

引用格式:刘鹏刚,孙天礼,陈伟,等.元坝气田含硫污水负压汽提脱硫工艺影响因素分析与优化[J].油气藏评价与开发,2020,10(4):125-129.
LIU P G, SUN T L, CHEN W, et al. Analysis and optimization of influencing factors of negative pressure stripping desulfurization process for sour water in Yuanba gas field[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 125-129.
DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.04.020

元坝气田含硫污水负压汽提脱硫工艺 影响因素分析与优化

刘鹏刚,孙天礼,陈伟,侯肖智,黄元和,朱国,何海,房斌
(中国石化西南油气分公司采气二厂,四川 阆中,637400)

摘要:针对目前元坝气田汽提塔脱硫效率低、正压汽提技术表现出局限性、存在极大优化空间的现象,开展了负压汽提脱硫新工艺现场试验,并对汽提效率影响因素进行深入分析研究。通过参数优化,得到最优进液pH值控制在4.0~5.0,推荐汽提塔塔压控制在-30~-25 kPa,最优气液比为8~12,汽提进液量为7~9 m³/h,有利于提高汽提效率。现场应用表明,优化后负压汽提效率达到96.28%,比正压汽提提高19.68%,年节约成本约180.86万元,降本增效效果显著。负压汽提脱硫新工艺表现出明显的技术优势和良好的应用前景,也为同类海相高含硫气田的现场应用提供一定的参考。

关键词:高含硫气田水;负压汽提;汽提效率;影响因素分析;参数优化;降本增效

中图分类号:TE45

文献标识码:A

Analysis and optimization of influencing factors of negative pressure stripping desulfurization process for sour water in Yuanba gas field

LIU Penggang, SUN Tianli, CHEN Wei, HOU Xiaozhi, HUANG Yuanhe, ZHU Guo, HE Hai, FANG Bin

(No. 2 Gas Production Plant, Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Langzhong, Sichuan 637400, China)

Abstract: In view of the low desulfurization efficiency of stripper, limitation of positive pressure stripping technology and great optimization space in Yuanba gas field, a new process of negative pressure stripper desulfurization is carried out, and the influencing factors of stripper efficiency are analyzed in depth. By parameter optimization, the optimal pH value is 4.0~5.0, the recommended stripper pressure is -30~-25 kPa, the optimal gas-liquid ratio is 8~12, and the liquid inlet volume is 7~9 m³/h, which is conducive to improving the stripper efficiency. The field application shows that the efficiency of negative pressure stripping is 96.28%, 19.68% higher than that of positive pressure stripping. The annual cost saving is about 1 808 600 yuan, which has significant effect on cost reduction and benefits enhancement. The new process of negative pressure stripping desulfurization shows obvious technical advantages and good application prospects, and also provides certain reference for the field application of similar marine high sulfur gas fields.

Key words: high sulfur-containing gas field water, negative pressure stripping, stripping efficiency, influence factor analysis, parameter optimization, cost reduction and benefit enhancement

元坝气田属于高含硫生物礁气藏,气田采出水具有硫化物含量高、杂质及悬浮物成分复杂等特征^[1-5],水中硫化物含量高达3 000 mg/L,而注水水质要求硫化物含量低于6 mg/L,气田水处理难度极大^[6-7]。目前国内外已发展出多种废水除硫技术,如碱吸收法、沉淀法、汽提法、生化法和氧化法等^[8-10]。

严忠等^[11]采用空气射流氧化法处理污水中硫化物,在最佳条件下H₂S脱除率高达95%以上,但该工艺仅适合于含硫量小于50 mg/L的污水。惠小敏等^[12]研究了复合除硫+絮凝净化处理技术对高含硫气田碱性采出水的除硫效果,通过曝气和加入不同性质除硫剂,水中硫化物去除效率可达80%以上。冯英明^[13]

收稿日期:2019-11-12。

第一作者简介:刘鹏刚(1990—),男,硕士,工程师,主要从事高含硫气田开发及污水处理研究。通讯地址:四川省阆中市七里开发区中石化阆中科研基地,邮政编码:637400。E-mail:lpg412@163.com

