

煤气化制氢及氢能发电试验系统

许世森, 程 健

(西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710032)

摘要: 氢能是一种高效洁净、理想的、极有前途的二次能源。“绿色煤电”计划将建立 2 MW 的氢能试验系统, 进行煤气变换制氢、氢能发电、CO₂ 利用的试验研究。介绍 2 MW 氢能发电试验系统的设计方案: 煤气化工艺采用西安热工院的两段式干煤粉加压气化技术, CO 变换工艺采用中温耐硫变换工艺, 脱碳工艺经比较采用变压吸附工艺, 提纯的氢气用于高温燃料电池发电和氢燃气轮机的燃烧试验, CO₂ 作为商品销售。煤气变换提纯后 CO₂ 体积分数小于 0.2%, H₂ 体积分数大于 99%, 燃料电池发电效率达 60% 以上, 系统 CO₂ 达到零排放。煤制氢及氢能利用技术具有广阔的应用前景。

关键词: 煤气化; 制氢; 脱碳; 燃料电池发电; 试验系统

中图分类号: TK91

文献标识码: A

文章编号: 1004-9649(2007)03-0009-05

0 引言

氢能是有别于太阳能、核能、地热能、海洋能、生物质能等新型能源的一种含能体能源。氢燃烧热值高、无污染、来源广, 是煤、石油、天然气等传统能源所无法比拟的, 氢气被公认为是解决环境污染问题的真正的清洁燃料。

自然界中氢主要以其化合物如水和碳氢化合物的形式存在, 而以游离态存在的氢气却很少。人类利用氢气的主要方法是从氢的化合物中提取。从理论上讲, 制氢方法很多, 如: 矿物燃料制氢、电解水制氢、微生物制氢、光催化分解水制氢等方法。目前世界上所需氢气的 90% 都是由矿物燃料制氢方法获得的。根据已探明和可开采能源资源储量, 我国以煤为主的能源格局长期不会改变。因此, 各种煤制氢技术仍将是获得大量氢的重要途径之一。

将氢制备与煤的高效洁净利用结合是氢能发展的重要课题之一。在煤炭联产系统中, 煤炭经气化、净化、脱硫脱碳后即可生产氢气, 氢气既可作为化工原料, 也可作为燃料电池、固定和分散电站的燃料; 净化煤气经组分调整, 通过各种反应可合成甲醇、二甲醚、醋酸等燃料及化工产品, 系统反应过程中各种放热, 尾气等多种品位的能量可充分利用, 这样使煤的化学能利用得到最佳的综合效益, 因此氢能利用对洁净煤技术流程的创新具有重要作用。

华能集团公司作为国内最大的发电公司, 在国内率先提出并倡导实施“绿色煤电”计划, 研究开发

以煤气化制氢和氢能发电为主、并对 CO₂ 进行分离和处理的新型高效的清洁煤基能源利用技术。

“绿色煤电”计划第 1 阶段将建立 250 MW 的 IGCC(整体煤气化联合循环) 电站, 以及 2 MW 的氢能试验系统, 进行煤气化联合循环发电示范和制氢、高温燃料电池发电、氢燃气轮机发电、CO₂ 分离捕集存储等关键技术的研究开发。

1 煤气化制氢技术

煤气化制氢是先将煤炭气化得到以 H₂ 和 CO 为主要成分的气态产品, 然后经 CO 变换和分离、提纯等处理而获得一定纯度的产品氢。图 1 为煤气化制氢原则流程。

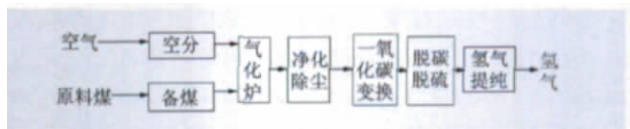


图 1 煤气化制氢原则流程图

Fig.1 The principle process of hydrogen production from coal gasification

现代大型煤气化装置中, 应用较广泛的主要是气流床气化技术, 气流床气化包括水煤浆进料和干煤粉进料 2 种, 典型的技术主要包括: 美国 GE 公司的水煤浆加压气化工工艺(原为德士古公司 Texaco 技术)、荷兰壳牌公司的 SCGP 粉煤加压气化工工艺技术和德国 GSP 气化工技术。美国 Texaco 公司在渣油部分氧化技术基础上开发出水煤浆气化工技术, 其主要特

