

陆上石油天然气开发业环境、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。¹。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》具体针对陆上石油天然气开发行业，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，可能需要制订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。

适用性

《陆上石油天然气开发业 EHS 指南》包括以下方面的相关信息：地震勘探；勘探和开发钻井；开发和生产作业活动；运输作业活动，包括管道；其他设施，包括泵站、计量站、清管站、压缩站和储存设施；辅助及支持性作业活动；以及报废。关于海岸附近陆上石油天然气设施（例如海岸终端站主要供应基地、装卸终端）的其他指导意见，参阅《港口和码头 EHS 指南》。本文件包含下列各部分：

1 具体行业的影响与管理

¹ 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

附件 A 行业活动的一般说明

1 具体行业的影响与管理

本章概述与陆上石油天然气开发有关的 EHS 问题，并提出如何对其进行管理的建议。这些问题可能涉及本指南中提到的任何作业活动。有关如何管理大多数大型工业活动建造阶段各种常见 EHS 问题，《通用 EHS 指南》提供了更多的指导意见。

1.1 环境

应作为综合性评估和管理计划的一部分，针对项目具体的风险和潜在影响，考虑以下环境问题。与陆上石油天然气开发有关的潜在环境问题包括：

- 大气排放物；
- 废水/污水排放；
- 固体和液体废弃物管理；
- 产生噪声；
- 陆地影响和项目遗留痕迹；
- 溢漏。

大气排放物

陆上油气作业的主要大气排放物来源（连续或非连续来源）包括：生产电热的燃烧源以及压缩机、泵和往复式发动机（锅炉、透平机等发动机）；以及烃类燃烧和放空产生的排放；以及无组织排放物。

这些来源的主要污染物包括氮氧化物、硫氧化物、一氧化碳和颗粒物。其他污染物可能包括：硫化氢（H₂S）；挥发性有机化合物（VOC）；甲烷和乙烷；苯、乙苯、甲苯和二甲苯（BTEX）；甘醇；以及多环芳烃（PAH）。

对一切造成严重温室气体（GHG）排放（每年超过 100 000 吨CO₂ 当量）的设施和辅助作业，应根据国际通行的方法和报告程序，每年定量测算总排放量¹。

应作出一切合理的尝试，以最大限度提高能源效率，从设施的设计入手最大限度降低能耗。总体目标应该是减少大气排放物，以及评估具有成本效益、技术上可行的减排方法。有关温室气体管理和节能的其他建议，参见《通用 EHS 指南》。

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》。应通过这些评估，确保人类健康和环境不会受到负面的影响。

¹ 关于定量测算的其他指导意见，参见《IFC 指导说明 3》，网址：www.ifc.org/envsocstandards。



废气

为了生产热电、进行注水作业或对外输送油气，透平机、锅炉、压缩机、泵和其他发动机燃烧气体或液体燃料而产生的废气排放可能是陆上油气设施最重要的大气排放物来源。在所有设备的选型和采购中均应考虑大气排放指标。

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《热电 EHS 指南》。

放空和燃烧

对于石油生产中随原油采出地面的伴生气，陆上油气设施有时候采取放空或在大气中燃烧的方式加以处理。这种做法目前被广泛认为是浪费宝贵的资源，同时也是重要的温室气体排放来源。

但是，燃烧或放空也是陆上油气设施采用的重要安全措施，用于在发生紧急事件、发动机故障或设备故障或油气处理厂发生其他不正常情况时安全处置天然气和其他烃类。

陆上作业考虑燃烧和放空方法时，应遵循全球减少天然气燃烧及放空自愿标准（世界银行集团“全球减少天然气燃烧伙伴计划”（GCFR 计划¹）的一部分）。该标准提供如何消除或减少天然气燃烧及放空的指导意见。

伴生气连续放空目前不被认为是值得提倡的做法，应予避免。伴生气流应送入高效率的火炬系统进行燃烧处理，如果有可行的替代方案，应避免连续燃烧天然气。在采用燃烧方案之前，应尽可能评估天然气的替代利用方案，并纳入生产设计。

替代方法可包括利用天然气来满足现场的能源需求、将天然气输送至附近的设施或进入市场销售、天然气回注以保持油藏压力、利用气举法提高采收率或用作仪表用气。应详细记录替代方案评估结果。如目前没有可行的替代方案，则应评估最大限度减少燃烧量的措施，并将燃烧视作临时性解决方案，而以消除伴生气的连续燃烧作为首选目标。

如果燃烧是必不可少的，则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，最大限度减少吹扫和试采的火炬燃烧放空，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试采装置；
- 确保有足够的出口速度以最大限度减少试采井喷的风险，并采取防风措施；
- 使用可靠的试采点火系统；
- 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

¹ 世界银行集团（2004）。



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。

如发生紧急事件或设备故障，或油气处理厂发生不正常情况时，多余气体不应放空，而应该送往高效率的火炬气系统。根据现场的具体情况，如果不可能将气流燃烧放空或没有火炬气系统，例如气流中的烃含量不足以支持燃烧，或气体因压力不足而无法进入火炬系统，则可能有必要进行紧急放空。在考虑设立紧急气体放空设施之前，应完整记录对排除气体火炬燃烧系统的论证过程。

为了最大限度减少因设备故障和油气处理厂发生不正常情况而进行燃烧放空的事件，油气处理厂应达到高可靠性（>95%），并制订备用设备规范和油气处理厂的停产操作规范。

应在初步调试投产阶段估算新设施的火炬燃烧气量，以便制订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。

无组织排放

在陆上油气设施中，无组织排放可能与冷喷口、管道和油管、阀门、连接、法兰、盘根、开口管线、泵密封、压缩机密封、泄压阀、储罐或以露天坑/隔离装置的泄露及烃类装卸作业有关。

在设施的设计、运行和维护中，应考虑和实施控制和减少无组织排放的方法。选择阀门、法兰、接头、密封和盘根时，应考虑安全性和适用性要求及其密封能力，以减少气体泄露和无组织排放。此外，应实施泄漏探测和维修计划。必要时，对烃类装卸作业应安装蒸汽控制装置。

罐顶应安装泄压阀，避免使用开放式排气口。必要时，对油轮的烃类装卸作业应安装蒸汽控制装置。蒸汽处理系统包括不同的装置，例如碳吸附、制冷、热氧化和贫油吸收装置。有关防控储罐无组织排放的其他指导意见，参见《原油及石油产品终端 EHS 指南》。

油气井测试

在实际可行及可能的情况下，应避免在油气井测试过程中对所生产的烃类进行燃烧处理，特别是如果井场靠近当地社区或位于环境敏感区域内。应在考虑挥发性烃类储运安全的前提下，评估各种可行的方案，回收油气井测试中所采出液态烃，送往油气处理设施或采取其他处置方案。应书面充分记录对所采出烃类处置方案的评估过程。

如果燃烧是测试所采出液态烃的唯一处置方法，则应最大限度减少测试中采出的烃类，并且油气井的测试时间应尽可能缩短。应选择配有适当燃烧促进系统的测试火炬燃烧头，最大限度减少不完全燃烧、黑烟和坠尘。应记录烃类的燃烧量。

废水

《通用 EHS 指南》提供了废水管理、节水、水再利用以及废水和水质监督计划方面的信息。下面的指导意见系针对陆上油气业特有的废水。



采出水

开采烃类时，油气藏中的水（地层水）也会被采出地面。采出水可能是陆上油气工业管理和处置量最大的废弃产品之一。采出水是由无机化合物（可溶性盐、微量金属、悬浮颗粒）和有机化合物（分散及可溶性烃类、有机酸）组成的复杂的混合物，许多情况下还包含在烃类开采过程中添加的化学添加剂（例如防垢剂和防腐剂）。

应评估各种可行的采出水管理和处置方案，并纳入生产设计。主要的处置方案可能包括回注油藏以提高原油的采收率，以及注入钻至适合的地下接收地层的专用处置井。如果采出水的化学性质合适，可考虑其他可能的用途，例如灌溉、粉尘控制或其他工业用途。采出水排放至地表水域或土地应该是不得已的方法，只有在没有其他方法的时候才能使用。采出水应处理达到本指南第 2.1 部分表 1 所列的标准¹。

