

文章编号:1000-4092(2021)03-499-05

三元复合驱表面活性剂梯度降浓注入方式优化*

刘春天, 陆屹, 田燕春, 李星, 王颖, 宋志瑞, 李欣欣

(大庆油田有限责任公司勘探开发研究院&国家能源陆相砂岩老油田持续开采研发中心, 黑龙江 大庆 163712)

摘要:为了缓解大庆油田复合驱开发区块储层物性变差,表面活性剂损耗量增大、三元体系抗吸附性能减弱的问题,开展表面活性剂浓度优化研究,指导改善复合驱技术经济效果。采用换砂不换液、换液不换砂两种静态吸附实验方法分析段塞不同位置的化学剂损耗,结合动态吸附和物理模拟驱油实验,确定合理的表面活性剂浓度变化方式。研究表明,三元段塞驱替前缘吸附严重,应提高表面活性剂浓度;前缘流经后的油砂吸附能力减弱,可降低后续段塞的浓度;被吸附后的表面活性剂存在脱附现象,对后续段塞浓度进行补偿。根据化学剂损耗规律,提出表面活性剂梯度降浓方式,在保持化学剂用量不变的情况下,扩大超低界面张力作用距离,可相对常规恒定浓度方式进一步提高采收率0.91百分点。图3表4参7

关键词:三元复合驱;表面活性剂;注入方式;提高采收率;梯度降浓

中图分类号:TE357.46 **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.03.021

大庆油田三元复合驱从20世纪80年代开始攻关,经历了室内基础研究、先导性试验、工业性试验和工业化应用四个阶段,取得了较好的开发效果,相对水驱提高采收率18个百分点以上^[1-3],已成为支撑大庆油田持续发展的主导开发技术之一。室内研究和现场试验结果表明,表面活性剂的吸附损耗是影响复合体系作用效果的重要因素^[4-6]。近年来,随着复合驱技术应用规模不断扩大,开发区块的储层物性发生变化,黏土矿物含量增多、油砂粒径变小,导致表面活性剂的损耗加重^[7]。增大表面活性剂浓度有利于提高采收率,但将使化学剂成本增加。因此,本文通过分析现场试验过程中三元段塞在地下的运移规律,采用换砂不换液、换液不换砂两种实验方法,模拟段塞不同位置油砂对表面活性剂的吸附作用,从注入方式上针对复合体系抗吸附性能进行优化,形成表面活性剂梯度降浓方式。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

部分水解聚丙烯酰胺 HPAM, 相对分子质量 $1600 \times 10^4 \sim 1900 \times 10^4$, 固含量 88%, 水解度 25%, 大庆炼化公司; Na_2CO_3 , 分析纯, 辽宁泉瑞试剂有限公司; 石油磺酸盐表面活性剂, 大庆炼化公司。物理模拟驱油实验用模拟油:由大庆油田采油四厂外输原油与航空煤油配制而成,黏度 $10 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ (45°C)。实验用水为模拟地层水,矿化度 6778 mg/L ,在 1 L 蒸馏水中加入 3.977 g NaCl 、0.028 g CaCl_2 、0.046 g $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ 、0.093 g Na_2SO_4 和 2.634 g NaHCO_3 配制而成。油砂:将天然岩心用苯和汽油清洗,研磨粉碎后,筛分出 80~120 目的部分,粒径 $0.125 \sim 0.180 \text{ mm}$; 贝雷岩心:气测渗透率 $300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,动态吸附实验岩心尺寸为 $\phi 2.5 \text{ cm} \times 10 \text{ cm}$,物理模拟驱油实验岩心尺寸为 $4.5 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm} \times 30 \text{ cm}$ 。

* 收稿日期:2020-05-15;修回日期:2020-12-16。

作者简介:刘春天(1975—),女,高级工程师,大庆石油学院油气田开发工程专业博士(2005),从事三次采油技术方面研究,通讯地址:163712 黑龙江省大庆油田勘探开发研究院,电话:0459-5589132, E-mail:liuchuntian@petrochina.com.cn。

TX500C型界面张力仪,美国CNG公司;Innova 40型恒温摇床,美国New Brunswick Scientific公司;多功能驱油装置,江苏华安科研仪器有限公司。

