

石油炼制业环境、健康与安全指南

前言

1. 《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。¹如果世界银行集团的一个或多个成员参与项目，则应根据这些成员各自政策和标准的要求执行本《EHS指南》。各行业《EHS指南》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：www.ifc.org/ehsguidelines。

2. 《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即可实现的指标和措施。对现有设施应用《EHS指南》时，可能需制定具体针对该场所的指标，并需规定适当的达标时间表。

3. 应用《EHS指南》时，应根据每个项目确定的危害和风险灵活处理，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、环境同化能力）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。

4. 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做出详尽的论证。该论证应表明修改后的指标能够保护人类健康和环境。

适用性

5. 《石油炼制业EHS指南》适用于从原油到制成品的各类加工作业，包括炼厂气、液化石油气（LPG）、车用汽油（Mo-Gas）、煤油、柴油、取暖油、燃料油、沥青、柏油、润滑油、石蜡、硫磺、石油焦和石化工业中间产品（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、芳烃等）。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，请见《原油和石油产品集输终端环境、健康与安全指南》。

本文件包含下列章节：

1. 具体行业的影响与管理	2
1.1 环境.....	2
1.2 职业健康与安全.....	10
1.3 社区健康与安全.....	13
2. 绩效指标监测	14
2.1 环境.....	14
2.2 职业健康与安全.....	18

¹ 定义如下：熟练且有经验的专业人士在全球相同或相似情况下开展同类活动时，按常理可预期其采用的专业技能、努力程度、谨慎程度和预见性。熟练而有经验的专业人士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、不同程度的环境同化能力，以及不同程度的财务和技术可行性。

3. 参考文献	19
附录A. 石油炼制业活动概述	22

1. 具体行业的影响与管理

6. 本节概述石油炼制业在操作阶段发生的 EHS 问题，并给出了相关管理建议。如何管理大多数大型工业设施建造和报废阶段各种常见 EHS 问题的建议，请见《通用EHS 指南》。

1.1 环境

7. 石油炼制相关的环境问题包括：

- 大气排放物；
- 工艺废水的处理与处置（储存、运输和处理）；
- 有害物料和废弃物的处理；和
- 操作机械产生的噪声。

大气排放物

烟道气

8. 石油炼制行业产生的烟道气排放（二氧化碳（CO₂）、氮氧化物（NO_x）、硫氧化物（SO_x）、一氧化碳（CO）、颗粒物（PM）），源于生产热、电与蒸汽而使用气体透平机、锅炉、发动机和工艺加热炉燃烧气体和油。此外，在连续催化剂再生（CCR）或石油焦浆燃烧过程中，某些工艺装置附带的废热锅炉也会产生烟道气。例如，沥青氧化装置（BBU）、流化催化裂化装置（FCCU）和渣油催化裂化装置（RCCU）中的催化剂再生器，以及硫回收装置（SRU），均通过烟道向大气排放烟道气，其中可能含有少量硫氧化物与硫化氢。

9. 容量不超过 50 兆瓦时热功率（MWth）的小型燃烧源，其排放管理相关建议，包括废气的大气排放标准，请见《通用 EHS 指南》。容量超过 50 MWth 的燃烧源，其排放管理相关建议请见《热力发电厂EHS指南》。

10. 针对工艺加热炉，主要应考虑以下污染防控措施：

- 安装燃烧空气预热器，以提高炉膛效率；
- 对操作变量（为实现燃烧优化时混合燃料的空燃比而采用的烟道气温度与氧气浓度；为了最大限度减少未燃烧气体或未燃烧残留物的热损失而优化过量空气）进行连续监测和先进控制，由此优化炉膛操作，从而优化燃烧效率；
- 配备了良好控制系统（例如氧气微调）的高热效加热炉设计；
- 防止废气在表面凝结；
- 使用高效的泵、风扇和其他设备，最大限度降低功率需求；

- 采用一氧化碳控制技术，例如良好的操作与控制、二次加热时持续输送液体燃料、废气的良好混合以及催化后补燃；
- 定期清洁液体燃料或混合燃烧的加热表面（吹灰）；
- 可改善辐射传热的高发射性耐火材料，例如喷涂陶瓷涂层作为反射表面。

放空和燃烧

11. 放空和燃烧是石油炼制设施重要的操作与安全措施，尤其是非常规操作期间（例如故障或不正常操作期间），可确保安全处置蒸气。紧急状况下的工艺放空，以及安全阀的泄压排放，会排放出烃类。所排放的烃类则用回排气回收系统收集后做燃烧处理。

12. 针对有计划的启动与关闭，应采用火炬气回收系统。非紧急排放时，应回收或控制工艺排气口中的过量气体，并将火炬燃烧气量降至最低。

13. 火炬燃烧时会经燃烧改变排放物质的化学性质（例如，硫化氢燃烧可产生二氧化硫，烃类燃烧则产生二氧化碳和水蒸汽）。气体排放监测结果应包括地面的污染物浓度和每年排放的污染物总量。采用燃烧方案之前，应尽可能评估气体的替代利用方案，并在可行、合理且安全的前提下，尽可能将其纳入生产设计。新建设施的火炬燃烧气量应在初步调试投产阶段进行估算，以便制定固定的火炬燃烧气量控制目标。应记录所有火炬燃烧活动的气体燃烧量。应编制并实施火炬燃烧管理计划。²

14. 应考虑针对气体火炬燃烧采取以下污染防控措施：

- 最大限度实施从来源上减少火炬燃烧气量的措施；
- 采用高效火炬头（即具备最佳音速释放气体速率，以避免火炬头因熄火而出现故障），优化燃烧器喷嘴的尺寸与数量（不少于3个，作为引导燃烧器时，间隔120°放置，以确保燃烧的连续性）
- 控制和优化火炬燃料/空气/蒸汽的流速，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多种措施，最大限度减少吹扫及试压的火炬燃烧，具体包括：安装吹扫气减少装置、火炬气回收装置（主要用于实现连续或可预测的排放）、上游气水分离器（用于避免将液体夹带至火炬烟囱的气水分离器）、软座阀（若适用）、节气试压；使用惰性吹扫气；以及将气流引导至炼厂气分配网络等；
- 确保有足够的出口速度，以便最大限度降低引火管熄灭的风险，并采取防风措施；
- 使用可靠的引火管点火系统；
- 适当情况下，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；
- 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（闪熄）和火焰漂移（回火）；
- 使用合适的光学仪器（例如火焰探测器）操作火炬，以控制气味和可见烟雾的排放。此类光学仪器在火炬头出现黑烟时会启动蒸汽喷射装置；
- 火炬与当地社区和员工（包括员工宿舍）保持安全距离；

² 例如：美国环保局，美国联邦法典（CFR）第40卷第60章：《新型固定污染源性能标准——Ja子部分》（2015）。

- 实施燃烧器维护和更换计划，确保火炬持续发挥最高效率；
- 为便于进行污染评估，每月对燃烧气进行计量，主要测量二氧化碳和二氧化硫排放量以及所释放的热量（热量属于对温室气体排放量的间接估算）
- 避免蒸汽过多，因为火炬中蒸汽过多可降低火炬性能；
- 避免火焰以尾流焰为主。高速强横风可极大影响火炬的火焰尺寸与形状，导致火焰以尾流焰为主（即火焰在火炬的下风处下卷并嵌入火炬头的尾流区中），从而降低火炬性能，且可能损坏火炬头；和
- 避免火焰上窜（即火焰与火炬头之间分离，且由于火炬气和中心蒸汽出口速度导致引入过多空气，从而导致火炬头和火焰底部之间有一定距离）。火焰上窜可降低火炬的性能，且可能导致火焰彻底熄灭。

15. 为了最大限度减少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%）。应做出相关规定，就所规划的维护作业和工厂检修规程采取设备离线操作，从而使得炼油作业时长不超过8000运行时数/年（相当于每年计划针对一般性维护关闭炼油厂一个月）。也就是可实现91%的炼油厂利用率（即8000运行时数/每天24小时 x 365天=0.91）。

无组织排放

16. 石油炼制设施的无组织排放，可能源自泄漏的管道、阀门、连接件、法兰、垫圈、蒸汽疏水阀、盘根、开口管线、浮顶储罐和泵密封、气体输送系统、压缩机密封件、泄压阀、呼吸阀、储罐或露天矿坑/隔离装置、油水分离器，也可能源自烃类的储存与装卸作业。根据炼油工艺的不同，无组织排放物可包括：

- 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、C6-C9 烷基化物、苯、甲苯、二甲苯、苯酚和 C9 芳香烃）；
- 多环芳烃（PAH）和其他半挥发性有机化合物；
- 无机气体，包括硫酸烷基化过程中硫酸再生产生的氨（NH₃）、一氧化碳、二氧化碳、二氧化硫和三氧化硫，以及氮氧化物、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；
- 若存在氢氟烷基化，则可能出现氢氟酸（HF）和硫化氢。

