

硫磺回收装置腐蚀机理与防护分析

袁辉¹, 王会强²

(中国石油四川石化有限责任公司, 成都 611930)

摘要:目的 对硫磺回收装置的腐蚀机理进行细化研究。方法 研究 NH_4HS 垢下腐蚀、 $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O}$ 腐蚀、 $\text{H}_2\text{S-H}_2\text{O}$ 腐蚀、 $\text{H}_2\text{SO}_4/\text{H}_2\text{SO}_3$ 腐蚀、硫磺高温腐蚀等几种腐蚀情形, 为预防设备管线腐蚀提供相应的理论依据, 并且通过硫磺回收装置的液硫及管线腐蚀、高温掺和阀腐蚀、阀门腐蚀及点火枪部位腐蚀等典型案例进行详尽分析。结果 通过能谱(EDS)对现场损坏管线分析得知, 在液硫界面产生的氧、碳、硫等腐蚀产物导致液硫池蒸汽管线和伴热管腐蚀断裂、液硫泵壳腐蚀。该部分腐蚀产物与液硫池中的水发生反应, 生成多种酸(硫酸、亚硫酸等)造成腐蚀。随着液位逐渐升高, 腐蚀范围不断上升和扩大。结论 由于高温掺和阀阀芯基本处于 $800\sim 1000\text{ }^\circ\text{C}$ 的高温环境中, 大量的单质硫、二氧化硫、硫化氢及有机硫物质在高温环境中, 形成高速气流, 设备经过高速气流的冲刷, 造成严重的腐蚀。同时 NH_4HS 结晶在阀门或点火枪部位析出, 在流速较低的部位发生沉积, 导致设备功能下降和电化学垢下腐蚀。通过分析硫磺回收装置的工艺原理、腐蚀机理及腐蚀现状, 结合具体案例分析, 提出相对应的防护措施。

关键词: 硫磺回收; 腐蚀; 防护; 腐蚀机理; 电化学腐蚀

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2020.11.004

中图分类号: TG172 **文献标识码:** A

文章编号: 1672-9242(2020)11-0024-07

Corrosion Mechanism and Protection of Sulfur Recovery Unit

YUAN Hui¹, WANG Hui-qiang²

(Petro China Sichuan Petrochemical Co. Ltd., Chengdu 611930, China)

ABSTRACT: The work aims to study the corrosion mechanism of the sulfur recovery device in detail. Several corrosion types such as NH_4HS scale corrosion, $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O}$ corrosion, $\text{H}_2\text{S-H}_2\text{O}$ corrosion, $\text{H}_2\text{SO}_4/\text{H}_2\text{SO}_3$ corrosion and high temperature sulfur corrosion were studied to provide corresponding theoretical basis for preventing equipment pipeline corrosion. Typical cases such as liquid sulfur and pipeline corrosion, high temperature blending valve corrosion, valve corrosion and ignition gun corrosion were analyzed in detail. The energy spectrum (EDS) analysis of the on-site damaged pipeline showed that the main corrosion products such as oxides, carbon compounds and sulfur compounds of the liquid sulfur interface caused breakage of the low-pressure steam pipe of the liquid sulfur pool, corrosion breakage of the heat tracing pipe and corrosion of the pump casing. The corrosion product reacted with water in the liquid sulfur pool, generating a variety of acids (sulfuric acid, sulfurous acid, etc.) and causing corrosion. As the liquid level gradually rose, the corrosion range continued to rise and expand. Due to the high temperature blending valve core is basically in a high temperature environment of $800\sim 1000\text{ }^\circ\text{C}$, a large amount of elemental sulfur, sulfur dioxide, hydrogen sulfide and the organic sulfur substance form a high-speed airflow in the high-temperature en-

收稿日期: 2020-10-05; 修订日期: 2020-10-14

Received: 2020-10-05; Revised: 2020-10-14

作者简介: 袁辉(1985—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为炼化企业装置生产运行优化及腐蚀防护。

Biography: YUAN Hui (1985—), Male, Master, Engineer, Research focus: production and operation optimization and corrosion protection of refining and chemical enterprises.

