

Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires pour l'exploitation du pétrole et du gaz en mer (offshore)

Introduction

Les Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires (Directives EHS) sont des références techniques présentant des exemples de bonnes pratiques internationales de portée générale ou concernant une branche d'activité particulière¹. Lorsqu'un ou plusieurs États membres participent à un projet du Groupe de la Banque mondiale, les Directives EHS doivent être suivies conformément aux politiques et normes de ces pays. Les directives EHS établies pour les différentes branches d'activité sont conçues pour être utilisées conjointement aux **Directives EHS générales**, qui présentent des principes directeurs en matière d'environnement, de santé et de sécurité applicables dans tous les domaines. Les projets complexes peuvent exiger l'application de plusieurs directives couvrant des branches d'activité différentes. La liste complète de ces directives figure à l'adresse :

<http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/EnvironmentalGuidelines>

Les Directives EHS indiquent les mesures et les niveaux de performance qui sont généralement considérés réalisables dans de nouvelles installations avec les technologies existantes et moyennant un coût raisonnable. L'application des Directives EHS dans les installations existantes peut nécessiter la

définition d'objectifs particuliers à chaque site et l'établissement d'un calendrier adapté pour leur réalisation.

Le champ d'application des Directives EHS doit être fonction des aléas et des risques identifiés pour chaque projet sur la base des résultats d'une évaluation environnementale prenant en compte des éléments distinctifs du projet, comme les conditions en vigueur dans le pays dans lequel le projet est réalisé, la capacité d'assimilation de l'environnement, et d'autres facteurs propres au projet. Le champ d'application de recommandations techniques particulières doit être établi sur la base de l'opinion professionnelle de personnes ayant les qualifications et l'expérience nécessaires.

Lorsque les mesures et niveaux stipulés dans les réglementations du pays d'accueil diffèrent de ceux indiqués dans les Directives EHS, ce sont les mesures et les normes les plus rigoureux qui doivent être retenus pour les projets menés dans ce pays. Lorsque des mesures ou des niveaux moins contraignants que ceux des Directives EHS peuvent être retenus aux fins d'un projet pour des raisons particulières, une justification détaillée des mesures et des niveaux proposés doit être présentée dans le cadre de l'évaluation environnementale du site considéré. Cette justification devra montrer que les niveaux de performance proposés permettent de protéger la santé de la population humaine et l'environnement.

Champ d'application

Les Directives EHS pour l'exploitation du pétrole et du gaz en mer (offshore) comprennent des informations concernant l'exploration sismique, le forage d'exploration et de production,

¹ C'est-à-dire les pratiques que l'on peut raisonnablement attendre de professionnels qualifiés et chevronnés faisant preuve de compétence professionnelle, de diligence, de prudence et de prévoyance dans le cadre de la poursuite d'activités du même type dans des circonstances identiques ou similaires partout dans le monde. Les circonstances que des professionnels qualifiés et chevronnés peuvent rencontrer lorsqu'ils évaluent toute la gamme des techniques de prévention de la pollution et de dépollution applicables dans le cadre d'un projet peuvent inclure, sans toutefois s'y limiter, divers degrés de dégradation environnementale et de capacité d'assimilation de l'environnement ainsi que différents niveaux de faisabilité financière et technique.

les activités d'exploration et de production, les opérations concernant les pipelines (oléoducs et gazoducs) en mer, le transport maritime, le chargement et le déchargement des pétroliers, les opérations auxiliaires et d'appui, et le démantèlement des installations. Elles portent également sur les effets que peuvent produire à terre les activités d'exploitation du pétrole et du gaz en mer. Le présent document se compose des sections ci-après :

Section 1.0 — Description et gestion des impacts propres aux activités considérées
Section 2.0 — Indicateurs de performance et suivi des résultats
Section 3.0 — Bibliographie
Annexe A — Description générale des activités

1.0 Description et gestion des impacts propres aux activités considérées

On trouvera dans la section ci-dessous un résumé des problèmes environnementaux, sanitaires et sécuritaires liés à l'exploitation du pétrole et du gaz en mer, ainsi que des recommandations touchant leur gestion. Les recommandations de gestion des problèmes auxquels se heurtent la plupart des activités industrielles de grande envergure lors de la phase de construction sont énoncées dans les **Directives EHS générales**.

1.1. Environnement

Les questions environnementales ci-après doivent être examinées dans le cadre d'un programme global d'évaluation et de gestion portant sur les risques spécifiques au projet et ses impacts potentiels. Les problèmes écologiques que peuvent causer les projets d'exploitation du pétrole et du gaz en mer sont liés essentiellement aux éléments suivants :

- Émissions atmosphériques
- Rejets d'eaux usées
- Gestion des déchets solides et liquides
- Bruit
- Déversements

Émissions atmosphériques

Les principales sources d'émissions atmosphériques (continues ou intermittentes) dues aux activités offshore sont notamment les sources de combustion provenant de la production d'électricité et de chaleur, et de l'utilisation de compresseurs, de pompes et de machines à mouvement alternatif (chaudières, turbines, etc.) dans les installations offshore, y compris les navires et hélicoptères d'appui et d'approvisionnement, les émissions résultant du torchage et du rejet des hydrocarbures, et les émissions fugaces.

Les principaux polluants provenant de ces sources sont notamment les oxydes d'azote (NOx), les oxydes de soufre (SOx), l'oxyde de carbone (CO) et les particules. Parmi les autres polluants, on compte le sulfure d'hydrogène (H₂S), les composés organiques volatils (COV) [méthane et éthane, benzène, benzène éthylique, toluène et xylènes (BTEX)], les glycols et les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP).

Les émissions de gaz à effet de serre en grandes quantités (plus de 100 000 tonnes d'équivalent de CO₂ par an) provenant de toutes les installations et activités d'appui offshore doivent être quantifiées globalement tous les ans en suivant les méthodes et procédures de présentation de rapports internationalement reconnues.

Toutes tentatives raisonnables doivent être faites pour porter au maximum l'efficacité énergétique et concevoir des installations consommant le moins d'énergie possible. L'objectif global doit être de réduire les émissions atmosphériques et d'évaluer les options d'un bon rapport coût-efficacité pour réduire les

émissions de gaz dans toute la mesure techniquement possible. On trouvera d'autres recommandations sur les gaz à effet de serre et la conservation d'énergie dans les **Directives EHS générales**.

Les gaz d'échappement

Les gaz d'échappement provenant de la combustion de carburants gazeux ou liquides dans les turbines, les chaudières, les compresseurs, les pompes et autres machines de production de chaleur et d'électricité, ou d'injection d'eau ou d'éjection de pétrole et de gaz, peuvent représenter la source la plus importante d'émissions atmosphériques des installations offshore. Le matériel doit être sélectionné compte tenu des spécifications concernant les émissions atmosphériques.

Les directives concernant les émissions produites par les opérations de combustion associées aux activités de cogénération de centrales ayant une puissance installée ne dépassant pas 50 MWth à l'heure figurent dans les **Directives EHS générales** ; les recommandations relatives aux émissions des centrales électriques de plus grande taille sont présentées dans les **Directives EHS pour l'électricité thermique**.

Rejet dans l'atmosphère et torchage

Les installations offshore évacuent souvent les gaz associés ramenés à la surface avec le pétrole brut au cours de la production de pétrole par rejet dans l'atmosphère ou par torchage. On se rend compte à présent que cette pratique revient à gaspiller une ressource précieuse, et est en outre une source notable d'émission de gaz à effet de serre.

Toutefois, le torchage ou le rejet dans l'atmosphère sont également des mesures de sécurité utilisées dans les installations de production de pétrole et de gaz offshore pour assurer l'évacuation, dans des conditions de sécurité, des gaz et des hydrocarbures en cas de situation d'urgence, de panne d'électricité ou de matériel, ou autre perturbation.

Il convient d'adopter des mesures s'inscrivant dans la ligne de la Norme d'application volontaire pour la réduction du volume mondial de gaz torché et rejeté – établie dans le cadre du Partenariat mondial public-privé pour la réduction des gaz torchés (programme GGFR²) – lors de l'examen des options de rejet et de torchage dans les activités en mer. La Norme donne des directives sur la façon d'éliminer ou de réduire le torchage et l'éventage du gaz naturel.

Le rejet continu de gaz associés dans l'atmosphère n'est pas considéré à présent comme une bonne pratique et doit être évité. Le courant de gaz associé doit être dirigé vers un système efficace de torchage ; il importe toutefois d'éviter le torchage continu de gaz si l'on dispose d'autres solutions. Avant de se décider pour le torchage, il faut évaluer les autres méthodes faisables pour utiliser les gaz dans toute la mesure du possible et les intégrer dans les plans de production.

Les autres méthodes peuvent consister à utiliser les gaz pour répondre aux besoins énergétiques du site, procéder à des injections de gaz pour maintenir la pression dans les réservoirs, récupérer des volumes accrus par remontée des gaz, utiliser les gaz pour l'instrumentation, les transporter vers une installation voisine ou les vendre sur les marchés gaziers. Il importe de consigner et de documenter l'évaluation des différentes options. S'il n'existe aucun moyen pratique d'utiliser les gaz associés, il faut examiner des mesures visant à minimiser les volumes de gaz torchés, le torchage n'étant retenu qu'à titre de solution intérimaire, l'objectif privilégié étant d'éliminer le torchage continu des gaz associés dans le cadre de la production.

Si le torchage est nécessaire, il importe de s'efforcer d'améliorer ce procédé en appliquant des pratiques optimales et des technologies nouvelles. Diverses mesures doivent être envisagées pour prévenir ou maîtriser la pollution par torchage de gaz, qui consistent à :

² Groupe de la Banque mondiale (2004).

- appliquer de mesures de réduction des gaz sources dans la mesure du possible ;
- utiliser des pointes de torchère efficaces et optimiser la taille et le nombre des embouts de tuyère ;
- maximiser l'efficacité de la combustion par torchère en contrôlant et en optimisant les débits de combustible, d'air ou de vapeur afin d'assurer le bon ratio ;
- réduire le plus possible le torchage des gaz de purge et le brûlage des gaz par les veilleuses sans compromettre la sécurité, grâce à des mesures comprenant l'installation d'appareils de réduction des gaz de purge, d'unités de récupération de gaz de torche, des gaz de purge inertes, de vannes à sièges souples le cas échéant, et installer des veilleuses pour conserver l'énergie ;
- réduire le plus possible les risques d'éruption au niveau des veilleuses en assurant une vitesse de libération suffisante et en mettant en place des coupes-vent ;
- utiliser un système fiable d'allumage des veilleuses ;
- installer en tant que de besoin des systèmes d'instruments de protection en cas de surpression (High integrity pressure protection system – HIPPS), afin de réduire les cas de surpression et éviter ou atténuer les éruptions ;
- réduire le plus possible l'entraînement de liquides dans le courant de gaz torchés en utilisant un système approprié de séparation des liquides ;
- limiter le plus possible la montée des flammes ou leur propagation ;
- employer les torchères de façon à limiter les odeurs et les émissions visibles de fumée (veiller à ne pas produire de fumée noire) ;
- situer les torchères suffisamment loin des unités de logement pour assurer la sécurité de ces dernières ;
- exécuter des programmes d'entretien et de remplacement des torchères pour assurer systématiquement une efficacité maximum ;

- mesurer le volume des gaz torchés.

