

文章编号:1000-4092(2022)04-571-06

油基钻井液高温乳化剂的制备与性能评价*

刘雪婧^{1,2}, 刘刚^{1,2}, 王苏南^{1,2}, 陈缘博^{1,2}, 耿铁^{1,2}

(1. 中海油田服务股份有限公司, 河北廊坊 065201; 2. 中国海洋石油集团有限公司海上钻井液与固井重点实验室, 河北廊坊 065201)

摘要: 为了提高油基钻井液用乳化剂的抗温性, 以植物油酸、二乙烯三胺、马来酸酐为主要原料, 制备了油基钻井液高温主乳化剂(PF-EMUL HT)和辅乳化剂(PF-COAT HT)。利用红外光谱和热重分析表征了2种乳化剂的分子结构及耐温性。通过测定动态界面张力、乳化效率和乳液电稳定性, 分析了2种乳化剂的乳化能力及抗温能力, 提出了可能的乳化机理。同时, 研究了乳化剂加量、油水比、温度和密度对所配制钻井液的影响。结果表明, PF-EMUL HT具有酰胺化基团, PF-COAT HT具有酰胺基、羧基等多官能团结构。2种乳化剂均能有效降低油水界面张力, 二者复配制得的乳液经232 °C高温老化后的破乳电压大于370 V, 乳化效率为96%。配制的油基钻井液在150~232 °C、油水比为60:40~90:10的条件下老化后均具有良好的稳定性, 可满足高温高压井、定向井等的作业需求。

关键词: 乳化剂; 界面张力; 乳化效率; 稳定性; 油基钻井液; 高温高压

文献标识码: A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.04.001

中图分类号: TE254

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



在钻井液领域, 油基钻井液成为钻探高温深井、大斜度定向井、水平井、各种复杂井以及储层保护的重要作业材料^[1-6]。但油基钻井液为热力学不稳定体系, 其整体性能的好坏主要取决于乳化剂的选择^[7-8]。在钻井施工中, 油基钻井液性能下降的原因一方面是乳化剂被劣质固相吸附, 造成有效含量下降; 另一方面是由于大部分乳化剂在温度大于180 °C时会受热分解或脱附而失去作用, 造成钻井液体系的电稳定性大幅度下降、重晶石沉淀, 严重影响体系的整体性能^[9-10]。因此, 研制抗温能力强的油包水型乳化剂是当前油基钻井液发展面临的重要技术难题之一^[11-15]。目前, 抗高温乳化剂多选用酰胺类表面活性剂, 制备工艺复杂, 价格昂贵^[9, 16-17]。本文从分子结构设计入手, 通过对廉价易得的植物油酸改性, 合成出可用于油基钻井液的高温乳化剂

(PF-EMUL HT)、高温辅乳化剂(PF-COAT HT)。考察了2种乳化剂的乳化稳定性和抗高温能力, 研究了其加量对钻井液体系性能的影响, 评价了油水比、老化温度对钻井液性能的影响, 明确了2种乳化剂的主要功能。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

植物油酸, 工业级, 淄博铭栋化工有限公司; 二乙烯三胺, 分析纯, 上海易恩化学技术有限公司; 马来酸酐, 分析纯, 山东齐翔化工有限公司; 基础油(Escald110™), 美国埃克森美孚石油公司; 氢氧化钙、氯化钙, 分析纯, 国药集团化学试剂有限公司; 有机土(PF-MOGEL)、降滤失剂(PF-MOHFR)、重晶石, 天津中海油服化学有限公司。

* 收稿日期: 2021-12-21; 修回日期: 2022-03-11。

作者简介: 刘雪婧(1981—), 女, 高级工程师, 中国科学院成都有机化学研究所高分子化学与物理专业硕士(2009), 从事油基钻井液体系及材料的研究, 通讯地址: 300459 天津市滨海新区海洋高新技术开发区海川路1581号中海油服产业园分析楼产品控制中心, 电话: 022-59552535, E-mail: ex_liuxj5@cosl.com.cn。

