

**Hengyi Industries Sdn Bhd**

**恒逸实业（文莱）有限公司**

HYBN-T4-11-0005-025-2021

**Production Technology Monthly Report**

**of Kerosene Hydrotreating**

**航煤加氢生产技术月报**

Issued Date：Jul 2021 发布日期：2021年7月

Prepared by: Yap Ai Hui

**编 写：叶爱慧**

Checked by: Yang Shihai

**审 核：杨仕海**

Approved by:Sun Jianhuai

**审 定：孙建怀**

**目 录**

[1 生产概况 1](#_Toc78963457)

[2 生产大事记 2](#_Toc78963458)

[3 装置能耗 4](#_Toc78963459)

[3.1 综合能耗及对比 4](#_Toc78963460)

[3.2 装置能耗对比分析 5](#_Toc78963461)

[3.3 装置节能情况 6](#_Toc78963462)

[4 装置原料 7](#_Toc78963463)

[4.1 原料性质 7](#_Toc78963464)

[4.2 原料质量与控制指标分析 8](#_Toc78963465)

[5 产品质量 8](#_Toc78963466)

[5.1 馏出口合格率 8](#_Toc78963467)

[5.2 馏出口合格率 9](#_Toc78963468)

[6 工艺过程管理 10](#_Toc78963469)

[6.1 工艺控制指标 10](#_Toc78963470)

[6.2 装置平稳率 11](#_Toc78963471)

[7 工艺联锁及报警 11](#_Toc78963472)

[7.1 装置联锁投用情况 11](#_Toc78963473)

[7.2 装置联锁启动情况说明 11](#_Toc78963474)

[7.3 生产过程参数报警 12](#_Toc78963475)

[8 化工辅料、催化剂管理 12](#_Toc78963476)

[8.1 化工辅料消耗 12](#_Toc78963477)

[9 工艺技术分析 13](#_Toc78963478)

[9.1 原料组成、掺炼比例变化的技术分析 13](#_Toc78963479)

[9.2 反应器压降、温升及催化剂运行状况 15](#_Toc78963480)

[9.3 主要工艺参数调整的技术分析 17](#_Toc78963481)

[9.4 生产瓶颈、热点问题的技术分析 18](#_Toc78963482)

[9.5 新工艺、新技术、新产品试、投用分析等 18](#_Toc78963483)

[10 技术改造 18](#_Toc78963484)

[10.1 技改项目实施进度 18](#_Toc78963485)

[10.2 技术改造项目效果评价 18](#_Toc78963486)

[11 生产波动分析 18](#_Toc78963487)

[12 工艺防腐 19](#_Toc78963488)

[12.1 原料杂质含量分析 19](#_Toc78963489)

[12.2 相关设施运行情况 20](#_Toc78963490)

[12.3 腐蚀监测点分析结果 20](#_Toc78963491)

[13 环保管理 21](#_Toc78963492)

[13.1 环保监控点分析数据 21](#_Toc78963493)

# 

# 1 生产概况

本月装置按柴油方案生产，全月加工航煤原料共计9.6万吨，焦化汽油0.31万吨，产品柴油产品8.8万吨，装置平均加工量125.0t/h，加工负荷80.7%。

装置综合能耗11.20KgEo/t，运行平稳率99.86%，联锁投用率100%。

表1-1 加工任务完成情况

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 指标名称 | 设计 | | 2020年7月 | | 2021年6月 | | 2021年7月 | | 本年累计 | |
| 数量,t/h | 收率,% | 数量,t/h | 收率,% | 数量,t/h | 收率,% | 数量,t/h | 收率,% | 数量,t | 收率,% |
| **原料：** | 155.13 | 100.23 | 150.14 | 100.21 | 122.56 | 100.28 | 124.95 | 100.28 | 635823.74 | 100.26 |
| 罐区航煤 | 155 | 100 | 61.55 | 41.09 | 64.76 | 52.84 | 48.05 | 38.57 | 249945.27 | 39.41 |
| 直供航煤 | 88.26 | 58.91 | 54.46 | 44.44 | 72.50 | 58.19 | 373094.44 | 58.83 |
| 焦化汽油 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 4.44 | 3.64 | 4.04 | 3.24 | 11107.95 | 1.75 |
| 氢气 | 0.36 | 0.23 | 0.32 | 0.21 | 0.34 | 0.28 | 0.35 | 0.28 | 1676.08 | 0.26 |
| **产品：** | 155.13 | 100.23 | 149.48 | 99.77 | 122.43 | 100.17 | 124.82 | 100.18 | 634628 | 100.08 |
| 产品柴油 | 153.9 | 99.41 | 140.29 | 93.64 | 112.31 | 91.64 | 114.38 | 91.80 | 593401.77 | 93.57 |
| 石脑油 | 0.46 | 0.38 | 2.39 | 1.60 | 8.83 | 7.2 | 9.19 | 7.38 | 34902.30 | 5.50 |
| 塔顶气 | 0.77 | 0.44 | 0.07 | 0.05 | 0.92 | 0.75 | 1.04 | 0.84 | 3882.64 | 0.61 |
| 轻污油 | 0 | 0 | 6.13 | 4.094 | 0.33 | 0.27 | 0.16 | 0.13 | 716.09 | 0.11 |
| 废氢 | 0 | 0 | 0.59 | 0.40 | 0.04 | 0.03 | 0.04 | 0.03 | 209.04 | 0.03 |
| 不合格柴油 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 1516.64 | 0.24 |
| 加工损失 | 0 | 0 | 0.66 | 0.44 | 0.13 | 0.11 | 0.13 | 0.10 | 1195.25 | 0.19 |

装置总液收99.31%，相比设计减少0.48个百分点，其中柴油收率91.80%，低于设计收率，石脑油收率7.38%，高于设计收率。本月航煤装置按柴油方案生产，焦化汽油掺炼量平均为4.04t/h，环比降低0.4t/h；产品柴油8.8万吨，由于23日焦化干气部分中断，装置在应急过程因反应系统及分馏系统温度持续下滑导致产品柴油改不合格线，共0.11万吨。本月下旬根据公司要求多产石脑油，石脑油终馏点控制在175℃-178℃，轻组分拔出量增加，同比生产柴油方案期间，因石脑油至常减压流程技改尚未投用，使得大部分石脑油改至地下污油罐，因此同比生产柴油组分时，石脑油收率升高5.78%，产品柴油收率降低1.84%。

图1-1 装置加工负荷情况

7月份装置加工负荷80.7%，环比略增加1.5%。2020年7月航煤加氢装置加工部分外购航煤，用于生产柴油调和组分，装置维持高负荷运行，加工负荷同比减少16.1%。

