



NPRA

2007年会译文集

PROCEEDINGS TRANSLATION OF 2007 NPRA ANNUAL MEETING

中国石油天然气股份有限公司

科技管理部
炼油与销售分公司
石油化工研究院

二〇〇七年十月

前 言

美国石油化工与炼制者协会(NPRA)年会是当今世界上最重要的炼油和石油化工专业技术会议之一。2007年(第105届)NPRA年会于3月18~20日在美国得克萨斯州 San Antonio 举行。来自世界五大洲炼油/石油化工企业的1650多位代表参加会议。中国石油天然气股份公司科技管理部副总经理何盛宝率领中国石油代表团参加了会议。

本届年会的主题是“塑造未来的能源安全”。来自美、英、德、法、日、沙特、加拿大和印度等8国50家石油公司的56位代表,在13个分会场作了66篇技术报告(目前仅收到58篇)。报告的内容丰富多彩,既涉及炼油工艺和催化剂、清洁燃料生产、节能减排、替代燃料、炼化一体化等生产技术问题,也涉及原油价格、原油供需、建厂投资、装置运转和维修等炼油化工企业关注的热点问题。

为满足中国石油广大炼油化工技术人员全面了解当今世界炼油工业的新动向和新趋势,全面掌握当今世界炼油技术的新进展和发展趋势的迫切需求,借鉴和学习国外先进、适用的技术与经验,推进和加快中国石油炼油技术与炼油生产的发展,代表团对本次会议的主要技术内容进行了认真的归纳整理,形成了《炼油工业为塑造未来能源安全提供技术支撑》报告。科技管理部成立了编译组,委托石油化工研究院组织翻译了收到的58篇技术报告,并负责编辑出版本《NPRA 2007 年会译文集》。本译文集在翻译、校对、编辑、出版过程中,得到了科技管理部的大力支持,科技管理部、炼油与销售分公司、石油化工研究院领导高度重视并亲自参与译校工作。译校者和编辑排版人员克服多种困难,保证了本译文集的顺利出版。在此谨对参与、帮助和支持本项工作的所有人员表示衷心的感谢。

由于这是股份公司第一次组织翻译出版“NPRA 年会译文集”,时间仓促,在译、校、编、排工作中难免存在诸多不足之处,欢迎读者批评指正。

本译文集仅供公司内部有关领导、技术人员参考使用。

二〇〇七年十月

编 译 组

组 长 何盛宝 刘显法
成 员 吴冠京 戴 鑑 邢颖春 赵旭涛 付兴国 王 刚
毛学文 兰其盈

译 校 人 员

中国石油天然气股份有限公司科技管理部

何盛宝 钱锦华

中国石油天然气股份有限公司炼油与销售分公司

戴 鑑 邢颖春 杨 珏

中国石油天然气股份有限公司石油化工研究院

刘显法 吴冠京 付兴国 阎立军 孔繁华 金环年 胡 胜

朱庆云 王红秋 黄格省 祖风华 张 鹏 张春光 吴 培

陈 曦 鞠雅娜 李文琦 朴佳锐 乔 明 兰其盈 庞新梅

刘从华 刘宏海 乔彤森 张海涛 马燕青 郭 斌 季 东

刘 涛 樊江涛 曹凤霞 曹庚振 张学军 田 然 王家国

张文成

中国石油天然气股份有限公司润滑油分公司兰州润滑油研究开发中心

毛学文 周惠娟 周旭光 赵渊杰 潘元青

目 录

炼油工业为塑造未来能源安全提供技术支撑——中国石油参加 NPRA 2007 年会代表团……

何盛宝,吴冠京,邢颖春,付兴国,田 然,王 辉 (1)

一 清洁燃料

- 1 规格变化对喷气燃料未来的影响(AM-07-66) 何盛宝 译,刘显法 校 (13)
- 2 清洁燃料和扩能改造面临的挑战、分析和对策(AM-07-14) 刘显法 译,何盛宝 校 (21)
- 3 控制汽油中的戊烷含量生产低蒸汽压汽油(AM-07-43) 吴 培 译,吴冠京 校 (38)
- 4 降低汽油中的苯含量是全国性的挑战(AM-07-08) 郭 斌 译,戴 鑑 校 (43)
- 5 冷流动添加剂有利于馏分油调合和使用(AM-07-64) 邢颖春 译,付兴国 校 (47)
- 6 超低硫柴油加氢装置的成功改造(AM-07-28) 胡 胜 译,屠式瑛 校 (52)

二 油价和原油供需

- 7 原油价格预测:一种统计学方法(AM-07-45) 王家国 译,周慧娟 校 (55)
- 8 供需展望:在全球范围中的北美(AM-07-16) 周慧娟 译,吴冠京 校 (63)
- 9 不断增长的加拿大原油生产(AM-07-11) 周慧娟 译,毛学文 校 (70)
- 10 加拿大阿尔伯特的能源供应方案(AM-07-38) 黄格省 译,毛学文 校 (77)

三 炼油和石油化工一体化

- 11 用催化轻循环油生产高价值的二甲苯(AM-07-40) 陈 曦 译,何盛宝 校 (93)
- 12 降苯同时提高辛烷值和联产石化产品(AM-07-49) 张春光 译,刘显法 校 (103)
- 13 催化裂化生产丙烯(AM-07-63) 王红秋 译,兰其盈 校 (120)
- 14 合成苯乙烯的创新技术——SNOW(AM-07-70) 郭 斌 译,吴冠京 校 (131)
- 15 炼油和石油化工一体化互利双赢(AM-07-39) 乔 明 译,毛学文 校 (136)

四 节能减排

- 16 能量优化利用提高新装置和现有装置的经济效益(AM-07-24)..... 郭 斌 译,兰其盈 校 (140)
- 17 催化裂化装置节能改造(AM-07-30) 郭 斌 译,兰其盈 校 (147)
- 18 鉴别和实施节能工艺的变化(AM-07-69) 郭 斌 译,兰其盈 校 (159)
- 19 新污染源限排标准的修改本(AM-07-20) 张海涛 译,乔彤森 校 (161)
- 20 美国环保局特许法令:催化裂化的执行情况和未来的挑战(AM-07-44).....

刘 涛 译,兰其盈 校 (166)

- 21 能满足污染物减排法令要求的催化裂化助剂(AM-07-58) 曹庚振 译,毛学文 校 (179)
- 22 控制催化裂化颗粒物的排放(AM-07-19) 张海涛 译,屠式瑛 校 (190)
- 23 Suncor 催化裂化装置改造——环保和装置操作双赢(AM-07-33)··· 金环年 译,毛学文 校 (197)
- 24 含油废水回收再利用的膜处理技术(AM-07-21) 季 东 译,兰其盈 校 (201)

五 替代燃料

- 25 可再生燃料的新进展:绿色柴油(AM-07-10) 何盛宝 译,刘显法 校 (208)
- 26 燃料乙醇中的应力腐蚀开裂(AM-07-26) 周旭光 译,兰其盈 校 (214)
- 27 用煤合成油工艺生产优质馏分油(AM-07-27) 孔繁华 译,江 林 校 (218)

六 加氢裂化与加氢处理

- 28 用氢加工组合技术解决清洁燃料生产和渣油转化问题(AM-07-62).....

