

文章编号:1000-4092(2022)01-021-07

可重复使用的水基压裂液的制备与性能评价*

王满学¹, 何 静², 韦海龙¹, 张婷婷¹, 魏 君¹

(1. 西安石油大学化学化工学院, 陕西 西安 710065; 2. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 陕西 西安 710075)

摘要:针对目前水基压裂返排液重复利用效率低的问题,本文以一种疏水缔合型聚合物BT1218为增稠剂、十二烷基苯磺酸和三乙醇胺为黏度促进剂FJ-1、 Na_2CO_3 为pH调节剂、KCl为黏土防膨剂、氨基磺酸与过硫酸盐为复合破胶剂,制备了一种可重复使用的水基压裂液RFrac-H,同时利用RFrac-H破胶液制备了新的压裂液,并对其耐温、耐剪切性和破胶性能进行了评价。实验表明:0.4% BT1218+0.1% Na_2CO_3 +0.5% KCl+0.30% FJ-1制备的RFrac-H压裂液,在 170 s^{-1} 下,温度由 $30\text{ }^\circ\text{C}$ 升至 $120\text{ }^\circ\text{C}$ 时,压裂液的黏度大于 $50\text{ mPa}\cdot\text{s}$,压裂液在 $100\text{ }^\circ\text{C}$ 、 170 s^{-1} 下连续剪切60 min后的黏度大于 $40\text{ mPa}\cdot\text{s}$,静态沉砂速率为 0.0214 cm/s ,破胶液的黏度为 $2.51\text{ mPa}\cdot\text{s}$,表面张力为 24.4 mN/m ,油水界面张力为 0.282 mN/m ,黏土防膨率大于80%。利用RFrac-H破胶液重复制备压裂液的性能完全满足压裂液性能指标要求,且破胶液重复使用次数多,压裂液制备成本低。利用破胶液制备的压裂液与RFrac-H比较,增稠剂和黏度促进剂加量减少了70%以上。

关键词:压裂液;疏水缔合型聚合物;破胶液;破胶液的重复使用;制备

文献标识码:A DOI: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.01.005

中图分类号:TE357.1²

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



随着水平井分段压裂、体积压裂技术在油气井压裂改造中广泛应用,单井压裂规模达千方甚至万方以上。大量含压裂液组分、泥砂、原油和地层水的废液在压裂施工后返排到地面,如果处理不当,会对井场周围土壤、植被和地表水造成一定程度的危害。对压裂返排液的回收和再利用是近年兴起的一项“节能、降耗和减排”新技术,是解决上述问题的最佳途径。该技术利用处理后的压裂返排液再配压裂液,既回收利用了返排液中的水资源,同时又利用返排液中的有效化学助剂,保护了环境,降低压裂综合成本,是今后压裂液技术发展的主要方向。

从2006年开始,国内研究者开展了利用处理后压裂返排液制备压裂液的基础研究,同时进行了现场试验性探索^[1-5]。近几年来,相关技术的研究及现

场应用较多^[6-10],但多数技术是主要以处理后的返排液为配液用水,以胍胶及其改性物等作为增稠剂、以过氧化物为破胶剂制备了可重复压裂液。其技术不足是处理后增稠剂大分子被过硫酸盐氧化降解而彻底失去其增黏特性,当破胶液再利用时,增稠剂就无法“可逆”恢复至原始特性,需要重新加入增稠剂才能制备满足压裂液黏度要求的原胶液^[11-15],未实现压裂返排液组分完全利用,因此,现场急需一种高效、低成本、可重复使用的水基压裂液技术。针对上述问题,本文以疏水缔合型聚合物BT1218为稠化剂、十二烷基苯磺酸和三乙醇胺为黏度促进剂、 Na_2CO_3 为酸碱调节剂等制备了一种可重复使用的水基压裂液RFrac-H,利用RFrac-H破胶液配制了新的压裂液,并评价了其耐温、耐剪切性和破胶性能。

* 收稿日期:2020-12-10;修回日期:2021-11-04。

作者简介:王满学(1965—),男,教授级高级工程师,西安工业大学化学专业学士(1995),从事油气田酸化压裂工作液的研究与应用工作,通讯地址:710065 陕西省西安市雁塔区电子二路18号西安石油大学化学化工学院,E-mail:1479736223@qq.com。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

疏水缔合型聚合物增稠剂 BT1218 (以 AM、AMPS 亲水性单体, α -十二烯 EA 为疏水性单体合成的疏水缔合聚合物, 其中 AM、AMPS、EA 单体质量比为 1.1:1:0.1), 平均相对分子质量为 710×10^4 , 西安石油大学自制; 黏度促进剂 FJ-1, 由十二烷基苯磺酸、三乙醇胺和水等复配而成, 有效组分含量 $\geq 40\%$, 密度为 1.010 g/cm^3 ; Na_2CO_3 、KCl、过硫酸铵和氨基磺酸, 化学级, 西安化学试剂厂。

