

煤制甲醇项目的煤气化技术选择

冯亮杰, 郑明峰, 尹晓晖, 张骏驰

(中国石化集团 宁波工程有限公司, 浙江 宁波 315103)

摘要: 阐述了中国发展煤制甲醇的重要性,以煤制二甲醚为例分析了不同煤气化技术对装置规模、技术路线及技术经济的影响。结果表明,在原料煤具有良好成浆性的情况下,综合技术经济指标以水煤浆气化技术最好。

关键词: 煤制甲醇; 煤气化; 二甲醚; 技术经济

中图分类号: TQ54 文献标识码: A 文章编号: 1006-6772(2011)02-0034-05

进入 21 世纪以来石油需求量的倍增, 导致石油价格一路飙升居高不下, 石油资源不可再生, 寻求新的能源已成为各国竞争的焦点。甲醇是最简便最现实的替代能源, 是可以大规模工业合成的液体有机化合物^[1]。在目前的开发应用中, 甲醇分为直接使用和间接使用两大类。直接使用又分为全额甲醇和部分掺混 2 种形式; 间接使用可通过转化达到能量转化的目的, 转化主要是将甲醇转化为二甲醚、甲基叔丁基醚和烯烃等^[2-3]。因此, 发展煤制甲醇并将其加工为替代燃料和烯烃, 以代替石油, 是国家能源安全的需要, 也是化学工业高速发展的需要。

1 煤制甲醇的工艺技术

以煤为原料生产甲醇, 关键工艺技术涉及空分、煤气化、变换、酸性气体脱除、制冷、甲醇合成以及甲醇转化 (例如甲醇制二甲醚、甲醇制烯烃等) 技术, 其中煤气化技术为所有工艺技术的核心。不同的煤气化技术决定其它工艺技术的规模及技术路线, 因此煤制甲醇技术方案的确定主要取决于煤气化技术方案的选择。

国内外具有代表性的煤气化技术按进料方式的不同可分为以下几种, 具体见表 1。

表 1 国内外具有代表性的煤气化技术

进料分类	典型技术	类别	流体力学条件	技术来源
块 (碎) 煤气化	Lurgi 加压气化	第一代	固定床	德国 Lurgi
	BGL 气化	第二代	固定 (移动) 床	英国 BGC+德国 Lurgi
水煤浆气化	GE 水煤浆气化	第二代	气流床	美国 GE
	多喷嘴对置气化	第二代	气流床	华东理工大学 + 兖矿
	分级气流床气化	第二代	气流床	达立科 + 清华大学
	多元料浆	第二代	气流床	西北化工研究院
干燥粉气化	Shell 干煤粉气化	第二代	气流床	荷兰壳牌
	GSP 干煤粉气化	第二代	气流床	西门子
	单喷嘴粉煤气化	第二代	气流床	华东理工大学 + 中石化 + CNOOC
	两段干煤粉气化	第二代	气流床	西安热工研究院

收稿日期: 2010-12-18

作者简介: 冯亮杰 (1978-) 男, 河南汝州人, 2005 年毕业于浙江工业大学, 工程师 (硕士) 主要从事煤化工、天然气化工等化工行业的设计、工程咨询等方面的工作。E-mail: jfeng978@163.com

对于块(碎)煤气化技术, Lurgi气化技术为第一代气化技术, BGL气化技术是在 Lurgi气化技术基础上发展起来的第二代气化技术, 具有能耗低、副产品少、废水少等优势; 对于水煤浆气化技术, 国外具有代表性的有美国 GE公司的单喷嘴水煤浆气化工艺, 国内有华东理工大学和兖矿联合开发的多喷嘴对置式水煤浆气化技术; 对于粉煤气化技术, 具有代表性的是 Shell干煤粉气化技术。