表1-2 关键经济技术指标完成情况

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 指标名称 | 考核指标 | 实际指标 | 备注 |
| 1 | 热供料比例：% | ≥80 | 58.19 | 装置掺炼焦化汽油，月平均掺炼量在4.04t/h，反应温升平均在16至20℃，为防止P-101与D-102入口温度超指标上限，故提高罐供料比例。 |
| 2 | 能耗： KgEo/t | ≤8.64 | 11.20 | 柴油方案，产品闪点要求更高，分馏温度高。 |
| 3 | 缓蚀剂单耗：mg/L | ≤0.8 | 0.69 | - |
| 4 | 加工损失：% | ≤0.5 | 0.10 | - |

# 2 生产大事记

|  |  |
| --- | --- |
| 日期 | 装置生产记事 |
| 7月1日 | 反应温度由282℃提至283℃，C201顶部温度由164℃降至161℃。 |
| 7月3日 | 反应温度由283℃提至283.5℃，C201顶部温度由161℃提至162℃。 |
| 7月4日 | 反应温度由283.5℃降至283℃，C201顶部温度由162℃提至163℃。 |
| 7月5日 | C201顶部温度由163℃提至160℃。 |
| 7月6日 | C201顶部温度由160℃提至161℃。 |
| 7月7日 | C201顶部温度由161℃提至162℃。 |
| 7月8日 | C201顶部温度由162℃降至161℃。 |
| 7月9日 | C201顶部温度由161℃降至159℃。 |
| 7月10日 | C201顶部温度由159℃提至163℃。 |
| 7月11日 | C201顶部温度由163℃降至162.5℃。 |
| 7月13日 | 反应温度由283℃降至282℃，C201顶部温度由162.5℃降至161℃。 |
| 7月14日 | 反应温度由282℃提至282.5℃，C201顶部温度由161℃提至162℃。 |
| 7月15日 | 反应温度由282.5℃降至281.5℃，C201顶部温度由162℃提至162.5℃。 |
| 7月16日 | C201顶部温度由162.5℃降至162℃。 |
| 7月17日 | 反应温度由281.5℃降至280℃。 |
| 7月18日 | 反应温度由280℃提至281℃，C201顶部温度由162℃提至163℃。 |
| 7月19日 | 反应温度由281℃降至280℃。 |
| 7月20日 | C201顶部温度由163℃降至161℃。 |
| 7月21日 | C201顶部温度由161℃提至161.5℃。 |
| 7月22日 | 反应温度由280℃降至279℃, C201顶部温度由161.5℃提至162.5℃。 |
| 7月23日 | 焦化干气部分中断应急，航煤分馏炉灭路，产品柴油改至不合格线， C201顶部温度由162.5℃降至160℃。。 |
| 7月24日 | 产品柴油改至合格线，4t/h焦化汽油全退出，直供直馏航煤由69t/h提至73t/h，反应总进料维持125t/h，反应温度由279℃提至284℃，C201顶部温度由160℃提至167.5℃。 |
| 7月25日 | 反应温度由284℃降至283℃，C201顶部温度由167.5℃降至164.5℃。 |
| 7月26日 | 反应温度由283℃降至282℃，C201顶部温度由164.5℃提至166.5℃。 |
| 7月27日 | 引4t/h焦化汽油，反应总进料维持125t/h，反应温度由282℃降至278.5℃，C201顶部温度由166.5℃提至163℃。 |
| 7月28日 | 焦化汽油从4t/h提至5t/h，反应总进料维持125t/h，反应温度由278.5℃降至276℃，C201顶部温度由163℃降至161℃。 |
| 7月29日 | 反应温度由276℃降至275℃，C201顶部温度由161℃提至162℃。 |
| 7月30日 | C201顶部温度由162℃降至160.5℃。 |
| 7月31日 | C201顶部温度由160.5℃提至162.5℃。 |

# 3 装置能耗

## **3.1 综合能耗及对比**

表3-1 综合能耗及数据对比

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 折标系数 | 设计 | | | 2020年7月 | | | 2021年6月 | | | 2021年7月 | | | 本年累计 | | |
| 数量 | 单耗 | 单位能耗 | 数量 | 单耗 | 单位能耗 | 数量 | 单耗 | 单位能耗 | 数量 | 单耗 | 单位能耗 | 数量 | 单耗 | 单位能耗 |
| t/h | t/t | KgEo/t | t/h | t/t | KgEo/t | t/h | t/t | KgEo/t | t/h | t/t | KgEo/t | t | t/t | KgEo/t |
| 加工量 | - | 155 |  |  | 150.1 |  |  | 122.6 |  |  | 125.0 |  |  | 635823.7 |  |  |
| 燃料气 | 800 | 0.723 | 0.0047 | 5.43 | 1.70 | 0.01 | 9.04 | 0.85 | 0.01 | 6.76 | 0.88 | 0.007 | 6.92 | 5092.958 | 0.0080 | 7.83 |
| 循环水 | 0.10 | 221.4 | 1.43 | 0.085 | 627.26 | 4.18 | 0.42 | 582.85 | 4.76 | 0.48 | 584.31 | 4.68 | 0.47 | 3101908 | 4.8786 | 0.49 |
| 除氧水 | 9.20 | 0 | 0 | 0 | 0.02 | 0.00 | 0.00 | 1.01 | 0.01 | 0.08 | 1.007 | 0.008 | 0.07 | 3264.25 | 0.0051 | 0.05 |
| 生产水 | 0.17 | 0 | 0 | 0 | 0.14 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0.001 | 0 | 0 | 4.53 | 0.0000 | 0 |
| 电 | 0.23 | 1318.2 | 8.51 | 1.85 | 1612.21 | 10.74 | 2.47 | 2031.21 | 16.57 | 3.81 | 2023.78 | 16.20 | 3.73 | 8845684 | 13.9122 | 3.20 |
| 氮气 | 0.15 | 6 | 0.038 | 0.006 | 1.33 | 0.01 | 0.00 | 0.42 | 0.003 | 0.001 | 0.455 | 0.004 | 0.0005 | 2152.346 | 0.0034 | 0.0005 |
| 仪表风 | 0.03 | 100 | 0.645 | 0.024 | 66.44 | 0.44 | 0.01 | 115.97 | 0.95 | 0.03 | 112.73 | 0.90 | 0.03 | 448504.8 | 0.7054 | 0.02 |
| 凝结水 | 7.65 | 0.5 | 0.003 | -0.019 | 0.25 | 0.00 | 0.01 | 0.24 | 0.002 | -0.02 | 0.25 | 0.002 | -0.015 | 1369.74 | 0.0022 | -0.016 |
| 综合能耗 | - | - | - | 8.64 | - | - | 11.93 | - | - | 11.14 | - | - | 11.20 |  |  | 11.57 |

