

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（EHS）指南》是一系列技术参考文件，其中包含了良好国际行业实践（GIIP）¹的一般及行业特定范例。世界银行集团的成员在参与项目时，会按照各自政策和标准的要求，运用《EHS 指南》。这些针对特定行业的《EHS 指南》应与《通用 EHS 指南》一起使用，因后者为所有行业都可能存在的 EHS 问题提供了指引。对于复杂的项目，可能有必要运用多项行业指南。行业指南的完整清单可见 <http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/EnvironmentalGuidelines>。

《EHS 指南》包含了通常被认为在新设施中以现有技术和合理成本即可实现的绩效水平和衡量标准。在将《EHS 指南》应用于现有设施时，需要确立就该地点而言特定的目标，并且为实现这些目标，制定适当的时间表。《EHS 指南》的适用性应取决于各个项目根据环境评估的结果确定的危害和风险，环境评估应考虑就该地点而言特定的变量，比如，东道国国情、环境的同化能力，以及其他项目因素。

具体技术性建议的适用性应基于有资质且有经验人士的专业意见。如果东道国的规定与《EHS 指南》中包含的绩效水平和衡量指标存在差异，则应期望项目达到其中较严格者。如果鉴于项目的具体情况，适合采用比《EHS 指南》宽松的绩效水平和衡量指标，则需要在针对该地点的环境评估中，完整、详细地说明所提议的替代方案的理由。该理由应表明，所选择的替代绩效水平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》包含了以下方面的相关信息：地

¹指熟练且有经验的专业人士在全球相同或类似情况下从事同类工作时所表现出的专业技能、勤勉、审慎和预见力。熟练且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和环境同化能力，以及不同水平的财务及技术可行性。

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；报废。对于海岸附近的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），《港口、港湾和码头 EHS 指南》提供了更多指引。本指南由以下章节构成：

第 1.0 节：行业特定影响及管理

第 2.0 节：绩效指标及监测

第 3.0 节：参考文献

附件 A：对该行业作业活动的一般性描述

1.0 行业特定影响及管理

本节概述了与陆上石油天然气开发有关的 EHS 问题以及管理方面的建议。这些问题可能与本指南所适用的全部作业活动相关。对于如何管理大多数大型行业设施在施工阶段常见的 EHS 问题，《通用 EHS 指南》提供了更多指引。

1.1 环境

应将下列环境问题作为针对项目特定风险和潜在影响的综合评估及管理计划的组成部分。与陆上石油天然气开发项目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
- 噪声来源
- 陆地影响和项目足迹
- 溢漏

大气排放物

陆上油气作业活动的主要大气排放物来源（连续或非连续）包括：生产电热的燃烧源，使用压缩机、泵和往复式发动机（锅炉、透平机和其他发动机）；烃类燃烧和放空产生的排放；无组织排放物。

产生自上述来源的主要污染物包括氮氧化物、硫氧化物、一氧化碳和颗

颗粒物。其他污染物可能有硫化氢（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；多环芳烃（PAH）。

对所有设施和辅助作业产生的严重（每年超过 10 万吨 CO₂ 当量）温室气体（GHG）排放，应根据国际公认的方法和报告程序，每年定量测算总排放量²。

应进行一切合理的尝试，最大限度地提高能源效率和设计能最大限度降低能耗的设施。总体目标应当是减少大气排放物、评定兼具成本效益和技术可行性的方案。关于温室气体管理和节能的更多建议，可见《**通用 EHS 指南**》。

应通过基线大气质量评估和大气扩散模型，估算对大气质量的影响，以便在设施的设计和运营规划中，确定潜在的地面环境大气浓度——如《**通用 EHS 指南**》所述。此类研究应确保对人类健康和环境不会产生不利的影响。

废气

为生产热和电、进行注水作业、对外输送油气，透平机、锅炉、压缩机、泵和其他发动机需要燃烧气体或液体燃料，由此产生的废气排放可能是陆上设施最显著的大气排放物来源。在所有设备的选型和采购中，均应考虑大气排放规范。

《**通用 EHS 指南**》提供了关于容量不超过 50 兆瓦时热功率（MWth）的小型燃烧源排放管理的指引，包括废气的大气排放标准。关于容量超过 50MWth 的燃烧源排放管理，请见《**热电 EHS 指南**》。

放空和燃烧

在石油生产中随原油采出地面的伴生气有时是由陆上设施通过放空或在大气中燃烧的方式处置。这种做法现在被广泛认为是对宝贵资源的浪费，而且是温室气体排放的重要来源。

不过，燃烧或放空也是陆上油气设施采用的重要安全措施，能确保在出

² 关于定量测算的更多指引，可见《IFC 指导说明 3》附件 A（www.ifc.org/envsocstandards）。

现紧急情况、电力或设备故障以及其他厂区异常状况时，安全处置天然气和其他烃类物质。

在考虑对陆上作业采用燃烧和放空方案时，应遵循《全球减少天然气燃烧和放空自愿标准》（世界银行集团“全球减少天然气燃烧公私合作伙伴计划”（GGFR 计划）³的组成部分）。该标准为如何消除或减少天然气燃烧及放空提供了指引。

伴生气连续放空不被认为是目前良好做法，应当避免。可将伴生气流引导至高效的火炬系统——但如果可行的替代方案，则应避免天然气连续燃烧。在采用燃烧方案前，应尽可能地评估其他可行的天然气利用方案，并将方案纳入生产设计之中。

其他方案可以是将天然气用于满足现场能源需求、将天然气输送至邻近设施或市场、将天然气回注以保持油藏压力、用于气举法以提高采收率，以及作为仪表用气。应详细记录替代方案的评估结果。如果替代方案当前均不可行，则评定出能最大限度减少燃烧量的措施，并且将燃烧作为临时解决方案，以取消伴生气连续燃烧为首要目的。

如果燃烧确有必要，则应体现出通过采取最佳做法和新技术已实现的持续改进。应考虑对天然气燃烧采取以下污染防控措施：

- 尽量采用从源头减少天然气的措施；
- 使用高效率的火焰头，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比例正确的助燃气流，从而最大限度地提高火炬燃烧效率；
- 在不牺牲安全性的前提下采取措施（比如，安装吹扫气减少装置、火炬气回收装置，使用惰性吹扫气，酌情采用软体阀技术，以及安装节气试采装置），最大限度地减少吹扫和试采的火炬燃烧放空；
- 确保有足够的出口速度和采取防风措施，从而最大限度地降低试采井喷风险；
- 使用可靠的试采点火系统；
- 酌情安装高完整性仪表压力探测系统，减少过压事件，避免或减少需要火炬燃烧放空的情形；
- 采用适当的液体分离系统，最大限度地减少火炬气流中的液体携带和夹带量；

³ World Bank Group (2004)。

- 最大限度地减少火焰上窜和/或火焰漂移；
- 操作火炬时，控制臭味和可见烟雾的排放（无可见黑烟）；
- 使火炬所在位置与当地社区和员工（包括员工宿舍）保持安全距离；
- 实施燃烧器维护和更换计划，确保火炬持续发挥最高效率；
- 对火炬气进行计量。

