

双河油田 IV5-11 层系复合驱油体系实验研究

张同凯¹, 李永环¹, 赵凤兰^{2*}

(1. 中国石油大庆油田分公司 第五采油厂, 黑龙江 大庆 163513;

2. 中国石油大学(北京) 提高采收率研究中心, 北京 102249)

摘要: 根据双河油田 IV5-11 层系的油藏特征, 利用正交实验法, 对聚合物质量浓度、表面活性剂种类及其质量分数进行筛选, 得到了由质量浓度为 1 500 mg/L 的 ZL-Ⅱ、质量分数为 0.3% 的 QY-3 组成的二元复合驱油体系及由质量浓度为 1 500 mg/L 的 ZL-Ⅱ、质量分数为 0.3% 的 QY-3 和 1.0% 的 Na_2CO_3 组成的三元复合驱油体系, 这 2 个体系均能与双河模拟油形成超低界面张力且粘度适中。利用均质与非均质人造岩心及微观非均质仿真模型, 对所选复合驱油体系进行物理模拟驱油实验; 并在模拟油藏具有代表性的 3 倍渗透率级差条件下, 优选了三元复合驱油体系注入方式。实验结果表明, 在均质条件下, 三元复合驱油体系提高采收率程度明显高于二元复合驱油体系; 在非均质条件下, 随着非均质性的增强, 三元复合驱油体系与二元复合驱油体系提高采收率的差距逐渐缩小, 但前者始终高于后者; 对于同一驱油体系, 随着非均质性的增强, 驱油效率先增大后减小, 渗透率级差为 3 倍时的采收率最高。综合分析可知, 三元复合驱油体系好于二元复合驱油体系, 在其注入前后分别注入 0.05 倍孔隙体积交联聚合物保护段塞的注入方式, 三元复合驱油体系提高采收率比不加保护段塞时提高了 4%。

关键词: 表面活性剂筛选 复合驱油体系 非均质性 提高采收率 注入方式

中图分类号: TE357.43

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)01-0062-04

复合驱是由表面活性剂、聚合物和碱 3 种化学剂中的 2 种或 3 种组合而成的驱油方法^[1]。通常情况下, 复合驱提高采收率程度比单一组分高, 主要原因是各组分之间具有一定的协同效应^[2]。目前, 在大庆等油区已经进行了复合驱矿场试验^[3-5], 均取得了良好的效果。

双河油田 IV5-11 层系属于古近系核桃园组三段, 是典型的湖盆陡坡型扇三角洲沉积^[6], 地层温度为 81 ℃, 地层原油粘度为 3.3 mPa·s, 平均渗透率为 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 非均质性强, 主力层渗透率变异系数为 0.54 ~ 0.83。该层系还存在剩余油分布复杂, 局部区域储量动用不充分等问题。截至 2009 年 8 月, IV5-11 层系的综合含水率高达 96.88%, 采出程度为 50.2%, 仍有近 50% 的原油残留于地下。鉴于此, 根据双河油田 IV5-11 层系的油藏特征, 开展了复合驱油体系实验研究, 并在此基础上, 研究了复合驱油体系的注入方式, 以期双河油田先导试验开发方案的制定提供依据。

1 实验器材及方案

实验器材 实验设备包括: TX-500 型旋转液滴界面张力仪、HAKKE-RS600 型流变仪、岩心夹持器、微观模型夹持器、高精度体视显微镜、微量驱替泵和大型恒温箱等。实验用油为双河油田 IV5-11 层系的原油与航空煤油按体积比为 7.75:2.25 配制的模拟油, 其粘度为 3.3 mPa·s; 表面活性剂型号为 QY-1, QY-2, QY-3 和 ORS-41; 聚合物型号为 ZL-Ⅱ, 其固含量大于 90%, 相对分子质量为 1.8×10^4 , 水解度为 22.29%; 碱为 Na_2CO_3 ; 实验用水为双河油田 IV5-11 层系的 NaHCO_3 型地层污水; 保护段塞为由质量浓度为 1 500 mg/L 的 ZL-Ⅱ 和质量分数为 6.0% 的交联剂交联而成的交联聚合物。

实验方案 首先, 利用正交实验法^[7], 通过大量的静态实验, 对由质量浓度为 500, 1 000, 1 500 和 2 000 mg/L 的 ZL-Ⅱ 与 QY-1, QY-2, QY-3 和 ORS-

