

文章编号: 1000-4092(2022)03-387-06

悬浮液基高效减阻携砂压裂液的研发与应用*

麦尔耶姆古丽·安外尔¹, 蒲迪², 翟怀建¹, 刘宽², 邬国栋¹, 余波⁴, 金诚^{2,3}

(1. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院, 新疆克拉玛依 834000; 2. 四川光亚聚合物化工有限公司 四川南充 637500; 3. 西南石油大学新能源与材料学院, 四川成都 610500; 4. 中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂, 新疆克拉玛依 834011)

摘要:为解决压裂用聚合类乳液稠化剂不耐高盐以及悬浮液稠化剂稳定性差的问题,以抗盐缔合聚合物KFPY为基础,通过考察悬浮液稠化剂的稳定时间、本体黏度,优选了体系的稳定剂,优化了粉末稠化剂粒径以及比例,最终形成悬浮液稠化剂GAF-TE组成为:48.5%白油+1.5%乳化剂G10+5%有机改性膨润土+45%抗盐缔合稠化剂KFPY。在玛18井水水质下,对悬浮液稠化剂GAF-TE的溶解性能、增黏性能、减阻性能以及配制的滑溜水体系的各项性能进行了评价。结果表明,0.1%稠化剂GAF-TE溶解时间为18 s,黏度为2.19 mPa·s,降阻率为76.8%;配制的滑溜水体系动态携砂能力强于普通的聚丙烯酰胺乳液,体系表面张力26.8 mN/m,与煤油间的界面张力0.96 mN/m,对岩石基质渗透率伤害率为6.97%,具有低伤害特性。该缔合型悬浮液稠化剂产品在新疆油田某区块进行现场应用,表现出较好的溶解性、降阻性能和携砂性能。

关键词:悬浮增稠剂;长期稳定性;免混配;滑溜水;动态携砂能力;高效减阻

文献标识码:A DOI: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.03.002

中图分类号:TE357.1²

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

随着各油田低成本战略逐步实施,以液态类稠化剂为基础形成的免混配压裂液体系被广泛应用。目前液态类稠化剂主要有聚合类乳液稠化剂、悬浮液稠化剂^[1-7]。聚合乳液稠化剂主要采用反相乳液聚合法合成,稠化剂的相对分子质量可达千万以上,在清水中具有较好的增黏性能,但抗盐性能较差,不适应高矿化度配液^[8-10]。悬浮液稠化剂主要以白油、柴油或醇基类溶剂为分散介质,加入乳化剂、稳定剂等添加剂形成稳定的悬浮液基液,再加入胍胶、聚丙烯酰胺类或疏水缔合聚合物类粉末稠化剂配制而成^[11-14],但目前市面上所用悬浮液稠化剂产品的稳定时间较短(一般小于1个月),影响

现场使用。胍胶类悬浮液稠化剂受胍胶稠化剂本身降阻效果的影响,现场降阻效果相比聚丙烯酰胺类以及缔合聚合物类悬浮液稠化剂的差,市面上这两种类型的悬浮液稠化剂应用较为广泛。

悬浮液稠化剂的稳定性以及本体黏度是悬浮液稠化剂的重要性能,稳定性与乳化体系、稠化剂的粒径和比例存在较大关系^[11-12]。目前关于乳化剂、分散介质对悬浮液稠化剂稳定性以及本体黏度影响研究较多,关于稳定剂、粉末稠化剂粒径以及含量对上述性能的影响研究较少。本文以抗盐缔合聚合物KFPY为基础,以白油为分散介质、自制的聚丙烯酰胺类表面活性剂为乳化剂,通过优选合适的稳定剂、优化粉末稠化剂粒径以及比例,研发了一种缔合型悬浮液稠化剂,对该稠化剂所形成的滑

* 收稿日期:2021-09-27;修回日期:2021-10-28。

作者简介:麦尔耶姆古丽·安外尔(1986—),女,工程师,中国石油大学(华东)化学工程与技术专业硕士(2013),从事储层改造液体方面的研究,E-mail:maryamgul@petrochina.com.cn。金诚(1986—),男,副研究员,本文通讯联系人,四川大学高分子化学与物理专业理学博士(2015),从事油田功能化学剂研究及化学驱提高采收率技术方面的研究,通讯地址:610500 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学新能源与材料学院,E-mail:jincheng1986@126.com。

溜水体系的减阻性能、动态携砂性能等进行测试,并报道了该剂在新疆玛湖区块的现场应用情况。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

