

Analysis of Operational Issues and Technical Breakthrough Practices for China's First Nationwide Gasoline-Diesel Blending Treatment Unit

Xiaoqin Xian

China Petroleum Sichuan Petrochemical Co., Ltd., Refining Unit 4, Chengdu, Sichuan, 611900, China

Abstract

Based on frontline practical experience, this paper systematically analyzes the root causes of conventional operational issues in gasoline-diesel blending and emerging challenges in aviation-gasoline blending, including mechanism of occurrence, design flaws, and insufficient operational compatibility. It elaborates on technical retrofit measures such as enclosed unloading system modifications, nitrogen sealing improvements, and equipment capacity upgrades, as well as targeted adjustment plans for process parameter optimization and heating furnace thermal load regulation after aviation-gasoline blending. The study summarizes technical expertise and management methods for transitioning from trial operation to stable operation of the first blending unit, and from single-component blending treatment to multi-component blending. The research findings fill domestic technological gaps in large-scale blending treatment and multi-component blending, providing replicable and scalable practical references for similar units. These advancements significantly enhance pipeline operation efficiency of refined oil products and promote efficient resource utilization and green low-carbon development in the petrochemical industry.

Keywords

Oil blending treatment unit; Fractionation column; Excessive oxygen content; Equipment clogging; Aviation fuel blending

中国石油全国首套汽油柴油混油处理装置运行问题分析及技术攻关实践

鲜小勤

中国石油四川石化有限责任公司炼油四部混油单元, 中国·四川 成都 611900

摘要

本文基于一线实践经验, 系统分析汽柴油混油常规运行问题与汽航混油掺炼新问题的产生机理、设计缺陷及工况适配性不足等根源, 阐述密闭卸车改造、氮气密封完善、设备扩容升级等技术改造措施, 以及汽航混油掺炼后的工艺参数优化、加热炉热负荷调控等针对性调整方案, 总结首套混油装置从试运投产到稳定运行、从单一混油处理到多组分混油掺炼的技术经验与管理方法。研究成果填补了国内混油规模化处理及多组分混油掺炼领域技术空白, 为同类型装置提供可复制、可推广的实践参考, 对提升成品油管道运行效益、推动石化行业资源高效利用与绿色低碳发展具有重要意义。

关键词

混油处理装置; 分馏塔; 氧含量超标; 设备堵塞; 汽航混油掺炼

1 引言

成品油管道顺序输送凭借运量大、成本低等优势成为外运主流方式, 交替输送不同油品时会形成性质不稳定的过渡段混合油(简称“混油”)。其中汽油-柴油混油为常规处理原料, 汽油-航煤混油为新增处理品类, 两类混油因馏程重叠、性能不达标无法直接利用, 需经专业化装置精馏回收。

中国石油首套汽柴油混油处理装置为国内首创示范工程, 填补了规模化处理技术空白, 但因无成熟经验可借鉴, 仅参照常减压蒸馏装置设计, 存在工艺匹配、设备选型等先天不足, 叠加施工参数调整, 加剧了投产后运行风险。2025年开展汽油-航煤混油掺炼试点后, 原料轻组分占比提升引发塔盘温度异常、加热炉及回流系统过载等新问题, 对工艺调控能力提出更高要求。

2 混油产生机理及装置概况

2.1 混油产生机理与危害

成品油管道顺序输送时, 不同品类成品油的界面处因湍流扩散、分子扩散、流速不均等作用, 形成非合格产品

【作者简介】鲜小勤(1973—), 男, 中国四川南部人, 从事拓展复杂操作优化、常见故障诊断、工艺参数优化、技术支持研究。

的过渡段油品,即混油。混油产生量与管道长度、管径、输送流量、切换频次、油品物性及管道内壁状态密切相关,汽油-柴油混油为常规混油品类,汽油-航煤混油则因航煤输送工艺试验产生,两类混油的核心共性特点表现为:①组分复杂,不同馏程油品组分相互重叠;②馏程跨度大,挥发性和燃烧性能不满足车用油品标准;③无法直接调和出厂或作为废料排放;④长期存放易发生氧化、聚合反应,生成胶质与油膜物,加剧设备堵塞。若不进行专业化处理,混油只能降级使用或按不合格品处置,造成大量石油资源浪费,显著降低企业经济效益。

