



# 海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。<sup>1</sup>。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》。本《EHS指南》是针对具体行业，应与《通用EHS指南》共同使用，后者提供的指南针对所有行业都可能存在的EHS问题。如果遇到复杂的项目，可能需要使用针对多个行业的指南。在以下网站可以找到针对各行业的指南：<http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/EnvironmentalGuidelines>。

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

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

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

### 适用性

《海上石油天然气开发业EHS指南》涵盖了地震勘探、探测及开发钻井、开发及生产作业、海底管线作业、海上运输、油轮装卸、辅助作业及设备退役等方面的信息。该指南同时也强调了海上油气开发作业对陆上造成的潜在影响。本文由以下几个部分组成：

- 1 具体行业的影响与管理
  - 2 指标与监测
  - 3 参考文献和其他资料来源
- 附录 A 行业活动的通用描述

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



## 1 具体行业的影响与管理

本章概述海上石油天然气开发业在操作阶段发生的 EHS 问题，并提出如何对其进行管理的建议。关于如何管理大多数大型工业活动建造阶段各种常见 EHS 问题的建议包含于《通用 EHS 指南》。

### 1.1 环境指南

制定应对具体项目风险和潜在影响的综合评价和管理规划时，应将以下环境问题加以考虑。与海上油气开发项目相关的潜在环境问题包括以下几方面：

- 废气排放
- 废水排放
- 废弃物管理
- 噪声的产生
- 漏油

#### 废气排放

海上作业所造成的废气（连续或非连续的）排放源主要包括：用于热电生产的燃烧源，包括用来辅助船舶及直升机在内的海上生产设施所使用的压缩机、泵及往复式发动机（锅炉、涡轮机及其他热机），碳氢化合物放空火炬形成的排放物及无组织排放。

以上污染源所排放的污染物主要包括氮氧化物（NO<sub>x</sub>）、硫氧化物（SO<sub>x</sub>）、一氧化碳（CO）及颗粒物。其他可能包括的污染物如下：硫化氢（H<sub>2</sub>S）、甲烷、乙烷、苯、乙苯、甲苯及二甲苯、丙二醇等挥发性有机化合物（VOC）及多环芳香族碳氢化合物（PAHs）。

所有海上生产设施及辅助作业排放的数量巨大的温室气体（GHG）（大于 100 000 吨二氧化碳当量）应按年度累积排放量的形式进行定量，并应符合国际公认的方法与报告程序。

应采用一切合理的措施提高能量利用效率并设计能耗低的生产设施。总体目标应定位于减少废气排放物并评估符合成本效益的减排措施的技术可行性。其他针对温室气体及节约能源的管理措施请参阅《通用 EHS 指南》。

#### 废气

海上生产设施所形成的废气排放物的最主要来源是用于热电生产、注水或油气外输的涡轮机、锅炉、压缩机、泵及其他热机中气体或液体燃料的燃烧所产生的废气。在设备选型时，应考虑气体排放指标。

包括废气排放物排放标准在内的热能消耗不高于 50 兆瓦时的小型燃烧源排放物管理指南，请参见《通用 EHS 指南》。能耗大于 50 兆瓦时的燃烧源排放物的管理指南，请参见《热能 EHS 指南》。

#### 放空火炬

石油生产过程中随原油开采而带到地面的伴生气有时通过直接排放或燃烧的方式在海上



生产设施中进行处理。现在这种做法已经被公认为是对宝贵资源的浪费，并且会产生大量温室气体。

然而，火炬或放空又是在发生紧急事故、电力或设备故障及其他装置失常情况时，在海上油气开发设施中所采用的重要安全措施以确保对气体及其他碳氢化合物进行安全处置。

当海上作业考虑采用放空火炬措施时，所采取的措施应符合全球气体放空火炬推荐标准（世界银行组织全球气体放空火炬公私合作项目的部分内容<sup>1</sup>）的要求。该标准提供了关于消除或减少使用天然气放空火炬的指南。

伴生气的持续性直接排放并不属于好的行业惯例并应尽量避免。虽然在有替代措施可用时，应避免气体的持续性燃烧；但通常应引导伴生气体进入高效率的燃烧系统。在采用燃烧措施前，应最大限度的评估气体利用的替代措施并将之与生产设计相结合。

替代措施可能包括，利用气体满足现场能量需要、注气保持油藏压力、气体法提高采收率、用作仪表气或将气体输往邻近设施或市场。对替代措施的评估应详细论证并记录。如果没有可行的措施用来利用伴生气，应评估用来尽量减小容积的措施并采用燃烧解决伴生气的问题，但应以消除伴生气持续性燃烧作为优先目标，而把燃烧作为一种临时性解决办法。

在必须采用燃烧措施的情况下，应采用国际最佳方法和新技术对该措施进行持续改进。以下措施应被用来防止及控制气体燃烧所形成的污染：

- 尽可能采用减少原料气的措施；
- 采用高效火炬头，并优化燃烧喷嘴的大小与数量；
- 控制和优化燃料/气体/物流流率以确保辅助物料流与燃料物流的适当比例，从而尽可能提高燃烧效率；
- 在可行的情况下，采取措施，如安装吹扫气削减装置及燃烧后气体回收装置、采用惰性吹扫气、软座阀门等技术，并安装引燃气节约（Conservation Pilots）装置，从而在不损害安全性的条件下，尽量减少火炬吹扫与引燃用气；
- 确保出口速度并提供风量监控，尽量减少母火被吹熄的风险；
- 采用可靠的引燃系统；
- 在可行的限度内，安装完善的仪表压力保护系统，以减少超压事故并避免或减少火炬事故；
- 采用适用的液体分离系统，以尽量减少气焰中的液体夹带；
- 尽量减少火焰蹿烧的发生；
- 操控火炬以控制异味及可见烟尘的排放（即要求无可见黑烟）；
- 使火炬与周边装置保持安全距离；
- 执行燃烧器维修及更换计划，持续确保最高燃烧效率；
- 对火炬气进行计量。

在发生紧急事故或设备故障、或装置失常时，不能把过量废气直接放空，而要将其送入高效火炬气系统。在某些特定的场地条件下，气流无法进行火炬燃烧，或由于气流中缺少燃烧所

<sup>1</sup> 世界银行组织（2004）。



需足量碳氢化合物、气流压力偏低等原因无法进入火炬系统，而导致火炬气系统无法使用时，事故应急放空可能是必须的安全措施。应在做出不在海上生产设施安装火炬燃烧系统的决定并考虑采用气体放空装置前，进行充分的论证。

为尽可能减少因设备故障、装置失常而造成的火炬事件，装置可靠性必须足够高（大于95%），并制定针对设备闲置的规定及装置调整规程。

对于新装置，应在设备起始试运行阶段估算需要火炬燃烧的气量，从而制订固定的燃烧气量目标值。所有火炬燃烧操作烧掉的气量应记录并报告。

### 试井

试井过程中，应避免采用燃掉采出碳氢化合物的措施，尤其是环境敏感区域。在考虑了挥发性碳氢化合物安全处置的前提下，应评估试井液体回收、输送到处理设施或其他替代处理场所的可行替代措施。对所采出碳氢化合物的替代处理措施的评估应详细论证并记录。

如果燃烧是唯一可靠的试井液处理措施，则应采用试井所需要的碳氢化合物最小流量并将试井周期缩短至最短可行时间。为减少不完全燃烧、黑烟及油气落海的发生，应采用高效试井火炬燃烧头，并为其配备适当的提高燃烧效率的系统。应记录所燃烧的油气量。

### 无组织排放

冷式放空、管道泄漏、阀门、连接件、法兰、密封圈、末端开口的管线、泵密封、压缩机密封、减压阀、储罐或者开放的坑井/容器等的泄漏，以及烃的装卸操作过程可能会导致海上生产设施的无组织排放。

在海上生产设施的设计、操作和维修过程中应考虑并执行针对无组织排放的控制和削减措施。在选择适用的阀门、配件、密封件及填料时不仅要考虑其在减少气体泄漏和无组织排放方面的能力，还要考虑其安全性和适用性。此外，还应执行泄漏监测及维修计划。

