



中华人民共和国认证认可行业标准

RB/T 115—2014

能源管理体系 石油化工企业认证要求

Energy management systems—
Certification requirements for petrochemical plants

2014-08-20 发布

2015-03-01 实施



中国国家认证认可监督管理委员会 发布

目 次

前言	I
引言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 石油化工企业能源管理体系认证要求	2
附录 A (资料性附录) 石油化工企业能源管理基本情况	9
附录 B (资料性附录) 石油化工企业能源管理相关的法律法规、标准及要求文件清单	18
附录 C (资料性附录) 常减压装置能源管理体系评审示例	22

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准由国家认证认可监督管理委员会提出并归口。

本标准起草单位：北京三星九千认证中心、北京中化联合认证有限公司、中国石油和化学工业联合会、中国石油化工股份有限公司、中国石油天然气股份有限公司、中国石油化工股份有限公司茂名分公司。

本标准主要起草人：王岳虹、马志刚、刘克辛、周竹叶、李永亮、姚芩、谢华、陈广卫、章琦、逢华、刘冰、俞晴。

引 言

石油化工是石油化学工业的简称,指以石油和天然气为原料,生产石油产品和石油化工产品的加工工业,它有着资源资金技术密集,产业关联度高,经济总量大等特点。石油化工行业是国民经济的重要支柱产业,对促进相关产业升级和拉动经济增长具有举足轻重的作用。

制定本标准的目的是规范和指导石油化工企业建立一套系统、科学、合理且具有可操作性的能源管理体系,以改进能源绩效,促进节能减排,实现能源目标。

本标准的基本框架与 GB/T 23331—2012 保持一致,并结合石油化工行业能源使用和能源消费的特点而制定。在基本框架内,提出了石油化工企业能源管理体系的具体要求,是对 GB/T 23331—2012 的细化。

石油化工企业可按照 GB/T 23331—2012 及本标准的要求寻求第三方认证,也可开展自我评价和自我声明,并寻求相关方对其符合性进行确认。同时,本标准也为认证机构在石油化工企业开展能源管理体系认证时提供统一、规范的依据。

石油化工企业在建立能源管理体系时可以与质量、环境、职业健康安全等管理体系相结合,也可与相关标准配合使用。

为便于标准使用者了解石油化工行业能源使用、能源消耗的基本特点,附录 A 提供了石油化工行业能源管理基本情况,附录 B 给出了石油化工企业能源管理相关法律法规、标准及其他要求清单,附录 C 列举了石油化工企业实施能源管理体系的应用示例。

能源管理体系 石油化工企业认证要求

1 范围

本标准规定了对石油化工企业能源管理体系的认证要求。

本标准适用于以石油和天然气为原料,生产石油产品和石油化工产品的加工工业企业(以下简称:石油化工企业)。用于能源管理体系认证,也可作为相关方评价石油化工企业能源管理体系的依据。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB 17167 用能单位能源计量器具配备和管理通则

GB/T 20901 石油化工业能源计量器具配备和管理要求

GB/T 23331—2012 能源管理体系 要求

GB 30250—2013 乙烯装置单位产品能源消耗限额

GB 30251—2013 炼油单位产品能源消耗限额

3 术语和定义

GB/T 23331—2012、GB 30251—2013 和 GB 30250—2013 中界定的以及下列术语和定义适用于本文件。为了便于使用,以下重复列出了 GB 30251—2013 和 GB 30250—2013 中术语和定义。

3.1

炼油综合能源消耗量 comprehensive energy consumption of refinery

统计报告期内,炼油生产所消耗的各种能源及耗能工质实物量,按规定的计算方法折算为标准油后的总和。

3.2

炼油(单位)综合能耗 comprehensive energy consumption of refinery for unit crude and purchased materials

同一统计报告期内,炼油综合能源消耗量与原油及外购原料油加工量之和的比值。

3.3

单位能量因数能耗 comprehensive energy consumption of refinery for unit crude and purchased materials based on energy factor for refinery

同一统计报告期内,炼油(单位)综合能耗与炼油能量因数的比值。

3.4

乙烯装置能耗 energy consumption for ethylene plant

统计报告期内,乙烯装置在生产过程中实际消耗的各种燃料、蒸汽、电及耗能工质的实物量,按规定的计算方法和单位分别折算为标准油后的总和。

3.5

单位乙烯能耗 energy consumption for unit output of ethylene

同一统计报告期内的乙烯装置能耗与乙烯合格产品产量的比值。

3.6

单位双烯能耗 energy consumption for unit output of ethylene and ropylene

同一统计报告期内的乙烯装置能耗与乙烯和丙烯合格产品总量的比值。

3.7

主要生产系统 main production system

石油化工企业从原油(或其他原料)出库开始到成品入库为止所经过的设施、设备、系统、过程等全流程。炼油主要生产系统包括:常减压蒸馏、催化裂化、柴油加氢等;化工主要生产系统包括:裂解、加氢、芳烃、聚丙烯、高密度聚乙烯等。

3.8

辅助生产系统 auxiliary production systems

为主要生产系统正常运行所配置的辅助设施、设备、系统、过程。包括供热、供电、供水、空压站、港口、码头、储运、污水处理、机加工、机修、仪修、电修、化验等。

3.9

附属生产系统 subsidiary production systems

为生产系统专门配置的生产指挥系统和厂区内为生产服务的部门和单位。包括厂区内的职能管理部门、食堂、浴室等。

4 石油化工企业能源管理体系认证要求

4.1 总要求

4.1.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.1 的要求。

4.1.2 应根据管理职责和物理区域确定能源管理体系的范围和边界。

- 识别主要生产系统、辅助生产系统和附属生产系统的能源购入储存、加工转换、输送分配和最终使用各环节;
- 明确和划分能源使用、能源消耗的基本核算单元(如分厂、作业部、车间、生产单元或装置、主要耗能设备等);
- 确定生产系统、辅助生产系统和附属生产系统各级能源使用、能源消耗的基本核算单元的能源管理范围和边界。

4.1.3 石油化工企业在开展能源管理体系认证时,应具备以下基本条件:

- 具有相关资质,如:安全生产许可证、工业产品生产许可证等。
- 现有和新建生产装置、工艺、设备应满足国家产业政策及国家、行业和地方法律法规要求(参见附录 B)。

4.2 管理职责

4.2.1 最高管理者

4.2.1.1 最高管理者应符合 GB/T 23331—2012 中 4.2.1 的要求:

4.2.1.2 最高管理者应:

- 确保先进的能源管理模式、工艺技术、设施设备在企业中得到应用;
- 建立用能、节能目标责任制及相关的激励和约束机制;

- c) 建立能源管理机制,完善能源管理网络;
- d) 设立能源管理岗位,配备具有专业知识和实践经验的人员。

4.2.2 管理者代表

4.2.2.1 管理者代表应符合 GB/T 23331—2012 中 4.2.2 的要求;

4.2.2.2 管理者代表应:

- a) 组织制定能源管理制度;
- b) 明确能源管理岗位的人员、职责与权限;
- c) 组织实施能源审计,编制能源利用状况报告;
- d) 外部联络。

4.3 能源方针

4.3.1 石油化工企业能源方针应符合 GB/T 23331—2012 中 4.3 的要求;

4.3.2 能源方针应体现国家对石油化工企业循环经济、清洁生产及节能减排的要求;

4.3.3 适用时,能源方针应体现主管部门的能源管理要求。

4.4 策划

4.4.1 总则

石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.1 的要求。

4.4.2 法律法规及其他要求

4.4.2.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.2 的要求;

4.4.2.2 识别、收集、获取适用于石油化工行业的国家、行业、地方法律法规、标准及其他要求,包括:国家能源产业政策,如鼓励、限制、淘汰的生产工艺、用能设备等相关规定和要求。

4.4.2.3 确保适用的国家、行业、地方法律法规、标准及其他要求处于最新状态,并传递或传达到相关层次、部门及相关方,使这些要求能够在能源管理活动中加以应用。

4.4.3 能源评审

4.4.3.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.3 的要求。

4.4.3.2 能源评审的输入宜包括以下内容:

- a) 能源管理现状,包括对能源使用和能源消耗有重要影响的设施、设备、系统、过程和人员的配备及能力,如:能源管理网络、机构设置、职责与权限、能源管理制度、能源管理过程、能源分级计量、能源统计等;
- b) 基于界定的能源管理范围和边界,收集相关的监视、测量和计量、统计数据。此类数据应能满足各基本核算单元的物料平衡、能量平衡、主要产品或装置能耗计算的需要;
- c) 识别、分析石油化工企业的能源购入贮存、加工转换、输送分配、最终使用全过程(参见附录 A);
- d) 识别、分析对能源绩效有重要影响的设施、设备、系统、过程和人员的关键特性或相关变量:
 - 1) 采购产品中的关键特性或相关变量,如:原油的组分、水分,燃料油或燃煤的发热量及灰分含量,触媒、催化剂的活性系数等;
 - 2) 各基本核算单元在能源使用和能源消耗过程中的关键特性或相关变量:
 - 与耗水有关的:净化水回用率、吨油取水量、循环水浓缩倍数、复用率、换热器/加热器/凝汽器端差、换热效率、凉水架飘水及蒸发损失、循环水水质稳定控制、无阀滤池

反洗频次等；

- 与耗电有关的：电动机的允许综合效率、额定综合效率、综合效率；变压器的日负荷率、负载系数、功率因数；风机、压缩机机组与管网系统的送、排风系统漏损率、电动机负载率、风机机组电能利用率；泵类、液体输送系统的电动机负载率、泵机组效率等；
- 与蒸汽使用有关的：换热器的换热效率、余热余压利用率、凝结水复用率等；
- 与燃料消耗有关的：燃料油及燃煤发热量，锅炉、工业炉、加热炉的热效率、灰渣含碳量、排烟温度、烟气中氧含量、空气过剩系数、烟气露点温度、炉膛温度、炉体外表温度等；
- 与产品质量、收率有关的：精馏塔、蒸馏塔或分馏塔的塔顶、塔底温度、压力、流量、液位、回流比、裂解炉 COT 温度等；
- 与运行和维护过程有关的：设施设备完好率、装置运行平稳率、负荷率、故障率、开停车时间和次数等。

4.4.3.3 能源评审的输出宜包括以下内容：

- a) 当前的能源消耗水平及能源绩效现状，如：炼油（单位）综合能耗、单位能量因素能耗、单位乙烯能耗、单位双烯能耗等；
- b) 当前能源利用状况，如：
 - 1) 主要生产系统、辅助生产系统运行负荷的经济性、匹配性与合理性；
 - 2) 设施、设备、系统、过程维护活动的能源消耗的平衡与控制；
 - 3) 余热余压利用的合理性等。
- c) 确定优先改进能源绩效的项目，制定适宜的措施（包括技术措施、管理措施），如：设备、装置优化运行、良好操作规范、调整用能结构、新节能技术的应用等；
- d) 为建立能源基准，确定能源绩效参数，制定能源目标、能源指标和能源管理方案提供信息。

