

孤岛油田污水生物脱硫保黏技术应用

郭省学¹, 徐 闯^{1*}, 徐 鹏¹, 王 淋², 袁长忠¹, 张守献¹, 汤晓东¹, 汪卫东¹

(1. 中石化胜利油田石油工程院, 山东 东营 257000; 2. 中国石油大学(华东), 山东 青岛 266580)

摘要: 孤岛油田东区用于配聚的污水主要来自孤三联外输水, 污水成分复杂, 造成注聚井井口黏度降低, 严重影响了区块的开发效果。通过对孤岛配聚污水进行综合分析, 明确了硫酸盐还原菌代谢产生的硫化物为聚合物溶液黏度降低的主要影响因素。针对这一问题, 采用生物脱硫保黏技术对污水进行处理, 不仅能够抑制 SRB 产生新的硫化氢, 而且能够去除污水中原有的硫化氢。在孤岛东区开展了 9 500 m³/d 的生物脱硫现场应用, 污水硫化物含量由 2~4 mg/L 降到 0.2 mg/L 以下, 东区北聚合物溶液井口平均黏度由 17 mPa·s 上升至 35 mPa·s 左右, 东区南井口黏度由 33.2 mPa·s 上升至 53.2 mPa·s。

关键词: 油田污水; 硫酸盐还原菌; 生物脱硫; 聚合物溶液黏度

中图分类号: TE357.61

文献标志码: A

文章编号: 0253-4320(2018)01-0180-03

DOI: 10.16606/j.cnki.issn 0253-4320.2018.01.043

Application of biological desulfurization and viscosity retention technology for wastewater in Gudao Oilfield

GUO Sheng-xue¹, XU Chuang^{1*}, XU Peng¹, WANG Lin², YUAN Chang-zhong¹, ZHANG Shou-xian¹, TANG Xiao-dong¹, WANG Wei-dong¹

(1. Research Institute of Petroleum Engineering Technology, Sinopec Shengli Oilfield, Dongying 257000, China;

2. China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: The wastewater of Gusan multi-purpose station is used in the preparation of polymer solution in the eastern area of Gudao Oilfield. The wastewater with complicated ingredients can lead to the reduction of the viscosity of polymer solution at the wellhead of polymer injection wells, which will affect seriously the development of the oilfield block. Through comprehensive analysis on the wastewater used in the preparation of polymer solution for Gudao Oilfield, it is found that sulfides generated in the metabolic process of sulfate reducing bacteria (SRB) is the most important factor causing the viscosity of polymer solution to drop. Aiming at solving this problem, the biological desulfurization and viscosity retention technology is used to treat with the wastewater before uses. This technology can not only prevent SRB from producing new H₂S, but also remove original H₂S in the wastewater. This technology has been applied to treat with 9 500 m³ per day of wastewater on spot in the eastern area of Gudao Oilfield. After the treatment, the sulfides content in the wastewater drops from 2~4 mg·L⁻¹ to below 0.2 mg·L⁻¹. The average viscosity of polymer solution at the wellhead increases from 17 mPa·s to about 35 mPa·s in the northeastern area and from 33.2 mPa·s to 53.2 mPa·s in the southeastern area.

Key words: oilfield wastewater; sulfate reducing bacteria; biological desulfurization; viscosity of polymer solution

聚合物驱油技术在胜利油田得到了较广泛的推广应用, 取得了较好的经济效益。胜利油田目前采用的是清水配制母液、污水稀释的注入方式。孤岛油田东区用于配聚的污水主要来自孤三联外输水, 而随着孤岛油田注聚驱和稠油热采规模的逐步扩大, 各种化学增产措施的应用, 造成采出液物性复杂, 油水分离难度加大, 污水处理困难。外输污水水质恶化使硫酸盐还原菌(SRB)滋生严重, 造成沿程硫化物显著升高, 严重影响了配聚黏度和聚合物驱的效果^[1-2]。目前控制 SRB 产生硫化物主要是投加杀菌剂, 但是从对含聚污水的应用效果看, 含聚水水质差消耗了大量杀菌剂, 杀菌剂对于管壁生物膜内细菌无法有效作用及 SRB 产生耐药性等问题, 未能阻止 SRB 沿程滋生及硫化物显著升高。导致聚合物溶液经污水站、注水站、配聚站到达井口后, 部分

