

热水和表面活性剂驱室内实验

林日亿¹,周广响¹,杨开²,王新伟¹,贾志英¹,喻西崇³

(1.中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院,山东青岛 266580; 2.中国石油辽河油田金马油田开发公司,辽宁盘锦 124000; 3.中海石油研究总院,北京 100027)

摘要:针对辽河油田海26块油藏原油粘度高、常规水驱开发效果差等现状,通过对表面活性剂进行表面活性、界面张力、耐温性和吸附性等性能的评价,筛选出适用于海26块油藏的表面活性剂。通过一维管式驱油实验,研究了注入温度、表面活性剂溶液质量分数、注入方式对原油采收率的影响。结果表明,随着注入温度的不断升高,最终采收率不断增加,当注入温度超过120℃后,原油的最终采收率增加幅度变缓;随着表面活性剂溶液质量分数的增大,最终采收率不断增加,表面活性剂溶液质量分数达到0.3%后,最终采收率增加幅度变缓;表面活性剂与热水多轮次交替注入比单轮次注入表面活性剂的驱油效果要好。在注入温度为120℃、表面活性剂溶液质量分数为0.3%和4轮次交替注入优化参数下,热水和表面活性剂驱的最终采收率为83.67%。

关键词:热水驱 表面活性剂 驱油实验 采收率 交替注入

中图分类号:TE357.43

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)04-0114-04

Laboratory experiment on hot water and surfactant flooding

Lin Riyi¹, Zhou Guangxiang¹, Yang Kai², Wang Xinwei¹, Jia Zhiying¹, Yu Xichong³

(1.College of Architecture & Storage Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2.Jinma Oilfield Development Company, PetroChina Liaohe Oilfield, Panjin City, Liaoning Province, 124000, China; 3.CNOOC Research Institute, Beijing City, 100027, China)

Abstract: There are some difficulties in the development of Hai26 block in Liaohe oilfield, such as high oil viscosity and poor performance of conventional water flooding. Based on the evaluation of surface activity, interfacial tension, temperature tolerance and absorbability of ten kinds of surfactants, the most suitable surfactant was selected for Hai26 block. Through the one dimension flooding experiment, the injected water temperature, the influence of surfactant concentration and injection way on the recovery ratio was explored. The results showed that: as the injected water temperature increased, the recovery ratio increased at the same time, and the recovery ratio changed smoothly when the temperature was above 120℃. The recovery ratio increased with the concentration of the surfactant until it reached to 0.3%. The recovery ratio of multi-slug injected way was higher than that of single slug injected way. At the optimized conditions, the injected water temperature of 120℃, the surfactant concentration of 0.3% and 4 cycles of alternating injection, the ultimate recovery efficiency of hot water and surfactant flooding was 83.67%.

Key words: hot water flooding; surfactant; oil displacement experiments; recovery ratio; alternating injection

稠油油藏因粘度大、流动性差,所以开采难度较大^[1-3]。辽河油田海26块油藏是典型的稠油油藏,常规水驱开发效果差,剩余油分布零散,采收率低。为了更好地开发该油藏,笔者通过热水和表面活性剂驱油实验,充分发挥热水和表面活性剂的协

同作用,有效提高原油采收率^[4-5]。研究发现,注入热水能够降低原油粘度;注入表面活性剂能降低油水界面张力,利于乳状液的形成,降低油水流动比和注入压力,从而改善油藏开发效果^[6]。通过实验对热水和表面活性剂驱的注水温度、表面活性剂溶

收稿日期:2015-05-13。

作者简介:林日亿(1973—),男,湖南桂阳人,副教授,博士,从事热力采油和热能利用研究。联系电话:(0532)86981771, E-mail:linry@upc.edu.cn。

