

海上石油天然气开发业环境、健康与安全指南

前言

1. 《环境、健康与安全指南》（简称《EHS 指南》）是技术参考文件，其中包括优质国际工业实践（GIIP）所采用的一般及具体行业的范例。¹如果世界银行集团的一个或多个成员参与项目，则应根据这些成员各自政策和标准的要求执行本《EHS 指南》。各行业《EHS 指南》应与《通用 EHS 指南》共同使用，后者提供的指南针对所有行业都可能存在的 EHS 问题。如果遇到复杂的项目，可能需要使用针对多个行业的指南。在以下网站可以找到针对各行业的指南：<http://www.ifc.org/ehsguidelines>。
2. 《EHS 指南》所规定的指标和措施是通常认为在新设施中采用成本合理的现有技术即可实现的指标和措施。对现有设施应用《EHS 指南》时，可能需制定具体针对该场所的指标，并需规定适当的达标时间表。
3. 应用《EHS 指南》时，应根据每个项目确定的危害和风险灵活处理，其依据应当是环境评估的结果，并应考虑到该场所的具体变量（例如东道国具体情况、环境同化能力）以及项目的其他因素。具体技术建议是否适用应根据有资格和经验的人员提出的专业意见来决定。
4. 如果东道国的规则不同于《EHS 指南》所规定的指标和措施，我们要求项目要达到两者中要求较高的指标和措施。如果根据项目的具体情况认为适于采用与本《EHS 指南》所含规定相比要求较低的指标和措施，则在针对该场所进行的环境评估中需要对提出的替代方案作出详尽的论证。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

5. 《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、开发与生产作业、海上管线作业、海上运输、油轮装卸、辅助作业以及设备退役等方面的信息。本指南还探讨了海上油气开发作业对陆上造成的潜在影响。

本文件包含下列章节：

| | |
|----------------------------|-----------|
| 1. 具体行业的影响与管理 | 2 |
| 1.1 环境 | 2 |
| 1.2 职业健康与安全 | 14 |
| 1.3 社区健康与安全 | 20 |
| 2. 绩效指标监测 | 21 |
| 2.1 环境 | 21 |
| 2.2 大气排放和污水管理指南 | 21 |

¹ 定义如下：熟练且有经验的专业人士在全球相同或相似情况下开展同类活动时，按常理可预期其采用的专业技能、努力程度、谨慎程度和预见性。熟练而有经验的专业人士在评估项目可采用的污染防控技术时可能遇到的情况包括但不限于：不同程度的环境退化、不同程度的环境同化能力，以及不同程度的财务和技术可行性。

| | |
|--------------------|----|
| 3. 参考文献..... | 25 |
| 附录 A: 行业活动概述 | 31 |

1. 具体行业的影响与管理

6. 本节概述了海上石油天然气开发相关的 EHS 问题，并就其管理给出了建议。此类问题可能涉及所列出的、适用 EHS 指南的任何活动。针对大多数大型工业设施在施工阶段常见的 EHS 问题，均在《通用 EHS 指南》中给出了相关管理指南。来自管道、油轮、轨道车以及卡车的散装原油与精炼油，经陆上与岸基石油储存终端接收和配送、以备后续商业分销的相关信息，请见《原油及石化生产终端 EHS 指南》。

1.1 环境

7. 针对具体项目的风险和潜在影响制定综合评估与管理计划时，应考虑到以下与海上油气开发项目相关的潜在环境问题：

- 废气排放
- 废水排放
- 固体和液体废弃物管理
- 噪声的产生（包括水下噪声）
- 溢油
- 能源效率和资源节约

1.1.1 废气排放

8. 海上作业造成的废气排放（连续排放或间歇性排放），其排放源主要包括：用于热电生产的燃烧源（锅炉、涡轮机）；海上生产设施所用的压缩机、泵、往复式发动机以及其他发动机，包括支援船舶、补给船只以及直升机；油气燃烧和放空形成的排放物；间歇性排放（例如试井排放、安全燃烧、发动机排气等）以及无组织排放。

9. 二氧化碳（CO₂）属于以上排放源中最重要的成分之一。主要的污染物包括氮氧化物（NO_x）、硫氧化物（SO_x）、一氧化碳（CO）和颗粒物。可能还存在的其他污染物包括：硫化氢（H₂S）；挥发性有机化合物；甲烷和乙烷；苯、乙苯、甲苯和二甲苯（BTEX）；二醇类；以及多环芳烃（PAH）。某些情况下还可能有硫醇和汞，需尤其注意。消防系统和制冷系统可能含卤代烷哈龙和含氯氟烃，其属于臭氧层消耗物质。²

10. 所有海上生产设施以及辅助作业的温室气体排放总量，应每年按照国际公认的方法进行量化。

² 另见英国石油天然气协会（Oil and Gas UK），《关于石油天然气行业》，最近一次更新于 2009 年 11 月，http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric_emissions.cfm.

11. 应尽一切合理努力，在海上生产设施的设计、运行和维护中采取适当方法，控制和减少无组织排放，最大限度提高能源效率，并设计能耗最低的设施，总体目标则是减少废气排放。应对具有成本效益且技术上可行的减排方案进行评估。温室气体管理和节能的进一步建议，请见《通用 EHS 指南》。

废气

12. 用于供热、发电或驱动压缩机或泵等机械的涡轮机、往复式发动机或锅炉，其内部气体或液体燃料燃烧产生的废气排放，可能属于海上生产设施最重要的废气排放来源。设备选型过程中，应考虑相关的废气排放规范，还应考虑使用含硫量极低的燃料和/或天然气。

13. 热能消耗不高于 50 兆瓦的小型燃烧源，其排放管理指南（包括废气排放标准），请见《通用 EHS 指南》。热能消耗大于 50 兆瓦热的燃烧源，其排放指南请见《热力发电厂 EHS 指南》。

放空和燃烧

14. 石油生产过程中随原油开采而带至地表的伴生气，有时通过放空或燃烧的方式在海上生产设施中进行处理。这种做法目前被广泛视为对宝贵资源的浪费，也是温室气体排放的重要来源。

15. 然而，出现紧急情况、电力或设备故障及其他装置失常时，燃烧和放空又属于海上油气开发设施所采用的重要安全措施，有助于确保安全处置气体及其他碳氢化合物。应针对此类生产设施执行危险与可操作性研究（HAZOP）、危害源识别分析（HAZID）等风险评估研究，从而对以上情况的影响做出评估。

16. 在海上作业中考虑进行燃烧与放空时，所采取的措施应符合减少全球天然气放空燃烧和排放减少全自愿标准³（世界银行减少全球天然气燃除合作伙伴关系的一部分）的要求。该标准就如何消除或减少天然气的燃烧与放空提供了指导。

17. 连续排放伴生气，并非良好做法，应避免采用。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燃烧系统。采取燃烧措施前，应最大限度评估气体利用的可行替代措施，并将之与生产设计相结合。⁴

18. 替代措施可能包括：利用气体满足现场能量需求；注气保持油藏压力；利用气举法提高采收率；或将气体外输至邻近设施或市场。应对替代措施进行评估，并做充分记录。若以上针对伴生气的替代措施均不可行，则应评估可尽量减小燃烧体积的措施，并将燃烧用作解决伴生气问题的临时性方案，但应以消除伴生气持续性燃烧为优先目标。

19. 新建生产设施在设计、建设和运行过程中均应避免常规燃烧。应与东道国政府和其他利益相关方合作，确定并评估具有成本效益的、在现有或遗留生产设施（此类生产设施可带来气转电等可持续的社会效益）减少燃烧作业的方案，且尤其要关注温室气体排放。

20. 若燃烧是唯一可行的解决方案，则应证明采取良好做法和新兴技术实现燃烧的持续改进。针对天然气放

³ 见世界银行（2004）。

⁴ 同上。

空燃烧，应考虑采取以下污染防治措施：

- 尽量采用可减少原料气的措施。
- 采用高效火炬头，并优化燃烧喷嘴的尺寸与数量。
- 控制并优化燃烧的燃料、空气与物流流率，以确保辅助物料流与燃料物流之间比例恰当，从而最大限度提高燃烧效率。
- 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，并安装节能型火炬点火装置，在不损害安全性的前提下，尽量减少火炬吹扫与引燃用气。
- 确保出口速度充分并提供风量监控，以尽量减少母火被吹熄的风险。
- 采用可靠的引燃系统。
- 适当情况下，安装完善的仪表压力保护系统，以减少超压事故，并避免或减少燃烧事故。
- 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。
- 操控燃烧过程，以控制异味以及可见烟尘的排放（即要求无可见黑烟）。
- 燃烧点与周边装置保持安全距离。
- 执行燃烧器维护与更换计划，持续确保最高燃烧效率。
- 对火炬气体进行计量。

21. 出现紧急情况、设备故障或装置失常时，不得直接放空过量废气，而应将其送入高效燃烧气体系统。某些特定的油气田环境下，如果未设置燃烧气体系统，或无法燃烧气流（气流中缺少燃烧所需的足量碳氢化合物而无法支持燃烧，或因为气体压力不足导致气体无法进入燃烧系统），此时紧急放空或属于必要措施。应对不在海上生产设施安装气体燃烧系统而考虑采用紧急气体排空设施的决策进行充分论证和原因记录。

22. 为尽可能减少因设备故障和装置失常造成的燃烧事件，相关装置须具备充分可靠性（大于 95%），且应制定设备备用的相关规定以及装置调整的相关规程。

23. 针对新建生产设施，应在初期试运行阶段估算燃烧需求的气量，以便制定适当的燃烧气量目标值。所有燃烧操作所燃烧的气量，均应记录并上报。

试井

24. 试井过程中，应避免燃烧已采出的油气，尤其是在环境敏感区域。在考虑到挥发性碳氢化合物安全处置的前提下，应对回收试井液并将其输送至处理设施或替代性处理场所的可行备选方案进行评估。对采出油气的备选处理方案进行评估时，应有充分记录。

25. 若燃烧是唯一可行的试井液处理方案，则应采用试井所需的油气最小流量，并将试井周期缩短至最短可行时长。为最大限度减少不完全燃烧、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、可提高燃烧效率的系统。应记录所燃烧的油气量。

无组织排放

26. 冷放空（所收集的气流直接释放至大气，不在火炬中燃烧）以及源自管道、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、无水钻井液开放式储罐（可产生扩散排放）的泄漏，以及油气的装卸操作过程，均可能导致海上生产设施的无组织排放。

27. 海上生产设施的设计、运行和维护过程中，应考虑并采取控制和减少无组织排放的措施。选择适用的阀门、法兰、配件、密封件及密封圈时，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，所收集的所有气流均应在高效火炬系统中燃烧，并应执行泄漏检测与维修计划。

1.1.2 废水

采出水

28. 油气生产时带至海面的油气藏所含水分（地层水）称为采出水。油藏中采出水的含量巨大。气藏通常含量较小，但煤层气（CBM）气藏属于例外，其初期可产生大量采出水。煤层气气藏很少在海上开采。此外，大量油气田的采出水均被注入储层，用于维持地层压力或实现产量最大化。按体积计算，海上油气工业处理的采出水可能属于开采作业中量最大的废弃物，因此需由海上作业人员予以管理。

29. 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）、有机混合物（悬浮及溶解态烃类、微量脂肪酸和其他有机化合物）。某些情况下，还残留有痕量浓度的化学添加剂（例如阻垢缓蚀剂和水合物抑制剂）。有时会利用此类残留的化学添加剂提升油气生产工艺的效率。

30. 应评估采出水管理和处置的可行备选方案，并将其纳入生产设施和生产设计中。此类备选方案可能包括：随海水一起注入储层，用于保持地层压力；注入至适当的海上处理井；⁵或随采出的油气输送至陆上，经妥善处理后进行再利用或处置。

