

文章编号: 1000-4092(2007) 03-0219-04

渤海埕北油田原油消泡剂 BHX-06 的开发^{*}

史云梅, 黄晓东, 孔德钰, 刘 杰, 王瑞华

(中海石油基地集团公司采油技术服务分公司, 天津 300452)

摘要:渤海埕北海上油田 A、B 平台所产高含水(平均 87%)含气(气油比 66 和 45)重质原油, 从各该综合汇管进入三相分离器, 在温度 70~ 75℃、压力 0.23~ 0.26 MPa 下含水原油、自由水、天然气分离。为了抑制天然气从原油中逸出时产生泡沫, 挟带原油进入高压洗涤器, 需在三相分离器内加入原油消泡剂。合成了有机氟接枝聚硅氧烷, 再加入螯合剂、助溶剂、分散剂, 制成了有效成分质量分数≤10%的原油消泡剂 BHX-06。从现场取含气含水原油样, 加入体积分数 20%的各种消泡剂煤油溶液, 加量为 50 mL/L, 在封闭、70℃条件下测原油样体积变化, 求得 12 分钟时 BHX-06 的消泡率为 86%, 略小于日本帝国石油公司的 EX-906(88%), 在不同程度上高于 8 种国内商品或自制消泡剂。在埕北 B 平台进行了为时 5 天的现场应用试验, 将体积分数 3%的 BHX-06 煤油溶液连续注入三相分离器, 加量按油气水混合物产量计为 8.3~ 14.5 mL/L, 三相分离器 and 高压洗涤器运行顺利, 高压洗涤器内基本上无积液。图 2 表 3 参 3。

关键词:原油消泡剂; 有机氟接枝聚硅氧烷; 含水含气原油; 油气水三相分离; 原油起泡; 消泡; 渤海埕北海上油田; 化学剂研发

中图分类号: TE868; TE869; TE39 文献标识码: A

埕北油田为中日合作开发的我国海上第一个稠油油田, 位于渤海西南部, 自上世纪 80 年代投产以来, 平台上一直使用日本的原油消泡剂, 不仅价格高, 且采办周期长。因此, 迫切需要开发国产的高效原油消泡剂来替代进口药剂, 在确保现场正常生产的同时, 降低生产成本。

1 现场概况

1.1 油品性质

埕北原油是一种重质、高黏度、高凝固点稠油, 密度为 0.957 g/cm³ (20℃), 50℃黏度为 750 mPa·S, 含蜡 6%, 含胶质沥青质 45%, 含硫量小于 0.5%。油井产出液平均含水 87%, 日平均产气 2×10⁴ m³, 气油比: A 平台为 66, B 平台为 45。

2007 年 3 月 5 日至 8 日的 CB-B 平台注水水质监测数据见表 1, 水质各项指标均在控制指标之内。

表 1 CB-B 平台注水水质动态监测数据表

监测日期 /月/日	含油量 /mg L ⁻¹	粒径中值 /μm	含量/mg L ⁻¹							
			悬浮物	总铁	亚铁	溶解氧	硫化物	SRB	TGB	铁细菌
03-05	18	2.215	3.26	0.1	0	0.04	0.1	2.5	0	0
03-06	18	2.215	3.26	0.1	0	0.04	0.1	—	0	0
03-07	20	2.215	3.26	0.1	0	0.04	0.1	—	0	0
03-08	20	2.215	3.26	0.1	0	0.04	0.1	—	0	0
控制标准	≤30	≤3	≤5	≤0.5	≤0.5	< 0.1	≤2	≤25	≤n×10 ³	≤n×10 ³

^{*} 收稿日期: 2007-01-23; 修改日期: 2007-04-30。
作者简介: 史云梅(1975-), 女, 工程师, 天津师范大学化学教育学士(1998)、天津大学有机化学硕士(2003), 主要从事聚合物及油气水处理方面的工作, 通讯地址: 300452 天津市塘沽区渤海石油路 688 号 501 信箱采油技术服务公司, E-mail: symboli2008@yahoo.com.cn。
© 1994-2012 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