采出水处理技术的方法取决于所选择的最终处置方案和现场的具体情况。可考虑的技术可包括组合采用重力和（或）机械分离和化学处理，为了达到回注或排放要求，可能需采用由多种技术序贯构成的多级处理系统。应提供足够的处理系统储备能力以确保连续运行和（或）提供替代的处置方法。

要减少采出水的处置量，应考虑以下措施：

- 在完井作业中对井进行适足的管理，以最大限度减少水的采出量；
- 对水采出量高的井进行重新完井，以最大限度减少水的采出量；
- 采用井下流体分离技术（在可能的情况下）以及堵水手段（在技术上和经济上可行的情况下）；
- 关闭水采出量高的井；

如果对采出水采取地面处理方法，则为了最大限度减少与采出水中化学添加剂残留有关的环境危害，应考虑化学添加剂的使用量、毒性、生物利用度和生物蓄积潜力，慎重选择开采用的化学添加剂。

对于采出水，也可采用向蒸发塘中排放的方法进行处置。本指南关于地面储存或排水坑的建造和管理措施也应适用于采出水蒸发塘。

水压试验水

对设备和管道进行水压试验时，需要使用水进行压力试验，以探测漏点，核实设备和管道的完整性。为了防止内部腐蚀或确定漏点，可能会加入化学添加剂（防腐剂、除氧剂和染料）。进行管道试验时，在新建管道的不同部分安装测试管汇时，应避开河岸带和湿地。

水压试验的取水不应给自然水体的水位或流速带来负面影响，并且测试用水的取水速度（或取水量）不应超过水源来水量（或流量）的 10%。取水时，应在取水点采取必要的防腐措施和拦鱼控制设施。

水压试验完成后，测试用水的处置方法包括注入处置井（如有可用的处置井）、排入地表水体或土地表面。如果没有可用的处置井，必须向地表水或土地表面排放，则应考虑下列污染

¹ 向地表水域排放废水不应给人类健康和环境受体造成重大影响。可能需要制订考虑排放点、排放速度、化学利用及扩散和环境风险的处置计划。排放区域应远离环境敏感区域，特别要注意高水位的脆弱含水层和湿地以及社区受体，包括水井、取水口和高价值农用地。



防控措施:

- 最大限度缩短测试用水在设备或管道内的停留时间，从而减少化学品需求；
- 如果必须使用化学品，则从浓度、毒性、生物可降解性、生物利用度和生物蓄积潜力的角度出发，仔细选择化学添加剂；
- 使用公认测试方法，进行必要的毒性测试。可能有必要设置蓄水池，让水的毒性自然消解。蓄水池应符合本指南中关于地表储存或排水坑的指导意见；
- 使用相同的水压试验用水进行多次试验；
- 使用和排放前应监测水压试验用水的质量，并处理达到本指南第 2.1 部分表 1 所列的排放标准；
- 如果必须向地表水体排放大量经过化学处理的水压试验用水，则应对在排放点上游和下游的受体水域进行监测。可能有必要在排放后对承受水体进行化学分析，以证明环境质量没有恶化；
- 如果向水体排放，则选择适当的排放点时，应考虑测试用水的数量和成分以及承受水体的来水量或流量，以确保在规定的混合区之外，水质不会受到负面影响；
- 对排放水流使用缓流池或能量消散设施（例如保护性堆石护坡、挡板、油布）；
- 采用沉积控制方法（例如淤泥栅栏、沙袋或草捆）来防止排放对水生生物、水质和水用户的潜在影响，例如沉积物增加和水质下降；
- 如果向土地排放，选择可防止承受土地被淹没、土壤流失或农业能力降低的排放场所。应避免直接排放至耕地和紧靠社区/公共取水口上游的土地；
- 运行清管器清洗管道过程中排放的水和预试验用水应收集在贮水池内，应在测试水质后再排放，以确保符合本指南第 2.1 部分表 1 所列的排放条件。

冷却和加热系统

对于油气设施的冷却和加热系统，应考虑《通用 EHS 系统》中介绍的节水方法。如冷却水向地表水域排放，则应选择可实现热卷流最大限度混合及冷却的排队放地点，确保在规定的混合区边缘或距离排放点 100 米处环境温度的升高在 3 摄氏度以内，详见本指南第 2.1 部分的表 1。

如果冷却水系统中使用了灭生物剂和（或）其他化学添加剂，则应使用基于风险的评估工具，评估排放的剩余影响。

其他废水

陆上石油天然气设施通常都会产生的其他废水包括生活污水、排出水、罐底水、消防废水、设备和车辆清洗废水和一般性的油污水。对于这些废水，应考虑防控措施包括：

- 生活污水：淋浴、厕所和厨房设施排出的污水应按《通用 EHS 指南》的规定进行处理；
- 排水和雨水：可能被油污染的工艺区排水的排水系统（封闭排水系统）与非工艺区排水的排水系统（开放式排水系统）应尽可能相分离。所有工艺区均应设立拦水堤，确保排水流入封闭式排水系统，避免不受控制的被污染地表径流。设计时应着眼于可预见的运行情况，为排水池和拦水池留出足够的容量。对于不在堤保护区内的设备，应使用接漏盘或其他控制措施来收集设备处流出的水，将水引入封闭式排水系统。作



为开放式排水系统的一部分而修建的雨水排水道和收集池，应安装油水分离器。油水分离器可以是挡板式或聚结板式，应定期维护。雨水径流应使用可将油脂浓度处理至 10 mg/L 的油水分析系统进行处理，详见本指南第 2.1 部分的表 1。有关雨水管理的其他指导意见，参见《通用 EHS 指南》；

- 罐底水：应定期维护储罐的罐顶和密封，最大限度减少罐底水的蓄积，以防止雨水入渗。如有可能，应考虑将这些水与采出水合并处理和处置。此外，这些水应作为危险废弃物对待，按照油气设施的废弃物管理计划进行处置。此外，罐底污泥也应定期清除，作为危险废弃物加以回收或处置；
- 消防废水：演习产生的消防废水应引入油气设施的排水系统；
- 清洗废水：设备和车辆的清洗废水应导水封闭式排水系统；
- 一般性油污废水：来自工艺设备和管道的接漏盘和塞流液塞的油污废水应导入封闭式排水系统。

地面储存或排水坑

如果使用地面水坑或水池来储存或临时处置废水，则水坑应修建在环境敏感区之外。

废水坑的修建和管理措施应包括：

- 使用内衬层，使坑底及坑壁的渗透系数不超过 1×10^{-7} 厘米秒 (cm/s)。内衬层应与待储存物质相容，强度和厚度足维持废水坑的完整性。典型的内衬材料包括合成材料、混凝土/黏土或天然黏土，对天然内衬应进行导水率测试；
- 排水坑的最上沿一般比季节性最高水位高 5 米；
- 采取预防措施（例如精心选址、边坡截水沟），防止在暴雨时，自然的地表排水进入排水坑或决堤；
- 排水坑周围安装围栏或安装拦截网，防止人、牲畜和野生动物（包括鸟类）进入；
- 定期清除和回收排水坑表面的烃类；
- 作业完成后，清除坑内污水，按照废弃物管理计划进行处理；
- 作业完成后，坑区恢复原状。

废弃物管理

除允许的废水和大气排放物之外，陆上油气设施通常都会产生的典型危险及无危险废弃物¹包括包装一般性的办公室垃圾及包装废弃物、废油、石蜡、油污抹布、液压液、废电池、空油漆罐、废弃化学品和用过的化学品容器、废过滤材料、荧光灯管、废金属和医疗废弃物等。

废弃材料应分按无危险和危险分开，以进行再利用、回收或处置。应通过废弃物管理规划，在产生任何废弃物之前，对将要产生的废弃物制订明确的管理策略，包括废弃物的消除、减少或回收、或处理和处置方案。应制订废弃物管理计划，内容是废弃物策略、储存（包括设施和地点）及运输程序，并应包括明确的废弃物追踪机制，以追踪废弃物从发运地点至最重处理和

¹ 见当地立法或国际公约的定义。



处置地点的运输情况。有关这些典型废弃物管理的指导意见，参见《通用 EHS 指南》。

陆上油气开发作业特有的其他重要废弃物可能包括：

- 钻井液和钻屑；
- 出砂；
- 完井和修井流体；
- 天然放射性物质。(NORM)