31. 若采用海上处理井这一解决方案，则应考虑到地质和技术方面的问题，以免处理后的水泄漏至海床或浅层承压含水层。且应首先考虑将现有油井转换为注入井，以最大限度降低地质风险和专用处理井的建设成本。

32. 若以上方案在技术或经济上均不可行，而海上处置属于唯一可行的方案，则将采出水排入海洋环境之前，应按照本文件第2节表1给出的排放指导值，通过环境和社会影响评估（ESIA）确定采出水的削减目标。

33. 可考虑的处理技术包括将重力和/或机械分离和化学处理相结合，且可能包括多级处理系统，典型的有除油罐或平行板分离器，其次是气浮池或水力旋流单元。目前也有一系列水处理组合工艺可用，应根据应用条件和特定的油气田条件进行选用。

34. 应配备充足的后备系统处理能力，以保障连续作业，且某个备选处理方法出现故障时（例如采出水注入系统出现故障），后备系统应可供使用。

35. 若必须将处理后的采出水排至海里，则应采取一切能够减少采出水量的手段，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

⁵ 另见“技术参考”，美国安全与环境执法局（US BSEE）（2009）。

- 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
- 若技术与经济上可行，则尽可能采用井下液体分离技术以及堵水技术
- 关停采出水量大的油井。

36. 为尽可能减少采出水中因残留化学品添加剂而对环境造成的危害，采用地面处理方法时，应谨慎选择化学产品，且应考虑到其施用量、毒性、生物利用度以及生物累积潜力。⁶尤其要评估动力学水合物抑制剂(KHI)的用量和扩散性，以避免可能积累降解不良的残留物。

返排液

37. 水力压裂后从油气井回流至地表的水通常称作“返排液”。若计划进行水力压裂或其属于项目的内容之一⁷（例如针对页岩气项目或煤层气项目），则应对所有环境因素进行评估，包括裂缝延伸、可能因此而产生的无组织排放、压裂液管理以及返排液的去向和管理。⁸返排液需单独或者附加于采出水之上考虑。返排液的特性，取决于用于引起岩石压裂的流体类型（水或柴油）以及注入的化学物质类型，且也有可能大量存在。因此，返排液可能属于水力压裂作业中最重要的环境管理问题之一。

38. 应对返排液管理和处置的可行备选方案进行评估，并将其纳入作业设计。备选方案可能包括：将返排液注入合适的海上处理井之前，将其临时储存于密封储罐内；临时储存，以备后续水力压裂作业中重复使用；或与采出的油气一道输送至岸上予以处理和处置。若以上备选方案在技术上或经济上均不可行，则应根据本文件第2节表1给出的油与油脂排放指导值，对返排液进行处理后再排放至海里。对备选方案进行评估时应充分记录。此外，应对水力压裂水所混合的化学品进行环境风险评估，评估指标包括其毒性、生物利用度和生物累积潜力，从而评估特定油气田的最大允许浓度。

静压实验用水

39. 海上设备及海底管线的静压实验，需用水进行压力试验（一般采用滤后海水，设备规范不允许时除外），目的是验证设备和管道的完整性。试验时可能在水中添加化学添加剂（防腐剂、除氧剂、生物灭杀剂以及染料），以防止内腐蚀或用于验证是否泄漏。对静压试验用水进行管理时，可能需考虑以下污染防控措施：

- 将设备安装于海上生产设施之前，先在陆上进行设备测试，以减少海上静压试验用水量。
- 试验用水循环用于多次试验。
- 尽量缩短试验用水在设备或管道内停留的时长，以减少相关化学品的用量。
- 从剂量浓度、毒性、生物可降解性、生物利用度以及生物累积潜力的角度谨慎选择化学添加剂。
- 若可行，则将海上静压实验用水输往岸上设施进行处理处置。

⁶ 应采用适当的工具和方法，评估油气生产中使用任一化学品所产生的危害与风险。化学品危害评估与风险管理便属于其中之一。

⁷ 见国际油气生产者协会（IOGP）（2013c）；以及 IOGP 和国际石油工业环境保护协会（IPIECA）（2013年）。

⁸ 还应评估任何可能的社会问题（例如与诱发式微地震相关的社会问题）。

40. 若将静压试验用水排入海里属于唯一可行的处置方案，则应制定静压试验用水处理计划。且应在该计划中考虑排放点、排放速率、化学品使用及扩散⁹、环境风险以及监测几大因素。不得将静压试验用水排入沿海浅水区和敏感生态系统。

冷却水

41. 为防止海洋生物附着而在海上生产设施冷却水系统内添加防海生物剂时，应给予谨慎考量。应评估可用的替代性处理方案。若可行，则应优化海水吸入口的深度，借以减少化学品的用量。对替代性方案进行评估时，应有充分记录。若既安全又可行，则应在海水吸入口安装适当的滤网，以避免卷吸和冲击海洋动植物。

42. 按照本指南第2节表1所示，确定冷却水的排放深度时，应能够最大限度使得热羽流与海水混合后冷却，从而确保指定混合区的边缘（若未划定混合区，则是排放点周边100米范围内）环境水温波动不超过3℃。

脱盐卤水

43. 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其他废水相混合。若无法与排放的其他废水水流混合，则应在考虑到潜在环境影响的前提下谨慎选择脱盐卤水排放口。尤其是针对沿海区域和/或淡盐水，所设计的反渗透工艺应能够降低所排出废水的盐度。

其他废水

44. 海上生产设施日常产生的其他废水及其适用的处理措施如下：

- **生活污水：**淋浴、厕所和厨房设施产生的灰色与黑色废水，应根据《国际防止船舶造成污染公约》（MARPOL）73/78 附则的要求，就地在适当的船用卫生处理装置中予以处理。
- **餐厨垃圾：**按照《国际防止船舶造成污染公约》（MARPOL）73/78 附则的要求，源自厨房的有机（食品）垃圾应至少浸软至可接受的程度，再排入海洋。
- **压载舱和储罐置换排水：**¹⁰为满足本指南第2节表1的指导值要求，装卸操作中泵入及泵出储罐的废水应在排放前收集并处理。
- **船底废水：**为满足本指南第2节表1的指导值要求，海上生产设施设备空间及辅助船舶形成的船底污水，应导入设施内的封闭式排水系统，或经收集和处后再排放。若无法满足这一处理标准，则应收集此类废水并将其运送至岸上予以处置。
- **平台排水：**降水、海水飞溅以及常规作业（例如平台和设备清洗、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且可能被油污染的废水（封闭式排水系统）和来自非工艺区（露天排水沟）的废水。应围堤保护所有工艺区，以确保废水能够流入封闭式排水系统。应利用滴盘收集从设备涌出但未进入围堤保护区的废水，并将之导入封闭式排水系统。为满足本指南第2节表1的指导值要求，污染的废水应经过处后再排放。

⁹ 见《保护东北大西洋海洋环境公约》（即奥斯陆-巴黎公约（OSPAR））（2010a）。

¹⁰ 美国环保局（US EPA）（2012a）。

1.1.3 废弃物管理

45. 海上生产设施日常产生的无害与有害废弃物¹¹通常包括：常规的办公与包装垃圾；废油；油污碎布；废电池；空油漆罐；废弃化学品及其容器；废弃过滤器；荧光灯管；金属屑；医疗废弃物及其他废弃物。

46. 至少应在海上对以上废弃物按有害和无害进行分类，再将其运送至岸上进行再利用、再循环或处置。应制定海上生产设施废弃物管理计划，并在该计划中纳入一种机制，对废弃物从海上原始形成地运往岸上最终处理处置场所的整个运输过程进行全程跟踪。应始终设法消除、减少或循环利用各类废弃物。

47. 以上常见废弃物的岸上管理指南，请见《通用 EHS 指南》。

48. 海上开发作业产生的其他废弃物流包括：

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

钻井液与钻井废屑

49. 油气田钻井作业所用的钻井液，其主要作用包括从井筒移走钻井废屑（岩石碎片）和控制地层压力。其他重要作用包括：密封可渗透地层；保持井筒稳定性；冷却和润滑钻头；以及将液压能量传导至钻井工具和钻头。从井筒移走的钻井废屑和废弃钻井液，在油气钻井作业产生的废弃物流中，通常属于在体积和重量上都最大的废弃物。

50. 目前有多种钻井液可用，但都可归入以下两类：

- 水基钻井液（WBDF）：连续相及固体悬浮介质为海水或水溶性液体的钻井液。水基钻井液有多种类型，包括凝胶、盐聚合物、盐二醇以及硅酸盐液体。
- 非水基钻井液（NADF）：此类钻井液的连续相及固体悬浮介质，属于油基、增强矿物油基或合成基且不与水混溶的液体。

51. 选用某种钻井液前，应事先评估其技术适用性和环境影响。对于海上钻井项目，将含柴油的液体用作钻井泥浆液相的主要成分，并非良好做法，应避免采用。

52. 钻井液中的固体介质，通常是用于提高大多数钻井液比重的重晶石（硫酸钡），以及用作增稠剂的膨润土。钻井液还可能含有各类其他成分，用于提高钻井液的性能和/或满足储层兼容性要求。

53. 钻井液（i）在井下循环，与替换出的废屑一起直接沉入海底（尤其是距离海底最近的钻井段），或（ii）通过套管或海底取油管返回钻井平台，并输送至固体去除系统，经回收后以供再利用。直接沉底的系统，应

¹¹ 由地方立法或国际公约规定。

被视为第一钻井阶段的临时解决方案，仅在化学品含量较低且使用水基钻井泥浆时方可适用。

54. 固体去除系统则将钻井液与钻井废屑分离，使得钻井液可再循环进入井下，钻井废屑则留下以备处置。所形成的钻井岩屑量取决于井深及钻井段的直径。且钻井岩屑中含有残余钻井液。

55. 钻井液的流变特性和密度在钻井过程中通过固体控制系统进行调节。在其流变特性或密度无法保持时，或(ii)在钻井结束程序时，钻井液(i)最终被替换。替换出的废弃钻井液经收集后以备再利用或处置。不得将废弃非水基钻井液排入海里，而应将其输送至岸上进行循环再利用或处理处置。

56. 应评估废弃水基钻井液，以及在井段内产生并由水基钻井液或非水基钻井液带出的钻井废屑的可行的备选处置方案。备选方案包括：将以上废弃物注入专用的海上处置井；注入油井的环形空间；收集并送往岸上进行处理处置。若没有备选方案，则残余的水基钻井液可在钻井项目结束时排入海中，但前提是通过对现场进行整体环境和社会影响评估(ESIA)时对此种选项进行考量，并论证其环境影响属于可接受范围。

57. 若排入海中属于唯一的备选方案，则应制定钻井废屑和钻井液处置计划，且要考虑到废屑和钻井液的扩散、化学品的使用、环境风险及必要的监测。不得将非水基钻井液带出的废屑从油井排入海中。若将废屑排入海中属于必需，则为了满足本指南第2节表1的指导值要求，应在排放前对废屑进行处理。

58. 钻井液和钻井废屑运送至岸上后的处理与处置指南，请见《陆上石油天然气开发EHS指南》。

59. 排放废弃钻井液和钻井废屑之前应考虑的污染防控措施包括：

- 谨慎选择钻井液体系，以尽可能减少残余化学添加剂造成的环境危害。只要情况允许，则始终应选用水基钻井液。
- 从浓度、毒性、生物利用度以及生物累积潜力的角度出发，谨慎选择钻井液添加剂。
- 使用高效的固体控制设备，以减少钻井液替出量。
- 使用高效的固体去除和处理设备，最大限度减少钻井钻屑中残留的钻井液。
- 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；
- 在可行情况下，采用小井眼多分支钻井和连续油管钻井技术，以减少钻井液和钻井废屑的生成量。