通过对多喷嘴对置式水煤浆气化技术、BGL块(碎)煤气化技术以及 Shell干煤粉气化技术的综合性对比分析, 找出最合适的煤制甲醇技术。

2 技术方案

以年产 300万 t二甲醚为例, 以煤为原料生产甲醇, 甲醇再转化生产二甲醚。

(1)方案 1

采用水煤浆气化工艺生产合成气, 经净化后合

成甲醇, 再由甲醇生产二甲醚。气化技术按华东理工大学多喷嘴对置式水煤浆气化技术进行分析。

(2)方案 2

采用 BGL块(碎)煤熔渣气化技术生产合成气, 净化后合成甲醇, 再由甲醇生产二甲醚。由于 BGL气化炉产生合成气组分中甲烷含量相对较高, 可加以回收利用。因此根据方案的具体情况, 采用 PSA富集弛放气中的甲烷, 对富甲烷气进行非催化部分氧化处理, 生成的合成气并入粗合成气净化系统。

(3)方案 3

采用 Shell干煤粉气化技术生产合成气, 净化后合成甲醇, 再由甲醇生产二甲醚。

3 系统配置及技术路线对比

根据不同气化技术及原料处理路线, 各方案工艺装置规模及技术路线对比见表 2。

表 2 气化装置规模及技术路线对比

装置	方案 1	方案 2	方案 3
空分装置	采用分子筛净化空气、空气增压、氧气内压缩、低压氮气从下塔抽取, 再通过氮气增压机增压的流程, 带中压空气增压透平膨胀机, 精馏塔上塔采用规整填料。 规模(以氧气计): $8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h} \times 6$	规模(以氧气计): $4.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h} \times 6$	规模(以氧气计): $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h} \times 6$
气化装置	采用多喷嘴水煤浆气化技术, 气化炉 7 开 3 备, 气化炉公称直径为 3600 mm, 操作压力为 6.5 MPa(G)。生产能力: 日处理原煤约 17528 t(收到基); 有效气产量($\text{CO}+\text{H}_2$)约 115.4 万 m^3/h	采用 BGL熔渣气化技术, 气化炉 18 开 4 备, 气化炉公称直径为 3600 mm, 操作压力为 4.0 MPa(G)。生产能力: 日处理原煤约 18067 t(收到基); 有效气产量($\text{CO}+\text{H}_2$)约 103.6 万 m^3/h	采用 Shell干煤粉气化技术, 气化炉 6 开无备, 气化炉公称直径为 3800 mm, 操作压力为 4.0 MPa(G)。生产能力: 日处理原煤约 15772 t(收到基); 有效气产量($\text{CO}+\text{H}_2$)约 115.5 万 m^3/h
净化装置	CO 变换采用高水/气比设置, 按照三系列的配置; 酸性气体脱除采用低温甲醇洗技术, 按三系列配置; 配置三系列丙烯离心压缩机, 提供低温甲醇洗正常生产时需要的冷量。净化装置单系列能力($\text{CO}+\text{H}_2$)约为 38.5 万 m^3/h	CO 变换采用低水/气比设置, 按照四系列的配置; 酸性气体脱除采用低温甲醇洗技术, 按四系列配置; 配置四系列丙烯离心压缩机, 提供低温甲醇洗正常生产时需要的冷量。净化装置单系列能力($\text{CO}+\text{H}_2$)约为 29.7 万 m^3/h	CO 变换采用高水/气比设置, 按照四系列的配置; 酸性气体脱除采用低温甲醇洗技术, 按四系列配置; 配置四系列丙烯离心压缩机, 提供低温甲醇洗正常生产时需要的冷量。净化装置单系列能力($\text{CO}+\text{H}_2$)约为 28.9 万 m^3/h
甲醇装置	3 个系列配置, 单系列 140 万 t/a	4 个系列配置, 单系列 105 万 t/a	4 个系列配置, 单系列 105 万 t/a
甲烷回收装置	无	采用变压吸附(PSA)脱除惰性组分, 处理量(以 CH_4 计)约 9.6 万 m^3/h	无
甲烷非催化部分氧化	无	回收的富甲烷气通过非催化部分氧化制取合成气约 15.4 万 m^3/h ($\text{CO}+\text{H}_2$), 需氧量约 4.1 万 m^3/h , 按两系列设置。	无
二甲醚装置	3 个系列配置, 单系列 100 万 t/a	3 个系列配置, 单系列 100 万 t/a	3 个系列配置, 单系列 100 万 t/a
热电装置	CFB锅炉: $5 \times 670 \text{ t}/\text{h}$ 双抽凝汽式汽轮发电机组: $3 \times 135 \text{ MW}$; 开工锅炉: $1 \times 130 \text{ t}/\text{h}$ 燃油锅炉	高压煤粉炉: $7 \times 670 \text{ t}/\text{h}$ 双抽凝汽式汽轮发电机组: $2 \times 135 \text{ MW}$; 开工锅炉: $1 \times 130 \text{ t}/\text{h}$ 燃油锅炉	高压煤粉炉: $5 \times 670 \text{ t}/\text{h}$ 双抽凝汽式汽轮发电机组: $3 \times 135 \text{ MW}$; 开工锅炉: $1 \times 130 \text{ t}/\text{h}$ 燃油锅炉