.....	马燕青 译,刘显法 校	(223)
29 重原料油转化用的加氢裂化新工艺(AM-07-47)	郭 斌 译,刘显法 校	(232)
30 用定制的催化剂系统/先进的反应器内构件和技术合作提高加氢裂化装置利润率 (AM-07-67)	郭 斌 译,何盛宝 校	(247)
31 平衡催化裂化产品加氢脱硫的需要和改进催化裂化的机遇(AM-07-55).....		
.....	田 然 译,付兴国 校	(256)
32 保护裂化原料油加氢处理催化剂的措施(AM-07-41)	田 然 译,屠式瑛 校	(272)
33 减压瓦斯油/渣油加氢脱硫装置的腐蚀问题和应对措施(AM-07-09).....		
.....	鞠雅娜 译,付兴国 校	(275)
34 操作边界预测系统在氢加工装置上的应用(AM-07-53)	张学军 译,兰其盈 校	(279)
七 催化裂化		
35 渣油催化裂化技术进展(AM-07-34)	张 鹏 译,屠式瑛 校	(287)
36 为炼厂提供赢利机遇的汽油降硫技术(AM-07-06)	庞新梅 译,苏 吉 校	(295)
37 用低投资改造策略提高催化裂化装置性能(AM-07-35)	朴佳锐 译,毛学文 校	(303)
38 用提升管分离系统减少提升管后部的过度裂化(AM-07-36)	刘宏海 译,屠式瑛 校	(310)
八 延迟焦化		
39 延迟焦化装置的改造与升级(AM-07-71)	刘从华 译,兰其盈 校	(316)
40 焦化塔大型化面临的一些问题(AM-07-07)	李文琦 译,毛学文 校	(322)
41 控制高温加热炉结垢的新技术(AM-07-61)	郭 斌 译,苏 吉 校	(330)
42 加州炼油厂的项目设计和建设经验(AM-07-52)	曹凤霞 译,吴冠京 校	(336)
九 催化重整和氢气回收		
43 催化重整新催化剂帮助炼油厂应对汽油增长的需求(AM-07-68)...	刘显法 译,江 林 校	(341)
44 快速循环变压吸附用于氢气回收和优化(AM-07-13)	郭 斌 译,付兴国 校	(343)
十 烷基化		
45 两种烷基化新技术的进展(AM-07-17)	朱庆云 译,阎立军 校	(349)
46 STRATCO 烷基化技术的改进(AM-07-18)	杨 琢 译,吴冠京 校	(357)
47 ExSact 固体酸烷基化新工艺(AM-07-29)	朱庆云 译,阎立军 校	(361)
十一 建厂投资、检修、人力资源、管理及其他		
48 成本上升的现状(AM-07-22)	祖凤华 译,毛学文 校	(366)
49 节省炼油厂检修时间的新工艺(AM-07-57)	郭 斌 译,兰其盈 校	(372)
50 影响检修结果的前导指数研究(AM-07-23)	季 东 译,周慧娟 校	(379)
51 炼油厂扩建工程界区外的考虑(AM-07-25)	张文成 译,兰其盈 校	(385)
52 现场人力资源流动对过程改进和关键绩效指数的影响(AM-07-31).....		
.....	樊江涛 译,乔彤森 校	(392)
53 未来炼油厂的内操人员将扮演何种角色?(AM-07-56)	钱锦华 译,乔彤森 校	(397)
54 员工评估管理的合理方法(AM-07-32)	张学军 译,兰其盈 校	(403)
55 识别并控制您的企业中传统管理方式的缺陷(AM-07-42)	潘元青 译,兰其盈 校	(411)
56 一种成功的防护分析系统的实施(AM-07-59)	刘 涛 译,兰其盈 校	(416)
57 用集成腐蚀传感器的 DCS 系统提高原油装置塔顶系统的可靠性(AM-07-54).....		
.....	赵渊杰 译,兰其盈 校	(417)
58 防震新技术可显著节约成本并提高可靠性(AM-07-65)	郭 斌 译,兰其盈 校	(428)

炼油工业为塑造未来能源安全提供技术支撑

——中国石油参加NPRA 2007年会代表团

何盛宝 吴冠京 邢颖春 付兴国 田 然 王 辉

2007年(第105届)NPRA(美国石油化工与炼制者协会)年会于3月18~20日在美国得克萨斯州San Antonio举行。会议的主题是“塑造未来的能源安全”。来自世界各大洲炼油/石化企业的1 650多位代表参加会议。美、英、德、法、日、沙特、加拿大和印度八国50家公司的56位代表围绕主题在十三个分会场作了66篇技术报告(提供材料的只有58篇)。2007年全球500强企业前10位中的大石油公司在会上都有报告。和历届NPRA年会一样,本届年会的技术内容比较丰富,反映了当今世界炼油工业和炼油技术的新情况、新进展和新问题。

1 炼油工业面临的机遇和挑战

当今世界炼油工业既面临着难得的机遇也面临着严峻的挑战。可以认为是,机遇与挑战并存,困难与希望同在。

1.1 四大机遇

机遇一:世界经济发展,GDP增长,石油需求增加。KBC先进技术公司预测,世界经济的快速发展在短期内还会持续。经济发展对石油产品的需求将持续增加。预计在今后一段时间内,石油需求将以年均2%左右的速度递增^[1-2]。2006年的石油实际需求是8 450万桶/天,2007年将达到8 560万桶/天,2008年达到(8 690~8 780)万桶/天,2010年达到9 040万桶/天左右。这个预测与国际能源机构的预测基本上是一致的(见表1)。

表1 世界石油需求和炼油能力的现状与预测

万桶/天

年 份	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2010	2020
世界石油需求	6 620	7 000	7 660	7 730	7 790	7 940	8 230	9 040	1 0670
世界炼油能力	7 453.2	7 952.9	8 196.1	8 284.0	8 356.2	8 393.0	8 459.2	9 853.6	11 630.3
石油需求增加		380	660	70	60	150	290	810	1 630
炼油能力增加		197.7	545.2	87.9	72.2	36.8	66.2	1394.4	1776.7
炼油能力/石油需求/%		109	107	107	107	106	103	109	109

机遇二:炼油能力不足,油品供应紧张。由表1可见,1990—2000年与2000—2004年相比,世界炼油能力比石油需求平均高出9%左右。2010年世界石油需求约在9 040万桶/天,比2004年增加810万桶/天,大约相当于30~40座世界级炼油厂的炼油能力,增加这些炼油能力约需投资1 620亿美元。如果届时世界炼油能力高出石油需求9%,从2005年起到2010年要增加炼油能力1 390万桶/天,相当于50~70座世界级炼油厂的炼油能力,增加这些炼油能力约需投资2 780亿美元。目前在建的2009年以前能投产的炼油能力只有747.5万桶/天。因此炼油能力不足已成为一大问题^[2-3]。要害是世界炼油能力的增长滞后于世界油品需求的增长。

机遇三：高硫重质原油与低硫轻质原油的价差拉大，加工高硫重质原油的炼厂可以获得更多的利润。低硫轻质原油容易炼制但供应紧缺，因此拉大了与高硫重质原油的价差。2006年美国市场的现货油价是：WTI基准原油60 美元/桶，沙特重质原油50.50 美元/桶，墨西哥玛亚原油46.75 美元/桶。在低油价的1999年WTI原油与迪拜高硫重质原油的价差是2.01 美元/桶，2000年是4.03 美元/桶，2001年是3.13 美元/桶，2002年是2.31 美元/桶，2003年是4.40 美元/桶，2004年达到15 美元/桶以上^[2]。业内人士认为，轻重原油的价差在5~6 美元/桶（最多7~8 美元/桶）是正常的，拉大到15 美元/桶左右是不正常的。2004年以来价差拉大到15 美元/桶左右的根本原因是，加工高硫重质原油的炼厂加工能力不足。在转化装置已经满负荷运转的情况下，想要多产轻质运输燃料满足市场需求获得更多的利润，就只能通过拔头加氢型炼厂加工更多的低硫轻质原油，因此就提高了布伦特和WTI原油的价格，高硫重质原油就只能降价销售。预计在近期加工高硫重质原油的炼厂能力不足特别是转化能力不足的情况下，低硫轻质原油需求增加来源又无法扩大，高硫重质原油供应充足，高硫重质原油还将降价销售，与低硫轻质原油的价差还将持续。