SXJQ-1型高速电动搅拌器,郑州长城科工贸有限公司;WT-2000A变频高速搅拌器,北京探矿工程研究所;高温滚子炉、四联高温高压失水仪,美国Ofite公司;BS 323S型电子天平,梅特勒-托利多仪器(上海)有限公司;Thermo Fisher红外光谱仪,赛默飞世尔科技公司;STA449 F5同步热分析仪,耐驰科学仪器商贸(上海)有限公司;Tracker高温高压界面张力仪,法国Teclis公司;六速旋转黏度计,青岛海通达公司;Model 23E破乳电压仪,美国Fann公司。

1.2 实验方法

(1) 高温乳化剂的合成

称取一定量的植物油酸倒入四口瓶中,再加入一定比例的二乙烯三胺,于油浴锅中加热到约160℃,恒温反应至无副产物水产生为止,降至室温倒出产物,即为油基钻井液高温主乳化剂PF-EMUL HT。以PF-EMUL HT为基础物,再次升温至220~230℃,恒温反应至无副产物水产生为止,然后降温至70℃,加入设计比例的马来酸酐。反应结束后,降至室温倒出产物,即为油基钻井液高温辅乳化剂PF-COAT HT。

(2) 乳化效率的测定

在280 mL基础油中,加入设计量的乳化剂样品,高速搅拌5 min;加入70 mL 25% CaCl₂溶液,高速搅拌20 min后,装入老化罐中,于232℃下老化16 h。冷却后取出乳液,高速搅拌20 min,再快速转移至250 mL量筒(乳液总体积为V₁)中,记录不同时间乳液上层析出油的体积(V₂)。按(V₁-V₂)/V₁×100%计算乳化效率。

(3) 电稳定性的测定

参照国家标准GB/T 16783.2—2012《石油天然气工业 钻井液现场测试 第2部分:油基钻井液》,测定乳液的破乳电压(ES)。

(4) 界面张力的测定

在200 mL基础油中加入设计量的乳化剂,高速搅拌后装入老化罐中,于150~232℃滚动老化16 h,冷却后采用高温高压界面张力仪测定液滴的油水界面张力。

(5) 油基钻井液配方及测试方法

油基钻井液基础配方:Escaid110™+PF-EMUL HT+PF-COAT HT+CaCl₂溶液(25%)+30 g/L PF-MOGEL+30 g/L PF-MOHFR+重晶石(密度、老

化温度及油水比根据实验设计确定)。钻井液在150~232℃下老化16 h。参照国家标准GB/T 16783.2—2012,在65℃下测试钻井液的流变性和破乳电压;在150/176℃×3.5 MPa条件下、测试30 min内的高温高压滤失量。

2 结果与讨论

2.1 乳化剂的表征与性能评价

2.1.1 红外谱图分析

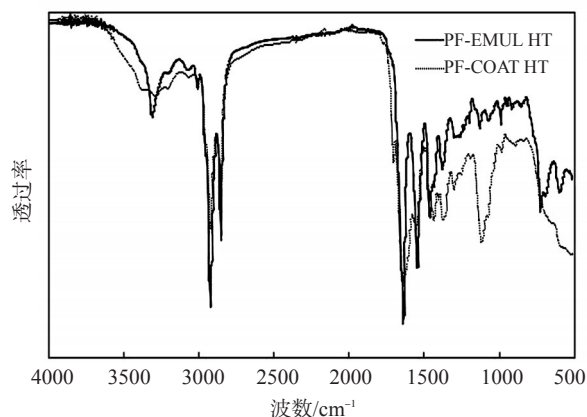


图1 PF-EMUL HT和PF-COAT HT的红外光谱图

植物油酸是一种带有亲油尾链及亲水头基的表面活性剂,抗温性不足,亲水亲油平衡值(HLB)低,形成的乳液稳定性差。但可通过对亲水头基羧基的改性,制备具有酰胺基或者多官能团的系列表面活性剂。乳化剂PF-EMUL HT的红外光谱图(图1)中,1633.98 cm⁻¹为酰胺基中C=O的伸缩振动峰;1543.97、3310.25 cm⁻¹为N—H的伸缩振动及面内剪切振动吸收峰;1467.01 cm⁻¹为C—N的伸缩振动吸收峰;2921.82、2851.89 cm⁻¹为亚甲基的伸缩振动峰。说明合成过程发生了酰胺化反应,生成了目标分子结构的乳化剂。