如遇紧急事件或设备故障、厂区异常状况，不应将多余气体放空，而应送往高效率的火炬气系统。在现场特定状况下，可能有必要实施紧急放空，此类状况包括：气流不可能燃烧放空，火炬气系统不可用，比如，气流中缺乏足够的烃含量，无法支持燃烧，或者气体因压力不足，无法进入火炬系统。在考虑使用紧急气体放空设施前，应完整地书面记录将气体火炬燃烧系统排除的理由。

为最大限度地减少因设备故障和厂区异常情况导致的燃烧放空，油气处理厂应达到高可靠性（>95%），并且制定关于备用设备和油气处理厂停产协议的规定。

应在初步调试投产阶段，估算新设施的火炬燃烧气量，以便为火炬燃烧气量设置固定目标。应记录和上报所有火炬燃烧放空的气体燃烧量。

无组织排放

在陆上油气设施中，无组织排放可能与冷喷口、存在泄漏的管道和油管、阀门、连接、法兰、盘根、开口管线、泵密封、压缩机密封、泄压阀、储罐或露天坑/隔离装置以及烃类装卸作业有关。

在设施的设计、运行和维护中，应考虑和采取能控制、减少无组织排放的方法。选择相应的阀门、法兰、接头、密封和盘根时，应考虑安全性、适用性要求及其减少气体泄露和无组织排放的能力。此外，应执行泄漏探测和维修计划。必要时，应为烃类装卸作业安装蒸汽控制装置。

储罐应避免使用开放式排气口，可在罐顶安装泄压阀。必要时，应为油轮的装卸作业安装蒸汽控制装置。蒸汽处理系统可包含多种装置，比如，碳吸附、制冷、热氧化，以及贫油吸收装置。关于储罐无组织排放防控的更多指引，请见《原油及石油产品终端 EHS 指南》。

油气井测试

在油气井测试过程中，只要存在可行性和可能性，就应避免对所产生的烃类进行燃烧处理，特别是当井场靠近当地社区或位于环境敏感地区时。应评估可行的替代方案，回收在油气井测试中采出的液态烃，同时考虑挥发性烃类的安全性，以便运往油气处理设施或执行其他备用处置方案。应完整地书面记录对所采出烃类的处置方案的评估过程。

如果燃烧是对测试中采出的液态烃唯一可用的处置方案，则应尽量减少测试所需烃类的数量，并尽可能缩短油气井的测试时长。应选择配有适当燃烧促进系统的高效测试火炬燃烧头，以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》包含了废水管理、节水和水的再利用、废水和水质监测计划方面的信息。下列指引是针对陆上油气开发业特有的废水。

采出水

在开采烃类时，油气藏中含有的水（地层水）会被采出地面。采出水可能是陆上油气开采业需要管理和处置的体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）组成的复杂混合物，在很多情况下，还含有在烃类开采过程中加入的化学添加剂的残留（例如，防垢剂和防腐剂）。

应对具有可行性的采出水管理和处置方案进行评估，并将其纳入生产设计。主要的处置方案可以是回注油藏，从而提高原油的采收率，或者注入专门的、钻至适合的地下接收地层的处置井。也可考虑其他可能的用途，比如，灌溉、粉尘控制或用于其他行业，前提是采出水的化学性质适于这些用途。将采出水排放入地表水域或土地，应当是在没有其他方案可选时，最后才考虑的方案。排放的采出水应达到本指南第 2.1 节表 1 中罗列的处理标准⁴。

采出水处理技术取决于选定的最终处置方案和现场具体情况。可考虑的技术包括组合采用重力和/或机械分离与化学处理；为达到回注或排

⁴ 向地表水域排放废水不应对人类健康和环境受体造成重大影响。可能有必要制定处置计划，考虑排放点、排放速度、化学利用和扩散、环境风险等问题。应将排放规划至远离环境敏感区域的地点，特别注意高地下水位、脆弱含水层、湿地，以及社区受体（比如，水井、取水口和高价值农用地）。

放要求，可能需要采用由多种技术序贯构成的多级处理系统。应建立充足的处理系统备份能力，以确保连续运行，或者应当具备其他可用的处置方法。

为减少采出水的处置量，可考虑以下措施：

- 在完井作业中，对井进行充分管理，以尽量减少水的采出量；
- 对水的采出量高的井进行重新完井，以尽量减少水的采出量；
- 采用井下流体分离技术（在可能的情况下）和堵水技术（在技术上和经济上可行的情况下）；
- 关闭水的采出量高的井；

在对采出水使用地表处置方法时，为尽量减少与采出水中的化学添加剂残留有关的环境危害，应从使用量、毒性、生物利用度和生物蓄积潜力等角度，仔细选择开采时要使用的化学添加剂。

可选择将采出水排放至蒸发塘处置。本指南中关于地面储存或排水坑的施工和管理措施也适用于采出水蒸发塘。

水压试验水

设备和管道的水压试验是指用水进行压力测试，以探测漏点，核实设备和管道的完整性。为防止内部侵蚀和确定漏点，可能会向水中加入化学添加剂（防腐剂、除氧剂、染料）。进行管道试验时，在新建管道的不同节段安装的测试管汇应避开河岸地带和湿地。

在为水压试验取水时，不应自然水体的水位或流速造成不利影响，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%。在取水点取水时，应采取必要的防侵蚀和拦鱼控制措施。

对水压试验完成后的测试用水可采用的处置方案包括注入处置井（如有），或者排入地表水域或土地表面。如无处置井可用而必须排放至地表水域或土地表面，则应考虑以下污染防控措施：

- 尽量缩短测试用水在设备或管道内的停留时间，以减少对化学添加剂的需求；
- 如果必须使用化学添加剂，则应从剂量浓度、毒性、生物可降解性、生物利用度和生物蓄积潜力等角度，仔细加以选择；

- 采用公认的检测方法，进行必要的毒性检测。可能有必要设置蓄水池，使水的毒性随时间消解。蓄水池应符合本指南中关于地表储存或排水坑的指引；
- 将同一批水压试验用水用于多次试验；
- 在使用和排放前，监测水压试验用水的水质，在处理前，应达到本指南第 2.1 节表 1 中罗列的排放标准；
- 如果有大量经过化学处理的水压试验用水必须排放入地表水体，则应对排放点上游和下游的受体水域进行监测。在排放后，可能有必要对受体水体进行化学分析，以证明环境质量没有恶化；
- 如果要排放入水体，则应在选择相应排放点时，考虑测试用水的体量和成分、受体水体的来水量或流量，以确保在规定混合区以外的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），保护水生生物、水质和用水者免受排放的潜在影响（例如，沉积物增加、水质下降）；
- 如果是向土地排放，则应选择能防止受体土地被淹、土壤侵蚀或农业能力下降的排放地点。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；
- 应将清管器运行过程中排放的水和预试验用水收集在贮水池内，经测试水质后，再予以排放，以确保达到本指南第 2.1 节表 1 中罗列的排放标准。

冷却和加热系统

对油气设施的冷却和加热系统，应考虑《通用 EHS 指南》中介绍的节水机会。如果使用冷却水，则向地表水域排放时的位置应能实现热卷流最大限度混合及冷却，从而确保在规定混合区边缘或距离排放点 100 米内的环境温度升高不超过 3 摄氏度，如本指南第 2.1 节表 1 所述。

