

## **DIRECTIVES ENVIRONNEMENTALES, SANITAIRES ET SÉCURITAIRES POUR L'EXPLOITATION DU PÉTROLE ET DU GAZ EN MER**

### **INTRODUCTION**

1. Les Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires (Directives EHS) sont des documents de références techniques qui présentent des exemples de bonnes pratiques internationales, de portée générale ou concernant une branche d'activité particulière<sup>1</sup>. 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 avec les **Directives EHS générales**, lesquelles présentent des principes directeurs environnementaux, sanitaires et sécuritaires 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 suivante : [www.ifc.org/ehsguidelines](http://www.ifc.org/ehsguidelines).
2. Les Directives EHS indiquent les mesures et les niveaux de performances qui sont généralement considérés comme réalisables dans de nouvelles installations avec les technologies existantes à un coût raisonnable. L'application des Directives EHS dans des installations existantes peut nécessiter la définition d'objectifs spécifiques à chaque site et l'établissement d'un calendrier adapté pour atteindre ces objectifs.
3. 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 qui prend en compte des éléments spécifiques au site 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 qualifiées et expérimentées.
4. Si les normes et seuils stipulés dans les réglementations du pays d'accueil diffèrent de ceux indiqués dans les Directives EHS, les plus rigoureux seront retenus pour les projets menés dans ce pays. Si des mesures ou niveaux moins contraignants que ceux des Directives EHS sont indiqués pour des raisons particulières dans le contexte du projet, une justification détaillée pour chacune de ces autres options 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 humaine et l'environnement.

### **CHAMP D'APPLICATION**

5. 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, les activités d'exploration et de production, les opérations concernant les pipelines (oléoducs et gazoducs) en mer, le

---

<sup>1</sup> 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.

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 s'articule comme suit :

<b>1. Description et gestion de l'impact propre aux activités considérée .....</b>	<b>2</b>
1.1 Environnement .....	2
1.2 Hygiène et sécurité au travail .....	20
1.3 Santé et sécurité de la population .....	29
<b>2. Suivi des indicateurs de performance .....</b>	<b>30</b>
2.1 Environnement .....	30
2.2 Hygiène et sécurité au travail .....	33
<b>3. Bibliographie .....</b>	<b>35</b>
<b>Annexe A. Description générale de la branche d'activité.....</b>	<b>42</b>

## **1. DESCRIPTION ET GESTION DE L'IMPACT PROPRE AUX ACTIVITÉS CONSIDÉRÉES**

6. Cette section comporte un résumé des questions d'ordre environnemental, sanitaire et sécuritaire associées à l'exploitation du pétrole et du gaz en mer, ainsi que des recommandations sur la manière de les gérer. Ces questions concernent toutes les activités énumérées auxquelles les présentes directives s'appliquent. Les recommandations relatives à la gestion des questions communes à la plupart des projets de grande envergure durant la construction des installations figurent dans les **Directives EHS générales**. Les **Directives EHS pour les terminaux de pétrole brut et de produits pétroliers** concernent les terminaux de stockage côtiers et ceux situés à l'intérieur des terres. Ces terminaux reçoivent et distribuent des chargements en vrac de pétrole brut et de produits raffinés acheminés par oléoduc, pétrolier, wagon-citerne et camion-citerne, en vue d'une distribution commerciale.

### **1.1 Environnement**

7. Les questions environnementales ci-après doivent être examinées dans le cadre d'un programme global d'évaluation et de gestion des risques et des effets potentiels du projet concerné. Les problèmes d'ordre environnemental qui pourraient être associés à des projets d'exploitation de pétrole et de gaz en mer sont liés essentiellement aux éléments suivants :

- Émissions atmosphériques
- Rejets d'eaux usées
- Gestion des déchets solides et liquides
- Bruit (y compris sous-marin)
- Déversements
- Maîtrise de l'énergie et conservation des ressources

#### **1.1.1 Émissions atmosphériques**

8. Les principales sources d'émissions atmosphériques (continues ou intermittentes) dues aux activités offshore sont notamment les sources de combustion (chaudières, turbines) destinées à la production

d'électricité et de chaleur ; l'utilisation de compresseurs, de pompes et de machines à mouvement alternatif ainsi que d'autres engins dans les installations offshore, y compris les navires et hélicoptères d'appui et d'approvisionnement ; le torchage et le dégazage des hydrocarbures ; les émissions intermittentes (par exemple celles provenant des essais de puits, de la mise en torchère pour des raisons de sécurité, de l'échappement de moteurs, etc.) ; et les émissions fugitives.

9. L'un des composants les plus importants de ces émissions est le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Les principaux polluants sont notamment les oxydes d'azote (NOx), les oxydes de soufre (SOx), l'oxyde de carbone (CO) et les matières particulaires. Parmi les autres polluants, on compte le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) ; les composés organiques volatils (COV) ; le méthane et l'éthane ; le benzène, le benzène éthylique, le toluène et les xylènes (BTEX) ; les glycols ; et les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP). Dans certains cas, on peut trouver des mercaptans et du mercure, qui ont besoin d'une prise en charge particulière. Les systèmes de lutte contre l'incendie et de réfrigération peuvent contenir des halons et des chlorofluorocarbones, des substances qui appauvrissent la couche d'ozone (SAO)<sup>2</sup>.

10. Les émissions de gaz à effet de serre (GES) provenant de toutes les installations et activités d'appui offshore doivent être quantifiées globalement tous les ans suivant des méthodes internationalement reconnues.

11. Toutes les tentatives raisonnables doivent être faites pour mettre en œuvre des méthodes appropriées pour surveiller et réduire les émissions fugitives au niveau de la conception, de l'exploitation et de l'entretien des installations offshore, et pour porter au maximum l'efficacité énergétique et mettre au point des installations consommant le moins d'énergie possible. L'objectif global consiste à réduire les émissions atmosphériques. Pour ce faire, il faudrait évaluer les options techniquement possibles qui présentent un bon rapport coût-efficacité. On trouvera d'autres recommandations sur les gaz à effet de serre et la conservation de l'énergie dans les **Directives EHS générales**.

