

# 煤制氢气——当今全加氢型炼油厂的发展方向

赵 岩

(中海石油炼化有限责任公司惠州炼油分公司,广东省惠州市 516086)

**摘要:** 炼油厂常规的3种制氢工艺为烃类蒸汽转化法(SMR)、原料部分氧化法(POX)和变压吸附法。介绍了煤制氢技术的工艺方法、“三废”处理、及应用实例,并将煤制氢与天然气制氢的技术、经济指标进行了全面对比,结果表明,对于150 kt/a的煤气化制氢装置,煤的用量为1.3 Mt/a;若用天然气代替煤来生产氢气,则达到同样规模需要天然气510 kt/a。煤和天然气的价格分别以1 270和6 500 RMB ¥/t计算,则从原料成本看,煤制氢比天然气制氢低 $16.6 \times 10^8$  RMB ¥/a。据Shell Global Solution的研究结果,国际油价在377.39 US \$/m<sup>3</sup>以下时,天然气制氢更具有优势;国际油价在377.39~503.19 US \$/m<sup>3</sup>时,煤制氢和天然气制氢的成本基本相当;当国际油价高于503.19 US \$/m<sup>3</sup>时,煤制氢的成本优势会随着原油价格上升表现得更为明显。惠州炼油分公司天然气制氢装置天然气原料平均价格为4.2 RMB ¥/m<sup>3</sup>,所生产的氢气成本为 $1.86 \times 10^4$  RMB ¥/t;煤炭价格以到厂价950 RMB ¥/t计算,煤制氢的产氢价格应为 $1.4 \times 10^4$  RMB ¥/t。可见,煤制氢成本远远低于天然气制氢。指出选择煤制氢技术生产氢气具有较强的抗风险能力和核心竞争力,是国内全加氢型炼油厂的发展方向。

**关键词:** 制氢 煤制氢 天然气制氢 加氢 技术经济 发展方向

随着成品油质量升级步伐加快,国内各大炼油厂都在进行产品质量升级改造,各种加氢工艺应用越来越广,新建炼油厂大多选择了全加氢工艺路线,以满足轻质油收率、产品质量、综合商品率等关键技术经济指标要求。氢气已成为各炼油厂不可缺少的重要资源,在生产运行中占有举足轻重的地位,增加氢气产量和降低氢气成本已经成为共同追求的目标。

惠州炼油分公司二期项目就是在已经建成投产的12 Mt/a炼油装置基础上,新增10 Mt/a炼油和1 Mt/a乙烯项目。炼油部分选择了常减压蒸馏-渣油加氢-催化裂化-产品精制的工艺路线,该项目氢气缺口总量达到150 kt/a。因此,正确选择制氢工艺是提高炼油厂核心竞争力的关键所在。

## 1 几种常见的制氢工艺

国内外当前氢气制备工艺主要有3种方法,即烃类蒸汽转化法(SMR)、原料部分氧化法(POX)和变压吸附法。

### 1.1 烃类蒸汽转化制氢

蒸汽转化法主要采用轻质原料,如石油天然气、炼油厂干气、液化石油气和石脑油。因石脑油价格昂贵,已经逐渐退出了蒸汽转化制氢原料范围,国内现有蒸汽转化制氢大多以气体为原料。

此方法采用SMR(甲烷蒸汽重整)技术,将精制后的烃类气体与水蒸气按一定比例混合,进入装有催化剂的多根转化炉列管内发生转化和变换反应,生成富含氢气和一氧化碳的转化气,再经过变换反应得到氢气,变换气经过提纯工序获得高纯度的氢气。该工艺的优点是技术成熟,原料清洁环保,设备可靠,投资不高,装置可实现长周期运行;缺点是炼油厂烃类气体量受限制(特别是干气),天然气价格昂贵,氢气成本高。

### 1.2 原料部分氧化制氢

部分氧化法主要采用重质原料,如石油炼制过程中的重质渣油、石油焦以及煤炭等。用煤制取氢气,其核心技术为先经过不同的气化技术将固态煤转变为气态产物,再经过低温甲醇洗等分离过程,进一步转换成高纯度的氢气。该工艺的优点是技术日臻成熟,原料成本低,装置规模大;缺点是设备结构复杂、运转周期短、投资高、配套装置多。

收稿日期:2012-03-22。

作者简介:赵岩,高级工程师,1986年7月毕业于抚顺石油学院化工设备与机械专业,2003年取得大连理工大学机械电子工程专业工程硕士学位,现任该公司副总经理,一直从事设备技术管理工作。联系电话:0752-3685909, E-mail: zhaoyan3@cnoc.com.cn。