收稿日期: 2011-11-30。

作者简介: 张同凯, 男, 助理工程师, 硕士, 从事提高采收率与采油化学方面的研究。联系电话: 18246918634, E-mail: tongkai1117@126.com。

* 通讯作者: 赵凤兰, 女, 副教授, 从事提高采收率理论与技术方面的研究。联系电话: 13683639583, E-mail: zhaoflan123@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发—油田开采后期提高采收率新技术”(2011ZX05009-004)。

41 表面活性剂组成的二元复合驱油体系(简称二元体系),以及加入 Na_2CO_3 组成的三元复合驱油体系(简称三元体系),通过对比不同体系的粘度和界面张力,优选出最佳的 ZL-II 质量浓度以及表面活性剂类型,再对优选出的质量分数为 0.05%、0.1%、0.15%、0.2%、0.3% 和 0.4% 的表面活性剂进行筛选,确定表面活性剂的最佳质量分数,最终得到界面张力能够达到超低且粘度适中的复合驱油体系;其次,采用模拟矿场地层渗透率的均质和非均质岩心,岩心的长、宽、高分别为 4.5、4.5 和 30 cm。其中,2 组气测渗透率为 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的均质岩心,渗透率级差为 2 倍、3 倍和 5 倍的层内非均质岩心各 2 组,以及 2 组微观非均质仿真模型实验,对筛选出的复合驱油体系进行驱油实验,评价其驱油效果;最后,针对优选出的驱油体系,用 2 组渗透率级差为 3 倍的层间非均质岩心,设计了 2 种注入方案,方案 1 为直接注入驱油体系,方案 2 为在驱油体系注入前后分别注入交联聚合物保护段塞,进行驱油体系的注入方式优选实验。

实验流程为:①模型抽真空,饱和地层水,测量孔隙体积,计算孔隙度;②水测渗透率,测量模型的水相渗透率;③饱和模拟油,油驱水至出口端不出水为止,计算束缚水状态下的原始含油饱和度,并老化 48 h;④一次水驱,水驱采出程度与 IV5-11 层系现场采出程度相同或含水率达 98% 时停止;⑤注入体系,如果是驱油体系优选实验,直接注入 0.45 倍孔隙体积的驱油体系;如果是驱油体系的注入方式优选实验,其中一组先注入 0.05 倍孔隙体积的交联聚合物段塞,随后注入 0.45 倍孔隙体积驱油体系,最后再注入 0.05 倍孔隙体积的交联聚合物段塞,并在 81 $^{\circ}\text{C}$ 下放置 5~7 d 使其成胶;⑥后续水驱,水驱至出口端不含油为止,并计算最终采收率。

2 复合驱油体系配方的确定

2.1 聚合物质量浓度的确定

当温度为 81 $^{\circ}\text{C}$ 、剪切速率为 7.34 s^{-1} 时,对比不同 ZL-II 质量浓度下复合驱油体系的粘度(图 1)可知,随着聚合物质量浓度的逐渐增大,二元体系和三元体系的粘度逐渐增大,当 ZL-II 的质量浓度约为 1 500 mg/L 时,2 个体系的粘度均达到最大值。因此,将 ZL-II 的质量浓度定为 1 500 mg/L。

2.2 表面活性剂的筛选

使油水界面张力达到超低是筛选表面活性剂的

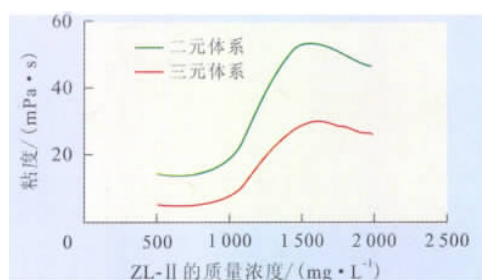


图1 复合驱油体系粘度与 ZL-II 质量浓度的关系

最重要标准^[8]。由相同质量分数的 ORS-41 和 QY 系列表面活性剂组成的二元和三元体系的界面张力与时间的关系(图 2)可知:表面活性剂为 ORS-41 的二元和三元体系及表面活性剂为 QY-1 或 QY-2 的二元体系只能使油水界面张力降至 10^{-2} mN/m 数量级;表面活性剂为 QY-1 或 QY-2 的三元体系可使油水界面张力达到 10^{-3} mN/m 数量级,这是由于三元体系中的 Na_2CO_3 会与原油中的酸性组分发生反应,生成类表面活性剂,可进一步降低油水界面张力^[9-10];表面活性剂为 QY-3 的二元和三元体系均能使油水界面张力降到超低,其中三元体系与模拟油接触后,界面张力能很快降到 10^{-3} mN/m 数量级,随后稍微增加又开始慢慢下降到 10^{-4} mN/m 数量级,并保持很长时间,而二元体系虽然也可以达到 10^{-4} mN/m 数量级,但维持时间较短。结果表明, QY-3 与聚合物和碱的配伍性最好,可有效地发挥协同作用,极大地降低油水界面张力。