### ***Gaz d'échappement***

12. Les gaz d'échappement provenant de la combustion de combustibles gazeux ou liquides dans les turbines, les chaudières ou les moteurs alternatifs utilisés pour la production de chaleur ou d'électricité, ou pour entraîner des machines comme des compresseurs ou des pompes, peuvent constituer la source la plus importante d'émissions atmosphériques des installations offshore. Le matériel doit être sélectionné en tenant compte des spécifications concernant les émissions atmosphériques, ainsi que de la consommation de combustibles et/ou de gaz naturel à très faible teneur en soufre.

13. Les directives concernant les émissions produites par les opérations de combustion de faible intensité associées aux activités de centrales ayant une puissance installée ne dépassant pas 50 mégawatts thermiques (MWth), y compris les normes d'émissions d'échappement, figurent dans les **Directives EHS générales**. Lorsque la puissance installée dépasse 50 MWth, ce sont les **Directives EHS pour les centrales thermiques** qui s'appliquent.

### ***Rejet dans l'atmosphère et torchage***

14. Souvent, c'est par rejet dans l'atmosphère ou par torchage que les installations offshore évacuent les gaz associés ramenés à la surface avec le pétrole brut au cours de la production de pétrole. On se rend

<sup>2</sup> Voir également *Oil and Gas UK*, « *About the Industry* », dernière mise à jour en novembre 2009, [http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric\\_emissions.cfm](http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric_emissions.cfm).

compte à présent que cette pratique revient à gaspiller des ressources précieuses, et qu'elle est en outre une source notable d'émission de gaz à effet de serre.

15. Toutefois, le torchage et le rejet dans l'atmosphère sont également d'importantes mesures de sécurité utilisées dans les installations de production de pétrole et de gaz offshore qui aident à assurer l'évacuation, dans des conditions de sécurité, des gaz et des hydrocarbures en cas d'urgence, de panne d'électricité ou de matériel, ou d'autres perturbations. Des processus d'évaluation des risques (comme l'étude des risques et de l'exploitabilité [HAZOP], l'étude de détermination des dangers [HAZID], etc.) visant à définir les implications de situations de ce type devraient être appliqués dans de telles installations.

16. Il convient d'adopter des mesures s'inscrivant en droite ligne de la Norme d'application volontaire pour la réduction du volume mondial de gaz torché et rejeté<sup>3</sup> — établie dans le cadre du Partenariat public-privé pour la réduction du volume mondial de gaz torchés (GGFR) — 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'évènement du gaz naturel.

17. Le rejet continu de gaz associés dans l'atmosphère n'est pas considéré comme une bonne pratique et doit être évité. Le flux gazeux associé doit être dirigé vers un système efficace de torchage, bien qu'il importe 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 moyens pratiques d'utilisation des gaz dans toute la mesure du possible et les intégrer dans les plans de production<sup>4</sup>.

18. Les autres moyens peuvent consister à utiliser les gaz pour répondre aux besoins énergétiques du site, procéder à des injections de gaz afin de maintenir la pression dans les réservoirs, récupérer des volumes accrus de pétrole par extraction des gaz, ou transporter les gaz vers une installation voisine ou les vendre sur le marché. Les différentes options retenues doivent être évaluées et dûment documentées. S'il n'existe aucun moyen pratique d'utiliser les gaz associés, il faut évaluer les mesures visant à réduire au minimum les volumes de gaz torchés, et considérer uniquement le torchage comme une solution intérimaire, l'objectif privilégié étant d'éliminer le torchage continu des gaz associés dans le cadre de la production.

19. De nouvelles installations devraient être conçues, construites et exploitées pour éviter d'avoir recours au torchage de routine. Des solutions économiques permettant de réduire le torchage à partir d'installations existantes ou anciennes et offrant des avantages sociaux durables (comme la conversion du gaz en électricité) devraient être identifiées et évaluées en collaboration avec les autorités du pays d'accueil et d'autres parties prenantes, avec un accent particulier sur les émissions de GES.

20. Si le torchage est la seule option viable, il importe de s'efforcer d'améliorer ce procédé en ayant recours à ce qui se fait de mieux dans le domaine et aux nouvelles technologies. Diverses mesures doivent être envisagées pour prévenir ou maîtriser la pollution par torchage de gaz, à savoir :

- Appliquer des mesures de réduction des gaz sources dans toute 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 ;

<sup>3</sup> Voir World Bank (2004).

<sup>4</sup> Ibid.

- 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 vapeur, de système de gaz de purge inertes, de vannes à sièges souples le cas échéant, et l'installation de 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 coupe-vent ;
- Utiliser un système fiable d'allumage des veilleuses ;
- Installer, si nécessaire, des systèmes de protection de pression à haute intégrité (HIPPS) pour 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 au maximum 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) ;
- Placer les torchères suffisamment loin des unités de logement pour assurer la sécurité de ces dernières ;
- Exécuter des programmes d'entretien et de remplacement des becs de torche pour assurer systématiquement l'efficacité maximum des torchères ;
- Mesurer le volume des gaz torchés.

21. 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 où il n'y a pas de dispositif de brûlage à la torche ou il n'est pas possible de brûler le flux gazeux parce que celui-ci 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 équiper les installations offshore d'un système de torchage du gaz, 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.

22. 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 (à plus de 95 %) et de prévoir des protocoles de stockage de matériel de rechange et de ralentissement des opérations.

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

### ***Essais de puits***

24. 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 de manière appropriée l'évaluation des différentes options.