抗盐缔合聚合物KFPY,以丙烯酰胺(AM)、丙烯酸(AA)、2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸(AMPS)、阳离子双尾链疏水单体MJ-D12(分子式如图1所示)为单体聚合而得,其中AMPS用量为0.5%,MJ-D12用量为0.03%,相对分子质量为 537×10^4 ,水解度为23%,四川光亚聚合物化工有限公司;聚丙烯酸酯类乳化剂G14、全氟烷基烯丙基嵌段聚醚类助排剂ZP-6,四川光亚聚合物化工有限公司;10#白油,茂名市向阳富森石化有限公司;有机改性膨润土、钠基膨润土,新疆夏子街膨润土有限公司;纳米二氧化硅TSP-L30,江苏天行新材料有限公司;聚丙烯酰胺类乳液稠化剂ZC-1(AM/AA/AMPS三元共聚物,AMPS用量为8%),相对分子质量为 1364×10^4 ,水解度为20%,有效含量为35%,四川光亚聚合物化工有限公司;聚丙烯酰胺类悬浮液稠化剂HX-1(AM/AA/AMPS三元共聚物,AMPS用量为10%),相对分子质量为 2128×10^4 ,水解度为25%,有效含量45%,四川光亚聚合物化工有限公司;中密度陶粒,粒度 $0.38 \sim 0.212$ mm(40~70目),新疆油田工程技术研究院;聚醚类破乳剂DY202,新疆紫光技术有限公司;精制煤油;氯化钠、氯化钾、氯化钙、氯化镁,分析纯,成都科龙试剂厂。配液用水为玛18井水,矿化度为 $16\ 522.4$ mg/L,主要离子质量浓度(单位mg/L): Na^+ 4329.22、 K^+ 2097.92、 Ca^{2+} 397.16、 Mg^{2+} 106.4、 Cl^- 9591.68。人造岩心,直径为2.5 cm、长为5 cm,气测渗透率约 1×10^{-3} μm^2 ,北京嘉德宜邦石油科技有限公司。

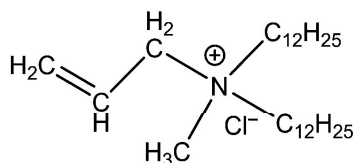


图1 阳离子双尾链疏水单体的分子式

LB20ES型waring搅拌器,北京万斛科技有限公司;ZNN-D6B型电动六速旋转黏度计,青岛恒泰达机电设备有限公司;多功能岩心驱替装置,南通

市飞宇石油科技开发有限公司;品氏黏度计,管径0.6 mm,上海良品玻璃仪器厂。HAMZ-IV摩阻测试装置^[15],自制;可视化动态携砂物模装置(俯视图如图2所示),该平台可用于研究压裂液在主缝、一级和二级分支缝中动态携砂能力及铺置情况。具体地,主缝平板尺寸缝长 \times 缝宽 \times 缝高= $700 \times 6 \times 300$ mm,分支缝平板尺寸缝长 \times 缝宽 \times 缝高= $700 \times 4 \times 300$ mm。主缝由1#、2#和3#平板组成;一级分支缝包括与主缝形成负角度裂缝4#平板(可调角度 $0 \sim 45^\circ$)、与主缝垂直7#平板(不同粗糙度缝面)及平板水平垂直于主缝的10#平板(板面与水平方向平行);二级分支缝包括与主缝形成正向 45° 角5#平板(角度不可调)+与主缝平行6#平板、垂直于主缝8#平板+平行于主缝9#平板。

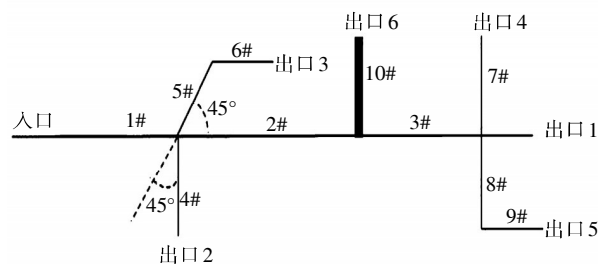


图2 可视化动态携砂实物装置裂缝平板分布(俯视图)

1.2 实验方法

(1) 缔合型悬浮液稠化剂制备

称取242.5 g白油置于1 L的烧杯中,调节搅拌器转速为1000 r/min,加入7.5 g的乳化剂G14后搅拌10 min;再加入25 g的有机改性膨润土后搅拌20 min,再加入225 g的抗盐缔合聚合物KFPY后继续搅拌30 min,形成缔合型悬浮液稠化剂GAF-TE。

