

牛心坨油田二元驱表面活性剂性能研究

潘建华 肖立新¹ 吴文祥 杨 钊

(大庆石油学院提高油气采收率教育部重点实验室¹, 大庆 1633182; 辽河油田高升采油厂工技所, 盘锦 124125)

摘 要 牛心坨油田为低孔低渗高凝稠油油藏,原油黏度高,含蜡量高,油水流动度比的差异较大。已进入中高含水期(70%以上)产量快速递减阶段,以往所进行的措施(压裂、调剖、分注)无法起到稳油控水作用,目前已展开聚合物/活性剂二元复合驱的现场驱油应用。在辽河油田的地层温度范围内,B型表面活性剂在与不同浓度聚合物溶液复配时,体系的表面张力达到 10^{-3} 数量级,达到牛心坨油田复合驱油体系的要求。

关键词 高含水 二元复合驱 表面活性剂 界面张力

中图法分类号 TE357.46;

文献标志码 B

牛心坨油田构造上位于辽河断陷西部凹陷西斜坡北端,是牛心坨断裂背斜构造带南部的一个断块,为低孔低渗高凝稠油油藏。原油黏度高,含蜡量高,油水流动度比的差异较大,加之油藏非均质性严重,且低孔低渗,目前已进入中高含水期(70%以上)产量快速递减阶段,尤其下层系及合采区水淹更加严重,综合含水已达75%以上,以往所进行的措施(压裂、调剖、分注)无法起到稳油控水作用。目前已展开聚合物/活性剂二元复合驱的现场驱油应用^[1,2]。本文将通过室内实验的参数对比,研究聚合物浓度和及温度对聚合物/活性剂复配体系表面张力的影响,以选择出适合牛心坨油田的表面活性剂。

1 室内实验

我们选用了两种在其他油田应用效果较好的表面活性剂 HLX 和 B,在辽河油田地层温度条件下针对辽河油田油水进行了界面张力评价^[3,4]。

1.1 实验条件

实验试剂:辽河油田地层水;聚合物分子量

1 000万(牛心坨油田提供);表面活性剂 HLX 和 B (大庆炼化)。

2 结果与讨论

2.1 HLX 活性剂与聚合物复配体系界面张力测定结果与结论

取辽河油田地层水和聚合物混合,配制出聚合物浓度为1 000 mg/L的溶液,分别取该溶液1L加入2 g、3 g、4 g HLX 表面活性剂,得表活剂浓度为0.2%—0.4%的三种复配体系,在60℃下测其界面张力,结果如图1所示。

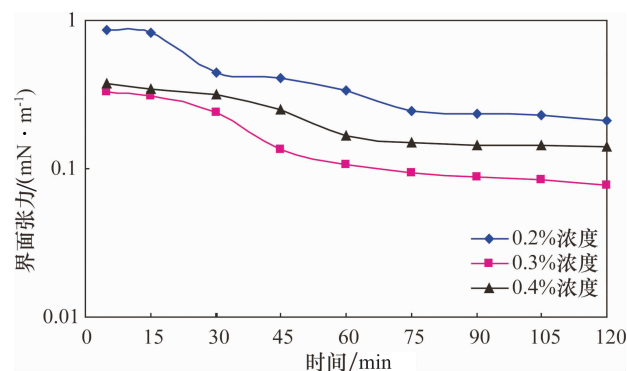


图1 HLX 活性剂与1 000 mg/L 聚合物复配时界面张力
随时间变化曲线

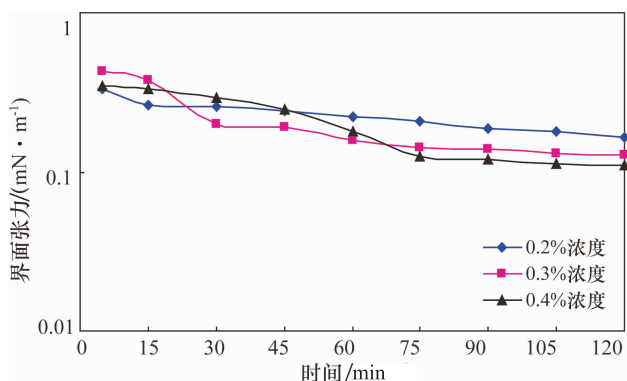


图2 HLX 活性剂与 1 500 mg/L 聚合物复配时界面张力随时间变化曲线

图 2 为不同加量 HLX 活性剂与浓度为 1 500 mg/L 聚合物复配时界面张力的测试结果。从图 1、图 2 中我们可以看出,HLX 活性剂与不同浓度聚合物复配时,油水界面张力始终处在 10^{-1} 数量级,所以我们认为 HLX 活性剂不适用于牛心陀油田。接下来我们将测试 B 型活性剂。

2.2 B 活性剂与聚合物复配体系界面张力测定结果与结论

各取 3 份聚合物浓度为 1 000 mg/L 和 1 500 mg/L 的溶液 1 L,分别加入 B 型活性剂 2 g、3 g、4 g 得表活剂浓度 0.2%—0.4% 的三种复配体系,在 60℃ 下测其界面张力,结果图 3 所示。