1.2 实验方法

采用聚合物浓度1800 mg/L、碱质量分数1.2%、表面活性剂质量分数0.3%的弱碱石油磺酸盐复合体系,开展换砂不换液、换液不换砂两种静态吸附实验,分析段塞不同位置表面活性剂的损耗规律;采用聚合物浓度1800 mg/L、碱质量分数1.2%、表面活性剂质量分数分别为0.35%、0.3%、0.25%的弱碱石油磺酸盐复合体系,开展静态、动态吸附实验和物理模拟驱油实验,分析不同注入方式对表面活性剂损耗和提高采收率的影响。

(1)静态吸附实验

换砂不换液静态吸附实验模拟三元段塞前端的吸附情况。将三元复合体系与油砂按照液固比9:1混合后放置于锥形瓶中,在恒温摇床(温度45℃,转速120 r/min)上震荡48 h,静置后将溶液与油砂分离。将分离后的溶液与新油砂按照上述步骤进行重复实验。

换液不换砂静态吸附实验模拟三元段塞中部及后端的吸附情况。每次采用新配制的溶液与吸附后的油砂混合进行吸附实验。

每次吸附实验结束后,采用两相滴定法检测溶液中的表面活性剂浓度。在溶液中加入酸性混合指示剂和二氯甲烷,然后向溶液中滴加海明,根据指示剂颜色变化判断滴定终点,确定表面活性剂浓度。采用界面张力仪检测溶液与原油间的界面张力。

(2)动态吸附实验

将贝雷岩心抽真空12 h,饱和模拟水,分别采用不同三元体系进行动态吸附实验。第一个实验采用恒定表面活性剂质量分数为0.3%、碱质量分数1.2%、聚合物质量浓度1800 mg/L的三元体系连续驱替9 PV,后续进行水驱。第二个实验依次采用表面活性剂质量分数为0.35%、0.3%、0.25%,碱质量分数1.2%,聚合物质量浓度1800 mg/L的三元体系驱替3 PV,后续进行水驱。检测采出液中表面活性剂浓度,确定表面活性剂的损耗。

(3)物理模拟驱油实验

将贝雷岩心抽真空12 h,饱和模拟水,饱和模拟

油,采用模拟水驱替岩心至含水98%,注入0.3 PV的三元段塞,然后注入0.2 PV浓度为1400 mg/L的聚合物保护段塞,后续水驱至含水98%。

2 结果与讨论

2.1 三元复合体系的静态吸附分析

两种静态吸附实验中表面活性剂浓度见表1。由表1可以看出,吸附1次后,表面活性剂质量分数由0.3%降低至0.18%,损失40%。采用换砂不换液方式,新油砂对表面活性剂的吸附作用强,吸附3次后,表面活性剂损失接近67%;采用换液不换砂方式,经过上一轮的吸附后,油砂表面已被化学剂占据一部分,吸附作用减弱,吸附3次后表面活性剂损失降低至53%。由此可见,三元复合体系在地下运移过程中,由于段塞前缘接触的都是未经吸附的新油砂,表面活性剂损耗较大,应适当提高浓度,后续段塞的表面活性剂损耗相对较小,可适当降低浓度。

表1 不同类型静态吸附实验结果

吸附实验方式	表面活性剂质量分数/%			
	初始	吸附1次	吸附2次	吸附3次
换砂不换液	0.3	0.18	0.14	0.10
换液不换砂	0.3	0.18	0.15	0.14

基于以上分析,提出梯度降浓注入方式,即将0.3 PV的三元段塞划分为3个0.1 PV,表面活性剂质量分数依次为0.35%、0.3%、0.25%,碱质量分数保持为1.2%,聚合物浓度保持为1800 mg/L。采用换砂不换液方式模拟三元段塞前端,对比分析表面活性剂质量分数为0.35%和0.3%时的抗吸附性能。采用换液不换砂方式模拟三元段塞中部及后端,对比分析表面活性剂质量分数递减为0.3%、0.25%的三元体系与表面活性剂质量分数恒定为0.3%的三元体系抗吸附性能。

根据对比实验结果可以看出,将表面活性剂质量分数提高到0.35%,吸附3次后,溶液中的表面活性剂仍可保持在0.16%,这将扩大段塞前缘达到超低界面张力的距离,有利于提高驱油效果(表2)。段塞中部表面活性剂初始质量分数0.3%,采用梯度降浓方式时,表面活性剂吸附3次后的浓度为