60. 需排放至海里的钻井液(包括作为钻井废屑的残余物料)，应按照本指南第2节表1列出的指标值，进行毒性、重晶石污染以及油含量测试。须检测重晶石受汞(Hg)和镉(Cd)的污染情况，确保其符合表1列出的排放限值要求。必要时，应要求供应商保证已通过预处理使得重晶石品质符合该标准要求。

61. 水基钻井液和经过处理的钻井钻屑，应采用沉箱方式使之在海里处于适当深度，以确保污水合理扩散(即通过扩散研究证明其影响可接受)。

采出砂

62. 油气处理过程中，来自油气藏的采出砂与地层液体相分离。采出砂可能含油气，但其油气含量可能因所处位置、深度以及油藏特性的不同而极为不同。完井作业的目的，应是采取有效的井下控砂措施，在源头处减少采出的砂量。

63. 只要情况允许，就应将工艺设备分离出的采出砂运送至岸上进行处理与处置，或在可行情况下导入海上

注入井进行处置。直接排入海里并非良好做法。若排入海里是唯一明确可行的选择，则排放物应符合本文件第2节表1列出的指导值要求。

64. 处理采出砂所产生的所有含油污水，均应收集并处理，使其满足本文件第2节表1的指导值要求。

完井及修井液

65. 完井及修井液（包括介入液和服务液）可能包括固体物质、残余钻井液、重质盐水或酸、烃类、甲醇和乙二醇，以及其他类型的性能增强添加剂。这类液体用于清洗井筒并促进油气流动，或只用于保持井下压力。其一经使用便可能含有固体物质、油以及化学添加剂等污染物。

66. 应考虑对完井及修井液采用可行的处置方案，包括：

- 若在封闭式系统内处理此类液体，则在收集后运送至岸上，返回至原生产商进行循环利用
- 将其注入可用的处置井
- 送往岸上进行处理和处置

67. 若排入海里是唯一明确可行的选择，则：

- 根据其浓度、毒性、生物利用度以及生物累积潜力选用化学系统
- 若情况允许，则考虑将此类液体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进行中和
- 废液的排放应满足本指南第2节表1的指导值要求

天然放射性物质 (NORM)

68. 受油藏特性的影响，采出液体中可能存在天然放射性物质 (NORM)。¹²此类物质可能以垢或污泥的形式沉积于工艺管线或生产容器中，且沉积后的浓度高于在采出液体中的浓度。¹³若存在天然放射性物质，或已知或预计存在天然放射性物质沉淀和/或积聚的条件，则应制定天然放射性物质管理计划，以保障员工的安全，并确保能够使用恰当的处理和废弃物管理规程。

69. 若需清除天然放射性物质 (NORM)，则处置方案可能包括：油井废弃时采用的装罐处理；注入油井的环形空间；送往岸上，经容器密封后在设计良好且妥善操作的填埋场进行处理；以及在没有其他可行的处置方案时，依据天然放射性物质 (NORM) 的类型，将其随生产设施的排放物一道排入海里。

70. 带有天然放射性物质 (NORM) 的污泥、垢或设备，应根据良好国际实践¹⁴予以处理、加工、隔离和/或处置，以确保未来潜在人员对此类已处理废弃物的暴露在国际上可接受的限定值范围以内。¹⁵

¹² 天然放射性物质 (NORM) 定义为“一种放射性物质，除天然放射性核素以外，放射性核素含量不大。NORM 含有的物质，其天然放射性核素的活性浓度因某些过程而发生了变化”。国际放射防护委员会 (ICRP) (2007 年)。

¹³ 见 IOGP (2008a)。

¹⁴ 有关 NORM 残留物管理的更多信息，请见国际原子能机构 (IAEA) (2013)。

¹⁵ ICRP (2007)。

1.1.4 危险物料管理

71. 海上油气作业有时可使用多种危险物料（包括一些化学品）。危险物料管理相关的通用指导，请见《通用 EHS 指南》。

72. 海上危险物料的管理还应进一步遵循以下原则：

- 采用化学品危害评估及风险管理手段，对化学品及其影响进行评估。
- 只选用已事先通过了环境危害测试的化学品。
- 依据《保护东北大西洋海洋环境公约》（OSPAR）¹⁶的“海上化学品统一通报格式（HOCNF）”或类似的国际公认体系选用化学品。
- 只要情况允许，就应始终选用危害最小、潜在环境影响最小且健康潜在危害最小的化学品。
- 不得使用疑似可引起污染的化学品或已知的内分泌干扰物。
- 不得在新建海上油气生产设施使用臭氧层消耗物质（ODS）。¹⁷对旧有海上油气生产设施进行设备维护和更换时，应评估是否能够替换带有臭氧层消耗物质的装置。
- 已知含有重金属的化学品，除非用量极微，否则不得使用。

1.1.5 噪声

73. 油气开发作业中产生海上噪声的作业包括：地震勘探作业；钻井与生产作业；海上与近岸构筑物安装（尤其是打桩）；施工与拆除作业；以及海上交通。海上作业（尤其是地震勘探作业）产生的噪声，可能对海洋鱼类和海洋哺乳动物造成不同程度的短期影响，具体取决于噪声的强度、当地的物种及其与噪声来源之间的距离。¹⁸

74. 海洋中影响声音传播的环境参数，具有局地特征，并且存在不同种类海洋生物基于频率的听觉敏感度差异。应对噪声产生的影响进行评估，以（i）确定人为产生的声音在何处和/或何时可能产生重大影响，并（ii）确定适当的缓解措施（如有）。为降低声音可能对海洋物种造成的影响，建议采取以下措施：

- 识别海洋生物敏感区域，例如觅食、繁殖、产子及产卵区等；
- 对地震勘探和海上施工作业进行规划，以便避开一年中的敏感时段；
- 识别渔业区，并尽可能将地震勘测和施工作业安排在一年中渔业产量较低的时段，以减少对渔业生产的干扰；
- 最大限度提高地震勘探的效率，以缩短作业时长；
- 若作业区域预计存在敏感物种，则在启动可能产生噪声且可能造成负面影响的作业前，应由经验丰富的观测人员¹⁹监测其是否确实存在，并在整个地震勘探或施工过程中持续进行监测。
- 若经观测发现所规划的作业区附近有海洋哺乳动物聚集，则应至少在 500 米开外启动地震勘探或施工作业。

¹⁶ 该名称源自《保护东北大西洋海洋环境公约》（即奥斯陆-巴黎公约），<http://www.ospar.org/>。

¹⁷ 定义见 1989 年《关于消耗臭氧层物质的蒙特利尔议定书》，http://ozone.unep.org/new_site/en/montreal_protocol.php。

¹⁸ 见英国联合自然保护委员会（JNCC）（2010）；国际地球物理承包商协会（IAGC）和国际油气生产者协会（IOGP）（2011 年）；以及第 3.0 节中的进一步参考。

¹⁹ 另见 IAGC（2011）；以及 JNCC（2010）。

- 若在地震台阵或施工区域 500 米范围内观测到海洋哺乳动物，则应推迟地震勘测作业或施工作业，直到海洋哺乳动物离开此区域，并在最后观测时间点预留充足时间。
- 应在已知有海洋哺乳动物活动的区域采用软启运程序，也称“爬坡式启动”或“慢速增强”。此做法要求逐步加大声压，直至满负荷操作。
- 整个地震勘探过程中，都应采用最低可行功率对目标表面进行成像操作，并记录其使用情况。
- 尽可能通过一定措施减少和/或屏蔽气枪或其他声能发生源产生的高频噪声。
- 若情况允许，则在打桩时使用振动打桩机、气泡幕（密闭或非密闭）、临时降噪桩、织物充气隔音屏障、隔离桩或围堰。

1.1.6 溢油

75. 海上生产设施可能因泄漏、设备故障、事故或人为失误而发生溢油。泄漏防控规划的相关指南（包括制定溢油防控计划的要求），请见《通用 EHS 指南》。海上油气生产设施溢油防控的进一步措施包括：

- 对海上生产设施及辅助船舶进行溢油风险评估。²⁰
- 对工艺、公用设施以及钻井系统进行设计，从而减少发生重大失控溢油的隐患。²¹
- 在钻井阶段安装防井喷系统（BOP），在试产期间安装阀门（必要时包括海底停车阀），以降低风险，以便在紧急情况下提前切断或隔离。
- 确保在生产设施的使用寿命内留有足够的腐蚀裕量，并/或在所有管线、工艺设备及罐设备上安装腐蚀防控系统。
- 制定维护与监测计划，以保障油气田设备的完整性。外输管线的维护计划应包括用于清洗管线的常规清管作业，必要时还应包含智能清管作业。
- 安装泄漏检测系统。采用海底管线测量技术，例如遥感系统、数据采集与监控系统（SCADA）²²、压力传感器、关井阀、停泵系统（包括各类常规的无人管理装置与设施），以确保快速监测到泄漏失控。
- 所有设施都应配备紧急关闭系统。该系统能够启动自动关闭操作，使得海上设施回归安全状态。且该系统应能够在出现任何大型泄露的情况下随时激活。
- 针对漏油预防、控制和应对，对人员进行充分的培训和现场演习。
- 确保定期检测、维护泄漏响应与控制设备，并定期在操作上进行演示和测试。还应确保此设备已部署或在应急时处于可用状态。记录并报告所有溢油事故和未遂事故。发生溢油事故或未遂事故后，应对其根源展开调查，并采取纠正措施，防止再次发生。

1.1.7 溢油应急计划

76. 应制定溢油应急计划（SRP），且应具备执行该计划的能力。建议在项目开发阶段便以项目初始设计为依据，制定初步的溢油应急计划，内容应涵盖社区意见征询和反馈。

77. 溢油应急计划应重点强调海上生产设施、油轮等辅助船舶以及管线破裂与泄漏可能造成的油、化学品及燃料的溢漏。此应急计划应涵盖一切适当的漏油响应工具和方案，以便响应者能够与对应的有关部门合作，

²⁰ 国际油气生产者协会（IOGP）和国际石油工业环境保护协会（IPIECA）（2013）。

²¹ 另见美国国家科学研究委员会（NRC）（2014）。

²² 此类技术可在油气生产设施以及其他工业设施内协助监测并控制装置和设备。

制定在最大可行范围内减轻环境影响的响应策略。溢出应急计划应包括：

- 对作业、现场条件、采出产品特性、预期季节性海流和风力数据、海况和水深以及后勤保障作出的说明；
- 溢油风险评估，以确定潜在泄露源预期的溢油频率与规模，包括对可预见的场景做出评估。²³
- 根据潜在严重程度对可预见的溢油场景进行分级，并针对每种场景采取分级响应方法。
- 确定溢油应急措施管理责任人和参与人员、其具体的培训要求、职责、权限、所发挥的作用以及联系方式。
- 针对可能受海上油气开发与生产活动溢油影响的海洋与沿海环境栖息地、相关野生动植物和社会经济资源，采用敏感性绘图法进行标注。²⁴
- 可行情况下与政府部门合作的相关措施以及相关的通报流程与程序。