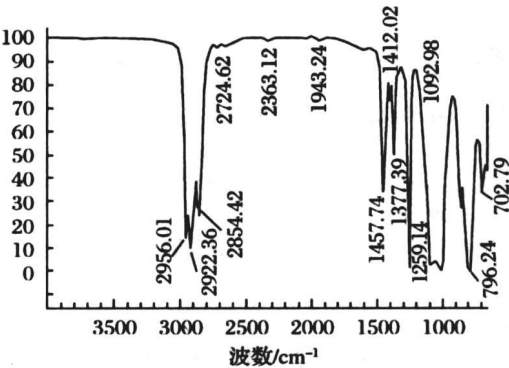


图 2 BHx-06 有效成分红外谱图

2.3 药剂评选

由于油样从海上运回陆地实验室的运输过程中所含的天然气、轻烃多已挥发, 油样与现场情况不符, 因此采用现场取样进行消泡剂评价, 以便更接近生产实际。用 500 毫升的量杯从井口接取一定体积的含气油样(含水 75%, 70℃), 用微量注射器加入

消泡剂(分别用煤油或水稀释成体积分数 20% 的溶液, 加量为 50 mL/L), 立即封住杯口, 水平摇动使药剂混合均匀(依原油的黏度和流动性能而定), 静置一段时间, 观察油样体积变化并记录。对国内外 10 种不同类型的原油消泡剂进行了现场评选, 结果见表 2。

3 现场中试

3.1 化学药剂泵与药剂注入方式

药剂储罐: T-908“H”罐; 加药方式: 用柴油将消泡剂按体积分数 3% (BHx-06 占 3%, 柴油占 97%) 稀释连续注入; 加药点: 原油处理系统一级分离器 V201A/B 入口。加药泵: P-908A/B (A 泵: 4 L/h; B 泵: 10 L/h)。

3.2 监测方法

中试期间, 重点关注更换消泡剂前后高压天然气洗涤器 V205 的进液情况, 数据见表 3。

表 2 不同原油消泡剂的消泡效果

消泡剂	不同监测时间(min) 的原油体积/ mL							12min 消泡率 / %	来源	类型
	0	2	4	6	8	10	12			
EX-906	495	430	150	110	80	60	58	88	日本帝国石油公司	
BHX-06	475	400	130	105	95	70	65	86	自产	主剂有机氟接枝聚硅氧烷
YD393	530	190	120	95	90	90	90	83	天津市伊美克精细化工厂	主剂有机氟接枝聚硅氧烷
YD-291	510	240	180	110	105	100	95	81	天津市伊美克精细化工厂	主剂聚硅氧烷
DM-4807	500	420	370	330	300	280	270	46	天津市伊美克精细化工厂	聚醚类
HDYX-651	445	420	320	280	250	210	150	66	南京汉德化工公司	主剂聚硅氧烷
BHX-03	520	340	280	260	235	230	230	56	自产	硅油类
BHX-05	520	290	220	200	200	190	190	63	自产	硅油类
HX-0690	530	250	200	160	145	130	130	75	南京汉德化工公司	主剂聚硅氧烷
KX-4404	470	450	320	260	220	215	185	61	天津市伊美克精细化工厂	水性非硅类
空白	475	445	415	395	385	355	330	30		

表 3 现场中试数据

时间 / 年月日	加药泵冲程 (P-908A) / %	加药泵冲程 (P-908B) / %	BHX-06 用量 / L d ⁻¹	BHX-06 加药 浓度/ mg L ⁻¹	流程状况 (V205)	排液时间 间隔
2006-12-11~12	80	14	5.8	14.5	稳定, 无报警	基本无液
2006-12-12~13	60	10	5.0	12.4	稳定, 无报警	基本无液
2006-12-13~14	50	8	3.3	8.3	稳定, 无报警	基本无液
2006-12-14~15	65	10	5.0	12.4	稳定, 无报警	基本无液

4 效益分析

BHX-06 在埕北 B 油田的现场中试中, 3% 消泡剂 BHX-06 加量平均为 5~6 L/d, 按产油量 400 m³/d 计, 为 12.5~15 mL/L 原油。与进口药剂 EX-906 相比, 在相同的加药量下, 药剂消泡性能相当, 但 EX-906 的价格约为 6 万元/吨, 而 BHX-06 约为 2 万元/吨, 在经济效益上 BHX-06 具有明显的优