(2) 悬浮液稳定性及本体黏度评价

在温度 25°C 、剪切速率 170 s^{-1} 下测定缔合型悬浮液稠化剂GAF-TE的黏度;然后把悬浮液分别装入5个透明取样瓶中,并放入 25°C 的恒温烘箱中,分别测试悬浮液静置7、30、60、90 d后的表观黏度,并观察悬浮液的析油情况。

(3) 滑溜水配制

量取500 mL的配液水倒入1000 mL的烧杯中,调节搅拌器转速为500 r/min;按照滑溜水以及中黏滑溜水配制浓度,将稠化剂在5 s内加入配液水中,然后加入0.1%~0.2%助排剂、0.1%~0.15%破乳剂等添加剂,搅拌3 min,形成均匀溶液。本文所述配

制压裂液用稠化剂(GAF-TE、ZC-1、HX-1)均为液态,均按商品浓度 100%计。

(4) 滑溜水性能评价

按照 NB/T 14003.3—2017《页岩气压裂液 第 3 部分:连续混配压裂液性能指标及评价方法》中相关测试方法测试滑溜水的相关性能。

(5) 动态携砂性能测试

本文动态携砂实验,裂缝路径包括主缝 1#、2#、3#和一级分支缝 5#、二级分支缝 6#。具体步骤为:按照配方配制 150 L 滑溜水,打开可视化平板主缝入口及出口、打开二级分支缝 6#出口,关闭其他分支缝出口,让滑溜水流经主缝、一级分支缝 5#、二级分支缝 6#;配液罐中加入 15 L 的中密度陶粒,搅拌均匀;设置循环排量为 50 L/min,摄像头记录支撑剂在主缝、一级、二级分支缝中沉降形态;采用数据处理系统绘制砂堤形态,计算主缝、一级、二级缝中沉降支撑剂体积。

2 结果与讨论

2.1 悬浮液稠化剂的配方优选

2.1.1 稳定剂优选

采用 3 种不同稳定剂配制的配方为 88%白油+3%乳化剂 G14+9%稳定剂的悬浮基液的析油率见表 1。从表 1 可知,有机改性膨润土、纳米二氧化硅配制的悬浮液基液的析油率低于钠基膨润土配制的。分析认为有机改性膨润土和纳米二氧化硅的亲油性增强,提高了与乳液的亲合力,从而抑制了乳化白油的析出^[16-17];而钠基膨润土的亲水性强,与乳化白油间会产生排斥作用,导致悬浮基液出现分层,析油率更高。

表 1 悬浮基液静置不同时间的析油率

稳定剂	不同静置时间(d)下悬浮基液的析油率/%			
	7	30	60	90
有机改性膨润土	0	0.3	0.6	1.0
纳米二氧化硅 TSP-L30	0	0.5	1.0	1.4
钠基膨润土	1.5	5.1	9.2	13.8

以有机改性膨润土和纳米二氧化硅 TSP-L30 为稳定剂配制稠化剂含量为 45%的悬浮液稠化剂(配方为 45%稠化剂 KFPY+2%乳化剂 G14+稳定剂+白油),不同稳定剂加量下悬浮液稠化剂的本体黏度

见表 2。从表 2 可知,随着稳定剂加量的增大,悬浮液稠化剂的本体黏度增大;相同稳定剂加量下,有机改性膨润土配制悬浮液稠化剂的本体黏度比纳米二氧化硅 TSP-L30 配制的低,具有更好的流动性。纳米二氧化硅的粒径比有机改性膨润土的更小,比表面积更大,在乳化白油中与稠化剂颗粒之间形成更强的吸附作用,形成的悬浮稠化剂结构黏度更高,会影响稠化剂的流动性,现场使用过程中影响稠化剂的泵注性^[18]。同时考虑到悬浮液稠化剂的稳定性,选用有机改性膨润土作为悬浮液稠化剂的稳定剂。

表 2 不同稳定剂加量下悬浮液稠化剂本体黏度

稳定剂	不同稳定剂加量下悬浮液稠化剂本体黏度/(mPa·s)			
	1%	3%	5%	7%
有机改性膨润土	63	93	126	153
纳米二氧化硅 TSP-L30	72	123	186	246

2.1.2 悬浮液稠化剂配方确定

以有机改性膨润土为稳定剂,通过正交实验(表 3)考察稳定剂加量、稠化剂加量、稠化剂粒径对悬浮液稠化剂稳定性(静置 90 d 析油率)和本体黏度的影响,结果见表 4。乳化剂 G14 加量为 1.5%。