### 1.3 变压吸附制氢

变压吸附法制氢是以炼油厂干气、尾气、合成气为原料,将其中的氢气分离出来,适用于氢气消耗量很小的炼油厂。其特点是工艺、设备简单,投资小,制氢成本低,但产氢量少。

## 2 煤制氢气技术

### 2.1 工艺方法

煤气化是煤或煤焦与气化剂(空气或氧气)在高温下进行部分氧化反应(POX),将煤或煤焦

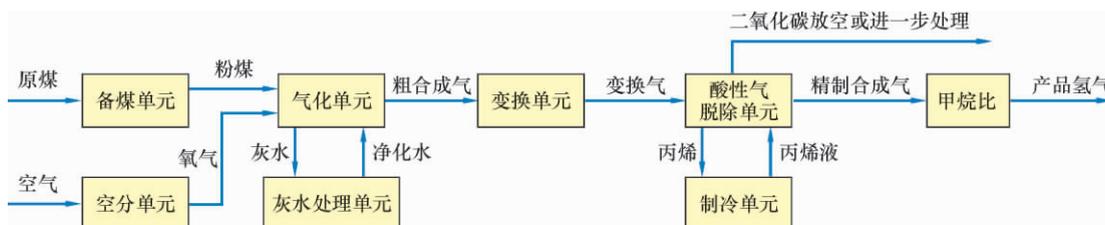


图1 煤制氢工艺流程示意

Fig. 1 Flow diagram of hydrogen from coal gasification

### 2.2 “三废”处理

煤制氢工艺过程产生的“三废”均得到了合理处置<sup>[1]</sup>。气化过程产生的灰渣可填埋处理;灰水经过本装置预处理后,达到送污水处理场指标,继续处理后达标排放或回用标准;酸性气脱除过程产生的硫化氢送往硫黄回收装置制硫黄;变换气经过二氧化碳脱除塔产生较高纯度(达到97%)的二氧化碳气体,采用冷却吸附工艺,继续提纯可生产市场需求的工业级和食品级二氧化碳,或进一步处理减少往大气的排放。

### 2.3 应用实例

煤气化技术在欧美地区已经得到广泛的推广应用,在我国近几年发展很快。例如,金陵石化化肥厂、南化集团、南京惠生;中石化下属的齐鲁石化、茂名石化、九江石化;大连大化等公司先后从GE公司获得了水煤浆气化专利的使用授权,部分装置已经投产运行,部分装置正在建设中。该气化技术在设计和工程建设上已经比较成熟,基本上解决了气化技术影响工业化和稳定生产的核心问题。

## 3 煤制氢与天然气制氢的经济技术指标对比

### 3.1 原料成本对比

为了缓解天然气长期处于较高价位,供应量紧张的矛盾,惠州炼油分公司二期项目设置了一

中的有机物转化为煤气的过程。由原料制备系统制备的煤浆或煤粉在气化剂、蒸汽中均匀混合并被雾化,在高温气化炉中生成以 $\text{CO} + \text{H}_2$ 为主的合成气,再经过变换、酸性气体脱除(低温甲醇洗工艺)、氢气提纯等工序,得到高纯度的产品氢气。其典型流程示意图见图1。

从煤气化技术的发展看,气流床气化代表着煤气化的潮流,适合比较大规模的装置,但其对煤炭性质有一定要求,煤炭中的水含量和挥发分要相对较低;灰熔点不能太高;热值不能太低。

套煤气化制氢联合装置,为新增建的炼油厂加氢装置和乙烯的丁辛醇装置分别提供150 kt/a氢气和117.6 kt/a羰基合成气( $\text{CO} : \text{H}_2 = 1 : 1$ )。该装置的原料是煤炭和空分装置提供的氧气,其中煤的用量为1.30 Mt/a。若用天然气代替煤来生产氢气,则达到同样规模需要天然气510 kt/a。煤制氢和天然气制氢的原料成本对比详见表1。

表1 煤制氢和天然气制氢的原料成本对比

Table 1 Comparison of raw material cost of hydrogen from coal and natural gas

项 目	煤制氢	天然气制氢
用量/( $\text{kt} \cdot \text{a}^{-1}$ )	1 300	510
参考价格/( $\text{RMB} \text{¥} \cdot \text{t}^{-1}$ )	1 270	6 500
成本/( $10^8 \text{RMB} \text{¥} \cdot \text{a}^{-1}$ )	16.51	33.15