乳化剂PF-COAT HT的红外光谱图(图1)中,1703.58 cm⁻¹为羰基中C=O的伸缩振动峰;1638.72 cm⁻¹为羰基的伸缩振动峰;1459.98 cm⁻¹为C—N的伸缩振动峰;3292.58 cm⁻¹为O—H的伸缩振动吸收峰;2922.40、2853.13 cm⁻¹为亚甲基的伸缩振动峰。这说明合成过程发生了酰胺化反应,并且含有羧基,生成了具有多官能团结构的目标乳化剂。同时,通过热重分析得知,PF-EMUL HT、PF-COAT HT的热分解温度分别大于350℃和260℃,可见所合

成的乳化剂具有抗高温性能。

2.1.2 界面张力

界面张力可以直接反映出表面活性剂分子从体相到界面的扩散速度^[18-19]。在 100 mL 基础油中分别加入 PF-EMUL HT 与 PF-COAT HT, 测试老化温度对油水界面张力的影响, 结果如图 2 所示。25 g/L PF-EMUL HT 与 15 g/L PF-COAT HT 均能有效降低油水界面张力, 且随着老化温度的升高, 油水界面张力仍能维持稳定, 说明高温老化对乳化剂界面活性的影响较小。经过 232 °C 老化后, PF-EMUL HT、PF-COAT HT 的油水界面张力分别为 3.86、4.46 mN/m。PF-EMUL HT 的界面活性强于 PF-COAT HT, 这与最初设计 PF-EMUL HT 亲油性强、主要功能为乳化, 而 PF-COAT HT 的亲油性稍弱、主要功能为辅助乳化, 以及提高界面膜强度和利用极性多官能团润湿亲水固相的实验设计相一致。100 mL 基础油中加入 2.5 g PF-EMUL HT 和 1.5 g PF-COAT HT 乳化体系的界面张力最低, 说明两种乳化剂共同吸附到油水界面, 能更有效地降低界面张力。

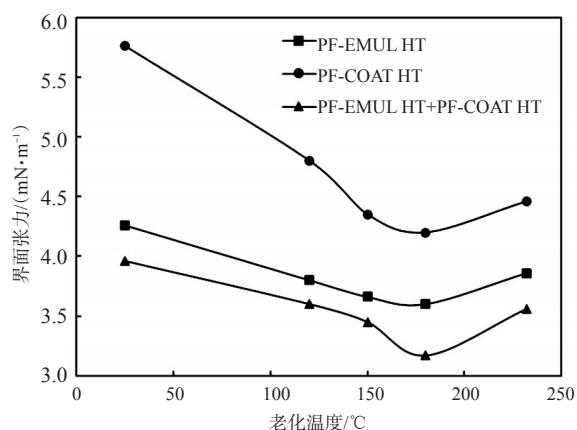


图2 老化温度对乳化剂油水界面张力的影响

2.1.3 耐温性

按照 80:20 的体积比配制油水混合液, 分别加入 PF-EMUL HT 与 PF-COAT HT 配制乳液, 其经过高温老化后的乳化效率见图 3。由 25 g/L (在 350 mL 油水混合液中加入 8.75 g) PF-EMUL HT 配制的乳液的稳定性大于 15 g/L PF-COAT HT, 25 g/L PF-EMUL HT+15 g/L PF-COAT HT 复配乳液的稳定性。PF-EMUL HT、PF-COAT HT、复配乳化剂配制的乳液老化前的破乳电压分别为 141、119、173 V, 232 °C 老化 16 h 后的破乳电压分别为 275、207、

376 V。在仅有基础油/氯化钙溶液/乳化剂的简单乳化体系中, 经过 232 °C 老化后, 乳液的破乳电压均大于 200 V, 说明 PF-EMUL HT 与 PF-COAT HT 均能有效吸附到油水界面, 形成抗温性乳液。PF-EMUL HT 乳液的破乳电压高于 PF-COAT HT 乳液, 说明 PF-EMUL HT 的界面吸附能力更强。复配乳化剂配制乳液的破乳电压大于 370 V, 乳液静置 2 h 的乳化效率仍能达到 96%, 说明两种乳化剂共同吸附到油水界面, 更有效地提高了乳液的稳定性。这也与界面张力的实验数据相吻合。