从微生物角度开发了一种能够有效除硫的反硝化细菌 DNB,其自身繁殖会不断消耗硫化物,同时也会改变整个生化过程的氧化还原势,使硫化物转变成亚硫酸盐或硫酸盐。郭川梅等^[14]采用正压汽提塔脱出废碱液中的 H_2S ,当酸化 pH 值控制在 4.5 ~ 5.5 可有效提高汽提效果,但汽提后 H_2S 含量仍高达 414 mg/L,同时采用单因素法对汽提参数(pH 值、汽提时间和汽提温度)进行优化,取得了一定效果。

目前,元坝气田污水系统采用三级除硫技术^[15-17],一级汽提除硫、二级氧化除硫、三级絮凝沉降除硫。一级汽提除硫是整个污水处理系统的关键,汽提效率越低,使得二级药剂(H_2O_2)加注量越大,三级污泥产生越多,生产成本越高^[18]。目前元坝高含硫气田产水量 450 ~ 500 m^3/d ,汽提进水硫化物含量平均为 1 610 mg/L,通过对汽提参数进行优化后汽提效率由 47.4 % 提升到 76.6 %,但汽提塔出水硫化物含量仍然高达 300 ~ 500 mg/L,正压汽提工艺表现出局限性。目前负压汽提技术应用主要集中在原油脱硫、化工炼化等方面^[19-20],应用于高含硫气田水处理的研究少有报道。为进一步提高汽提效率,降低日益增多的污水处理成本,探索新的污水脱硫工艺技术,设计了一套“负压汽提脱硫”工艺装置进行现场试验,前期对影响负压汽提的因素未进行优化导致装置未能达到最佳状态。为进一步降低汽提塔出水硫化物含量、减少药剂及污泥处理费用,本文对负压汽提的影响因素进行了分析并优化,提出合适的参数以确保汽提效率的最大化,对元坝气田的效益开发具有重要意义。本次研究成果对同类海相高含硫气田的污水脱硫工艺也具有一定的指导意义。

1 负压汽提工艺原理

元坝气田含硫气田水采用汽提塔脱出水中 H_2S ^[21]。汽提塔为填料塔,塔顶安装捕雾器,设置液体分布器,填料为陶瓷鲍尔环。气田水从汽提塔顶部进入,燃料气从汽提塔底部进入,高含硫气田水与燃料气在塔内逆流接触(图 1)。在汽提塔出口安装水环真空泵,使塔内形成负压,在汽提塔进水口增加注酸装置,调节进液 pH 值。分离出的 H_2S 被燃料气汽提,从塔顶去增压机进行增压后进入酸气管网,脱硫后的气田水则从塔底流出,进入污水处理系统。

负压汽提工艺是一个集化学、电离和相平衡共

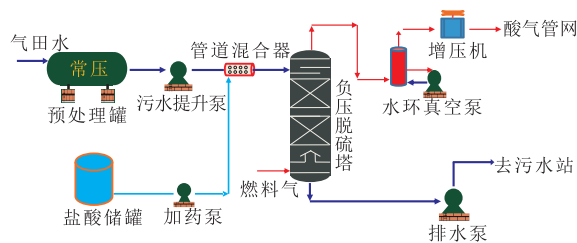


图1 负压汽提脱硫工艺流程

Fig. 1 Flow of negative pressure stripping desulfurization process

存的复杂体系。其原理为:利用真空泵在汽提塔内形成负压,降低 H_2S 气体的饱和溶解度,通过负压抽吸作用,将产生的 H_2S 及时抽走,打破气相和液相中 H_2S 的分压平衡,降低气相中 H_2S 分压,使 H_2S 从水中解析出来。同时,在塔内气水逆流接触过程中,燃料气的激烈搅动作用也加速分离进程。此外,考虑气体在水中的电离平衡和离子存在形式,通过加酸调节 H^+ 的浓度,使水中离子态硫化物向分子态 H_2S 转化,提高分离 H_2S 的效率,从而降低气田水中硫化物含量^[22]。

