

石油化工常减压装置腐蚀与防护

李璇

海南炼化 海南 儋州 578101

摘要: 石油化工常减压装置作为原油加工的首道核心工序,承担着分离原油、生产基础化工原料的关键任务。本文围绕石油化工常减压装置腐蚀与防护展开研究。系统剖析了装置低温部位HCl-H₂S-H₂O型腐蚀、应力腐蚀开裂,以及高温部位硫腐蚀等类型及机理。深入探讨原油性质、操作条件、设备材质等因素对腐蚀的影响。基于研究,针对性提出电脱盐、“一脱三注”等工艺防护措施,合理选材、表面涂层等材料防护手段,以及腐蚀监测与设备维护等方法,旨在为常减压装置的腐蚀控制与安全稳定运行提供理论与实践参考。

关键词: 石油化工; 常减压装; 置腐蚀; 防护

引言: 石油化工常减压装置作为原油加工的核心单元,其安全稳定运行对石化产业至关重要。然而,装置在运行过程中面临着严峻的腐蚀问题,不仅会导致设备损坏、缩短装置使用寿命,还可能引发安全事故,造成巨大的经济损失与环境污染。当前,随着原油品质日趋复杂,高硫、高酸原油加工量增加,常减压装置的腐蚀形势愈发严峻。因此,深入研究常减压装置的腐蚀类型、机理、影响因素,并探索有效的防护措施,对于保障装置安全高效运行、提升石化企业经济效益具有重要的现实意义。

1 常减压装置腐蚀类型及机理

1.1 低温部位腐蚀

1.1.1 HCl-H₂S-H₂O 型腐蚀机理

在常减压装置低温部位,原油中的氯盐在高温下发生水解反应,生成HCl,同时原油含有的硫化物会分解产生H₂S,二者与水共存形成HCl-H₂S-H₂O腐蚀环境。HCl溶于水形成盐酸,能破坏金属表面的钝化膜,H₂S与铁反应生成FeS保护膜,但在HCl作用下FeS膜会被溶解,导致金属持续暴露在腐蚀介质中,加速腐蚀进程,使设备遭受均匀腐蚀与局部腐蚀。

1.1.2 应力腐蚀开裂机理

低温部位的应力腐蚀开裂,是在拉应力与腐蚀介质共同作用下发生的。装置在制造、安装及运行过程中产生残余应力,加上介质中H₂S、Cl⁻等腐蚀性成分的协同作用,会在金属表面形成微裂纹。H₂S在裂纹尖端形成氢原子,氢原子扩散进入金属晶格,降低金属韧性,在拉应力推动下,微裂纹不断扩展,最终导致设备发生脆性断裂,严重威胁装置安全运行。

1.2 高温部位腐蚀

1.2.1 高温硫腐蚀机理

在常减压装置高温部位(240℃-480℃),原油中的活性硫化物(如元素硫、硫化氢、硫醇等)与金属直接发生化学反应。元素硫(S)和硫化氢(H₂S)能与铁(Fe)反应生成FeS,硫醇(RSH)则通过与铁反应生成硫醇铁(RSFe),这些反应不断消耗金属,造成均匀腐蚀。生成的腐蚀产物FeS虽能在一定程度上减缓腐蚀,但在高温及流体冲刷下易脱落,使金属持续暴露于腐蚀环境,加剧腐蚀程度。

1.2.2 高温环烷酸腐蚀机理

常减压装置高温段(220℃-430℃),环烷酸会与金属发生反应。当温度处于环烷酸腐蚀敏感区间,其羧基(-COOH)与铁反应生成环烷酸铁,环烷酸铁易溶于油,会从金属表面脱附,导致金属不断被腐蚀。且随着温度升高、流速加快,腐蚀速率显著增加,同时环烷酸对含铬合金钢的腐蚀更为严重,因其能破坏合金表面的钝化膜,造成局部腐蚀和坑蚀^[1]。