25. Si la seule option pouvant être retenue pour évacuer les fluides issus des 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, équipée d'un système approprié de renforcement de l'efficacité de la combustion, de façon à réduire au minimum les combustions incomplètes, la fumée noire et les retombées d'hydrocarbures dans la mer. Il importe d'enregistrer les volumes d'hydrocarbures torchés.

### ***Émissions fugitives***

26. Les émissions fugitives des installations offshore peuvent provenir d'événements (flux gazeux collectés émis directement dans l'atmosphère sans être brûlés à la torche), de tuyaux, vannes, raccords, collerettes ou revêtements non étanches, de canalisations ouvertes, de joints de pompes ou de compresseurs, de soupapes d'échappement, et de citernes ouvertes pour fluides de forage non aqueux (FFNA) — qui produisent des émissions diffuses ; elles peuvent aussi se produire lors des opérations de chargement et de déchargement des hydrocarbures.

27. Il convient d'examiner les méthodes qui peuvent être employées pour surveiller et réduire les émissions fugitives 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 d'adaptabilité des équipements et de la mesure dans laquelle ils peuvent réduire les fuites de gaz et les émissions fugitives. De plus, tous les flux gazeux collectés doivent être brûlés dans des torchères à haute efficacité et des programmes de détection et de réparation des fuites mis en place.

#### **1.1.2 Eaux usées**

##### ***Eaux de production***

28. 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, tandis que les réservoirs de gaz produisent généralement des quantités plus faibles, à l'exception des réservoirs de méthane houiller dans lesquels le volume initial d'eau de production est considérable. Ces derniers réservoirs sont peu souvent exploités en mer. En outre, 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 généré dans le cadre des activités d'exploitation, auquel cas l'exploitant devra prendre des dispositions pour s'en occuper.

29. L'eau de production est un mélange complexe de composés inorganiques (sels dissous, concentrations de certains métaux à l'état de trace, particules en suspension) et organiques (hydrocarbures dispersés et dissous, traces d'acides gras et autres composés organiques) et, dans certains cas, de concentrations de résidus d'additifs chimiques à l'état de trace (par exemple des additifs inhibiteurs d'entartrage et de corrosion, des inhibiteurs d'hydrates) qui sont parfois utilisés pour renforcer le processus de production d'hydrocarbures.

30. 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 de l'installation et 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, à l'injecter dans des puits de rejet adaptés en mer<sup>5</sup>, ou à l'acheminer en même temps que les hydrocarbures extraits vers les installations de la base côtière en vue de son réemploi ou de son évacuation après un traitement approprié.

31. Lorsque ce sont des puits de rejet qui sont retenus comme solution, il faudra procéder à une évaluation géologique et technique pour éviter que l'eau évacuée ne se déverse dans le fond marin ou dans des aquifères captifs peu profonds. On devra d'abord envisager de convertir des puits existants en puits d'injection, afin de réduire au minimum à la fois le risque géologique et les coûts de construction de puits de rejet dédiés.

32. Lorsqu'aucune de ces options n'est techniquement ou financièrement faisable et l'évacuation en mer reste la seule possibilité envisageable, l'Étude d'impact environnemental et social (EIES) doit déterminer les objectifs d'atténuation relatifs à l'eau de production conformément aux directives énoncées au tableau 1 de la section 2 avant de la rejeter dans l'environnement marin.

33. 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 d'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 ou les conditions particulières du site.

34. 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.

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

36. 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 dosage, leur toxicité, leur biodisponibilité et leur potentiel de bioaccumulation<sup>6</sup>. Il faudra tout particulièrement évaluer les possibilités d'utilisation et de dispersion des inhibiteurs cinétiques d'hydrates (KHI) pour éviter l'accumulation éventuelle

<sup>5</sup> Consulter également le référentiel technique du *U.S. Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (US BSEE) (2009).

<sup>6</sup> Il faudra adopter les outils et les approches qui conviennent pour évaluer les dangers et les risques posés par l'utilisation de produits et substances chimiques de toute nature dans la production d'hydrocarbures. Parmi ces approches, on peut citer l'évaluation et la maîtrise du danger et du risque chimiques.

de résidus mal dégradés.

### ***Eaux de reflux***

37. L'eau de reflux désigne généralement l'eau qui remonte à la surface du puits à la suite d'une fracturation hydraulique. Si la fracturation hydraulique est prévue ou fait partie du projet<sup>7</sup>, comme dans le cas de projets d'exploitation de gaz de schiste ou de méthane houiller, tous les aspects environnementaux — y compris la propagation de la fracturation et les éventuelles émissions fugitives connexes, la gestion du fluide de fracturation et l'issue et la gestion des eaux de reflux — doivent être évalués<sup>8</sup>. Les éléments à prendre en compte pour la gestion des eaux de reflux sont différents ou complémentaires de ceux concernant les eaux de production. Les caractéristiques de l'eau de reflux dépendent de la nature du fluide (eau ou diesel) et des produits chimiques injectés pour induire des fractures dans la roche, lesquels peuvent être en grandes quantités. Ainsi, l'eau de reflux peut constituer l'une des questions les plus importantes pour la gestion de l'environnement dans le cadre des opérations de fracturation hydraulique.

38. Différentes solutions viables de gestion et d'évacuation de l'eau de reflux doivent être évaluées et prises en compte dans la conception du système d'exploitation. Les options considérées peuvent consister notamment à stocker provisoirement cette eau dans des réservoirs étanches avant de l'injecter dans un puits de rejet adapté en mer, à la stocker provisoirement pour la réutiliser dans d'autres opérations de fracturation hydraulique, ou à 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 viable, il faut traiter l'eau de reflux conformément aux directives énoncées au tableau 1 de la section 2 concernant les hydrocarbures et les graisses avant de la rejeter dans l'environnement marin. L'évaluation de toutes ces options doit être dûment documentée. De plus, une évaluation du risque environnemental posé par les produits chimiques mélangés à l'eau de fracturation hydraulique — y compris leur toxicité, leur biodisponibilité et leur potentiel de bioaccumulation — devrait être réalisée pour déterminer les concentrations maximales admissibles sur le site.

