



# 石油炼制业环境、健康与安全指南

## 前言

《环境、健康与安全指南》（简称《EHS指南》）是技术参考文件，其中包括优质国际工业实践（GIIP）所采用的一般及具体行业的范例。<sup>1</sup>。如果一个项目有世界银行集团的一个或多个成员国参与，则按照成员国政策和标准的要求，适用《EHS指南》。本《EHS指南》是针对具体行业，应与《通用EHS指南》共同使用，后者提供的指南针对所有行业都可能存在的EHS问题。如果遇到复杂的项目，可能需要使用针对多个行业的指南。在以下网站可以找到针对各行业的指南：<http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/EnvironmentalGuidelines>

《EHS指南》所规定的指标和措施是通常认为在新设施中采用成本合理的现有技术就能实现的指标和措施。在对现有设施应用《EHS指南》时，可能需要制定具体针对该场所的指标，并需规定适当的达标时间表。

在应用《EHS指南》时，应根据每个项目确定的危险和风险灵活处理，其依据应当是环境评估的结果，并应考虑到该场所的具体变量（例如东道国具体情况、环境的吸收能力）以及项目的其他因素。具体技术建议是否适用应根据有资格和经验的人员提出的专业意见来决定。

如果东道国的规则不同于《EHS指南》所规定的指标和措施，我们要求项目要达到两者中要求较高的指标和措施。如果根据项目的具体情况认为适于采用与本《EHS指南》所含规定相比要求较低的指标和措施，则在针对该场所进行的环境评估中需要对提出的替代方案作出详尽的论证。该论证应表明修改后的指标能够保护人类健康和环境。

## 适用范围

《石油炼制业 EHS 指南》适用于从原油到最终的液体产品的各类加工作业，包括液化石油气（LPG）、Mo-Gas（车用汽油）、煤油、柴油、取暖油、燃料油、各类沥青、硫磺和石油化工业中间产品（例如丙烷/丙烯混合物、直馏石脑油、中间馏分油和减压馏分油）。附录 A 包括各种行业活动的描述。如要进一步了解与储罐区有关的 EHS 问题，参见《原油和成品油销售终端业 EHS 指南》。本文件包含下列章节：

### 1 具体行业的影响与管理

<sup>1</sup> 定义是：熟练而有经验的专业人员在全球相似情况下进行同类活动时，按常理可预期其采用的专业技能、努力程度、谨慎程度、预见性。熟练而有经验的专业人员在评估项目可采用的污染防控技术时可能遇到的情况包括（但不限于）：不同程度的环境退化、不同程度的环境吸收能力、不同程度的财务和技术可行性。



- 2 指标与监测
- 3 参考文献与其他资料来源
- 附件 A 行业活动的一般说明

## 1 具体行业的影响与管理

本章概述石油炼制业在操作阶段发生的 EHS 问题，并提出如何对其进行管理的建议。关于如何管理大多数大型工业活动建造阶段和报废阶段各种常见 EHS 问题的建议包含于《通用 EHS 指南》。

### 1.1 环境

与石油炼制有关的潜在环境问题包括：

- 大气排放物
- 温室气体 (GHG)
- 废水
- 危险物质
- 废弃物
- 噪声

#### 大气排放物

##### 废气

石油业产生的废气和烟道气排放（二氧化碳（CO<sub>2</sub>）、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）、一氧化碳（CO）），是为了生产热电，而使用透平机、锅炉、压缩机和其他发动机燃烧气体和燃料油或柴油。此外，在连续催化剂再生或石油焦浆燃烧过程中，有些工艺装置附带的废热锅炉也会产生烟道气。沥青氧化装置、流化催化裂化装置（FCCU）和渣油催化裂化装置（RCCU），以及硫磺厂，均通过烟道向大气排放烟道气，其中可能包含少量的硫化氢。应使用低氮氧化物燃烧器，以减少氮氧化物排放。

在设施的设计和运营规划阶段，应运用基线大气质量评估和大气扩散模型，确定相关污染物的潜在地面环境大气浓度，从而估算对大气质量的影响，详见《通用 EHS 指南》。

对于容量不超过 50 兆瓦时热功率（MWth）的小型燃烧源，排放管理方面的指导，包括废气的大气排放标准，见《通用 EHS 指南》。容量超过 50 MWth 之燃烧源的排放，参见《热能 EHS 指南》。

##### 放空和燃烧

放空和燃烧是石油炼制设施重要的操作及安全措施，用于确保蒸气得到安全的处置。紧急情况下的工艺放空，以及安全阀的泄压排放，会排放出石油烃。所排放的石油烃用回收网收集后作燃烧处理。

过量气体不应放空，而是应送入高效率的火炬系统进行处理。在特定情况下，如果根据准



确的风险分析，为了保护火炬系统的完整性，无法通过火炬系统对气流进行燃烧处理，则紧急放空是可以接受的做法。在考虑设立紧急气体放空设施之前，应完整记录对不采用气体火炬燃烧系统的论证过程。

在采用燃烧方案之前，应尽可能评估气体的替代利用方案，并纳入生产设计。应在初步调试投产阶段估算新设施的火炬燃烧气量，以便制定固定的火炬燃烧气量控制目标。应记录和报告所有火炬燃烧放空事件中的气体燃烧量。应证明通过实施最佳做法和新技术来持续改进燃烧。

应考虑对天然气燃烧采取以下防控措施：

- 最大限度实施从来源上减少天然气的措施；
- 采用高效率的火焰头，优化燃烧嘴的尺寸和数量；
- 控制和优化火炬燃料/空气的流动速度，确保为火炬燃料流提供正确比例的助燃气流，从而最大限度提高火炬的燃烧效率；
- 在不影响安全的前提下采取措施，最大限度减少吹扫及试烧的火炬燃烧，这些措施包括安装吹扫气减少装置、安装火炬气回收装置、使用惰性吹扫气、尽可能采用软体阀技术以及安装节气引火管；
- 确保有足够的出口速度以最大限度减少引火管熄灭的风险，并采取防风措施；
- 使用可靠的引火管点火系统；
- 尽可能安装高完整性的仪表压力探测系统，以减少过压事件，避免或减少需要火炬燃烧放空的情况；
- 必要时安装气液分离罐，以防止凝析物的排放；
- 采用适当的液体分离系统，最大限度减少火炬气流中的液体携带和夹带量；
- 最大限度减少火焰上窜和（或）火焰漂移；
- 操作火炬以控制臭味和可见烟雾的排放（无可见的黑烟）；
- 火炬与当地社区和员工（包括员工宿舍）保持安全的距离；
- 实施燃烧器维护和更换计划，确保火炬持续发挥最高效率；
- 火炬气计量。

为了最大限度减少因设备故障和炼油厂发生不正常情况而进行燃烧放空的事件，炼油厂应达到高可靠性（>95%），准备备用设备，并制定停车操作规范。

### 无组织排放

在石油炼制设施中，无组织排放可能与通气口、油管、阀门、连接、法兰、盘根、开口管线、浮顶储罐、泵密封、气体输送系统、压缩机密封、泄压阀、储罐或露天池/隔离装置的泄露及烃类的装卸作业有关。根据炼油工艺的不同，无组织排放可包括：

- 氢气；
- 甲烷；
- 挥发性有机化合物（VOC）（例如乙烷、乙烯、丙烷、丙烯、丁烷、丁烯、戊烷、戊烯、C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>烷基化物、苯、甲苯、二甲苯、苯酚和C<sub>9</sub>芳香烃）；
- 多环芳烃（PAH）和其他半挥发性有机化合物；