机遇四：炼厂利润增加，已进入可以投资扩大生产的时代。自2004年以来，炼厂的利润一年比一年好^[3-4]。在2004年好转的情况下，2005年又创新高。2005年4月美国墨西哥湾有焦化装置炼油厂的毛利达到14.34 美元/桶，有催化裂化装置炼油厂的毛利达8.44 美元/桶；新加坡加工迪拜原油炼油厂的毛利达9 美元/桶；鹿特丹加工布伦特原油炼油厂的毛利也高达5 美元/桶。2006年是炼厂利润丰厚的第三个年头。据美国能源信息局介绍，目前炼油厂的利润已接近历史最高利润。由于油品供需平衡仍然紧张，预计近几年内炼厂的利润没有理由发生重大变化。业内专家认为，炼油厂微利经营的时代已经结束，目前炼油厂已进入利好可以扩大生产的新时代。过去，炼油厂的利好时期都是在油价下跌的时期，而如今利润强势增长却出现在高油价时期，其原因是油品需求增加、供应紧张、汽柴油价格上涨的结果。

1.2 四大挑战

挑战一：原油价格持续攀升，石油消费大国想方设法减少对进口石油的依赖。国际原油价格已连续四年每年上一个台阶（见表2）。2003年的大部分时间，国际油价围绕30 美元/桶小幅波动。2004年和2005年呈现总体波动上扬态势。2006年3月下旬到4月下旬，从60 美元/桶攀升至75 美元/桶，8月7日创出77 美元/桶以上的历史新高，接着又回落到60 美元/桶以下。2007年1月以来，一直保持上扬走势，受市场预期美国原油库存下降、担心成品油供应紧张和投机炒作的影响，7月31日纽交所WTI原油8月份期货价突破78 美元/桶大关，爆收于78.21 美元/桶，创23年来的历史最高收盘纪录；受飓风、库存下降、地缘政治紧张、投机炒作等影响，9月14日纽交所10月份WTI原油期货价又突破80 美元/桶大关，爆收于80.36 美元/桶，又创新高。国际能源机构认为，由于需求旺盛、供应紧张，国际油价在短期内会维持高位。分析人士认为，对于供应不足的担忧、美国库存减少、地缘政治等多种因素的影响，可能支撑国际油价维持在高位。由于国际油价居高不下，石油消费大国的消费成本不断提高，不得不采取提高石油利用效率（如实现炼化一体化，多生产使用效率高的柴油等）、节能降耗、发展生物燃料等多种措施，减少对进口石油的依赖^[5]。

表2 WTI 原油的年均价格

项目	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年
现货价格	26.1	31.1	41.4	56.4	66.0
期货价格	26.15	30.99	41.47	56.70	66.25

挑战二：劣质重质原油供应有增无减，炼厂生产轻质油品的难度越来越大。2006年世界原油可采储量（包括委内瑞拉超重原油和加拿大油砂沥青）为2 474亿吨（17 320亿桶），其中低硫轻质原油只有2 940亿桶，重质原油为6 670亿桶^[6]。各类原油的可采储量和所占比例如表3所列。

表3 2006年世界原油可采储量

原油类型	低硫轻质	含硫/高硫轻质	中质	重质	总计
可采储量/亿桶	2 940	4 410	3 300	6 670	17 320
所占比例/%	17	26	19	38	100

值得注意的是,在轻质原油中,低硫轻质原油只占40%,含硫/高硫轻质原油占60%;在中质原油中,低硫中质原油只占20%,含硫/高硫中质原油占80%;在重质原油中,低硫重质原油只占15%,含硫/高硫重质原油占85%。目前开采的情况是,轻质原油占30%,中质原油占56%,重质原油占14%。最近几年增产的原油基本上都是重质原油。

更值得注意的是,世界上原油可采储量最大的8个国家,其原油可采储量为14 180亿桶,占世界原油可采储量的82%;重质原油可采储量达6 666.6亿桶,占原油可采储量(14 180亿桶)的47%(表4)。

表4 世界上原油可采储量最大的8个国家的储量和原油类型

国 家	可采储量/亿桶	原油类型
1 委内瑞拉 ⁽¹⁾	3 160	95%重质
2 加拿大 ⁽¹⁾	3 100	97%重质
3 沙特 ⁽²⁾	2 670	88%中质和轻质含硫/高硫
4 伊朗	1 330	100%中质和轻质含硫/高硫
5 伊拉克	1 150	93%中质和轻质含硫/高硫
6 科威特 ⁽²⁾	1 040	100%中质和轻质含硫/高硫
7 阿联酋	980	96%轻质低硫和轻质含硫/高硫
8 俄罗斯	750	71%轻质含硫/高硫
合 计	14 180	

注:(1)含超重原油和油砂沥青;(2)沙特和科威特各占中立区储量的50%。

由于多年来低硫轻质原油的产量比远大于其储量比,可以肯定在今后20年内含硫/高硫重质原油的产量会逐年增加,低硫轻质原油的产量会逐年下降。UOP公司介绍,在2000—2004年间供应市场的重质原油的数量增加15%~17%,同期非欧佩克成员国轻质原油产量减少10%,预计在今后10年间,含硫/高硫重质原油产量将增加100万桶/天。

重质原油特别是超重原油和油砂沥青,不仅黏度大,含芳烃多、含氢少、比重大,硫、氮、残炭、金属含量多,而且渣油和减压瓦斯油多,性质差或极差^[7]。UOP公司的数据表明,阿拉伯轻原油>538℃(1 000°F)的减压渣油只有15%左右,而加拿大油砂沥青减压渣油多达50%以上,而且减压渣油越重,含氢量越少,硫氮残炭金属含量越多;Maya、Tia Juana Pesado、Cold Lake重质原油的渣油比WTI和阿拉伯轻原油多两倍以上,减压瓦斯油也几乎多两倍,深度切割的减压瓦斯油中残炭和金属含量都大大增加,因此转化生产轻质油品的难度越来越大,必须要有新思路、新技术和新工艺。

在炼油厂加工的原油越来越重的同时,市场对重燃料油的需求却越来越少,对轻质油品的需求却强势增长。特别是占世界石油消费量25%的美国,从20世纪90年代中期以来,油品需求也发生变化,使用效率高的柴油需求的增长速度快于汽油,汽柴油需求比在减小。Purvin & Gertz公司2006年四季度预测,世界柴油的需求量将从2005年的2 300万桶/天增加到2025年的3 700万桶/天;汽油的需求量将从2005年的2 100万桶/天增加到2025年的2 750万桶/天。为平衡供需、满足市场需求,炼油厂需要大量增加转化能力。预计在2005年的基础上,在2015年以前,炼油厂的常减压蒸馏能力增加14%,重整能力增加17%,催化裂化能力增加13%,加氢裂化能力增加63%,加氢处理能力增加26%,焦化能力增加

57%^[7]。

挑战三:钢材设备价格大幅度上涨,新增炼油能力减缓。由于近几年来炼油厂和石油化工厂新建/改扩建项目急剧增加,各种材料、设备和劳动力资源都十分紧张,价格在不断上涨。2004—2006年各种设备价格上涨的情况如表5所列。由于劳动力和大宗材料由当地供应,且因地区而异,没有统一数据,但毫无疑问均在大幅度上涨。除此之外,由于设备和原材料不能按期到达现场,使施工拖期。按工期由24个月延至30个月计算,现场施工、直接劳动和间接劳动费增加,估计业主投资要增加8%。融资的贷款利息可能要增加2%~3%。总之,投资会大大增加。正是由于这些原因,一些炼油厂的新建和改扩建项目已经缓建、停建、取消或拖期^[28]。