注: 3 种气化技术采用同一煤质进行测算(原料煤中灰分为 9.9%, 水分为 8.74%, 固定碳 FC 为 72.9%)。

4 综合技术经济指标

4.1 建设范围

3个方案的建设范围包括总图运输、煤储运转、工艺装置、热电联产、公用工程系统和辅助生产设施等。

与方案 1 方案 3 相比, 方案 2 增加了型煤制备、污水预处理、PSA 及甲烷非催化部分氧化等单元。

4.2 财务评价基础

为了便于 3 种技术方案比选, 统一评价标准, 取定各方案二甲醚的销售都为 300 万 t/a, 各方案其它产品都作为副产品在制造成本中扣除, 使得各方案销售收入一致, 通过比较看出不同方案的相对制造成本水平, 便于各方案制造成本的对比。

财务评价测算价格的取定是在国际油价 60 美元/桶的情况下测算的, 各方案价格体系一致。涉及的主要原材料、产品和副产品测算价格见表 3。

表 3 原材料、产品及副产品价格

名称	测算价格(不含税)
原料	
原料煤/(元·t ⁻¹)	150
燃料煤/(元·t ⁻¹)	124
原水/(元·t ⁻¹)	1.00
电/(元·kWh ⁻¹)	0.38
二甲醚/(元·t ⁻¹)	2900
硫磺/(元·t ⁻¹)	687
粗轻油/(元·t ⁻¹)	1500
粗酚/(元·t ⁻¹)	2000
氨水/(元·t ⁻¹)	300
焦油/(元·t ⁻¹)	1800

4.3 综合技术经济评价
综合技术经济评价见表 4。

表 4 综合技术指标汇总表

项目	明细	方案 1	方案 2	方案 3	备注
主要原、燃料煤用量	原料煤/10 ⁴ (t·a ⁻¹)	584.28	602.24	539.20	
	燃料煤/10 ⁴ (t·a ⁻¹)	378.86	658.48	384.72	质量热力学能: 17518 J/g
主要公用工程用量	原水/(t·h ⁻¹)	4545	5630	3782	
	循环水/(t·h ⁻¹)	146250	156950	129970	
	用电负荷/kWh	248060	285560	253310	
	发电总量/kWh	405000	405000	405000	
产品及副产品	甲醇(中间产品)/10 ⁴ (t·a ⁻¹)	420	420	420	
	二甲醚/10 ⁴ (t·a ⁻¹)	300	300	300	
	硫磺/10 ⁴ (t·a ⁻¹)	4.08	4.12	3.55	
	粗酚/10 ⁴ (t·a ⁻¹)		1.66		
	ω(氨水)(30%)/10 ⁴ (t·a ⁻¹)		7.12		
	粗轻油/10 ⁴ (t·a ⁻¹)		4.58		
	焦油/10 ⁴ (t·a ⁻¹)		8.18		
总定员	人	1928	1978	1928	
总占地面积	10 ⁴ m ²	295.16	297.44	293.69	
投资估算	工程总投资/万元	2805332	2932130	3119569	
	建设期投资/万元	2608380	2722128	2902918	
技术经济指标	内部收益率/%	14.39	12.78	12.77	所得税后
	年均净利润/万元	302028	262526	278890	所得税后
	二甲醚成本/万元	406503	452918	427498	不含税价