HAAKE MARS60 型流变仪 (D100/200 系统), 赛默飞科学仪器公司; SITE100 型悬滴界面张力仪, 德国 Krüss 公司; SIGMA700 型表面张力仪, 瑞士白奥林公司; GF-100 型高速搅拌机, 常州科学仪器厂; AP-2 型恒温水浴, 常州科学仪器厂。

1.2 实验方法

原胶液制备: 在室温下, 在搅拌情况下向 99.5 g 的 0.5% KCl 水溶液中加入 0.4 g 的增稠剂 BT1218, 搅拌 10 min 中后加入 0.1 g 的 Na_2CO_3 , 再搅拌 5 min 即为 RFrac-H 原胶液, 采用 HAAKE MARS60 流变仪, 在室温、剪切速率 170 s^{-1} 下测定原胶液放置不同时间后的黏度。

RFrac-H 压裂液制备: 在室温下, 在 100 g 原胶液中加入 0.3 g 的 FJ-1, 搅拌 5 min 即可形成 RFrac-H 压裂液, 采用 HAAKE MARS60 流变仪, 在室温、剪切速率 170 s^{-1} 下测定放置 10 min 后压裂液的黏度。

RFrac-H 压裂破胶液制备: 在室温下, 取一定量 RFrac-H 压裂液, 加入一定量的复合破胶剂 (氨基磺酸/过硫酸铵), 搅拌 5 min 后, 在一定温度下放置 60 min 即可完全破胶。

RFrac-H₁ 压裂液的制备: 在 RFrac-H 破胶液中加入 0.1% Na_2CO_3 调节 pH 值至 9~10, 并加入一定量的 BT1218, 制备的原液即 RFrac-H₁ 原胶液, 再加入 0.1%~0.3% 的 FJ-1, 搅拌 5 min 即可形成一次利用压裂液 RFrac-H₁。

重复以上操作制备二次利用压裂液 RFrac-H₂。

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》, 评价压裂液的耐温、耐剪切性能和破胶性能。

2 结果与讨论

2.1 RFrac-H 压裂液性能的影响因素

2.1.1 增稠剂 BT1218 的黏度特性

质量分数分别为 0.2%、0.25%、0.3% 和 0.35% 的 BT1218 溶液的黏度随放置时间的变化见图 1。由图 1 可看出, 在相同溶解时间下, 随 BT1218 加量的增大, 溶液的黏度增大; 在相同加量下, 随着溶解时间的延长, BT1218 溶液的黏度逐渐增大, 静置 30 min 后的黏度达最大。

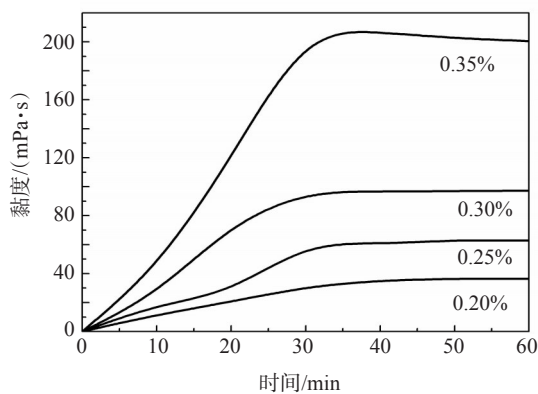


图1 BT1218加量对BT1218溶液黏度的影响

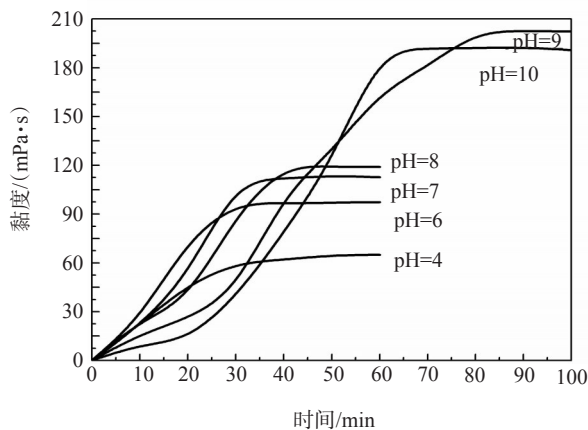


图2 酸碱性对BT1218溶液黏度的影响

先采用盐酸或碳酸钠调节水溶液 pH 值分别为 4、6、7、8、9 和 10, 然后加入 0.35% 的 BT1218, 测定在不同时间下增稠剂溶液的黏度, 结果见图 2。由图 2 可知, BT1218 溶液的黏度受酸碱性影响较大, 随溶液 pH 值的增大呈现先增后降的趋势。当溶液 pH 值 ≤ 9 时, BT1218 溶液的黏度随着 pH 值升高增大; 当溶液 pH=9 时, BT1218 溶液的黏度最大; 继续增大 pH 值时, BT1218 溶液的黏度下降。因此, 利用

