**Hengyi Industries Sdn Bhd**

**恒逸实业（文莱）有限公司** HYBN-T4-11-0037-2018-1

**DHT Unit On-stream Major Events**

**液相柴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号完成柴油加氢石脑油精脱硫罐1030D-204A/B精脱硫剂的装填工作，总计装填NDS-2脱硫剂15.5吨，φ13瓷球1.6m3，φ6瓷球1.6m3。
		2. 2019年9月3日至9月5日，进行柴油加氢装置R-102反应器催化剂装填工作，R-102共计装填主催化剂 φ1.6 RS2100 59吨，φ6 RS 2100 3.6吨，φ13瓷球1.6m3，φ6瓷球1.2m3。9月5日至9月12日，R-101进行催化剂装剂。R-102装填RS-2100和RS-2200两种催化剂，其中φ1.6 RS-2100装填 80吨，φ6 RS2100椭球装填 14吨，RS2200装填70.6吨。瓷球φ13共5.6m3。Φ6的RG-1级配催化剂 2.8m3，φ3.6 的RG-1级配催化剂17.6m3.

1.1.3 2019年10月25日，反应系统开始加注缓蚀剂EC-1009A，分馏系统加注缓蚀剂EC-8020A.

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柴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，4.5MPa气密，6.0MPa气密，9.5MPa氮气气密工作。

2.1.2 2019.06.18～2019.06.28完成柴油加氢装置原料、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。

2.1.4 2019.06.29～2019.07.26柴油加氢原料、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 柴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 2019.09.02 柴油加氢装置分馏-原料系统引开工柴油，垫油，冷油运。

2.1.7 2019.09.15 柴油加氢装置点F-201，分馏系统进行热油运，20日建立C-202塔顶回流操作。

2.1.8 2019.09.16-2019.09.20 柴油加氢装置进行催化剂干燥，以R-101床层最低点温度为准：120℃恒温10h，150℃恒温48h（原计划24h），累计切水5.6吨。

2.1.9 2019.09.18-09.20 柴油加氢SR-101调试完毕，反冲洗过滤器及反冲洗污油系统投用。

2.1.10 2019.10.06-10.09 柴油加氢装置进行氢气气密，气密等级为2.4MPa，4.0MPa，6.0MPa，8.0MPa，10.2MPa。

2.1.11 2019.10.16日 柴油加氢停P-101B，引常二线油进装置，启动P-102A，进行催化剂床层冲洗，20点半改装置硫化循环和分馏短循环。由于P-104冲洗油故障原因，到17日16点，P-104启动正常。18日2点，柴油加氢催化剂床层140℃冲洗预湿结束，开始注入DMDS进行预硫化，22点半硫化温度达到260℃，根据石科院建议，直接向320℃升温，260℃恒温4h计划取消。19日11点，预硫化结束，开始降温至至200℃。

2.1.12 2019年10月22日14点，引常压直馏柴油进装置，切换柴油原料，23日12点，产品柴油合格，改进产品柴油罐；石脑油，轻烃改进轻烃回收装置；反应气路循环改一次通过，低分气脱硫塔投用，低分气改进PSA。

2.1.13 2020年2月4日 14点停止掺炼焦化汽柴油，F-101点炉运行。

2.2 装置停工情况

2.2.1 处理P-104入口过滤器堵塞

2020年3月11日6点-3月12日20点，柴油加氢装置P-104入口过滤器堵塞，导致机泵出口流量不断下降。

6点装置开始改装置内部大循环，停止进料，反应降温降压，温度降至170℃，反应压力降至5.0MPa，11日13点停P-104。21点半P-104启动，装置进入恢复操作，12日8点，装置改开路带罐区循环，16点，焦化汽柴油开始掺炼，20点产品合格，改进合格罐。

2.2.2 配合重整检修停开工

1）停工

2021年1月22日13点06焦化柴油开始从17t/h降量，22日23点40退完。22日9点54焦化汽油开始从22t/h降量，到23日0点38分退完。22日23点06分反应系统从9.2MPa降压。

