

文章编号:1000-4092(2020)01-011-06

一种两性离子聚合物“油包水”乳液滑溜水减阻剂的研制与现场应用*

冯玉军¹,王 兵²,张云山²,顾行彦²,张 胜²

(1. 四川大学高分子研究所, 高分子材料工程国家重点实验室, 四川 成都 610065; 2. 胜利油田胜利化工有限责任公司, 山东 东营 257055)

摘要:滑溜水压裂液是页岩气体体积压裂技术的重要载体和实现手段, 通常使用阴离子聚丙烯酰胺“油包水”乳液作为减阻剂, 但存在抗盐性及与黏土稳定剂配伍性差的问题。为解决上述问题, 室内合成了系列两性离子聚合物“油包水”乳液减阻剂 SCJZ, 在考察其溶解分散性和减阻性及其与小阳离子黏土稳定剂配伍性的基础上, 构建了以减阻剂为主剂的滑溜水体系, 评价了该滑溜水体系的性能, 并进行了现场应用。结果表明, 单体 AM、AA、AMPS、DMAAC 质量比为 70:20:5:5 下所合成的两性离子聚丙烯酰胺“油包水”乳液减阻剂 SCJZ-2, 其相对分子质量可达到 1200 万以上, 完全溶解时间小于 3 min, 30 s 即可溶解分散发挥减阻作用, 有利于实现滑溜水压裂液的在线连续混配。该减阻剂与 3 种常用的小阳离子黏土稳定剂具有良好的配伍性。该减阻剂在清水及模拟地层水中均具有良好的减阻性能, 10 m/s 线速度下的减阻率可达到 75% 左右。使用清水及模拟地层水配制的滑溜水体系 (0.1% 减阻剂 SCJZ-2+0.1% 氯化胆碱+0.2% 烷基葡萄糖苷) 均可满足表面张力低于 28 mN/m、防膨体积低于 3 mL、减阻率大于 70% 的标准要求, 在现场应用效果良好。图 2 表 3 参 14

关键词:体积压裂; 滑溜水; 两性离子聚合物“油包水”乳液; 减阻剂

中图分类号:TE357.12 **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.01.003

相对于传统压裂作业, 非常规油气压裂的液量大、排量大、砂量大, 但支撑剂粒径小、砂比低^[1], 因此需要在压裂液中加入减阻剂以大幅度降低压裂液流动时的摩擦系数, 从而减小施工压力。1997 年, Mitchell 能源公司首次将滑溜水应用于 Barnett 页岩气的压裂作用中, 并取得了成功^[2]。此后, 滑溜水压裂液在美国的压裂增产措施中得到了广泛应用, 不但使压裂费用较大型水力压裂较少 65%, 而且使页岩气最终采收率提高了 20%^[3]。到 2004 年滑溜水压裂液的使用量已占美国压裂液使用总量的 30% 以上^[4]。

滑溜水减阻剂通常为线性高分子水溶性聚合物, 如聚丙烯酰胺(PAM)及其衍生物^[5]。通常认为, 聚合物减阻剂加入后, 大分子线性基团在管道流体

中伸展, 使流体内部的紊动阻力下降, 抑制了径向的湍流扰动, 使更多的力作用在轴向流动方向上; 同时, 通过吸收能量, 干扰薄层间的水分子从缓冲区进入湍流核心, 从而阻止或者减轻湍流^[6]。由于 PAM 干粉溶解时间较长, 为满足现场大排量压裂下的快速溶解和即配即用的要求, 实际应用中多采用乳液型产品^[7-8]。目前通常使用阴离子聚丙烯酰胺(HPAM)“油包水”乳液作为滑溜水减阻剂, 但其存在以下缺陷: 抗盐性差, 在高矿化度水质下, 滑溜水摩阻迅速增大, 甚至与清水的摩阻接近^[9]; 当使用此返排液重新配液时, 不仅会导致 HPAM“油包水”乳液分散、溶解困难, 也会因为无机盐含量增高而屏蔽 HPAM 分子链上的静电排斥, 从而使聚合物线团变得卷曲, 使减阻效果变差。其次, HPAM 与小阳离