如果冷却水系统中使用了生物杀灭剂和/或其他化学添加剂，则应通过基于风险的评估手段，考虑排放的残留效应。

其他废水

陆上石油天然气设施经常产生的其他废水包括生活污水、排水、罐底

水、消防废水、设备和车辆清洗废水和一般性含油废水。对于这些废水，应考虑以下防控措施：

- 生活污水：应按照《通用 EHS 指南》的规定，对淋浴、厕所和厨房设施排出的灰水和黑水进行处理；
- 排水和雨水：应尽实际可能地分离会被油污染的工艺区排水的排水系统（封闭排水系统）和非工艺区排水的排水系统（开放式排水系统）。应在所有工艺区设立拦水堤，以确保排水流入封闭式排水系统，避免不受控的被污染的地表径流。排水池和拦水池的容积应设计成足以应对可预见的运行状况，并且应安装防止溢出的系统。应使用接漏盘或其他控制措施，收集未包含在拦水堤保护区内的设备所流出的水，并将水引入封闭式排水系统。雨水排水道和收集池作为开放式排水系统的组成部分，应安装油/水分离器。分离器可采用挡板式或聚结板式，需要定期维护。雨水径流应使用可将油脂浓度处理至 10mg/L 的油水分离系统进行处理，如本指南第 2.1 节表 1 所述。关于雨水管理的更多指引，请见《通用 EHS 指南》；
- 罐底水：应定期维护储罐的罐顶和密封，尽量减少罐底水蓄积，以防止雨水入渗。如有可能，应考虑将这些水引导至采出水，然后进行处理和处置；或者将其视作危险废弃物，按照油气设施的废弃物管理计划处置。此外，罐底污泥也应定期清除，并且应作为危险废弃物，被回收或处置；
- 消防废水：应将演习产生的消防废水引入油气设施的排水系统；
- 清洗废水：应将设备和车辆的清洗废水导入封闭式排水系统；
- 一般性油污废水：应将来自工艺设备和管道的接漏盘及塞流液塞的油污废水导入封闭式排水系统。

地面储存或排水坑

如果要用地面水坑或水池储存或临时处置废水，则应将水坑修建在环境敏感地区以外。废水坑的施工和管理措施包括：

- 安装内衬层，使坑底及坑壁的渗透系数不超过 1×10^{-7} 厘米秒（cm/sec）。内衬层应与待储存物质相容，并且强度和厚度足以保持废水坑的完整性。典型的内衬层材料包括合成材料、混凝土/黏土或天然黏土，对天然内衬层材料应进行导水率测试；
- 施工深度一般是季节性最高水位以上 5 米；
- 应采取措施（例如，仔细选址、修建边坡截水沟），防止自然地表

排水在暴雨期间进入排水坑或决口；

- 排水坑周围应安装围栏或拦截网，防止人、畜和野生动物（包括鸟类）进入；
- 定期清除和回收排水坑内内容物表层的烃类；
- 作业完成后，清除坑内内容物，并按照废弃物管理计划予以处理；
- 作业完成后，将排水坑区域恢复原状。

废弃物管理

除获得允许的废水和大气排放物外，陆上油气设施通常会产生的典型无害和有害废弃物⁵包括日常办公及包装类垃圾、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、用过的过滤材料、荧光灯管、废金属和医疗废弃物，等等。

应将废弃材料按无害和有害分类，以便考虑再利用、回收或处置。在产生任何废弃物之前，应在废弃物管理规划中，针对将会产生的废弃物，制定清晰的策略，比如，废弃物的消除、减少或回收、处理、处置方案。应制定废弃物管理计划，形成书面的废弃物策略、储存（包括设施和地点）及运输程序，并且包含明确的废弃物追踪机制，用于追踪废弃物从产生地至最终处理和处置地的运输情况。关于此类典型废弃物管理的指引，请见《通用 EHS 指南》。

陆上油气开发作业特有的其他重要废弃物包括：

- 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，钻井液的首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。从井筒中清理出的钻屑和废钻井液通常是油气钻井作业中最大的废弃物来源。可供

⁵ 按照本地法律或国际公约的定义。

使用的钻井液体系很多，但一般都可归入下列两类之一：

- 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溶的液体。WBDF有许多变体，比如，胶体、盐聚合物、盐乙二醇和硅酸盐钻井液；
- 非水基钻井液（NADF）：连续相也就是固体（或液体）的悬浮介质是不能与水混溶的油基、增强矿物油基或合成基液体。

此外，还有柴油基钻井液可用，但使用以柴油作为液相主要成分的体系不被认为是当前良好做法。

一般而言，大多数钻井液中使用的固体介质都是用以调节比重的重晶石（硫酸钡），膨润土是作为增稠剂。钻井液中还含有很多化学物质，其添加情况取决于井下地层条件。

钻井液在井下循环后，被引入地面设施中的固体控制系统，在此与钻屑分离，以便钻井液重新循环到井下，而钻屑则被留下待处置。钻屑中包含了一定比例的残留钻井液。钻屑的产生量取决于井的深度和井段的直径。当钻井液的流变性能或密度无法继续保持，或是钻井作业已结束，就需要置换钻井液。置换出的废钻井液将被存入容器，以便再利用或进行处置（非水基钻井液通常会被再利用）。

应对可行的钻井液和钻屑处理及处置方案进行评估，并将其纳入钻井方案。处置方案可以是下列一种或多种的组合：

- 将钻井液和钻屑的混合物注入专门的处置井；
- 注入井的环状空间；
- 储存在专用储罐或带内衬的排放坑内，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，使钻井液和钻屑在最终处置前变得无害，可采用既定方法，比如，在内部热脱附装置内进行热脱附操作，分离出非水基钻井液，以供再利用、生物修复、土地耕作或用水泥和/或混凝土进行固化。应制定对无害钻屑固体材料的最终处置路线，比如，用作道路施工材料、建筑填充，或是通过填埋进行处置（包括填埋的覆盖层和封顶盖层材料，视情况而定）。如果用于土地耕作，则应证明不会改变下层土壤的化学、生物和物理特性，而且水资源得到了保护；

- 由供应商回收废钻井液，以便进行处理和再利用。

应考虑通过以下方式，最大限度减少需要处置的钻井液和钻屑的数量：

- 使用高效的固体控制设备，以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；
- 采用小井眼多层井和连续油管钻井技术（如可行），减少钻井液用量和钻屑产生量。

废钻井液和钻屑的污染防控措施包括：

- 仔细选择钻井液体系，尽量降低与钻屑排放物中残留的化学添加剂有关的环境危害；
- 仔细选择钻井液添加剂，从技术要求、化学添加剂的浓度、毒性、生物利用度和生物蓄积潜力等方面进行考虑；
- 监测和尽量降低钻井液配方中的重晶石含重金属杂质（主要是汞和镉）的浓度。

本指南中关于地面储存或排水坑的施工和管理措施也适用于钻屑和钻井液排放坑。应尽实际可能，尽早封闭钻井液排放坑，并且不迟于钻井作业结束后 12 个月。如果要在钻井作业结束后，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：

- 坑内掩埋物应尽可能干燥；
- 如有必要，废弃物应与适当数量的下层土混合（一般按体积计算是三份下层土与一份废弃物混合）；
- 混合物上方应堆放至少 1 米厚的干净下层土；
- 不应使用表层土，但应在下层土之上覆盖表层土，以完全复原坑区。
- 应对坑内废弃物进行分析，并计算出最大生命周期负荷。可能有必要进行风险评估，以证明未超过国际公认的化学品接触阈值。

