

文章编号:1000-4092(2020)01-150-05

伊拉克米桑油田破乳剂的评价与应用*

李湘山,魏 强,陆 原,郭海军

(中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司,天津 300452)

摘要:伊拉克米桑油田外输原油含盐量经常高于合同规定的28 mg/L的要求,影响油田提产计划,亟需优化破乳剂。为此,基于米桑油田原油处理工艺,通过考察脱水温度和乳化次数对破乳脱水效果的影响,确定了米桑油田破乳剂的评价条件,通过电脱法和瓶试法优选复配出破乳剂HYP-243,并在米桑油田进行了现场试验。结果表明,在破乳剂质量浓度80 mg/L、温度60℃、乳化次数150次的评价条件下,烷基酚醛树脂型聚醚破乳剂YF-PC-541、酚胺树脂型聚醚破乳剂YFPG-242、脂肪胺型聚醚破乳剂YFPC-140以质量比4:1:0.5复配制得的破乳剂HYP-243脱水速率快、终脱水量大、脱出水水质干净,破乳脱水效果优于在用破乳剂RP-968。现场试验结果表明,HYP-243加量为75 mg/L时的洗盐效果显著,在加量降低10 mg/L的条件下,水洗罐出口原油含盐均值从573 mg/L降至358 mg/L,外输原油含盐均值从36 mg/L降至22 mg/L,满足米桑油田外输原油含盐小于28 mg/L的控制指标,有利于米桑油田提产计划的顺利实施,保障米桑油田的平稳生产。图6参16

关键词:米桑油田;破乳剂;破乳脱水;掺水洗盐;原油

中图分类号:TQ423:TE39 **文献标识码:**A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.01.026

米桑油田位于30多年前两伊战争的主战场^[1],2011年中海油伊拉克公司成为作业者后,计划6年内将该油田群的产量从10万桶/天提高到45万桶/天。米桑油田在用破乳剂为Baker公司产品RP-968,产品性能一般,加上处理设备老旧,外输原油含盐量极不稳定,外输原油盐含量经常高于合同规定的28 mg/L的要求^[2],影响油田提产计划,亟需优化破乳剂。米桑油田原油主要处理流程为^[3-6]:不同脱气站来液汇集成4条管汇进入终端厂,经加热器加热至80℃后,进入水洗罐,沉降脱水约15~20 h,水洗罐分离出来的原油进入两级电脱盐设备掺水洗盐,合格的脱盐原油输送至储罐后外输。米桑油田原油盐含量高达17 g/L,要实现外输原油含盐小于28 mg/L,难度较大。

脱盐主要是脱水溶性的盐,如NaCl等,这些盐存在于原油中的水相^[7-11],因此原油脱水和脱盐是一致的。理论上通过绝对脱水可以实现绝对脱盐,但

实际应用中,绝对脱水几乎是不可能的或者是不经济的,因此一般采用掺水洗盐的方法来稀释原油中水的含盐量,在相同脱后含水率的情况下实现更高的脱盐率。掺水洗盐的过程就是用淡化水(低含盐)与原油混合,混合越均匀,洗盐效果越理想,但乳化程度也越高,破乳脱水难度也相应增加。因此,使用破乳脱水效果好的破乳剂,既可满足掺水洗盐工艺,又可降低脱后原油的含盐量。针对米桑油田原油脱盐经常不达标的问题,通过提高破乳剂脱水速度和脱水率,尽可能降低外输原油盐含量,使伊拉克米桑油田外输原油含盐量不高于合同规定的28 mg/L。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

破乳剂RP-968,米桑油田在用破乳剂,美国贝克休斯公司;破乳剂YFPC-140、YFPC-539、

* 收稿日期:2019-04-03;修回日期:2019-05-09。

基金项目:中海油能源发展股份有限公司重大科技专项“油田采出液新型破乳剂与水处理剂开发”(项目编号HFXMLZ-ZX201608)。

作者简介:李湘山(1981-),男,工程师,北京化工大学化学工程专业硕士,从事油田、炼厂助剂研究应用工作,通讯地址:518054 深圳市南山区后海滨路3168号中海油大厦A座701室,电话:0755-26022725, E-mail:lixsh8@cnooc.com.cn。