* 收稿日期: 2019-06-11; 修回日期: 2019-08-26。

基金项目: 高分子材料工程国家重点实验室开放基金探索项目“页岩气开采用智能高分子材料的研究”(项目编号 sklpme2014-2-06)。

作者简介: 冯玉军(1971-), 男, 研究员、博士生导师, 西南石油大学应用化学博士(1999), 研究方向为智能软物质材料及油田化学, 通讯地址: 610065 四川成都四川大学高分子研究所, 电话: 028-85408037, E-mail: yjfeng@scu.edu.cn。

子黏土稳定剂的配伍性差,容易出现絮状物,导致减阻效果变差,并造成地层伤害^[10]。

本文利用反相乳液聚合制备了系列两性离子聚丙烯酰胺(APAM)“油包水”乳液减阻剂,在考察其溶解分散性、减阻性及其与小阳离子黏土稳定剂配伍性的基础上,优化出了减阻剂,并以其为主剂构建了滑溜水体系,评价了该滑溜水体系的性能,并进行了现场应用。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

丙烯酸(AA),淄博横联化工有限公司;丙烯酰胺(AM),江西昌九化工生物化工股份有限公司;2-丙烯酰胺基二甲基丙磺酸(AMPS),潍坊泉鑫化工有限公司;二甲基二烯丙基氯化铵(DMDAAC)、聚二甲基二烯丙基氯化铵(PDMDAAC),杭州银湖化工有限公司;乳化剂斯盘-80及反相剂MOA-9,江苏省海安石油化工厂;烷基葡萄糖苷(APG),东营市盈锋化工有限责任公司;氯化胆碱,有效含量75%,山东恩贝集团有限公司;水溶性偶氮引发剂;青岛润兴光电材料有限公司;环氧氯丙烷—二甲胺共聚物,江西斯莫生物化学有限公司;环氧丙基三甲基氯化铵,山东鲁科化工集团有限公司;以上均为工业品。乙醇、丙酮、NaOH,均为分析纯。3种现场使用的商品化减阻剂:两性离子型减阻剂520S,相对分子质量1000万,阳离子度20%,水解度10%;阴离子型减阻剂DR6000,相对分子质量1200万,水解度20%;阴离子型减阻剂7850,相对分子质量1200万,水解度30%。模拟地层水,矿化度25662 mg/L,主要离子质量浓度(单位 mg/L): Na^+ 9000, Ca^{2+} 429, Mg^{2+} 280, SO_4^{2-} 1795, Cl^- 14159。处理后的压裂液返排液,矿化度约20617 mg/L,主要离子质量浓度(单位 mg/L): Na^+ 9127, Ca^{2+} 223, Mg^{2+} 17, SO_4^{2-} 955, Cl^- 10295。

乌氏黏度计,上海密通科技公司;恒速搅拌器,上海申生科技有限公司;MZ-IV型压裂液摩阻测试仪,江苏省海安县石油科研仪器有限公司;BZY-2型全自动表界面张力仪,上海衡平仪器仪表厂;LD4-2A型台式低速离心机,北京京立离心机有限公司。

1.2 两性离子聚丙烯酰胺“油包水”乳液减阻剂SCJZ的合成

按设计量向水中加入AA或AMPS后,用NaOH

中和至 $\text{pH}=7$,接着加入AM和DMDAAC配制水相;将乳化剂斯盘-80溶于白油中配制油相,使乳化剂占白油质量的6%。将一定量的水相和油相混合,高速剪切乳化,然后在 N_2 保护、 20°C 下缓慢加入水溶性偶氮引发剂引发乳液聚合反应,在 50°C 反应2 h后降至室温,加入占白油质量5%的MOA-9,搅拌反相后即得SCJZ型两性离子乳液减阻剂。

1.3 相对分子质量的测定

将上述合成的SCJZ“油包水”乳液减阻剂用过量的乙醇或丙酮沉淀分离,再将得到的聚合物放入真空干燥箱中于 60°C 下真空干燥至恒重,然后按照文献[11]给出的标准方法配制聚合物溶液,并用玻璃毛细管黏度计测定聚合物的特性黏数,再参照国家标准[12]计算聚合物的黏均相对分子质量。

1.4 溶解性测试

室温下,向图1所示的压裂液摩阻测试仪储液罐中加入60 L的自来水,开启循环泵,调整变频器,控制流量为17 L/min,在开启搅拌的情况下,5 s内加入60 mL的减阻剂SCJZ-2,记录压差随时间的变化,并绘制曲线。