### ***Eaux des essais hydrostatiques***

39. 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, biocides et colorants) peuvent être ajoutés à l'eau pour prévenir la corrosion interne ou 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 limitant 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 potentiel de bioaccumulation ;

<sup>7</sup> Voir *International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) (2013c)* ; ainsi que *IOGP and International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA) (2013)*.

<sup>8</sup> Toute considération à caractère social (par exemple associée à la microsismicité induite) devrait aussi être évaluée.

- Transporter les eaux des essais hydrostatiques des pipelines offshore vers des installations à terre pour traitement et évacuation, dans la mesure du possible.

40. 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<sup>9</sup>, les risques écologiques, et les opérations de contrôle. L'immersion dans les eaux côtières peu profondes et les écosystèmes fragiles est à éviter.

### ***Eaux de refroidissement***

41. Il convient d'étudier soigneusement le dosage des produits chimiques antisalissures à utiliser pour éviter une salissure marine des systèmes de refroidissement par eau. Les autres solutions disponibles doivent être évaluées, et dans la mesure du possible, la profondeur de la prise d'eau de mer doit être optimisée afin de réduire la nécessité d'utiliser des produits chimiques. L'évaluation de toutes ces options doit être dûment documentée. Les points d'entrée d'eau de mer doivent, si possible, être équipés de filtres adaptés, si ceux-ci offrent de bonnes garanties de sécurité, afin d'éviter d'entraîner la flore et la faune marines ou d'empiéter sur celle-ci.

42. Il faut déterminer à quelle profondeur déverser les eaux de refroidissement pour maximiser le mélange des eaux et le refroidissement du panache thermique de façon à ce que l'écart de température entre l'eau rejetée et l'eau de mer ambiante au bord de la zone de mélange définie soit inférieur à 3 degrés Celsius ; lorsque la zone de mélange n'est pas définie, les eaux de refroidissement doivent être déversées à 100 mètres du point d'immersion, comme indiqué au tableau 1 de la section 2 des présentes Directives.

### ***Saumure produite par le dessalement***

43. Les exploitants devraient examiner la possibilité de mélanger la saumure produite durant le dessalement de l'eau par le système de production d'eau potable avec les eaux de refroidissement ou d'autres effluents. S'il n'est pas possible de mélanger la saumure avec les autres déchets évacués, il faut choisir soigneusement le point de rejet en tenant compte des effets écologiques potentiels. Dans le particulier cas des eaux côtières et/ou saumâtres, le procédé d'osmose inverse doit être conçu de façon à réduire la salinité de l'effluent rejeté.

### ***Autres eaux usées***

44. 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 façon appropriée dans une unité d'assainissement installée sur le site offshore, conformément aux stipulations de la Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires (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.

<sup>9</sup> Voir la recommandation de la Commission créée par la Convention d'Oslo et de Paris pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est (OSPAR, 2010a).

- *Eaux de ballast et de pompage*<sup>10</sup> : 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.

### 1.1.3 Gestion des déchets

45. Les déchets non dangereux et dangereux<sup>11</sup> ordinairement produits dans les installations offshore comprennent généralement les déchets générés par les activités administratives et les emballages, les huiles usagées, les chiffons contaminés par l'huile ou le pétrole, les fluides hydrauliques, les piles usagées, les pots de peinture vides, les déchets chimiques et les conteneurs de produits chimiques usagés, les filtres usagés, les tubes fluorescents, la ferraille et les déchets médicaux, entre autres.

46. Au minimum, il faut séparer les déchets non dangereux des déchets dangereux en mer, 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.

47. Des recommandations concernant la gestion de ces flux de déchets types à terre figurent dans les **Directives EHS générales**.

48. D'autres déchets peuvent être associés aux activités d'exploitation en mer, tels que :

- Fluides et déblais de forage
- Sable de production
- Fluides provenant des travaux sur les puits  
(conditionnement et reconditionnement)

<sup>10</sup> US Environmental Protection Agency (US EPA) (2012a).

<sup>11</sup> Tels que définis dans la législation locale ou des conventions internationales.

- Substances radioactives naturelles.

### ***Fluides et déblais de forage***

49. 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. Entre autres, ils servent aussi dans une grande mesure à 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 — en volume et en poids — produits par les activités de forage pétrolier et gazier.

50. Bien qu'il existe différents fluides de forage, 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.

51. Le choix d'un fluide de forage doit être fait après évaluation de son adéquation, d'un point de vue technique, et de son incidence sur l'environnement. L'utilisation de fluides de forage 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.

52. Généralement, le milieu solide utilisé dans la plupart des fluides de forage est la barytine (sulfate de baryum) pour accroître leur densité spécifique, mais des argiles de bentonite sont aussi employées comme améliorant de viscosité. Les fluides de forage peuvent aussi contenir une diversité d'autres composants pour améliorer leur performance et/ou se conformer aux normes de compatibilité des réservoirs.

53. Les fluides de forage sont i) envoyés au fond du puits à travers 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, ou ii) récupérés pour être réemployés une fois ramenés à l'installation de forage via le tronçon de cuvelage ou le tube goulotte en passant dans un système de gestion des solides. Le système d'évacuation directe doit être considéré comme une solution intermédiaire pour la première phase de forage qui n'est appliquée que lorsque la teneur en substances chimiques est faible et ce sont des fluides de forage à base d'eau qui sont utilisés.

54. Le système d'élimination des solides 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. Le volume de déblais produit dépend de la profondeur du puits et du diamètre des sections forées. Ces déblais contiennent des résidus de fluide de forage.

