注入速度注入岩心中，滤液开始流出时开始记录时间和累计滤失量，滤失时间3 min。滤失结束后，取出岩心并用滤纸轻轻擦拭净端面残留滤液，将岩心放回夹持器中，关闭两端阀门，在油藏温度下放置2 h；(4)采用大港油田注入水注入岩心，直至岩心注入压差稳定为止，计算压裂液伤害后渗透率K_2。按式(1)计算。

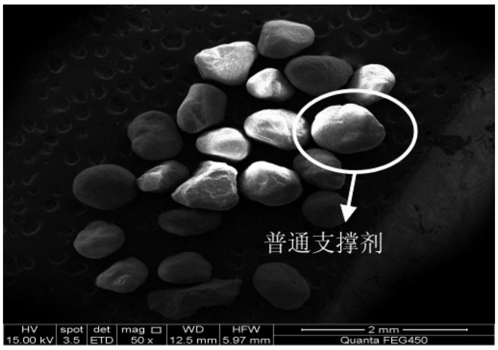
$$\eta=\frac{K_1-K_2}{K_1}\times 100\% \tag{1}$$

式中：η—伤害率，%；K_1—岩心伤害前渗透率，μm²；K_2—岩心伤害后渗透率，μm²。

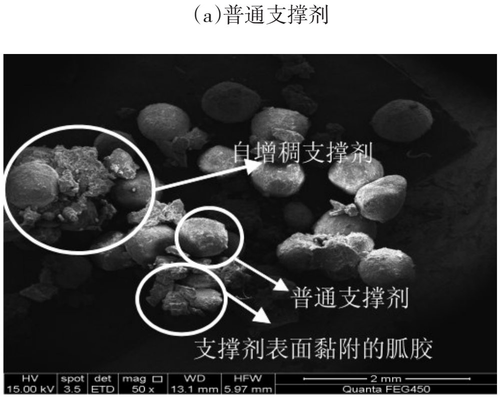
2　结果与讨论

2.1　胍胶自增稠支撑剂的SEM形貌观察

普通支撑剂和胍胶自增稠支撑剂的SEM照片如图1所示。从图1可以看出，普通支撑剂的表面相对光滑，而胍胶自增稠支撑剂外层黏附了胍胶颗粒。



(a)普通支撑剂



(b)胍胶自增稠支撑剂

图1　普通支撑剂与自增稠支撑剂的SEM照片

2.2　适配胍胶增稠剂的溶剂水优选

为使胍胶自增稠支撑剂在溶剂水中具有优良悬浮效果，需要胍胶增稠剂在溶剂水中具有良好的增黏性；为使胍胶自增稠支撑剂在溶剂水中悬浮后具有优良携沙性能，需要胍胶增稠剂在溶剂水中具有良好的流变性和黏弹性。

2.2.1　溶剂水对胍胶增稠剂溶液黏度的影响

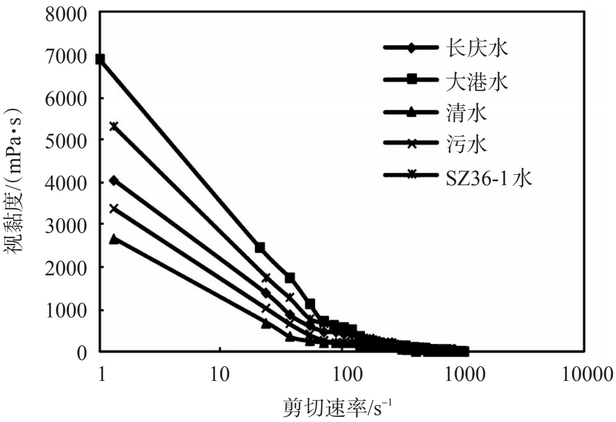
不同温度下，分别采用5种水样配制的胍胶增稠剂溶液（0.6%胍胶+0.6%交联剂）的黏度见表2。从表2可以看出，在实验温度一定的条件下，溶剂水矿化度越高，胍胶溶液成胶效果越好，矿化度最高的大港水油田注入水配制的胍胶溶液成胶效果更好。在溶剂水矿化度一定条件下，随着温度的升高，交联反应速度逐渐加快，当温度超过100℃后，除了大庆油田清水之外，其它4种溶剂水配制的胍胶溶液黏度均超过10×10^4 mPa·s。交联剂的活性随温度升高而增强，交联剂在高温条件下能够快速释放出大量可以与胍胶发生交联反应的活性分子，在交联剂分子和胍胶分子之间形成更多分子间交联点，使得内部分子之间流动难度大大提高，整体结构增强，从而形成较为稳定的胶冻。