注：能源评审可利用能源审计、能效对标、节能量审核、清洁生产审核的结果。

4.4.4 能源基准

4.4.4.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.4 的要求。

4.4.4.2 确定能源基准的依据应包括但不限于以下内容：

- a) 能源评审的输出信息；
- b) 确定适用于自身跨期比较的特定时段；

4.4.4.3 规定能源基准的计算方法与准则，并保持记录。

4.4.4.4 当能源结构、产品结构、生产工艺、装置规模以及设施、设备、系统、过程改造或更新、生产场所等发生重大变化时，能源基准应及时调整。

注：特定时段可按年度或按季度划分。

4.4.5 能源绩效参数

4.4.5.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.5 的要求。

4.4.5.2 基于能源评审的输出信息，选择、确定并定期评审能源绩效参数的方法，如：装置标定、设备能效测试、能量平衡测试的模型和统计、计算的方法等。

4.4.5.3 能源绩效参数的设置包括管理层面和运行层面：

- a) 管理层面的能源绩效参数，如：炼油（单位）综合能耗、单位能量因素能耗、单位乙烯能耗、单位双烯能耗等；
- b) 运行层面的能源绩效参数，如：对能源绩效有重要影响的设施、设备、系统、过程和人员的关键特性参数或相关变量。

4.4.5.4 能源绩效参数可直接测量或通过计算、模型获得：

- a) 可直接测量的参数,如:压缩机、泵的运行电流、电压,反应器、精馏或分馏塔的反应温度、反应压力、反应时间、流量、回流比,乙烯裂解温度,锅炉及加热炉排烟温度、烟气中的氧含量、空气过剩系数等;
- b) 通过计算或模型获得的参数:
 - 1) 与能耗有关的参数,如:炼油(单位)综合能耗、单位能量因数能耗、单位乙烯能耗、装置能耗、加工吨原油或单位产品耗水、耗电、耗燃煤或耗燃料气、耗蒸汽等;
 - 2) 与运行和维护有关的能源绩效参数,如:设备完好率、装置运行平稳率、负荷率、故障率,产品收率及产品高附加值收率、产品综合损失率、原油综合损失率,触媒、催化剂的活性系数等;
 - 3) 与主要耗能设备有关的能源绩效参数,如:锅炉、工业炉、加热炉的热效率,压缩机、风机效率、泵效率,电动机的允许综合效率、额定综合效率、综合效率,变压器的日负荷率、负载系数、功率因数,风机、压缩机机组与管网系统的送、排风系统漏损率、电动机负载率、电能利用率,泵类、液体输送系统的电动机负载率、泵机组效率、泵机组液体输送系统效率等;
 - 4) 与能源介质系统有关的能源绩效参数,如:热电联产综合效率、余热余压回收利用效率、电力系统功率因数、加工吨原油取水量、冷却水的循环利用率或浓缩倍率等。

4.4.6 能源目标、能源指标与能源管理实施方案

4.4.6.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.6 的要求。

4.4.6.2 应根据所界定的能源管理范围和边界,在相关层次建立能源目标、指标和能源管理实施方案。方案中应明确:

- a) 相关层次的作用、职责、权限;
- b) 实现能源目标、能源指标的途径、措施、方法和时间进度;
- c) 改进能源绩效,实现能源目标、能源指标的验证方法。

4.4.6.3 在制定能源目标和能源指标时应包括:

- a) 能源评审的输出结果;
- b) 国家、行业、地方的法律法规、标准和其他要求(能源主管部门下达的节能减排要求);
- c) 国内外同行业或企业先进水平(参见附录 A);
- d) 能源绩效参数(见 4.4.5)。

4.5 实施与运行

4.5.1 总则

石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.1 的要求。

4.5.2 能力、培训与意识

4.5.2.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.2 的要求。

4.5.2.2 明确能源管理关键岗位人员的相关职责及其能力要求,采用培训或其他措施来满足这些要求。

4.5.2.3 应定期对关键岗位人员进行能源管理、节能技术等方面的培训,宜包括以下内容:

- a) 节能法律法规、标准和其他要求;
- b) 能源管理体系标准及体系文件;
- c) 与主要用能设施、设备、系统、过程的操作和维护有关的专业技能;
- d) 能源计量、能源统计知识及节能技术。

4.5.2.4 评价培训的效果,确保培训的有效性。

注:能源管理关键岗位人员包括:节能管理人员,工艺管理人员,技改项目负责人,生产计划、调度人员,能源及耗能设备采购人员,设备管理人员,主要用能设施、设备、系统、过程操作人员及能效测试人员,能源统计人员,计量器具管理人员,能源管理体系内部审核员等。

4.5.3 信息交流

4.5.3.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.3 的要求;

4.5.3.2 对已纳入企业考核机制的能源绩效,应对考核的过程及结果予以内部沟通;

4.5.3.3 当决定与外部交流(包括外包方、承包商)或主管部门有要求时,应规定外部交流的内容、方式并予以实施。

4.5.4 文件

4.5.4.1 文件要求

石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.4.1 的要求。

4.5.4.2 文件控制

石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.4.2 的要求。

4.5.5 运行控制

4.5.5.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.5 的要求。

4.5.5.2 根据能源评审的结果,识别、策划与主要能源使用相关的并与能源绩效参数、能源目标、指标、能源方针相一致的运行和维护活动,确保在规定的条件下运行:

- a) 规定与能源绩效相关的运行和维护准则,宜包括以下内容:
 - 1) 能源购入、贮存、加工转换、输送分配、最终使用过程的关键运行参数;
 - 2) 主要能源使用的设施、设备、系统、过程的经济运行参数;
 - 3) 最佳可行技术和良好操作规范:
 - 主要生产系统、辅助生产系统运行负荷的经济性、匹配性与合理性;
 - 主要能源使用的设施、设备、系统、过程维护活动的能源消耗的平衡与控制;
 - 能源的梯级利用,如:余热、余压的利用等;
 - 装置、设备标定及能效测试结果的利用。
- b) 根据运行准则,对与能源绩效相关的运行和维护活动进行控制;
- c) 当主要能源使用的相关运行和维护活动涉及到相关方时,应将有关控制程序和要求通报给相关方。

4.5.6 设计

4.5.6.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.6 的要求。

4.5.6.2 对新、改、扩建、技术改造项目设计开发的策划、输入、输出、评审、验证、确认过程进行控制,至少应包括如下内容:

- a) 设计前期进行节能论证,包括:
 - 1) 固定资产投资项目节能评估与审查;
 - 2) 对所需的能源种类、需求量、质量、价格、可获得性、经济性、环境影响、运输供应便捷性、政策和经济支撑条件等因素进行评估;
 - 3) 产品结构的调整、原材料的选择对产品实现过程能源绩效的影响;

- 4) 能源评审的结果。
- b) 设计阶段,应将改进的能源绩效满足国家、行业、地方标准要求作为评价指标,并包括:
 - 1) 能源绩效改进的机会和运行控制的需要;
 - 2) 对能源的使用与合理分配进行评估,包括:
 - 热能梯级利用、夹点技术、优化换热网络以及余热、余压的回收利用;
 - 设施、设备、系统、过程的运行方式、能源绩效参数及其匹配性;
 - 变电、输电、用电系统布局的合理性;
 - 公用工程(水、气/汽、冷)输送管道布置的合理性。
 - 3) 优先采用节能的新技术、新方法,包括新工艺、新设备、新材料、新能源、可再生能源、自动化控制技术等;
 - 4) 禁止选用国家明令淘汰和限制的工艺、设备和产品。
- c) 设计开发的输出应将合理用能评估结果纳入相关项目的规范说明、设计和采购活动中,并记录活动的结果。

4.5.7 能源服务、产品、设备和能源的采购

4.5.7.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.7 的要求。

4.5.7.2 应对能源使用有重大影响的能源服务、设备、产品和能源的采购过程进行控制,包括:

- a) 能源采购
 - 1) 制定能源采购的标准及规范,并在发布前评审其适宜性和充分性。适用时,可使用能源供应商所建议的规范;
 - 2) 确定和评价采购需求,包括采购能源的数量、品质等;
 - 3) 规定采购能源的计量和(或)验证方法;
 - 4) 规定采购能源的输配和贮存要求及其管理要求;
 - 5) 规定采购能源的计量偏差,输、配送途耗,贮存损耗的限额及相关控制要求。
- b) 产品的采购
 - 1) 识别对能源使用和能源绩效有重大影响的产品及质量参数,明确相关采购产品的质量控制要求;
 - 2) 规定采购产品的检验要求或验证方法。
- c) 主要用能设备的采购
 - 1) 根据能源评审的结果及设计的输出确定采购设备的规格、型号和数量,包括但不限于:
 - 优先选择节能型设备;
 - 采购的设备与用能系统的匹配程度;
 - 评估所采购设备的能效水平及经济性、安全性、可靠性和平稳性。
 - 2) 评价和选择设备供应商,包括供应商的资质、信誉、技术实力、经验及售后服务等。
- d) 能源服务采购

明确合约形式和内容要求,内容应包括但不限于:

 - 项目实施周期;
 - 目标、质量和(或)节能要求;
 - 验收。

注 1: 能源服务一般包括能源系统和主要耗能设备设施(如塔、器、储罐等)的清洗、检测、维修维护、合同能源管理、能源测试、能源诊断、能源规划等。

注 2: 产品一般包括成品油、燃料油、中间体(半成品)、催化剂、助剂等。

注 3: 采购的能源一般包括煤炭、原油、天然气等一次能源,电、蒸汽、成品油、重油、渣油等二次能源。

4.6 检查

4.6.1 监视、测量与分析

4.6.1.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.6.1 的要求。

4.6.1.2 定期对能源使用和能源消耗有重要影响的设施、设备、系统、过程的关键特性进行监视、测量和分析,至少应包括:

- a) 能源绩效参数(见 4.4.5);
- b) 能源购入、贮存、加工转换、输送分配、最终使用过程的关键运行参数或能耗参数及相关变量;
- c) 主要能源使用的设施、设备、系统、过程的经济运行参数及能效测试(参见附录 C);
- d) 能源目标、能源指标、能源管理实施方案的实现程度。

4.6.1.3 应编制监视、测量和分析的实施计划并形成文件。内容包括监视、测量和分析的项目、方法、周期或频次等。

4.6.1.4 应保持监视、测量和分析结果的记录。

4.6.1.5 选择和配备计量器具:

- a) 计量器具的配备率和准确度应符合 GB/T 20901 及 GB 17167 的要求;
- b) 应定期对计量器具进行维护和校准,以确保监视、测量数据的准确性、真实性。

