

炼厂储运罐区油气回收处理技术改造和应用

干明军（中海石油舟山石化有限公司，浙江 舟山 316015）

摘要：近几年国家对石油化工企业 VOCs 排放的管控工作越来越严格，而油气回收技术作为 VOCs 减排最有效的手段，目前已经广泛应用于石油库、石油化工企业的物料储存、运输环节。本文以中海石油舟山石化芳烃罐区油气回收项目为例，结合炼厂储运的工艺特点，对其技术改造和实际应用进行了详细分析，并提出了相关问题和建议。

关键词：油气回收处理；工艺路线；技术改造；实际应用；问题和建议

1 前言

中海石油舟山石化有限公司（以下简称舟山石化）是一家炼化企业，以海洋重油、渣油、沥青、石脑油为主要原料，设有预处理、重油裂解、馏分油加氢、重整、芳烃抽提等装置，配套罐区、码头及热电系统，主要产品为三苯、柴油、液化气、石油焦等。其中储存三苯的罐区就是项目所在的芳烃罐区，根据油品周转量计算，VOCs 排放量为 5.8 吨/年。环保部于 2014 年 12 月 5 日发布的《石化行业挥发性有机物综合整治方案》（环发[2014]177 号）要求苯、甲苯、二甲苯等危险化学品应在内浮顶罐基础上安装油气回收装置等处理设施。为了积极响应国家的环保政策，提升公司环保能力，舟山石化对芳烃罐区的三苯储罐完成了油气回收处理的改造。

2 油气回收处理工艺路线

2.1 国内油气回收技术应用情况

目前国内油气回收处理技术主要有冷凝、活性炭吸附、溶剂吸收、膜分离、膜吸收、催化氧化、蓄热氧化、CEB 等^[1]。同工况及排放指标的要求，通常会选择不同的组合型工艺。石油库选用冷凝+吸附、吸收+吸附、深度冷凝的工艺路线比较多，而石油化工企业由于排放指标为毫克级，油气回收处理的工艺相对复杂，比如采用吸收+吸附+RCO/RTO、冷凝+吸附+RCO/RTO 等组合型，或者直接采用 CEB 的工艺。近几年油气回收的技术经过不断的更新完善，但仍然存在以下问题：①吸附工艺由于使用年限的问题，活性炭会慢慢失效，出现后期排放不达标的情况^[2]；②撬装式的催化氧化、蓄热氧化处理技术有较好的效果，可是大部分企业由于前期的规划不到位，存在防火间距不足的问题，现场没有多余的位置安装设备；③深度冷凝法、CEB、催化氧化等组合型工艺运行能耗较高，需要大量的燃料气或者电耗非常高，同时复杂的组合

工艺其设备设施较多，后期的运维也是一个问题；④国内现有比较成功的案例，组合工艺比较复杂，大部分选择了多级预处理，通常投资比较大。

2.2 工艺路线的确定

舟山石化作为一家炼化企业，生产的柴油可以直接作为油气回收的吸收剂，同时各个生产装置都有加热炉，可以作为 VOCs 的焚烧处理装置。在综合考虑国内现有油气回收处理技术的优缺点后，并结合企业自身的优势，提出了芳烃罐区油气回收处理使用柴油吸收+芳烃抽提装置加热炉焚烧的想法。经设计院核算论证，芳烃罐区的油气经过柴油吸收后可燃烃含量降至 25g/Nm³，可燃烃体积分数最大约为 0.7%，低于其爆炸下限。

根据储罐油气浓度实测数据，结合芳烃抽提装置鼓风机的实际运行流量，吸收后的油气去鼓风机进风口，与空气混合后可燃烃进一步稀释，体积分数降低为 0.016%（芳烃抽提装置空气鼓风机风量按最小 34395m³/h 考虑时），再无着火和爆炸危险，进加热炉焚烧安全性较高，并且满足《油气回收处理设施技术标准 GB50759》中 5.5.12“油气处理装置入口的油气浓度宜低于其爆炸极限下限的 25%”的要求。因此，舟山石化芳烃罐区油气回收的工艺路线最终确定为：三苯储罐油气→引风机→吸收塔（柴油吸收剂）→芳烃抽提装置加热炉焚烧。

3 技术改造

3.1 工艺改造

芳烃罐区油气回收项目共 7 个储罐，通过油品大小呼吸量的核算，确定油气最大处理规模 660m³/h，储罐具体情况见表-1。

①每台储罐新增补氮系统，用调节阀实现自动控制，当储罐压力低于设置压力时调节阀打开往罐内补充氮气，达到一定压力后关闭调节阀停止补氮，确保

表 1 芳烃罐区储存情况一览表

序号	储存介质名称	原设计储罐编号	储罐类型	数量	储罐容积 /m ³	物理状态	储存温度 (°C)
1	混合二甲苯	G401、G402	内浮顶	2	10000	液体	常温
2	甲苯	G403、G404、G405	内浮顶	3	5000	液体	常温
3	苯	G406、G407	内浮顶	2	3000	液体	常温

