

DOI:10.19853/j.zgjsps.1000-4602.2020.22.029

伊拉克某油田采出水处理研究与实践

度浩¹, 张志庆², 刘百春¹, 罗春林², 肖人勇¹, 韩佳¹

(1. 塔里木油田公司油气工程研究院, 新疆 库尔勒 841000; 2. 中油<新疆>石油工程有限公司, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要: 通过对伊拉克某油田采出水进行物性分析,找到水质稳定与净化的难点;结合油田采出水的特点,进行腐蚀控制、气提脱硫塔结垢控制及药剂体系筛选的试验,通过模拟计算,选定抗硫腐蚀材料,并在常规采出水处理工艺中加入可酸碱调节气提脱硫工艺,以减少动力提升,最终确定采用调储缓冲+聚结除油+混凝沉降+气提脱硫+两级过滤密闭处理工艺流程,处理后净化水达到油田注水指标要求,即油 ≤ 5 mg/L、SS ≤ 5 mg/L、H₂S ≤ 20 mg/L。

关键词: 油田采出水; 高硫高矿化度; 气提脱硫

中图分类号: TU992 **文献标识码:** B **文章编号:** 1000-4602(2020)22-0160-04

Research and Practice of Produced Water Treatment in an Iraq Oilfield

TUO Hao¹, ZHANG Zhi-qing², LIU Bai-chun¹, LUO Chun-lin², XIAO Ren-yong¹, HAN Jia¹

(1. Oil and Gas Engineering Research Institute of Tarim Oilfield Company, Korla 841000, China;
2. China Petroleum <Xinjiang> Petroleum Engineering Co. Ltd., Karamay 834000, China)

Abstract: By analyzing the physical properties of produced water from an oilfield in Iraq, the difficulties of water quality stability and purification are found out. Combined with the characteristics of oilfield produced water, the experimental researches on corrosion control, scaling control of gas stripping desulfurization tower and selection of reagent system are carried out. Through simulation calculation, sulfur resistant corrosion materials are selected, and the acid-base adjustable gas stripping desulfurization process is added to the conventional produced water treatment process to reduce the power consumption. Finally, the closed treatment process flow of regulation and storage buffer, coalescence oil removal, coagulation sedimentation, gas stripping desulfurization and two-stage filtration was determined. After treatment, the purified water met the requirements of oilfield water injection, that is, oil ≤ 5 mg/L, SS ≤ 5 mg/L, H₂S ≤ 20 mg/L.

Key words: oilfield produced water; high sulfur and salinity; gas stripping desulfurization

伊拉克某油田采出水具有高矿化度、高硫化氢、高氯离子、高温、低 pH 值的“四高一低”特点。采出水矿化度 $>22 \times 10^4$ mg/L, H₂S 含量 >200 mg/L, 水温为 80~85 ℃, pH 值为 5~6.6。该类型采出水由于矿化度高,水质偏酸性,药剂水解反应效果差、絮体形成困难,水质净化效果差,具有强腐蚀和结垢特性。为降低系统腐蚀及硫化氢危害,拟采用调储缓

冲+聚结除油+混凝沉降+气提脱硫+两级过滤密闭处理工艺流程。为保证工程设计的工艺可靠,前期开展了关键技术研究,为工程设计提供技术保证。

1 试验与研究方法

1.1 腐蚀控制

① 缓蚀剂选择

国内外多采用多胺缩聚物有机膦酸类耐温型缓

蚀剂^[1],本项目筛选了 6 种缓蚀剂,配制模拟水样,按照设计工况条件,投加不同类型、不同浓度的缓蚀剂,在实验室开展了为期 15 d 的动态缓蚀效果评价,确定了适宜的缓蚀剂种类及投加浓度。