注:监测和测量方式包括:目测、实测、检查、巡视、关键参数记录、统计、计算等。

4.6.2 合规性评价

4.6.2.1 石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.6.2 的要求。

4.6.2.2 石油化工企业合规性评价应包括以下内容:

- a) 与国家产业政策要求的符合性;
- b) 与国家重点用能单位节能要求的符合性(适用时);
- c) 适用时,与国家、行业、地方发布的能耗限额标准的符合性;
- d) 计量器具的选择、配备与 GB 17167 及 GB/T 20901 的符合性。

注:企业可将合规性评价与其他评价活动如内部审核、管理评审、能源审计等结合进行。

4.6.3 能源管理体系的内部审核

石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.6.3 的要求。

4.6.4 不符合、纠正、纠正措施和预防措施

石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.6.4 的要求。

4.6.5 记录控制

石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.6.5 的要求。

4.7 管理评审

4.7.1 总则

石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.7.1 的要求。

4.7.2 管理评审的输入

石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.7.2 的要求。

4.7.3 管理评审的输出

石油化工企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.7.3 的要求。

附录 A

(资料性附录)

石油化工企业能源管理基本情况

A.1 石油化工企业的基本情况

石油化工行业是国民经济的重要支柱产业,资源资金技术密集,产业关联度高,经济总量大,对促进相关产业升级和拉动经济增长具有举足轻重的作用。进入 21 世纪以来,我国石油化工行业快速发展,生产总值、销售收入、利润总额、进出口贸易额年均增幅均在 20% 以上,目前经济总量已居世界前列。

但是也应看到,我国石油化工行业在快速发展的过程中,长期积累的矛盾已日益凸现:产品结构不尽合理,低端产品产能过剩和重复建设存在加剧之势;产业布局比较分散,大型化、一体化、集约化发展程度偏低;自主创新能力不强,新型产业培育和传统产业提升步伐缓慢;资源环境制约力加大,行业发展在很大程度上仍依赖物质资源的大量投入。

石油化工行业是资源能源消耗量大的产业,煤炭、石油、天然气既是行业发展所必需的能源,又是生产不可或缺的原料。近年来,我国石油化工的整体水平不断提升,已具备较大规模和较强的实力,大型炼油化工企业由于设备集中度高、技术管理水平高,开展系统节能的潜力较大,但平均能源利用效率与国际先进水平相比还有差距。目前国际上炼油综合能耗最好水平已达 50 kgoe/t 以下,但由于我国部分炼油装置规模较小、设计水平低、工艺相对落后,整体用能和装置之间用能的匹配性差,平均在 78 kgoe/t。我国石油化工企业的炼油单位能量因素能耗[kgoe/(t·能量因数)]2000 年为 14,2005 年为 13,2010 年为 12,2020 年预计为 8~9。近年来我国乙烯装置物耗、能耗水平虽然有了明显的提高,但与国外先进水平相比仍有差距。国外乙烯能耗一般为 500 kgoe/t~550 kgoe/t,先进水平为 440 kgoe/t,而我国生产乙烯能耗一般为 650 kgoe/t~700 kgoe/t,先进水平可达到为 540 kgoe/t 左右。

目前,我国石油化工企业的总能耗占全国能耗消费总量的 16%,能耗偏高的现象不容忽视。我国现今的炼油技术虽然与国外相差不多,但综合水平还有差距,例如国外的轻质油收率在 80% 以上,而我国轻质油收率平均在 74%。我国石油化工企业能耗偏高最主要的原因是整体规模不高。目前,全球炼厂平均规模为 500×10^4 t/a 左右,大型炼厂 $1\,000 \times 10^4$ t/a,最大的为 $4\,000 \times 10^4$ t/a,而我国现在千万吨规模的炼厂不多,整体炼油规模水平不高,有许多地方小炼厂。解决我国炼油业能耗偏高的问题,最重要的就是要扩大装置规模,新建或改扩建一些千万吨级炼厂,关停或兼并不符合要求的小炼厂。石油化工行业要实现可持续发展,就必须实施清洁生产,通过推进结构调整,淘汰落后产能,限制高消耗、高污染产品的发展,转变粗放的发展理念和模式。

A.2 石油化工企业的主要类别及产品(或工艺)类型

石油化工产品是从原油中提炼,通过炼油生产以及后续的加工,得到的产品多达上千种,大致可分为四种,第一类:燃料及溶剂油;第二类:润滑油及润滑脂;第三类:蜡、沥青及石油焦;第四类:石油化工产品。

由于石油化工产品大多数是从原油中提取某一个馏分或将此馏分进一步加工制得的,所以就石油化工过程而言,通常分为三步,首先将原油蒸馏切割成几个不同的沸点范围的过程叫一次加工;将一次加工所得的馏分再进一步加工成商品油的过程叫二次加工;利用一次加工、二次加工所得的馏分、组分制取基本有机化工原料的工艺叫三次加工。

石油化工产品主要有:汽油、煤油、柴油、喷气燃料、液化石油气、润滑油基础油、溶剂油、石脑油、沥青、硫磺、石蜡、白油料、石油焦、煤油原料、船用燃料油、乙烯、丙烯、混合芳烃、聚乙烯、聚丙烯、SBS、溶聚丁苯橡胶、顺丁橡胶、苯乙烯、环氧乙烷、乙二醇、石油苯、混合二甲苯、乙苯、丁二烯、甲基叔丁基醚、1-丁烯……。

A.3 石油化工企业主要能源利用、能源种类及能源消费结构

A.3.1 石油化工企业能源系统

石油化工企业能源供入主要有原油、煤、电、蒸汽、水和压缩空气、氮气,其中原油主要供应炼油工艺生产使用;煤主要用于燃煤锅炉消耗;电主要供机泵、压缩机、风机等用电设备使用;蒸汽主要用于工艺加热、换热和保温;压缩空气、氮气主要供工艺操作和仪表控制使用。

石油化工企业产出的能源主要有燃料油、燃料气、煤油、汽油、柴油、电、蒸汽和其他石油制品。其中燃料油、燃料气、汽油、柴油、电和蒸汽等产出能源除一部分自用外,其余外供;其他石油制品中的一部分原料油(石脑油、加裂尾油和轻烃)作为裂解原料供化工工艺生产使用。氮气属于自产自用能源,由空分装置产出供各生产装置使用。

石油化工企业一般配有热电锅炉、循环流化床(CFB)锅炉及中压余热锅炉,为厂区提供高、中、低压蒸汽,其中热电锅炉、CFB 锅炉主要是通过配套的汽轮发电机组发电和减温减压器向厂区蒸汽管网供汽。

a) 炼油生产能源系统

炼油生产能源系统如图 A.1 所示,生产用能(包括原材料投入)主要包括原油、原煤、电能、汽油、柴油、原料油、燃料气、蒸汽、新鲜水等。产出能源主要有燃料油、燃料气、煤油、汽油、柴油、电、蒸汽和其他石油制品、压缩空气等。

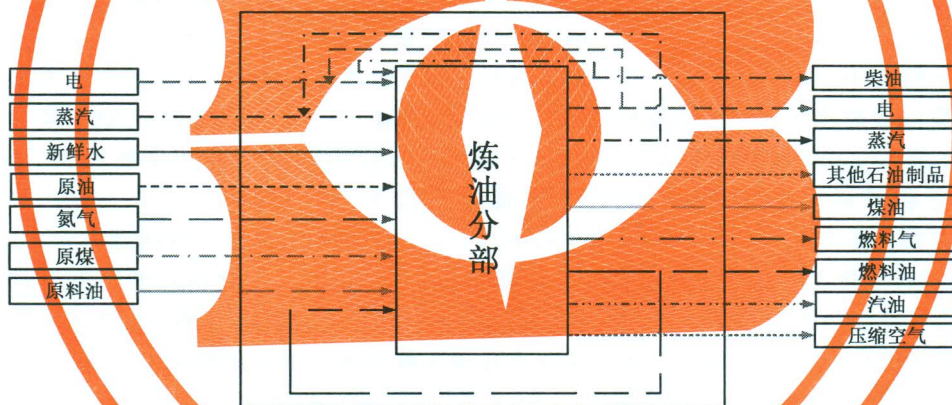


图 A.1 石油化工炼油过程能源系统流向图

b) 化工生产能源系统

化工生产能源系统如图 A.2 所示,生产装置消耗能源主要有化工原料油、甲烷氢、液化石油气、蒸汽、电、水、压缩空气和氮气。产出能源有甲烷氢、液化石油气、蒸汽、氮气、中水和凝结水。

A.3.2 蒸汽系统

石油化工企业所用蒸汽主要依靠自产,用于物料的加热、换热和保温等。

- a) 炼油:蒸汽等级主要有 3.5 MPa 高压蒸汽、1.0 MPa 中压蒸汽。炼油生产区域的高、中压蒸汽除热电锅炉、CFB 锅炉供给外,还有催化裂化装置、制氢装置、硫磺回收装置等利用工艺余能产出 3.5 MPa 等级的蒸汽以及常减压蒸馏装置、催化裂化装置、延迟焦化装置、柴油加氢装置、蜡油加氢装置、渣油加氢装置、加氢裂化装置、制氢装置等利用余热、余压产出 1.0 MPa 等级的蒸汽。
- b) 化工:蒸汽等级主要有 10.0 MPa 超高压蒸汽、3.5 MPa 高压蒸汽、1.0 MPa 中压蒸汽系统和 0.3 MPa 低压蒸汽。超高压蒸汽(10.0 MPa)产自裂解装置;高压蒸汽(3.5 MPa)产自裂解气压缩机抽汽和超高压蒸汽减温减压;中压蒸汽(1.0 MPa)产自裂解装置透平抽汽和高压蒸汽减温减压;低压蒸汽(0.3 MPa)产自裂解装置透平抽汽、高压装置副产和中压蒸汽减温减压。