表2　不同溶剂水配制的胍胶增稠剂溶液的黏度

溶剂水	溶剂水矿化度/($mg\cdot L^{-1}$)	不同温度下溶液的黏度/(mPa·s)			
		80	100	120	150
大港油田注入水	29584.0	94382	$>10\times10^4$	$>10\times10^4$	$>10\times10^4$
SZ36-1油田注入水	9374.1	41257	65870	$>10\times10^4$	$>10\times10^4$
长庆油田注入水	5230.0	33025	62330	$>10\times10^4$	$>10\times10^4$
大庆油田污水	4012.7	19550	51570	$>10\times10^4$	$>10\times10^4$
大庆油田清水	774.9	6857	21799	58450	$>10\times10^4$

2.2.2　溶剂水对胍胶增稠剂溶液流变性和黏弹性的影响

5种水样配制的胍胶增稠剂溶液在80℃下的视黏度随剪切速率变化情况见图2。从图2可以看出，在溶剂水一定的条件下，随着剪切速率的增大，胍胶增稠剂溶液的视黏度在初期快速下降，在后期下降速度逐渐减缓。不同溶剂水配制的胍胶增稠剂溶液的视黏度高低顺序为：大港油田注入水>SZ36-1油田注入水>长庆油田注入水>大庆油田污水>大庆油田清水，即用大港油田注入水配制的胍胶增稠剂溶液的视黏度最高。



曲线参数为溶剂水

图2 5种溶剂水配制的胍胶增稠剂溶液的视黏度随剪切速率变化(80℃)

5种水样配制的胍胶增稠剂溶液在80℃下的储能模量G'和损耗模量G''与振荡频率f关系见图3。从图3可以看出,在溶剂水类型一定的条件下,胍胶增稠剂溶液的储能模量G'大于损耗模量G'',表明胍胶增稠剂溶液的弹性优于黏性。在振荡频率一定条件下,不同溶剂水配制的胍胶增稠剂溶液储能模量G'和损耗模量G''大小顺序为:大港油田注入水>SZ36-1油田注入水>长庆油田注入水>大庆油田污水>大庆油田清水。储能模量G'越大压裂液体系的携砂性能越好,即大港油田注入水配制的胍胶压裂液体系携砂性能最好。由此可见,对于高温油藏,应该优选大港油田注入水配制胍胶自增稠支撑剂。