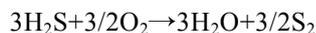
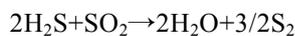
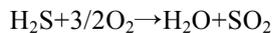
vironment, and the equipment is washed by the high-speed airflow, causing serious corrosion to the equipment. At the same time, NH_4HS crystallizes in the valve or ignition gun, and it is likely to deposit on the parts with lower flow rate, which will not only reduce the equipment function, but also cause corrosion under electrochemical scale. By analyzing the process principle, corrosion mechanism and corrosion status of the sulfur recovery device, combined with specific case analysis, corresponding protective measures are proposed.

KEY WORDS: sulfur recovery; corrosion; protection; corrosion mechanism; electrochemical corrosion

硫磺回收装置作为炼化一体化重要的环保设施, 肩负着将原油中大部分硫元素转化为单质硫的环保任务。因其反应环境多为高硫、高酸环境, 如何进行腐蚀防护是影响装置长周期运行的关键^[1-3]。装置运行期间, 装置溶剂再生塔顶回流罐入口焊缝、回流泵出口管线、高温掺和阀阀芯、二级硫冷凝器管束均出现了腐蚀^[4-6]。文中结合腐蚀现状, 系统分析其原因, 并提出解决办法, 为装置平稳长周期运行提供相关技术支持。

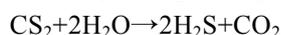
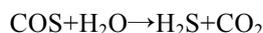
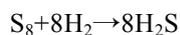
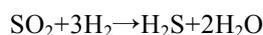
1 硫磺回收装置工艺原理及原则流程

本装置采用克劳斯硫回收工艺, 通过高温热反应和两级催化反应, H_2S 与 SO_2 在炉发生高温反应生成气态硫磺。未完全反应的 H_2S 和 SO_2 再经过转化器, 在催化剂的作用下, 进一步完成制硫过程。即一级高温转化, 二级催化转化工艺。其主要化学反应方程式为:



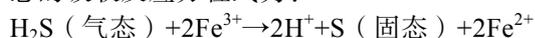
硫回收尾气中的元素 S、 SO_2 、COS 和 CS_2 等, 与氢气在专用加氢催化剂作用下, 将其还原或水解为 H_2S , 再用醇胺溶液吸收, 再生后的醇胺溶液循环使用。经吸收处理后的净化气中的总硫 $< 300 \text{ mg/L}$ 。

主要发生以下反应:

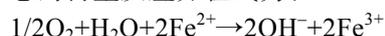


吸收塔顶排出的尾气进入脱硫反应器, 逆向接触 CTS 催化剂溶液, Fe^{3+} 与 HS^- 发生氧化还原反应, 最终生成单质硫及 Fe^{2+} 。除去硫化氢的尾气进入尾气焚烧炉焚烧后排放。在重力作用下, Fe^{2+} 溶液流入下部氧化反应器, 将催化剂中的 Fe^{2+} 与空气反应氧化成 Fe^{3+} 循环使用^[7-8]。部分循环液通过过滤机过滤出循环溶液中悬浮的单质硫后, 返回脱硫系统循环使用。

总的吸收反应方程式为:



总的再生反应方程式为:



原则流程如图 1 所示。

由于在整个工艺过程中一直存在硫化氢、二氧化硫、二氧化碳、二硫化碳、氮氧化物、水蒸气和硫蒸汽等, 这些介质对设备均存在不同程度的腐蚀, 因此防止这些介质中的硫化物腐蚀一直是硫磺装置解决的关键问题之一^[9-13]。

2 硫磺回收装置腐蚀机理

通过详细分析硫磺回收装置 NH_4HS 垢下腐蚀、 $\text{H}_2\text{S}-\text{H}_2\text{O}$ 腐蚀、 $\text{CO}_2-\text{H}_2\text{O}$ 型腐蚀、 $\text{H}_2\text{SO}_4/\text{H}_2\text{SO}_3$ 凝液腐蚀, 高温硫腐蚀等各种类型的腐蚀机理^[14-18], 为预防设备管线腐蚀提供理论依据。