BT1218增稠剂这一特性,可在破胶剂中引入一定量的酸性物质来加速其快速破胶;而在破胶液再利用时,将酸性破胶液调节至pH值为碱性,使其黏度得以恢复。

2.1.2 黏度促进剂对压裂液性能的影响

在配方为0.4% BT1218+0.1% Na_2CO_3 +0.5% KCl的原胶液(放置10 min)中加入一定量的黏度促进剂FJ-1,FJ-1加量对压裂液的黏度和悬砂能力的影响见图3。由图3可看出,随FJ-1加量的增大,压裂液的黏度先增大后减小;沉砂速率先降低后增高,说明压裂液的悬砂能力先增强后减弱。当FJ-1加量为0.30%时,压裂液的黏度和悬砂能力均最佳。疏水缔合型聚合物增稠剂BT1218与阴离子表面活性剂FJ-1之间协同作用对溶液黏度的影响显著高于聚合物单剂对溶液黏度贡献,可通过调整FJ-1加量维持BT1218溶液的黏弹性。

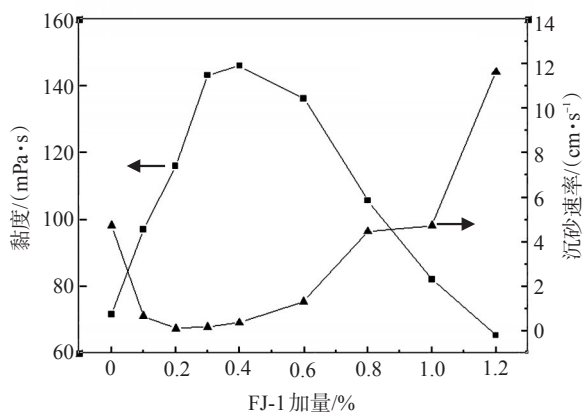


图3 黏度促进剂加量对BT1218溶液特性的影响

通过上述实验优化得到了RFrac-H压裂液的配方为:99.70% RFrac-H原胶液+0.30% FJ-1,其中,BT1218/FJ-1的最佳质量比约为4/3,RFrac-H原胶液配方为0.4% BT1218+0.1% Na_2CO_3 +0.5% KCl。

2.1.3 压裂液RFrac-H的综合性能

RFrac-H压裂液是依据疏水缔合聚合物与表面活性剂相互协同作用三阶段模型为理论基础^[16-21],首先依靠疏水缔合聚合物中的疏水基与表面活性剂分子自组装形成混合胶束,然后依靠这种胶束与聚合物分子链中多个疏水基团形成的物理交联结构体来改变大分子链形态及流体力学体积,使聚合物溶液的黏度特性发生显著改变,其中疏水缔合聚合物形成的黏度称之为溶液的“基础”黏度,聚合物与表面活性剂协同作用形成的黏弹性流体黏度为压裂液携砂黏度。本实验利用此原理进行压裂液

的成胶设计,压裂液的成胶机理如图4所示。

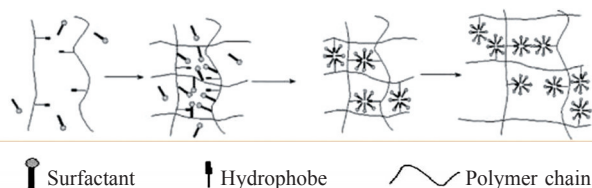


图4 疏水缔合聚合物与表面活性剂相互作用

配方为0.4% BT1218+0.30% FJ-1+0.1% Na_2CO_3 +0.5% KCl的压裂液的耐温抗剪性的评价结果见图5和图6。在剪切速率 170 s^{-1} 下,当温度由 $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ 升至 $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时压裂液RFrac-H的黏度由起初的 $145\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 降至近 $70\text{ mPa}\cdot\text{s}$;在温度 $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、剪切速率 170 s^{-1} 下,压裂液RFrac-H在被连续剪切80 min后的黏度 $\geq 50\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。由此可见,RFrac-H压裂液具有良好的耐温抗剪切性能。