1.5 减阻率测试

参照行业标准[13],采用图1所示的压裂液摩阻测试仪,选用管长2.5 m、管径10 mm的管路对减阻剂进行降阻测试,并与空白流体作对比。具体实验方法如下:向压裂液摩阻测试仪储液罐中加入60 L的自来水,开启循环泵,控制温度在 25°C ,调整变频器,使流量控制在3.4、6.8、10.2、13.6、17.0、20.4、

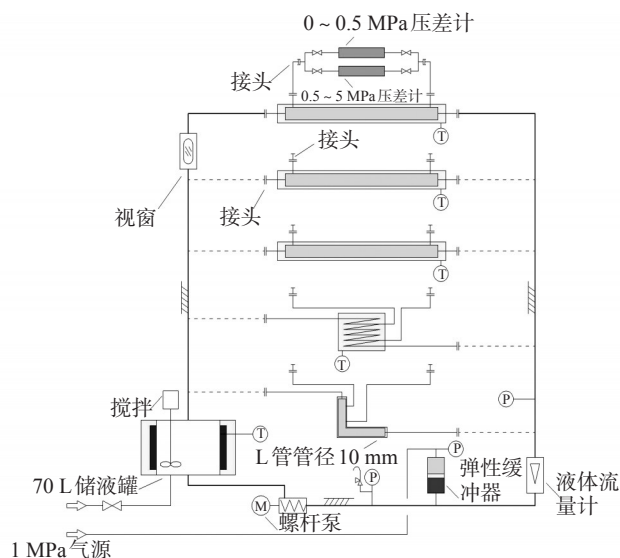


图1 压裂液摩阻测试流程示意图

23.8 L/min, 对应的线速度分别为 2、4、6、8、10、12、14 m/s, 记录清水过管路后的摩阻压差。停止循环泵, 在开启搅拌泵情况下, 向 60 L 的自来水中加入 60 mL 的“油包水”乳液减阻剂样品, 配制成质量分数为 0.1% 的减阻剂水溶液, 溶解 10 min 后停止搅拌; 再次开启循环泵, 调整变频至上述流量, 记录 0.1% 的减阻剂水溶液通过管路后的摩阻压差, 按式 (1) 分别计算减阻率:

$$DR = \frac{P - P_{DR}}{P} \times 100\% \quad (1)$$

式中, P 为未加减阻剂时流体的摩阻压差, P_{DR} 为加入减阻剂后流体的摩阻压差。

按式 (2) 计算相应的雷诺数:

$$Re = \frac{4Q}{\pi d \mu} \quad (2)$$

式中, Re —雷诺数, Q —体积流量, m^3/s ; d —测试管内径, m ; μ —水的运动黏滞系数, m^2/s 。

按照相同方法测试 SCJZ-2 在模拟地层水中的降阻率。

1.6 表面张力测试

使用全自动表面张力仪, 采用悬片法在室温下测定待测溶液的表面张力。

1.7 防膨率测试

将 0.50 g 的膨润土粉装入 10 毫升的离心管中, 加入待测溶液, 充分摇匀后在室温下存放 2 h, 装入离心机内, 在转速 1500 r/min 下离心分离 15 min, 读膨润土膨胀后的体积 V_1 。按照上述方法, 分别用 10 mL 水和 10 mL 煤油取代待测溶液, 测定膨润土在水中的膨胀体积 V_2 及在煤油中的膨胀体积 V_0 , 按式 (3) 计算防膨率 B :

$$B = \frac{V_2 - V_1}{V_2 - V_0} \times 100\% \quad (3)$$

2 结果与讨论

2.1 乳液减阻剂 SCJZ 合成反应的单体配比优化

为保证所合成的 APAM 的相对分子质量(分子链长度)能控制在合适的范围以及聚合物具有“主链线性, 侧链柔性”的分子结构, 在常规“油包水”乳液合成工艺基础上, 根据减阻剂性能要求, 设计了系列的单体组成及配比, 考察了单体配比对所合成聚合物的相对分子质量和溶解时间的影响。从表 1