② 缓蚀剂浓度的确定

利用试验优选出缓蚀效果最好的缓蚀剂,采用不同的投加量,进行缓蚀效果测试,以得到相应水质条件下的最优缓蚀剂浓度。

1.2 酸度调节

为提高脱硫效率,需控制脱硫塔进水 pH 值 < 5.5。选用盐酸、硫酸和有机酸进行试验。向不同浓度 H₂S 的水样中分别加入不同类型、不同浓度的酸度调节剂,分析酸度调节剂加药浓度与 pH 值之间的关系,确定最佳酸度调节剂及其投加量。

1.3 气提脱硫塔阻垢

筛选了有机膦酸盐类阻垢剂、多胺缩聚物阻垢剂及两种复配剂 8 种,根据该油田采出水水质特点,选用陆梁油田采出水进行模拟水的配制,试验介质温度 80 ℃、pH 值 5.0、含盐量 21.8 g/L,主要研究确定最佳的阻垢剂及其投加量。

2 结果与分析

2.1 腐蚀控制

2.1.1 缓蚀剂选择

腐蚀的主要因素有电位差、H₂S、Cl⁻、氧、微生物及污垢等^[2];该水质条件下 pH 值为 5~6.6, H₂S > 200 mg/L,通过专业软件模拟计算腐蚀速率 > 4.0 mm/a,而 H₂S < 30 mg/L 时,腐蚀速率为 1.8 mm/a;投加缓蚀剂是降低设备及工艺管道腐蚀的有效方式之一。在相同水质和加药量条件下进行测试,6 种缓蚀剂的缓蚀效果数据见图 1。

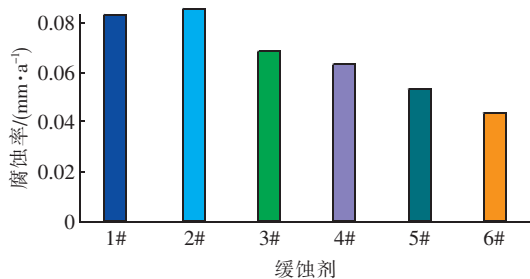


图 1 缓蚀剂的筛选评价

Fig. 1 Selection and evaluation of corrosion inhibitors

从图 1 可以看出,相同条件下 6#缓蚀剂的防腐蚀效果最好,腐蚀率为 0.044 mm/a,在抑制 H₂S 和

CO₂ 腐蚀的同时,能较好地控制高矿化度引起的局部腐蚀。为此选用 6#缓蚀剂作为采出水处理的缓蚀剂。

2.1.2 缓蚀剂浓度影响

6#缓蚀剂浓度对腐蚀率的影响见图 2。缓蚀剂投加量增至 50 mg/L 以上时缓蚀率变化不大。另外,试验也发现材料腐蚀速率随 H₂S 含量的增加有所增大,但均小于《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329—2012)要求的腐蚀率指标(0.076 mm/a)。工艺设计时,采用 6#缓蚀剂控制腐蚀,最大投加浓度为 50 mg/L。