2.1 NH_4HS 垢下腐蚀

酸性气中的 H_2S 、 NH_3 、Cl 等其他杂质在一定的条件下能反应生成 NH_4HS 、 NH_4Cl 等铵盐。当 NH_4HS 体积分数达到 2% 以上时, 可对碳钢产生严重腐蚀。在冲刷力作用下, 设备腐蚀部位不断腐蚀、脱落、壁厚减薄, 最后造成泄露。主要腐蚀部位有含氨酸性气分液罐系统、炉头含氨酸性气管线及各级硫冷凝器出口部位等。

2.2 $\text{H}_2\text{S}-\text{H}_2\text{O}$ 腐蚀

$\text{H}_2\text{S}-\text{H}_2\text{O}$ 型腐蚀环境中, 随温度的升高, 碳钢和低合金钢的均匀腐蚀加剧。在 $80 \text{ }^\circ\text{C}$ 时, 腐蚀速率最高, 在 $110\sim 120 \text{ }^\circ\text{C}$ 时, 腐蚀速率最低, 这种腐蚀的最初腐蚀速率可达 10 mm/a 以上。经过 $1500\sim 2000 \text{ h}$ 后, 随着硫化铁 (FeS) 保护膜形成, 可逐渐降低到 0.3 mm/a 并趋于平稳。但在流速大于 2.1 m/s 的高速流体冲刷下, 腐蚀速率加快。表现为均匀腐蚀、点(坑)蚀、氢脆、氢鼓泡、氢诱导开裂和硫化氢应力腐蚀开裂等。主要腐蚀部位有吸收塔顶气相管线、酸性气管线及酸性气分液罐系统、急冷塔塔盘等。

2.3 $\text{H}_2\text{S}-\text{CO}_2-\text{H}_2\text{O}$ 腐蚀

$\text{H}_2\text{S}-\text{CO}_2-\text{H}_2\text{O}$ 型腐蚀主要发生在脱硫塔顶部冷凝系统富含酸性气部位, 典型的腐蚀部位有吸收塔顶部管线。装置一般采用乙二醇胺脱出硫化氢和二氧化碳, 脱出后塔顶富含硫化氢、二氧化碳和水, 对碳钢发生均匀腐蚀。表现形式为均匀腐蚀、氢鼓泡及焊缝开裂等。其腐蚀反应方程式为:

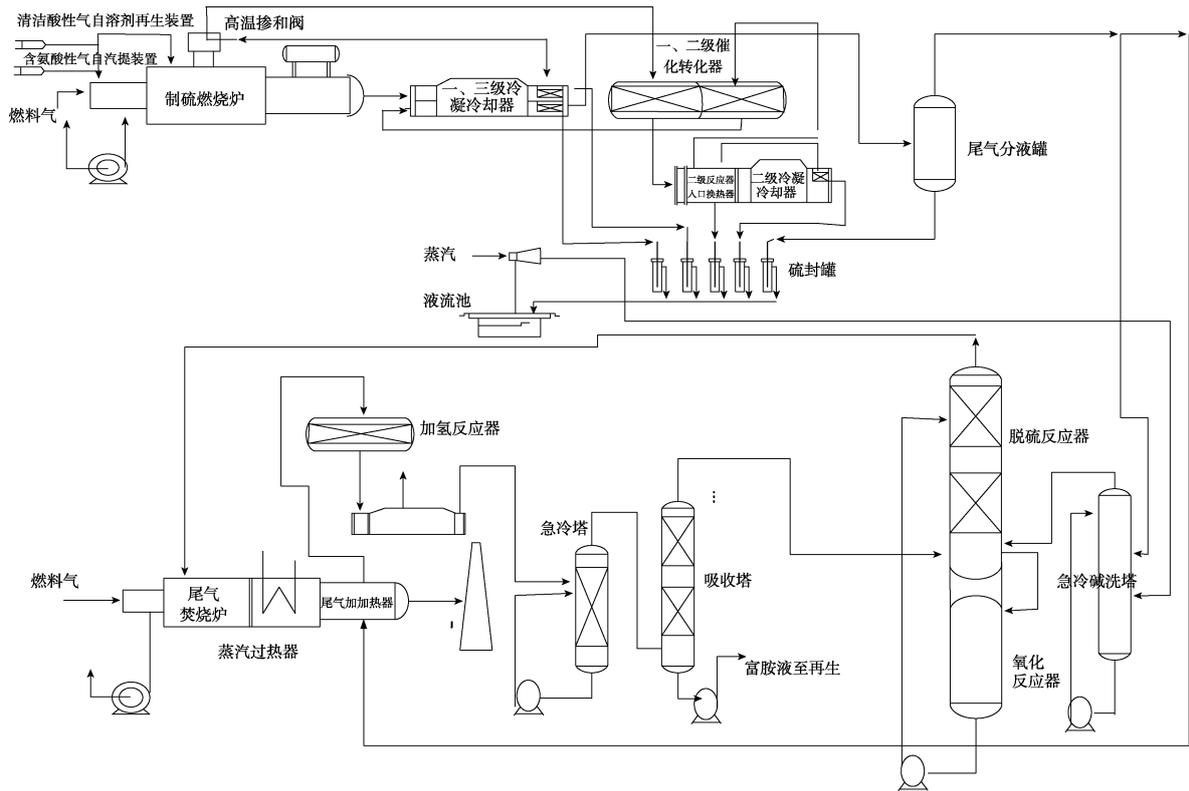
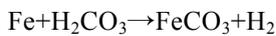
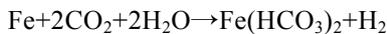


