

大型外浮顶原油储罐典型故障分析及处理

刘天巍（国家管网集团西部管道甘肃输油气分公司，甘肃 兰州 730030）

摘要：大型外浮顶储罐作为原油储存必不可少的关键设备，但近年来储罐部分附件由于设计缺陷、建设质量不高、使用维护不到位等多个因素的影响，造成储罐使用过程中出现附件设施故障、辅助设施功能失效等问题，储罐管理稍有不慎就酿成重大事故，给人们的生命财产造成破坏和损失，对储罐安全管理和平稳运行方面带来了极大的压力。

关键词：外浮顶原油储罐；典型；故障；控制措施

1 前言

随着近年来石油化工行业的快速发展以及能源安全问题重要性的增加，大型外浮顶原油储罐的应用非常普遍，但由于原油为易燃易爆液体，且泄漏后会造环境污染，储罐的安全运行不仅关系到经济损失、环境污染且直接危害生命安全，甚至产生严重的社会影响，因此保证储罐本质安全和平稳运行是重要而亟待解决的重要问题。本文通过对外浮顶原油储罐附件设计缺陷、设备故障处理、日常维护保养及创新改造等方面进行了分析阐述，希望能为本行业甚至炼化企业等其他领域提供有效的技术借鉴。

2 外浮顶原油储罐的结构及工作原理

立式外浮顶原油储罐是由若干层圈板焊接而成的竖直安装的圆筒形金属罐。储罐由储罐基础、储罐底板、储罐壁板、储罐浮盘及浮盘上部其他附件所组成。其罐顶是一个漂浮在贮液表面上的浮动顶盖，随着储液的输入或输出而上下浮动，浮顶与罐壁之间装有一二次密封装置，使罐内液体在顶盖上下浮动时与大气隔绝，从而大大减少了储液在储存过程中的蒸发损失。整个浮盘均由多个隔舱构成，并且在其上方安装有紧急排水装置、全天候呼吸阀、浮盘立柱、浮盘爬梯等附件，是整个储罐运行的核心部分。

3 典型故障原因分析及处理

近年来，影响储罐安全平稳运行的问题日益出现，常见有储罐浮盘扶梯滚轮卡阻、含气油品呼吸阀喷出、一二次密封可燃气体浓度超标等，直接影响储罐安全平稳高效运行，现对部分典型故障进行分析如下：

3.1 储罐扶梯滚轮损坏

现场库区运行的 22 座储罐，先后有 12 座储罐浮梯滚轮出现了卡阻故障^[1]，滚轮卡阻造成浮盘上升时阻力变大，极易造成储罐沉盘，且滚轮卡组使浮梯存在折弯变形风险，对储罐安全平稳运行带来了很大的

影响。

①滚轮轴瓦和浮梯安装配合面设计存在缺陷。浮梯末端支撑座安装端面为铆焊组件，储罐原设计对两端面平行度、平面粗糙度没有明确技术要求，两端面平行度差、表面粗糙度低。其次安装人员安装过程中未检查轴承和轴的同心度，滑动间隙得不到保证；②滚轮轮轱铜皮设计存在缺陷。一是滚轮外铜皮仅用沉头铆钉固定，未进行焊接固定^[2]，铜皮和轮轱贴合不紧实，安装过程易产生间隙。二是浮梯自身重量较大，浮船升降过程中，滚轮会在浮梯自身重力和与导轨摩擦力的双重作用下滚动，容易将铜皮固定螺钉切断。三是轴瓦和轴干摩擦进一步加速了铜皮松动和脱落；③浮梯安装缺失规范和技术要求。工程建设期间无安装规范要求，施工人员缺乏专业技术能力，未对浮梯末端两侧安装面的平行度进行调校，导致轴瓦和轴运行间隙完全破坏、两者抱死造成卡阻；④转动部位无防尘和润滑设计。轴瓦与轴属于滑动配合部件，轴瓦材料 H62 较软、轴材质 35GrM0，在大气中易腐蚀。轴瓦与轴为间隙配合（0.08-0.17mm），转动部位无密封设计，沙尘雨水等极易进入，加速了配合面锈蚀，进而造成卡死。