17. VOC排放极大可能出现在：锥顶储罐在装料期间通过呼吸阀的无组织排放；经浮顶储罐的浮顶密封无组织排放的烃类；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。在储存温度（150–180°C）下，也有可能从沥青储罐中排放含有碳氢化合物和硫化化合物的氮气气溶胶。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。

18. 无组织排放的预防和限制措施包括：

- 应实施结构化泄漏探测与维修（LDAR）计划。该计划应以系统性审核工艺仪表流程图（P&ID）为基础，确定可能导致挥发性有机物无组织排放（例如因部件劣化而出现排放）的物料流和设备（例如管道、阀门、密封件、储罐和其他基础设施部件），并确定使用蒸气探测设备进行监测的优先次序，再根据需要对部件进行维护或更换。
- 应根据减少气体泄露和无组织排放的能力，选用合适的阀门、盘根、法兰、配件和密封件。³
- 为最大限度减少烃蒸气释放进大气，应采取围阻措施（例如在储罐内浮顶上使用氮封装置、使用内浮顶罐或使用分离器顶盖装置）或送回工艺系统。
- 安装蒸气回收装置，代替开放式排空或火炬燃烧。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、灌油桥台）顶部蒸气中的油及其他氧化产物。
- 气体应高温燃烧（约 800° C），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。
- 针对氢氟酸（HF）烷基化厂的气体排放物，应收集并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/乙醇和醚类产品（包括甲基叔丁基醚、乙基叔丁基醚和甲基叔戊基醚）装卸架应配备蒸气控制装置，例如蒸气回收装置。
- 防控储罐无组织排放的进一步指南，请见《原油和石油产品集输终端EHS指南》。

氮氧化物

19. 氮氧化物排放源头可能包括锅炉、工艺加热炉、燃烧炉、热电联产（CHP）装置、气体透平机、流化催化裂化（FCC）再生器以及火炬和其他工艺与燃烧装置。氮氧化物的形成有以下三种机制：燃料型氮氧化物（因燃料内含有氮）；热力型氮氧化物（燃烧过程中在高温和过量空气条件下向空气中释放出氮）；以及瞬时型氮氧化物（空气中的氮与C、CH和CH₂碎片等自由基发生反应所产生的氮氧化物。这些自由基源自燃烧初始阶段的燃料）。为了减少氮氧化物排放，低氮氧化物燃烧器属于燃烧装置上最常安装的设备。而要控制流化催化裂化（FCC）导致的氮氧化物排放，通常可考虑采用选择性催化还原（SCR）或氮氧化物热脱除技术。

20. 石脑油和瓦斯油加氢脱硫过程中形成的氨（NH₃），作为含硫原料气的一个组分输送至硫回收装置（SRU）的热反应器后，可转化为燃料型氮氧化物。此外，硫回收装置（SRU）由于工艺空气中的氮在高温（约1400° C）下氧化而能够产生热力型氮氧化物。

21. 除《通用EHS指南》就上述问题给出的管理指南外，还建议通过高温空气燃烧（HiTAC）（也称“无焰（或无色）燃烧”）防止并最小化氮氧化物污染。此方法可用于硫回收装置（SRU），尤其是使用贫酸气流的硫回收装置（此类装置在标准条件下若不使用辅助燃料或进行增氧，就无法燃烧）。通过高温空气燃烧（HiTAC），贫酸气流可在均匀的热场下燃烧，且无需燃料富集或添加氧气。温度分布均匀，有利于清洁高效的燃烧，还可极大降低氮氧化物、一氧化碳和烃类排放。

³ 欧盟委员会联合研究中心（EC JRC），《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考（BREF）文件》（2015）。

硫氧化物

22. 硫氧化物和硫化氢的排放源头可能包括锅炉、加热器和其他工艺装置（例如硫回收装置、流体催化裂化再生器、火炬、废水汽提、不凝废气焚烧炉、除焦操作和焦炭煅烧）。排放量因加工原油的硫含量、燃烧中燃料的硫含量、硫回收率以及硫氧化物排放控制水平而有所不同。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 **1500至7500 毫克/立方米** (mg/m^3)。⁴

23. 为减少硫氧化物排放并提高产品质量，通常将炼油用含硫物料流引导至加氢处理装置，在该装置中氢气与硫结合形成硫化氢。硫化氢则被引导至胺处理装置，形成硫化氢浓度较高的单个物料流，再输送至硫回收装置，此类装置通常采用克劳斯工艺。⁵

24. 建议采取以下措施防止并最大限度减少污染：

- 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（例如配备有尾气处理（TGT）特定工段的克劳斯硫回收装置）。⁶
- 安装洗涤装置，使用氢氧化钠溶液处理烷基化装置吸收塔所排放的烟道气（对酸性气流采用碱洗法，以去除酸）。

颗粒物

25. 炼油装置的颗粒物排放来源于：加热炉与锅炉的烟道气；流化催化裂化再生装置和其他催化化学工艺所排放的催化剂粉末；石油焦储运；污泥焚烧时产生的粉末和灰；以及加热炉和火炬的除焦与吹灰。颗粒物可能含有钒、镍等金属。硝酸盐、硫酸盐等可凝结 $\text{PM}_{2.5}$ 也属于颗粒物排放。颗粒物控制措施还有助于控制石油炼制作业的金属排放。⁷

26. 防止和最大限度减少污染的建议措施如下：

- 为大型颗粒物排放源（例如催化裂化再生装置和污泥焚烧炉）安装高效空气污染控制装置（例如袋式过滤器、静电除尘器、洗涤器、三级旋风分离器）。若须控制 $\text{PM}_{2.5}$ ，可考虑将这些技术与氮氧化物和硫氧化物排放控制技术（例如湿式气体洗涤器）相结合。综合使用这些手段，颗粒物减少率可达到 **99%以上**。
- 在石油焦储运过程中采取颗粒物减排手段，具体包括：
 - 使用封闭库房，散堆存放石油焦（低硫海绵焦）；
 - 石油焦一直保持湿润状态；
 - 使用粉碎机粉碎石油焦，再送往中间储存料仓（脱水料仓）；

⁴ 欧盟综合污染防治局（EIPPCB），《炼油厂最佳可用技术参考文件》（2003）。

⁵ 见附录A. 石油炼制业活动概述。

⁶ 若尾气中硫化氢含量极高，则硫回收系统的硫回收率至少应达到 **97%**，最好能达到 **99%**。

⁷ 欧盟委员会联合研究中心（EC JRC），《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考（BREF）文件》（2015）

- 在石油焦上喷洒薄薄的一层油，使粉尘与石油焦粘在一起；
 - 采用带有封闭式抽取系统的带式输送机，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，将旋风分离器所收集的粉末送往带有排气过滤器的料仓，将所收集的粉末送回储存料仓。
- 考虑切换燃料，例如用轻质燃料油、天然气或炼厂气取代重质燃料油。

温室气体

27. 二氧化碳（CO₂）和甲烷（CH₄）是炼油行业主要排放的温室气体，可在炼油和相关燃烧过程中大量产生。贵金属催化剂的器内再生过程可能产生二氧化碳和一氧化二氮等其他气体，并排放至大气中。每年都应根据国际公认的方法对温室气体排放总量进行量化。

28. 经营者在设计阶段或考虑进行重大改造提升时，为了最大限度减少温室气体排放，应纳入以下内容：改进固定燃烧源（即蒸汽发生锅炉、工艺加热炉、热电联产装置）；升级燃气系统和火炬；以及安装动力/废热回收装置。总体目标应该是减少温室气体排放，评估技术上可行且具有成本效益的减排方案。⁸除能效与节能以外的其他温室气体管理建议请见《通用EHS指南》。

废水

工艺废水

29. 石油炼制业可产生大量废水，包括“含硫”过程废水和非油性/不含硫过程废水。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、焦化和减粘裂化/热裂化。含硫废水可能沾染了烃类、硫化氢、氨、有机硫化物（R-S-H硫醇）、有机酸和酚类。使用含硫污水汽提装置（SWSU）处理硫化氢或氨含量高的过程废水，以去除硫化氢、氨以及其他化合物，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/不含硫过程废水可能扰动污水处理厂（WWTP）的常规运营。锅炉排污及除盐装置产生的废水流，若中和不当，则可能将油相内的酚类萃取至水相，并导致污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。处理后的含硫污水通常返回含硫污水汽提装置进行汽提，不送往炼油厂的污水处理厂。

30. 过程废水管理做法建议如下：

- 定期检查和维修储存及运输系统，包括泵和阀门的填料函和其他潜在的泄漏点，并实施溢漏应急预案，以防控液体意外泄漏；
- 提供足够的工艺液体储存能力，最大限度回收再用于工艺过程，从而避免向油性废水排放系统大量排放工艺液体；
- 设计和建造表面适当防渗透的废水及有害物料贮存池，防止被污染的水渗入土壤和地下水；

⁸ 炼油厂能效提升机会相关的详细信息，请见加利福尼亚大学《炼油厂能效提高与成本节约机会》（2005年）<http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbni>；以及美国环保局，《减少石油炼制业温室气体排放的旧有与新兴技术》（2010年）。