收稿日期: 2006-12-30; 修回日期: 2007-01-08

作者简介: 许世森(1965-), 男, 陕西韩城人, 研究员, 从事煤气化制氢新型发电技术的研究。E-mail: xushisen@pri.com.cn

点为:煤种适应性较强,气化压力高,水煤浆气化压力范围在 2.6~6.5 MPa,提高气化压力,可降低装置投入,有利于降低能耗,煤气中有效气体($\text{CO}+\text{H}_2$)较高,其体积分数约 80%,冷煤气效率为 70%~76%,设备成熟,大部分已能国产化。

Shell 公司的 SCGP 工艺是粉煤加压气化工艺,并于 1972 年开始从事煤气化的研究。1987 年在美国休斯敦附近的日投煤量 250~400 t 示范装置建成投产。1993 年在荷兰 Buggenum 的日投煤量 2000 t 的大型商业用气化装置建成投产,用于联合循环发电(IGCC)。SCGP 气化技术主要特点为:对气化原料有较宽的适应性,碳转化率达 99% 以上,甲烷体积分数极低,煤气中有效气体($\text{CO}+\text{H}_2$)达 90% 以上,采用干法进料,与湿法水煤浆气化工艺相比,氧耗低、单炉生产能力大,工业化应用单台炉日处理煤量已达 2000 t;热效率高,冷煤气效率 80%~85%,是一种较理想的煤制氢技术。

GSP 煤气化是原民主德国 VEB Gaskombiant 的黑水泵公司于 1976 年开始研究开发的干煤粉加压气化工艺。目前,单台工业化气化炉的生产能力为 720 t/d 煤,气化压力为 4.0 MPa。GSP 气化炉采用盘管式水冷壁气化炉结构,对气化粉煤的粒度要求较为宽松,工业化装置气化原料煤的粒度在 24.5% 大于 0.2 mm 的条件下一次性碳转化率可达 98% 以上。

西安热工研究院有限公司在国家 863 计划的支持下,历经 10 余年的研究,开发出两段式干煤粉加压气化技术。气化炉采用水冷壁结构,气化温度为 1300~1700 ,气化反应压力 0.5~4.0 MPa,碳转化率达 99% 以上,有效气体体积分数($\text{CO}+\text{H}_2$)达 90% 以上,煤种适应性好。与国外先进干法气化技术相比,冷煤气效率提高 2~3 个百分点,比氧耗低 10%~15%;与水煤浆气化技术相比,冷煤气效率提高 7%~10%,比氧耗降低 20%~30%。华能“绿色煤电”计划一期工程将采用西安热工研究院的两段式干煤粉加压气化技术生产合成气,利用合成气进行煤气化联合循环发电和制氢发电试验。

2 氢能试验系统

“绿色煤电”计划第 1 阶段工程由气化岛、动力岛、空分部分、制氢和 CO_2 处理部分组成,系统流程见图 2。2000 t/d 气化炉产生的煤气主要用来发电,5% 流量的煤气(2 MW) 被引入旁路的氢能试验系统进行燃料电池和氢燃气轮机的试验研究。

氢能实验系统由煤气变换装置、 CO_2 与 H_2 分离及 H_2 提纯装置、高温燃料电池电站和 H_2 及 CO_2 资源化利用装置组成。在该系统中,2000 t/d 气化炉 5% 流量的煤气合成气将被引入,在煤气变换装置中

合成气与水蒸气发生变换反应,生成高体积浓度的 H_2 和 CO_2 ; H_2 和 CO_2 被气体分离装置分离为高纯度的 H_2 和高体积浓度 CO_2 的渗余气; CO_2 可被进一步提纯作为工业原料应用或进行封存实验;高纯度的 H_2 可作为高温燃料电池的燃料,通过电化学反应产生电能;大量的高纯 H_2 可作为商品销售或切换进行氢燃气轮机燃烧的实验。

