

# 乌石终端原油储罐罐顶呼吸阀携液问题研究及实践

唐浩 郑中浪 顾浪 石忠海 刘欢

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司乌石油田作业公司, 广东 湛江 524000)

**摘要:** 乌石终端3座外浮顶式原油储罐长期受呼吸阀“携液”溢出、原油脱气不稳定等问题困扰,对终端安全环保管理提出较大挑战。为此,聚焦“储罐饱和蒸气压高”与“前端工艺参数波动、脱气效果欠佳”核心成因,构建“前端管控-末端拦截-设备保障”全链条治理体系,开展系统性技术改造与工艺优化。实践表明,通过技术与管理深度融合,罐顶溢油风险实现根本性控制,设备运行稳定性显著提升,为同类油气储存设施罐顶安全管理提供可复制、可推广的实践经验。

**关键词:** 储罐罐顶; 呼吸阀携液; 饱和蒸气压; 工艺优化; 油气储存

中图分类号: TE972

文献标识码: A

文章编号: 1674-5167(2026)005-0013-03

## Research and Practice on Liquid Carriage Problem of Breathing Valves on the Top of Ushi Terminal Crude Oil Storage Tanks

Tang Hao, Zheng Zhonglang, Gu Lang, Shi Zhonghai, Liu Huan (China National Offshore Oil Corporation (China) Limited Zhanjiang Branch U Petroleum Field Operations Company, Zhanjiang Guangdong 524000, China)

**Abstract:** The three floating roof crude oil storage tanks at the Ushi terminal have long been troubled by problems such as “liquid carriage” of breathing valves, unstable crude oil degassing, and pose significant challenges to the safety and environmental protection management of the terminal. Therefore, focusing on the core causes of “high saturated vapor pressure of the storage tanks” and “fluctuations in front-end process parameters and poor degassing effect”, a “front-end control - end-point interception - equipment guarantee” full-chain governance system was constructed, and systematic technical transformation and process optimization were carried out. The practice shows that through the deep integration of technology and management, the risk of tank top oil spill has been fundamentally controlled, and the stability of equipment operation has been significantly improved, providing replicable and promotable practical experience for the tank top safety management of similar oil and gas storage facilities.

**Keywords:** Tank top; Breathing valve liquid carriage; Saturated vapor pressure; Process optimization; Oil and gas storage

随着石油行业安全生产与环保法规的持续收紧,油气储存环节的罐顶“跑冒滴漏”问题已成为制约行业本质安全水平提升的关键瓶颈。外浮顶式储罐因气相空间小、原油损耗低,被广泛应用于海上油田终端原油储存,但长期运行中受工艺参数波动、设备老化、轻烃组分影响等因素,罐顶呼吸阀“携液”现象频发。乌石终端作为海上油田陆地处理核心枢纽,其3座外浮顶式原油储罐承担着原油储存与外输关键职能,也会引发安全与环保双重风险。本文通过分析问题成因,制定全链条治理方案并实施,为同类设施提供技术借鉴。

### 1 工艺流程概述

乌石终端承担含水原油、天然气接收、分离、处理、储存及外输全链条任务,核心环节如下:①油气接收与缓冲。海上油田生产的含水原油与天然气混合物经海管混输上岸后,首先进入段塞流捕集器,实现缓冲稳压与初步气液分离。分离后气相作为燃料气补充气源,液体进入后续原油脱水单元;②原油处理流程。段塞流捕集器分离液依次进入一级、二级三相分离器,通过多级脱水工艺去除水分,脱后污水经采出水处理

站深度处理,达到注水水质要求后外输海上平台循环利用。脱水原油(含水 $\leq 0.5\text{wt}\%$ )进入原油稳定单元,采用微正压闪蒸法将储存温度下的饱和蒸气压控制在当地大气压0.7倍以下,合格原油输送至罐区浮顶式储罐储存,最终通过单点装船外销;③天然气处理流程。原油处理各环节脱出的天然气经三级压缩至3500kPaA后,进入天然气处理单元:采用活化MDEA胺法吸收再生工艺脱除酸性组分( $\text{CO}_2$ 含量 $\leq 50\text{ppm}$ ),经三塔分子筛吸附脱水(含水量 $\leq 1\text{ppm(V)}$ ),通过冷却分馏法回收LPG,采用单混合制冷工艺生产LNG。LNG、LPG分别储存于专属罐区,装车外销。