表5 2004—2006年炼油厂设备价格上涨情况

项目	2004年	2005年	2006年	三年合计
合金钢反应器	+20%	+15%	+13%	+56%
合金钢换热器	+25%	+15%	+11%	+60%
离心压缩机	+5%	+10%	+8%	+25%
离心泵	+17%	+10%	+9%	+40%
大型碳钢容器	+5%	+5%	+9%	+20%

国际能源机构预计,到2010年世界炼油能力最多也只能增加1 020万桶/天,因此到2010年世界油品供应的紧张状况难以得到根本缓解,2015年能否得到根本缓解也很难说。除非世界经济衰退,油品需求锐减。

挑战四:清洁油品的质量要求越来越高,污染物减排要求越来越严。发达国家从20世纪90年代中期生产清洁燃料以来,经过低硫清洁燃料的时代,现在已步入超低硫清洁燃料时代。就清洁汽油(美国称新配方汽油)而言,2006年美国清洁汽油含硫量30 ppm,含苯量1.0%(2011年要降低到0.62%);2006年欧盟清洁汽油含硫量是50 ppm,含苯量是1.0%,2009年含硫量将降低到10 ppm。就清洁柴油而言,2006年美国清洁柴油含硫量是15 ppm,十六烷指数是40,2010年含硫量将降低到10 ppm,十六烷值提高到55;2006年欧盟清洁柴油含硫量是50 ppm,十六烷值是51,2009年含硫量降至10 ppm,十六烷值提至58。不难看出,发达国家清洁燃料升级换代主要是降低含硫量和苯(芳烃)含量,以减少污染物对人体的危害^[7]。值得注意的,一是清洁燃料正在由发达国家走向发展中国家,二是美国的清洁柴油标准正在由车用柴油向非车用柴油推广,内燃机车和船用柴油的含硫量2007年开始降至500 ppm,2012年降至15 ppm。

炼油厂的污染源主要是催化裂化装置。2006年10月美国炼油厂催化裂化装置的排放标准是:SO_x 25~160 ppm,NO_x 20~93 ppm,CO 100~500 ppm,悬浮颗粒物0.5~1.0公斤/烧焦1 000公斤。

2 重油加工技术

2.1 渣油加工技术

减压渣油特别是劣质重质原油的减压渣油是炼油厂价值最低的一种中间产品,炼油厂的经济效益在很大程度上决定于减压渣油的转化方案。可是,减压渣油的转化方案又决定于减压渣油本身的性质、市场对轻质油品的需求、炼厂的投资和经济效益以及环保要求等诸多因素,需要统筹考虑。美国是世界上加工劣质重质原油最早和时间最长的国家。KBC先进技术公司介绍了目前美国炼厂加工含硫/高硫重质原油减压渣油的四种加工方案:(1)减压渣油焦化-减压瓦斯油/焦化瓦斯油加氢处理-催化裂化;(2)减压渣油焦化-减压瓦斯油/焦化瓦斯油加氢裂化;(3)减压渣油加氢处理-渣油催化裂化;(4)减压渣油溶剂脱沥青-脱油沥青焦化-减压瓦斯油/脱沥青油/焦化瓦斯油加氢处理-催化裂化。从这四种加工

方案可以看出,实际上目前可用的渣油加工技术就是以下四种:渣油加氢、焦化、溶剂脱沥青、渣油催化裂化^[10]。

2.1.1 渣油加氢

•ChevronLummus公司介绍了渣油沸腾床加氢裂化技术(LC-Fining)在加拿大一家油砂沥青改质工厂的应用情况。采用沸腾床加氢裂化-加氢处理一体化的新工艺加工油砂沥青的减压渣油能够直接生产清洁柴油。由于馏分油加氢处理与沸腾床加氢裂化共用一个高压氢气回路,加氢处理利用渣油沸腾床加氢反应流出物中剩余的氢气,所以不仅设备数量减少、投资省,而且能效高、操作费用少,运转周期可达两年以上。自2003年投产以来,这套装置一直在运转,加工能力比设计值高出10%^[10]。

2.1.2 渣油焦化

•Foster Wheeler公司介绍了“焦化塔大型化面临的一些问题”。为了减少延迟焦化装置投资、提高加工能力,焦化塔在向大型化发展。目前已设计出直径9.754 米(32 英尺)的焦化塔,正在制造过程中。为确保焦化装置稳定可靠运行,对焦化塔大型化涉及的8个设计问题和3个操作问题逐一进行了分析^[11]。

•ConocoPhillip公司专门介绍了延迟焦化装置扩能改造的做法。认为加工能力20 000 桶/天的焦化装置扩能25%(提高加工能力5 000 桶/天)是可行的,对于加工含27%减压渣油的加拿大原油的炼油厂而言,这就意味着可以提高原油加工量18 500 桶/天,按每桶收益10 美元计,炼厂每年可以增加收入400万美元^[12]。

•Bake Petrolite公司介绍了一种“控制高温加热炉结垢的新技术”。根据延迟焦化加热炉的结垢机理和原因,开发了一种化学添加剂(称为MILESTONE添加剂)和焦化原料油评价方法,比较好地缓解了加热炉的结垢问题,使焦化装置能够实现安全稳定满负荷长周期运行。这项新技术已于2005年1月在美国法吉尼亚州Giant炼制公司的Yorktown炼油厂延迟焦化装置上应用^[13]。

2.1.3 渣油催化裂化

•The Shaw Group-Stone & Webster公司介绍了“渣油催化裂化技术进展”。自1960年初第一套渣油催化裂化装置投产以来,在催化剂、反-再系统设备内构件设计等方面有许多改进。重点介绍了渣油原料的性质特别是金属和残炭含量对产品收率和分布的影响,并用Valero公司Ardmore炼油厂R2R渣油催化裂化装置2006年实际运转的产品收率和分布数据,证明了设备和催化剂设计的进展^[14]。

2.2 减压瓦斯油加工技术

2.2.1 加氢裂化

•Chevron Lummus公司介绍了Isocracking加氢裂化技术工业应用的新进展^[10]:一是为委内瑞拉Hamaca超重原油改质工厂设计的加氢裂化装置。以委内瑞拉超重原油的减压瓦斯油/焦化瓦斯油的混合油为原料(比重12~14°API,含氮3 000~3 500 ppm,含硫3%~4%,多环芳烃指示值6 500~7 000 ppm,镍+钒≥2 ppm),用ICR175/ICR178/ICR176/ICR160组合催化剂和单段一次通过工艺,转化率为45%,得到的煤油烟点为15 mm,柴油十六烷值为44,未转化减压瓦斯油的比重为34°API、含氮0.2 ppm、含硫7 ppm。二是为美国一家炼油厂设计的加氢裂化装置。以墨西哥原油的减压瓦斯油、焦化重瓦斯油和催化轻循环油的混合油为原料(比重为13~15°API,含氮2 500~3 000 ppm,含硫3%~5%,多环芳烃指示值7 000~8 000 ppm),用优化部分转化加氢裂化新工艺,生产重整原料油和催化裂化原料油。按生产最大量石脑油(重整料)方案运转,得到25%~35%石脑油、40%~45%中馏分油和30%~40%塔底油,石脑油的芳烃潜含量为70%~80%,是极好的重整原料油,塔底油含氮5~20 ppm、含硫50~100 ppm,是生产超低硫汽油调合组分极好的催化裂化原料油。这种新工艺已在美国炼油厂推广应用。三是为委内瑞拉一家炼油厂设计用纯焦化瓦斯油生产优质中馏分油的加氢裂化装置。纯焦化瓦斯油原料比重为15~18°API、含氮3 400~3 800 ppm、含硫3.0%~3.5%、多环芳烃指示值5 000~6 000 ppm,采用两段一次通过加氢裂化工艺,第一段用非贵金属分子筛催化剂,第二段用贵金属分子筛催化剂,得到的煤油烟点25 mm、冰点-67℃,柴油十六烷值52、浊点-19℃,未转化的尾油是很好的催化裂化原料油。