2 影响因素分析与优化

基于对负压脱硫原理及汽提工艺过程深入分析,并结合现场实际运行参数,选择出影响汽提效率的4个主要因素:进液 pH 值、塔压、气液比和进液量,逐一进行分析与优化。

2.1 进液 pH 值优化

在汽提塔塔压为 -20 kPa、进液量为 10 m^3/h 和气液比为 8 条件下,通过加酸调节汽提塔进液 pH 值,开展不同进液 pH 值下的燃料气汽提,测试数据见图 2。结果表明,进液 pH 值介于 6.5 ~ 7.5 时(不加酸条件下),汽提效率普遍较低。元坝气田含硫气田水 pH 值一般为 6.5 ~ 7.5,呈弱酸性至弱碱性,水中溶解大量离子态硫化物,汽提时无法充分将水中的硫化物以 H_2S 分子的形式汽提出来。通过加酸,进液 pH 值下降,汽提效率均大于 63 %,表明加酸条件下(pH < 6.5)负压汽提脱硫效果好于不加酸条件(pH = 6.5 ~ 7.5)。降低气田水 pH 值,可有效提高汽提效率。这是由于通过加酸打破了气田水中 H_2S 的电离平衡,更多的离子态硫化物转化成分子态的 H_2S ,在汽提过程中燃料气的搅动易把 H_2S 带出,使得汽提后水中硫化物含量明显下降,汽提效率提高。

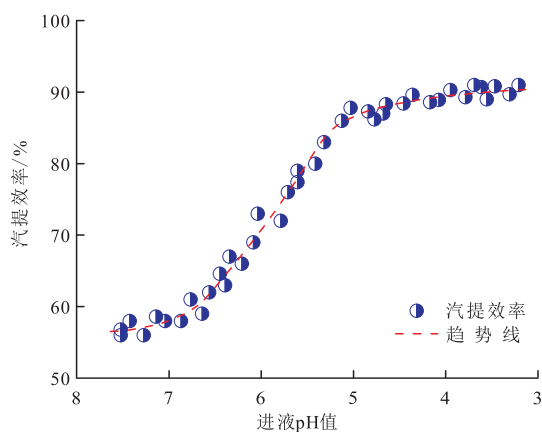


图2 不同进液pH值条件下的汽提效率

Fig. 2 Stripping efficiency under different inlet pH value

此外,加酸条件下随着pH值从6.5下降到3.0时,汽提效率从63%上升到91%,负压汽提脱硫效果与进液pH值呈负相关。当进液pH值小于5.0时,增大加酸量,汽提效率仅有小幅上升。同时进液pH值低于4.0时,对汽提塔有很大的腐蚀风险。为了保持较高的汽提效率以及综合考虑设备腐蚀和盐酸药剂成本,推荐进液pH值控制在4.0~5.0。

2.2 塔压优化

为研究塔压对汽提效果的影响,在进液pH值为4.0~5.0、进液量为 $10\text{ m}^3/\text{h}$ 和气液比为8的条件下进行燃料气汽提,汽提效率测试曲线见图3。在测试参数中,负压条件下(塔压 $\leq -15\text{ kPa}$),进水最高硫化物含量 1759 mg/L ,出水最低硫化物含量 41.3 mg/L 。汽提效率维持在79%以上,平均达到90.4%,出水硫化物含量平均 102.8 mg/L 。相比于正压汽提(塔压 $=15\text{ kPa}, 35\text{ kPa}$),现场试验显示负压汽提工艺可以脱出气田水中大部分的硫化物,表现出良好的技术优势。这主要是因为塔内负压降低了 H_2S 气体的饱和溶解度,通过负压抽吸作用,将产生的 H_2S 及时抽走,打破气相和液相中 H_2S 的分压平衡,降低气相中 H_2S 分压,使 H_2S 从水中解析出来。

