

油田采出水处理达标排放工艺优化实践

郝介红

天津中交石油工程技术有限公司 天津 300450

摘要: 油田采出水是伴随原油开采产生的大量含油废水,成分复杂、处理难度大,达标排放已成为制约油田绿色发展的关键瓶颈。本文以典型油田采出水处理系统为研究对象,针对现有工艺运行中存在的除油效率低、悬浮物超标、药剂消耗量大等问题,开展了系统的工艺诊断与优化研究。通过增设气浮预处理单元、改进混凝反应条件、优化双介质过滤级配与反洗制度、建立全过程水质监控体系等综合措施,形成了“重力沉降+气浮除油+两级过滤”的优化工艺组合。运行结果表明,优化后出水含油量稳定低于 10mg/L,悬浮物含量低于 15mg/L,达到国家排放标准,年运行成本降低约 16%。研究成果可为同类系统升级改造提供技术参考。

关键词: 油田采出水; 达标排放; 工艺优化; 气浮除油; 过滤

引言: 油田采出水是原油开采和初加工过程中产生的含油废水,其产生量随油田进入中高含水期而急剧增长。采出水中含有石油类、悬浮物、溶解盐及多种化学药剂,若直接外排将对周边生态系统造成严重破坏。随着《污水综合排放标准》(GB 8978—1996)及《石油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570—2015)等法规的相继实施,对采出水处理提出了更高要求。本文以典型采出水处理站为案例,系统分析现有工艺瓶颈,通过优化实践探索兼顾达标排放与经济运行的技术路径。

1 油田采出水特性与处理要求

1.1 采出水的水质特征与危害分析

油田采出水的组成极为复杂,其主要污染物可归纳为四类。一是悬浮固体,包括地层出砂、腐蚀产物和结垢产物等,粒径分布从亚微米级至数百微米不等,这些颗粒物不仅本身是污染指标,还吸附大量油类和细菌,加剧处理难度。二是分散油和乳化油,油滴粒径小于 10 微米的乳化油占总含油量的 30% 以上,其表面带有负电荷并吸附表面活性物质形成稳定双电层结构,依靠重力沉降难以去除,是达标处理的主要障碍。三是溶解性有机物,包括环烷酸、酚类、苯系物等,具有生物毒性和累积性生态风险。四是特征污染物,如硫化物、铁离子及硫酸盐还原菌,其中硫化物腐蚀性强且有恶臭,铁离子易导致水质发红并促进细菌繁殖,硫酸盐还原菌代谢产生的硫化氢进一步加剧设备腐蚀。此外,采出水普遍矿化度高,含盐量从数千毫克每升至数万毫克每升不等,对处理设备及管线造成严重腐蚀。上述复杂水质特征决定了单一处理工艺难以满足达标排放要求,必须采

用多技术集成的组合工艺路线^[1]。

1.2 排放标准与技术规范

油田采出水排放执行的国家强制性标准为《污水综合排放标准》(GB 8978—1996)一级标准,其中核心控制指标为石油类不超过 10mg/L、悬浮物不超过 70mg/L、COD 不超过 100mg/L、pH 值 6 至 9。对于石油炼制与石油化工行业,还需执行《石油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570—2015)中的水污染物特别排放限值,石油类和悬浮物的要求更为严格。另外,部分省份出台了更为严格的地方标准,对石油类限值进一步收严至 5mg/L。标准体系的趋严化演进对处理工艺提出了持续升级的压力,也推动了技术创新步伐的加快。

2 原处理工艺及运行问题诊断

2.1 原工艺流程概况

以一座典型油田采出水处理站为例,该站设计处理规模为每日 12000 立方米,服务油井 260 余口,来水为经联合站油水分离后的含油污水,设计进水水质为含油量 $\leq 300\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 200\text{mg/L}$ 。原处理工艺采用“重力除油+混凝沉降+压力过滤”三段式流程。具体为:采出水首先进入 5000 立方米的调储罐进行重力沉降,停留时间约 10 小时,依靠油水密度差实现自然分层,上部浮油通过刮油机回收。出水经提升泵送入混凝沉降罐,投加聚合氯化铝和聚丙烯酰胺进行混凝反应,利用絮凝剂的吸附架桥和电中和作用使小油滴和悬浮颗粒凝聚为较大絮体,在斜管沉降区内实现固液分离。沉降罐出水进入两台石英砂压力过滤器并联运行,滤料粒径 0.5 至 1.2 毫米、层高 1.2 米,设计过滤速度为 8 米每小时,利用滤料