钻井液和钻屑

在油气田钻井作业中，钻井液的主要功能是从井筒中取出钻屑（岩屑）和控制地层压力。其他重要功能包括密封渗透性地层、维持井筒稳定、冷却和润滑钻头以及将液压能量传递给钻井工具和钻头。一般而言，从井筒中取出的钻屑和废钻井液油气钻井作业产生的最大废弃物来源。钻井液体系多种多样，但是一般而言，都属于以下两类钻井液体系中的一类：

- 水基钻井液体系 (WBDF)：连续相，也就是固体（或液体）的悬浮介质是水或能与水混合的液体。WBDF 有许多变种，包括胶体、盐聚合物、盐乙二醇和硅酸盐钻井液；
- 非水钻井液 (NADF)：连续相，也就是固体（或液体）的悬浮介质是不能与水混合的油基、矿物油基或合成基液体。

此外，也有基于柴油的钻井液，但使用包含柴油的体系作为液相的主要成分不被认为是值得提倡的好做法。

一般情况下，大多数钻井液中使用的固体介质都是用于调节比重的重晶石（硫酸钡），以膨润土作为增稠剂。此外，钻井液还包括许多化学添加剂，具体取决于井下地层情况。

钻井液送入井下，循环返回地面后，通过地面设施中的固体控制系统使钻井液与钻屑相分离，这样钻井液可重新循环回到井下，留下钻屑等待处置。钻屑中包括一定的残留钻井液。钻屑的产生量取决于井的深度和井段的直径。钻井液的流变性能或钻井液的密度无法再维持时，或钻井结束后，需要将钻井液置换出来。置换出来的废钻井液放入容器内，回收再利用或进行处置（NADF 钻井液一般要挥发再利用）。

应评估可行的钻井液和钻屑处理及处置方案，并包括在钻井方案内。方案可由以下一项或多项处理方法构成：

- 钻井液和钻屑的混合物注入专门的处置井内；
- 注入井的环状空间内；
- 储存在专用的储罐内或带衬里的排放坑内，然后进行处理、回收和/或最终的处理和处置；
- 在现场或异地进行生物或物理处理，使钻井液和钻屑无危险化，然后使用既定的方法进行在最终处置前，例如在内部热脱附装置中通过热脱附操作分离出 NADF 重新利用、生物修复、土地耕作或使用水泥和/或混凝土进行固体化。应确定无危险固体钻屑的最终处理路线，可包括用作道路建设材料、建筑填充材料，或通过填埋的方法进行处置，包括在适当的情况下用作填埋的覆盖层和封顶盖层。如用于土地耕作，则应证明不会改变下层土壤的化学、生物和物理性，对水资源不会造成影响；
- 供应商回收废钻井液，处理后再利用。



考虑通过以下方式最大限度减少钻井液和钻屑的量：

- 使用高效固体控制设备，减少钻井液的净化补充需求，最大限度减少钻屑中的钻井液残留量；
- 在可行的情况下，使用小井眼多层井和连续油管钻井技术，减少钻井液的用量和钻屑产生量。

废钻井液的污染防控措施包括：

- 仔细选择钻井液体系，最大限度减少与钻屑排放物中残留化学添加剂有关的环境危害；
- 考虑技术要求、化学添加剂的浓度、毒性、生物利用度和生物蓄积潜力，仔细选择钻井液添加剂；
- 监测和最大限度降低配置钻井液所用重晶石的重金属杂质的浓度（主要是汞和镉）。
- 本指南关于地面储存或排水坑的建造和管理措施也应适用于钻屑和废钻井液排放坑。钻井排放坑应尽快封闭，不应晚于钻井作业结束后 12 个月。如果钻井作业结束后，就地掩埋钻井废弃物（混合—掩埋—覆盖处置法），则应满足以下最低要求：
 - 坑内掩埋物尽可能干燥；
 - 如有必要，废弃应与适当数量的下层土壤混合（一般是按体积计算，三份下层土壤与一份废弃物混合）；
 - 混合物上方至少堆放一米厚的清洁的下层土壤；
 - 不应使用表层土壤，但是应在下层土壤上方覆盖表层土壤，以完全复原坑区。
 - 应对坑内废弃物进行分析，计算出最大的生命周期负荷。可能需要进行基于风险的评估，以证明未超过国际公认的化学品接触限值。

出砂

在油气处理过程中，从地层液体中分离油藏出砂。出砂可能沾染了烃类，但是根据地点、深度和油藏特点的不同，油含量可能有巨大的差异。完井时应以从根源上减少出砂为目标，采取有效的井下控砂措施。

出砂应作为含油废弃物对待，可与其他固体油污废弃物（例如使用 NADF 时的钻屑或罐底污泥）一起处理。

如用水来进行出砂除油，则应回收所用的水，并送入相当的处理和处置系统（例如，如有采出水处理系统，可送入采出水处理系统）。

完井和修井流体

完井和修井流体（包括完井液及修井液）一般可能包括盐水、酸、甲醇和乙醇按一定比例配成的液体，以及其他化学体系。这些液体用于清洁井筒和提高烃类产量，或用于维持井下压力。这些液体使用后，可能会包含污染物，包括固体物质、油和化学添加剂。应在考虑体系、毒性、生物利用度和生物蓄积潜力的前提下，选择化学体系。应对这些液体评估可行的处置方案。处置方案可由以下一项或多项处理方法构成：

- 如果采用封闭体系，则收集液体，然后运往原供应商处进行回收利用；
- 注入专用处置井（如有）；



- 与采出水合并处理和处置。废酸应先中和，然后再进行处理和处置；
- 根据废弃物管理计划，在现场或异地获认可的设施进行生物或物理处理。

天然放射性物质

根据油田的油藏特点，天然放射性物质（NORM）可能以结垢或污泥的形式在工艺管道和生产容器内沉淀下来。如果存在 NORM，则应制订 NORM 管理方案，以便按正确的规程进行处理。

如果出于职业健康原因（第 1.2 部分）必须去除 NORM，则处置方法可包括：在弃井作业时封入废料罐；注入深井或盐穴；注入井的环状空间或装入容器密封后作填埋处置。

应对污泥、结垢或受 NORM 影响的设备进行处理、加工或隔离，以使未来人类可能接触处理后废弃物的接触量是在国际公认的风险限制以内。应采用公认的行业处置做法。如废弃物送往外部进行处置，则该等设施必须持有接收该等废弃物的许可证。

危险物质的管理

关于危险物质管理的一般性指导意见，参见《通用 EHS 指南》。对于陆上油气行业使用的化学品，还应遵循下列原则：

- 运用化学危险评估和风险管理手段，对化学品及其影响进行评估。应测试某些化学品的环境危害；
- 在可能的前提下，选择危害较小、对环境和（或）人类的潜在影响最小的化学品；
- 应避免使用臭氧消耗物质¹。

噪声

油气开发作业活动在所有开发阶段都会产生噪声，包括地震勘测、建造活动、钻井和开采、航空勘测和空中或道路运输。作业活动中的主要噪声及振动污染源很可能是火炬燃烧和转动设备。噪声源包括火炬和放空、泵、压缩机、发电机和加热设备。噪声防控措施，以及城市或农村地区日间和夜间噪声级的指导值，见《通用 EHS 指南》。

应对靠近当地人口的开发活动进行基线噪声评估，以估算噪声影响。对重大噪声源，例如永久处理设施的火炬塔，应进行噪声扩散模拟，以确定可达到的噪声级指导值，协助确定设施的选址、设计火炬塔的高度、工程隔音板和建筑物的隔音措施。