2 常减压装置腐蚀影响因素

2.1 原油性质的影响

2.1.1 硫含量的影响

原油中硫含量是影响常减压装置腐蚀的关键因素。硫在高温下会分解为活性硫化物,参与高温硫腐蚀反应,直接与金属发生化学作用,生成硫化铁等腐蚀产物。随着原油硫含量增加,高温部位的腐蚀速率呈明显上升趋势,且在低温部位,硫分解产生的硫化氢与氯、水结合,形成更为复杂的HCl-H₂S-H₂O腐蚀环境,进一步加剧设备的全面腐蚀与局部腐蚀程度。

2.1.2 酸值的影响

原油酸值主要体现环烷酸含量,酸值越高,环烷酸腐蚀风险越大。在220℃-430℃的高温区间,环烷酸与金属发生化学反应,生成的环烷酸铁易溶于油而从金属

表面脱附,导致金属持续被腐蚀。酸值升高,意味着更多环烷酸参与反应,不仅腐蚀速率加快,还会造成局部严重的坑蚀,尤其对含铬合金钢的钝化膜有更强破坏作用,极大缩短设备使用寿命。

2.1.3 盐含量的影响

原油中的盐类(主要是氯化物)在常减压装置运行中影响显著。高温时,氯盐发生水解反应生成HCl,进入低温部位后与水、硫化氢结合,形成具有强腐蚀性的HCl-H₂S-H₂O体系。盐含量越高,水解产生的HCl越多,对金属表面钝化膜的破坏能力越强,引发设备的点蚀、缝隙腐蚀等局部腐蚀,同时还会促进应力腐蚀开裂,严重威胁装置的安全稳定运行。

2.2 操作条件的影响

2.2.1 温度的影响

温度对常减压装置腐蚀影响显著。在高温区域,温度升高会加速硫化物、环烷酸等与金属的化学反应速率,使腐蚀产物生成更快且更易脱落,导致金属持续暴露在腐蚀环境中,加剧高温硫腐蚀和环烷酸腐蚀。而在低温部位,温度变化影响HCl、H₂S等气体的溶解度和水的存在状态,温度波动会破坏金属表面的保护膜,促进HCl-H₂S-H₂O型腐蚀的发生与发展。

2.2.2 压力的影响

压力改变会影响常减压装置的腐蚀行为。较高压力会增加气体在液相中的溶解度,使得H₂S、HCl等腐蚀性气体在液相中浓度增大,增强其与金属的接触机会和反应活性,从而加剧腐蚀。同时,压力波动易导致设备产生应力,与腐蚀介质协同作用,促进应力腐蚀开裂的发生,尤其在设备的焊接部位和应力集中区域,压力的不良影响更为突出。

2.2.3 流速的影响

介质流速对装置腐蚀有重要作用。流速较低时,腐蚀产物易附着在金属表面,形成一定的保护作用,但也可能因局部浓度差异引发垢下腐蚀。当流速增大,一方面会对金属表面产生冲刷作用,破坏腐蚀产物膜和钝化膜,使新鲜金属暴露于腐蚀介质中;另一方面,加速腐蚀性介质向金属表面的传质,促进腐蚀反应,尤其在弯管、三通等流速变化剧烈的部位,冲刷腐蚀更为严重。

2.3 设备材质的影响

2.3.1 碳钢的耐腐蚀性

碳钢主要由铁和碳组成,因其成本低、易加工,在常减压装置中广泛应用,但耐腐蚀性较差。在高温硫腐蚀环境下,碳钢表面易与硫化物反应生成FeS,该腐蚀产物疏松多孔,难以形成有效保护膜,导致腐蚀持续进