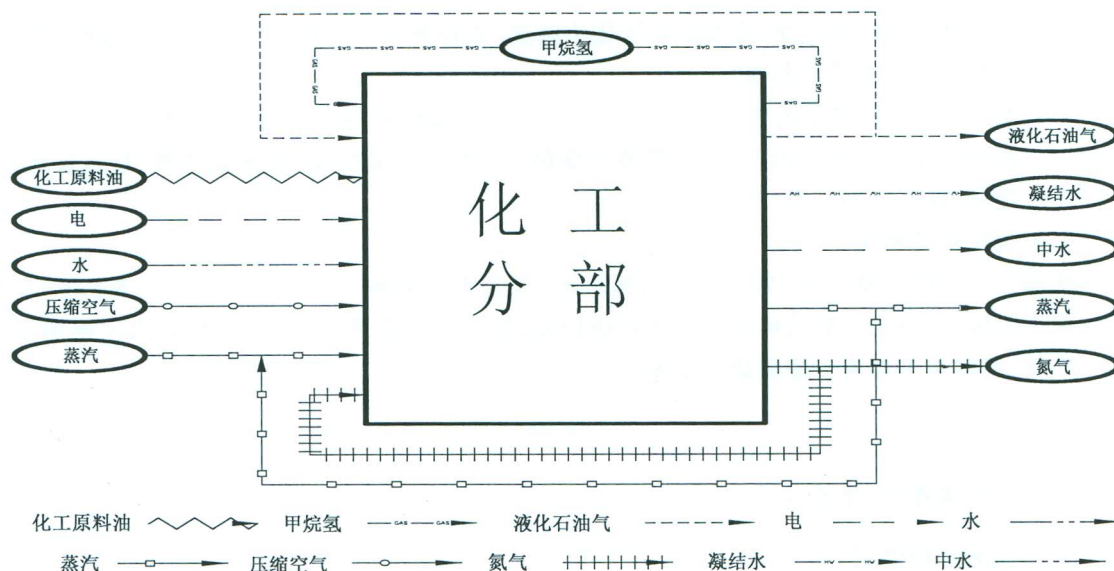


图 A.2 化工生产能源系统

A.3.3 电力系统

石油化工企业所用电力主要用于驱动生产过程中的各种用能设备，如用于驱动压缩机、泵和风机等的电动机以及厂区装置照明等用能设备，少部分用于检修、办公和生活用电。

炼油、化工生产厂区电力系统一般有 110 kV、220 kV 的变电站，分别来自于所属热电厂及当地电力工业局。

A.3.4 供水系统

按照水质和用途，用水系统可分为新鲜水系统、化学水系统和循环水系统，其中新鲜水系统主要向各个装置提供工业用水和生活用水；化学水系统主要向各个装置提供除盐水和除氧水（锅炉给水）；循环水系统主要向各装置提供工艺循环冷却水。

A.3.5 主要用能设备

石油化工企业主要生产用能设备有：锅炉、变压器、加热炉、反应器、再生器、主风机、气压机、增压机、压缩机、氢压机、循环机、风机、冰机、蒸汽系统管网、风机和泵类等。

A.4 石油化工企业生产工艺流程及能源消耗

A.4.1 炼油生产工艺

A.4.1.1 生产流程图(见图 A.3)

A.4.1.2 生产工艺流程说明

a) 炼油生产

炼油生产装置生产原料油、汽油、煤油、柴油、燃料油、液化石油气、炼厂干气、溶剂油、石蜡、沥青、三苯(苯、甲苯、二甲苯)和石油焦等石油制品，并附带产生液体二氧化碳、硫磺、氢气和液氨等副产品。

b) 炼油企业的基本类型

1) 燃料型：燃料油(如汽油、航空煤油、灯油、轻柴油、重柴油)、燃料气、芳烃和石油焦。

2) 燃料-化工型:燃料油,将重油品转化为烯烃、芳烃等化工原料;化工产品,制取醇、酮、酸等有机原料及合成材料等。

3) 燃料-润滑型:将原油中的轻质油品分出并加工成燃料;重质油品经过滤加工制成各种润滑油。其主要的炼油工艺是:常减压蒸馏、催化裂化、催化重整、加氢精制、延迟焦化、加氢裂化、炼厂气加工等。

c) 工艺能源消耗情况

炼油生产能耗主要为电、蒸汽、燃料、循环水、除盐水和新鲜水等。蒸汽为 1.0 MPa、3.5 MPa 两个等级,电力主要驱动风机水泵等耗能设备,除盐水为余热锅炉用水,循环水主要用于工艺冷却,新鲜水主要用于配制化工助剂。

A.4.2 化工生产工艺

A.4.2.1 生产工艺流程图(见图 A.4)

A.4.2.2 生产工艺流程说明

a) 化工生产:主要以裂解原料(石脑油、轻柴油等轻烃组分等)经裂解炉高温裂解,生成乙烯、丙烯、碳四、芳烃组分等基本化工原料,再经进一步精馏、合成等工序生产出芳烃、合成塑料、合成纤维、合成橡胶等产品如:高压聚乙烯、高密度聚乙烯、全密度聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、丁苯橡胶、丁二烯、热塑性丁苯橡胶(SBS)、甲基叔丁基醚(MTBE)、乙二醇、环氧乙烷等化工产品,并附带产生氢气、抽余油和裂解焦油等产品。

b) 工艺能源消耗情况

主要消耗燃料气、蒸汽、电、水、工业风、仪表风和氮气。

A.5 石油化工企业的节能方向及产业政策导向

A.5.1 石油化工企业现有能耗限定值及新建能耗准入值(见表 A.1~表 A.6)

表 A.1 现有炼油企业单位产品能耗限定值

指标	单位能量因数能耗 /[kgoe/(t·能量因数)]
数值	不大于 11.5

表 A.2 炼油单位产品能耗准入值

炼油单位综合能耗/ /(kgoe/t)	单位能量因数能耗 /[kgoe/(t·能量因数)]
≤63(不适用于以煤为主要制氢原料)	≤8.0

表 A.3 炼油单位产品能耗先进值

指标	单位能量因数能耗 /[kgoe/(t·能量因数)]
数值	不大于 7.0

表 A.4 乙烯装置单位产品能耗限定值

单位为 kgoe/t

类型	单位乙烯能耗限定值	单位双烯能耗限定值
30 万 t/a 以下小型乙烯装置	≤ 830	≤ 560
30 万 t/a 以上大型乙烯装置	≤ 720	≤ 490

表 A.5 乙烯装置单位产品能耗准入值

单位为 kgoe/t

类型	单位乙烯能耗准入值	单位双烯能耗准入值
新建乙烯装置	≤ 640	≤ 430

表 A.6 乙烯装置单位产品能耗先进值

单位为 kgoe/t

类型	单位乙烯能耗先进值	单位双烯能耗先进值
乙烯装置	≤ 610	≤ 400

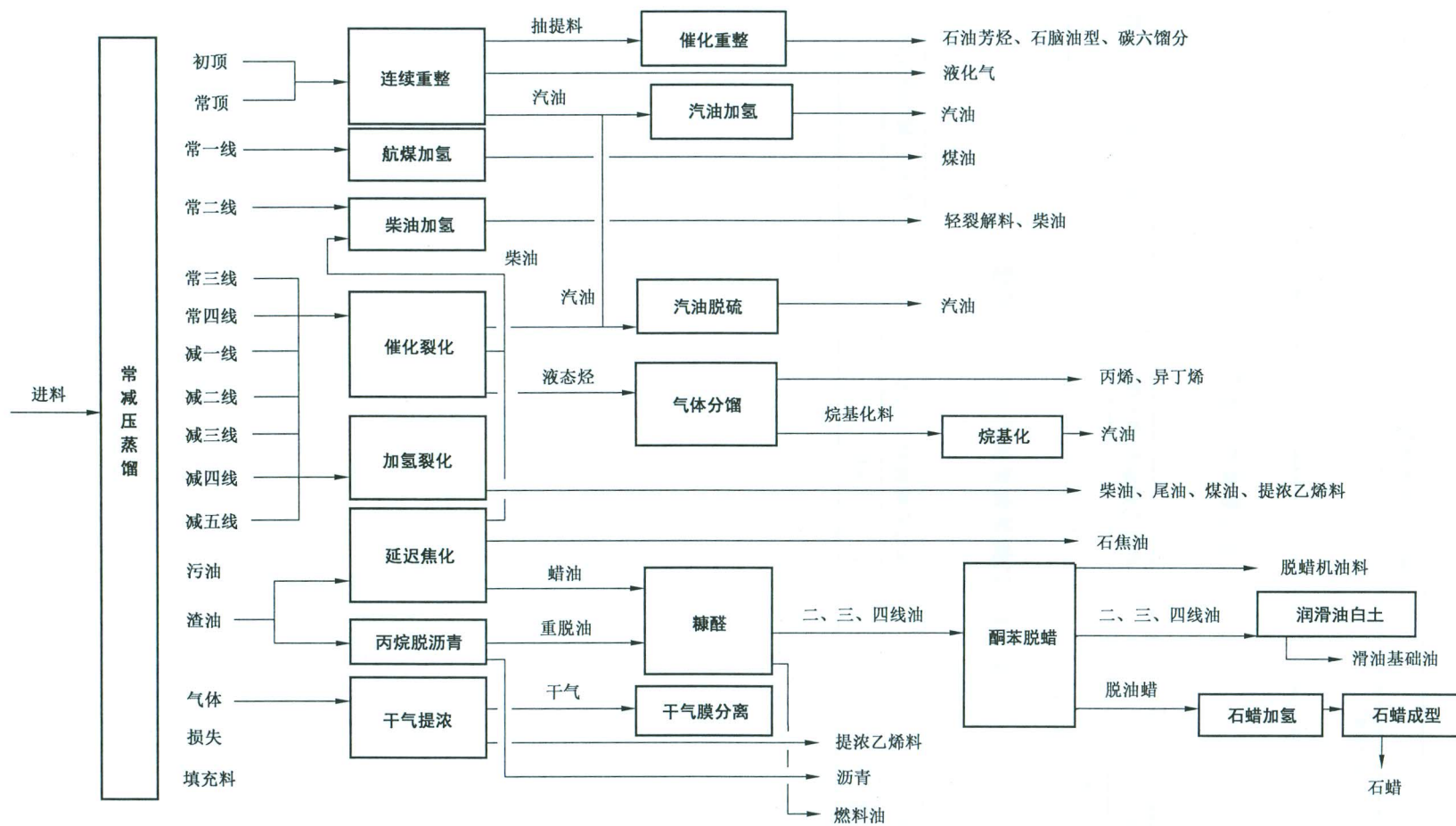
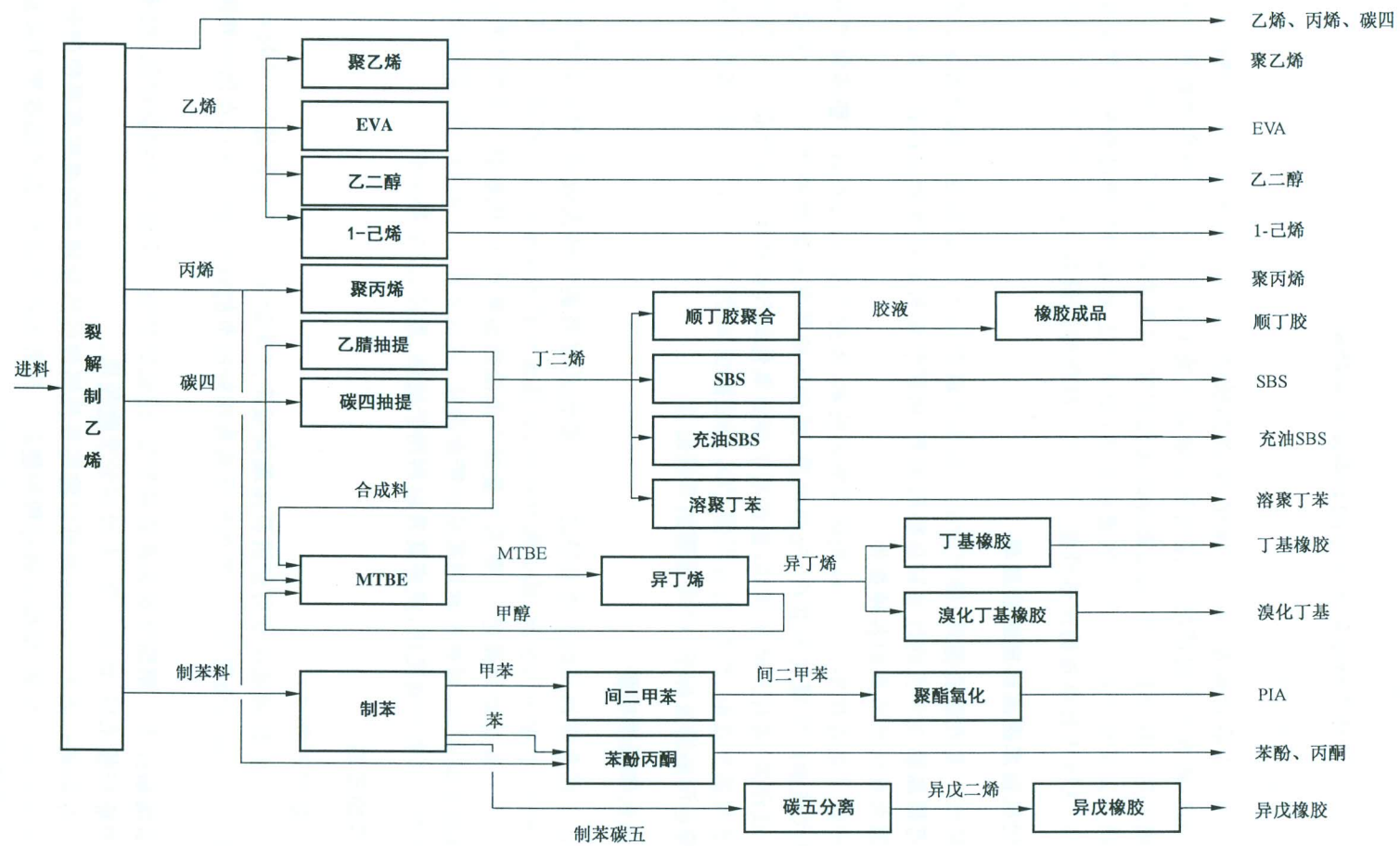