- 过程废水与雨水相隔离，废水和有害物料贮存池相隔离；
- 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。

31. 针对具体废水流的管理，须考虑的具体措施如下：

- 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（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。
- 若该设施存在脱盐水制备工艺产生的酸性和碱性废水，则在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。这类废水以及冷却塔排出的污水可能含有生物灭杀剂等添加剂，可能需要在在污水处理厂进行处理后才能排放。
- 设备检修期间定期清洗作业所产生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

32. 石油炼制业工艺废水的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、聚结板油水分离器（CPS）、溶气气浮装置（DAF）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（以生物需氧量（BOD）计）；
- 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；和
- 残留物脱水后，在指定危险废弃物填埋场作填埋处理。

33. 可能需在以下方面采取其他工程控制措施：（i）围阻并处理从废水处理系统各装置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）使用适当的技术（例如反渗透、离子交换、活性炭）降低废水毒性；以及（iv）控制并中和有害气味。

34. 工业废水管理，以及处理方法范例，请见《通用 EHS 指南》。炼油厂应通过使用此类废水管理技术和良好实践做法，使其废水排放达到本行业指南第 2 节相关表格内的指导值要求。

其他废水和水消耗

35. 公用工程作业产生的无污染废水、无污染雨水和生活污水，其管理指导意见请见《通用EHS指南》。污染废水应送入工艺废水处理系统。降低耗水量的建议，尤其是针对水属于紧缺自然资源的地方，请见《通用EHS指南》。

36. 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并探测漏点。水中通常加入防腐剂、除氧剂和染料等化学添加剂，以防止内腐蚀。针对水压试验水，应采取下列污染防控措施：

- 重复利用试验用水；
- 最大限度缩短测试用水在设备或管道内的停留时长，从而减少对防腐剂和其他化学品的需求；以及
- 若必须使用化学品，则选用毒性、生物利用度和生物累积潜力最低、生物可降解性最高的有效化学品。

37. 若向海洋或地表水排放属于水压试验水唯一可行的处置方案，则应编制水压试验水处置方案，其中须考虑排放点、排放速率、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。

有害物料的处理

38. 石油炼制设施可制造、使用和储存大量有害物料，包括原料、中间/最终产品和副产品。有害物料管理的建议做法，包括搬运、储存和运输，请见《原油和石油产品集输终端EHS指南》和《通用EHS指南》。

废弃物

39. 炼制工艺和维护作业可产生大量体积较大的废弃物，包括有害与无害废弃物。有害与无害废弃物储存、处理和处置的一般指导意见，请见《EHS通用指南》。

废催化剂

40. 石油炼制业有一些工艺装置可产生废催化剂，包括：预热及催化重整装置；中轻馏分加氢脱硫装置；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；丁烷异构化装置；二烯烃加氢与丁烯加氢异构化装置；硫酸再生装置；选择性催化加氢脱硫装置；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。废催化剂分几种类型，具体处理方法因其物理化学性质而异。处理时主要考虑以下两大因素：所处理的废催化剂在性质上属于“有害”还是“无害”；及其所含的金属是否有价值或可回收。对这两大因素的分析结果可直接决定废催化剂的处理方式。

41. 有害催化剂管理策略建议如下：

- 使用长效催化剂，通过再生来延长催化剂的生命周期；
- 采用恰当的现场储运方法，以避免发生不受控制的放热反应；和

- 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，并按照《通用 EHS 指南》中的工业废弃物管理建议予以处置。

其他有害废弃物

42. 除有害的废催化剂外，工业有害废弃物可能还包括：溶剂；废过滤材料；矿物溶剂；废脱硫剂；二氧化碳、硫化氢和羰基硫（COS）脱除工艺产生的废胺；活性炭过滤器和源自油/水分离器与脱盐装置的含油污泥；储罐内乳状液或罐底垢物；以及废弃或用过的操作及维护液体（例如油和试验液体）。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产生其他有害废弃物，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）烷基化工艺产生的废氧化铝。污水处理厂和水槽/氧化塘会产生可能需视为有害废弃物的污泥，具体取决于处理过程本身以及所流入的废水。

43. 应对工艺废弃物进行测试，并根据当地的监管要求或国际通行做法，分为有害与无害两类。有害与无害废弃物储运、处理和处置的详细指导意见，请见《通用 EHS 指南》。

44. 本行业特定的有害废弃物管理策略建议如下：

- 尽可能将原油储罐（底部排出）和脱盐装置（底部排出）清出的污泥送往延迟焦化装置，以回收烃类。
- 确保减粘裂化装置内不会发生过度裂化，以防产生不稳定的燃料油，导致储存期间形成更多污泥和沉积物。
- 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。可使用分离手段从污泥中回收油（例如重力分离器和离心机）。
- 污泥处理方法可能包括土地利用（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或水泥。某些情况下，残留物可能需在稳定后才能弃置，以降低有毒金属的可浸出性。原油炼制厂的有害污泥若未经处理，则须在安全的垃圾填埋场予以处置，具体请见《通用 EHS 指南》。

无害废弃物

45. 氢氟酸烷基化工艺可产生中性污泥，其可能含氟化钙、氢氧化钙、碳酸钙、氟化镁、氢氧化镁和碳酸镁。污泥经干燥和压缩后可出售给钢厂使用或予以填埋处理。无害废弃物储运、处理和处置的详细指导意见，请见《通用 EHS 指南》。

噪声

46. 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）、风机、风扇以及加热器。此外，如果蒸汽泄漏严重，也会产生噪声。紧急泄压过程中，因高压气体排入火炬和/或蒸汽排入大气，可能产生高噪声级的噪声。噪声管理的一般性建议，请见《通用 EHS 指南》。

1.2 职业健康与安全

47. 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，其管理建议请见《通用 EHS 指南》。

48. 作为一般性要求，过程健康与安全管理规划，应包括采用系统化与结构化途径防控物理、化学、生物及放射性健康与安全危害，详见《通用 EHS 指南》。

49. 针对重大职业健康与安全危害，应实施工艺安全管理计划进行预防。该计划应包含《通用EHS指南》列出的所有最低要求，具体如下：

- 覆盖整座炼油厂的风险分析，包括详细的后果分析（例如故障模式与影响分析（FMEA）、危害源识别分析（HAZID）、危害与可操作性研究（HAZOP）或定量风险评估（QRA））。该分析应在调试前与前端工程设计（FEED）和详细工程设计一并进行；
- 对员工进行操作危害培训；
- 针对以下内容的管理程序：操作变更；过程危害分析；机械完整性维护；启动前审核；动火作业许可；作业安全制度（SSW）；以及《通用EHS指南》内工艺安全的其他重要内容；
- 若项目要求运输原材料或已加工原材料，则需执行《通用EHS指南》所述的安全运输管理制度；
- 有害物料的处理、运输和储存程序。

50. 石油炼制设施最重大的职业健康与安全危害发生于运营阶段，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

51. 应根据本行业特有的条件执行工艺安全制度，此类条件包括复杂的化学反应、使用有害物料（例如有毒、高反应性、挥发性、易燃或易爆化合物）以及多级反应。

52. 工艺安全管理应包括以下措施：

- 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，包括热力学特性和动力学特性；
- 对工艺设备及公用工程设施进行日常预防性维护，并检查其机械完整性；
- 操作人员/技术人员培训和培养；
- 编制作业安全制度（SSW）、操作说明和应急响应规程。

缺氧环境

53. 氮气可能泄漏进入作业区并不断积累，替换空气中的氧气，从而造成窒息性环境。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；

- 安装可进行以下操作的自动化紧急停车系统：探测不受控氮气泄漏（包括探测作业区是否存在缺氧环境⁹）并发出警报；自动启动强制通风；为最大限度缩短泄漏时长而关闭设备；
- 应根据炼油设施特有的危害，实施封闭空间进入管理制度，详见《通用 EHS 指南》。

化学危害

54. 氢氟酸、一氧化碳、甲醇和硫化氢泄漏可能带来职业接触危害。在胺处理装置和硫回收装置内进行的胺再生工序可能发生硫化氢泄漏。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发生一氧化碳泄漏。一氧化碳/空气的混合物具备爆炸性，可能发生自燃/爆燃。硫化氢若与空气混合，可迅速导致火灾危害。

55. 工厂的正常运行过程中，工人可能接触硫化氢、一氧化碳、挥发性有机化合物、多环芳烃（PAH）等有害物质。皮肤可能因接触酸、蒸汽和高温表面而受伤。应根据岗位安全分析和工业卫生调查的结果管理化学危害，具体请见《通用EHS指南》内有关职业健康与安全的指导意见。保护措施包括工人培训、作业许可制度、使用个人防护装备（PPE）和带报警装置的有毒气体探测系统。¹⁰

