

# 重交沥青装置与热力管网低温热回收伴热系统集成技术研究

徐 健

(中海石油中捷石化有限公司, 河北 沧州 061101)

**摘 要** 针对中海石油某炼化公司 250 万吨重交沥青装置减压渣油低温热浪费及新厂区蒸汽伴热高能耗问题, 通过集成热媒水低温热回收技术与蒸汽伴热改热水伴热系统, 实现了能源的高效梯级利用。项目采用防结垢多壳程换热器、大长径比换热单元等专利技术, 构建了“减压渣油取热—热水伴热”的闭环系统。运行数据表明, 2023-2024 年累计节约蒸汽 5.94 万吨, 创造经济效益 1 935 万元, 同步降低循环水消耗 81 万吨/年, 为石化行业低温热利用与节能降碳提供了可推广的技术范式。

**关键词** 重交沥青装置; 低温热回收; 热水伴热; 防结垢换热器; 节能降耗

**中图分类号**: TE6

**文献标志码**: A

**DOI**: 10.3969/j.issn.2097-3365.2025.27.006

## 0 引言

在石化行业能源消费结构中, 低温热资源浪费与蒸汽伴热高能耗问题长期制约着企业的节能降碳进程。中海石油中捷石化 250 万吨重交沥青装置减压渣油 170 °C 经原热媒水系统冷却后温度仍达 135 °C, 低温热未有效利用; 新厂区 217 条热力管网伴热管线采用蒸汽伴热, 冬季蒸汽耗量占全厂蒸汽总产量的 15% 以上, 能源利用效率亟待提升。本研究通过系统能量优化, 将减压渣油低温热回收用于热水伴热, 实现“以水代汽”的节能目标, 对推动石化行业绿色低碳转型具有重要的工程示范意义。

低温热回收技术在石化领域的应用主要集中于余热发电、工艺加热等场景, 而针对伴热系统的规模化应用研究较少<sup>[1]</sup>。美国能源信息署(EIA)数据显示, 石化行业伴热系统能耗约占全厂总能耗的 8%~12%, 其中蒸汽伴热占比超过 90%。国内学者近年来开展了热水伴热技术研究, 提出基于导热油的伴热系统改造, 但针对高粘度减压渣油低温热回收的工程应用仍缺乏系统研究<sup>[2]</sup>。本项目首次在中海油炼化系统实现减压渣油低温热与热水伴热的集成应用, 填补了该领域的工程实践空白。

## 1 项目技术背景与问题分析

### 1.1 低温热资源浪费现状

250 万吨重交沥青装置减压渣油具有典型的低温结蜡特性, 温度低于 150 °C 时蜡晶析出导致换热器传热系

数下降 30% 以上。在原热媒水冷却系统设计中, 减压渣油经 E-5514 换热器冷却后温度为 135 °C, 无法满足罐区储存温度(100 °C 以下)要求, 且 170 °C→135 °C 温降过程中释放的 4.26 MW 热量被循环水直接带走, 造成严重的能源浪费。此外, 热媒水经循环水冷却后重复利用, 进一步增加了循环水消耗, 装置年循环水用量达 120 万吨以上。

### 1.2 蒸汽伴热系统能耗分析

厂区热力管网伴热系统存在三大技术缺陷: 一是蒸汽消耗量大, 2021 年冬季数据显示, 250 万吨重交装置及新厂区管廊蒸汽伴热耗量达 13 t/h, 导致锅炉满负荷运行仍需外购蒸汽; 二是能量利用效率低, 蒸汽伴热用于防冻凝(需求温度 60~80 °C)属于“高质低用”, 管网热损失率高达 160 W/m, 较热水伴热高 2.3 倍; 三是系统可靠性差, 20 个蒸汽分配站与 20 个凝结水回收站的疏水阀年均故障率达 45%, 凝结水回收率不足 50%, 造成大量热能与水资源浪费。

## 2 技术方案设计与创新突破

### 2.1 低温热回收系统构建

#### 2.1.1 取热流程设计

基于减压渣油(170 °C→115 °C)的低温热特性, 构建“四级壳程串联+3D 折流板”的高效取热系统。防结垢多壳程换热器采用 3D 立体折流板(厚度 8 mm, Q345R 材质), 流动死区面积从传统设计的 15% 降至 3%, 工业运行数据显示结垢速率从 0.2 mm/月降至 0.06 mm/月。

该流程以 300 t/h 流量将 85 ℃ 伴热水升温至 97.1 ℃，总取热量达 4.26 MW。应用三维立体折流板结构，形成螺旋状流道，有效消除管壳程死区。采用四级壳程串联工艺，每级壳程独立设置进出口接管，通过 DN150 平衡管实现压力耦合。冷热流体采用纯逆流换热，传热温差从传统设计的 35 ℃ 降至 10 ℃，取热效率提升 40%。以 130 t/h 减压渣油为例，四级壳程的温降梯度分别为：170 ℃→155 ℃→140 ℃→125 ℃→115 ℃，对应伴热水温升为：85 ℃→89 ℃→92 ℃→95 ℃→97.1 ℃，实现热能的梯级利用<sup>[3]</sup>。

