

海上设施新增原油冷却器改造前后工艺流程对比分析

谭宏佼

中海油（中国）有限公司深圳分公司 广东 深圳 445000

【摘要】：本文针对海上设施原油冷却系统在开发中后期存在的换热能力欠缺、温度波动大、调节滞后等问题，提出新增并联原油冷却器的改造办法，对比改造前后工艺流程、控制方式及运行参数，着重评估改造给系统运行稳定性以及热平衡带来的改善成效。结果表明，改造后系统形成多路径可调冷却结构，实现DCS闭环温度控制，原油出口温度波动从改造前的6至8℃降到了2至3℃，压力波动范围收窄，系统冗余度跟工况适应能力明显提高，为海上老旧平台在高负荷、多扰动状况下的安全平稳运行提供了可靠技术支持。

【关键词】：原油冷却器；工艺流程对比；运行稳定性；热平衡；冗余设计；海上设施

DOI:10.12417/2705-0998.25.24.079

1 引言

海上油气田开发高度依赖稳定可靠的原油冷却系统，它的运行状态直接关联原油脱气、稳定、输送及后续处理一系列工艺环节的安全与经济。在海上平台空间受限、电力与冷媒供应紧张、环境载荷变化剧烈的工况当中，原油温度控制成为影响整个工艺系统热平衡和装置长期连续运行的关键因素。现有的海上原油冷却系统大多是依照初始产量跟设计极端工况来配置的，随着油藏开发阶段推进、含气含水改变以及外海环境条件变动，原有冷却器常出现换热裕度不够、负荷分配不均、调节范围有限等问题。平台扩建或者新增处理单元之后，原有系统在管路布置、控制逻辑及余量匹配方面的问题愈加突出，呈现温度波动幅度增大、启停频繁、系统综合能效偏低，在没有大规模土建扩容条件的海上环境之中，新增原油冷却器，对全流程做工艺再配置及控制优化，成为改进热平衡、提高运行稳定性和冗余度的现实途径，也是延长老旧平台使用年限、保障高负荷期安全生产的必要技术手段。

2 改造前工艺流程及运行稳定性分析

2.1 原有冷却系统配置与运行瓶颈

改造前海上设施原有原油冷却系统采用单级列管式冷却器，和原油输送主管线串联系统布置，主要依靠海水作为冷却介质实现原油出口温度控制。冷却器壳程是原油，管程为海水，设计工况下原油入口温度99~102°，出口温度78~88°，设计处理量跟井口液高峰产量基本“等额匹配”，缺少充足设计裕度，因设备安装空间受限制，换热管束长度跟数量都受约束，传热面积偏小，冷却器传热系数对海水温度波动和污垢热阻变化较为敏感。跟它配套的海水泵、阀门以及温控旁路回路以就地手动调节为主，自动化程度较低，系统整体调节范围小、反应慢。

在实际生产运行当中，原有冷却系统能力瓶颈表现较为突出，在夏季海水温度升高、高含水期原油黏度下降及产量阶段性提升时，冷却器出口温度多次靠近甚至短时越过工艺上限，

致使下游稳定装置跟储输环节温度负荷加重；海水侧结垢、过滤器轻度堵塞时，换热能力进一步下降，需要靠降低处理量、调低设备负荷等方式让系统在可接受范围内运行。受单台冷却器布置及管汇结构限制，原系统缺少并联备用跟跨线切换能力，不停产情况下无法实现在线清洗或者热工性能恢复，运行人员仅靠经验调流程与阀位维持短期稳定，长期稳定性跟高工况适应性都有明显欠缺。

2.2 运行稳定性问题具体表现

在上述工况限制下，改造前系统运行稳定性问题体现为原油出口温度波动频繁且幅度偏大，井口瞬时产量波动或原油含水率快速变化时，冷却器在设计“临界负荷”附近运行，传热驱动力稍有变化即引起出口温度明显偏离设定值。海水侧流量跟温度调节依靠人工就地操作，阀门调节有响应滞后以及调节步距过大问题，容易形成“过调-欠调”循环，让原油温度在设定值上下反复摆动，温控滞后跟管道以及设备的热容有关系，现场操作常常依照历史趋势“事后纠偏”，难以立即对短周期波动做出精细回应。