应尽量减少与油气田有关的车辆交通，并避免车辆不必要地穿越当地社区。应选择飞行进出路线和低空飞行高度以及飞行作业时间，在不影响飞机和安全的前提下，减小噪声影响。

地震作业产生的声音和振动传播可能导致人类或野生动物受到影响。在制订地震勘测计划时，应考虑以下措施以最大限度减小影响：

- 在可能的前提下，最大限度减少在当地人口聚居区附近开展地震作业；
- 最大限度减少同时在相距很近的测线上进行地震作业；
- 尽可能降低振动电机的功率；

¹ 见《关于臭氧层消耗物质的蒙特利尔议定书》的定义。



- 尽可能缩短作业时间；
- 如采用炮眼法，则应适当选择装药量和炮眼深度，以降低噪声级。正确回填或堵塞炮眼也有助于降低噪声级；
- 确定对野生动物敏感的区域和时间段，例如取食和繁殖的地点和季节，尽量避开野生动物；
- 如果区域内有敏感的野生动物物种，则在产生噪声的作业开始之前和整个地震勘测期间，都要监测这些物种的存在情况。在预计会对敏感物种造成显著影响的区域，应使用有经验的野生动物观察人员。在敏感地点，作业量要缓慢增加。

陆地影响和项目遗留痕迹

勘探和施工作业造成的项目遗留痕迹可能包括地震道、井场、临时设施（例如宿营地、物料（钻杆）堆场、车间、临时道路、简易机场和直升机起降场设备堆场）以及建筑材料采掘区（包括取土区和采石场）。

操作遗留痕迹可包括井场、永久性处理、输送和储存设施、管道路权走廊、临时道路、辅助设施、通讯设施（例如天线）和发电设施和输电线路。影响可包括丧失或破坏陆地栖息气、为野生动物的活动制造障碍、土壤流失以及干扰水体，包括可能的沉积物、非本地入侵植物物种的立足和视觉干扰。干扰程度取决于作业活动以及现有植被、地形实体和水道的位置及特点。

在设计中应考虑永久性设施的视觉影响，以便最大限度减小对现有景观的影响。设计应利用现有的地形和植被，并在技术上可行和不显著增加设施总占地面积的情况下，对设施和储罐采取低高度设计。此外，考虑对大型构筑物使用能够与背景交融的适当油漆颜色。有关在建造和报废作业活动中最大限度减少项目遗留痕迹的一般性指导意见，参见《通用 EHS 指南》。

其他最大限度减小陆上油气开发活动遗留痕迹的防控措施可包括：

- 一切设施在选址上均开关键的陆地及水生栖息地，并且在施工作业活动的规划要避免每年的敏感时间段；
- 最大限度减少地上永久性设施的土地要求；
- 最大限度减少要清理的土地面积。手工砍伐清理，尽可能避免使用重型设施（例如推土机），特别是在陡峭的斜坡、水域和湿地的交汇处以及林区和生态敏感区；
- 在实际可行的范围内，采用集中处理的模式；
- 最大限度减小小钻井作业的井场面积，应考虑采用卫星井/丛式井、定向井、大位移井钻井技术，最大限度在敏感地点采用这些技术；
- 尽可能避免在洪泛平原上建造设施，与水体正常的最高水位线或饮用或生活用水井的距离至少 100 米；
- 临时道路和管道走廊方面，尽可能考虑采用已有的公用设施及交通走廊；
- 考虑临时道路的走向路线，避免为偷猎提供更方便的出入条件等诱导性影响；
- 在建造和操作期间，尽可能减小管道路权带或临时道路的宽度；
- 限制建造期间任何时刻的露天管道沟长度。安全和其他方法，应在敏感地点和距离人



群活动区 500 米以内的地区修建安全防护栏和采取其他方法，防止人或动物坠入露天管道沟。在较偏远地区，设置供野生动物从露天管道沟脱身的坡道（在有野生动物活动的地区，一般是每公里设置一个脱身坡道）；

- 考虑在管道及临时道路的路权带沿线设置动物通道，例如桥梁、涵洞和跨线桥；
- 如有可能，管道全程的管道顶部埋深至少为 1 米；
- 仔细考虑跨越河流修建管道的所有可行方法，包括水平定向钻进；
- 施工作业结束后，对管道路权带和临时地点（例如工人宿营地、堆场、临时道路、直升机起降场和施工车间）进行清理，并将地貌和排水系统完全恢复至施工前的状态（包括在施工作业结束后使用本地的植物物种进行适当的绿化）；
- 将异地的集中采掘设施恢复原状，包括取土区和采石场（专为施工而建或主要用于施工者）；
- 对复原地点实施维修及维护计划；
- 考虑采用低影响的地震技术 [例如尽量缩小地震测线的宽度（一般不超过 5 米）、限制林区新切割线的视线距离（大约 350 米）]；
- 如果必须保留植被覆盖和工区出入受到限制（例如沙漠或有雪覆盖的极地沙漠），则考虑用炮眼法代替可控震源。在覆盖程度低的工区（例如沙漠或有雪覆盖的极地沙漠），应选择可控制震源机，但应仔细评估软土质地点，以免过度压实土壤；
- 必要时，对一切设施采取临时性和永久性的侵蚀及沉积控制措施、斜坡稳定措施和沉降控制及最小化措施；
- 定期对临时道路沿线及永久性地上设施内植被的生长进行养护，避免引入入侵植物物种。在植被控制上，采用生物、机械和热学措施来控制植被，尽可能避免使用化学除草剂。

如果证明必须使用除草剂来控制临时道路沿线或设施内植被的生长，则必须对相关人员进行使用除草剂的培训。应避免使用的除草剂包括按世界卫生组织推荐的农药危害分级标准属于 1a 级和 1b 级、按世界卫生组织推荐的农药危害分级标准属于 II 级（符合“国际金融公司绩效标准 3：预防和减少污染”¹之规定者除外）；以及列入《斯德哥尔摩公约》附件 A 和 B（符合公约规定者除外）的除草剂²。

溢漏

陆上油气设施（包括管道）可能因泄漏、设备故障、事故和人为错误或第三方干扰而发生溢漏。溢漏防控规划方面的指导意见，参见《通用 EHS 指南》，包括必须制订溢漏防控预案。

具体针对陆上油气设施的其他溢漏防控措施包括：

- 对设施和设计、钻井、流程和公用工程系统进行溢漏风险平估，以降低发生严重不受控溢漏的风险；
- 确保在设施的生命期内有足够的腐蚀余量或对所有管道、工艺设备和储管安装腐蚀控

¹ 国际金融公司绩效标准 3：预防和减少污染（2006）。网址：www.ifc.org/envsocstandards。

² 关于持久性有机污染物的斯德哥尔摩公约（2001）。



制及预防系统；

- 在容器和储罐周围采取二次围堵措施，以围堵意外的泄漏；
- 安装关断阀门，以便在发生溢漏后及时关断或隔离；
- 针对严重溢漏的情况，开发自动执行关断操作的紧急停车系统，使设施可迅速转入安全状态；
- 安装泄漏探测系统。对于管道，考虑采用遥测系统、数据采集与监控系统（SCADA¹）、压力传感器、关断阀和停泵系统等措施；
- 制订腐蚀维护及监测计划，以确保所有野外设备的完整性。对于管道，维护计划应包括定期清洗管道，必要时应该考虑采用智能化清管作业；
- 确保有关人员接受充分的溢油预防、围堵和处理培训；
- 确保部署或提供溢漏处理及围堵设备。

所有溢漏均应记录和报告。发生溢漏后，应调查根源，并采取改正行动以防止再次发生。应制订溢漏响应预案，并配备预案执行能力。溢漏响应预案的内容应包括油气设施、运输车辆、装卸作业和管道破裂的潜在石油、化学品和燃料溢漏。预案应包括以下内容：

- 描述作业活动、现场状况、后勤支持和油的性质；
- 确定管理溢漏处理工作的责任人，包其权限、角色和详细联系信息；
- 书面提出与政府机构合作的适当措施；
- 溢漏风险评估，定义不同潜在泄漏源的预期溢漏频率和规模；
- 运用一个充分的国际公认的计算模型，计算溢油在潜在受影响地表水体的轨迹，并预测多个可信的最可能溢油情境下的溢油去向和对环境的影响（包括最差情境，例如油井发生井喷）；
- 使用明确定义的一级、二级和三级分类制，根据溢漏的规模，清楚地定义溢漏的严重性；
- 至少提出一级溢油事故的管理策略和设备；
- 提出处理更大规模洋溢油事故时，外部资源的动员安排和规程，以及部署策略；
- 现场及场外处理设备的详尽清单、描述、地点和使用方法，以及部署设备所需的预计响应时间；
- 绘制涉险环境的敏感图。信息应包括：土壤类型；地下水和地表水资源；敏感的生态区和保护区；农业用地；居住区、工业区、休闲区、文化区和重要的景观地物；相关地物的季节性；以及要部署的溢油处理方案类型；
- 参考潜在受影响或相关方的意见，确定响应重点；
- 清理策略和回收油、燃料或其他被回收的被污染物的处理说明，包括运输、临时储存和处理/处置。