55. Durant le forage, les propriétés rhéologiques et la densité du fluide de forage sont ajustées dans le système de gestion des solides, et le fluide est finalement remplacé i) lorsqu'il n'est plus possible de maintenir ses propriétés rhéologiques ou sa densité, ou ii) 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.

56. 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 rejet 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. Lorsqu'aucune autre méthode ne peut être employée, les fluides de forage à base d'eau peuvent être immergés au terme d'un programme de forage, à condition que ce scénario ait été pris en compte dans l'EIES complète réalisée sur le site, et que cette pratique ait été jugée acceptable du point de vue environnemental.

57. 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.

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

59. 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 de forage en tenant compte de leur concentration, leur toxicité, leur biodisponibilité et 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 ;
- Utiliser un matériel très efficace d'élimination et de traitement des déblais solides et minimiser la quantité de fluides résiduels dans les déblais de forage ;
- 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.

60. 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 présence de barytine et la teneur en pétrole, comme indiqué au tableau 1 de la Section 2. Il faudra vérifier la contamination de la barytine par le mercure (Hg) et le cadmium (Cd) afin de se conformer aux limites de rejet indiquées dans le tableau 1. Les fournisseurs doivent apporter la garantie que la barytine répond à cette norme de qualité, après prétraitement, le cas échéant.

61. Les fluides de forage à base d'eau et les rejets de déblais traités doivent être immergés par caisson à une profondeur appropriée pour que les effluents se dispersent convenablement (par exemple, une étude de dispersion doit démontrer que leur impact est acceptable).

### ***Sable de production***

62. Le sable de production provenant du réservoir est séparé de l'eau de formation au cours du traitement des hydrocarbures. Ce sable peut contenir des hydrocarbures et leur 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.

63. 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 refoulement ou d'injection situé en mer, le cas échéant. Le rejet direct en mer n'est pas recommandé. 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.

64. 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***

65. Les fluides de conditionnement et de reconditionnement des puits (y compris les fluides d'intervention et d'entretien) peuvent contenir des matières solides, des résidus de fluide de forage, des saumures ou des acides associés à des agents alourdissants, des hydrocarbures, du méthanol et des glycols, et d'autres types d'additifs améliorant la performance. Ces fluides servent à nettoyer les parois du puits et à accélérer le débit des hydrocarbures, ou peuvent être utilisés pour 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.

66. Différentes options sont envisageables, notamment :

- 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, si un tel puits existe ;
- Envoyer les fluides à terre pour traitement et élimination.

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

- Choisir les systèmes chimiques en tenant compte de leur toxicité, leur biodisponibilité et 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.

### ***Substances radioactives naturelles***

68. Selon les caractéristiques du réservoir du champ, des substances radioactives naturelles peuvent se retrouver dans les fluides de production.<sup>12</sup> Les substances radioactives naturelles peuvent se retrouver sous forme de tartre ou de boues dans les canalisations de traitement et les récipients de production où leur concentration peut être plus élevée que dans le fluide.<sup>13</sup> Lorsque ces substances sont présentes, ou lorsqu'on sait ou suppose que leurs conditions de précipitation et/ou d'accumulation sont remplies, il importe d'établir un programme de gestion pour préserver la sécurité des travailleurs et appliquer les procédures appropriées en matière de manipulation et de gestion des déchets.

69. Si l'enlèvement de ces substances s'impose, 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 dans des conteneurs scellés pour déversement dans une décharge aménagée et bien gérée ; 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.

70. Il importe de traiter, de transformer, d'isoler et/ou d'éliminer des boues, des tartres ou du matériel contenant des substances radioactives naturelles selon les bonnes pratiques internationales du secteur d'activité<sup>14</sup> pour maintenir la probabilité d'une exposition d'êtres humains aux déchets traités en deçà des limites de risque internationalement acceptées.<sup>15</sup>

#### **1.1.4 Gestion des substances dangereuses**

71. Les substances dangereuses (dont certains produits chimiques) sont parfois utilisées dans les opérations pétrolières et gazières offshore. Des recommandations d'ordre général concernant la gestion des substances dangereuses figurent dans les **Directives EHS générales**.

72. 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 ;
- Utiliser uniquement les produits chimiques qui ont été testés au préalable pour déterminer les risques écologiques qu'ils posent ;
- Choisir les produits chimiques sur la base du Formulaire harmonisé de notification des produits chimiques d'offshore (HOCNF) de la Convention OSPAR<sup>16</sup> ou d'un système analogue internationalement reconnu ;

<sup>12</sup> Les substances radioactives naturelles se définissent comme du « matériel radioactif ne contenant pas de radionucléides autres que des radioéléments naturels en quantités importantes. Elles comprennent du matériel dans lequel l'activité volumique des radionucléides naturels a été modifiée par certains procédés. » International Commission on Radiological Protection (ICRP) (2007).

<sup>13</sup> Voir IOGP (2008a).

<sup>14</sup> Pour en savoir plus sur la gestion des résidus de substances radioactives naturelles, voir International Atomic Energy Agency (IAEA) (2013).

<sup>15</sup> ICRP (2007).

<sup>16</sup> Les désignations sont tirées de la Convention d'Oslo et de Paris pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est. <http://www.wsp.org/>.

- 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 ;
- Ne pas utiliser d'agents destructeurs d'ozone<sup>17</sup> dans les nouvelles installations de production de pétrole et de gaz offshore ; et évaluer les possibilités de remplacer les équipements contenant ces agents dans les installations existantes de production de pétrole et de gaz offshore dans le cadre de programmes d'entretien et de remplacement ;
- Éviter les produits chimiques connus pour contenir les métaux lourds considérés, autrement qu'en trace.

### 1.1.5 Bruit

73. Différentes activités d'exploitation du pétrole et du gaz en mer sont sources de bruit, telles que les opérations sismiques, les activités de forage et de production, l'installation (en particulier le battage), la construction et le démantèlement 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 à divers degrés, selon l'intensité du bruit, les espèces locales présentes et leur éloignement par rapport à la source du bruit<sup>18</sup>.