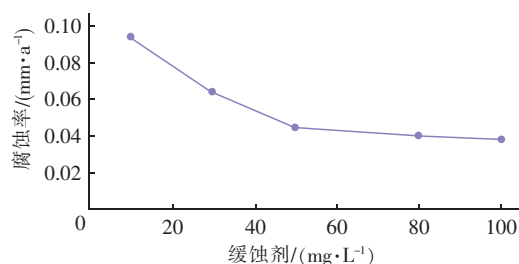


图 2 缓蚀剂浓度的影响

Fig. 2 Effect of inhibitor concentration

2.2 酸度调节效果

向不同浓度 H₂S 的水样中分别加入不同浓度的盐酸、硫酸和有机酸,试验结果见图 3~5。

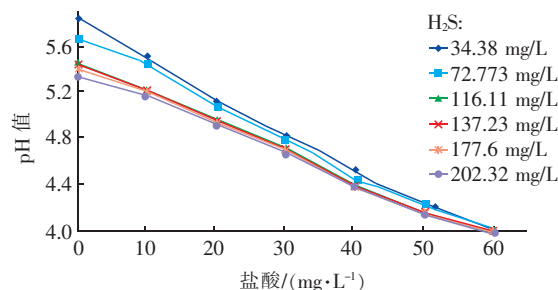


图 3 盐酸与 pH 值的关系

Fig. 3 Relationship between hydrochloric acid and pH value

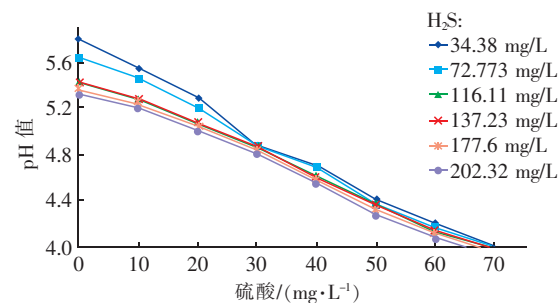


图 4 硫酸与 pH 值的关系

Fig. 4 Relationship between sulphuric acid and pH value

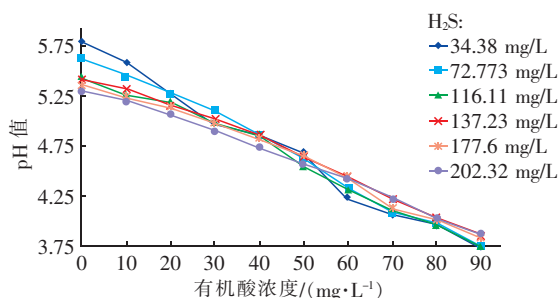


图5 有机酸与pH值的关系

Fig. 5 Relationship between organic acid and pH value

对于不同 H_2S 含量的模拟水,投加盐酸 40 mg/L 可将 pH 值降至 4.5,投加硫酸 50 mg/L 可将 pH 值降至 4.5,投加有机酸 60 mg/L 可将 pH 值降至 4.5,综上满足气提脱硫塔进水 pH 值要求,所需加酸浓度的大小顺序依次为有机酸 > 硫酸 > 盐酸。

由于投加硫酸、盐酸后,在调节 pH 值的同时会增加水中 Cl^- 、 SO_4^{2-} 含量,从而增大结垢和腐蚀强度,因此选择有机酸作为酸度调节剂,设计控制投加浓度为 50 mg/L。

2.3 脱硫塔阻垢

8 种阻垢剂加入模拟水后的阻垢效果见图 6。

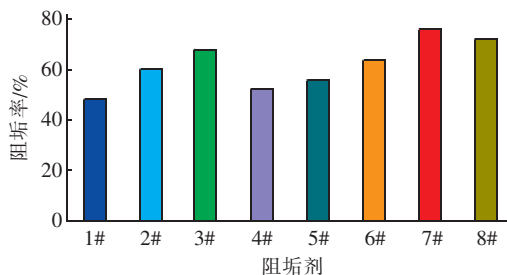


图6 阻垢剂的筛选评价

Fig. 6 Selection and evaluation of scale inhibitor

从图 6 可以看出,相同条件下有机磷酸盐类与多胺缩聚物复配的 7# 阻垢剂的阻垢效果最好,其中失钙量为 53.2 mg/L,失钙率为 0.5%,阻垢率为 76%,推荐选用 7# 阻垢剂。

3 工艺设计与运行效果

根据该油田采出水水质特性及开展的相关室内研究成果,采用调储除油 + 聚结除油 + 混凝沉降 + 气提脱硫 + 两级过滤密闭处理工艺流程,具体见图 7。处理后净化水用于油田注水,主要控制指标:含油量 ≤ 5 mg/L、悬浮物 ≤ 5 mg/L、硫化氢 ≤ 20 mg/L。为防止溶解氧腐蚀,调储除油罐采用氮气密闭隔氧工艺。