液质量分数以及注入方式进行了敏感性分析和优化,以期在现场注入工艺参数优化提供依据。

1 表面活性剂筛选与性能评价

1.1 表面活性剂筛选

表面活性剂能够改善油水界面张力,增强原油的流动性能。驱油用的表面活性剂应满足界面张力低、吸附量小、耐高温强、与地层流体配伍性好等条件^[7],根据上述条件,筛选出10种表面活性剂,包括石油磺酸盐(SLPS)、 α -烯炔磺酸钠(AOS)、烷基酚聚氧乙烯醚(OP-10)、脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸钠(AES)、烷基糖苷(APG)、十二烷基苯磺酸钠(DBS)、山梨糖醇酐油酸酯(Span-80)、吐温20(Tween-20)、脂肪醇聚氧乙烯醚(AEO-SI)和十二烷基硫酸钠(SDS)。

1.2 性能评价

1.2.1 配伍性

表面活性剂作为驱油剂的前提条件是具有良好的配伍性。将表面活性剂与地层水配制成质量分数为1%的混合溶液,在室温下静置,观察表面活性剂溶液的状态。实验结果表明,除SLPS, AOS, APG和Span-80表面活性剂在地层水中不能形成澄清溶液外,其他表面活性剂与地层水均具有较好的配伍性,因此,将配伍性差的表面活性剂排除掉。

1.2.2 表面活性

将DBS, SDS, AES, OP-10, Tween-20和AEO-SI表面活性剂分别与地层水配制成不同质量分数的溶液,测定常温下溶液的表面张力(图1)。由图1可看出,表面张力随着表面活性剂溶液质量分数的增加先迅速降低,待溶液质量分数大于一定值后基本不变。曲线上的突变点称为表面活性剂的临界胶束浓度^[8]。表面活性的强弱可以用临界胶束浓度来衡量。临界胶束浓度越低,表面活性剂的应用效率

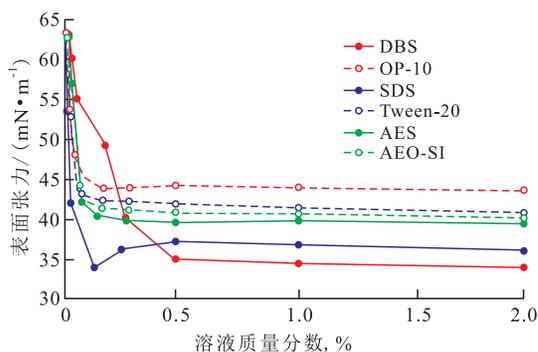


图1 6种表面活性剂溶液表面张力与质量分数的关系
Fig.1 Relationship between surface tension and concentration for 6 kinds of surfactant solutions

越高。6种表面活性剂的应用效率由大到小依次为: AES(OP-10和Tween-20应用效率与AES相同), SDS, AEO-SI, DBS。由图1可以看出,6种表面活性剂降低表面张力的能力由强到弱依次为: DBS, SDS, AES, AEO-SI, Tween-20, OP-10。

1.2.3 界面张力

界面张力是衡量表面活性剂性能的重要指标,界面张力越小,表面活性剂的驱油效率越高^[9]。实验采用Texas-500型旋转滴界面张力仪测定界面张力,实验温度为66℃,实验用油为辽河油田海26块油藏产出原油。与表面张力变化规律相同,随着表面活性剂溶液质量分数的增加,油水界面张力呈下降趋势。当溶液质量分数达到一定值后,界面张力趋于稳定。由图2可以看出, DBS, OP-10和SDS这3种表面活性剂所降低的界面张力效果要好于其他表面活性剂。

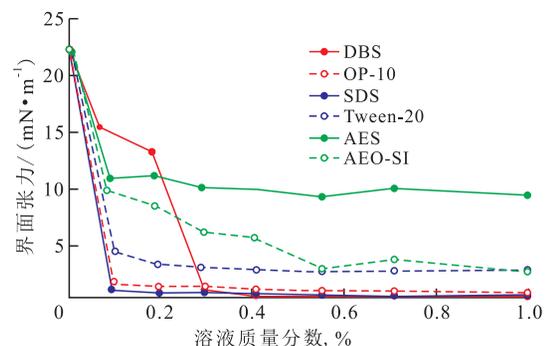


图2 6种表面活性剂溶液界面张力与质量分数的关系
Fig.2 Relationship between interfacial tension and concentration for 6 kinds of surfactant solutions