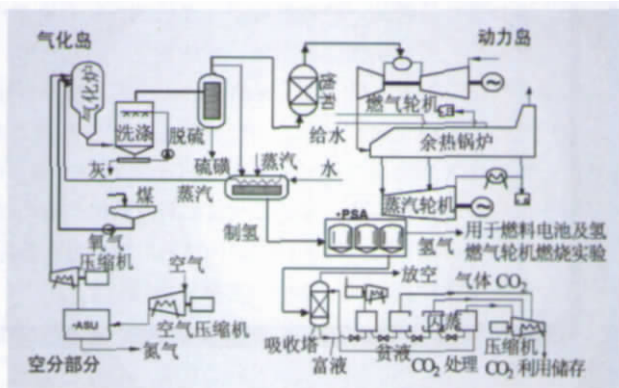


图 2 绿色煤电一期工程流程

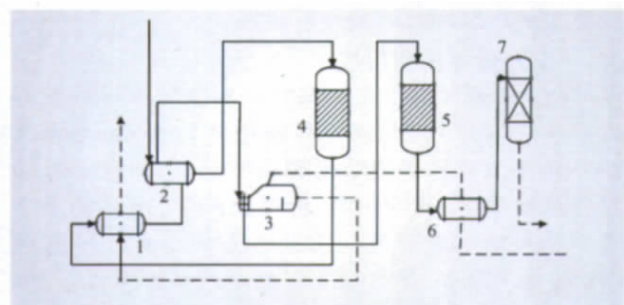
Fig. 2 Process of the first stage of the GreenGen Project

3 系统工艺方法选择

3.1 变换工艺选择^[3]

气化煤气中 CO 体积分数较高(约 60%),可用水蒸气与 CO 在催化剂的作用下发生变换反应产生 H_2 和 CO_2 。 CO 变换技术依据变换催化剂的发展而发展,变换催化剂的性能决定了变换流程及其先进性。采用 Fe-Cr 系催化剂的变换工艺,操作温度在 350~550 ,称为中、高温变换工艺。其操作温度较高,原料气经变换后 CO 的平衡体积浓度高。Fe-Cr 系变换催化剂的抗硫能力差,适用于总硫体积分数低于 80×10^{-6} 的气体。采用 Cu-Zn 系催化剂的变换工艺,操作温度在 200~280 ,称为低温变换工艺。这种工艺通常串联在中、高温变换工艺之后,将体积分数为 3% 左右的 CO 降低到 0.3% 左右。Cu-Zn 系变换催化剂的抗硫能力更差,适用于硫体积分数低于 0.1×10^{-6} 的气体。采用 Co-Mo 系催化剂的变换工艺,操作温度在 200~550 ,称为宽温耐硫变换工艺。其操作温区较宽,特别适合于高体积浓度 CO 变换且不易超温。Co-Mo 系变换催化剂的抗硫能力极强,对硫无上限要求。变换的能耗取决于催化剂所要求的汽/气比和操作温度,在上述 3 种变换工艺中,耐硫宽温变换工艺在这 2 方面均为最低,具有能耗低的优势。耐硫宽温变换催化剂的活性组分是 Co-Mo 的硫化物,特别适合于处理较高 H_2S 体积分数的气体,因此,在煤炭制氢装置中,一般 CO 变换均采用耐硫变换工艺。

2 MW 氢能系统主要利用高体积浓度的 H_2 进行高温燃料电池发电和氢燃气轮机的燃烧试验, 变换气中少量的 CO 也可作为高温燃料电池和氢燃气轮机的燃料, 而不影响其性能, 因此旁路系统煤气制氢变换工艺应采用中串低耐硫变换工艺, 使变换气中 CO 体积分数低于 1%, 变换工艺流程见图 3。