## 废水

### 采出水

油气生产中带至海面的油气藏所含水分（地层水）称为采出水。油藏含水量大，而气藏通常含水量较小。在许多油田，采出水被注入储层，以维持地层压力或增加产量。从体积来看，海上油气工业处理的采出水是量最大的污染物。采出水中含有复杂的无机混合物（溶解盐、微量金属、悬浮颗粒）、有机物（分散的及溶解态烃类、有机酸）和化合物，在很多情况下，还含有残余的化学添加剂（如阻垢及防腐剂）。所述化学添加剂是在油气生产工艺中加入的。

应对可行的采出水管理及处置措施进行评估，并将其纳入生产设计中。采出水可行的措施包括随海水一起注入储层保持地层压力、回注适当的海上处理井或随采出的油气输送到陆上进行处理。如果以上所有措施从技术或经济角度不可行，应按本文第二部分表1所提供的排放指导值要求进行处理并排入海域。

采出水处理技术通常包括重力及/机械分离、化学处理，并可能包括多级处理系统，典型的有除油罐及平等板分离器，其后有气浮或水力旋流单元。现在也有很多可用的水处理工艺包，选用时应考虑应用条件及特定的油田条件。



应配备充足的后备处理能力，以确保某种处理方法出现故障时（如采出水注入系统出现故障），系统仍然可以连续工作。

在必须将处理后的采出水排放海域时，应采取各种措施减少采出水量，包括：

- 完井作业中进行完善的油井管理，以尽量减少采出水量；对采出水量大的油井重新进行完井作业，以尽量减少采出水量；
- 在技术上及经济上可行时，在可行的区域采用井下液体分离技术及堵水技术；
- 关停高产出水量的油井。

为了尽可能减少因残余化学添加剂而造成的采出水对环境造成的危害，在所使用的地面处理方法中，应谨慎选择化学产品，并考虑其体积、毒性、生物活性及潜在的生物积累等各种因素。

#### 静压实验用水

海上设备及海底管线静压实验需要用水（除非设备存在特殊要求时，一般采用滤后海水）进行压力试验，以验证设备及管线的完整性。试验中可能会加入化学添加剂（防腐剂、除氧剂及染料）以防止内腐蚀或用于验证泄漏。在静压试验用水管理中，可能需要考虑以下污染防控措施：

- 在设备安装于海上生产设施前，在陆上进行设备测试，以减少海上静压试验用水；
- 试验用水循环用于多次试验；
- 尽量减少静压实验持续时间，以减少相应化学品的用量；
- 从剂量、毒性、生物可降解性、生物可吸收性及生物潜在积累等角度谨慎选择化学添加剂；
- 可行的情况下，将海上静压实验用水输往岸上设施进行处理。

如果必须采用排入海域的方式处理静压试验用水，应制定静压试验用水处理计划，该计划应考虑到排放点源、排放速率、化学品使用及扩散、环境风险及监测等因素。应避免将静压实验用水排入浅海水域。

#### 冷却水

在海上生产设施冷却水系统中加入防污化学药剂，以防止海水结垢，应谨慎选择其剂量。可行的情况下，应评估可用的替代处理方案；应优化海水吸入口深度减少化学品需求量。在安全并可行的情况下，应在海水吸入口安装适当的滤网。

如本文第二部分表 1 所示，应选择冷却水排放深度以便最大限度的使热流与海水混合并受到冷却，以确保指定混合区边缘（或排放点周边 100 米内）环境水温变化不超过 3℃。

#### 脱盐卤水

操作人员应考虑将来自饮用水系统的脱盐卤水与冷却水或排污水混合。如果与排放的其他废水水流无法混合，应在考虑潜在环境影响的前提下谨慎选择脱盐卤水排放口。

#### 其他废水

海上生产设施日常产生的其他废水及其适用处理措施如下所述：

- 污水：淋浴、厕所及厨房设施所产生的灰色及黑色废水，应根据国际防止船舶造成污染公约 73/78 附则的要求，进行适当原地船用卫生处理；



- 餐饮垃圾：来自厨房的有机废弃物（食物），根据国际防止船舶造成污染公约 73/78 附则的要求，至少应将其浸软到可接受的程度再排入海洋。
- 容器置换废水：装卸过程中泵入及泵出容器的废水应在排放前进行收集并处理，以满足本文第二部分表 1 中指导值的要求；
- 船底废水：海上生产设施设备空间及辅助船舶形成的船底污水应导入靠近排放系统的设备，或收集起来在排放前进行处理以便满足本文第二部分表 1 中指导值的要求。如果将上述污水处理至该标准不可行，应收集这些污水并将之运送到岸上进行处理；
- 平台排水：降水、海水飞溅及常规操作如平台及设备清洗、防火演练等产生的废水，应导入海上生产设施独立的排水系统。这类废水包括来自工艺区的可能被油污染的废水（密闭排水系统）、来自非工艺区的（露天排水沟）的废水。应围堤保护所有工艺区以确保废水注入密闭排水系统。应设置滴盘收集设备跑冒的未污染废水，并将之导入密闭排水系统。污染的排放水应在排放前进行处理，以满足本文第二部分表 1 中指导值的要求。

## 废弃物管理

典型的海上生产设施产生的常规非危险性<sup>1</sup>及危险性废弃物<sup>1</sup>包括普通的办公及包装垃圾、废油、沾油碎布、废电池、空油漆罐、废化学品及废弃化学品容器、废滤料、荧光灯管、金属屑、医疗废弃物及其他。

至少应在海上对这些废弃物按非危险性和危险性进行分类，然后将之运到岸上进行再利用、回收或处理。应制订海上生产设施废弃物管理计划，该计划应包含明确的废弃物跟踪机制，以便对废弃物从海上原始形成地运往最终的岸上废弃物处理场所的整个运输过程进行跟踪管理。在任何时候都应努力消除、减少或回用各种废弃物。

有关这类典型废弃物的岸上管理指导请参阅《通用 EHS 指南》。

海上开发作业产生的其他量比较大的废弃物包括：

- 钻井液及钻井废屑
- 采出砂
- 完井及修井液
- 天然放射性物质（NORM）

### 钻井液及钻井废屑

油气田钻井操作中所用钻井液的主要作用包括从井筒移走钻井碎屑（岩石碎屑）和控制地层压力。其他的主要作用包括密封可渗透地层、保持井筒稳定性、冷却和润滑钻头及将液压能量传导至钻井工具和钻头。从井筒移走的钻井碎屑及废弃钻井液是油气钻井作业中形成的量最大的典型废弃物。

目前有多种钻井液可用，但都可以归为两类液体体系之一：

- 水基钻井液（WBDF）：指连续相及固体悬浮介质为海水或水溶性液体的钻井液。水

<sup>1</sup> 由地方立法或国际协定规定。



基钻井液（WBDF）有多种，包括凝胶、盐-聚合物、盐-乙二醇及盐-硅酸盐液体体系；

- 非水基钻井液（WBDF）：其连续相及固体悬浮介质为水中不可溶的液体，而是油基、矿物强化油基或合成基液体。

目前柴油基钻井液也是可用的，但是当前公认采用以柴油为主要成分的液相进行海上钻井的方法不属于良好的做法，应避免。

通常，钻井液中所用固体介质为用于增重的重晶石（硫酸钡）及用作增稠剂的膨润土。

钻井液中还包含依据地层条件加入的多种化学品。钻井液在井下循环与驱替出来的碎屑一起进入海底（尤其是距离海底最近的钻井段），或再循环进入海上生产设施，并被引导进入固体控制系统。在固体控制系统中，将钻井液与钻井碎屑分离，使钻井液可以再循环进入井下，且钻井碎屑则被留下来进行处理。这部分钻井碎屑中含有部分残余钻井液。采出的钻井碎屑体积取决于井深及钻井段的直径。

在钻井液流变性能或密度无法保持时，或在钻井作业的末期，钻井液将被驱替出来。这些废弃的钻井液被收容起来以便再利用或处置。必须避免采用将废弃非水基钻井液注入海域的处置方式。非水基钻井液应输送到岸上进行循环再利用或处置。

应对废弃水基钻井液及由水基钻井液或非水基钻井带出的钻井碎屑的可行替代处置措施进行评估。可选的方案包括将以上废弃物注入特定的海上处置井、注入油井的环形空间、收集并送往岸上进行处理，及在没有其他方案可以采用时将之排入海域。

