

**Hengyi Industries Sdn Bhd**

**恒逸实业（文莱）有限公司**

HYBN-T4-11-0005-045-2020

**Production Technology Annual Report**

**of Kerosene Hydrotreating Unit**

**航煤加氢装置生产技术年报**

Issued Date：Jan 2021 发布日期：2021年1月

Prepared by: Yap Aihui Yang Shihai

**编 写：叶爱慧 杨仕海**

Checked by: Hai Cheng

**审 核：海诚**

Approved by: Sun Jianhuai

**审 定：孙建怀**

**目 录**

[**1 生产运行概况 1**](#_Toc60914238)

[1.1生产概况 1](#_Toc60914239)

[1.2 加工任务完成情况 1](#_Toc60914240)

[**2 技术经济指标 3**](#_Toc60914241)

[**3 工艺指标控制（全年） 5**](#_Toc60914242)

[**4 操作平稳率 7**](#_Toc60914243)

[4.1 各月平稳率统 7](#_Toc60914244)

[4.2 平稳率分析（全年） 8](#_Toc60914245)

[**5 装置能耗 9**](#_Toc60914246)

[5.1 综合能耗（12月） 9](#_Toc60914247)

[5.2 主要介质单耗对比分析（12月） 10](#_Toc60914248)

[5.3 综合能耗（全年） 12](#_Toc60914249)

[**6. 产品质量 15**](#_Toc60914250)

[6.2 馏出口合格率（全年） 15](#_Toc60914251)

[6.3 不合格质量统计（全年） 16](#_Toc60914252)

[**7 原料性质 17**](#_Toc60914253)

[7.1 原料性质对比 17](#_Toc60914254)

[**8 化工辅料、催化剂使用 18**](#_Toc60914255)

[8.1 化工辅料使用情况 18](#_Toc60914256)

[8.2 催化剂使用分析 20](#_Toc60914257)

[**9 工艺联锁及报警（12月） 20**](#_Toc60914258)

[**10 非计划停工分析 21**](#_Toc60914259)

[**11 生产事故及重大异常工况分析 21**](#_Toc60914260)

[**12 工艺技术分析 21**](#_Toc60914261)

[**13 技术改造情况及合理化建议 25**](#_Toc60914262)

[13.1 技术改造实施进度（12月） 25](#_Toc60914263)

[13.2 已投用技改项目的效果评价（全年） 26](#_Toc60914264)

[13.3 合理化建议 27](#_Toc60914265)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Hengyi Industries Sdn Bhd 恒逸实业（文莱）有限公司** | | | | |
| **Production Technology Annual Report of KHU**  **航煤加氢装置生产技术年报** | | | | |
| Doc. No. | HYBN-T4-11-0005-045-2020 | Ver. No. | 1 | Page 1 of 27 |

# 1 生产运行概况

## **1.1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9.5万吨，装置平均加工量115t/h，加工负荷74.1%；加工负荷相比上月降低7.8个百分点；热供料比例85.1%；装置综合能耗10.43KgEo/t；柴油收率96.37%，石脑油收率3.08%；运行平稳率99.83%，联锁投用率100%，自控率100%。

航煤加氢装置全年加工原料113.8万吨，其中直供料68.8万吨，罐供料44.9万吨。外购航煤掺炼量共计5.4万吨，占据原料组成的4.9%，加工损失0.27%。全年平均负荷83.5%，持续运行366天数，无非计划停工。

2020年4月16日，装置改产柴油调和组分，生产硫含量不大于10mg/kg的柴油产品，7月15日，开始掺炼外购航煤，平均掺炼量为20-30t/h，将外购航煤转化为柴油调和组分。

## **1.2 加工任务完成情况**

表1-1 航煤加氢加工任务完成情况（12月）

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 指标名称 | 设计 | | 上月 | | 本月 | | 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 | 收率,% |
| **原料：** | 155.13 | 100.23 | 127.22 | 100.22 | 115.06 | 100.24 | 1138955.21 | 100.19 |
| 罐区航煤 | 155 | 100 | 28.2 | 22.19 | 20.13 | 17.53 | 448721.07 | 39.46 |
| 直供航煤 | 98.8 | 77.81 | 94.66 | 82.47 | 688490.03 | 60.54 |
| 氢气 | 0.36 | 0.23 | 0.28 | 0.22 | 0.27 | 0.24 | 2132.22 | 0.19 |
| **产品：** | 155.13 | 100.23 | 126.81 | 99.89 | 114.62 | 99.85 | 1136225.57 | 99.91 |
| 产品柴油 | 153.9 | 99.41 | 124.71 | 98.24 | 110.88 | 96.60 | 1090637.48 | 95.90 |
| 石脑油 | 0.46 | 0.38 | 1.42 | 1.12 | 3.08 | 2.69 | 25131.22 | 1.84 |
| 塔顶气 | 0.77 | 0.44 | 0.59 | 0.46 | 0.56 | 0.48 | 5510.97 | 0.48 |
| 轻污油 | 0 | 0 | 0.04 | 0.03 | 0.05 | 0.04 | 18791.19 | 1.65 |
| 废氢 | 0 | 0 | 0.05 | 0.04 | 0.05 | 0.04 | 308.73 | 0.03 |
| 加工损失 | 0 | 0 | 0.42 | 0.33 | 0.45 | 0.39 | 3117.55 | 0.27 |

装置总液收99.32%，相比设计偏低0.47个百分点，其中柴油收率96.60%，低于设计收率99.41%，石脑油收率2.69%，高于设计收率；因为柴油方案生产下，产品柴油闪点控制不小于62℃，轻组分拔出量增加，故石脑油收率升高，柴油收率下降。全年装置加工损失0.27%，达到公司考核指标值。

表1-2 航煤加氢加工任务完成情况（全年）

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 年度计划 | | 累计完成 | | 去年累计 | |
| 数量,t/h | 收率,% | 数量,t/h | 收率,% | 数量,t/h | 收率,% |
| **1原料** |  | | | | | |
| 罐区航煤 | 137.89 | 100 | 51.08 | 39.46 | 51.54 | 48.78 |
| 直供航煤 | 78.38 | 60.54 | 54.75 | 51.22 |
| 氢气 | 0.39 | 0.28 | 0.24 | 0.19 | 0.12 | 0.11 |
| 原料合计 | 138.28 | 100.28 | 129.71 | 100.19 | 106.4 | 100.11 |
| **2产品** |  | | | | | |
| 产品航煤（柴油） | 134.75 | 97.72 | 124.16 | 95.90 | 104.14 | 97.97 |
| 石脑油 | 0.47 | 0.34 | 2.39 | 1.84 | 0.88 | 0.83 |
| 塔顶气 | 3.02 | 2.19 | 0.63 | 0.48 | 0.71 | 0.66 |
| 轻污油 | - | - | 2.14 | 1.65 | 0.64 | 0.60 |
| 废氢 | 0.01 | 0.01 | 0.04 | 0.03 | 0.00 | 0.00 |
| 加工损失 | 0.04 | 0.03 | 0.35 | 0.27 | 0.06 | 0.06 |
| 产品合计 | 138.28 | 100.25 | 129.35 | 99.91 | 106.96 | 100.06 |