78. 溢出应急计划（SRP）还应包括以下措施：

- 明确的溢油严重程度划分标准，即依据溢油规模明确制定一级、二级、三级分类法。²⁵
- 通过国际公认的、能够输入当地海流与风力数据的模型（可能的情况下以相关监管管辖区的规定为准）模拟油品泄漏轨迹，从而预测一系列模拟溢油场景下的石油去向和相关环境影响（包括油井井喷等最坏场景）。
- 应对海上装置及辅助船舶一级、二级与三级溢油事故的管理策略。
- 针对一级溢油事故，应对船上必须提供的最低限度响应设备进行说明（也可能包括针对二级和三级事故的最低限度响应设备）。
- 为应对更大规模溢漏而调动外部资源的安排与程序，以及相关部署策略。
- 现场与场外应急设备的清单、说明、位置和使用情况，以及部署所需的应急时长。
- 浮油收集及回收策略，包括使用（限用）机械回收设备与化学分散剂²⁶
- 确定应急优选顺序（以潜在受影响方或相关方给出的意见和建议为依据）。
- 最大限度提高复原与响应能力的方法（例如遥感、航空观测和指挥控制、红外、雷达等）。
- 海岸线保护与清洁策略。
- 帮助海鸟、哺乳动物和海龟等野生动物回归正常生活的措施。
- 针对溢漏的油品、化学品、燃料或其他已回收污染物料的处理说明，包括其运输、短期储存与处置。
- 保障溢油所涉及人员健康与安全的措施。

79. 溢出应急计划（SRP）应明确规定一级泄漏响应设备的储存和维护守则，以及相关的常规检测、测试和演习。此外，每个海上设施和设施组还应安装和维护气象与海洋数据监测站，用于规划模拟和响应活动。

²³ 另见 IOGP（2013c），作为水力压裂时的参考；以及国际油气生产者协会（IOGP）和 IPIECA（2013）。

²⁴ 见 IPIECA、国际海事组织（IMO）和 IOGP（2012），以供参考。

²⁵ 见国际石油工业环境保护协会（IPIECA）（2008）。一级泄漏本质上属于操作事故，发生于运营商自己的设施内或其附近，属于其自身活动造成的结果。各运营商应利用自身资源对一级泄漏做出响应。二级泄漏最有可能扩大至超出一级响应区域的职权范围，且可能溢漏规模更大，要求利用有着各类潜在来源的额外资源，且可能要求更广泛的利益相关方参与响应。三级溢漏则因其规模和发生的概率而可能造成重大影响，要求进一步调动一系列国际国内的大量资源方能应对。

²⁶ NRC（2005）。

1.1.8 装载、储存、加工和卸油作业

80. 应针对耗材（即燃料、钻井液和添加剂）或液体产品采取一定的装载、储存、加工和卸油作业程序，以最大限度减少泄漏风险。泵、软管和阀门应检测并维护，必要时应更换。

81. 按照国际海事组织（IMO）的要求，浮式（生产）储卸油船（FSO/FPSO）和浮式（液化）储存装置船（FSU/FLSU）应由适当的国家或国际机构进行检测和认证。只要条件允许，就应首选双壳船。²⁷

82. 所有卸油作业均应在指定系泊长的监督下进行，²⁸系泊长有权根据海况规定应采用“串联”还是“并排”的连接方式。

83. 外输油轮的状态和特性应由系泊长进行评估，并在开始卸油作业前上报至海上油气田经理。²⁹只有注册且维护良好的双壳船方可使用。

1.1.9 退役

84. 海上生产设施的退役，应遵循国际海事组织（IMO）发布的、国际公认的指标值与标准，且要遵守《保护东北大西洋海洋环境公约》（OSPAR）³⁰的规定，且前提是生产设施所在地未出台更严格的监管要求。³¹

85. 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 4000 吨，且位于海平面以下 75 米以内的装置或结构在退役后应全部拆除，除非该等结构经批准将用作他用。此外，1998 年 1 月 1 日之后安装的装置或结构，必须设计为可在退役时完全拆除。IMO 的标准还规定，对于 1998 年之前安装的设施或结构，若因可论证的技术或财务可行性原因而无法完全拆除，则将视具体情况分别予以例外考虑，但此类设施必须部分拆除，以确保垂直海域 55 米深度以内的洁净。

86. 按照《保护东北大西洋海洋环境公约》（OSPAR）一项决议的规定，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首选方案。若对备选方案进行评估后可证明其合理性，则可考虑采用备选处置方案。评估时应考虑生产设施的类型、处置方法、处置地点以及相关环境和社会影响。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、能耗与原材料消耗以及排放。

87. 应制定初步的海上生产设施退役计划，内容包括油气井报废、移除出油管线内的油气、设施拆除、海底管线退役，以及所有设备与材料的处置方案。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，且应含有退役活动实施的详细规定，以及退役后监测与善后处理安排的详细信息。

1.2 职业健康与安全

88. 以下要求适用于海上固定与浮式钻井以及生产生活设施。浮式设施危害防控的进一步要求，请见第 1.1

²⁷ IMO（2005-2006）。

²⁸ 除其他事项外，该名有资质的人员还负责以下内容：评估并保证船舶的设计和状态符合作业标准；向海上油气田经理汇报，以便制定决策；向浮式储卸/浮式生产储卸平台和外输油轮的船长提供建议；监督船舶的靠近、机动至最终位置、系泊和过驳软管定位；监督原油转移至驳船的过程，以确保不发生泄漏或溢出；监督软管的连接；以及在作业完成后操纵船舶。

²⁹ 海上油气田经理是油气企业负责生产设施和油气田检测、报告编写以及向管理层上报所有活动的责任人。

³⁰ 见 OSPAR 公约，<http://www.ospar.org/>

³¹ 见国际海事组织（IMO）（1989）、OSPAR（1998）以及 OSPAR 公约。

节“装载、储存、加工和卸油作业”。

89. 职业健康与安全以及重大危害问题，应作为海上设施综合风险评估的一项内容。此类评估包括危险与可操作性研究（HAZOP）、危害源识别分析（HAZID）或覆盖职业危害与重大事故危害（包括井喷风险）的其他风险评估研究。研究结果应用于制定健康与安全管理规划、设计设施与安全作业系统以及编制安全作业规程。健康与安全管理规划应表明，将采用系统性结构化方法来管理海上健康与安全问题，且将采取控制措施将风险降至合理可行的最低水平。应制定职业危害管理计划，用于识别和评估职业危害。该计划应详细说明需考虑的预防和缓解措施（包括操作规程）。所有员工均应通过入职培训了解本文件的内容。

90. 应对海上生产设施进行一定设计，使其能够消除或减少潜在伤害或发生事故的风险。³²生产设施通用的设计措施与要求，请见《通用 EHS 指南》。此外，对海上生产设施进行设计时，还应考虑以下事项：

- 海上生产设施所处位置的环境条件（例如地震活动、极端风浪事件、洋流、冰层）。
- 适当的选材并制定监测计划，以确保设备和结构免受腐蚀。
- 充足的、适于户外环境条件的生活住宿条件，以及考虑到人员在生产或钻井设施上生活时身心压力的相关政策；娱乐和社交活动空间和/或考虑限制海上生产设施允许停留的连续天数。
- 在生产和钻井设施上仅为资产运营相关的员工提供有限住宿。
- 位于海上生产设施保护区内的临时避难所或安全庇护所，以供员工在紧急情况下使用。
- 数量充足的、通往指定的员工集合点并逃离生产设施的逃生路线。
- 设置栏杆、下部围护侧板、升降平台及人行通道防滑表面、楼梯及斜坡，以防人员落水。
- 起重机和放下设备的区域所处的位置，可避免关键区域上方出现移动物件，并减少掉落物体产生的影响。（也可提供结构性保护措施。）

91. 职业健康与安全（OHS）风险管理应以风险评估原则的应用为基石，以便确定危害、风险和相关控制措施（例如危害源识别分析（HAZID）），且应包括向员工传达以安全且熟练的方式开展作业的重要性，以及对员工进行 OHS 培训并确保设备处于安全状态。

92. 应针对海上生产设施制定正式的工作许可（PTW）制度。该制度将确保安全完成一切有潜在风险的工作，并确保对特定工作进行有效许可，以及工作开始前就其进行有效交流（包括传达相关风险以及需遵守的安全隔离规程）。应执行设备闭锁和/或挂牌规程，以确保所有设备在检修或拆除前均与其能量来源相隔离。

93. 海上生产设施应至少配备专业的急救人员（专业的院前护理人员）以及短期远程医护措施。应考虑配备场内医疗点及医生，具体取决于员工人数以及生产设施的复杂程度。特定情况下，可采用远程医疗设施予以替代。

94. 应安装整个海上生产设施范围内均可听到的警报系统。应提供火险警报、硫化氢和烃类气体泄漏警报以及人员落海警报系统。

95. 应明确 EHS 事项相关责任，包括确定管理生产设施相关 EHS 问题的职能角色。EHS 负责人员应随时在生产设施内。将员工派往海上前，应向全体员工提供健康与安全培训，并记录在案。

³² 美国国家工程院（NAE）和美国国家科学院国家研究委员会（NRCNA）（2011）；美国国家科学院运输研究委员会（TRBNA）（2012）。

96. 所有行业都常见的物理危害，具体来说则是旋转和移动设备、噪声与振动接触、电气危害、动火作业、重型设备作业、进入密闭空间、高空作业以及一般工作环境的相关物理危害，其管理指南请见《通用 EHS 指南》。该指南还含有员工所需个人防护装备的相关指导。

97. 此外，针对海上油气作业，还应考虑以下职业健康与安全事项：

- 火灾与爆炸防控
- 空气质量
- 危险物料
- 员工运送与船只
- 井喷
- 撞船
- 坠落物体和物料搬运事项
- 应急准备和响应

1.2.1 火灾与爆炸防控

98. 防火措施以及火灾与爆炸的防控指南请见《通用 EHS 指南》。

99. 防止海上生产设施发生火灾与爆炸最有效的方法，是防止可燃物料及气体的泄漏、早期检测以及中止其泄漏。应尽量减少潜在引燃源，并使其与可燃物料之间保持足够的隔离距离。任何排空或燃烧都应远离潜在引燃源。对排气口的气体扩散进行分析时，应记录排气位置是否恰当。应根据国际标准³³以及可燃气体与液体泄漏的可能性，将海上生产设施划分为多个不同的危险区域。

100. 适当的海上生产设施火灾与爆炸防控措施如下：

- 在整个设施内提供被动消防保护装置，以防止发生事故时火势蔓延。应在考虑到火灾危险性的基础上设计消防措施。³⁴消防措施应：
 - 提供承重结构被动防火措施及耐火墙，并应在各房间之间设置耐火区；
 - 承重结构的设计应考虑到承受爆炸带来的负荷，或考虑安装防爆墙；
 - 对可能发生的爆炸进行特性评估，并以评估结果为依据，进行项目及结构的抗爆炸设计，同时确定对防爆墙的需求；且
 - 应考虑采用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和易燃气体或有害气体吸入生活区。
- 防火系统（例如消防泵或控制室）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。若该系统或相关物品位于火险区内，则应配备被动防火系统或自动故障装置。
- 确保空间处于惰性状态或给予充分通风，以防在密闭空间形成爆燃性空气。
- 针对无人设施，应将发生气体泄漏、火灾或爆炸的信号传输至远程控制中心，以便采取适当措施。

³³ 例如美国石油协会 (API) (1997c、1997d) 推荐做法 500 和 505、国际电工委员会或英国国家标准 (British Standards)。

³⁴ API (2013b)。

- 进行火灾影响评估，以确定海上生产设施需要何种类型与范围的火灾探测与保护。海上生产设施应配备自动与手动相结合的火警系统，且应在重要位置安装主动消防系统，以便快速有效地响应。根据对火险类型及火险影响的评估，可组合使用多种主动灭火方法，例如固定泡沫系统、固定消防水系统、二氧化碳灭火系统、细水雾系统、气体灭火系统、固定式干粉灭火系统、固定湿式化学灭火系统、消防水炮、随时可用的消防水喉以及便携式灭火器。对于新建海上油气开发设施，应避免使用卤代烷哈龙消防系统。消防水泵应可用并设计适当的供水速率。须对消防设备进行定期检查和维护。
- 应将火险安全培训与应急纳入员工的健康与安全教育和培训，并向指定的救火队提供高级消防安全培训。