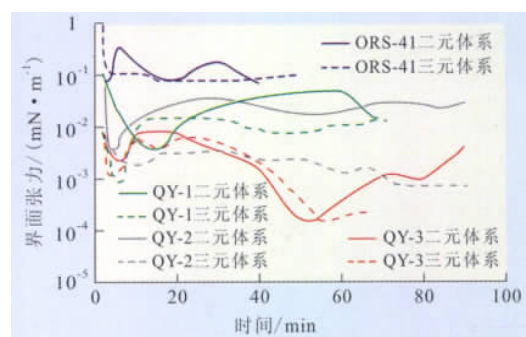


图2 由 ORS-41 和 QY 系列表面活性剂组成的二元和三元体系的油水界面张力

由不同质量分数 QY-3 组成的二元和三元体系的油水界面张力随时间的变化(图 3)可知,只有当表面活性剂的质量分数大于 0.2% 时,界面张力才能达到超低程度;虽然当表面活性剂的质量分数为 0.4% 时,界面张力不仅能够达到超低,而且可维持很长时间,但成本太高,同时表面活性剂会在地层中发生吸附、滞留和稀释等损失现象^[11],故选择表面活性剂的质量分数为 0.3%。

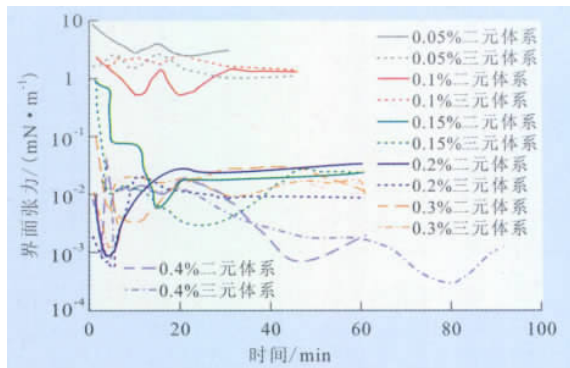


图 3 由不同质量分数 QY-3 组成的二元和三元体系的油水界面张力

综上所述,适合 IV5-11 层系的复合驱油体系为由质量浓度为 1 500 mg/L 的 ZL-Ⅱ和质量分数为 0.3%的 QY-3 组成的二元复合驱油体系,及由质量浓度为 1500 mg/L 的 ZL-Ⅱ、质量分数为 0.3%的 QY-3 和质量分数为 1.0%的 Na₂CO₃组成的三元复合驱油体系。

3 复合驱油体系驱油效果评价

3.1 岩心实验结果及分析

由表1可知,在渗透率为 $500\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的均质

表 1 均质和层内非均质岩心物性参数及复合体系驱油效果

方案	复合驱油体系	气测渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	孔隙度, %	原始含油 饱和度, %	水驱采 收率, %	复合体系提高 采收率, %	总采收 率, %
均质	二元	500	25.3	65.1	50.00	20.43	70.43
	三元	500	25.6	67.2	49.80	26.63	76.43
2 倍渗透率级差	二元	400/800	24.7	65.0	50.51	24.13	74.64
	三元	400/800	26.0	65.6	50.14	27.67	77.81
3 倍渗透率级差	二元	400/1 200	26.1	63.5	50.31	20.55	70.86
	三元	400/1 200	26.6	64.2	49.50	23.70	73.20
5 倍渗透率级差	二元	300/1 500	26.4	66.9	49.27	12.66	61.93
	三元	300/1 500	25.7	65.5	49.02	13.55	62.57

岩心中,二元和三元体系提高采收率分别为20.43%和 26.63%,说明在均质条件下三元体系的驱油效果明显好于二元体系。这是因为在均质条件下,当驱油体系的粘度达到一定值后,体系可以有效地波及整个均质岩心,此时驱油效率决定采收率,显然三元体系要比二元体系降低界面张力的能力强,进一步提高了采收率。