74. Les paramètres environnementaux qui déterminent la propagation du son en mer sont fonction du site, et différentes espèces de faune marine ont une acuité auditive différente qui dépend de la fréquence du son. Une étude d'impact devrait être réalisée pour déterminer i) où et/ou quand des sons d'origine anthropique peuvent avoir une incidence significative, et ii) quelles mesures d'atténuation doivent être retenues, le cas échéant. Les mesures recommandées pour réduire le risque d'impact du bruit sur les espèces marines 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 moments 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 aux moments les moins productifs de l'année, dans la mesure du possible ;
- Maximiser l'efficacité des levés sismiques de façon à en réduire le temps d'exécution dans la mesure du possible ;
- Si des espèces vulnérables peuvent se trouver dans la zone, faire suivre leurs déplacements et leur position par des observateurs expérimentés<sup>19</sup> avant de démarrer des activités bruyantes susceptibles d'avoir des effets néfastes, et tout au long du programme sismique ou de construction ;
- 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

<sup>17</sup> Tels que décrits dans le Protocole de Montréal relatif à des substances qui appauvrissent la couche d'ozone (1989). [http://ozone.unep.org/new\\_site/en/montreal\\_protocol.php](http://ozone.unep.org/new_site/en/montreal_protocol.php).

<sup>18</sup> Voir *Joint Nature Conservation Committee* (JNCC) (2010) ; *International Association of Geophysical Contractors* (IAGC) et IOGP (2011) ; ainsi que d'autres références bibliographiques à la section 3.0.

<sup>19</sup> Voir également IAGC (2011) ; et JNCC (2010).

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 possible pour obtenir une image de la surface visée 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 ;
- Pour le battage, utiliser des marteaux vibrants, des rideaux de bulles d'air (en milieu confiné ou ouvert), des pilotes atténuateurs de bruit, des barrières en tissu remplies d'air et des pilotes ou des batardeaux insonores, dans la mesure du possible.

### 1.1.6 Déversements

75. 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 de maîtrise des déversements, sont présentées dans les **Directives EHS générales**. Des mesures supplémentaires doivent être prises pour prévenir et maîtriser les déversements dans les installations pétrolières et gazières offshore, notamment :

- Procéder à une évaluation du risque de déversement à partir des installations offshore et des navires de servitude <sup>20</sup>;
- Mettre au point des systèmes de traitement, d'utilités et de forage qui réduisent le risque de déversements majeurs non confinés<sup>21</sup> ;
- Installer un Système de bloc obturateur (BOP) durant la phase de forage et des vannes au moment de la mise en production — notamment des vannes sous-marines de sécurité, si nécessaire — pour réduire les risques et 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 de la corrosion 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, voire, 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 télémessure, les systèmes de contrôle et d'acquisition de données (SCADA)<sup>22</sup>, les détecteurs de pression, les vannes de sécurité et les systèmes de pompage d'évacuation, y compris dans des installations automatisées et sans intervention humaine pour assurer une prompte détection en cas de défaillance du confinement ;

<sup>20</sup> IOGP and IPIECA (2013).

<sup>21</sup> Voir également National Research Council (NRC) (2014).

<sup>22</sup> Ceux-ci 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.

- Équiper toutes les installations d'un système d'arrêt d'urgence capable de déclencher une fermeture automatique pour rétablir les conditions de sécurité dans l'installation offshore. Ce système doit être activé au cas où les déversements pourraient être importants ;
- Assurer une formation théorique et pratique adéquate au personnel portant sur la prévention et le confinement des déversements de pétrole ainsi que les mesures à prendre le cas échéant ;
- Veiller à ce que le matériel d'intervention et de confinement déployé ou disponible en cas de besoin soit inspecté, entretenu, éprouvé dans le cadre d'exercices pratiques et testé régulièrement. Tout déversement ou accident manqué doit être consigné dans un rapport et notifié. Il doit donner lieu à une enquête pour en déterminer la cause et à l'adoption de mesures correctives pour empêcher les récives.

### **1.1.7 Préparation d'un plan d'intervention en cas de déversement**

76. Il convient d'établir un plan d'intervention en cas de déversement (SRP) et de mobiliser les ressources nécessaires à sa mise en œuvre. Il est recommandé d'établir un SRP provisoire dès la phase de préparation et sur la base de l'idée initiale du projet, en prenant en compte les avis recueillis durant la consultation des populations concernées.

77. Le SRP doit porter sur les risques de déversement de pétrole, de produits chimiques et de carburant à partir des installations offshore et des navires de servitude — y compris des pétroliers — et de ruptures et fuites de pipelines. Il doit prévoir tous les outils et toutes les solutions d'intervention qui conviennent en cas de déversement de pétrole, afin de permettre aux premiers secours, en collaboration avec les autorités compétentes, de mettre au point des stratégies d'intervention capables d'atténuer les conséquences environnementales dans toute la mesure du possible. Le plan devrait également comprendre les éléments suivants :

- Une description des opérations, du site, des caractéristiques du ou des produit(s), des prévisions concernant les courants et les vents, de l'état de la mer et de la profondeur de l'eau, et des modalités d'appui logistique ;
- 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 des scénarios plausibles<sup>23</sup> ;
- Une classification des scénarios plausibles de déversement en ce qui concerne leur gravité potentielle, ainsi que des méthodes d'intervention à plusieurs niveaux pour chacun de ces scénarios ;
- La liste des personnes chargées de gérer les interventions en cas de déversement et des participants aux dites interventions, les formations qui leur sont exigées, leurs responsabilités, leur pouvoir, leur rôle et leurs coordonnées ;
- Une cartographie des habitats marins et côtiers menacés, de la faune connexe et des ressources socioéconomiques susceptibles d'être touchées par les déversements provenant des activités d'exploitation et d'extraction du pétrole et du gaz offshore<sup>24</sup> ;
- Les dispositifs de coopération avec les organismes gouvernementaux, le cas échéant, et les

<sup>23</sup> Voir également IOGP (2013c) à titre de référence dans le cas de la fracturation hydraulique ; ainsi que IOGP and IPIECA (2013).