出砂

在油气处理过程中，油藏出砂会从地层液体中分离出来。出砂可能沾染了烃类，并且取决于地点、深度和油藏特点，油含量可能差异较大。完井时，应以从源头上减少出砂为目标，采取有效的井下控砂措施。

应将出砂作为含油废弃物对待，与其他固体油污废弃物（例如，使用非水基钻井液时产生的钻屑或罐底污泥）一起处理。

如果是用水为出砂除油，则应将用过水回收，并送入相应的处理和处置系统（例如，采出水处理系统（如有））。

完井和修井流体

完井和修井流体（包括完井液和修井液）通常含有盐水、酸、甲醇和乙二醇，以及其他化学体系。这些液体被用于清洁井筒和刺激烃类流动，或者用于维持井下压力。只要经过使用，就可能含有污染物（比如，固体物质、油和化学添加剂）。在选择化学体系时，应考虑其数量、毒性、生物利用度和生物蓄积潜力。应对具有可行性的液体处置方案进行评估。处置方案可以是下列一种或多种的组合：

- 如果采用封闭体系，则收集液体，运往原始供应商处，进行回收；
- 注入专用的处置井（如有）；
- 与采出水合并处理和处置。对废酸应先中和，然后再处理和处置；
- 应按照废弃物管理计划，在现场或异地经过批准的设施，进行生物或物理处理。

天然放射性物质

取决于油田油藏特征，天然放射性物质（NORM）可能以结垢或污泥的形式，沉淀在工艺管道和生产容器内。如果存在天然放射性物质，则应制定相应的管理方案，以便遵循正确的处理程序。

如果出于职业健康原因（第 1.2 节）而必须去除天然放射性物质，则可采用的处置方案是：在弃井作业时封入废料罐；将其注入深井或盐穴；将其注入井的环状空间或用容器密封后填埋。

应对污泥、结垢或受天然放射性物质影响的设备进行处理、加工或隔离，使人类未来对处理后废弃物的可能接触量保持在国际公认的风险限额内。处置时，应采用公认的行业惯例。如果是将废弃物送至外部设施处置，则该设施必须持有接收此类废弃物的许可证。

有害物质管理

《通用 EHS 指南》提供了关于有害物质管理的一般性指引。陆上油气

行业使用化学品还应遵循以下原则：

- 采用化学品危害评估和风险管理技术，对化学品及其影响进行评估。选定的化学品应已通过环境危害测试；
- 尽可能选择危害最小、对环境 and/or 健康的潜在影响最小的化学品；
- 应避免使用臭氧消耗物质⁶。

噪声

油气开发作业活动在各个开发阶段都会产生噪声，比如，地震勘测、施工建造、钻井和开采、航空勘测，以及空中或道路运输。在作业活动期间，噪声及振动污染的主要来源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。《通用 EHS 指南》规定了噪声防控措施，以及城市或农村地区日间和夜间噪声级的指导值。

应对靠近本地人群的开发活动进行基线噪声评估，以估算噪声的影响。应对重大噪声源（例如，永久性工艺设施的火炬塔）进行噪声扩散模拟，以确定能达到的噪声级指导值，协助规划设施的选址、火炬塔高度、工程隔音板及建筑物隔音措施。

应尽可能地减少与油气田有关的车辆交通，避免车辆不必要地进出当地社区。应对飞行进出路线和低空飞行高度有所选择，并且从时间安排上减小噪声的影响（以不影响飞行器和安全为前提）。

地震作业产生的声音和振动传播可能对人群或野生动物产生影响。在规划地震勘测时，应考虑以下措施，尽量减少上述影响：

- 尽可能减少在本地人群聚居区附近开展地震作业；
- 尽量减少在相距很近的测线上同时作业；
- 尽实际可能，使用最低的振动电机功率；
- 尽实际可能，缩短作业时间；
- 采用炮眼法时，应适当选择装药量和炮眼深度，以降低噪声级。正确地回填或堵塞炮眼也有助于减少噪声扩散；
- 确定野生动物较敏感的区域和时间段（比如，取食和繁殖的地点、

⁶ 定义见《关于臭氧层消耗物质的蒙特利尔议定书》。

季节），尽可能避开野生动物；

- 如果区域内存在敏感的野生动物物种，则应在产生噪声的作业开动前和整个地震勘测期间，对这些物种的存在情况进行监测。在预计对敏感物种会造成显著影响的区域，应动用有经验的野生动物观察人员。在敏感地区，作业量应缓慢增加。

陆地影响和项目足迹

勘探和施工作业造成的项目足迹可包括地震道、井场、临时设施（比如，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），以及建材采掘区（包括取土区和采石场）。

操作足迹可包括井场、永久性处理/输送/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），以及发电设施和输电线路。影响包括丧失或破坏陆地栖息地、对野生动物的活动构成障碍、土壤被侵蚀，以及水体受到干扰（比如，可能形成沉积物、非本地入侵植物物种立足、视觉干扰）。干扰程度取决于作业活动和现有植被、地形实体、水道的位置及特征。

在设计时，应考虑永久性设施的视觉影响，以便尽量减少对现有景观的影响。设计应利用现有地形和植被，在技术上可行和不显著增加设施足迹的情况下，使用低调的设施和储罐。此外，应对大型结构使用可与背景交融的适当的油漆颜色。关于在施工和报废作业活动中尽量减少项目足迹的一般性指引，请见《通用 EHS 指南》。

能最大限度减少陆上油气开发活动足迹的其他防控措施包括：

- 所有设施的选址应避免重要的陆地及水生栖息地，在规划施工作业活动时，应避免每年的敏感时段；
- 最大限度减少地上永久性设施的土地要求；
- 最大限度减少需要清理的土地的面积。在可能的情况下，通过手工砍伐清理，避免使用重型设备（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地区；
- 在实际可行的情况下，采用集中加工/处理设施；
- 尽量减少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，敏感地区应尽量多采用这些技术；
- 尽操作可能地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、生活用水井的距离至少为 100 米；

- 对于临时道路和管道走廊，应考虑尽可能采用现有公用设施和交通走廊；
- 对于临时道路的走向路线，应考虑避免产生诱导性影响，比如，为偷猎增加了出入通路；
- 在施工和操作期间，尽可能减小管道路权带或临时道路的宽度；
- 对施工期间任意时段的露天管道沟数量加以限制。在敏感地区和距离人群 500 米以内的范围，应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。在偏远地区，应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，通常每公里设置一个）；
- 应考虑在管道及临时道路的路权带沿线设置动物通道，比如，桥梁、涵洞、跨线桥；
- 如有可能，应在管道全程将管道掩埋，深度至少为距管道顶部 1 米；
- 对于跨越河流修建管道，应仔细考虑包括水平定向钻进在内的一切可行的方案；
- 施工作业结束后，清理并完整还原（包括在施工作业结束后，利用本地植物物种，进行适当的绿化）管道路权带和临时地点（比如，工人宿营地、堆场、临时道路、直升机起降场、施工车间），使地貌和排水系统恢复到施工前的状态。
- 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）；
- 对复原地点实施维修及维护计划；
- 考虑采用影响较小的地震技术（例如，尽量减小地震测线的宽度（一般不超过 5 米）、限制林区新切割线的视线距离（约 350 米））；
- 在必须保留植被覆盖和工区出入受限的情况下，应考虑用炮眼法取代可控震源。在覆盖程度低的工区（例如，沙漠或有雪覆盖的极地沙漠），应选择可控震源机，但须对软土质地点进行认真评估，以免过度压实土壤；
- 必要时，对所有设施采取临时和永久性侵蚀及沉积控制措施、斜坡稳定措施和沉陷控制及最小化措施；
- 对临时道路沿线及永久性地上设施内的植被生长进行定期养护，并且避免引入入侵植物物种。在植被控制方面，应采用生物、机械和热学措施，尽可能避免使用化学除草剂。