氢氟酸

56. 工人可能接触氢氟酸烷基化装置泄漏的氢氟酸。相关职业安全措施包括：¹¹

- 加入适当的蒸汽抑制剂，以降低氢氟酸的挥发性；
- 最大限度降低氢氟酸的滞留量（回路累积量）；
- 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；
- 设置指定区域，以便工人按规定程序清洗身体沾染的污染物；
- 在氢氟酸烷基化装置、其他工艺装置以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，使用氢氟酸中和池处理废水；
- 使用专门的储罐收集烷基化产物，并在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，再用碱去除一切残余的氢氟酸；和
- 氢氟酸进出厂运输均应参照《通用 EHS 指南》有关危险货物运输的指导意见进行。

⁹ 对于可能发生环境缺氧的作业区，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，当空气中氧气浓度降至 19.5% 时即发出警报。

¹⁰ 石油炼制的健康与安全问题以及防控策略，其详细描述见美国职业安全健康局（OSHA）《技术手册》第4部分“安全危害”第2章（1999）“石油炼制工艺”，网址：http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html。

¹¹ 氢氟酸处理的相关建议，请见《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》（第三版，2007年6月）。

火灾和爆炸

57. 工艺操作产生的火灾和爆炸危害包括合成气（含一氧化碳和氢气）、氧气、甲醇和炼厂气的意外泄漏。炼厂气若在泄漏工段被点燃，可导致“喷射火”，也可导致蒸气云爆炸（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，只要温度超过自燃温度，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° C、500° C、609° C和260° C。石油炼制设施内发生易燃液体溢漏，可能导致“池火”。蒸气在储罐内积聚（例如硫酸和沥青储罐），也可导致爆炸。

58. 防控工艺操作中火灾和爆炸风险的建议措施如下：¹²

- 炼油厂的设计、建造和运行均应执行火灾及爆炸危害防控相关的国际标准，¹³包括工艺隔离、储存、公用工程和安全区的相关规定。可针对炼油厂进行安全分析，同时展开定量风险评估（QRA）并运用国际认可的火灾安全标准，由此推导安全距离；¹⁴
- 进行烟感及热感火灾探测的同时，采用早期预警系统，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防火保护措施，在火灾温度下可抵御足够的时长，使得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/围阻可能受易燃液体意外泄漏影响的区域：
 - 界定火灾区，在火灾区内配备排放系统，以便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；
 - 若无法达到隔离距离要求，则设置防火/防爆隔断墙；
 - 油性污水系统采用避免火势蔓延的设计。

59. 原油储存的火灾与爆炸危险管理，其进一步建议请见《原油和石油产品集输终端EHS指南》。

1.3 社区健康与安全

60. 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均类似，请见《通用EHS指南》。

61. 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的运输过程中可能发生的意外泄漏。管理此类问题的指导意见，请见下文和《通用EHS指南》。

62. 航运和铁路运输以及岸基设施相关的进一步指导意见，请见《航运业EHS指南》、《铁路EHS指南》、《港口、港湾和码头EHS指南》以及《原油和石油产品集输终端EHS指南》。

¹² 火灾和爆炸危害相关的进一步建议，请见《美国石油协会推荐做法第RP 2001号：炼油厂防火保护》（2012）。

¹³ 良好实践示例请见《美国消防协会（NFPA）第30号规范：可燃与易燃液体》，网址：<http://www.nfpa.org/>。最大限度减少接触静电和雷电的进一步指导意见，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）。

¹⁴ 安全距离相关的详细信息，请见美国消防协会（NFPA）第30号规范（2003）。

重大危害¹⁵

63. 最重大的安全危害源自液体和气体物质的储运。工人和周边社区可能受严重影响，具体取决于意外释放的化学品数量和类型，以及火灾和爆炸等反应性或灾难性事件的状况。¹⁶ 第1.2节介绍了减少此类风险的主要措施。为防止对社区造成重大危害，进行应急规划时，至少应在地方主管机关和潜在受影响社区的共同参与下制定并实施紧急事件管理计划。进一步指导请见《通用EHS指南》。

2. 绩效指标监测

2.1 环境

大气排放和污水管理指南

64. 表1和表2给出了石油炼制部门的大气排放与废水排放指导值。本部门工艺废气排放（例如源自FCCU、SRU和燃烧装置的废气）与废水排放指导值反映的是本行业的优质国际工业实践（GIIP）指标，监管框架获认可的国家在相关标准中采用该推荐值。正常运行条件下，采用本文件前述章节所探讨的污染防控手段，可在设计和操作得当的石油炼制设施达到上述指导值。

65. 与蒸汽发生和发电活动相关的燃烧源，若热能消耗等于或小于50 MWth，其排放指南请见《通用EHS指南》。热能消耗大于50 MWth的透平机、锅炉和发动机，其排放指南请见《热力发电厂EHS指南》。表1列出了多燃料燃烧装置（例如工艺加热炉和锅炉）排放以及其他工艺排放的指导值。如何根据废气总排放量确定环境影响的指导意见，请见《通用EHS指南》。

66. 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。现场具体排放标准的确定，可基于公共污水收集和处理系统的可用性及其运营条件，若是直接向地表水域排放，则参考《通用EHS指南》所述的承受水域使用分类来确定。

¹⁵ 石油炼制的健康与安全问题以及防控策略，其详细描述见美国职业安全健康局（OSHA）《技术手册》第4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。

¹⁶ (2012). 火灾和爆炸危害相关的进一步建议，请见《美国石油协会推荐做法第RP 2001号：炼油厂防火保护》（2012）

表 1 石油炼制设施废气排放指标^a

污染物	单位	指导值
氮氧化物 ^b	mg/Nm ³	300 FCCU为100
硫氧化物 ^c	mg/Nm ³	SRU为150 FCCU为300 500
颗粒物 (PM10) ^d	mg/Nm ³	25
钒 ^e	mg/Nm ³	5
镍	mg/Nm ³	1
硫化氢 ^e	mg/Nm ³	5

a. 氧含量 3%的干气。
b. 氮氧化物 (NO_x) 指一氧化氮 (NO) + 二氧化氮 (NO₂)，以二氧化氮 (NO₂) 当量表示。欧盟委员会联合研究中心 (EC JRC) 的指导值，《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考 (BREF) 文件》(2015)。
c. 硫氧化物 (SO_x) 指二氧化硫 (SO₂) + 三氧化硫 (SO₃)，以二氧化硫 (SO₂) 当量表示。
d. EC JRC 的指导值，《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考 (BREF) 文件》(2015)。颗粒物指导值也适用于 FCCU。
e. 来源: G.S.R.186 (E) 和 820 (E)，印度环境和森林部通知 http://envfor.nic.in/legis/env_stand.htm。

表 2 石油炼制设施废水排放指标 ^a

污染物	单位	指导值
pH	标准单位	6 - 9
生化需氧量 (BOD ₅)	mg/L	30 ^b
化学需氧量 (COD)	mg/L	125 ^c
总固体悬浮物 (TSS)	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	mg/L	1
总氰化物 游离氰化物		0.1
铅	mg/L	0.1
镍	mg/L	0.5
汞	mg/L	0.003 ^d
砷	mg/L	0.1
钒	mg/L	1
苯酚	mg/L	0.2
苯	mg/L	0.05 ^e
苯并 (a) 芘	mg/L	0.05
硫化物	mg/L	0.2
总氮	mg/L	10 ^f
总磷	mg/L	2
温升	C	<3 ^g
<p>注:</p> <p>a. 假设是一体化石油炼制设施。</p> <p>b. EC JRC的指导值, 《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考 (BREF) 文件》(2015)表3.16; 各国法规规定的值可能低于这一指导值, 例如中国为20 mg/L。</p> <p>c. EC JRC的指导值, 《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考 (BREF) 文件》(2015); 各国法规规定的值可能低于这一指导值, 例如中国为120 mg/L。</p> <p>d. EC JRC的指导值, 《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考 (BREF) 文件》(2015)表3.16。</p> <p>e. EC JRC的指导值, 《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考 (BREF) 文件》(2015)。</p> <p>f. 若工艺中包含加氢操作, 则废水中氮(总)浓度最高可达 40 mg/L。</p> <p>g. 在综合考虑环境水质、受纳水体用途、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升。 EC JRC, 《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考 (BREF) 文件》表3.16。</p>		

环境监测

67. 石油炼制部门的环境监测计划，应针对所有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开展的活动（紧急情况 and 随之而来的火炬燃烧）。环境监测活动的依据应是适用于特定项目的排放、废水和资源使用的直接或间接指标，对点排放源进行监测时，相关依据还应包括污染物的浓度和质量流量。

68. 监测的频率应当足以提供所监测参数的代表性数据。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。监测数据应定期分析和审核，并与操作标准相比对，以便采取一切必要的纠正行动。《通用 EHS 指南》就废气和废水取样及分析方法给出了进一步指南。

69. 为了提升对整座炼油厂无组织排放进行管理的水平，同时保障受影响社区的人类健康，除本指南第1.1节所述的监测与管理要求外，还应按照国际公认的方法对苯浓度进行工业区边界监测。¹⁷若炼油厂排放形成的年平均苯浓度超出了表3给出的指导值，则应采取纠正措施减少炼油厂的苯排放。且应报告纠正措施和监测结果。

