

煤制油尾气处理装置工艺优化研究

张继华 杨占奇 张乐乐

国家能源集团宁煤煤业公司煤制油分公司 宁夏灵武 750411

摘要: 针对尾气处理装置运行中氢气回收率低、燃料气富余放空、氢气产量少等问题,对工艺进行了优化改进,提出了增加膜组、采用动力锅炉掺烧燃料气、提高费托合成装置配氢量等措施,实现了煤间接液化尾气的高效利用,为项目推广提供实践证明。

关键词: 煤间接液化; 氢气回收率; 工艺优化

引言

煤间接液化即把煤炭在高温下与氧气、水蒸气反应气,转化为合成气,然后在催化剂的作用下合成液体燃料的工艺技术。尾气处理装置是煤间接液化项目主体工艺装置之一,其功能是利用费托合成装置、油品加工装置产生的尾气为原料进行制氢,为全厂提供氢源。本装置分为两部分制氢,一部分为催化氧化制氢部分,主要原料为上游低温油洗单元产生的油洗干气,经过膜分离单元后的非渗透气,以纯氧为氧化剂,采用自热催化转化技术生产氢气;另一部分为渗透气变压吸附制氢部分,采用变压吸附提纯氢气工艺,原料为膜分离单元的渗透气、油品加工装置加氢渗透气。

装置自原始试车以来,存在燃料气富余放空、氢气产量少、油品收率低等问题,鉴于此,提出了煤间接液化工艺尾气高效利用研究,通过工艺优化和技术改造,整合匹配资源,将燃料气全部回收利用,消灭火炬放空,有效降低生产成本,同时增加氢气产量,提高油品收率,增加煤间接液化项目的技术竞争力和市场经济性。

1. 尾气处理装置工艺优化

1.1 膜组改造

尾气处理装置膜分离单元实际负荷达到设计负荷120%,氢气回收率为77%,低于设计回收率>88%,因此导致非渗透气流量增多,氢气含量高,远大于设计值。多余非渗透气外排至火炬放空,增加火炬管网的负担,同时造成大量氢气资源浪费。为进一步回收多余的氢气资源,需要对原设计膜分离单元进行改造,进一步降低非渗透气氢气含量。

改造方案:在现有膜分离单元7套膜组件基础上,增加新的膜组件,与原有的膜组件并联操作。新增膜组件后,

原料气处理规模不变,新增膜组的处理量按原料气油洗干气流量17万Nm³/h来考虑,降低现有膜组的处理负荷。新增膜组出口非渗透气中氢气浓度按设计值19.8%考虑,保证油洗干气的氢气回收率。同时新增膜组件也考虑与现有行膜组并联操作的工况。

改造完成后在原料气油洗干气流量34万Nm³/h运行时,非渗透气中氢气含量从目前38%降低至19.8%以下,回收氢气2万Nm³/h以上。

1.2 动力锅炉掺烧燃料气

低压燃料气管网主要来源为尾气处理非渗透气、PSA-1及PSA-2解析气、费托合成脱碳单元闪蒸气及净化气。因费托合成装置脱碳尾气量设计量29.2万Nm³/h,实际量达到36万Nm³/h,非渗透气量较设计值偏大3~4万Nm³/h,且燃料气热值较净化气热值偏高,热风炉用气量减少,导致公司燃料气管网富余,非渗透气不能全部进入燃料气管网,只能排放至火炬。且PSA-1解析气热值低,如全部并入低低压燃料气管网,将造成尾气处理及加氢装置加热炉热负荷不足,影响装置正常运行。100%负荷状况下并入燃料气约3.5万Nm³/h,放火炬约3.3万Nm³/h。

改造方案:从尾气处理装置新配一条燃料气管线至动力锅炉装置,动力锅炉改造增加燃料气掺烧喷嘴,将3.3万Nm³/h富余燃料气送入锅炉进行掺烧,回收利用排放火炬的燃料气,节约锅炉燃煤耗量。燃料气通过锅炉掺烧后,燃烧后的尾气经锅炉烟气处理系统,除去其中的氮氧化物、二氧化硫等,减少了环境污染,经济效益明显。

改造后将3.3万Nm³/h富余燃料气送至锅炉进行掺烧,主要成分为CO、H₂、CH₄、C₂H₆等,综合低位热值为

13179KJ/Nm³。掺烧后锅炉运行平稳，动力煤耗量降低，实现了大型煤制油燃料气管网平衡，避免了燃料气富余放空，减少了经济损失。

1.3 尾气处理装置转化变换单元开车

尾气处理装置转化、变换单元未运行前油品收率仅为95.45%。原设计自尾气处理单元回用14.4万Nm³/h氢气并入费托合成反应器参与反应，因转化、变换单元未运行，约12万Nm³/h非渗透气全部并入燃料气管网。费托满负荷运行下，油品合成装置仅回收氢气7万Nm³/h，无多余氢气送至费托，在计算油品运行负荷时仅以净化气量进行计算，因此同等负荷下达不到设计要求产量，氢气产量少，油品收率低。