如经证明，需用除草剂控制临时道路沿线或设施内的植被生长，则应对相关人员进行使用方法培训。应避免使用的除草剂包括：属于世界卫生组织推荐的《农药危害分级标准》中的 1a 级和 1b 级、世界卫生组织推荐的《农药危害分级标准》中的 II 级（除非在《IFC 绩效标准 3：预防和减少污染》⁷所述条件下）、《斯德哥尔摩公约》附件 A 和 B（除非在《公约》所述条件下）的除草剂⁸。

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。《通用 EHS 指南》提供了关于泄漏防控规划的指引，包括对制定溢漏防控计划的要求。

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、流程及公用事业体系进行溢漏风险评估，以降低发生严重不受控溢漏的风险；
- 确保设施在使用寿命内具有充足的腐蚀余量，或者为所有管道、工艺设备和储管安装腐蚀防控系统；
- 在容器和储罐周围采取二次围堵措施，围堵意外泄漏；
- 安装关断阀门，以便在发生溢漏时，及时关断或隔离；
- 针对严重溢漏情形，开发能自动执行关断操作的紧急停车系统，以便设施能迅速转入安全状态；
- 安装泄漏探测系统。考虑对管道采用遥测系统、数据采集与监控系统（SCADA⁹）、压力传感器、关断阀和停泵系统等措施；
- 制订腐蚀维护和监测计划，确保所有野外设备的完整性。管道的维护计划应包括定期清洗管道，必要时，应考虑智能化清管作业；
- 确保人员获得溢油预防、围堵和响应方面的充分培训；
- 确保溢漏响应及围堵设备已部署和可用。

应书面记录和上报所有溢漏。发生溢漏后，应调查根本原因并采取改正措施，以防止再次发生。应制定《溢漏响应计划》，并配备计划执行能力。《溢漏响应计划》应针对油气设施、运输车辆、装卸作业和管道破

⁷ 《IFC 绩效标准 3：预防和减少污染》（2006），见 www.ifc.org/envsocstandards。

⁸ 《关于持久性有机污染物的斯德哥尔摩公约》（2001）。

⁹ SCADA 即数据采集与监控系统，用于在石油天然气及其他工业设施中，协助监测和控制厂房及设备。

裂可能产生的石油、化学品和燃料溢漏。《计划》应包括：

- 对作业活动、现场状况、后勤支持和石油特性的描述；
- 确定管理溢漏响应工作的责任人，说明其权限、职责和详细联系方式；
- 关于与政府部门适时合作措施的文件；
- 溢漏风险评估，明确从各种潜在泄漏源发生泄漏的预计频率和规模；
- 溢油在可能受影响地表水体的轨迹，在利用适当且获得国际公认的计算机模型进行的一系列可信和最可能发生的溢油模拟情形中（包括最差情形，比如，油井发生井喷），对溢油去向和环境影响的预测；
- 利用定义清晰的 I 级、II 级和 III 级分类法，按照溢漏规模，明确划分的溢漏严重程度；
- 至少能管理 I 级溢油的策略和设备；
- 在为应对较大规模溢漏动员外部资源时的安排和程序，以及部署策略；
- 现场及场外应对设备的详细清单、描述、地点和使用方法，以及部署设备所需要的响应时间；
- 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、文化区和重要景观地物；相关地物的季节性；以及需要部署的溢油响应方案类型；
- 确定的应对重点，可能受影响或相关方提供的意见；
- 清理策略和回收油、化学品、燃料或其他被回收的污染物的处理说明，包括运输、临时储存和处理/处置。

报废

陆上油气设施报废一般指彻底拆除永久性设施，对油气井作放弃处理，包括对相关设备、材料和废弃物的处置或回收。关于报废作业期间常见环境影响防控的一般指引，请见《通用 EHS 指南》。对油气设施需要考虑的其他具体要求是油气井的放弃和管道报废方案。

应在稳定和安全的状态下放弃油气井。应用水泥塞将井筒密封至地面，将任何已知的油气产层隔离，以防止流体迁移。对含水层也应予以隔离。如果土地要用于农业，则应切断地表套管，并且盖土层的深度应超

过犁深。

管道的报废方案可以是留在原地，或者拆卸后再利用、回收或处置——特别是当管道位于地上、会干扰人类活动时。留在原地的管道应断开连接，并且隔离一切潜在的油气来源；清洗并清除管道内的烃类；将管道的两端密封。

应制定初步的报废及复原计划，确定各种设备和材料（包括在现场使用过的产品和产生的废弃物）的处置方案。在计划中，应考虑清除出油管线中的石油，拆除地面设备和设施，放弃油气井，以及管道报废和恢复。在油气田作业期间，可对该计划作进一步细化，并在油气田寿命期结束前，将计划彻底完善——此时应已纳入报废作业活动的详细实施规定和报废后的监测及维护安排。

1.2 职业健康与安全

应将职业健康与安全问题作为综合危害或风险评估的一部分来考虑，比如，危害识别分析（HAZID）、危害与可操作性分析（HAZOP），以及其他风险评估分析。在设计设施和安全工作系统、编写和传达安全工作程序时，应将上述评估结果用于健康和安全管理规划。

设施应从设计上消除或减少发生伤害的可能性或事故风险，并且要考虑现场的主要环境条件，比如，发生地震、飓风等极端自然灾害的可能性。

对健康与安全管理的规划应显示出将采用系统性、结构化的健康与安全管理方式，并且已具备控制措施，以便将风险降至合理可行的最低水平；员工已接受充分的培训；设备均保持在安全状态。建议为油气设施成立健康与安全委员会。

应在油气设施建立正式的“作业许可”（PTW）制度。该制度将确保一切具有潜在危险性的作业能安全展开，对指定作业进行有效的授权，为将要展开的作业（包括所涉及的危害）进行有效的沟通，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，以确保所有设备在维修或拆卸前，已断开能量来源。

应为油气设施至少配备专门的急救人员（工业院前急救人员）和短期远程病人急救手段。应根据在场人员数量和设施的复杂程度，考虑设置现

场急救单元和配备医学专业人士。在特定情况下，可将远程医疗设施作为备用方案。

《通用 EHS 指南》规定了从设施的设计和运作上，对职业健康与安全的主要风险进行管理的一般性措施。此外，还提供了关于施工和报废作业的一般性指引，以及关于健康与安全培训、个人防护装备和所有行业常见的物理、化学、生物及放射危害的指引。

在陆上油气作业活动中，需要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；
- 有害物质；
- 交通运输；
- 井喷；
- 应急准备和响应。