表 3 正交实验方案

因素	水平		
	1	2	3
稳定剂加量/%	3	5	7
稠化剂加量/%	35	45	55
稠化剂粒径/mm	0.180	0.125	0.096

表 4 悬浮液稠化剂稳定性及本体黏度

序号	稳定剂加量/%	稠化剂加量/%	稠化剂粒径/mm	析油率/%	本体黏度/(mPa·s)
1#	3	35	0.180	8.4	81
2#	3	45	0.125	7.5	93
3#	3	55	0.096	5.2	136
4#	5	35	0.125	1.5	114
5#	5	45	0.096	1.5	147
6#	5	55	0.180	10.4	246
7#	7	35	0.096	0.5	172
8#	7	45	0.180	3.5	189
9#	7	55	0.125	3.7	285

从表4可知,稳定剂加量越大,悬浮液稠化剂的析油率越低,稳定性越好,但本体黏度越高;固体稠化剂加量越大,悬浮液稠化剂析油率增大,稳定性越差,稠化剂本体黏度液越高,不利于泵送;减小粉末稠化剂粒径,有利于提高悬浮液稳定性。结合现场实际使用情况,在确保正常泵注的前提下,尽量提高粉末稠化剂有效含量,最终悬浮液稠化剂配方组成为5#方案:5%有机改性膨润土+45%抗盐缔合聚合物KFPY(粒径0.096 mm)+1.5%乳化剂G14+48.5%白油。

2.2 悬浮液稠化剂的性能评价

2.2.1 溶解性

在玛18井水中加入一定量的悬浮液稠化剂GAF-TE,搅拌不同时间后溶液黏度测试(25℃、170 s⁻¹)结果见表5。搅拌30 s时,溶液黏度达到完全溶解黏度的90%以上,说明稠化剂GAF-TE具有较好的溶解性,现场可采用转子泵将其直接泵入混砂筒中,满足免混配液工艺需求,简化现场配液工艺。

表5 不同搅拌时间下稠化剂溶液黏度

GAF-TE 加量/%	不同溶解时间(s)下溶液黏度/ (mPa·s)			搅拌30 s溶液 增黏率/%
	30	60	180	
0.1	3.2	3.3	3.3	97.0
0.3	10.4	10.9	11.1	93.7
0.5	18.7	19.8	20.1	93.0

2.2.2 增黏性

分别在玛18井水中加入一定量的GAF-TE、ZC-1、HX-1稠化剂,搅拌3 min后的溶液黏度如图3所示。悬浮液稠化剂GAF-TE在玛18井水中具有

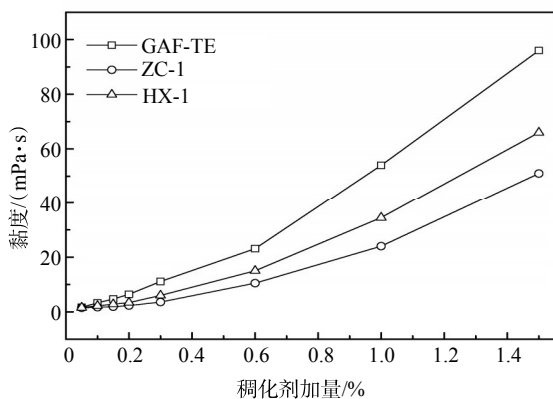


图3 不同浓度稠化剂溶液的黏度

较好的增黏能力,而ZC-1、HX-1稠化剂增黏性能明显弱于GAF-TE,在高浓度条件下,溶液黏度低30%~50%,抗盐性能较差。

缔合型悬浮液稠化剂GAF-TE的主要成分为抗盐型疏水缔合聚合物,在分子主链上引入了疏水基团以及抗盐单体。在水溶液中,由于疏水基团的疏水作用以及静电、氢键或者范德华力的作用产生具有一定强度的物理缔合,从而形成三维空间网络结构。随着浓度的增大,分子链间的疏水缔合作用增强,表现出更好的增黏性能^[19]。在盐水中,由于分子链上引入大分子刚性抗盐单体,占据较大的空间,阻碍分子链发生卷曲;另一方面,盐水溶剂的极性增强,疏水基团进一步增强分子间缔合作用,大分子线团的物理交联点增多,宏观上表现出增黏性能^[20-21]。ZC-1以及HX-1均为聚丙烯酰胺类稠化剂,主要通过分子链之间的缠结作用来增黏,在盐水中,聚合物分子电荷被屏蔽,分子链发生卷曲,黏度大幅下降,表现出较差的增黏性能。