表3 工业区边界监测活动指标	
污染物	指导值
苯	9 µg/m ³ a
a. 按照背景贡献进行校正后的年均浓度。取自美国环保局美国联邦法典（CFR）第40卷第63章（CC子部分）——《炼油厂有害空气污染物的国家排放标准》（2015）的指导值。	

资源使用、能耗、排放和废弃物产生

70. 表4和表5列出了部分资源消耗指导值，以及每处理一百万吨原油所产生的大气排放物/废弃物量指导值。行业基准值仅供对比之用。各项目应在表内所列出的领域实现持续改进为目标。

表 4 资源及能源消耗			
参数	参数定义	单位	行业基准值
总能耗 ⁽¹⁾	该工艺的总能耗，包括直接燃烧、蒸汽、电力等。	每处理一公吨原油所消耗的热量 (MJ)	2,300 - 3,300
耗电 ⁽¹⁾	该工艺的总耗电量	每处理一公吨原油所消耗的电力 (KWh)	22 - 31
补充淡水消耗 ⁽²⁾	原过滤水的供应量，包括漂移和蒸发损失以及排污	每处理一公吨原油所消耗的水量 (m ³)	0.07 - 0.66

¹⁷ 例如美国环保局，美国联邦法典（CFR）第40卷第63章（CC子部分）——《炼油厂有害空气污染物的国家排放标准》（2015）。

注：

1. 依据如下：欧洲石油公司保护环境、卫生和安全组织（CONCAWE），《欧盟炼油厂能源系统和效率第3/12号报告》（2012）；CONCACWE，《石油炼制业第1/13号报告》（2013）；美国能源信息署（EIA），《短期能源展望》报告（2013）。
2. 依据如下：EC JRC，《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考（BREF）文件》（2015）。

表 5 废气和废弃物产生指标

参数	单位	行业基准值
废水	m ³ /公吨原油	0.1 - 1.51
废气	公吨/每处理百万公吨原油	105,000 - 276,000
二氧化碳 (CO ₂) ²		70 - 450
氮氧化物 (NO _x) ³		60 - 150
颗粒物		60 - 300
硫氧化物 (SO _x) ⁴		65 - 300
挥发性有机化合物		
固体废弃物		10 - 100

注：

1. 依据如下：欧盟委员会联合研究中心（EC JRC），《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考（BREF）文件》（2015）。
2. 并非所有温室气体，仅二氧化碳总量。依据如下：EC JRC，《矿物油和天然气炼制最佳可用技术参考（BREF）文件》（2015）。
3. 一氧化氮（NO）+二氧化氮（NO₂），以二氧化氮（NO₂）当量表示。
4. 二氧化硫（SO₂）+三氧化硫（SO₃），以二氧化硫（SO₂）当量表示。

2.2 职业健康与安全

职业健康与安全指南

71. 应根据国际上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（ACGIH）发布的职业暴露阈值限制和生物接触限值；¹⁸美国国立职业安全与健康研究所（NIOSH）发布的《化学品危害口袋指南》；¹⁹美国职业安全卫生署（OSHA）发布的允许接触限值（PEL）；²⁰欧盟成员国发布的指示性职业接触限值；²¹或其他类似资源。

事故率和死亡率

72. 项目管理的目的之一应当是保证项目工人（不管是直接雇佣还是间接雇佣的工人）的生产事故为零，尤其是可导致误工、不同等级残疾甚至死亡的事故。事故率和死亡率可参考相关机构（例如美国劳工统计局和英国健康与安全事务局）的出版物，并按照发达国家本行业的死亡率数据设定基准。²²

¹⁸ 见：<http://www.acgih.org/store/>.

¹⁹ 见：<http://www.cdc.gov/niosh/npg/>.

²⁰ 见：http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992.

²¹ 见：<https://osha.europa.eu/en/legislation/directives/exposure-to-chemical-agents-and-chemical-safety/osh-related-aspects/council-directive-91-414-ee>.

²² 见：<http://www.bls.gov/iif/> and <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>.

职业健康与安全监测

73. 应对工作环境进行监测，以发现特定项目的职业危害。作为职业健康与安全监测计划的一项内容，监测操作应当委派经认证的专业人员²³制订并执行。石油炼制设施还应维护一份有关职业事故、疾病和危险事件及其他事故的记录。《通用EHS指南》给出了职业健康与安全监测计划的进一步指南。

3. 参考文献

- American Petroleum Institute (API). 1992. *Recommended Practice (RP) 751*. “Safe Operation of Hydrofluoric Acid Alkylation Units.” Third Edition, June 2007. Washington, DC: API. Available at <http://www.api.org/environment-health-and-safety/process-safety/process-safety-standards/standard-rp-751>.
- 2008. *Recommended Practice (RP) 2003*. “Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents.” Seventh Edition. Washington, DC: API. Available at <http://publications.api.org>.
- 2012. *Recommended Practice (RP) 2001*. “Fire Protection in Refineries.” Washington, DC: API. Available at <http://publications.api.org>.
- Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE). 1999. “Best Available Techniques to Reduce Emissions from Refineries.” Brussels: CONCAWE.
- 2009. “Refining BREF Review. Air Emissions.” Report No. 4/09. Brussels: CONCAWE. Available at <https://www.concawe.eu>.
- 2012. “EU Refinery Energy Systems and Efficiency.” Report No. 3/12. Brussels: CONCAWE. Available at https://www.concawe.eu/uploads/Modules/Publications/rpt_12-03-2012-01520-01-e.pdf.
- 2013. “Oil Refining.” Report No. 1/13. Brussels: CONCAWE. Available at https://www.concawe.eu/uploads/Modules/Publications/rpt_13-1r-2013-01142-01-e.pdf.
- European Commission (EC). 2003. European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB). “Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Refineries (BREF).” Seville: EIPPCB.
- 2015. European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB). “Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas.” Available at http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf.
- European Union (EU). “Directive 2008/50/EC of the European Parliament and of the Council of 21 May 2008 on Ambient Air Quality and Cleaner Air for Europe.” Brussels/Strasbourg: European Union.

²³ 经认证的专业人员可能包括注册工业卫生师、注册职业卫生员或注册安全专员或同等人员。

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.

———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.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/wastewater_ordinance.pdf.

IFP Energies Nouvelles. Water in Fuel Production, Oil Production, and Refining. Rueil-Malmaison Cedex – France. Available at www.ifpenergiesnouvelles.com.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2005. Special Report. “Carbon Dioxide Capture and Storage.” Geneva: IPCC. Available at https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2005. Special Report. “Carbon Dioxide Capture and Storage.” Geneva: IPCC. Available at https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf.

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.

Maheu, A. 2009. *Energy Choices and Their Impacts on Demand for Water Resources: An Assessment of Current and Projected Water Consumption in Global Energy Production*. McGill University.

Meyers, Robert. A. 1997. *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York, NY: McGraw-Hill Handbooks.

UNESCO. 2008. IHE “Water Footprint of Bio-Energy and Other Primary Energy Carriers.”

United States (U.S. Energy Information Administration (EIA). 2011. *Annual Energy Review 2010*. DOE/EIA-0384(2010). Washington, DC. Available at <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/archive/038410.pdf>.

———2010. *Petroleum Supply Annual 2009*. DOE/EIA-0340(2009)/1. Washington, DC. Available at http://www.eia.gov/petroleum/supply/annual/volume1/archive/2009/psa_volume1_2009.html.

———2011. *Petroleum Supply Annual 2010*. DOE/EIA-0340(2010)/1. Washington, DC. Available at http://www.eia.gov/petroleum/supply/annual/volume1/archive/2010/psa_volume1_2010.cfm.

——— AEO2012 National Energy Modeling System run REF2012.D020112C. Available at <http://www.eia.gov/>.

——— “Short Term Energy Outlook.” May 2013. Available at <http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/may13.pdf>.

United States (U.S.) 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: U.S. EPA. Available at

http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=5bb86958f877cfc1cbddcba69e7716d2&mc=true&node=sp40.7.60.k_0b&rgn=div6.

——40 CFR Part 60 “Standard of Performance for New Stationary Sources.” Subpart J— “Standards of Performance for Petroleum Refineries.” Washington, DC: U.S. EPA. Available at <http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=5bb86958f877cfc1cbddcba69e7716d2&mc=true&node=sp40.7.60.j&rgn=div6>.

——40 CFR 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart Ja—Standards of Performance for Petroleum Refineries for Which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After May 14, 2007. Washington, DC: Available at http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=5bb86958f877cfc1cbddcba69e7716d2&mc=true&node=sp40.7.60.j_0a&rgn=div6.

——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: U.S. EPA. Available at <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-60/subpart-QQQ>.

——40 CFR Part 63. Subpart CC— “National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries.” Washington, DC: U.S. EPA. Available at <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-63/subpart-CC>.

——40 CFR Part 63. Subpart VV— “National Emission Standards for Oil-Water Separators and Organic-Water Separators.” Washington, DC: U.S. EPA. Available at <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-63/subpart-VV>.

——40 CFR Part 419. “Petroleum Refining Point Source Category.” Washington, DC: U.S. EPA. Available at http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=6b51273d47e8dc451e0aac10f60cdf&mc=true&node=pt40.31.419&rgn=div_5.