En situation d'urgence, en cas de panne du matériel ou de problème au niveau des installations, il faut éviter de rejeter l'excédent de gaz dans l'air mais l'envoyer, de préférence, vers un système de torchage efficace. Un rejet d'urgence peut se révéler nécessaire lorsqu'une situation particulière existe sur le site et qu'il n'est pas possible de brûler le courant de gaz, parce qu'il n'y a pas de dispositif de brûlage à la torche, parce que le courant de gaz ne contient pas suffisamment d'hydrocarbures pour permettre la combustion, ou parce que la pression du gaz n'est pas suffisante pour entrer dans le système de torchage. Si l'on choisit de ne pas installer de système de torchage du gaz dans des installations offshore, il convient de justifier pleinement cette décision, documents à l'appui, avant d'envisager l'adoption d'un dispositif d'urgence de rejet des gaz.

Pour minimiser les opérations de torchage de gaz à la suite d'une panne ou de problèmes au niveau des installations, il importe de veiller à ce que ces dernières soient extrêmement fiables (> 95 %) et de prévoir des protocoles de stockage de matériels de rechange et de ralentir les opérations.

Il importe d'estimer les volumes de gaz qui seront brûlés à la torche dans les nouvelles installations lors de la période initiale de mise en service, de façon à pouvoir arrêter des objectifs fixes pour ces volumes. Ces derniers doivent être enregistrés et déclarés pour chaque opération de brûlage.

Les essais de puits

Il faut éviter, lors des essais des puits, de brûler à la torche les hydrocarbures produits, en particulier dans les zones écologiquement fragiles. D'autres méthodes doivent être envisagées pour récupérer les fluides générés par les essais

de puits, compte dûment tenu des exigences relatives au maintien de la sécurité lors de la manutention des hydrocarbures volatils qui doivent être acheminés vers une installation de traitement ou être évacués par d'autres moyens. Il convient de documenter et de présenter de manière appropriée l'évaluation des différentes options.

Si la seule option pouvant être retenue pour évacuer les fluides produits par les essais des puits consiste à brûler ces fluides à la torche, il faut réduire au minimum le volume d'hydrocarbures généré par les essais ainsi que la durée de ces derniers. Il est important d'utiliser une tête de combustion de torche d'essai efficace, équipé d'un système approprié de renforcement de l'efficacité de la combustion, de façon à minimiser les combustions incomplètes, la fumée noire et les retombées d'hydrocarbures dans la mer. Il importe d'enregistrer les volumes d'hydrocarbures torchés.

Émissions fugaces

Les émissions fugaces des installations offshore peuvent provenir d'événements, de tuyaux, vannes, raccords, collerettes ou revêtements non étanches, des canalisations ouvertes, des joints de pompes ou de compresseurs, des soupapes d'échappement, des citernes ou des bacs ou conteneurs ouverts ; elles peuvent aussi se produire lors des opérations de chargement et de déchargement.

Il convient d'examiner les méthodes qui peuvent être employées pour surveiller et réduire les émissions fugaces et de les mettre en œuvre au niveau de la conception, de l'exploitation et de l'entretien des installations offshore. Les vannes, collerettes, emboîtements, joints et garnitures doivent être sélectionnés compte dûment tenu des normes de sécurité et des matériels pertinents, et de la mesure dans laquelle ils peuvent réduire les fuites de gaz et les émissions fugaces. Des programmes de détection et de réparation des fuites doivent en outre être mis en place.

Eaux usées

Eaux de production

Les réservoirs de pétrole et de gaz contiennent de l'eau (eau de formation) qui devient de l'eau de production lorsqu'elle est ramenée à la surface au cours de l'extraction d'hydrocarbures. Les réservoirs de pétrole peuvent contenir de grandes quantités de ce type d'eau contrairement aux réservoirs de gaz dans lesquels les quantités d'eau sont généralement plus faibles. Dans de nombreuses installations, l'eau est injectée dans le réservoir pour maintenir la pression et/ou maximiser la production. Le courant total d'eau de production peut constituer, en volume, le déchet le plus important évacué par l'industrie du pétrole et du gaz en mer. Cette eau est un mélange complexe de composés inorganiques (sels dissous, métaux lourds, particules en suspension) et organiques (hydrocarbures dispersés et dissous, acides organiques) et, souvent, des additifs chimiques résiduels (par ex. des additifs inhibiteurs d'entartrage et de corrosion) qui sont ajoutés au cours du processus de production d'hydrocarbures.

Il convient d'examiner les différentes méthodes pouvant être employées pour gérer et évacuer l'eau de production et les prendre en compte dans la conception du système de production. Les options considérées peuvent consister, notamment, à injecter cette eau en même temps que de l'eau de mer dans les réservoirs pour en maintenir la pression, de l'injecter dans des puits de rejet adaptés en mer, ou de l'acheminer en même temps que les hydrocarbures extraits vers les installations de la base côtière en vue de son traitement et de son évacuation. Lorsqu'aucune de ces options n'est techniquement ou financièrement faisable, il faut traiter l'eau de production conformément aux directives énoncées au tableau 1 de la section 2 avant de la rejeter dans l'environnement marin.

Parmi les techniques de traitement possibles figurent diverses combinaisons de systèmes de séparation gravitaire et/ou mécanique et les traitements chimiques ; il est aussi possible d'utiliser une procédure en plusieurs étapes, comprenant généralement un bac écrémeur ou un séparateur à plaques parallèles, suivi par une cellule de flottaison du gaz ou un hydrocyclone. Il existe également un certain nombre de technologies de traitement global qui peuvent être envisagées selon l'usage qui doit en être fait où les conditions particulières du site.

Il importe de mettre en place une capacité auxiliaire pouvant se substituer au système de traitement pour assurer la continuité de l'opération et être utilisée en cas de défaillance d'une autre méthode d'évacuation, par exemple une panne du système d'injection d'eau de production.

Lorsqu'il est nécessaire d'évacuer l'eau de production par immersion, il faut envisager tous les moyens de réduire les volumes considérés, et notamment :

- assurer une bonne gestion des puits durant les activités de conditionnement pour minimiser la production d'eau ;
- reconditionner les puits produisant beaucoup d'eau pour minimiser les volumes d'eau générés ;
- utiliser des techniques de séparation des liquides en profondeur, si possible, et des techniques de fermeture des eaux, lorsqu'elles sont techniquement et économiquement faisables ;
- fermer les puits à forte production d'eau.

Pour réduire le plus possible les risques écologiques posés par la présence d'additifs chimiques résiduels dans le courant d'eau de production, lorsque celle-ci est éliminée en surface, il convient de choisir soigneusement les produits chimiques de production en fonction de leur volume, de leur toxicité, de leur biodisponibilité et de leur bioaccumulation potentielle.

Les eaux des essais hydrostatiques

Les tests hydrostatiques du matériel et des pipelines offshore comprennent des essais sous pression avec de l'eau (en général de l'eau de mer filtrée, à moins que les spécifications techniques du matériel ne le permettent pas) pour vérifier l'intégrité du matériel et des pipelines. Des additifs chimiques (inhibiteurs de corrosion, désoxygénants et colorants) peuvent être ajoutés à l'eau pour prévenir la corrosion interne et détecter les fuites. Dans le cadre de la gestion des eaux des essais hydrostatiques, il importe d'envisager des mesures de prévention et de dépollution consistant à :

- minimiser le volume des eaux des essais hydrostatiques en mer en testant le matériel à terre avant de l'acheminer vers les installations offshore ;
- utiliser la même eau pour plusieurs tests ;
- réduire les quantités de produits chimiques nécessaires en minimisant le temps pendant lequel l'eau des essais reste dans le matériel ou la conduite ;
- choisir soigneusement les additifs chimiques en ce qui concerne les caractéristiques suivantes : concentration et dose, toxicité, biodégradabilité, biodisponibilité et bioaccumulation potentielle ;
- transporter les eaux des essais hydrostatiques des pipelines en mer dans des installations à terre pour traitement et évacuation, si cette option est possible.

Si l'immersion des eaux d'essais hydrostatiques est la seule option possible, il convient d'établir un plan d'évacuation de ces eaux couvrant l'emplacement des points d'immersion au large, le taux de déversement, l'utilisation et la dispersion de produits chimiques, les risques écologiques, et les opérations de contrôle. L'immersion dans les eaux côtières peu profondes est à éviter.

Eaux de refroidissement

Il convient d'étudier soigneusement le dosage des produits chimiques antisalissures à utiliser pour éviter une salissure marine des systèmes de refroidissement par eau. Il importe d'évaluer les autres solutions pouvant exister et, dans la mesure du possible, optimiser la profondeur de la prise d'eau de mer afin de réduire la nécessité d'utiliser des produits chimiques. Les points d'entrée d'eau de mer doivent, si possible, être équipés de filtres adaptés si ces derniers offrent de bonnes garanties de sécurité.

Il faut décider à quelle profondeur l'eau de refroidissement doit être déversée pour maximiser le mélange des eaux et le refroidissement du panache thermique afin que l'écart de température entre l'eau rejetée et l'eau de mer ambiante au bord de la zone de mélange définie ou à moins de 100 mètres du point d'immersion soit inférieur à 3° Celsius, comme noté au tableau 1 de la section 2 des présentes Directives.

Saumure produite par le dessalement

Les exploitants devraient examiner la possibilité de mélanger la saumure produite par le dessalement de l'eau par le système de production d'eau potable avec les eaux de refroidissement ou les eaux usées évacuées. S'il n'est pas possible de mélanger la saumure avec les autres déchets évacués, il faut choisir soigneusement le point de rejet compte tenu des impacts écologiques potentiels.

Autres eaux usées

On trouvera ci-après la liste des autres types d'eaux usées régulièrement rejetées par les installations offshore, ainsi que les mesures de traitement appropriées :

- *Eaux sanitaires* : les eaux grises et noires provenant des douches, des toilettes et des cuisines doivent être traitées de la façon appropriée dans une unité d'assainissement

installée sur le site offshore, conformément aux stipulations de MARPOL 73/78.

- *Déchets alimentaires* : les déchets organiques (alimentaires) provenant des cuisines doivent, au moins, atteindre un degré de fermentation acceptable puis être immergés, conformément aux stipulations de MARPOL 73/78.
- *Eau de pompage* : L'eau pompée (injection ou éjection) des réservoirs de stockage lors du chargement ou du déchargement doit être confinée et traitée avant d'être évacuée conformément aux directives énoncées au tableau 1 de la section 2.
- *Eaux de cale* : Les eaux de cale provenant des salles de machines des installations offshore et des navires de servitude doivent être évacuées vers le système de drainage en circuit fermé des installations en question, ou confinées et traitées avant d'être évacuées conformément aux directives énoncées au tableau 1 de la section 2. S'il n'est pas possible de traiter les eaux en respectant ces directives, il importe de les confiner et de les envoyer à terre pour évacuation.
- *Eau de drainage du pont* : L'eau de drainage produite par les précipitations, les embruns ou l'entretien courant comme le nettoyage du pont et du matériel et les exercices d'incendie doit être canalisée vers des systèmes de drainage distincts dans les installations offshore. Il s'agit notamment de l'eau drainée provenant de zones de traitement qui peut être contaminée par le pétrole (conduites fermées) et de l'eau drainée provenant des zones ne servant pas au traitement (rigoles d'écoulement). Toutes les zones de traitement doivent être confinées pour que l'eau drainée s'écoule dans le système de drainage fermé. Il importe d'utiliser des gattes pour recueillir l'eau provenant du matériel des zones non confinées et l'acheminer vers le système de drainage fermé. Les eaux de drainage contaminées doivent être traitées avant d'être

évacuées, conformément aux directives énoncées au tableau 1 de la section 2.