1.2.2 空气质量

101. 保持工作场所空气质量的指南，以及空气质量水平的相关要求，请见《通用 EHS 指南》。

102. 由于泄漏或紧急事件可能导致海上油气生产设施存在气体泄漏的风险，因此，此类设施的密闭或半密闭空间需有充足通风。应安装进气口，为生产设施的安全区域和紧急情况下需开展作业的区域通风。必要时，应安装检测进气口气体的装置以及报警或自动关闭系统。³⁵

103. 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。压力设备应首先降低系统压力，以便减少泄漏速率。批准密闭空间作业前也应使用气体监测设备进行监测。

104. 所有可能积聚硫化氢(H₂S)的位置均应安装监控器，并将其设定为一旦监测到硫化氢浓度超过 7mg/m³ 即会发出警报。员工也应配备个人硫化氢探测器，并对其进行硫化氢泄漏应急培训。应提供自给式呼吸器，且其设计和放置的位置应能够便于工作人员安全中断工作并进入临时避难所或安全庇护所。

1.2.3 危险物料

105. 海上设施在设计上应使得员工少接触化学物质、燃料以及含有害物质的产品。应确定是否使用了剧毒、致癌、致敏、致突变、致畸或强腐蚀性物质与产品，并尽可能用危险性较低的替代品代替产品。对于所使用的每种化学品，均应在生产设施上提供随时可用的《物料安全说明书》。防止化学危害影响的通用分级方法，请见《通用 EHS 指南》。

106. 应制定海上用放射源控制与管理规程，并配备指定的、有屏蔽功能的容器，用于存放闲置的放射源。该容器应锁于专用库房内。

107. 在天然放射性物质(NORM)可能以垢或污泥的形式沉积于工艺管道和生产容器的位置，应监测因维护、更换或退役而停用的设施和/或工艺设备，看其是否存在此类物质。天然放射性物质可通过体外放射或体内照射（此时天然放射性物质经吸入、食入或吸收进入体内）损害健康。一旦检测到此类物质，则应对预计年度剂量以及潜在接触的概率和规模进行评估，且应制定并实施与风险的规模和性质相对应的员工监测与管理计划（例如源头控制、接触监测、员工教育和安全操作实践，包括适当的个人防护装备）。应在相关规程中确定天然放射性物质所在区域的分类以及所需的监控级别。

³⁵ 易燃气体的报警阈值通常设置为不高于该物质爆炸下限的 25%左右。常见做法是使用多个探测器，且针对自动切断和缓冲器关闭设置更高的阈值点。

108. 操作人员应确定是将天然放射性物质（NORM）留置在原位，还是将其清除并按本指南第 1.1 节介绍的方法进行处置。

1.2.4 员工运送与船只

109. 员工往来于海上生产设施的交通，通常采用直升机或小船解决。应制定员工直升机或船舶运输安全规程，且员工在乘坐直升机或船只时，应系统地向其进行简要的安全说明，并提供安全装备。

110. 用于人员运输的设备，应根据适用的国家和国际法规进行认证，运输人员应获得相关资质。若采用直升机运输，则应根据国际民航组织（ICAO）的规则对直升机进行认证。若采用船舶运输，则相关船只应获得船级社认证。

111. 海上生产设施的直升机甲板（直升机起落甲板）应符合国际民航组织的要求。针对人员转移过程中用于船只停靠的设施和设备，应考虑到不利海况，以保护船舶和设施结构免受严重影响。

112. 若使用起重机将员工从小船转运至海上生产设施，则只能使用经过了认证的起重设施、绳索和吊筐。

113. 按照国际海事组织（IMO）的要求，辅助船只应有相关的许可和认证。应执行船舶安全管理体系。

1.2.5 井喷

114. 储层流体不受控制地涌入上井口，便可引起井喷（即“井失控”），可能导致地层液体和气体不受控制地向环境释放。钻井和修井（此时尤其需注意）阶段或生产阶段均可能发生井喷。

115. 要防止井喷发生，重点在于对油层压力和地层强度进行有效估算，从而维持井筒的静水压力。为此，可采用以下技术：妥善的油气井开发前期规划和技术审核（即对井控设备和人员的工作能力进行审计，并对井的设计与控制程序进行独立审核）；钻井液录井；以及采用足够静压头的加重钻井液或完井液平衡井口压力。油气井完整性测试（例如负压测试、水泥胶结测井）应根据实际的作业特征和基于风险的流程进行，且测试类型和频率由操作人员确定，用于确认拟采用的测试方法足可确保油气井的完整性与可控性。³⁶

116. 应安装防井喷系统，该系统应能够在发生地层液体不可控喷出时快速切断油气井，且可将气体放空至地面并疏导油液以便收集，从而令油气井恢复安全状态。防井喷系统应在安装时测试，之后也应定期测试（至少每 14 天一次），具体则是通过部分或完全关闭进行测试，并以特定应用下的有效性为依据。此外，防井喷系统应在安装时、断开后或对系统内任何封堵承压装置进行修理后进行压力测试，且在操作允许的情况下还应定期进行压力测试。地面防喷器组在初始压力测试期间应达到其额定工作压力，且在随后的测试中应达到其最大预期表面压力。海底防喷器组在初始测试期间应达到闸板防喷器或井口系统的额定工作压力，以较低者为准，并应在随后的测试中达到当前井口程序的最大预期井口压力。生产设施上的人员应定期进行井控演习，重要人员则应定期参加井控相关课程。井控培训和演习均应记录在案。防井喷测试应由独立的专业人员进行，尤其要针对易出问题的井（例如深水井、高压井或高温井）。

117. 防井喷系统的设计、维护和维修应符合国际标准的要求。海底防井喷系统建议至少由一个环形防喷器、两个全封闭剪切闸板防喷器和两套管子闸板防喷器组成，并配备节流压井管线以及故障防护节流压井关闭阀。防喷器应有能力封闭钻井作业预期所需的最大钻柱。防井喷系统在失去来自地面的控制信号时也应能够运行

³⁶ 见 IOGP（2011a）。

（故障防护机制）。自动系统出现故障时，海底防井喷系统应至少能够借助遥控潜水器（ROV）干预系统关闭其中一套管子闸板和所有全封闭剪切闸板。³⁷

118. 应针对油气井作业制定应急方案，且内容应包括确定井喷失控时封井的相关规定（写明所需的工具、设备和干预时长），以及确定泄漏回收措施。³⁸

119. 应制定专门的井喷风险分析与应急方案，详细说明防止井喷的措施、井喷场景下的相关井控规定（包括封井工具和溢油回收手段），并说明实施干预所需的时长。风险分析应包括对失效模式和相关影响进行分析，以及对井喷控制技术系统和整个防井喷系统进行的可靠性分析。进行风险分析时，还应评估以下内容：天然气水合物形成的条件；³⁹天然气水合物的形成对井涌控制设备封堵期间井的安全与控制造成的影响；以及相关的缓解措施。针对深水井（与普通的井相比，对深水井进行应急干预更困难，要求的干预时间也更长）和高压高温井，井喷风险分析属于强制性要求。

1.2.6 撞船

120. 为避免与第三方船只及辅助船舶发生碰撞，海上生产设施应配备符合国家与国际标准要求的助航设备。此类设备包括生产设施结构以及（适当情况下）辅助船舶上的雷达和灯光。海上生产设施应至少设置半径 500 米的安全区。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。

121. 应向相关的海事、港口或船运管理部门告知以下内容：所有常设海上生产设施及其安全区；以及项目船只所用的运输航线。应在海图上标出常设生产设施的位置。若船舶活动量显著增加，例如生产设施安装、钻机移动和地震勘探期间，应向海事管理部门告知此类活动的时间安排和地点。

122. 应建立海底管线通道安全区（宽度通常为 1000 米），以明确划定禁止停锚区，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。

1.2.7 坠落物体和物料搬运事项

123. 应筹备专门的坠落物体分析，对所装运的物件从搬运设备坠落并影响生产设施关键区域或其附近海底管道的风险进行评估。该分析将确定是否需采取措施，防止对关键物体或结构以及提升管和海底管线造成损坏。应进行物料搬运研究，以确定搬运设备与规程，避免撞击、重压和伤害人员。

1.2.8 应急准备和响应

124. 应急准备与响应（包括应急资源）的相关指南，请见《通用 EHS 指南》。海上设施应建立并保持高水平的应急准备机制，以确保高效无延误地应对突发事件。应通过风险评估确认潜在最严重事故情景，并设计适当的应急准备要求。应为海上生产设施组建应急队伍，并对其开展培训，使其能够应对紧急情况、抢救伤员并执行紧急任务。应急队伍应与应急响应涉及的其他部门及组织展开合作。

³⁷ 预期的测试频率、测试压力和记录，请见 API（2012）标准 53 第 6 节（地面防井喷系统）和第 7 节（海底防井喷系统）。API 53 标准还含有测试辅助井控设备的指南，包括地面井和海底井的节流/压井管线、环形分流器、节流管汇等。防井喷系统的相关要求和油气井安全方面的考虑因素，请见美国船级社（ABS）（2012）、API（2012）53 标准、IOGP（2011a）、NORSOK（2004）以及美国安全与环境执法局（US BSEE）（2013b）。

³⁸ 见 IOGP（2011b、2011c）。

³⁹ 甲烷水合物的形成对于寒冷环境中的浅水钻井作业和水深超过 500 米的钻井作业而言，均属于潜在风险。

125. 应为员工提供充足的应急响应设备，包括医疗应急设备和疏散装置。此类设备放置的位置，应适合于在生产设施内进行人员疏散。应按员工总人数配备足够的救生艇，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时，需采用冰上交通工具。还应提供充足的救生衣、救生圈和海上救生服。

126. 不得将直升机用作主要的疏散工具。

127. 应急准备演习的频率应与项目或生产设施相关的风险匹配，且至少应按以下安排进行：

- 至少每季度进行一次无装备配置的演习
- （覆盖）不同天气条件以及一天中不同时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
- 定期培训，且在必要时根据持续评估结果更新培训内容

128. 应在确定潜在紧急场景的基础上编制应急响应方案，且至少包括以下内容：

- 应急响应组织的说明（结构、作用、职责及决策人）；
- 应急规程的说明（详细介绍应急设备及其所在位置、应急规程、培训要求、职责等）
- 警报与通讯系统的说明与规程
- 油气井安全预警措施
- 减压井配置，包括设备、消耗品及待使用辅助系统的说明
- 对现场急救用品和可用的备用医疗保障资源进行说明
- 应急加油点等其他应急设施的说明
- 救生设备与装备、备用生活设施以及应急电源的说明
- 人员落水应急规程
- 疏散规程
- 紧急医疗转送（MEDEVAC）规程
- 对限制或停止突发事件的措施以及应急行动中中止的条件做出规定的政策

1.3 社区健康与安全

129. 海上油气生产设施运行对社区健康和安全的影​​响，通常包括与其他海洋用户（主要是航运公司和渔民）之间潜在的相互影响。此类影响可能包括意外事故、失控和井喷。需对当地社区和环境面对的潜在危害进行综合评估，且应依据评估结果采取适当措施，以避免或控制危险，并将此类措施纳入应急计划。

130. 海上钻井与建设、管线安装、地震探测以及设备退役等活动或作业，可对其他海洋用户造成短期影响。常设设施与结构，包括生产与钻井设施以及海底管线，则有潜在的长期影响，至少在油气田寿命期内均存在潜在影响。应当向包括渔业组织在内的当地海事管理部门告知海上生产设施（包括可造成海底危害的设施）的位置以及海上作业的时间安排。应在海图上标出固定生产设施的位置及其安全禁入区。应向其他海上用户告知限制进入禁入区的明确指令。应定期监测海底管道路线，以查明是否存在海底管道悬跨问题，一旦发现存在悬跨，应及时维修。