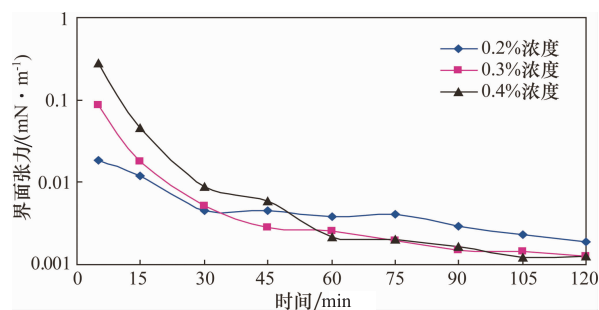


图3 B 型活性剂与 1 000 mg/L 聚合物复配时界面张力随时间变化曲线

图 3 给出 B 型活性剂与 1 000 mg/L 聚合物复配时的实验结果。从结果中我们可以看出复配体系的界面张力很快就下降到 10^{-3} 数量级,达到超级

界面张力,随着时间的增加,界面张力出现一定的反弹现象,但一直保持在 10^{-3} 数量级以内。

图 4 给出的是 B 型表面活性剂与 1 500 mg/L 聚合物复配时的实验结果。从实验结果可以看出,复配体系油水界面张力依然保持在 10^{-3} 数量级以内,从以上结果可以看出 B 型活性剂与不同浓度聚合物复配,油水界面张力均在 10^{-3} 数量级以内。并且随着聚合物浓度的增大,界面张力有下降的趋势。

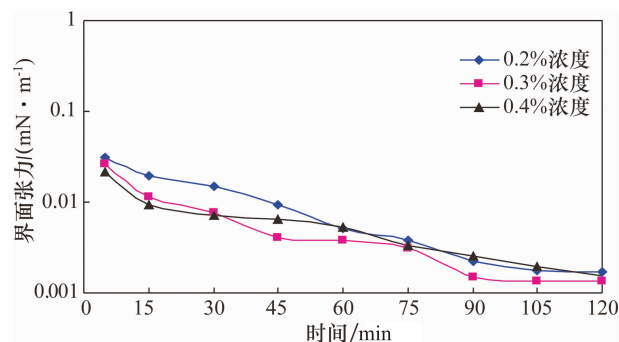


图4 B 型活性剂与 1 500 mg/L 聚合物复配时界面张力随时间变化曲线

2.3 温度对 B 型表面活性剂界面张力的影响

以上实验都是在 60℃ 的条件下进行的,为了考察 B 型表面活性剂针对辽河油田地层温度的适用范围,我们又在 55℃、70℃ 两个温度下对 B 型表面活性剂进行了界面张力评价。在考虑温度对界面张力的影响时,我们选择用的是 60℃ 条件下界面张力最低的 B 型活性剂与 1 000 万分子量聚合物 1 500 mg/L 复配体系。

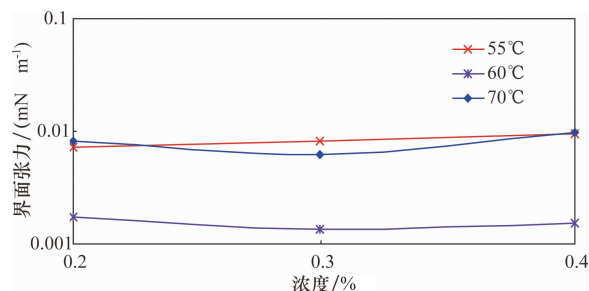


图5 不同温度下 B 型活性剂与聚合物 1 500 mg/L 复配时稳态界面张力曲线

图 5 给出的是不同温度下 B 型表面活性剂与

1 000万分子量聚合物 1 500 mg/L 复配时的界面张力测试结果。从实验结果可以看出,在 55℃—70℃ 之间的范围内,B 型表面活性剂均能使油水间界面张力达到 10^{-3} 数量级,也就是超低界面张力,60℃ 时油水间界面张力最低。这说明在辽河油田地层温度下,B 型表面活性剂可以满足驱油体系对表面活性剂的要求。

3 结论

HLX 表面活性剂和不同浓度聚合物的复配体系表面张力在 10^{-1} 数量级,不适合在牛心坨油田现场应用。

在辽河油田的地层温度范围内,B 型表面活性剂在与不同浓度聚合物溶液复配时,体系的表面张力达到 10^{-3} 数量级,达到牛心坨油田复合驱油体系的要求。

参 考 文 献

- 1 贾振福,郭拥军,苟文雨,等. 表面活性剂的研究与应用. 精细石油化工进展,2005;6(5):4—5
- 2 管保山,王晓东. 表面活性剂流变特性与工艺研究. 2002 年流变学进展(第五部分). 北京:中国科学技术出版社,2002
- 3 李干佐,隋 华. 表面活性剂研究新进展. 日用化学工业,1999;(1):24—26
- 4 冯先华,董爱娥. 表面活性剂与聚合物的相互作用. 日用化学工业,2002;32(3):43—46

Surfact Properties Study in Surfact Ant-polymer Flooding of Niuxintuo Oil Field

PAN Jian-hua¹, XIAO Li-xin¹, WU Wen-xiang, YANG Zhao
(Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery of Education Ministry in Daqing Petroleum Institute, Daqing, 163318, P. R. China;CNPC Liaohe Oilfield Gaosheng Oil Production Plant¹,Panjin 124125, P. R. China)

[Abstract] Niuxintuo low porosity and low permeability oilfield coagulation oil reservoir, high oil viscosity, high wax content, the oil flow ratio greater difference. A period of high water content (70%) yield rapid decline phase has entered, in previous measures (fracture, profile, separate injection) can not play a role in stabilizing oil controlling water, has commenced polymer / active agent binary compound drive oil field applications. Liaohe oil field in the formation temperature range, B—type surface active agent in the polymer solution with different concentrations of compound when the surface tension of magnitude to 10—3, to beef heart Tuo oil flooding system requirements.

[Key words] high water cut binary flooding surfactant interfacial tension