1.2.4 吸附性

表面活性剂溶液在地层中的吸附损耗直接影响其驱油效率。在70℃下分别测试6种表面活性剂在石英砂上的静态吸附量(图3)。测试结果表明,当表面活性剂溶液质量分数小于0.5%时,吸附量增加较缓;表面活性剂溶液质量分数为0.5%~1.0%时,吸附量迅速上升;表面活性剂溶液质量分数大

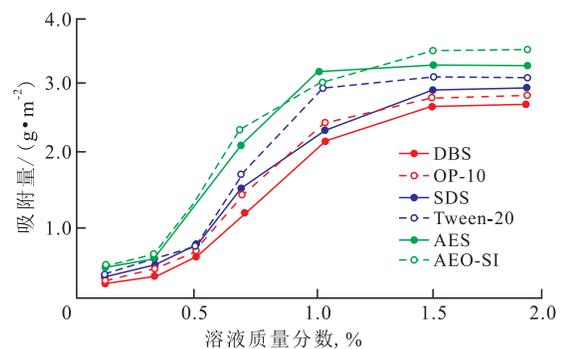


图3 6种表面活性剂溶液在石英砂上的吸附量
Fig.3 Absorbance of 6 kinds of surfactant solutions in quartz sand

于1.0%时,吸附量趋于稳定。从图3可见,DBS,OP-10与SDS这3种表面活性剂的吸附量相对较小。

1.2.5 耐温性

将6种初始质量分数为1%的表面活性剂溶液,经过150℃不同时间热处理后,测定其质量分数随时间的变化曲线(图4)。测定结果表明,DBS,SDS与AES这3种表面活性剂的耐温性较好,放置10d后其质量分数趋于稳定,并与原质量分数比值均在0.75以上。

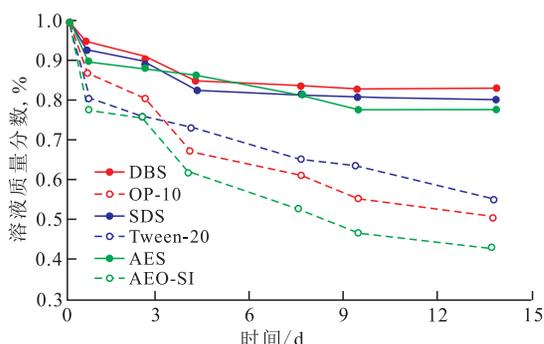


图4 150℃时6种表面活性剂溶液的质量分数变化

Fig.4 Concentration change of 6 kinds of surfactant solutions at 150 °C

根据以上性能评价实验可知,表面活性剂SDS无论是表面活性、界面张力,还是配伍性、耐温性和吸附性均较优越。与SDS相比,DBS虽然表面活性较好但是应用效率不高,因此,最终选用SDS作为驱油实验的表面活性剂。

2 热水和表面活性剂驱油实验

2.1 实验装置与材料

实验装置为一维管式驱油实验装置,由平流泵、压力传感器、电子天平、干燥箱和其他驱油仪器组成。驱油实验在人造岩心中进行,岩心长度为30 cm,直径为2.5 cm,平均渗透率为2.15 μm²。实验所用表面活性剂为SDS。

2.2 一维管式驱油实验

为了尽量符合现场生产情况,一维管式驱油实验先对人造岩心采用常规水驱(60℃)至不出油,再对其进行热水和表面活性剂驱。

2.2.1 注水温度优化

在不同的注入温度条件下,进行热水和表面活性剂驱实验。实验结果(表1)表明,随着热水注入温度的不断升高,最终采收率不断增加;当热水温度超过120℃后,原油的最终采收率增加幅度变缓。考虑到现场生产的实际经济效益,注入最佳热水温度为120℃。

表1 不同注水温度条件下驱油实验数据对比
Table1 Flooding experiment data contrast at different injected water temperatures