井口污水配聚黏度只有 17 mPa·s, 严重影响了孤岛采油厂的区块开发效果。针对这一问题, 本文中采用生物脱硫保黏技术对配聚污水进行处理。该技术通过脱硫功能菌对 SRB 进行营养底物的竞争及有害产物硫化物的氧化, 不仅能够去除污水中原有的硫化物, 而且能够有效降低 SRB 的活性, 抑制 SRB 使其不再产生新的硫化物^[3-6]。改变以往以杀灭 SRB 数量为目的传统思维模式, 转而以抑制 SRB 活性及控制 SRB 代谢产物硫化物为目的, 是油田系统控制 SRB 危害方面观念的变革和方法的创新。该项技术安全、环保, 成本低, 投加工工艺简单, 彻底解决了由硫化物导致的聚合物溶液黏度降低问题, 有利于保障油田聚驱开发效果。在孤岛东区开展了 9 500 m³/d 的生物脱硫保黏现场应用, 效果显著。

收稿日期: 2017-06-22

作者简介: 郭省学(1966-), 男, 本科, 高级工程师, 研究方向为微生物采油及污水处理技术、稠油开采工艺技术, guoshengxue505.slyt@sinopec.com; 徐闯(1979-), 女, 高级工程师, 研究方向为油田污水处理, 通讯联系人, 0546-8557248, xuchuang.slyt@sinopec.com。

1 污水来源及性质

1.1 孤岛东区配聚线路

污水经孤三联合站输送到孤四注水站,根据配注水量需求调用一部分孤岛西区来水后经沉降输送到配聚站进行稀释配聚,线路如图1所示。

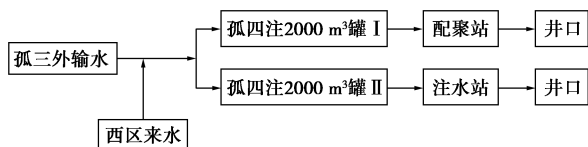


图1 孤岛东区配聚线路图

1.2 黏度影响因素分析

对孤三联外输水及配聚站污水开展了水质水性全分析,分析结果如表1、表2所示。

表1 孤三联外输水水质指标

项目	结果	项目	结果
Na ⁺ /(mg·L ⁻¹)	2201	硫化物/(mg·L ⁻¹)	0.3
K ⁺ /(mg·L ⁻¹)	33	含油量/(mg·L ⁻¹)	25
Ca ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	116	悬浮物/(mg·L ⁻¹)	33
Mg ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	32	SRB/(个·mL ⁻¹)	250
Cl ⁻ /(mg·L ⁻¹)	3306	FB/(个·mL ⁻¹)	2.5
SO ₄ ²⁻ /(mg·L ⁻¹)	62	TGB/(个·mL ⁻¹)	6
Fe ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	0.4	HCO ₃ ⁻ /(mg·L ⁻¹)	535
矿化度/(mg·L ⁻¹)	6285	COD/(mg·L ⁻¹)	1102

表2 15#站配聚水水质指标

项目	结果	项目	结果
Na ⁺ /(mg·L ⁻¹)	2335	硫化物/(mg·L ⁻¹)	2.5
K ⁺ /(mg·L ⁻¹)	45	含油量/(mg·L ⁻¹)	33
Ca ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	122	悬浮物/(mg·L ⁻¹)	37
Mg ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	45	SRB/(个·mL ⁻¹)	2500
Cl ⁻ /(mg·L ⁻¹)	3405	FB/(个·mL ⁻¹)	25
SO ₄ ²⁻ /(mg·L ⁻¹)	75	TGB/(个·mL ⁻¹)	6
Fe ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	0.5	HCO ₃ ⁻ /(mg·L ⁻¹)	612
矿化度/(mg·L ⁻¹)	6639	COD/(mg·L ⁻¹)	953