### 2 问题背景与行业现状

#### 2.1 国内石油行业调研现状

国内石油行业呈现基地化、一体化、园区化发展趋势,储罐大型化、规模化应用加剧了罐顶泄漏风险。据行业调研,储运环节原油损耗中,储罐呼吸排气损耗占比显著。浮顶罐虽优势突出,但受浮盘密封衰减、附件老化、工艺波动等影响,呼吸阀“携液”“跑冒”问题频发。当前行业普通呼吸阀存在明显技术痛点:

①灵敏度不足，平板式阀盘需 1 倍设定压力增值方可全开启，正常操作压力下频繁起跳；②密封性欠佳，传统密封材质易变形，长期运行泄漏风险加剧。虽已有超低泄漏呼吸阀、二级密封改造等技术尝试，但普遍面临工艺适配性差、改造成本高、效果不稳定等问题，罐顶“携液”治理仍是行业难题。

### 2.2 乌石终端具体问题

乌石终端 3 座外浮顶式原油储罐优化前，呼吸阀“携液”问题频发，罐顶可见少量油迹，会造成原油损耗，还存在安全与环保风险，与行业共性难题高度契合，亟需系统性治理。

### 2.3 问题成因诊断

直接原因：储罐内原油饱和蒸气压偏高。原油饱和蒸气压是衡量挥发性的核心指标，直接决定罐内气相压力状态。优化前，进罐原油轻质组分含量高，饱和蒸气压长期波动于 55–62kPa，频繁接近或超出呼吸阀安全阈值，气相携带轻烃预冷后形成“携液”。

间接原因：前端工艺参数波动，脱气效果欠佳。

- ①换热系统效能不足：导热油加热器壳程结垢堵塞，原油二段脱水温度仅 71℃（设计值 93.7℃），换热器进出口温差小于 25℃，轻质组分无法充分气化；
- ②轻烃流程设计不合理：LPG 塔塔底液（1.1MPa、132℃）与稳定塔底轻质油混合进罐，常压下二次脱气导致罐内压力骤升。

## 3 综合治理技术方案与实施

### 3.1 前端治理：工艺参数优化与流程改造（根源治理）

聚焦间接原因，从源头降低进罐原油饱和蒸气压。方案设计：①恢复换热系统效能：化学清洗结垢加热器，检查管束，将出口油温稳定控制在 86℃ ± 2℃；②优化轻烃流程：新增原稳塔至段塞流缓冲罐管线，轻质油单独储存处理，外输时与重油混合输送，杜绝二次脱气。

实施效果：进罐原油饱和蒸气压稳定降至 46kPa 左右，具体数据见表 1。

表 1 进罐原油饱和蒸气压优化前后对比

日期	2024.9.10	2024.9.11	2024.9.12	2024.9.13	2024.9.14	2024.9.15	2024.9.16
措施前进罐原油饱和蒸气压 (kPa)	55	62	58	55	58	57	57
日期	2025.10.26	2025.10.27	2025.10.28	2025.10.29	2025.10.30	2025.10.31	2025.11.1
措施后进罐原油饱和蒸气压 (kPa)	45	47	46	45	45	45	46

注：数据为每日实测平均值

表 2 优化前后关键指标对比

评估项目	优化前状态	优化后状态	改善效果
呼吸阀外观	偶有油迹，存在可见油气	干燥清洁，无任何可见泄漏	可见溢油风险 100% 消除
饱和蒸气压 (kPa)	55-62kPa	稳定在 46kPa	参数稳定性大幅提升，根源诱因消除
中央排水状况	强降雨季偶发积水	排水顺畅，无积水	排水功能完全恢复
关键设备状态	呼吸阀密封性存在偏差，压力仪表偶有误报	全部完成校准，运行可靠	设备可靠性显著增强
维护成本	高频次清洁、环保处置费用	转为低频率的预防性维护与收油装置定期回收	预计年维护成本降低 60%