储罐介质外付或气候温度下降时罐内气相处于微正压状态，防止空气进入储罐形成爆炸性混合气体，确保储罐安全运行；②每台储罐新增油气回收管线并设置气动切断阀，通过储罐压力进行自动控制阀门的开关，实现单罐单控；③2台混合二甲苯储罐和3台甲苯储罐的油气回收管线汇总经1#引风机加压后，送至柴油吸收塔入口经柴油吸收后去芳烃抽提装置加热炉焚烧；④2台苯储罐的油气回收管线汇总后经2#引风机加压后，送至柴油吸收塔入口经柴油吸收后（烃含量满足条件的情况下也可直接跨过吸收塔）去芳烃抽提装置加热炉焚烧；⑤柴油作为吸收剂由罐区通过离心泵加压后从吸收塔上部进入，经过填料层均匀分布下落，油气自下而上与吸收剂逆流接触，吸收后的贫气通过吸收塔顶部管线去加热炉，吸收后的柴油通过富油泵送回罐区。吸收剂进出流量和吸收塔液位通过气动调节阀实现自动精确控制，确保吸收塔稳定运行；⑥油气自装置外进入芳烃抽提装置鼓风机（K4102）吸入口，在靠近鼓风机吸入端设置阻火器和油气开关阀，另设一根氮气线用于反吹油气管线，并在该氮气线设置吹扫开关阀。

3.2 设备改造

设备改造主要针对原来 G401~407 共 7 台内浮顶储罐：① G401、G402 为 10000m³ 混二甲苯罐，G403~G405 为 5000m³ 甲苯罐，G406、G407 为 3000m³ 苯罐。其中 G401、G402 每台罐增加 DN250 油气出口 1 个，DN300 呼吸阀 2 个，DN500 紧急泄压人孔 1 个，DN50 氮封阀口一个，罐顶新增 DN20 压力表口 1 个；② G403~405 每台罐增加 DN250 呼吸阀口 1 个，新增 DN250 呼吸阀口 1 个，DN150 油气出口 1 个，DN500 紧急泄压人孔 1 个，DN50 氮封阀口一个，罐顶新增 DN20 压力表口 1 个；③ G406、G407 每台罐增加 DN500 紧急泄压人孔 1 个，DN250 呼吸阀口一个；④ G401~G405 原罐壁开口通气孔，因增加氮封，将所有通气孔封死。

3.3 工艺安全措施

本项目采用的工艺是将 VOCs 输送吸收塔，处理后低浓度的 VOCs 输送至装置鼓风机入口，由鼓风机输送至加热炉内焚烧处理。工艺设置的安全措施主要有以下方面：①储罐改造部分，每台储罐增设自动补氮系统，罐顶新增油气管线上设置手动闸阀、阻爆器、气动切断阀；②罐区外设置离心风机用于油气增压，入口设置氧含量分析仪及放空阀组，出口设置气动开关阀组，当氧含量超标时联锁关闭风机及出口气动阀；③吸收塔部分，利用码头油气回收的吸收塔对油气进行吸收处理，吸收塔（T-101）采用加氢精制柴油作为吸收剂，经吸收去掉大部分烃类。为防止工况异常时油气进入芳烃抽提装置鼓风机发生爆炸危险，吸收塔顶部贫油气管线设置多重监测、联动保护设施；④装置边界改造，芳烃抽提装置边界前增加阻爆轰型阻火器、切断阀，其中切断阀与装置外氧含量分析仪、总烃分析仪以及鼓风机停机信号、装置停车信号联锁，当吸收塔出口管线氧含量超过 8 vol.%、总烃含量超过 25 g/Nm³、鼓风机（K4102）停运、加热炉停炉，满足任一条件即联锁关闭鼓风机入口气动阀；⑤所有气动切断阀可在 DCS 系统远程紧急切断，同时控制室设置芳烃罐区油气回收系统紧急按钮，可一键切断所有气动阀和并停运风机。

4 实际应用

芳烃罐区油气回收项目经过验收及安全论证后顺利投用，期间设备设施运行均正常，自控及联锁逻辑满足实际运行条件并且联动正常。

4.1 氮封系统

每座储罐罐顶设有压力检测，当储罐压力低于 0.2kPa 时，补氮调节阀自动打开，罐内压力补至 0.2kPa 时后调节阀阀位不变，氮气继续补充，压力超过 0.2kPa 后阀位自动变小，直到全关。根据投用后三个月的历史数据显示，全厂低压氮气管网压力满足正常运行的条件，储罐压力均在压力指标范围内，包括储罐装船