本月装置综合能耗为11.20KgEo/t，环比减少0.06KgEo/t，同比增加0.73KgEo/t，高出设计能耗2.56KgEo/t。能耗超设计的主要原因为装置目前按柴油生产方案运行，产品质量指标要求更高。本月燃料气消耗共计679吨，环比增加69.1吨，单位能耗增加0.16KgEo/t；装置电耗环比减少91787千瓦时，因此单位能耗减少0.08 KgEo/t。

## **3.2 装置能耗对比分析**

（1）燃料气：

本月装置燃料气消耗平均在1520Nm3/h，环比增加121Nm3/h。

表3-2 燃料气介质单耗及能耗月度统计

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 月份 | 加工负荷，% | 单耗，t/t | | 能耗，kgEo/t | |
| 设计值 | 实际值 | 设计值 | 实际值 |
| 2021.07 | 80.7 | 0.0047 | 0.008 | 5.249 | 6.92 |
| 2012.06 | 79.1 | 0.0047 | 0.007 | 5.249 | 6.76 |
| 2021.05 | 80.4 | 0.0047 | 0.010 | 5.249 | 5.64 |
| 2021.04 | 89.2 | 0.0047 | 0.010 | 5.249 | 7.75 |
| 2021.03 | 78.6 | 0.0047 | 0.010 | 5.249 | 7.91 |
| 2021.02 | 85.7 | 0.0047 | 0.008 | 5.249 | 6.36 |
| 2021.01 | 65.8 | 0.0047 | 0.009 | 5.249 | 7.14 |

装置设计燃料气消耗量为0.723t/h，实际运行过程中，由于系统燃料气的热值（约930MJ/t）低于设计燃料气热值，因此加热炉实际燃料气使用量高于设计值。

另一方面，本月装置按柴油方案生产，分馏塔塔底温度平均247.8℃，相比设计温度偏高9.8℃，重沸炉的实际负荷高于设计负荷，因此燃料气消耗高于设计消耗。

图3-1 燃料气消耗量与能耗变化趋势

燃料气单耗在航煤加氢装置总能耗中的占比约65%，是影响装置综合能耗的主要因素，且航煤加氢装置综合能耗与燃料气消耗呈正相关关系。本月23日灵活焦化紧急停工，导致部分焦化干气中断，航煤加氢两套炉子使用部分管网燃料气，燃料气组分热值骤降，且应急过程中，由于焦化干气携带大量的氮气，导致分馏炉熄灭，分馏炉燃料气消耗减少160Nm3/h，因此单日综合能耗为全月最低11.01KgEo/t。

为优化调整航煤加氢装置F101燃烧情况，保证燃料气量有调整富裕度，燃料气控制阀阀开度不靠下限控制，26日后，将D-102入口温度从125~135℃改为135~145℃，使得分馏系统充分利用反应段热能，，重沸炉消耗量减少约100Nm3/h。加之，22日原油结构调整后，原油中硫含量总体下降，为控制产品柴油大罐硫含量的富裕度，航煤加氢装置产品硫含量按内控指标6~8mg/kg，当D-102入口指标变更后，F-101燃料气消耗量并未明显增加，因此月末综合能耗呈现下降趋势。

本月17日至25日根据计调部安排生产一批闪点≥68℃的柴油，在此期间航煤加氢装置产品柴油闪点控制指标改为由≥61℃改为≥63℃，加之本月中旬后增加石脑油，因此本月总体燃料气消耗量环比增加70Nm3/h，单耗环比增加0.16 KgEo/t。

（2）电耗：

本月电力消耗根据部门统计专业发布的电耗数据平均每小时1556KW·h，相比设计增加238KW·h，设备电耗小时量相比上月减少60KW·h，主要原因为本月焦汽掺炼量环比平均降低0.4t/h，使得A-101负荷减少。根据计调部平衡后的能源数据报表，本月电力消耗平均每小时2023KW·h，与上个月基本一致，相比设计增加713KW·h，故本月加工量环比增加1.5%。因此总体电单耗相比上月降低0.08KgEo/t。

（3）加工负荷影响：

图3-2 能耗与加工负荷对比

装置综合能耗总体与加工负荷成反比，本月加工负荷环比略高1.5%，因此综合能耗环比减少0.06KgEo/t。同比生产柴油方案，虽同比加工负荷降低16.1%，但因本月燃料气单耗同比减少2.12KgEo/t，使得2020年7月份综合能耗增加0.73KgEo/t。