在将上述废弃物排入海域是唯一可行方案时，应制订钻井碎屑及钻井液处置计划，并考虑碎屑及钻井液扩散、化学品使用、环境风险及必要的监测等因素。应避免将由非水基钻井液带出的碎屑由油井排入海域。如果将碎屑排入海域是必须的措施，应在排放前进行处理，以满足本文第二部分表 1 中指导值的要求。

钻井液及碎屑运送至岸上后的处理与处置指南请参阅《陆上石油天然气开发 EHS 指南》。

在排放废弃的钻井液及钻井碎屑前，应考虑的污染防控措施包括：

- 谨慎选择钻井液体系，以尽可能减少由残余化学添加剂带来的环境风险。只要可用，优选选用水基钻井液；
- 在考虑其浓度、毒性、生物可吸收性及潜在的生物积累等因素的前提下，谨慎选择钻井液添加剂；
- 采用高效固体控制设备，以减少钻井液替出量并使残留在钻井碎屑中的钻井液尽可能少；
- 采用直接钻探技术（水平及大位移钻井），以避免地表敏感区域，并从非地表敏感区域接近油藏；
- 在可行的情况下，采用小井眼多分支钻井及连续油管钻井技术，以减少钻井液及钻井碎屑的产生量。
- 对需要排入海域的钻井液（包括作为钻井碎屑的残余物料），要求测试其毒性、重晶石污染及油含量等在本文第二部分表 1 中所列的各指标。所有排放物应采用沉箱方式使之处于至少海表面 15 米以下。



### 采出砂

在油气处理过程中，来自油藏的采出砂与地层液体分离开来。采出砂可能已被油气污染，但其中油含量随位置、浓度及油藏特性不同而变化。完井作业应以采用有效的井下控砂措施，并以减少采出砂量为目标。

若可行，就要将从工艺设备分离出来的采出砂运送到岸上进行处理与处置，或在可行的情况下导入海上注入井。目前，将之排入海域已不是好的惯例。如果将之排入海域是唯一可行的方案，则排放物应满足本文第二部分表 1 指导值的要求。

采出砂处理产生的所有含油污水应收集并处理，使之满足本文第二部分表 1 指导值的要求。

### 完井及修井液

完井及修井液（包括介入液及服务液）通常包括重质盐水或酸、甲醇及乙二醇及多种其他化学体系。这类液体用于清洗井眼并促进油气流动或只是用于保持井下压力。这类液体在使用后其中可能含有如下污染物，如固体物质、油及化学添加剂。

可行时，应考虑采用以下处理措施：

- 上述液体如果在密闭体系内处理，则将其收集起来运送到岸上返给原生产商进行循环利用；
- 可行时，将之注入可用的处置井；
- 送往岸上进行处理与处置。

在其之排入海域是唯一可行的选择时：

- 应根据其浓度、毒性、生物可吸收性及潜在的生物积累等因素选择化学体系；
- 可行时，应考虑将这类废液并入采出水流进行处理与处置；
- 废酸在处理与处置前应先进行中和；
- 废液应满足本指南第二部分表 1 指导值的要求。

### 天然放射性物质

受油藏特性影响，天然放射性物质（NORM）可以垢或污泥的形式沉积在工艺管线或生产容器中。在存在天然放射性物质（NORM）的地方，应制订天然放射性物质（NORM）管理计划，从而使员工遵守适当处理规程。

如果出于职业健康原因（第 1.2 节）需要将天然放射性物质（NORM）移除时，处理方案可能包括：油井废弃时采用的装罐处理、注入油井环形空间、送往岸上进行处置并密封后在填埋场填埋及在没有其他可行处置措施时，依据天然放射性物质（NORM）的类型，将之随设施排放物注入海域。

受污泥、垢或天然放射性物质（NORM）影响的设备应进行处理、加工或隔离，以使潜在的与这类处理后的废弃物人体接触符合国际可接受风险的限定值要求。应采用公认的行业惯例对其进行处置。如果将这类废弃物送往岸上设施进行处置，该岸上设施必须具有接收天然放射性物质（NORM）的许可。

### 危险物料管理

在海上油气作业中用到多种危险物料。针对危险物料管理的指南请参阅《通用 EHS 指南》。



对于海上化学品管理还应遵循以下原则：

- 采用危险化学品危害评估及风险管理技术评价化学品及其影响；
- 化学品选用前应进行环境危害测试；
- 海上钻井及生产用化学品应根据北大西洋和东大西洋海洋环境保护委员会（OSPAR）<sup>1</sup>海上化学品标注格式调和标准（HOCNF）或其他类似国际公认体系的基础上进行选择；
- 任何可行的情况下，都应选用危害最小、潜在环境影响最小及对健康潜在危害最小的化学品；
- 应避免采用引起污染的可疑化学品或确认的可引起内分泌失调的化学品；
- 应避免使用引起臭氧层损耗的物质<sup>2</sup>；
- 已知的含有重金属的化学品，除非用量极微，否则应予避免。

## 噪声

油气开发作业中产生海上噪声的作业包括地震操作、钻井及生产作业、海上与近岸构筑物安装（尤其是打桩）、建筑作业及海上交通。海上作业（尤其是勘探操作）会对海洋鱼类及哺乳动物造成短期影响。减少对海洋物种的噪声影响的推荐措施包括：

- 识别海洋生物敏感区域，如进食、繁殖、产崽及产卵区等；
- 对地震勘探及海上建筑作业进行规划，避开一年中的敏感时间段；
- 识别渔业区并通过对地震勘探及海上建筑作业的规划，至少在一年中的渔业生产期尽可能减少对渔业生产的干扰；
- 尽可能提高地震勘探的效率，以减少作业时间；
- 如果预期敏感物种处于作业区域，在开始产生噪声的作业前，应监测这些物种是否存在，并使地震勘探及建筑作业尽量连贯。在预期对敏感物种产生显著影响的区域，应有有经验的观测者参与作业；
- 当观察到海洋哺乳动物聚集于预定作业区域时，地震勘探或建筑作业应在至少远离该区域 500 米的地方开始；
- 如果在地震台阵或建筑区域 500 米内观测到海洋哺乳动物，应将地震作业或建筑作业推迟至海洋哺乳动物离开上述区域，并在最后观测时间点预留足够的时间；
- 在已知的海洋哺乳动物活动区，应采用软启运程序，也称斜坡或慢速启动。这涉及逐渐增加声音压力直到满负荷操作；
- 在整个地震勘测过程中，应采用最低可行能量等级，并应对地震作业进行详细记录；
- 尽可能采取措施减少及/或屏蔽由空气枪或其他声能发生源产生的高频噪声。

## 溢油

海上生产设施可能会因泄漏、设备故障、事故或人为失误等发生溢油。关于泄漏防控计划的指南（包括制订溢油防控计划的要求）请参阅通用 EHS 指南。其他针对海上油气生产设施

<sup>1</sup> 奥斯陆巴黎保护北大西洋海洋环境公约。

<sup>2</sup> 请参考关于消耗臭氧层物质的蒙特利尔议定书中的定义。



的溢油防控措施包括：

- 对海上生产设施及辅助船舶进行溢油风险评估；
- 对工艺、设备及钻井系统进行设计，减少主要的溢油风险；
- 安装阀门，包括海底切断阀，以便可以在事故早期进行切断或隔离；
- 确保所有设施在使用寿命内留有足够的腐蚀裕量，并且/或在所有管线、工艺设备及罐设备上安装防腐防控系统；
- 制定维修及监测计划，确保油田设备的完整性。对于外输管线，维修计划应包括用于清洗管线的常规清管工作，在需要时还要包含智能清管工作；
- 安装泄漏检测系统。采用海底管线测量技术，如遥感系统、数据采集与监控系统（SCADA）<sup>1</sup>、压力传感器、关井阀、停泵系统及各种常规的无人管理安装设施，以确保快速监测到污染物的泄漏；
- 对于可能存在显著泄漏的设施，安装紧急关闭系统，该系统可以启动紧急关闭动作使海上生产设施回归安全状态；
- 进行完善的防范溢油、污染及应急方面的员工培训；
- 确保溢油应急及防范设备的配备，并确保其在应急时处于可用状态。