温度波动及调节滞后给后续工艺与生产组织带来一系列连锁影响，原油进入稳定装置前温度不平稳，让分馏、气液分离等单元热平衡基准持续变动，轻组分逸出量跟回流负荷呈周期性波动，易引发塔内液位、压力联动干扰，增添安全联锁误动作风险。储输环节中，比控制上限高的原油温度加速储罐“呼吸损耗”，且提高油气空间可燃气体浓度，不利于安全管理；温度偏低时又会在含蜡原油工况下加剧黏度上升和管线压降波动，影响外输泵工况稳定，系统缺少在线冗余和快速调节手段，运行人员需要频繁干预阀位与负荷分配，生产过程一直处在“被动跟随”状况，装置整体稳态运行时间占比偏低。

3 新增冷却器改造方案及工艺流程对比

3.1 新增冷却器技术方案与集成设计

新增原油冷却器采用海水冷却壳程、原油管程的卧式列管结构形式，适应海上设施空间有限、维护条件受限的特性，冷

冷却器本体选用耐海水腐蚀性能较好的双相不锈钢壳体与铜镍合金管束组合,设计压力按与原油输送管线一致的高侧压力等级进行校核,设计温度范围涵盖原油最高出油温度以及极端海水温度波动工况。对原油设计处理量、最大来油温度以及目标出口温度做热量衡算,定换热面积、传热系数以及管程流速,让油侧雷诺数处在强化对流换热区间,兼顾压降控制以及防蜡沉积要求,海水侧依照平台供水系统统一压力等级以及流量裕度来匹配,设置防腐涂层和可更换阳极,延长服役寿命。

在原系统集成方式上,把新增冷却器安放在原油加热、分离、计量完后,外输前的低位平台管廊区,在原有外输管线上加设旁路跟切换阀组,实现“直通外输”与“经冷却后外输”两种工况可切换运行,工艺上采用并联系统结构:新增冷却器与原有限制性冷却单元并联接入,调节各支路阀门开度来分配流量,在原油温度高或者来油波动剧烈的时候,增大流经新增冷却器的占比,平缓外输温度波动;在低负荷时段或者维修阶段,可将新增冷却器完全切出,实现不停输条件下的检修。为降低对已有管道和支架的变动,优先利用现有管廊和海水主管线接口,借助增添支管、三通以及小型集管达成紧凑接入,进出口设温度、压力及流量在线监测点,和平台DCS系统连锁,实现原油出口温度自动调节与报警联动,保证改造后系统整体运行的可控程度与安全余量。

3.2 改造后全流程工艺变化分析

改造后原油冷却全流程路径是“加热-分离-计量-有限冷却-外输”的单线流向,改成“加热-分离-计量-(直通外输/并联冷却支路)-汇合外输”的多路径架构。工艺形成直通支路、原有限制冷却支路及新增冷却器支路三条能切换、能分配的流动路径。控制逻辑是以现场手动阀位为主的开环控制,变成以DCS为核心的闭环调节方式,通过出口温度反馈信号联动各支路调节阀,实现原油在各路径间分配比例的自动优化,操作参数方面,在满足外输温度红线限制的条件下,给新增冷却器进出口压差、原油在管程的流速、海水侧流量以及温差等设置了分级控制区间,确保在高负荷、波动工况以及低负荷保温工况下都能够获得相对稳定的换热效果,且减少对已有阀门频繁操作的依靠。

3.3 系统调节能力与冗余度提升分析

新增原油冷却器投入运行后,冷却系统结构从“单通道刚性匹配”变成“多通道柔性组合”,明显提升了对工况波动的调节能力。在高含气来油、井口回压波动以及外输管线背压变化等复杂工况下,操作人员可通过调节各支路调节阀开度来实现目的,改动经新增冷却器支路的分流占比,在较广范围内达成冷却负荷的动态再分配,让外输温度控制从依靠单个换热设备的被动适应,升级成依靠多支路协同的主动控制。结合DCS对出口温度偏差的实时反馈,凭借“设定值-偏差-阀位”的

闭环控制策略,让系统短时间就能完成对流量冲击以及温度突变的响应,减少了外输温度超出限制以及频繁启动停止等工况波动引发的运行风险。

冗余度方面,新增冷却器形成了相对独立的可切换冷却通道,原有限制性冷却单元因结垢、换热效率衰减或计划检修要降负荷甚至停运时,系统能临时提升新增冷却器支路的负荷占比,确保外输温度维持在允许范围,实现“带病运行”情形下的安全过渡。同时,添加冷却器支路能依照季节性海水温度变化、平台生产周期调整以及外输工艺要求来进行,中低负荷阶段用较低流量保持在线状态,给突发增产或者短时高温来油留出能快速释放的冷却能力,把系统整体热力裕度从原先的“刚性富余”提升成“可调冗余”,提升了海上设施在全生命周期里的运行弹性跟可靠性。