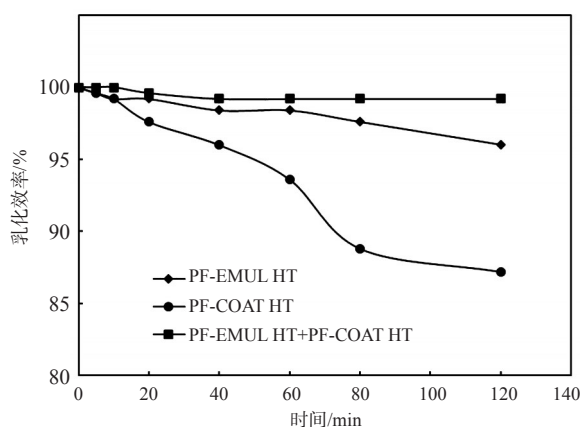


图3 PF-EMUL HT与PF-COAT HT的乳化效率

2.2 乳化机理分析

结合乳化剂的界面张力、乳化稳定实验数据以及设计的分子结构, 提出了可能的乳化机理。PF-EMUL HT 与 PF-COAT HT 同属于植物油酸衍生物, 而且 PF-COAT HT 是 PF-EMUL HT 进一步反应的产物。二者在钻井液中相似相溶, 排斥力小, 并以单双链交替吸附的方式吸附到油水界面, 增加了吸附面积, 降低了界面张力, 形成了抗温性吸附膜, 从而增强了乳液的稳定性。

2.3 钻井液的性能

以钻井液的流变性、破乳电压、高温高压滤失量为研究对象, 考察了 PF-EMUL HT、PF-COAT HT 的加量对体系性能的影响, 从而明确每种材料的功能及最佳加量。同时, 研究了油水体积比、老化温度、密度对钻井液性能的影响。

2.3.1 乳化剂加量对钻井液性能的影响

在油水比为 80:20、老化条件为 150 °C×16 h 的条件下, PF-EMUL HT 和 PF-COAT HT 的加量对油基钻井液性能的影响见表 1、表 2。由表 1 可见, 当

PF-EMUL HT加量为10 g/L和15 g/L时,虽然钻井液体系的流变性能较为稳定,但破乳电压低,高温高压滤失量较大,说明体系乳化不足。随着PF-EMUL HT加量的增加,钻井液体系的破乳电压明显升高,高温高压滤失量降低,体系的动切力也增大,说明体系的乳化稳定性增强。当PF-EMUL HT的加量为20 g/L左右时,体系趋于稳定。

实验过程中发现,当钻井液体系中不含PF-COAT HT时,老化罐底有明显软沉降。加入5 g/L PF-COAT HT时,沉降减少;加入10 g/L PF-COAT HT时,无沉降。由此可见,PF-COAT HT能有效润湿重晶石表面,提高体系稳定性。从表2数据可见,当PF-COAT HT加量小于10 g/L时,钻井液老化后的破乳电压大幅下降,说明少量PF-COAT HT虽然能有效地形成油包水钻井液,但稳定性不足。随着PF-COAT HT加量的增加,钻井液老化前后的破乳

电压差值缩小,钻井液体系的高温高压滤失量减小,说明PF-COAT HT不仅有辅助乳化功能,而且兼有润湿功能,可使体系的稳定性增强。当PF-COAT HT加量大于15 g/L时,钻井液体系的性能趋于稳定。

2.3.2 油水比对钻井液性能的影响

在确定了PF-EMUL HT与PF-COAT HT最佳加量的基础上,改变钻井液配方的油水比,测定体系的综合性能。由表3可见,随着体系中盐水量降低,老化后的钻井液黏度逐渐下降,破乳电压逐渐升高。这可能是当盐水量较高时,形成的乳化液滴较多,乳液滴之间的聚并、桥连增加,表现为较高的表观黏度。当油相增多时,乳化剂的长烷基链在油相中的伸展性更好,酰胺基更充分地吸附在油水界面,液滴颗粒之间的聚并、桥连减少,更有利于液滴的稳定,表现为黏度明显下降。当油水比为60:40~90:10时,高温高压滤失量均能保持在较小范