## **3.3 装置节能情况**

3.3.1 主要节能工作开展情况

（1）节能措施

1）控制加热炉炉膛氧含量在4-6%之间，排烟温度125-135℃，确保两台加热炉热效率在91.5%以上。

2）控制热进料比例不低于80%，将D-101入口温度提至100-115℃，减少F-101的瓦斯消耗。

3）装置能耗跟原料性质紧密相关，在原料组分变重后，操作上要根据塔顶负荷情况，尽量提高进塔温度，充分利用反应热量，降低分馏重沸炉运行负荷。

（2）节能设施运行情况

1）加热炉余热回收系统运行工况正常。根据烟气露点温度，将排烟温度维持在120℃ - 130℃。

2）变频电机投用。装置内鼓引风机和空冷风机的变频全部投用，根据温度变化进行自动变频调节。

3）加热炉高效运行，通过温度控制氧含量和排烟温度，加热炉平均热效率不低于91.5%。

3.3.2 对装置节能工作的建议

1）E-101跨线要维持最小开度，提高F-101入口温度，保证F-101 低负荷运行。

2）尽量增加热供料比例，确保D-101入口温度不小于115℃。

3）调整加热炉火嘴燃烧状态，确保瓦斯充分燃烧，保证加热炉热效率不低于91.5%。

4）在分馏塔运行稳定的前提下，提高分馏进塔温度，尽量保持TV-20201全关，降低重沸炉负荷。

# 4 装置原料

## **4.1 原料性质**

表4-1 原料油主要性质

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 采样点 | 分项目 | 规格指标 | 单位 | 上旬取样  （时间：06:00  2021.7.5） | 中旬取样  （时间：06:00  2021.7.19） | 下旬取样  （时间：06:00  2021.7.26） |
| SC10103-混合原料油 | 密度 | 776 ～ 839 | kg/m3 | 809.8 | 808.9 | 815.9 |
| 初馏点 | - | ℃ | 132 | 135 | 156 |
| 10%回收温度 | ≤ 200 | ℃ | 181 | 182 | 187 |
| 50%回收温度 | - | ℃ | 207 | 207 | 211 |
| 90%回收温度 | - | ℃ | 234.5 | 233.5 | 237 |
| 终馏点 | 230 ～ 260 | ℃ | 252 | 250 | 254.5 |
| 硫含量 | ≤3500 | mg/kg | 1658 | 1679 | 1097 |
| 赛波特颜色 | - | - | 24 | 26 | 30 |
| 氮含量 | ≤4 | mg/kg | 3.1 | 5.8 | 3.7 |
| 水含量 | ≤300 | mg/kg | 216 | 170 | 123 |
| 总芳烃,% | - | m/m | 19.8 | 20.2 | 22.8 |
| 多环芳烃,%(m/m) |  |  | 3 | 3.2 | 4.3 |

本月原料硫含量最大1851mg/kg，最低1092mg/kg ，平均硫含量1561.5mg/kg，硫含量相比上月平均增加243.6mg/kg。原料氮含量在本月最高6.7mg/kg，大于设计氮含量4mg/kg，平均氮含量为5.0mg/kg，相比上月平均增加1.4mg/kg。

## **4.2 原料质量与控制指标分析**

表4-2 原料指标分析数据

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 组分 | 最大值 | 最小值 | 平均值 | 合格 | 不合格 | 合格率,% |
| SC10103-混合原料油 | 密度(15℃),776 ～ 839,kg/m3 | 815.9 | 807.1 | 809.9 | 30 | 0 | 100.00 |
| 初馏点,℃ | 156 | 131.5 | 135.2 | 13 | 0 | 100.00 |
| 10%回收温度,≤ 200,℃ | 187 | 180 | 181.8 | 13 | 0 | 100.00 |
| 50%回收温度,℃ | 211 | 206 | 207.3 | 13 | 0 | 100.00 |
| 90%回收温度,℃ | 237 | 233.5 | 234.3 | 13 | 0 | 100.00 |
| 终馏点,230 ～ 260,℃ | 254.5 | 250 | 251.3 | 13 | 0 | 100.00 |
| 硫含量,≤ 3500,mg/kg | 1851 | 1092 | 1561.5 | 60 | 0 | 100.00 |
| 氮含量,≤ 4,mg/kg | 6.7 | 3.1 | 5.0 | 11 | 19 | 36.67 |
| 水含量,≤ 300,mg/kg | 257 | 123 | 201.4 | 30 | 0 | 100.00 |
| 总芳烃,%(m/m) | 22.8 | 19.8 | 20.7 | 4 | 0 | 100.00 |
| 多环芳烃,%(m/m) | 4.3 | 3 | 3.4 | 4 | 0 | 100.00 |

本月原料氮含量超标19次，主要原因为航煤加氢装置本月日均掺炼焦化汽油4.04t/h，焦化汽油中氮含量平均90.4mg/kg，掺炼焦化汽油导致混合原料氮含量超标。

# 5 产品质量

## **5.1 馏出口合格率**

表5-1 11月份产品馏出口合格率

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 采样点 | 不合格数 | 合格数 | 采样总数 | 合格率，% |
| SC20801-产品柴油 | 3 | 57 | 60 | 99.17 |
| SC20402-石脑油 | 1 | 119 | 120 | 95.00 |

7月份装置馏出口总合格率为97.22%。

## **5.2 馏出口合格率**

5.2.1 产品柴油

表5-2 柴油产品合格率统计

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 采样点 | 组分 | 最大值 | 最小值 | 平均值 | 合格 | 不合格 | 合格率 |
| SC20801-产品柴油 | 密度(15℃),776.0 ～ 839.0kg/m3 | 814.7 | 806.2 | 810.2 | 60 | 0 | 100.00 |
| 初馏点,℃ | 182.5 | 177 | 179.7 | 62 | 0 | 100.00 |
| 10%回收温度,℃ | 192.5 | 188.5 | 190.7 | 62 | 0 | 100.00 |
| 50%回收温度,℃ | 212 | 206 | 208.9 | 62 | 0 | 100.00 |
| 90%回收温度,℃ | 236.5 | 232 | 233.9 | 62 | 0 | 100.00 |
| 95%回收温度,℃ | 243.5 | 239 | 240.5 | 62 | 0 | 100.00 |
| 终馏点,℃ | 254.5 | 250 | 251.5 | 62 | 0 | 100.00 |
| 闪点(闭口),≤61℃ | 64 | 43 | 62.2 | 122 | 4 | 96.83 |
| 冰点,℃ | -48.4 | -53.8 | -50.4 | 30 | 0 | 100.00 |
| 水含量,mg/kg | 62 | 21 | 31.9 | 30 | 0 | 100.00 |
| 硫含量,4 ～ 8mg/kg | 161.5 | 4.2 | 6.9 | 125 | 2 | 98.43 |
| 氮含量,mg/kg | 0.6 | 0.1 | 0.3 | 30 | 0 | 100.00 |
| 十六烷指数 | 46.1 | 43.6 | 45.1 | 60 | 0 | 100.00 |
| 多环芳烃,%(m/m) | 0.3 | 0.2 | 0.2 | 4 | 0 | 100.00 |
| 总芳烃,≥ 16%(m/m) | 21 | 19 | 19.7 | 4 | 0 | 100.00 |

本月柴油产品硫含量平均6.9mg/kg，最高161.5mg/kg，最低4.2 mg/kg。本月产品柴油闪点不合格4次及硫含量2次超上限指标，主要原因是23日焦化干气部分中断引起燃料气组分变化大，反应及分馏系统温度大幅度下降引起产品柴油不合格，调整产品质量期间加样分析引起的不合格项。

5.2.2 石脑油

表5-3 石脑油合格率统计

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 采样点 | 组分 | 最大值 | 最小值 | 平均值 | 合格 | 不合格 | 合格率 |
| SC20402-石脑油 | 密度(15℃),kg/m3 | 770 | 731.5 | 753.0 | 4 | 0 | 100.00 |
| 初馏点,℃ | 47.3 | 33.9 | 37.9 | 65 | 0 | 100.00 |
| 10%蒸发温度,℃ | 121.2 | 92.2 | 99.4 | 65 | 0 | 100.00 |
| 50%蒸发温度,℃ | 133.8 | 127 | 130.3 | 65 | 0 | 100.00 |
| 90%蒸发温度,℃ | 157.5 | 148.5 | 152.8 | 65 | 0 | 100.00 |
| 95%蒸发温度,℃ | 167.8 | 154.1 | 160.2 | 65 | 0 | 100.00 |
| 终馏点,≤ 177,℃ | 179.4 | 167.1 | 174.1 | 61 | 4 | 93.85 |
| 硫含量,mg/kg | 1480 | 655 | 1157.1 | 30 | 0 | 100.00 |
| 氮含量,mg/kg | 0.6 | 0.2 | 0.4 | 30 | 0 | 100.00 |