图 A.3 炼油生产工艺流程图



A.5.2 石油化工企业鼓励、限制、淘汰及落后产品生产工艺和设备设施

石油化工企业鼓励、限制、淘汰及落后产品生产工艺和设备设施见国家发展改革委关于《产业结构调整指导目录》(2011 年本)有关要求。

A.5.3 国家产业政策对石油化工行业能源管理的导向及发展趋势

A.5.3.1 建立联合装置及集成设计

主要通过装置大型化及联合装置、炼化一体化、装置热联合和多套装置集成设计等途径实现节能。有关数据表明,在炼油厂规模相同的情况下,采用联合装置可减少设备总投资,提高热效率。采用炼化一体化能将炼油和化工生产联合在一起,通过资源的优化配置,可提高原料的综合利用水平,从而实现石化企业的节能降耗并提高经济效益。采用装置热联合,如从工艺物流的冷却过程回收热量来对需要加热的过程进行加热,从而代替单独的加热设备,可以大大降低传热设备的投资费用和热量回收率。

A.5.3.2 采用燃气轮机技术提高热电综合效率

主要采用燃气轮机—蒸汽联合循环、燃气轮机—加热炉联合循环,以提高热电综合效率。燃气轮机与加热炉联合应用可提高燃气轮机的效率和总热利用率,用燃气轮机直接驱动石油化工企业工艺系统的压缩机可省去能源多次转换带来的各种损失。

气电或热电联产技术是近些年来广泛应用的节能新技术,大约节能 30% 左右。整体煤气化联合循环(IGCC)技术是现代炼油厂实现气电联产、渣油改质、减少污染排放的新型技术之一。炼油厂 IGCC 技术采用高硫渣油(或焦炭)等炼厂劣质进料,通过基于部分氧化的气化技术产生合成气,不仅可使合成气通过燃气轮机—蒸汽透平发电、产汽,而且可使 CO_2 排放减少 40%, SO_x 、 NO_x 、CO 和颗粒物质排放减少 80%,使炼厂满足污染排放标准,带来显著的环境效益。

A.5.3.3 合理利用蒸汽和低温热能

蒸汽合理利用是实现节能目标的主要途径之一,主要包括提高蒸汽转换效率,降低供汽能耗;实现分级供热,蒸汽逐级利用;改善用汽状况,减少蒸汽消耗;加强蒸汽管网保温以及选择蒸汽系统热功联产等。低温热能利用也是节能重要手段之一,要求尽量减少低温热源的产生,做好燃气系统和蒸汽动力系统的平衡,实现能源的梯级利用,即首先利用高品位能源做功,其次才是工艺利用;同时做好低温热的综合利用,例如低温热的工业利用或民用,或将其升级利用于供热、致冷、发电等方面。

A.5.3.4 采用新型节能技术

新型节能技术包括但不限于:

- 变频调速技术。变频调速技术可使机泵在最高效率点附近运行,改善设备“大马拉小车”的状况,对石油化工企业低负荷或变工况的机泵具有很好的节能效果,该技术已在国内外取得迅速发展。
- 精馏装置节能新技术。精馏装置是高能耗装置,传统的精馏方式热力学效率很低,能量浪费很大。采用节能新技术后,能耗下降,有很好的节能效果。
- 热泵技术。在蒸馏过程中,采用热泵可以将塔顶低温位的热量输送给塔底高温位的热源,从而有效回收塔顶低温位热量,降低蒸馏过程的能耗。与常规蒸馏相比,在产品收率和质量均相同的情况下,热泵蒸馏技术可节约 80% 以上的能量。

A.5.3.5 实施能量系统优化

石油化工能量系统是石化生产过程中与能量的转换、利用、回收等环节有关的设备所组成的系统,

包括热回收换热网络子系统及蒸汽、动力、冷却、冷冻等公用工程子系统。对石化能量系统以能量系统集成和优化的角度,从整体上进行优化,尤其是在设计阶段就进行综合分析,确定最优能量系统,对于装置节能、提高经济效益和环境效益均有十分重要的意义。能量系统优化的方法目前主要有夹点技术、数学规划法、人工智能专家系统。

夹点技术是指在进行换热的热、冷物流中存在着一处传热温差最小的点即夹点,夹点处的最小传热温差限制了热量的进一步回收。夹点技术是换热网络、水网络优化最实用的节能技术。采用夹点技术,对新厂设计而言,比传统方法可节能 30%~50%,节省投资 10%左右;对老厂改造而言,通常可节能 20%~35%,改造投资的回收年限一般 0.5 年至 3 年;水夹点技术在炼厂和化工厂中的应用可节水 20%~30%,目前夹点技术已得到广泛应用,数学规划法、人工智能专家系统目前正在开发之中,其用于能量系统优化尚有一定距离。

A.5.3.6 加强资源利用

合理利用炼厂气(含轻烃和氢),如用吸收-解吸法回收 C3 以上组分,用膜分离法回收有机蒸气组分及氢,用变压吸附法回收氢。回收利用三废(废渣、废水、废气),降低单位产值的能耗,间接达到节能目的。寻找石油替代能源,包括以煤代油、以气代油、以焦代油,例如采用水煤浆替代锅炉燃料;充分利用高硫石油焦,建设循环流化床锅炉(CFB),替代燃油锅炉;利用炼厂气和天然气资源,替代炼厂制氢用轻油原料和发电产的锅炉燃料。优化燃料结构,减少作为燃料的石油用量,将替换出的石油资源用来生产石化产品,提高整体效益。

附 录 B
(资料性附录)

石油化工企业能源管理相关的法律法规、标准及要求文件清单

石油化工企业能源管理相关的法律法规、标准及要求文件见表 B.1。

表 B.1 法律法规、标准及要求文件清单

序号	名 称	发布部门/标准编号
1	中华人民共和国节约能源法	全国人大常务委员会
2	中华人民共和国可再生能源法	中华人民共和国主席令 第 23 号
3	中华人民共和国循环经济促进法	全国人大常务委员会
4	中华人民共和国清洁生产促进法	全国人大常务委员会
5	中华人民共和国环境保护法	全国人大常务委员会
6	中华人民共和国水法	中华人民共和国主席令 第 74 号
7	中华人民共和国电力法	全国人大常务委员会
8	高耗能特种设备节能监督管理办法	国家质量监督检验检疫总局 第 116 号
9	产业结构调整指导目录(2011 年本) 2013 年修改版	国家发改委会令 第 21 号
10	重点用能单位节能管理办法	国家经济贸易委员会令 7 号
11	国家鼓励发展的资源节约综合利用 和环境保护技术	国家发改委、科学技术部、 环保总局 2005 年第 65 号
12	节约能源监测管理暂行规定	国家发展计划委员会
13	企业能量平衡表编制方法	GB/T 28751—2012
14	工业企业能源管理导则	GB/T 15587—2008
15	石油化工设计能耗计算标准	GB/T 50441—2007
16	工业设备及管道绝热工程设计规范	GB 50264—2013
17	工业设备及管道绝热工程施工规范	GB 50126—2008
18	工业设备及管道绝热工程质量验收规范	GB 50185—2010
19	用能单位能源计量器具配备和管理通则	GB 17167—2006
20	评价企业合理用电技术导则	GB/T 3485—1998
21	评价企业合理用热技术导则	GB/T 3486—1993
22	工业炉窑保温技术通则	GB/T 16618—1996
23	设备及管道绝热技术通则	GB/T 4272—2008
24	设备及管道绝热设计导则	GB/T 8175—2008
25	工业锅炉及火焰加热炉烟气余热资源量 计算方法与利用导则	GB/T 17719—2009
26	清水离心泵能效限定值及节能评价	GB 19762—2007

表 B.1 (续)