1—蒸汽过热器;2—变换气预热器;3—蒸汽发生器;4—一段变换炉;5—二段变换炉;6—给水换热器;7—气体冷却器

图3 变换工艺示意

Fig. 3 Process of syngas conversion technique

蒸汽饱和的煤气通过 CO 变换炉预热器被来自一段变换炉的气体加热到 CO 变换所需的温度, 进入一段变换炉发生变换反应。

由于变换反应为放热反应, 一段变换炉出口温度将达到 400。一段变换气被蒸汽过热器、 CO 变换预热器和蒸汽发生器逐步降温至二段变换炉入口所需温度, 进入二段变换炉继续发生变换反应。进入二段反应器的气体, 经二段催化剂催化反应后, 温度再次上升, CO 的体积分数大大降低。变换气体经给水换热器和气体冷却器冷却至 40 后, 进入脱碳工艺。

3.2 CO_2 与 H_2 分离工艺

变换气中 CO_2 的脱除方法很多, 目前国内外相关厂家采用的脱碳方法可分为湿法和干法两大类。湿法脱碳主要有碳酸丙烯酯法, 简称 PC 法; 聚醇醚法, 简称 NHD 法; N-甲基二乙醇胺法, 简称 MDEA 法。湿法脱碳工艺中的 MDEA 法吸收 CO_2 部分的比例大, 净化气 CO_2 体积分数小于 0.1%, 热量消耗少, 再生气 CO_2 纯度大于 99%, 该工艺目前被大多新建合成氨厂所采用^[1]。

干法主要采用变压吸附法, 简称 PSA 法, 它具有净化度高、工艺简单、操作方便、自动化程度高、运行费用低等优点。变压吸附气体分离技术是近年国内外发展最成熟, 成本较低的气体分离方法, 可利用分子筛或活性炭吸附变换产物中的 CO_2 等气体, 得到高纯度的 H_2 。表 1 是 MDEA 法和变压吸附脱碳法成本的比较。

从以上比较可看出, 变压吸附技术在运行成本方面远远低于 MDEA 脱碳工艺, 而且变压吸附工艺具有流程简单、操作方便、无设备腐蚀、自动化程度

表 1 变压吸附法和 MDEA 法脱碳技术比较

Tab.1 Performance comparison between PSA and MDEA for de-carbon

项 目	MDEA 脱碳装置	变压吸附脱碳装置
装置能力/ $m^3 \cdot h^{-1}$	6 000	6 000
电功率/kW	280	150
蒸汽/ $t \cdot h^{-1}$	5.5	0
循环水/ $t \cdot h^{-1}$	夏季 1 420; 冬季 720	15
仪表空气/ $m^3 \cdot h^{-1}$	0	45
年检修添加	MDEA 溶液 15~20 t, 阶梯环 15 m^3	吸附剂少量
气量损失/%	1.5	3
全年氨损失/万元	25.5	51
年运行费用/万元	电费: 40.32 电价 0.25 元/($kW \cdot h$), 功率因数 0.8]	电费: 21.6 电价 0.25 元/($kW \cdot h$), 功率因数 0.8]
	蒸汽费: 178.2 (蒸汽价格 48 元/t)	0
	MDEA 溶液: 19.5 (价格 1.3 万元/t), 阶梯环: 8.4 (2 400 元/ m^3)	0
	损失费: 25.5	损失费: 51
	合计: 271.92	合计: 72.6

高的优点。目前国内较成熟的变压吸附制氢工艺处理气量为 $75\,000\,m^3/h$, 神华集团“煤制油”工程变压吸附制氢工艺处理气量可达 $340\,000\,m^3/h$, 产氢能力为 $280\,000\,m^3/h$, 氢纯度达 99.9%, 氢回收率大于等于 90%。目前国内变压吸附工艺的发展与国外差距不大, 变压吸附工艺完全可满足绿色煤电氢能试验系统的要求。

