

长庆油田采出水杀菌与缓蚀阻垢处理实验

雷雨希 张志全 陈汪洋 李春颖 陈晓宇 长江大学石油工程学院

摘要: 为解决联合站采出水中的腐蚀结垢问题,使采出水水质达到回注指标,避免对环境造成污染,长庆油田采油三厂针对C3-2联合站采出水的水质特点,开展了三种杀菌剂和四种缓蚀阻垢剂的室内性能评价实验,优选出性能优良的非氧化性杀菌剂FY-01和缓蚀阻垢剂HZ-02。当FY-01加量为200 mg/L、HZ-02加量为50 mg/L时,杀菌率达到99%以上,腐蚀速率降低到0.016 mm/a,相对阻垢率达到97.33%,且两种处理药剂的配伍性能良好,复配后发挥了较好的杀菌、缓蚀和阻垢效果。

关键词: 油田采出水; 杀菌; 缓蚀阻垢; 配伍性; 实验评价

doi:10.3969/j.issn.1006-6896.2015.11.010

目前,我国大多数油田已进入开发的中后期,采出液中的平均含水率为50%~70%,有的甚至高达90%以上^[1]。采出水是油水分离后形成的集悬浮物固体、油、溶解物质于一体的多相体系,其主要污染物有盐类、硫化物、悬浮物、原油、微生物等。采出水中的硫酸盐还原菌会带来严重的腐蚀问题,若不加处理直接回注,会堵塞地层,造成原油产量下降,从而严重影响油田的开发效果与经济效益。解决油田采出水腐蚀结垢问题对于油田开采意义重大,国内外已经有许多研究报道^[2-3],但由于不同油田的采出水的性质不同,很多技术问题还有待于进一步研究。本文以长庆油田采油三厂C3-2联合站采出水为例,开展采出水杀菌和缓蚀阻垢实验研究,解决联合站采出水的结垢问题,并确保采出水达到回注指标。

1 实验评价依据

依据《杀菌剂性能评价方法(SY/T 5890—1993)》、《油田注水细菌分析方法(SY/T 0532—1993)》和《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法(SY/T 5329—2012)》对杀菌剂在40℃下进行杀菌性能评价;依据《油田采出水用缓蚀剂性能评价方法(SY/T 5273—2000)》对缓蚀阻垢剂进行缓蚀性能评价;依据《油田防垢剂性能评定方法(SY T 5673—1993)》对缓蚀阻垢剂进行阻碳酸钙垢和阻硫酸钙垢的评价。

2 实验与结果讨论

2.1 油田采出水水质特性分析

对不同时期的长庆油田采油三厂C3-2联合站采出水分别进行水质分析,结果如表1所示。

表1 油田采出水水质特性

项目	3月	6月	9月	12月	
阳离子含量/ mg·L ⁻¹	K ⁺ +Na ⁺	6 003	6 587	6 233	6 146
	Mg ²⁺	41	55	48	40
	Ca ²⁺	198	204	184	196
	总铁	38	43	40	39
阴离子含量/ mg·L ⁻¹	Cl ⁻	9 542	9 936	9 413	9 749
	SO ₄ ²⁻	37	54	48	39
	HCO ₃ ⁻	301	313	313	300
悬浮物含量/mg·L ⁻¹	136	164	153	145	
含油量/mg·L ⁻¹	212	208	229	220	
溶解氧含量/mg·L ⁻¹	0.9	0.8	0.8	0.9	
腐蚀速率/mm·a ⁻¹	0.662	0.689	0.621	0.697	
细菌含量/ mL ⁻¹	SRB	1.8×10 ⁵	3.1×10 ⁵	2.8×10 ⁵	2.6×10 ⁵
	TGB	5.0×10 ⁵	1.1×10 ⁶	2.0×10 ⁶	1.5×10 ⁶

由表1可以看出:采出水的矿化度较高,同时成垢离子含量相对较高,结垢趋势明显增强,与地层水混合后的适应性较差,易发生结垢现象;采出水中含有大量的硫酸盐还原菌和腐生菌,这些细菌的存在不仅会腐蚀管线,而且腐蚀产物会造成地层的严重堵塞。因此,需要投加杀菌剂、缓蚀阻垢剂,解决细菌含量高所产生的腐蚀以及结垢问题。

2.2 杀菌实验

在油田采出水处理过程中,普遍采用投加氧化性杀菌剂来控制回注水系统的微生物繁殖^[4]。为此,在室内进行了非氧化性杀菌剂筛选与评价实验。

2.2.1 杀菌剂筛选

用室内筛选的非氧化性杀菌剂FY-01、FY-02和FY-03对采出水进行了杀菌实验,杀菌剂浓度均为100 mg/L,结果如表2所示。

由表2可知:各杀菌剂对细菌均具有良好的杀菌效果,硫酸盐还原菌完全被杀除;对于腐生菌而



言, FY-01的杀菌效果要好于其他两种杀菌剂。

表2 非氧化性杀菌剂杀菌实验结果

采出水水质	FY-01	FY-02	FY-03
TGB含量/mL ⁻¹	2.0 × 10 ⁶	6.0 × 10 ³	1.4 × 10 ⁴
SRB含量/mL ⁻¹	3.0 × 10 ⁵	0	0