本月产品石脑油中硫含量平均1157.1/kg。石脑油终馏点平均 174.1℃，本月超标4次，根据计调部要求，为增产石脑油，将石脑油终馏点控制不低于175℃。

# 6 工艺过程管理

## **6.1 工艺控制指标**

表6-1 关键工艺控制指标

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | | 位号 | 指标范围 | 单位 | 最大值 | 最小值 | 平均值 | 总数 | 不合格 | 合格率（％） |
| 加工负荷 | | - | 93-170 | t/h | 125 | 116 | 125 | 180 | 0 | 100 |
| 新氢流量 | | FI-11704 |  | Nm3/h | 4987 | 3253 | 4109 | 181 | 0 | 100 |
| 循环氢流量 | | FI-11402 |  | Nm3/h | 35019 | 26695 | 31600 | 181 | 0 | 100 |
| D-103顶部压力 | | PIC-11401 | 4.0-4.5 | MPa | 4.35 | 4.23 | 4.30 | 181 | 0 | 100 |
| 氢油比 | | - | ≮180 | V/V | 253 | 195 | 232 | 181 | 0 | 100 |
| R-101入口压力 | | PI-10902 | - | MPa | 4.64 | 4.49 | 4.59 | 181 | 0 | 100 |
| R-101出口压力 | | PI-10903 | - | MPa | 4.55 | 4.42 | 4.50 | 181 | 0 | 100 |
| R-101床层压降 | | PDI-10901 | ≤0.5 | MPa | 0.113 | 0.094 | 0.110 | 181 | 0 | 100 |
| R-101 | 入口 | TI-10701 | 250-328 | ℃ | 284.4 | 274.6 | 281.4 | 181 | 0 | 100 |
| 上部温度 | TI-10901A | - | ℃ | 286.8 | 277.0 | 283.5 | 181 | 0 | 100 |
| 中部温度 | TI-10902A | - | ℃ | 298.8 | 290.0 | 295.3 | 181 | 0 | 100 |
| 下部温度 | TI-10903A | - | ℃ | 301.7 | 293.5 | 298.2 | 181 | 0 | 100 |
| 平均温度 | WATB | - | ℃ | 296.3 | 287.9 | 293.0 | 181 | 0 | 100 |
| 温升 | TD | - | ℃ | 19.2 | 10.4 | 15.7 | 181 | 0 | 100 |
| 分馏塔 | 进料塔盘温度 | TIC-20201 | - | ℃ | 218.1 | 161.6 | 213.4 | 181 | 0 | 100 |
| 塔顶温度 | TI-20102 | ≯185 | ℃ | 167.8 | 111.5 | 162.2 | 181 | 0 | 100 |
| 塔底温度 | TI-20104 | 200-260 | ℃ | 250.6 | 172.1 | 247.8 | 181 | 0 | 100 |
| 产品煤油流量 | FIC-20802 | - | t/h | 120.5 | 111.2 | 115.0 | 181 | 0 | 100 |
| 回流量 | FI-20101 | - | t/h | 22.8 | 0.2 | 19.1 | 181 | 0 | 100 |
| 塔顶压力 | PI-20101 | - | MPa | 0.153 | 0.135 | 0.149 | 181 | 0 | 100 |

本月关键控制参数均在指标范围内。

## **6.2 装置平稳率**

图6-1 平稳率变化趋势图

本月装置运行平稳率为99.86%，相比上月降低0.1%。本月超平稳率的参数较多主要集中在7月23日，因焦化干气部分中断，应急处置期间，燃料气热值大幅波动，导致两台加热炉的氧含量、负压等参数频繁超平稳率。

**6.3 盲板管理**

表6-2 装置盲板变更情况表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 航煤加氢装置盲板确认表  检查时间： 2021.7.30 | | | | | | | | | |
| 盲板位置 | 盲板处介质情况 | | | | 盲板状态 | | | | |
| 名称 | Ø管径 | 压力 | 温度 | 上月 | 本月 | 编号 | 变更日期 | 变更  原因 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

本月无盲板调整。

# 7 工艺联锁及报警

## **7.1 装置联锁投用情况**

表7-1 装置联锁投用情况表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 航煤加氢装置联锁确认表 时间： 7月30日 | | | | |
| 联锁 | SIS联锁总数 | 291 | SIS联锁已投用数量 | 291 |
| DCS联锁总数 | 1 | DCS联锁已投用数量 | 1 |
| 未投用联锁 | 内容 | | 旁路原因 | |
| 无 | | 无 | |

## **7.2 装置联锁启动情况说明**

本月联锁正常投用，无联锁触发。

## **7.3 生产过程参数报警**

表7-2 参数报警统计表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 关键参数报警 | | |
| 1 | 已激活的报警总数 | 452 |
| 2 | 报警率，% | 4.98 |
| 3 | 报警抑制数 | 0 |
| 4 | 持续报警数 | 66 |

报警情况说明：

1）F-101，F-201炉膛负压受暴雨天气影响，波动引起指标超下限报警。

2）持续报警信息中，主要是反冲洗过滤器冲洗间隔时间月48小时一次逐渐增加至6小时一次，导致SR-101液面持续高报和反冲洗污油罐D-202液面持续低报。

3）7月23日灵活焦化装置跳停应急期间，焦化干起部分中断，燃料气热值大幅波动，导致F-101、F-201的氧含量和炉膛负压频繁报警，加之且应急过程中，由于焦化干气携带大量的氮气，导致分馏炉熄灭，F-201及K801出口风压持续报警。

# 8 化工辅料、催化剂管理

## **8.1** **化工辅料消耗**

煤油加氢装置使用的辅材主要是分馏塔顶缓蚀剂和产品煤油抗氧剂两种。

本月分馏塔顶缓释剂消耗0.077吨，加注单耗0.69mg/L（相对原料），低于设计单耗（0.8mg/L）；本月执行生产柴油方案，未加注抗氧剂。

8.1.1 辅料消耗量统计分析

表8-1 化工助剂消耗量统计

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 2021年累计 |
| 中和缓蚀剂：t | 0.069 | 0.07 | 0.063 | 0.085 | 0.086 | 0.078 | 0.077 | 0.528 |
| 抗氧剂：t | 0 | 0.74 | 0.376 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.116 |