行。在低温HCl-H₂S-H₂O环境中,碳钢的钝化膜极易被破坏,发生均匀腐蚀和点蚀,尤其是在含盐量高的工况下,腐蚀速率显著加快,缩短设备使用寿命。

2.3.2 不锈钢的耐腐蚀性

不锈钢因添加铬、镍等合金元素,耐腐蚀性优于碳钢。铬元素可在表面形成致密的Cr₂O₃钝化膜,有效阻止腐蚀介质与金属基体接触,在低温环境中对HCl-H₂S-H₂O型腐蚀有较好的抵御能力。但在高温环烷酸腐蚀环境下,不锈钢表面的钝化膜会被环烷酸溶解,尤其是含铬量较低的不锈钢,腐蚀速率加快。此外,在含Cl⁻环境中,不锈钢还可能发生应力腐蚀开裂。

2.3.3 其他合金材料的耐腐蚀性

其他合金材料如镍基合金、钛合金等,因特殊的合金成分具备优异的耐腐蚀性。镍基合金含有大量镍、钼、铬等元素,在高温硫和环烷酸腐蚀环境中,能形成稳定的钝化膜,显著降低腐蚀速率;钛合金表面生成的TiO₂氧化膜化学稳定性高,在多种腐蚀介质中均表现出良好的耐蚀性,尤其适用于强腐蚀性环境,但因成本较高,限制了其大规模应用^[2]。

3 常减压装置腐蚀防护措施

3.1 工艺防护措施

3.1.1 电脱盐技术

电脱盐技术是常减压装置腐蚀防护的重要工艺手段,其核心原理是利用电场力和破乳剂的协同作用,去除原油中的盐分和水分。在实际操作中,原油首先与一定比例的新鲜水混合,使原油中的盐类充分溶解于水中,形成微小的盐-水乳化液滴。随后,混合液进入电脱盐罐,在强电场作用下,乳化液滴发生聚结,小液滴相互碰撞合并成大液滴,依靠重力沉降实现油水分离。由于大部分盐类溶解在水中,脱除水分的同时有效降低了原油中的盐含量,从而减少后续过程中因氯盐水解产生HCl引发的腐蚀。该技术可将原油中的盐含量降低至较低水平,通常能使含盐量降至3mg/L以下,显著减轻HCl-H₂S-H₂O型腐蚀对装置低温部位的侵蚀,同时也减少了因盐沉积导致的垢下腐蚀风险,对保障装置安全稳定运行起到关键作用。

3.1.2 “一脱三注”技术

“一脱三注”技术中的“一脱”即原油电脱盐,旨在减少原油中的盐分;“三注”则是注水、注氨、注缓蚀剂。注水可稀释HCl浓度,降低其腐蚀性,同时促进铵盐溶解,防止铵盐结晶沉积造成垢下腐蚀。注氨能够中和原油中的酸性物质,调节系统pH值,在低温部位与HCl反应生成氯化铵,降低盐酸对金属的腐蚀作用。注缓

蚀剂则是在金属表面形成一层保护膜,阻碍腐蚀介质与金属接触,减缓腐蚀速率。该技术在常减压装置上应用广泛,通过电脱盐减少盐分源头腐蚀,再利用注水、注氨调节系统环境,结合缓蚀剂的防护作用,从多个环节协同抑制腐蚀。实践表明,“一脱三注”技术可有效降低装置低温部位的腐蚀速率,延长设备使用寿命,在应对复杂原油加工带来的腐蚀问题时,展现出良好的综合防护效果。

3.2 材料防护措施

3.2.1 合理选择设备材质

合理选择设备材质是应对常减压装置腐蚀的关键策略。在高温硫腐蚀严重的部位,可选用含铬、钼等合金元素的合金钢。铬能在金属表面形成致密的氧化膜,阻止硫与金属进一步反应;钼则可提高合金的高温强度和抗腐蚀性能,有效抵御高温硫的侵蚀。对于高温环烷酸腐蚀环境,镍基合金是理想选择,其所含的镍、钼、铬等元素,能在金属表面形成稳定的钝化膜,显著降低环烷酸对金属的腐蚀速率。在低温HCl-H₂S-H₂O腐蚀区域,双相不锈钢凭借奥氏体和铁素体双相组织的特性,兼具良好的强度和耐蚀性,对氯化物应力腐蚀开裂有出色的抵抗能力。通过依据不同腐蚀环境精准匹配设备材质,可从本质上提升设备的耐腐蚀性能,延长其使用寿命,保障装置安全稳定运行。