可以发现, 由于 AMPS、DMDAAC 两种单体的空间位阻较大, 因此 AMPS、DMDAAC 含量较高时所合成的 SCJZ-1、SCJZ-4、SCJZ-5 的相对分子质量相对较低, 均不到 1000 万; 降低 AMPS、DMDAAC 含量后, 所合成聚合物的相对分子质量增大, SCJZ-2 和 SCJZ-3 的相对分子质量均达到 1200 万以上。此外, 根据肉眼观察, 所有几种不同单体配比下所合成的 5 种减阻剂的溶解时间均在 3 min 以内。

表 1 单体配比对减阻剂分子量及溶解时间的影响

编号	单体质量配比/%				黏均相对分子质量/万	溶解时间/min
	AM	AA	AMPS	DMDAAC		
SCJZ-1	60	20	10	10	830	<3
SCJZ-2	70	20	5	5	1255	<3
SCJZ-3	60	30	5	5	1228	<3
SCJZ-4	65	20	10	5	926	<3
SCJZ-5	65	20	5	10	895	<3

2.2 溶解分散性

图 2 为 SCJZ-2 乳液通过清水稀释到质量分数为 0.1% 时、在线速度 10 m/s (对应流量为 17 L/min) 下溶解过程中压差随时间的变化。只有聚合物乳液溶解分散后才能发挥减阻作用, 在直观上表现为压差的显著降低。不难发现, 仅过了 30 s 左右, 压差就趋于平稳, 表明“油包水”乳液减阻剂 SCJZ-2 的水化分散完全, 发挥出了减阻作用。减阻剂的这种快速水化分散能力有利于滑溜水体系在线连续混配施工。

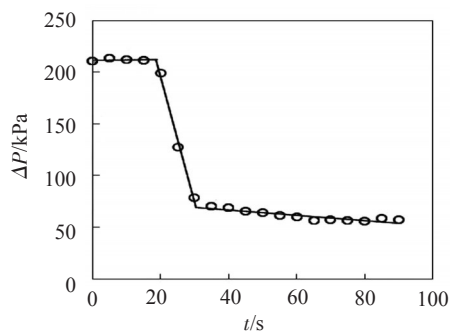


图 2 质量分数 0.1% 的 SCJZ-2 乳液分散液在溶解分散过程中压差 (ΔP) 随时间 (t) 的变化

2.3 减阻性能

表 2 对比了上述五种 APAM“油包水”乳液减阻剂在不同线速度、湍流状态 ($Re > 4000$) 下的减阻率。可以发现, 随着线速度和雷诺数的增加, 减阻

率逐渐增大,在线速度 8 m/s、雷诺数 54400 以上时,减阻率趋于稳定。在清水中,SCJZ-2 与 SCJZ-3 的减阻率相对较好,在线速度 12 m/s 下减阻率最高可达 75%以上,而 SCJZ-1、SCJZ-4、SCJZ-5 在同等条件下的减阻效果相对较差。这与 SCJZ-2 和 SCJZ-3 的相对分子质量更高有关:在泵送过程中,湍流微涡的一部分能量被聚合物线团以弹性能的形式储存起来,使涡流动能减小达到减阻效果;在同等浓度下,相对分子质量越高,聚合物线团弛豫时间更长,吸收的弹性能更多,因此减阻效果更好。

表2 系列 APAM“油包水”乳液在不同线速度下的减阻率($c_p=0.1\%$)

线速度/ ($m \cdot s^{-1}$)	雷诺 数 Re	清水中减阻率/%					模拟地层水 中减阻率/%
		SCJZ-1	SCJZ-2	SCJZ-3	SCJZ-4	SCJZ-5	SCJZ-2
2	13600	28.0	34.0	35.0	28.5	28.2	33.5
4	27200	50.5	62.0	62.2	51.5	51.0	61.2
6	40800	60.7	68.5	67.8	60.5	60.4	67.7
8	54400	68.8	74.3	73.6	69.0	68.0	72.8
10	68000	69.5	75.6	74.8	70.2	70.0	74.0
12	81600	69.6	76.2	75.4	69.5	68.5	75.5
14	95200	69.0	75.8	74.8	68.8	68.0	75.0