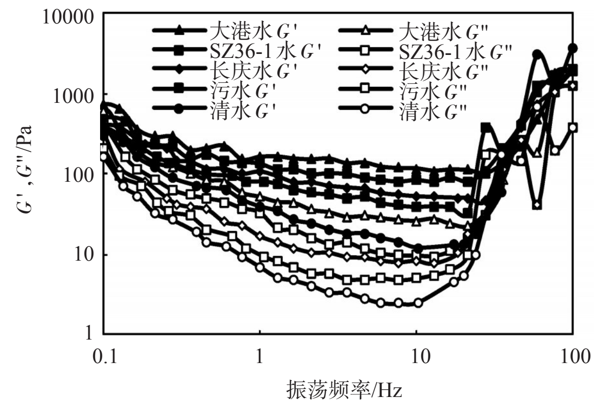


图3 5种溶剂水配制的胍胶增稠剂溶液的储能模量和损耗模量与振荡频率关系

2.3 胍胶自增稠支撑剂的悬浮能力及其影响因素

按不同砂比将胍胶自增稠支撑剂加入大港油田注入水中,在不同温度下测定支撑剂的悬浮时间和沉降时间,结果见表3。从表3可以看出,在相同温度下,随着砂比增加,悬浮时间缩短,沉降时间延长;在砂比一定的情况下,随温度升高,悬浮时间缩短,但沉降时间变化不大。一方面,当砂比逐渐增加时,由于单独的颗粒在发生沉降时会引起颗粒周围的流体向上运动,沉降阻力会有所增加,导致沉降速率减缓,沉降时间延长;另一方面,当砂比增加时,悬浮后整个溶液的黏度和密度也会迅速增大,溶液中的支撑剂颗粒所受到的浮力也随之增大,也会导致沉降时间延长。当砂比大于30%后,悬浮时间小于20 s,沉降时间大于4 h,说明胍胶自增稠支撑剂的自增稠性能十分优良,可以满足渤海钻探井下现场实际应用需求(3 min内实现完全悬浮,沉降时间(80℃)≥240 min)。

表3 不同砂比的胍胶自增稠支撑剂悬浮时间和沉降时间测试结果(80℃)

砂比/%	悬浮时间/s				沉降时间/min			
	80℃	100℃	120℃	150℃	80℃	100℃	120℃	150℃
10	62	47	40	35	35	32	36	40
20	36	21	19	17	51	46	48	50
30	20	15	14	12	278	287	284	277
40	10	6	5	5	361	368	370	365

2.4 胍胶自增稠支撑剂压裂液的破胶效果

胍胶自增稠支撑剂压裂液的破胶时间和破胶黏度见表4。从表4可以看出,随着破胶剂加量增加,破胶时间逐渐缩短。当破胶剂加量为0.03%时,破胶时间为14 h,破胶剂加量为5%时,破胶时间缩短为2.5 h。在压裂施工后期破胶剂将胍胶压裂液体系降解形成低黏度的破胶液而迅速被返排到地

表4 破胶时间和破胶黏度测试结果

破胶剂加量/%	破胶时间/h	破胶液黏度/(mPa·s)
0.03	14.0	4.6
0.05	12.0	4.8
0.10	8.5	4.2
0.30	7.0	4.5
0.50	5.5	3.8
1.00	4.0	4.0
3.00	3.0	3.1
5.00	2.5	2.9

面,而支撑剂则铺设在已经产生的裂缝当中。在投放现场应用的过程中,可以根据现场油藏实际情况选择破胶剂加量,满足矿场实验需求和达到保护地层的目的。

2.5 胍胶自增稠支撑剂压裂液的滤失性及其对储层伤害特性

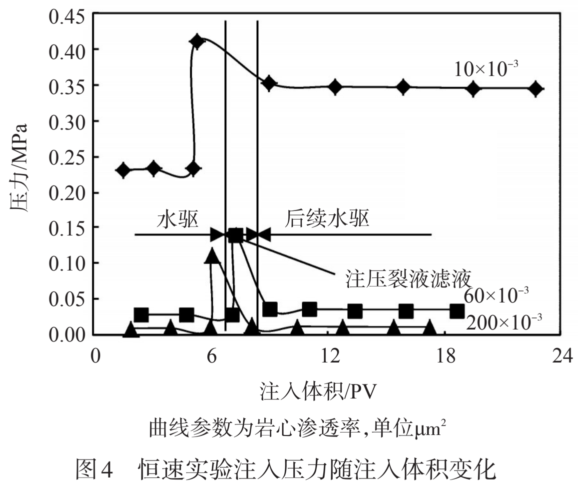
携带液滤液对储层渗透率的影响主要源于携带液在岩心孔隙内滞留而产生的附加渗流阻力,与岩心渗透率、滤失量与滤失压差有关,分别采用“恒速实验”和“恒压实验”探究胍胶压裂液对储层的伤害。

(1)恒速实验

在0.5 mL/min的恒定注入速率下,考察携带液滤液在不同渗透率岩心中的滤失量及其对岩心的伤害情况,结果见表5,注入压力随注入体积变化见图4。在恒速实验中,岩心渗透率越大,滤失量越大,伤害率越低。对于中高渗透地层,携带液先进入岩心大孔隙中,渗流阻力较低,压力升高后,携带液开始进入中孔隙,最后进入小孔隙。由于携带液维持高压的时间较短,进入中小孔隙时间较短,所以在孔隙中滞留量较少,附加渗流阻力的增幅不大,伤害率较低。对于低渗透地层,注入压力增幅明显