2.2.3 减阻性能

采用玛18井水配制低黏度(2~4 mPa·s)的质量分数为0.1%的GAF-TE、0.3% ZC-1、0.2% HX-1的滑溜水的降阻性能如图4所示。在玛18井水中,GAF-TE与HX-1比ZC-1的溶解时间更短,且GAF-TE的降阻性能最好。在低浓度条件下,聚丙烯酰胺类稠化剂ZC-1、HX-1在剪切作用下自身解缠结,且沿着流线分布即分子链沿流动方向取向,从而抑制了湍流涡的产生,降低了脉动强度,减少了能量损失,最终表现为湍流减阻效应。除湍流降阻机理外,因为GAF-TE分子链上引入的缔合单体在分子链内部存在缔合作用,使其具有一定的弹

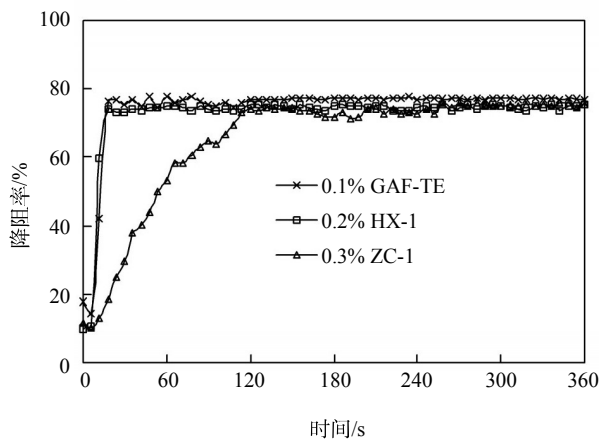


图4 滑溜水的降阻性能

性。在高速剪切作用下, 这些弹性结构与湍流旋涡相互作用, 通过弹性微观结构吸收部分湍流涡流能量, 当对流到低应力区(如管壁层流区)时, 再将储存的能量以弹性波释放出来, 显著减小湍流能量耗散, 达到一定的降阻作用^[22-24]。因此, 在盐水中, 疏水缔合型悬浮稠化剂 GAF-TE 的降阻性能好于聚丙烯酰胺类稠化剂。

2.2.4 动态携砂性能

由 3 种稠化剂配制黏度为 2~4 mPa·s 左右的滑溜水携带支撑剂进入可视化动态携砂装置, 形成的砂堤形态以及裂缝中沉降的支撑剂体积如图 5、表 6 所示。从图 5 可以看出, 3 种滑溜水均能携带支撑剂进入一级、二级分支缝; GAF-TE 配制滑溜水携带支撑剂沉降后形成的砂堤呈现出左低、右高的形态, 且砂堤平均高度低于另外两种稠化剂配制滑溜水所形成的砂堤。从表 6 可知, GAF-TE 配制滑溜水携

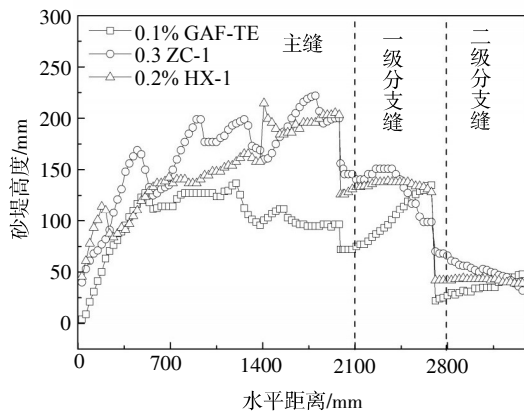


图 5 支撑剂沉降砂堤形态

表 6 裂缝中的支撑剂体积

滑溜水	支撑剂体积/cm ³			
	主缝	一级缝	二级缝	合计
0.1% GAF-TE	1296	362.5	95.2	1753.7
0.3% ZC-1	2016	458.3	142.8	2617.1
0.2% HX-1	1836	462	117.6	2415.6

带支撑剂沉降后形成的砂堤体积最小, 比 ZC-1 的减小 32.99%, 比 HX-1 的减小 27.40%。这说明 GAF-TE 稠化剂配制的滑溜水具有更好的携砂能力, 能将支撑剂携带至更远的地方。