4 改造效果评估:运行稳定性与热平衡影响

4.1 运行稳定性关键指标前后对比

如图1所示,根据出口温度数据而言,改造前原油冷却器出口温度在负荷波动和海水温度季节性变化的共同作用下呈明显的周期性起伏,日内波动幅度常处6至8℃范围,峰谷差较大,局部时段甚至出现超过工艺控制上限的情形,造成后续分离、稳定工艺频繁调整。添新冷却器并联接入且优化控制逻辑后,同等工况下出口温度78~88℃,日内波动收敛至2~3℃,峰值温度明显降低,过高温度持续时长大幅缩短,温度控制回路超调次数和调节幅度都显著降低,展现系统对原油进料温度和海水侧扰动的缓冲能力增强,温度场更加平稳,有利于维持整套装置热平衡状态。

压力稳定性方面,改造前单套冷却单元换热面积利用率高、流道阻力大,高负荷工况时,原油侧出口压力波动区间可达0.12~0.15 MPa,局部时段接近设备允许压降上限,增添了管线振动与泄漏风险,改造后通过新增冷却器分流及优化节流阀开度分配。原油侧出口压力波动被控制在0.05~0.08 MPa内,同一产量水平下平均工作压降降低约20%~30%,压力冲击事件明显减少。和温度波动数据综合分析能看出,系统在多扰动叠加状况下的运行裕度、自动调节能力以及工况恢复速度都有了提高,展现新增冷却器对整体运行稳定性的支撑效用。



图1 运行稳定性关键指标前后对比

4.2 改造对系统热平衡的影响机理研究

从热平衡角度看,新增原油冷却器并联接入实质改变装置内部热流分配路径及温度梯度分布,原先单通道换热结构情形下,原油在较高温度范围里达成大部分显热释放,局部换热驱动力偏大,中后段驱动力不够,致使热负荷于换热面积上分布不均衡,易出现入口段“过冷却”、出口段“换热不充分”的矛盾。新增冷却器后,高温原油被分到两套冷却单元那去了,单位设备瞬时换热通量降低,沿程温差梯度又被重新拉平了,高温段过高热流密度被削弱,中低温段换热驱动力获补偿,系统整体传热曲线更贴近理想对数平均温差分布,原油从入口至出口的降温过程更平缓、连贯,减少下游分离及稳定单元的瞬时热冲击。

在全装置尺度上,冷端温度的稳定与热流重新分配,让原油冷却进程能更好地融入已有热回收网络,原油出口温度波动收窄后,和后续加热炉、热交换器以及稳定塔再沸器间热量耦合关系渐趋固定,有助于维持加热炉燃料气消耗、稳定塔塔釜

负荷以及伴生气冷凝负荷在较窄范围波动,减少了上游扰动朝下游放大的“热瀑布效应”。同时,新增冷却器提供了可调节的冗余换热面积,运行时能依照海水温度、原油含水率以及产量变化,调节两路冷却器负荷分配比例,达成对系统总放热量以及放热位置的精准把控,在不改变装置整体热量收支情况的条件下,优化各单元间热量流向和温度匹配,让热平衡状态从“被动跟随扰动”变为“主动调节接近平衡”,提升了海上设施于多工况、多扰动情形下保持稳定热工状态的能力。

5 结语

本次新增原油冷却器改造通过并联集成与控制优化,实现了海上原油冷却系统从“单一路径刚性运行”至“多路径柔性调节”的转变。改造后系统温度与压力波动显著降低,冗余度和工况适应能力增强,提高全流程热平衡稳定性以及运行安全性。该改造方案为类似海上设施在有限空间条件下的工艺优化提供了可行路径,对延长平台使用期限、保障高负荷阶段平稳生产有积极作用。

参考文献:

- [1] 李晓晖.海上平台原油冷却器投用存在问题及应对策略[J].化工管理,2025,(31):107-110.
- [2] 翁习,谭静轩,周勇,等.“海洋石油 123” FPSO 原油冷却器改造[J].海洋工程装备与技术,2025,12(02):136-139.
- [3] 董航.初冷温度对含蜡原油流变性及蜡晶动力学行为的影响规律研究[D].东北石油大学,2021.
- [4] 史春波,底浩,左甜,等.加工高酸原油常减顶冷却器腐蚀原因分析及应对措施[J].涂料工业,2020,50(07):16-22.