5 各种煤气化技术的综合比较分析

5.1 原料的适应性

对于多喷嘴对置式水煤浆气化工艺,选用的原料煤首先应具有较好的成浆性,以确保气化装置有较高的处理效率,其次灰熔点 FT 不应过高,以便延长耐火砖的使用寿命,原料煤的成浆性是选用水煤浆气化的关键;对于 BGL(块)碎煤熔渣气化工艺进料要求为块煤(型煤),煤的粒度为 $6 \sim 50 \text{ mm}$,需增加型煤车间进行型煤制备;Shel粉煤气化工艺入炉前要求含水 $2\% \sim 5\%$ 的干粉煤,灰分 $10\% \sim 30\%$ 。

5.2 产品的适应性

多喷嘴对置式水煤浆气化激冷工艺制得合成气,汽气比达 1.4 适合生产合成氨和甲醇,也可用作制氢、羰基合成气等,用途广泛;BGL(块)碎煤熔渣气化工艺气化炉出口合成气中甲烷质量分数高达 6% 左右,较适于作为 IGCC 系统的燃料气和生产 SNG(合成天然气),生产甲醇则需处理合成气中的甲烷。因此,采用 BGL 气化工艺需增加 PSA 及非催化部分氧化装置,PSA 富集弛放气中的甲烷,对富甲烷气进行非催化部分氧化处理,生成的合成气并入粗合成气净化系统,增加了系统的复杂程度及投资;Shel 粉煤气化工艺采用废锅流程,变换需加入大量水蒸汽或采用多级喷水激冷或低水汽比变换流程,粗合成气中 CO 质量分数高达 $60\% \sim 65\%$,对 CO 变换的要求高,也增加了下游低温甲醇洗的负荷。

5.3 投资

从项目总投资情况来看,多喷嘴对置式水煤浆气化技术最低,BGL(块)碎煤熔渣气化技术居中,Shel 粉煤气化技术最高。Shel 粉煤气化技术理论上不需要备炉,但从近些年气化炉实际运行情况来看,少量的备炉还是需要的,考虑备用炉将进一步增加投资。

5.4 副产品

多喷嘴对置式水煤浆气化技术及 Shel 粉煤气化技术除了副产硫磺外,基本上没有其它副产品;BGL(块)碎煤熔渣气化工艺除了副产硫磺外,还有焦油、粗轻油、粗酚等副产品,所采用煤种的焦油、粗轻油、粗酚总产量约为 15 万 t/a (部分劣质焦油、粗轻油返回气化炉伴烧)。副产品量对于项目经济指标影响极大,过高估计副产品量将严重影响项目经济指标的真实性。此外,煤化工项目大多地处偏

远地区,周边经济状况较差,采用 BGL 气化工艺,副产的焦油、轻油、酚、氨,如要达到国家同类产品的质量标准,需设置相应的精加工处理装置,但由于副产品产量较小,尚未达到一定的经济规模,不建议增设精加工处理装置。国内目前尚无完善的焦油处理工艺,且处理后的产品品位较低,没有大的利用价值,如直接作为产品销售,必须充分考虑周边市场的消化能力,如无固定的市场消化项目,产生的副产品只能在项目内部作为燃料使用,该工艺特有的副产品将失去利用价值。

5.5 大型化和应用成熟度

多喷嘴水煤浆气化技术目前在国内有 15 套生产装置,其中 7 个工厂已投入生产运行,并向国外推广。与其它煤气化技术相比,水煤浆气化技术更适合大型煤化工项目,单台气化炉最大投煤量可达 3000 t/d 对于 300 万 t/a 的煤制二甲醚气项目仅设置 7 台气化炉和 3 台备用炉即可满足需要;Shel 粉煤气化技术单台气化炉最大投煤量也可做到 3000 t/d 对于 300 万 t/a 的煤制二甲醚气项目仅需设 6 台气化炉(无备炉);BGL(块)碎煤熔渣气化工艺由于受气化压力的限制,单炉气化能力小,投煤量不到水煤浆气化炉的 50% 。对于 300 万 t/a 的煤制二甲醚气项目需设 18 台气化炉及 4 台备炉,增加了操作的复杂性。该技术运行业绩少,国内装置运行情况差,国内首次采用该技术的云南解化瑞气化工有限公司 15 万 t/a 二甲醚装置改造完成后,从 2009 年初开车至今,最长运行时间仅为 1 个月,而且熔渣段的烧嘴烧坏导致装置停车,因此 BGL(块)碎煤熔渣气化技术还需要长时间的工业化运行检验。