2020年航煤原料加量平均129.46t/h，低于年度计划指标6个百分点。1-4月份装置按照航煤方案进行生产，航煤产品收率达到98.5%。4月中旬开始转产柴油，产品柴油的闪点从航煤方案期间不小于40℃升高至不小于61℃，产品柴油收率下降至94.9%。因此塔底产品年平均收率在95.90%，低于年度计划指标的97.72%。改产柴油后塔顶石脑油产量从航煤生产阶段平均0.5-1t/h上涨至10-15t/h，石脑油年平均收率达到1.84%，高于年度计划指标的0.34%。分馏塔塔顶气收率低于年度计划指标，主要原因是实际反应温度低于设计初期反应温度，因此裂化反应减少，气相量相对减少。

装置全年生产航煤产品共计30.5万吨，生产柴油调和组分78.6万吨，石脑油2.1万吨。

表1-3航煤加氢加工任务完成情况

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 月份 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 |
| 加工量，t/h | 127 | 86.9 | 124 | 120 | 138 | 144 | 150 | 155 | 150 | 110 | 127 | 115 |
| 负荷,% | 82.0 | 56.1 | 80.0 | 77.1 | 89.0 | 93.0 | 96.7 | 100.2 | 96.9 | 71.0 | 81.9 | 74.1 |

图1-3 全年加工负荷趋势图

航煤加氢装置全年加工原料油113.8万吨，平均加工负荷83.5%。2月份受灵活焦化停工影响，加工负荷下降至56.1%，加工量降至86.9t/h；4月份改产柴油方案后，为多生产柴油调和组分，掺炼部分外购航煤，装置加工负荷最高达到100.2%，9月份逐渐停止外购航煤掺炼，为维持物料平衡，将部分一线航煤压至二线柴油组分中，航煤加工负荷下降至80%以下。

# 2 技术经济指标

表2-1 航煤装置技术经济指标完成情况（全年）

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 指标名称 | 指标设计值  （或工艺保证值） | 实际值 | 完成情况 |
| 1 | 热供料比例：% | ≥80 | 60.5 | 未达标 |
| 2 | 能耗： KgEo/t | ≤8.64 | 10.75 | 未达标 |
| 3 | 缓蚀剂单耗：mg/L | ≤0.8 | 0.77 | 完成 |
| 4 | 加工损失：% | ≤0.5 | 0.27 | 完成 |

装置全年热供料比例在60.5%，1月份至8月份由于罐区供料，因此直供料比例较低，9月份开始，将装置热进料比例提高至80%以上。装置全年能耗平均10.75 KgEo/t，航煤生产时间平均能耗9.92 KgEo/t，柴油生产期间平均能耗11.12 KgEo/t，均高于设计值。缓蚀剂单耗与加工损失均达到公司考核指标要求。

表2-2 航煤装置技术经济指标完成情况

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 月份 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 |
| 热供料比例：% | 57.27 | 78.48 | 56.96 | 26.65 | 27.21 | 48.16 | 58.91 | 63.89 | 76.35 | 80.91 | 77.81 | 82.47 |
| 能耗： KgEo/t | 9.07 | 10.58 | 8.53 | 11.50 | 12.21 | 10.87 | 11.94 | 12.14 | 10.68 | 10.45 | 9.61 | 10.43 |
| 缓蚀剂单耗：mg/L | 0.72 | 1 | 0.62 | 1 | 0.7 | 0.9 | 0.73 | 0.75 | 0.75 | 0.67 | 0.62 | 0.73 |
| 加工损失：% | 0.06 | 0.246 | 0.179 | 0.380 | 0.272 | 0.394 | 0.440 | 0.278 | 0.17 | 0.11 | 0.33 | 0.27 |

（1）热供料比例：

为了提高各装置直供料比例，降低加热炉负荷，减少燃料气消耗，计划调度部于9下达热供料比例考核指标。上游装置运行稳定后，逐渐减少罐区航煤原料的比例，增加直供航煤的比例。截止年底，航煤热供料比例平均超过80%。

（2）能耗：

1-4月份，装置按照航煤方案进行生产，在此期间由于装置平均加工负荷只有75%，2月份加工负荷甚至降至56.1%，负荷长期偏低导至装置平均能耗均高于设计能耗。3月份进行航煤方案100%负荷标定期间，装置能耗能标定达到设计能耗值。自4月底开始，装置进入柴油方案生产阶段，综合能耗升高至11.12 KgEo/t。在此期间，虽然装置平均加工负荷从75%提升至90%，但由于生产柴油调和组分后，产品柴油的闪点从航煤方案期间不小于40℃升高至不小于61℃，分馏塔底温度从238℃提至255℃，分馏重沸炉瓦斯消耗增加了1100Nm3/h，加热炉负荷增加近150%；另一方面在柴油生产期间，反应系统所需氢油比从航煤生产期间的120提高至180后，单台压缩机难以满足新氢和循环氢流量需求，因此增开一台压缩机，装置电耗增加。由于气电消耗增加，导至装置综合能耗平均上涨1.21 KgEo/t。

（3）缓蚀剂单耗：

除2月、4月及6月之外，其余均低于设计单耗。由于2月份装置改部分循环，新鲜原料加工量下降，造成化剂单耗高于设计单耗。4月份开始改产柴油方案，脱硫深度增加后，分馏塔塔顶硫化氢含量相比航煤生产方案增加26.9%，且由于石脑油外送困难，因此借用了回流罐水包至污油流程，造成回流罐水包无法进行含硫污水取样，对腐蚀监控造成了一定困难。为保障塔顶管线的防腐效果，在柴油生产方案期间，加大了缓蚀剂加注流量，因此该月缓蚀剂加注单耗高处设计单耗。6月份生产柴油产品期间，脱硫深度增加，分馏塔顶硫化氢浓度从10%（v/v）增加到13%（v/v），为确保塔顶管线的防腐效果，工艺上将缓蚀剂加注单耗提至0.8mg/L。