——1995. “Compilation of Air Pollutants Emission Factors- AP42, Fifth Edition” (1995). Available at <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emission-factors>.

——2010. *Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from the Petroleum Refining Industry*. Research Triangle Park, NC. Available at <https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-12/documents/refineries.pdf>

—— “Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries” (2015). Available at <https://www3.epa.gov/ttn/chief/efpac/protocol/Protocol%20Report%202015.pdf>.

U.S. National Fire Protection Association (NFPA). 2003. Code 30: “Flammable and Combustible Liquids.” Quincy, MA: NFPA. Available at <http://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards?mode=code&code=30>.

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>.

World Refining Association. 1999. “Efficient Operation of Refineries in Western and Central Europe. Improving Environmental Procedures and Energy Production.” Vienna: Honeywell.

附录A. 石油炼制业活动概述

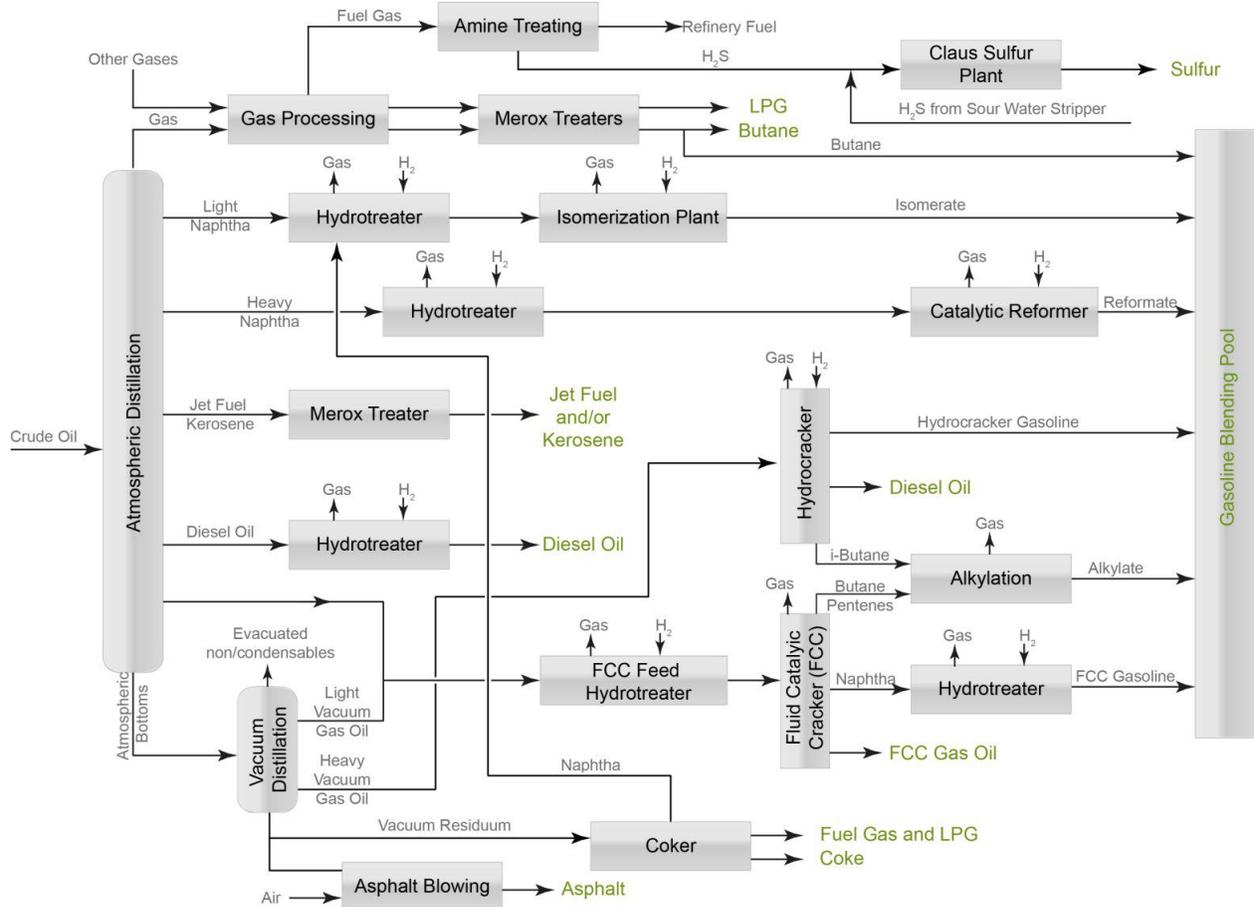
74. 《石油炼制业 EHS 指南》适用于从原油至成品油、炼制品、气态产品、液体产品和固态商业产品以及副产品的加工作业，包括炼厂气、液化石油气（LPG）、车用汽油（Mo-Gas）、煤油、柴油/瓦斯油、燃料油、沥青、柏油、润滑油、石蜡、硫磺、石油焦和各类石化工业中间产品（例如丙烷/丙烯混合物、直馏石脑油、芳烃、中间馏分油和减压馏分油）。商业成品由不同的中间产品调和而成。此类混合物通常称作调合汽油（包括裂化石脑油、重整油、异构油、烷基化物、甲基叔丁基醚（MTBE）、甲基叔戊基醚（TAME）或乙醇、丁烷等）、调合柴油和调合液化石油气等，有不同的炼制工艺设置，成分也各不相同。

75. 炼油厂属于根据原油原料的性质生产所需产品而专门设计的复杂系统。根据所用加工装置的不同，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）。现代化炼油厂内有各类不同的处理装置，能够实现高转化率（炼焦）、中转化率（裂解）或低转化率（加氢精炼），且能够处理各类有着不同硫含量的原油原料（轻质原油、中质原油、重质原油、石蜡型原油、芳香基原油、环烷型原油（或环石蜡基原油），其各自具备高密度、高粘度、高倾点等特性。炼油厂的复杂性可通过纳尔逊复杂性指数（NCI）进行评估。例如，NCI较高（ $6 < \text{NCI} < 9$ ）（指二次转化能力相对于一次蒸馏能力的比率）的炼油厂，即使加入重质原油和含硫原油，也能够生产高质量的精炼产品（即欧5汽油）。

76. 炼油厂的原料是原油，原油则是烃类混合物。²⁴原油中的烃类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，轻度链烷烃。含硫原油通常含硫量很高（按重量百分比计算超过了0.5%），环烷基含量也高。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。

²⁴ 烃类混合物可能有不同的化学构成和分子结构，且含有一些杂质。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，都通过化学键与碳氢物结构相结合。其他杂质，例如砂土/粘土、水以及水溶性的锌盐、铬盐和钠盐，则以无机物的形式存在。

加工装置



English	Translation
Other Gases	其他气体
Gas	天然气
Gas Processing	气体处理
Fuel Gas	燃料气
Amine Treating	胺处理
Refinery Fuel	炼油厂燃料
H ₂ S	硫化氢
Claus Sulfur Plant	克劳斯脱硫装置
Sulfur	硫磺
H ₂ S from Sour Water Stripper	源自含硫污水汽提装置的硫化氢
Mercox Treaters	抽提-催化氧化处理装置
LPG	液化石油气
Butane	丁烷
H ₂	氢气

Light Naphtha	轻质石油脑
Hydrotreater	加氢处理装置
Isomerization Plant	异构化装置
Isomereate	异构油
Heavy Naphtha	重质石油脑
Catalytic Reformer	催化重整装置
Reformate	重整油
Gasoline Blending Pool	汽油调合池
Crude Oil	原油
Atmospheric Distillation	常压蒸馏
Jet Fuel Kerosene	航空煤油
Merox Treater	抽提-催化氧化处理装置
Jet Fuel and/or Kerosene	航空燃油和/或煤油
Diesel Oil	柴油
Hydrocracker	加氢裂化装置
Hydrocracker Gasoline	加氢裂化汽油
i-Butane	异丁烷
Alkylation	烷基化
Alkylate	烷基化物
Butane Pentenes	丁烷戊烯
Fluid Catalytic Cracker (FCC)	流化催化裂化装置 (FCC)
Naphtha	石脑油
FCC Gasoline	流化催化裂化汽油
FCC Gas Oil	流化催化裂化瓦斯油
Evacuated non/condensables	排空的不可凝结物/可凝结物
Atmospheric Bottoms	常压罐罐底垢物
Vacuum Distillation	减压蒸馏
Light Vacuum Gas Oil	轻质减压瓦斯油
Heavy Vacuum Gas Oil	重质减压瓦斯油
FCC Feed Hydrotreater	FCC 进料加氢处理装置
Vacuum Residuuum	减压渣油
Coker	焦化装置
Fuel Gas and LPG	燃料气和液化石油气
Coke	焦炭
Air	空气
Asphalt Blowing	沥青吹扫
Asphalt	沥青