1月21日15点07分柴油F-101点炉，1月22日22点05分，反应系统开始从350℃降温，1月23日 2点59分柴油产品改至不合格线；3点55分，R-101液位在35~80%区间上下波动，反应压力降至8.3MPa，R-101入口温度降至319℃，P-104出口8字盲板法兰及出口法兰泄露，反应系统继续泄压至6.5MPa。

23日3点29分，分馏系统开始从309℃降温。

23日6点40 R-101入口温度降至278℃，系统压力降至6.3MPa，反应系统改气路循环，关闭新氢界区二道阀；停止低分气外送，停胺液系统，低分气系统2.6MPa保压保液位。

10点由不合格线改至内部大循环，停收直柴原料，进料泵出口流量175t/h，R-101入口温度降至233℃，反应系统压力6.0MPa。

23日10点35分装置改分馏短循环、分馏塔底部温度234℃，继续降温；切断反应进料，原料系统保压保液位，反应系统气路循环，开始升压，压力升至8.5MPa后因R-102液控前法兰及R-101液相出口法兰泄露又将压力降至6.0MPa。

23日5点16分汽提塔停止汽提塔注汽，8点10分，F-201对流室蒸汽改就地放空，投用炉管保护蒸汽，关闭发汽至系统阀门。10点30分D-501发汽改至就地放空。

23日 15点32分停压缩机K-101，15点57分停P-104，反应系统6.7MPa保压保液位；23日21点55分，分馏塔底温度降至135℃，维持135℃分馏短循环。

25日9点48分馏塔底温度开始从130℃往180℃升温，翻通R-101底部至D-103退油流程盲板。R-101退油70t至低分。

2）开工

2021年1月26日10点40分引新氢进装置，因K-101A入口电动阀故障，改启K-101B。11点00启动新氢压缩机，建立反应系统气路循环。

14点40分，R-101压力4.0MPa，R-102压力4.0MPa，R-101顶部开工副线全开，D-103压力2.3MPa，D-104压力2.3MPa。

14点50分，F-101点炉。

15点联系罐区，引罐区直供柴油，启泵P-101。

15点30分，启动P-102，小流量线全开，P-102出口40t/h，以1t/min速度提量。R-101入口190℃；R-102入口197℃。

16点10分R-101见液位，现场关小R-101顶部开工副线。16点20分，开工副线全关。16点40分，D-103液位上涨，打通柴油产品至不合格线流程，关闭分馏短循环线。

17点35分，R-101入口158℃，R-102入口176℃，P-104灌泵预热。

19点50分，P-104入口电动阀无法全开，开到65%无法全开，现场手动开到85%，联系仪表后台联锁旁路。因入口阀在启泵前开了一定阀位预热，导致阀芯与阀体温度不均匀，应该直接全开电动阀，用手阀控制。

R-101入口温度150℃，R-102入口温度150℃。R-101压力4.11MPa，R-102压力3.9MPa，R-101液位67%，现场P-104预热，准备启泵。

20点40分，P-104启泵，初始流量200t/h，出口电动阀开度达到40%后无法打开，预热充分后恢复正常。出口电动阀在泵电机启动后应迅速打开，防止受热不均导致无法全开。P-104出口提至220t/h后暂停提量。

R-101压力升至4.5MPa后保持，先升温后升压。

1月26日23点40分，建立胺液系统循环。

1月27日10点投反应及分馏注水，启动分馏及反应缓蚀剂泵。

14点45分，投用汽提塔汽提蒸汽。

15点16分，D-501发汽并入系统管网，关闭F-201消音器，并入管网后。

16点30分，低分气改至PSA。

22点15分，柴油产品改至合格罐区。进料量180t/h，R-101入口温度358℃，R-102入口温度359℃，P-104循环比2.0，系统压力9.2MPa，C-202底温307℃。

1月28日2点30分石脑油外送至轻烃回收。

2.3 装置检修情况

2.3.1 2020年2月15日，柴油加氢K-101B出口阀前倒淋根部焊缝漏油，压缩机切换至K-101A,对K-101B出口阀前打盲板，拆除单向阀后，对倒淋阀割除，重新焊接。