¹ SCADA 系指数据采集与监控系统，可用于石油天然气及其他工业设施，协助监控工厂和设备。



报废

陆上油气设施的报废通常包括彻底拆除永久性设施和对油气井作放弃处理，包括相关的设备、材料和废弃物处置或回收。有关报废作业期间常见环境影响防控制的一般性指导意见，参见《通用 EHS 指南》。油气设施要考虑的其他要求包括油气井放弃和管道报废方法。

油气井应在稳定和安全的状态下放弃。应用水泥塞将井筒密封至地面，任何已知的油气产层均应隔离以防止流体迁移。包含水层也应隔离。如果土地用于农业，则应切断地表套管，并盖土层的深度应超过犁深。

管道的报废方法包括留在原地，或拆卸后再利用、回收或处置，特别是如果管道是地上管道，对人类活动构成干扰。留在原地的管道应断开连接，隔离一切潜在的油气来源；清洗并清除管道内的烃类；以及密封管道的两端。

应制订初步的报废及复原计划，内容是确定所有设备和材料的处置方法，包括现场使用的产品和产生的废弃物。该计划应考虑拆除出油管线、拆除地面设备和设施、放弃油气井、管道报废及恢复。在油气田作业期间应进一步细化该计划，在油气田寿命结束之前完全制订该计划，包括报废作业活动的实施细节以及报废后监测和维护安排。

1.2 职业健康与安全

应作为综合性危害或风险评估（例如包括危害识别研究[HAZID]）或其他风险评估研究的一部分来考虑职业健康与安全问题。在设施和安全工作系统的设计以及安全工作制度的编制和宣传方面，应使用评估研究的结果来进行健康和安全管理规划。

在设施的设计上，应消除或减少发生伤害的可能性或事故风险，并考虑现场的主要环境状况，包括发生地震或飓风等极端自然灾害的可能性。

应通过健康与安全管理规划，证明：将采取系统性和结构化的健康与安全管理模式，并且在实际可能的范围内，采取控制措施把风险降到最低；员工已受到充分的培训；并且设备均保持在安全状态。建议成立油气设施的健康与安全委员会。

油气设施应建立正式的“作业审批”（PTW）制度。PTW 制度可确保安全进行所有可能危险的作业，并确保制定的作业得到有效的授权，就拟进行的作业进行有效的沟通（包括涉及的危害），以及在开始作业前执行安全隔离程序。应执行设备上锁/挂牌程序，确保所有设备在维修或拆卸前均已断开能量来源。

油气设施至少应配备专门的急救人员（包括院前急救人员）和提供短期远程病人急救的手段。根据在场的人员数量和设施的复杂程度，应考虑设置现场急救部门，并配备医学专业人员。根据具体情况，可选择远程医疗。

从设施的设计和操作方面管理主要职业健康与安全风险的一般性措施，参见《通用 EHS 指南》。除了有关健康与安全培训、个人防护装备和所有行业共有的物理、化学、生物及放射危害的指导意见，还提供了具体针对施工和报废作业的一般性指导意见。

陆上油气作业活动中需进一步考虑的职业健康与安全问题包括：

- 火灾和爆炸；



- 大气质量；
- 危险物质；
- 交通；
- 井喷；
- 应急准备和响应。

火灾和爆炸

防范火灾、防控火灾和爆炸的一般性指导意见，参见《通用 EHS 指南》。

陆上油气开发设施的设计、施工和运行均应执行火灾及爆炸危害防控方面的国际标准¹。油气设施预防火灾和爆炸的最有效方式是，预防泄漏可燃性材料和气体，以及尽早发现和终止泄漏。应最大限度减少潜在的点火源，潜在点火源与可燃材料之间以及处理设施与临近建筑物之间，应设置足够的隔离距离。²应根据国际惯例³，按可燃气体和液体泄漏的可能性，将油气设施划分为不同级别的危险区域。

油气设施的火灾和爆炸防控措施还包括：

- 采取被动式防火措施，防止发生事故后火灾蔓延：
 - 承重结构、防火墙和房间之间的防火隔断墙采取被动式防火措施；
 - 设计承重结构时考虑爆炸负荷或设置防爆墙；
 - 评估可能发生之爆炸的特点，根据评估结果设计防爆结构和防爆墙；
 - 具体防爆挡板或泄爆装置，以及井口、安全区和生活区的和防火防爆保护。
- 预防潜在的点火源，例如：
 - 正确接地，以避免静电积累和雷电危害（包括正式的接地连接使用及维护规程）⁴；
 - 使用具有内在安全性的电气设备和防爆工具⁵。
- 组合运用报警声在油气设施各处均可听到的自动及人工火灾报警系统。
- 在有战略意义的地点布设主动式防火系统，快速有效地作出反应。根据油气设施的可燃、易燃材料的类型和数量，灭火设备应符合国际公认的技术规格⁶。主动式灭火设备可组合使用，具体取决于火灾类型和火灾影响评估结果（例如，固定泡沫系统、固定消防用水系统、二氧化碳灭火系统和便携设备，例如灭火器，以及专用车辆）。安装卤代烷灭火系统目前不被认为是值得提倡的好做法，应予避免。应设置设计供水能力适当的消防水泵。务必要定期检查和维护灭火设备。
- 所有消防系统均应位于油气设施内有防火隔离带或防火墙保护的安全区内。如消防系统或设备位于潜在的火灾区内，则应采用被动式防火或故障安全设计。

¹ 例如，美国消防协会（NFPA）的“第 30 号规范：可燃、易燃液体规范”。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（API）的“推荐做法：防止静电、雷电和杂散电流导致的起火”（2003）。

² 安全间距方面的更多信息参见美国消防协会第 30 号规范。

³ 参见 API RP 500/505 电工区划分专门小组、国际电工委员会或英国标准学会（BS）发布的资料。

⁴ 参阅《国际油轮和油码头安全指南》（ISGOTT）第 20 章。

⁵ 参阅 ISGOTT 第 19 章。

⁶ 例如 US NFPA 或同等标准。



- 对于封闭空间，应使封闭空间惰性化，避免出现爆炸环境。
- 用防火隔离带或防火墙来保护生活区。通风入口应能防止烟雾进入生活区。
- 实施运输系统（例如油轮、铁路和公路罐车以及容器¹）产品装卸安全规程，包括使用故障安全控制阀和紧急关断设备。
- 制订火灾响应预案，并配备执行预案所需的资源。
- 作为工人健康及安全知识介绍及培训的一部分，提供消防安全培训，讲解如何应对突发事件，包括灭火设备的使用和疏散，并对专职的消防团队进行高级的消防安全培训。

大气质量

有关保持工作场所大气质量以及提供符合空气质量标准规定的新鲜空气的指导意见，参见《通用 EHS 指南》。

油气设施应配备可靠的气体探测系统，从而可以隔离泄漏源，减少可泄漏气体的存量。如发现气体泄漏，应进行设备隔离，或释放压力设备的压力，以降低系统压力，从而降低泄漏流量。此外，在决定是否批准进入封闭空间进行作业时，也应先使用气体探测装置进行探测后再决定。

只要有可能会蓄积硫化氢（H₂S）气体，即应考虑采取以下措施：

- 制订硫化氢（H₂S）泄漏事故应急预案，从疏散到恢复正常运行，包括所有必要的事项；
- 安装监测仪，只要探测到 H₂S 的浓度超过 7 毫克每立方米，即发出报警信号。应评估哪些地点容易发生硫化氢泄漏，以及哪些岗位会接触到硫化氢，根据评估结果确定监测仪的数量和安装位置；
- 向工作中硫化氢接触风险高的工人提供个人硫化氢探测器，以及自给式呼吸装置和氧气瓶，均摆放在方便的位置，让工人能够安全地放下工作，撤离到临时避难地或安全地点；
- 有人工作的建筑物保持足够的通风，以避免硫化氢气体的蓄积；
- 对工人进行培训，讲解如何使用安全设备，应对泄漏事故。