Gestion des déchets

Les déchets non dangereux et dangereux³ ordinairement produits dans les installations offshore comprennent généralement les déchets générés par les activités administratives et les emballages, les huiles usées, les chiffons contaminés par l'huile ou le pétrole, les fluides hydrauliques, les piles usées, les pots de peinture vides, les déchets chimiques et les conteneurs de produits chimiques usés, les filtres usés, les tubes fluorescents, la ferraille et les déchets médicaux, entre autres.

En mer, il faut, au minimum, séparer les déchets non dangereux des déchets dangereux, et les envoyer à terre pour réutilisation, recyclage ou élimination. Il faut établir un plan de gestion des déchets de l'installation offshore, prévoyant un mécanisme clair de suivi des déchets de leur chargement sur le site offshore jusqu'au lieu de traitement final et d'élimination à terre. Il faut systématiquement s'efforcer d'éliminer, de réduire ou de recycler les déchets.

Des directives concernant la gestion de ces flux de déchets types à terre sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

Les activités d'exploitation en mer produisent d'autres déchets importants qui leurs sont propres, tels que :

- fluides et déblais de forage
- sable de production
- fluides provenant des travaux sur les puits (conditionnement et reconditionnement)
- substances radioactives naturelles

Fluides et déblais de forage

Les fluides de forage utilisés lors des opérations de forage dans les champs de gaz et de pétrole servent notamment à enlever les déblais (éclats de roche) des puits et à contrôler la pression dans les formations. Ils servent aussi dans une mesure importante à, notamment : assurer l'étanchéité des formations perméables, maintenir la stabilité du puits, refroidir et lubrifier le trépan, et transmettre l'énergie hydraulique aux outils de forage et au trépan. Les déblais enlevés du puits et les fluides de forage usés sont généralement les déchets les plus importants produits par les activités de forage pétrolier et gazier.

Il existe divers fluides de forage, mais on peut généralement les classer en deux catégories :

- *Les fluides de forage à base d'eau (FFBA)* : Il s'agit des fluides dont la phase continue et le milieu de suspension des solides est l'eau de mer ou un fluide miscible avec l'eau. Il en existe divers types (gel, fluides sel-polymère, sel-glycol, sel-silicate, etc.)
- *Les fluides de forage non aqueux (FFNA)* : La phase continue et le milieu de suspension des solides est un fluide non miscible à base d'huile, d'huile enrichie de minéraux ou synthétique.

Il existe également des fluides à base de diesel, mais l'utilisation de systèmes dont la phase liquide a pour principal composant le diesel n'est pas considérée actuellement comme une bonne pratique dans les programmes de forage offshore et doit être évitée.

Généralement, le milieu solide utilisé dans la plupart des fluides de forage pour les alourdir est la barytine (sulfate de baryum) ; des argiles de bentonite sont employés comme agent épaississant. Les fluides de forage contiennent également un certain nombre de produits chimiques qui sont ajoutés en fonction des conditions de formation du trou de forage.

³Tels que définis dans la législation locale ou des conventions internationales.

Les fluides de forage sont soit envoyés au fond du puits dans le trou de forage avec perte directe sur le fond marin, en même temps que les déblais déplacés, en particulier lors du forage des sections de puits les plus proches de la surface du fond marin, soit ramenés jusqu'à l'installation offshore pour passer dans un système de gestion des solides. Ce dernier sépare les fluides des déblais ; les fluides sont réinjectés dans le trou de forage tandis que les déblais sont stockés en vue de leur évacuation ultérieure. Ces derniers contiennent des résidus de fluide de forage. Le volume de déblais produit dépend de la profondeur du puits et du diamètre des sections forées.

Le fluide de forage est remplacé lorsqu'il n'est plus possible de maintenir ses propriétés rhéologiques ou sa densité, ou à la fin du programme de forage. Les fluides usés sont alors confinés pour réutilisation ou évacuation. Il convient d'éviter de rejeter les fluides de forage non aqueux dans la mer, ceux-ci devant être transportés à terre pour recyclage ou traitement et élimination.

Il importe d'examiner les autres options qui peuvent être retenues pour évacuer les fluides de forage à base d'eau et les déblais provenant des sections forées avec ces fluides ou des fluides non aqueux. Ces options consistent, notamment, à injecter les fluides dans un puits de décharge spécialement aménagé en mer, de les injecter dans l'espace annulaire d'un puits, de les confiner et de les envoyer à terre pour traitement et évacuation et, lorsqu'aucune autre méthode ne peut être employée, de les immerger.

Lorsque l'immersion est la seule solution possible, il faut établir un plan d'évacuation des déblais et des fluides de forage en prenant en considération la dispersion des déblais et des fluides, les substances chimiques utilisées, les risques écologiques et le suivi nécessaire. L'immersion au large des déblais provenant de puits forés avec des fluides non aqueux est à éviter. Si cette opération est nécessaire, il importe de

traiter les déblais avant de les immerger, conformément aux directives énoncées au tableau 1 de la section 2.

Des directives concernant le traitement et l'évacuation des fluides et des déblais amenés à terre sont présentées dans les **Directives EHS pour l'exploitation du pétrole et du gaz à terre**.

Il importe de prendre des mesures de prévention et de dépollution avant d'évacuer les déblais et les fluides de forage usés, qui consistent notamment à :

- minimiser les risques écologiques liés aux additifs chimiques résiduels dans les déblais en choisissant soigneusement le système de fluide. Il importe de privilégier les fluides à base d'eau dans toute la mesure du possible ;
- choisir soigneusement les additifs des fluides compte tenu de leur concentration, de leur toxicité, de leur biodisponibilité et de leur potentiel de bioaccumulation ;
- utiliser un matériel très efficace de contrôle des déblais solides pour réduire la fréquence avec laquelle les fluides doivent être remplacés et minimiser la quantité de fluides résiduels dans les déblais ;
- employer des techniques de forage directionnel (horizontal et à long déport) pour éviter les zones de surface vulnérables et atteindre le réservoir à partir de zones de surface moins vulnérables ;
- utiliser des puits multilatéraux de faible diamètre et des techniques de forage au moyen de tubes de production concentrique, si possible, pour réduire la quantité de fluides et de déblais.

Les fluides de forage devant être rejetés en mer (y compris sous forme de matières résiduelles sur les déblais) sont soumis à des tests pour en déterminer la toxicité, la contamination en

barytine, et la teneur en pétrole, comme indiqué au tableau 1 de la Section 2. Toutes les immersions au large doivent être effectuées par caisson à au moins 15 mètres au-dessous de la surface de la mer.

Sable de production

Le sable de production provenant du réservoir est séparé de l'eau de formation au cours du traitement des hydrocarbures. Ce sable peut être contaminé par des hydrocarbures, mais la teneur en pétrole peut varier considérablement selon l'emplacement, la profondeur et les caractéristiques du réservoir. Les opérations de conditionnement des puits doivent viser à réduire la production de sable à la source en employant des mesures efficaces de contrôle du sable dans les trous de forage.

Dans la mesure du possible, le sable enlevé du matériel d'exploitation doit être envoyé à terre pour traitement et élimination, ou amené à un puits de décharge par injection situé en mer, le cas échéant. L'immersion au large n'est pas considérée actuellement comme une bonne pratique. S'il est démontré qu'elle est la seule option possible, cette opération doit être effectuée selon les normes présentées au tableau 1 de la section 2.

Toute eau huileuse provenant du traitement du sable de production doit être récupérée et traitée conformément aux normes présentées pour l'eau de production au tableau 1 de la section 2.

Fluides de conditionnement et de reconditionnement des puits

Les fluides de conditionnement et de reconditionnement des puits (y compris les fluides d'intervention et d'entretien) peuvent généralement contenir des saumures ou des acides associés à des agents alourdissants, du méthanol et des glycols, et de nombreux autres systèmes chimiques. Ces fluides servent à

nettoyer les parois des puits et à accélérer le débit des hydrocarbures, ou simplement à maintenir la pression dans le trou de forage. Une fois usés, ils peuvent contenir des éléments contaminants, notamment des matières solides, du pétrole ou des additifs chimiques.

Différentes options faisables doivent être envisagées, lorsque cela est possible, qui consistent notamment à :

- recueillir les fluides utilisés dans des systèmes fermés et les ramener à terre, aux vendeurs initiaux, pour recyclage ;
- injecter les fluides dans un puits de décharge par injection si un tel puits existe ;
- envoyer les fluides à terre pour traitement et élimination.

S'il a été démontré que l'immersion au large est la seule option possible, il faut :

- choisir les systèmes chimiques compte tenu de leur concentration, de leur toxicité, de leur biodisponibilité et de leur potentiel de bioaccumulation ;
- envisager de déverser ces fluides dans le courant d'eau de production pour traitement et évacuation, si un tel système est disponible ;
- neutraliser les acides épuisés avant de les traiter et de les évacuer ;
- s'assurer que les fluides sont évacués conformément aux normes indiquées au tableau 1 de la section 2 des présentes Directives.

Substances radioactives naturelles

Selon les caractéristiques du réservoir du champ, des substances radioactives naturelles peuvent se retrouver par précipitation sous forme de tartre ou de boues dans les canalisations de traitement et les réservoirs de production. Lorsque ces substances sont présentes, il importe d'élaborer un

programme de gestion pour assurer le respect de procédures appropriées.

Si l'enlèvement de ces substances s'impose pour des raisons de santé au travail (section 1.2), plusieurs options peuvent se présenter, telles que : placement dans des fûts au stade de l'abandon d'un puits ; injection dans l'espace annulaire d'un puits ; transport à terre pour mise en décharge dans des conteneurs scellés ; et, selon le type de matière radioactive naturelle et lorsqu'il n'y a pas d'autre solution disponible, rejet en mer par le système de drainage de l'installation.

Il importe de traiter, transformer ou isoler le matériel touché par les boues, les tartres ou les substances radioactives pour maintenir la probabilité d'une exposition d'êtres humains aux déchets traités en-deçà des limites de risque internationalement acceptées. Il importe de suivre les pratiques industrielles reconnues pour évacuer les déchets. Si ces derniers sont envoyés dans une installation à terre pour élimination, cette installation doit avoir les permis requis pour les recevoir.

Gestion des substances dangereuses

De nombreuses substances dangereuses sont utilisées dans les opérations pétrolières et gazières offshore. Des directives générales portant sur la gestion des substances dangereuses sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

Il faut, de surcroît, appliquer les principes suivants dans les opérations faisant intervenir des produits chimiques en mer :

- appliquer des techniques d'évaluation et de gestion des risques chimiques pour évaluer les produits et leurs effets ;
- tester au préalable certains produits chimiques pour déterminer les risques écologiques qu'ils posent ;
- choisir les produits chimiques utilisés pour le forage et la production offshore sur la base du Formulaire harmonisé de notification des produits chimiques d'offshore (HOCNF)

de la Convention OSPAR⁴ ou d'un système analogue internationalement reconnu ;

- choisir, dans la mesure du possible, les produits chimiques les moins dangereux et posant le moins de risques pour la santé et l'environnement ;
- éviter d'utiliser des produits chimiques soupçonnés d'être nuisibles et ceux qui sont des perturbateurs endocriniens ;
- éviter les agents destructeurs d'ozone⁵ ;
- éviter les produits chimiques connus pour contenir des métaux lourds, autrement qu'en trace.