火灾和爆炸

关于火灾预防、火灾和爆炸防控的一般性指引，请见《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¹⁰。油气设施预防火灾和爆炸的最有效方式是防止可燃性材料和气体泄漏，以及尽早发现和终止泄漏。应将潜在点火源保持在最低数量，并且在潜在点火源与可燃材料之间、工艺设施与临近建筑物之间，设置充足的隔离距离¹¹。应按照国际惯例¹²，根据可燃气体和液体的泄漏可能性，对油气设施按级别划分危险区域。

油气设施的火灾和爆炸防控措施还应包括：

- 制定被动防火措施，以防止发生事故后火灾蔓延，包括：

¹⁰ 相关良好实践如美国（US）国家消防协会（NFPA）第 30 条规定：可燃和易燃液体规范。关于尽量减少静电和雷电接触的更多指引，可见美国石油协会（API）的推荐做法：防止静电、雷电和杂散电流导致起火（2003）。

¹¹ 关于安全间距的更多信息，请见美国消防协会第 30 条规定。

¹² 参见美国石油协会 API RP 500/505 电气区域划分专门小组、国际电工委员会或英国标准学会（BS）的资料。

- 承重结构、防火墙的被动防火和房间之间的防火隔断墙；
 - 在承重结构的设计上考虑爆炸负荷或设置防爆墙；
 - 根据对可能发生的爆炸的特征评估，设计防爆结构和确定对防爆墙的需求；
 - 在特定情况下，考虑采用防爆挡板或泄爆装置，以及井口、安全区和生活区的防火防爆保护措施。
- 防止形成潜在点火源，比如：
 - 正确接地，避免静电积累和雷电危害（包括有关接地连接的使用及维护的正式规程）¹³；
 - 使用具有内在安全性的电气装置和防火花工具¹⁴。
 - 组合运用在油气设施各处均能听见的自动及人工火灾报警系统。
 - 战略化布设主动防火系统，以便能快速、有效地响应。灭火设备应符合国际公认的、针对油气设施的可燃及易燃材料的类型和数量的技术规格¹⁵。主动式灭火系统可组合使用，取决于火灾类型和对火灾影响的评估结果（例如，固定泡沫系统、固定消防用水系统、二氧化碳灭火系统，灭火器等便携设备，以及专用车辆）。安装卤代烷灭火系统不被认为是当前良好做法，应予以避免。应设置消防水泵，并为其设计适当的供水能力。定期检查和维修灭火设备至关重要。
 - 所有消防系统均应位于油气设施的安全区内，有防火隔离带或防火墙保护。如果消防系统或某些设备位于可能发生火灾的区域，则应具有被动防火措施或故障安全设计。
 - 应对封闭空间实行惰性化，以避免出现爆炸性环境。
 - 应利用防火隔离带或防火墙，保护生活区。通风入口应能防止烟雾进入生活区。
 - 应对运输系统（例如，油轮、铁路和公路罐车、容器¹⁶）实施产品装卸安全规程，包括使用故障安全控制阀和紧急关断设备。
 - 制定火灾响应计划，并配备实施所需资源。
 - 提供消防安全培训，将其作为工人健康及安全入职培训/培训的组成部分，包括灭火设备的使用和人员疏散，并为专职消防队伍提供

¹³ 见《国际油轮与油码头安全指南》（ISGOTT）第 20 章。

¹⁴ 见《国际油轮与油码头安全指南》第 19 章。

¹⁵ 比如美国国家消防协会或同等标准。

¹⁶ 油轮装卸作业方面的良好行业做法如《国际油轮与油码头安全指南》。

高级消防安全培训。

大气质量

关于保持工作场所的大气质量和提供符合空气质量规定的新鲜空气的指引，请见《通用 EHS 指南》。

油气设施应配备可靠的气体探测系统，从而能够隔离泄漏源，减少可泄漏气体存量。（如发现气体泄漏，）应将设备隔离或释放压力设备的压力，以降低系统压力，继而减少泄漏流量。气体探测装置还应当用于为进入封闭空间和作业授权。

只要是在硫化氢（H₂S）气体有可能蓄积的地方，就应考虑下列措施：

- 制定硫化氢泄漏事故应急预案，涵盖从疏散到恢复正常运行的一切必要事项；
- 安装监测仪，将其设置为只要探测到硫化氢浓度超过 7 毫克每立方米（mg/m³），便发出报警信号。应评估哪些地点易发生硫化氢泄漏，哪些岗位会接触到硫化氢，以此决定监测仪的安装数量和位置；
- 为在接触风险高的地点工作的人员提供个人硫化氢探测器、自给式呼吸装置和氧气瓶，并将其摆放在在便利的位置，使工人能安全地中断工作和抵达临时避难所或安全地点；
- 在有人工作的建筑物中，应保持充足的通风，避免硫化氢气体蓄积；
- 对工人进行安全使用设备和应对泄漏事故方面的培训。

有害物质

陆上油气设施应从设计上减少人员与化学物质、燃料和含有害物质的产品的接触机会。对分类为剧毒、致癌、致敏、致突变、致畸性或强腐蚀性的物质和产品，应对其使用情况进行识别，并且尽可能用危害较小的物质和产品取而代之。对所使用的每一种化学品，均应提供材料安全数据表（MSDS），以便在设施内查阅。《通用 EHS 指南》为防止化学危害影响提供了通用分级式方法。

应针对作业中使用的一切放射源，制定控制和管理程序，并且规定专用的防辐射容器，以便在不使用时存放。

在天然放射性物质（NORM）可能以结垢或污泥的形式沉淀在工艺管道和生产容器内的地点，至少应按照每五年一次或在设备停机检修时，对设施及工艺设备中的天然放射性物质进行监测。如果探测到天然放射性物质，则应制定相应的管理计划，以便按照适当的程序处理。处理程序应对存在天然放射性物质的区域分级，并且规定必需的监督和控制级别。当地表辐射超过 $4.0\text{Bq}/\text{cm}^2$ （ γ/β 辐射）和 $0.4\text{Bq}/\text{cm}^2$ （ α 辐射），则认为设施已受到影响¹⁷。运营方应决定是将天然放射性物质留在原地，还是按照本指南第 1.1 节的规定，进行清除和处置，以解除放射污染。

井喷

井喷的成因是储层液体不受控地流入井筒，导致不受控的油气释放。在钻井期间，防喷措施的重点是通过有效地估算地层液体压力和地下地层的强度，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；用密度足够的钻井液或完井液平衡井筒压力；安装防喷器（BOP）——当地层液体流出失控，防喷器将迅速关闭，同时在地面将气体放空，对原油导流，进行围堵，最终使井恢复安全状态。防喷器应采用液压操作和自动触发，并定期进行测试。井场人员应定期进行控井演习，关键人员应定期参加经过认证的机构的控井培训。

在开采过程中，应通过控制、检查腐蚀情况和监测压力，定期维护和监测井口。应将井喷紧急处理措施纳入设施的应急响应计划。

交通运输

与地面交通有关的事故是油气行业的主要伤亡原因之一。关于不同行业的交通运输安全措施，请见《通用 EHS 指南》。

油气项目应制定设施在各个运营阶段的道路安全管理计划。应制定措施，从安全和防御性驾驶方法以及安全运输乘客方面，对一切驾驶人员进行培训。应对所有车辆实施和强制执行限速。车辆应保持良好车况，并且配备一切必要的安全设备。