通过对比可以看出,如果用天然气代替煤来生产氢气,从原料成本看,煤制氢比天然气制氢低 $16.64 \times 10^8 \text{RMB} \text{¥} / \text{a}$ 。

### 3.2 综合成本分析

#### 3.2.1 国外研究机构的测算结果

关于天然气制氢和煤制氢的成本对比,国外的Shell Global Solution机构对全球炼油行业的制氢成本进行了分析,结果表明,国际油价在377.39 US \$ / $\text{m}^3$ 以下时,天然气制氢更具有优势;国际油价在377.39 ~ 503.19 US \$ / $\text{m}^3$ 时,煤制氢和天然气制氢的成本基本相当;当国际油价高于503.19 US \$ / $\text{m}^3$ 时,煤制氢的成本优势会随着原油价格

上升,体现得更为明显。

### 3.2.2 国内设计和研究单位的测算结果

中石化经济技术研究院以 90 dam<sup>3</sup>/h 制氢装置为比较基础,做出了不同煤炭价格下的制氢成

本测算,对比见表 2。

中国石化工程建设公司就惠州炼油分公司 150 kt/a 煤制氢装置( GE 技术)与 150 kt/a 天然气制氢装置氢气成本进行了计算比较<sup>[2]</sup>,结果见表 3。

表 2 不同煤炭价格下的制氢成本

Table 2 Hydrogen production costs at different coal price

RMB ¥ / t

煤价	400	450	500	550	600	700	800
煤制氢气完全成本	8 810	9 205	9 600	9 996	10 390	11 180	11 971
天然气最高承受价/(RMB ¥ · m <sup>-3</sup> )	1.36	1.65	1.74	1.82	1.91	2.08	2.27
炼油厂干气最高承受价格	2 156	2 254	2 372	2 489	2 607	2 842	3 068
轻石脑油最高承受价	2 116	2 233	2 349	2 465	2 581	2 841	3 038

表 3 氢气成本敏感性分析

Table 3 Sensitivity analysis on hydrogen cost

天然气价格/(RMB ¥ · m <sup>-3</sup> )	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0
制氢成本/(RMB ¥ · t <sup>-1</sup> )	8 662	10 855	13 061	15 683	18 909	22 134	25 360	28 585	31 811
煤价格/(RMB ¥ · t <sup>-1</sup> )	600	650	700	750	800	850	900	950	1 000
制氢成本/(RMB ¥ · t <sup>-1</sup> )	10 513	11 005	11 497	11 994	12 492	12 996	13 508	14 209	14 583

2011 年,惠州炼油分公司炼油一期正在运行的 150 kt/a 天然气制氢装置天然气原料平均价格为 4.2 RMB ¥ /m<sup>3</sup>,所生产氢气的成本为 1.86 × 10<sup>4</sup> RMB ¥ /t,与设计单位计算分析的价格基本相当。而当前设计所选煤炭到厂价为 950 RMB ¥ /t,估算的产氢价格应为 1.4 × 10<sup>4</sup> RMB ¥ /t。南京惠生煤制氢装置隔墙供应对外销售的氢气价格为 1.35 × 10<sup>4</sup> RMB ¥ /t。由此可见,煤制氢成本远远低于天然气制氢。

## 4 结 论

从技术、经济、环保角度出发,用煤作为制氢

的原料符合惠州炼油分公司二期项目的建设实际。近几年,天然气价格一路走高,煤炭价格涨幅相对稳定,国内的炼油厂都在考虑使用煤炭作为制氢的原料,煤制氢工艺具有较好的技术经济性、抗风险能力,较强的市场竞争力,是当今全加氢炼油厂的主攻方向。

### 参考文献

- [1] 尹忠辉.煤及天然气两种工艺路线的比较[J].石油化工技术与经济,2009,25(3):60-62.
- [2] 贺永德.现代煤化工技术手册[M].北京:化学工业出版社,2004:119-122.

(编辑 漆 萍)

## Coal to hydrogen—— the development orientation of today's hydroprocessing refinery

Zhao Yan

(Huizhou Refining Company of CNOOC Refining & Chemical Co., Ltd., Huizhou, Guangdong 516086)

**Abstract:** 3 common hydrogen generation processes i. e. steam methane reforming (SMR) process, POX process and pressure swing absorption (PSA) process are introduced. The coal to hydrogen process, wastes treatment and applications are described in detail. The comparison of technology and economic index of coal to hydrogen process and natural gas (NG) to hydrogen process shows that the coal requirement is 1.3 MM TPY for a 150,000 TPY coal to hydrogen unit, If NG is used to replace coal to produce hydrogen for the same capacity, the required NG feed is 510,000 TPY. At a price of 1 270 Yuan RMB per ton of coal and 6 500 Yuan

