

◀ 节能与环境保护 ▶

PSA装置低热值尾气回收利用研究

肖兵

(中国石油化工股份有限公司安庆分公司, 安徽 安庆 246001)

摘要 在石化企业生产过程中,易产生很多低热值尾气,其压力低、气量不稳定、易燃易爆,难以实现资源综合利用,主要排放至火炬系统燃烧,造成资源浪费和环境污染,一直是石油化工企业节能降耗的研究热点。以某石化公司对IV PSA装置尾气回收利用为研究对象,对比分析研究“PSA氢气提纯”与“辅助燃料”两种回收方案,分析各方案实施难点。结果表明,“PSA氢气提纯”方案虽可以实现年回收氢气3389t,但投资大,且流程复杂;“辅助燃料”方案通过采取新增压缩机、缓冲罐及掺烧高热值干气等技术措施,将低热值尾气作为燃煤锅炉辅助燃料,可减少锅炉燃煤消耗量,且投资低、内部收益率高。项目按照“辅助燃料”方案进行了实施,投运后运行稳定,经济效益显著,按照10000m³/h PSA解析气掺烧计算,减少热电燃料煤消耗约1.41×10⁴t,实现年减排二氧化碳3.75×10⁴t,年均创造经济效益886万元。

关键词 变压吸附 低热值尾气 掺烧优化 碳减排

1 前言

目前石油化工企业主要采用PSA(变压吸附)装置提纯氢气,而PSA装置尾气因压力低、热值低、气量不稳定、易燃易爆等特点,难以实现资源的综合利用,主要排放至火炬系统燃烧,不符合环境保护法律法规要求,而且造成资源浪费。

某石化公司建有四套PSA装置提纯氢气,其中I PSA、II PSA已停用,III PSA装置处理催化重整装置副产的含烃氢气,IV PSA装置处理煤气化装置合成气。各类原料气经PSA装置提纯后,得到氢纯度大于99.6%的氢气供炼油加氢装置使用。III PSA装置提纯氢气后尾气热值高,作为公司燃料气使用。IV PSA装置提纯解吸释放出的尾气热值低,回收利用困难,送火炬系统焚烧,产生的温室气体和氮氧化物等会污染环境,不符合现行生态环境管理要求,也不满足资源综合利用和节能减排要求。本文以PSA装置低热值尾气回收利用项目为例,对比分析“PSA氢气提纯”和“辅助燃料”两方案优劣,对实施效果进行评价,为石油化工企业开展低热值尾气回收利用提供借鉴和参考。

2 PSA尾气特性与回收价值

2.1 PSA尾气特性

IV PSA装置处理能力为6×10⁴m³/h(标准),装置尾气产生量约为14000m³/h(标准)。

以煤气化合成气为原料的IV PSA装置解吸释放出的尾气中含有氢气、一氧化碳、甲烷及惰性气体(如氮气)等组分,氢气含量低(质量分数4.32%),燃烧热值低(4.92MJ/m³),属于低热值燃料(发热量小于6.28MJ/m³)^[1]。低浓度氢气回收成本高;低热值燃气燃烧难以点燃和控制,燃烧时容易出现回火或吹熄等现象,不易实现稳定燃烧。现有装置解吸尾气组成见表1。

表1 解吸尾气组成

组分	体积分数, %	质量分数, %	单位体积热值(标准)/(MJ·m ⁻³)
H ₂	38.59	4.32	10.79
N ₂	57.08	89.50	
CH ₄	0.92	0.82	35.88
CO	3.4	5.33	12.64
CO ₂	0.01	0.02	
合计	100	100	4.92

PSA装置属于变压吸附装置,其操作特点导致外送PSA尾气压力低、波动大[操作压力0~0.03MPa(表)]。极低的压力加上波动操作特点导致尾气回收

作者简介:肖兵,高级工程师,硕士,2003年毕业于华东理工大学石油炼制专业,目前主要从事工艺技术管理工作,曾荣获中国石化科技进步奖一等奖等。E-mail:747843076@qq.com