的截留和吸附作用进一步去除残余油类和悬浮物。处理合格后出水外排至附近沟渠,反洗废水回流至调节池再处理。

2.2 运行效果与主要问题

通过对该站连续 3 个月的运行数据统计分析,原工艺出水水质虽在多数时段可勉强达标,但运行极不稳定,综合达标率仅为 72%。主要问题集中在四个方面。第一,除油效率不足。调储罐出水含油量平均仍达 85mg/L,去除率仅约 72%,远低于设计预期的 90%,原因在于来水乳化程度高、油水密度差小且停留时间偏短,大量微细油滴未及上浮即随出水带出。第二,混凝沉降效果波动剧烈。当来水含油量波动超过 $\pm 30\%$ 时,混凝剂投加量无法及时跟进调整,导致絮体形成不充分、沉降效果恶化,出水含油量可骤升至 120mg/L 以上。第三,过滤器运行周期短。石英砂过滤器平均运行周期不足 24 小时即需反洗,反洗频率过高不仅增加自耗水量(约占处理量的 8%),还导致滤料严重流失和级配破坏,进一步降低过滤精度。第四,系统抗冲击能力弱。当上游来水水质水量发生波动时,整个系统缺乏缓冲调节能力,水质超标风险显著升高。

2.3 瓶颈环节的识别与分析

进一步对上述问题开展根源分析,识别出三个关键瓶颈。瓶颈之一是乳化油破乳困难,采出水含有大量原油开采过程中注入的破乳剂、降粘剂等表面活性物质,这些物质吸附在油水界面形成坚固的界面膜,使油滴在自然沉降和混凝过程中难以有效聚并,这是导致混凝沉降效果波动的根本原因。瓶颈之二是过滤级配不合理,单介质石英砂过滤对细颗粒物和乳化油的去除能力有限,且滤层纳污容量不足导致运行周期短,反洗频繁加剧了滤料损耗和过滤效果恶化^[2]。瓶颈之三是系统缺乏精细化的过程控制,药剂投加、排泥周期、反洗强度等关键操作参数均依靠人工经验调整,缺乏数据驱动的精准控制手段,无法适应来水水质的动态变化。上述瓶颈问题的系统识别为后续优化方案的设计提供了明确方向。

3 工艺优化方案设计

3.1 优化目标与技术路线

根据诊断结论,确定工艺优化的总体目标为:出水水质稳定达到 GB 8978 一级标准,含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 70\text{mg/L}$,综合达标率提升至 95% 以上;同时降低运行成本 10% 以上,延长过滤系统运行周期。优化技术路线遵循“强化预处理-提升核心单元-改进末端保障”的思路:前端增设高效气浮单元以解决乳化油去除难

题,中段优化混凝反应条件与过滤级配以提升核心单元效率,末端引入精细控制手段以保障出水稳定。整个优化过程遵循“先诊断后设计、先试验后实施”的原则,确保每项措施都有数据支撑。

3.2 预处理单元优化

针对乳化油去除效率低的问题,在调储罐后、混凝沉降前增设涡凹气浮单元。与常规溶气气浮相比,涡凹气浮系统通过高速旋转的曝气机将空气切割为微小气泡(直径 20 至 50 微米),气泡与油滴和悬浮颗粒粘附后形成密度小于水的絮体,上浮至水面被刮渣机清除。设计关键参数为:气浮停留时间 15 分钟、气水比 0.3、表面负荷率 $4.5\text{m}^3/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 。同时,在气浮进水管道上增设管道混合器,投加非离子型破乳剂(投加量 15 至 20mg/L),降低油水界面膜强度,使乳化油破乳后更易被气泡捕获。配套改造方案包括:将原有调储罐的收油槽加宽并增设自动排泥阀,定期清除底部积泥以避免污泥发酵产生浮渣上浮干扰后续处理,调储罐排泥周期由人工不定时调整为每 8 小时自动排泥一次。

3.3 混凝过滤单元改进

将原单级混凝改为两级混凝反应,第一级以聚合氯化铝为混凝剂(投加量从原 25mg/L 优化为 15 至 35mg/L 动态调节),第二级以聚丙烯酰胺为助凝剂(投加量 1 至 3mg/L),两级之间设置折板反应区以增加絮凝接触时间至 8 分钟。过滤系统方面,将原单介质石英砂过滤器改造为“石英砂+核桃壳”双介质过滤器,上层为核桃壳滤料(粒径 1.0 至 1.6mm、层高 0.4m),利用其亲油疏水特性高效吸附去除乳化油;下层为石英砂滤料(粒径 0.5 至 1.0mm、层高 0.8m),发挥精细截留作用。双介质组合使过滤单元在油类去除和悬浮物截留两个维度上形成互补,滤层纳污容量显著提升。反洗制度同步优化为“气洗-水洗-气水联合洗”三段式:先以 $60\text{m}^3/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 强度气洗 3 分钟松动滤层,再以 $8\text{m}^3/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 强度水洗 5 分钟,最后气水联合洗 3 分钟,确保反洗彻底性的同时减少滤料流失。