脱盐

77. 脱盐指在高温下用淡水、微咸水或甚至海水洗涤原油的过程，利用压力溶解、分离和去除原油最初含有的盐、水和固体。洗盐水通常在逆流泵送下流经一个或多个脱盐工段，在精心调制的静电场作用下，通过置换达到盐平衡（例如置换为水这种电解成分），从油相转移至水相（即洗盐水）。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，出料则是经清洗且脱水脱盐的原油（即受污染的含油水）。含有催化剂毒物金属的盐分则溶解于水相中。原油经洗涤并混合为油水乳液后，再加入化学破乳剂，并在静电场的作用下破坏乳液。

主要蒸馏装置

78. 原油先进入常压蒸馏装置（拔顶或原油蒸馏装置（CDU）），再进入减压蒸馏装置（VDU）。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，在原油蒸馏装置（CDU）的底部回收（常压渣油），须在减压蒸馏塔的减压条件下进一步分馏。相反，若进行常压蒸馏，则其将在极高的沸点温度下发生热降解。减压蒸馏装置（VDU）的主要优点是能够从常压蒸馏后的重质渣油中回收更多馏分油（真空瓦斯油、减压馏分油和石蜡）。

柏油/沥青生产装置

79. 柏油/沥青生产装置的原料是减压渣油。空气被吹入沥青氧化装置（BBU，也称柏油氧化装置）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，并降低渗透性，使得柏油/沥青可适用于铺路等一系列应用。氧化柏油/沥青从氧化器的底部取出，冷却后送往储存库。柏油/沥青一般储存于带加热装置、采取隔热和充氮保护、配有安全阀的锥顶罐内，储存温度150°C至180°C。排入空气的氮气中可能含有烃类和硫化物（且其以含气溶胶的液滴形式存在）。

消耗氢的工艺

80. 取自原油蒸馏装置（CDU）的制品以及其他装置的进料含有一些天然杂质，例如硫、氮和其他污染物。此类杂质可通过加氢处理工艺去除，从而在使用和燃烧成品燃料（汽油、柴油、燃料油）时能够减少污染。氢化精制也用于改变其他特性（即改变芳香族的含量）。高硫高氮的重油在进入下游催化转化工艺之前也需进行加氢处理。

81. 加氢处理（加氢脱硫和加氢脱氮）属于利用氢对烃类中的硫和氮极为温和地进行氢化的催化过程。硫和氮在此过程中转化为硫化氢和氨。催化反应（使用钴（Co）和/或镍（Ni）-钼催化剂）在370°C到415°C之间的温度下发生。温度高于这一范围时，可形成过多焦炭，各再生过程之间的催化剂寿命将极大缩短。石脑油、航空煤油、柴油、瓦斯油、润滑油和燃料油均可用这种方法处理，以去除有害物质。

82. 硫的氢化处理²⁵和加氢处理工艺（例如汽油或石脑油加氢脱硫），用于去除硫、氮、氧、卤化物等杂质，以及去除铂、钯、镍等可能导致贵金属催化剂失活甚至中毒的微量金属杂质。氢化处理时，烯烃和二

²⁵ 氢化处理工艺可分为多个类别的反应：石脑油氢化处理（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）、加氢脱氮、烯烃饱和化和芳烃饱和化、渣油加氢处理。

烯烃转化为石蜡，减少了燃料中胶质（聚烯烃）的形成，从而提高了所加工馏分油的品质。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。²⁶ 目前全球的趋势是在油井生命周期结束时从油井中提取重质原油，这意味着炼油厂需日益加大制氢装置的规模，才能处理含硫量较高的原料（因为不得不勉强使用劣质的原料）。在此背景下，已出台了更严格的法规，规定了硫化氢（精炼产品）或二氧化硫（燃烧形成的烟道气）的最大允许浓度。C5 - C6 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（C4 - C6）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、沸石和硫酸化氧化钨催化剂。

83. 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，以高度选择性的催化工艺为基础。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，将其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，后者与1-丁烯相比能够产生更多辛烷值汽油组分。

预处理及催化重整装置

84. 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。目前在用的有多种催化重整工艺，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。**半再生催化重整装置（SRCR）**通常有三个反应器，每个反应器都配备一个固定催化剂床。所有催化剂均在常规催化剂再生过程中器内再生，约每6到24个月进行一次。**连续催化再生重整装置（CCRR）**的特点是在特殊再生器中连续器内再生部分催化剂，并将再生后的催化剂连续添加至正在运行的反应器内。焦炭在催化剂表面堆积，可导致催化剂活性下降，从而降低辛烷值和重整油产量。引入热空气去除催化剂表面的碳后，生成一氧化碳和二氧化碳，再经过氯化，从而实现催化剂再生。再生所需的高温可导致催化剂微孔坍塌。因此，每两到三年就须关闭整套重整装置，以便更换催化剂。连续催化再生重整装置（CCRR）的主要优点总结如下：烯烃以高转化率转化为链烷烃，再由链烷烃转化为高辛烷值组分，以便生产符合欧洲质量标号（欧5）要求的汽油。CCRR还具备其他一些优势，包括：极大降低车用燃料的硫含量；提高重质石脑油的研究法辛烷值（RON）；以及为加氢处理装置提供大量氢资源，此类氢资源源自催化重整常有的脱氢反应。

催化裂化装置

85. 针对将重烃类转化为价值更高的低沸点烃类，催化裂化属于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的进料是源自加氢裂化工艺的脱硫重质减压汽油。RCCU则处理更重的原料，例如常压蒸馏渣油。

²⁶ 加氢裂化装置是用途最多的炼油工艺装置之一，用途包括在常压下实现气体的油到渣油（脱沥青），以及将任何馏分转化为分子量低于原料的产品。加氢裂化反应在高氢分压条件下于催化反应器内进行，属于极高压反应（35巴至200巴），温度范围280 °C 至 475 °C。催化剂（钴/镍/钨系催化剂）有两个功能：氢化和裂化。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。

86. FCCU和RCCU两种工艺中，油和蒸气均在“提升管反应器”内与高温催化剂接触。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，在反应器的汽提工段，使用水蒸汽去除催化剂表面残留的所有油。催化裂化工艺会产生焦炭。焦炭在催化剂表面堆积可降低催化剂的活性与选择性。催化剂应连续再生，且主要是在再生器内于高温下烧去催化剂表面的焦炭。所得出的产物则通过多塔分馏系统进行分离。目前采用的催化裂化工艺都属于流化床工艺（FCC），使用粉末催化剂（20至50微米）。再生连续进行，部分催化剂从反应器输送至再生器，再从再生器输送至反应器。FCC常用的原料有：减压瓦斯油；常压瓦斯油；常压渣油；减压渣油；焦化瓦斯油；减粘裂化瓦斯油；以及脱沥青油。通常可得出的产品有汽油、柴油、轻质燃料油和富烯烃气体。

87. 流化催化裂化装置（FCCU）是炼油厂内废气排放的主要来源之一。其废气排放源自再生器，包括一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、颗粒物（主要是催化剂细粒，包括其所含的重金属）以及二氧化硫。

气体处理车间的装置

88. 低沸点烃类通常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 C1-C5 以及更重的烃类。气体处理车间使用多塔分馏系统分馏以下组分：C1-C2 馏分；C3 馏分（丙烷）；C4 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吸附的脱硫醇装置。

醚化装置

89. 甲基叔丁基醚（MTBE）/乙基叔丁基醚（ETBE）装置的原料是来自 FCCU 装置的 C4 烃类，以及甲醇（CH₃OH）或乙醇（C₂H₅OH）。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，也可与分馏塔相结合（此类反应器一般称作催化蒸馏反应器或反应柱）。催化剂采用磺酸树脂。甲基叔戊基醚（TAME）装置的原料为 LCN（轻质石脑油，成分是 C5 烃类，包括烷烃和烯烃）。但是，只有具备反应性的异戊烯（2-甲基丁烯-1 和 2-甲基丁烯-2）与甲醇反应，直接生成 TAME（甲基叔戊基醚）。采用绝热型反应器，所用的催化剂与甲基叔丁基醚/乙基叔丁基醚装置相同。MTBE、ETBE和TAME等含氧化合物，最初只用作提高辛烷值的添加剂，但目前也因其含氧而添加至装置内，用于还原所排放气体内的一氧化碳与烃类。

烷基化装置

90. 烷基化装置用于生产名为烷基化合物的高品质汽油调合成分。烷基化指低分子量烯烃（主要是丙烯和丁烯的混合物）与异丁烷在催化剂（硫酸或氢氟酸）的作用下发生反应，生成分子量更高、辛烷值更高的异构烷烃（最好是异辛烷）。所得出的产物（烷基化物）由高辛烷值支链烷烃的混合物组成。烷基化物是一种优质的混合原料（研究法辛烷值（RON）高达98），其具体的辛烷值取决于所用烯烃的类型以及具体的操作条件。

91. 此工艺要求在强酸环境下进行低温反应（氢氟酸或无烟硫酸）。氢氟酸烷基化反应产生酸溶性油（通常简称 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）。酸性污泥在分解炉内与燃料气共同燃烧后回收硫酸（硫酸再生），燃烧温度1050° C，硫酸则分解为二氧化硫。分解炉排出的气体在废热锅炉内冷却至 350° C，再进一步冷却和过滤。气体和冷凝水则送入气体处理系统。