- 无机气体，包括氢氟酸（来自氢氟酸烷基化工艺）、硫化氢、氨、二氧化碳、一氧化碳、二氧化硫、三氧化硫（来自硫酸烷基化工艺的硫酸再生工序）、氮氧化物、甲基叔丁基醚（MTBE）、乙基叔丁基醚（ETBE）、甲基叔戊基醚（TAME）、甲醇和乙醇。

主要排放源包括：锥顶储罐接收储存物时因向外排气而产生的挥发性有机化合物排放；烃类通过浮顶储罐的浮顶密封的无组织排放；通过法兰和（或）阀门及机械密封的无组织排放；源自混合罐、阀门、泵和混合作业产生的挥发性有机化合物排放；以及油性污水和废水处理系统产生的挥发性有机化合物排放。沥青储罐也可能排放氮气，其中可能包含以气溶胶形式存在的烃类及硫化合物。其他潜在的无组织排放源包括蒸气回收装置的通风口以及苛性碱氧化所产生的气体排放。

无组织排放的防控建议包括：

- 研究工艺仪表流程图（P&ID），确定可能导致挥发性有机化合物无组织排放的物料流和设备（例如管道、阀门、密封、储罐和其他基础设施组成部分），对相关组成部分进行必要的维护或更换，然后确定使用蒸气探测设备进行监测的优先次序；
- 应根据减少气体泄露和无组织排放的能力，选择适当的阀门、法兰、接头、密封和盘根；
- 对于烃蒸气，应采取围阻措施，如果压力高低允许，则送回工艺系统；
- 应考虑使用排放气洗涤器，去除某些装置（例如沥青生产装置）顶部蒸气中的油及其他氧化产物；
- 气体应高温燃烧（大约 800℃），以确保彻底破坏小比例组分的结构（例如硫化氢、醛类、有机酸和酚类组分），最大限度减少排放和气味影响；
- 对氢氟酸（HF）烷基化厂的气体排放物，应收集使用洗涤装置进行中和处理，去除氢氟酸后再送往火炬系统；
- 石脑油、汽油、甲醇/乙醇和甲基叔丁基醚/乙基叔丁基醚/甲基叔戊基醚/装卸站应配备蒸气回收装置。

有关防控储罐无组织排放的其他指南，参见《原油及石油产品终端 EHS 指南》。

### 硫氧化物

根据所加工原油的硫含量，锅炉、加热器和其他工艺设备可能会排放硫氧化物（SO<sub>x</sub>）及硫化氢。硫酸烷基化工艺的硫酸再生工序可能排放二氧化硫和三氧化硫。炼油厂废气中二氧化硫的处理前浓度可达到 1 500~7 500 毫克/立方米（mg/m<sup>3</sup>）。<sup>1</sup>

建议采取以下措施来防止和最大限度减少污染：

- 在可行的范围内，通过燃料的脱硫，最大限度减少硫氧化物的排放，或将高硫燃料用于配有硫氧化物排放控制设备的装置；
- 使用高效硫回收装置从尾气中回收硫（例如克劳斯硫回收装置）；<sup>2</sup>
- 安装除雾器（例如静电除雾器或布林克除雾器），去除硫酸酸雾；
- 安装洗涤装置，使用苛性钠溶液来处理烷基化装置吸收塔所排放的烟道气。

<sup>1</sup> EIIPCB BREF (2003)

<sup>2</sup> 如果尾气中的硫化氢含量很高，则硫回收系统的硫回收率至少应达到 97%，最好能达到 99%。



### 颗粒物

炼油装置的颗粒物排放来源于：加热炉的烟道气；流态化催化裂化再生装置和其他催化工艺所排放的催化剂粉末；石油焦储运；以及污泥焚烧时产生的粉末和灰。颗粒物内可能包含金属（例如钒、镍）。颗粒物控制措施还有助于控制石油炼制作业的金属排放。<sup>1</sup>

建议采取以下措施来防止和最大限度减少污染：

- 安装旋风除尘器、静电除尘器、布袋式过滤器和（或）湿式洗涤器，以减少点源型的颗粒物排放。通过综合使用这些手段，颗粒物减少率可达到 99%以上；
- 在石油焦储运中，采取颗粒物减排手段，包括：
  - 使用封闭库房，散堆存放石油焦
  - 石油焦保持湿润状态
  - 使用粉碎机将石油焦粉碎，然后送往中间储存料仓（脱水料仓）
  - 在交谈上喷洒薄薄的一层油，使粉尘与石油焦粘在一起
  - 抽取系统采用封闭式带式输送机，以保持负压
  - 使用抽吸系统抽取和收集石油焦粉尘
  - 使用气动输送方法，将旋风除尘器所收集的粉末送往带有排气过滤器的料仓，将所收集的粉末送至储存料仓。

### 温室气体 (GHG)

在石油炼制中，燃烧过程（例如发电）、火炬和制氢装置可能大量产生二氧化碳（CO<sub>2</sub>）。在贵金属催化剂的器内再生过程中，可能会向大气排放二氧化碳和其他气体（例如氮氧化物和一氧化碳）。

经营者应着眼于最大限度提高能源效率，从设计入手（例如提高公用工程、火力加热器、工艺优化、热交换器、电机和电机应用的能源效率），最大限度降低能耗。总体目标应该是减少大气排放物，评估技术上可行、具有成本效益的减排方案。<sup>2</sup>除了能效和节能，其他温室气体管理建议参见《通用EHS指南》。

### 废水

#### 工业过程废水

石油炼制业最大的废水来源包括“含硫”过程废水和非油性/不含硫的强碱性过程废水。含硫废水的来源包括脱盐、拔顶、减压蒸馏、预处理、中轻馏分的加氢脱硫、加氢裂化、催化裂化、焦化、减粘裂化/热裂化。含硫废水可能沾染了烃类、硫化氢、氨、有机硫化物、有机酸和酚类。使用含硫废水汽提塔（SWS）处理过程废水，以去除烃类、硫化氢、氨和其他化合物，然后再回收用于内部工艺用途，或通过现场废水处理装置进行最终的处理和处置。非油性/不含硫的强碱性过程废水是废水处理厂的潜在棘手问题。特别是锅炉排污及除盐装置产生的废水，

<sup>1</sup> EIPPCB BREF (2003)

<sup>2</sup> 关于石油炼制厂提高能效的机会，详细信息参见美国加利福尼亚大学 Ernest Orlando Lawrence 伯克利国家实验室 2005 年出版的《石油炼制业提高能效和降低成本的机会》，网址：<http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbnl>



如果没有正确中和，可能会将油相内的酚类萃取至水相，导致废水处理厂发生乳化现象。工艺设备、机械和储存区/储罐意外排放或泄漏少量产品，也可能产生废液。

建议的过程废水管理做法包括：

- 定期检查和保养储存及运输系统，包括泵和阀门的填料函和其他潜在的泄漏点，以及实施溢漏应急预案，以预防和控制液体的意外泄漏；
- 提供足够的工艺液体排出能力，最大限度回收再用于工艺过程，避免向油性废水排放系统大量排放工艺液体；
- 设计和建造表面防渗透的废水及危险物质贮存池，防止被污染的水渗入土壤和地下水；
- 过程废水与雨水相隔离，废水和危险物质贮存池相隔离；
- 进行良好的内务管理，包括在铺面区域进行产品转移作业，迅速收集少量溢漏的产品。