### 3.2 末端控制：呼吸阀溢油物理阻截（治标固本）

方案设计：为每座储罐 2 个罐顶中心呼吸阀加装专用收油装置，采用耐油腐蚀材料，内置缓冲集液腔与可视观察窗，冷凝拦截呼气阶段气携液烃。

实施效果：装置投用后，罐顶可见油迹彻底消除，液烃全程密闭管控，泄漏风险全流程可控。

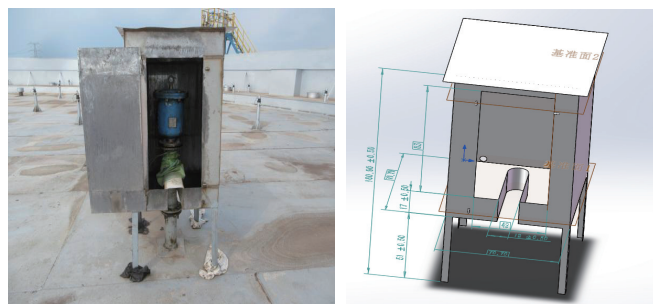


图 1 呼吸阀收油装置设计及安装图

### 3.3 设备保障：关键设备维护（基础巩固）

方案设计：①呼吸阀与仪表维护：联合厂家对 6 个罐呼吸阀进行密封性检测与定压校准，校验 3 套罐顶压力传感器；②排水系统疏通：高压水射流 + 机械疏通清理中央排水管道。

实施效果：呼吸阀密封达标、动作精准，排水系统无堵塞，设备可靠性显著提升。

## 4 优化成效与数据分析

全链条治理后，罐顶运行状态质的飞跃，关键指标对比见表 2。

## 5 长效机制与标准化管理

### 5.1 每日专项巡检制度

为确保罐顶设备持续处于安全运行状态，终端编制《罐顶标准化巡检表》，明确巡检责任、内容与标准。巡检人员需每日对储罐的呼吸阀密封性、收油装置积液液位、排水口通畅情况、压力仪表数据准确性等 12 项核心指标进行逐一检查，采用“一看、二摸、三测、四记录”的标准化流程：“看”呼吸阀阀体有无油迹、收油装置观察窗是否清晰、排水口有无堵塞痕迹；“摸”

呼吸阀温度是否正常、连接部位有无松动；“测”压力仪表显示值与中控系统数据是否一致、收油装置积液量是否超出预警阈值；“记录”将各项数据实时数字化录入管理系统，形成电子巡检档案，实现巡检过程可追溯、问题可追踪。针对巡检中发现的轻微异常（如收油装置少量积液），要求当场处置；重大隐患（如呼吸阀密封失效）立即启动应急预案，暂停相关储罐运行并组织抢修，确保风险第一时间管控。

### 5.2 预防性维护计划

基于设备运行规律与行业维护经验，终端建立全周期预防性维护体系，明确各关键设备的维护周期、内容与责任班组。对于呼吸阀收油装置，每季度组织专业人员进行全面拆解清理，回收内部积液并检测缓冲集液腔密封性，检查耐油腐蚀涂层是否完好，对磨损部件及时更换，避免因积液过多或装置老化导致拦截失效；导热油加热器作为前端工艺的核心设备，结合年度检修计划，采用专业仪器进行换热效能检测，通过流量、温度差等数据评估换热效率，对壳程结垢情况进行超声波检测，必要时实施化学清洗，确保出口油温稳定控制在  $86^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$  的优化区间；排水系统每月进行预防性通球测试，检查管道流通阻力，雨季前开展专项疏通作业，采用高压水射流与机械清掏相结合的方式，彻底清除管道内沉积的硬化油污、纤维杂物及泥沙，并对管道接口密封性进行校验，避免雨季积水引发罐底腐蚀风险。维护完成后，需填写《设备维护记录表》，详细记录维护内容、检测数据及改进措施，纳入设备全生命周期管理档案。