图3显示,随着汽提塔塔压的下降,汽提效率不断上升。在测试参数中,负压状态下汽提效率变化值(由79%增加到94.2%)明显大于正压状态下汽提效率变化值(由67.7%增加到69.3%),表明塔压为负压汽提工艺中的关键因素,而对正压汽提影响不大。当塔压小于 -25 kPa 时,进一步降低塔压,汽提效率仅有小幅上升,综合考虑真空泵功率能耗、设备承压,推荐塔压控制在 $-30\sim -25\text{ kPa}$ 。

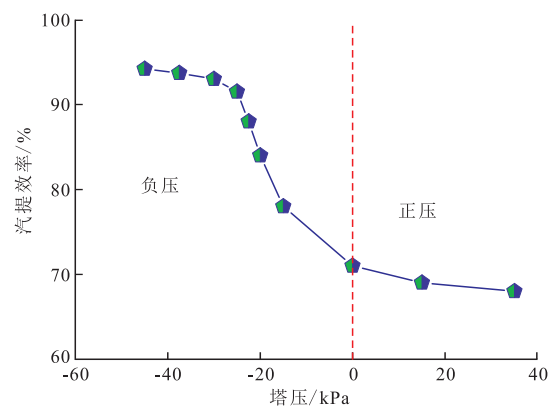


图3 汽提效率与塔压的关系

Fig. 3 Relation between stripping efficiency and stripper pressure

2.3 气液比优化

在最优进液pH值(4.0~5.0)和塔压(-25 kPa)基础上对气液比进行优化,汽提测试数据见图4。结果表明:随着气液比从4增加到16,不同进液量($6\text{ m}^3/\text{h}$ 、 $8\text{ m}^3/\text{h}$)条件下的汽提效率均呈上升趋势,气液比对脱硫效果影响大。这是因为气液比增加,燃料气在汽提塔内流速加快,气相中 H_2S 更及时地被带走,分压降低使得其在水中溶解度下降。同时,进入汽提塔内的燃料气量增大,燃料气与气田水逆流接触过程中搅动作用越剧烈, H_2S 解析分离的进程加速,被燃料气带出的硫化物增多,汽提效率提高。同时,随着汽提过程中气液比由4增大到8,汽提效率明显增加。当气液比为8时,汽提效率随气液比增长的趋势逐渐平缓,气液比超过12后,汽提效率很难提高。因此,推荐最优气液比为8~12。

2.4 进液量优化

分别在气液比为8和12条件下进行汽提测试,

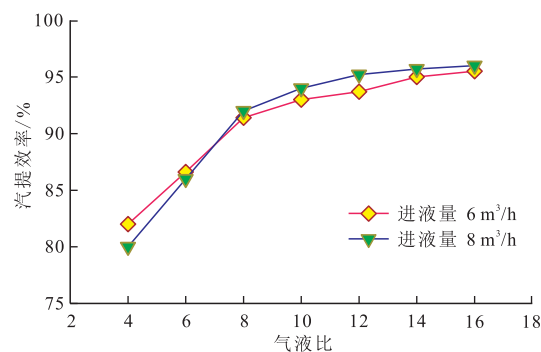


图4 汽提效率随气液比变化曲线

Fig. 4 Variation curve of stripping efficiency with gas-liquid ratio

改变汽提塔进液量,计算汽提效率,得到汽提效率与进液量关系曲线如图5所示。随着进液量由3 m³/h增大到15 m³/h,汽提效率不断降低。这主要是由于进液量越大,流速越快,含硫气田水在汽提塔内与燃料气的逆流接触时间越短,被燃料气带出的硫化物越少,汽提后气田水中硫化物含量越高,汽提效果变差。当进液量小于9 m³/h,随着进液量增加,汽提效率缓慢下降并呈波动状态;当超过9 m³/h后,随进液量进一步增加,汽提效率明显降低,表明进液量过高对汽提效果影响较大,因此推荐最优进液量为7~9 m³/h。