图1 硫磺回收装置流程

Fig.1 Flow chart of sulfur recovery unit



2.4 H₂SO₄、H₂SO₃凝液腐蚀

酸性气在制硫系统中燃烧形成 SO₂、SO₃ 物质，与水蒸气形成硫酸蒸汽，在制硫炉炉壁、余热锅炉出口管线以及烟道等部位形成严重的露点腐蚀。

2.5 高温硫腐蚀

在高温环境下（大于 240 ℃），活性硫及硫化物直接与金属发生反应，引起设备的均匀腐蚀，制硫燃烧炉及尾气焚烧炉炉头和炉体、余热锅炉、反应器入口加热器及高温掺和阀等均为高风险腐蚀部位。因硫磺回收装置操作温度高，且介质腐蚀性强，为缓解腐蚀，制硫燃烧炉、各级催化转化器及尾气焚烧炉均设

计成衬里结构。

3 硫磺回收装置腐蚀现状

通过管线测厚，发现腐蚀主要是酸性气和过程气造成的腐蚀，这与酸性气、过程气中所含有大量的腐蚀性介质密切相关。当燃烧形成的 SO₂、SO₃ 物质一旦出现，炉壁衬里会出现裂纹，则裂纹深处炉壁的 H₂SO₄、H₂SO₃ 凝液腐蚀就十分严重。经检查，炉壁人孔盖板的腐蚀就呈现出十分典型的 H₂SO₄、H₂SO₃ 凝液腐蚀形态。

通过管线测厚结果如下：三级冷凝冷却器至尾气分液罐管线的腐蚀速率局部>0.5 mm/a、一级冷凝冷却器至一级转化器管线及二级冷凝冷却器至过程气换热器管线腐蚀速率局部均>0.125 mm/a。腐蚀评价见表 1。

表 1 硫磺回收装置设备腐蚀评价及对策

Tab.1 Corrosion evaluation and countermeasures of sulfur recovery unit

序号	设备名称	腐蚀情况介绍及原因分析	结论及建议
1	急冷水空冷器进出口配管	管束材质为 07CrAlMoRe，管线局部腐蚀减薄较为明显。腐蚀机理为湿 H ₂ S 腐蚀	建议加强定点测厚监测，同时拆除少量局部空冷换热器翅片，通过测厚在线评价材质 07CrAlMoRe 的耐蚀性
2	制硫燃烧炉炉前清查酸性气管线弯头	局部腐蚀明显。腐蚀机理为湿 H ₂ S 腐蚀	建议加强定点测厚监测
3	尾气焚烧炉过程气到高掺阀管线弯头	局部腐蚀明显。腐蚀机理为湿 H ₂ S 腐蚀	建议加强定点测厚监测