·UOP公司介绍了Unicracking加氢裂化/加氢处理技术工业应用的新进展^[7]：一是为加拿大Northern Lights公司油砂沥青改质工厂设计的脱沥青油加氢处理(RCD Unionfining)-中馏分油加氢处理(Unionfining)-减压瓦斯油/脱沥青油加氢裂化(Unicracking)一体化联合装置。在一套联合装置中,三种加氢工艺紧密结合,生产高质量的合成原油,设备数量大大减少,公用工程消耗大大减少,投资大大节省,生产成本大大降低。二是为委内瑞拉Sincor超重原油改质工厂设计的加氢裂化/加氢处理装置。以直馏和焦化石脑油、中馏分油、减压瓦斯油为原料,通过加氢处理/加氢裂化,最终调合生产比重为20°API的合成原油,工业装置运转完全符合设计要求。三是为南美一家炼油厂和美国西海岸一家炼油厂设计的两段加氢裂化装置。南美炼油厂的加氢裂化装置是加工Marlim原油(比重18.4°API,含氮4 000 ppm)的焦化重瓦斯油,用HC 115加氢裂化催化剂,生产最大量中馏分油。美国西海岸炼油厂的加氢裂化装置是加工美国西海岸原油(比重15.3°API,含氮5 400 ppm)的焦化重瓦斯油,用HC-24加氢裂化催化剂,生产最大量石脑油(重整原料)。中试装置验证了设计数据,设计达到目标。四是为新西兰炼制公司Whangarei炼油厂设计的两段加氢裂化装置。以减压瓦斯油和20%~25%脱沥青油的混合油为原料,用DHC 39、HDC 32、HC 115和DHC-8加氢裂化催化剂,通过两段加氢裂化,生产最大量煤油和柴油。1997年工业装置投产。五是欧洲一家炼油厂设计的两段加氢裂化装置。原料油是含25%脱沥青油的减压瓦斯油,含氮3 800 ppm、残炭6.5%、镍+钒30 ppm,用KF 848、DHC 32、DHC 39和DHC-8催化剂,通过两段加氢裂化,生产最大量中馏分油(煤油和柴油),转化率为95%。中试结果证实了设计数据,并优于设计指标。

2.2.2 加氢处理

·Chevron Lummus和ART公司介绍了用于催化裂化原料油加氢预处理的ApART催化剂系统。这种催化剂组合系统是在反应器上部装ICR 175(镍钼)催化剂,下部装ICR 176(钴钼)催化剂,原料油无论是减压瓦斯油还是减压瓦斯油/焦化重瓦斯油的混合油,加氢脱硫、脱氮、脱金属和多环芳烃饱和的结果都优于单独的镍钼或钴钼催化剂。在低压(5.6~6.3 MPa)下加氢预处理的生成油,催化裂化的转化率和汽油产率就可以大幅度提高,轻循环油和油浆产率相应降低;在高压(9.8~10.6 MPa)下加氢预处理,催化裂化的效果更好一些。目前这种组合催化剂系统已在18套工业装置上得到应用。美国一家大炼油厂催化裂化原料油是减压重瓦斯油/脱沥青油的混合油,比重为14~18°API、含硫>2.0%、含氮2 200~2 600 ppm、残炭6%~8%、镍+钒>20 ppm,馏程371~732 °C。为了改善脱沥青油的催化裂化性能,最终加氢预处理选择了ApART组合催化剂系统,主要原因是不仅脱硫脱氮性能好,而且抗金属性能和稳定性都好,寿命长^[10]。

·ART公司介绍了原料油加氢预处理-催化裂化优化组合的最新研究成果。中试结果发现,加氢预处理的苛刻度最高时,原料油的多环芳烃含量不是降至最低,所以催化裂化的转化率不是最高;在原料油的氮含量降至最低时,催化裂化的转化率也不是最高。催化裂化原料油加氢预处理的目的是要使催化裂化能生产超低硫清洁汽油组分,也要提高转化率和汽油产率。鉴于催化裂化原料油的多环芳烃含量对催化裂化的转化率有更大的影响,所以催化裂化原料油加氢预处理,仅考虑深度加氢脱硫是不够的,还要考虑多环芳烃的深度饱和,使催化裂化能够实现转化率和汽油产率最大化^[15]。

·Eurecat美国公司介绍了一种加氢处理催化剂器外预处理的新技术——Totsucat CFP。采用这种新技术,在加工焦化石脑油和催化轻循环油开工时,就不用对催化剂进行初活稳定,可以直接进原料油运转,因此可以减少生产成本,提高经济效益^[16]。

3 清洁燃料生产技术

3.1 清洁汽油组分生产技术

3.1.1 生产超低硫清洁汽油组分的催化裂化技术

·Grace公司介绍了生产超低硫清洁汽油组分的催化裂化助剂GSR-5。目前美国大约有50%的催化



裂化装置都有与其配套的催化原料油加氢预处理装置。因为加氢预处理装置都在高苛刻度条件下运转,所以检修的频率增加。为了在检修期间也得到硫含量合格的催化汽油,美国Valero公司的Wilmington炼油厂外购一批硫含量高一些的加氢处理油,同时选用了Grace公司的催化裂化降硫助剂GSR-5。使用结果表明,不仅得到硫含量合格的催化汽油,还为炼厂增收170万美元^[17]。

3.1.2 生产高辛烷值清洁汽油组分的催化重整技术

·Criterion催化剂技术公司介绍了刚刚问世的两种催化重整新催化剂。一种是固定床半再生式重整催化剂PR-30,与其前身PR-29相比, C_5 以上重整油产率提高2%以上,氢气产率也明显提高,由于生焦速度减缓,稳定性也有所提高。另一种是连续重整催化剂PS-80,与其前身PS-40相比,铂含量都是0.3%,但活性高5.5℃(10°F)。因为催化剂密度没有提高,所以在加工量不变的情况下,装置可以少装15%~20%催化剂,在 C_5 以上产率不变的情况下得到的汽油辛烷值更高一些;如果催化剂装量不变,可以相应提高原料油的加工量,而且稳定性更好一些,不会受铁和氧化硅等污染物的影响^[18]。

3.1.3 生产高辛烷值清洁汽油组分的烷基化技术

·STRATCO-DuPont公司介绍了两种改进的硫酸烷基化技术。一种是改进反应流出物/脱丙塔进料处理,减少烃类存量,改进分离和处理效果;另一种是在反应部分减少烃类和硫酸存量,提高反应可靠性和可操作性,提高烷基化油质量。这两项改进的烷基化技术从2001年起工业应用,目前在北美和欧洲12家炼油厂得到应用^[19]。

·CDTECH公司介绍了硫酸烷基化技术的两项新进展。一项是改进传统硫酸烷基化工艺的低温硫酸烷基化CDAlky新工艺,设计反应温度为-3℃(27°F),烷基化油的研究法辛烷值提高一个单位,酸耗下降,动力消耗减少,生产成本降低,开工周期延长,维修工作量减少。另一项是可以只用异丁烯作烯烃原料的CDAlkyPlux新工艺,即异丁烯预处理与CDAlky的组合工艺,烷基化油的道路法辛烷值(RON+MON)/2为93~94,蒸汽压只有18.6~31.0 kPa,硫含量低,馏分分布合理,装置投资和生产成本都较低。提供了工业示范装置5个月的运转数据^[20]。

·Exelus公司介绍了ExSact固体酸烷基化新工艺。介绍了催化剂设计、工艺流程、操作条件、中试结果、装置投资和生产成本。与烯烃二聚和催化叠合相比,在生产能力提高一倍的情况下,马达法辛烷值(MON)提高10~12个单位。目前尚未工业应用^[21]。烷基化反应周期为12~24小时,反应结束后催化剂要再生,两台反应器切换操作,可能是尚未工业应用的主要原因之一。