3.2.2 表面涂层防护

表面涂层防护是通过在设备表面涂覆一层具有防护功能的材料,隔离腐蚀介质与金属基体的接触,从而达到防腐目的。在常减压装置中,常用的涂层材料包括有机涂层和无机涂层。有机涂层如环氧树脂涂层,具有良好的附着力和化学稳定性,能够有效阻挡水、氧气和腐蚀性介质的渗透,在低温部位可显著降低HCl-H₂S-H₂O型腐蚀的影响。其施工过程通常包括表面预处理、底漆涂装、中间漆涂装和面漆涂装等步骤,确保涂层的完整性和防护效果。无机涂层如陶瓷涂层,具备耐高温、硬度高的特性,适用于高温部位的防护,可有效抵御高温硫和环烷酸的腐蚀。此外,热喷涂金属涂层(如喷铝、喷锌)也是常见的防护手段,金属涂层在设备表面形成牺牲阳极保护,优先与腐蚀介质发生反应,从而保护金属基体。

3.3 腐蚀监测与维护措施

3.3.1 腐蚀监测技术

腐蚀监测技术是保障常减压装置安全运行的重要手

段,通过实时获取设备腐蚀信息,为防护决策提供依据。在线腐蚀监测技术应用广泛,其中,电阻探针法通过测量金属探针因腐蚀导致的电阻变化,直观反映设备腐蚀速率,适用于监测均匀腐蚀;电化学监测技术则基于金属腐蚀过程中的电化学原理,可快速检测局部腐蚀、点蚀等情况。此外,超声波测厚技术能非破坏性测量设备壁厚,精准发现腐蚀减薄区域,常用于关键管道、容器的定期检测。离线监测方面,通过采集设备腐蚀产物进行成分分析,结合金相显微镜观察金属微观结构变化,可深入研究腐蚀机理,为优化防护策略提供参考。

3.3.2 设备维护与保养

科学的设备维护与保养是延长常减压装置使用寿命、降低腐蚀风险的重要举措。日常维护中,需定期检查设备密封性能,防止腐蚀性介质泄漏,同时对设备保温层、防腐涂层等进行巡检,及时修补破损部位,避免腐蚀介质直接接触金属基体。在装置停工检修期间,应对设备进行全面检查,包括管道、换热器、塔器等关键部件的腐蚀情况评估,对腐蚀严重的部位及时更换或修复。此外,还需关注设备的应力状态,对焊接部位、弯头、三通等应力集中区域进行无损检测,防止应力腐蚀开裂。同时,建立设备维护档案,详细记录设备运行参数、腐蚀监测数据及维护保养情况,以便分析设备腐蚀规律,制定针对性的维护计划,确保常减压装置长期稳定、安全运行^[1]。

结束语

石油化工常减压装置的腐蚀问题复杂且影响重大,通过全面研究其腐蚀类型、机理与影响因素,采用工艺、材料、监测维护等多种防护措施,能有效降低腐蚀风险。然而,随着原油加工品质的变化和装置运行工况的多样性,腐蚀防护工作仍需不断探索创新。未来,需进一步深化对腐蚀机制的研究,开发更高效的防护技术,实现多措施协同优化,从而提升常减压装置的可靠性与安全性,为石油化工行业的持续稳定发展提供坚实保障。

参考文献

- [1]王鹤翔.炼油厂常减压装置常见腐蚀分析与防护措施[J].石化技术,2020,27(12):18-19.
- [2]崔晓冬.常减压装置的腐蚀与防护分析[J].当代化工研究,2021(13):111-112.
- [3]张茜薇.石油化工常减压装置腐蚀与防护[J].石油石化物资采购,2021(34):28-30.