对于层内非均质岩心,随着岩心非均质性的增强,二元和三元体系的采收率先增加后减少。当岩心渗透率级差小于 3 倍时,随着渗透率级差的增大,采收率会逐渐增大,但不同的驱油体系其采收率提高幅度不同;当岩心渗透率级差大于 3 倍时,随着渗透率级差的增大,采收率逐渐降低。对比三元和二元体系可知,随着岩心非均质性的增强,两者提高采收率的差距逐渐减小,这是因为随着岩心非均质性的增强,体系的调剖性能变差,导致体系沿原水驱通道前行,岩心非均质性越强,这种现象越明显。当渗透率级差分别为 2 倍、3 倍和 5 倍时,三元体系与二元体系的提高采收率差值分别为 3.54%、3.15% 和 0.89%,当岩心渗透率级差小于 3 倍时,无论三元体系还是二元体系,采收率提高值均大于 20%;当渗

透率级差为 5 倍时,虽然三元体系与二元体系的采收率提高值均较小,但三元体系提高采收率值仍然高于二元体系。由此可知,三元体系比二元体系具有更好的驱油效果,提高原油采收率程度更高。

3.2 微观模型实验结果及分析

对比水驱后、水驱—二元驱后和水驱—三元驱后 3 种驱油效果(图 4a,图 4b,图 4c)可知:水驱后直接进行二元或三元驱,均能有效地扩大波及体积,在一定程度上驱替水驱后的柱状和膜状残余油,提高驱油效率,但三元体系的驱油效果好于二元体系

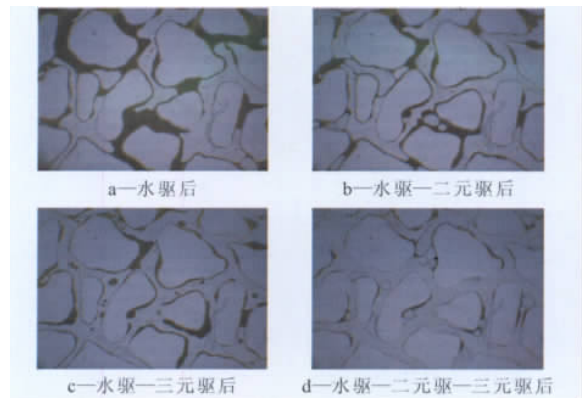


图 4 不同驱替方式的驱油效果对比

的;二元或三元驱后,模型孔喉中仍然滞留少量柱状和一定量的膜状残余油^[12]。分析图 4a、图 4b 和图 4d 后发现,在二元驱后继续进行三元驱,三元体系启动了水和二元体系均未启动的柱状和膜状残余油,模型含油饱和度明显下降,说明三元体系能够在二元驱的基础上进一步驱替残余油,提高采收率,这又一次说明了三元体系的驱油效果好于二元体系。二元和三元体系不仅具备了聚合物溶液的粘弹特性,又兼具有表面活性剂溶液的低界面张力的特性^[13],所以既可以改善油水流动度比,扩大波及体积,又可以降低油水界面张力,增大毛管数提高洗油效率^[14],从而改善驱油效果,提高采收率;但由于界面

张力的限制,二元和三元体系无法完全驱替残余油,致使部分残留于孔喉中;又因为三元体系的界面张力低于二元体系,洗油能力较高,所以驱油效果好于二元体系。

4 三元复合驱油体系注入方式优选

由表 2 可以看出,在一次水驱采收率基本相同的情况下,2 种注入方式三元体系的驱油效果有一定的差距,方案 2 低渗透层的采收率比方案 1 提高了 7.94%,方案 2 的总采收率也比方案 1 的提高了 3.85%。这是因为,交联聚合物段塞能够避免水对

表 2 层间非均质岩心物性参数及三元复合驱油体系驱油效果

注入方案	水测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度, %	原始含油饱和度, %	水驱采收率, %		三元体系提高采收率, %		总采收率, %
				高渗透层	低渗透层	高渗透层	低渗透层	
1	400/1 200	26.5	72.9	59.53	39.43	12.91	25.66	68.96
2	400/1 200	26.3	73.7	64.60	32.88	14.45	33.60	72.81

驱油体系的稀释,有效地保护驱油体系,并且还能利用其自身的调剖作用,使得后续的流体发生液流转向,扩大了波及体积,从而提高了采收率^[15]。因此,建议双河油田 IV5-11 层系采取在二元体系前后置交联聚合物保护段塞的注入方式。