3.1.4 汽油降苯和降低蒸汽压技术

·Tesoro公司介绍了目前美国新配方汽油各种调合组分的比例、含苯量和苯在汽油中所占的比例;将苯含量从目前的1%降低到0.62%,可能选用的前处理和后处理的几种方法^[22]。

·Chevron公司介绍了降低汽油蒸汽压的原因和可以采用的几种方法。由于乙醇的蒸汽压高达138 kPa,汽油中调入5.7%乙醇,蒸汽压升高8.27 kPa。为得到蒸汽压合格(48.26 kPa)的汽油,炼厂出厂的汽油蒸汽压就要降低到39.99 kPa。降低蒸汽压有多种技术可用,因厂而异,因地区而异^[23]。

3.2 清洁柴油生产技术

·KBC先进技术公司介绍了美国炼油厂通过技术改造由生产低硫清洁柴油(含硫500 ppm)转向生产超低硫清洁柴油(含硫<15 ppm)的技术措施。装置改造的内容包括:扩大反应器容积,增加催化剂装填量;改造反应器内构件,避免催化剂床层中出现沟流;用超高活性催化剂替换原来的催化剂;提高压缩机能力,增大补充氢供应能力;循环氢洗涤脱除硫化氢,避免影响催化剂活性;补充氢净化,提高氢分压^[1]。

·Tesoro炼油销售公司介绍了Anacortes炼油厂加氢处理装置改造生产超低硫柴油的技术措施。加氢处理装置加工能力25 000桶/天,原料油是75%直馏柴油和25%催化柴油,含硫0.52%、含氮270 ppm、馏程140~362℃,生产低硫(含硫500 ppm)柴油。改造后加工能力和反应压力不变,空速降至0.7 h⁻¹,脱硫率99.87%,生产合格的超低硫柴油^[24]。

·Infineum公司介绍了降凝剂、浊点降低剂和可操作性添加剂三种冷流动添加剂在美国炼油厂的使用情况、使用效果和经济效益^[25]。

3.3 喷气燃料生产技术

·Armbrust航空集团公司的报告指出,喷气燃料是市场需求增长最快的油品之一,预计在今后20年间将以年均5%的速度递增。由于需求强劲,炼油厂已接近满负荷生产,增产的余地不大。根据对北美、欧洲、亚洲、南非和拉美的8家炼油厂和跨国公司的调查结果,分析了放宽规格增加产量的可行性。预计,喷气燃料的含硫量会从目前的3 000 ppm降至1 000 ppm;为了安全,闪点可能会提高11 °C (20 °F)以上;芳烃和烟点放宽的可能性不大^[26]。

4 节能减排技术

4.1 节能降耗技术

·UOP公司介绍了能量优化与工艺优化相结合节能的设计理念和工业应用的情况。因为除了原料成本外,能耗是炼油厂最大的现金成本,它占到不包括原料总现金成本的60%以上。为了节能降耗,UOP公司提出设计新理念。在炼厂和装置设计、改造、运行和维护方面运用设计新理念,节能效果明显,经济效益可观。用于新建项目可以节能20%,投资可以迅速收回。用于老装置改造,可以节能5%~10%。用于装置运行和维护,可以提高加工能力和经济效益^[27]。

·沙特石油公司为在2000—2010年的10年间实现提高总能量效率指数50%以上的目标提供决策依据,2005年请三家咨询公司运用夹点分析技术根据公开发表的数据(不是装置的实际操作数据)提出催化裂化装置换热网络的改造设计。报告介绍了三家公司提出的设计数据。实际情况表明,最终结果差别很大,有一些是不切实际的技术改造,说明咨询公司的技术水平和能力差别很大^[28]。

·I Cubed咨询公司的报告指出,炼厂节能除了提高加热炉效率、增设热电联产设施尽可能回收热量和电力外,还应该在改进工艺和改进操作上下功夫,而且可以得到更好的效果。报告以延迟焦化装置反应流出物换热、减少加热炉负荷和催化裂化提高液化气收率为例,说明改进工艺、改进操作能够得到更好的效果^[29]。

4.2 减少污染物排放技术

·Marathon石油公司介绍了美国环保局2005年8月29日颁布的“新污染源限排标准(NSPS)修改本”中与炼油厂催化裂化、硫磺回收和燃料气燃烧装置有关的条款,同时还介绍了9家石油公司炼油厂的实际运行结果和美国环保局考虑出台新标准的一些指标^[30]。

·Marathon石油公司在另一篇报告中介绍了美国15家石油公司炼油厂执行NSPS修改本的实际情况,包括减少SO_x、NO_x、CO和颗粒物排放以及所采用的技术。除了改进再生器设计外,还采用了催化裂化减排助剂、三级分离、四级分离、膨胀机、余热/一氧化碳锅炉(选择性非催化还原)、静电除尘、选择性催化还原、湿气洗涤和LoTO_x洗涤等多种技术^[31]。

·Albemarle催化剂公司介绍了可供工业应用的SO_x减排助剂、NO_x减排助剂和非铂CO助燃剂的品种、性能以及工业应用的实际效果^[32]。

·BASF催化剂(原Engelhard)公司介绍了一种刚刚问世、能减少颗粒物排放的催化裂化新催化剂NaphthaMax LMF。这种新催化剂能减少在催化裂化过程中催化剂磨损生成悬浮颗粒物(细粉)的速率,同时保持催化裂化产品产率和选择性不变,可以减少30%~70%颗粒物排放量,目前已在多套工业装置上使用^[33]。

·Suncor能源公司介绍了20 000桶/天催化裂化装置技术改造的两项内容。一项是采用Shell公司的空气分布和待生剂分配技术,减少催化剂细粉的生成量;另一项是采用Shell公司的再生器旋风分离器 and 新型三级分离器,使再生烟气中的颗粒物排放量减至1磅/1 000磅焦炭以下,符合美国有关污染物排放法规的要求^[34]。

·GE水处理技术公司介绍了增强型浸入式中空纤维膜废水处理技术的原理、设备结构和在炼油厂应用的优点。炼油厂在含油废水处理的传统装置上增加增强型浸入式中空纤维膜过滤器以后,经过处理的废水可以达到回用要求。美国一家炼油厂的实际应用结果表明,BOD平均脱除率达到99%以上,COD平均脱除率达到95%以上,颗粒物、油脂和芳烃的脱除率达到98%以上^[35]。

5 炼化一体化技术

·KBC先进技术公司介绍了最近刚刚完成的炼化一体化项目的做法和效益。一座大型炼油厂与附近的乙烯厂实现一体化,除了公用工程设施共用外,还可以实现原料优化互供,副产品升级增效。如果用少量投资(如100~500万美元)就可以将裂解装置的C₉/C₁₀和重芳烃用作燃料油调合组分,裂解C₅用作汽油调合组分,催化裂化轻循环油用作裂解装置洗油,回收排放气体,减少购入和售出,裂解汽油抽余油用作重整原料油,重整抽余油用作裂解原料,多产聚合级丙烯,增产外销的液化气。几个月收回投资,每年的经济效益在5 000万美元以上。如果能够投入较多的资金,还可以从排放到燃料气系统的大量气体中回收氢气,满足炼厂加氢脱硫装置对氢气的需要;在价格合适时,将廉价的凝析油通过预分馏,为重整和裂解装置提供原料,大量减少外购的石脑油原料;通过预处理和扩大制冷系统从催化裂化干气中回收乙烯,扩大乙烯来源,提升催化裂化干气的价值。这样做的方案,每年的经济效益大约在1.5亿美元左右,不到两年就可以收回投资^[36]。