控制措施：①在原有的储罐浮梯滚轮组件基础上进行改造，设计带润滑、防尘、转动灵活的滚轮组件结构。在原基础上改造增加了 O 型圈、注脂嘴及骨架油封等，从根本上解决了卡阻问题；②改进滚轮铜皮制作工艺。将轮轱原结构改造为 3-5mm 厚堆焊一体式结构，根本上规避了铜皮和轮轱贴合不紧密问题；③安装过程中弥补设计缺陷。检查调整整浮梯末端两侧安装面的平行度，利用调整垫片在滚轮组件安装过程中使其符合装配要求。

3.2 储罐边缘呼吸阀喷油

近年来，外浮顶原油储罐在收油过程中不同程度

的出现呼吸阀喷油的情况，经分析主要原因如下：

①储罐建设初期施工质量得不到保证，导致浮盘呼吸阀底部舱室通气口切割开口不标准，舱室通气孔大小不一，尺寸误差较大，呼吸阀舱室中心线偏差较大，部分舱室整个排气孔浸没在原油中，当储罐收油作业时大量气体无法迅速排放，被迫出现含气油品从呼吸阀冒出现象；②储罐在各类维修改造时，各类附件的安装无形中增加了浮盘本身重量，改变了浮盘在油面的浸没深度，大大减小了呼吸阀通气量。储罐浮盘正常运行位置为浮盘下底板浸没深度约 50mm 左右，储罐收油有气体存在时可以通过呼吸阀底舱室通气孔排出。当浮盘重量增加后，浮盘整体在油品中下沉，储罐浮盘下底板浸没深度由原 50mm 升至 80mm，使得呼吸阀底舱室通气孔基本被原油全部浸没，呼吸阀失效，大量气体排出时就会夹杂原油从呼吸阀喷出；③呼吸阀阻火器通气不畅。呼吸阀阻火器拆卸保养作业风险大、春秋季节沙尘天气持续时间长等原因，造成储罐呼吸阀阻火器容易被沉积杂物堵塞，竟而造成通气量大大缩减，呼吸功能受到影响，最终造成含气油品从呼吸阀被带至罐外的现象。

控制措施：对于新建储罐建设初期一定严把施工质量，特别对呼吸阀底舱开孔作业，要严格按照设计图纸进行施工，现场做好质量验收。在储罐浮盘上加装其他设备设施或可能引起浮盘重量增加的作业，一定要开展充分的风险辨识和评估，核算新增设施的重量是否符合浮盘安全运行要求，充分考虑浮盘浮力变化对浸没深度的影响。每年至少开展一次呼吸阀阻火器的解体维护保养工作，检查呼吸阀滤网是否存在破损，对存在破损的及时开展更换，对阻火网夹杂的沙尘、铁锈等杂物进行彻底清理吹扫，保证其完好性及气体通过性。

3.3 储罐一二次密封可燃气体浓度超标

外浮顶原油储罐其浮盘外边缘板与罐壁板之间的环形空间距离设计为 $250 \pm 100\text{mm}$ 的间隙，其间隙内填充密封材料，选用为一次弹性填料密封（聚氨基甲酸酯）的一次密封结构 + 二次密封（橡胶密封）结构，从而实现由下向上的防止油气挥发的双重密封。但运行中发现可燃气体浓度超标点位在近年来呈逐年增加的趋势，通过对密封结构原理及运行数据分析发现主要由以下几个原因引起：