2.2 汽油、柴油与航煤物化性质

汽油、柴油、航煤的物化性质存在显著差异,是混油精馏分离的理论依据,也是汽航混油掺炼后工况变化的核心原因,

2.3 混油处理装置工艺原理

本混油处理装置以精馏分离为核心工艺,利用不同油品的沸点差异,在分馏塔内实现气液两相逆流接触与逐级分离。装置整体由原料接收系统、储存系统、换热系统、精馏系统、产品系统及公用工程系统组成,流程形式模拟常减压蒸馏装置常压单元,但在原料性质、处理规模、操作温度、压力、设备负荷等方面与常规常减压装置存在显著差异;针对汽航混油掺炼的新工况,通过工艺参数调控、热负荷优化实现原料与装置的适配。

3 装置运行过程中典型问题及原因分析

装置自2020年10月投产后,受设计参考体系不匹配、原料物性特殊、施工参数变更、设备选型不完善等多重因素影响,短期内连续出现多项影响安全平稳运行的常规问题;2025年开展汽航混油掺炼试点后,因原料组分变化、轻组分占比提升,又引发一系列新的工况问题。作者作为一线高级技能人才,全程参与各类故障排查、原因分析与应急处置,现将常规问题与掺炼新问题及根源总结如下:

3.1 (汽-柴)混油生产常规运行典型问题及原因

3.1.1 分馏塔氧含量超标

问题现象:投产不足40天,分馏塔塔顶不凝气中氧含量持续偏高,超出安全控制指标($\leq 0.5\%$),存在形成爆炸性混合气体、引发火灾爆炸的重大安全隐患,装置运行处于高危状态。原因分析:经全面排查,确定氧含量超标的根本原因为:①卸车区未采用密闭卸车设计,敞开或半密闭卸车过程中大量空气随原料进入系统;②罐区未设计氮气密封,储罐呼吸阀频繁吸入空气,空气在分馏塔内积聚导致氧含量超标。应急处置:因装置无法立即停工,采取临时应急措施:持续向分馏塔补入氮气,通过稀释作用降低氧含量,维持装置短时运行。该方法仅为权宜之计,无法从根源解决空气带入问题,且增加氮气消耗成本,存在安全风险反弹隐患。

3.1.2 机泵过滤器与进料换热器堵塞

问题现象:装置运行约4个月时,重沸炉进料泵进口

过滤器频繁堵塞,表现为泵入口压力波动、流量下降;虽泵配置一备一用系统,可维持短时运行,但随后分馏塔进料流量大幅波动、进料温度不稳定,导致精馏工况严重失衡,产品质量面临超标风险。原因分析:1.成品汽、柴油中的添加剂在高温下发生聚合反应,生成了有机物。后续,又通过将柴油、抗磨剂、十六烷值改进剂进行模拟试验,将温度加热至 200°C ,经冷却、过滤后同样有类似过滤器堵塞物的物质产生,进一步验证了该结论。停工检查确认:分馏塔进料换热器堵塞严重,流道变窄导致物料流通受阻。应急吹扫处置:针对堵塞问题,现场采用外接高压蒸汽软管多点吹扫方案,对加热炉、换热器、管线、塔系统进行强化吹扫,完成吹扫置换后交付检修,恢复装置基本运行条件。

3.1.3 分馏塔塔盘浮阀大面积堵塞

问题现象:检修人员进入塔内检查发现:塔盘浮阀大面积被粘稠油腻物堵塞、包裹、卡死,浮阀动作失灵,气液接触通道受阻,导致精馏效率大幅下降,长期运行可能引发液泛、淹塔、产品不合格等严重后果。原因分析:对堵塞物取样化验并结合工况分析,确定根本原因:混油中汽油、柴油组分在 $120^{\circ}\text{C} \sim 150^{\circ}\text{C}$ 温度区间内发生轻度氧化、聚合反应,生成粘稠聚合物;原料中含有的胶质、不饱和烃在该温区易发生缩合结垢,附着在塔盘、浮阀、换热器表面。设计阶段因缺乏混油物性数据,未设置原料预处理系统,也未对结垢温区进行专项规避设计,导致结垢问题未得到提前防控。

