

# 煤气化变换装置压差增大的原因分析与处理措施

钱院红 武建军

国家能源集团宁夏煤业有限责任公司煤制油分公司气化一厂 宁夏 银川 750411

**摘要:** 随着煤化工产业的快速发展,煤气化变换装置的应用也逐渐增加,随着生产装置的长周期运行,同时也会暴露出一些问题,如压差增大等。为解决煤气化变换装置压差逐渐增大的问题,采取装置停车期间检查催化剂的状况,发现变换炉上层催化剂表面粉尘较多,催化剂颗粒损坏。本文以CO变换装置的工艺流程为切入点,重点分析煤气化变换装置压差增大原因并提出改进措施,以期对今后的煤气化变换装置的使用有一定的帮助。

**关键词:** 煤气化; CO变换; 原因与措施

该装置在经过试验后,达到变换过程的技术指标,通过研究和分析,提出了改进措施,消除了安全隐患,确保了CO变换设备长时间的安全使用。

## 1 CO变换装置工艺流程

CO变换装置的作用是在催化剂的作用下,将粗煤气中的CO和H<sub>2</sub>O进行反应,产生CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>,以调节合成气中CO、H<sub>2</sub>的含量,从而达到V(H<sub>2</sub>)/V(CO)约为1.5~1.6的目的。CO变换装置采用节能型部分变换工艺流程,针对粗煤气中CO含量高、含硫化物及后系统对原料气中CO含量的要求,选用了钴-钼催化剂,此催化剂具有较高的耐温、耐硫、低水汽比的特性。同时,在设计过程中,采用了部分原料气体转换过程,有利于节约能源,节约蒸汽压力,并防止了甲烷的生成。采用两段式变换,段间采用了废热锅炉,增加入口水汽比,降低了第二变换炉入口气体温度。CO变换装置产生的余热按分级回收,高温流程的余热由废热锅炉产生,中压过热蒸汽、低压以及低低压蒸汽外送至蒸汽管网,低温流程的余热则为装置区除盐水预热<sup>[1]</sup>。

煤气化装置203℃、4.1 MPa的煤气化粗合成气,进入变换系统后分为两股,其中一股约占44%的粗煤气称为未变换气进入未变换装置,经过未变换气第一废锅副产0.7MPa低低压饱和蒸汽。另一股约占56%的粗煤气进入变换装置水煤气废热锅炉副产1.2MPa低压饱和蒸汽,经废热锅炉调整粗煤气水/气为0.7~0.9后,进入煤气水分离器分离掉沿途冷凝液,出煤气水分离器的粗煤气进入煤气-气换热器与来自第一变换炉出口的变换气进行换热,温度升至230~260℃时进入第一变换炉进行变换反应,控制第一变换炉热点温度低于450℃,第一变换炉出口的气体中CO体积含量为23~35%(干基)。

出第一变换炉的变换气将进入两台并联设置的换热

器,一台为煤气-气换热器,用于加热进入第一变换炉的粗煤气;另一台为中压蒸汽过热器,用于将界区外以及系统自产的中压饱和蒸汽过热至350℃左右;出两台换热器的变换气混合后温度约为300℃左右,然后进入变换器第一废锅,经废锅将变换器温度调整为210~240℃后进入第二变换炉继续进行变换反应,控制第二变换炉的温度小于380℃,第二变换炉出口气体中CO的体积含量为7.3%(干基)左右。

出第二变换炉的变换气依次进入变换气第二废锅和变换气第三废锅,分别副产2.6MPa中压饱和蒸汽和0.7MPa低低压饱和蒸汽,送入管网。出第三废热锅炉的变换气温度被降至175℃,依次进入中锅水预热器给外供的中压锅炉给水加热,进入除盐水预热器给外供的除盐水加热。出变换气第一水分离器的气体温度被冷却至60℃后进入变换气水冷器,出水冷器后温度为40℃再进入变换气第二水分离器分离掉沿途的冷凝液<sup>[2]</sup>。

## 2 压差增大的原因分析及改进措施

在日常的维护生产中,发现工艺前后的压差越来越大,通过跟现场人员的沟通,逐步确认了现场的压力,并找出了不同的压差。由于生产一直在进行,所以,先把水冷器内的阻塞排除。技术人员根据以往的经验推断,可能是变换炉后的变换煤气温度过低,导致碳铵在转化气体中结晶,从而导致水冷器管路发生阻塞。

### 2.1 变换气水冷器结晶

水冷器结晶会导致压差增大,根据变换器水冷器的工作原理和以往工作经验分析,造成变换气水冷器结晶的原因可能有以下几点:①变换气水冷器采用水循环进行制冷,可能是由于变换气水冷器的进水流量过大,导致变换气体的温度降低,从而使碳铵的结晶温度降低。②在变换炉中,由于前期运行时间长和停机检修,从而