5 结论

由于碱与表面活性剂发生了协同作用,三元体系能使油水界面张力很快达到超低,并维持较长时间。岩心及微观模型实验结果均表明,三元体系比二元体系洗油能力强,驱油效果好,在驱油体系注入前后分别注入保护段塞的注入方式好于直接注入驱油体系。推荐双河油田 IV5-11 层系采用由质量浓度为 1 500 mg/L 的聚合物 ZL-II、质量分数为 0.3% 的表面活性剂 QY-3 和质量分数为 1.0% 的 Na_2CO_3 组成的三元复合驱油体系,注入方式采用在二元体系前后置质量浓度为 1 500 mg/L 的 ZL-II 与质量分数为 6% 的交联剂交联而成的交联聚合物保护段塞。建议针对复合驱油体系在地层中的色谱分离及体系中表面活性剂的吸附问题进行研究。

参考文献:

- [1] 朱友益,沈平平. 三次采油复合驱用表面活性剂合成、性能及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 1-3.
- [2] 赵福麟. 油田化学[M]. 东营: 石油大学出版社, 2000: 110-112.
- [3] 李华斌. 大庆油田萨中西部三元复合驱矿场试验研究[J]. 油气采收率技术, 1999, 6(2): 15-19.
- [4] 王雨, 乔琦. 克拉玛依油田 ASP 驱工业扩大试验廉价配方研究[J]. 油田化学, 1999, 16(3): 247-250.
- [5] 王红艳, 叶仲斌, 张继超, 等. 复合化学驱油体系吸附滞留与色谱分离研究[J]. 西南石油学院学报, 2006, 28(2): 64-66.
- [6] 田荣焕, 范明, 段秋红, 等. 双河油田提高采收率的实践与认识[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2009, 31(2): 334-335.
- [7] 冯兵, 岳湘安, 赵仁保, 等. 涩北气田堵水剂配方优化及封堵效果评价[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(1): 102-104.
- [8] 郭东红, 李森, 袁建国. 表面活性剂驱的驱油机理与应用[J]. 精细石油化工进展, 2002, 3(7): 36-41.
- [9] Lorenz Philip B. NaHCO_3 提高采收率筛选准则[J]. 曾中立, 译. 油气开发工程译丛, 1990, 2(12): 8-13.
- [10] Tong Z S. A study of microscopic flooding mechanism of surfactant/alkali/polymer[J]. SPE 39662, 1998.
- [11] 刘义刚, 卢琼, 王江红, 等. 锦州 9-3 油田二元复合驱提高采收率研究[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(4): 68-70, 73.
- [12] 贾忠伟, 杨清彦, 兰玉波, 等. 水驱油微观物理模拟实验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2002, 21(1): 46-49.
- [13] 牛丽伟, 卢祥国. 二类油层二元复合体系性能评价及其机理[J]. 大庆石油学院学报, 2009, 33(4): 44-52.
- [14] 李秀兰. 埕东西区四类大孔道油藏化学驱配方设计及性能评价[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(1): 83-85.
- [15] 陈为贞, 范文平, 崔文福. 孤东油田六区西北部聚合物驱转二元复合驱研究[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(6): 65-67.

编辑 常迎梅

fication of surfactant, which can be used to reduce the viscosity of heavy oil. In view of the situation of low production of thermal heavy oil recovery in Yongping oilfield of Jilin Province due to the characteristics of high viscosity for heavy oil, thin reservoir and low initial oil saturation. A formula of emulsified viscosity reducer which can make heavy oil self-emulsified in stratum is developed in order to reduce the oil viscosity and improve the heavy oil recovery in Yongping oilfield. The behaviors of spontaneous emulsification of the heavy oil in Yongping oilfield are studied by Brookfield DV-II viscometer, TX-500C interfacial tensiometer and microscope. The results show that the viscosity of equal volume heavy oil in Yongping oilfield can be decreased by 99.74% and the interfacial tension between oil and water is dropped to 10^{-3} mN/m under the performance of emulsified viscosity reducer (NS) with concentration of 2wt% and temperature of 45 °C. Flooding experiment test indicates that the final oil displacement efficiency may be increased by 38.18% and remarkable performance on heavy oil recovery may be achieved.