0.15%,高于常规恒定质量分数时的0.13%。段塞后部采用梯度降浓方式时,表面活性剂吸附3次后的质量分数为0.11%,低于常规恒定浓度时的0.16%。这主要是由于该阶段的初始表面活性剂浓度低,在实际驱替过程中,该阶段可借助段塞前端形成的油墙实现提高采收率。将吸附三元体系后的油砂用模拟水浸泡24 h,检测到水中表面活性剂质量分数为0.05%,表明表面活性剂存在脱附现象,使后续段塞中的表面活性剂浓度升高,有利于提升梯度降浓注入方式的效果。

表2 不同注入方式静态吸附实验结果

模拟注入方式	表面活性剂初始质量分数/%	吸附1次		吸附2次		吸附3次		模拟位置
		实验方式	表面活性剂质量分数/%	实验方式	表面活性剂质量分数/%	实验方式	表面活性剂质量分数/%	
梯度降浓	0.35	1	0.23	1	0.18	1	0.16	段塞前缘
	0.30	2	0.18	2	0.16	2	0.15	段塞中部
	0.25	2	0.15	2	0.12	2	0.11	段塞后部
常规恒定浓度	0.30	1	0.18	1	0.14	1	0.10	段塞前缘
	0.30	2	0.17	2	0.15	2	0.13	段塞中部
	0.30	2	0.23	2	0.17	2	0.16	段塞后部

注:吸附实验方式1为换砂不换液;吸附实验方式2为换液不换砂。

2.2 不同表面活性剂注入方式下的动态吸附

分别采用常规恒浓方式和梯度降浓方式注入9 PV的三元体系,后续进行水驱,注入过程中采出液中表面活性剂含量随注入体积变化见图1。三元体系中聚合物浓度保持为1800 mg/L,碱质量分数保持为1.2%,常规恒浓方式的表面活性剂质量分数

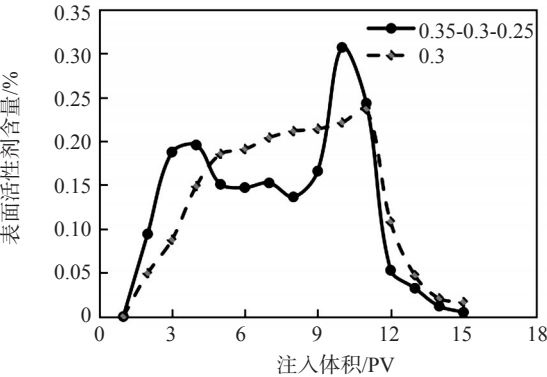


图1 动态吸附实验采出液中表面活性剂含量随注入体积变化

为0.3%,梯度降浓方式的表面活性剂质量分数分别为0.35%、0.3%、0.25%。梯度降浓方式在注入9 PV三元体系后,采出液中的表面活性剂浓度出现明显的上升峰,然后下降,进一步验证了静态吸附实验中表面活性剂存在脱附现象的推断。脱附后的表面活性剂进入后续段塞进行浓度补偿,有利于梯度降浓方式保持超低界面张力作用距离。

2.3 不同注入方式下的驱油效果对比

分别采用梯度降浓方式和常规恒浓方式进行物理模拟驱油实验,具体方案见表3,驱油实验结果见表4,驱替过程中采收率、含水和注入压力随注入体积变化见图2和图3。驱油实验结果表明,方案2采用表面活性剂梯度降浓方式,可相对水驱提高采收率28.62个百分点,与方案1常规恒浓方式相比,采收率进一步提高了0.91个百分点。前端注入0.1 PV三元体系中的表面活性剂质量分数为0.35%,高浓度的表面活性剂有利于形成油墙,同时可减少油砂和原油作用下的表面活性剂损耗;中间注入0.1 PV三元体系中的表面活性剂质量分数为0.3%,可维持较高的洗油效果,尽管后续段塞的0.1 PV的三元体系中表面活性剂浓度降低,但仍具有提高采收率作

表3 不同注入方式实验方案

编号	三元段塞				聚合物段塞	
	注入体积/PV	碱质量分数/%	表面活性剂质量分数/%	聚合物质量浓度/(mg·L ⁻¹)	注入体积/PV	聚合物质量浓度/(mg·L ⁻¹)
方案1	0.3	1.2	0.3	1800	0.2	1400
方案2	0.1、0.1、0.1	1.2	0.35、0.3、0.25	1800	0.2	1400
方案3	0.3	1.2	0.4	1800	0.2	1400