2.3.2 2020年2月18日，夜班发现A-203A泄漏并切除，白班开始放油置换，吹扫，打盲板。22日完成试压并投用；29日发现A-203B管束泄漏，经过切除检修后，3月2日投用。

# 3 技改技措

3.1 技改技措描述

3.1.1 燃料气系统流程改造

 煤、柴油加氢装置燃料气管线引出点靠近气柜气并入系统瓦斯处，由于气柜气的组成变化较大，因此对煤柴油加氢装置加热炉影响较大。通过评审，装置提出从一部产品精制装置铺设一条DN150的燃料气流程，并入装置燃料气截取阀后，改善装置内部燃料气组分。

3.1.2 增加轻烃至航煤石脑油流程

 航煤加氢装置通过技改，新建石脑油至预加氢石脑油流程，再次技改的基础上，增加柴油加氢装置轻烃至航煤加氢石脑油流程，借道航煤石脑油，进行轻烃外送。

3.2 技改技措效果

3.2.1 2020年6月18日投用该流程，投用后，装置总燃料气量增加1000Nm3/h，加热炉各指标运行平稳，加热炉出口温度波动范围从±3降至±0.5℃，氧含量和负压无超标状况。

3.2.1 2020年8月28日，打开柴油加氢装置轻烃至航煤石脑油跨线，将轻烃送至轻烃回收装置。流程投用后，轻烃外送能力不足的问题得以解决，轻烃至D-401阀门关闭。

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 2019.12.18 由于原料组分波动，R-101与R-102之间减油困难，一反减油阀开至100%，反应温升不断下降，D-104冷低分油外送量从14t/h增加到32t/h，C-202顶部回流增大到仪表满量程状态（43t/h），塔顶温度从160℃升至180℃，D-202液面不断上涨，P-202AB双泵运行，石脑油仍然外送不及，造成D-202液面满至100%，气封气系统带液。

4.2.2 2019.12.29 原料组分发生波动，再次出现D-202满罐。

4.2.3 2020.2.2 受焦化影响，汽柴油中断，反应温升大幅下降，反应温度不足，产品硫含量迅速升至22ppm,2月3日1-4点短时间改不合格柴油线。

4.2.4 2020年3月2日开始，P-104出口流量出现小幅下滑，机泵变频不断开大，最终开至95%，且机泵每天流量下降月12t。经过判定，机泵入口过滤器堵塞。3月11日凌晨开始进行停工，6点装置切断进料改内部大循环，8点P-104出口电动阀法兰泄漏着火（此时P-104入口温度降至270℃），装置暂停降温，将反应压力降至5.0MPa后，现场漏点消除。13时R-101入口温度降至210℃，停泵P-104,。滤网处理完毕后，22点恢复启泵，升温升压，12日20点产品合格。

4.2.5 2020年10月3日22点04分，加氢裂化临时停工检修，停工低分气至PSA后，PSA装置将低分气进装置阀门关闭，导至柴油加氢装置低分气后路憋压，D-104和C-301顶部压力在2分钟内上涨至3.2MPa，超出安全阀定压，导至D-104和C-301顶部安全阀起跳。主操立即将低分气临时该走放空系统，联系PSA装置确认流程，22:12分，流程恢复正常。

4.2.6 2020年10月5日7点，航煤加氢装置石脑油减少后，航煤石脑油停止向轻烃回收外送（继续通过柴油石脑油流程外送），常减压装置误将航煤石脑油至稳定石脑油流程边界阀关闭，导至柴油加氢装置轻烃至轻烃回收装置后路憋压（轻烃借航煤石脑油至稳定石脑油流程外送至轻烃回收装置），D-201液面迅速上涨至76%，联系一部确认流程后，7:55恢复正常。

4.2.7 2020年10月5日15点，P-104出口法兰（与机泵本体连接法兰）出现泄漏，冒烟。FGS报警器报警后，现在巡检人员及时检查并进行蒸汽掩护，工艺上将反应压力从9.5MPa降至8.5MPa后，现场漏点消除，此次泄漏的主要原因是装置加工负荷调整太大，为配合加裂停工检修期间物料平衡，4日开始，柴油加氢装置开始将量，一天之内将加工量从255t/h降至200t/h，5日当天配合调整循环比，P-104出口流量在白班调整量超过80t，导至P-104工况波动较大，引起法兰泄漏。