期间压力均高于 0.15kPa，氧含量数据均在 6% 以下，有效的防止大量空气进入储罐内部。

4.2 风机运行效果

每台储罐的气相压力实现单罐单控，当压力高于 0.5kPa 时阀门自动打开，压力低于 0.25kPa 时切断阀自动关闭。当油气回收总管压力升高至 0.6kPa 时，连锁启动风机，油气回收总管向外排气，压力开始降低，风机根据压力值会自动调整频率，当油气回收总管压力降至 0.3kPa 时，连锁关停风机。投用后三个月，储罐气相压力均低于 0.6kPa，远低于机械呼吸阀 0.9kPa 的定压值。

4.3 吸收塔运行效果

吸收塔的处理能力为 800m³/h，用常温柴油进行吸收，流量控制在 6~9 吨/h。芳烃罐区正常运行产生的油气总量为 100~300m³/h，包括储罐收装置物料产生的大呼吸和温度变化引起的小呼吸，时间基本在上午的 7:00~11:00 的升温阶段。根据投用后三个月的历史数据显示，甲苯、二甲苯、苯油气的平均烃含量在 50g/Nm³ 以上，经柴油吸收后烃含量降至 10g/Nm³ 左右，吸收效果较好。

4.4 排放数据

根据芳烃抽提装置加热炉出口的实时监控数据显示，芳烃罐区油气往加热炉焚烧期间，非甲烷总烃以及苯、甲苯、二甲苯排放数据均在 1mg/m³ 以下，远低于《石油炼制工业污染物排放标准(GB31570-2015)》内的指标要求。

4.5 运行能耗分析

本项目新增能耗主要为吸收塔柴油循环泵，泵的额定功率为 7.5KW，进出吸收塔两台泵总的实际运行功率为 10~12WKH，相比国内同类规模的油气回收系统降低 200~300KWH，能耗方面有极大的优势。同时油气回收工艺路线相对简单，利用生产装置已有的加热炉作为焚烧装置，新增的设备实施较少，有利于后期的运维。

5 问题和建议

5.1 大流量情况下吸收塔效果的问题

根据目前的运行模式，三苯储罐产生的油气总量为 100~300m³/h，且二甲苯和甲苯的挥发性比较差，因此油气本身的烃含量较低，经常温柴油吸收后烃含量浓度能够达到低于 25 g/Nm³ 的指标要求。后期考虑将石脑油储罐也并入本套油气回收系统，由于石脑油挥发性强且轻组分多，另外出现倒罐、调和、码头装船作业时会产生大量的油气，现有的常温柴油吸收工

艺可能无法达到 25 g/Nm³ 的指标，吸收塔出口阀门连锁切断导致油气回收无法正常运行。

建议和措施：

5.1.1 低温柴油吸收

根据实验数据，低温柴油比常温柴油的吸收效果要好 10~20%，因此建议增加一套制冷机组将柴油温度冷却至 5~15℃，提高柴油的吸收效果。

5.1.2 内浮盘改造

现有的铝制内浮盘经历一次储罐大修后，铝皮之间的压条密封被损坏，浮盘密封性能较差，而且铝制内浮盘均为浮筒式，浮盘和液面之间仍有不小的气相空间，因此会产生大量的油气。建议将 10000m³ 的储罐内浮盘改成钢制全接液式内浮盘，浮盘和罐壁之间采用一二次密封，可以大量减少油气的挥发。

5.2 停工检修期间 VOCs 去向的问题

舟山石化生产周期为 3~4 年，装置检修周期 45 天左右，大检修期间加热炉停用后油气回收系统将无法运行。

建议和措施：

5.2.1 地面焚烧炉改造

舟山石化全厂放空系统设有一套地面焚烧炉和一套高架火炬用于装置停工时燃放用，可以将地面焚烧炉改造成 VOCs 处理装置，利用装置自产的液化气作为伴烧的燃气，大检修期间罐区排放的 VOCs 经过吸收塔后进入地面火炬进行焚烧，并实现合格排放。

5.2.2 移动式催化氧化装置

装置大检修停工期间租用移动式的油气处理装置，比如在吸收塔后接入匹配吸收塔处理规模的催化氧化炉，VOCs 经过催化氧化后实现合格排放。

6 结论

舟山石化芳烃罐区油气回收项目根据炼厂自身的工艺特点和优势，选择柴油吸收 + 加热炉焚烧的路线，能够有效的回收和处理储罐排放的 VOCs，排放浓度满足国家最新指标要求；整体能耗、投资成本、运行维护、处理效果等方面对比目前国内各类油气回收技术有一定的优势；后期经过不断的更新和完善，油气处理安全性和稳定性也会进一步提高；在国内同类企业具有一定的推广及应用价值。

参考文献：

- [1] 王龙海. 油气储运中油气回收技术的应用与优化 [J]. 中国设备工程, 2023(17):239-241.
- [2] 张姝婉. 苯类罐区油气回收技术应用性的研究 [J]. 当代化工, 2022,51(09):2260-2263.