（4）加工损失：

全年加工损失率均低于考核指标要求。

# 3 工艺指标控制（全年）

表3-1 航煤装置主要工艺指标控制情况一览表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 名 称 | 仪表位号 | 单 位 | 指标范围 | 实际控制范围 |
| D-103顶部压力 | PIC-11401 | MPa | 4.0～4.5 | 4.0～4.5 |
| 氢油比 | - | V/V | ≥68 | 170 -190 |
| R-101入口压力 | PI-10902 | MPa | 4.3-4.8 | 4.3-4.8 |
| R-101出口压力 | PI-10903 | MPa | 4.0～4.5 | 4.0～4.5 |
| R-101床层压降 | PDI-10901 | MPa | ≤0.5 | ≤0.5 |
| R-101入口温度 | TI-10701 | ℃ | 250-328 | 280-300 |
| R-101出口温度 | TI-10904 | ℃ | 265-331 | 290-310 |
| R-101平均温度 | WATB | ℃ | 260-330 | 280-300 |
| R-101温升 | TD | ℃ | 3-13 | ≤13 |
| 分馏塔塔顶温度 | TI-20101 | °C | 105~135 | ≤183 |
| 分馏塔塔底温度 | TI-20104 | °C | 220-238 | 240-250 |
| 分馏塔回流量 | FI-20101 | °C | 15.5 | 10 - 20 |
| 分馏塔塔顶压力 | PI-20101 | MPa | 0.12 – 0.18 | 0.14 – 0.16 |

生产柴油期间，脱硫深度增加，将反应氢油比从120提高至180，实现反应温度不变的条件下，达到相同的脱硫率，防止温度过高造成裂化反应增加，加剧分馏塔塔顶负荷。航煤加氢装置改柴油生产方案，产品柴油闪点要求大于66℃，此指标远大于分馏塔设计条件下产品闪点要求（设计产品闪点55℃），因此操作过程中分馏塔塔底温度高于设计14℃，塔顶温度高于设计30℃。

# 4 操作平稳率

## **4.1 各月平稳率统**

**表4-1 平稳率统计表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 装 置 | 合格率  ，% | 年平稳率  ，% | 平稳率,% | | | | | | | | | | | |
| 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 |
| 航煤加氢 | 97.0 | 99.0 | 99.74 | 99.43 | 98.62 | 98.43 | 99.45 | 99.80 | 99.71 | 99.92 | 99.94 | 99.97 | 99.999 | 99.83 |

**图 4-2 全年平稳率控制趋势**

1月至3月份超平稳率控制的主要参数是加热炉的氧含量受到燃料气系统影响而波动。另外，D-102入口温度也是造成3月份平稳率较低的其中原因，因月初反应温度低导致D-102入口频繁低于指标，月中旬将反应温度提高后，超标次数逐渐减少。4月中旬改产柴油方案，航煤加氢装置原料大幅度变轻，导致分馏塔气相负荷过大，石脑油外送温度多次超平稳率上限。另外，生产柴油期间加热炉氧含量因受燃料气系统影响也超平稳率。6月中旬投用燃料气技改后，分馏重沸炉的氧含量波动范围从1-6%缩小至2-3%，加热炉操作受气柜气回收影响减弱，因此平稳率上升至99.7%以上。

## **4.2 平稳率分析（全年）**

表4-2 装置平稳率主要影响参数统计表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 装 置 | 操作指标 | 平稳率 |
| 航煤加氢装置 | F101氧含量 | 75% |
| F101炉膛负压 | 63% |
| F201氧含量 | 70% |
| F201炉膛负压 | 69% |
| 石脑油出装置温度 | 90% |
| C201顶温 | 60% |

长期超标指标的原因分析：

（1）F101、F201氧含量和负压受系统瓦斯组分影响后波动较大，燃料气流量最大波动量达到500Nm3/h，燃料气流量和组分的频繁波动，是加热炉操作极不稳定，炉膛负压和氧含量上限波动较大，氧含量波动范围超过7%，加热炉炉膛压力频繁正压，炉膛压力联锁无法投用。

（2）4月份中旬改产柴油方案，原料组分变轻，分馏塔塔顶负荷增加，分馏塔塔顶温度开始不断上涨，尽管回流增加，但塔顶温度仍然持续走高，最高上涨至189℃。由于塔顶负荷增加后，塔顶空冷冷后温度从65℃上升至75℃，塔顶冷却设施能力不足造成回流温度升高，塔顶空冷变频和水冷器循环水全开后，冷后温度仍高出设计温度5℃。塔顶冷却设施缺少调节手段，使得塔顶回流温度随气温和塔底温度波动，塔顶石脑油外送温度频繁超出控制指标。

（3）3月下旬开始为生产柴油做准备，产品质量变化导致分馏塔塔顶温度从原先平均125°C上涨至155°C，超出平稳率范围。生产柴油过程中，因C-201顶温甚至上涨至185°C, 导致长期超平稳率，因此5月份开始将塔顶温度工艺卡片范围按照柴油方案操作条件进行修改。

# 5 装置能耗

## **5.1 综合能耗（12月）**

表5-1 12月能耗及数据对比

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 折标系数 | 设计 | | | 上月 | | | 本月 | | | 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 |
| t/h | t/t | kgEo/t | t/h | t/t | kgEo/t | t/h | t/t | kgEo/t | t | t/t | kgEo/t |
| 装置加工量 | - | 155 |  |  | 127 |  |  | 115 |  |  | 1138955.2 |  |  |
| 燃料气 | 1.18 | 0.723 | 0.0047 | 5.43 | 0.999 | 0.008 | 6.28 | 0.970 | 0.008 | 6.75 | 10734.2 | 0.009 | 7.54 |
| 循环水 | 0.06 | 221.4 | 1.43 | 0.085 | 619 | 4.868 | 0.487 | 616 | 5.353 | 0.54 | 4609483.7 | 4.047 | 0.405 |
| 除氧水 | 15.7 | 0 | 0 | 0 | 0.985 | 0.008 | 0.07 | 0.990 | 0.009 | 0.08 | 3762.1 | 0.003 | 0.03 |
| 生产水 | 0.17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 209.3 | 0 | 0 |
| 电 | 0.22 | 1318.2 | 8.51 | 1.85 | 1533 | 12.048 | 2.77 | 1534.5 | 13.336 | 3.07 | 13753277.7 | 12.075 | 2.78 |
| 氮气 | 0.15 | 6 | 0.038 | 0.006 | 0.1 | 0.001 | 0 | 0.174 | 0.002 | 0.00 | 9132.3 | 0.008 | 0 |
| 仪表风 | 0.038 | 100 | 0.645 | 0.024 | 66.4 | 0.522 | 0.02 | 66.12 | 0.575 | 0.02 | 572351.9 | 0.503 | 0.02 |
| 凝结水 | 6 | -0.5 | -0.003 | -0.019 | 0.190 | 0.001 | -0.011 | 0.168 | 0.001 | -0.01 | 2578.2 | 0.002 | -0.017 |
| 综合能耗 | - | - | - | 8.642 | - | - | 9.61 |  |  | 10.43 |  |  | 10.75 |