YFPC-541、YFPG-205、YFPG-242,分别为脂肪胺、烷基酚醛树脂、烷基酚醛树脂、多元醇、酚胺树脂型聚醚破乳剂,均为公司自产且应用效果较好的产品;复配破乳剂P-16,由YFPC-539和YFPG-205按质量比3:1组成;复配破乳剂P-43由YFPC-541、YFPG-242、YFPC-140按质量比4:1:0.5组成;实验用油为米桑油田生产管汇未加破乳剂混合原油,含蜡7.48%、沥青质11.39%、胶质6.46%,原油API密度为20.73,综合含水5%;米桑油田洗盐水, $\text{Cl}^- \leq 200 \text{ mg/L}$, $\text{Na}^+ \leq 130 \text{ mg/L}$ 。

100 mL 刻度脱水瓶,美国Robinson公司;摇架,定制,2排每排6格,配合脱水瓶使用;SH-II型电脱盐试验仪,洛阳市分析仪器厂;Julabo TW8恒温水浴槽,德国Julabo公司。

1.2 实验方法

(1) 瓶试法

参照石油天然气行业标准SY/T 5280—2018《原油破乳剂通用技术条件》评价破乳剂的破乳脱水效果。考虑到米桑油田原油处理流程与炼油厂电脱盐预处理工艺类似,重点在于掺水洗盐,故对部分评价条件进行了调整。在装有实验用油的脱水瓶中加入6%洗盐水和规定浓度的破乳剂,用摇架乳化混合规定次数,然后置于规定温度的恒温水浴中,记录90 min(基于公司电脱盐破乳剂评价方法和经验)内不同时间脱出水的体积,并观察脱出水水质和油水界面状况。

(2) 电脱法

电脱盐工艺中电场的作用非常明显。采用电脱盐试验仪对瓶试法优选出的破乳剂进行破乳脱水效果验证。在装有实验用油的脱水瓶中加入6%洗盐水和规定浓度的破乳剂,用摇架乳化混合规定次数,然后置于规定油浴温度的电脱盐试验仪中,记录规定时间内脱出水的体积。

(3) 含水率和含盐量的测定

现场试验期间,为保证数据客观,原油含水率和含盐量的测定均由伊拉克米桑油田化验员完成。参照标准分别为ASTM D4007-11^[12]和IP 77/72^[13]。

2 结果与讨论

2.1 脱水温度的影响

在破乳剂RP-968质量浓度为80 mg/L、乳化

150次的条件下,温度对RP-968脱水效果的影响见图1。随着脱水温度的升高,RP-968脱水量总体呈上升趋势。温度升高有利于降低原油黏度、增加油水密度差等,这些因素都利于提升破乳脱水效果^[14-16]。60℃下的脱水速率和脱水量明显高于50℃。在60~80℃区间,随着温度上升,脱水速率和脱水量有所上升,但受温度的影响程度变小。尽管米桑油田经加热器正常加热可达80℃,但由于部分加热器老旧,需要经常维修,实际加热后温度一般在60~70℃。结合图1和米桑油田的实际工况,破乳剂评价中适宜的温度设定为60℃,以满足不理想工况条件下的脱水需求。