①储罐建设期壁板焊接施工不规范，壁板存在焊疤、凹坑等缺陷导致内壁光滑度不够或储罐基础下沉

造成罐壁垂直度等关键参数超出规定误差范围，最终导致浮盘与罐壁密封性较差，一二次密封可燃气体浓度超标；②较高比例含蜡原油的影响。储罐油温降低时蜡状物首先析出并凝结在罐壁上，当刮蜡装置配重安装存在偏差或连杆扭曲不灵活时造成部分刮蜡装置的压紧力达不到要求（刮蜡装置对罐壁的压紧力小于 375N/m ），浮盘上下运行时刮蜡效果变差，挂壁油增加，造成一二次密封可燃气体浓度超标；③浮盘运行中发生旋转偏移。当储罐在收发油作业时，导向柱间隙调整过大时，浮盘会随着液位的升高或降低发生旋转，加之罐壁椭圆度误差的存在，致使一二次密封效果变差，造成一二次密封可燃气体浓度超标。

控制措施：①储罐建设时期做好罐壁垂直度、凹凸度、椭圆度质量管控及投产前质量验收工作，将人为因素造成的误差降低到规定允许范围之内；②加强储罐运行中的检查，发现浮盘偏移及时进行导向柱间隙调整。利用储罐大修作业机会，对重量不达标的刮蜡装置增加配重块，并对运行不灵活的连杆机构及时更换调整，保证刮蜡板在同一水平线上，误差不大于 5mm，消除焊瘤、阶梯等影响刮蜡板运动的缺陷。

3.4 浮盘立柱卡阻，胶套密封失效

储罐立柱是储罐的重要组成部分，其在储罐建造之时就制造安装于浮盘上，日常储罐收发油作业时随着浮盘漂浮于油面上，并随浮盘上下运动。但在近年多具储罐大修时发现浮盘立柱出现卡阻无法抽出、立柱胶套老化并密封不严等故障现象。具体分析如下：

①浮盘立柱无法拔出。一是浮盘立柱在施工建设期，搭接焊完成的立柱与套管同心度误差较大，当浮盘落地后进一步加剧弯曲变形，最终导致无法顺利拔出；二是立柱外壁与套管之间跌落由于建设期焊接作业残存的焊渣，以及后期立柱外壁腐蚀产生的硬质铁锈等杂物，在随着浮盘上下运行，夹杂逐步严重，最终导致立柱无法抽出，直接影响储罐清洗及大修作业的顺利开展；②浮盘立柱胶套随着夏季高温暴晒、冬季低温收缩及外界环境影响（浮尘、腐蚀性气体等）造成胶套老化开裂，且胶套无法完全做到将立柱外壁与套管之间缝隙彻底密封，可燃气体挥发泄露给大型外浮顶原油储罐平稳运行带来很大的安全隐患。

控制措施：对于新建储罐严把建设期施工质量，总结储罐管理工作中的经典做法，积极开展技术创新，采取在立柱与套管缝隙之间填充耐候结构胶的

方法替换现有安装胶套的方式,进一步解决缝隙挥发可燃气体的问题,实现设备本质安全。

3.5 储罐本体及附属设施的腐蚀

腐蚀是造成储罐安全隐患的重要原因之一。近10年来,通过对大修的12具原油储罐内腐蚀情况分析,发现罐底腐蚀、浮舱焊缝渗漏、紧急排水装置腐蚀穿孔等情况较为突出。储罐底板、浮盘底板大多为溃疡状的坑点腐蚀,主要发生在焊接热影响区、凹陷及变形处;罐壁腐蚀较轻,为均匀点蚀,主要发生在罐底积水区;附件类腐蚀主要为紧急排水装置焊缝缺陷及晶间腐蚀。

3.5.1 储罐底板及浮盘底板的腐蚀

3.5.1.1 储罐底板腐蚀

一是储罐底部积水引起的电化学腐蚀是促使底板发生腐蚀的重要因素。沉积水中氯离子穿透能力强,优先吸附在罐底板及壁板涂层脱落和开裂处,又因罐底油泥、锈层以及点蚀坑等流动性差,罐底板表面形成点蚀核,并逐步变大为孔蚀源,该部位金属局部酸化严重,离子浓度升高,局部腐蚀程度加剧,极易导致罐底板腐蚀穿孔^[1]。二是收油过程中上游来油夹杂的H₂S气体被带入罐底部溶于沉积水后形成弱酸,电离出H⁺,具有较强的腐蚀性。同时H₂S作为催化剂,加速阴极H⁺还原,并发生硫化物应力腐蚀,该硫化物溶解后能形成高强度硫化物酸,促使腐蚀进一步加剧。