12月份装置综合能耗10.43KgEo/t，相比上月增加0.82 KgEo/t，全年平均能耗10.75 KgEo/t，高出设计能耗2.11 KgEo/t。

## **5.2 主要介质单耗对比分析（12月）**

（1）燃料气

本月装置燃料气消耗平均在1185Nm3/h，环比上个月降低34Nm3/h，总装置综合能耗总体与燃料气消耗成正比，因本月加工量环比上个月降低7.8%，因此燃料气单位能耗环比上个月增加0.47KgEo/t。

表5-2 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 |
| 2020.12 | 74.1 | 0.0047 | 0.008 | 5.249 | 6.75 |
| 2020.11 | 81.9 | 0.0047 | 0.008 | 5.249 | 6.28 |
| 2020.10 | 71.0 | 0.0047 | 0.008 | 5.249 | 6.62 |
| 2020.9 | 96.6 | 0.0047 | 0.011 | 5.249 | 7.74 |
| 2020.8 | 100.2 | 0.0047 | 0.012 | 5.249 | 9.31 |
| 2020.7 | 96.7 | 0.0047 | 0.011 | 5.249 | 9.05 |
| 2020.6 | 93.0 | 0.0047 | 0.010 | 5.249 | 7.85 |
| 2020.5 | 89.0 | 0.0047 | 0.011 | 5.249 | 9.06 |
| 2020.4 | 77.1 | 0.0047 | 0.010 | 5.249 | 8.20 |
| 2020.3 | 80.0 | 0.0047 | 0.007 | 5.249 | 5.45 |
| 2020.2 | 56.1 | 0.0047 | 0.008 | 5.249 | 6.56 |
| 2020.1 | 82.0 | 0.0047 | 0.008 | 5.249 | 6.09 |

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（设计系统燃料气低热值为39.7\*103MJ/t），因此加热炉实际燃料气消耗高于设计值，燃料气单耗均高于设计单耗。

图5-3 燃料气介质单耗及能耗月度统计

影响装置综合能耗最大的因素即为燃料气消耗和装置加工量，11月29日加工量在120t/h，当日单位能耗在10.21 kgEo/t。30日后，装置开始降量，截至12月29日，加工量维持在115t/h。本月8日、9日、28日及29日，由于原料变轻，初馏点下降3°C，分馏进料温度降低2°C，反应段热量无法充分利用，为了维持分馏塔塔底温度不变，因此提高重沸炉的热负荷，瓦斯用量增加约100 Nm3/h，该天单位能耗维持在10.6 KgEo/t以上。

（2）电

本月电力消耗平均每小时1534KW·h，相比设计增加219KW·h，设备用电量每小时与上月持平, 尽管本月装置总体加工负荷相比上月降低，但由于本月下旬原料组分变轻，分馏塔顶部气相负荷增加，空冷变频开度基本与上月相同，装置用电量并未出现明显下降，故电单耗在加工负荷下降7.8个百分点的情况下，单耗同比增加0.30 KgEo/t。

## **5.3 综合能耗（全年）**

表5-4 年度能耗及对比分析

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 折标系数 | 设计值 | | | 全年累计 | | | 去年同期 | | |
| 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 |
| 装置加工量 | - | 155 |  |  | 129.66 |  |  | 107 |  |  |
| 燃料气 | 1.18 | 0.723 | 0.0047 | 5.43 | 1.22 | 0.009 | 7.54 | 1.474 | 0.014 | 11.02 |
| 循环水 | 0.06 | 221.4 | 1.43 | 0.085 | 524.8 | 4.047 | 0.405 | 349.5 | 3.265 | 0.327 |
| 除氧水 | 15.7 | 0 | 0 | 0 | 0.43 | 0.003 | 0.03 | 0.022 | 0.000 | 0.00 |
| 生产水 | 0.17 | 0 | 0 | 0 | 0.02 | 0 | 0 | 0.558 | 0 | 0 |
| 电 | 0.22 | 1318.2 | 8.51 | 1.85 | 1565.7 | 12.075 | 2.78 | 1893.9 | 17.694 | 4.07 |
| 氮气 | 0.15 | 6 | 0.038 | 0.006 | 1.04 | 0.008 | 0 | 10.7 | 0.100 | 0 |
| 仪表风 | 0.038 | 100 | 0.645 | 0.024 | 65.2 | 0.503 | 0.02 | 61.1 | 0.571 | 0.02 |
| 凝结水 | 6 | 0.5 | 0.003 | -0.019 | 0.29 | 0.002 | -0.017 | 0.96 | 0.009 | -0.069 |
| 综合能耗 | - | - | - | 8.642 | - | - | 10.75 | - | - | 15.38 |

装置能耗偏离设计分析：

1. 燃料气

系统燃料气管网的热值远低于设计燃料气热值，因此加热炉实际燃料气消耗量高于设计值。另外，为降低气柜气并入燃料气管网后对加热炉瓦斯组分的影响，6月中旬开始引入1000Nm3/h焦化干气至煤、柴油燃料边界，焦化干气的组分相对稳定，能有效减轻加热炉运行过程中波动。但由于焦化干气的热值低于燃料气管网瓦斯热值，航煤加氢装置燃料气总量从1500 Nm3/h增长至2000 Nm3/h。另一方面，装置进行柴油方案生产过程中，分馏塔塔底温度平均248℃，相比设计温度偏高10℃，重沸炉的实际负荷高于设计负荷，燃料气消耗高于设计消耗。因此，总体燃料气单耗比设计值高出2.11 KgEo/t。

1. 循环水

1月至4月份，通过调整装置各水冷器循环水回水开度，减少循环水使用量后，将循环水用量降至327t/h。5月份开始，由于全厂出现水冷器低流速的垢下腐蚀案例，为防止航煤加氢装置换热器内部出现相同腐蚀，根据机动部要求将装置所有水冷器的循环水量进行调整，确保换热器管束内部循环水流速≮1m/s，同时解除水冷器进出口阀限位要求，循环水总水量平均升高至662t/h。因此，总体循环水单耗比设计值高出0.32 KgEo/t。