从水质水性分析结果可以看出,污水矿化度较低, Ca²⁺、Mg²⁺、Fe²⁺阳离子含量不高,而前后节点的硫化物含量有较为明显的变化。对有可能影响污水配聚黏度的指标如阳离子含量、硫化物含量、COD含量等开展了正交试验,确定硫化物为聚合物溶液黏度降低的主要影响因素。

1.3 各节点硫化物检测

对配聚线路各节点(孤三外输、孤四注进、配聚站、井口)开展了硫化物检测,图2中检测结果说明,污水系统中硫化物是由SRB代谢产生的,且主要产生阶段为孤三联外输到配聚站输送过程中,控制硫化物的关键就是控制SRB。

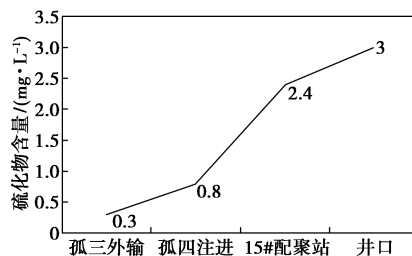


图2 孤岛东区配聚各节点硫化物检测结果

2 脱硫功能菌来源

本文中使用的脱硫功能菌种筛选自胜利油田各污水站的水样及泥样,属于具有同步脱硫反硝化功能的假单胞菌。以菌种的生长速度和数量为指标,通过优化培养基中各营养物质的配比,最终形成有利于功能菌生长的生物调控剂配方。

3 生物脱硫保黏处理工程设计

对孤岛油田配聚污水进行生物脱硫处理,规模约9 500 m³/d。该工艺是在现有流程不改变的情况下,通过在管线投加功能菌液和生物调控剂的方式来实现。工艺的实施主要分3个阶段。

步骤一:功能菌群构建阶段

该阶段为功能菌生态系统构建阶段(见图3),通过同步投加功能菌液和生物调控剂来构建功能菌群。投加位置为孤四注污水站配聚污水罐进水口,投加浓度为100 mg/L,时间持续7~10 d。

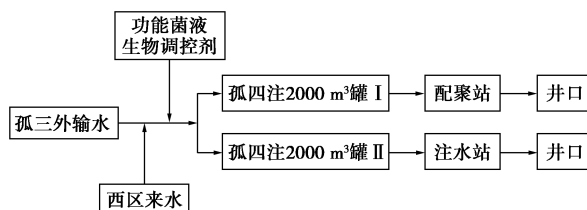


图3 功能菌群构建阶段示意图

步骤二:药剂优化阶段

在功能菌群构建完毕后,按照功能菌群构建阶段投加方式连续投加生物调控剂,定期(2~3月)补充功能菌液,根据现场试验情况优化加药量,在保障除硫效果基础上优化出最经济投加量。该阶段约为

20 d,投加位置为孤四注配聚罐进水口。

步骤三:稳定运行阶段

此阶段主要维持连续投加生物调控剂,定期(2~3月)补充功能菌液,保持生态系统活性,投加位置为孤四注配聚罐进水口。

4 实施效果

2016年6月13日起,在孤四注开展污水生物脱硫保黏技术现场应用,规模为9500 m³/d。

4.1 水质变化情况

实施污水生物脱硫保黏技术后,每天监测注聚站污水中的硫化物含量变化,结果如图4所示,污水中硫化物由2~4 mg/L稳定降至0.2 mg/L以下。

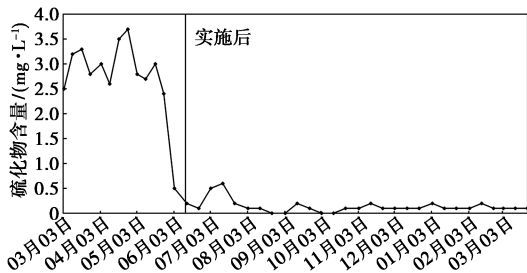


图4 实施前后15#站S²⁻含量变化

4.2 黏度变化情况

现场实施后,每天监测注聚井井口黏度变化,结果如图5、图6所示,东区北53口井的井口平均黏度由17 mPa·s上升至35 mPa·s左右,东区南45口井井口黏度由之前的33.2 mPa·s上升至53.2 mPa·s,上升幅度明显。

