**Hengyi Industries Sdn Bhd**

**恒逸实业（文莱）有限公司** HYBN-T4-11-0036-2018-1

**KHT Unit On-stream Major Events**

**煤油加氢装置运行大事记**

Issued Date：Dec. 2018 颁布日期：2018年12月

编　写：张雷博

审　核：杨仕海

批　准：孙建怀

# 目 录

[封面 Ⅰ](#_Toc497073595)

[目 录 III](#_Toc502748697)

[1　化工原辅料 1](#_Toc502748698)

[2 装置情况 1](#_Toc502748699)

[3 技改技措 2](#_Toc502748700)

[4 异常情况及事故处理 2](#_Toc502748701)

[5 其他 3](#_Toc502748702)

# 1　化工原辅料

1.1 化工原辅料使用情况

* + 1. 2019年7月10日至2019年7月15号完成航煤精脱硫罐SR-202AB精脱硫剂的装填工作，总计装填JX-7A脱硫剂58吨，φ13瓷球3.6m3，φ6瓷球2.8m3。
		2. 2019年8月31日至9月1日，进行煤油加氢装置R-101催化剂装填工作，反应器共计装填主催化剂425DX 45.4m3（密相装填），装填密度0.8，级配催化剂AT-405,GSK-19,GSK-10和GSK-6A 分别2.1m3,1.1m3。

1.2 化工原辅料变更情况

1.2.1 无

1.3 化工原辅料变更对比

1.3.1 无

# 2 装置情况

2.1 装置开工情况

2.1.1 2019.06.18～2019.07.28煤油加氢装置引入低压氮气、中压氮气，完成装置反应系统0.6MPa气密，2.0MPa气密，3.0MPa气密，4.5MPa气密工作。

2.1.2 2019.06.18～2019.06.28完成煤油加氢装置原料、分馏系统氮气置换及气密工作。

2.1.3 2019.06.26煤柴油加氢装置正式中交（尾项：保温，消防环及部分动火项）

2.1.4 2019.06.29～2019.07.26煤油加氢原料、分馏系统进行水联运，对相关流程，仪表性能和员工操作进行考核验证。

2.1.5 2019.08.17~2019.08.27 煤油加氢装置投用低压放空，低低压放空系统，污油系统与低压放空系统相连（界区阀未开），引燃料气至加热炉前。18日开始点加热炉F-101和F-201，对加热炉进行烘炉和反应系统的热态考核。

2.1.6 2019年9月12日，煤油加氢装置引原料煤油，建立分馏原料系统的冷油运循环。

2.1.7 2019年9月12-14日，煤油加氢进行催化剂干燥，150℃恒温穿透催化剂床层耗时20小时，150℃累计恒温24h，累计切水8500ml。

2.1.8 2019年9月15日，F-201点炉，煤油加氢装置进行分馏系统热油运，20日建立塔顶回流。

2.1.9 2019年9月18日至19日，SR-101调试完成，反冲洗过滤器及反冲洗污油系统投用运行。

2.1.10 2019年10月6日至10月9日，装置进行氢气气密，气密等级依次为2.4MPa，3.5MPa，4.5MPa，10月6日上午完成紧急泄压试压，泄压3min，压力下降0.73MPa。

2.1.11 2019年10月17日下午15点，煤油加氢装置开始引预硫化煤油进反应系统进行催化剂冲洗和预湿，冲洗流量140t/h，21点改装置内部反应预硫化循环和分馏短循环。18日0点30分，反应温度甚至15℃，开始进行注硫预硫化，18日13点，预硫化结束，开始降温至280℃，进行硫化油循环脱硫。