本月分馏缓蚀剂共加注0.077吨，本装置7月未加注抗氧剂。

图8-1 缓蚀剂消耗统计

本月缓蚀剂加注量相比上个月基本持平，在保证D-201底部酸性水中铁离子合格的基础上，适当降低缓蚀剂注入量。

8.1.2 辅料单耗统计分析

表8-2 装置化材单耗统计

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 设计 | 考核值 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 2021年累计 |
| 中和缓蚀剂：mg/L | 0.8 | 0.4 | 0.71 | 0.62 | 0.65 | 0.74 | 0.76 | 0.71 | 0.69 | 0.697 |
| 抗氧剂：mg/L | 17-24 | 24 | 0 | 21 | 21.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21.3 |

航煤加氢装置在生产柴油方案下，分馏缓蚀剂设计加注单耗为0.8mg/L，结合酸性水分析数据和柴油方案下脱硫深度增加及引入焦化汽油的工况，分馏缓蚀剂单耗按照0.6-0.8mg/L。本月根据生产柴油工况，分馏缓蚀剂单耗为0.69mg/L（相对原料），环比减少0.03mg/L。

**8.2 催化剂使用情况**

见9.2 反应器压降、温升及催化剂运行状况

# 9 工艺技术分析

## **9.1 原料组成、掺炼比例变化的技术分析**

表9-1 混合航煤原料馏程变化

本月加工原料为常一线航煤和焦化汽油。由于7月23日焦化紧急停工，为维持焦化汽油的库存，安排航煤加氢在24日至26日把4t/h的焦化汽油全退出，因此在次期间混合原料油的初馏点从平均133℃上涨至156℃。

图 9-2 航煤原料硫含量变化

本月22日原油结构调整后，沙重原油切换至JS原油，沙重原油属高硫中间基原油而JS原油属含硫环烷-中间基原油，因此原油中的硫含量大幅度降低（0.84wt%降至0.4wt%），使得22日后混合煤油硫含量从1515mg/kg降至1097mg/kg。26日后，原油结构再次调整后，WHT凝析油替代PULTO凝析油，总体硫含量略微上涨，因此月末混合原料硫含量逐渐增加至1250mg/kg。

## **9.2 反应器压降、温升及催化剂运行状况**

图9-3 1020-R101床层压降趋势图

装置开工至今，反应器床层压降总计上涨0.09MPa，装置实际运行过程中，床层压降的波动，主要与加工负荷和反应压力的调整有关。2020年5月初调整柴油生产方案过程中，反应系统将反应压力从4.6MPa提至4.7MPa后，床层压降从0.04MPa上涨至0.09MPa。

从2020年5-8月，装置总体加工负荷逐步上涨，平均负荷从77%，逐步提升至103%，因此在循环氢流量和反应系统压力维持不变的情况下，反应系统的床层压降从0.09MPa上涨至0.12MPa，2020年9月份开始加工负荷下降至71%，床层压差回落至0.06MPa，是整个柴油方案生产期间压差最小的时期。2020年10月下旬，装置加工量从105t/h逐渐提至120t/h，因此反应器床层压降从0.06MPa上涨至0.09MPa。2020年11月及12月份的反应器床层压降基本维持0.07MPa左右。今年1月22日，当加工量从115/h提至150t/h，反应器床层压降从0.07MPa上涨0.1MPa。反应器床层压降在装置临时停工期间落回至0MPa；装置开工后，加工量恢复至150t/h，反应器床层压降也上涨至0.09MPa。2月19日转产航煤后，K-(101+102)C单台运行，进反应器的混氢量比生产柴油方案时下降35%，原料油通过催化剂床层的阻力变小，因此反应器床层压降下降至0.04MPa。3月初压缩机恢复双机运行，压降逐步上涨至0.09MPa。3月17日开始配合试验加工轻馏分航煤，加工量降至100t/h，K-(101+102)C单台运行，压降再次下降至0.04MPa。加工轻馏分航煤试验结束后，恢复双机运行，床层压降再次回涨至0.09MPa。6月6日反应总进料由110t/h提至125t/h后，反应器床层压降上涨至0.112MPa。

本月初至24日，反应器床层压降基本维持在0.111MPa；在反应总进料量不变的情况下，24日至26日焦化汽油全部退出，进反应器的混氢量比掺炼焦化汽油时减少4500Nm3/h，床层压降回落至0.102MPa。27日逐渐引入焦化汽油后，混氢流量逐步上涨至正常值，使得床层压降上涨至0. 111MPa。总体来看，反应器床层压降和氢气量的变化呈正相关关系，说明催化剂由于积碳等原因引起的床层压降上涨现象并不明显。

图9-4 1020-R101入口温度趋势图

2019年11月份至2020年4月份航煤生产阶段，R-101入口温度从250℃提至260℃，提温速度2℃/月，高于催化剂设计提温速度1.8℃/月。在此期间，由于加工负荷总体维持在60-90%，少有满负荷运行情况，且原料性质较好，常一线硫含量平均处于500-1500mg/kg范围内，因此装置在平稳运行近5个月后，反应温度才达到催化剂的初始反应温度（设计初始反应温度260℃）。2020年4月份开始，装置进行柴油方案生产，脱硫深度增加后导至反应温度迅速从255℃提至295℃。在柴油方案生产期间，反应温度跟随原料硫含量的变化而调整，今年1月份装置停工前反应温度最高提至300℃。开工恢复正常后，在相同的加工负荷下，反应温度降至296℃，后期由于原料硫含量的逐步下降，反应温度逐渐调整至290℃。由于停工期间，反应系统维持热氢循环状态，经过一段时间的热氢循环，高浓度的氢气对催化剂表面的积碳有一定分解作用，因此本次重新开工后，在相同工况下，反应温度相比停工前下降近4℃。2月月19至28日转产航煤，反应温度从295℃降至最低250℃，转产结束后根据产品质量分析逐渐将反应温度提至299℃。3月原料硫含量到达整个生产柴油阶段时的最高数据，因此反应温度上涨至303℃，是开工以来最高的反应温度。17日至21日开始加工轻馏分航煤，反应温度下降最低至280℃。4月上旬随着常一线的抽出来量的增加，原料硫含量增加，反应温度最高提至302℃。4月25日后，受原油调整的影响，原料硫含量下降明显，反应温度最低降至284℃。5月中旬因常一线组分变重，反应温度平均涨至285℃，月末随着加工负荷持续降低，反应温度随之下降，最低降至276℃。6月份反应总进料量由110t/h提至125t/h，本月反应器入口温度由月初的276℃逐步提至281℃。