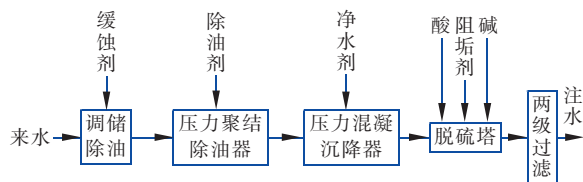


图7 采出水处理工艺流程

Fig. 7 Process flow of oilfield produced water treatment

处理装置设计规模为 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,分两期建设,其中一期建设规模 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,装置处理能力 $500 \text{ m}^3/\text{h}$,处理后达标净化水用于油田注水。

3.1 主要设备及参数

① 调储缓冲罐

设计 2 座 3000 m^3 调储除油罐,串联或并联运行,主要功能是通过重力自然沉降分离去除采出水中浮油、少量分散油及大颗粒杂质,调节来水不均。

设计进水含油 $\leq 1000 \text{ mg/L}$,出水含油 $\leq 300 \text{ mg/L}$;设计进水 $\text{SS} \leq 350 \text{ mg/L}$,出水 $\text{SS} \leq 150 \text{ mg/L}$ 。为降低溶解氧腐蚀,采用氮气调压密闭隔氧。氮气调压及控制: $1.47 \sim 1.76 \text{ kPa}$ 。

② 聚结除油器

设计 2 座聚结除油器,并联运行,设备内填充亲油疏水性聚结填料构件。单台设备处理能力 $350 \text{ m}^3/\text{h}$,设计操作压力 $0.8 \sim 0.9 \text{ MPa}$;泄放压力 1.0 MPa 。设计进水含油 $\leq 300 \text{ mg/L}$,出水含油 $\leq 80 \text{ mg/L}$;设计进水 $\text{SS} \leq 150 \text{ mg/L}$,出水 $\text{SS} \leq 80 \text{ mg/L}$ 。除油器排泥、冲洗及收油时间设定,由撬装设备 PLC 程序控制。

③ 混凝沉降器

设计 2 座混凝沉降器,并联运行,设备内设计集配水单元、药剂反应单元、斜板沉淀澄清单元。单台设备处理能力 $350 \text{ m}^3/\text{h}$,设计操作压力 0.75 MPa ;泄放压力 1.0 MPa 。设计进水含油 $\leq 80 \text{ mg/L}$,出水含油 $\leq 30 \text{ mg/L}$;设计进水 $\text{SS} \leq 80 \text{ mg/L}$,出水 $\text{SS} \leq 20 \text{ mg/L}$ 。混凝沉降器排泥、冲洗及排渣时间设定,由撬装设备 PLC 程序控制。

④ 气提脱硫塔

设计 2 座气提脱硫塔,并联运行,为散堆填料塔,采用净化天然气作为气提介质。为提高气提脱硫效率,进塔加酸调节 pH 值 < 5.5 ,出塔后加碱回调 pH 值;为解决气提过程中的结垢问题,脱硫塔进口投加 7# 阻垢剂。

⑤ 加药设施

采出水处理系统投加6种药剂,其中在调储除油罐进口加入缓蚀剂、聚结除油器进口加入除油剂、混凝沉降器进口加入净水剂、在气提脱硫塔进口投加酸度调节剂和阻垢剂,药剂种类、浓度和投加量根据现场生产运行数据调整优化。

药剂按评价顺序和时间间隔投加,加药量根据来水量变化自动调节,并配套设置溶药罐、贮液箱及搅拌设备,采用液压隔膜计量泵投加。

3.2 工艺设备及管线选材

因采出水具有很强的腐蚀性,工艺管道及设备材料需合理选择。本工程采用专业腐蚀分析软件,经过模拟计算后选材:泵进出口管线选用双相不锈钢 S31803,出撬后与主体管线采用法兰连接。聚结除油撬、混凝沉降撬内部管线选用双相钢 S31803;两级过滤器撬内部管线选用 C. S + 4 mm 腐蚀余量;气提塔选用复合钢板 SA516Gr60 + S31803 (3 mm)。处理站主体工艺管线选用乙烯基型玻璃钢管, DN100 以上阀门选用碳钢 + S31803, DN100 以下阀门选用双相钢,控制阀门均选用双相钢。