3.2 (汽油-航煤)混油掺炼试点新问题及原因

3.2.1 分馏塔中上部塔盘温度持续升高

问题现象:掺炼后分馏塔4层、18层、20层、22层塔盘温度呈逐步升高趋势,从9:00的 146.2°C 、 158.4°C 、 203.2°C 、 211.1°C 升至13:00的 163.5°C 、 186.3°C 、 213°C 、 216°C ,塔底温度则基本保持稳定,无明显波动。原因分析:加工原料由T-001A罐(汽油、柴油各占50%)切换为T-001B罐(汽油50%、柴油30%、航煤20%)后,轻组分(汽、航)占比从50%提升至70%,汽油、航煤沸点远低于柴油,在相同加热条件下更容易汽化并携带大量热量,而柴油作为重组分的占比降低,其吸热控温的作用大幅减弱,导致塔内热量堆积;同时加热炉出口温度恒定为 279°C ,轻组分过度汽化使塔内气液两相传热交换更剧烈,且气液两相集中于分馏塔中上部,使中上部塔盘对温度变化的反应更显著,最终导致塔盘温度持续升高。

3.2.2 加热炉燃料气消耗、炉膛温度同步攀升

问题现象:掺炼后燃料气压力从 0.039Mpa 升至 0.078Mpa ,炉膛温度从 475°C 升至 521.6°C ,燃料气进料量从 35.5kg/h 增至 49.9kg/h ,三者呈同步升高趋势,加热炉运行负荷大幅增加。原因分析:原料轻组分占比增加后,轻组分汽化所需的吸热量显著提升,为维持加热炉出口温度稳定在 279°C ,装置需补充更多热量满足轻组分汽化需求,因此燃料气的供给压力和用量同步提升;燃料气燃烧强度的提高

使炉膛释放热量大幅增加, 直接导致炉膛温度持续攀升, 加热炉处于高负荷运行状态。

4 技术攻关团队组建与总体解决方案

面对首套装置连续出现的设计缺陷、设备故障、常规运行难题及汽航混油掺炼新工况问题, 四川石化炼油四部迅速组建混油装置技术攻关团队, 车间组织单元技师、核心技能骨干, 全程参与方案制定、现场操作、施工监督与调试验收。

5 针对性技术改造与优化措施实施

5.1 汽柴混油常规问题根治改造

5.1.1 氧含量超标问题改造

为从根源解决空气带入问题, 实施两项关键改造:

卸车区升级为密闭卸车系统, 对卸车鹤管、管道、阀门、油气回收系统进行全面改造, 实现混油从槽车到储罐的全密闭输送, 彻底杜绝卸车过程中的空气吸入;

罐区增设氮气密封系统, 在原料罐、产品罐设置氮气密封装置, 维持储罐微正压 (0.02 ~ 0.05MPa), 防止呼吸阀进气, 同时减少油品挥发损耗。改造完成后, 分馏塔氧含量长期稳定在 0.3% 以下, 满足安全控制指标, 本质安全水平大幅提升。

5.1.2 过滤器堵塞问题升级改造

针对塔底进重沸炉泵、柴油出装置过滤器频繁堵塞问题, 攻关团队与设计院重新核算流量、杂质含量、过滤面积与精度, 实施两项升级措施:

由 Y 型和三通折流式更换为篮式过滤器。过滤面积相比之前分别增大了约 12 倍和 16 倍 (备注: 原 P-103AB 泵、P-104AB 泵过滤器面积分别为 0.026M²、0.0127M², 篮式过滤器面积为 0.32M²、0.204M²), 且与机泵形成 2 对 2 的匹配, 可不停机泵实现在线切换, 减少切换操作风险。

完善压差监测与运行管理制度, 在过滤器进出口设置压差变送器, 实时监控堵塞状态, 实现预判处理。改造后, 机泵运行稳定性显著提高, 未再因过滤器问题影响装置连续运行。