由于页岩气压裂作业用水量巨大,配制滑溜水压裂液常需就近取水,而不同地区的地表水、地层水的水质相差很大,当矿化度较高时,一般的阴离子聚丙烯酰胺减阻剂就会出现溶解困难、减阻效果变差等问题,同时会造成储层伤害。参照清水减阻率测试方法,考察了质量分数 0.1% 的 SCJZ-2 在模拟地层水中不同线速度条件下的减阻率,结果见表 2。在线速度 12 m/s 下,SCJZ-2 在模拟地层水中的减阻率仍然能达到 75.5%,仅比同等条件下清水中的减阻率低 0.7%,表明 SCJZ-2 在矿化度高达 25662 mg/L 的盐水中不仅具有较好的溶解性,而且能保持较好的减阻效果。这归因于两性聚合物特有的“反聚电解质”效应:在清水中,SCJZ-2 分子结构中的 AA、AMPS 链节上的部分阴离子基团与 DMDAAC 上的阳离子基团通过静电相互吸引而形成分子内络合,但其高分子长链特性使其仍能发挥较好的减阻作用;在盐水中,无机阳离子屏蔽了正、负电荷之间的静电吸引,AMPS 的引入也使聚合物具有更好

的耐盐、耐钙镁能力,使得聚合物具有较好的减阻功能。但由于 SCJZ-2 链上的阴离子基团过剩,无机阳离子会屏蔽这些阴离子基团之间的静电排斥,从而压缩聚合物线团尺寸,因此其减阻率略低于其在清水中的减阻效果。

由于 SCJZ-2 具有相对较高的相对分子质量、较好的溶解性和相对最好的减阻效果,因此使用 SCJZ-2 进行后续研究。

2.4 与小阳离子黏土稳定剂的配伍性

由于荷电性质不同,阴离子型减阻剂与常用阳离子型黏土稳定剂混配时会出现絮状不溶物,一方面降低了减阻效果,另一方面会导致地层伤害。将两性离子“油包水”减阻剂 SCJZ-2 和 3 种市售减阻剂分别与常用的 3 种黏土稳定剂进行配伍性实验,减阻剂、黏土稳定剂加量分别为 0.1% 和 0.3%。实验结果表明,阴离子型减阻剂 DR6000、7850 与阳离子黏土稳定剂环氧氯丙烷-二甲胺共聚物、聚二甲基二烯丙基氯化铵、环氧丙基三甲基氯化铵的配伍性均较差,均出现了絮状物。这是因为阴离子基团与阳离子基团由于静电吸引导致溶液分相。相对而言,不管是本文合成的 SCJZ-2 还是市售的两性离子聚合物减阻剂 520S 与以上 3 种阳离子黏土稳定剂均具有较好的配伍性。

2.5 滑溜水体系性能

2.5.1 滑溜水体系的构建

由于滑溜水体系的黏度低、滤失量大,需要加入助排剂使压裂液在发挥作用后尽可能多地返排到地面;此外,为了防止对储层伤害,要求在其中加入黏土稳定剂防止井壁坍塌,故滑溜水通常由减阻剂、助排剂和黏土稳定剂构成。考虑到页岩气压裂用水量,可能对地下水造成污染,因此选用可生物降解的烷基葡萄糖苷(APG)为助排剂、对环境友好的氯化胆碱为黏土稳定剂。在 500 r/min 搅拌转速下,往水中依次加入 0.1% 的氯化胆碱、0.2% 的 APG 和 0.1% 的反相后的 SCJZ-2,搅拌 10 min,得到的混合溶液即为滑溜水压裂液。

2.5.2 滑溜水体系性能

按照企业标准[14],分别使用清水及四川页岩气井压裂返排液(矿化度 20000~25000 mg/L)配制滑溜水,测试其表面张力、防膨体积及减阻率,结果见表 3。从表 3 可知,无论是用清水还是用压裂液返

排液配制的以 SCJZ-2 为减阻剂的滑溜水压裂液体系均完全可达到“表面张力低于 28 mN/m、防膨体积低于 3 mL、减阻率大于 70%”的现场应用标准[14]的要求。而且,用高矿化度返排液配制的滑溜水与清水配制的滑溜水相比,表面张力相差不超过 2%,膨胀体积相差不超过 1%,减阻率相差不超过 0.5%,这再次证实了 APAM 类减阻剂具有很好的耐盐性。

表 3 滑溜水体系性能

配液用水	表面张力/(mN·m ⁻¹)	防膨体积/mL	减阻率/%
清水	25.5	2.8	75.5
返排液	25.0	2.6	75.2

2.6 现场应用效果

采用按照上述方法配制的滑溜水体系进行了现场先导试验。按一段压裂设计要求,首先进行试压,循环结束后开始打入滑溜水压裂液体系进行测试试验,施工压力由 38.2 MPa 降至 29~30 MPa,共注入滑溜水压裂液 37.2 m³,平均排量 4.11 m³/min,最终稳定注入压力为 29.6 MPa,压降达到 8 MPa 以上,减阻率可达到 60%~65%。