131. 在预计可对渔民产生重大影响区域，应指定渔业联络负责人与渔业组织直接进行联系。石油、化学品或燃料溢漏对海岸线造成的影响，也可导致社区或公共设施受潜在影响，对其进行管理的相关安排，应纳入溢出应急计划。以上信息应有效传达至渔业团体。

1.3.1 安保

132. 未经授权的人员，不得经连接小船码头和生产设施甲板层的楼梯门进入海上生产设施。可考虑采用闭路电视等方式来监测未授权进入，以便控制室能够掌握生产设施的情况。应在针对特定现场进行风险评估的基础上，确定进一步的主动与被动安保措施。

133. 海上生产设施应考虑配备守备船（多平台开发时，各平台无需自行配备专用守备船）。守备船应用于支持安保行动，监测进入禁区的第三方船只，管理供应船只进入生产设施的途径，并对应急响应行动提供支持。

2. 绩效指标监测

2.1 环境

2.1.1 大气排放和污水管理指南

134. 表 1 列出了海上油气开发的废水排放指导值。本部门工艺废水排放指导值反映的是本行业的优质国际工业实践（GIIP）指标，监管框架获认可的国家在相关标准中采用该推荐值。按照假设，在正常运行条件下，采用本文件前述章节所探讨的污染防控技术，可在设计和操作得当的生产设施内达到此类指导值。

135. 上述废水排放指导值主要适用于海上排放。近岸水域排放的水质要求，应视具体情况而定，且需考虑到接纳水体的环境敏感性和同化能力。

表 1.海上油气开发废水排放指导值

| 参数 | 指导值 |
|------------------------|--|
| 钻井液和钻井废屑-非水基钻井液 (NADF) | 1) 非水基钻井液——回注或运送到岸上，禁止排入海域 2) 钻井废屑：回注或运送至岸上，禁止排入海域，以下情况例外： <ul style="list-style-type: none"> 生产设施距海岸 3 英里 (4.8 公里) 以外； 针对新建设施：^a 干岩屑上有机钻井液 ^b 重量百分比浓度低于 1%； 针对旧有设施^c：在钻屑干燥机中使用第 III 类非水基液体并进行处理。湿钻屑上非水基液体 (NAF) ^d 最大残留为 6.9% (C₁₆-C₁₈ 内烯烃) 或 9.4% (C₁₂-C₁₄ 酯或 C₈ 酯)； 汞 (Hg)：重晶石干重计，汞含量不超过 1 mg/kg 镉 (Cd)：重晶石干重计，镉含量不超过 3 mg/kg 沉箱排放 (如适用，则建议至少在海平面 15 米以下排放；任何情况下均应证明固体在海床上扩散良好) |
| 钻井液和钻井废屑-水基钻井液 (WBDF) | 1) 水基钻井液——回注或运送至岸上，禁止排入海域，以下情况例外： <ul style="list-style-type: none"> 悬浮颗粒相 (SPP) 体积浓度为 3% 时，首次钻井液毒性测试或其他以标准毒性评价物种^e (最好是特定现场的物种) 为基础进行的测试时，符合 96 小时的生物半致死浓度要求 2) 水基钻井液及废屑——回注或运送至岸上，禁止排入海域，以下情况例外： <ul style="list-style-type: none"> 生产设施距海岸 3 英里 (4.8 公里) 以外； 汞：重晶石干重计，汞含量 1 mg/kg 镉：重晶石干重计，镉含量 3 mg/kg 氯化物浓度不超过淡水或微咸水接纳水体环境浓度的 4 倍 沉箱排放 (如适用，则建议至少在海平面 15 米以下排放；任何情况下均应证明固体在海床上扩散良好) |
| 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 |
| 返排液 | 回注或重复利用。若油和油脂浓度每日最高不超过 42 mg/L 且月均值不超过 29 mg/L，则允许排放至海里。应对其他所有化学品都进行环境风险评估，以确定特定现场的最大允许浓度 |
| 完井液及修井液 | 运送至岸上或回注，禁止排入海域，以下情况例外： <ul style="list-style-type: none"> 排入海域的采出水油与油脂浓度单日不超过 42 mg/L；月均值不超过 29 mg/L 经中和后使得 pH 值大于或等于 5 首次钻井液^e 毒性测试或其他以标准毒性评价物种 (最好是特定现场的物种) 为基础进行的测试时，符合 96 小时的生物半致死浓度要求 |
| 采出砂 | 运送到岸上或回注；除干砂油品质量浓度低于 1% 外，禁止排入海里 |
| 试压水 | <ul style="list-style-type: none"> 输送至岸上进行处理与处置； 进行风险评估并谨慎选用化学品^g 后在海上排放 减少化学品的用量 |

表 1. 海上油气开发废水排放指导值

| 参数 | 指导值 |
|-------------------|---|
| 冷却水 | 冷却水排放后，初始混合稀释区边界升温不得超过 3℃。未确定混合稀释区时，按距离排放点 100 米计算。 |
| 脱盐卤水 | 可行时与排出的其他废水相混合。 |
| 生活污水 | 遵守《国际防止船舶造成污染公约》（MARPOL）73/78 附则 h 的要求 |
| 餐厨垃圾 | 遵守《国际防止船舶造成污染公约》（MARPOL）73/78 附则 h 的要求 |
| 储罐置换排水 | 遵守《国际防止船舶造成污染公约》（MARPOL）73/78 附则 h 的要求 |
| 船底废水 | 遵守《国际防止船舶造成污染公约》（MARPOL）73/78 附则 h 的要求 |
| 平台排水（无 害与有害排水） | 遵守《国际防止船舶造成污染公约》（MARPOL）73/78 附则 h 的要求 |

^a 新建设施包括为项目新设计或经过结构改造的海上钻井平台。
^b 定义见 OSPAR（2000）第 2000/3 号决议。
^c 适用于现有的、为开发钻井项目而部署的海上钻井平台。适用于探井钻井项目。应考虑实施技术和财务上可行的技术，包括安装热机械废屑清理系统，以满足新建设施的指导值要求，且应考虑到油气开发钻井计划的油气井（包括生产井和注入井）数量和/或对关键栖息地的潜在影响。
^d 定义见美国环保局（2013a）。
^e 96 小时 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。另见：
<http://www.epa.gov/nrmrl/std/qsar/TEST-user-guide-v41.pdf>。
^f 符合美国环保局（2013a）、OSPAR（2011）、IOGP（2005）的要求。
^g 符合 OSPAR（2010a）“海上用化学品统一预筛选计划的建议 2010/4”或其他适用规程的要求
^h 在近岸水域，根据环境敏感性和受纳水体的同化能力谨慎选择排放位置。

136. 热能消耗不高于 50 兆瓦的热电生产相关燃烧源，其排放物管理指南请见《通用 EHS 指南》。能耗更高的燃烧源排放物管理指南，请见《热力发电厂 EHS 指南》。基于总排放量的环境研究指南，请见《通用 EHS 指南》。

137. 适用情况下，所有船舶、平台和钻井平台均应符合《国际防止船舶造成污染公约》（MARPOL）附录 6⁴⁰《防止船舶造成空气污染条例》的要求。附录 6 的规定不适用于勘探、开采以及相关海上油气加工直接产生的排放。

2.1.2 环境监测

138. 本行业执行的环境监测计划，应同时面向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依据。

139. 监测的频率应当足以提供所监测参数的代表性数据。监测应由受过训练的人员进行，应遵循监测和记录规范，并采用正确校准和维护的设备。监测数据应定期分析和审核，并与操作标准相比对，以便采取一切必要的纠正行动。《通用 EHS 指南》就大气排放物和废水取样及分析方法给出了进一步指南。

2.2 职业健康与安全

140. 应采用关键绩效指标对相关作业进行监测，并预测潜在的健康与安全问题。应针对生产设施规定结果性指标（对生产设施的绩效进行回顾性测量）和预测性指标（指示可能在未来导致健康与安全问题的情况）。上述指标应同时考虑到技术系统以及运营管理的相关问题。

2.2.1 职业健康与安全指南

141. 应根据国际上公布的风险暴露标准评估职业健康与安全状况。此类标准的例子有：美国政府工业卫生学家会议（ACGIH）发布的职业暴露限值限制和生物接触限值；⁴¹美国国立职业安全与健康研究所（NIOSH）发布的《化学品危害口袋指南》；⁴²美国职业安全卫生署（OSHA）发布的允许接触限值（PEL）；⁴³国际石油工业环境保护协会（IPIECA）和国际油气生产者协会（IOGP）发布的健康领先绩效指标；⁴⁴欧盟成员国发布的指示性职业接触限值⁴⁵；或其他类似资源。应特别关注针对硫化氢的职业接触风险指标值。

142. 存在天然放射性物质时电离辐射职业接触及其监测的相关指南，请见《通用 EHS 指南》和其他国际公认指南。⁴⁶

⁴⁰ 《国际防止船舶造成污染公约》（普遍简称为 MARPOL），2008 年 10 月通过的修订附录 6，于 2010 年 7 月 1 日生效。见 <http://www.imo.org/OurWork/Environment/PollutionPrevention/>。

⁴¹ <http://www.acgih.org/TLV/> 和 <http://www.acgih.org/store/>。

⁴² <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>。

⁴³ http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992。

⁴⁴ <http://www.ogp.org.uk/publications/health-committee/health-performance-indicators-data/health-performance-indicators-2012-data/>。

⁴⁵ http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/。

⁴⁶ ICRP（2007）。

2.2.2 事故率和死亡率

143. 项目管理的目的之一应当是保证项目工人（不管是直接雇佣还是间接雇佣的工人）的生产事故为零，尤其是可导致误工、不同等级残疾甚至死亡的事故。死亡率可参考相关机构（例如美国劳工统计局和英国健康与安全事务局）的出版物，并按照发达国家的该行业的死亡率设定基准。⁴⁷

2.2.3 职业健康与安全监测

144. 应对工作环境进行监测，借以发现特定项目的职业危害。作为职业健康与安全监测计划的一项内容，监测操作应当委派经认证的专业人员制定并执行。⁴⁸生产设施还应维护一份有关职业性意外事故、疾病和危险事件及其他事故的记录。《通用 EHS 指南》给出了职业健康与安全监测计划的进一步指南。

3. 参考文献

Alberta Energy Resources Conservation Board (ERCB). 2011. "Upstream Petroleum Industry Flaring, Venting and Incineration." Directive 060. Calgary.

American Bureau of Shipping (ABS). 2012. "2012 Guide for the Classification of Drilling Systems." Houston, TX.

American Petroleum Institute (API). 1997a. "Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operations." API E5, 2nd ed. Washington, DC.

———. 1997b. "Management and Disposal Alternatives for Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) Wastes in Oil Production and Gas Plant Equipment." Publ. 7103. Washington, DC.

———. 1997c. "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division I and Division 2." API RP 500 (R2002). Washington, DC.

———. 1997d. "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, and Zone 2." API RP 505 (R2013). Washington, DC.

———. 2012. "API Standard 53: Blowout Prevention Systems for Drilling Wells", 4th ed. Washington, DC.

———. 2013a. "Offshore Hydraulic Fracturing Briefing Paper." Washington, DC.

———. 2013b. "Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants: Recommended Practice 2218." Washington, DC.

Asociación Regional De Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (Regional Association of Oil, Gas and Biofuels Sector Companies in Latin America and the Caribbean, ARPEL). 1999a. "Control of Contamination from Offshore Exploration and Production Operations." Environmental Guideline No. 26. Montevideo. <http://www.arpel.org>.