煤气变换气中的主要组分有 H_2 、 N_2 、 CO_2 、 CO 、 H_2O 等。它们在 PSA 装置上的被吸附能力有所不同, 其由强到弱的顺序是 $H_2O > CO_2 > CO > N_2 > H_2$ ^[2]。变压吸附脱碳技术就是利用上述特性使吸附剂加压吸附原料气中的 CO_2 和 H_2O 组分, 难吸附的 H_2 、 N_2 、 CO 等组分作为产品气由吸附塔顶部引出, 减压时被吸附的 CO_2 和 H_2O 组分脱附, 同时吸附剂获得再生, 从而达到气体分离的目的, 工艺流程如图 2 所示。变换工段的变换气在脱除水分后送入由 8 个吸附塔组成的变压吸附脱碳系统。变压吸附过程中, 任一时刻总有 3 台吸附器处于吸附步骤, 原料气由入口端进入, 在出口端获得净化气。每台吸附器在不同时间依次经历吸附、顺放、压力均衡降; 顺放、逆向放压、抽真空、压力均衡升和最终升压。吸附器所有的压力均衡降, 顺放步骤都是用于其他吸附器的压力均衡升, 以充分回收将被再生吸附器中的净化气; 逆放步骤排出了吸附器中吸收的大部分杂质组分, 剩余的杂质组分通过抽真空步骤进一步解吸。变换气经变压吸附工艺后 CO_2 体积分数小于 0.2%, H_2 体积分数大于 99%, 完全可满足高温燃料电池和氢燃气轮机燃烧试验的需要。图 4 为变压吸附脱碳工艺流程。

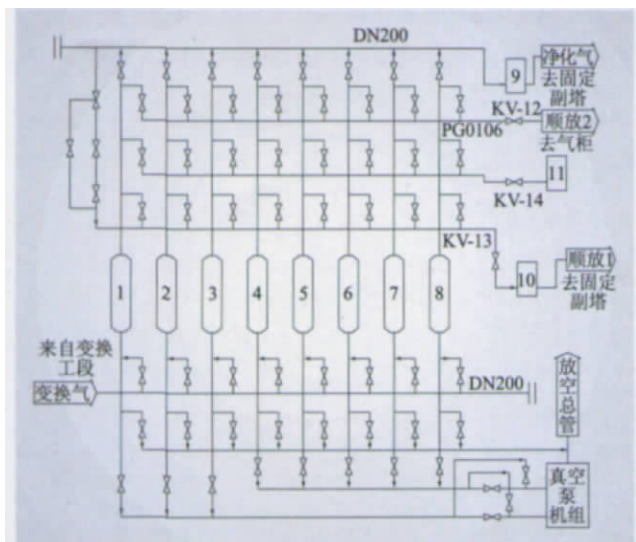


图4 变压吸附脱碳工艺流程

Fig.4 Process of PSA de-carbon

3.3 高温燃料电池

高温燃料电池由于在高温条件下工作, 相对低温燃料电池不需贵金属作催化剂, 耐受硫化物的能力相对较高, 因此系统简单, 成本较低。高温燃料电池能以天然气、气化煤气、甲烷、CO 为燃料, 电池堆产生的高温废气可与燃气轮机组成联合循环发电系统, 效率可达 60% 以上。因此, 高温燃料电池适合作为固定电站或分布式电站应用。

高温燃料电池包括熔融碳酸盐燃料电池和固体氧化物燃料电池。MCFC(熔融碳酸盐燃料电池)的部件材料、制造工艺、结构、密封方式等比较简单, 工程放大较容易, 成为 20 世纪 80 年代以来, 美、日、欧重点发展的民用燃料电池发电技术, 是最有希望大规模应用于电力工业的燃料电池发电技术之一。目前已分别建成 Santa Clara 2 MW MCFC、King County 废水处理厂 1 MW MCFC 示范项目, 建成的 MCFC 电站达到 34 座。但熔融碳酸盐燃料电池也有一定的缺点, 由于在高温条件下工作, 熔融状态的盐溶液会蒸发和析出, 并对电极产生一定的腐蚀, 从而影响电池的寿命。

固体氧化物燃料电池(SOFC)由于使用固体电解质, 避免了 MCFC 中电解质的蒸发和析出, 也没有由电解液引起的材料腐蚀和电极析出问题, 电池寿命较长。电池在 800~1000 运行, 能提供高位热能, 更容易组成燃料电池联合循环发电系统。本体发电效率可达 40%~50%, 组成联合循环的发电效率可达 60% 以上。与其他燃料电池相比, SOFC 的燃料适应性最强, 可使用合成煤气作燃料, 燃气中的硫质量浓度可允许到 10^{-4} mg/m^3 , 因此, 从性能、成本和使用寿命方面比较, SOFC 具有很强的竞争优势, 是未来大型燃料电池固定电站发展的趋势。