·UOP公司介绍了在开发中的用催化轻循环油生产高价值二甲苯的新工艺LCO-X。首先将催化轻循环油加氢处理/加氢裂化,在脱硫脱氮的同时不饱和也不连续开环转化为BTX馏程范围内的单环芳烃,然后通过选择性烷基转移转化为二甲苯和苯。采用这种新工艺,一套6万桶/天(300万吨/年)的催化裂化装置,生产催化轻循环油14 000桶/天(66.85万吨/年),再通过LCO-X工艺转化,可以得到21.5万吨/年二甲苯(收率约37%)和8万吨/年苯(收率约12%)^[37]。

·Consulting化学工程师公司介绍了汽油降苯同时提高辛烷值和联产石化产品的新思路。C₇-182℃石脑油催化重整得到的重整油是汽油的高辛烷值调合组分。美国的新配方汽油中重整油约占28%,欧洲的新配方汽油中重整油约占44%。美国新配方汽油中苯的60%(欧洲75%)是来自重整油,其余的40%(欧洲是25%)主要是来自催化汽油。为满足新配方汽油含苯量1%(2011年是0.62%)的要求,需要大幅度降低重整油的苯含量。美国加州炼油厂的做法是将重整油进行后处理,切出含20%~25%苯和75%~80%非芳烃的浓苯馏分(这个馏分约占5%)进行加氢处理,将苯转化为环己烷和甲基环戊烷再返回汽油调合装置,不减少汽油总量,但辛烷值下降0.2~0.25个单位,且消耗一部分氢气。新思路是将含苯20%~25%的浓苯馏分(或含苯8%~25%的稀苯馏分)与石脑油混合作裂解原料生产烯烃并联产苯。美国墨西哥湾一家乙烯厂的实践表明,除了裂解炉负荷提高、烯烃产率降低外,没有结焦和其他操作问题,回收的高压蒸汽增多,得到的裂解汽油含苯70%~80%,常规裂解汽油含苯量只有35%~50%^[38]。

·UOP公司介绍了催化裂化装置多产丙烯的可行性、经济效益和回收丙烯的技术方案选择。认为催化裂化装置生产丙烯,以10%~12%为宜,采用优化设计的气体提浓的吸收系统回收丙烯,生产成本优于冷箱。催化裂化生产大量(如20%)丙烯问题很多,一是装置投资增加,二是装置加工能力下降,三是生产成本增加,四是汽油产率和质量下降^[39]。

6 替代燃料技术

·KBC先进技术公司介绍了2005年美国政府颁布的可再生燃料标准(RFS)中的有关规定。按照这个规定,美国汽油中要逐年增加乙醇用量,2006年要掺乙醇1 200万吨,约占当年汽油用量的2.8%;2007年1 410万吨,约占3.3%;2008年1 620万吨,约占3.7%;2009年1 830万吨,约占4.2%;2010年2 040万吨,约占4.6%;2011年2 200万吨,约占4.9%;2012年2 250万吨,约占4.95%。就是说,2012年美国汽油中生物乙醇的添加量要在2005年的基础上翻一番^[11]。

·BP炼油技术公司介绍了美国的乙醇汽油规格,2002年以来乙醇汽油调合/贮存设备(含管道)发生的腐蚀应力开裂情况和预防措施^[40]。

·UOP公司介绍了与意大利Eni公司合作开发用植物油原料,加氢处理生产绿色柴油(生物柴油)的工艺流程、产品收率和产品分布,并与常规生产工艺(用碱催化与甲醇进行酯交换反应)进行了技术经济比较。推荐采用两段加氢工艺,优点是没有副产品,没有操作问题,绿色柴油收率高,性质与费托合成柴油非常相似,是优质柴油组分。意大利Eni公司决定在其欧洲炼油厂内新建一套工业装置,2009年投产^[41]。

·Baker & O'Brien公司介绍了美国的煤炭储量、品种和分布,对在美国通过煤间接液化生产合成油进一步生产煤油和柴油进行了技术经济分析。报告指出,用煤间接液化生产的合成油,可以得到70%左右的优质柴油(无色,十六烷值>70,且不含硫和芳烃),此外还可以得到5%~10%液化气和20%~30%合成石脑油。可是,1吨煤只能得到1.5~2.1桶合成油,煤合成油厂装置多、流程复杂,投资高达7~10万美元/(桶·天)[炼油厂的投资约为2万美元/(桶·天),天然气合成油厂投资约为3万美元/(桶·天)],运行费用高达15美元/桶。按2006年四季度的油价计,在原料煤价格<10美元/吨和有政府支持的情况下,原油价格在48美元/桶以上时,煤合成油厂才有生存的空间^[42]。

7 提高轻油收率、提高目的产品收率的工艺优化技术

·ART公司的报告介绍了加氢预处理-催化裂化工艺优化组合提高催化裂化转化率和汽油收率的效果。中试的结果如表6所列^[15]。

表6 减压瓦斯油加氢预处理-催化裂化的中试结果

加氢预处理催化剂	镍 钼		钴 钼		镍 钼		镍 钼	
加氢预处理方案	脱硫	多环芳 烃饱和	脱硫	多环芳 烃饱和	脱硫	多环芳 烃饱和	脱硫	多环芳 烃饱和
催化裂化平衡剂	I型	I型	I型	I型	II型	II型	III型	III型
催化裂化转化率/%	74.5	77.4	73.1	74.9	77.2	79.2	77.5	79.7
催化裂化产品产率/%								
干气	1.55	1.56	1.54	1.51	1.69	1.58	1.67	1.61
C ₃ 馏分	6.0	6.3	5.8	6.0	7.1	7.0	6.9	7.1
C ₄ 馏分	11.7	12.4	11.3	11.7	13.2	13.2	13.1	13.5
汽油	53.1	55.1	52.3	53.6	53.1	55.5	53.8	55.5

·Criterion催化剂技术公司介绍了加拿大北大西洋炼油公司185万吨/年(37 000桶/天)加氢裂化装置通过技术改造进行工艺优化的效果。通过选用先进的组合催化剂和先进的反应器内构件,使反应温度降低5.5~8.3℃,床层径向温差大大缩小,转化率提高2%以上,中馏分油的选择性提高,氢耗减少,中馏分油收率提高7%以上^[43]。

8 氢气回收和石油化工技术

·ExxonMobil研究工程公司介绍了回收炼厂氢气用的快速循环变压吸附新工艺。与常规变压吸附工艺相比,新工艺的压力降低50%,处理量提高10倍以上,循环速度快数十倍,占地面积少75%,投资少,操作费用省。第一套工业装置2007年在ExxonMobil公司的炼油厂投产^[44]。

·Dow化学公司介绍了与意大利Snamprogetti公司合作开发用乙烷与苯生产苯乙烯的新工艺——

SNOW。新工艺采用流化床反应器的反-再系统,与提升管催化裂化装置类似,关键是开发了一种含助剂的新催化剂。在小试的基础上,2002—2007年进行了中试,已生产1 587吨苯乙烯产品^[45]。

9 思考与启示

(1)近10年特别是近5年来,由于加工含硫重质原油和生产清洁燃料的需要,加氢技术(含加氢裂化和加氢处理)及其工业应用得到了快速发展,已经成为21世纪炼油工业的支柱技术。2007年初全球炼油厂加氢装置的加工能力已占原油加工能力的56.3%,远高于其他工艺装置的能力,其中美国为87.0%、英国为69.0%、德国为95.5%、法国为66.5%、日本为97.2%。分析其原因主要有以下几个方面:(a)加氢是环境友好技术,没有也不产生二次污染问题;(b)加氢能生产清洁燃料;(c)加氢技术的灵活性大,特别是加氢裂化技术,除能生产清洁汽柴油组分外,还能生产喷气燃料、芳烃料、乙烯料、润滑油基础油料、催化裂化料,其他任何一种工艺都不具有如此大的灵活性;(d)固定床加氢处理能够加工硫、金属和残炭含量中等的渣油,生产催化裂化原料;沸腾床加氢裂化能够加工高硫、高氮、高金属、高残炭的重质减压渣油;(e)加氢技术的进展促进了工业应用的发展。现在的加氢裂化技术已能够加工含氮3 800 ppm、残炭6.5%、镍+钒30 ppm的劣质重质瓦斯油,可是在30年前只能加工含氮<2 000 ppm、残炭<1%、镍+钒<2 ppm的瓦斯油。高硫减压重瓦斯油加氢处理的脱硫率能够达到97%~98%以上,催化裂化可以直接生产超低硫汽油(30 ppm)调合组分。今天,加氢装置能力的大小已成为一座炼油厂、一家大公司、一个国家炼油能力和炼油技术水平高低的象征。