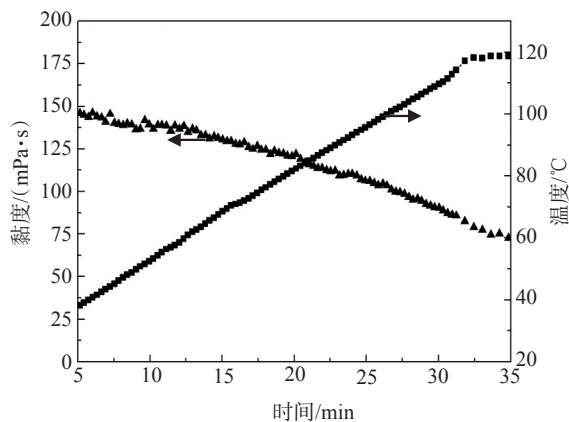


图5 RFrac-H压裂液的黏温曲线

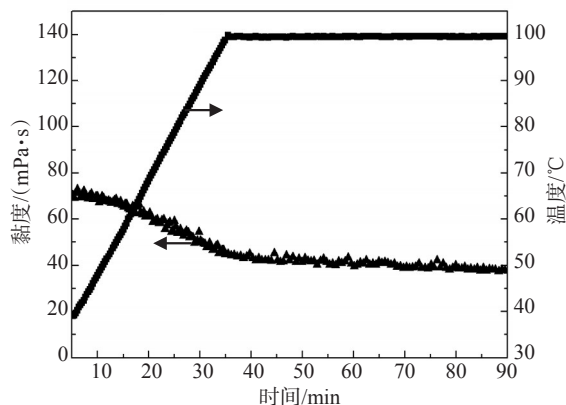


图6 RFrac-H压裂液的黏度随剪切时间的变化

RFrac-H压裂液的破胶是采用氨基磺酸和过硫酸盐作为复合破胶剂,利用聚合物溶液在弱酸环境下黏度急剧下降这一特性(图2),通过在压裂液中

引入酸性胶囊作为主要破胶剂使压裂液黏度大幅度降至一定值,然后借助少量的过氧化物实现破胶。其设计目的是在实现压裂液破胶过程中尽可能减少过氧化物破胶剂对增稠剂分子结构的破坏,最大限度地保持破胶液中增稠剂的结构和黏度特性,提高破胶液中增稠剂在再利用时的使用效率。

本实验首次利用氨基磺酸和过硫酸盐作为复合破胶剂,在 100 ℃ 下对配方为 0.4% BT1218+0.3% FJ-1+0.1% Na_2CO_3 +0.5% KCl 的压裂液进行破胶,其中氨基磺酸加量为压裂液质量的 0.1%,过硫酸铵加量为 0.005%,在 100 ℃ 下破胶反应 2 h 后完全破胶,破胶液无残渣,黏度为 2.512 mPa·s,表面张力为 24.4 mN/m,与煤油间的界面张力为 0.282 mN/m,对黏土的防膨率为 81.2%,其中聚合物 BT1218 的相对分子质量由破胶前 $600 \times 10^4 \sim 800 \times 10^4$ 下降为 $400 \times 10^4 \sim 600 \times 10^4$,说明氨基磺酸和过硫酸盐复合破胶剂对压裂液 RFrac-H 具有良好的破胶性能。

综上所述,优化的 RFrac-H 压裂液完全满足 SY/T 5107—2005 对水基压裂液性能评价指标的要求。

2.2 利用破胶液制备压裂液

由于 RFrac-H 压裂液体系具有聚合物和表面活性剂型压裂液共性。为了实现压裂液破胶液再利用,实验通过采用氨基磺酸和过硫酸铵作为复合破胶剂。在破胶液后续利用时,可以通过调节破胶液的酸碱性并添加一定量的增稠剂以弥补因破胶对其黏度特性造成的损害,使新制备的原液黏度重新达到所需值。

2.2.1 一次利用压裂液 RFrac-H₁

(1) 增稠剂对 RFrac-H 破胶液黏度影响

在室温下,在 2.1.3 节制备的 RFrac-H 破胶液中依次加入 0.1% 的 Na_2CO_3 和一定量的增稠剂 BT1218 制得一次原胶液,考察不同 BT1218 加量对一次原胶液黏度和悬砂能力的影响,结果见表 1。从表 1 可看出,随着 BT1218 加量的增大,一次原胶液的黏度和悬砂能力逐渐增大。当在 RFrac-H 破胶液中加入 0.1% 的增稠剂 RFrac-H 时所制备的一次原胶液的黏度和悬砂能力均优于用地表水配制的含 0.30% 的增稠剂原胶液性能(黏度 78.9 mPa·s,沉砂速率 1.255 cm/s)。这是因为用于配液的 RFrac-H 破胶液中含有部分未被降解的聚合物和黏度促进剂组分。新制备的一次原胶液配方为:RFrac-H 破胶液+0.1%