目前, 国内高温燃料电池方面的研究与国外差

距很大。

“绿色煤电”计划氢能试验系统的目标之一是建立 100~200 kW 的高温燃料电池发电装置。因此在国内具有一定研究基础但又与国外有较大差距的情况下, 可引进国外先进的高温燃料电池发电装置进行消化吸收, 并与国内科研院所联合研究开发我国自主的高温燃料电池发电装置。

3.4 CO₂ 资源化利用技术

CO₂ 的地质封存是彻底解决温室气体排放的有效措施, 但由于地质封存需要完全了解存储地点如油井或含盐蓄水层的结构和地质条件, 而且 CO₂ 的封存是地质学、地球化学、地球物理学、海洋地质学等多学科的综合研究, 需要各方的合作才可实现 CO₂ 的永久封存, 是一项非常复杂的系统工程。“绿色煤电”第 1 阶段旁路氢能试验系统 CO₂ 的研究重点将集中在 CO₂ 的资源化利用方面。

CO₂ 作为工业原料可用于碳酸饮料、气体保护焊的保护气体、蔬菜增产的气肥、食品保鲜或烟丝膨化的气体, CO₂ 也可注入油井, 提高石油采收率。

20 世纪 70 年代初, 我国商业用液体 CO₂ 和干冰的年产量约 20 000 t; 20 世纪 80 年代初期, 我国合成氨厂、酒精厂开始回收排放的 CO₂, 生产规模均在 3 000 t/a 以下, 基本是自产自用以销定产, 国内 CO₂ 产销量不足 30 000 t/a; 20 世纪 80 年代末期, 国内 CO₂ 产销量迅速攀升到 200 000 t/a, 市场已初具规模; 进入 20 世纪 90 年代, 随着我国工农业经济的多元化发展, 国内 CO₂ 需求量呈快速增长, 生产能力近 600 000 t/a, 由于市场需求量的快速增长, 众多世界气体生产厂商先后投资我国, 如英国的 BOC、法国的法液空、美国的普莱克斯、CBI、日本的岩谷等。2002 年国内 CO₂ 的年消费量约 600 000 t/a, 按年平均增长速度 15%~20% 测算, 2007 年国内的 CO₂ 市场需求量将达到 1 206 000~1 267 000 t/a。

经计算, 旁路系统年产 CO₂ 约 70 000 t/a, 面对国内 CO₂ 不断增长的需求, 旁路氢能试验系统分离提纯所得到的 CO₂ 可根据周边市场的需求调节液体 CO₂ 产量以商品形式销售, 实现 CO₂ 的资源化利用和氢能试验系统的近零排放目标。因此 CO₂ 资源化利用的工艺应设计 CO₂ 提纯装置和液化储存装置。

国内外液体 CO₂ 的制备工艺都围绕临界温度、临界压力方面作文章。基本工艺路线是洗涤、压缩、氧化、干燥、活性炭吸附、冷凝制成液体 CO₂, 液体 CO₂ 节流膨胀可制得干冰。目前, 液体 CO₂ 制备可分高压法和低压法。高压法其液化温度为 30 左右, CO₂ 经四段压缩至 8 MPa, 用水冷却到 30 而制得液体 CO₂; 低压法是将常压 CO₂ 压缩至 2.5 MPa, 冷却到 -20 。由于气体 CO₂ 的体积很大, 是液体 CO₂