在具体废水流的管理方面，须考虑的具体措施包括：

- 脱硫醇装置和化学处理工序产生的废烧碱在完成苛性碱氧化后送入废水处理系统；
- 苛性碱氧化工艺产生的废苛性碱液（包含可溶性硫代硫酸盐、亚硫酸盐和硫酸盐）送入废水处理系统；
- 安装封闭式工艺排放系统，以收集和回收泄漏和溢漏的甲基叔丁基醚（MTBE）、乙基叔丁基醚（ETBE）和甲基叔戊基醚（TAME）。生物处理工艺对这些物质无效，应防止其进入废水处理系统，对废水处理系统产生负面影响；
- 脱盐水制备工艺产生的酸性和碱性废水在排入废水处理系统之前，应进行中和；
- 蒸汽发生系统排出的污水须冷却后再排放。蒸汽发生系统和冷却塔排出的污水可能包含添加剂（例如灭生物剂），可能要求在污水处理厂进行处理后才能排放；
- 与设备大检修一起进行的定期清洗作业（清洗作业每年进行一次，可能为期数周）所产生的被烃类污染的水，以及工艺泄漏所产生的含烃废水应在污水处理厂进行处理。

### 过程废水处理

石油炼制业产生的工业过程废水处理方法包括隔离废水来源和对高浓度废水进行预处理。典型的废水处理步骤包括：使用隔油池、浮油回收装置、溶气气浮装置或油水分离器，分离油及可浮选固体；过滤分离可过滤固体；流量及负荷调节；使用澄清池，通过沉淀来减少固体悬浮物；生物处理，一般是好氧处理，以减少可溶性有机质（BOD）；去除化学或生物养料，以减少氮磷含量；需要消毒时，对废水进行氯化消毒；残留物脱水后，在指定危险废弃物填埋场作填埋处理。以下方面可能需要采取其他工程控制措施：(i) 围阻并处理从废水处理系统各单元操作中脱分出来的挥发性有机物；(ii) 使用膜过滤或其他物理/化学处理技术，提前脱除金属；(iii) 使用活性炭或高级化学氧化手段，去除有机物和不可生物降解 COD；(iii) 使用合适的技术（例如反向渗透、离子交换、活性炭等），降低废水的毒性；以及 (iv) 围堵及中和恶臭。

工业废水管理，以及处理方法范例，参见《通用 EHS 指南》。通过使用这些废水管理技术和良好实践做法，工厂的废水排放应可达到“指导值”，详见本指南第 2 章的相关表格。

### 其他废水和水消耗

公用工程作业产生的无污染废水、无污染雨水和卫生污水管理方面的指导，参见《通用 EHS 指南》。污染废水应送入工业过程废水处理系统。关于减少耗水量的建议，特别是在水属



于紧缺自然资源的地方，参见《通用 EHS 指南》。

**水压试验水：**对设备和管道进行水压试验时，需要使用水（一般是过滤处理后的原水）进行压力试验，以核实系统的完整性，探测漏点。水中往往加入化学添加剂（例如防腐剂、除氧剂和染料），以防止内部腐蚀。对于水压试验水，应采取下列污染防控措施：

- 测试用水反复使用；
- 最大限度缩短测试用水在设备或管道内的停留时间，从而减少对防腐剂和其他化学品的需求；
- 如果必须使用化学品，则选择毒性、生物可降解性、生物利用度和生物蓄积潜力最低的有效化学品。

如果向海洋或地表水排放是水压试验水唯一可行的处置方案，则应制定水压试验水处置方案，其中须考虑排放点、化学品的使用及扩散、环境风险和必要的监测。应避免向海岸浅水水域排放水压试验水。

### 危险物质

石油炼制设施制造、使用和储存大量的危险物质，包括原料、中间/最终产品和副产品。危险物质管理方面的推荐做法，包括搬运、储存和运输，参见《原油和石油产品终端 EHS 指南》和《通用 EHS 指南》。

### 废弃物

#### 危险废弃物：废催化剂

石油炼制业有几套工艺装置会产生废催化剂，包括：预热及催化重整装置；中轻馏分脱硫；加氢裂化装置；流化催化裂化装置（FCCU）；渣油催化裂化装置（RCCU）；甲基叔丁基醚/乙基叔丁基醚/甲基叔戊基醚生产装置；丁烷异构化；二烯烃加氢及丁烯加氢异构化装置；硫酸再生；选择性催化加氢脱硫；以及制硫及制氢装置。废催化剂可能含钼、镍、钴、铂、钨、钒、铁、铜，以及作为载体的硅胶和（或）氧化铝。

建议对催化剂采取下列管理策略：

- 使用长效催化剂，通过再生来延长催化剂的生命周期；
- 采用适当的现场储运方法（例如在送至最终处理点之前的临时储存和运输过程中，将可自燃废催化剂浸没在水中，以避免不受控制的放热反应）；
- 废催化剂返回制造商进行再生或回收，或运至现场以外的专门公司进行处理、重金属或贵金属的回收/再利用以及按照《通用 EHS 指南》中的工业废弃物管理建议进行处置。

#### 其他危险废弃物

除了废催化剂之外，工业危险废弃物还可能包括溶剂、废过滤材料、脱硫醇工艺产生的废弃物、二氧化碳、硫化氢（H<sub>2</sub>S）和羰基硫（COS）脱除工艺产生的废胺、活性炭过滤材料、油水分离器的油性污泥、罐底残留物、废弃或用过的操作及维护液体（例如油和测试液）。原油储罐、脱盐和拔顶、焦化、丙烷、丙烯、丁烷干燥器和丁烷异构化工艺可能会产生其他危险



废弃物，包括被污染的污泥、喷水泵管路净化清出的污泥、废分子筛和氟化氢（HF）烷基化工工艺产生的废氧化铝。

对工艺废弃物应进行测试，并根据当地的监管要求或国际通行做法，分成危险和无危险两类。关于危险和无危险废弃物储运、处理和处置的详细指导意见，参见《通用 EHS 指南》。

具体针对石油炼制业的危险废弃物管理策略建议包括：

- 尽可能将原油储罐和脱盐装置中清出的污泥送往延迟焦化装置，以回收烃类；
- 确保减粘裂化装置中不会发生过度裂化，以防产生不稳定的燃料油，造成储存期间形成的污泥和沉积物量增；
- 最大限度从油性废水和污泥中回收油。最大限度减少进入废水系统的油。可使用分离手段，从杂油中回收油（例如重力分离器和离心机）；
- 污泥处理方法可包括土地利用（生物修复）或溶剂萃取，然后燃烧残留物和（或）在可行的情况下，用于生产沥青。有些情况下，残留物可能需要进行稳定之后才能弃置，以降低有毒金属的可浸出性。

#### 无危险废弃物

氢氟酸烷基化工工艺会产生中性污泥，其中可能包含氟化钙、氢氧化钙、碳酸钙、氟化镁、氢氧化镁和碳酸镁。干燥和压缩后，污泥可出售给钢铁企业使用或作填埋处理。关于无危险废弃物储运、处理和处置的详细指导意见，参见《通用 EHS 指南》。

#### 噪声

石油炼制设施的主要噪声源包括大型转动机械（例如压缩机和透平机）、泵、电机、空冷器（如有）以及加热器。紧急泄压过程中，因高压气体排入火炬和（或）排入大气，可能会产生高噪声级的噪声。有关噪声管理的一般性建议，参见《通用 EHS 指南》。

### 1.2 职业健康与安全

石油炼制设施可能产生的职业安全与健康问题与其他工业设施类似，关于如何管理这些问题，参见《通用 EHS 指南》。

应采用成熟的方法，例如危害识别研究[HAZID]、危害及可操作性研究[HAZOP]或定量风险评估[QRA]，进行岗位安全分析或综合性危害或风险评估，在此基础上确定炼油设施具体的职业健康与安全问题。作为一般性要求，健康及安全管理规划应包括采用系统化及结构化的模式来预防和控制物理、化学、生物及放射方面的健康与安全危害，详见《通用 EHS 指南》。