势。

参考文献:

- [1] 王庆华, 李支文, 赵明. 渤海绥中 36-1 油田原油消泡剂的研制与国产化[J]. 中国海上油气, 2004, 16(4): 269—271.
- [2] 韩富, 张高勇, 王军. 有机硅消泡剂[J]. 日用化学工业, 2001, (4): 39—41.
- [3] 张亨. 消泡研究进展[J]. 精细石油化工进展, 2000, 1(7): 44—48.

Crude Oil Defoamer BHX-06 for Use in Chengbei Offshore Oil Field in Bohai

SHI Yun-Mei, HUANG Xiao-Dong, KONG De-Yu, LIU Jie, WANG Rui-Hua

(CNOOC Oil Base-Offfield Technology Services Company, Tianjin 300452, P R of China)

Abstract: The heavy crude oil of high composite watercut (87% in average) and containing natural gas (NG) (with gas to oil ratio 66 and 45) produced at production platform A or B of Chengbei offshore oil field, Bohai, enters from a general header into a three phase separator (3PS), where watercut crude oil (WCCO), free water, and NG are separated each from other at temperature 70—75 °C and pressure 0.23—0.26 MPa. A crude oil defoamer is introduced into 3PS to inhibit WCCO foaming by escaped NG and to prevent NG entered into HP scrubber from oil entrainment. A fluorocarbon-graft-polysiloxane is synthesized and compounded with chelating agent, solubilizing aid, and dispersant to give a crude oil defoamer, BHX-06, of volume fraction, v , of active constituent $\leq 10\%$. Through introducing into the gas/water/oil mixture taken at a wellhead 20% defoamer solution in kerosene at dosage 50 mL/L and determining its volume changes with time at 70 °C in a closed measuring glass, the defoaming rate in 12 minutes is obtained: 88% for EX-906 of Teikoku Oil Co. Ltd, Japan; 86% for BHX-06; and less or more lower values of defoaming rate for other 8 control defoamers. In 5-days field test of BHX-06 performed at platform B of Chengbei, 3% BHX-06 solution in kerosene was introduced continuously into the 3PS at dosage of 8.3—14.5 mL per liter gas/water/oil mixture produced and the 3PS and the HP scrubber worked smoothly with no liquid sedimentated in the bottom of the HP scrubber practically.

Keywords: crude oil defoamer; fluorocarbon-graft-polysiloxane; watercut live crude oil; oil/gas/water separation; crude oil foaming; defoaming; Chengbei offshore oil field in Bohai; research and development of chemical

(上接第 212 页。continued from p. 212)

Abstract: Severe scaling problems were encountered in oil-gathering system (OGS) of Qingxi oil field in Yumen. For the produced water taken at the outlet of three phase separators (3PSs) in the OGS, the CaCO₃ solid separation is 140—160 mg/L at ambient temperatures and as high as 300 mg/L at 100 °C as predicted by using a scale prediction software. Three sets of electronic scale remover/preventer (ESR/P) Scalefigher-PDPT were installed on pipelines before 3PSs and before and after purified oil tanks and in 10 and more days of working of these ESR/Ps, the concentration in the produced water, flown out of the 3PSs, of Ca²⁺, Mg²⁺, and Ba²⁺ (+ Sr²⁺) was increased a little, of HCO₃⁻ and SO₄²⁻ —notably and of CO₃²⁻ —decreased slightly; the former phenomena indicate enhanced dissolvability of the produced treated by ESR/Ps and the later phenomenon might be explained by conversion of some carbonates to bicarbonates. Three sets of ESR/P have worked normally over more than 2 years with power consumption of 0.5 kWh per day per set and the scaling troubles are much lessened at the easily scaling positions in OGS such as in valves and in flow meters. The principles of scale removal/inhibition by ESR/P are presented.

Keywords: electronic scale remover/preventer; oil-gathering system; scale removal/inhibition; Qingxi oil field in Yumen