序号	名 称	发布部门/标准编号
27	中小型三相异步电动机能效限定值及能效等级	GB 18613—2012
28	容积式空气压缩机能效限定值及能效等级	GB 19153—2009
29	设备热效率计算通则	GB/T 2588—2000
30	容积式空气压缩机系统经济运行	GB/T 27883—2011
31	三相配电变压器能效限定值及能效等级	GB 20052—2013
32	通风机能效限定值及能效等级	GB 19761—2009
33	冷水机组能效限定值及能源效率等级	GB 19577—2004
34	企业能量平衡通则	GB/T 3484—2009
35	评价企业合理用电技术导则	GB/T 3485
36	企业能量平衡网络图绘制方法	GB/T 28749—2012
37	综合能耗计算通则	GB/T 2589—2008
38	节水型企业评价导则	GB/T 7119—2006
39	企业能源审计技术通则	GB/T 17166—1997
40	用电设备电能平衡通则	GB/T 8222—2008
41	企业节能规划编制通则	GB/T 25329—2010
42	企业节能量计算方法	GB/T 13234—2009
43	单位产品能源消耗限额编制通则	GB/T 12723—2013
44	工业余热术语、分类、等级及余热资源量计算方法	GB/T 1028—2000
45	节电技术经济效益计算与评价方法	GB/T 13471—2008
46	用能设备能量测试导则	GB/T 6422—2009
47	用能设备能量平衡通则	GB/T 2587—2009
48	通风机系统电能平衡测试与计算方法	GB/T 13467—2013
49	泵类液体输送系统电能平衡测试与计算方法	GB/T 13468—2013
50	空气压缩机组及供气系统节能监测方法	GB/T 16665—1996
51	泵类液体输送系统节能监测	GB/T 16666—2012
52	设备及管道绝热层表面热损失现场测定 热流计法和表面温度法	GB/T 17357—2008
53	锅炉热网系统能源监测与计量仪表配备原则	GB/T 17471—1998
54	设备及管道绝热效果的测试与评价	GB/T 8174—2008
55	电力整流设备运行效率的在线测量	GB/T 18293—2001
56	常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额	GB 21258—2013
57	节能监测技术通则	GB/T 15316—2009
58	火焰加热炉节能监测方法	GB/T 15319—1994
59	热力输送系统节能监测	GB/T 15910—2009
60	工业电热设备节能监测方法	GB/T 15911—1995
61	制冷机组及供制冷系统节能测试 第1部分:冷库	GB/T 15912.1—2009

表 B.1 (续)

序号	名 称	发布部门/标准编号
62	企业供配电系统节能监测方法	GB/T 16664—1996
63	蒸汽加热设备节能监测方法	GB/T 15914—1995
64	燃煤工业锅炉节能监测	GB/T 15317—2009
65	石油石化行业能源计量器具配备和管理要求	GB/T 20901—2007
66	化工企业能源计量器具配备和管理要求	GB/T 21367—2008
67	节能产品评价导则	GB/T 15320—2001
68	蒸汽供热系统凝结水回收及蒸汽疏水阀 技术管理要求	GB/T 12712—1991
69	三相异步电动机经济运行	GB/T 12497—2006
70	风机、泵类负载变频调速节电传动系统及其应用技术条件	GB/T 21056—2007
71	电力变压器经济运行	GB/T 13462—2008
72	交流电气传动风机(泵类、空气压缩机)系统经济运行通则	GB/T 13466—2006
73	企业节能量计算方法	GB/T 13234
74	离心泵、混流泵、轴流泵和旋涡泵系统经济运行	GB/T 13469—2008
75	通风机系统经济运行	GB/T 13470—2008
76	工业企业能源管理导则	GB/T 15587
77	能源管理体系 实施指南	GB/T 29456
78	工业锅炉经济运行	GB/T 17954—2007
79	空气调节系统经济运行	GB/T 17981—2007
80	产品电耗定额制定和管理导则	GB/T 5623—2008
81	天然气计量系统技术要求	GB/T 18603—2001
82	电力整流设备运行效率的在线测量	GB/T 18293—2001
83	石油产品热值测定法	GB/T 384—1981
84	石油化工企业能量平衡方法	SH 2600—1992
85	清洁生产标准 石油炼制业	HJ/T 125—2003
86	清洁生产标准 石油炼制业(沥青)	HJ 443—2008
87	石油企业能源综合利用技术导则	SY/T 6375—2008
88	输油管道加热设备技术管理规定	SY/T 6382—2009
89	石油地面工程设计节能技术规范	SY/T 6420—2008
90	石油化工合理利用能源设计导则	SH/T 3003—2000
91	石油企业耗能用水统计指标与计算方法	SY/T 6722—2008
92	石油库节能设计导则	SH/T 3002—2000
93	石油化工储运系统罐区设计规范	SH/T 3007—2007
94	石油化工可燃性气体排放系统设计规范	SH/T 3009—2013
95	石油化工设备和管道绝热工程设计规范	SH/T 3010—2013
96	石油化工企业蒸汽伴管及夹套管设计规范	SHJ 40—1991

表 B.1 (续)

序号	名 称	发布部门/标准编号
97	石油化工企业生产装置电力设计技术规范	SH 3038—2000
98	石油化工管式炉炉管壁厚计算方法	SHJ 37—1991
99	石油化工管式炉设计规范	SHJ 36—1991
100	国家重点节能技术推广目录第一批	国家发展和改革委员会
101	国家重点节能技术推广目录第二批	国家发展和改革委员会
102	国家重点节能技术推广目录第三批	国家发展和改革委员会
103	国家重点节能技术推广目录第四批	国家发展和改革委员会
104	国家重点节能技术推广目录第五批	国家发展和改革委员会
105	国家重点节能技术推广目录第六批	国家发展和改革委员会
106	石油和化工产业结构调整指导意见	中国石油和化学工业协会

附录 C

(资料性附录)

常减压装置能源管理体系评审示例

C.1 能源评审输入信息

C.1.1 常减压装置工艺流程见图 C.1

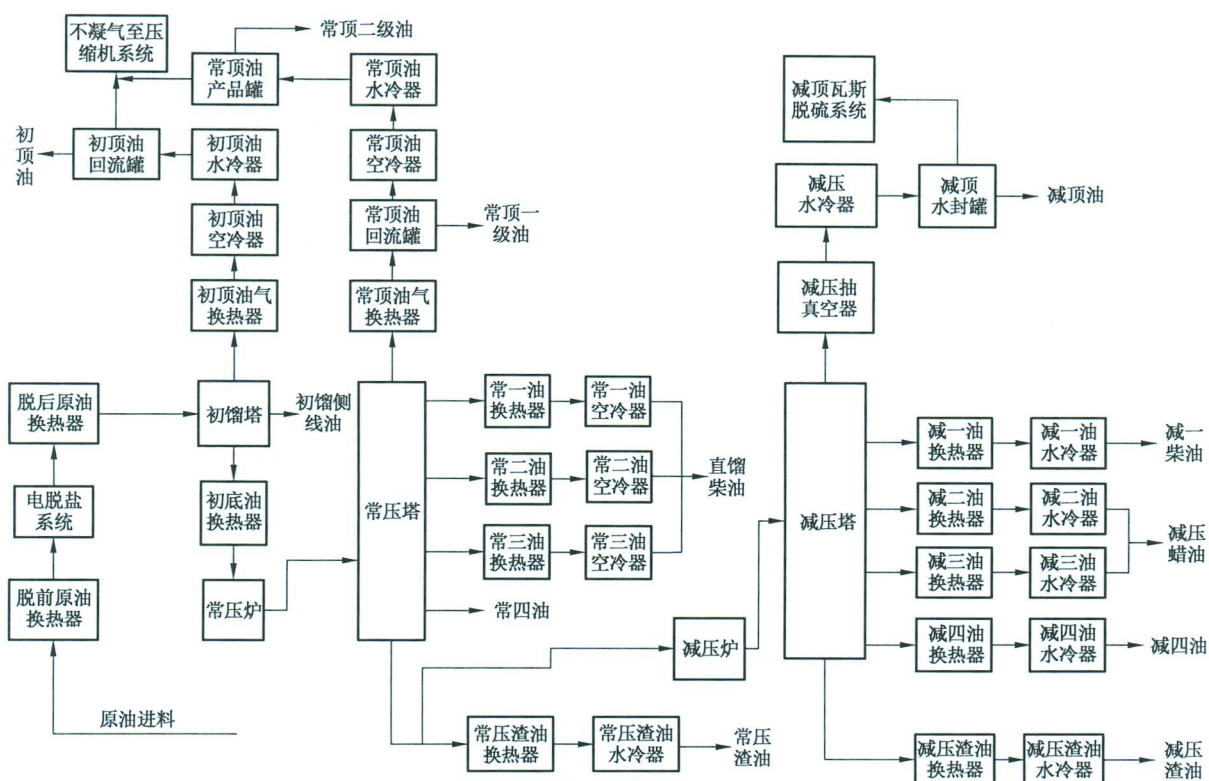


图 C.1 常减压装置工艺流程图

C.1.2 分析能源数据和识别装置主要能源使用

常减压装置各个环节的用能和耗能工质主要有燃料气、燃料油、低压除氧水、低压蒸汽、循环水、新鲜水、电力等,用能比例如图 C.2 所示,其中燃料油、燃料气的消耗占总能耗的 97%,是常减压装置的主要耗能。