4 硫磺回收装置腐蚀典型案例

4.1 制硫炉炉体高温硫腐蚀情况

制硫炉炉头锥体部位防雨罩下出现红热现象，衬里产生裂缝，高温过程气对锚固钉形成高温硫化腐蚀，造成衬里脱落，如图 2 所示。

4.1.1 制硫炉炉体腐蚀分析

由于开工初期酸性气来量波动，造成炉温不稳定，形成的很强烈热冲击。炉径较大，耐火砖之间的相互作用力较小。筒体外壁温度越高，膨胀系数越大，



变形量越大，内部衬里承受的拉应力就越大，进而造成耐火砖断裂引发塌落。由于高温过程气通过裂缝进入衬里与炉壁之间，造成锚固钉腐蚀断裂，进一步造成衬里脱落。

4.1.2 制硫炉炉体腐蚀防护

采用耐火可塑料快速修复脱落部位。由于可塑料属气-热硬性材料，不需养护。在此施工过程中，严格每个环节的质量关，加强工艺纪律，严格按照厂家提供的烘炉曲线操作，避免出现贯穿性裂缝，从根本上解决制硫炉炉体腐蚀现状。



图 2 制硫炉炉体腐蚀部位
Fig.2 Corrosion parts of sulfur furnace body

4.2 液硫及管线腐蚀案例分析

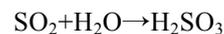
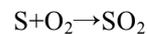
4.2.1 液硫泵及管线腐蚀情况

对液硫池、成型机、包装线等相关系统进行试车，发现液硫池蒸汽伴热管线损坏（该伴热管材质为 316L）。液硫脱气泵（P-2001B）伴热管与夹套连接处弯头穿孔、液硫泵叶片腐蚀、硫池蒸汽管立管断裂、液硫池低压蒸汽支管漏点等失效情况（如图 3 所示）。对损坏管线进行能谱分析（如图 4 所示）可知，腐蚀产物主要是氧、碳、硫等元素形成的化合物等。

4.2.2 液硫泵及管线腐蚀分析

水分先存在液硫池底部和硫磺中，随着液面的升高，腐蚀面从底部开始逐步上升，液硫泵壳腐蚀形貌呈现出环状腐蚀特性。伴热管、立管、底部支管、泵、叶轮的腐蚀形貌与泵壳相似。同时，从立管的减薄情

况看，内壁没有减薄的迹象，排除拉伸造成断裂可能，推断大面积腐蚀是造成失效的主要原因。造成失效的反应为：



相关资料证明（见表 2），铬不锈钢、铬镍不锈钢和铬镍钼不锈钢，在室温浓硫酸中具有较好的耐蚀性，随着温度的升高腐蚀速率也明显升高。

反应生成的亚硫酸随着温度的升高，对泵、伴热管、蒸汽管线产生了不同程度的腐蚀。液硫中漏入蒸汽，对管线、设备的腐蚀会急剧加重。在蒸汽泄漏后，腐蚀造成断面减薄，加上管线震动的影响，产生疲劳断裂，导致立管断裂。

4.2.3 液硫泵及管线腐蚀防护

提升液硫池伴热线材质及硫池内壁防腐材料是



图 3 部件腐蚀穿孔
Fig.3 Corrosion and perforation of parts

Element	ω/%	X/%
CK	09.94	18.15
OK	30.96	42.44
NaK	14.31	13.65
Alk	00.57	00.47
Sik	00.51	00.40
SK	19.50	13.34
KK	01.14	00.64
CaK	11.48	06.28
CrK	02.54	01.07
FeK	09.04	03.55
Matrix	Correction	ZAF

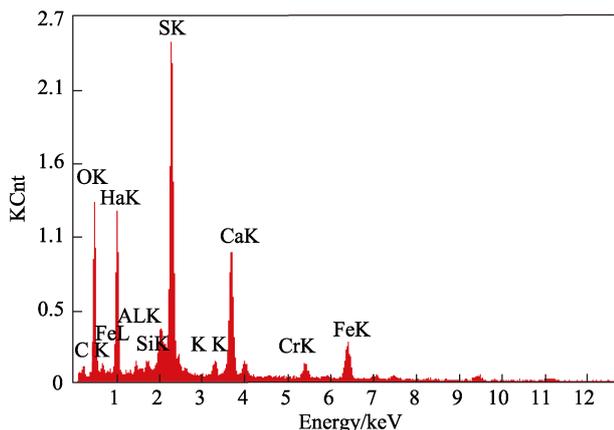


图4 断口能谱图
Fig.4 Fracture energy spectrum

表2 几种材料在97%浓硫酸中的腐蚀速率
Tab.2 Corrosion rate of several materials in 97% concentrated sulfuric acid mm/a