针对人员和设备空运（包括直升机），应制定具体的安全规程，配备安

¹⁷ 美国国家环境保护局（EPA）49 CFR 173：地面被污染物（SCO），以及国际原子能机构（IAEA）安全标准 ST-1 §508。

全设备，系统性地提供乘客安全教育。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

关于应急准备和响应（包括应急资源）的指引，请见《**通用 EHS 指南**》。陆上油气设施应建立和维持较高的应急准备级别，以确保高效、无拖延地对事故作出响应。应通过风险评估，确定在最差情形下可能发生的事故，并制定和执行相应的准备工作规范。应成立应急小组，并进行紧急事件响应、伤员救护、应急行动方面的培训。应急小组应与可能参与应急响应的其他机构和组织协调行动。

应为人员提供充足的设备，并将设备妥善放置，以便人员疏散。应制定逃生路线，路线要便于快速疏散至安全避难地点。应清楚标注逃生路线，并且提供备用逃生路线。应按照与项目风险相称的频次，举行应急准备演习。至少应实施以下演练计划：

- 每季度进行一次不含设备部署的演习；
- 在不同天气条件下和在一天内的不同时段，进行撤离设施的疏散演习和培训；
- 含设备部署的年度模拟演习；
- 根据持续评估的结果，更新培训。

应制定应急预案，其中至少包括以下内容：

- 关于应急组织安排（架构、角色、职责和决策人）的描述；
- 关于应急程序（应急设备及摆放地点的详情、规程、培训要求、职责等）的描述；
- 关于报警和通讯系统的描述及规程；
- 用以保护油气井的预防措施；
- 油气井的抢险安排，包括对要使用的设备、易耗品和辅助系统的介绍；
- 关于现场急救用品以及可获得的后备医疗支持的描述；
- 关于其他应急设施（比如，应急加油站）的描述；
- 关于生存设备和装备、备用宿营设施和应急动力来源的描述；
- 疏散程序；
- 伤病人员紧急医疗疏散（MEDIVAC）程序；

- 关于限制或制止事故的措施以及终止行动的条件政策。

1.3 社区健康与安全

油气设施的建造和报废对社区健康与安全造成的影响与其他大多数行业设施的相同，《通用 EHS 指南》对此有介绍。

身体危害

油气设施特定的社区健康与安全问题包括溢漏、火灾和爆炸可能造成的影响。为使附近社区和相关设施免受这些危害的影响，应根据风险评估结果，确定项目设施的地点，并且在设施周边建立足够的安全地带。还应制定社区应急准备和响应计划，适当考虑社区和社区基础设施的作用。关于应急预案的更多信息，请见《通用 EHS 指南》。

社区可能面临与油气设施（包括油气井和管道网络）相关的物理危害。危害可能来自与高温设备接触、设备故障、作业管道、正在作业和已放弃的油气井，以及已放弃但可能形成封闭空间或坠落危害的基础设施。为防止公众触及危险地点、设备及有害物质，应在永久性设施和临时结构周围设立围栏和警告标志等，禁止公众进入。应提供公开培训，就现有危害进行提醒，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晰指引。

与有害物质的道路运输相关的社区风险管理策略，请见《通用 EHS 指南》（具体可见“有害物质管理”和“交通运输安全”相关章节）。关于铁路运输的指引可见《铁路 EHS 指南》，海运则请见《海运 EHS 指南》。

硫化氢

在设施的设计和运营规划过程中，应认真考虑社区成员接触到来自设施的大气排放物的可能性。应在设施的设计、选址和/或工作制度及程序中，采取一切必要的防范措施，确保作业活动不会对居民和工人的健康产生影响。

如果存在社区接触到作业活动所排放的硫化氢的风险，则应采取下列措施：

- 建立硫化氢气体监测网，利用大气扩散模型，确定监测站的数量和

位置（要考虑排放源的位置和社区使用及居住的区域）；

- 硫化氢气体监测网应连续运转，以利早期发现和预警；
- 应急规划应参考社区的意见，以便对监测系统的报警作出有效响应。

安全

应在设施周围设立围栏和出入口控制（有人值守的门岗），避免人员擅自进入设施。应对公众进出设施加以控制。应设置充足的标识和规定封闭区域，并且在物业的边界就开始实行安保控制。车辆交通标识应清楚地指明供卡车/送货车和访客/员工车辆使用的不同入口。应考虑采用入侵监测技术（例如，闭路电视监控）。为创造最好的监测条件和尽可能减少非法入侵，设施应具备充足的照明。

2.0 绩效指标及监测

2.1 环境

废气与废水管理指南

表 1 列举了陆上油气开发行业的废水和废弃物排放指导值。世界银行集团的一个或多个成员国在参与项目时，将按照各自政策和标准的要求，运用《EHS 指南》。通过采用本文上述各章节中介绍的污染防控技术，经过合理设计和运营的工厂，在正常操作条件下，是可以达到这些指导值的。

废水排放指南适用于经过处理的废水对一般用途地表水域的直接排放。可根据公共污水收集和处理系统的可用性及使用条件，确定现场特定的排放标准；如果是直接向地表水域排放，则应按照《通用 EHS 指南》中描述的受体水域使用类别确定。

与蒸气和电力生产活动相关的燃烧源的废气排放，如果燃烧源的容量等于或小于 50MWth，则相关指引可见《通用 EHS 指南》，如果容量更大，则相关指引可见《热电 EHS 指南》。关于如何根据废气总排放量确定环境影响，请见《通用 EHS 指南》。

环境监测

该行业的环境监测计划应针对一切被确定为在正常操作条件和受干扰条

件下均可能产生重大环境影响的活动。环境监测活动应基于特定项目所适用的废气、废水、资源使用方面的直接或间接指标。

监测频率应足以为所监测的参数提供具有代表性的数据。监测应由受过训练的人员进行，应按照监测和记录程序，采用经过适当校准和维护的设备。应定期分析和审查监测数据，并与操作标准对比，以便采取必要的改正措施。关于废气和废水取样及分析方法的更多指引，请见《**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	按照本指南第 1.1 节的指引，进行处理和处置。
出砂	按照本指南第 1.1 节的指引，进行处理和处置。
采出水	按照本指南第 1.1 节的指引，进行处理和处置。 如向地表水域或土地排放，则： <ul style="list-style-type: none"> ○ 总烃含量：10mg/L ○ pH 值：6~9 ○ 生化需氧量（BOD）：25mg/L ○ 化学需氧量（COD）：125mg/L ○ 总固体悬浮物（TSS）：35mg/L ○ 酚类：0.5mg/L ○ 硫化物：1mg/L ○ 重金属（总量）^a：5mg/L ○ 氯化物：600mg/L（平均），1200 mg/L（最高）
水压试验用水	按照本指南第 1.1 节的指引，进行处理和处置。 如向地表水域或土地排放，可参考本表内的“采出水”参数。
完井和修井液体	按照本指南第 1.1 节的指引，进行处理和处置。 如向地表水域或土地排放，则： <ul style="list-style-type: none"> ○ 总烃含量：10 mg/L ○ pH 值：6~9
雨水排水	利用可将油脂浓度处理至 10mg/L 的油水分离系统，对雨水径流进行处理。
冷却水	废水排放不应导致初始混合及稀释区边缘的温度上升超过 3 摄氏度。如未界定混合区，则为距离排放点 100 米处。
污水	按照《通用 EHS 指南》中的指引（包括排放要求）处理。
大气排放物	按照本指南第 1.1 节的指引处理。排放浓度可见《通用 EHS 指南》，并且， <ul style="list-style-type: none"> ○ 硫化氢（H₂S）：5 mg/Nm³
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