1. 电耗

在柴油生产期间，脱硫深度要求更高，因此反应系统所需氢油比从航煤生产期间的120提高至180后，单台压缩机难以满足新氢和循环氢流量需求，因此增加一台压缩机，双机满负荷运行，装置每小时耗电量增加75kw/h。开始掺炼外购航煤后，原料组成变轻导致分馏塔塔顶气相负荷增加，塔顶冷却设施能力不足造成塔顶温度无法下降至正常温度，因此对分馏塔塔顶空冷的风机叶片角度进行调整， A-201A调整电流从26.27A增加至34.5A, A-201B调整电流从30A增加至34.5A，装置每小时耗电量增加50kw/h。因此，总体电单耗比设计值高出0.93 KgEo/t。

**5.4 月度能耗对比**

表5-5 各月综合能耗统计表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 装 置 | 设计值 | 年平均 | 能耗， kgEo/t | | | | | | | | | | | |
| 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 |
| 航煤加氢装置 | 8.642 | 10.75 | 9.07 | 10.58 | 8.53 | 11.50 | 12.21 | 10.87 | 11.94 | 12.14 | 10.68 | 10.45 | 9.61 | 10.43 |

图5-6 各月综合能耗统计表

1-4月份装置按照航煤方案进行生产，在80%负荷下，装置能耗可以达到设计能耗。4月份开始，装置改产柴油方案后，由于柴油组分闪点调和要求跟高，因此在相同情况下，柴油方案下能耗相比航煤工况下能耗提高3.7-4.6 KgEo/t，分馏系统燃料气消耗增加0.67t/h，电耗每小时增加357KW.h，因此尽管在柴油生产方案下，装置加工负荷甚至提高到100%，综合能耗仍然高于航煤工况下的能耗。

8月份开始，工艺开展装置节能优化活动，将装置原料直供比例增加到80%以上，提高原料温度后，E-101壳程副线开度增加，分馏进料温度提升进8℃；另一方面逐渐降低分馏塔操作压力，将塔压从0.16MPa降至0.14MPa，是分馏塔在更低的温度下达到相同的分离效果。经过调整，塔底重沸炉的燃料气消耗降低500-1000Nm3/h，使装置在加工负荷下降的情况下，能耗保持下降的趋势，最低能耗降至9.6 KgEo/t。

# 6. 产品质量

**6.1馏出口及产品合格率（12月）**

表6-1 12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 | 6 | 114 | 120 | 95.00% |
| SC20402-石脑油 | 2 | 58 | 60 | 96.67% |

12月份装置馏出口总合格率为95.56%，其中产品柴油的闪点出现3次不合格，柴油硫含量3次超控制下限。

## **6.2 馏出口合格率（全年）**

表6-2 装置馏出口合格率一览表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 装置 | 合格率  指标，% | 年度合  格率，% | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 |
| 航煤加氢装置 | 95 | 92.39 | 99.25 | 100 | 100 | 80.0 | 82.76 | 95.16 | 86.52 | 87.03 | 95.31 | 95.0 | 94.05 | 95.56 |

图6-3 馏出口合格率度变化趋势

生产航煤期间，月度合格率平均都在99%以上，4月份开始生产柴油调和组分，在此期间，装置操作处于摸索阶段，产品柴油的硫含量出现超标现象。由于装置转产柴油后，分馏塔塔顶负荷过高，导至分馏塔塔顶石脑油终馏点在一段时间内均处于不合格状态，导至4月份和5月份的产品合格了下降至80%。经过工艺完善和技术改造后，分馏塔塔顶温度得到控制，塔顶石脑油在6月份开始合格并正常外送，装置馏出口合格率升至95%以上。7月份开始装置掺炼外购航煤后，对塔底产品闪点和塔顶石脑油终馏点控制造成一定冲击，最后通过联合计调，港储部门，稳定外购航煤掺炼流量，降低罐区供料比例和稳定加热炉出口温度控制后，产品柴油闪点和塔顶石脑油终馏点超标数量出现下降，装置合格率最高提至95.5%。

## **6.3 不合格质量统计（全年）**

表6-2 装置不合格产品统计

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 装置 | 产品名称 | 不合格率，% |
| 航煤加氢装置 | 石脑油终馏点 | 10.49 |
| 柴油闪点 | 6.0% |
| 柴油硫含量 | 4.1% |
| 航煤铜片 | 9.2% |

原因分析：

（1）石脑油终馏点不合格情况集中在装置改产柴油初期，由于塔顶气相负荷升高，塔顶温度升高无法控制，在分馏塔塔顶空冷变频和水冷器循环水全开后，冷后温度仍高出设计温度5℃。塔顶冷却设施缺少调节手段，塔顶石脑油终馏点频繁超出控制指标。经过对分馏塔塔压及进塔温度调整后，石脑油终馏点基本合格。

（2）由于柴油方案生产初期，产品柴油闪点要求大于66℃。由于分馏塔塔底温度高于设计14℃，塔顶温度高于设计30℃，重沸炉处于超负荷运行状态，加热炉风道蝶阀和鼓风机变频处于全开状态，分馏塔塔底温度调节弹性缩小，塔底物料闪点出现多次不合格。后期经过优化煤柴油两套装置产品质量控制好范围后，将将航煤加氢装置的柴油调和组分闪点控制指标从66℃修改至62℃，闪点合格。

3）转产柴油生产初期，由于操作处于调整阶段，且装置脱硫难度增加后，对于原料组分变化的抗冲击弹性缩小，在原料大幅调整期间，产品硫含量容易出现不合格样品。

4）铜片腐蚀不合格集中在航煤方案生产期间，3月中旬集中两天出现腐蚀不合格现象。经过对反应温度和分馏塔塔底温度的调整后，铜片腐蚀合格。

# 7 原料性质

## **7.1 原料性质对比**

表7-1 原料性质对比

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 采样点 | 分项目 | 规格指标 | 单位 | 2020年数据 | 2019年数据 |
| SC10103-混合原料油 | 密度 | 776 ～ 839 | kg/m3 | 809.1 | 808.9 |
| 初馏点 | - | ℃ | 166.1 | 152.6 |
| 10%回收温度 | ≤ 200 | ℃ | 185.3 | 181.2 |
| 50%回收温度 | - | ℃ | 204.1 | 204.5 |
| 90%回收温度 | - | ℃ | 230.9 | 230.5 |
| 终馏点 | 230 ～ 260 | ℃ | 249.4 | 249.6 |
| 硫含量 | ≤ 3500 | mg/kg | 1250.1 | 1303.6 |
| 闪点(闭口) | ≥ 35 | ℃ | 53.3 | 41.9 |
| 冰点 | ≤ -49 | ℃ | -52.5 | -54.3 |
| 氮含量 | ≤4 | mg/kg | 2.79 | 5.2 |
| 水含量 | ≤300 | mg/kg | 133.1 | 165.6 |