石油炼制设施最重大的职业健康及安全危害发生在运营阶段，主要包括：

- 工艺安全
- 缺氧环境
- 化学危害
- 火灾和爆炸



## 工艺安全

由于炼油业特有的特点，包括涉及复杂的化学反应、使用危险物质（例如有毒、高反应性、易燃或易爆化合物）以及多级反应，因此应实施工艺安全制度。

工艺安全管理包括以下管理行动：

- 对物料和反应进行物理危害试验；
- 进行危害分析研究，以审核工艺化学特性和工程做法，包括热力学和动力学；
- 检查工艺设备及公用工程设施的预防性维护工作和机械完整性；
- 工人培训；
- 编写操作说明和应急响应规程。

## 缺氧环境

氮气可能泄漏进入工作区并不断积累，替换空气中的氧气，从而造成窒息性条件。降低窒息性气体泄漏的防控措施包括：

- 根据行业标准设计和安放氮气排空系统；
- 安装可探测不受控氮气泄漏（包括工作区存在缺氧环境<sup>1</sup>）并发出警报、启动强制通风和最大限度缩短泄漏时间的自动化紧急停车系统；
- 应根据炼油业特有的危害，实施封闭空间进入管理制度，详见《通用 EHS 指南》。

## 化学危害

氢氟酸、一氧化碳、甲醇和硫化氢的泄漏可能带来职业接触危险。在胺处理装置和硫回收装置内进行的胺再生工序可能会发生硫化氢泄漏。流化催化裂化装置和渣油催化裂化装置以及制氢装置的合成气生产工段可能会发生一氧化碳泄漏。一氧化碳/空气的混合物具有爆炸性，可能会发生自燃/爆燃。硫化氢如与空气混合，会带来直接的火灾危害。

在装置的正常运行过程中，工人可能吸入硫化氢、一氧化碳、挥发性有机化合物、多环芳烃（PAH）等物质。致命危害可能包括接触酸、蒸汽和高温表面。应根据岗位安全分析和工业卫生调查的结果，参照《通用EHS指南》中关于职业健康与安全的指导意见，对化学危害加以管理。保护措施包括工人培训、作业许可证制度、使用个人防护装备（PPE）和带报警装置的有毒气体探测系统。<sup>2</sup>

### 氢氟酸

工人可能接触到氢氟酸烷基化装置泄漏的氢氟酸（HF）。职业安全措施包括：<sup>3</sup>

- 加入适当的蒸汽抑制抑制剂，以降低氢氟酸的挥发性；

<sup>1</sup> 对于可能发生环境缺氧的工作区，应配备能够发现缺氧状况的区域监测系统。此外，工人还应配备个人监测系统。两类监测系统均应配备报警装置，在空气中氧气浓度降低到 19.5%即发出警报。

<sup>2</sup> 关于石油炼制业的健康与安全问题和防控策略，包括化学及火灾/爆炸危害，详见美国职业安全与健康署（OSHA）技术手册第五部分“安全危害”第2章（1999）“石油炼制过程”，网址：[http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm\\_iv/otm\\_iv\\_2.html](http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html)

<sup>3</sup> 关于氢氟酸的处理，参见《美国石油协会推荐做法第 RP 751 号：氢氟酸烷基化装置的安全操作》（1999）中的建议。



- 最大限度降低氢氟酸的滞留量；
- 从工厂的布局设计入手，限制厂区的氢氟酸危害区，为工人安排便利的逃生路线；
- 清楚确定氢氟酸危害区，指明应使用个人防护装备的区域；
- 在指定区域，让工人按规定程序清洗身体沾染的污染物；
- 氢氟酸烷基化装置、其他工艺装置及炼油厂边界之间设立安全隔离缓冲带；
- 废气进入火炬进行燃烧处理之前，使用洗涤系统来中和及去除氢氟酸；
- 废水排入炼油厂油性污水系统之前，使用氢氟酸中和池来处理废水；
- 使用专门的储罐来收集烷基化产物，送往汽油池之前定期测量 pH 值；
- 使用氧化铝除氟剂处理丁烷和丙烷，然后用碱去除任何剩余的氢氟酸；
- 氢氟酸进厂和出厂的运输均应参照《通用 EHS 指南》有关危险货物运输的指导意见。

### 火灾和爆炸

工艺操作产生的火灾和爆炸危害包括合成气（包括一氧化碳和氢气）、氧气、甲醇和炼厂气的意外泄漏。炼厂气如在泄漏阶段被点燃，可导致“喷火”，或导致蒸气云爆炸（VCE）、火球或闪燃，具体取决于易燃物的数量和蒸气云受限制的程度。即使没有点火源，如果温度超过自燃温度，甲烷、氢气、一氧化碳和硫化氢也可能发生自燃，其自燃温度分别为 580℃、500℃、609℃和 260℃。石油炼制设施内发生易燃液体泄漏，可能导致池火。蒸气在储罐内积聚（例如硫酸和沥青），也可导致爆炸。

要防控工艺操作中的火灾和爆炸风险，建议措施包括：<sup>1</sup>

- 石油炼制厂的设计、建造和运行均应执行火灾及爆炸危害防控方面的国际标准<sup>2</sup>，包括工艺隔离、储存、公用工程和安全区。可针对炼油厂进行安全分析，运用国际认可的火灾安全标准，推导安全距离；<sup>3</sup>
- 除了烟感及热感火灾探测之外，采用早期泄漏探测装置，例如对气液输送系统进行压力监测；
- 评估储罐内蒸气积聚的可能性，采取防控手段（例如对硫酸和沥青储罐采取充氮保护）；
- 避免潜在的点火源（例如精心设计管道布局，避免溢漏物接触高温管道、设备和/或转动设备）；
- 在模拟火灾区内采取被动式火灾保护措施，在火灾温度下能抵抗足够长的时间，使操作人员能够采取适当的火灾减缓策略；
- 采取以下措施，限制可能受意外泄漏影响的区域：
  - 定义火灾区，在火灾区内配备排放系统以收集并将意外泄漏的易燃液体送至安全的汇集区，包括对储罐采取二次围阻措施
  - 如果无法达到隔离距离要求，则设置防火/防爆隔断墙；

<sup>1</sup> 关于火灾和爆炸危害的进一步建议，参见《美国石油协会推荐做法第 RP 2001 号：炼油厂的火灾保护》（2005）。

<sup>2</sup> 可参考《美国消防协会（NFPA）第 30 号规范：可燃、易燃液体》。关于最大限度减少接触静电和雷电的进一步指导意见，参见《美国石油协会推荐做法：防止静电、雷电和杂散电流导致的起火》（2003）。

<sup>3</sup> 安全间距方面的更多信息参见美国消防协会第 30 号规范。



○ 油性污水系统采用避免火灾蔓延的设计。

关于与原油储存有关的火灾及爆炸危害，进一步的管理建议参见《原油及石油产品终端 EHS 指南》。

### 1.3 社区健康与安全

石油炼制设施建造和报废阶段对社区健康与安全的影响与大多数其他工业设施是类似的，见《通用 EHS 指南》。

石油炼制设施最严重的社区健康与安全危害发生在运行阶段，包括火灾和爆炸造成的重大事故威胁，以及原料或成品在加工设施以外运输过程中可能发生的意外泄漏。关于如何管理这些问题的指导意见，参见下文和《通用 EHS 指南》。