聚合装置

92. 聚合指单体单元通过共价键结合以产生巨大分子的过程。巨大分子则是一种“高分子量的物质，由相互结合的重复单元组成”。

93. 聚合工艺装置对 C3 和 C4 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，通常用作烷基化工艺的低成本替代工艺。反应一般在高压下进行，使用天然硅胶吸附的磷酸催化剂。

焦化装置

94. 焦化是一种高裂化度的热裂化工艺，主要用于减少炼油厂低价值残余燃料油的产量，并将残余燃料油转化为汽油和轻质与重质汽油等运输燃料。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，含 5%到6%的烃类。焦化装置基本上将低价值残余馏分转化为商业价值更高的轻质产品（湿天然气、轻质和重质瓦斯油）和石油焦。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，适合用于实现流态化焦的气化，由此生产焦炉气。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。高温蒸汽被送回分馏塔。此类轻质烃类产物在含硫气体处理系统中进行处理。对凝析的烃类进行再处理，水则再用于焦炭塔的熄焦或切焦。

95. **焦化装置**分两个、四个或八个焦炭塔。焦化加热炉装料输送至其中一个焦炭塔，其他焦炭塔则依次进行汽提、水冷和除焦操作。通常向加热炉引入蒸汽，以便控制速度，从而最大限度减少焦炭沉积。延迟焦化的化学反应较复杂，但会发生以下三种反应：进料经过焦化装置时部分汽化和轻度裂化（减粘裂化）；蒸气经过焦炭塔时发生裂化；以及焦炭塔中捕获的液体发生连续裂化与聚合反应，直至转化为蒸气和焦炭。

96. 除焦过程中，正在使用中的焦炭塔装满时，出于安全原因应将其隔离，蒸至去除烃蒸气，通过加水冷却，打开后排出，焦炭即去除。大多数工业装置都采用液压系统进行除焦操作，也就是使用高压水喷射器，通过旋转钻杆将其降低至焦炭床。焦炭从焦炭塔下落，直接收集于轨道车内，或以液体泥浆的形式泵送至料堆。之后，为了清除一切挥发性物质，须在 1100° C至1250° C左右的温度下煅烧。此操作不会降低硫含量。焦炭中所含的硫在灵活焦化气化炉中转化，且主要转化为硫化氢，同时转化出微量的羰基硫。焦炭中所含的氮则转化为氨。

减粘装置

97. 减粘装置采用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。减粘装置的主要优点是具备工艺灵活性，可直接处理重渣油，技术相对简单，且耗费资本和运营成本低。减粘工艺的特点是渣油转化率低，但可将粘度降低10倍以上，还可生产标准燃料油，从而能够释放出大部分直馏减压瓦斯油。

98. 裂化程度最重要的控制因素应始终是所谓减粘渣油的稳定性和粘度。减粘渣油则用作燃料油的调合组分。总体而言，温度上升或滞留时间加长可造成裂化度上升。提高裂化度则可提高汽油产量，同时产生低粘度的裂化渣油（燃料油）。但过度裂化可导致燃料油不稳定，在储存期间形成污泥和沉积物。

99. 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

100. 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，用于改善颜色和稳定性，以满足产品的规格要求并去除杂质。常规的基础油联合装置是劳动力密集性装置，主要因为该装置属于批量间歇运行，通常要生产多个规格的基础油且有大量的产品搬运作业。

气体处理及硫回收装置（SRU）

101. 有大量炼油工艺尾气（含硫气体）均需进行脱硫处理，以满足氮氧化物排放限值要求，并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，含有高浓度的硫化氢和羰基硫，同时混有轻质的炼厂气。回收元素硫之前，需将炼厂气（主要是甲烷和乙烷）与硫化氢以及羰基硫分离开来。通常可在化学溶剂中溶解硫化氢和羰基硫，由此进行分离。最常用的溶剂为胺，例如单乙醇胺（MEA）、二乙醇胺（DEA）或单-二乙醇胺（MDEA）。此外，也可使用分子筛、活性炭和海绵铁等干吸附剂。

102. 胺气体处理装置中采用胺溶剂工艺，将二乙醇胺（DEA）溶液（或其他弱胺溶液）泵送至吸收塔顶部，向上流动的酸性气体在顶部的逆流中与胺溶液接触，硫化氢和羰基硫以及二氧化碳（若有）便溶解于溶液内。出塔的燃料气体已脱去硫化氢和羰基硫，作为经处理的脱硫气流排出后，送往炼厂的燃料气体网络。通过加热和汽提完成胺与硫化氢和羰基硫溶液的再生，脱去硫化氢气体，再送回吸收塔。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（SRU）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。

103. 克劳斯脱硫工艺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，由所生成的二氧化硫与未燃烧的硫化氢反应得出元素硫。克劳斯工艺的硫回收率在90%（使用一个催化反应器）到98%（使用三个催化反应器）之间。尾气处理装置（TGTU）可进一步回收硫（SRU硫回收率总体高达99%及以上）。

104. 源自硫回收装置（SRU）的废气通常含有硫化氢、硫氧化物和氮氧化物。SRU还可产生含硫化氢、氨和胺的工艺废水以及废催化剂的残留物。

含硫污水汽提装置（SWSU）

105. 有诸多工艺装置都会产生被硫化物和氨污染的水，通常称作含硫污水。含硫污水汽提装置（SWSU）可去除硫化物和氨，从而实现对含硫污水再利用。而苯酚和氰化物等其他化学物质的存在，导致了工艺操作的复杂性。含硫污水汽提装置（SWSU）对来自工艺装置的含硫污水进行处理并去除含硫气体。含硫污水汽提可采用不同的技术。采用一级汽提时，含硫污水在塔中通过注入蒸汽进行逆流式汽提，以去除硫化氢和氨。采用二级汽提时，在第一级调低pH值（6），以提高硫化氢的去除效率，在第二级则调高pH值（10），以提升氨的去除效率。这项技术的优点在于，经处理后的污水可重新用作脱盐器的洗盐水。二级含硫污水汽提（SWS）工艺的硫化氢和氨的总回收率分别可达98%和95%，残余浓度分别低至0.1 - 10 mg/l和1 - 10 mg/l。所生成的氨则可在炼油厂内使用。

制氢装置

106. 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，经过加氢脱硫处理的石脑油也可用作蒸汽重整器的原料。制氢装置通常配备一个**蒸汽重整器**（顶燃或侧燃炉），蒸发出的烃类蒸气流过装有催化剂的管道。催化剂与烃类蒸气发生反应（通常在约40巴的压力下）后生成氢气/一氧化碳的混合物，称作合成气。低温合成气通过重要的热回收工段后，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。二氧化碳使用胺吸附再生装置进行分离。所有排放和溢漏的胺都使用封闭式排放系统收集和回收，防止胺进入废水处理装置（WWTU）。大多数制氢装置（HGU）还配备有**变压吸附（PSA）**工段，此工段内的分子筛使得纯化氢气浓度上升，从而留住了氮等高分子量的组分。

化学处理装置

107. 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。可利用萃取或氧气工艺（例如抽提-催化氧化法（MEROX），一些老式加氢炼油厂正在使用），也可同时使用这两个工艺，具体取决于要处理的工艺物料流。萃取工艺利用苛性碱进行萃取，去除硫醇，从而减低硫含量。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。也就是说，在脱硫醇工艺中，总的硫含量并未降低，因此，该工艺仅适用于硫含量不显著的情况。

108. 萃取装置排放出的废苛性碱洗涤液（废苛性碱）是炼油厂最棘手的废弃物之一。原因主要在于其硫化物含量非常高，不适合直接排入废水处理装置（WWTU）。若以气体形式泄漏，则硫化物含量高还可导致臭味和安全问题。

109. 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的硫代硫酸盐、亚硫酸盐和硫酸盐。处理后的废水则适合于在废水处理装置中进行生物处理。

气化装置

110. 气化装置包括焦炭气化、烃类气化（部分氧化）和氢气纯化（即湿法洗涤、膜系统、低温分离和变压吸附）。焦炭气化产生的合成气含有硫化氢和羰基硫。合成气进入胺处理装置进行处理。

调合设施

111. 调合是石油炼制的最后一道工序，将产品按不同比例混合，以达到商业规格要求。混合可在线进行（使用专用软件，以主要汽油参数的统计数据库为依据，可轻松快速地在在线测量并用于计算恰当的调合比例），也可在批量调合罐中使用中间馏出油接受罐进行。

112. 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

113. 炼油厂的辅助设施一般包括废水处理装置（WWTU）、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），以及能量/电力系统（例如锅炉、燃烧炉、气体透平机）。

114. 蒸气火炬系统：火炬系统主要功能如下：

- 正常操作期间进行气体处置；
- 天然气处理过程意外中断时处置天然气；
- 为工艺设备的维修/维护做准备；
- 应急；
- 避免进行排空作业。