温度/℃	渗透率/μm ²	孔隙体积/mL	饱和油体积/mL	含油饱和度,%	常规水驱体积/mL	常规采收率,%	最终采收率,%
80	2.126	50	48	96.00	25	52.08	72.92
90	2.132	55	53	96.36	28	52.83	73.58
100	2.201	52	50	96.15	26	52.00	74.00
110	2.154	53	51	96.23	27	52.94	77.45
120	2.125	50	49	98.00	25	51.02	81.63
130	2.179	52	50	96.15	25	50.00	82.00
140	2.201	54	52	96.30	26	50.00	82.69

2.2.2 表面活性剂质量分数优选

在120℃表面活性剂溶液质量分数分别为0,0.1%,0.3%,0.5%,0.7%和1.0%的条件下,记录不同表面活性剂溶液质量分数条件下的驱油量,分析表面活性剂溶液质量分数对驱油效果的影响。从表2中可以看出,随着表面活性剂溶液质量分数的增大,最终采收率不断增加;表面活性剂溶液质量分数达到0.3%后,最终采收率增加幅度变缓。因此,综合考虑驱油效果和成本,选用表面活性剂溶液质量分数为0.3%。

表2 不同表面活性剂溶液质量分数下驱油实验数据对比
Table2 Flooding experiment data contrast at different surfactant concentrations

表面活性剂溶液质量分数,%	渗透率/μm ²	孔隙体积/mL	饱和油体积/mL	含油饱和度,%	常规水驱体积/mL	常规采收率,%	最终采收率,%
0.1	2.214	55	53	96.36	27	50.94	73.58
0.3	2.125	50	49	98.00	25	51.02	81.63
0.5	2.132	55	53	96.36	27	50.94	81.13
0.7	2.200	54	52	96.30	26	50.00	82.69
1.0	2.183	53	51	96.23	27	52.94	82.27

2.2.3 注入方式优选

注入总量为1倍孔隙体积的表面活性剂后进行热水驱,表面活性剂注入方式分别为1轮次(1倍孔隙体积的SDS)、2轮次(0.5倍孔隙体积的SDS和0.5倍孔隙体积的热水交替注入)、3轮次(0.4倍孔隙体积的SDS和0.3倍孔隙体积的热水,0.3倍孔隙体积的SDS和0.3倍孔隙体积的热水,0.3倍孔隙体积的SDS和0.3倍孔隙体积的热水交替注入)、4轮次(0.25倍孔隙体积的SDS和0.25倍孔隙体积的热水交替注入)、5轮次(0.2倍孔隙体积的SDS和0.2倍孔隙体积的热水交替注入),SDS质量分数为0.3%,注入速度为2 mL/min。

从表3中可见,表面活性剂注入方式不同,其对原油最终采收率的影响亦不同。表面活性剂与热

表3 不同注入方式下驱油实验数据对比
Table3 Flooding experiment data contrast in different injection ways

注入方式	渗透率/ μm^2	孔隙体积/mL	饱和油体积/mL	含油饱和度, %	常规水驱体积/mL	常规采收率, %	最终采收率, %
1轮次	2.157	50	48	96.00	25	52.08	78.13
2轮次	2.201	52	50	96.15	26	52.00	80.00
3轮次	2.154	49	48	97.96	24	50.00	81.25
4轮次	2.147	50	49	98.00	26	53.06	83.67
5轮次	2.168	49	47	95.92	24	51.06	79.79

水多轮次交替注入比单轮次注入表面活性剂的驱油效果要好,原因是多轮次和热水交替注入可等效成为一个表面活性剂大段塞,其段塞体积比单段塞要大,驱油效果也较好^[10]。当段塞轮次过多时,表面活性剂驱油效果下降,这主要是因为岩心模型对降粘剂的吸附,注入表面活性剂会被注入水稀释,降低了表面活性剂的有效浓度,驱油效果变差^[11]。4轮次交替注入的最终采收率最高,为83.67%。

3 结论

室内实验所用的表面活性剂SDS适用于辽河油田海26块油藏,在注水温度为120℃、表面活性剂溶液质量分数0.3%和4轮次交替注入的优化条件下,热水和表面活性剂驱最终采收率为83.67%。室内实验结果表明,随着注入温度的升高,原油的采收率增加,在120℃后采收率趋于平稳。随着表面活性剂溶液质量分数的增大,原油的采收率先升高后趋于平稳,表面活性剂溶液最佳质量分数为0.3%。表面活性剂与热水的注入方式会影响原油采收率,多轮次表面活性剂和热水交替注入比单轮次注入的驱油效果要好,但当段塞轮次过多时,表面活性剂驱油效果会变差。