上述滑溜水体系还在某页岩气区块两个平台井组 12 口页岩气井的压裂施工中得到了应用。在线连续混配滑溜水总液量约 36 万 m³,施工排量 12 m³/min,使用清水及矿化度 20000~25000 mg/L 的返排液配液,现场减阻率均达到 70%以上。

3 结论

单体 AM、AA、AMPS、DMDAAC 质量比为 70:20:5:5 下所合成的 APAM“油包水”乳液减阻剂 SCJZ-2,其相对分子质量可达到 1200 万以上,完全溶解时间小于 3 min,30 s 即可溶解分散发挥减阻作用,有利于实现滑溜水压裂液的在线连续混配。

该减阻剂与 3 种常用的小阳离子黏土稳定剂具有良好的配伍性,克服了常规阴离子减阻剂存在的配伍性问题。该减阻剂在清水及模拟地层水中均

具有良好的减阻性能,10 m/s 线速度下的减阻率可达到 75%左右。

使用清水及模拟地层水配制的滑溜水体系(0.1%减阻剂 SCJZ-2+0.1%氯化胆碱+0.2%烷基葡萄糖苷)均满足表面张力低于 28 mN/m、防膨体积低于 3 mL、减阻率大于 70%的标准要求,在现场应用效果良好。

参考文献:

- [1] 吴奇,胥云,刘玉章,等. 美国页岩气体积改造技术现状及对我国的启示[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(2): 1-7.
- [2] MAYERHOFER M J, RECHARDSON M F, WALKER R N, et al. Proppants? we don't need no proppants [C]. SPE 38611, 1997.
- [3] 朱军剑,张高群,乔国锋,等. 页岩气压裂用滑溜水的研究及中试应用[J]. 石油化工应用, 2013, 32(11): 24-28.
- [4] SCHEIN C. The application and technology of slickwater fracturing [C]. SPE 108807, 2005.
- [5] PALISCH T T, VINCENT M C, HANDREN P J. Slickwater fracturing: food for thought [J]. SPE Prod Oper, 2010, 25(3): 327-344.
- [6] VIRK P S. Drag reduction fundamentals [J]. AIChE J, 1975, 21(4): 625-656.
- [7] 杜凯,黄凤兴,伊卓,等. 页岩气滑溜水压裂用降阻剂研究与应用进展[J]. 中国科学:化学, 2014, 44(11): 1696-1704.
- [8] 张文龙,伊卓,杜凯,等. 水溶性减阻剂在页岩气滑溜水压裂中的应用进展[J]. 石油化工, 2015, 44(1): 121-126.
- [9] 陈鹏飞,唐永帆,刘友权,等. 页岩气藏滑溜水压裂用降阻剂性能影响因素研究[J]. 石油与天然气化工, 2014, 43(4): 405-408.
- [10] PAKTINAT J, O'NEIL B, AFTEN C, et al. Critical evaluation of high brine tolerant additives used in shale slickwater fracs [C]. SPE 141356, 2011.
- [11] 全国塑料标准化技术委员会. GB/T 12005.1—1989 聚丙烯酰胺特性黏数测定方法[S]. 北京:中国标准出版社, 1989.
- [12] 中华人民共和国化学工业部. GB/T 12005.10—1992 聚丙烯酰胺分子量测定 黏度法[S]. 北京:中国标准出版社, 1992.
- [13] 国家发展和改革委员会. SY/T 5107—2005 水基压裂液性能评价方法[S]. 北京:国家发展和改革委员会, 2005.
- [14] 江汉石油管理局. Q/SH 1035 1051—2014 涪陵页岩气田压裂用减阻水技术指标[S]. 湖北潜江:江汉石油管理局, 2014.