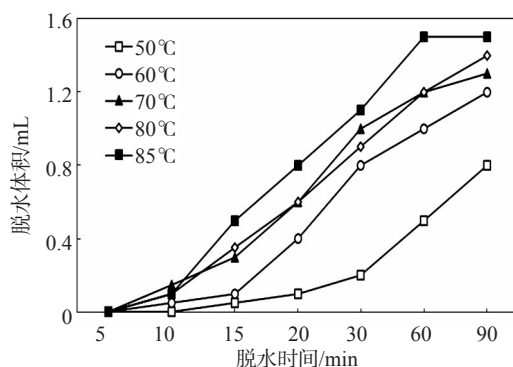


图1 破乳剂RP-968在不同温度下的脱水效果

2.2 乳化次数的影响

在破乳剂RP-968质量浓度为80 mg/L、温度为60℃的条件下,乳化次数对RP-968脱水效果的影响见图2。随着乳化次数的增加,乳化强度增加,导致脱水难度增加,RP-968脱水量和脱水速率总体呈下降趋势。乳化50次的脱水速率和脱水量明显高于乳化100次。米桑油田原油处理的主要目的是掺水洗盐,在破乳剂能充分脱水的前提下,理论上乳化强度越大、混合得越均匀,脱盐越彻底。结合图2和

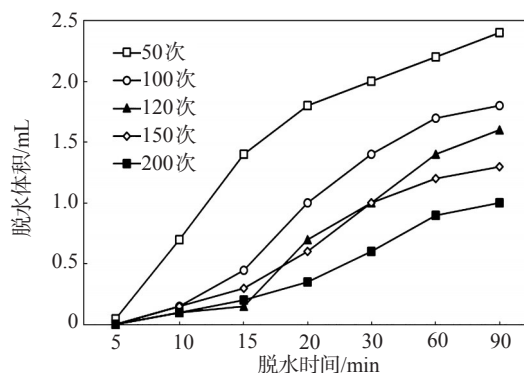


图2 破乳剂RP-968在不同乳化次数下的脱水效果

炼油厂电脱盐预处理破乳剂评价经验,破乳剂评价中适宜的乳化次数为150次。

2.3 评价条件的确定

通过考察脱水温度和乳化次数,确定了瓶试法的基本评价条件:破乳剂质量浓度为80 mg/L,评价温度为60℃,乳化次数为150次。从图3可以看出,在该评价条件下,破乳剂破乳性能区分明显。YFPC-140、YFPG-205破乳脱水效果明显差于在用破乳剂RP-968,而YFPC-539、YFPC-541和YFPG-242则明显优于RP-968。因此,在该条件下完成了米桑油田原油破乳剂样品的评价工作,从中选出一些具有不同特点的破乳剂样品,作为破乳剂复配的基础。

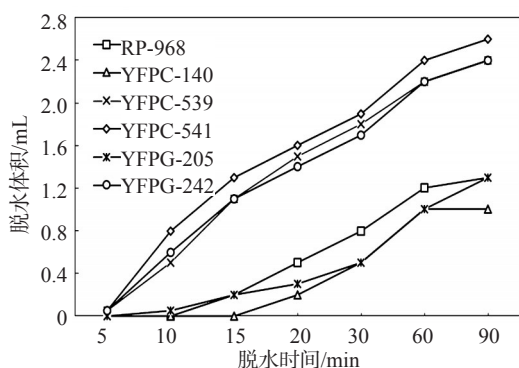


图3 不同破乳剂的脱水效果

2.4 破乳剂的复配

破乳剂复配的主要目的是提升破乳剂的综合性能,即实现更快的脱水速率、更高的终脱水量和更好的脱出水水质。复配的主要依据包括:(1)不同类型破乳剂复配,比如烷基酚醛树脂型聚醚破乳剂和多元醇类聚醚破乳剂复配;(2)不同脱水特点破乳剂复配,如初脱水速率慢、终脱水量大的破乳剂和初脱水率快、终脱水量一般的破乳剂复配,以及综合脱水性能最优和最差破乳剂复配;(3)不同脱出水水质破乳剂复配,如脱出水水质干净和水质脏的破乳剂复配。由图4可见,在乳化剂评价条件下,以YFPC-539和YFPC-541为主剂,通过破乳剂复配优选出了初脱水速率快、终脱水量大和脱出水水质干净的复配破乳剂P-16和P-43。复配破乳剂P-16和P-43的综合性能明显优于主剂YFPC-541和YFPC-539,远优于在用破乳剂RP-968。