3.3 工程运行效果分析

项目投产运行后,实际运行水质数据与设计指标对比见表1。

表1 装置运行水质数据

Tab.1 Water quality data of plant operation

$\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$

项 目		设计 指标	2017 年运行数据		
			10 月	11 月	12 月
调储罐 进口	油	$\leq 1\ 000$	759.2	952.6	849.5
	SS	≤ 500	230.5	276.5	288.0
聚结除油 器进口	油	≤ 200	160.5	178.5	170.0
	SS	≤ 200	90.8	104.5	96.5
混凝沉降 器进口	油	≤ 50	30.6	36.5	34.0
	SS	≤ 50	18.5	30.5	29.0
气提 脱硫塔	$\text{H}_2\text{S}_{\text{进}}$	≤ 200	165.5	180.0	178.5
	$\text{H}_2\text{S}_{\text{出}}$	≤ 20	16.0	18.5	18.0
一级过滤 出口	油	≤ 10	7.8	8.5	8.6
	SS	≤ 10	5.5	9.2	8.5
二级过滤 出口	油	≤ 5	2.0	4.5	4.0
	SS	≤ 5	3.5	4.3	4.0

从表1可以看出,工艺装置出水各项水质指标达到或优于设计指标要求,处理后采出水全部回用油田注水。在实际运行中按照腐蚀控制研究筛选确定的缓蚀剂种类及加药浓度投加,通过工艺过程中设置的腐蚀在线监测系统及腐蚀挂片进行日常监

测,腐蚀速率有效控制在 $0.05 \sim 0.065 \text{ mm/a}$, 低于规范 SY/T 5329—2012 要求的 0.076 mm/a 。

4 结论

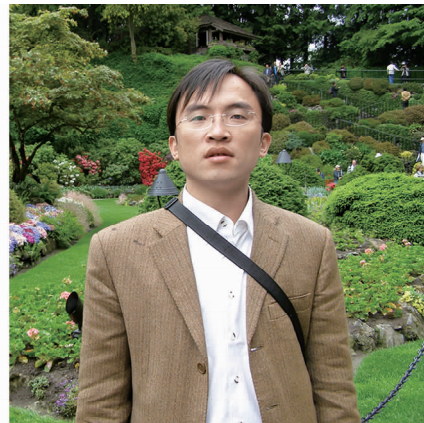
① 运用该工艺技术彻底解决了“四高一低”的油田采出水处理水质达标、系统腐蚀及水质稳定问题,为油田采出水回注提供了保障措施。

② 采用有机羧酸盐缓蚀剂,投加量 50 mg/L 可有效控制高硫化氢、高氯离子采出水的腐蚀性,腐蚀速率 $< 0.076 \text{ mm/a}$ 。

③ 气提脱硫前加酸调节 pH 值 < 5.5 , 可有效保障气提塔脱硫效果;投加复合阻垢剂可有效控制脱硫塔结垢。

参考文献:

- [1] 袁国清,李金林,王静雅,等. 伊拉克哈法亚油田换热器结垢预测研究与防治措施[J]. 工业用水与废水, 2015, 46(1): 36-38.
Yuan Guoqing, Li Jinlin, Wang Jingya, et al. Prediction of heat exchangers' fouling of Hafaya Oilfield in Iraq and prevention measures thereof [J]. Industrial Water & Wastewater, 2015, 46(1): 36-38 (in Chinese).
- [2] 罗春林,宗明月,王爱生. 让纳若尔油田采出水处理汽提脱硫阻垢技术[J]. 油气田环境保护, 2013, 24(4): 24-27.
Luo Chunlin, Zong Mingyue, Wang Aisheng. Stripping desulfurization and scale inhibition technology for produced water treatment in Najor Oilfield [J]. Environmental Protection of Oil and Gas Field, 2013, 24(4): 24-27 (in Chinese).



作者简介:度浩(1981—),男,四川苍溪人,大学,工程师,长期从事油田水处理技术管理工作。

E-mail: 2653178049@qq.com

收稿日期:2019-11-04