应根据国际上已发布的风险暴露指引，评估职业健康与安全方面的表现，例如，美国政府工业卫生学家会议（ACGIH）发布的《阈值（TLV®）职业风险暴露指南》和《生物风险暴露指标（BEIs®）》¹⁸、美国国家职业安全卫生研究所（NIOSH）发布的《危险化学品手册》¹⁹、美国职业安全与健康管理局（OSHA）发布的《允许风险暴露限值》（PEL）²⁰、欧洲联盟成员国发布的《指示性职业暴露限值》²¹，以及其他类似来源。

应特别关注针对硫化氢（H₂S）的职业暴露指引。关于天然放射性物质（NORM）的职业暴露指引，应参考加拿大含天然放射性物质废弃物管理委员会、加拿大卫生部、澳大利亚石油生产与勘探协会或其他国际认可的来源所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（无论直接聘用或分包）事故次数减少为零，特别是导致失去工作时间、不同程度伤残甚至死亡的事故。在死亡率方面，可查阅已发布的来源（例如，美国劳工统计局、英国健康安全局²²），以发达国家在该行业的设施的表现作为参照基准。

职业健康与安全监测

应对工作环境进行监测，以了解特定项目相关的职业危险。监测工作应由经过认证的专业人员²³设计和实施，将其作为职业健康与安全监测计划的组成部分。各设施还应维护关于职业事故、疾病、危险事件和事故的记录。关于职业健康与安全监测计划的其他指引，请见《通用 EHS 指南》。

¹⁸ 见于 <http://www.acgih.org/TLV/> 及 <http://www.acgih.org/store/>。

¹⁹ 见于 <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>。

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

²¹ 见于 http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/。

²² 见于 <http://www.bls.gov/iif/and> 及 <http://www.hsc.gov.uk/statistics/index.htm>。

²³ 经过认证的专业人员包括注册工业卫生师、注册职业卫生师、认证安全人员或与具有同等资质者。

3.0 参考文献和其他资料来源

- [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 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 Konkuransesisjon (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：对该行业作业活动的一般性描述

石油天然气工业的主要产品是原油、天然气液体和天然气。原油是具有不同分子量和属性的多种烃类组成的混合物。天然气可以产自油井或气井（以开采天然气为主要目的）。甲烷是天然气的主要成分，乙烷、丙烷以及丁烷也是其重要组成部分。包括丙烷和丁烷在内的比较重的组分经过冷却和压缩，以液体形式析出，通常作为天然气液体进行分离和加工。

勘探作业

地震勘测

进行地震勘测是为了查明地层中潜在的油气储量。地震技术利用声波反射，识别地下的地质结构。地震勘测需要通过各种来源，产生地震波，比如，在地表下钻炮眼，放入炸药后引爆，或者使用震源机，将安装在震源车上的可升降动盘下放至地面，在地面产生震动。反射的地震波将由一系列串联在地表上的传感器（地震检波器）进行测量。

勘探钻井

通过分析地震数据，进而核实和量化潜在产层的油气资源的数量和分布范围后，就要开始陆上勘探钻井作业。在选定的井位处建造井场，将其作为安装钻机、相关设备和辅助服务设备的场所。通常将钻机和辅助服务设备分模块运送到井场，然后再进行组装。

就位后，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，钻头安装在钻柱一端，旋转钻进。可安装钻挺以增加重量。钻井液在钻柱内部被泵送至钻头处。钻井液有许多功能，它可以施加液体压力，协助钻头切割岩层，冷却钻头，将岩屑带入井筒，防止地层压力破坏井的结构。各井段钻井作业完毕后，要在井眼内下钢套管，然后用水泥固定，以防止井塌。钻至油气藏后即可完井，再通过生产尾管和设备进行测试，将油气采出地面，利用测试分离器，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，采出油气资源，直至可采储量开采完毕。在此阶段，可能需要钻更多的井，建立中央生产设施以处理采出

的油气，还要安装出油管线和管道，以便能将油气送至外运设施。

开发井完成钻井和完井作业后，要在每个井口安装“采油树”，作用是控制地层液体向地表流动。如果地下地层压力足够大，油气可能从井内自由喷出，但也可能需要增加地层压力，比如，使用电潜泵，或者向专用的注入井注入气体或水，以保持油藏压力。取决于油藏状况，可向油藏注入不同物质（蒸汽、氮气、二氧化碳，以及表面活性剂），以便从孔隙中驱替出更多油，提高产量和延长井的寿命。

大多数油井都按照一种被称为下降曲线的可预测模式生产，即，产量先相对快速地上升至顶峰，然后经历长期、缓慢的下降。运营方可定期进行修井作业，以清理井筒，使油气更易于运动至地表。其他增产措施包括酸化压裂和处理井筒底部，为油气向地表运动建立更好的通道。地层流体运动至地表后，在中央生产设施被分离成油、气和水——此设施的设计和施工方式取决于油藏的规模和位置。

对原油的处理主要是在外运前去除气体和水。对气体的处理则是除去液体和其他杂质，比如，二氧化碳、氮气和硫化氢。油气终端站接收来自外部（有时是海上）的油气，对其进行处理和储存后，等待外运。油气终端站的类型有管道终端站、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、卡车或铁路罐车外运。在天然气液化这一技术开发领域，天然气可转化为液体。天然气通常以液化天然气（LNG）的形式外运。管道的施工是按照以下顺序：确定路权区（ROW）和管道中心线；清理和平整路权区；开沟（用以掩埋地下管道）；铺设、焊接管道和弯管；焊接处补口；测试；下沟；管道沟回填；恢复路权区。利用泵和压缩机，将液体或气体从油气田输送至下游或外运设施。在调试阶段，需对出油管线、管道及相关设施（例如，切断阀和流量计、调节和泄压装置、泵站、清管站、储罐）充水，进行水压测试，以确保其完整性。管道操作通常需要频繁检查（地面和空中监测、设施检查），定期维护路权区及设施。通常要使用数据采集与监控系统

（SCADA），从中央位置对开采及管道操作进行监测和控制。该系统可监测油气田运作参数，比如，流量、压力和温度，并且可以打开和关闭阀门。

报废和放弃

当油气藏已经耗尽或油气开采已不再赢利，就需要报废和放弃陆上油气设施。对设施的某些部分（比如，油气田区域内和输送管线沿线的地面设施）需要进行处理，去除烃类和其他化学品以及废弃物或污染物，然后拆除。出油管线和管道等其他部分则通常被留在原地，以避免因拆除而干扰环境。将井堵塞后弃用，以防止流体在井筒内迁移或迁移至地表。将井下设备拆除，并且清除射孔井段的土壤、结垢和其他杂物。然后堵塞井筒。为保持足够的压力，井塞间要充填密度适当的液体。在此过程中，需要对井塞进行测试，以验证位置正确和完整。最后，在地表以下截断套管，用水泥塞封死。