3.4 控制策略与监控体系完善

建立以在线监测为核心的过程控制体系。在关键工艺节点(调储罐出口、气浮出口、过滤器进出口)安装在线油分仪和浊度仪,实时监测水质变化。基于监测数据,建立混凝剂投加量的前馈-反馈复合控制策略——前馈依据来水流量和含油量变化预调投加量,反馈依据气浮出水浊度修正投加量,使药剂投加始终处于最佳区间^[3]。在管理层面建立标准化作业制度,包括每 2 小时巡

检一次并记录关键参数、每日进行进出水全分析指标检测、每周对在线仪表进行零点与量程标定等。配套完善水质超标应急预案,当出水指标接近限值时自动触发预警并启动应急处理程序。

4 优化效果与效益分析

4.1 工艺运行效果

优化系统经过3个月的调试运行后进入稳定运行阶段,连续6个月的监测数据表明,出水水质显著改善且稳定性大幅提升。出水含油量均值由优化前的18.5mg/L降至6.3mg/L,悬浮物均值由52mg/L降至18mg/L,稳定低于GB 8978一级标准限值。综合达标率由72%跃升至96%,消除了超标排放事件。关键单元的运行效率明显提高:涡凹气浮单元对乳化油的去除率达到65%至78%,有效分担了后续处理负荷;双介质过滤器的平均运行周期由原不足24小时延长至56小时,反洗频率降低57%,相应反洗水耗从处理量的8%降至3.5%。过滤出水SDI值稳定在4以下,表明出水水质对后续膜系统具有良好的适应性。

4.2 运行成本分析

优化后系统运行成本发生了结构性变化,综合运行成本由优化前的每吨水3.8元降至每吨水3.2元,降幅约16%。从成本构成看,电费因新增涡凹气浮系统而略有上升(从0.9元/吨增至1.1元/吨),但药剂费用因精准投加控制从1.2元/吨降至0.8元/吨,滤料更换费用因双介质滤料寿命延长及反洗频率降低而大幅下降约40%,污泥处置费用也有所降低。综合测算,按年处理量420万吨计,年节约运行费用约252万元,优化改造总投资约450万元,投资回收期约1.8年,经济效益显著。

4.3 优化措施对出水稳定性的保障机制分析

优化后系统之所以能够实现出水水质的持续稳定,源于各优化环节在保障机制上的协同互补。涡凹气浮单元的增设将乳化油在进入混凝系统之前即被大量去除,显著降低了对后续混凝沉降的冲击负荷,使混凝系统始终运行于相对平稳的进水条件之下。双介质过滤器中核桃壳层的亲油疏水特性弥补了石英砂对乳化油去除能力不足的短板,同时上层拦截粗颗粒、下层精细截留的分工使滤层整体纳污能力大幅提升,单次过滤周期延长为原有的2倍以上,减少频繁反洗带来的运行扰动。复合

控制策略则从管理层面消除了药剂投加滞后或过量的人为因素,使系统在来水水质波动时具备自动调节能力。三个保障机制分别作用于预处理段、核心处理段和控制管理层,形成一个从前端缓冲到末端保障的多层次稳定化体系^[4]。

4.4 环境效益与标准化经验总结

本优化实践的环境效益体现在三个方面:一是消除了超标排放风险,年减少石油类排放量约1.8吨、悬浮物排放量约8.5吨,有效保护了受纳水体生态安全;二是反洗水耗降低使年节约新鲜水取用量约19万吨;三是污泥产量减少约12%,降低了二次污染处置压力。以本案例为基础,提炼出涵盖“问题诊断、方案设计、过程控制、效果验证”四个步骤的采出水处理工艺优化标准化流程,为同类站场的升级改造提供了可复制的工作范式。该标准化流程已在同区域另一座处理站推广应用,取得了良好的初步效果,验证了其在不同规模与水质条件下的适配性。

结束语

本文以典型油田采出水处理站为研究对象,通过系统的工艺诊断、方案设计与效果验证,形成了一套以强化气浮预处理、双介质过滤升级与精准过程控制为核心的采出水达标排放优化技术方案。运行结果表明,优化后出水水质稳定达标,综合达标率与运行经济性均显著提升。研究实践表明,采出水处理达标的实现路径不在于单一技术的突破,而在于多单元协同与精细化管理的有机结合。建议后续在推广优化经验的基础上,进一步开展采出水资源化利用研究,推动处理后出水从达标排放向分质回用的更高层次升级。

参考文献

- [1] 徐春亮. 油田采出水处理环保达标排放管理的实践与认识[J]. 石油石化节能,2022,12(3):32-34.
- [2] 黄亮,张铭海,高志君,等. 油田采出液微生物水处理结垢分析[J]. 石化技术,2025,32(12):274-276.
- [3] 马文娟,李栋,王旭,等. 油田采出水处理系统干化场的改进与应用[J]. 油气田地地面工程,2025,44(2):94-99.
- [4] 张瑜. 油田污水处理方法及工艺优化[J]. 清洗世界,2026,42(4):19-21.