2.5 破乳剂配方优选

在破乳剂质量浓度80 mg/L、温度60℃、乳化次

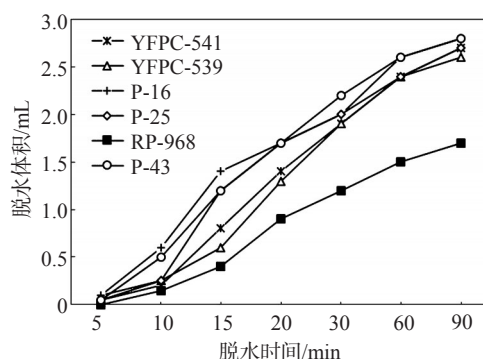


图4 复配破乳剂的脱水效果

数200次的条件下,采用SH-II型电脱盐试验仪对瓶试法选出的破乳剂复配样品P-43和P-16进行破乳脱水效果验证,结果见图5。用瓶试法测得破乳剂P-43和P-16的脱水效果基本相当,90 min脱水量分别为2.6 mL和2.5 mL,明显高于在用破乳剂RP-968的1.1 mL;电脱法(电场强度为1000 V/cm)测试结果表明,破乳剂P-43稍优于P-16,电脱法20 min脱水是瓶试法90 min脱水量的2倍多,分别达5.5 mL和5.4 mL,明显高于RP-968的4.8 mL。基于上述数据,破乳剂复配样品P-43作为米桑油田现场试验的推荐破乳剂,对应产品型号为HYP-243。

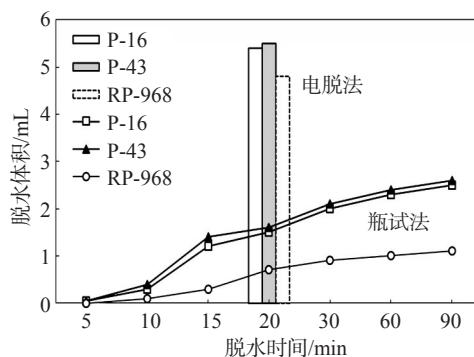


图5 瓶试法和电脱法测得破乳剂的脱水效果

2.6 现场应用

为解决米桑油田外输原油含盐偏高问题,用破乳剂HYP-243进行了现场试验。试验期间,破乳剂浓度、外输原油含盐、水洗罐出口原油含盐变化情况如图6所示。2月21日至3月3日加注在用破乳剂RP-968(85 mg/L,基于产油),水洗罐出口原油含盐平均值为573 mg/L,外输原油含盐平均值为36 mg/L。由图6可见,3月4日破乳剂HYP-243切入并稳定加注后,3月4日至3月7日水洗罐出口原油和外输原油含盐呈下降趋势。但3月8日至3月20日

含盐飙升,水洗罐出口原油含盐平均值升至1360 mg/L,外输原油含盐平均值升至102 mg/L,主要是由设备故障导致,期间发生多次加热器故障、洗盐水管线故障等。3月21日至4月7日设备基本正常运行后,水洗罐出口原油含盐平均值降为358 mg/L,外输原油含盐平均值降至22 mg/L。剔除设备故障影响,破乳剂由RP-968切换为HYP-243后,加注浓度降低了10 mg/L,水洗罐出口原油含盐平均值降低215 mg/L,外输原油含盐平均值降低14 mg/L,表明破乳剂HYP-243的洗盐效果明显优于在用破乳剂RP-968,并且在设备正常运行的条件下,能够满足外输原油含盐小于28 mg/L的控制指标。目前,破乳剂HYP-243已经在伊拉克米桑油田成功应用,效果良好。