2.3 滑溜水性能评价

根据现场对滑溜水黏度以及性能的要求, 优化出滑溜水的配方为 0.1%稠化剂 GAF-TE+0.1%助排剂 ZP-6+0.1%破乳剂 DY202。经测试, 该滑溜水的减阻率为 76.8%, 表现出较好减阻效果; 表面张力为 26.8 mN/m, 与煤油间的界面张力为 0.96 mN/m, 破乳率为 99%, 对岩心的伤害率为 6.97%。该滑溜水的性能已达到行业标准要求, 有利于压后返排, 且对岩心低伤害。

2.4 现场应用情况

新疆油田玛 18 区块 MaHW6433 设计施工 8 段, 压裂层位百口泉组(T1b21)选用免混配变黏压裂液体系。现场采用 GAF-TE 压裂液(0.1%稠化剂 GAF-TE+0.1%助排剂 ZP-6+0.1%破乳剂 DY202)(2 段)、ZC-1 压裂液(0.3%稠化剂 ZC-1+0.2%助排剂 ZP-6+0.15%破乳剂 DY202)(2 段)、HX-1 压裂液(0.2%稠化剂 HX-1+0.1%助排剂+0.1%破乳剂 DY202)(4 段)3 种压裂液进行施工, 对比 3 种体系在同层位、同工艺、同水质、同黏度(3 mm²/s)条件下的性能, 3 种压裂液体系现场施工参数见表 7, 压裂施工曲线见图 6。

现场采用混砂车比例泵直接将稠化剂以及助排剂、破乳剂等添加剂泵入混砂筒中, 实现免混配工艺, 大大简化现场压裂液配制流程。从表 7 可知, GAF-TE 滑溜水现场用量比 ZC-1、HX-1 滑溜水的更低, 但 GAF-TE 滑溜水具有更好的携砂性能, 现场最高砂浓度达 440 kg/m³, 且施工压力平稳下降, 具体如图 6(a)所示。ZC-1、HX-1 滑溜水施工过程中砂比提升困难, 高砂比阶段, 施工压力明显上涨且波动较大, 具体如图 6(b)、(c)所示。现场试验证明

表 7 3 种压裂液体系现场施工参数

序号	压裂液体系	低黏滑溜水		中黏滑溜水		排量/(m ³ ·min ⁻¹)	压力/MPa	最高砂浓度/(kg·m ⁻³)	降阻率/%
		稠化剂质量分数/%	黏度/(mm ² ·s ⁻¹)	稠化剂质量分数/%	黏度/(mPa·s)				
1#	GAF-TE 体系	0.1	3.2	0.6	24	5~12	83-50	440	76.1
2#	ZC-1 体系	0.3	3.34	1.0	12	5~12	82.4-60	390	74.5
3#	HX-1 体系	0.2	3.14	0.8	15	5~12	87.4-54	350	73.9