4.3 对策措施实施情况

4.3.1 2019.12.18 发现组分异常波动后，立即联系调度将原料从8#罐改进7#罐，反应进料降低10吨，分馏塔塔底温度从300℃降至280℃，同时通过不合格油线，将石脑油同时向地下污油，轻污油和低压放空进行外送。

4.3.2 2019.12.29 发现组分异常后，调度及时再次将8#罐改至7#罐，装置降量5吨，P-202双本运行，将石脑油通过地下污油和不合格油线进行外送，D-202液面满罐后约1h恢复正常。

4.3.3 2020.3.11 装置改循环后，降温降量，将R-10顶部压力降至5.0MPa，温度降至150-180℃，循环量降至245t/h，P-104变频降至60%，机泵入口温度降至230℃后，停泵P-104，现场清理过滤器，反应继续降温至150-180℃。清理完毕后，在150-180℃条件下启泵P-104，机泵跟随反应一同升温。

4.3.4 2020.10.5 日，机泵法兰出现泄漏后，工艺上对于装置加工量的提降，循环比的调整和反应压力和温度的提降，进行了严格的要求和控制。

# 5 其他

5.1 重大操作方案调整

5.1.1 无

5.2 典型原料及加工情况

5.2.1 掺炼焦汽

 2019.11.2日开始掺炼焦化汽油，掺炼量提至7t/h，R-101第一床温升从5℃上升至11℃，D-201顶部轻烃外放不及，回流罐液面满罐，P-201AB双泵运行。11月5日，停止掺炼焦汽，将D-201轻烃排放至5%后，再次掺炼焦汽，焦汽流量提至18t/h，装置加工总量提至200t/h，P-201单泵运行，D-201液面间歇超高，通过P-201出口低压放空线进行排放至污油。由于焦汽烯烃含量高达40%左右，一反氢气消耗增加近4000Nm3/h。

5.2.2 掺炼焦柴

2019.11.4 装置开始掺炼焦化柴油，掺炼量逐渐增加至18t/h，焦柴掺炼后，R-101和R-102入口温度相继从311℃提高至325℃，产品硫含量小于8ppm。

5.2.3 掺炼重芳烃油

2019年12月3日，通过常减压回炼重芳烃油约4t/h，13日直接向混合柴油中掺炼重芳烃油6.5t/h，掺炼重芳烃油后，装置总体耗氢偏高，一反补充氢气达到26000Nm3/h，二反17000Nm3/h，实际耗氢相比设计耗氢大幅增加。

5.2.4 113%负荷运行

2020年3月25日，装置总负荷提至295t/h，焦汽23t/h，焦柴24t/h，重芳烃油12t/h。R-101耗氢34000Nm3/h,R-102氢油比降至50以下，反应温度337/334℃，温升26/13℃。

5.2.5 停止掺炼重芳烃油

2020年5月8日，重芳烃掺炼量从11t/h逐渐降至0t/h。停止掺炼后R-101入口反应温度下降3℃，反应总温升从28℃降至22℃，下降6℃；平均床层温度下降6℃；R-102入口反应温度下降5℃，反应总温升下降4℃，平均床层温度下降5℃，新氢消耗减少2000Nm3/h。

 5.2.4 停止掺炼焦柴

 2020年8月15-8月18日，焦化柴油改进加氢裂化装置，标定对比加氢裂化装置加工焦柴和重芳烃油的石脑油变化情况，该段时间柴油加氢装置焦柴掺炼量降至3t/h。R-101和R-102入口温度从344℃降至339℃。两个反应器反应温度各下降5℃，由于此期间焦化汽油和重芳烃油继续掺炼，因此R-101反应温升从28℃上涨至30℃，R-102温升变化不大，仍为此在14-15℃。

5.3 标定情况

2020年3月17-3月19日，柴油加氢装置在110%负荷，焦汽22t/h，焦柴23t/h，重芳烃12t/h，反应温度337/333℃下，进行标定生产72h，标定情况详见装置标定报告。