表4 不同注入方式物理模拟驱油实验结果

岩心编号	气测渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	含油饱和度/%	采收率/%			备注
			水驱	总计	平均提高	
20	338	61.65	38.67	66.79	27.71	方案1
5	364	60.22	40.21	67.51		
18	351	62.44	39.46	68.19	28.62	方案2
11	329	65.76	38.70	67.21		
9	326	64.20	39.06	69.36	30.24	方案3
8	337	64.23	39.70	69.88		

用,从而在相同化学剂用量条件下改善了三元复合驱效果。从图2和图3可以看出,采用梯度降浓方式使驱替压力上升幅度增大且持续时间长,含水下降快、降幅明显,注入段塞阶段的采收率更高。方案3将表面活性剂质量分数增至0.4%,可相对常规恒浓方式进一步提高采收率2.53个百分点,但表面活性剂用量增加了33%。

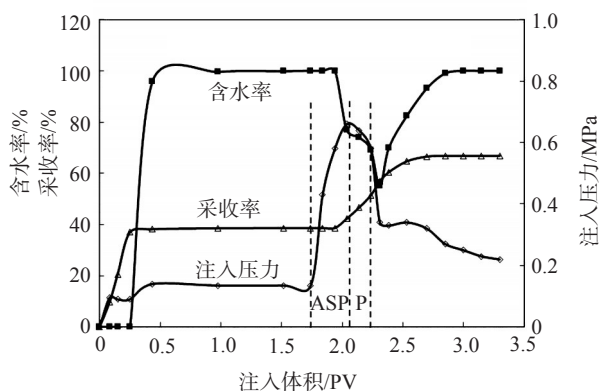


图2 贝雷岩心20驱油实验曲线(常规恒浓注入)

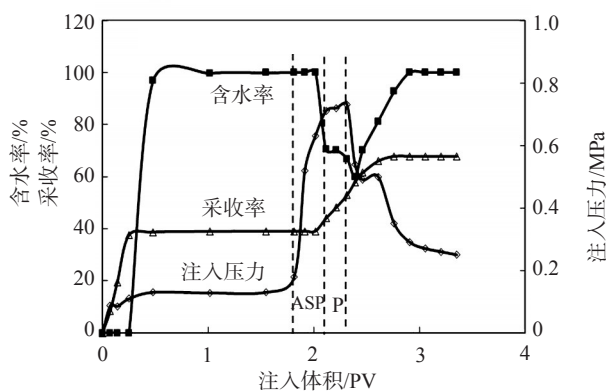


图3 贝雷岩心18驱油实验曲线(梯度降浓注入)

以地质储量 100×10^4 t 计算,在三元主段塞表面活性剂质量分数为0.3%、二类B油层复合驱提高采收率16个百分点的基础上,采用表面活性剂梯度降浓注入方式进一步提高采收率0.91个百分点,吨油化学剂成本可降低4.76%,采用表面活性剂质量分数为

0.4%的体系,吨油化学剂成本可降低2.17%。因此,表面活性剂梯度降浓方式可获得更好的经济效益。

3 结论

根据三元段塞不同位置的化学剂吸附损耗规律,提出表面活性剂梯度降浓方式,将段塞前端的表面活性剂质量分数提高到0.35%,扩大超低界面张力体系的作用距离,三元体系冲刷后的油砂吸附作用减弱,同时由于被吸附的表面活性剂脱附后可进入后续段塞增加浓度,所以三元段塞中端和后部的表面活性剂浓度可依次设计为0.3%、0.25%。在化学剂用量相同条件下,采用表面活性剂梯度降浓方式,室内贝雷岩心物理模拟驱油实验进一步提高采收率0.91个百分点。现场试验过程中,三元体系运移距离长,油砂体积大,表面活性剂的损耗严重,采用表面活性剂梯度降浓方式具有更重要的意义,预计提高采收率幅度将进一步增大,有效改善三元复合驱技术经济效果。

参考文献:

- [1] 程杰成,廖广志,杨振宇,等.大庆油田三元复合驱矿场试验综述[J].大庆石油地质与开发,2001,20(2):46-49.
- [2] 李士奎,朱焱,赵永胜.大庆油田三元复合驱试验效果评价研究[J].石油学报,2005,26(3):56-59.
- [3] 王凤兰,伍晓林,陈广宇,等.大庆油田三元复合驱技术进展[J].大庆石油地质与开发,2009,27(6):154-162.
- [4] 李道山,侯吉瑞,徐瑞娟.三元复合驱油液各组分在大庆油砂上的吸附研究[J].油田化学,2001,18(4):358-361.
- [5] 张丽波,蔡红岩,王强.三元复合驱体系各组分静态吸附规律[J].油气地质与采收率,2014,21(2):32-34.
- [6] 张雷,吴文祥.三元复合驱油体系静态吸附规律研究[J].当代化工,2017,46(6):1089-1091.
- [7] 李柏林,张莹莹,代素娟,等.大庆萨中二类油层对三元驱油体系的吸附特性[J].东北石油大学学报,2014,38(6):92-99.

Surfactant Gradient Concentration Reduction in Weak Base ASP Flooding

LIU Chuntian, LU Yi, TIAN Yanchun, LI Xing, WANG Ying, SONG Zhirui, LI Xinxin

(Exploration and Development Research Institute, Daqing Oilfield Company Limited, National Energy Continental Sandstone Old Oilfield Sustainable Development Research and Development Center, Daqing, Heilongjiang 163712, P R of China)

Abstract: In Daqing oilfield, physical properties of reservoir become worse and adsorption loss of surfactant increases, research on surfactant concentration optimization was carried out to improve the technical and economic effect of composite flooding. Two static adsorption experimental methods were used to analyze chemical agent loss at different positions of the slug. One method was to change sand without changing liquid, the other was to change liquid without changing sand. Combined with dynamic adsorption and physical simulation experiment, the reasonable variation mode of surfactant concentration was determined. The result showed that, surfactant adsorption at the front of slug displacement was serious, and surfactant concentration should be increased. Adsorption capacity of oil sand flowing through leading edge was weakened, the concentration of subsequent slugs should be reduced appropriately. The adsorbed surfactant could desorb and compensate subsequent slug. According to the law of chemical agent loss, a gradient injection method of surfactant was proposed, which could enlarge action distance of ultra-low interfacial tension with same chemical dosage. Compared with conventional injection method, EOR could be further improved by 0.91% using the gradient injection method.

Keywords: ASP flooding; surfactant; chemical concentration; oil recovery; gradient concentration

(上接第 491 页。continued from p.491)

Influence of Two Petroleum Acids on the Key Performance of Binary Oil Displacement System

WANG Yu^{1,2}, WU Yonghua^{1,2}, LIN Lili^{1,2}, YU Wenfang^{1,2}

(1. Xinjiang Laboratory of Petroleum Reserve in Conglomerate, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. Research Institute of Experiment and Detection, Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China)

Abstract: In order to clarify the law of petroleum acid on the interfacial tension and emulsifying performance of binary oil displacement system (SP), two kinds of petroleum acids and oil with acid removed were separated from crude oil in compound flooding test area. The carbon number distribution and structure of two petroleum acids were tested, and the influence on dynamic interfacial tension and emulsion stability of SP were studied. The results showed that the relative molecular mass 1# and 2# petroleum acid was 242 and 312, while the carbon number distribution was distributed between 10—15 and 10—25, respectively. The 2# petroleum acid with mass concentration of 700 mg/L could reduce the equilibrium interfacial tension (IFT_{eq}) between oil and water to 0.021 mN/m, while 1# petroleum acid with the same concentration could only reduce IFT_{eq} to 0.095 mN/m. The mixed acid had a positive synergistic effect on reducing interfacial tension. The combination of two petroleum acids could achieve ultra-low oil-water interfacial tension in SP. The stability of acid-containing emulsion system was related to the dynamic interfacial tension. The final stability of the oil-water emulsion system containing 2# petroleum acid was higher due to the low IFT_{eq} . Through the reverse analysis from the performance to raw materials of SP, it was pointed out that the sulfonate should be prepared by adding petroleum acid to raw oil, which increased the emulsification performance of SP and obtained a better effect of reducing interfacial tension.

Keywords: petroleum acid; binary displacement system; interfacial tension; emulsification; raw oil