的365倍, 气体CO₂的存储和运输费用很高, 气体CO₂在CO₂的应用中只占很小的比例。

商品CO₂的贮存和运输是以液态或固态形式进行的, 可用3种方法分装运输: 非绝热高压钢瓶装运、低温绝热容器装运、干冰散装或块装。用高压钢瓶在环境温度下装运CO₂时, 对钢瓶的漆色、充罐、贮存、运输和使用等均应遵守气瓶安全监察的有关规定。一个容积为40L, 设计压力为15MPa的钢瓶, 最多只能充入25kg液态CO₂。由于钢瓶受环境温度变化的影响, 装有液态CO₂的钢瓶应贮放在阴暗通风的库房, 环境温度不得超过31℃, 当装运量较大时, 一般是将液态CO₂分装在低温绝热贮槽内, 用拖车、卡车或火车运输。贮槽温度-18℃, 压力约2.08MPa。液体CO₂槽车与传统的钢瓶运输形式相比, 不但压力低, 安全, 且运输费用也低; 槽车由拖拉车和液体CO₂槽车两部分构成, 一般槽车的总载荷为25~42t(含罐重)。采用低压槽车运输, 安全且费用大大降低, 设备采用集装方式组合, 运输和安装方便, 布置灵活, 占地面积小。配置的制冷系统的制冷功率为125W/t。实践证明, 在低压下贮存和输送液体CO₂比在高压下贮存和输送更为经济、方便。

4 结语

整体煤气化联合循环发电技术是被证实为目前最洁净高效的燃煤发电技术, 但煤气燃烧后仍排放大量的温室气体CO₂, 对环境造成一定的影响。以煤气化发电技术为基础, 包含煤气变换制氢、H₂分离技术和CO₂存储利用技术将大大提高煤炭利用效率, 并可实现温室气体的零排放, 是目前美国正在开发的高效煤炭利用技术, 命名为FutureGen计划。华能集团公司积极参与FutureGen计划的国际合作,

并在国内率先倡导实施“绿色煤电”计划, 进行关键技术的研究开发, 目前已开发出具有自主知识产权的两段式干煤粉加压气化技术。

氢能试验系统通过对煤气变换制氢、CO₂分离利用存储和氢燃气轮机燃烧技术的研究开发, 解决煤气高效洁净利用和温室气体的永久储存问题, 这些技术是FutureGen计划和GreenGen计划的核心技术, 是目前世界清洁煤能源领域研究的热点。煤气变换分离后得到的H₂不仅可用于燃料电池、氢燃气轮机发电, 而且也可作为合成甲醇、合成氨的工业原料; 得到的CO₂可用于食品加工, 气体保护焊以及提高石油采收率等方面, 具有广阔的应用前景。

参考文献:

- [1] 朱世勇. 环境与工业气体净化技术[M]. 北京: 化学工业出版社, 2001.
ZHU Shi-yong. Environment and industry gas cleaning technology [M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2001.
- [2] 宋宇文. 二段法变压吸附脱碳技术特点及其应用[J]. 小氮肥, 2003(10): 13-15.
SONG Yu-wen. Research on the performance and application of two-stage PSA technique[J]. The Journal of Small Nitrogenous Fertilizer Plants, 2003(10): 13-15.
- [3] 程健. 绿色煤电氢能实验系统设计方案[D]. 陕西: 西安热工研究院有限公司, 2005.
CHENG Jian. Design scheme for the hydrogen power test system of the GreenGen Project [D]. Shanxi: Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., 2005.

(责任编辑 孙家振)

Hydrogen production based on gasification and hydrogen power test system

XU Shi-sen, CHENG Jian

(Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710032, China)

Abstract: Hydrogen energy is high efficient, clean and ideal secondary energy with bright prospect. The GreenGen Project plans to set up a 2 MW hydrogen power test system, on which the technologies of hydrogen conversion by coal-gas, hydrogen power generation and CO₂ utilization can be done. The design scheme of 2 MW hydrogen test system was introduced as: the two-stage pressurized entrained flow gasifier with dry feed was used in gasification, the sulphur-resisting technique was used in CO conversion, the pressure swing adsorption technique was used for de-carbon process and purified hydrogen was used for the high temperature FC power generation and the combustion test of hydrogen gas turbine with CO₂ as commodities to sell. After purification, the volume fraction of CO₂ is less than 0.2%, H₂ more than 99% and the efficiency of FC power system is more than 60% with zero emission of CO₂. The technologies of hydrogen production from coal and hydrogen utilization are of wide application prospect.

Key words: gasification technology; hydrogen production; de-carbon; fuel cell power system; test system