Laboratory Study and Field Application of a “Water-in-oil” Emulsion Ampholytic Polymer Used as Slickwater Drag Reducer

FENG Yujun¹, WANG Bing², ZHANG Yunshan², GU Xingyan², ZHANG Sheng²

(1. Polymer Research Institute, State Key Laboratory of Polymer Materials Engineering, Sichuan University, Chengdu, Sichuan 610065, P R of China; 2. Shengli Oilfield Shengli Chemicals Co., Ltd, Dongying, Shandong 257055, P R of China)

Abstract: Slickwater plays a crucial role in volumetric fracturing of shale gas reservoirs, and anionic polyacrylamide “water-in-oil” emulsion has been normally used as the drag reducer for slickwater. However, poor tolerance to inorganic salt, incompatibility with cationic clay stabilizers were evidenced in practical uses. To address these issues, a series of ampholytic polymers SCJZ were prepared by inverse emulsion copolymerization, and their solubility, drag reduction efficiency and compatibility with cationic clay stabilizers were examined. Then a slickwater system based on the ampholytic polymer drag reducer SCJZ-2 was developed, and its properties were tested prior to field applications. It was found the viscosity-average molecular weight of the polymer SCJZ-2 prepared with AM, AA, AMPS and DMDAAC mass ratio of 70:20:5:5 was higher than 12 million, and the dissolution time of the polymer was less than 3 min, and SCJZ-2 could play a role in drag reduction within 30 s, which ensured the online continuous mixing of slickwater fracturing fluids. SCJZ-2 showed good compatibility with three commonly-used clay stabilizer, improved drag reduction behavior in both fresh water and synthetic formation brine, and the friction loss was around 75% at 10 m/s pumping rate. The slickwater systems prepared from either fresh water or synthetic formation brine with formulation of 0.1% SCJZ-2, 0.1% choline chloride and 0.2% alkyl polyglucoside could satisfy the basic criteria of surface tension lower than 28 mN/m, volume expansion less than 3 mL and drag reduction higher than 70%, and good feedback from hydrofracking in shale gas reservoirs was attained.

Keywords: volumetric fracturing; slickwater; ampholytic polymer “water-in-oil” emulsion; friction reducer

(上接第6页。continued from p.6)

Preparation and Performance Evaluation of Polymeric Viscosifier with Thermal Resistance for Water-based Drilling Fluid

ZHANG Xianbin^{1,3}, LI Xin², CHEN Anliang^{1,3}, CHEN Leixu^{1,3}, CHEN Chengbin^{1,3}, HE Peng^{1,3}, FU Mingshun^{1,3}, XIE Binqiang^{1,2}

(1. Tianjin Key Laboratory of Complex Condition Drilling Fluids, Tianjin 300280, P R of China; 2. College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, P R of China; 3. CNPC Bohai Drilling and Exploring Engineering Company, Ltd, Tianjin 300280, P R of China)

Abstract: As the current temperature-salt resistance of the viscosifier of drilling mud system failed to meet the requirements of drilling operation, polymeric viscosifier ANAD was synthesized by using 2-methyl-2-acrylamidopropanesulfonicacid (AMPS), acrylamide (AM), *N*-vinylpyrrolidone (NVP), *N,N*-dimethyl acrylamide (DMAM) as monomer through free radical copolymerization technique. The orthogonal experiment design was used to optimize the reaction conditions. The chemical structure of the viscosifier ANAD was elucidated by Fourier transform infrared (FTIR) spectroscopy and nuclear magnetic resonance spectroscopy (¹H-NMR), etc. The thermal stability of ANAD was assessed by thermogravimetric analysis. Finally the rheological properties of ANAD-modified water based drilling mud were evaluated, and the viscosity-increasing mechanism of ANAD was analyzed. The results showed that the optimum preparation condition of ANAD was obtained as follows: 0.5% dosage of the initiator 2,2'-azobis isobutyl amidine dihydrochloride (AIBI), 37.70:31.10:31.10:0.10 monomer molar ratio of AMPS:NVP:AM:DMAM, 55°C reaction temperature. ANAD had excellent temperature resistance. The initial decomposition temperature of ANAD molecular was up to 328°C. ANAD-modified water based drilling mud proved satisfactory resistance to thermal aging up to 230°C or 180°C when freed of electrolytes contamination or exposed to 15% brine. ANAD had macromolecular side chains, rigid groups and polar group sulfonic acid groups, which was superior to domestic commonly used tackifiers 80A51 in temperature resistance, salt resistance, viscosity increasing and shear resistance.

Keywords: viscosifier; temperature resistance; salt resistance; water based drilling fluid