2.1.12 2019年10月 19日8点，产品煤油硫含量降至50ppm以下，改进产品煤油线。

2.2 装置停工情况

2.2.1 航煤加氢装置配合重整检修计划停工

1）装置停工

2021年1月23日 0点18分，R-101开始从298℃以15℃/h开始降温，反应进料量从148t/h以5t/h速度开始降压，系统压力维持4.3MPa。

1点反应器入口温度降至290℃，航煤产品改至不合格线，系统压力以0.5MPa/h往4.0MPa降压。

2点30分 切断直供及罐供煤油，装置改内部大循环，循环量100t/h，反应入口温度280℃，继续以15℃/h速度降温，循环氢量维持14000~17000Nm3/h，停压缩机K-101/102C，K-101/102A维持运行，系统压力4.0MPa。

3点30分，分馏系统开始以15~20℃/h降温。

7点停泵P-101，切断反应进料，改分馏短循环，C-201底部温度180℃，继续以15~20℃/h降至140℃；反应系统气路循环，循环氢量降至14000 Nm3/h，反应压力向4.5MPa升压，反应系统200℃热氢带油。10点热氢带油结束。

1月23日15:00 ，反应器入口温度172℃，反应系统4.1MPa保压，循环氢循环，循环量14000Nm3/h，新氢系统单独循环。分馏短循环，C-201底部温度147℃，循环量140t/h。

2）装置开工

开工初始状态：R-101入口温度148℃，系统循环氢循环，循环氢量13550Nm3/h，系统压力3.7MPa。分馏短循环，C-201底部温度147℃，循环量140t/h。

2021年1月26日9点39分，引新氢，航煤反应系统开始升压。新氢量600~800Nm3/h，11点重整新氢压力低，暂停升压。

11点00分，启动新氢压缩机，新氢界区阀关闭，建立反应系统气路循环。

1点38分，系统压力3.7MPa，R-101入口151℃，启动P-101，进料量40t/h，以1t/min速度提量。13点55分到反应器，R-101入口温度吸附热150℃涨至161℃。

F-101点主火嘴。以10℃/h速度升温。14点08分D-102液位出现上涨。装置分馏短循环改至内部大循环。

14点30分，D-201顶部富气改至轻烃回收。

15点00分，分馏F-201底温160℃，开始以10℃/h向240℃升温。

15点10分，进料量120t/h，装置大循环，反应继续升温。

1月27日22点50分，航煤产品改至合格罐区。反应进料120t/h，R-101入口温度300℃，系统压力4.3MPa，C-201底部247℃。

2.3 装置检修情况

# 2.3.1 无

# 3 技改技措

3.1 技改技措描述

3.1.1 航煤加氢石脑油流程改造

 航煤加氢装置石脑油流程设计外送能力为0.2t/h，外送管道为DN25管线，因此煤油加氢装置生产柴油方案时，大量石脑油无法通过石脑油流程进行外送，只能进入轻污油系统。通过技改，从分馏塔塔顶回流泵出口的水洗循环线阀后，增加DN100的流程，连接至轻烃回收装置原料罐D-645进料线阀前。使航煤加氢装置石脑油既可以直接进入D-645原料罐，也可以跨过轻烃回收，直接送至预加氢进料线。

 2020年7月20日，新建石脑油流程技改完成并投用。

3.1.2 航煤加氢抗氧剂流量计改造

 航煤抗氧剂流量计FT-20901为现场指针是转子流量计，由于两成大，仪表读数误差较大，且缺少远传显示，主操无法进行监控和自动调整。通过技改，将现场流量计增加具有远程显示功能的流量计，将流量显示上传至DCS，并与缓蚀剂泵的自动冲程调节系统进行组合控制。