危险物质

陆上油气设施应在设计上减少工人接触化学物质、燃料和包含危险物之产品的机会。确定所使用的毒性、致癌性、过敏性、致突变性、致畸性非常强或有强烈腐蚀性的物质和产品，尽可能用危害较小的物质和产品加以替代。对所使用的每种化学品，均应提供材料安全数据表（MSDS），供随时查阅。《通用 EHS 指南》提供了层次化的化学危害预防模式。

应为作业中使用的任何放射源制订控制和管理规程，不使用时须存放在专用的防辐射容器内。

如果天然放射性物质（NORM）可能以结垢或污泥的形式在工艺管道和生产容器内沉淀下

¹ 例如 ISGOTT 就是油轮装卸作业方面良好行业做法的范例。



来，应至少每隔五年一次或在设备停机检修时，检测设施及工艺设备中NORM的存在情况。如发现存在NORM，则应制订NORM管理计划，提供适当的处理规程。处理规程应确定NORM存在区域的分级以及需要的监控级别。如地表辐射超过 4.0 Bq/cm^2 (γ/β 辐射) 和 0.4 Bq/cm^2 (α 辐射)，则认为设施已受到影响¹。经营者应决定将NORM留在原处，还是按照本指南第 1.1 部分的规定进行清除和处置，以解除放射污染。

井喷

储层液体不受控制地流入井筒，导致不受控制的油气释放，这就是井喷。钻井期间防喷措施的重点应该是有效估算地层液体压力和地下地层的强度，从而维持井筒的静水柱压力。为此，可采用以下手段：开钻前妥善规划，做好钻井液录井；使用足够密度的钻井液或完井液来平衡井筒压力；以及安装防喷器（BOP），在地层液体流出失控时，防喷器可迅速关闭，同时在地面将气体放空，并对原油进行导流以进行围堵，从而使井恢复到安全状态。防喷器应采用液压操作，自动触发，需定期测试。井场人员应定期进行控井演习，关键人员应定期在获认证机构参加控井培训。

开采过程中，对应定期维护和监测井口，控制和检查腐蚀情况，并监测压力。应急预案应包括井喷紧急处理措施。

交通

与地面交通有关的事故，是油气工业的主要伤亡事故来源之一。工业交通安全措施见《通用 ESHS 指南》。

油气项目应制订项目所有运营阶段的道路安全管理计划。应采取措施，对所有驾驶人员进行安全及自我保护型驾驶方法和安全运输乘客的培训。应对所有车辆实施和强制执行速度限制。对车辆应进行保养，保持良好车况，并配备必要的安全设备。

应对人员和设备的空运（包括直升机）制订具体的安全规程，配备安全设备，对所有乘客进行安全教育并形成制度。设施内或附近的直升机起降场应符合国际民用航空组织（ICAO）的要求。

应急准备和响应

与应急准备和响应有关的指导意见，包括应急资源，参见《通用 EHS 指南》。陆上油气设施应高度警惕，充分做好应急准备，以确保毫不拖延地有效处理事故。应通过风险分析，确定在最差情况下可能会发生的事故，并应设计和实施适当的准备要求。应成立应急小组，接受培训，内容包括突发事件响应、伤员救援和采取应急行动。应急小组应与可能参与处理突发事件的其他机构和组织开展协作。

应为现场人员配备适足的设备，摆放在便于疏散之处，并应确定逃生路线，以便快速疏散到安全的避难地点。逃生路线应有清楚的标志，并提供替代逃生路线。应按与项目风险相称的

¹ 美国环境保护署（EPA）49 CFR 173：地面被污染物（SCO），以及国际原子能机构（IAEA）的第 ST-1 号安全标准第 508 节。



频次，举行应急准备演习。至少应达到以下演练要求：

- 每季度进行一次不部署设备的演习；
- 在不同天气条件和时间段撤离油气设施的疏散演习和培训；
- 年度模拟演习，需部署设备；
- 根据持续评估的结果，更新培训内容。

应制订应急预案，至少需包含以下内容：

- 描述应急的组织安排（结构、角色、职责和决策人）；
- 描述应急规程（应急设备及摆放地点的详细情况、规程、培训要求、职责等）；
- 报警及通讯系统的描述及使用规程；
- 油气井的防范措施；
- 油气井的抢险安排，包括描述要使用的设备、消耗用品和辅助系统；
- 描述现场急救用品及可用的后备医疗支持；
- 描述其他应急设施，例如应急加油站；
- 描述生存设备和装备、替代宿营设施和应急动力来源；
- 疏散程序；
- 伤病工人的紧急医疗疏散（MEDIVAC）；
- 相关政策，内容是确定限制或制止事故的措施，以及终止行动的条件。

1.3 社区健康与安全

油气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》。

身体危害

油气设施具体的社区健康与安全问题可能包括可能受溢漏、火灾和爆炸的影响。为了保护附近的社区及相关设施免受这些危害的影响，应在风险评估的基础上，确定项目设施的地点，并在设施周边建立足够的安全隔离区。此外，应制订社区应急和响应计划，其中需适当考虑社区和社区基础设施的作用。有关应急预案内容的其他信息，参见《通用 EHS 指南》。

与包括油气井和管道网络在内的设施有关的物理危害，可能会波及到社区。危害可能来自于高温设备的接触、设备故障、管道或油气井（正在作业和已放弃的井）的存在以及可能产生封闭空间或坠落危害的已放弃基础设施。为了防止公众接触危险的地点和设备以及危险物质，应在永久性设施和临时构筑物四周设立围栏和警告标志，以防公众进入。应向公众告知已有的危害，并就安全隔离带或管道路权带的进入和土地使用限制提供清楚的说明。

与危险物质的道路运输有关的社区风险管理策略，参见《通用 EHS 指南》（具体参见“危险物质的管理”和“交通安全”部分）。铁路交通方面的指导意见，参见《铁路 EHS 指南》，海运方面则参见《海运 EHS 指南》。



硫化氢

在设施的设计和运营规划过程中，应审慎考虑社区成员接触设施的大气排放物的可能性。在设施设计、设施选址和（或）工作制度及规程中应采取一切必要的防范措施，以确保不会因作业活动而对居民和工人的健康造成影响。

如果社区可能会接触到作业活动所排放的硫化氢，则应采取以下措施：

- 建立硫化氢气体监测网，根据大气扩散模拟的结果，考虑排放源位置和社区使用及居住的区域位置，确定监测站的数量和位置；
- 硫化氢气体监测网连续运转，以利早期发现和报警；
- 参考社区的意见，制订应急规划，以对监测系统的报警作出有效的响应。

安全

应在设施周围设立围栏，对出入口进行控制（门岗有人值守），从而避免人员的擅自进入。应控制公众的进入。应设置足够的标志和封闭区域，明确保安控制范围的边界。车辆交通标志应清楚地指明卡车/送货车和访客/员工乘坐的车辆使用不同的入口。应考虑采取入侵监测手段（例如闭路电视）。为了实现监测效果的最大化，尽可能减少非法入侵，应设置足够的照明。

2 指标与监测

2.1 环境

废气与废水管理指南

表 1 给出了陆上油气开发业的废水和废弃物排放指导值。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》。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。

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。

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》。

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》。

表 1 陆上石油天然气开发业的大气排放、废水和废弃物排放标准

参数	指导值
钻井液和钻屑	根据本指南第 1.1 部分的指导意见进行处理和处置
出砂	根据本指南第 1.1 部分的指导意见进行处理和处置
采出水	根据本指南第 1.1 部分的指导意见进行处理 如向地表水域或土地排放： 总烃含量：10 mg/L pH：6~9 生化需氧量：25 mg/L 化学需氧量：125 mg/L 总固体悬浮物：35 mg/L 酚类：0.5 mg/L 硫化物：1 mg/L 重金属（总量） ^a ：5 mg/L 氯化物：600 mg/L（平均），1 200 mg/L（最高）
水压试验用水	根据本指南第 1.1 部分的指导意见进行处理 如向地表水域或土地排放，参考本表中的采出水参数
完井和修井液体	根据本指南第 1.1 部分的指导意见进行处理 如向地表水域或土地排放： 总烃含量：10 mg/L pH：6~9
雨水排水	雨水径流应使用可将油脂浓度处理至 10 mg/L 的油水分析系统进行处理
冷却水	废水排放不应导致初始混合及稀释区边缘的温度增加超过 3 摄氏度。如未定义混合区，则为距离排放点 100 米处
污水	根据《通用 EHS 指南》的指导意见进行处理，包括排放要求
大气排放物	根据本指南第 1.1 部分的指导意见进行处理。排放浓度参见《通用 EHS 指南》，并且，硫化氢（H ₂ S）标准状态下：5 mg/m ³