表5　携带液滤液在岩心中的滤失量及其对岩心的伤害情况(注入速率0.5 mL/min)

水测渗透率/(10^{-3}μm²)		累计滤失量/mL	伤害率/%
伤害前	伤害后		
6.10	4.10	0.84	32.79
47.87	38.75	1.20	19.05
134.52	116.84	1.36	13.14



曲线参数为岩心渗透率,单位μm²

图4　恒速实验注入压力随注入体积变化

大于中高渗透率层,这是因为低渗透率地层内的小孔隙居多,所以携带液在小孔隙中滞留时间长,滞留量大,附加渗流阻力的增幅较大,伤害率较大。

(2)恒压实验

在恒压条件下,考察不同滤失压差(1.9、3.5和4.2 MPa)下携带液滤液在气测渗透率约10×10^{-3} μm²左右岩心的滤失量及其对岩心的伤害情况,结果见表6。在恒压条件下,渗透率一定时,随着滤失压差的增大,滤失量逐渐增加,伤害率也逐渐增加。对于低渗透率地层,恒压实验始终保持在一个较高的注入压力,携带液将随着滤失压差的增加而进入更多的细小孔隙,滞留量增加,附加渗流阻力增幅变大,导致伤害率升高。

表6　伤害率测试结果

滤失压差/MPa	水测渗透率/(10^{-3}μm²)		累计滤失量/mL	伤害率/%
	伤害前	伤害后		
1.9	4.65	3.63	4.22	21.94
3.5	5.14	3.07	6.87	40.27
4.2	5.47	3.01	10.17	44.97

因此,对于中高渗透率地层,可以采用恒速注入的方式来降低破胶液对储层的伤害,而对于渗透率较低(气测渗透率10×10^{-3} μm²)的地层,可以,通过适当减小滤失压差来降低伤害率。

3　结论

将胍胶细粉黏附在支撑剂表面制备的胍胶自增稠支撑剂的耐温耐盐性强,在高温高矿化度条件下具有优良悬浮效果。在温度和溶剂水矿化度一定条件下,随砂比增大,胍胶自增稠支撑剂悬浮时间缩短,沉降时间延长;在砂比和溶剂水矿化度一定条件下,随温度升高,胍胶自增稠支撑剂悬浮时间缩短,但沉降时间差距不大。

在实际矿场应用中,对于中低渗透率油藏,可以采用恒速注入方式来降低胍胶自增稠支撑剂破胶液对储层的伤害率;对于超低渗透率油藏,可以采用尽量减小滤失压差的方式来降低伤害率。

在砂比大于30%、80℃条件下自增稠支撑剂可实现20 s内完全悬浮,沉降时间大于240 min,满足渤海钻探井下现场实际应用需求,为渤海油田高效压裂施工提供了良好的技术基础。

参考文献：

［1］ 陈海汇，范洪富，郭建平，等.煤层气井水力压裂液分析与展望［J］.煤田地质与勘探，2017，45(05)：33-40.

［2］ 杨浩珑，李龙，向祖平，等.新型Gemini表面活性剂复合清洁压裂液体系［J］.石油钻采工艺，2017，39(5)：617-622.

［3］ 张贵才，申金伟，张旋，等.新型压裂液对阜东斜坡区头屯河地层伤害研究［J］.特种油气藏，2014，21(3)：124-127.

［4］ 贾帅，崔伟香，杨江，等.新型超分子压裂液的流变性能研究及应用［J］.油气地质与采收率，2016，23(5)：83-87.

［5］ 李志臻，杨旭，涂莹红，等.一种聚合物压裂液稠化剂的性能研究及应用［J］.钻井液与完井液，2015，32(5)：78-82.

［6］ 徐克彬，任勇强，王中泽，等.一种基于阳离子稠化剂的高抗盐压裂液研究及应用［J］.钻井液与完井液，2017，34(3)：99-104.