应记录并报告所有溢油事故。发生溢油后，应进行原因分析并采取正确的措施。需要制订溢油应急计划，并应具备执行该计划的能力。溢油应急计划应重点强调海上生产设施、包括油轮在内的辅助船舶及管线破裂造成的潜在的油、化学品及燃料的溢漏。该应急计划应包括：

- 对作业、现场条件、海流及风力数据、海洋条件及水深和后勤保障的描述；
- 确定溢油应急措施管理责任人，包括其职责、权力、作用及详细联系方式；
- 在适合的情况下，与政府相关部门进行合作；
- 进行溢油风险评估，定义各潜在泄漏源的溢油发生频率及规模；包括对可预见的后果的评估；
- 采用完善的及国际认可的具备输出当地海流及风力资料能力的计算机模型模拟油品泄漏轨迹，应包含对油品去向及环境影响预测模拟；
- 明确的溢油严重程度分界标准（采用明确定义的一级、二级、三级分类法依据溢油规模制订）；
- 至少应包括应对海上装置及辅助船舶一级溢油事故的管理策略；
- 大规模溢油事故的应急中运用外部资源的安排及规程，及其应对策略；
- 现场及场外应急设备的清单、说明、位置及使用情况，及调配所需的应急时间；
- 浮油收容及回收方法，包括化学分散剂的使用（限用）；
- 在承担风险的环境中采用敏感性绘图法做出标注了生态敏感区域（季节性/月度性）的地图；
- 确定应急优选顺序（按照潜在的受影响程度或利益相关体）；
- 海岸线清洁战略；

<sup>1</sup> SCADA 指数据采集与监控系统，可用于辅助监控油气生产或其他工业设施的装置与设备。



- 针对溢漏的油品、化学品、燃料或其他回收的污染物料的处理说明，包括其运输、短期存储及处置。

## 退役

海上生产设施的退役应遵循国际海事组织（IMO）发布的国际公认指南与标准及由北大西洋和东大西洋海洋环境保护委员会（OSPAR<sup>1</sup>）制定的决议<sup>2</sup>。

国际海事组织（IMO）要求除平台及上层结构以外的重量不超过 4 000 吨、且位于海平面以下 75 米以内的装置或结构在退役后要全部拆除。此外，1998 年 1 月 1 日后，除了设计为退役后整体拆除的设施，不准安装任何装置或结构。标准要求，对于安装于 1998 年前的、由于经过论证的技术或经济可行性方面的原因不能完全拆除的装置或结构，要视具体情况确定，但必须部分拆除这些设施，确保海域 55 米浓度以内的洁净。

北大西洋和东大西洋海洋环境保护委员会（OSPAR）的一项决议规定，将海上生产设施整体拆除后在陆地上再利用、循环使用或最终处置是处置海上退役设施的优选方案。在对替代方案进行评估的基础上，也可以考虑采用其他的替代处置方案。评估中应考虑设施类型、处置方法、处置地点及环境和社会影响，其中环境和社会影响包括对其他海洋用户的干扰、对安全的影响、能量和原材料消耗及辐射。

应制订初步的海上生产设施退役计划，并包括油井的报废、出油管线中油的移除、设施拆除、海底管线的退役及所有设备和材料的处置方案。该计划可在油田运营期间进一步丰富，并在油田生产寿命内使之完善。

该计划应包括退役作业的执行及退役后监控和善后的具体事宜。

## 1.2 职业健康与安全

职业健康和安全问题的研究应视为包括危害源识别分析（HAZID）、危害和可操作性研究（HAZOP）或其他风险评估研究在内的综合危害或风险研究体系的一部分。这些研究结果用于制订健康安全管理计划，设计生产设备和安全工作体系以及安全工作规程的制订。健康和安全计划应表明，将采用系统的、结构化方法来管理海上健康和安全问题。同时，将采取控制措施以最大限度地降低风险。

应对海上生产设施进行设计，消除或减少潜在伤害或发生事故的风险。常规的生产设施设计措施及要求请参阅《通用 EHS 指南》。此外，在对海上生产设施进行设计时，还应考虑以下事项：

- 海上生产区的环境条件（如地震活动度、风力极限及海浪事故、海流、冰层）；
- 充足的适于户外环境的生活住宿设施；
- 位于海上生产设施保护区域的临时避难或安全庇护所，在发生事故时供员工使用；

<sup>1</sup> 奥斯陆巴黎保护北大西洋海洋环境公约，了解详情请登录 <http://www.ospar.org/>。

<sup>2</sup> 关于拆除大陆架及专属经济区海上设施及结构的指南也标准，1989（决议 A672（16））。国际海事组织（IMO）及北大西洋和东大西洋海洋环境保护委员会 98/3 关于“大陆架海上设施处置”的决议，及北大西洋和东大西洋海洋环境保护委员会保护北大西洋海洋环境公约。北大西洋和东大西洋海洋环境保护委员会部长会议，辛特拉，1998 年 7 月 22~23 日。



- 足够的通往员工召集点或逃出生产设施的疏散路线；
- 栏杆、下部围护侧板、升降平台及人行通道的防滑表面、防止人员落海的楼梯及斜坡；
- 确定起重机及设备安装位置，以避免经危险区移送重物并减少落体危害。应提供结构保护措施供选用。

职业健康与安全危害管理应包括风险识别与交流、以安全、熟练的方式完成生产作业、适当的员工培训，以及确保设备处于安全状态等。应编写恰当的海上生产设施安全案例。

应为海上生产设施制订工作许可制度。工作许可制度将确保安全地完成所有具有潜在风险的工作、确保特定工作的有效许可、开始工作前进行有效的工作交流（内容包括可能遇到的风险及安全隔离规程）。应执行设备闭锁规程，以确保所有设备在检修或拆除前已与其能量源断开。

海上生产设施至少应配备专业的急救人员（专业的住院前护理人员）及短期远程医护措施。应考虑配备场内医疗点及医生，这取决于人员数量及生产设施的复杂程度。特定的情况下，远程医疗设施可能会是一种替代方案。

应安装整个海上生产设施范围内可听到的警报系统。应提供火险警报、气体泄漏警报及人员落海警报系统。

建议在生产设施上组建健康和安全管理委员会。在进入海上生产设施前，应对所有员工提供健康与安全指导。

与其他行业通用的物理危害管理指南、针对转动或移动设备、接触噪声与振动、电力危险、热作业、重型设备作业、高空作业的物理危害管理指南、及常规工作环境指南请参阅《通用EHS指南》。指南中还包括了关于员工所需个人防护设施方面的指导。

此外，在海上油气作业中，还应考虑以下职业健康与安全事项：

- 火灾及爆炸的防范与控制；
- 空气质量；
- 危险物料；
- 员工运输及船只；
- 井喷；
- 撞船；
- 突发事件准备与应急。

## 火灾及爆炸的防范与控制

火灾预防及火灾和爆炸的防范与控制指南请参阅《通用EHS指南》。

海上生产设施中防范火灾与爆炸的最有效方式是防止可燃物料及气体的泄漏、早期监测并中止其泄漏。应尽量减少潜在的点火源并确保潜在的点火源与可燃物料间有足够的隔离距离。基于国际标准<sup>1</sup>及可燃气体与液体泄漏的可能性，应将海上生产设施划分为危险区域。

适当的海上生产设施火灾与爆炸防控措施包括：

<sup>1</sup> 如美国石油协会 500/505，国际电工技术委员会或英国标准。



- 为装置配备被动防火措施，以防事故发生后的火灾蔓延；
- 应提供承重结构被动防火措施及耐火墙，并应在各房间之间提供耐火区；
- 承重结构的设计应考虑到承受爆炸带来的负荷，应安装防爆墙；
- 应在对可能发生的爆炸的特性进行评估的基础上，进行项目及结构抗爆炸设计并确定对防爆墙的需求；
- 应考虑防爆板或爆炸泄压措施，尤其要注意井口、安全区及生活区的火灾和爆炸防护。
- 生活区应设置安全距离或防火墙。应防止从通风口将烟雾吸入生活区；
- 所有防火系统（如消防泵及控制室）应位于设施的安全区内，与火险区保持安全距离或以防火墙隔离。如果系统或项目位于火险区，则应配备被动防火系统或自动防故障装置；
- 确保空间处于惰性状态，以防在受限空间形成爆燃性空气；
- 对于无人操控设备，应将火灾或爆炸信号远程传输到控制中心以便采取适当的措施；
- 应为海上生产设施配备自动与手动相结合的预警系统。应在海上生产设施安装主动消防系统，并合理布置，以便在应急中快速有效的使用。根据对火险类型及火险影响的评估，可以结合使用多种主动灭火方法（如固定泡沫系统、固定消防水系统、二氧化碳灭火系统及便携式灭火器。安装使用卤基灭火系统不是良好的做法，所以应避免。消防水泵应可用并设计合理的供水速率。必须对消防设施按计划进行检查与维修。
- 应把火险安全培训与应急作为员工健康与安全教育/培训的部分内容，对于指定的救火队员，则应进行高级火险安全培训。