2020年航煤装置原料各项分析数据均满足设计指标。

# 8 化工辅料、催化剂使用

## **8.1** **化工辅料使用情况**

8.1.1 辅料月度消耗量统计

表8-1-1 化工助剂各月消耗量统计

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 | 年累计（t） |
| 计量单位 | 吨 | 吨 | 吨 | 吨 | 吨 | 吨 | 吨 | 吨 | 吨 | 吨 | 吨 | 吨 | 吨 |
| 中和缓蚀剂 | 0.094 | 0.085 | 0.066 | 0.108 | 0.069 | 0.095 | 0.095 | 0.107 | 0.106 | 0.067 | 0.064 | 0.074 | 1.026 |
| 抗氧剂 | 3.76 | 1.776 | 2.574 | 2.618 | 0.1016 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10.83 |

12月份分馏缓蚀剂共加注0.074吨，本月缓蚀剂加注总量相比上月增加0.01吨，主要是三部预加氢装置空冷和四部酸性水汽提塔顶空冷出现腐蚀泄漏，工艺上调整了缓蚀剂的加注量，使其靠近设计上限进行加注，确保加注单耗基本维持在0.6-0.8mg/l。

装置生产柴油调和组分，因此停止加注抗氧剂。

8.1.2 辅料单耗统计分析

表8-1-2 装置化材单耗统计

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 设计值 | 考核值 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 | 年平均 |
| 计量单位 | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L |
| 中和缓蚀剂 | 0.8 | 0.4 | 0.72 | 1 | 0.62 | 1 | 0.7 | 0.9 | 0.73 | 0.75 | 0.75 | 0.67 | 0.62 | 0.73 | 0.77 |
| 抗氧剂 | 17-24 | 24 | 20.3 | 21 | 19.2 | 22 | - | - | - | - | - | - | - | - | 20.63 |

航煤加氢装置分馏缓蚀剂设计加注单耗为0.8mg/L。本月结合酸性水分析数据和柴油工况下脱硫深度增加的工况，将缓蚀剂单耗按照0.6-0.8mg/L进行控制。本月缓蚀剂单耗0.73mg/L（相对原料），低于设计加注单耗（设计加注单耗0.8mg/L），全年综合单耗0.77mg/L。

航煤方案生产期间，产品航煤出装置前按17-24mg/L的单耗要求添加EC5208A型抗氧剂，在此期间抗氧剂总计加注10.83吨，平均单耗20.63mg/L,满足标准加注要求。4月转产柴油方案后，抗氧化剂停止加注。

分馏塔顶连续注入EC-8020A型缓蚀剂，该缓蚀剂经过石脑油在线稀释后，连续稳定注入分馏塔顶气相线中。分馏缓蚀剂消全年耗量1.026吨、平均加注单耗0.77mg/L，总加注量和加注单耗均低于设计值。4月份开始生产柴油方案后，由于反应脱硫深度增加后，分馏塔塔顶硫化氢浓度增加，因此塔顶缓蚀剂采用固定流量加注，确保化材的加注单控制在0.7-0.8mg/L，抑制塔顶管线和设备的H2S-H2O腐蚀。

通过持续稳定加注缓蚀剂，塔顶管线及设备的腐蚀速率得到控制，塔顶含硫污水铁离子全年均小于2mg/L,合格率100%。

## **8.2 催化剂使用分析**

表8-2 催化剂使用情况

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 装置--  催化剂名称 | 设计提温速率  ，℃/月 | 实际提温速率，℃/月 | 设计床层压降上涨速率  ，kPa/月 | 实际床层压降上涨速率  ，kPa /月 | 设计寿命，月 | 现运行时  间，月 |
| 航煤加氢装置 - AT405 | 1.8 | 0.85 | 0.14 | 0.06 | 36 | 14 |
| 航煤加氢装置 – 425DX | 1.8 | 0.85 | 0.14 | 0.06 | 36 | 14 |

从开工至今,装置连续稳定运行14个月，结合ART公司运行分析，目前航煤加氢装置催化剂运行环境良好，催化剂失活速率和床层压降上涨均未超过设计数据，按照目前运行条件分析，催化剂可满足连续运行36个月的需求。

# 9 工艺联锁及报警（12月）

表9-1 装置联锁投用情况表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 航煤加氢装置联锁确认表 时间： 12月30日 | | | | |
| 联锁 | SIS联锁总数 | 50 | SIS联锁已投用数量 | 50 |
| 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 | |

本月无联锁变更。

表9-2 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，% | 0.63 |
| 3 | 报警抑制数 | 7 |
| 4 | 持续报警数 | 56 |

报警情况说明：

1）F-101，F-201由于烟气CO偏高，因此将氧含量靠近上限控制，加热炉氧含量部分时间超上限报警。

2）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。

3）塔顶负荷下降后，单台空冷运行，A-201出口温度在外界气温较高时，出现超上限报警。

4）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，导至SR-101液面持续高报和反冲洗污油罐D-204液面持续低报。

# 10 非计划停工分析

无

# 11 生产事故及重大异常工况分析

无

# 12 工艺技术分析

（1）目前装置实际工况与设计工况的偏离情况分析。

1）操作参数偏差分析

装置设计数据中，航煤方案下氢油比为68（v/v），柴油方案下设计氢油比为113（v/v）。自4月份第装置改产柴油方案后，反应氢油比控制在170-200（v/v）范围内。超出设计柴油方案下的氢油比。主要原因是设计柴油方案中，产品硫含量为40mg/kg。而实际生产中，产品硫含量必须小于10mg/kg方能满足出厂调和需求。因此为了进一步提高反应系统的脱硫深度，将反应系统氢油比提高至170以上。

分馏操作中， 设计分馏塔进料温度为210℃，塔底温度237℃，塔顶160℃。分馏塔进料和塔底温度均高于设计温度。

图12-1 分馏塔操作参数趋势

从分馏塔的操作趋势来看，进料温度介于200-220℃之间，1-4月份，装置进行航煤方案生产期间，进料温度靠近210℃，柴油方案情况下，由于需要提高塔底产品的闪点，降低重沸炉负荷，因此分馏进料温度接近220℃，相比设计提高约10℃。