Bruit

Différentes activités d'exploitation du pétrole et du gaz sont source de bruit en mer, telles que les opérations sismiques, les activités de forage et de production, l'installation (en particulier le battage) et la construction de structures au large et près des côtes, et le trafic maritime. Le bruit provenant des activités offshore (en particulier des opérations sismiques) peut avoir un impact temporaire sur les poissons et les mammifères marins. Diverses mesures sont recommandées pour réduire le risque d'impact du bruit sur les espèces marines, qui consistent notamment à :

- déterminer les zones importantes pour la faune marine, notamment les zones d'alimentation, de reproduction, de vèlage et de frai ;
- prévoir les levés sismiques et les activités de construction offshore de façon à éviter les époques de l'année où ils peuvent entraîner des problèmes ;
- repérer les zones de pêche et réduire les perturbations en prévoyant les levés sismiques et les activités de construction à des époques moins productives de l'année, dans la mesure du possible ;

⁴Convention d'Oslo et de Paris pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est.

⁵Tels que décrits dans le Protocole de Montréal relatif à des substances qui appauvrissent la couche d'ozone.

- maximiser l'efficacité des levés sismiques de façon à réduire le temps requis dans la mesure du possible;
- si des espèces vulnérables peuvent se trouver dans la zone, suivre leurs déplacements et leur position avant de démarrer les activités bruyantes, et tout au long du programme sismique ou de construction. Dans les zones où l'on prévoit de forts impacts sur les espèces vulnérables, il importe de faire appel à des observateurs expérimentés ;
- si un rassemblement de mammifères marins est observé près de la zone d'activité prévue, démarrer les activités de levé sismique ou de construction à une distance d'au moins 500 mètres ;
- si des mammifères marins sont vus à moins de 500 mètres de la zone de levé sismique ou de construction prévue, repousser le démarrage des activités jusqu'à ce qu'ils se soient éloignés, en respectant un délai suffisant après leur dernière apparition ;
- utiliser des procédures de démarrage progressif dans les zones connues pour être des zones de fréquentation de mammifères marins. La pression des ondes sonores est progressivement accrue jusqu'au niveau opérationnel ;
- utiliser les niveaux d'énergie les plus bas possibles tout au long des levés sismiques, et documenter cette utilisation ;
- utiliser des méthodes visant à réduire ou à étouffer les bruits à haute fréquence produits par les canons à air et autres sources d'énergie acoustique, dans la mesure du possible.

Déversements

Des déversements d'hydrocarbures peuvent se produire à partir des installations offshore du fait de fuites, de pannes du matériel, d'accidents, ou d'erreur humaine. Des directives portant sur la planification de la prévention et de la maîtrise des déversements, notamment l'obligation d'établir un plan de prévention et un plan d'urgence en cas de déversement, sont

présentées dans les **Directives EHS générales**. Des mesures de prévention et de riposte d'urgence supplémentaires doivent être prises dans le cas des installations pétrolières et gazières offshore, qui consistent à :

- procéder à une évaluation du risque de déversement à partir des installations offshore et des navires de servitude ;
- mettre au point des systèmes de traitement, d'utilités et de forage qui réduisent le risque de déversements majeurs non confinés ;
- installer des vannes, notamment des vannes sous-marines de sécurité, pour pouvoir rapidement arrêter ou isoler le déversement en cas d'urgence ;
- veiller à ce que la durée de vie utile des installations ait été établie compte dûment tenu et/ou installer des systèmes de contrôle et de prévention de la corrosion pour tous les pipelines, matériels de traitement et réservoirs ;
- établir des programmes d'entretien et de contrôle pour assurer l'intégrité du matériel sur le site. Les plans d'entretien des pipelines d'exportation doivent inclure des opérations régulières de ramonage régulier, voire même, selon le cas, un « ramonage intelligent » ;
- installer des systèmes de détection des fuites. Employer des dispositifs de mesure des pipelines sous-marins, comme les systèmes de télémétrie, les SCADA⁶, les détecteurs de pression, les vannes de sécurité et les systèmes de pompage d'évacuation, ainsi que des dispositifs de surveillance automatique (sans intervention humaine) pour assurer une prompt détection en cas de défaillance du confinement ;
- pour les installations où les déversements pourraient être importants, installer un système d'arrêt d'urgence qui

⁶SCADA s'entend des systèmes de contrôle-commande et saisie des données de surveillance qui peuvent être utilisés dans les installations pétrolières et gazières et autres installations industrielles pour aider à surveiller et à contrôler les usines et le matériel.

déclenche une fermeture automatique pour rétablir les conditions de sécurité dans l'installation offshore ;

- assurer une formation adéquate au personnel portant sur la prévention et le confinement des déversements de pétrole ainsi que les mesures à prendre en cas de déversement ;
- veiller à ce que le matériel d'intervention et de confinement endiguement soit utilisable et disponible en cas de besoin.

Tout déversement doit être consigné dans un rapport et déclaré. Il doit donner lieu à une enquête pour en déterminer la cause et à l'adoption de mesures correctives. Il est nécessaire d'avoir un plan d'action contre les déversements d'hydrocarbures, ainsi que les capacités requises pour le mettre en œuvre. Ce plan doit porter sur les risques de déversement de pétrole, de produits chimiques et de carburant à partir des installations offshore, des navires de servitude y compris des pétroliers, et de pipelines. Le plan doit également comporter :

- une description des opérations, des données sur les conditions sur le site, les courants et les vents, l'état de la mer et la profondeur de l'eau, et des informations sur l'appui logistique ;
- la liste des personnes chargées de gérer les interventions en cas de déversement, leurs responsabilités, leur autorité, leur rôle et leurs coordonnées ;
- les mesures de coopération qui peuvent avoir été décidées avec les organismes gouvernementaux ;
- une évaluation des risques de déversement, indiquant la fréquence et l'ampleur escomptées d'écoulements à partir de différentes sources possibles, y compris une évaluation de scénarios plausibles ;
- une modélisation de la trajectoire d'un déversement, indiquant ce qui advient du pétrole et son impact écologique pour un certain nombre de simulations (y compris le scénario le plus pessimiste de l'éruption d'un

puits de pétrole) au moyen d'un modèle informatique adapté et internationalement reconnu permettant de saisir les données locales sur les courants et les vents ;

- une définition précise de la gravité du déversement, selon son ampleur, suivant des catégories bien définies pour le niveau d'intervention (premier, deuxième et troisième niveaux) ;
- des stratégies de gestion des déversements du premier niveau, au moins, à partir de l'installation offshore et des navires de servitude ;
- des dispositions et des procédures de mobilisation de ressources extérieures pour faire face à des déversements plus importants et des stratégies de déploiement ;
- la liste complète, la description, l'emplacement et l'utilisation du matériel d'intervention sur place et hors-site, et le temps nécessaire au déploiement ;
- des stratégies pour le confinement et la récupération des hydrocarbures flottants, y compris l'utilisation de dispersants chimiques et les limites de leur utilité ;
- des cartes indiquant les zones écologiques vulnérables (sur une base saisonnière ou mensuelle), établies sur la base d'une cartographie des zones environnementales menacées ;
- l'ordre de priorité des activités d'intervention (établi avec la participation des parties potentiellement affectées ou concernées) ;
- des stratégies de nettoyage des côtes ;
- des instructions concernant la manutention du pétrole, des produits chimiques, des carburants déversés ou d'autres substances contaminées récupérées, y compris pour leur transport, leur entreposage temporaire et leur élimination.

Démantèlement

Les activités de démantèlement doivent s'effectuer conformément aux directives et aux normes internationalement reconnues publiées par l'Organisation maritime internationale

(OMI), ainsi qu'aux décisions de la Commission OSPAR⁷, dans le cas des installations offshore⁸.

Suivant les normes de l'OMI, les installations ou structures de moins de 4 000 tonnes, non compris le pont et la superstructure, construite dans des eaux de moins de 75 mètres de profondeur être enlevées entièrement après avoir été démantelées. En outre, aucune installation ou structure ne doit être installée après le 1^{er} janvier 1998, à moins d'être conçue de façon à pouvoir être entièrement enlevée. Selon ces normes, les exceptions seront examinées au cas par cas pour les installations ou structures mises en place avant 1998 mais qui ne peuvent pas être totalement enlevées pour des raisons techniques ou financières avérées ; elles doivent néanmoins être enlevées partiellement, de manière à dégager une colonne d'eau sans obstruction sur une profondeur de 55 mètres.

Aux termes d'une décision de l'OSPAR, l'enlèvement total de l'installation de son emplacement en mer pour réutilisation, recyclage ou élimination finale sur terre est l'option qui doit être retenue de préférence dans le contexte du démantèlement des installations offshore. D'autres options peuvent être envisagées si elles sont justifiées par l'évaluation qui en a été faite. Celle-ci doit prendre en compte le type d'installation, les méthodes d'enlèvement, les sites d'évacuation, et l'impact écologique et social, notamment les effets sur les autres utilisateurs de la mer, les impacts sur la sécurité, l'énergie et la consommation de matières premières, et les émissions.

Un plan préliminaire de démantèlement des installations offshore doit être établi qui couvre l'abandon des puits, l'évacuation du pétrole se trouvant dans les conduites

⁷Commission créée par la Convention d'Oslo et de Paris pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est (OSPAR), <http://www.ospar.org/>

⁸Directives et normes relatives à l'enlèvement d'installations et d'ouvrages au large sur le plateau continental et la zone économique exclusive, 1989 (résolution A.672 (16) de l'Organisation maritime internationale (OMI) ; décision OSPAR 98/3 sur l'élimination des installations offshore désaffectées, et Convention OSPAR pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est. Réunion ministérielle de la Commission OSPAR, Sintra, 22-23 juillet 1998.

d'écoulement, l'enlèvement de l'installation et la mise hors service des pipelines sous-marins en même temps que les diverses options d'évacuation de tous les équipements et matériels. Ce plan peut être affiné au cours des opérations sur le site, et doit être mis au point avant la fin de vie du champ pétrolier. Il doit contenir des détails sur les dispositions concernant l'exécution des activités et des modalités de démantèlement aux fins des opérations de suivi et des travaux ultérieurs.

1.2 Hygiène et sécurité au travail

Il convient d'examiner les questions touchant l'hygiène et la sécurité du travail dans le cadre d'une évaluation globale des dangers et des risques, par exemple une étude d'identification des risques, une étude de risques et d'opérabilité [HAZOP], ou d'autres analyses des risques. Les résultats doivent servir à la planification de la gestion des questions de santé et de sécurité, à la conception de l'installation, à la planification de systèmes et à l'établissement de procédures de travail offrant de bonnes conditions de sécurité. La planification de la gestion de l'hygiène et de la sécurité doit fournir l'assurance qu'une approche systématique et structurée sera retenue pour gérer ces questions en mer et que des contrôles sont en place pour ramener les risques à un niveau aussi bas que raisonnablement faisable.

Les installations offshore doivent être conçues de façon à éliminer ou réduire les risques de blessures ou d'accidents. Les mesures et conditions générales concernant leur conception sont présentées dans les **Directives EHS générales**. Leurs plans doivent de surcroît prendre en compte les éléments suivants :

- les conditions environnementales à l'emplacement offshore (sismicité, vents et houle violents, courants, formations glaciaires, etc.) ;

- l'aménagement des unités de logement compte tenu des conditions environnementales extérieures ;
- la mise en place de refuges temporaires ou d'abris sécurisés dans une zone protégée de l'installation, accessibles au personnel en cas d'urgence ;
- le placement d'un nombre suffisant d'issues de secours débouchant sur des points de rassemblement désignés aux fins de l'évacuation du personnel ;
- la construction de rambardes, de plinthes et de surfaces non glissantes sur les plates-formes et les passerelles élevées, les escaliers et les rampes pour prévenir les chutes par-dessus bord ;
- la mise sur cale et le positionnement des grues et du matériel de façon à éviter que le déplacement d'objets lourds sur des zones critiques et réduire les impacts des chutes d'objets. Des mesures de protection structurelle peuvent aussi être prises.