## 空气质量

有关保持工作空间空气质量的指南及对空气质量水平的要求，请参阅《通用 EHS 指南》。

由于泄漏或紧急事件可能会使海上油气生产设施存在气体泄漏的风险，要求对密闭或半密闭空间采取足够的通风措施。引风口应设置在通风良好的设施安全区及紧急状态下可操控的区域。必要的情况下，在引风口安装危险气体监测装置，该装置应可以在危险气体超标时自动切断引风口。可以将材料爆炸下限值乘以一分数（约 20%）作为可燃气体危险浓度。

生产设施应配备可靠的气体监测系统，以便隔离泄漏源并减少积存的可泄漏气体。压力设备排污前应首先降低系统压力，以便减少泄流速率。批准密闭空间作业前也应使用气体监测设备进行监测。

在所有可能发生硫化氢（H<sub>2</sub>S）积聚的地方安装监控器，并进行设定使之在监测到硫化氢（H<sub>2</sub>S）浓度超过 7mg/m<sup>3</sup> 时发出警报。应给员工配备硫化氢（H<sub>2</sub>S）监测器，并对其进行硫化氢（H<sub>2</sub>S）泄漏应急培训。应提供完备的呼吸装置，并对其进行设计、安放，以便工作人员可以安全的停止工作进入临时避难或安全庇护所。

## 危险物料

设计海上生产设施时，应减少员工对化学品、燃料、含危险物质的产品的接触。可行的情况下，应识别对归类为剧毒、致癌、致过敏症、致畸或引腐蚀物质及产品的使用，并用低危险



产品替代。对使用的所有化学品，应提供化学品安全说明书，并应在设施内可获取。防止化学品危害影响的常规分级方法请参阅《通用 EHS 指南》。

应制订海上放射源控制与管理规程，并配备特定的有屏蔽功能的容器，用于存放放射源（不使用时）。该容器应锁放于专用库房内。在可能发生天然放射性物质（NORM）沉积的地方，包括工艺管线及生产容器，至少每五年对设施及工艺设备进行一次天然放射性物质（NORM）监测，并在设备停用进行维修时进行监测。在监测到天然放射性物质（NORM）的地方，应制订天然放射性物质（NORM）管理计划，以便遵守适当的处理规程。规程里应对存在天然放射性物质（NORM）的区域进行分级，并确定所需采用的监控级别。对于伽玛/贝塔射线，表面射线水平高于  $4.0 \text{ Bq/cm}^2$  时、对于阿尔法射线，表面射线水平高于  $0.4 \text{ Bq/cm}^2$  时，认为设施受到了射线影响<sup>1</sup>。操作者应确定是将天然放射性物质（NORM）留置在原位，还是将其清除并按指南 1.1 部分介绍的方法进行处置。

## 员工运送及船只

通常采用直升机或轮船将员工运入或运离海上生产设施。应制订专门的员工直升机或船舶运输安全规程，并给乘客系统提供安全设备及简明的安全规程。

海上生产设施的船上直升机停机坪应满足国际民航组织的要求。员工运输过程中用于船舶停泊的设施应考虑到不利的海洋条件，以便保护船舶和设施结构不受到严重影响。

如果使用起重机从船舶上把员工转运到生产设施，则只能使用合格的起重设施、绳索及吊筐。按国际民航组织的要求，辅助船舶应具有相关的许可和论证，应执行安全管理体系。

## 井喷

油藏液体不受控制的流入油井可引起井喷，并造成不可控制的油气泄漏，污染海洋。

防止井喷发生的措施重点在于对油层压力及地层强度进行有效估算。为实现此目的，可采用以下技术：适当的预井计划，钻井液录井；采用足够压头的加重钻井液或完井液平衡井口压力；并安装防井喷系统，该系统应可以在发生地层液体不可控喷出时快速切断油井，并可通过将气体放空到地面及疏导油液以便收容等措施使油井回复安全状态。防井喷系统应采用液压操控及自动触发装置，并应定期测试。设施上的员工应进行油井控制训练。生产设施应急计划应包括井喷应变措施。

## 撞船

为避免与第三方船只及辅助船舶发生事故性碰撞，海上生产设施应配备符合国家及国际标准的助航设备。助航设备包括生产设施结构及辅助船舶上的雷达和灯光。对于永久海上生产设施而言，至少应设置半径 500 米的禁入区。生产设施应监测并与接近自己的船舶进行交流，以降低发生船舶碰撞的风险。

相关的海事、港口或船运管理部门应公告所有的永久海上生产设施及其禁入区、相关项目

<sup>1</sup> 美国环保局（EPA），CFR 第 49 卷第 173 章第 ST-1，§508 号标准：表面污染物体及国际原子能组织安全标准。



船舶所使用的运输航线。应在海图上标出永久生产设施的位置。在作业会导致船舶活动明显增多的情况下，如生产设施安装、钻机运转及地震勘测作业时，应将作业计划及作业位置通告海事管理部门。

应建立海底管线通道安全区（通常宽度为 1 000 米），明确禁止停锚区并为打捞装置提供防护。在航运活动频繁的浅海区，应考虑将海底管线埋入海床以下。

## 突发事件准备与应急

包括应急资源在内的关于突发事件准备与应急的指南，请参阅《通用 EHS 指南》。应为海上生产设施建立并维持应急准备，以确保高效无延误的应对突发事件。根据风险评价及设定的应急准备需求，确认潜在的最坏事故，为海上生产设施建立应急队伍，并对其进行培训以应对潜在的紧急事故、抢救受伤人员及进行紧急处置。应急队伍应与应急反应涉及的其他部门及组织进行合作。

应为员工提供充足的高效疏散设备，这些设备应位于适当的位置。按员工总数量配备足够的救生艇，采用全封闭耐火救生艇，并配备熟练的操作人员。从冻水区的生产设施疏散需要有冰上交通工具。

应当为工作人员提供足量的救生衣、救生圈及救生服。

不要把采用直升机进行疏散作为主要的逃生方式。

进行应急准备演习，演习频率应与项目风险相匹配。至少，应进行下述演习：

- 季度性无装备配置的演习；
- 不同天气条件及一天中不同时间段的平台出口疏散演习与培训；
- 带装置配置的年度模拟演习；
- 基于持续评估，在必要时，更新培训内容。

应急计划的制订至少应包含以下内容：

- 应急组织说明（结构、作用、职责及决策人）；
- 应急规程说明（应急设备及其地点的详情介绍、规程、培训要求、职责等）；
- 警报与通讯系统的说明与规程；
- 油井安全预警措施；
- 减压井配置，包括设备说明、消耗品及需要使用的辅助系统；
- 关于现场急救用品及可用的备用医疗支持的说明；
- 关于其他应急设施如应急加油点的说明；
- 关于救生设备与设施、生活设施代替品及应急电力供应等的说明；
- 人员落水应急规程；
- 疏散规程；
- 伤病员紧急医疗疏散规程；
- 规定限制或停止突发事件的措施及应急中止条件的相关政策。



### 1.3 社区健康与安全

海上油气生产设施运营造成的社区健康与安全影响通常包括与其他海上用户、主要的航运操作人员及渔民等的相互影响。

诸如海上钻井与建设、管线安装、地震探测及设备退役等活动或作业会导致对海域其他用户的短期影响。永久设施与结构，包括生产设施、钻井设施及海底管线则有潜在的长期影响，至少在油田寿命期内会有影响。应当向包括渔业组织在内的当地海事管理部门报告海上生产设施（包括海底危害）的位置及海上作业的时间。在海图上标出固定生产设施的位置及安全禁入区，把关于限制进入禁入区的明确指令告知其他海上用户。对现有海底管线跨度及认定的维修跨度定期进行管线线路监测。