［7］ 刘建坤，蒋廷学，万有余，等.致密砂岩薄层压裂工艺技术研究及应用［J］.岩性油气藏，2018，30(1)：165-172.

［8］ 郭建春，王世彬，伍林.超高温改性瓜胶压裂液性能研究与应用［J］.油田化学，2011，28(2)：201-205.

［9］ 张玉广，张浩，王贤君，等.新型超高温压裂液的流变性能［J］.中国石油大学学报(自然科学版)，2012，36(1)：165-169.

［10］ 张应安，刘光玉，周学平，等.新型羧甲基胍胶超高温压裂液在松辽盆地南部深层火山岩气井的应用［J］.中国石油勘探，2009，14(4)：70-73.

［11］ 田小让，吴伯麟.一种耐酸陶粒压裂支撑剂的制备方法及耐酸机理的研究［J］.材料导报，2008，8(22)：215-216.

［12］ 智勤功，李鹏，陈刚，等.多轮次蒸汽吞吐井多层覆膜石英砂的研究及应用［J］.石油钻采工艺，2011，33(5)：86-89.

［13］ 李建国，敖立敏，吴壮坤.覆膜砂压裂改造技术在腰英台油田的应用［J］.特种油气藏，2009，16(5)：94-96.

［14］ 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.

［15］ 张伟民，李宗田，李庆松，等.高强度低密度树脂覆膜陶粒研究［J］.油田化学，2013，30(2)：189-220.

［16］ 张伟民，陈丽，任国平.预固化树脂覆膜砂的研究［J］.石油学报(石油加工)，2006，22(2)：75-80.

［17］ 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，2017，34(3)：449-455.

［18］ 高旺来，接金利，张为民.一种树脂覆膜砂支撑剂的研究及现场应用［J］.油田化学，2006，23(1)：39-41.

［19］ 卢祥国，高振环，闫文华，等.人造岩心渗透率影响因素试验研究［J］.大庆石油地质与开发，1994，13(4)：53-55.

［20］ 卢祥国，宋合龙，王景盛，等.石英砂环氧树脂胶结非均质模型制作方法：ZL200510063665.8［P］.2005-09-07.

Performance Evaluation of Guanidine Gum Self-suspension Proppant and Its Reservoir Damage Assessment

KUAI Jingwen[1], LU Xiangguo[1], CAO Weijia[1], CHEN Qing[2], BAO Wenbo[1]

(*1. Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery of Education Ministry, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, P R of China; 2. China National Petroleum Corporation Bohai Drilling Engineering Co. LTD. Downhole Operation Branch, Renqiu, Hebei 062552, P R of China*)

Abstract: In order to significantly reduce the preparation and transportation costs of existing fracturing fluid, and realize online preparation of sand-carrying fluid, a new type of self-thickening proppant was prepared by attaching guanidine gum powder onto the surface of proppant particles. Performance evaluation and reservoir damage experiments of the self-thickening proppant were carried out under experimental conditions of high-temperature and high-salinity reservoir environment. The results showed that under conditions of 80℃, compared with injection water of SZ36-1 oilfield, injection water of Changqing oilfield, sewage of Daqing oilfield and fresh water of Daqing oilfield, guanidine gum solution prepared by injection water of Dagang oilfield with the highest salinity had the best gel forming effect, the highest apparent viscosity, the largest energy storage modulus and the strongest sand carrying capacity. When the sand ratio was greater than 30%, the suspension time of the self-thickening proppant was less than 20 s and the settling time was greater than 4 h. When the dosage of the self-thickening proppant was 0.03%—5.0%, the gel breaking time was 14—2.5 h. In the constant velocity experiment, with the increase of core permeability, the filtration loss increased gradually and the damage rate decreased gradually. In the constant pressure experiment, with the increase of the filtration pressure difference, the filtration amount and the injury rate gradually increased. The self-thickening proppant could meet the need of fracturing construction in high-temperature and high-salinity reservoir, and had a a broad application prospect.

Keywords: *Proppant; guanidine gum; self-thickening proppant; suspension time; settling time; damage rate*