La gestion des risques à la sécurité et à la santé au travail doit inclure l'identification et la communication des risques, la poursuite des activités de manière compétente et dans de bonnes conditions de sécurité, la fourniture d'une formation appropriée au personnel et un entretien du matériel permettant d'en assurer la sécurité. Des dossiers de sécurité pour les installations offshore doivent être établis si nécessaire.

Il faut mettre au point un système de permis de travail formel pour les installations offshore. Grâce à ce système, tous les travaux potentiellement dangereux peuvent être menés dans des conditions de sécurité, certaines opérations sont dûment autorisées, les travaux à exécuter, y compris les risques qu'ils présentent, sont bien expliqués, et des procédures d'isolation sûres sont dûment suivies avant le démarrage des activités. Une procédure de verrouillage ou d'étiquetage du matériel doit être appliquée pour garantir que tous les équipements sont

isolés des sources d'énergie avant leur entretien ou leur démontage.

Les installations offshore doivent avoir sur place, au minimum, d'un service de premiers soins (personnel capable de dispenser des soins pré-hospitaliers) et des moyens d'assurer des soins à distance pendant un temps limité. Il convient d'envisager d'installer un poste médical et d'avoir un médecin sur place lorsque les effectifs sont nombreux et que l'installation est complexe. Un système de télémédecine peut être une option dans certains cas particuliers.

Un système d'alarme doit avoir été installé de manière à pouvoir être entendu en tous points de l'installation ; ce système doit couvrir les cas d'incendie, de fuites de gaz ou de chute par-dessus bord.

Il est recommandé de former un comité de l'hygiène et de la sécurité pour l'installation. Tout le personnel doit suivre des sessions d'orientation couvrant les questions d'hygiène et de sécurité avant de partir travailler sur l'installation offshore.

Des recommandations concernant la gestion des risques corporels communs à toutes les branches d'activité, et des risques particuliers associés au matériel en rotation ou en mouvement, à l'exposition au bruit et aux vibrations, à l'électricité, au travail dans des endroits surchauffés, au travail avec du matériel lourd, au travail sur des structures élevées, et au cadre du travail en général, sont présentées dans les **Directives EHS générales**. Ces dernières fournissent également des conseils sur l'équipement de protection individuelle nécessaire à la main-d'œuvre.

D'autres questions d'hygiène et de sécurité au travail doivent être examinées plus en détail dans le contexte des opérations pétrolières et gazières offshore, notamment :

- La prévention et la maîtrise des incendies et des explosions
- La qualité de l'air
- Les matières dangereuses
- Le transport du personnel et les navires
- L'éruption de puits
- La collision avec des navires
- La préparation et les interventions en cas d'urgence

Prévention et maîtrise des incendies et des explosions

Des recommandations sur les précautions à prendre et sur la prévention et la maîtrise des incendies et des explosions sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

La façon la plus efficace de prévenir les incendies et les explosions dans les installations offshore est d'empêcher les substances et les gaz inflammables de s'échapper, et d'assurer la prompte détection et l'interruption des fuites. Il importe de réduire le plus possible le nombre de sources potentielles de départ de feu et de prévoir une distance suffisante entre les sources potentielles de départ de feu et les substances inflammables. Les installations offshore doivent être classées par zones de risque, sur la base de normes internationales⁹ et compte tenu de la probabilité d'émission de gaz ou de liquides inflammables.

Les mesures de prévention et de maîtrise des incendies et des explosions concernant les installations offshore doivent consister, notamment, à :

- établir des moyens de protection passive contre le feu pour empêcher celui-ci de se propager en cas d'incident ;

- installer des protections passives incendies sur les structures porteuses, des murs ignifuges, et des parois ignifuges entre les salles
- lors de la conception des structures porteuses, prendre en compte la charge d'explosion, ou installer des murs pare-souffle
- concevoir les éléments et les structures de protection contre les explosions et déterminer la nécessité d'installer des murs pare-souffle sur la base d'une évaluation des caractéristiques probables des explosions
- envisager de mettre en place des panneaux protecteurs ou des dispositifs de dispersion du souffle de l'explosion, et prévoir des systèmes de protection spécifiques contre les incendies et les explosions pour les têtes de puits, les zones sécurisées et les unités de logement
- protéger les zones habitées en les plaçant dans des zones éloignées ou au moyen de murs pare-feu. Installer des bouches d'aération de manière à empêcher la fumée de pénétrer dans ces zones ;
- situer tous les systèmes de lutte contre l'incendie (motopompes, salles de commande, par exemple) dans une partie sécurisée de l'installation, par exemple parce qu'elle est éloignée ou parce qu'elle est protégée par des murs pare-feu. Si le système ou les appareils se trouvent dans la zone d'incendie, il importe qu'ils assurent une protection passive incendie ou qu'ils soient à sécurité positive ;
- éviter les atmosphères explosives dans les espaces confinés en rendant ces espaces inertes ;
- dans le cas des installations automatisées, assurer la transmission de l'alerte incendie ou explosion au centre de commande à distance pour que les mesures voulues soient prises ;

⁹ Par exemple API 500/505, Commission électrotechnique internationale, ou British Standards (BS).

- doter les installations offshore d'un ensemble de systèmes d'alarme automatiques et manuels. Installer des systèmes de protection active contre l'incendie, stratégiquement situés de façon à permettre une intervention rapide et efficace. Différents mécanismes de lutte active contre le feu peuvent être employés simultanément selon le type d'incendie et l'évaluation de son impact (système fixe à mousse carbonique, système fixe de pompage d'eau, extincteur à CO₂, et matériel portable). L'installation de systèmes à base d'halon de lutte contre l'incendie n'est pas considérée actuellement comme une bonne pratique et doit être évitée. Les pompes incendies doivent être conçues et installées de façon à projeter l'eau avec le débit voulu. Il est essentiel de vérifier et d'entretenir régulièrement le matériel de lutte contre l'incendie ;
- dispenser des formations portant sur la sécurité contre le feu et les interventions en cas d'incendie au moment de l'affectation des effectifs dans le cadre des formations axées sur les questions d'hygiène et de sécurité. Donner une formation plus poussée aux effectifs désignés pour former une équipe de pompiers.

La qualité de l'air

Des recommandations sur le maintien de la qualité de l'air sur le lieu de travail, ainsi que les normes de qualité de l'air sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

En raison du risque d'émission de gaz dans les installations pétrolières et gazières offshore en cas de fuites ou de situations d'urgence, une bonne ventilation des espaces fermés ou semi-fermés est indispensable. Des prises d'air doivent être installées pour ventiler les zones sécurisées et celles qui doivent rester accessibles en cas d'urgence. Il peut être nécessaire de mettre en place des systèmes de détection de concentrations dangereuses de gaz dans les prises d'air et de fermeture automatique des prises en question lorsque la concentration de

gaz atteint des niveaux dangereux. Une concentration de gaz inflammable est considérée dangereuse lorsqu'elle atteint un certain pourcentage (environ 20 %) de la limite inférieure d'explosivité (LIE) de la substance.

Les installations doivent être équipées d'un système fiable de détection de gaz permettant d'isoler la source d'émission et de réduire le volume de gaz qui peut être émis. Il importe de purger les matériels sous pression pour réduire cette dernière dans le système et ralentir le débit des émissions. Il faut également installer des appareils de détection de gaz qui commandent l'entrée et la poursuite d'opérations dans des espaces fermés.

Lorsqu'il peut se produire une accumulation de sulfure d'hydrogène (H₂S), il est nécessaire d'installer des appareils de contrôle réglés de façon à déclencher un signal d'alarme dès que la concentration d'H₂S dépasse 7 milligrammes par mètre cube (mg/m³). Le personnel doit aussi être équipé de détecteurs d'H₂S personnels et avoir reçu une formation portant sur les mesures à prendre en cas de fuite. Un système respiratoire autonome, conçu et placé en un endroit facile d'accès pour permettre au personnel d'interrompre sans danger ses activités et de gagner un abri temporaire ou une zone sécurisée.

Les matières dangereuses

Les installations offshore doivent être conçues de façon à réduire l'exposition du personnel aux produits chimiques, aux carburants et aux produits contenant des substances dangereuses. Les substances et les produits rentrant dans les catégories très toxiques, carcinogènes, allergènes, mutagènes, tératogènes ou extrêmement corrosifs doivent être identifiés comme tels et, dans la mesure du possible, remplacés par d'autres produits moins dangereux. Une fiche technique santé-sécurité (FTSS) doit être disponible et facilement accessible établie pour chaque produit chimique utilisé. Une méthode hiérarchique générale de prévention des impacts des risques chimiques est présentée dans les **Directives EHS générales**.

Une procédure de contrôle et de gestion des sources radioactives utilisées en mer doit être établie et un conteneur blindé désigné à cet effet doit être utilisé pour entreposer les sources en questions lorsqu'elles ne sont pas utilisées. Ce conteneur doit être enfermé dans un entrepôt sécurisé utilisé exclusivement à cette fin.

Dans les emplacements où des substances radioactives naturelles peuvent se retrouver sous forme de tartre ou de boues dans les canalisations de traitement et les récipients de production, il importe d'assurer un contrôle des installations et du matériel de traitement pour détecter la présence de telles substances au moins tous les cinq ans, ou chaque fois que des matériels sont mis hors service pour entretien. Si une substance radioactive naturelle est détectée, il faut établir un programme de gestion pour assurer le déroulement de procédures de manutention appropriées. Les procédures en question consistent à déterminer la classification de la zone où ces substances sont présentes, ainsi que le niveau de supervision et de contrôle requis. On considère qu'une installation est impactée lorsque les niveaux superficiels dépassent 4,0 Bq/cm² pour les rayonnements gamma et beta et 0,4 Bq/cm² pour les rayonnements alpha¹⁰. L'opérateur doit décider s'il laisse la substance radioactive sur place, ou s'il procède au nettoyage et à la décontamination du site en évacuant la substance en vue de son élimination comme décrit à la section 1.1 des présentes Directives.

Transport du personnel et navires

Le transport du personnel entre les installations offshore et la terre ferme se fait généralement par hélicoptère ou par bateau. Des procédures spéciales de sécurité pour le transport du personnel par hélicoptère ou par navire doivent être suivies, et

des informations doivent systématiquement être présentées aux passagers, en même temps que des matériels de sauvetage.

Les plates-formes pour hélicoptères (héliports) des installations offshore doivent être conformes aux prescriptions de l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI). Les dispositifs d'amarrage des bateaux pour le transfert du personnel doivent être conçus pour pouvoir protéger l'embarcation et la structure de l'installation contre les chocs violents en cas de mauvaises conditions en mer.

Si le personnel est transféré du bateau à l'installation par grue, il importe d'utiliser uniquement des grues, des câbles et des nacelles certifiés à cet effet.

Les navires de servitude doivent avoir les permis et certificats requis conformément aux prescriptions de l'Organisation maritime internationale. Un système de gestion de la sécurité du navire doit être en vigueur.

Éruptions de puits

Une éruption peut être provoquée par un écoulement incontrôlé des fluides des réservoirs dans le puits et se traduit par un déversement incontrôlé d'hydrocarbures dans la mer.