在预计会对渔民有显著影响的区域，应指定渔民联络负责人与渔业组织进行直接联系。石油、化学品或燃料溢漏引起的海岸线影响会带来潜在的社区或感官舒适度影响，对其管理措施的布置包含在溢漏应急计划中。

船舶登陆平台的步行梯处设门进行管理，避免未经许可的人员进入海上生产设施。可能需要考虑采用监控侵入的措施（如闭路电视），使控制室可以核实设施内的状况。

对所有海上生产设施应考虑配备备用船舶。该船舶应提供安全操作援助、辅助船舶进入生产设施的管理、第三方船舶侵入禁入区的管理，及紧急事故期间的援助作业。

## 2 指标与监测

### 2.1 环境

#### 废气排放和污水排放指南

表 1 介绍了海上油气开发行业的污水排放和废气排放指南。该行业的污水排放和废气排放指导值是各国的相关标准在公认的法规框架内所体现的国际行业惯例。通过上文介绍的污染防控技术，我们可以知道，经过合理设计和操作的装置在正常的操作条件下是可以满足这些指南要求的。

表 1 海上油气开发排放标准

参数	指导值
钻井液及钻井碎屑——非水基钻井液	1) 非水基钻井液——回注或运送到岸上，禁止排入海域 2) 钻井碎屑——回注或运送到岸上，禁止排入海域，以下情况例外： <ul style="list-style-type: none"> <li>● 油含量不超过碎屑干重的 1%</li> <li>● 汞——重晶石干重计，汞含量不超过 1 mg/kg</li> <li>● 镉——重晶石干重计，镉含量不超过 3 mg/kg</li> <li>● 海平面 15 米以下沉箱排放</li> </ul>



参数	指导值
钻井液及钻井碎屑——水基钻井液	<p>1) 水基钻井液——回注或运送到岸上，禁止排入海域，以下情况例外：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 悬浮颗粒相（SPP）体积浓度为 3% 时，钻井液毒性测试或其他以标准毒性评价物种<sup>a</sup>（最好是特定区域的物种）为基础进行的测试时，符合 96 小时的生物半致死浓度的要求</li> </ul> <p>2) 水基钻井液，钻井液及碎屑——回注或运送到岸上，禁止排入海域，以下情况例外：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 汞——重晶石干重计，汞含量不超过 1 mg/kg</li> <li>● 镉——重晶石干重计，镉含量不超过 3 mg/kg</li> <li>● 氯化物浓度不超过环境新鲜海水氯化物浓度的 4 倍</li> <li>● 海平面 15 米以下沉箱排放</li> </ul>
采出水	回注 排入海域的采出水油脂浓度单日不超过 42 mg/L；30 天均值不超过 29 mg/L
完井液及修井液	<p>运送到岸上或回注 除以下情况外不允许排入海域：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 排入海域的采出水油指数浓度单日不超过 42 mg/L；30 天均值不超过 29 mg/L</li> <li>● 中和并使 pH 大于等于 5</li> </ul>
采出砂	运送到岸上或回注 除干砂油品质量浓度低于 1% 外，不准排入海域
试压水	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 输送到岸上进行处理与处置；</li> <li>● 进行风险评估并谨慎选用化学品后海上排放</li> <li>● 减少化学品的使用</li> </ul>
冷却水	冷却水排放后，初始混合稀释区边界升温不超过 3℃。未确定混合稀释区时，按距离排放点 100 米计算
脱盐卤水	可行时与其他废水排水混合
污水	遵守国际防止船舶造成污染公约 73/78 <sup>b</sup> 附则的要求
餐饮垃圾	遵守国际防止船舶造成污染公约 73/78 <sup>b</sup> 附则的要求
容器转换废水	遵守国际防止船舶造成污染公约 73/78 <sup>b</sup> 附则的要求
船底污水	遵守国际防止船舶造成污染公约 73/78 <sup>b</sup> 附则的要求
平台排水（非致害及致害排水）	遵守国际防止船舶造成污染公约 73/78 <sup>b</sup> 附则的要求

注释：a 96-hr LC-50：96 小时生物半致死浓度，按百万分之一（ppm）或悬浮颗粒相（SPP）百分比计；

b 近岸水域，基于环境敏感度及接纳水域同化能力谨慎选择排放位置。

废气排放指南主要适用于海上区域的废气排放（如，距离海岸大于 12 海里的区域）。根据具体情况，并基于对环境敏感性和接受水体吸收能力的考虑，应建立排放到近岸水域的废水质量指南。

与热能消耗不高于 50 兆瓦的热电生产相关的燃烧源排放物管理指南，请参见《通用 EHS 指南》。能耗更高的燃烧源排放物管理指南，请参见火电行业 EHS 指南。《通用 EHS 指南》还包含基于总排放量的环境研究指南。



## 环境监测

该行业的环境监测项目的执行应当面向在正常操作和异常条件下可能对环境产生重大潜在影响的所有生产活动。环境监测活动应当以适用于特定项目的废气、废水和资源利用的直接或间接指标为基础。

环境监测的频率应当足以监测参数提供具有代表性的数据。环境监测应由受过系统训练的人员使用经正确校准的、维护良好的设备按照检测和记录程序进行。监测得出的数据应经定期分析和检查，并与操作标准相对比，以便采取合适的矫正行动。《通用 EHS 指南》中介绍了对废气废水监测的抽样和分析方法。

## 2.2 职业健康与安全指南

### 职业健康与安全指南

职业健康与安全性能应按国际公认的接触风险指南进行评估，包括美国政府工业卫生学家会议（ACGIH）<sup>1</sup>发布的阈值（TLV®）职业接触风险指南和生物接触限值（BEI®）、美国职业安全健康研究所（NIOSH）<sup>2</sup>发布的危险化学品的袖珍指南、美国职业安全健康局（OSHA）<sup>3</sup>发布的允许接触极限（PEL）、欧盟成员国<sup>4</sup>发布的指示性职业接触限值以及其他类似资源。应特别关注针对硫化氢的职业接触风险指南。

对于针对天然放射性物质（NORM）的职业接触风险指南，读者应参阅加拿大健康署的加拿大 NORM 废物管理委员会和澳大利亚石油生产与勘探协会或其他国际认可来源所发布的接触平均值和接触最大值。

### 事故率和死亡率

各种项目均应尽全力保证项目工人（不管是直接雇佣或是间接雇佣的工人）的生产事故为零，尤其是那些会导致误工、不同等级残疾或甚至死亡的事故。设备生产率可以参考相关机构（如美国劳工部劳动统计局和英国健康与安全执行局）<sup>5</sup>发布的信息，按照发达国家的设备性能设定基准。

### 职业健康与安全监测

应当对工作环境进行监测，以发现特定项目的职业危险物。作为职业健康与安全监测项目的一部分，监测操作应当委派有适当资质的专业人员<sup>6</sup>制订并执行。厂方还应维护一份有关职业事故、疾病和危险事件的记录。《通用EHS指南》中介绍了职业健康与安全监测项目的其他

<sup>1</sup> 可登录 <http://www.acgih.org/TLV/and> <http://www.acgih.org/store/>获取相关信息。

<sup>2</sup> 可登录 <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>获取相关信息。

<sup>3</sup> 可登录 [http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show\\_document? p\\_table=STANDARDS&p\\_id=9992](http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992) 获取相关信息。

<sup>4</sup> 可登录 [http://europe.osha.eu.int/good\\_practice/risks/ds/oel/](http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/)获取相关信息。

<sup>5</sup> 可登录 <http://www.bls.gov/iif/>和 <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm> 获取相关信息。