1-4月份，装置处于航煤方案生产期间，塔底温度介于236℃-240℃之间，改产柴油之后，塔底温度明显升高，最高温度达到255℃，平均控制在248℃。尽管设计柴油方案下的塔底温度为238℃，但由于设计柴油方案下，柴油的闪点为58℃，而实际生产中，柴油闪点的要求不得低于61℃，部分时段要求不低于66℃。因此实际产品闪点控制要求高于设计值，使得生产过程中塔底温度平均高出设计温度近10℃。

1-4月份航煤方案生产期间，由于石脑油干点控制不大于145℃，因此在塔底产品闪点和塔顶石脑油干点要求偏低的条件下，分馏塔在较低温度条件下进行操作，塔顶温度平均130℃。5月份后，柴油生产方案下，由于柴油闪点提高，石脑油干点控制指标调整至170-180℃，因此塔顶温度明显升高，平均控制范围为160℃-180℃。

由于柴油方案下，塔底柴油闪点相对设计提高至少3℃，且石脑油流程范围的整体升高近30℃，因此塔顶石脑油拔出量明显增加。设计塔顶石脑油产量0.2-0.5t/h，实际生产中，塔顶石脑油量最大达到13t/h，平均石脑油产量达到6t/h。

2）产品质量偏差分析

表12-2 主要产品质量控制偏差对比

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 产品名称 | 单位 | 设计数据 | | 实际生产数据 | |
| 航煤方案 | 柴油方案 | 航煤方案 | 柴油方案 |
| 产品硫含量 | mg/kg | 1304 | 40 | ≤300 | ≤8 |
| 产品闪点 | ℃ | 58 | 58 | ≥46 | ≥61 |
| 石脑油终馏点 | ℃ | 145 | 145 | ≤150 | 170~180 |

产品质量控制上，硫含量均低于设计产品硫含量，特别是在柴油工况下，设计柴油工况下的产品硫含量为40mg/kg，实际产品硫含量控制要求不大于8mg/kg，而生产过程中，产品柴油硫含量稳定控制到6mg/kg，脱硫率从设计98%，提高至平均99.7%，实际工况下的操作参数、能耗均远离设计值，因此设计柴油工况的参数和能耗，并不能作为目前操作工况的对标对象。

设计塔底产品的闪点为58℃，由于柴油产品质量的调和需求，在改产柴油方案后，塔底产品的闪点控制明显高于设计值，分馏塔经过提温、降压等操作参数的调整，顺利达到实际控制范围。（2）装置生产瓶颈或操作难点分析，及优化调整思路、效果。

1）操作瓶颈分析

装置改产柴油方案后，为满足产品调和需求，特别是塔底产品闪点控制需高于设计值。因此塔底温度升高后，总体增加了塔顶轻组分的产量。造成分馏塔塔顶负荷过大，出现塔顶塔底产品分离精度下降，塔顶石脑油干点超标，塔顶空冷冷却负荷过大，顶温无法控制到正常范围，石脑油产量超出设计外送流程的能力，被迫将部分石脑油送至污油系统 。

2）优化调整思路

针对掺炼航煤后，分馏塔的操作瓶颈，装置进行了如下的调整和攻关：

① 改善塔顶冷却设施的冷却能力。设备专业联合检维修部门，对塔顶空冷风机的叶片角度进行调整，增加风机的送风能力；拆除空冷出口至水冷器的管道和设备保温，增加自然冷却降温能力；调整循环水，限制循环水支线上其他水冷器循环水阀门开度，将石脑油水冷器的循环水压力从0.2MPa调整至0.22MPa。调整后，塔顶回流温度从52℃下降至48℃，塔顶温度从189℃回落至182℃，塔顶温度进入正常范围。

② 优化分馏塔操作。针对分馏塔精馏段负荷过大的现状，结合Aspen软件模拟结果，将分馏塔顶回流量从最高约30t/h降至22t/h，并将塔顶压力从0.170MPa提高至0.175MPa，同时为降低进料段上层塔盘的负荷，将分馏进料温度适当下调，从最初219℃逐渐调整至210℃，使进料中的轻组分总体向提馏段转移，然后对塔底进行提温操作，将分馏塔塔底温度从250℃提至254℃。日常操作中，根据原料组分的轻重，通过调整分馏进塔温度，确保塔顶顶温度不大于183℃。

③ 流程优化，增加石脑油外送能力。通过技改，新建一条石脑油外送流程，将航煤加氢装置石脑油直接送往预加氢进料线，石脑油进入轻污油流程完全关闭。

3）调整效果

通过对分馏系统的优化调整，塔顶石脑油终馏点控制到180℃以内，达到下游进料要求，并通过新建石脑油流程，将航煤加氢石脑油直接外送至预加氢进料线，使航煤加氢装置污油产量减少200-240吨/天。由于石脑油直接进入预加氢原料线，不再进入轻烃回收装置，不但缩短了石脑油加工流程，而且解决了轻烃回收装置高负荷的困境。

（3）装置增产增效情况说明。

本年度由于全球疫情影响，航空煤油市场需求下滑，而柴油市场价格总体好于航煤。部门通过优化调整，及时将航煤加氢装置调整柴油生产方案。自4月底开始，航煤加氢装置持续进入柴油方案生产阶段，全年生产柴油调和组分共计78.6万吨；并利用航煤与柴油价格差，将约5.4万吨外购航煤化为价格更高的柴油组分，实现了“多产柴油，不出航煤”，增加高附加值产品产量的目标。

（4）影响装置长周期生产的条件、因素分析。

图12-3 R-101入口温度变化趋势

装置在航煤方案下，6个月累计提温10℃，总体提温速度1.6℃/月，尽管实际初始反应温度为240℃，低于设计初始反应温度，但在此阶段提温速度仍然低于催化剂设计提温速度。

4月份后改产柴油方案，初始反应温度为295℃，累计提温最高至297℃，后期由于加工负荷的下降和氢油比等工艺条件的优化，反应度整体维持稳定在280℃以下，极端情况下的反应温度任然未超过295℃。

图12-4 R-101床层压降变化趋势

反应器压降自开工到目前为止，从0.025MPa上升最高至0.12MPa，累计上升了0.095MPa，上涨速率0.0067MPa/月。由于压降受加工负荷影响太大，加工负荷频繁调整导至压降上下呈现波动，但整体上涨速率较为平缓。