Les mesures de prévention des éruptions doivent viser principalement à maintenir la pression dans le puits en estimant correctement la pression des fluides de formation et de la solidité des formations sous la surface. Le maintien d'une pression adéquate peut être réalisé par divers moyens : une bonne planification des opérations avant le forage du puits et une diaggraphie des fluides de forage ; l'utilisation au départ d'une charge hydrostatique suffisante pour le fluide de forage ou le fluide de conditionnement auquel des agents alourdissant ont été ajoutés pour contrebalancer la pression dans le puits; et la mise en place d'un bloc d'obturation de puits (BOP) qui peut fermer rapidement ce dernier en cas d'arrivée incontrôlé de

¹⁰États-Unis, Environmental Protection Agency (EPA) 49 CFR 173: Surface Contaminated Object (SCO), et Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), Collection Normes de sécurité N° ST-1, par. 508.

fluides de formation, et assurer la sécurité du puits en envoyant les gaz à la surface et en canalisant le pétrole pour pouvoir le confiner. Le système de prévention des éruptions doit être hydraulique et se déclencher automatiquement ; il doit être testé à intervalles réguliers. Il importe que le personnel procède à des exercices de contrôle des puits. Le plan d'intervention en cas d'urgence doit comprendre les mesures à prendre en cas d'éruption.

Collision avec des navires

Pour éviter les collisions accidentelles avec des navires de tierces parties et les navires de servitude, les installations offshore doivent être équipées d'aides à la navigation conformes aux normes nationales et internationales, telles que radars et lumières sur les structures de l'installation et, le cas échéant, sur les navires de servitude. Une zone d'exclusion d'un rayon de 500 mètres au minimum doit être établie autour des installations offshore permanentes. Celles-ci doivent surveiller la trajectoire des navires qui s'approchent d'elles et communiquer avec eux pour réduire le risque de collision.

L'autorité maritime, portuaire ou de navigation compétente doit être notifiée de l'existence de toutes les installations offshore permanentes ainsi que des zones d'exclusion et des voies de navigation généralement utilisées par les navires travaillant au projet. L'emplacement des installations permanentes doit être marqué sur les cartes marines. Les autorités maritimes doivent être notifiées de la date et de l'endroit où des opérations entraîneront une augmentation notable des mouvements des navires, par exemple la mise en place de l'installation, le déplacement de plateformes et des levés sismiques.

Il importe d'établir un couloir de sécurité pour les pipelines sous-marins (en général de 1 000 mètres de large), qui sert à définir les zones d'exclusion de mouillage et à assurer la protection du matériel de pêche. Dans les eaux peu profondes où le trafic

maritime est intense, il faudrait envisager d'enfouir le pipeline sous le fond marin.

Préparation et interventions en cas d'urgence

Des recommandations concernant la préparation et les interventions en cas d'urgence sont présentées dans les **Directives EHS générales**. Il importe que des procédures d'intervention en cas d'urgence soit préparées et maintenues sur les installations offshore afin d'assurer une intervention prompte et efficace en cas d'incident. Les accidents les plus graves pouvant survenir doivent être identifiés dans le cadre d'une évaluation des risques, et les normes de préparation appropriées établies. Il est nécessaire de constituer et de former une équipe d'intervention d'urgence pour répondre aux situations d'urgence, secourir les blessés et exécuter les mesures d'urgence. Cette équipe doit coordonner son action avec les autres organismes et organisations qui peuvent participer à l'intervention.

Tous les membres du personnel doivent avoir facilement accès à l'équipement dont ils ont besoin en cas d'évacuation de l'installation. Celle-ci doit compte un nombre de canots de sauvetage suffisant pour pouvoir évacuer tous les effectifs. Ces canots doivent être des embarcations ignifuges fermés et être pilotés par des opérateurs formés à cet effet. Des véhicules adaptés aux conditions arctiques sont nécessaires si l'évacuation se fait dans des eaux gelées. Il faut également prévoir suffisamment de gilets de sauvetage, de bouées et de combinaisons de survie.

L'hélicoptère ne doit pas être considéré comme le principal moyen d'évacuation.

Des exercices de préparation aux situations d'urgence doivent être menés à une fréquence adaptée aux risques du projet. Il importe, au minimum, de procéder à :

- des exercices trimestriels sans déploiement de l'équipement ;
- des exercices d'évacuation et la formation requise pour assurer l'évacuation de la plateforme dans diverses conditions météorologiques et à différents moments de la journée ;
- des exercices annuels avec déploiement de l'équipement ;
- des sessions de rappel, selon les besoins tels qu'identifiés sur la base d'une évaluation continue.

Il convient d'élaborer un plan d'intervention d'urgence couvrant, au minimum, les points suivants :

- Description de l'organisation de l'intervention (structure, rôles, responsabilités et décideurs) ;
- Description des procédures d'intervention (description détaillée du matériel et son emplacement, procédures, formation requise, fonctions, etc.) ;
- Descriptions et procédures d'utilisation des systèmes d'alerte et de communication ;
- Mesures de précaution à prendre pour sécuriser le(s) puits ;
- Dispositions concernant les secours, y compris la description du matériel, des fournitures consommables et des systèmes d'appui qui seront utilisés ;
- Description des fournitures de premier secours disponibles sur place et de l'appui médical disponible ;
- Description des autres dispositifs de secours d'urgence tels que les sites de ravitaillement d'urgence en carburant ;
- Description du matériel et de l'équipement de survie, des installations de repos de remplacement et des groupes électrogènes de secours ;
- Procédures à suivre en cas de chute par-dessus bord ;
- Procédures d'évacuation ;
- Procédures d'évacuation sanitaire d'urgence de blessés ou de malades ;

- Principes régissant les décisions prises pour limiter ou stopper les incidents, et les conditions de retour à la normale.

1.3 Santé et sécurité des communautés

Les effets des activités d'exploitation de pétrole et de gaz offshore sur la santé et la sécurité communautaires s'exercent généralement dans le cadre d'interactions avec d'autres utilisateurs de la mer, essentiellement les exploitants maritimes et les pêcheurs.

Des activités comme le forage et la construction en mer, la pose de pipelines, les opérations sismiques et le démantèlement des installations peuvent avoir des impacts temporairement sur les autres utilisateurs de la mer. Les installations et les structures permanentes, y compris les installations de production et de forage et les pipelines sous-marins, peuvent avoir un impact de longue durée, au moins jusqu'à la fin de la vie du champ. Il importe de notifier les autorités maritimes locales et régionales, y compris les groupements de pêcheurs, de l'emplacement des installations offshore (en indiquant les dangers sous-marins) et du calendrier des activités en mer. La position des installations fixes et des zones d'exclusion de sécurité doivent figurer sur les cartes marines. Des instructions claires concernant les limites d'accès aux zones d'exclusion doivent être communiquées aux autres utilisateurs de la mer. L'emplacement des pipelines sous-marins doit être vérifié régulièrement pour déterminer les problèmes associés aux points d'amarrage et de prendre les mesures correctrices nécessaires.

Dans les zones où il est probable que les installations offshore auront des effets notables sur les pêcheurs, il importe de nommer un chargé de liaison avec ces derniers et d'établir des

liens directs avec la communauté des pêches. Les plans d'intervention en cas de déversement doivent comprendre des dispositions couvrant les impacts potentiels sur les communautés ou les équipements côtiers des déversements de pétrole, de produits chimiques ou de carburant.

Sécurité

Il convient d'empêcher l'accès non autorisé aux installations offshore en posant des grilles dans les escaliers menant des points de mouillage des navires au pont de l'installation. Il est aussi possible de détecter les intrusions, par exemple au moyen de caméras de télévision en circuit fermé qui permettent de surveiller les conditions régnant dans l'installation à partir de la salle de commande.

Il peut être souhaitable d'avoir un navire équipé pour servir d'appui en cas de besoin aux installations offshore. Ce navire aurait pour fonction d'appuyer les opérations sécuritaires, de gérer l'approche des navires de ravitaillement et de détecter l'intrusion de navires de tierces parties dans la zone d'exclusion ; il pourrait aussi fournir un appui dans les situations d'urgence.

2.0 Indicateurs de performance et suivi des résultats

2.1 Environnement

Directives pour les émissions et les effluents

Le tableau 1 présente les directives en matière d'effluents pour le secteur de l'exploitation pétrolière et gazière offshore. Les valeurs indiquées pour le traitement des émissions et des effluents dans ce secteur reflètent les bonnes pratiques internationales telles qu'elles se retrouvent dans les normes pertinentes des pays ayant des cadres de réglementation reconnus. On part de l'hypothèse qu'il est possible de suivre ces

directives dans des conditions normales d'exploitation dans des installations conçues et gérées selon les règles en appliquant les techniques de prévention et de contrôle de la pollution examinées dans les sections précédentes du présent document.

Les directives concernant les émissions produites sont essentiellement applicables aux écoulements dans les installations offshore (c'est à dire à plus de 12 milles marins des côtes). La qualité que doit avoir l'eau déversée dans les eaux côtières doit être déterminée au cas par cas, compte tenu de la sensibilité de l'environnement et de la capacité d'assimilation des eaux réceptrices.

Les directives concernant les émissions produites par les opérations de combustion associées aux activités de cogénération de centrales ayant une puissance installée ne dépassant pas 50 MWth figurent dans les **Directives EHS générales** ; les émissions des centrales électriques de plus grande taille sont présentées dans les Directives EHS pour l'électricité thermique. Les directives sur les questions ambiantes sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

Suivi des impacts environnementaux

Des programmes de suivi des impacts environnementaux doivent être mis en place de manière à couvrir toutes les activités qui peuvent avoir des impacts environnementaux importants dans des conditions d'exploitation normales ou dans des conditions anormales. Les activités de suivi doivent se fonder sur des indicateurs directs ou indirects des émissions, effluents et de l'utilisation des ressources applicables à tel ou tel projet.

Les activités de suivi doivent être suffisamment fréquentes pour fournir des données représentatives sur les paramètres considérés. Elles doivent être menées par des personnes ayant reçu la formation nécessaire à cet effet, suivant des procédures

de suivi et de tenue des statistiques et utilisant des instruments bien calibrés et entretenus. Les données produites par les activités de suivi doivent être analysées et examinées à intervalles réguliers et comparées aux normes d'exploitation afin de permettre l'adoption de toute mesure corrective nécessaire. De plus amples informations sur les méthodes d'échantillonnage et d'analyse des émissions et des effluents applicables figurent dans les Directives EHS générales.