不易收集处置。

2.2 回收价值分析

PSA 尾气回收价值主要在于以下两方面：

① PSA 解吸尾气中氢气含量 38.59%(体积分数),经核算,IV PSA 装置解吸气可回收氢气(标准状态)3770×10⁴m³/a(3389t/a,回收率为 83%)。

② 其可作为辅助燃料用于加热炉、锅炉等设施,按照热值折算,可折标准煤 1.97×10⁴t(标准煤发热量为 29.271MJ/kg),具有一定的能源价值和经济价值。

3 回收利用技术途径探讨和分析

3.1 PSA 氢气提纯方案

I PSA 设计规模为 4×10⁴m³/h(标准),目前停运,可利用 I PSA 装置改建成一套 PSA 尾气氢回收装置。

3.1.1 物料平衡及工艺路线

以 IV PSA 装置解吸气为原料,升压后采用变压吸附工艺技术生产高纯度氢气(H₂ 纯度 ≥99.9%),其产生的解吸尾气采用“燃料气掺烧并配置余热锅炉的工艺技术”回收热能。装置年产氢气 3770×10⁴m³(标准)(3389t),氢气回收率 ≥83%。PSA 尾气回收装置物料平衡见表 2。

核算表 2 中“产品解吸气”总热值为 20543MJ/h(不计辅助燃料),按照生产 1t 蒸汽[1.3MPa(表)、250℃]需要热量 2600MJ 计,可生产蒸汽 7.9t/h,即项目可副产过热蒸汽 6.64×10⁴。

具体流程为原料气进入压缩机加压到 0.6MPa(表)送进 PSA 系统脱除部分杂质,提纯氢气,氢气通过压缩机增压到 2.2MPa(表)送厂区氢气管网。具体见图 1。

表 2 PSA 尾气回收装置物料平衡表

组分	原料解吸气		产品氢气		产品解吸气	
	体积分数, %	数量(标准)/ (m ³ ·h ⁻¹)	体积分数, %	数量(标准)/ (m ³ ·h ⁻¹)	体积分数, %	数量(标准)/ (m ³ ·h ⁻¹)
H ₂	38.59	5402.60	99.96	4484.15	9.65	918.45
N ₂	57.08	7991.20	0.04	1.59	83.98	7989.61
CH ₄	0.92	128.80	0.00	0.14	1.35	128.66
CO	3.4	476.00	0.0003	0.01	5.00	475.99
CO ₂	0.01	1.40	0.00	0	0.01	1.40
合计	100	14000	100	4485.90	100	9514.10

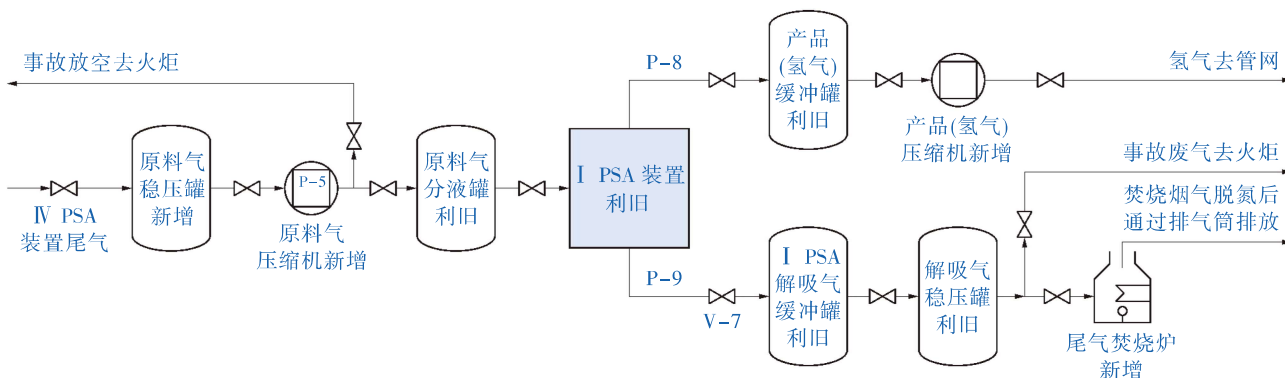


图 1 PSA 氢气提纯方案流程图

PSA 系统中采用 8 塔工艺,每台吸附器通过吸附、多级压力均衡降压、逆放、抽空、多级压力均衡升压、最终升压、逆放步骤进行氢气提纯,非氢组分通过抽空解吸,解吸气稳压后送焚烧系统焚烧后通过排气筒排放。