海运和铁路运输以及岸基设施方面的其他相关指导意见，参见《海运 EHS 指南》、《铁路 EHS 指南》、《港口和港湾 EHS 指南》以及《原油及石油产品终端 EHS 指南》。

#### 重大危害<sup>1</sup>

最严重的安全危害来自液体和气体物质的储运。工人可能受到严重影响，周边社区也有可能受到严重影响，具体取决于意外泄漏的化学品数量和烈性，以及反应性或灾难性事故的状况，例如火灾和爆炸。<sup>2</sup>

为了预防重大危害，应实施工艺安全管理计划，该计划须满足《通用 EHS 指南》相应部分规定的全部最低要求，包括：

- 对全厂进行风险分析，包括对或然率超过  $10^{-6}$ /年的事故进行详细的后果分析（例如 HAZOP、HAZID 或 QRA）；
- 对员工进行操作危险方面的培训；
- 操作变化管理、工艺危险分析、机械完整性维护、开车前检查、动火作业许可证以及工艺安全其他基本方面的规程，详见《通用 EHS 指南》；
- 如果项目包含原料或已加工物料的运输，则须建立《通用 EHS 指南》所规定的安全运输管理体系；
- 危险物质储运规程；
- 当地主管机关和潜在受影响社区的参与下，制定应急预案，至少应包括编制和实施紧急事件管理计划。

<sup>1</sup> 关于石油炼制的健康与安全问题以及防控策略，详细描述见美国职业安全与健康署（OSHA）技术手册第五部分“安全危害”第 2 章（1999）“石油炼制过程”，网址：[http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm\\_iv/otm\\_iv\\_2.html](http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html)

<sup>2</sup> 关于火灾和爆炸危害的进一步建议，参见《美国石油协会推荐做法第 RP 2001 号：炼油厂的火灾保护》（2005）。



## 2 指标与监测

### 2.1 环境

#### 废气与废水管理指南

表 1 和 2 给出了石油炼制业的废气和废水排放指标。石油炼制业工艺废气和废水排放指导值反映的是本行业的国际推荐值，监管框架获认可的国家在相关标准中采用该推荐值。通过应本文件前面各章讨论的污染防控手段，在设计和操作得当的工厂，在正常情况下是可以达到这些指导值的。

与蒸气和发电活动相关的燃烧源，如果容量等于或小于 50 MWth，其废气排放标准包含于《通用 EHS 指南》，如果容量较大，则其废气排放标准包含于《热电 EHS 指南》。有关如何根据废气总排放量确定环境影响的指南包含于《通用 EHS 指南》。

废水排放指南适用于处理后的废水直接排放进入一般用途的地表水域。确定现场的具体排放标准时，可根据是否可以使用公共污水收集和处理系统及使用条件；如果是直接向地表水域排放，则根据《通用 EHS 指南》所述的承受水域使用分类来确定。

表 1 石油炼制设施大气排放标准<sup>a</sup>

污染物	单位	指导值
氮氧化物	mg/Nm <sup>3</sup>	450
硫氧化物	mg/Nm <sup>3</sup>	硫回收单位 150；其他单位 500
颗粒物	mg/Nm <sup>3</sup>	50
钒	mg/Nm <sup>3</sup>	5
镍	mg/Nm <sup>3</sup>	1
硫化氢	mg/Nm <sup>3</sup>	10

a. 氧含量 3%的干气。

表 2 石油炼制设施废水排放标准<sup>a</sup>

污染物	单位	指导值
pH	S.U.	6-9
生化需氧量 <sub>5</sub>	mg/L	30
化学需氧量	mg/L	150
总固体悬浮物	mg/L	30
油脂	mg/L	10
铬（合计）	mg/L	0.5
铬（六价）	mg/L	0.05
铜	mg/L	0.5
铁	mg/L	3



氰化物		
合计	mg/L	1
自由		0.1
铅	mg/L	0.1
镍	mg/L	0.5
汞	mg/L	0.02
钒	mg/L	1
苯酚	mg/L	0.2
苯	mg/L	0.05
苯并(a)芘	mg/L	0.05
硫化物	mg/L	1
总氮	mg/L	10 <sup>b</sup>
总磷	mg/L	2
温度升高	°C	<3 <sup>c</sup>

注：a. 假设是一体化石油炼制设施

b. 如果工艺中包含加氢操作，废水的氮（总）浓度最高可为 40 mg/L。

c. 在综合考虑环境水质、承受水域用途、潜在受体和同化能力的基础上，按科学方法认定一个混合区，此为混合区边缘的温度升高。

## 环境监测

本行业的环境监测制度应针对所有被确定为可能对环境造成重大影响的活动（包括在正常操作条件下和受干扰条件下的情况）。环境监测活动的对象应当是具体项目在废气、废水、资源使用方面的直接或间接指标。监测的频率应当足以提供所监测参数的有代表性数据。监测应由受过训练的人员进行，应遵循监测和记录规范，并采用正确校准和维护的设备。监测数据应定期加以分析和审查，并与操作标准加以比较，以便采取必要的纠正行动。有关废气和废水取样及分析方法的更多指南包含于《通用 EHS 指南》。

## 资源使用、能耗、排放和废弃物产生

表 3 和 4 列出了部分资源消耗指标，以及每处理一百万吨原油所产生的大气排放物/废弃物数量。提供行业基准值仅是出于对比目的，具体项目应努力寻求在相关领域的持续改进。

表 3 资源及能源消耗<sup>1</sup>

参数	单位	行业基准
用地面积 <sup>(1)</sup>	公顷	200~500
总能耗 <sup>(1)</sup>	每加一公吨原油所消耗的热量 (MJ)	2 100~2 900
耗电 <sup>(1)(2)</sup>	每加一公吨原油所消耗的电力 (KWh)	25~48
淡水消耗	每加一公吨原油所消耗的水体积 (m <sup>3</sup> )	0.07~0.14

注：1. 部分以“欧盟炼油业最佳可用技术参考文件”为依据

2. 新建设施



表 4 大气排放物和废弃物产生<sup>1</sup>

参数	单位	行业基准
废水		0.1~5
大气排放物	吨/加工百万吨原油	
二氧化碳		25 000~40 000
氮氧化物		90~450
颗粒物		60~150
硫氧化物		60~300
挥发性有机化合物		120~300
固体废弃物		20~100

注：部分以“欧盟炼油业最佳可用技术参考文件”为依据

## 2.2 职业健康与安全

### 职业健康与安全指南

应根据国际公布的风险暴露标准评估职业健康与安全状况。此类标准的例子有：美国政府工业卫生学家会议（简称ACGIH）公布的门槛限值（TLV®）职业风险暴露指南和生物风险暴露指标（BEIs®）<sup>1</sup>、美国全国职业健康与安全协会（NIOSH）发布的《化学品危险手册》<sup>2</sup>、美国职业安全与健康署（简称OSHA）公布的可允许暴露限度（简称PELs）<sup>3</sup>、欧洲联盟成员国公布的指示性职业暴露限度值<sup>4</sup>、以及其他类似的来源。

### 事故和死亡率

项目应努力将项目工人（无论是正式雇员还是合同工）发生事故的次数减少到零点（尤其是可能导致失去工作时间、各种程度的伤残、甚至死亡的事故）。死亡率标准可参照发达国家此部门的死亡率数据（资料来源是公开发表的出版物，例如美国劳工统计数字局和英国健康与安全事务局发表的报告）<sup>5</sup>。