Tableau 1. Niveau d'effluents provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz en mer

Fluides et déblais de forage- FFNA	<p>1) FFNA – réinjecter ou envoyer à terre, pas de déversement en mer.</p> <p>2) Déblais de forage – réinjecter ou envoyer à terre, pas de déversement en mer, sauf en cas de :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Concentration de pétrole inférieure à 1% du poids pour les déblais secs • Hg – max 1 mg/kg (poids sec) dans la barytine • Cd - max 3 mg/kg (poids sec) dans la barytine • Évacuation par caisson à au moins 15 m en dessous la surface de la mer
Fluides et déblais de forage- FFBA	<p>1) FFBA – réinjecter ou envoyer à terre, pas de déversement en mer, sauf:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Après avoir d'abord procédé au test de toxicité (96 hr. LC-50 de 3% vol. PSP)^a pour les fluides de forage ou, sinon, aux tests fondés sur les types d'évaluation standard de la toxicité (procéder de préférence à des tests spécifiques au site); <p>2) FFBA, fluides et déblais— réinjecter ou envoyer à terre, pas de déversement en mer, sauf:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hg – 1 mg/kg (poids sec) dans la barytine • Cd - 3 mg/kg (poids sec) dans la barytine • La concentration maximale de chlorure doit être inférieure au quart de la concentration ambiante dans l'eau fraîche ou saumâtre dans laquelle s'effectue le déversement • Évacuation par caisson à au moins 15 m en dessous de la surface de la mer
Eau de production	Réinjection. Le déversement maximal de pétrole et de graisse dans la mer ne doit pas dépasser 42 mg/l par jour; la moyenne maximale sur 30 jours ne doit pas dépasser 29 mg/L.
Fluides de conditionnement ou de reconditionnement des puits	Envoi à terre ou réinjection. Pas de déversement en mer sauf lorsque : <ul style="list-style-type: none"> • Le déversement maximal de pétrole et de graisse ne dépasse pas 42 mg/L par jour; la moyenne maximale sur 30 jours ne dépasse pas 29 mg/L • Les fluides sont neutralisés et leur pH atteint 5 ou plus
Sable de production	Envoi à terre ou réinjection. Pas de déversement en mer sauf lorsque la concentration de pétrole est inférieure à 1% en poids du sable sec
Eau d'essais hydrostatiques	<ul style="list-style-type: none"> • Envoi à terre pour traitement ou élimination • Déversement en mer après analyse des risques écologiques, et choix judicieux des produits chimiques Réduction de l'utilisation des produits chimiques
Eau de refroidissement	L'effluent ne doit pas causer une hausse de température de plus de 3° C à la limite de la zone où ont lieu le mélange et la dilution initiaux. Lorsque la zone n'est pas définie, à 100 m du point de déversement.
Saumure de dessalement	Mélanger avec d'autres courants d'eaux usées et de déchets si possible ^b .
Eaux usées	Conformément aux stipulations de MARPOL 73/78 ^b
Déchets alimentaires	Conformément aux stipulations de MARPOL 73/78 ^b
Eaux de pompage	Conformément aux stipulations de MARPOL 73/78 ^b
Eaux de cale	Conformément aux stipulations de MARPOL 73/78 ^b
Eaux de drainage du pont (contenant des matières dangereuses et non dangereuses)	Conformément aux stipulations de MARPOL 73/78 ^b
Notes: ^a 96-hr LC-50 : niveau de concentration en parts par million (ppm) ou pourcentage de la phase de suspension des particules (PSP) létal à 50 % pour l'organisme-test exposé à cette concentration pendant une période continue de 96 heures. ^b Dans les eaux côtières, choisir soigneusement l'emplacement du déversement, en fonction de la sensibilité de l'environnement et de la capacité d'assimilation des eaux dans lesquelles s'effectue le déversement.	

2.2 Hygiène et sécurité au travail

Directives sur l'hygiène et la sécurité au travail

Les résultats obtenus dans le domaine de l'hygiène et de la sécurité au travail doivent être évalués par référence à des directives relatives aux valeurs limites d'exposition professionnelle publiées à l'échelle internationale, comme les directives sur les valeurs limites d'exposition (TLV®) et les indices d'exposition à des agents biologiques (BEIs®) publiés par American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH)¹¹, *Pocket Guide to Chemical Hazards* publié par United States National Institute for Occupational Health and Safety (NIOSH)¹², les valeurs plafonds autorisées (PELs) publiées par Occupational Safety and Health Administration of the United States (OSHA)¹³, les valeurs limites d'exposition professionnelle de caractère indicatif publiées par les États membres de l'Union européenne¹⁴, et autres sources similaires.

Une attention particulière doit être accordée aux directives relatives aux valeurs limites d'exposition professionnelle pour le sulfure d'hydrogène (H₂S). Les directives relatives aux valeurs limites d'exposition professionnelle aux substances radioactives naturelles (MRN) recommandées au lecteur sont les valeurs moyennes et maximales publiées par le Comité de gestion chargé des déchets MRN au Canada, Santé Canada et Australien Petroleum Production and Exploration Association, ou d'autres sources reconnues au plan international

Fréquence des accidents mortels et non mortels

Il faut s'efforcer de ramener à zéro le nombre d'accidents du travail dont peuvent être victimes les travailleurs (employés et sous-traitants) dans le cadre d'un projet, en particulier les accidents qui peuvent entraîner des jours de travail perdus, des lésions d'une gravité plus ou moins grande, ou qui peuvent être mortels. Il est possible de comparer les chiffres enregistrés pour les installations des projets à ceux d'installations de pays développés opérant dans la même branche d'activité présentés dans des publications statistiques (par exemple US Bureau of Labor Statistics et UK Health and Safety Executive)¹⁵.

Suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail

Il est nécessaire d'assurer le suivi des risques professionnels posés par les conditions de travail dans le cadre du projet considéré. Ces activités doivent être conçues et poursuivies par des professionnels agréés¹⁶ dans le contexte d'un programme de suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail. Les installations doivent par ailleurs tenir un registre des accidents du travail, des maladies, des événements dangereux et autres incidents. De plus amples informations sur les programmes de suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail sont données dans les **Directives EHS générales**.

¹¹ Consulter <http://www.acgih.org/TLV/> et <http://www.acgih.org/store/>

¹² Consulter <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>

¹³ Consulter

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

¹⁴ Consulter http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/

¹⁵ Consulter http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/

¹⁶ Les professionnels agréés peuvent être des hygiénistes industriels diplômés, des hygiénistes du travail diplômés, des professionnels de la sécurité brevetés ou tout titulaire de qualifications équivalentes.

3.0 Bibliographie et sources d'information supplémentaires

Alberta Energy and Utilities Board (EUB). 1999. Upstream Petroleum Industry Flaring, Venting and Incineration. Directive 060. Calgary, Alberta: 1999.

American Petroleum Institute (API). 1997. Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operations. API E5. Second Edition. API.

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.

ARPEL (2000) Occupational Health and Work Risk, <http://www.arpel.org>

ARPEL (2005) Statistics on Incidents in the Oil and Gas Industry in Latin America and the Caribbean - 2004 Statistics for ARPEL Member Companies, <http://www.arpel.org>

Australian Petroleum Production & Exploration Association Limited (APPEA). 2002. Guidelines for Naturally Occurring Radioactive Materials. Canberra, Australia: APPEA.

Bel M.K. Engineering. 1999. Guidelines for the Control of Contamination from Offshore Exploration and Production Operations Guideline # 26. Prepared for ARPEL, Montevideo. Uruguay: Bel M.K. Engineering.

Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB). 2002. Offshore Waste Treatment Guidelines. Nova Scotia: CNSOPB.

Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). 2001. Offshore Produced Water Waste Management. Report 2001-030. Calgary: CAPP.

Canadian NORM Waste Management Technical Committee. 2005. Final Draft. Technical Report on the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in Waste. NORM Waste Management Technical Committee.

Decreto Legislativo (Ministerial Decree). April 3, 2006, No. 152. Norme in Materia Ambientale. Rome, Italie.

E&P Forum. 1993. Exploration and Production (E&P) Waste Management Guidelines. Report No. 2.58/196. E&P Forum.

E&P Forum. 2002. 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.

E&P Forum/UNEP. 2000. Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production. A Joint E&P Forum/UNEP Publication. E&P Forum/UNEP.

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. U.K. Department of Trade and Industry.

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. 2004.

Grant, Alistair. 2003. Environmental Impacts of Decommissioning of Oil and Gas Installations in the North Sea. Available at <http://www.uea.ac.uk/~e130/cuttings.htm>

Groupe de la Banque mondiale. 2004. A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Venting Reduction. Global Gas Flaring Reduction (GGFR) Public-Private Partnership, Report No. 4. Washington.: EPA.

Health Canada, Canadian NORM Working Group of the Federal Provincial Territorial Radiation Protection Committee. 2000. Canadian Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM). Canadian Ministry of Health. Minister of Public Works and Government Services Canada.

Helsinki Commission (Helcom). 1997. Recommendation 18/2. Offshore Activities. Helsinki, Finlande: Helcom.

Hildebrand, J. A. 2004. Impacts of Anthropogenic Sound on Cetaceans. IWC SC/E/13 (2004).

International Association for Geophysical Contractors (IAGC). 2001. Environmental Manual for Worldwide Geophysical Operations. Houston, Texas: IAGC.

International Association of Oil and Gas Producers (OCP) and International Association for Geophysical Contractors (IAGC). 2004. Seismic Surveys and Marine Mammals. A Joint OGP/IAGC Position Paper. Report No. 358. OGP/IAGC.

International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2004a. Environmental Performance in the E&P Industry – 2004 Data. Report No. 372. November 2005. OGP.

International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2004b. OGP Safety Performance Indicators – 2004. Report No. 367. May 2005. OGP.

International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2005. Fate and Effects of Naturally Occurring Substances in Produced Waters on the Marine Environment. Report No. 364. OGP.

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2006. Oil Spill Preparedness and Response. Report Series Summary. London, U.K.: IPIECA.

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2000. A Guide for Contingency Planning for Oil Spills on Water. Second Edition. London, U.K.: IPIECA. Available at <http://www.ipieca.org>

Joint Nature Conservation Committee. 2004. Guidelines for Minimizing Acoustic Disturbance to Marine Mammals from Seismic Surveys. Joint Nature Conservation Committee. Aberdeen., U.K.: Joint Nature Conservation Committee

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: 692–707.

McGinnis, Michael V., Fernandez, Linda, and Caroline Pomeroy. 2001. 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.

Miljø/Arctic Environment, 2nd. edition. National Environmental Research Institute. Denmark. Research Notes from NERI No. 132.

Mosbech, A. R. Dietz, and J. Nymand. 2000. Preliminary Environmental Impact Assessment of Regional Offshore Seismic Surveys in Greenland. Arktisk Institute.

National Research Council. 2003. 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.

NORSOK Standard. 2005. Environmental Care. S-003. Rev. 3. December 2005. Standards Norway. Norway: NORSOK.

Norwegian Oil Industry Association (OLF). 2004. Recommended Guidelines for Waste Management in the Offshore Industry. Norway: OLF.

Organisation maritime internationale (OMI). 1990. International Convention on Oil Pollution, Preparedness, Response and Cooperation. Londres, Royaume-Uni.: OMI

Organisation maritime internationale (OMI). 2002. MARPOL 73/78, Consolidated Edition 2002. Londres, Royaume-Uni.: OMI.

Organisation maritime internationale (OMI). 2003. Guidelines for Application of MARPOL Annex I Requirements to FPSOs and FSUs. MEPC/Circ.406. Londres, Royaume-Uni.: OMI.

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

OSPAR Commission (OSPAR). 2000a. Decision 2000/3 on the Use of Organic-Phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF-Contaminated Cuttings. OSPAR.

OSPAR Commission (OSPAR). 2000b. Recommendation 2000/4 on a Harmonised Pre-Screening Scheme for Offshore Chemicals. OSPAR.

OSPAR Commission (OSPAR). 2001a. The Environmental Aspects of On and Off-site Injection of Drill Cuttings and Produced Water. OSPAR.

OSPAR Commission (OSPAR). 2001b. Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations. OSPAR.

OSPAR Commission (OSPAR). 2002. Guidelines for the Consideration of the Best Environmental Option for the Management of OPF-Contaminated Cuttings Residue. Reference number: 2002-8. OSPAR.

OSPAR Commission (OSPAR). 2004. Guidelines for Monitoring the Environmental Impact of Offshore Oil and Gas Activities. Reference number: 2004-11. OSPAR.