———. 1999b. "International Review of Health Risks for Oil and Gas Industry Workers: Current Status and Future Prospects." Occupational Health and Safety Report No. 5. Montevideo. <http://www.arpel.org>.

⁴⁷ <http://www.bls.gov/iif/> 和 <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>.

⁴⁸ 经认证的专业人员可能包括注册工业卫生师、注册职业卫生员或注册安全专员或同等人员。

-
- . 2005a. “Gas Flaring, Venting, Leaks and Losses at Exploration & Production Facilities.” Environmental Guideline #12-2005. Montevideo. <http://www.arpel.org>.
- . 2005b. “Statistics on Incidents in the Oil and Gas Industry in Latin America and the Caribbean: 2004 Statistics for ARPEL Member Companies.” Montevideo. <http://www.arpel.org>.
- Australian Petroleum Production and Exploration Association Limited (APPEA). 2002. “Guidelines for Naturally Occurring Radioactive Materials.” Canberra, Australia.
- Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). 2000. “Naturally Occurring Radioactive Material (NORM). Guide.” Report 2000-0036. Calgary.
-
- . 2001. “Offshore Produced Water Waste Management.” Report 2001-030. Calgary.
- Canadian NORM Waste Management Technical Committee. 2005. “Technical Report on the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in Waste: Final Draft.” Ottawa.
- Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB). 2010. “Offshore Waste Treatment Guidelines.” Nova Scotia.
- Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC). 2013. “Naturally Occurring Radioactive Material (NORM).” Ottawa.
- Committee on Potential Impacts of Ambient Noise in the Ocean on Marine Mammals, National Research Council. 2003. *Ocean Noise and Marine Mammals.* National Research Council of the National Academies. Washington, DC: National Academies Press.
- Decreto Legislativo (Legislative Decree) No. 152, “Norme in Materia Ambientale,” Rome, 2006.
- Del Villano, Kommendal, et al. 2009. “A Study on Kinetic Hydrate Inhibitor Performance and Seawater Biodegradability.” *Energy and Fuels* 23.
- Ekins, Paul, Robin Vanner, and James Firebrace. 2005. “Management of Produced Water on Offshore Oil Installations. A Comparative Analysis using Flow Analysis.” Policy Studies Institute, UK Department of Trade and Industry, London.
- Exploration and Production Forum (E&P Forum). 1993. “Exploration and Production (E&P) Waste Management Guidelines.” Report No. 2.58/196. London.
- Exploration and Production Forum and United Nations Environment Programme (UNEP). 1997. “Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production. An Overview of Issues and Management Approaches.” UNEP IE/PAC Technical Report 37, E&P Forum Report 2.72/254. London and Paris.
- Fisheries and Oceans Canada. 2004. “Review of Scientific Information on Impacts of Seismic Sound on Fish, Invertebrates, Marine Turtles and Marine Mammals.” Habitat Status Report 2004/002. Ottawa.
- Grant, Alistair. 2003. “Environmental Impacts of Decommissioning of Oil and Gas Installations in the North Sea.” University of East Anglia, Norwich, UK. <http://www.uea.ac.uk/~e130/cuttings.htm>.
- Health Canada, Canadian NORM Working Group of the Federal Provincial Territorial Radiation Protection Committee (FPTRPC). 2000. “Canadian Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM),” 1st ed., October 2000, Canadian Ministry of Health, Minister of Public Works and Government Services Canada. Ottawa.

- Helsinki Commission (HELCOM). 1997. Recommendation 18/2: "Offshore Activities." Helsinki.
- Hildebrand, J. A. 2004. "Impacts of Anthropogenic Sound on Cetaceans." IWC SC/E/13. Scripps Institution of Oceanography, University of California-San Diego,
http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/guias_R9sismica_R9/Bibliografia/Hildebrand%202004%20-%20Impacts%20of%20Anthropogenic%20Sound%20on%20Cetaceans.pdf.
- . 2005. "Impacts of Anthropogenic Sound." In *Marine Mammal Research: Conservation beyond Crisis*, edited by J. E. Reynolds et al., 101-124. Baltimore, MD: Johns Hopkins University Press.
- International Association of Geophysical Contractors (IAGC). 2001. *Environmental Manual for Worldwide Geophysical Operations*. Houston, TX.
- . 2011. "Recommended Mitigation Measures for Cetaceans during Geophysical Operations." Houston, TX.
- . 2012. "MARPOL 73/78, Consolidated Edition 2012." London.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2002a. "Aromatics in Produced Water: Occurrence, Fate and Effects, and Treatment." Report No. 324. London.
- . 2002b. "Oil and Gas Exploration and Production in Arctic Offshore Regions—Guidelines for Environmental Protection." Report No. 2.84/329. London.
- . 2005. "Fate and Effects of Naturally Occurring Substances in Produced Waters on the Marine Environment." Report No. 364. London.
- . 2006. "Guidelines for Managing Marine Risks Associated with FPSOs." Report No. 377. London.
- . 2008a. "Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the Oil and Gas Industry." Report No. 412. London.
- . 2008b. "Guidelines for Waste Management with Special Focus on Areas with Limited Infrastructure." Report No. 413. Rev I.I (updated March 2009). London.
- . 2011a. "Deepwater Wells: Global Industry Response Group Recommendations." Report No. 463. May 2011. London.
- . 2011b. "Capping and Containment. Global Industry Response Group Recommendations." Report No. 464. London.
- . 2011c. "Oil Spill Response. Global Industry Response Group Recommendations." Report No. 465. London.
- . 2012a. "Environmental Performance Indicators, 2011 Data." Report No. 2011e. London.
- . 2012b. "List of Standards and Guidelines for Drilling, Well Construction and Well Operations." Report No. 485, version 1.1. London.
- . 2012c. "Offshore Environmental Monitoring for the Oil and Gas Industry." Report No. 457, version 1. London.
- . 2013a. "Guidelines for the Conduct of Offshore Drilling Hazard Site Surveys." Report No. 373-181, version 1.1. London.

- . 2013b. "OGP Safety Performance Indicators - 2012 Data." Report No. 2012s, IOGP Data Series. London.
- . 2013c "Good Practice Guidelines for the Development of Shale Oil and Gas." Report No. 489. London.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) and International Association of Geophysical Contractors (IAGC). 2004. "Seismic Surveys and Marine Mammals. A Joint IOGP/IAGC Position Paper." Report No. 358. London and Houston, TX.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) and International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2013. "Oil Spill Risk Assessment and Response Planning for Offshore Installations: Final Report." IPIECA-OGP Oil Spill Response Joint Industry Project. London. <http://oilspillresponseproject.org/>.
- International Association of Geophysical Contractors (IAGC) and International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2011. "An Overview of Marine Seismic Operations ", Joint IOGP/IAGC Position Paper. Houston, TX, and London.
- International Atomic Energy Agency (IAEA). 2012. "Safety Standards Series No. SSR-6. Regulation for the Safe Transport of Radioactive Material." 2012 ed., Specific Safety Requirements. Vienna
- . 2013. "Management of NORM Residues." IAEA-TECDOC series. ISSN 1011-4289, No. 1712. Vienna.
- International Commission on Radiological Protection (ICRP). 2007. "The 2007 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection." ICRP Publication 103, Ann. ICRP 37 (2-4). Ottawa. <http://www.icrp.org/publication.asp?id=ICRP+Publication+103>.
- International Maritime Organization (IMO). 1990. "International Convention on Oil Pollution, Preparedness, Response and Cooperation." London.
- . 1989. "Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone." Resolution A.672 (16). London,
- . 2003. "Guidelines for Application of MARPOL Annex I Requirements to FPSOs and FSUs." MEPC/Circ.406. London.
- . 2005-2006. IMO Resolutions MEPC, 139(53), 2005, as amended by MEPC, 142(54), 2006. London.
- International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2008. *Guide to Tiered Preparedness and Response*. Vol. 8 of *Oil Spill Preparedness and Response*. London. <http://www.ipieca.org/>.
- International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA), International Maritime Organization (IMO), and International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2012. *Sensitivity Mapping for Oil Spill Response*. London, UK: IPIECA. <http://www.ipieca.org/>.
- Joint Nature Conservation Committee (JNCC). 2010. "JNCC Guidelines for Minimizing the Risk of Injury and Disturbance to Marine Mammals from Seismic Surveys." Joint Nature Conservation Committee, Aberdeen, UK.
- Joint Industry Oil Spill Preparedness and Response Task Force (JIFT). 2012. "Second Progress Report on

Industry Recommendations to Improve Oil Spill Preparedness and Response.” JIFT.

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. 2000. “Marine Seismic Surveys. A Study of Environmental Implications.” *APPEA Journal* 20: 692-708.

McGinnis, Michael V., Linda Fernandez, and Caroline Pomeroy. 2001. “The Politics, Economics, and Ecology of Decommissioning Offshore Oil and Gas Structures.” OCS Study MMS 2001-006. Coastal Research Center, Marine Science Institute, University of California, Santa Barbara, California. Cooperative Agreement Number 14-35-0001-30761.

Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer. As adjusted and amended by the Second Meeting of the Parties (London, 27-29 June 1990), and by the Fourth Meeting of the Parties (Copenhagen, 23-25 November 1992), and further adjusted by the Seventh Meeting of the Parties (Vienna, 5-7 December 1995), and further adjusted and amended by the Ninth Meeting of the Parties (Montreal, 15-17 September 1997), and by the Eleventh Meeting of the Parties (Beijing, 29 November-3 December 1999), and further adjusted by the Nineteenth Meeting of the Parties (Montreal, 17-21 September 2007). http://ozone.unep.org/new_site/en/montreal_protocol.php.

Mosbech, A., R. Dietz, and J. Nymand. 2000. “Preliminary Environmental Impact Assessment of Regional Offshore Seismic Surveys in Greenland: Arktisk Miljø - Arctic Environment.” Research Notes from NERI No. 132, 2nd ed., National Environmental Research Institute, Denmark.

National Academy of Engineering (NAE) and National Research Council of the National Academies (NRCNA). 2011. *Macondo Well-Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety*. Washington, DC: National Academies Press, 2011.

National Research Council (NRC). 2005. *Oil Spill Dispersants: Efficacy and Effects*. Washington, DC: National Academies Press.

———. 2014. *Responding to Oil Spills in the U.S. Arctic Marine Environment*. Washington, DC: National Academies Press. NORSOK Standards. 2004. “Well Integrity in Drilling and Well Operations.” D-010, rev. 3. Oslo: Standards Norway.

———. 2005. “Environmental Care.” S-003, rev. 3, Standards Norway, NORSOK.

Norwegian Oil and Gas Association (NOGA). 2013. “Recommended Guidelines for Waste Management in the Offshore Industry.” No. 093, rev. 02. Sandnes, Norway.

Oil and Gas UK. Updated November 2009. “About the Industry,” http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric_emissions.cfm.

“Oslo-Paris Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic.” <http://www.ospar.org>. Last updated in 2007.

OSPAR Commission (OSPAR). 1998. “Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installation.” London.

———. 2000. “Decision 2000/3 on the Use of Organic-Phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF-Contaminated Cuttings.” London.

———. 2001. *The Environmental Aspects of On- and Off-Site Injection of Drill Cuttings and Produced Water.* Best Available Technique (BAT) and Best Environmental Practice (BEP) Series. London.