解吸尾气因热值过低(2.5MJ/m³),送火炬无法正

常燃烧,其焚烧采用增加辅助燃料燃烧所发生的热量,把尾气中可燃的有害有机物全部氧化成 CO₂、H₂O,通过配置余热锅炉产生过热蒸汽[1.3MPa(表)、250℃]回收燃烧产生的热量,在满足《石油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570—2015)排放要求情况下通过排气筒排放,达到环保、节能双重效果。

3.1.2 工程内容及主要技术经济指标

PSA 系统利旧原 I PSA 装置(8 台吸附塔)改造, 增加 1 台原料气压缩机(1600kW)、1 台产品气压缩机

(350kW)和 1 套气体焚烧系统(焚烧炉+余热锅炉), 项目建设投资 6491 万元。核算的主要技术经济指标具体见表 3。

表 3 主要技术经济指标

序号	项目	数量	备注
1	生产规模(标准)/(m ³ ·h ⁻¹)	14000	
2	产品方案(标准)/(m ³ ·h ⁻¹)	4491	纯度≥99.9%氢气
3	年操作时间/h	8400	
4	建设投资/万元	6491	含增值税
5	年均总成本费用/万元	2855	
6	税后年均利润总额/万元	1706	氢气按 12166 元/t, 1.3MPa 蒸汽按 168.53 元/t 计
7	静态投资回收期/a	2.9	
8	税后财务内部收益率, %	31.2	

3.2 辅助燃料方案

某公司热电部拥有 5 台燃煤锅炉及配套汽轮发电机组, 向公司供电、供汽, 可将 PSA 解吸尾气送至燃煤锅炉作为燃料顶替燃煤生产高压蒸汽, 燃烧伴生氮氧化物通过锅炉烟气脱硝设施去除。

3.2.1 燃烧热量及锅炉产汽量计算

热电部锅炉燃烧温度约为 1200℃, PSA 解吸尾

气进锅炉温度为 90℃, 排烟温度 140℃, 炉热效率为 91%, 抵扣解吸气中的非烃组分升温吸收热量、反应空气升温吸收热量和排烟放出热量, 有效利用热值为 62442.0MJ/h。每千克除氧水被加热产生的 9.8MPa(540℃)过热蒸汽所需的热焓值为 3113kJ, 理论计算可产 9.8MPa(表)过热蒸汽 20.0t/h, 具体计算过程见表 4~7。

表 4 PSA 解吸尾气可燃组分放出热量

组分	体积分数, %	体积流量(标准)/(m ³ ·h ⁻¹)	质量流量/(kg·h ⁻¹)	单位体积热值(标准)/(MJ·m ⁻³)	可燃组分放出热量/(MJ·h ⁻¹)
H ₂	38.59	5402.60	482.38	10.79	58294.05
N ₂	57.08	7991.20	9989.00		
CH ₄	0.92	128.80	92.00	35.88	4621.34
CO	3.4	476.00	595.00	12.64	6016.64
CO ₂	0.01	1.40	2.75		
合计	100	14000	11161.13	4.923	68932

表 5 PSA 解吸尾气燃烧理论烟气体量计算

(过剩系数按 1.1 考虑)

kg/h

组分	质量流量	燃烧耗氧量	燃烧所需空气量	理论烟气产生量
H ₂ O				4548.42
H ₂	482.38	3862.08	16791.65	0
N ₂	9989			23291.03
CH ₄	92	368	1600.00	0
CO	595	340	1478.26	0
CO ₂	2.75			1190.75
过剩空气			1986.99	1986.99
合计	11161.13		21856.90	31017.19

3.2.2 工程内容及主要技术经济指标

项目新增体积流量 14000m³/h(标准)的解吸气压缩机 1 台, 新增一根 DN250 解吸气管线(总长约 1830m, 其中利旧 1350m), 新增 160m³解吸气缓冲罐 1 个, 主要技术经济指标见表 8。