### 职业健康与安全监测

应当针对具体的项目监测工作环境的职业危险。监测工作应当由获得认证的专业人员<sup>6</sup>进行设计和执行，并作为职业健康与安全监测制度的组成部分。工作场所还应保持职业事故与职业疾病、危险时间和事故的记录。有关职业健康与安全监测制度的更多指南包含于《通用EHS

<sup>1</sup> <http://www.acgih.org/TLV/><sup>1</sup> 网址：<http://www.acgih.org/TLV/> and <http://www.acgih.org/store/>

<sup>2</sup> 网址：<http://www.cdc.gov/niosh/npg/>

<sup>3</sup> 网址：[http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show\\_document?p\\_table=STANDARDS&p\\_id=9992](http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992)

<sup>4</sup> 网址：[http://europe.osha.eu.int/good\\_practice/risks/ds/oel/](http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/)

<sup>5</sup> 网址：<http://www.bls.gov/iif/>和 <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>

<sup>6</sup> 有资格的专业人员可包括持有证书的工业卫生专家、注册职业卫生专家、持有证书的安全专家<sup>6</sup>或与此类专家具有同等资格的人。



指南》。

### 3 参考文献与其他资料来源

- [1] American Petroleum Institute (API). 2003. Recommended Practice: Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents. Washington, DC: API.
- [2] API. 1999. API Publication 2218. Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants. Second Edition, August 1999. Washington, DC: API.
- [3] API. 1998. API Standard 650. Welded Steel Tanks for Oil Storage. Third Edition, November 1998. Washington, DC: API.
- [4] API. 1997. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 19 – Evaporative Loss Measurement, Section 2-Evaporative Loss from Floating-Roof Tanks. Second Edition. Formerly API Publications 2517 and 2519. Washington, DC: API.
- [5] API. 1993. Publication 311. Environmental Design Considerations for Petroleum Refining Crude Processing Units. Washington, DC: API.
- [6] API. 1992. Recommended Practice 751. Safe Operation of Hydrochloric Acid Alkylation Units. First Edition, June 1992. Washington, DC: API.
- [7] Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE). 1999. Best Available Techniques to Reduce Emissions from Refineries. Brussels: CONCAWE.
- [8] European Commission. 2003. European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB). Best Available Techniques Reference (BREF) Document for Refineries. Seville: EIPPCB. Available at <http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm>.
- [9] German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). 2004. Waste Water Ordinance – AbwV. (Ordinance on Requirements for the Discharge of Waste Water into Waters). Promulgation of the New Version of the Waste Water Ordinance of 17 June 2004. Berlin: BMU. Available at [http://www.bmu.de/english/water\\_management/downloads/doc/3381.php](http://www.bmu.de/english/water_management/downloads/doc/3381.php).
- [10] German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). 2002. First General Administrative Regulation Pertaining to the Federal Emission Control Act (Technical Instructions on Air Quality Control – TA Luft). Berlin: BMU. Available at [http://www.bmu.de/english/air\\_pollution\\_control/ta\\_luft/doc/36958.php](http://www.bmu.de/english/air_pollution_control/ta_luft/doc/36958.php).
- [11] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2006. Special Report, Carbon Dioxide Capture and Storage. Geneva: IPCC. Available at <http://www.ipcc.ch/>.
- [12] Irish Environmental Protection Agency (EPA). 1992. BATNEEC Guidance Note. Class 9.2. Crude Petroleum Handling and Storage. Dublin: Irish EPA. Available at <http://www.epa.ie/Licensing/BATGuidanceNotes/>.
- [13] Meyers, Robert. A. 1997. Handbook of Petroleum Refining Processes. New York, NY: McGraw-Hill Handbooks.
- [14] Italian Ministry of the Environment (Ministero dell'Ambiente). 1999. Servizio Inquinamento Atmosferico



- e Acustico e le Industrie a Rischio. Italian Refining Industry. Rome: Ministero dell'Ambiente.
- [15] University of California, 2005. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries. Available at <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbln>.
- [16] United States (US) Environmental Protection Agency (EPA). 40 CFR Part 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart Kb—Standards of Performance for Volatile Organic Liquid Storage Vessels (Including Petroleum Liquid Storage Vessels) for Which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After July 23, 1984. Washington, DC: US EPA. Available at <http://www.epa.gov/epacfr40/chapt-I.info/>.
- [17] US EPA, 40 CFR Part 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart J—Standards of Performance for Petroleum Refineries. Washington, DC: US EPA. Available at <http://www.epa.gov/epacfr40/chapt-I.info/>.
- [18] US EPA. 40 CFR Part 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart QQQ—Standards of Performance for VOC Emissions From Petroleum Refinery Wastewater Systems. Washington, DC: US EPA. Available at <http://www.epa.gov/epacfr40/chapt-I.info/>.
- [19] US EPA. 40 CFR Part 63. Subpart CC—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries. Washington, DC: US EPA. Available at <http://www.epa.gov/epacfr40/chapt-I.info/>.
- [20] US EPA. 40 CFR Part 63. Subpart VV—National Emission Standards for Oil-Water Separators and Organic-Water Separators. Washington, DC: US EPA. Available at <http://www.epa.gov/epacfr40/chapt-I.info/>.
- [21] US EPA, 40 CFR Part 419. Petroleum Refining Point Source Category. Washington, DC: US EPA. Available at <http://www.epa.gov/epacfr40/chapt-I.info/>.
- [22] US National Fire Protection Association (NFPA). 2003. Code 30: Flammable and Combustible Liquids. Quincy, MA: NFPA. Available at <http://www.nfpa.org/>.
- [23] World Refining Association. 1999. Efficient Operation of Refineries in Western and Central Europe. Improving Environmental Procedures and Energy Production. Vienna: Honeywell.

## 附件 A：行业活动的一般说明

《石油炼制业 EHS 指南》适用于从原油到最终的液体产品的各类加工作业，包括液化石油气 (LPG)、Mo-Gas (车用汽油)、煤油、柴油、取暖油、燃料油、各类沥青、硫磺和石油化工工业中间产品 (例如丙烷/丙烯混合物、直馏石脑油、中间馏分油和减压馏分油)。最终产品是由不同的中间产品调合而成。这些调合物一般称为调合汽油、调合柴油、调合液化石油气等，根据不同的炼制工艺设置，成分也不相同。

炼油厂是根据目标产品和原油的特性而专门设计的复杂系统。根据所采用加工装置的不同，炼油厂可以是中等一体化炼油厂，也可以是完全一体化炼油厂 (或全转化炼油厂)。



炼油厂的原料是原油，原由是碳氢化合物的混合物。<sup>1</sup> 原油中的碳氢化合物是三类化学物质的混合物，包括烷烃（正构和异构烷烃）、环烷烃和芳烃。“无硫”和“含硫”是区分原油的最常用标准。无硫原油一般含硫量很低，含蜡量较低。含硫原油通常含硫量很高（按质量百分比计算，超过 0.5%），含蜡量很高。此外，原油还通常根据烷烃、环烷烃和芳烃的含量，分为轻质、中质和重质原油。

## 加工装置

### 脱盐

脱盐工艺是利用高温高压的新鲜水清洗原油，以溶解、分离和去除盐类和固体物。脱盐装置的进料为原油和（或）渣油（通常称为油性进料）和新鲜水，出料为清洗后的原油及污水。

### 主要蒸馏装置

原油先进入常压蒸馏装置（拔顶或原油蒸馏装置），然后进入减压蒸馏装置（HVU）。脱盐原油进入常压操作的蒸馏塔，按沸点范围分离原油馏分。最重的馏分在常压下不蒸发，留在原油蒸馏装置的底部（常压渣油），须在减压蒸馏塔的减压条件下进一步分馏。