<sup>6</sup> 有合格资质的专家包括执证的工业卫生学家、注册职业卫生学家、执证安全专家或有同等资质的人员。



指南信息。

### 3 参考文献和其他资料来源

- [1] Alberta Energy and Utilities Board (EUB). Upstream Petroleum Industry Flaring, Venting and Incineration. Directive 060. Calgary, Alberta, 1999.
- [2] American Petroleum Institute (API). Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operations. API E5. Second Edition. API, 1997.
- [3] American Petroleum Institute (API). Management and Disposal Alternatives for Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) Wastes in Oil Production and Gas Plant Equipment. Publ. 7103. API.
- [4] ARPEL Occupational Health and Work Risk, 2000. <http://www.arpel.org>.
- [5] ARPEL Statistics on Incidents in the Oil and Gas Industry in Latin America and the Caribbean-2004 Statistics for ARPEL Member Companies, 2005. <http://www.arpel.org>.
- [6] Australian Petroleum Production & Exploration Association Limited (APPEA). Guidelines for Naturally Occurring Radioactive Materials. Camberra, Australia: APPEA, 2002.
- [7] Bel M.K. Engineering. Guidelines for the Control of Contamination from Offshore Exploration and Production Operations Guideline # 26. Prepared for ARPEL, Montevideo. Uruguay: Bel M.K. Engineering, 1999.
- [8] Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). Offshore Produced Water Waste Management. Report 2001-030. Calgary: CAPP, 2001.
- [9] Canadian NORM Waste Management Technical Committee. Final Draft. Technical Report on the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in Waste. NORM Waste Management Technical Committee. 2005.
- [10] Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB). Offshore Waste Treatment Guidelines. Nova Scotia: CNSOPB, 2002.
- [11] Decreto Legislativo (Ministerial Decree). No. 152. Norme in Materia Ambientale. Rome, Italy. April 3, 2006.
- [12] E&P Forum. Oil and Gas Exploration and Production in Arctic Offshore Regions – Guidelines for Environmental Protection. Report No. 2.84/329. UNEP IE/PAC Technical Report 37. E&P Forum Report 2.72/254. E&P Forum. 2002.
- [13] E&P Forum. Exploration and Production(E&P)Waste Management Guidelines. Report No. 2.58/196. E&P Forum. 1993.
- [14] E&P Forum/UNEP. Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production. A Joint E&P Forum/UNEP Publication. E&P Forum/UNEP. 2000.
- [15] Ekins, Paul, Robin Vanner, and James Firebrace. Management of. 2005.
- [16] Produced Water on Offshore Oil Installations. A Comparative Analysis using Flow Analysis. Policy Studies Institute. U.K. Department of Trade and Industry.



- [17] Fisheries and Oceans Canada. Review of Scientific Information on Impacts of Seismic Sound on Fish, Invertebrates, Marine Turtles and Marine Mammals. Habitat Status Report 2004/002. 2004.
- [18] Grant, Alistair. Environmental Impacts of Decommissioning of Oil and Gas Installations in the North Sea. 2003. <http://www.uea.ac.uk/~e130/cuttings.htm>.
- [19] 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). Canadian Ministry of Health. Minister of Public Works and Government Services Canada. 2000.
- [20] Helsinki Commission (Helcom). Recommendation 18/2. Offshore Activities. Helsinki, Finland: Helcom, 1997.
- [21] Hildebrand, J A. Impacts of Anthropogenic Sound on Cetaceans. IWC SC/E/13 2004.
- [22] International Association for Geophysical Contractors (IAGC). Environmental Manual for Worldwide Geophysical Operations. Houston. Texas: IAGC, 2001.
- [23] International Association of Oil and Gas Producers (OGP). Fate and Effects of Naturally Occurring Substances in Produced Waters on the Marine Environment. Report No. 364. OGP, 2005.
- [24] International Association of Oil and Gas Producers (OGP). Environmental Performance in the E&P Industry – 2004 Data. Report No. 372. November 2005. OGP, 2004a.
- [25] International Association of Oil and Gas Producers (OGP). OGP Safety Performance Indicators – 2004. Report No. 367. May 2005. OGP, 2004b.
- [26] International Association of Oil and Gas Producers (OCP) and International Association for Geophysical Contractors (IAGC). Seismic Surveys and Marine Mammals. A Joint OGP/IAGC Position Paper. Report No. 358. OGP/IAGC, 2004.
- [27] International Maritime Organization (IMO). Guidelines for Application of MARPOL Annex I Requirements to FPSOs and FSUs. MEPC/Circ.406. London, U.K.: IMO, 2003.
- [28] International Maritime Organization (IMO). MARPOL 73/78. Consolidated Edition 2002. London, U.K.: IMO, 2002.
- [29] International Marine Organization (IMO). International Convention on Oil Pollution, Preparedness, Response and Cooperation. London. U.K: IMO, 1990.
- [30] International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). Oil Spill Preparedness and Response. Report Series Summary. London. U.K: IPIECA, 2006.
- [31] International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). A Guide for Contingency Planning for Oil Spills on Water. Second Edition. London. U.K.: IPIECA, 2000. Available at <http://www.ipieca.org>.
- [32] Joint Nature Conservation Committee. Guidelines for Minimizing Acoustic Disturbance to Marine Mammals from Seismic Surveys. Joint Nature Conservation Committee. Aberdeen. U.K: Joint Nature Conservation Committee, 2004.
- [33] McCauley, R D, J Fewtrell, A J Duncan, C Jenner, M-N Jenner, J D Penrose, R I T Prince, A Adhitya,



- J Murdoch, and K McCabe. Marine Seismic Surveys. A Study of Environmental Implications. APPEA Journal 20: 692–707, 2000.
- [34] McGinnis, Michael V, Fernandez, Linda, and Caroline Pomeroy. The Politics, Economics, and Ecology of Decommissioning Offshore Oil and Gas Structures. MMS OCS Study 2001-006. Coastal Research Center, Marine Science Institute, University of California, Santa Barbara, California. Cooperative Agreement Number 14-35-0001-30761. 2001.
- [35] Miljø/Arctic Environment. National Environmental Research Institute. 2nd. edition. Denmark. Research Notes from NERI No, 132.
- [36] Mosbech, A R Dietz, and J. Nymand. Preliminary Environmental Impact Assessment of Regional Offshore Seismic Surveys in Greenland. Arktisk Institute, 2000.
- [37] National Research Council. Ocean Noise and Mammals. Committee on Potential Impacts of Ambient Noise in the Ocean on Marine Mammals. Ocean Studies Board. Washington, D.C: National Research Council of the National Academy of Sciences. National Academies Press, 2003.
- [38] NORSOK Standard. Environmental Care. S-003. Rev. 3. Standards Norway. Norway: NORSOK, December 2005.
- [39] Norwegian Oil Industry Association (OLF). Recommended Guidelines for Waste Management in the Offshore Industry. Norway: OLF, 2004.
- [40] OSPAR Commission (OSPAR). Guidelines for Monitoring the Environmental Impact of Offshore Oil and Gas Activities. Reference number: 2004-11. OSPAR, 2004.
- [41] OSPAR Commission (OSPAR). Guidelines for the Consideration of the Best Environmental Option for the Management of OPF-Contaminated Cuttings Residue. Reference number: 2002-8. OSPAR, 2002.
- [42] OSPAR Commission (OSPAR). The Environmental Aspects of On and Off-site Injection of Drill Cuttings and Produced Water. OSPAR. 2001a.
- [43] OSPAR Commission (OSPAR). Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations. OSPAR. 2001b.
- [44] OSPAR Commission (OSPAR). Decision 2000/3 on the Use of Organic-Phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF Contaminated Cuttings. OSPAR. 2000a.
- [45] OSPAR Commission (OSPAR). Recommendation 2000/4 on a Harmonised Pre-Screening Scheme for Offshore Chemicals. OSPAR. 2000b.
- [46] OSPAR Commission (OSPAR). Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installation. OSPAR. 1998.
- [47] PAME. Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines. Produced by Protection of the Arctic Environment Working Group. Iceland: PAME. 2002. [www.pame.is](http://www.pame.is).
- [48] PARCOM. Recommendation 86/1 of a 40mg/L emission standard for platforms. PARCOM 8/12/1, paras 5.37-5.40. PARCOM. 1986.
- [49] Patin, Stanislav. Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry. East Northport, NY: EcoMonitor Publishing, 1999.