材料	60 °C	100 °C	挂片实验(合成酒精)(60±10)°C
0Cr17Ni4Cu3Nb	0.10	0.70	0.25
0Cr18Ni18Mo2Cu2Nb	0.14	0.70	0.31
1Cr18Ni18Ni9Ti	0.16	1.35	0.40
Ni65Mo28	0.10	0.55	0.006
1Cr18Ni11Si4AlTi	0.07	0.50	0.048

确保液硫泵及管线防腐的关键，同时要经常检查液硫池顶部人孔封盖是否有雨水或者其他液体介质窜入情况，检查蒸汽管是否完好，发现有泄漏隐患及时处理。

4.3 高温掺和阀腐蚀案例分析

1) 高温掺和阀腐蚀情况生产过程中发现一套制硫炉高温掺和阀温度调节异常。将高温掺和阀阀位大幅度调节，阀门动作灵活，定位准确，但是出口温度没有明显变化，初步判定高温掺和阀阀芯腐蚀严重或阀芯脱落。经过紧急停工打开现场阀门后，情况如图5所示。

2) 高温掺和阀腐蚀分析。过程气中含有二氧化硫、硫化氢及有机硫，经过混合后，温度达到800~1000 °C，与高温掺和阀阀芯发生高温硫腐蚀反应，加上高速气流冲刷，腐蚀加剧。长时间运行，导致阀



图5 阀芯腐蚀情况
Fig.5 Corrosion of valve core

芯形状发生改变，轻则影响调节精度，重则调节失灵。

3) 高温掺和阀腐蚀防护。工艺方面定期进行小阀位运行试验，将阀芯部位积硫冲刷干净，防止积硫造成垢下腐蚀。设备方面通过提升高温掺和阀阀体防腐材质，以提高其耐腐蚀性能。或者更换为蒸汽或电加热等换热方式。

4.4 阀门腐蚀及点火枪部位腐蚀堵塞案例分析

4.4.1 阀门腐蚀及点火枪部位腐蚀堵塞情况

图6a所示部位是制硫燃烧炉余热锅炉出口过程气管线蝶阀。此部位阀门在大负荷运行时处于常开状态，在烘炉期间处于常闭状态，尤其在低负荷时，常通过此阀门调节制硫炉负荷及配风稳定。由于余热锅炉管束取热效率降低，导致该部位超温运行，造成腐蚀结垢卡死现象，对操作造成严重影响。图6b所示部位点火枪插入口，为防止正常运行过程中高温火焰损坏点火枪，故点火后将点火枪拔出，由此造成该部位气体流动差，NH₄HS 结晶体再次积聚，为再次点火造成困难。硫磺回收装置阀门腐蚀卡死情况时有发生，并且点火枪部位有NH₄HS 结晶析出，这些关键部位腐蚀更容易导致装置的非计划停工。



a 高温阀门
b 点火枪插入口
图6 高温阀门腐蚀及点火枪部位腐蚀堵塞情况
Fig.6 Corrosion of (a) high temperature valve and corrosion blockage (b) of ignition gun

4.4.2 阀门腐蚀及点火枪部位腐蚀堵塞分析

如图6所示，阀门位于制硫燃烧炉后部余热锅炉管程出口管线上，操作温度为240~380 °C。由于余热锅炉管束结垢取热不足，导致该部位长期超温积硫、

积碳腐蚀, 阀门卡死。尤其在装置低负荷时该阀门失去调节制硫系统负荷的作用, 导致制硫燃烧炉操作难度加大。

NH_4HS 结晶在点火枪部位析出, 在流速较低部位结垢沉积, 堵塞设备造成功能下降, 产生电化学垢下腐蚀^[19-20]。在流速较大的地方, 不断的冲刷造成管线设备腐蚀脱落、减薄、穿孔。硫磺回收装置各级硫冷凝器均是腐蚀监控的重点部位。