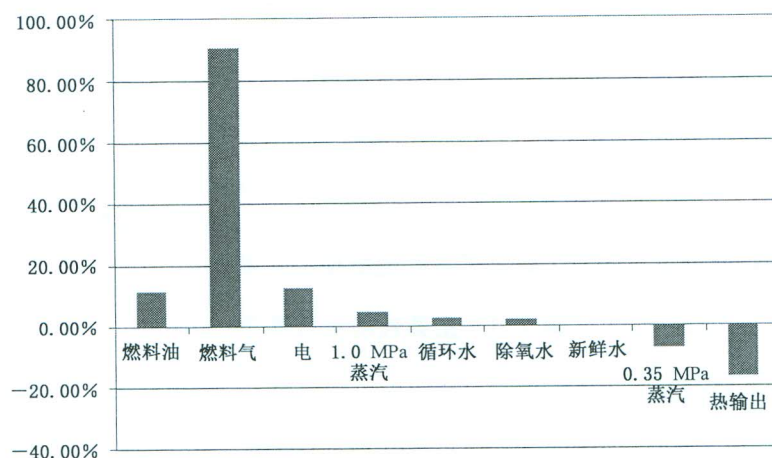


图 C.2 常减压装置用能柱状图

常减压装置 2013 年能耗如图 C.3 所示。

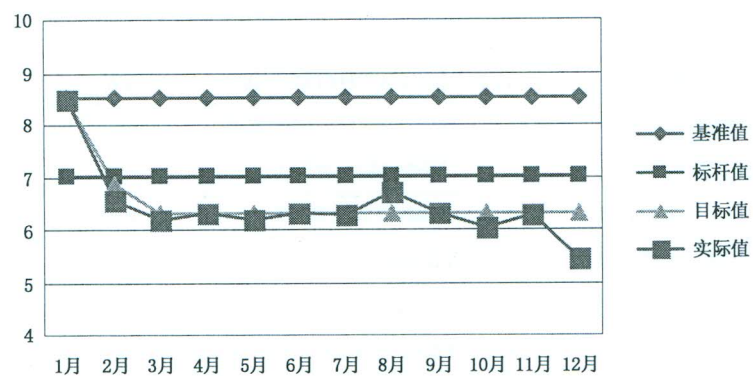


图 C.3 常减压装置用能趋势分析图

常减压装置 2013 年与 2012 年综合能耗同比分析如图 C.4 所示。

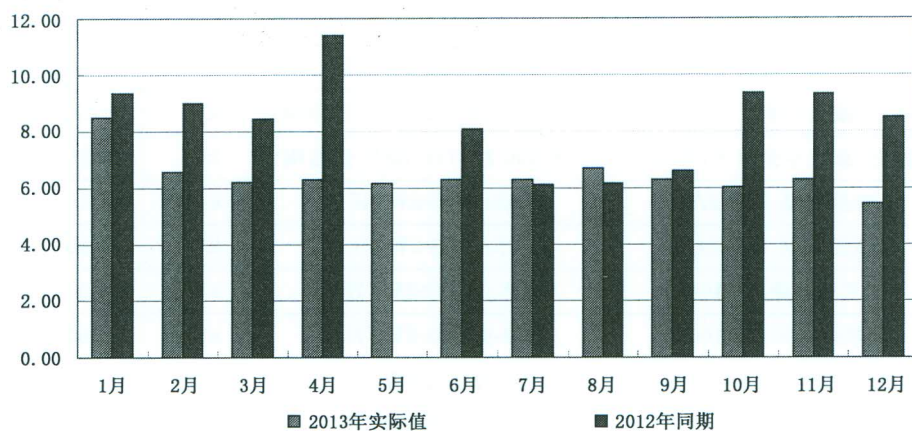


图 C.4 装置单位综合能耗同比分析

C.2 能源评审实施

C.2.1 用能状况分析

进一步用能分析是识别主要能源使用的改进机会,由相关技术人员、作业人员组成的能源评审小组,按照能源和耗能工质的种类,利用工艺流程图、能流图、能源计量网络图等基础信息,将常减压装置主要能源消耗细分到耗能设备。表 C.1 列出了主要耗能设备清单。

表 C.1 主要耗能设备清单

用能类别	设备名称	规格	单位	定额	实际平均消耗
燃料气	常压炉 F1001	13 692×10 089×55 000	t/h	3.6	2.6
	减压炉 F1002	Φ8 976×55 000	t/h	0.8	0.8
燃料油	常压炉 F1001	13 692×10 089×55 000	t/h	0.4	0.4
	减压炉 F1002	Φ8 976×55 000	t/h	0.2	0.2
电	原油泵 P1001A	YB560M2-2WTH(1MJ7 结构)	kW	560	—
	原油泵 P1001B	YB560M2-2WTH(1MJ7 结构)	kW	560	—
	初底油泵 P1006A	YB560M2-2WTH(1MJ7 结构)	kW	450	—
	初底油泵 P1006B	YB560M2-2WTH(1MJ7 结构)	kW	450	—
	初底油泵 P1006C	YB560S2-4WTH	kW	450	—
	常一中油泵 P1014A	YB2-315S-2WIH	kW	110	—
	常一中油泵 P1014B	YBXn315L1-2WIH	kW	160	—
	常二中油泵 P1015A	YB315L1-4WTH	kW	160	—
	常二中油泵 P1015B	YBXn315L1-2WIH	kW	160	—
	常底油泵 P1016A	YBXn335S1-2WTH	kW	185	—
	常底油泵 P1016B	YB2-315L2-2WTH	kW	200	—
	减一、减一中油泵 P1018A	YBXn315M-2WIH	kW	132	—
	减一、减一中油泵 P1018B	YBXn315M-2WIH	kW	132	—
	减二、减二中油泵 P1019A	YBXn315L1-2WTH	kW	160	—
	减二、减二中油泵 P1019B	YBXn315L1-2WTH	kW	160	—
	减三、减三中油泵 P1020A	YAKK-450-2WTH(IMJ7 型结构)	kW	250	—
	减三、减三中油泵 P1020B	YAKK-450-2WTH(IMJ7 型结构)	kW	250	—
	减渣油泵 P1022A	YBXn315S-2WTH	kW	110	—
	减渣油泵 P1022B	YBXn315S-2WTH	kW	110	—
	开工及退油泵 P1045	YBXn355S2-2WTH	kW	200	—
	加热炉引风机 C1001	YB2-355M2-8WTH	kW	160	—
	加热炉鼓风机 C1002A	YB2-355M2-6WTH	kW	185	—
	加热炉鼓风机 C1002B	YB2-355M2-6WTH	kW	185	—
	电脱盐罐 V1001A	TYDKZ-160/20	kW	178	—
	电脱盐罐 V1002B	TYDKZ-125/20	kW	178	—
	螺杆压缩机 K01	YBXn-280N-2wTH	kW	90	—

表 C.1 (续)

用能类别	设备名称	规格	单位	定额	实际平均消耗
循环水	减顶增压器冷凝器 E1061A	BJS1300-1.6-595-6/19-4I	t/h	243	215
	减顶增压器冷凝器 E1061B	BJS1300-1.6-595-6/19-4I	t/h	243	255
	减顶增压器冷凝器 E1061C	BJS1300-1.6-595-6/19-4I	t/h	243	165
	减顶增压器冷凝器 E1061D	BJS1300-1.6-595-6/19-4I	t/h	243	90
	一级抽真空冷凝器 E1062A	BJS1200-1/1.2-505-6/19-2	t/h	418	183
	一级抽真空冷凝器 E1062B	BJS1200-1/1.2-505-6/19-2	t/h	418	153
	二级抽真空冷凝器 E1063A	BJS1000-1.6-345-6/19-4I	t/h	140	30
	二级抽真空冷凝器 E1063B	BJS1000-1.6-345-6/19-4I	t/h	140	20
	压缩机出口冷却器 E1065	BEM500-0.94/0.5-50.1-3/19-2 I	t/h	59	45
	脱丁烷塔顶后冷器 E1056A	BJS1100-4.0-420-6/19-4I	t/h	174	147.8
	脱丁烷塔顶后冷器 E1056B	BJS1100-4.0-420-6/19-4I	t/h	174	136.94
	异构化料塔顶后冷器 E1057A	BJS1100-2.5-420-6-19-4 I	t/h	174	158
	异构化料塔顶后冷器 E1057B	BJS1100-2.5-420-6-19-4 I	t/h	174	152
	石脑油冷却器 E1060A/B	BES1000-1.6-270-6/25-4 I	t/h	150	131
	初顶后冷器 E1047A/B	BJS1100-1.6-340-6/25-2 I	t/h	376	269.7
	常顶后冷器 E1048A	BJS800-1.6-180-6/19-6	t/h	49	53
	常顶后冷器 E1048B	BJS800-1.6-180-6/19-6	t/h	49	48.6
	电罐一级排水冷却器 E1068	BES500-1.6-55-6/25-2 I	t/h	63	107.6
	电罐一级排水冷却器 E1068A	BES600-2.5-90-6/25-2 I B	t/h	101	81.5
	减三冷却器 E1053	BES1000-2.5-275-6/25-2 I	t/h	308	210
低压除氧水	V1024	$\Phi 1\ 400 \times 7\ 465(6\ 000) \times 12$	t/h	3	0.4
	V1034	$\Phi 1\ 200 \times 4\ 670(4\ 000) \times 10$	t/h	5	0.5
	V1035	$\Phi 1\ 200 \times 3\ 678(3\ 000) \times 14$	t/h	5	2.7

在设备状况数据收集的基础上,进一步对重点用能设备能效进行测试。表 C.2 列出了设备设施运行参数测试。

表 C.2 设备设施运行参数测试

序号	设备名称	设备编号	额定容量/ kW	测试 时间	额定效率/ %	设备运行 效率/%	设备评价标准
1	原油泵	P1001A	560	4 月	81.5	56.6	按国家相关标准执行
2	初底油泵	P1006C	460	4 月	93.9	68	
3	常二中油泵	P1015A	160	4 月	71	52	
4	常底油泵	P1016B	200	4 月	73	55	

C.2.2 识别相关变量与改进方向分析

C.2.2.1 识别能源相关变量

常减压装置能源管理影响因素主要分为人、机、料、法、环、测 6 类,共计 26 项。其中人的因素 2 项、机的因素 9 项、料的因素 2 项、法的因素 9 项、环的因素 2 项,测的因素 2 项,如表 C.3 所示。

表 C.3 相关变量及影响分析清单

序号	相关变量类别	名称	变量对能耗的影响分析	变量影响能源的量值或程度	现有能源控制措施
1	人	职工节能意识	强化考核,提高员工节能意识	低	加大车间内部能耗管理考核
2		员工操作水平	合理的操作可以降低设备的运行能耗	中	加强员工操作培训
3	机	设备的维护保养	保持设备处于最佳状态,可降低设备运转耗能	中	按规定定期开展设备保养
4		计量器具	计量器具数据不精确,影响能耗计量	中	加强计量器具校验与维护,更换精确度更高的计量器具
5		冷却器工况	水冷器工况不理想,结垢换热效率低	低	保证循环水流速,定期对水冷器反冲洗
6		变频机泵投用率	变频机泵投用率高可以降低装置电耗	高	降低设备维修率,提高变频机泵投用率
7		换热器效率	换热器传热效率高,有利于节能	中	设计时选用高效换热器,生产中及时清除结垢
8		加热炉运行工况	加热炉炉管积灰,影响油品吸热,燃料消耗增加,影响能耗	高	精心操控,保证吹灰器运行良好;定时清灰,提高加热炉运行效率
9		空冷器启停	空冷器需现场停运。未及时停运造成电能消耗	低	严格工艺考核,及时根据参数停运空冷器
10		设备保温	设备保温效果差,造成多余的热损失	低	逐步修复保温,采用较高效率的保温材料
11		疏水器工况	疏水器工况差,蒸汽损耗增加	高	疏水器维护,选用优质疏水阀
12	料	原油性质	原油性质变化,操作参数不同,换热终温不同	高	联系上游稳定原油性质,根据参数优化操作
13		燃料组成	燃料组成变化大,不利于能耗统计	高	稳定燃料气组成
14	法	加工负荷	负荷变化或低负荷运行,不利于优化操作,节能降耗	中	生产调控,稳定加工负荷,尽量高负荷运行
15		加热炉热效率	加热炉热效率低,炉子燃料消耗高	高	优化加热炉控制参数,提高加热炉热效率
16		循环水温度	影响水冷器效率	高	联系循环水厂降低循环水温度

表 C.3 (续)