3.5.1.2 浮盘底板腐蚀

一是储罐建设期底板焊缝存在夹渣气泡等缺陷,在储罐投运后浮盘下底板由于浮力作用上下跳动造成延迟裂纹产生,在腐蚀环境影响下加剧了腐蚀发生。二是储罐收、发油作业时,油流出现紊流流体,因浮盘底板由多块钢板焊接制成,钢板起伏波动,导致钢板表面涂料受到大幅度磨损和微扰动,加速腐蚀的形成。三是底板焊接热影响区在焊接温度升高到约1300℃时,焊缝和本体局部受热产生热应力,造成应力腐蚀。

3.5.2 紧急排水装置腐蚀

近年来,在储罐维护保养时发现越来越多的排水装置出现腐蚀穿孔的情况,通过排水装置解体检查发现焊缝晶间腐蚀穿孔为主要的腐蚀形式。主要由于铬的碳化物析出,焊接材料的碳含量偏高或者是焊接时发生了增碳现象,同时焊后还受到碳化物析出敏感的敏化温度作用最终导致晶间腐蚀的发生。

控制措施:①通过罐底沉积水成分化验分析,及时评估大型原油储罐底板腐蚀情况,定期对储罐进行检测和评价作为储罐过程管理的重要方法,长期积累可以及时发现一些较严重的腐蚀风险,及时采取控制及消除措施,避免可能由此引起的安全事故;②一是做好到货物资(应急排水装置)质量验收工作。二是储罐大修期间,提高功能附件维护保养质量,特别是应急排水装置的修复,要从防止晶间腐蚀的角度出发,避免十字形、丁字形焊缝,保障作业质量。

4 使用中的管理要求

①加强储罐运行中各类动态风险管控,做好日常巡检等基础管理工作,定期开展设备设施附件完好性检查,重点对呼吸阀阻火器吹扫清理,检查滤网是否存在破损,存在破损的应及时开展更换。对于储存油品物性和外界环境温度发生变化时,及时组织开展风险研判,雷电等特殊天气把控动态储罐运行风险,根据一二次密封可燃气体浓度变化趋势调整收发油储罐运行方案,降低运行风险;②定期委托具备相应资质的检测机构对储罐基础沉降、罐体壁厚腐蚀、罐体几何尺寸及变形等进行检测,做好系统性统计工作,对异常现象要引起管理人员足够重视,治早治小,将影响储罐安全运行的不利因素和问题扼杀在萌芽状态,保证储罐本质安全;③按时开展储罐维护保养工作,对电气仪表等附属设施在检查保养中发现的无法彻底解决的问题与隐患,做好控制措施,结合储罐大修同步进行处理。

综上所述,大型外浮顶储罐作为原油储存的关键设备,由于其储存介质高危险性,存在较高潜在的事故风险,因此日常运行中需要加强储罐运行维护和检修工作,积极探索设备维护保养新方法,有效提升设备可靠性,保障储罐的安全平稳运行。

参考文献:

- [1] 李伟.大型外浮顶罐的故障分析及对策[J].长炼科技,2004(6):30.
- [2] 马明.浮顶储罐的焊接变形与防治措施[J].江汉石油职工大学学报,2008(04):136.
- [3] 何玫,范中原.大型外浮顶原油储罐浮顶腐蚀的原因分析及防腐对策[J].化工管理,2017(08):8.

作者简介:

刘天巍(1987-),男,汉族,甘肃临泽人,国家电网集团西部管道有限责任公司甘肃输油气分公司,工程师,大学本科,设备管理方向。