<sup>24</sup> Voir, à titre de référence, IPIECA, *International Maritime Organization* (IMO) et IOGP (2012).

procédés et procédures de notification pertinentes.

78. Le SRP devrait également comprendre les éléments suivants :

- Une définition claire de la gravité du déversement, selon son ampleur, et précisant les catégories visées en ce qui concerne les niveaux d'intervention (premier, deuxième et troisième niveaux)<sup>25</sup> ;
- Une approche de modélisation de la trajectoire d'un déversement appuyée par des modèles reconnus au niveau international (conformément aux prescriptions réglementaires pertinentes, le cas échéant), indiquant ce qu'il 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), et permettant de saisir les données locales sur les courants et les vents ;
- Des stratégies de gestion des déversements de première, deuxième et troisième catégories à partir de l'installation offshore et des navires de servitude ;
- Concernant les déversements de première catégorie, une description du matériel d'intervention minimum qui doit être disponible à bord (il est possible d'inclure également le matériel minimum pour les déversements des deuxième et troisième catégories) ;
- Les modalités et les procédures de mobilisation de ressources extérieures pour faire face à des déversements plus importants, et les stratégies de déploiement de ces ressources ;
- La liste complète, la description, l'emplacement et l'utilisation du matériel d'intervention sur place et hors site, et le temps nécessaire à son déploiement ;
- Des stratégies pour le confinement et la récupération des hydrocarbures flottants, y compris l'utilisation d'équipement de récupération mécanique et de dispersants chimiques et les limites de leur utilité<sup>26</sup> ;
- L'ordre de priorité des activités d'intervention (établi avec la participation des parties potentiellement touchées ou concernées) ;
- Les moyens utilisés pour optimiser les capacités de récupération et d'intervention (par exemple la télédétection, l'observation aérienne et les systèmes de commande et contrôle, les dispositifs à infrarouge, les RADAR, etc.) ;
- Les stratégies de protection et de nettoyage du littoral ;
- Les mesures visant à réhabiliter des espèces fauniques telles que les oiseaux, les mammifères et les tortues de mer ;
- Des instructions concernant la manutention du pétrole, des produits chimiques, des carburants déversés ou d'autres substances contaminées récupérées, y compris leur transport, leur entreposage temporaire et leur élimination ;
- Des mesures à prendre pour protéger la santé et la sécurité des équipes d'intervention en cas de déversements.

---

<sup>25</sup> Voir IPIECA (2008). Les déversements de première catégorie sont de nature opérationnelle : ils se produisent à l'intérieur ou à proximité des installations même d'un exploitant, par suite de ses propres activités. On s'attend à ce que l'exploitant intervienne en mettant en jeu ses propres ressources. Les déversements de deuxième catégorie sont plus susceptibles de sortir du champ d'intervention de niveau 1, et peuvent s'étendre à une zone plus large, où des ressources additionnelles sont mobilisées auprès d'une diversité de sources potentielles, et on peut faire appel à un plus large éventail de parties prenantes. En raison de leur ampleur et de la probabilité qu'ils aient des effets considérables, les déversements de troisième catégorie nécessitent des ressources plus conséquentes d'un éventail d'acteurs nationaux et internationaux.

<sup>26</sup> NRC (2005).

79. Le SRP doit comporter des instructions précises concernant le stockage et la maintenance du matériel devant servir en cas de déversement de première catégorie, ainsi que les inspections de routine, les essais et les exercices pertinents. De plus, chaque installation et groupe d'installations offshore doit être équipé d'une station de surveillance des données météorologiques et marines bien entretenue en vue de la planification des activités de simulation et d'intervention.

### **1.1.8 Opérations de chargement, stockage, traitement et déchargement**

80. Les procédures de chargement, stockage, traitement et déchargement, aussi bien des consommables (par exemple les combustibles, les fluides de forage et les additifs) que des produits liquides, doivent être utilisées pour limiter les risques de déversements au minimum. Les pompes, les tuyaux et les vannes doivent être inspectés et entretenus ou remplacés si nécessaire.

81. Les installations flottantes de stockage (production) et de déchargement (FSO/FPSO) et les unités flottantes de stockage (liquéfaction) — FSU/FLSU — doivent être inspectées et certifiées par un organisme national ou international compétent, conformément aux prescriptions de l'Organisation maritime internationale (OMI). On privilégiera des bateaux à double coque, si ceux-ci sont disponibles<sup>27</sup>.

82. Toutes les activités de déchargement doivent être effectuées sous la supervision du capitaine d'amarrage<sup>28</sup>, qui a le pouvoir de décider si le déchargement doit se faire en « tandem » ou « côte à côte », selon l'état de la mer.

83. Le capitaine d'amarrage doit évaluer l'état et les caractéristiques des navires-citernes et en rendre compte au responsable du champ en mer<sup>29</sup> avant le démarrage des opérations de déchargement ; seuls des bateaux à double coque dûment immatriculés et bien entretenus doivent être utilisés.

### **1.1.9 Démantèlement**

84. Les activités de démantèlement doivent s'effectuer conformément aux directives et normes internationalement reconnues publiées par l'OMI et la Commission OSPAR<sup>30</sup> dans le cas des installations offshore<sup>31</sup> lorsque les dispositions réglementaires locales ne sont pas plus contraignantes.