4.4.3 阀门腐蚀及点火枪部位腐蚀堵塞腐蚀防护

工艺方面严格控制酸性气中烃类含量, 以及控制除氧水制硫, 并加强日常锅炉水定连排及加药操作, 防止余热锅炉管束结垢。设备方面及时更换受腐蚀的阀门及管线, 严格监控关键部位的腐蚀情况做好台账及时分析并采取措施。点火枪部位处于低流速状态易造成铵盐聚集, 因此日常应做好保护风畅通, 避免铵盐聚集堵塞。

5 结语

1) 硫磺回收装置分常规 Claus、尾气处理、液硫脱气、尾气提标及成型包装等 5 个工序, 通过了解腐蚀机理, 并结合具体腐蚀案例详细分析其失效原因, 为做好系统的腐蚀与防护工作提供支持。

2) 从 $\text{H}_2\text{S}-\text{H}_2\text{O}$ 型腐蚀、 NH_4HS 垢下腐蚀、冲刷腐蚀、 $\text{CO}_2-\text{H}_2\text{O}$ 型腐蚀等几方面详细分析各种类型的腐蚀机理, 为预防设备管线腐蚀提供理论依据。

3) 介质腐蚀性是威胁硫磺回收装置长周期运行的关键因素。从提升设备材质和优化工艺操作方面入手做好防护措施, 减缓装置腐蚀。

参考文献:

- [1] 张杰. 硫磺回收装置液硫储罐的腐蚀检测与评估[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2020, 37(4): 38-41.
ZHANG Jie. Corrosion Detection and Evaluation of Liquid Sulfur Tank in Sulfur Recovery Unit[J]. Petrochemical Corrosion and Protection, 2020, 37(4): 38-41.
- [2] 周玉红. 硫磺回收装置尾气二氧化硫达标排放工艺优化[J]. 化工设计通讯, 2020, 46(10): 65-66.
ZHOU Yu-hong. Optimization of Sulfur Dioxide Emissions from Tail Gas of Sulfur Recovery Unit[J]. Chemical Engineering Design Communications, 2020, 46(10): 65-66.
- [3] 白永成. 硫磺回收装置急冷水腐蚀泄漏分析及对策[J]. 化工管理, 2020, 7(21): 149-150.
BAI Yong-cheng. Analysis and Countermeasures of Corrosion Leakage of Quench Water in Sulfur Recovery Device[J]. Chemical Management, 2020, 7(21): 149-150.
- [4] 张倩, 卢海东, 张碧波, 等. 某高含硫天然气净化厂尾气 SO_2 减排措施探讨[J]. 石油与天然气化工, 2020, 49(3): 8-13.
ZHANG Qian, LU Hai-dong, ZHANG Bi-bo, et al. Discussion on Tail Gas SO_2 Emission Reduction Measures of a High-sulfur Natural Gas Purification Plant[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2020, 49(3): 8-13.
- [5] 徐明彬. 2 万吨/年硫磺回收装置加氢反应器预硫化过程中硫穿透原因分析[J]. 化工管理, 2020(17): 102-103.
XU Ming-bin. Analysis of Sulfur Breakthrough during the Presulfurization Process of the Hydrogenation Reactor of the 20, 000 Tons/Year Sulfur Recovery Unit[J]. Chemical Management, 2020(17): 102-103.
- [6] HUANG Shan, TENG Zhao-hui, ZHANG Li-sheng, et al. Kinetic Modeling Study of the Industrial Sulfur Recovery Process for Operating Condition Optimization[J]. Journal of Chemistry, 2020, 2020: 1-12
- [7] 王团亮. 高含硫天然气净化装置硫冷器失效分析及防护[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2019, 36(6): 41-43.
WANG Tuan-liang. Failure Analysis and Protection of Sulphur Cooler in High Sulphur Natural Gas Purification Unit[J]. Corrosion & Protection in Petrochemical Industry, 2019, 36(6): 41-43.
- [8] SALISU I, ANOOP J, ABHIJEET R. Aromatics Oxidation in the Furnace of Sulfur Recovery Units: Model Development and Optimization[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 83: 103581.
- [9] 盛斌, 曾强, 吴遥, 等. 浅析忠县分厂硫磺回收装置尾气 SO_2 排放影响因素和控制措施[J]. 石油与天然气化工, 2019, 48(3): 34-38.
SHENG Bin, ZENG Qiang, WU Yao, et al. Influencing Factors and Control Measures of SO_2 Emission from Sulfur Recovery Unit of Zhongxian Branch[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2019, 48(3): 34-38.
- [10] 陆惟, 覃越, 郭麒麟, 等. CT6-4B 硫磺回收催化剂在回收装置应用上的性能研究[J]. 当代化工研究, 2016(3): 78-79.
LU Wei, QIN Yue, GUO Qi-lin, et al. Property Research on the Application of CT6-4B Sulfur Recovery Catalyst Property In Recovery Device [J]. Chemical Intermediate, 2016(3): 78-79.
- [11] 王会强. 四川石化 100 kt/a 硫磺回收及尾气处理装置运行总结[J]. 石油与天然气化工, 2015, 44(4): 33-38.
WANG Hui-qiang. Operation Summary of Sichuan Petrochemical 100 kt/a Sulfur Recovery and Tail Gas Treatment Unit[J]. Petroleum and Natural Gas Chemical Industry, 2015, 44(4): 33-38.
- [12] 王会强. 硫磺回收装置长周期运行存在的问题分析及对策[J]. 硫酸工业, 2017(8): 30-34.
WANG Hui-qiang. Problems Analysis and Countermeasures of Long Term Operation of Sulfur Recovery Unit[J]. Sulfuric Acid Industry, 2017(8): 30-34.
- [13] 刘建龙, 鲁刚, 徐凯勃, 等. 络合铁脱硫技术在硫磺回收尾气处理中的应用[J]. 石油炼制与化工, 2018(7): 81-84.
LIU Jian-long, LU Gang, XU Kai-bo, et al. Application of Complex Iron Desulfurization Technology in Sulfur Re-