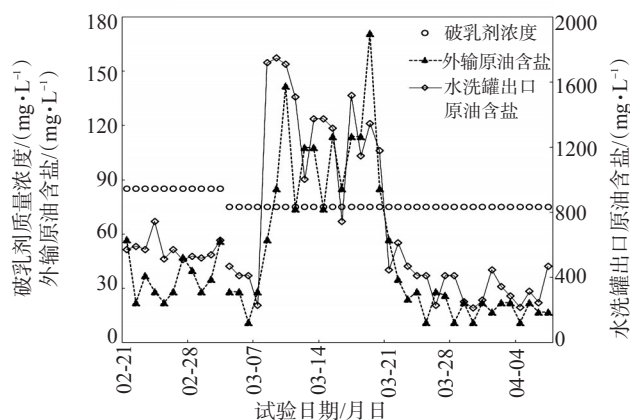


图6 破乳剂浓度、外输原油与水洗罐出口原油含盐量随试验时间的变化

3 结论

用瓶试法通过考察脱水温度和乳化次数对破乳剂脱水效果的影响,确定了米桑油田原油破乳剂的评价条件,对评选出的破乳剂复配得到脱水速率快、终脱水量大和脱出水水质干净的复配破乳剂HYP-243,其破乳效果优于在用破乳剂RP-968。在米桑油田现场试验中,HYP-243加量为75 mg/L时的洗盐效果显著,与在用破乳剂RP-968相比,加注浓度降低了10 mg/L,水洗罐出口原油含盐平均值

降低215 mg/L,外输原油含盐平均值降低14 mg/L,外输原油含盐平均值降至22 mg/L,满足米桑油田外输原油含盐小于28 mg/L的控制指标,有利于米桑油田增产计划的顺利实施。

参考文献:

- [1] 夏骥. 战争阴影下艰难复苏的伊拉克石油工业[J]. 石油化工技术经济, 2005, 21(5): 18-22.
- [2] 白刚. 伊拉克米桑油田高含盐原油脱盐工艺优化[J]. 油气田地地面工程, 2013, 32(3): 4-5.
- [3] 姜琦. 自动切水器在伊拉克米桑油田的设计应用[J]. 化工管理, 2018, 25: 215.
- [4] 汤林. 油气田地地面工程技术进展及发展方向[J]. 天然气与石油, 2018, 36(1): 1-12.
- [5] 杨蕾, 宋奇, 郭鹏, 等. 高含水油田预分水技术现状及发展趋势[J]. 天然气与石油, 2018, 36(5): 25-28.
- [6] 张宏奇, 刘扬, 王志华, 等. 高浓度聚驱采出液乳化行为及电化学脱水方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2017, 39(1): 177-183.
- [7] 李庆梅, 马红杰, 崔轲龙, 等. 哈油破乳剂评定及电脱盐工艺优化[J]. 石油化工设计, 2011, 28(1): 30-31.
- [8] 刘祖虎, 武英冲, 孙云, 等. 原油电脱盐脱水新技术研究和应用进展[J]. 炼油技术与工程, 2016, 46(8): 6-9.
- [9] 李海荣. 原油掺淡水洗盐的精确计算方法[J]. 油气田地地面工程, 2016, 35(6): 48-50.
- [10] 李海荣. 伊朗某项目重油脱水试验结果研究[J]. 石油规划设计, 2014, 25(2): 38-40.
- [11] 吴锦勇, 曹祖贤. SV型静态混合器在原油脱盐中的应用[J]. 油田地面工程, 1987, 6(4): 53-55.
- [12] ASTM International. Standard test method for water and sediment in crude oil by the centrifuge method (laboratory procedure): ASTM D4007-11 [S]. West Conshohocken: ASTM International, 2011.
- [13] 朱秀琴. 原油及其产品中盐含量的测定(等效采用IP77/72标准方法)[J]. 炼油防腐蚀通讯, 1985(2): 70-75.
- [14] 崔新安. 中东原油破乳剂的合成与评价[J]. 炼油技术与工程, 2004, 34(3): 42-45.
- [15] 毛致远, 王洪国, 刘森, 等. 辽河老化油用破乳剂的制备及其破乳性能[J]. 油田化学, 2018, 35(2): 333-337.
- [16] 戴维杰. 特高盐油藏SMG和SH03二元复合驱产出液用破乳剂的合成与评价[J]. 油田化学, 2018, 35(2): 313-315.