BT1218+0.1% Na_2CO_3 。

表 1 BT1218 加量对一次原胶液性能的影响

BT1218 加量/ %	黏度/ (mPa·s)	沉砂速率/ (cm·s ⁻¹)
0	32.44	9.680
0.05	47.48	5.233
0.10	81.94	1.125
0.15	103.0	0.109
0.20	144.3	0.040

(2) FJ-1 加量对 RFrac-H 压裂液的性能影响

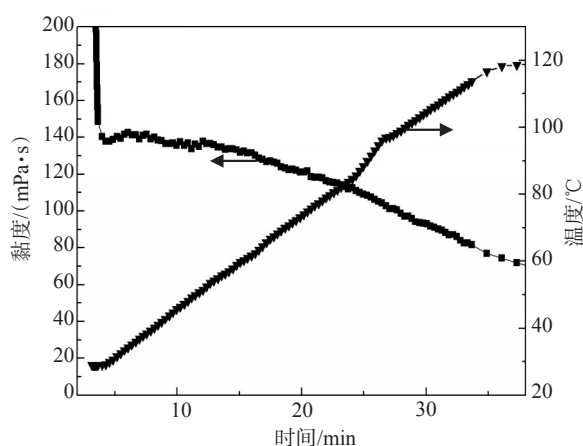
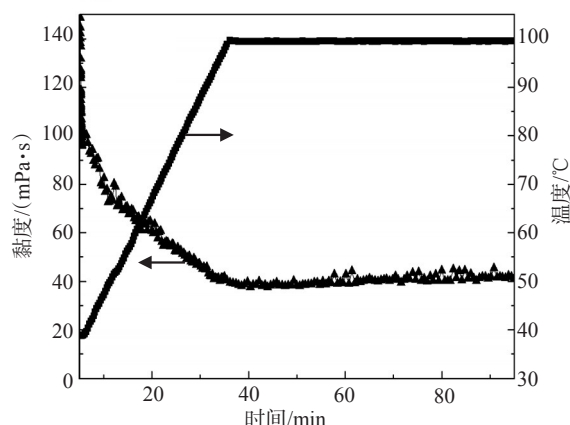
在一次原胶液中加入黏度促进剂 FJ-1,制得一次压裂液即 RFrac-H₁ 压裂液。在室温下,向 100 g 的 RFrac-H₁ 原胶液加入一定量的 FJ-1,充分搅拌 5 min 后考察 FJ-1 加量对所制备的 RFrac-H₁ 压裂液的黏度和悬砂能力的影响,结果见表 2。从表 2 可看出,随着 FJ-1 加量的增大,RFrac-H₁ 压裂液的黏度先增大后减小,悬砂能力先增强后减弱。当 FJ-1 加量为 0.1% 时,压裂液的黏度最高,悬砂能力最强。通过实验优化的 RFrac-H₁ 压裂液配方为:RFrac-H 破胶液+0.1% BT1218+0.1% Na_2CO_3 +0.1% FJ-1。

表 2 FJ-1 加量对 RFrac-H₁ 压裂液黏度和悬砂能力的影响

FJ-1 加量/ %	黏度/ (mPa·s)	沉砂速率/ (cm·s ⁻¹)
0	81.94	0.314
0.02	92.90	0.123
0.05	109.8	0.062
0.10	125.0	0.046
0.12	120.2	0.060
0.15	118.2	0.054

(3) RFrac-H₁ 压裂液性能

抗温和抗剪切性是压裂液重要的特性指标之一。配方为 RFrac-H 破胶液+0.1% Na_2CO_3 +0.1% BT1218+0.1% FJ-1 的一次压裂液 RFrac-H₁ 的抗温和抗剪性测试结果见图 7 和图 8。在剪切速率 170 s⁻¹ 下,当温度由室温升至 120 ℃ 时,RFrac-H₁ 压裂液的黏度从起初 140 mPa·s 降至 73 mPa·s; RFrac-H₁ 压裂液在 100 ℃、170 s⁻¹ 下被连续剪切 85 min 后的黏度稳定且维持在 50 mPa·s 以上。由此可见,RFrac-H₁ 压裂液具备优良的抗温抗剪切性且与原压裂液 RFrac-H 的性能相当。

图7 RFrac-H₁压裂液的黏温曲线图8 RFrac-H₁压裂液的黏时曲线(100 °C、170 s⁻¹)