### 2.1.2 热源负荷匹配计算

通过 HYSYS 软件建立热力学模型，核算减压渣油与伴热系统的负荷匹配关系。

1. 热源侧计算。减压渣油流量为 130 t/h，比热容为 2.4 kJ/(kg·℃)，温降 55 ℃，释放热量： $Q=130 \times 103 \times 24 \times 55 = 1.716 \times 10^7$  kJ/h=4.77 MW，考虑换热器热损失 5%，实际可利用热量为 4.26 MW。

2. 负荷侧计算。300 根伴热管线(DN200, 长度 100 m)的热损失按式计算：

$$Q_{\text{loss}} = K \cdot A \cdot \Delta T$$

其中，保温层（岩棉， $\lambda=0.04$  W/(m·K)）；热导率修正后传热系数  $K=1.8$  W/(m<sup>2</sup>·K)；表面积  $A=3.14 \times 0.2 \times 100 \times 300 = 18\,840$  m<sup>2</sup>；环境温度 20 ℃ 时温差  $\Delta T=75$  ℃；总热损失： $Q_{\text{loss}}=1.8 \times 18\,840 \times 75 = 2.54 \times 10^6$  W=2.54 MW。考虑到末端伴热温度裕量（5 ℃），需补充热量 2.2 MW，实际仅需 0.5 t/h 蒸汽（1.0 MPa，焓值 2 778 kJ/kg）即可满足需求，热源匹配误差 < 3%<sup>[4]</sup>。

### 2.2 蒸汽伴热改热水伴热改造

1. 装置内伴热系统优化。介质采取差异化设计，对渣油管线（粘度 > 500cSt）保留 DN20 蒸汽伴热旁路，设置温控阀（开启温度 70 ℃），当热水伴热温度低于 80 ℃ 时自动补汽。其余管线采用 DN25 热水伴热管，按《石油化工伴热设计规范》（SH/T3040-2019）计算，

热水流速控制在 1.2 m/s 以内，避免气蚀。

2. 厂区管廊伴热系统改造。217 条伴热管线改造采用“模块化+智能化”方案，将原蒸汽分配站改造为热水伴热站，单个伴热站服务半径控制在 80 m 内，满足热水伴热有效长度要求；取消凝结水站疏水阀，伴热水回水直接接入总管线，回水温度维持在 80 ℃ 以上，可二次利用于其他低温热用户。

### 2.3 关键技术创新体系

采用大长径比换热器技术，突破传统管壳式换热器长径比（5~15）的限制，设计长径比 15~30 的 VHXX 换热器，通过多换热单元串联逆流换热，实现烟损的有效降低。传热温差从传统的 30~50 ℃ 降至 10~20 ℃，烟效率提升 15%~20%<sup>[5]</sup>；采用 PLC 自动调节伴热水流量，使末端伴热温度稳定在 85±2 ℃，满足防冻凝需求的同时避免热量过剩。

采用模块化设计理念，实现换热系统的灵活配置。每个换热单元为独立的单管程、单壳程换热器，通过可拆卸式鞍座组合，可按需增减换热面积。换热管、管板等部件采用标准化规格，制造厂常备库存，维修更换时间缩短 60%。技术方案性能对比见表 1。

## 3 项目实施与效果验证

### 3.1 工程实施

第一阶段（2022 年 12 月）完成 250 万吨重交装置内 77 条伴热管线改造，投用伴热水系统，同步更换 2 台伴热水循环泵。第二阶段（2023 年 1~3 月）完成新厂区 217 条管廊伴热管线改造，完善热水伴热总管网，实现全系统投用。

### 3.2 关键技术指标验证

改造后减压渣油出装置温度稳定在 115 ℃ 以下，满足罐区储存要求；热媒水取热系统运行 6 年无结垢故障，传热系数衰减率 < 5%，验证了防结垢技术的可靠性。大长径比换热器实际传热系数达 450 W/(m<sup>2</sup>·K)，

表 1 技术方案性能对比

创新维度	传统技术方案	本项目技术方案	性能提升幅度
换热效率	传热系数 320 W/(m <sup>2</sup> ·K)	450 W/(m <sup>2</sup> ·K)	+40.6%
抗结垢能力	运行 6 个月需化学清洗	连续运行 6 年无结垢	寿命延长 12 倍
占地面积	单台换热器占地 25 m <sup>2</sup>	模块化单元占地 15 m <sup>2</sup>	-40%
能源利用率	蒸汽伴热热损失 160 W/m	热水伴热热损失 70 W/m	-56.2%
维护成本	年维护费用 35 万元	年维护费用 10 万元	-71.4%