按照装置一般不能全年满负荷运行, 实际 PSA 解吸尾气量平均为 10000m³/h(标准)计算, 可产 9.8MPa 过热蒸汽 14.29t/h, 主要技术经济指标见表 9。

对比“PSA 氢气提纯”方案, “辅助燃料”方案具有工艺流程简单、投资回收期短和内部收益率高特点, 可依托热电部锅炉脱硝设施解决“PSA 氢气提纯”方案中尾气焚烧氮氧化物超标问题, 确定采用“辅助燃料”方案回收利用 PSA 装置低热值尾气。

表 6 PSA 解吸尾气及烟气进出锅炉热值计算

序号	组分	质量流量/ (kg·h ⁻¹)	焓值差 (90~1200℃)/ (kJ·kg ⁻¹)	焓值差 (25~1200℃)/ (kJ·kg ⁻¹)	焓值 (1200~140℃)/ (kJ·kg ⁻¹)	升温所需 吸收热量/ (MJ·h ⁻¹)	排烟放出热量 (1200~140℃)/ (MJ·h ⁻¹)
1	非烃组分	N ₂	9989	1221.5		12201.6	
		CO ₂	2.75	1045.9		2.9	
		合计				12204.4	
2	反应空气	21856.90		1242.5	27157.2		
3	排放烟气	H ₂ O	4548.42		2226		10124.8
		N ₂	23291.03		1099		25596.8
		CO ₂	1190.75		1014		1207.4
		过剩空气	1986.99		1066		2118.1
		合计					39047.2

表 7 产汽量计算

序号	项目	数值
1	可燃组分放出热量/(MJ·h ⁻¹)	68932.0
2	非烃组分升温至 1200℃吸收热量/(MJ·h ⁻¹)	-12204.4
3	反应空气升温至 1200℃吸收热量/(MJ·h ⁻¹)	-27157.2
4	锅炉排烟放出热量/(MJ·h ⁻¹)	39047.2
5	合计热量/(MJ·h ⁻¹)	68617.6
6	锅炉考虑 91%热效率/(MJ·h ⁻¹)	62442.0
7	除氧水生产 9.8MPa(表)过热蒸汽 所需热量/(kJ·kg ⁻¹)	3113
8	理论产蒸汽量/(t·h ⁻¹)	20.0

表 8 满负荷主要技术经济指标

序号	项目名称	数量	备注
1	规模(标准)/(m ³ ·h ⁻¹)	14000	
2	产品方案/(t·h ⁻¹)	20.0	9.8MPa(表)过热蒸汽, 价格按 250 元/t 计
3	年操作时间/h	8400	
4	连续运行时长/a	≥3	
5	建设投资/万元	2295	含增值税
6	年均总成本费用/万元	1379	
7	税后年均利润总额/万元	1620	
8	静态投资回收期/a	1.0	
9	税后财务内部收益率,%	75	

4 实施难点及解决办法

项目工艺流程较为简单,增设 PSA 装置解吸气至热电部现有干气管网流程,将 PSA 装置解吸气提压后,送至热电部现有干气缓冲罐,在罐内与干气、弛放气混合后作为燃料供锅炉使用。

但在项目实施上,存在以下难点:PSA 解吸尾气压力低、波动大[操作压力 0~0.03MPa(表)]及热值

低特点,工艺和设备选择不当,极易引起 PSA 生产波动和加热炉火嘴熄火。

为解决以上问题,工艺设计上采取了如下措施:

① 新增 160m³解吸气缓冲罐进行稳压。

② 新增一台压缩机将解吸气增压至 0.45MPa(表)后送至热电部,解决 PSA 解吸尾气压力低、波动大问题;在压缩机前后分别设置 PSA 解吸尾气至火炬流程及相关联锁,确保在任何工况下 PSA 稳定运行。