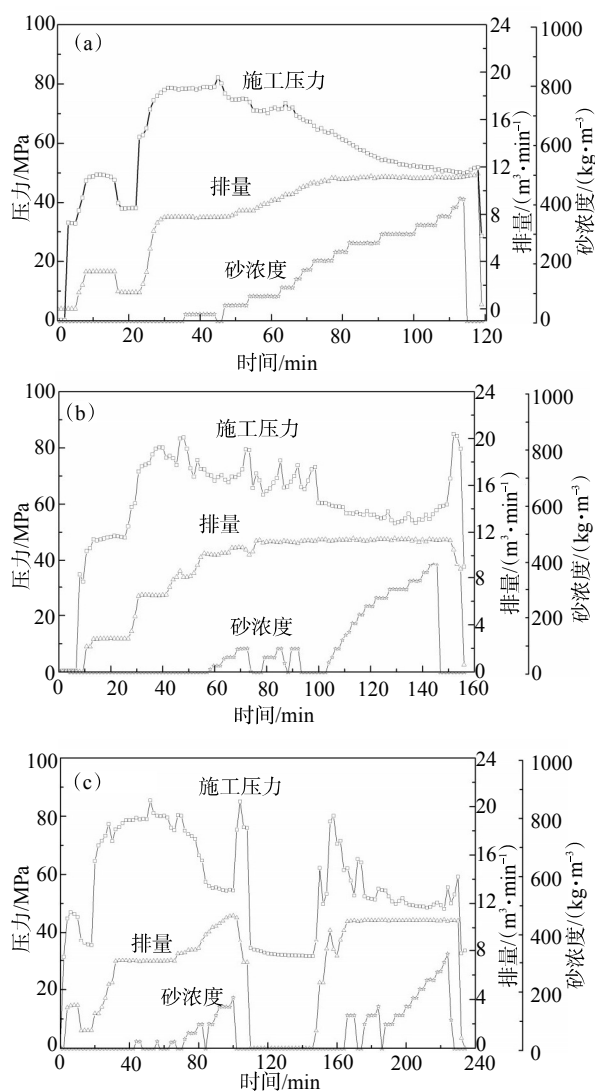


图6 GAF-TE(a)、ZC-1(b)和HX-1(c)滑溜水压裂施工曲线

GAF-TE能够满足免混配工艺要求,大大简化了现场配液工艺,节约了成本;且现场配制的滑溜水降阻性能优异,携砂性能较好,中黏滑溜水黏度稳定,与玛18区块井水具有较好的适应性。

3 结论

通过筛选稳定剂,优化稳定剂、粉剂稠化剂浓度、粒径形成的缔合型悬浮液稠化剂GAF-TE,静置90 d基本无分层;本体黏度低,可采用比例泵抽吸。

稠化剂GAF-TE在玛18井水中具有很好的溶解性以及增黏性能。在该水质条件下,滑溜水体系的降阻率大于75%,携砂性能良好,能够将支撑剂带到裂缝更远端,对岩心基质渗透率伤害率小于10%,

其他性能均满足连续混配压裂液体系指标要求。

在新疆油田应用过程中,悬浮液稠化剂GAF-TE配制的滑溜水体系相比于ZC-1、HX-1压裂液体系,携砂性能更好,现场施工压力更加平稳,施工成功率100%,具有良好的水质适应性。

参考文献:

- [1] 张大年, 张锁兵, 赵梦云, 等. 液体胍胶制备方法及其耐高温体系性能[J]. 油田化学, 2014, 31(2): 203-206.
- [2] 邹鹏, 张世林, 王林, 等. 液体胍胶非水悬浮液的制备与水合性能[J]. 油田化学, 2015, 32(1): 43-47.
- [3] 魏娟明, 刘建坤, 杜凯, 等. 反相乳液型减阻剂及滑溜水体系的研发与应用[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(1): 27-32.
- [4] 何大鹏, 刘通义, 郭庆, 等. 可在线施工的反相微乳液聚合物压裂液[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(5): 103-108.
- [5] 文新. 反相乳液合成聚丙烯酰胺作为可回收压裂液的研发与试验[D]. 西安: 陕西科技大学, 2019.
- [6] 张大年, 赵梦云, 苏长明, 等. 一种液体稠化剂体系及其应用: CN104861951A [P]. 2015-08-26.
- [7] 李嘉, 李建忠, 孙亚东, 等. 一种多功能稠化剂及其制备方法: CN112159651A [P]. 2021-01-01.
- [8] 张晓虎, 于世虎, 周仲建, 等. 页岩气井用乳液型超分子压裂液制备与应用[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(1): 120-125.
- [9] 张锋三. 双水相缔合型聚丙烯酰胺分子设计及压裂液的连续混配工艺构建[D]. 西安: 陕西科技大学, 2017.
- [10] 李小玲, 丁里, 李宁军, 等. EM50可回收压裂液体系的研制及其在苏里格气田应用[J]. 精细石油化工, 2016, 33(5): 19-23.
- [11] 姜琳琳. 油醇系浓缩压裂液的研制及应用研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工程大学, 2002.
- [12] 魏俊, 刘通义, 戴秀兰, 等. 超分子聚合物类清洁压裂液用浓缩稠化剂的制备及性能[J]. 精细化工, 2020, 37(2): 385-390.
- [13] 王维恒, 袁明进, 高咏梅, 等. 一种油田用速溶液体胍胶及其制备方法: CN109456749A [P]. 2019-03-12.
- [14] 任占春, 贾庆升, 黄波, 等. 一种高浓度油包水乳液态缔合聚合物压裂液及其制备方法: CN104449649A [P]. 2015-03-25.
- [15] 刘宽, 罗平亚, 丁小惠, 等. 抗盐型滑溜水减阻剂的性能评价[J]. 油田化学, 2017, 34(3): 444-448.
- [16] 朱炳煜, 张正群, 李刚, 等. 有机改性膨润土及其对烟嘧磺隆油悬浮体系物理稳定性的影响[J]. 应用化学, 2009, 26(8): 881-884.
- [17] 张源, 李杨, 陈波, 等. 有机改性膨润土对己啶醇水悬浮体系物理稳定性的影响[J]. 应用化学, 2011, 28(5): 565-570.
- [18] 李嘉, 王鹏祥, 孙亚东, 等. 一种压裂用醇溶性滑溜水体系及其制备方法与应用: CN112375557A [P]. 2021-02-19.
- [19] FENG Y J, LAURENT B, GRASSL B. Hydrophobically associating polyacrylamide sand their partially hydrolyzed derivatives prepared by post-modification [J]. Polymer, 2002, 46: 9283-9295.