表1 PF-EMUL HT加量对钻井液性能的影响

加量/(g·L ⁻¹)	状态	Φ600/Φ300	Φ200/Φ100	Φ6/Φ3	<i>Gel</i> /Pa	<i>PV</i> /(mPa·s)	<i>YP</i> /Pa	<i>ES</i> /V	<i>FL</i> (HTHP)/mL
					10 s/10 min				
10	老化前	58/36	28/18	8/6		22	7.0	550	
	老化后	42/25	18/12	5/4	3.5/4.0	17	4.0	322	5.8
15	老化前	56/36	28/20	9/8		20	8.0	530	
	老化后	42/26	19/13	5/4.5	3.0/4.5	16	5.0	309	4.6
20	老化前	70/43	33/23	10/9		27	8.0	956	
	老化后	52/34	27/18	8/6	4.0/5.5	18	8.0	948	2.2
25	老化前	74/46	35/25	10/9		28	9.0	1015	
	老化后	55/35	27/18	7/6	3.5/4.5	20	7.5	1096	2.8

注:基础配方中PF-COAT HT的加量为15 g/L;Φ600~Φ3—转速为600~3 r/min时旋转黏度计的读数;*Gel*—静切力;*PV*—塑性黏度;*YP*—动切力;*FL*(HTHP)—高温高压滤失量,测定温度为150 ℃;后同。

表2 PF-COAT HT加量对钻井液性能的影响

加量/(g·L ⁻¹)	状态	Φ600/Φ300	Φ200/Φ100	Φ6/Φ3	<i>Gel</i> /Pa	<i>PV</i> /(mPa·s)	<i>YP</i> /Pa	<i>ES</i> /V	<i>FL</i> (HTHP)/mL
					10 s/10 min				
5	老化前	75/53	45/36	20/17		22	15.5	1031	
	老化后	37/22	16/10	3/3	2.5/3.0	15	3.5	336	6.2
10	老化前	80/54	45/35	17/16		26	14.0	1079	
	老化后	41/25	20/13	5/4	4.0/5.0	16	4.5	472	5.0
15	老化前	64/41	33/24	11/10		23	9.0	1226	
	老化后	42/25	19/12	5/4	3.0/4.0	17	4.0	724	3.4
20	老化前	46/29	23/15	6/5	5.0/6.0	17	6.0	1202	
	老化后	34/19	14/9	2/2	3.0/4.0	15	2.0	819	3.0

注:基础配方中PF-EMUL HT的加量为20 g/L。

表 3 油水比对钻井液性能的影响

油水比	状态	$\Phi 600/\Phi 300$	$\Phi 200/\Phi 100$	$\Phi 6/\Phi 3$	Gel/Pa	$PV/$	$YP/$	$ES/$	$FL(HTHP)/$
					10 s/10 min	(mPa·s)	Pa	V	mL
60:40	老化前	107/71	56/40	16/15		36	17.5	405	
	老化后	128/83	66/45	16/14	8.0/10.0	45	19.0	317	6.0
70:30	老化前	64/41	32/23	9/8		23	9.0	460	
	老化后	58/35	27/18	6/5	3.0/4.0	23	6.0	446	4.8
80:20	老化前	45/28	22/15	7/6		17	5.5	620	
	老化后	37/22	18/11	3/2	2.0/2.0	15	3.5	546	3.6
85:15	老化前	35/22	17/12	5/4		13	4.5	605	
	老化后	36/23	17/12	4/3	2.0/3.0	13	5.0	619	5.4
90:10	老化前	33/21	16/11	5/4		12	4.5	882	
	老化后	33/21	16/10	3/2	2.0/2.5	12	4.5	971	6.0