(4) RFrac-H₁压裂液的破胶液性能

在100 °C下,向RFrac-H₁压裂液中分别加入0.1%的氨基磺酸和0.005%的过硫酸铵,恒温2 h后RFrac-H₁压裂液彻底破胶,破胶液破胶液无残渣,黏度为2.227 mPa·s,表面张力为24.20 mN/m,与煤油间的界面张力为0.26 mN/m,稠化剂BT1218的相对分子质量为 $400 \times 10^4 \sim 600 \times 10^4$ 。

综上所述,RFrac-H₁压裂液的抗温、抗剪切性和破胶性能均符合压裂液和返排液评价指标要求。与RFrac-H压裂液比较,采用RFrac-H压裂破胶液配制RFrac-H₁压裂液的增稠剂加量降低了75%,黏度促进剂加量降低了66.7%,且破胶液中增稠剂的相对分子质量仅较破胶前的下降约20%。

2.2.2 二次压裂液 RFrac-H₂

在室温下,通过在RFrac-H₁破胶液中加入0.1% Na₂CO₃和不同量的增稠剂BT1218制得二次原胶液,对其溶液黏度特性测试发现,配方为RFrac-H₁破胶液+0.1% BT1218+0.1% Na₂CO₃的二次原胶液(pH=8.6)的黏度为80.3 mPa·s,与用水配制的配方

为0.4% BT1218+0.1% Na₂CO₃+0.5% KCl的原胶液的黏度相当。因此,二次原胶液配方为:RFrac-H₁破胶液+0.1% BT1218+0.1% Na₂CO₃。

(1) FJ-1加量对RFrac-H₂压裂液性能的影响

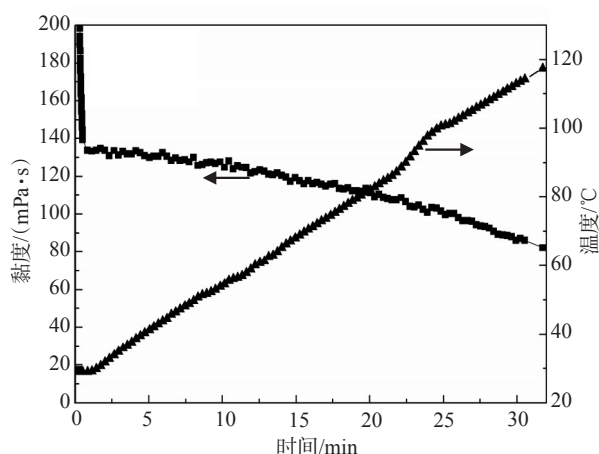
在室温下向二次原胶液中加入一定量的黏度促进剂FJ-1,充分搅拌5 min后,考察FJ-1加量对所制备的压裂液RFrac-H₂的黏度和悬砂能力的影响,结果见表3。从表3可看出,随FJ-1加量的增大,压裂液RFrac-H₂的黏度先增大后减小,悬砂能力先增强后减弱呈现先增后降的趋势,当FJ-1加量为0.05%时,压裂液RFrac-H₂的黏度最大,悬砂能力最强。利用二次破胶液制备的压裂液RFrac-H₂的配方为:RFrac-H₁破胶液+0.1% BT1218+0.1% Na₂CO₃+0.05% FJ-1。

表3 FJ-1加量对RFrac-H₂原胶液性能的影响

FJ-1加量/ %	黏度/ (mPa·s)	沉砂速率/ (cm·s ⁻¹)
0	80.3	0.023
0.05	85.9	0.011
0.10	73.5	0.035
0.20	68.9	0.147

(2) 二次压裂液 RFrac-H₂性能

RFrac-H₂压裂液的抗温和抗剪切性能测试结果见图9和图10。从上述压裂液的抗温曲线看出:RFrac-H₂压裂液在170 s⁻¹下,实验温度由20 °C升至120 °C时,压裂液的黏度>60 mPa·s;该压裂液在100 °C,170 s⁻¹连续剪切60 min后的黏度稳定且保持在50 mPa·s左右;通过测试其破胶液黏度小于

图9 RFrac-H₂压裂液的黏温曲线

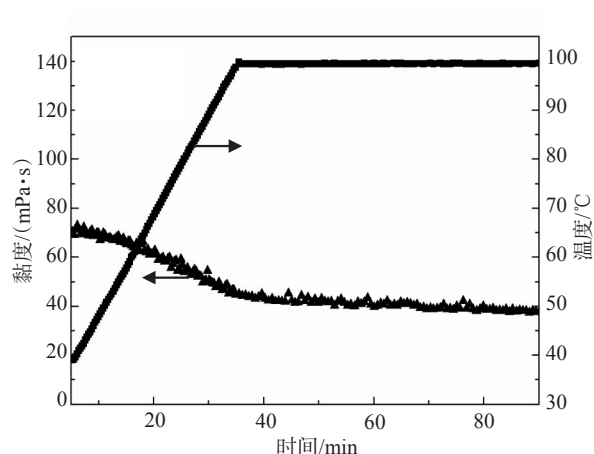


图10 RFrac-H₂压裂液黏时曲线(100 °C、170 s⁻¹)