参考文献:

- [1] 吕广忠,刘显太,尤启东,等.氮气泡沫热水驱油室内实验研究[J].石油大学学报:自然科学版,2003,27(5):50-53.
Lü Guangzhong, Liu Xiantai, You Qidong, et al. Experiment on nitrogen hot-water foam flooding in laboratory [J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2003, 27(5): 50-53.
- [2] 李安夏.乐安油田草4块稠油热水驱及热化学驱实验研究[J].油气地质与采收率,2011,18(3):64-66.
Li Anxia. Study on hot water and hot chemical flooding in heavy oil reservoir of block Cao4, Le'an oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(3): 64-66.
- [3] 陈涛平,张志琦,刘颖.地热水驱温度对稠油采收率影响实验研

究[J].特种油气藏,2010,17(1):98-99.

- Chen Taoping, Zhang Zhiqi, Liu Ying. Experiment research on the impact of geothermal water temperature on heavy oil recovery factor [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(1): 98-99.
- [4] 方国庆,樊建明,何永宏,等.致密砂岩油藏热水+表面活性剂提高采收率机理及其对产能贡献的定量评价[J].西安石油大学学报:自然科学版,2012,27(6):57-60.
Fang Guoqing, Fan Jianming, He Yonghong, et al. Enhanced oil recovery mechanisms of "hot water + surfactant" flooding and quantitative evaluation of their contribution to the productivity of tight sandstone reservoirs [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2012, 27(6): 57-60.
- [5] Bryan J, Kantzas A. Enhanced heavy oil recovery by alkali-surfactant flooding [R]. SPE 110738, 2007.
- [6] 李爱芬,任晓霞,江凯亮,等.表面活性剂改善稠油油藏水驱开发效果实验研究——以东辛油田深层稠油油藏为例[J].油气地质与采收率,2014,21(2):18-21.
Li Aifen, Ren Xiaoxia, Jiang Kailiang, et al. Experimental study on influencing factors of injecting surfactant to improve water flooding for heavy oil reservoir—case of Dongxin heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 18-21.
- [7] 欧阳传湘,付蓉,涂志勇.超稠油三元复合吞吐中表面活性剂筛选及性能评价[J].石油地质与工程,2009,23(6):105-107.
Ouyang Chuanxiang, Fu Rong, Tu Zhiyong. Surface active agent selection and performance evaluation in ternary combination huff-puff of super heavy oil [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2009, 23(6): 105-107.
- [8] 欧阳向南,唐善法,刘霜,等.双子表面活性剂临界胶束浓度规律研究进展[J].断块油气田,2012,19(5):654-657.
Ouyang Xiangnan, Tang Shanfa, Liu Shuang, et al. Advance in regularity research on critical micelle concentration of Gemini surfactants [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(5): 654-657.
- [9] 仇莉,吴芳,张弛,等.驱油用表面活性剂的发展及界面张力研究[J].西安石油大学学报:自然科学版,2010,25(6):59-65.
Zhang Li, Wu Fang, Zhang Chi, et al. Development of surfactants for enhanced oil recovery factor and study of their interfacial tension [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2010, 25(6): 59-65.
- [10] 谢玉银,侯吉瑞,张建忠,等.基于低质量浓度表面活性剂的复合驱效果评价[J].油气地质与采收率,2014,21(1):74-77.
Xie Yuyin, Hou Jirui, Zhang Jianzhong, et al. Evaluation of low-concentration surfactant system for chemical flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1): 74-77.
- [11] 杨红斌,吴飞鹏,李淼,等.低渗透油藏自适应弱凝胶辅助氮气泡沫复合驱体系[J].东北石油大学学报,2013,37(5):78-83.
Yang Hongbin, Wu Feipeng, Li Miao, et al. Composite profile control of self-adaption weak gel assisted nitrogen foam in low permeability reservoir [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(5): 78-83.