- . 2002. “Guidelines for the Consideration of the Best Environmental Option for the Management of OPF-Contaminated Cuttings Residue.” Reference number 2002-8. London.
- . 2004. “Guidelines for Monitoring the Environmental Impact of Offshore Oil and Gas Activities.” Reference number 2004-11. London.
- . 2010a. “Recommendation 2010/4 on a Harmonised Pre-Screening Scheme for Offshore Chemicals.” OSPAR 10/23/1, annex 10. London.
- . 2010b. “Recommendation 2010/18 on the Prevention of Significant Acute Oil Pollution from Offshore Activities.” London.
- . 2011. “Recommendation 2011/8 Amending OSPAR Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations as Amended.” London.
- Patin, Stanislav. 1999. *Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry*. East Northport, NY: EcoMonitor Publishing.
- Peterson, David. 2004. “Background Briefing Paper for a Workshop on Seismic Survey Operations: Impacts on Fish, Fisheries, Fishers and Aquaculture.” Prepared for the British Columbia Seafood Alliance, Vancouver.
- Protection of the Arctic Marine Environment (PAME). 2009. “Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines.” Produced by PAME Working Group, Iceland. www.pame.is.
- Russell, R. W. 2005. “Interactions between Migrating Birds and Offshore Oil and Gas Platforms in the Northern Gulf of Mexico: Final Report.” OCS Study MMS 2005-009, US Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA.
- Transportation Research Board of the National Academies (TRBNA). 2012. “Evaluating the Effectiveness of Offshore Safety and Environmental Management Systems.” Special Report 309, TRBNA, Washington
- U.S. Bureau of Safety and Environmental Enforcement (US BSEE). 2009. “Notice to Lessees and Operators (NTL) No. 2009-G35; Sub-Seabed Disposal and Offshore Storage of Solid Wastes.” Washington, DC.
- . 2013a. “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.” Washington, DC.
- . 2013b. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250: Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart D: Oil and Gas Drilling Operations.” Washington, DC.
- . 2013c. “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 Requirements.” Washington, DC.
- U.S. Environmental Protection Agency (US EPA). 2000. “Sector Notebook Project: Profile of the Oil and Gas Extraction Industry.” EPA/310-R-99-006, EPA Office of Compliance, EPA, Washington, DC.
- . 2011. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 49: Part 173. Subpart H [Reserved] Subpart I— Class 7 (Radioactive) Materials, 173. 427: Transport Requirements for Low Specific Activity (LSA) Class 7 (Radioactive) Materials and Surface Contaminated Object (SCO).” 10-1-11 ed., EPA,

Washington, DC.

——. 2012a. “Fact Sheet: Proposed National Pollutant Discharge Elimination System (“NPDES”) General Permit No. CAG280000 for Offshore Oil and Gas Exploration, Development and Production Operations off Southern California.” EPA, Washington, DC.

——. 2012b. “User’s Guide for T.E.S.T. (version 4.1) (Toxicity Estimation Software Tool)” A Program to Estimate Toxicity from Molecular Structure.” Washington, DC.

——. 2013a. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 435. Oil and Gas Extraction Point Source Category; Subpart A—Offshore Subcategory.” Washington, DC.

——. 2013b. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment Part 60. Standards of Performance for New Stationary Sources. Subpart GG—Standards of Performance for Stationary Gas Turbines.” Washington, DC.

——. 2013c. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart Y—National Emission Standards for Marine Tank Vessel Loading Operations.” Washington, DC.

——. 2013d. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. 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, DC.

——. 2013e. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 98. Mandatory Greenhouse Gas Reporting Subpart W—Petroleum and Natural Gas Systems.” Washington, DC.

World Bank. 2004. *A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Venting Reduction. Global Gas Flaring Reduction: Public-Private Partnership.* Report No. 4. Washington, DC.

<http://documents.worldbank.org/curated/en/2004/05/4946640/voluntary-standard-global-gas-flaring-venting-reduction>.

附录 A：行业活动概述

145. 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，且通常经分离后加工成天然气凝液。

A.1 勘探作业

地震探测

146. 地震探测的目的是精确定位海床以下地层内油气藏的位置。地震探测技术通过声波反射确认地层的位置。现代海洋地震探测中，地震探测船后安装了多达 16 条地震源浮电缆（此类电缆装有监测地层反射声波所用的水中检波器），电缆位于 5 到 10 米水深处，且每条电缆长度为 8 到 10 千米。除水中检波阵列外，地震船后方还安装有地震源阵列，其由多个空气枪组成。空气枪则用于向下发射介于 200 至 250 分贝的声音冲击波。声音冲击波发射间隔为 6 到 10 秒，经深层地层反射后由水下检波器阵列记录。

勘探钻井

147. 经地震数据分析验证潜在产油地层的确存在油气资源，并得出其规模和品级信息后，便进行海上勘探钻井作业。若钻出油或气，则进一步进行开发钻井。

148. 海上钻井平台种类繁多，具体如下：

- **自升式钻井平台：**适用于水深不超过约 100 米的浅海，通过其自身推进器前往就位或由拖船拖拽就位。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，通过其自身推进器前往就位或由拖船拖拽就位。外壳部分潜于水下，并由一组锚定位钻井平台，且可能具备动力定位辅助能力。
- **潜式平台：**仅限于浅水区且经拖拽到位的平台。由两个壳体组成：上壳体（也称平台）和下壳体，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。经拖拽到位。
- **钻探船：**专用于深水区钻井。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。钻探船通常借助动力定位技术保持在“原位”。

149. 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经钻头泵入。钻井液发挥多重作用，既可通过施加液压力辅助钻头进行切割，又可冷却钻头，还可用于从井筒移走岩石碎屑以及保护油井免受地层压力影响。各井段钻井完毕后即装入钢套管，并注入水泥进行定位，以防油井坍塌、液体滑动和环形空间中压力异常。若发现油气数量充足，在经济上具备采出价值，则安装井口和“采油树”，以备未来生产所用。反之则（用水泥）封堵油气井并废弃。钻至目标油气藏后，钻井即可完成，需通过运行生产线及设备来测试油井，将烃类引流至井面，以便在测试分离器中确定油藏中的储层物性。

A.2 油气田开发

150. 经勘探（以及钻井评估）对油藏进行定位并确认了油气采收的经济性后，便可进行油田开发。此时多数情况下都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、钻井作业以及油气外输前处理的用能与用水需求。

151. 海上平台分为多个类型，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）。钢桩支撑着一个钢质平台。钻井设备、生产设施及生活设施通常都位于此平台之上。
- **柔性塔：**用于水深 500 至 1000 米的区域，在桩基上安装一个狭窄的柔性塔，用于支撑常规平台。
- **张力腿平台：**用于水深 2000 米左右的区域，包括一座系泊于海底且通过锚来定位的浮动设施。小型张力腿平台（海星式张力腿平台）则用于水深 200 至 1000 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，用以

支撑平台。

- **单柱式 (Spar) 平台:** 用于水深 500 至 1700 米的区域, 包括一个圆柱形外壳, 由该外壳撑起整座浮式平台。
- **浮式生产系统:** 配备了工艺设施的船舶, 用一系列锚或全球定位系统设备系泊定位。有时由油轮改装而成。浮式生产系统的主要形式有: 浮式生产储卸 (FPSO) 系统; 浮式储卸 (FSO) 系统; 以及浮式储存系统。

152. 生产平台上通常提供用于将地层采出液分离为石油、气体及水的设施。若钻井作业可由一套单独的附带钻具完成, 则平台可以只用于生产, 具体视项目而定。某些平台仅用于采出油气并直接外输加工, 有些平台则在常规生产期间可无人值守。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钻至油气田的尽头处, 或存在小型油藏, 则钻井后在海底安装海底生产装置, 所采出的油气经一系列提升管道送至邻近的平台设施。

153. 开发钻井完成后, 则进行完井作业, 使得地层液能够流出, 并在井口放置采油树, 用于控制从地层到地表的地层液流。地层液混合物在平台上分离为油、气、水, 或分离为气体和冷凝物, 由此生产出原油及/或天然气。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; 泵入海上浮式存储装置; 或直接泵入油轮。天然气则通常采用管道输送。

154. 多数油井都按可预测的模式 (即“*递减曲线*”) 进行生产。生产过程中产量相对快速地到达顶峰, 其后经历长期缓慢的下降。通常采用注水或注气的方式保持地层压力并提高产量。其他情况下, 可利用提高原油采收率的技术 (例如注入蒸汽、氮气、二氧化碳或表面活性剂) 提高采收率。

155. 操作人员可能需定期维修清洗井筒, 以便轻松将油气提升至表面。其他增产措施包括采用井底压裂酸化与处理技术改善油气运移通道。

A.3 水力压裂

156. 对含油气的地下地层进行水力压裂的技术, 用于在低渗透储层实现产出并最大限度提高商用天然气与石油的产量。该技术适用于陆上和海上开采。虽然近年来颇具争议, 但水力压裂多年来一直小规模用于提高传统油气井的流量。目前水力压裂主要用于陆上, 在海上油气田也具备一定适用性。海上与陆上采用的技术细节存在一定差异。但水力压裂通常都要求经井口注入约上万立方米的水, 其中混合了沙子和少量化学添加剂, 也可使用其他流体, 例如碳氢化合物或气体 (氮气、二氧化碳) 和泡沫。注入压力由井深和岩石特性来决定。所注入的混合物通常含 90%至 95%的水、4.5%至 9.5%的沙子和 0.5%的化学添加剂。化学添加剂包括无机酸或有机酸、胶凝剂、减阻剂和表面活性剂。也可能含浓度较低的生物灭杀剂、阻垢剂、腐蚀抑制剂和交联剂。一些海上油藏可能存在地层渗透性较强的情况, 则所用的压裂液通常比陆上使用的类似流体更粘稠, 含沙浓度更高。目前多级水力压裂属于常用方法。某些情况下, 若目标产烃地质单元含散沙, 则采用一种名为“压裂充填”的特定技术, 将压裂与砾石 (砂) 充填相结合。在此情况下, 泵入井中的沙子量较大, 目的是形成一层支撑, 借以减少或避免从油气井采出沙子。⁴⁹

A.4 煤层气

157. 煤层气更常在陆上开采。海上开采的情况较少, 可能包括利用水力压裂 (见上文) 提高采出绩效。煤层

⁴⁹另见 API (2013a)。

气井的特点是采出的水量大，要求配备适当的处理系统（原水中含低浓度的油和油脂，也可能存在重金属和亲水性化合物）。

A.5 储存和卸油

158. 采自一口井或一组井的流体，其液态烃相可泵送至岸上，利用出油管线进行处理，或通过海上生产设施（例如处理平台、浮式生产储卸平台）进行处理，以形成适合于油轮运输的产品。

159. 在海上采出并处理的原油，转移至外输油轮之前，暂时储存于海上储存设施内。可储存于水下圆柱型储存装置，此类装置锚定于重力平台的结构上。更常见的做法则是将原油储存于常设（或半常设）系泊的大容量（排水量 150000-250000 吨）船舶内。所储存的稳定原油，则根据油田的生产情况和设施的储存能力，定期转移至外输油轮。

160. 进行卸油作业（即从海上储存系统转移至外输油轮）时，可能应评估和尽量减少溢出风险。浮式生产储卸油船的相关风险，可能因原油处理和产品储存同步操作所致。各种海况也可导致风险，例如，位于台风区域的浮式储卸/浮式生产储卸平台可能与外输油轮之间发生碰撞。还应高度重视并防止外输油轮大口径输油软管破裂。

A.6 退役与报废

161. 油藏枯竭或从原有油藏开采油气无法赢利时，海上生产设施则需退役。海上生产设施的部分设备（例如平台）通常经处理去除污染物后移除，其余生产组件则视为安全并留置原地。

162. 油井经封堵后再报废，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、垢以及其他杂质。封堵井筒防止液体流入。封堵段间置入适当密度的液体，以保持充足压力。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，切断海平面以下的套管，并在两端加密封帽。