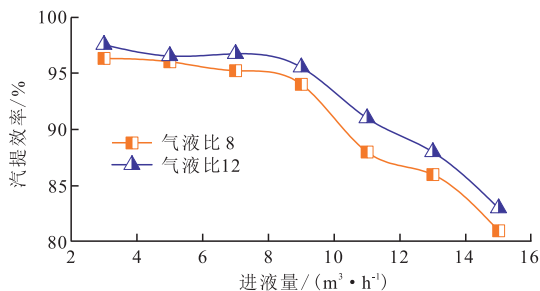


图5 不同进液量条件下的汽提效率

Fig. 5 Stripping efficiency under different liquid intake

3 现场应用与效益分析

3.1 现场应用效果评价

对负压汽提影响因素进行优化后,在进液pH值为4.0~5.0、塔压为-25 kPa、气液比为10和进液量为8 m³/h条件下进行汽提测试,连续30 d跟踪现场测试数据,计算汽提脱硫效率,汽提数据见图6。汽提塔

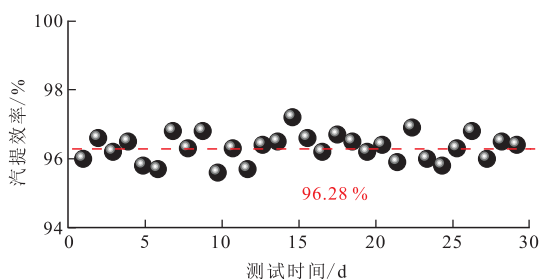


图6 优化后汽提塔汽提效率

Fig. 6 Stripping efficiency of stripper after optimization

进液硫化物含量平均1 610 mg/L,汽提后硫化物含量35~74 mg/L,平均为59.7 mg/L,汽提效率平均为96.28%。相比于正压汽提(汽提效率76.6%),现场测试显示负压汽提工艺可以提高汽提效率19.68%,进一步脱出气田水中的硫化物,表现出明显的技术优势,为接下来的现场工业化应用提供了有力支撑。

3.2 经济效益分析

在元坝高含硫气田水处理全链条中,采用负压汽提工艺并实施优化措施后一级汽提效率增加,汽提塔出水硫化物含量明显降低,有效节约二级氧化H₂O₂药剂加注和三级污泥处理费用,但同时会增加一级汽提盐酸加注成本。取目前汽提水量480 m³/d,进水硫化物平均值1 610 mg/L,盐酸单价700元/m³,氧化剂H₂O₂成本3.5元/kg,污泥处理费用4.5元/kg,计算周期为1 a,各阶段经济效益计算过程见表1。从表1可以看出,综合盐酸加注成本、H₂O₂药剂节约费用和污泥处理节约费用,采用负压汽提工艺并实施优化措施后,年节约成本约180.86万元,降本增效显著,表现出良好的应用前景。

4 结论

1) 元坝气田含硫污水负压汽提新工艺是一个集化学、电离和相平衡共存的复杂体系。其原理为:利用塔内形成的负压打破气相和液相中H₂S的分压平衡,使H₂S更容易从水中解析出来。同时,通过加酸调节H⁺浓度,使水中离子态硫化物向分子态H₂S转化。

2) 通过对影响因素进行分析与优化,得到最优进液pH值控制在4.0~5.0,推荐汽提塔塔压控制在-30~-25 kPa,最优气液比为8~12,汽提进液量为7~9 m³/h,有利于提高汽提效率,增强污水脱硫能力,实现气田高效开发。

3) 现场应用表明,采用负压汽提新工艺汽提效率平均为96.28%,比正压汽提提高19.68%,进一步

表1 优化后各阶段经济效益计算过程

Table 1 Economic benefit calculating procedures for each stage after optimizing

处理阶段	计算过程
一级汽提	$Q_1 = \text{盐酸日用量} \times \text{盐酸单价} \times \text{天数} = 0.7 \times 700 \times 365 = 178\ 850 \text{ 元}$
二级氧化	$Q_2 = 0.007\ 658 \times \text{汽提水量} \times \text{进水硫化物} \times \text{优化前后汽提效率差} \times \text{H}_2\text{O}_2 \text{ 单价} \times \text{天数}$ $= 0.007\ 658 \times 480 \times 1\ 610 \times (96.28\% - 76.6\%) \times 3.5 \times 365 \approx 1\ 487\ 881 \text{ 元}$
三级絮凝沉降	$Q_3 = 0.001 \times \text{汽提水量} \times \text{进水硫化物} \times \text{优化前后汽提效率差} \times \text{污泥处理单价} \times \text{天数} / \text{污泥含水率}$ $= 0.001 \times 480 \times 1\ 610 \times (96.28\% - 76.6\%) \times 4.5 \times 365 / 50\% \approx 499\ 605 \text{ 元}$
经济效益	$Q_{\text{总}} = Q_2 + Q_3 - Q_1 \approx 148.78 + 49.96 - 17.88 = 180.86 \text{ 万元}$