③ 分别在原干气线上增设 2 台不同型式的止回阀,防止新增解吸气串流到原有干气系统。

④ 优化热电锅炉掺烧火嘴燃料气配置。

低热值燃气燃烧难以点燃和控制,燃烧时容易出现回火或吹熄等现象,稳定燃烧不易实现^[1]。PSA 解吸气热值为 4.92MJ/m³(标准状态),为保证锅炉掺烧火嘴正常运行,采取与干气、弛放气混合后并补充部分高热值干气掺烧保证燃烧器燃烧正常[约配 10%干气(体积分数)],PSA 解吸气进入炉内后直接以氧化方式燃烧放热生产高压蒸汽。

表 9 10000m³/h(标准状态)负荷下主要技术经济指标

序号	项目名称	数量	备注
1	规模(标准)/(m ³ ·h ⁻¹)	10000	
2	产品方案/(t·h ⁻¹)	14.29	9.8MPa(表)过热蒸汽
3	年操作时间/h	8400	
4	连续运行时长/a	≥3	
5	建设投资/万元	2295	含增值税
6	年均总成本费用/万元	1355	
7	税后年均利润总额/万元	886	
8	静态投资回收期/a	2.69	
9	税后财务内部收益率,%	32	

5 实施效果

项目于 2025 年 3 月正式投用,PSA 解析气均量约为 10975m³/h(标准),实现了 PSA 解析气百分之百安全掺烧。

按 10000m³/h(标准)PSA 解析气掺烧计算,减少热电燃料煤消耗约 1.41×10⁴t,实现年均 886 万元税后利润,同时按照 1t 燃料煤对应二氧化碳排放量为 2.66t 计算,可减少热电二氧化碳排放量约 3.75×10⁴t/a,按目前履约期市场均价计算(全国碳市场约 73.21 元/t),降低碳履约费用约 274.5 万元/a。

6 结论及建议

① PSA 低热值尾气送火炬系统焚烧,产生的温室气体和氮氧化物等污染了环境,不符合现行生

态环境管理要求,可通过送锅炉焚烧方式实现综合利用。

② 合理回收利用 PSA 低热值尾气,不仅具有较高经济效益,而且因燃烧介质为氢气,掺氢燃烧可减少热电锅炉二氧化碳排放量,具有环保效益。

③ 为提高低热值燃气利用率和利用场景,应加大加快低热值燃气燃烧器研究,实现低热值燃气稳定安全燃烧。

参考文献:

[1] 郭建兰,杜少俊.低热值气体燃料的燃烧特性分析[J].太原理工大学学报,2009,40(3):303-306.

(编辑 程文梅)

Research on Recovery and Utilization of Low Calorific Value Tail Gas from PSA Units

Xiao Bing

(SINOPEC Anqing Company, Anqing Anhui 246001)

[Abstract] In the production processes of petrochemical enterprises, a significant amount of low calorific value tail gas is often generated. Characterized by low pressure, unstable flow rates, and high flammability and explosiveness, it is difficult to achieve comprehensive resource utilization. The gas is primarily sent to the flare system for combustion, resulting in resource waste and environmental pollution. This issue has long been a focal point of research for energy conservation and emission reduction in the petrochemical industry. This study focuses on the recovery and utilization of tail gas from a PSA (Pressure Swing Adsorption) unit of a petrochemical company, compares and analyzes PSA hydrogen purification scheme and auxiliary fuel scheme, and examines the implementation challenges of each scheme. The results indicate that while the PSA hydrogen purification scheme can recover 3389 tons of hydrogen annually, it requires substantial investment and involves complex processes. The auxiliary fuel scheme, which incorporates additional compressors, buffer tanks, and the blending of high calorific value dry gas, utilizes low calorific value tail gas as supplementary fuel for coal-fired boilers, thereby reducing coal consumption. This scheme offers the advantages of lower investment and a higher internal rate of return. The project was implemented using the auxiliary fuel scheme and has achieved stable operation and significant benefits. It was calculated based on blending 10000Nm³/h of PSA desorption gas that the scheme reduces the coal consumption for thermal power generation by approximately 14100 tons, achieves an annual CO₂ emission reduction of 37500 tons, and generates economic benefits of 8.86 million yuan per year.

[Keywords] pressure swing adsorption (PSA); low calorific value tail gas; co-firing optimization; carbon emission reduction