2.2.2 最低致死浓度实验

取采出水进行非氧化性杀菌剂FY-01最低致死浓度(药剂能使生物群体致死所需要的最低剂量)实验,结果如表3所示。

表3 FY-01最低致死浓度实验结果

采出水水质	加药浓度/mg · L ⁻¹					
	0	100	150	200	250	300
TGB含量/mL ⁻¹	2.0 × 10 ⁶	6.0 × 10 ³	2.0 × 10 ³	1.0 × 10 ²	5.0 × 10 ¹	0
SRB含量/mL ⁻¹	3.0 × 10 ⁵	0	0	0	0	0

由表3可以看出, FY-01杀菌剂最低致死浓度为300 mg/L。现场选用FY-01杀菌剂,加药浓度为200 mg/L时可使硫酸盐还原菌完全杀除,腐生菌含量为1.0 × 10² mL⁻¹,细菌含量满足回注要求。

2.2.3 药效持续时间实验

向采出水中加入FY-01非氧化性杀菌剂200 mg/L,测定不同时间内腐生菌含量,实验结果如表4所示。

表4 FY-01药效持续时间评价结果

采出水水质	加药后时间/h				
	2	12	24	36	72
TGB含量/mL ⁻¹	5.0 × 10 ²	2.0 × 10 ³	6.0 × 10 ³	4.0 × 10 ³	7.0 × 10 ³

由表4可以看出,非氧化性杀菌剂FY-01在72 h以内可以使采出水中的腐生菌含量维持在10⁴ mL⁻¹以内,说明FY-01杀菌剂药效持续作用时间长。

2.3 缓蚀阻垢实验

选用长庆油田防腐所研制的FF和HZ系列缓蚀阻垢剂作为长庆采油三厂C2-3联合站回注水系统缓蚀阻垢剂,通过静态阻垢实验和腐蚀挂片实验对缓蚀阻垢剂的性能进行评价^[5],并与其原使用的缓蚀阻垢剂(简称为XC)性能进行对比。

2.3.1 静态阻垢实验

静态阻垢实验结果如表5所示。

由表5可以看出:FF-01、FF-02、HZ-01、HZ-02四种缓蚀阻垢剂的阻垢性能均优于原先所使用的缓蚀阻垢剂XC,且水中无明显沉淀物产生;其中FF-01、HZ-02阻垢性能更好一些,当加量为50 mg/L时,其相对阻垢率可高达96%以上。

2.3.2 腐蚀挂片实验

腐蚀挂片实验结果如表6所示。

表5 静态阻垢实验结果

缓蚀阻垢剂	浓度/mg · L ⁻¹	相对阻垢率/%	现象
XC	30	83.14	有明显絮状沉淀物
	50	91.06	
	80	89.27	
FF-01	30	95.34	无明显沉淀物
	50	96.74	
	80	93.21	
FF-02	30	91.26	无明显沉淀物
	50	94.88	
	80	94.16	
HZ-01	30	91.96	无明显沉淀物
	50	93.64	
	80	93.19	
HZ-02	30	94.65	无明显沉淀物
	50	97.26	
	80	96.91	

表6 腐蚀挂片实验结果

缓蚀阻垢剂	浓度/mg · L ⁻¹	腐蚀速率/mm · a ⁻¹		
		20 [#] 钢	J55钢	N80钢
空白	-	0.819	0.629	0.439
XC	50	0.224	0.107	0.088
FF-01	50	0.113	0.023	0.019
FF-02	50	0.171	0.067	0.036
HZ-01	50	0.149	0.059	0.028
HZ-02	50	0.107	0.017	0.009

从表6可以看出:FF、HZ系列缓蚀阻垢剂的性能明显优于现场使用的缓蚀阻垢剂XC;相比较而言,FF-01和HZ-02的缓蚀性能要更好一些。

2.4 配伍性实验

取现场采出水,分别加入200 mg/L非氧化性杀菌剂FY-01和50 mg/L缓蚀阻垢剂HZ-02,测定相关水质指标,结果如表7所示。

由表7可以看出,缓蚀阻垢剂HZ-02与非氧化性杀菌剂FY-01的配伍性良好,采出水经杀菌和缓蚀阻垢处理后,腐生菌、硫酸盐还原菌和腐蚀速率均大幅降低,杀菌率高达99%以上,相对阻垢率达97.33%,达到了油田回注标准。

表7 采出水综合处理后水质分析结果

水质指标	空白	FY-01 + HZ-02
TGB含量/mL ⁻¹	2.0 × 10 ⁶	1.0 × 10 ²
SRB含量/mL ⁻¹	3.0 × 10 ⁵	0
相对阻垢率/%	-	97.33
腐蚀速率/mm · a ⁻¹	0.629	0.016