脱出气田水中硫化物约 300 mg/L,表现出明显的技术优势。此外,一级汽提硫化物含量减少,二、三级除硫工艺中水处理费用有效降低,年节约成本约 180.86 万元,降本增效显著,展现出良好的应用前景。

参考文献

- [1] 武恒志,吴亚军,柯光明.川东北元坝地区长兴组生物礁发育模式与储层预测[J].石油与天然气地质,2017,38(4):645-657.
WU H Z, WU Y J, KE G M. Bioherm development model and reservoir prediction of Changxing Formation in Yuanba area, Northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(4): 645-657.
- [2] 刘国萍,游瑜春,冯琼.基于频谱成像技术的元坝长兴组生物礁储层连通性研究[J].石油物探,2017,56(5):746-754.
LIU G P, YOU Y C, FENG Q. Research on reservoir connectivity based on spectral imaging technology for the Changxing reef in the Yuanba area[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2017, 56(5): 746-754.
- [3] 何生厚.普光高含H₂S、CO₂气田开发技术难题及对策[J].天然气工业,2008,28(4):82-85.
HE S H. Technical problems and countermeasures of developing the Puguang gas field with high H₂S and CO₂ content[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(4): 82-85.
- [4] 刘言.元坝超深高含硫气田开发关键技术[J].特种油气藏,2015,22(4):94-97.
LIU Y. Key technologies for the development of Yuanba ultra deep and high sulfur gas field[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 94-97.
- [5] 吴小奇,刘光祥,刘全有,等.四川盆地元坝气田长兴组一飞仙关组天然气地球化学特征及成因类型[J].天然气地球科学,2015,26(11):2155-2165.
WU X Q, LIU G X, LIU Q Y, et al. Geochemical characteristics and genetic types of natural gas in the Changxing-Feixianguan Formations from Yuanba Gasfield in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(11): 2155-2165.
- [6] 任世林,张翠兰,蓝辉,等.元坝气田高含硫污水处理及回注方案优选[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2016,18(3):40-42.
REN S L, ZHANG C L, LAN H, et al. Research on high sulfur waste water treatment and reinjection scheme optimization in Yuanba region[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2016, 18(3): 40-42.
- [7] 杨志,康露,侯攀,等.川东地区气田水回注系统风险评价方法[J].西南石油大学学报(自然科学版),2016,38(1):152-157.
YANG Z, KANG L, HOU P, et al. Risk assessment method of gas field water reinjection system in east Sichuan[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(1): 152-157.
- [8] 叶帆,马培红,李鹏.塔河油田三号联合站气提法脱硫工艺分析与优化探讨[J].石油实验地质,2012,34(S1):149-152.
YE F, MA P H, LI P. Analysis and optimization of desulfurization with gas stripping in Tahe No. 3 Plant[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(S1): 149-152.
- [9] 汪卫东.油田污水中硫酸盐还原菌的变化规律及其控制技术[J].油气地质与采收率,2013,20(6):61-64.
WANG W D. Change rule and control method of sulfate-reducing bacteria in oilfield produced water[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6): 61-64.
- [10] 蔡靖,郑平,胡宝兰,等.pH和碱度对同步厌氧生物脱氮除硫工艺性能的影响[J].化工学报,2008,59(5):1264-1270.
CAI J, ZHENG P, HU B L, et al. Influence of pH and alkalinity on process performance of simultaneous anaerobic sulfide and nitrate removal[J]. Journal of Chemical Industry and Engineering (China), 2008, 59(5): 1264-1270.
- [11] 严忠,庄术艺,马晓峰,等.曝气脱硫技术在新疆油田含油污水处理中的应用[J].石油与天然气化工,2013,42(5):540-544.