- covery Tail Gas Treatment[J]. *Petroleum Processing and Petrochemicals*, 2018(7): 81-84.
- [14] 彭礼成. 硫磺回收联合装置的腐蚀与防护[J]. *石油化工腐蚀与防护*, 2019(1): 31-36.
PENG Li-cheng. Corrosion and Protection of Sulfur Recovery Unit[J]. *Petrochemical Corrosion and Protection*, 2019(1): 31-36.
- [15] 赵敏. 硫磺回收装置尾气处理单元腐蚀问题分析[J]. *石油化工腐蚀与防护*, 2017(3): 29-32.
ZHAO Min. Corrosion Analysis of Tail Gas Treatment Unit in Sulfur Recovery Unit[J]. *Petrochemical Corrosion and Protection*, 2017(3): 29-32.
- [16] 张敦荣, 何灵生, 王学斌, 等. 硫磺回收装置腐蚀管理[J]. *石油化工腐蚀与防护*, 2019(3): 39-41.
ZHANG Dun-rong, HE Ling-sheng, WANG Xue-bin, et al. Corrosion management of sulfur recovery unit[J]. *Petrochemical Corrosion and Protection*, 2019(3): 39-41.
- [17] 陈轩, 刘文彬, 李俊林, 等. 硫磺回收装置循环水换热器的腐蚀原因分析[J]. *腐蚀与防护*, 2017(10): 812-814.
CHEN Xuan, LIU Wen-bin, LI Jin-lin, et al. Corrosion Analysis of Circulating Water Heat Exchanger in Sulfur Recovery Unit[J]. *Corrosion and Protection*, 2017(10): 812-814.
- [18] 王华雨. 硫磺回收装置工艺设备腐蚀成因与防护措施[J]. *化工管理*, 2019(6): 107.
WANG Yu-hua. Corrosion Causes and Protection Measures of Process Equipment in Sulfur Recovery Unit[J]. *Chemical Management*, 2019(6): 107.
- [19] 王会强. 硫磺回收联合装置腐蚀与防护[J]. *炼油与化工*, 2020(4): 45-48.
WANG Hui-qiang. Corrosion and Protection of Sulfur Recovery Unit[J]. *Oil Refining and Chemical Industry*, 2020(4): 45-48.
- [20] 王会强. 可控氧含量工艺在硫磺回收装置停车过程中的应用[J]. *中外能源*, 2020(6): 90-95.
WANG Hui-qiang. Application of Controllable Oxygen Content Process in Shutdown Process of Sulfur Recovery Unit[J]. *Chinese and Foreign Energy*, 2020(6): 90-95.