### 沥青生产装置

沥青生产装置的原料是减压渣油。在沥青氧化装置中（BBU）中，空气与高温沥青接触，发生脱氢和聚合反应，增加沥青的硬度和粘度，提高软化点，降低渗透性。氧化沥青从氧化器的底部取出，冷却后送往储存库。沥青一般储存在带有加热装置、采取绝热和充氮保护、配有安全阀的锥顶罐内。排入空气的氮气可能包括以包含液滴的气溶胶形式存在的烃类和硫化物。

### 消耗氢的工艺

加氢处理<sup>2</sup>和加氢工艺用于去除可能导致贵金属催化剂失活的杂质，例如硫、氮、氧、卤化物和微量金属杂质。此外，加氢处理还可将单烯烃及二烯烃转化为烷烃，以减少燃料的结胶，从而提高所加工馏分的品质。加氢处理可将高分子量的分子裂解为分子量较小、更容易销售的产品。两种工艺都位于催化剂效能可能受硫和氮负面影响的工艺装置上游，例如催化重整装置和加氢裂化装置。<sup>3</sup> 氢消耗量很高，炼油厂内须有制氢装置。

C<sub>5</sub> - C<sub>6</sub> 异构化装置是基于骨架异构化工艺（例如“单程”和“循环”异构化），用于将直链分子转化为具有相同分子式、带支链的分子。一般情况下，是将低分子量的正构烷烃（C<sub>4</sub>-C<sub>6</sub>）

<sup>1</sup> 杂质不同，碳氢混合物的化学构成及分子结构也不同。大多数杂质，例如硫（主要以硫醇等有机化合物及硫化物的形式存在）、氮、钒和镍，通过化学键与碳氢物结构结合在一起。其他杂质，例如砂土、水及水溶性的锌盐、铬盐和钠盐以无机物的形式存在。

<sup>2</sup> 加氢处理工艺可分为多个类别的反应：石脑油加氢处理（或预处理，在重整的上游进行）、加氢脱硫（HDS，包括中质馏分油加氢脱硫装置、选择性催化加氢脱硫和柴油深度加氢脱硫）、选择性加氢裂化（或除蜡）、烯烃饱和化和芳烃饱和化、渣油加氢处理。

<sup>3</sup> 加氢裂化装置是用途最多的炼油工艺装置之一，从常压下为气体的油到渣油（脱沥青），能将任何馏分转化为分子量比原料低的产品。加氢裂化反应是高氢分压条件下在催化反应器内进行的，为高压反应（35 至 200 巴），温度为 280 至 475°C。催化剂（Co/Ni/Mo 系催化剂）有两个功能：加氢和裂化。最常用的反应器技术为固定床反应器和沸腾床反应器。具体技术的选择，主要取决于进料中的金属含量。



转化为辛烷值显著提高的异构烷烃。目前使用的催化剂分三类，包括氯化物促进催化剂、沸石和硫酸化氧化钴催化剂。

二烯烃加氢和丁烯加氢异构化装置位于烷基化工艺的上游，是基于高度选择性的催化工艺。该工艺对炔烃和二烯烃进行加氢，在不影响原料中高价值烯烃含量的前提下，将转化为对应的单烯烃，直链 1-丁烯转化为直链 2-丁烯，在烷基化工艺中，后者能够比 1-丁烯产生更多的正辛烷。

#### 预处理及催化重整装置

典型的原料是来自原油蒸馏装置的重直馏石脑油（HVN），适当的情况下，来自加氢裂化装置的加氢重石脑油也可作为原料。石脑油原料与富氢气流混合，加热蒸发，然后送入采用固定床钴/镍/钼催化剂的加氢反应器（预处理）。产物在分离氢气后，通过汽提塔去除产物中 C<sub>5</sub> 以下的碳氢化合物。不包氮和硫化化合物的重石脑油离开加氢工段后，进入催化重整工段，进一步提升品质后，作为高辛烷值汽油调合成分。

重整工艺中主要发生四类反应：（1）环烷烃脱氢生成芳烃；（2）烷烃脱氢环化生成芳烃；（3）异构化；以及（4）加氢裂化。目前在用的有数种催化重整工艺，可分为三类，包括利用移动床反应器的“连续”催化重整，以及利用固定床反应器的“循环”及“半再生”催化重整。

#### 催化裂化装置（催化裂化炉）

在将重烃类转化为价值更高的低沸点烃类方面，催化裂化是迄今使用最广泛的转化工艺。催化裂化工艺利用热和催化剂的双重作用，将大碳氢分子裂解为分子量较小的小分子。与加氢裂化装置不同，催化裂化装置不使用氢气，因此在催化裂化工艺的脱硫效果有限。催化裂化可采用移动床反应器、流化床反应器（例如流化催化裂化装置[FCCU]、渣油催化裂化装置[RCCU]）和单程反应装置。FCCU 的进料是来自加氢裂化工艺的脱硫重质减压汽油。RCCU 处理更重的原料，例如常压蒸馏渣油。

在两种工艺中，油和蒸气均在“提升管反应器”内与高温催化剂进行接触。裂化过程有沸石型催化剂的参与。使用旋风分离系统分离流态化的催化剂和反应后的烃蒸气，在反应器的汽提段，使用水蒸汽去除催化剂的残留油。催化裂化工艺会产生结焦。石油焦沉积在催化剂表面，从而降低催化剂的活性和选择性。催化剂应连续再生，主要是在再生器内，在高温下烧去催化剂的结焦。通过多塔分馏系统进行产物的分离。

#### 气体处理车间的装置

低沸点烃类通常是使用高压操作的普通分离装置进行处理。气体处理车间采用蒸馏法从各种炼厂尾气中回收和分离 C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub> 及更重的烃类。气体处理车间使用多塔分馏系统来分馏以下组分：C<sub>1</sub>-C<sub>2</sub> 馏分；C<sub>3</sub> 馏分（丙烷）；C<sub>4</sub> 馏分（丁烷）；以及脱丁烷汽油。胺处理装置从各种产品中去除硫化氢和羰基硫。液体产品送往相关储罐之前，须通过使用分子筛进行选择性吸附的脱硫醇装置。

#### 醚化装置

甲基叔丁基醚/乙基叔丁基醚装置的原料为来自 FCCU 装置的 C<sub>4</sub> 烃类，以及甲醇或乙醇。异丁烯与甲醇或乙醇反应，分别直接生成 MTBE（甲基叔丁基醚）或 ETBE（乙基叔丁基醚）。



反应器可以是绝热或管状反应器，或与分馏塔结合在一起（此类反应器一般称为催化蒸馏反应器或反应柱）。催化剂为磺酸树脂。甲基叔戊基醚装置的原料为 LCN（轻质石脑油，成分是 C<sub>5</sub> 烃类，包括烷烃和烯烃）。但是只有具有反应性的异戊烯（2-甲基丁烯-1 和 2-甲基丁烯-2）会与甲醇反应，直接生成 TAME（甲基叔戊基醚）。采用绝热型反应器，催化剂与甲基叔丁基醚/乙基叔丁基醚装置相同。

### 烷基化装置

烷基化装置用于生产称为烷基化合物的高品质汽油调合成分。烷基化是指 C<sub>3</sub> 和 C<sub>4</sub> 烯烃与异丁烷反应，生成分子量更高、辛烷值更高的异构烷烃（最好是异辛烷）。该工艺涉及强酸环境下进行的低温反应（氢氟酸或无烟硫酸）。氢氟酸烷基化反应产生酸溶性油（通常称为 ASO），中和后使用专门的燃烧器在燃烧炉内燃烧处理。硫酸烷基化反应产生酸性污泥（废酸），燃烧后回收硫酸（硫酸再生）。