(下转第400页。to be continued on p.400)

fluid in shale reservoir fracture network volume fracturing, the steric hindrance of twin tail monomers with different carbon chain lengths, mean square terminal distance and mean square displacement of polymer materials were simulated based on molecular dynamics. The drag reducer LMA-DiC₁₂AM-AM (LAD) was synthesized by micellar polymerization with lauryl methacrylate (LMA), acrylamide (AM) and *N,N*-dodecyl acrylamide (DiC₁₂AM), then the structure was characterized. The rheological property, drag reduction and sand-carrying capacity of LAD solution were studied by rheometer and friction tester. The results showed that DiC₁₂AM monomer had small steric hindrance, the best chain flexibility of polymer materials molecules, the best ability to bind water molecules, and the great drag reduction potential. LAD had good shear stability (viscosity > 75 mPa·s), shear recovery performance and sand-carrying capacity. The temperature-resistance capacity was up to 60 °C, meanwhile the drag reduction rate reached 67.4%. LAD had both drag reduction and sand-carrying properties, which was basically consistent with the simulation result.

Keywords: *molecular dynamics; fracturing fluid; polymer; drag reduction; sand-carrying capacity*

(上接第392页。continued from p. 392)

- [20] 刘宽, 侯冬冬, 杨哲, 等. 缔合型复合压裂液的研制与应用 [J]. 油田化学, 2019, 39(3): 381-387.
- [21] 付美龙, 刘传宗, 等. 一种新型疏水缔合聚合物的合成及性能评价 [J]. 西安石油大学学报, 2013, 38(5): 92-95.
- [22] 樊帆, 周福建, 刘致屿, 等. 圆管中聚合物稠化剂的减阻机理研究与评价 [J]. 石油化工高等学校学报, 2020, 33(2): 28-33.
- [23] 鲍晋. 页岩气藏体积改造疏水缔合聚合物压裂液基础研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
- [24] THAIS L, GATSKI T B, MOMPEAN G. Analysis of polymer drag reduction mechanisms from energy budgets [J]. *Int J Heat Fluid Flow*, 2013, 43: 52-61.

Development and Application of Fracturing Fluid Based Suspension Thickener with High Efficient Drag Reduction and Proppant Transport

MAIERYEMUGULI Anwaier¹, PU Di², ZHAI Huaijian¹, LIU Kuan², WU Guodong¹, YU Bo⁴, JIN Cheng^{2,3}

(1. Engineering Technology Research Institute, Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. Sichuan Guangya Polymer Chemical Company, Ltd, Nanchong, Sichuan 637500, P R of China; 3. School of New Energy and Materials, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China; 4. Baikouquan Oil Production Plant, Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834011, P R of China)

Abstract: In order to solve the problem of poor salt tolerance of polymer emulsion thickening agent for fracturing and the poor stability of suspension thickener, based on the salt resistant associating polymer KFPY, the stabilizer, the particle size and proportion of the powder polymer thickener were optimized by determining the stability time and the bulk viscosity of suspension slurry thickener, the suspension emulsion thickening agent GAF-TE formula was formed as follows: 48.5% white oil, 1.5% emulsifying agent G10, 5% organic modified bentonite and 45% salt resistant associating thickener KFPY. The performances of the GAF-TE including solubility, viscosity increasing, drag reducing and proppant transporting were evaluated in the formation water of Ma 18 well. The results showed that the dissolution time of 0.1% GAF-TE was 18 s, the viscosity was 2.19 mPa·s, and the drag reduction rate was 76.8%. The dynamic carrying capacity of the GAF-TE slickwater was better than that of the ordinary polyacrylamide emulsion. The surface tension of the GAF-TE slickwater was 26.8 mN/m, and the interfacial tension between the GAF-TE slickwater and the kerosene was 0.96 mN/m. The lower damage rate of the GAF-TE slickwater to core permeability was 6.97%. The GAF-TE had been applied in Xinjiang oilfield and showed good solubility, drag reduction and sand carrying performance.

Keywords: *suspension thickener; long term stability; on-line mixing; slickwater; dynamic sand carrying; efficient drag reduction*