较设计值提高 12.5%。热水伴热系统投用后,末端伴热温度维持在 85~90℃,防冻凝效果优于原蒸汽伴热系统(末端温度 70~80℃)。管网压力平衡控制良好,末端伴热站与首端压力差<0.03 MPa,无偏流现象。

### 3.3 经济效益分析

1. 蒸汽节约:经过与计量中心进行蒸汽数据收集、整理,得出热水伴热投用期间蒸汽耗量与历史同期对比如下:

一阶段:2022年12月份250万吨/年重交沥青装置蒸汽用量3485.84 t,较2022年同比降低847.66 t,折合每小时节省蒸汽 $847.66/26/24=1.36$  t/h,与设计(2 t/h)基本相符。

二阶段:2023年1~3月份蒸汽产量242587 t,较2022年同比降低24583 t,折合每小时节省蒸汽 $24583/85/24=12.05$  t/h,与设计(13 t/h)基本相符。

2023年冬季节约蒸汽24671吨(790万元),2024年节约34704 t(1111万元),合计节约59375吨,按蒸汽单价320元/吨计算,总效益1901万元。

2. 循环水节省:减压渣油冷却系统改造后,年减少循环水用量81万吨,(循环水单价按0.34元/吨计),节约费用27.54万元。

3. 用电增量:新增伴热水循环泵用电50 kW(电价按0.7元/kW·h计),年增电费约10万元。

4. 材料节省:伴热改造通过利旧原有蒸汽伴热站及管线,节省材料费用29万元。热水伴热系统较蒸汽伴热减少疏水阀等易损件,年维护费用降低15万元。

### 3.4 社会效益与环境效益

本项目形成可推广经验:将170℃减压渣油余热直接用于伴热,替代1.0 MPa蒸汽,能源梯级利用效率提升15%;防结垢换热器与大长径比设计的协同应用,为沥青、渣油等易结垢介质提供了标准化换热方案;模块化换热单元与利旧改造相结合,解决了场地限制与投资控制的矛盾。

通过能量优化,一定程度上节约了化石燃料资源,同时减少了污染物及二氧化碳排放,为实现碳达峰、碳中和目标做出重要贡献。该项目年节约蒸汽2.97万吨(标煤),折合减少CO<sub>2</sub>排放7.4万吨。

## 4 技术创新点总结与展望

### 4.1 核心技术创新点

1. 低温热回收与伴热系统集成技术:首创将减压渣油低温热直接用于热水伴热,打破了传统“蒸汽伴

热+循环水冷却”的高能耗模式,实现能源的闭环利用。

2. 抗结垢换热技术体系:通过多壳程无死区设计、3D立体折流板等专利技术,解决了高粘度渣油换热结垢难题,设备运行稳定性提升至6年以上。

3. 伴热系统压力平衡控制技术:基于限流孔板与管网水力计算,实现了长距离热水伴热的压力精准调控,末端伴热效果达标率100%。

### 4.2 未来研究方向

1. 低温热深度利用:探索将伴热回水(80℃)与催化装置进料预热等工艺耦合,进一步提高热能利用率。

2. 智能化伴热系统:引入物联网技术,实现伴热温度实时监测与流量自动调节,降低人工干预成本。

3. 新型换热材料应用:研究石墨烯涂层换热管在高粘度介质中的抗结垢性能,进一步提升传热效率。

## 5 结束语

250万吨重交沥青装置及新厂区热力管网伴热系统节能改造项目通过低温热回收与伴热系统优化,构建了“减压渣油取热—热水伴热”的高效能源利用模式。项目实施后,2023~2024年累计节约蒸汽5.94万吨,创造经济效益1935万元,同步实现循环水节约81万吨/年、CO<sub>2</sub>减排7.4万吨/年的环境效益。项目集成的防结垢换热技术、大长径比换热器设计与模块化改造方案,为石化行业老装置节能改造提供了可复制的技术范式,对推动“双碳”目标下的能源高效利用具有重要的意义。

## 参考文献:

- [1] 梁利慧.低温热能技术的综合应用与降本增效[J].资源节约与环保,2025(05):53-57.
- [2] 郑育尾.炼油厂低温热回收技术的应用[J].化学工程与装备,2022(10):157-159.
- [3] 刘培兰.厂际管道伴热改造分析设计[J].石化技术,2019(09):13-14.
- [4] 国家能源局.石油化工伴热设计规范:SH/T3040-2019[S].北京:中国计划出版社,2019.
- [5] 张高博,魏云辉,汪广春,等.甲醇制烯烃装置余热回收替代蒸汽研究[J].天然气化工(C1化学与化工),2020(04):61-65,112.