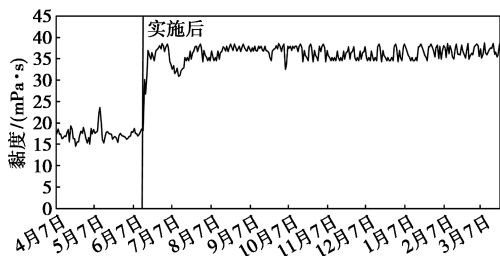


图5 东区北井口平均黏度变化

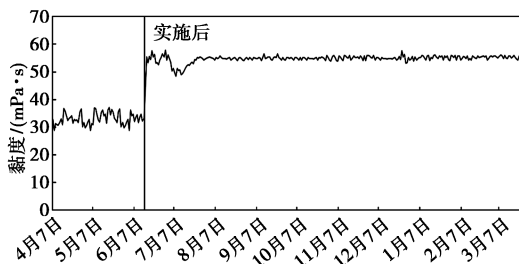


图6 东区南井口平均黏度变化

4.3 效果稳定性

为明确单井效果是否连续稳定,在单井管线长度、注入浓度差异化的前提下,选择10口注聚井每天连续取样跟踪。如表3所示,10口井井口黏度稳定,30 d黏度保留率由61.5%升高到92.2%。

表3 单井效果稳定性

井号	管线长度/ m	设计浓度/ (mg·L ⁻¹)	实施前黏度/ (mPa·s)	实施后黏度/ (mPa·s)	实施前黏度保 留率/%	实施后黏度保 留率/%
GDD5N18	138	2400	21.5	49.1	52	91
GDD1N13	334	2500	37.5	67.5	63	95
GDD5N33	460	2400	35.6	64.4	53	90
GDD1-14	462	2200	35.6	49.7	61	88
GDD5-24	483	1900	15.4	31.8	67	92
GDD5N29	616	2200	18.3	42.4	76	95
GDD1-31	700	2400	33.7	67.9	66	94
GD2-37N9	749	1800	30.1	43.3	55	91
GDD5N23	931	1950	16.5	41.8	65	94
GDD5N14	1483	2000	31.1	48.0	57	92
平均	—	—	27.5	50.2	61.5	92.2

5 结论

孤岛油田污水由于硫酸盐还原菌滋生造成硫化物含量增加,导致聚合物溶液黏度损失严重,采用生物脱硫保黏技术对污水进行处理,取得了以下结论。

(1)硫酸盐还原菌代谢产生的硫化物对聚合物溶液黏度有很大影响,利用脱硫功能菌及生物调控剂去除污水中硫化物是可行的,可以有效保障聚合物溶液黏度和黏度稳定性。

(2)油田不同污水性质差异大,需要对不同污水有针对性地研究适宜的硫化物控制技术,保障油田开发效果。

参考文献

[1] 马一骏,李家俊,刘玉民,等.采油厂注水系统腐蚀研究与控制[J].工业水处理,2004,24(6):62-65.

[2] 李苗,郭平.油田硫酸盐还原菌的危害和防治[J].石油化工腐蚀和防护,2007,24(2):49-61.

[3] Boudreau B P, Westrich J T. The dependence of bacterial sulfate reduction on sulfate concentration in marine sediments[J]. Geochimica ET Cosmochimica Acta, 1984, 48(12): 2503-2516.

[4] 刘广民,张照韩,陈忠喜,等.利用反硝化抑制硫酸盐还原的连续流试验研究[J].中国给水排水,2007,23(5):39-43.

[5] 胡涛,朱本智,郭晓男,等.渤海某油田微生物NRB和SRB培养及生长条件研究[J].石油与天然气,2010,24(6):41-44.

[6] 刘芝芳,易绍金.DNB SRB MEOR技术的研究与应用进展[J].长江大学学报:自然科学版,2011,8(3):67-69. ■