### 5.3 工艺参数精细化管控

终端将“进罐原油饱和蒸气压”纳入核心工艺考核指标（KPI），建立“实时监控-预警处置-考核问责”的闭环管理机制。在中控系统搭建专项监控模块，对进罐原油饱和蒸气压进 24h 连续监测，设置 46kPa 为基准值、50kPa 为预警值、55kPa 为联锁停机值，当数据接近预警值时，系统自动触发声光报警，提醒操作人员及时调整工艺参数；若达到联锁停机值，立即切断原油进罐管线，启动旁路回流流程，避免超标原油进入储罐。同时，制定《工艺参数调整操作规程》，明确当饱和蒸气压异常时，操作人员可通过调节换热器加热功率、调整轻烃分离流程阀门开度等方式进行干预，确保参数快速恢复稳定。此外，将该指标纳入各生产班组月度考核，对未达标班组进行约谈并要求提交整改报告，从制度层面倒逼前端脱气工艺持续稳定运行。并定期开展工艺参数趋势分析，通过对比不同季节、不同原油性质下的饱和蒸气压数据，优化工艺控制策略，提升参数管控的精准性。

## 6 实践结论

乌石终端针对外浮顶式原油储罐罐顶呼吸阀“携液”难题，通过精准定位直接原因（储罐饱和蒸气压高）与间接原因（前端工艺参数波动、脱气效果欠佳），构建“前端工艺降压-末端拦截收油-设备维护保障”的系统性治理体系，实现罐顶运行状态的根本性改善。前端工艺优化中，通过化学清洗换热器、优化轻烃分离流程，将进罐原油饱和蒸气压稳定控制在 46kPa 左右，从根源上消除“携液”的核心驱动力；末端加装的呼吸阀收油装置，实现了残余风险的物理拦截，彻底杜绝可见溢油；设备维护与长效管理机制则为治理效果的持续稳定提供保障。经实践验证，优化后储罐呼吸阀外观干燥清洁，无任何可见泄漏，中央排水系统通畅无积水，关键设备运行可靠，年维护成本降低 60%，既解决了长期困扰终端的安全环保难题，又实现了降本增效，充分证明该治理体系的科学性与有效性。

## 7 推广价值与应用前景

该实践方案具有显著的行业推广价值，其核心优势在于治理思路的系统性、技术措施的实用性与管理机制的可复制性。在治理思路，打破单点维修模式，从工艺源头、风险末端、设备基础构建完整治理链条，实现问题标本兼治，为同类设施提供系统的解决方案框架。在技术措施上，所采用的换热器化学清洗、轻烃流程优化、收油装置加装等技术，均为成熟可靠的常规技术，投资成本低、实施难度小、见效速度快，无需复杂的设备改造或技术创新，适配国内大多数油气储运终端的现有工艺条件与经济实力。以中小型油气储运终端为例，仅需投入少量资金用于收油装置采购与换热器清洗，即可在 3-6 个月内见到明显成效，投入产出比高。可为更多面临相似难题的浮顶罐设施提供技术借鉴，助力行业整体提升储罐本质安全水平与环保管理效能，具有广阔的应用前景，也为全行业油品储存环节的安全环保治理提供新思路。

### 参考文献：

- [1] 中国石油化工集团公司安全监管部. 石油化工储罐安全管理规范 [M]. 北京: 中国石化出版社, 2022.
- [2] SY/T 0069-2023. 原油稳定设计规范 [S]. 北京: 国家能源局, 2024.
- [3] T/CASEI 026—2023. 在役立式圆筒形钢制焊接储罐安全附件检验技术规范 [S]. 北京: 中国特种设备检验协会, 2023.
- [4] 中国石油天然气集团公司. 原油储存与运输安全技术规程 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2021.
- [5] 孙思, 林海清, 等. 润滑油储罐油气分离技术与应用 [J]. 石油化工应用, 2024, 43(7): 116-117, 124.