 2020年10月2日完成改造施工。

3.2 技改技措效果

3.2.1 新建石脑油至稳定石脑油流程投用后，石脑油至污油阀门全部关闭，实现石脑油全部送至预加氢装置，降低污油产量约200t/d。

3.2.2

3.3 技改技措总结

3.3.1 无

# 4 异常情况及事故处理

4.1 公司级事故处理

4.1.1 无

4.2 重大生产异常情况及处理

4.2.1 2019.11.12 8:30-23:30 三班班组对煤油加氢装置K-101/K-102A压缩机油站清理污油时，面纱卷进润滑油泵，备用泵自启后，班组停再用泵时，操作错误，将自启备用泵按停，造成循环机低油压联锁停机。现场紧急重新启动压缩机，产品煤油改进不合格煤油线，晚上23点30分，煤油合格，改进产品煤油线。

4.2.2 2019.12.3-12.4 常减压开始回炼重芳烃油，造成常一线煤油烟点小于19mm，煤油加氢装置从12月3日18点-12月4日6点，改不合格煤油线。

4.2.3 2020.11.6-11.7 由于常减压装置原油结构调整幅度较大，造成航煤原料硫含量增长超过一倍，产品航煤（柴油调和组分）硫含量上涨至20.7ppm，22:30-2:30时段，产品柴油改进不合格线进柴油加氢8#原料罐。

4.2.4 2020.11.11 产品航煤（柴油调和组分）18点分析硫含量8.5ppm，博士实验和醋酸铅实验均不通过，因此在12日0:30-2:30分，产品改进不合格流程，加样待分析合格后改进产品线。

4.3 对策措施实施情况

4.3.1 无

2020.11.6日产品质量不合格的主要原因是班组人员操作调整不及时，待质检分析结果出来后，再做调整，由于操作的滞后性，导至短时间产质量不合格。

2020.11.11日产品质量不合格，检查操作参数无异常波动，现场可能出现互窜的部位均为盲板隔离状态，可能为取样瓶置换不到位引起分析异常。

# 5 其他

5.1 重大操作方案调整

5.1.1 受焦化停工影响，煤油原料降量后，装置加工负荷大幅下降。2020年2月14日，新鲜煤油原料降至70t/h，同时改25t/h循环量，装置处于半开路半循环状态。反应温度降至245℃，分馏塔顶石脑油全回流，石脑油停止外送。

5.1.2 航煤加氢装置改柴油生产方案

 2020年4月15日8点，反应进料量以5t/h的速度，降量至100t/h，并改部分装置循环，维持循环量50t/h，新鲜量50t/h，冷高分顶部压力调整至4.5MPa，反应氢油比调整至140-150。改部分循环后，R-101入口温度以2-3℃/h的速度升至285℃，同时调整C-201塔底温度至250℃，塔顶升至180℃，调整过程中石脑油流量从0.5t/h增长至2-3t/h，干点升至180以上，最大199℃，因此将石脑油改进污油罐；16日4点分析，硫含量降至12.8ppm，闪点59.5℃。16日继续调整，R-101入口温度控制到290℃，C-201底部温度252℃，塔顶温度190℃，产品分析，硫含量6.8ppm，闪点最高67℃，停止抗氧剂加注后，将产品煤油改进柴油产品罐。

5.2 典型原料及加工情况

5.2.1 装置自开工后，一直加工常一线煤油，加工原料性质与设计性质接近，各生产数据正常。

5.2.2 2020年7月15日，航煤加氢装置开始加工部分外购成品航煤，将其进行深度脱硫转化程柴油调和组分，由于外购成品航煤闪点低，组分轻，硫含量低，因此加工月30-40t/h外购航煤后，在100%运行负荷下，反应温度从297℃降至289℃，分馏塔塔顶组分增加，冷后温度超出50℃，导至塔顶温度超过185℃，石脑油干点超出180℃，石脑油间歇改进污油流程。经过对分馏塔塔顶空冷叶片角度的调整，水冷器循环水压力调整，石脑油干点合格。2020年9月25日，暂停外购成品航煤掺炼。

5.3 装置标定情况

 2020.3.17-3.19 航煤加氢装置在100%负荷下，原料为常一线煤油组分，在4.3MPa，245℃条件下进行标定生产72h。标定情况详见装置标定报告。