(2)催化裂化是最重要的炼油技术之一,可以多生产汽油、液化气,还可以多产丙烯,而且不用氢气。在20世纪的很长一段时间里曾经是炼油工业的支柱技术。但是,21世纪世界进入清洁燃料时代,发达国家已步入超低硫清洁燃料时代。催化汽油仅仅是清洁汽油的调合组分之一,即使是加工低硫原油的炼油厂也不能直接生产超低硫清洁汽油组分;催化柴油(轻循环油)不仅含硫量高,十六烷值很低,加氢处理的难度很大,特别是渣油催化裂化生产的催化柴油。更重要的是,催化裂化再生烟气的 SO_x 、 NO_x 、CO和颗粒物排放量很大,是当今炼油厂最大的污染源,减排和治理的难度很大,既需要技术又需要资金。据介绍,美国85座炼油厂的催化裂化装置,计划减排 NO_x 80 000吨/年和 SO_x 23.5万吨/年,需要投资44亿美元。看来,适度发展催化裂化是必要的,过度发展不仅难以生产合格的清洁燃料,无法改变柴汽比满足需求增长的柴油,而且会带来一系列难以解决的问题^[31]。

(3)渣油加工和渣油转化是炼厂提高经济效益的关键,也是当今世界各国炼油厂面临的一大难题。固定床加氢处理能够加工的渣油原料有限,沸腾床加氢裂化也不能将劣质重质渣油全部转化,更何况投资很大,还需要消耗大量氢气。所以,应该重视延迟焦化和溶剂脱沥青技术的应用。延迟焦化在美国炼油厂用得最多,目前在运转和建设中的延迟焦化装置共58套^[46]。据《世界炼油商务文摘周刊》最近报道,2006年世界焦化装置加工能力约8 250万吨/年(152万桶/天),预计到2012年将增加4 520万吨/年(83.04万桶/天)。焦化装置的应用得到快速发展的原因主要是:(a)能够加工各种劣质、重质渣油和污油;(b)焦化装置向大型化发展,投资和操作费用下降;(c)焦化石脑油加氢后既可作重整料也可作裂解料,可以多产焦化柴油,焦化柴油比催化柴油容易加氢;(d)低压超低循环比操作的Sydec延迟焦化技术已经在工业中得到广泛应用,焦炭产率能够降低25%,焦化重瓦斯油产率能够提高15%左右;(e)低硫石油焦市场看好。2006年11月国际市场的石油焦价格已上涨到46~52美元/吨,高硫石油焦可以用于IGCC生产合成气,发电、制氢和生产高压蒸汽(流化床锅炉发电生产高压蒸汽不宜采用,因为有二次污染问题)。最近几年,溶剂脱沥青技术和工业应用有了很大进展。有两套常压渣油溶剂沥青(ROSE)装置已经运转,还有两套在设计中。单系列ROSE装置的加工能力已经达到500万吨/年(10万桶/天)。溶

剂脱沥青可以大幅度提高重瓦斯油的产率(用作催化裂化和/或加氢裂化原料),重质原油减压蒸馏减压瓦斯油的实沸点切割点目前是565℃,溶剂脱沥青油的实沸点切割点可达到649℃,渣油的绝对量可以减少40%,脱油沥青再进行延迟焦化(Foster Wheeler公司的ASCOT专利技术),不仅可以提高焦化汽柴和重瓦斯油产率,也降低了焦炭产率。

(4)生产清洁燃料的技术路线,在发达国家已经成熟,重要的是炼厂必须进行结构调整。生产合格的清洁汽油必须多个组分调合,要满足高辛烷值的要求,要改善汽油的高速性能和爬坡性能,缩小RON和MON的差值,必须发展重整油和烷基化油生产。加工含硫/高硫原油的炼油厂要生产硫含量合格的清洁汽油组分,最好的办法是将催化裂化原料油进行加氢预处理,使催化裂化直接生产超低硫汽油调合组分(不再进行后处理)。虽然催化原料油加氢预处理装置投资高达3 000~6 000美元/(桶·天),但投资回报率高达15%~25%。炼厂增加一套催化原料油加氢预处理装置,可使全厂的投资回报率提高2%~5%。虽然催化汽油加氢后处理装置投资只有600~800美元/(桶·天),约为催化原料油加氢预处理的10%~20%,但无法收回投资,还使全厂的投资回报率降低1%。此外,催化原料油加氢预处理还可以生产一部分柴油,还可以节省全部或大部分催化再生烟气污染物的减排费用。生产合格的清洁柴油,除了加氢裂化外就是加氢处理。新建柴油加氢处理装置投资约为2 200~3 800美元/(桶·天),老装置改造可以节省投资50%~60%。多产清洁柴油最大的问题是扩大柴油来源,目前除了直馏柴油、加氢裂化柴油外,延迟焦化和催化原料油加氢预处理可以生产一部分柴油。

(5)节能减排是世界各国炼油企业面临的一大挑战。不仅能提高经济效益,更重要的是能提高环保效益和生态效益。新建炼厂可以节能20%,老厂改造可以节能5%~10%,污染物排放可以大幅度减少,炼厂污水可以回用,但要采取多种措施,既要改进设计,又要改进工艺、改进操作,还要加强管理。最重要的,一是要用先进技术,二是要增加投资。

(6)炼化一体化技术是在高油价时代出现的提高炼油厂利润的一个综合技术。在低油价时代有所忽视。在油气价格大幅度上扬和石化工业大发展的今天,又受到重视。如今的炼化一体化技术已经由简单原料互供和共用公用设施,向优化利用石油资源、提高石油资源利用效率、变废料为原料的深层次一体化方向发展,经济效益可以进一步提高。用催化轻循环油生产二甲苯和苯,用浓苯馏分或稀苯馏分作为裂解原料多产苯,虽然都还没有工业应用,但表明炼化一体化还有很大潜力,关键是要有新思路,要有创新技术。

(7)提高经济效益是炼油企业的永恒主题。节能降耗、减少加工损失、炼化一体化等都是提高经济效益的有效措施。但对炼油企业而言,最根本的还是要千方百计多渠道提高轻油收率,从常减压蒸馏开始,催化裂化、催化重整、加氢裂化、溶剂脱沥青、延迟焦化、加氢处理、烷基化等,采用先进技术和优化技术都可以提高产品收率。目前先进炼油厂的轻油收率已经达到85%以上,而一般炼油厂的轻油收率只有75%左右或75%以下。如果采取措施把轻油收率提高10%,对一个年加工原油3亿吨的炼油大国来说,一年就可以多得到轻质油品3 000万吨,就可以减少进口原油3 500多万吨,意义十分重大。

(8)技术进步和技术创新是推动炼油工业发展的根本动力。炼油工业经过近100年的发展,技术水平已经很高。但事实说明,仍有发展的余地,仍有创新的空间。催化加工技术和非催化加工技术都会得到进一步发展。既会有集成创新技术出现,也会有原始创新技术出现。很可能在不长的时间内,会有含硫原油加工和/或含酸原油加工的重要新技术问世。炼油工业终究会建设成为资源节约型、环境友好型的炼油工业。

(下转第20页)