本月22日后，原油结构调整，混合原料硫含量总体下降，反应温度逐渐降低至275℃。本月23日，因焦化干气部分中断，造成燃料气组分发生变化，热值出现波动，反应加热炉出口温度大幅下降，一度最低降至258℃。在焦化汽油全部退出期间（24日至26日），由于反应温升从16℃降至10℃，为保证反应脱硫率故提高反应器入口温度，反应温度上涨至本月最高284℃。

## **9.3 主要工艺参数调整的技术分析**

图9-5 分馏塔操作参数变化情况

本月23日由于焦化干气部分中断，燃料气组分出现大幅变轻，热值骤降，造成分馏炉出口温度大幅度下降至238℃，因此分馏塔回流量从平均每日21t/h减少至16t/h，石脑油产品从平均每日9t/h减少至7.5t/h。本月24日至26日焦化汽油停止掺炼，混合原料油的初馏点从平均133℃上涨至156℃，原料性质总体偏重，石脑油产量从平均7.5t/h降至5.9t/h。

图9-6 分馏塔塔顶操作参数变化情况

生产柴油期间，塔底温度下限以控制柴油闪点不低于61℃为准，塔底温度整月维持平均在247-250℃。本月分馏塔塔底出现日平均最低温度238℃，主要是因为焦化干气部分中断，燃料气组分热值骤降，且应急过程中，由于焦化干气携带大量的氮气，导致分馏炉熄灭，使得分馏塔塔底温度降至最低170℃，塔顶温度最低113℃。分馏塔塔顶温度根据石脑油终馏点分析进行调节，本月根据计调部安排增加石脑油，逐步提高分馏塔塔顶温度。

## **9.4 生产瓶颈、热点问题的技术分析**

无

## **9.5 新工艺、新技术、新产品试、投用分析等**

本月无新工艺

## **10 技术改造**

## **10.1** **技改项目实施进度**

表10-1 技术改造项目实施进度

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 名称 | 完成进度 | |
| 设计（完成先行施工项，详设图纸待补） | 施工 |
| 1. 抗氧化剂流量计技改 | 图纸已完成 | 完成 |
| 2. 航煤石脑油流程改造 | 详设图纸待补 | 完成 |
| 3. 航煤产品调和化工轻油技改 | 详设图纸待补 | 完成 |
| 4.焦化汽油至航煤直供原料线技改 | 详设图纸待补 | 完成 |

## **10.2 技术改造项目效果评价**

本月无新增改造项目。

# 11 生产波动分析

11.1 7月23日灵活焦化装置停工应急

事情经过：7月23日下午18点24分，由于灵活焦化装置原料泵跳停，焦化干气流量下降，系统燃料气组分波动，煤油加氢装置两台加热炉将增加燃料气补入量。由于管网燃料气组分不稳定，且燃料气热值低，对煤油加氢装置两台加热炉操作造成很大波动，内操通过监控炉膛温度、氧含量、炉膛负压等参数变化趋势，及时调整燃料气流量，减缓加热炉出口温度大幅波动，并将两台加热炉主燃料气压力低低联锁及炉膛负压联锁旁路。19点45分，燃料气组分突然大幅变轻，热值骤降，为控制出口温度，反应加热炉瓦斯控制阀从正常10%开至45%，重沸炉瓦斯控制阀从54%开至80%。加热炉负压、氧含量波动剧烈，F101炉膛负压瞬时值最高时达到+475Pa、最低时-374Pa，F201炉膛负压瞬时值最高时达到+291Pa、最低时-316Pa，存在正压回火的风险；R101入口温度逐渐从278℃降至最低258℃，分馏塔塔底温度滑落至241℃，调度同意后，将产品改至不合格流程。调度对燃料气管网作出调整后，两台加热炉操作并未有明显好转。21点40 ，部门与计调部，焦化装置管理人员沟通了解到，灵活焦化主风机停机后，反应器补入约3000Nm3/h松动氮气，氮气经过分馏系统进入焦化干气，因此此时的焦化干气中含有大量的氮气。22点部门安排外操关闭焦化干气进装置阀门。

22:05分F101炉膛温度开始回升，但F201炉膛温度并未见回升，内操立即联系外操对F201现场燃烧情况进行检查，检查过程中发现F201现场长明灯和主火全部熄灭，外操立即关闭长明灯及主火嘴根部阀。对F201炉膛进行置换，同时联系质检中心，对F201进行爆炸气体分析，准备重新点炉。在此期间，分馏塔底温度最低时降至170℃。23点，F201分析合格，重新点炉，燃烧正常。内操通过调整燃料气用量等控制参数对分馏塔底温度进行回调。24日01点，装置逐步开始引进焦化干气，同时联系质检中心每小时加样一次煤油产品。3点30分，焦化干气界区阀已恢复至正常开度，分馏塔底温度已恢复至事故应急前操作值248℃。24日6点50分接质检中心通知煤油产品硫含量、闪点、铜片腐蚀及醋酸铅试验均合格后，立即联系调度将煤油产品改至合格线。煤油加氢装置恢复正常生产。

应急过程中存在的问题：此次焦化装置应急，造成燃料气组分发生变化，热值出现波动，引起煤油加氢两台加热炉操作波动，炉膛压力频繁正压，炉出口温度下降，导致产品质量不合格。本次应急过程中，由于焦化干气并未完全中断，仍有3t/h左右焦化干气外送，因此焦化干气至柴油加氢装置阀门并未安排关闭。另一方面，对上游装置应急处置过程中，物料性质变化不够敏感。正常期间焦化干气的补入，有利于改善煤柴油加氢装置的燃料气组分，稳定加热炉的运行，但在上游装置发生应急时，干气组分的波动和变化的风险，并未得到充分的评估。直至与焦化装置负责人沟通后，发现焦化干气此时携带大量氮气，才将煤柴油加氢装置焦化干气流程关闭。且由于焦化干气中携带大量氮气，造成加热炉压力波动，温度下降，火嘴出现脱火，熄灭现象。应急过程中，现场检查仍然不够及时，在主操发现重沸炉炉膛温度急剧下滑后，安排外操再次确认加热炉运行状态，才发现加热炉火嘴熄灭。