3 结论

通过对长庆油田采油三厂C3-2联合站采出水水质分析及杀菌和缓蚀阻垢实验得出如下结论:

(1)采出水中硫酸盐还原菌的含量高达1.8 × 10⁵~3.1 × 10⁵ mL⁻¹,腐生菌的含量高达5.0 × 10⁵~



$2.0 \times 10^6 \text{ mL}^{-1}$, 腐蚀速率达 0.629 mm/a , 成垢离子含量相对较高, 采出水具有较强的腐蚀性和结垢倾向。

(2) 杀菌实验结果表明, 筛选出的非氧化性杀菌剂 FY-01 具有很好的杀菌效果, 且杀菌持续时间长, 当 FY-01 加药量为 200 mg/L , 采出水经杀菌处理后细菌含量达到回注水水质要求。

(3) 缓蚀阻垢实验结果表明, FF、HZ 系列缓蚀阻垢剂的性能明显优于现场使用的缓蚀阻垢剂 XC; 经综合比较, 长庆油田采油三厂 C3-2 联合站采出水处理选用 HZ-02 作为主缓蚀阻垢剂, 其加量为 50 mg/L 。

(4) 配伍性实验表明, 筛选出的缓蚀阻垢剂 HZ-02 和非氧化性杀菌剂 FY-01 配伍性能良好, 两种药剂同时投加具有较好的杀菌、缓蚀和阻垢效果。

参考文献

- [1] 高生军. 靖二联油田污水处理技术研究与应用[D]. 西安: 西安石油大学, 2009: 6-7.
- [2] 曲虎, 刘静, 马梓涵, 等. 油田采出水处理系统药剂进展[J]. 油气田环境保护, 2012, 22 (2): 14-18.
- [3] 白林. 长庆油田腐蚀机理及防腐防垢技术研究与应用[D]. 西安: 西北大学, 2012: 12.
- [4] 戴欣. BC-G 杀菌剂的研制及评价[J]. 油气田地面工程, 2005, 24 (5): 54-55.
- [5] 陈武, 刁浪滔, 尹先清, 等. 缓蚀阻垢剂 NY-HGA 在涇洲 12-1 油田生产污水处理中的应用评价[J]. 油田化学, 2005, 22 (2): 126-129.

[第一作者简介]雷雨希: 长江大学石油工程学院在读研究生, 研究方向为油气田开发。

18629583616、kill1900@126.com

收稿日期 2015-08-14

(栏目主持 杨 军)

中俄原油管道漠大线通过竣工验收

——我国又一条年输量千万吨级原油管道正式投入生产

10月29日, 中国石油天然气股份有限公司在北京召开中俄原油管道漠河—大庆段(以下简称漠大线)工程竣工验收会议, 这标志着历经1年半建设、试运行近5年的中俄原油管道漠大线工程通过竣工验收。这是我国正式投入生产的又一条年输量千万吨级的原油管道, 是中国石油代表国家组织开展竣工验收的第一个油气管道工程。

中俄原油管道漠大线是我国第一条通过永冻土区的管道, 途经大兴安岭林区、松嫩平原、黑龙江水系和嫩江水系等, 地质条件复杂, 冬季最低气温达到零下 $52 \text{ }^{\circ}\text{C}$, 是对我国管道建设的一次全新挑战。

面对困难和挑战, 中国石油坚持“环保优先、安全第一、质量至上、以人为本”理念, 建立健全一整套工程建设质量安全环保管控体系, 与中国科学院等研究单位联手展开攻关, 依靠世界先进科技手段和高科技设备, 系统解决多年冻土地地区管道施工技术、河流穿越、林区湿地和永冻土沼泽地段施工等多项世界性难题, 工程一次建成投产, 全过程零事故、人员零伤害、环境零污染和零投诉、零火灾事故, 并在国际上首次实现了低温、空管、冷投运和连续满负荷运行。

这个项目采用“建管分离”模式, 由中国石油管道建设项目经理部组织工程建设, 管道公司负责生产运行。为保证管道的安全平稳运行, 沿线工作人员付出了艰苦努力。在确保安全平稳运行的同时, 管道运行单位依靠科技创新和新技术应用, 攻克了高寒地区管道运行工艺、多年冻土区管道线路管理以及高寒条件下管道维护抢修保障等方面的技术难题, 确保了漠大线始终保持连续安全平稳、满负荷运行。

竣工验收委员会认为: 漠大线已按批准的设计文件和施工验收规范要求, 完成了工程建设内容, 符合设计要求, 工程质量合格; 试运行以来生产运行稳定, 输量达到设计要求, 设备运行正常; 安全、环保、水土保持、职业病防护、消防已按照国家法律法规要求做到“三同时”, 并通过政府主管部门验收, 土地利用手续办理、项目档案验收、竣工决算审计工作均已完成。漠大线已达到工程竣工验收条件, 同意通过竣工验收。

摘自中国石油新闻中心 <http://news.cnpc.com.cn/system/2015/11/02/001565268.shtml>