注：^a 重金属包括：砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、银、钒和锌。

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）公布的门槛限度值（TLV®）职业风险暴露指南和生物风险暴露指标（BEIs®）¹、美国全国职业健康与安全协会（NIOSH）发布的《化学品危险手册》²、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）³、欧洲联盟成员国公布的指示性职业暴露限度值⁴，以及其他类似的来源。

应特别关注硫化氢（H₂S）的职业接触指导值。有关天然放射性物质（NORM）的职业接触指导值，读者应参考加拿大 NORM 废弃物管理委员会、加拿大卫生部、澳大利亚石油勘探开发协会或其他国际公认机构发布的平均值和最大值。

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）⁵。

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⁶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指南》。

3 参考文献与其他资料来源

- [1] Alberta Energy and Utilities Board (EUB). Drilling Waste Management. Directive 050. Calgary. Alberta: EUB, 1996.
- [2] Alberta Energy and Utilities Board (EUB). Upstream Petroleum Industry Flaring, Venting and Incineration. Directive 060. Calgary, Alberta, 1999.
- [3] Alberta Energy and Utilities Board (EUB). Requirements and Procedures for Pipelines. Directive 066. Calgary. Alberta: EUB, 2005a.
- [4] Alberta Energy and Utilities Board (EUB). Requirements and Procedures for Oilfield Waste Management Facilities. Directive 063. Calgary. Alberta: EUB, 2005b.
- [5] American Petroleum Institute (API). Environmental Guidance Document: Waste Management in

¹ 网址：<http://www.acgih.org/TLV/> 和 <http://www.acgih.org/store/>。

² 网址：<http://www.cdc.gov/niosh/npg/>。

³ 网址：http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992。

⁴ 网址：http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/。

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

⁶ 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或与此类专家具有同等资格的人。



- Exploration and Production Operations. API E5. Second Edition. Washington, DC: API, 1997.
- [6] API. Management and Disposal Alternatives for Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) Wastes in Oil Production and Gas Plant Equipment. API Publ. 7103. Washington, DC: API, 1997.
- [7] API. Recommended Practice: Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents (6th edition, December 1998). Washington, DC: API, 2003.
- [8] Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). Environmental Guideline #5. Control and Mitigation of Environmental Effects of Deforestation and Erosion. Montevideo, Uruguay: ARPEL, 1993.
- [9] ARPEL. Environmental Guideline #11. Environmental Management of the Design, Construction, Operation and Maintenance of Hydrocarbon Pipelines. Authored by Alconsult International Ltd. Montevideo, Uruguay: ARPEL, 2005.
- [10] Australian Petroleum Production and Exploration Association Limited (APPEA). Guidelines for Naturally Occurring Radioactive Materials. Canberra: APPEA, 2002. <http://www.appea.com.au/PolicyIndustryIssues/documents/normguide.pdf>.
- [11] Canadian NORM Waste Management Technical Committee. Final Draft. Technical Report on the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in Waste. Calgary, Alberta, 2005. http://www.eub.gov.ab.ca/bbs/documents/reports/TechReport_NORM.pdf.
- [12] Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE). Western European Cross-Country Oil Pipelines 30-Year Performance Statistics. Report No. 1/02. Brussels: CONCAWE, 2002.
- [13] Energy and Biodiversity Initiative. Good Practice in the Prevention and Mitigation of Primary and Secondary Biodiversity Impacts. Washington, DC, 2005.
- [14] European Union (EU). Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the Limitation of Emissions of Certain Pollutants into the Air from Large Combustion Plants. Brussels: EU, 2001. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32001L0080:EN:HTML>.
- [15] European Union (EU). European Norm (EN) 14161: 2003. Petroleum and Natural Gas Industries. Pipeline Transportation Systems (ISO 13623: 2000 modified). November 2003. Brussels: EU, 2003.
- [16] Exploration and Production (E&P) Forum (now OGP). Oil Industry Operating Guideline for Tropical Rainforests. Report No. 2.49/170. London: E&P Forum/UNEP, 1991.
- [17] E&P Forum. Exploration and Production (E&P) Waste Management Guidelines. Report No. 2.58/196. London: E&P Forum, 1993.
- [18] E&P Forum/United Nations Environment Programme (UNEP). Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production: An overview of issues and management approaches. Joint E&P Forum/UNEP Technical Publication. London: E&P Forum, 2000.
- [19] Government of Italy. 506/9 Codice Ambiente Decreto Legislativo (Ministerial Decree) 3 April 2006 n. 152 (Norme in Materia Ambientale) e relativi decreti attuativi. Rome, 2006.
- [20] Health Canada. Canadian NORM Working Group of the Federal Provincial Territorial Radiation Protection



- Committee. Canadian Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM). Ottawa, Ontario: Minister of Public Works and Government Services Canada, 2000.
- [21] International Association for Geophysical Contractors (IAGC). Environmental Manual for Worldwide Geophysical Operations. Houston: IAGC, 2001.
- [22] International Association of Oil and Gas Producers (OGP). Guidelines for Produced Water Injection. Report No. 2.80/302. January 2000. London: OGP, 2000. <http://www.ogp.org.uk/pubs/302.pdf>.
- [23] International Association of Oil and Gas Producers (OGP). Environmental Performance in the E&P Industry. Report No. 372. November 2005. London: OGP, 2004a. <http://www.ogp.org.uk/pubs/372.pdf>.
- [24] International Association of Oil and Gas Producers (OGP). Helicopter Guidelines for Seismic Operations. Report No. 351. July 2004. London: OGP, 2004b. <http://www.ogp.org.uk/pubs/351.pdf>.
- [25] International Association of Oil and Gas Producers (OGP). OGP Safety Performance Indicators 2004. Report No. 367. May 2005. London: OGP, 2005. <http://www.ogp.org.uk/pubs/367.pdf>.
- [26] International Atomic Energy Agency (IAEA). Regulations for the Safe Transport of Radioactive Material. Safety Standards Series No. TS-R-1 (ST-1, Revised). Vienna: IAEA, 1996. <http://www-ns.iaea.org/standards/documents/default.asp?sub=200>.
- [27] International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). A Guide for Contingency Planning for Oil Spills on Water. Second Edition. IPIECA Report Series Volume 2. London: IPIECA, 2000. <http://www.ipieca.org/publications/oilspill.html>.
- [28] IPIECA. Oil Spill Preparedness and Response. Report Series Summary. IPIECA Report Series 1990-2005. London: IPIECA, 2006. <http://www.ipieca.org/publications/oilspill.html>.
- [29] International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals (ISGOTT). 5th Edition. London: Witherby & Co Ltd, 2006.
- [30] Standards Norway (Standard Norge). Norsk Søkkel Konkuranseposisjon (NORSOK) Standard. Environmental Care. S-003. Rev. 3. December 2005. Lysaker, Norway: Standard Norge, 2005.
- [31] Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants. 2001. <http://www.pops.int/>.
- [32] TERA Environmental Consultants (Alta.) Ltd. CH2M Gore and Storrie Limited. Hydrostatic Test Water Management Guidelines. Prepared for Canadian Association of Petroleum Producers and Canadian Energy Pipeline Association. Calgary, Alberta, 1996.
- [33] UK Department for Environment Her Majesty's Inspectorate of Pollution (HMIP). Chief Inspector's Guidance Note Series 2 (S2). Processes Subject to Integrated Pollution Control. S2 1.09 Gasification Processes: Refining of Natural Gas. London: HMSO, 1995a.
- [34] UK Department for the Environment, HMIP. Chief Inspector's Guidance Note Series 2 (S2). Processes Subject to Integrated Pollution Control. S2 1.11 Petroleum Processes: On-shore Oil Production. London: HMSO, 1995b.
- [35] UK Department for Trade and Industry (DTI). Oil and Gas Directorate. Oil Discharged with Produced Water 1991–2004. Aberdeen and London: DTI, 2005.
- [36] UK Environment Agency. Technical Guidance IPC S3 1.02 Oil and Gas Processes: Supplementary