（5）航煤加氢装置改产柴油方案后的操作难点分析：

4月份开始，航煤加氢装置转产柴油方案，装置在原料仍然保持为常一线油的前提下，经过工艺调整，将其生产成满足柴油出厂需求的柴油调和组分。尽管航煤加氢装置在设计了柴油加工方案，但此方案生产的柴油，硫含量只能达到40mg/kg，闪点只能达到56℃。此产品远不能满足目前柴油出厂调和需求，因此装置改产柴油方案后，操作上面临较大困难。

1）反应系统脱硫深度远超设计值。设计产品硫含量为40mg/kg，但实际柴油调和组分的硫含量需降至10mg/kg以内。将硫含量从40mg/kg降至10mg/kg以内，其脱硫难度呈指数级增长。因此为了达到低于10mg/kg的硫含量，反应器操作温度从260℃提升到295℃，提温幅度达到35℃，为尽可能降低提温幅度，装置反应压力从4.3MPa提高至4.5MPa，由于冷高分顶部安全阀定压至4.7MPa，因此操作压力提高至接近安全阀起跳压力附近，这为装置的压力控制，增加了难度。其次是调整氢分压，保持约300Nm3/h的废氢持续进行排放，将循环氢中的氢纯度维持到93%以上；增开一台循环机，将反应系统氢油比从设计113提高至180，在柴油生产方案期间，航煤加氢装置一直保持两台压缩机同时运行。

2）分馏系统产品分布发生改变。由于塔底柴油组分设计闪点为58℃，但实际调和需求，塔底闪点一度要求高于66℃，迫使大量轻组分必须经过分馏塔切割到塔顶。由于设计塔顶轻组分的产量较低，塔顶石脑油外送量只有0.2t/h，因此在塔底闪点要求提高后，塔底操作温度从航煤方案下246℃提高至256℃，直接导致大量轻组分整体上升至塔顶，分馏塔塔顶精馏段超负荷，塔顶空冷水冷冷却能力不足，回流液温度超过正常温度10℃，使塔顶温度无法有效控制，塔顶石脑油终馏点超过180℃，另一方面由于轻组分的整体上移，在分馏塔精馏段设计只有6层塔盘的情况下，轻重组分无法有效分离，导至塔顶石脑油终馏点超高，而塔底柴油组分的闪点偏低，且塔顶拔出的轻组分量，多达10-13t/h，超出石脑油外送管道的输送能力，多余石脑油只能通过污油系统进行外排。

3）重沸炉超负荷。由于闪点提高后，塔底操作温度相比设计偏高10℃，因此重沸炉负荷不段断上升，重沸炉炉膛温度从620℃上升至700℃，设备专业计算加热炉热负荷达到设计热负荷的2.5倍，加热炉瓦斯流量最大达到3500Nm3/h，瓦斯阀开度达到70%，加热炉风道蝶阀和鼓风机变频全开后炉膛氧含量基本只能维持在3%以下，加热炉已经不再具备操作调节的手段。重沸炉出口温度从240℃升高至258℃，重沸炉的汽化率从设计不到50%，升至90%，造成重沸炉出口管线频繁震动，使装置的安全生产风险不断加大。

在5-6月份，装置进行集中攻关，改善航煤加氢装置在柴油生产方案下的安全生产条件。首先对分馏塔塔顶冷却能力进行改造，调整风机变频，拆除水冷器及管道保温，调节循环水压力，增加空冷临时喷淋设施，使塔顶回流温度下降至50℃，塔顶温度得到初步控制。其次对分馏塔顶石脑油外送流程进行改造，增加石脑油外送能力。再次是对分馏系统进行优化调整，组织攻关小组，结合Aspen模拟软件进行优化模拟，通过模拟调整方向，进一步提高分馏塔顶压力，降低分馏进料温度，提高塔底温度等方式，来提高分馏塔精馏段的分离能力，使塔顶温度达到受控状态。石脑油质量合格并全部外送，降低污油的产量。

航煤加氢装置在改产柴油方案的生产过程中，由于实际操作情况偏离设计较大，设计柴油方案已经基本不具备参照意义，因此装置在操作参数，能耗消耗，产品收率上，都出现明显变化，设计柴油方案下的数据无法作为其对标参照基数。

# 13 技术改造情况及合理化建议

## **13.1 技术改造实施进度（12月）**

装置12月份无技术改造项目。

表13-1 技术项目实施进度

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 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 |

## **13.2 已投用技改项目的效果评价（全年）**

表13-2 技改项目效果评价

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 项目名称 | 改造目的 | 投用时间 | 效果评价 | 是否达到预期 |
| 1 | 航煤抗氧化剂流量计技改项目 | 实现了抗氧剂单耗的自动控制和精确计量，提高了航煤产品质量的控制精度，降低了人员现场手动调节的工作强度。 | 未投用 | 目前生产柴油阶段，抗氧剂加注设施停用 |  |
| 2 | 航煤加氢石脑油流程改造 | 为消除石脑油外送瓶颈，因生产柴油期间，塔顶石脑油产量较大，超出石脑油流程的外送能力，大量石脑油只能通过地下污油泵外送，且由于污油泵流量限制，当泵出口流量超过15t/h后，机泵开始出现明显震动，限制了外购航煤掺炼量。 | 7月20日 | 原本进入轻污油流程的石脑油直接进入预加氢原料线，使航煤加氢装置减少污油产量约200-240t/d，增加石脑油产量约12t/h。 | 是 |

航煤加氢装置石脑油技改的背景：

4月份航煤加氢装置改产柴油方案之后，由于产品质量的要求升级，导至分馏系统的操作温度升高，分馏塔塔顶轻组分产量急剧增加，设计分馏塔塔顶石脑油产量为0.2t/h，实际生产过程中塔顶石脑油产量多达10-13t/h，大量石脑油无法通过正常流程外送至轻烃回收，只能通过污油线外送至污油罐。如此一来装置生产的石脑油，本来可以直接用于重整预加氢的原料，却不得不经过污油系统，再次进入常减压进行回炼，一方面增加了石脑油在全厂加工流程中的路线，导至加工成本增加，同时改部分石脑油进入常压装置，直接挤占常压塔塔顶负荷，造成常压塔顶常顶油产量超高，增加装置的操作难度。

6月份开始，装置着手进行技改项目申请和材料，施工准备。经过25天时间的连续施工，完成回流泵出口至轻烃回收装置稳定石脑油外送界区阀前的管道的焊接，检测，试压，清扫和投用工作。改流程投用后，装置石脑油外送瓶颈立即得以解除，石脑油直接进入预加氢装置进料线，缓解了全厂石脑油产量紧缺的现状，也是航煤加氢装置污油产量降低100-240t/d。

## **13.3 合理化建议**

无