5.1.3 进料系统与塔内结垢综合治理

针对混油在 120℃ ~ 150℃ 易生成有机堵塞物、造成设备结垢堵塞的问题, 经多批次原料分析、工艺模拟与温度曲线追踪, 确定综合治理方案: ①增设进料专用预处理过滤器, 在混油进塔前新增精度为 20 μm 的篮式过滤器, 提前脱除胶质、杂质、预聚粘稠物, 从源头减少结垢物带入; ②新增进塔换热器并优化换热流程, 调整换热路径与升温速率, 将混油在 120℃ ~ 150℃ 温区的停留时间从原 120min 缩短至 40min, 从工艺上抑制油腻生成; ③优化操作参数, 稳定进料量 (波动范围控制在 ±5%)、塔底温度 (±2℃)、重沸炉出口温度 (±3℃)、回流比 (±0.1), 减少工况波动对结垢的影响。

5.2 汽航混油掺炼新工况参数优化调整

针对汽航混油掺炼初期的工况问题, 在保障产品质量达标的前提下, 制定以“降低加热炉热负荷、缓解塔内气液失衡、适配塔顶回流系统”为核心的操作调整方案, 于 2025 年 10 月 29 日 13:30 开始逐步实施, 调整原则为“小幅多次、实时监控”, 加热炉出口温度每次下调 0.3 ~ 0.5℃, 塔顶温度微调至 137.5 ~ 139℃, 同步跟踪塔盘温度、燃料气参数及产品质量指标, 调整后各参数变化如表 3 所示, 核心调整措施如下:

5.2.1 加热炉出口温度精准调控

逐步降低加热炉出口温度 TICA-10504, 从初始 277.1℃ 逐步下调至 255℃, 从源头上减少进入分馏塔的热量输入, 缓解塔内热量堆积与气液两相失衡状态, 降低塔顶气相负荷; 同时根据塔盘温度变化与产品质量指标, 确定常态化掺炼的加热炉出口温度控制范围为 255 ± 3℃, 避免热负荷过高或过低对分离效果的影响。

5.2.2 分馏塔工艺参数适配优化

结合加热炉出口温度调整, 优化分馏塔塔顶温度、压力及回流比参数: 将塔顶温度控制范围调整为 137.5 ~ 142℃, 塔顶压力控制在 0.026 ~ 0.03MPa, 塔顶回流量调控至 400 ~ 1000kg/h, 既抵消轻组分汽化的升温效应, 又避免回流系统负荷超限; 同时稳定进料量为 5.5T/h, 减少工况波动对塔内气液平衡的影响。

6 结语

未来将持续开展以下工作: ①深化汽油、柴油、航煤多组分混油的物性与精馏机理研究, 优化操作参数与塔内件结构, 增设航煤中段出料流程, 进一步提高分离效率与产品回收率, 实现航煤的单独回收; ②总结首套装置经验, 联合行业单位推动形成混油装置设计标准、施工规范与运行规程, 以及多组分混油掺炼的工艺控制标准, 填补行业技术空白; ③探索高效精馏、在线清堵、智能调控等新技术在混油处理领域的应用, 推动装置向智能化、高效化、低能耗升级; ④发挥高级技能人才“传帮带”作用, 培养一批兼具常规混油处理与多组分混油掺炼能力的专业操作与技术人才, 为企业与行业高质量发展提供人才支撑; ⑤拓展装置处理品类, 研究煤油、柴油等其他多组分混油的处理工艺, 进一步提升装置的适应性与综合效益。

参考文献

- [1] 黄维和, 刘刚, 陈雷, 等. 中国成品油管道顺序输送混油研究现状与展望 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2023, 47 (5): 122-129.
- [2] 杜渐, 郑坚钦, 夏玉恒, 等. 耦合混油发展机理与数据修正的成品油管道混油浓度预测 [J]. 油气储运, 2024, 43 (7): 796-804.
- [3] 丁楠, 钟明昆. 混油分馏装置加注阻聚剂的安全评价研究 [J]. 石化技术, 2021, 28 (8): 188-189.