降低了催化剂的活性。研究发现,在Co-Mo体系中,催化剂中H、S含量和操作温度均达到了最高值。尽管催化剂在每次操作后都有一定的恢复活力,但是大部分Co-Mo体系中的抗硫转换催化剂由于停车次数的增多而失去了其低温性能。在转化率较低、反应热量较低的情况下,失活的催化剂会导致系统温度下降。③在系统大幅降负荷的情况下,一方面水煤气压力和温度急剧下降,导致原料气的水蒸汽率下降;同时,变换气的空速下降,在变换炉内停留时间也比较长<sup>[1]</sup>。另外,由于气体体积较小,变换过程中的热增加,使温度迅速升高。为了避免变换炉的温度过高,大幅度降负荷时,在变换炉初始阶段,必须降低变换炉中合成气的水气比例,以调节变换温度。结果表明,在系统大幅降负荷的情况下,变换炉后变换气水汽比大幅下降导致冷凝液减少,冷凝液中的氨含量增加,从而使铵盐的浓度极易达到饱和并形成铵盐析出。④在生产负荷下降的情况下,空冷器、变换气水冷器、锅炉给水加热器等装置的调节不到位,导致整个系统的温度下降。⑤当负荷、压力、温度变化较大时,操作人员未进行适当的调节。⑥进变换装置的粗合成气中的有效气体成分含量较低,在变换炉内的反应释放出的热量较少,导致变换后的体系温度总体较低。⑦在变换过程中,将排出的水收集至高温凝液槽,与其它过程中产生的高温凝液经高温凝液泵增压送入气化洗涤塔,以清洗粗合成气中的杂质。在洗涤塔中,铵盐受热分解,产生氨气,当粗合成气被送回变换装置时,粗合成气中氨的浓度会增加,在变换过程结束时,碳氨结晶<sup>[2]</sup>。

针对如上产生结晶的原因分析,技术人员设计了相应的处理措施:①降低水冷器的循环水量,可以逐步降低水冷器的结晶程度。随着循环水量的降低,由变换气产生的热量降低,有利于氨的热分解。但此方法耗时较长,且在降温过程中难以及时控制温度上升,从而使净化工序压力增大,故不宜采用此方法。②调节变换气的空速,使之在低速时,能减少变换气的温度损耗。但由于反应速度较慢,需要较长的时间,因此不适合在实际生产中使用。③调整加热副线的开度,增加第二变换炉的入口温度,使其比碳氨晶体高,但第二变换炉的出口到变换气水冷器距离过大,需要通过更多的设备,因此对其影响不大。④将一根饱和蒸汽管道加到变换气冷却器的入口管线上,并在排气管路上增设一条导向管路。这个过程用饱和的水蒸气加热分解氨,再用管道把它排出<sup>[3]</sup>。

## 2.2 煤气水分离罐液位控制不当

煤气水分离罐液位控制不当导致压差增大的原因分析如下:在原设计中,煤气水分离罐单液位计控制,在实际生产中,由于液位计堵塞或失真导致粗合成气则携带大量水分进入变换炉,造成催化剂损坏,导致反应迟滞。

针对如上的分析结果,变换装置可采取相应的整改措施。在变换装置正常运行时,煤气水分离罐液位处于一个较低的水平,比控制过高或过低的液位结果都要好。在煤气水分离罐再增加一个液位计,改成双液位计控制,从而有效地防止了分离罐液位不准导致的带水至变换炉问题。

## 2.3 粗煤气分离器顶部丝网堵塞

从煤气化厂输送的粗气首先通过粗气体分离器将其所携带的湿气分离出来,然后在分离器的上方安装一个筛子,用来去除气体中的气泡。在实际生产中,由于煤气中含有的煤粉没有经过汽化滤芯的充分过滤,在筛网中逐渐形成污垢,使筛网堵塞,长期使用会导致系统压力差上升。

控制措施:利用每一次停机检修的机会,对粗气分离器的上丝网进行高压清洗。

## 2.4 粗煤气过滤器吸附剂粉化板结

使用条形 $Al_2O_3$ 作为吸附剂,在实际操作中,在长时间的粗气冲刷下,尤其是在停机状态下,系统的压力波动很大,会使保护剂板结、强度不足、甚至粉化,从而使气体流通不顺畅,从而使系统的压差增大。此外,由于原料气中的煤粉、硫等杂质被保护剂过滤后,会粘附在保护剂的表面,从而使系统压力差增加。

控制措施:在设计初期,考虑到了系统的压差,在粗气体滤清器上安装了副线,当压差上升后,采用由副线直接进入变换炉的方法,或按保护剂的使用年限,每两年更换一次,或在停机过程中对滤芯进行清洗,检查保护剂板粉化,严重时应更换部分保护剂以保持系统正常工作,并在大修时进行彻底的更换<sup>[4]</sup>。

## 2.5 煤中的氨氮含量偏高,形成氨结晶堵塞列管

煤气化炉用煤采用外省煤和当地煤的混合,当地煤中的 $NH_3-N$ 含量较高,在日常生产中通过变换气分离器分离出的冷凝液中的氨氮浓度可达到 $20000 \times 10^{-6}$ ,并将其放入低温甲醇洗涤的水冷器中,经过循环水的冷却,在列管中形成晶体,阻塞了列管。

控制措施:①利用高温下氨氮晶体的溶解性,使循环水换热器上回水关小,使变换气体温度升高,使氨氮溶解,进入变换水洗塔进行脱硝;②利用防爆工具对换热

器的封头进行冲击,将结晶物质从合成气中带走;③通过在转换气体分离器中分离出的冷凝液,在转换气体中加入少量的冷凝液,使其在100℃下结晶化;④将转化后的冷凝液送入脱氨塔中,对回收后的冷凝液进行严格的控制。

#### 结论

通过对装置压差增大的原因分析和技术改造,解决了CO变换装置在生产过程中压差增大的问题,消除了生产中的隐患,确保了装置长期稳定安全运行。

#### 参考文献:

- [1]王龙江,高阳,万总,等.煤气化变换装置压差增大原因分析与措施[J].大氮肥,2021,42(1):42-44,56.
- [2]贾飞.典型加压煤气化工艺的比较[J].中氮肥,2020(2):1-2.
- [3]赵清良,李寒旭,纪明俊,等. Shell煤气化飞灰与电厂飞灰性质的研究[J].广东化工,2020,39(17):20-21.
- [4]汪家铭. Shell煤气化技术及其在我国的应用[J].煤炭加工与综合利用,2021(2):37-39.