围内,这也说明 PF-EMUL HT 与 PF-COAT HT 具有较强的乳液稳定能力。

2.3.3 温度、密度对钻井液性能的影响

为满足不同作业条件对钻井液性能的需求,研究了由 PF-EMUL HT、PF-COAT HT 配制的不同密度的钻井液老化后的性能,结果见表 4。在 150、170 °C 下,油水比为 80:20;高温高压滤失量测定条

件为 150 °C×3.5 MPa, 30 min。在 210、232 °C 下,油水比为 90:10;高温高压滤失量测定条件为 176 °C×3.5 MPa, 30 min。由表 4 可见,钻井液体系在不同温度老化后依然保持良好的流变性及高温稳定性。尤其在 210、232 °C 下,密度达到 2.2 g/cm³ 时,体系流变性仍维持稳定,滤失量低,破乳电压高。这可能是由于酰胺类表面活性剂可以与有机

表 4 密度和老化温度对钻井液性能的影响

老化温度/ °C	密度/ (g·cm ⁻³)	$\Phi 600/\Phi 300$	$\Phi 200/\Phi 100$	$\Phi 6/\Phi 3$	Gel/Pa	$PV/$	$YP/$	$ES/$	$FL(HTHP)/$
					10 s/10 min	(mPa·s)	Pa	V	mL
150	1.2	29/17	12/7	2/1	1.0/2.0	12	2.5	474	4.0
	1.5	38/22	16/9	2/1	1.0/2.0	16	3.0	840	4.0
170	1.2	30/18	18/13	2/1	1.0/2.0	12	3.0	517	3.6
	1.5	43/25	19/12	4/3	2.0/2.5	18	3.5	614	2.0
	1.8	52/30	20/13	5/4	3.0/4.0	22	4.0	780	3.6
210	1.8	75/41	29/18	5/4	2.0/3.5	34	3.5	562	5.6
	2.0	67/40	30/19	6/5	3.0/3.5	27	6.5	535	5.8
	2.2	80/44	32/19	5/4	2.5/3.5	36	4.0	1300	5.4
232	1.8	71/46	35/24	10/9	4.5/5.5	25	10.5	514	5.6
	2.0	91/51	38/23	10/9	5.0/6.0	46	40.0	620	5.5
	2.2	111/66	49/32	10/8	5.5/7.5	45	10.5	944	4.8

土形成黏土-胺的复杂结构。该结构能增强油基钻井液的滤失造壁性能,改善体系的流变性能,使得钻井液体系适用密度范围较宽,适应能力较好,能满足不同条件的钻井需求。

3 结论

以植物油酸、二乙烯三胺、马来酸酐为原料,制

备了适用于油基钻井液的高温乳化剂 PF-EMUL HT、PF-COAT HT。2 种乳化剂均能有效降低油水界面张力,形成的乳液抗温达 232 °C,电稳定性良好,乳化率较高。乳化机理可能是 PF-EMUL HT 与 PF-COAT HT 以单双链交替的方式吸附在油水界面,形成具有抗温性的吸附膜,达到钻井液抗高温的目的。

在由 2 种乳化剂配制的油基钻井液体系中,

PF-EMUL HT的主要功能为形成乳化体系,PF-COAT HT的主要功能为辅助乳化并兼具有润湿功能。该油基钻井液适用的油水比和密度范围宽,抗温可达232 ℃,流变性能良好,高温高压滤失量低,体系性能稳定,可满足高温高压井、定向井等作业需求。

参考文献:

- [1] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 东营:石油大学出版社, 2012: 89-110.
- [2] 王中华. 国内外油基钻井液研究与应用进展[J]. 断块油气田, 2011, 18(4): 533-537.
- [3] 何涛, 李茂森, 杨兰平, 等. 油基钻井液在威远地区页岩气水平井中的应用[J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(3): 1-5.
- [4] 康毅力, 杨斌, 游利军, 等. 油基钻井液对页岩储层保护能力评价[J]. 天然气工业, 2013, 33(12): 99-104.
- [5] 林永学, 王显光. 中国石化页岩气油基钻井液技术进展与思考[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 7-13.
- [6] 高远文, 李建成. 油基钻井液技术[M]. 北京: 团结出版社, 2018: 21-30.
- [7] PICHOT R, SPYPOULOS F, NORTON I. Competitive adsorption of surfactants and hydrophilic silica particles at the oil-water interface: Interfacial tension and contact angle studies [J]. J Colloid Interface Sci, 2012, 377(1): 396-405.
- [8] BUACALL R, GOODWIN J, OTTEWILL R, et al. The settling of particles through Newtonian and non-Newtonian media [J]. J Colloid Interface Sci, 1982, 85(1): 78-86.
- [9] 王茂功, 徐显广, 苑旭波. 抗高温气制油基钻井液用乳化剂的研制和性能评价[J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(6): 4-8.
- [10] 杜坤, 李志勇, 周宇, 等. 油基钻井液新型高效乳化剂的研制与评价[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(5): 555-560.
- [11] 王中华. 国内外超高温高密度钻井液技术现状与发展趋势[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(2): 1-7.
- [12] 王旭东, 郭保雨, 张海青, 等. 抗高温油包水型乳化剂的研制与应用[J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(4): 9-12.
- [13] BLAND R G, MULLEN G A, GONZALEZ Y N, et al. HP/HT drilling fluid challenges [C]//SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. Thailand, 2006.
- [14] EVANS N, LANGLOIS B, AUDIBERT-HAVET A, et al. High performance emulsifiers for synthetic based muds [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Texas, 2000.
- [15] PATEL A, ALI S. New opportunities for the drilling industry through innovative emulsifier chemistry [C]//SPE the International Symposium on Oilfield Chemistry. Texas, 2003.
- [16] 何瑞兵, 耿铁, 刘雪婧, 等. 抗高温合成基钻井液用乳化剂研究及应用[J]. 当代化工研究, 2020(9): 1-3.
- [17] 覃勇, 蒋官澄, 邓正强, 等. 抗高温油基钻井液主乳化剂的合成与评价[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(1): 6-10.
- [18] HUANG Y P, ZHANG L, LUO L, et al. Dynamic interfacial dilatational properties of hydroxyl-substituted alkyl benzenesulfonates [J]. J Phys Chem B, 2007, 111(20): 5640-5647.
- [19] 刘雪婧. 油基钻井液用乳化剂油/水界面吸附及对乳液结构的影响[J]. 油田化学, 2020, 37(4): 587-591.

Preparation and Performance Evaluation of Emulsifier with High Temperature Resistance for Oil-based Drilling Fluid

LIU Xuejing^{1,2}, LIU Gang^{1,2}, WANG Sunan^{1,2}, CHEN Yuanbo^{1,2}, GENG Tie^{1,2}

(1. China Oilfield Services Limited, Langfang, Hebei 065201, P R of China; 2. CNOOC Key Laboratory of Offshore Drilling Fluids and Cementing, Langfang, Hebei 065201, P R of China)

Abstract: In order to improve the temperature resistance of emulsifier for oil-based drilling fluid, main emulsifier (PF-EMUL HT) and auxiliary emulsifier (PF-COAT HT) were prepared by using vegetable oleic acid, diethylenetriamine and maleic anhydride. The molecular structure and temperature resistance of two emulsifiers were characterized by infrared spectrometry and thermogravimetric analysis. The emulsifying ability and temperature resistance of two emulsifiers were analyzed by measuring the dynamic interfacial tension, emulsification efficiency and electrical stability of the emulsion. The possible emulsification mechanism was also proposed. At the same time, the influences of emulsifier dosage, oil-water ratio, temperature and density on the performance of drilling fluid were studied. The results showed that PF-EMUL HT had amidation group, while PF-COAT HT had multi-functional groups, such as amido group and carboxyl group. These two emulsifiers could effectively reduce the interfacial tension between oil and water. The demulsification voltage of the emulsion prepared by the two emulsifiers was more than 370 V. The emulsification efficiency was 96% after aged at 232 ℃. The oil-based drilling fluid had favorable stability after aged under the conditions of 150—232 ℃ and 60:40—90:10 oil-water ratio, which could satisfy the operation needs of high temperature and high pressure well and directional well.

Keywords: emulsifier; interfacial tension; emulsification efficiency; stability; oil-based drilling fluid; high temperature and high pressure