Performance Evaluation and Application of Demulsifier in Missan Oilfield of Iraq

LI Xiangshan, WEI Qiang, LU Yuan, GUO Haijun

(EnerTech-Drilling & Production Company, CNOOC Energy Technology and Services Limited, Tianjin 300452, P R of China)

Abstract: Salt content of output crude oil in Missan oilfield of Iraq is often higher than 28 mg/L stipulated in the contract, which affects the production increasing plan, and therefore the demulsifier is urgent to be optimized. Based on the crude oil treatment

process in Missan oilfield, the effect of dehydration temperature and emulsification times on demulsification capability was investigated, and the evaluation conditions were determined. The optimum formula HYP-243 was developed by bottle test and electric dehydration method. Finally HYP-243 was applied in Missan oilfield. The experiment results showed that when the dosage of demulsifier was 80 mg/L, the temperature was 60°C and the emulsification times was 150, the demulsifier HYP-243 formulated by alkylphenol formaldehyde resin demulsifier YFPC-541, phenol-amine resin demulsifier YFPG-242 and aliphatic amine demulsifier YFPC-140 in mass ratio 4: 1: 0.5, had better dehydration performance than demulsifier RP-968, such as faster dehydration rate, higher final dehydration volume and cleaner water quality. The field test results showed that better salt leaching effect was achieved when the dosage of HYP-243 was 75 mg/L. The average salt content in outer wash tank site decreased from 573 mg/L to 358 mg/L, and that in output crude oil decreased from 36 mg/L to 22 mg/L, even if the dosage was reduced by 10 mg/L. The results showed that HYP-243 could meet the requirements that the salt content of output crude was lower than 28 mg/L, which was helpful for the high and stable production.

Keywords: Missan oilfield; demulsifier; demulsification dehydration; desalting by water blending; crude oil

(上接第 149 页。continued from p.149)

Stability Analysis of Polymer Flooding Produced Fluid Interface Membrane in Bohai S Oilfield

LIU Yigang¹, XIE Liangbo², ZHAO Peng¹, HAN Yugui¹, SONG Xin¹, LI Zhuang², HAN Zhipeng², LIU Yuan², LI Yi²

(1. China National Offshore Oil Corporation, Tianjin Branch, Tianjin 300452, P R of China; 2. School of Science, Tianjin University, Tianjin 300072, P R of China)

Abstract: In order to clarify the influencing factors of oil-water interfacial film stability of polymer flooding produced liquid in Bohai S oilfield, the influence of polymer type, mass concentration of hydrophobic associating polymer and salinity of aqueous phase on the stability of crude oil emulsion was evaluated by the characterizations of oil-water interfacial rheology, Zeta potential and interfacial tension. The results showed that compared with linear polymer, hydrophobic associating polymer had obvious thickening and viscosifying effect on crude oil emulsion in Bohai S oilfield, which could significantly change the oil-water interface electrical property, increase the oil-water interface activity, enhance the strength of oil-water interface membrane, and had better emulsion stability. At the same time, there was a linear correlation between the concentration of hydrophobic associating polymer and the interfacial membrane elasticity of the emulsion. With the increase of the polymer concentration from 0 mg/L to 800 mg/L, the interfacial membrane elasticity of the emulsion increased from 4 Pa to 17 Pa. When the mass concentration of polymer increased up to 400 mg/L, the adsorption of the polymer at the oil-water interface was close to saturation. The water phase salinity also had a great influence on the stability of crude oil emulsion. When the salinity was 0—9417.7 mg/L, the stability of the emulsion was mainly affected by the electrical properties of the interface; while when the salinity of aqueous phase was 9417.7 — 18,835.4 mg/L, the stability of emulsion was mainly affected by the structural strength of oil-water interface membrane.

Keywords: crude emulsion; stability; oil-water interface; rheological property; interfacial tension; Zeta potential