Key words: heavy crude oil; spontaneous emulsification; interfacial tension; oil displacement; EOR; Yongping oilfield

Kang Wanli, EOR Research Center, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

Zhang Tongkai, Li Yonghuan, Zhao Fenglan. Laboratory research of oil displacement compound system for layer IV5-11, Shuanghe oilfield. *PGRE*, 2012, 19(1): 62-65

Abstract: Based on the reservoir properties of layer IV5-11 in Shuanghe oilfield, the polymer mass concentration, surfactant types and mass fraction are selected through orthogonal test method. The binary system and ASP system are obtained. And, the binary system is composed of ZL-II whose mass concentration is 1 500 mg/L and QY-3 whose mass fraction is 0.3%. The ASP system is composed of ZL-II whose mass concentration is 1 500 mg/L, QY-3 and Na_2CO_3 whose mass fraction is respectively 0.3% and 0.1%. These two systems all can form ultra-low interfacial tensions for the Shuanghe oil, and all can achieve moderate viscosity. Using homogeneous and nonhomogeneous artificial core and microscopic heterogeneity simulation model, the displacement experiments of selected compound flooding systems are conducted. And, when the reservoir permeability difference is 3 which is representative conditions, the ASP system injection mode may be optimized. The results show that the EOR effect of ASP system is obviously better than that of binary system in homogeneous conditions. And, in heterogeneity conditions, as the heterogeneity increased, the EOR effects difference between ASP system and binary system decreased. But, the EOR effect of ASP system is still better than that of binary system. For the same oil displacement system, as the heterogeneity increased, the oil recovery will increase firstly and then decrease, and the EOR performance reaches peak when the permeability difference is 3. Through comprehensive analyses, the ASP system is better than binary system. And, when injected 0.05 PV cross-link polymer slug both before and after ASP, the oil recovery after ASP flooding will be increase by 4% compared to corresponding un-plug.

Key words: surfactant screening; compound flooding system; heterogeneity; EOR; injection mode

Zhang Tongkai, Enhanced Oil Recovery Research Center, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China

Liu Chuntian, Li Xing. Effect of main properties of flooding system on oil displacement efficiency. *PGRE*, 2012, 19(1): 66-68

Abstract: Experiments are implemented to analyze the effects of viscosity and interfacial tension and viscoelasticity of displacement system. The interfacial tensions of ASP solutions have different quantitative features under the same concentrations of surfactant and alkali. The displacement system can diminish the error caused by the change of chemical concentration. The result shows that the viscoelasticity of polymer is higher than that of ASP solution with same viscosity; it proves that the ASP solution enhances the displacement efficiency by reducing the interfacial tension. Single polymer or "surfactant and alkali" can enhance the efficiency within limited range. The concurrent function on increasing the viscosity and reducing the interfacial tension is better than simple mixture of these two single factors. The change of recovery ratio improves when the interfacial tension is below 10^{-1} mN/m especially. Interfacial tension affects the displacement efficiency more apparently than the viscosity.

Key words: displacement efficiency; viscosity; interfacial tension; viscoelasticity; polymer; tri-component composite system

Liu Chuntian, PetroChina Daqing Oilfield E&P Research Institute, Daqing City, Heilongjiang Province, 163712, China

Quan Hongpin, Huang Zhiyu, Zhang Tailiang et al. Synthesis and evaluation of oil soluble viscosity reducer for heavy oils. *PGRE*, 2012, 19(1): 69-71

Abstract: For the problems of current heavy oil soluble viscosity reducer, such as typically low adaptability and low viscosity reduction performance, herein, we design a new kind of branch-type heavy oil soluble viscosity reducer. It contained polar group and alkyl group, the polar group can reduce the hydrogen bond between colloid and asphaltene in heavy oil, and alkyl group can increase reducer's solubility and effectiveness. This new kind of branch-type heavy oil soluble viscosity reducer is designed and synthesized through two steps. The optimal synthetic conditions are obtained by studying the factor of synthesis: the molar ratio of glycol, epichlorohydrin and stearyl chloride are 4:4:1.5; and the first step of principal chain reaction temperature is 110 °C, the reaction time is 8 h and the accelerator N is 1.4% (mass fraction); the second step of graft reaction temperature is 110 °C and the reaction time is 14 h. The branch-type heavy oil soluble viscosity reducer possesses certain viscosity reducing ability for heavy oil and the viscosity breaking rate of 49%, and the structures are characterized through FTIR, structure is in accordance with which we designed.

Key words: heavy oil viscosity reducer; oil soluble; branch-type; heavy oil; viscosity breaking rate