5.6 污水处理

多喷嘴水煤浆气化技术及 Shel 粉煤气化工艺都属于洁净煤气化技术,具有气体有效成分高、三废排放较少且容易处理、气化压力范围大等优点;由于 BGL(块)碎煤熔渣气化工艺的特点,决定了其排放废水中含有酚、氨和油,废水处理量虽然少于 Lurgi 气化工艺,但处理难度和 Lurgi 气化工艺排放的废水是完全相同的,目前尚无成熟的废水处理工艺,很难做到达标排放,做到完全回用难度更大。因此,采用 BGL 气化工艺,对于拟采用的煤种必须同同类装置上进行试烧,才能准确确定气化炉的生产能力、副产品的数量和组成,并且只有根据试烧后的废水组成,才能进行污水处理的设计,以期达标排放或回用。

6 结 论

综上所述, Shell干煤粉气化方案与其它气化技术相比虽然具有一定的优势, 但装置投资高、经济性较差; BGL块煤气化方案从技术先进性和技术经济测算指标 2 个方面考虑都是不可行的, 且项目需要大量新鲜水, 而煤化工项目所在区域为水资源缺乏地区, 且方案 2 的原水消耗过高, 达到 5700 t/h 左右; 多喷嘴水煤浆气化技术的经济效益最好, 在原料煤具有良好成浆性的条件下, 煤制甲醇项目采用

水煤浆气化方案最为合适。

参考文献:

- [1] 张咏梅, 刘付亮. 煤制甲醇燃料的发展及前景分析[J]. 煤矿现代化, 2010(3): 8—9
- [2] 2010—2013年中国煤化工行业发展及未来走向分析报告[R]. 北京: 北京中经科情经济信息咨询有限公司, 2008
- [3] 周晓谦, 殷伯良. 煤制甲醇工业发展现状分析[J]. 露天采矿技术, 2006(2): 4—6

Selection of coal gasification technology for coal to methanol project

FENG Liang-jie ZHENG Ming-feng YIN Xiao-hui ZHANG Jun-chi

(Sinopec Group Ningbo Engineering Co., Ltd., Ningbo 315103 China)

Abstract: Elaborate the necessity of developing coal to methanol project in China, taking coal derived DME project as an example, analyze the influence of various coal gasification techniques on installation scale, technical route, technical economy. The results show that slurry gasification technique is the best among overall indices of water coal slurry gasification technique under the conditions of high slurry ability of feed coal water slurry.

Key words: coal to methanol, coal gasification, DME, technical economy

信息检索

欧盟 2010年碳排放增长 1.8%

彭博新能源财经 (BNEF)最新分析表明, 欧盟排放权交易体系所涵盖的二氧化碳排放量在 2010年增长约 1.8%, 预计排放量将在 2015年达到顶峰。欧盟排放权交易体系的排放量 2009年和 2008年同比分别下降超过 11%和 5%。

2010年排放量的小幅增长仍然是受到经济衰退影响的结果, 目前工业生产仍然低于经济衰退前的水平, 而电力市场也出现了变化, 可再生能源已经越来越受到重视, 来自煤炭和天然气发电的需求疲软。

2010年欧盟钢产量增长了 26%, 它是欧盟排放权交易体系中唯一出现产量增长的部门。与此相反, 去年欧洲水泥产量下降了 5%, 炼油厂产量下降 1%。整体而言, 2009年—2010年制造业部门的排放量增长了 5.7%。尽管如此, 与经济衰退前的 2007年水平相比, 欧洲钢产量下降了 14%, 水泥产量下降 33%。

电力部门的排放约占欧盟排放权交易体系排放量的 60%, 但 2010年化石燃料发电厂的产量增长不到 1%。当年电力需求增长了 2.5%, 这由核能发电 2%的增长和可再生能源发电 8%的增长所替代。电力部门 2010年的排放量相对 2009年仅增长了 0.4%。

BNEF认为, 随着经济继续复苏, 欧盟排放权交易体系排放量将继续在未来数年不断增长, 但随着碳价格上涨, 将在 2015年达到高峰。