酸性污泥在分解炉内，使用燃料气在 1,050℃ 下进行燃烧，将硫酸分解为二氧化硫。分解炉排出的气体在废热锅炉内冷却至 350℃，然后进一步冷却和过滤。气体和冷凝水送入气体处理系统。

### 聚合装置

在聚合工艺装置中，对 C<sub>3</sub> 和 C<sub>4</sub> 烯烃进行二聚化和寡聚化，产生所谓的聚合汽油，作为高辛烷值汽油的调合组分。本工艺的原料和产物与烷基化工艺类似，往往用作烷基化工艺的低成本替代工艺。反应一般是在高压下进行，使用天然硅胶吸附的磷酸催化剂。

### 焦化装置

焦化是一种高裂化度的热裂化工艺，主要用于减少炼油厂的低价值残余燃料油的产量，将残余燃料油转化为运输燃料，例如汽油和轻质和重质汽油。作为焦化工艺的一部分，焦化还会产生石油焦，主要成分为固体碳，杂质含量高低不一，包含 5-6% 的烃类。目前有两类焦化工艺：延迟焦化和流化焦化工艺。灵活焦化工艺与流化焦化工艺类似，但可实现完全一体化，适合用于将流态化焦的气化，生产焦炉气。

焦炭塔产生的高温蒸汽包含裂化的轻质烃类产物、硫化氢和氨，送回主分馏塔，在含硫气体处理系统中对这些轻质烃类产物进行处理。对凝析的烃类进行再处理，水则再利用于焦炭塔的熄焦或切焦。

焦炭中的硫成分在灵活焦化气化炉中进行转化，主要转化为硫化氢和微量的羰基硫。焦炭中的氮成为转化为氨。

### 减粘装置

减粘装置采用的是成熟的非催化热裂化工艺，将常减压渣油转化为气体、石脑油、馏分油和焦油。本工艺采用高温和高压，将大分子裂解为分子量较小的小分子。

裂化程度最重要的控制因素应该是所谓的减粘渣油的稳定性和粘度，减粘渣油用作燃料油的调合组分。总体而言，温度或驻留时间的增加会造成裂化度的增加。提高裂化度可提高汽油产量，同时产生低粘度的裂化渣油（燃料油）。但是，过度裂化会导致燃料油不稳定，在储存期间形成污泥和沉积物。

减粘装置的操作分两类：盘管或裂解炉裂化，以及均热裂解。所产生的气体送入胺处理装



置，用于去除硫化氢。

### 润滑油生产装置

基础油联合装置通常包括减压蒸馏塔、脱沥青装置、芳烃抽提装置、除蜡装置、可选的高压加氢装置和加氢精制装置，以改善颜色和稳定性，以满足产品的规格要求和去除杂质。常规的基础油联合装置是劳动力密集性装置，主要是因为该装置是批量间歇运行、通常要生产多个规格的基础油并有大量的产品搬运作业。

### 气体处理及硫回收装置

许多炼油工艺尾气均要进行脱硫处理，以满足氮氧化物排放要求，回收可作为商品进行销售的元素硫。焦化装置、流化催化裂化装置、加氢装置和加氢处理装置的工艺尾气或含硫气体中包含高浓度的硫化氢和羰基硫，同时混有轻质的炼厂燃料气。回收元素硫之前，燃料气（主要是甲烷和乙烷）需要与硫化氢及羰基硫分离开来。一般，是通过将硫化氢及羰基硫溶解在化学溶剂中来进行分离。最常用的溶剂为胺，例如二乙醇胺（DEA）。此外，也可使用干吸附剂，例如分子筛、活性炭和海绵铁。

胺气体处理装置中采用胺溶剂工艺，二乙醇胺（DEA）溶液或其他胺溶液泵送至吸收塔，气体与胺溶液接触，硫化氢和羰基硫溶解在溶液内。出塔的燃料气体已脱去硫化氢和羰基硫，送往炼厂的燃料气体网络。使用加热和汽提进行胺与硫化氢和羰基硫溶液的再生，脱去硫化氢气体，然后送回吸收塔。硫化氢和羰基硫送至克劳斯脱硫装置，进行硫的回收。硫回收装置的大气排放物包括工艺尾气中的硫化氢、硫氧化物和氮氧化物，以及无组织排放物。

克劳斯脱硫工艺是先将富含硫化氢和羰基硫的气体进行部分燃烧，然后在铝土矿催化剂的作用下，用生成的二氧化硫与未燃烧的硫化氢反应，生产元素硫。克劳斯装置仅可脱去 90% 的硫化氢和羰基硫，还要采取其他工艺彻底脱硫（达到 99.5%）。

### 含硫污水汽提装置 ( SWSU )

许多工艺装置产生被硫化物和氨污染的水，一般称为含硫污水。采用含硫污水汽提装置 (SWSU)，可去除硫化物及氨，实现含硫污水的再利用。由于苯酚和氰化物等其他化学品的存在，增加了工艺操作的复杂性。

### 制氢装置

制氢装置的原料一般是炼厂工艺装置得到的甲烷、液化石油气或炼厂外部的天然气。制氢装置设有转化炉，用于生产氢气/一氧化碳的混合物，称为合成气 (syngas)。通过热回收工段后，低温合成气进入变换反应器，在铁或铜系催化剂的作用下，一氧化碳与水反应，生成更多的氢和二氧化碳。使用胺吸附/再生装置分离二氧化碳。使用封闭式排放系统来收集和回收胺的任何排放和溢漏，从而防止胺进入废水处理装置。

### 化学处理装置

化学处理的用途是使产品达到某些规格指标。萃取脱硫醇装置的用途是降低烃中的硫醇含量，从而减轻恶臭，降低腐蚀性。根据具体要处理的对象，可利用萃取或氧气工艺，或同时使用这两个工艺。萃取工艺是利用苛性碱萃取来去除硫醇，减低硫含量。通过脱硫醇工艺，可将硫醇转化为气味较小、腐蚀性较低的二硫化物，二硫化物留在产品内无须脱除。因此在脱硫醇



工艺中，总硫含量并未减少，所以该工艺仅适用于不关心硫含量的情况。

萃取装置排放出俩的废苛性碱洗涤液（废苛性碱）是炼油厂最棘手的废弃物之一。这个主要是因为硫化物含量非常高，不适合直接排入废水处理装置。硫化物浓度高，因此在以气体形式泄漏时会导致臭味和安全问题。

在苛性碱氧化装置中，废苛性碱液中的反应性硫化物被氧化为可溶性的硫代硫酸盐、亚硫酸盐和硫酸盐。处理后的废水可在废水处理装置中进行生物处理。

### 气化装置

气化装置包括焦碳气化、烃类气化（部分氧化）和氢气净化（即湿法洗涤、膜系统、低温分离和变压吸附）。焦碳气化产生的合成气包含硫化氢和羰基硫，合成气进入胺处理装置进行处理。

### 调合设施

调合是石油炼制的最后一步操作。调合是将产品按不同比例混合，以达到商业规格要求。调合可使用在线或批量调合罐。

调合工艺产生的大气排放物包括调合罐、阀门、泵和调合作业产生的无组织挥发性有机物排放。

### 辅助设施

炼油厂的辅助设施一般包括废水处理装置、排污及火炬系统、蒸气回收装置（例如热氧化、吸收、吸附、膜分离和低温冷凝）和能量/电力系统（例如锅炉、燃烧炉、气体透平机）。