改造方案：重新对转化、变换、MDEA脱碳单元进行试车条件确认，按照原始开车程序进行开车运行，所产氢气并入氢气管网，提高费托合成装置配氢量。

改造后：转化、变换单元投用后，不仅可提升氢气产量，提高油品收率，也可以降低气化装置变换系统负荷，降低变换炉变换深度，通过配氢量调整，实现反应器精准化操作，提高运行平稳率、提升转化率，提高产品收率。

2. 尾气装置工艺优化预期成果

核算出现有膜组无法满足氢气回收要求，提出了增加膜组改造，改造后处理能力满足运行需求，降低了非渗透气氢气含量，提高了氢气收率，实现了大型煤制油氢气管网平衡。

创新了燃料气的高效利用，提出了动力锅炉燃料气掺烧，实现了大型煤制油燃料气管网平衡，避免了燃料气富余放空，降低了动力煤消耗，减少了经济损失。

核算出项目高负荷运行时，尾气处理装置转化、变换单元开车运行，增加了氢气产量，经济效益大。

3. 经济效益

3.1 直接经济效益

新增膜组投用后，非渗透气中氢气含量由38%降低至19.8%，氢气按照1元/Nm³，PSA氢气收率按照88%计算，氢气产量增加3.5万Nm³/h，装置运行每年按照8000小时计算，年效益增加2.8亿元。

转化变换单元开车后，氢气产量增加7.84万Nm³/h，装置运行每年按照8000小时计算，年效益增加6.3亿元。

燃料气送至动力锅炉掺烧，降低生产成本，平均掺烧量2.39万Nm³/h，燃料气价格按照0.5元/Nm³计算，年节省费用9560万元。

3.2 社会效益

项目聚焦国内煤间接液化工业示范项目及商业化运行中暴露的问题进行技术攻关，实现了工艺尾气高效利用，将燃料气全部回收利用，消灭火炬放空，有效降低生产成本，同时增加氢气产量，提高油品收率，并在项目得到应用。

项目成果符合国家对能源战略核心技术发展的要求，基于资源的高效、洁净、综合利用，促进煤间接液化技术的进步，并提高了此技术的商业竞争力，为保障煤炭资源经济可持续发展做出贡献。

通过对项目实施，激发企业自主创新的信心和主动性。从发现问题做起，通过技术攻关发现科学规律，以此为基础逐步通过工艺优化和技术改造，解决了燃料气富余放空、氢气产量少、油品收率低等问题，并总结提高，形成一套工艺尾气高效利用技术。本技术的成功应用，促进了煤炭清洁转化和高效利用，加快了企业转型升级的步伐；提高了煤制油企业经济效益，降低了运营风险，促进了地方的经济发展。

同时，项目实施过程中培养了一批具有突出创新能力、较高学术水平、能够把握世界科技发展趋势和国家战略需求的技术研发和工程应用的人才团队。

4. 推广应用情况

本项目根据国家煤化工产业发展的需求，围绕尾气处理装置催化氧化制氢过程中遇到的关键问题率先开展尾气高效利用研究，完善相关工艺流程，获得先进的技术。项目研究实现关键技术与应用技术的重大突破，同时锻炼专业过硬的产业技术人才队伍，为国家大型煤制油生产技术进步提供支撑。项目基于项目低压燃料气系统和氢气系统平衡进行课题攻关，先后进行了增加新增膜组、增加锅炉掺烧系统、投用尾气转化制氢工艺和PSA-1解析气回收利用等优化改造，实现了项目的燃料气和氢气平衡。不同负荷下的燃料气使用方案，能够实现工艺尾气最优化利用，对项目运行有极大的指导意义。

“十三五”期间，我国煤化工产业发展中重点指出科学合理布局，要坚持靠近原料、靠近市场、进入化工园区的原则，按照量力而行、量水而行、量环境承载能力而行的要求，突出产业园区化、规模大型化、生产柔性化、产品差异化的方式和特色。同时要突出技术创新，煤间接液化技术向装置大型化、操作简单化、运行高效化和长周期方向发展。本项目是煤炭间接液化工艺尾气高效利用研究，为煤制油项

目工艺尾气高效利用的推广应用提供实践证明。

参考文献

[1] 潘元杰,高保峰.煤制油低浓度含油废水处理工艺研究[J].中国化工贸易,2015,000(010):104-104.DOI:10.3969/j.issn.1674-5167.2015.10.097.

[2] 马军,蔡卫,张武,等.煤制油尾气脱碳装置运行问题分析及对策[J].石化技术与应用,2022(002):040.

[3] 王永良,高辉,袁生斌.煤制油尾气脱碳处理工艺的原理分析[J].科技资讯,2015,013(028):72-73.DOI:10.16661/j.cnki.1672-3791.2015.28.072.