RMB per ton of NG, the cost of production of hydrogen from coal is  $16.6 \times 10^8$  Yuan RMB/yr lower than that from NG. Based upon the study of Shell Global solution, production of hydrogen from NG is more advantageous when international crude oil price is lower than 377.39 US \$ /m<sup>3</sup>. When world crude oil price is at 377.39-503.19 US \$ /m<sup>3</sup>, the cost of production of hydrogen from coal is similar to that of from NG. When the world crude oil price is higher than 503.19 US \$ /m<sup>3</sup>, the coal to hydrogen becomes increasingly advantageous with the rising crude oil price. The average price of feed NG of NG hydrogen generation unit in Huizhou Refinery Company is 4.2 Yuan RMB/m<sup>3</sup>. The cost of hydrogen production is 18 600 Yuan RMB/t. When the in-plant coal price is 950 Yuan RMB/t, the cost of hydrogen production from coal is 14 000 Yuan RMB/t, which is greatly lower than that of hydrogen generation from NG. Therefore, the selection of coal to hydrogen process for hydrogen production, which offers a greater risk resistance and a higher competitiveness, is the right selection for the development of hydroprocessing refineries in China.

**Key Words:** hydrogen generation, coal to hydrogen, NG to hydrogen, hydroprocessing, technical economics, development orientation

## 国内外动态

### 亚洲基础油市场日趋高端化

市场人士表示,受亚洲地区和中东地区优质基础油供应增加以及该地区日趋严格的燃料经济性和排放标准实施的刺激,未来几年亚洲市场对于Ⅱ类和Ⅲ类基础油的需求将强劲增长。亚洲地区的润滑油调合商们将更多地使用Ⅱ类和Ⅲ类基础油,同时削减Ⅰ类基础油的使用。市场人士称,亚洲和中东地区Ⅲ类基础油新增供应将更加强劲。据悉,2014年前亚洲和中东地区将新增逾250 Mt/a的Ⅲ类基础油产能。卡塔尔石油公司和壳牌公司在卡塔尔的珀尔天然气制液体工厂以及奈斯特石油、巴林石油公司和Nogaholding在巴林的Ⅲ类基础油工厂已于2011年下半年投产。此外中国的一些Ⅰ类基础油工厂也计划在2016年前改造升级成Ⅱ类基础油工厂。

美国咨询公司Kline & Company产业经理Milind Phadke表示,这些基础油扩能项目将很好地满足亚洲市场需求的增长。如果这些计划中的项目能如期投产,那么亚洲地区新增供应将大量增加,同时利用来自于中东和亚洲地区的高性能基础油料与使用来自于欧洲的Ⅰ类基础油在物流上拥有明显的优势,这将导致市场开始抛弃Ⅰ类基础油。

Phadke同时表示,过去亚洲润滑油调合商们更加关注于技术要求,对于Ⅱ类和Ⅲ类基础油的使用仅限于那些需要高性能基础油料的应用领域,因为高质量的基础油价格较高。而当前他们考虑的是优化整体的供应链成

本。这意味着高性能的基础油料也将被广泛使用。

息旺能源在《2011—2012年中国基础油和润滑油市场》报告中称,中国市场Ⅱ类基础油的需求受益于2011年国内供应的增加。2011年中国Ⅱ类基础油消费量同比增长近55%,约占到中国基础油总消费量的24%,因为国内两家新建工厂投产后,国内产品的价格更具有竞争力。

中国国有企业中海油和独立炼油商海南汉地阳光石化有限公司在2011年新增了70 Mt/a的Ⅱ类基础油产能。由于润滑油调合商们寻求生产可以满足更高排放标准的发动机油的需要,未来几年,Ⅱ类基础油需求将继续强劲增长,同时Ⅰ类基础油需求将下降。

中国国有炼油商中国石化和中国石油将对一些Ⅰ类基础油生产设施进行升级改造,以满足市场对于高质量基础油需求的增长。中国石化将在2012年底前完成旗下三套Ⅰ类基础油生产设施的升级改造,第四套装置的升级改造将在2016年前完成。

Phadke预计未来几年亚洲润滑油市场将继续扩张,但是增速将放慢。预计在2010—2015年期间,亚洲主要的两大润滑油市场中国和印度市场的复合年均增速分别为6%和4%,增速明显低于2005—2010年间的8.1%和7.5%。而亚洲整体的年均增长速度将从2005—2010年期间的6%放缓至4%~5%。

(庞晓华摘自ICIS,2012-02-20)