2.98 mPa·s,且无残渣,破胶液的表面张力小于23.8 mN/m,与煤油间的界面张力小于0.218 mN/m。由此表明:RFrac-H₂压裂液具有良好抗温和抗剪切性能,且BT1218和FJ-1加量与压裂液RFrac-H比较减少了75%。

3 结论

采用氨基磺酸/过硫酸盐为复合破胶剂体系对配方为0.4% BT1218+0.3% FJ-1+0.1% Na₂CO₃+0.5% KCl的压裂液进行破胶,既实现了压裂液的“暂时”破胶,又最大限度地维持了破胶液中增稠剂分子结构。

利用RFrac-H压裂液破胶液制备的一次压裂液RFrac-H₁和二次压裂液RFrac-H₂的抗温、抗剪性、破胶液特性与压裂液RFrac-H相当,制备压裂液时增稠剂和黏度促进剂加量减少了70%以上,既可回收利用了返排液中的水资源,又可降低压裂综合成本。

参考文献:

[1] 王满学,何静,王奎,等.用油田回注污水配制水基压裂液的研究与应用[J].石油钻探技术,2006,34(6):67-70.
[2] 管保山,梁利,程芳,等.压裂返排液取水应用技术[J].石油学报,2017,38(1):99-104.
[3] 庄照锋,张士诚,张劲,等.硼交联羟丙基瓜尔胶压裂液回收再用可行性研究[J].油田化学,2006,23(2):120-123.

[4] 李谦定,张莹,李善建,等.羟丙基瓜尔胶压裂液重复利用技术研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2011,26(5):116-117.
[5] 管保山,薛小佳,何志武,等.低分子量合成聚合物压裂液研究[J].油田化学,2006,23(1):36-38.
[6] 熊颖,刘友权,石晓松,等.可回收再利用的低分子胍胶压裂液技术研究[J].石油与天然气化工,2014,43(3):279-283.
[7] 何明舫,来轩昂,李宁军,等.苏里格气田压裂返排液回收处理方法[J].天然气工业,2015,35(8):114-119.
[8] 蒲祖凤,庚文静,李嘉,等.可重复使用压裂液体系开发与试验[J].钻采工艺,2014,37(1):91-94.
[9] 刘立宏,陈江明,刘通义,等.东北油气田压裂液返排液重复利用技术[J].钻井液与完井液,2015,32(4):92-95.
[10] 山树民,吕小明,古正富,等.靖边气田新型可回收压裂液研究与应用[J].科学技术与工程,2016,28(16):185-189.
[11] 王满学.水基压裂液重复使用技术的现状及发展趋势[J].断块油气田,2018,25(3):394-397.
[12] 吴新民,赵建平,陈亚联,等.压裂返排液循环再利用影响因素[J].钻井液与完井液,2015,32(3):81-85.
[13] 王所良,黄永章,樊庆缘.可回收聚合物压裂液体系及其性能研究[J].油田化学,2018,34(4):594-598.
[14] 柯从玉,彭丽,李小玲,等.苏里格气田压裂液返排液重复利用的可行性[J].油田化学,2020,37(3):409-414.
[15] 鲍晋,罗平亚,郭拥军,等.非交联缔合结构压裂液新型增黏辅助剂优选与性能评价[J].钻井液与完井液,2015,35(1):321-315.
[16] 李文波,谭颖,徐昆,等.表面活性剂对疏水缔合水凝胶性能的影响[J].高分子学报,2013,24(8):88-89.
[17] 梁晓静,孙焕泉,李振泉,等.磺酸盐表面活性剂与疏水缔合聚合物作用的热力学[J].油田化学,2013,30(2):226-230.
[18] 戴玉华,吴飞鹏,李妙贞,等.新型疏水缔合聚合物P(AM/POEA)与表面活性剂的相互作用[J].化学学报,2005,63(14):1329-1334.
[19] 叶仲斌,施雷庭,杨建军,等.新型缔合聚合物与表面活性剂的相互作用[J].西南石油学院学报(自然科学版),2003,25(1):55-58.
[20] 冯茹森,寇将,薛松松,等.疏水缔合聚合物与非离子表面活性剂的相互作用[J].油田化学,2017,34(1):159-163.
[21] 杨军,王航,梅拥军,等.疏水缔合聚丙烯酸与TX-10的相互作用及流变性[J].西南石油大学学报(自然科学版),2008,30(5):121-125.