PAME. 2002. Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines. Produced by Protection of the Arctic Environment Working Group. Iceland: PAME. Available at www.pame.is

PARCOM. 1986. Recommendation 86/1 of a 40mg/l emission standard for platforms. PARCOM 8/12/1, paras 5.37-5.40. PARCOM.

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. February 2004.

Russell, R.W. 2005. 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.

Stone, Caroline J. 2003 The Effects of Seismic Activity on Marine Mammals in UK Waters, 1998-2000. JNCC Report No. 323. JNCC.

U.K. Department of Trade and Industry (DTI) Oil and Gas. 2005. Oil Discharged with Produced Water 1991–2004. DTI.

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.

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.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2000. Project Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. EPA/310-R-99-006. EPA Office of Compliance. Washington, D.C.: EPA.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2001. 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.: EPA.

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.: EPA.

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.: EPA.

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.

United Kingdom Offshore Operators Association (UKOOA). 2000. Environmental Report 2000, Emissions and Discharges. UKOOA. Available at www.ukooa.co.uk/issues/2000report/enviro00_emissions.htm

United Kingdom Offshore Operators Association (UKOOA). 2004. Exploration Data Waste Management Reference Report. Version 1. UKOOA.

United Nations Environmental Programme (UNEP). Offshore Oil and Gas Forum. Environmental Regulations for Norwegian Offshore Oil and Gas Industry. UNEP. Available at <http://www.oilandgasforum.net/management/regula/norwayprof.htm>

Annexe A : Description générale de la branche d'activité

Les principaux produits de l'industrie pétrolière et gazière offshore sont le pétrole brut, les liquides de gaz naturel, et le gaz naturel. Le pétrole brut est un mélange d'hydrocarbures ayant différents poids et propriétés moléculaires. Le gaz naturel peut être produit à partir des puits de pétrole, ou de puits forés essentiellement pour trouver du gaz naturel. Le méthane est l'élément prédominant du gaz naturel, mais l'éthane, le propane et le butane sont également importants. Les éléments les plus lourds, notamment le propane et le butane, existent sous forme liquide lorsqu'ils sont refroidis et comprimés et sont souvent séparés et traités en tant que liquides de gaz naturel.

Les activités d'exploration

Levés sismiques

Les levés sismiques ont pour objet de déterminer avec précision les réserves potentielles d'hydrocarbures se trouvant en profondeur dans les formations géologiques sous les fonds marins. La technologie sismique consiste à émettre des ondes acoustiques et d'examiner la manière dont elles sont réfléchies pour identifier les formations sous-marines. Dans le cadre des levés sismiques marins modernes, un navire d'étude sismique peut traîner jusqu'à 16 flûtes marines (des câbles hydrophones servant à détecter le son réfléchi à partir de la surface sous-marine), à une profondeur de 5 à 10 mètres (m). La longueur d'un câble peut atteindre 8 à 10 kilomètres (km). Outre le réseau d'hydrophones, le navire traîne des réseaux de sources sismiques comprenant un certain nombre de canons à air qui déchargent des salves sonores de 200 à 250 décibels (dB) vers le fond de la mer. Ces salves, répétées en moyenne toutes les six à dix secondes, sont réfléchies par les formations géologiques en profondeur et sont enregistrées par le réseau d'hydrophones.

Forage d'exploration

Les activités de forage exploratoire en mer font suite à l'analyse des données sismiques et ont pour objet de vérifier et de quantifier le volume et l'ampleur des ressources pétrolières et gazières dans les formations géologiques potentiellement productives. Si ces activités permettent de trouver du pétrole ou du gaz, il est alors possible d'entreprendre d'autres opérations de forage à des fins de mise en valeur.

Il existe plusieurs types d'installations de forage en mer, notamment :

- *Les installations de forage à support télescopique*, indiquées pour les eaux peu profondes (100 m environ) et amenées sur place soit par leurs propres moyens de propulsion, soit par remorquage. Une fois sur place, des crics électriques ou hydrauliques abaissent trois ou quatre piliers jusqu'au fond marin pour soutenir la plateforme de forage au-dessus de la surface.
- *Les installations de forage semi-submersibles*, indiquées pour les eaux profondes et amenées sur place soit par leurs propres moyens de propulsion, soit par remorquage. La coque est partiellement submergée, et l'installation est maintenue en place par une série d'ancres.
- *Les installations de forage submersibles*, dont l'usage est limité aux eaux peu profondes et qui sont remorquées jusqu'à l'emplacement voulu. Elles se composent de deux coques, une coque supérieure ou plateforme, et une coque inférieure qui est remplie d'eau et submergée de façon à reposer sur le fond marin.
- *Les barges de forage ou plates-formes flottantes*, indiquées pour les eaux peu profondes, les estuaires, les lacs, les marais, les marécages et les fleuves. Non

adaptées au large ou aux eaux profondes. Remorquées jusqu'à l'emplacement voulu.

- *Les navires de forage*, conçus pour le forage en eau profonde. Le forage s'effectue à partir d'une plateforme et d'un derrick placé au milieu du pont, à partir duquel des tiges de forage descendent par un trou ménagé dans la coque (puits central).

Une fois en place, une série de sections de puits de diamètre décroissant sont forées à partir de l'installation. Un foret rotatif, attaché à la colonne de forage suspendue au derrick, descend dans le puits. Des collerettes sont attachées pour alourdir l'engin, et le fluide de forage est injecté dans la colonne de forage puis pompés à travers le foret. Le fluide remplit un certain nombre de fonctions. Il exerce une force hydraulique qui renforce l'action coupante du foret, et il refroidit ce dernier, il enlève les éclats de roche du puits et protège ce dernier de la pression. Une fois toutes les sections de puits forées, un tubage d'acier est placé et cimenté dans le puits pour empêcher celui-ci de s'effondrer.

Lorsque le réservoir est atteint, il devient possible de conditionner et de tester le puits en mettant en place un fourreau et du matériel de production pour ramener les hydrocarbures à la surface afin de déterminer les propriétés du réservoir dans un déshuileur-test.

Exploitation du champ

Après que les opérations d'exploration (et d'autres forages d'évaluation) aient permis de localiser et de confirmer l'existence de réserves économiquement récupérables d'hydrocarbures, l'exploitation du champ peut commencer. Dans nombre de cas, cela signifie installer une plateforme de forage et de production en mer, qui produit l'électricité et l'eau nécessaire pour répondre aux besoins du personnel, des

opérations de forage et du traitement des hydrocarbures en vue de leur exportation.

Il existe divers types de plates-formes en mer, notamment :

- *Les plates-formes fixes* : utilisées dans les eaux d'une profondeur allant jusqu'à 500 m et formées de jambes d'acier ou de ciment attachées directement au fond marin par des pilots d'acier soutenant un pont d'acier. Le matériel de forage, les installations de production et les unités de logement se trouvent généralement sur le pont.
- *Les structures souples* : utilisées à des profondeurs allant d'environ 500 m à 1 000 m et formées d'une structure cylindrique étroite et souple posée sur des piliers, qui soutient un pont classique.
- *Les plates-formes à câbles de retenue* : utilisées à des profondeurs d'environ 2 000 m, ce sont des installations flottantes amarrées au fond marin et tenues en place par des ancres. Il existe des mini-plates-formes à câbles de retenue (Seastars), utilisées à des profondeurs allant de 200 à 1 000 mètres.
- *Les plates-formes auto-élevatrices* : utilisées dans des eaux de moindre profondeur (jusqu'à environ 100 m) et amenées jusqu'à un emplacement où les jambes sont descendues par des crics hydrauliques et placées de façon à soutenir le pont.
- *Les plates-formes de type Spar* : utilisées à des profondeurs de 500 m à 1 700 m, composées d'une coque cylindrique soutenant une plateforme flottante.
- *Les systèmes de production flottants* : il s'agit de navires équipés de facilités de traitement, qui sont amarrés sur place par une série d'ancres. Souvent transformés en pétroliers, les principaux types de systèmes de production flottants sont les installations flottantes de production, de stockage et de déchargement (FPSO), les unités flottantes

de stockage et de déchargement (FSO) et les unités flottantes de stockage (FSU).

Les plates-formes de production sont équipées de manière à pouvoir séparer les fluides de formation en pétrole, gaz et eau. Selon le projet, la plateforme peut n'être utilisée que pour la production, le forage pouvant être effectué à partir d'une installation amarrée à son bord. Certaines plates-formes ne sont utilisées que pour ramener les hydrocarbures à la surface qui sont alors directement expédiées pour traitement ; certaines plates-formes gazières peuvent exécuter automatiquement (sans intervention humaine) les opérations courantes de production. Généralement, plusieurs puits sont forés à partir de la plateforme grâce à des techniques de forage dirigé. Dans certains cas, lorsque les points les plus éloignés du champ sont hors de portée du forage dirigé à partir de l'installation fixe, ou qu'il existe des réservoirs d'une capacité limitée, des unités de production sous-marines sont installées au fond de la mer après le forage, et les hydrocarbures produits sont amenés à une plateforme proche par un système de risers (tuyaux de montée).

Une fois achevés le forage d'exploitation et le conditionnement du puits, qui est alors prêt à recevoir le flux de liquides de formation, un « arbre de Noël » est installé à la tête de puits, qui permet de contrôler l'arrivée des fluides à la surface. Le pétrole et/ou le gaz sont produits par séparation du mélange de fluide de formation en pétrole, gaz et eau, ou gaz et condensés, sur la plateforme. Le pétrole est exporté de la plateforme soit par pompage dans un pipeline sous-marin qui l'amène jusqu'à terre, soit directement par un pétrolier. Le gaz est généralement exporté par pipeline.

Le profil de production de la plupart des champs est prévisible; et qualifié de courbe de déclin : la production augmente relativement rapidement pour atteindre un pic, puis affiche une longue et lente baisse. Des injections d'eau ou de gaz sont

souvent effectuées dans le but de maintenir la pression et d'accroître la production. Dans certains cas, il est possible d'employer des techniques de récupération assistée de pétrole, notamment par injection de vapeur, d'azote, de gaz carbonique ou d'agents tensioactifs pour accroître les quantités recouvrées.

Les exploitants peuvent procéder périodiquement à un reconditionnement pour nettoyer le trou de forage, et permettre au pétrole ou au gaz de parvenir facilement jusqu'à la surface. Il est aussi possible d'augmenter la production par des méthodes telles que la fracturation ou le traitement du fond du puits à l'acide pour ménager au pétrole ou au gaz de meilleures voies de passage vers la surface.

Mise hors service et abandon des installations

Les installations offshore sont mises hors service lorsque les réserves sont épuisées ou que leur production d'hydrocarbures cesse d'être rentable. Certaines parties de l'installation, comme les plates-formes, sont traitées de façon à éliminer les agents contaminants et sont généralement enlevées, tandis que d'autres éléments de production sont sécurisés et laissés sur place.

Les puits sont bouchés et abandonnés pour empêcher toute migration de fluides à l'intérieur du trou de sonde qui risquerait de contaminer l'environnement. Le matériel est enlevé de l'intérieur des puits et les parties perforées sont nettoyées et débarrassées des sédiments, tartes et autres débris. Le puits est alors bouché pour prévenir toute entrée de fluides. Des fluides ayant la densité voulue sont placés entre les tampons pour maintenir la pression aux niveaux requis. Au cours de ce processus, des tests sont effectués pour vérifier l'intégrité et le placement des tampons. Enfin, le tronçon de cuvelage est coupé au-dessous de la surface et encapuchonné.