- Guidance Note. Bristol: Environment Agency, 2000.
- [37] UK Health and Safety Executive (HSE), Health & Safety Laboratory (HSL). A Review of the State-of-the-Art in Gas Explosion Modeling. Report HSL/2002/02. Buxton, UK, 2002. http://www.hse.gov.uk/RESEARCH/hsl_pdf/2002/hsl02-02.pdf.
- [38] United States (US) Environmental Protection Agency (EPA). Project Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. EPA/310-R-99-006. EPA Office of Compliance. Washington, DC: US EPA, 2000.
- [39] US EPA. 40 CFR Part 435. Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for the Oil and Gas Extraction Point Source Category; Subpart C—Onshore Subcategory. Washington, DC: US EPA, 2001.
- [40] US EPA. 40 CFR Part 60. Standards of Performance for New Stationary Sources. Subpart GG—Standards of Performance for Stationary Gas Turbines. Washington, DC: US EPA, 2001.
- [41] US EPA. 49 CFR 173. Shippers-General Requirements for Shipments and Packaging. Transport requirements for low specific activity (LSA) Class 7 (radioactive) materials and surface contaminated objects (SCO). Washington, DC: US EPA, 2005.
- [42] US EPA. 40 CFR Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart HH—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Oil and Natural Gas Production Facilities. Washington, DC: US EPA, 2006.
- [43] US National Fire Protection Association (NFPA). NFPA Code 30: Flammable and Combustible Liquids Code. Quincy, MA: NFPA, 2003. http://www.nfpa.org/aboutthecodes/list_of_codes_and_standards.asp.
- [44] US National Transportation Safety Board (NTSB). Pipeline Accident Reports 1985 to 2000. Washington, DC: NTSB, http://www.nts.gov/Publictn/P_Acc.htm.
- [45] World Bank Group. A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Venting Reduction. Global Gas Flaring Reduction (GGFR) Public-Private Partnership. Report No. 4. Washington, DC: The International Bank for Reconstruction and Development/World Bank, 2004.
- [46] World Conservation Union (IUCN) and E&P Forum. Oil and Gas Exploration and Production in Arctic and Subarctic Onshore Regions. E&P Forum Report No. 2.55/185. Cambridge, UK: IUCN, 1993a.
- [47] World Conservation Union (IUCN) and E&P Forum. Oil and Gas Exploration and Production in Mangrove Areas. Guidelines for Environmental Protection. E&P Forum Report No. 2.54/184. Cambridge, UK: IUCN, 1993b.
- [48] World Health Organization (WHO). The WHO Recommended Classification of Pesticides by Hazard and Guidelines to Classification: 2004. Geneva: WHO, 2005. http://www.who.int/ipcs/publications/pesticides_hazard/en/index.html and http://www.who.int/ipcs/publications/pesticides_hazard_rev_3.pdf.

附件 A：行业活动的一般说明

石油天然气工业的主要产品是原油、天然气液体和天然气。原油是多种分子量和性质都不同的烃类组成的混合物。油井可以产天然气，也有主要是开采天然气的气井。天然气的主要成分是甲烷，但乙烷、丙烷和丁烷的比例也很高。比较重的组分，包括天然气液体，冷却压缩后



以液体形式析出，往往分离后作为天然气液体进行加工。

勘探作业

地震勘测

地震勘测是为了确定地层中潜在的油气储量。地震技术是采用声波的反射来识别地下的地质结构。地震勘测要产生地震波，既可引爆在地面钻出的炮眼中的炸药，也可使用可控震源机（在震源车上装一个可升降的震动盘，在地面产生震动）。使用一系列分布在地面上称为地震检波器的传感器来测量反射地震波。

勘探钻井

通过分析地震数据，落实潜在产层的油气资源量和分布范围之后，要进行陆上勘探钻井作业。在选择井位处建设井场，作为安装钻机、相关设备和辅助服务设备的场所。钻机和辅助服务设备一般是分解为模块后运到井场进行组装。

使用钻机在井位处钻出一系列直径递减的井段。钻柱悬挂在井架上，钻头装在钻柱一端，通过旋转来钻进。此外还装有钻挺来增加重量，并通过钻柱内部泵送钻井液至钻头处。钻井液有许多功能。钻井液可施加液体压力协助钻头切割岩层，冷却钻头、将岩屑带入井筒以及防止地层压力破坏井的结构。各井段钻井作业完毕后，在井眼内下钢套管，然后用水泥固定，以防止井塌。钻至油气藏后可完井，再通过生产尾管和设备进行测试，即将油气采出地面，使用测试分离器来确定油气藏的性质。

油气田开发及生产

开发及生产阶段，是指安装基础设施以采出油气资源，直至可采储量开采完毕。在这个阶段，可能还要钻更多的井，建立集中处理采出油气的油气处理设施，安装出油管线，以及安装将油气送至外运设施的管道。

开发井完成钻井和完井后，要在每个井口安装一个“采油树”，以控制地层液体向地表的流动。如果地下地层压力足够大，油气可能是从井内自由喷出的，但也可能需要增加地层压力，例如使用电潜泵或通过专用的注入井注入气体或水来保持油藏压力。根据油藏的状况，可向油藏内注入各种物质（蒸汽、氮气、二氧化碳和表面活性剂），将油从孔隙中驱替出来，提高产量，延长井的寿命。

大多数井都符合产量递减规律，即产量先是相对较快地增加到最高峰，然后缓慢下降。油气田经营者可定期进行修井作业，清理井筒，减小油气运动到地面的阻力。其他增产措施包括酸化压裂和处理井筒底部，以清理油气向地表运动的通道。地层流体运动到地面后，经中央处理设施分离为油、气和水，中央处理设施的设计和建造取决于油藏的规模和位置。

原油处理主要是在外运前去除气体和水。气体处理则是除去液体和其他杂质，例如二氧化碳、氮气和硫化氢。油气终端站则接收来自外部的油气，有时候是来自海上，进行处理后储存，等待外运。油气终端站分几个类型，包括管道终端站、陆上/海岸海上接收终端站（接收海上开采的油气）、驳船运输或接收终端站。

采出的油气可通过管道、卡车或铁路罐车向外运输。天然气液化技术可将天然气转化为液



体。天然气往往以液化天然气（LNG）的形式对外运输。管道建设依次分为以下步骤：首先是确定路权区（ROW）和管道中心线；路权区的清理和平整；开沟（以掩埋地下管道）；管道铺设、焊接和弯管；焊接处补口；测试；下沟；管道沟回填；以及恢复路权区。泵和压缩机用于将液体或气体从油气田输送至下游加工或外运设施。在调试阶段，出油管线、管道和相关设施（包括切断阀和流量计、调节和泄压装置、泵站、清管站、储罐）需充水进行水压试验以确保完整性。管道运营中一般要求经常进行检查（地面和航空监测以及设施检查），定期进行路权区和设施的维护。对于开采及管道运营，通常是通过数据收集与监控系统（SCADA）进行集中监控，该系统可监测运行参数，例如流量、压力和温度，并可打开和关闭阀门。

报废和放弃

油气藏耗尽或油气藏的开采已无利可图，则要报废和放弃陆上油气设施。部分陆上油气设施，例如油气田区域内和输送管线沿线的地面设施，要进行处理，去除烃类和其他化学品以及废弃物或污染物后拆除。其他部分，例如出油管线和管道，则往往留在原地，以避免因拆除而干扰环境。将井堵塞后放弃，以防止流体在井筒内迁移或迁移至地表。拆除井下设备，清除射孔井段的土壤、结垢和其他杂物。然后，堵塞井筒。为了保持足够的压力，井塞之间要充填适当密度的液体。在这个过程中，要对井塞进行测试，以合适位置是否正确以及完整性。最后，在地下截断套管，用水泥塞封死。