- [50] Peterson, David. Background Briefing Paper for a Workshop on Seismic Survey Operations: Impacts on Fish, Fisheries, Fishers and Aquaculture. Prepared for the British Columbia Seafood Alliance. February 2004.
- [51] Russell, R.W. Interactions between Migrating Birds and Offshore Oil and Gas Platforms in the Northern Gulf of Mexico: Final Report. New Orleans, LA: U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, OCS Study MMS 2005-009.
- [52] Stone, Caroline J. The Effects of Seismic Activity on Marine Mammals in UK Waters, 1998-2000. JNCC Report No. 323. JNCC. 2003.
- [53] United Kingdom Offshore Operators Association (UKOOA). Exploration Data Waste Management Reference Report. Version 1. UKOOA, 2004.
- [54] United Kingdom Offshore Operators Association (UKOOA). Environmental Report 2000, Emissions and Discharges. UKOOA, 2000. [www.ukooa.co.uk/issues/2000report/enviro00\\_emissions.htm](http://www.ukooa.co.uk/issues/2000report/enviro00_emissions.htm).
- [55] U.K Department of Trade and Industry (DTI) Oil and Gas. Oil Discharged with Produced Water 1991–2004. DTI, 2005.
- [56] United Nations Environmental Programme (UNEP). Offshore Oil and Gas Forum. Environmental Regulations for Norwegian Offshore Oil and Gas Industry. UNEP, <http://www.oilandgasforum.net/management/regula/norwayprof.htm>.
- [57] U.S. Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250: Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart C: Pollution Prevention and Control.
- [58] U.S. Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250: Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart K: Oil and Gas Production Rates. § 250.1105: Flaring and Venting Gas and Burning Liquid Hydrocarbons.
- [59] U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 40 CFR Part 435. Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for the Oil and Gas Extraction Point Source Category; Subpart A—Offshore Subcategory. Washington, D.C: EPA, 2001.
- [60] U.S. Environmental Protection Agency (EPA). Project Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. EPA/310-R-99-006. EPA Office of Compliance. Washington, D.C: EPA, 2000.
- [61] U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 40 CFR Part 60. Standards of Performance for New Stationary Sources. Subpart GG—Standards of Performance for Stationary Gas Turbines. Washington, D.C.: EPA.
- [62] U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 40 CFR Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart Y—National Emission Standards for Marine Tank Vessel Loading Operations. Washington, D.C: EPA.
- [63] U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 40 CFR Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart HH—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants From Oil and Natural Gas Production Facilities. Washington, D.C: EPA.
- [64] 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, D.C: EPA. 2004.

## 附录 A：行业活动的通用描述

海上油气开发行业的产品主要有原油、天然气凝液及天然气。原油是一系列原子量及性质各不相同的烃类物质的混合物。天然气可由油井或以生产天然气为主的气井采出。甲烷是天然气的主要成分，但乙烷、丙烷、丁烷也是含量较多的成分。包括丙烷、丁烷在内的重质组分在冷却或加压后呈液体态，并通常将其分离、加工作为天然气凝液。

### 勘探作业

#### 地震探测

地震探测用于精确定位海床以下地层内油藏的位置。地震探测技术采用声波反射确认地层位置。在现代海洋地震探测中，地震探测船后拖拽多至 16 条地震漂浮电缆（装有用于监测从地层反射回的声波的水中听音器的电缆），地震漂浮电缆位于 5 到 10 米水深处。每条电缆长度为 8 到 10 米。除了水中听音器阵列外，地震船后还拖有地震源阵列，其由多个空气枪组成，空气枪用于向下发射介于 200 至 250 分贝的声音冲击波。声音冲击波的发射间隔为 6 到 10 秒，由深层地层反射回来后由听音器阵列记录下来。

#### 勘探钻井

通过分析地震数据，潜在产油地层的油气资源得到验证，并得到其规模和品级信息后，进行海上勘探钻井作业。如果遇到油气，再进一步进行开发钻井。

海上钻井平台种类如下所列：

- 自升式钻井平台：适用于水深不超过约 100 米的浅海，运送到推进地点或由托船拖拽。到位后，由电力或液压千斤顶向海底放下 3 到 4 条支撑腿，将钻井平台支撑于水面以上。
- 半潜式平台：适用于深水区，运送到推进地点或由托船拖拽。外壳部分潜于水下，并由一组锚来定位钻井平台。
- 潜式平台：限于浅水区使用并拖拽到位。由两个壳体组成：上壳体或平台，及下壳体，下壳体充满水并沉于海底。
- 以钻井驳船作为浮式平台：适用于浅水区、河口区、湖泊、湿地、沼泽及河流。不适用于开放水域或深水区。拖拽到位。
- 钻探船：设计用于深水区钻井。由钻井平台开始钻井，钻塔位于平台中部，由钻塔通过平台壳体的孔将钻杆放下。

到位以后，由平台钻出一系列直径递减的井段。钻柱悬挂于钻塔下，钻柱上安装钻头，钻头在井内旋转。安装钻铤用于加重，钻井液通过钻柱流通并通过钻头泵入。钻井液起到多种作用，既可以影响液力辅助钻头进行切割，又可以冷却钻头，从井筒移走岩石碎屑并保护油井免受地层压力影响。各井段钻井完毕后，装入钢套管，并注入水泥进行定位以防油井坍塌。

当钻井到达油藏后，钻井可能就完成了，需通过运行生产线及设备来测试油井，将烃类引流至井面，在测试分离器中确定油藏中的储层物性。



## 油田开发

勘探（及钻井评估）对油藏定位并确认了油气采收经济性后，可能会进行油田开发。很多情况下，这要涉及海上钻井与生产平台的安装，该平台本身应能满足员工、钻井作业及油气外输前处理所需的能源与水。

有多种海上平台，包括：

- **固定式平台**：用于最多深至约 500 米的水域，包括直接由钢桩定位于海底的钢质或水泥柱（夹套），钢桩支撑一钢质平台，钻井设备、生产设施及生活设施通常都位于此平台上。
- **柔性塔**：用于水深 500 至 1 000 米的区域，包括桩基上一个狭窄的柔性塔，用于支撑常规的平台。
- **张力腿平台**：用于水深 2 000 米左右的区域，包括一系泊在海底的浮动设施并通过锚来定位。现有的小型张力腿平台用于水深 200 至 1 000 米的区域。
- **自升式平台**：用于水深不超过 100 米左右的浅水区，运输到位后由千斤顶将支撑腿定位后用以支撑平台。
- **Spar 平台**：用于水深 500 至 1 700 米的区域，包括一圆柱形外壳，该外壳支撑起一浮式平台。
- **浮式生产系统**：船舶配备工艺设施并用锚停泊定位。经常改装为油轮，浮式生产系统的主要形式有浮式、生产、存储及卸货系统、浮式、存储及卸货系统和浮式存储系统。

生产平台上应提供用于将地层采出液分离为石油、气体及水的设施。不同的项目中，当钻井作业可以由一单独的附带钻具完成时，平台可以只用于生产。有些平台只用于将油气采出并直接外输加工，而有些平台在常规生产期间可以无人值守。通常，利用直接钻井技术由一个平台钻出多口油气井。某些情况下，直接钻井技术无法从固定的位置打到油气层，或对于小型油藏，钻井后在海底安装海底生产装置，所生产的油气经一系列举升管道送到邻近的平台设施。

钻井开发后进行完井从而使地层液可以流出，在井口放置采油树，用于控制从地层到地表的地层液流。地层液混合物分离为油、气、水，或将气体在平台上冷凝，从而生产出油及/或气。原油外输的形式有如下几种，将原油泵入通往岸上的海底管道、或泵入海上浮式存储装置、或直接泵入油轮。通常采用管道输送天然气。

多数油井按一种可预测的模式（即衰减曲线）进行生产，生产过程中产量快速到达顶峰，其后缓慢下降。通常采用注水或注气的方式保持地层压力并提高产量。另外，提高采收率技术（如注入蒸汽、氮气、二氧化碳或表面活性剂）也可能用来提高油气产率。

操作人员可能需要定期维修清洗井筒，以利于油气提升。其他增产措施包括采用井底酸压裂及处理技术改善油气运移通道。

## 退役与报废

油藏枯竭或从原有油藏开采油气没有利润时，海上生产设施需要退役。部分海上生产设施（如平台）通常在经过处理去除污染物后移除，另一部分生产组件被认为是安全的并留置原地。



油井封堵后报废，以防井筒内液体迁出污染海面。移走井下设备，并清除井筒穿孔部件上的沉积物、垢及其他杂质。封堵井筒防止液体流入。封堵段间置入适当密度的液体以保持足够的压力。在此过程中，要测试封堵段的位置是否适当、封堵是否完整。最后将海平面下的套管切除并在两端加密封帽。