应急过程中，由于外送热值不足，为控制加热炉出口温度，燃料气阀门持续开大，过大的燃料气流量和燃料气中的氮气，加剧了加热炉正压回火的现象，严重影响了加热炉的安全运行，直至降低燃料气流量后，正压波动才得以缓解。加热炉应急处置的工具不足，现场加热炉部分火嘴脱火，需要重新点火，但由于炉膛温度较高，影响电子点火枪的使用，多次点火无法点燃，最后紧急制作临时火把点火，才将脱火的火嘴处理正常。

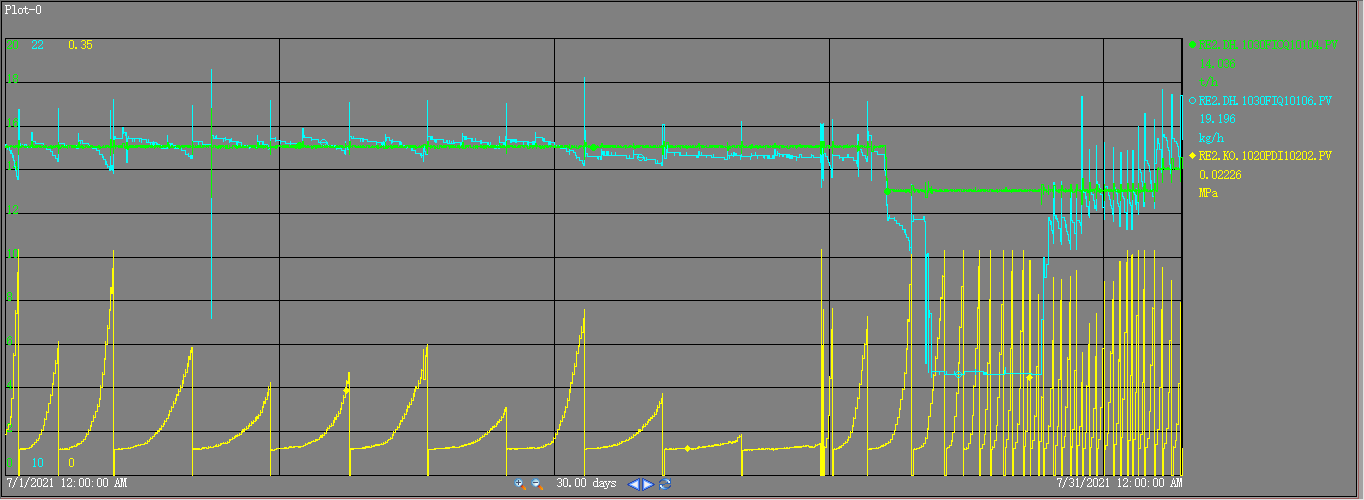
改进措施：（1）上游装置出现应急处置，无论焦化干气是否中断，应装置第一时间联系调度，关闭焦化干气进装置界区阀，同时联系调度，调整燃料气管网组分，稳定燃料气热值，尽量降低加热炉干扰。（2）燃料气异常情况下，现场加热炉区域设置专人定点巡回检查，以便及时发现加热炉的异常工况。现场检查人员不允许直接打开看火窗观察炉膛，应通过炉底火嘴观察孔，检查火嘴和长明灯燃烧情况。（3）加热炉温度波动过大，引起产品质量不合格时，要主动联系调度，改进不合格流程。（4）当产品质量和设备安全运行发生冲突时，必须优先保障设备的安全运行。为保证炉出口温度，需要不断增加燃料气流量，但在燃料气流量过大加剧加热炉操作风险时，必须降低燃料气流，优先保障加热炉安全运行。（5）现场配备电子点火枪和火把，保证点火设施完好。

# 12 工艺防腐

## **12.1 原料杂质含量分析**

本月原料硫含量最大1851mg/kg，最低1092mg/kg ，平均硫含量1561.5mg/kg，硫含量相比上月平均增加243.6mg/kg。原料氮含量在本月最高6.7mg/kg，大于设计氮含量4mg/kg，平均氮含量为5.0mg/kg，相比上月平均增加1.4mg/kg。

## **12.2 相关设施运行情况**

图12-1 SR-101运行情况

本月初至19日反冲洗过滤器冲洗频次基本维持在48h冲洗一次，从月下旬开始反冲洗过滤器冲洗频次逐渐增加至6h冲洗一次（黄线）。每次反冲洗结束后，压差均落回正常值（0.02MPa），因此判断因过滤器堵塞而导致反冲洗频次增加的可能性不大。此外，由于月下旬焦化汽油掺炼增加至5t/h，每当SR-101压差达到0.1MPa时，焦化汽油掺炼量因后路压力高导致进入航煤加氢的焦化汽油掺炼量下滑（蓝线），使得在月末出现压差未达到0.18MPa时，班组因焦化汽油掺炼量下滑手动反冲，增加了反冲频次。

## **12.3 腐蚀监测点分析结果**

表12-1航煤加氢装置酸性水水质分析

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 采样点 | 控制指标 | 2021/7/6 | 2021/7/13 | 2021/7/20 | 2021/7/27 |
| D-103含硫污水 | 氨氮，mg/L | 433.5 | 326 | 391.5 | 225 |
| PH值 | 6.94 | 6.99 | 6.98 | 6.95 |
| 铁离子，mg/L | 0.73 | 0.73 | 0.62 | 0.24 |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 采样点 | 控制指标 | 2021/7/6 | 2021/7/13 | 2021/7/20 | 2021/7/27 |
| D-201含硫污水 | 氨氮，mg/L | 99.6 | 110.8 | 66.8 | 72.5 |
| PH值 | 6.88 | 6.59 | 6.14 | 6.66 |
| 铁离子，mg/L | 0.73 | 1.02 | 0.69 | 1.65 |

本月通过反应系统注水，分馏系统加注缓蚀剂，防止反应系统出现垢下腐蚀和分馏塔顶H2S-H2O腐蚀。本月分析全部合格。目前冷高分罐和分馏塔塔顶回流罐含硫污水的铁离子均小于2ppm，满足工艺防腐的要求。

本月加热炉排烟温度整月维持在125-135℃左右,在尽可能降低排烟温度的同时，防止余热回收系统出现露点腐蚀。

# 13 环保管理

## **13.1 环保监控点分析数据**

表13-1 含油污水分析

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 采样点 | 控制指标 | 时间：2021年7月 | | |
| 最高值 | 最低值 | 平均值 |
| 含油污水 | PH值 | 7.99 | 6.78 | 7.47 |
| COD，mg/L | 122 | 5 | 33.3 |
| 氨氯，mg/L | 0.09 | 0.01 | 0.05 |

本月含油污水分析数据均合格。1