YAN Z, ZHUANG S Y, MA X F, et al. Application of aeration desulfurization technology in oily wastewater treatment in Xinjiang oilfield[J]. Chemical Engineering Oil & Gas, 2013, 42(5): 540-544.
- [12] 惠小敏,欧天雄,刘方检,等.复合除硫+絮凝净化处理高含硫气田碱性采出水[J].工业水处理,2015,35(9):79-82.
HUI X M, OU T X, LIU F J, et al. Treatment of alkaline produced water by combined technology of removing sulfur and flocculating purification in sour gas field[J]. Industrial Water Treatment, 2015, 35(9): 79-82.
- [13] 冯英明.生物除硫技术在含油污水处理站的应用[J].油气田地面工程,2012,31(10):60-61.
FENG Y M. Application of biological sulfur removal technology in oily wastewater treatment station[J]. Oil Gas Field Surface Engineering, 2012, 31(10): 60-61.
- [14] 郭川梅,唐晓东,孙刚,等.高含有机硫炼油废碱液的治理研究[J].西南石油学院学报,2002,24(6):74-77.
GUO C M, TANG X D, SUN G, et al. One approach of harnessing refining waste alkali liquor containing organic sulfides[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002, 24(6): 74-77.
- [15] 吕三雕,陆鹏宇.含硫污水汽提装置优化生产方案探讨[J].石油炼制与化工,2012,43(4):64-67.
LYU S D, LU P Y. A discussion on optimizing production scheme of sour water stripping unit[J]. Petroleum Processing and Petrochemicals, 2012, 43(4): 64-67.
- [16] 屈撑闯,沈哲,杨帆,等.油气田含硫污水处理技术研究进展[J].油田化学,2009,26(4):453-457.
QU C T, SHEN Z, YANG F, et al. Progress of advanced treatments and technologies for sulfide-containing oil/gas field produced waters[J]. Oilfield Chemistry, 2009, 26(4): 453-457.
- [17] 杨杰,向启贵.含硫气田水达标外排处理技术新进展[J].天然气工业,2017,37(7):126-131.
YANG J, XIANG Q G. New progress in wastewater treatment technology for standard-reaching discharge in sour gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7): 126-131.
- [18] 范伟,高继峰,刘畅.高含硫气田含硫污水三级除硫技术优化[J].油气田地面工程,2017,36(7):55-58.
FAN W, GAO J F, LIU C. Technology optimization of three-step desulfurization sulfur-containing wastewater in the high sulfur gas field[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2017, 36(7): 55-58.
- [19] 任广欣,高波,李士通,等.负压气提稳定脱硫在塔河稠油油田中的应用[J].化学工程与装备,2013,14(12):84-85.
REN G X, GAO B, LI S T, et al. Negative pressure lifting and stable desulfurization in Tahe heavy oil field[J]. Chemical Engineering & Equipment, 2013, 14(12): 84-85.
- [20] 杨小兵,张德文.影响汽提塔负压的原因分析及对策[J].燃料与化工,2012,43(3):53-55.
YANG X B, ZHANG D W. Cause analysis and countermeasures of negative pressure in stripper[J]. Fuel & Chemical Processes, 2012, 43(3): 53-55.
- [21] 刘晓丽,原璐,王金昌,等.油田污水脱硫气提塔的设计选型[J].油气田地面工程,2013,32(8):46-47.
LIU X L, YUAN L, WANG J C, et al. Design and selection of desulfuration gas stripper for oilfield sewage[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2013, 32(8): 46-47.
- [22] 孙士平.油田含硫污水气提塔酸度调节剂的筛选研究[J].石油工程建设,2018,44(5):21-23.
SUN S P. Acidity regulator selection of gas stripping column for oilfield sour water treatment[J]. Petroleum Engineering Construction, 2018, 44(5): 21-23.

(编辑 王隽)