Research on the Reusable Water-based Fracturing Fluid

WANG Manxue¹, HE Jing², WEI Hailong¹, ZHANG Tingting¹, WEI Jun¹

(1. College of Chemistry & Chemical Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, P R of China; 2. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Ltd., Xi'an, Shaanxi 710075, P R of China)

Abstract: In view of the current low efficiency of reuse of water-based fracturing flowback fluid, A reusable water-based fracturing fluid RFrac-H was prepared used a hydrophobic associative polymer BT1218 as a thickener, and dodecylbenzenesulfonate and triethanolamine as a viscosity accelerator FJ-1, Na₂CO₃ as pH regulator, KCl as clay anti-swelling agent, sulfamic acid and persulfate as composite breaker, and RFrac-H gel breaker was also used to prepare new fracturing fluid, and the temperature resistance, shear resistance and gel breaking performance of the fracturing fluid were evaluated. Experiments results showed that when the temperature rose from 30 °C to 120 °C, the viscosity of RFrac-H fracturing fluid, composed of 0.4% BT1218+0.1% Na₂CO₃+0.5%KCl+0.30% FJ-1, was greater than 50 mPa·s at the shear rate of 170 s⁻¹; the viscosity of the above fracturing fluid was greater than 40 mPa·s after continuous shearing for 60 min at the temperature of 100°C and at the shear rate of 170 s⁻¹, and its static settlement velocity of suspended sand was 0.0214 cm/s. After breaking, the viscosity of the breaker fluid was 2.51 mPa·s, the surface tension was 24.4 mN/m, the interfacial tension was 0.282 mN/m, and the clay anti-swelling rate was greater than 80%. The performance of the fracturing fluid prepared by RFrac-H breaker fully met the requirements of fracturing fluid performance indicators, and the breaker fluid could be reused several times, which could reduce the cost of liquid preparation notably. Compared with RFrac-H, the fracturing fluid prepared by using breaker fluid had a reduction of more than 70% in the amount of thickener and viscosity accelerator.

Keywords: fracturing fluid; hydrophobically associating polymer; gel breaker; reuse of gel breaker; preparation

(上接第 15 页。continued from p.15)

[23] 董文博, 庄稼, 马彦龙, 等. 高温油井水泥缓凝剂聚 2-丙烯酸酰胺基-2-甲基丙磺酸/苯乙烯磺酸钠/衣康酸的合成及缓凝效果[J]. 硅酸盐学报, 2012, 40(5): 703-710.

[24] 陈林, 史铁钧. 分散聚合法制备抗盐耐温性丙烯酸酰胺-对苯乙磺酸钠共聚物[J]. 石油化工, 2011, 40(4): 419-424.

Preparation and Performance Evaluation of Polymer Microsphere as Drilling Fluid Filtrate Additive

LIU Yun¹, WANG Ning², ZHANG Wenzhe³

(1. Research Center for Exploration and Development Technology, Yanchang Oilfield Company, Ltd, Yan'an, Shaanxi 716000, P R of China; 2. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, P R of China; 3. Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Company, Ltd, Xi'an, Shaanxi 710018, P R of China)

Abstract: Aiming at the failure of existing fluid loss agent in the environment of high temperature and high salinity, a polymer microsphere was synthesized through inverse emulsion polymerization by water-soluble monomers, such as sodium *p*-styrene sulfonate with benzene ring structure and sulfonic acid group, 2-acrylamide-2-methylpropanesulfonic acid and acrylamide, and oil phases, such as sorbitan fatty acid ester (Span 80), polyoxyethylene sorbitan monostearate (Tween 60) and liquid paraffin. Infrared spectroscopy, thermogravimetric analysis, scanning electron microscope and laser particle size analyzer were used to characterize the product. Then the swelling performance, salt resistance, aging performance, temperature resistance and plugging performance in the core were studied. The results showed that the microspheres displayed a spherical morphology with a particle size of 2.82—10.26 μm, and began to decompose at 270 °C. It was found that the final expansion ratio of microspheres in deionized water was nearly 5 times the size of the previous one after reaching the swelling equilibrium. Microspheres exhibited a good fluid loss reduction performance in high salinity and high temperature conditions, and had good anti-aging property. A good plugging performance was observed in core plugging experiments. The polymer microspheres aggregated in macropores, where effective plugging was achieved.

Keywords: polymer microsphere; fluid loss agent; plugging performance; high temperature; high salinity