序号	相关变量类别	名称	变量对能耗的影响分析	变量影响能源的量值或程度	现有能源控制措施
17	法	冷却器循环水量	冷却器循环水量过高,循环水换热温差小,不利于节水	中	减少空冷器运行数量,提高冷却器负荷
18		热输出	提高直供物料量,提高热输出流量和温度有利于节能	中	优化取热,尽可能提高热供料温度,联系下游装置提高热输出量
19		装置开停工周期	装置开停工周期短,影响装置能耗	高	装置长周期运行
20		汽包产汽	低压蒸汽产汽量增加,外输出量高,能耗降低	中	优化中段回流取热,提高汽包蒸汽
21		减压系统停开	减压系统停开,可大幅降低装置能耗	高	优化生产方案,降低减压系统开工时间和次数
22		工艺参数	工艺参数不合理造成能源浪费	中	优化装置运行工艺参数
23	环	环境温度	环境温度影响空冷器电耗	低	调整空冷器运行数量
24		空气质量	装置区空气质量差,造成设备外腐蚀相对严重	低	加强外防腐力度,定期腐蚀监测
25	测	设备效能测试	对于效率高的设备长时间运行,可降低电耗,效率低的设备电耗增加	低	提高加工负荷,调节设备节流装置,消除无用功;加强监测设备运行状况,投用功率低的备用设备
26		核算轻烃系统稳定塔负荷	为保证稳定塔重沸器热负荷,需开换热流程副线,影响常压炉入口温度	高	控制初油干点 $\leq 160^{\circ}\text{C}$,减少常顶二级油流量。降低稳定塔负荷

C.2.2.2 节能改进方向分析

C.2.2.2.1 能源消耗分析如下:

- a) 燃料油、燃料气。装置燃料气使用的是炼厂干气,燃料油为自产常渣油,主要用户为常压炉 F1001 和减压炉 F1002,2013 年减压系统停开后,主要用户为 F1001,占总燃料消耗的 97%。燃料气由于组成不稳定,含有氢气、少量氮气和干气不干等原因,使燃料气的计量误差较大。燃料油中含有较多杂质和少量硫,易在炉管表面形成积灰和形成露点腐蚀。为提高加热炉热效率,防止炉管外表面积灰影响传热效果,装置定期运行吹灰系统,保证炉管表面传热效率,同时勤调“三门一板”,优化工艺参数,提高加热炉热效率。
- b) 用电量。常减压装置用电设备分为 10 kV 机组和 380 V 机组,功率高于 100 kW 的机组有 16 台,功率最高为原油泵 P1001AB,功率为 560 kW。功率低于 100 kW 有 83 台。装置高压电机有单独计量,380 V 有 4 台变压器合计计量,目前对于 380 V 每台机泵用电量无法实现实时计量和比较。装置节电措施为 25 台机泵实现变频控制,可根据加工负荷调节电机转速,2013 年全年平均变频设备投用率为 98.38%。因此,提高变频机泵投用率、及时调整电机转速是装置节约用电的有效途径之一。
- c) 除氧水用量。常减压装置使用低压除氧水,通过汽包发生器产生低压蒸汽外输,生产过程中损耗量较小,主要损耗点集中在汽包的定连排。因此,在除氧水节能改进方面主要是合理定连排

操作。

- d) 1.0 MPa 蒸汽。常减压装置不开减压系统后,蒸汽用户主要集中在加热炉燃料油雾化蒸汽和管线伴热蒸汽,占能耗比例较低。节约蒸汽用量的主要途径有,伴热蒸汽可根据冬夏季生产特点,优化伴热蒸汽使用量;雾化蒸汽通过优化调节加热炉燃烧器的油气比,降低用量;设备上采用较高效率的保温材料,及时修复破损的保温;保持疏水器良好的运行工况。
- e) 循环水。装置循环水自实现三级串联使用后,节水效果明显。为防止水冷器垢下腐蚀损耗设备,从 2013 年 3 月开始提高循环水在水冷器内的流速,加大循环水用量,目前循环水用量比 2013 年 1、2 月份消耗大。
- f) 可利用余能(热输出)。装置热输出占能耗比例第二,提高低压蒸汽和热油输出可降低装置综合能耗。热柴油、热常渣受下游装置需求制约,调整余地不大。低压蒸汽外供可通过提高常一中、常二中流量,保证产品质量合格的前提下,加大分馏塔取热,利用余能多产蒸汽。

C.2.2.2.2 存在的问题如下:

- a) 常压炉因增烧燃料油,导致炉管外表面开始有积灰现象。系统燃料气组成和压力波动较大,常压炉需担负调整系统压力的重任,调节炉子较为频繁。为保证常压炉良好运行,平稳系统瓦斯压力和组成,装置低负荷运行,单位能耗增高。
- b) 装置经过多次技术改造,目前部分水冷器选型偏大,流速偏低,易形成垢下腐蚀。
- c) 蒸汽伴热系统经过三个周期的运行,部分管线存在腐蚀滴漏现象。装置蒸汽伴热系统管线多、分布广,疏水阀数量大,部分疏水阀工况差,存在内漏现象。蒸汽管线保温效果一般,温降过大,影响使用效率。
- d) 部分计量器具计量值存在偏差。其中燃料油、水、燃料气计量表偏差较大,目前只能针对一次表进行检查校验,无法对孔板等测量元件进行检查。
- e) 变频电机常二中油泵、常二油泵、常三油泵多次出现机械密封泄漏。机械密封泄漏后,切换至工频电机运行,将增加装置电耗。
- f) 轻烃系统负荷高、减压系统停用,造成常压炉的进料温度下降较多,常压炉能耗增加。

C.2.2.2.3 可能的能源改进途径、方向:

- a) 减少减压系统的开工次数,优化开停机程序。精心操作,防止设备损坏导致装置停机,尽可能减少开停机次数。优化开停机操作程序,缩短开停工时间,降低装置能耗。
- b) 提高装置加工负荷。根据目前的能耗统计结果分析,装置总能耗与装置的负荷变化趋势不明显,但是综合单位能耗与装置负荷关联度较大。在其他条件不变的情况下,装置负荷越高则单位能耗越低,装置满负荷运行时单位综合能耗达到最低值。
- c) 优化加热炉控制参数,及早清除炉管积灰现象,保持炉管良好的换热效率。
- d) 对偏差较大的计量器具加强维护,提高计量数据准确性,并进行数据分析后提出节能技术改造措施;利用装置停工检修机会更换准确度较低的计量器具。
- e) 对装置机泵进行能源绩效测试,根据能耗测试结果,对于效率高的设备要保证长时间运行,对效率低的设备进行整改。
- f) 提高变频电机的投用率。消除人为操作波动而影响设备运行状况,降低机泵维修率,提高变频机泵的投用。
- g) 重新核算轻烃系统稳定塔,既满足稳定塔重沸器热源使用,又尽量关闭常二中换热流程副线,提高加热炉入口温度,降低常压炉能耗。

C.2.2.3 节能改进机会

常减压装置目前存在 26 项可控变量,有 5 项改进机会,其中有 3 项非常重要的节能机会,表 C.4 列出具体节能机会清单。

表 C.4 节能改进机会清单

序号	相关的可控变量	机会名称	机会(方案)内容	预估节能效果	节能机会排序(重要性/可实现程度)
1	核算轻烃系统稳定塔负荷	降低稳定塔重沸器热负荷	回收常二中流程换热量	预计可提高常压炉入口温度 3℃, 每年可节约 763 t 燃料油	非常重要/高
2	冷却器工况	冷却器选型重新匹配	更换或封堵部分换热管束, 降低循环水用量	预计每年可节约循环水用量 70 万 t	非常重要/高
3	加热炉运行工况	加热炉炉管清灰	加热炉炉管积灰, 影响油品吸热, 燃料消耗增加, 影响能耗	可节约装置单位综合能耗 0.06 kgoe/t	非常重要/低
4	计量器具	计量器具整改	计量器具数据不精确, 影响能耗计量。加强计量器具校验, 使用精确度更高的计量器具	使能源统计更加准确, 对下达各项指标具有指导意义	重要/低
5	疏水器工况	疏水器整改	伴热系统疏水阀工况差, 蒸汽损失较大。合理选用高性能疏水器	预计每年节约蒸汽用量 0.13 万 t	重要/高

C.3 能源评审输出与能源项目

C.3.1 能源绩效参数

根据以上能源评审报告周期内的数据分析和今年下达的任务, 制定本周期能源绩效目标、能源绩效参数及相关数值(控制参数), 如表 C.5、表 C.6 所示。

表 C.5 能源绩效参数及相关数值

序号	能源绩效参数	参数类别 (直接测量/ 计算获得)	单位	基准值	标杆值	目标值	实现目标周期
1	单位综合能耗	计算获得	kgoe/t 原油	8.63	6.41	6.5	2014 年
2	单位电耗	计算获得	kW·h/t 原油	6.4	3.07	4.26	2014 年
3	单位水耗	计算获得	t/t 原油	0.005	0.000 28	0.001 6	2014 年

注: 基准值来源于装置正常运行设计值; 标杆值来源于 2013 年装置历史最好水平; 目标值来源于公司考核指标。

表 C.6 能源绩效参数及相关数值(控制参数)

序号	能源绩效参数	单位	控制值	基准值
1	加热炉热效率	%	92.4~92.6	92.57
2	变频机泵投用率	%	95.0~98.3	98.38
3	加热炉氧含量	%	1.5~3	1.7
4	加热炉负压	kPa	-60~-20	-45

表 C.6 (续)

序号	能源绩效参数	单位	控制值	基准值
5	加热炉排烟温度	℃	≥ 125	132
6	常压炉出口总温度	℃	355~365	361
7	减压炉出口总温度	℃	385~395	388
8	液化气出装置温度	℃	≤ 40	34~39
9	异构化料出装置温度	℃	≤ 45	35~40
10	石脑油出装置温度	℃	≤ 45	40
11	柴油出装置温度	℃	≤ 60	58
注：基准值来源于 2013 年能源绩效参数运行平均值。				

C.3.2 能源管理实施方案

为实现能源目标、指标,制定相应的能源管理方案,如表 C.7 所示。

表 C.7 能源管理实施方案

序号	改进机会	措施方法/内容	预计时间	预计投资	预计节能效果	投资回收期
1	疏水器整改	伴热系统疏水阀工况差,蒸汽损失较大。合理选用高性能疏水器	2014.12	0.5 万元	预计每年节约蒸汽用量 400 t	—
2	加热炉运行工况	加热炉炉管清灰	2014.12	60 万元	可降低装置综合能耗 0.06 kgoe/t	1 年

中华人民共和国认证认可

行 业 标 准

能源管理体系

石油化工企业认证要求

RB/T 115—2014

*

中国标准出版社出版发行

北京市朝阳区和平里西街甲2号(100029)

北京市西城区三里河北街16号(100045)

网址 www.spc.net.cn

总编室:(010)64275323 发行中心:(010)51780235

读者服务部:(010)68523946

中国标准出版社秦皇岛印刷厂印刷

各地新华书店经销

*

开本 880×1230 1/16 印张 2.25 字数 60 千字

2014年11月第一版 2014年11月第一次印刷

*

书号: 155066 • 2-27528 定价 33.00 元

如有印装差错 由本社发行中心调换

版权专有 侵权必究

举报电话:(010)68510107



RB/T 115-2014