85. Suivant les normes de l'OMI, les installations ou structures de moins de 4 000 tonnes — non compris le pont et la superstructure — construites dans des eaux de moins de 75 mètres de profondeur doivent être enlevées entièrement après avoir été démantelées, à moins qu'elles ne soient affectées à un autre usage dûment approuvé. De plus, les installations ou structures établies après le 1<sup>er</sup> janvier 1998 doivent être conçues de façon à pouvoir être enlevées complètement. Selon ces normes, des exceptions seront examinées au cas par cas pour les installations ou structures mises en place avant 1998, mais qui ne

<sup>27</sup> IMO (2005-2006).

<sup>28</sup> La personne qualifiée chargée, entre autres, de déterminer si la conception et l'état de l'installation conviennent à l'opération, de garantir que ceux-ci sont appropriés pour l'opération, de recueillir les décisions du responsable du champ en mer, de conseiller les capitaines du FSO/FPSO et du navire-citerne, de superviser l'approche du navire, de manœuvrer le navire jusqu'à sa position finale, d'amarrer et de positionner les tuyaux de déchargement, de surveiller le transfert du pétrole vers l'allège pour empêcher les fuites ou les déversements, de superviser le raccordement des tuyaux, et de manœuvrer les navires au terme de l'opération.

<sup>29</sup> Le responsable du champ en mer est l'agent de l'entreprise chargé, entre autres, d'inspecter l'installation et le champ, de rédiger les rapports et d'informer la direction de toutes les activités.

<sup>30</sup> Voir la convention OSPAR, <http://www.ospar.org/>.

<sup>31</sup> Voir IMO (1989) ; OSPAR (1998) ; et la Convention OSPAR.

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.

86. Aux termes d'une décision de l'OSPAR, l'enlèvement total de l'installation de son emplacement en mer aux fins de réutilisation, de recyclage ou d'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, l'incidence sur la sécurité, la consommation d'énergie et de matières premières, et les émissions.

87. Un plan préliminaire de démantèlement des installations offshore doit être établi qui couvre l'abandon des puits, l'évacuation des hydrocarbures se trouvant dans les conduites 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 les modalités de démantèlement aux fins des opérations de suivi et des travaux ultérieurs.

## 1.2 Hygiène et sécurité au travail

88. Les règles qui suivent s'appliquent au matériel de forage fixe et flottant, aux installations de production et aux unités de logement offshore. D'autres règles relatives à la prévention des risques associés aux installations flottantes figurent à la section 1.1, paragraphe « Opérations de chargement, stockage, traitement et déchargement ».

89. Il convient d'examiner les questions touchant l'hygiène et la sécurité au travail ainsi que les risques professionnels majeurs dans le cadre d'une évaluation globale des risques sur une installation offshore combinant par exemple une étude de détermination des dangers (HAZID), une étude des risques et de l'exploitabilité (HAZOP), ou d'autres analyses des risques comprenant les risques professionnels et les risques d'accidents graves (y compris le risque d'éruption). Les résultats doivent servir à la planification de la gestion des questions d'hygiène et de sécurité, à la conception de l'installation, à la planification des 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 risques professionnels doivent être recensés et évalués dans le cadre d'un plan de gestion dédié, qui décrit en détail les mesures de prévention et d'atténuation (y compris les procédures opérationnelles) à prendre en compte. Tous les travailleurs doivent être sensibilisés au contenu de ce document durant les cours d'orientation.

90. Les installations offshore doivent être conçues de façon à éliminer ou réduire les risques de blessures ou d'accidents<sup>32</sup>. 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, houle et vents violents,

<sup>32</sup> National Academy of Engineering (NAE) and National Research Council of the National Academies (NRCNA) (2011); Transportation Research Board of the National Academies (TRBNA) (2012).

courants, formations glaciaires, etc.) ;

- Le choix judicieux du matériel et la mise au point d'un plan de surveillance pour éviter la corrosion du matériel et des structures ;
- Des unités de logement adaptées aux conditions environnementales extérieures, ainsi que des politiques connexes tenant compte des pressions physiques et psychiques subies par le personnel résidant sur les installations de production ou de forage ; des espaces pour les loisirs et les activités sociales et/ou la détermination du nombre limite de jours à passer consécutivement sur l'installation en mer ;
- Des unités de logement limitées sur les installations de production et de forage pour le personnel affecté à l'exploitation des actifs uniquement ;
- La mise en place de refuges temporaires ou d'abris sécurisés dans une zone protégée de l'installation, qui sont 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 plateformes 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 le déplacement d'objets lourds sur des zones critiques et réduire l'impact des chutes d'objets. (Des mesures de protection structurelle peuvent aussi être prises.)

91. La gestion des risques pour la sécurité et l'hygiène au travail doit être fondée sur l'application de principes d'évaluation des risques en vue d'identifier les dangers, les risques et les moyens de contrôle (par exemple l'étude HAZID), et consister notamment à sensibiliser le personnel à l'importance de mener les activités d'une manière compétente et dans de bonnes conditions de sécurité, à fournir une formation appropriée au personnel et à maintenir le matériel en bon état du point de vue de la sécurité.

92. 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 et/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.

93. Les installations offshore doivent avoir sur place, au minimum, un service de premiers soins (personnel capable de dispenser des soins préhospitaliers) 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 télé-médecine peut être une option dans certains cas particuliers.

94. 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 sulfure d'hydrogène et de gaz d'hydrocarbures, ou de chute par-dessus bord.

95. Les responsabilités en matière d'hygiène et de sécurité au travail doivent être clairement définies, notamment un rôle fonctionnel pour la gestion de ces questions au niveau de l'installation. Un agent dédié doit être présent en tout temps sur l'installation, et 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. Ces sessions doivent faire l'objet de rapports.

96. 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, à l'accès aux espaces confinés, au travail sur des structures élevées, et au cadre de 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.

97. Entre autres questions liées à l'hygiène et la sécurité au travail, on peut citer :

- 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
- Les chutes d'objets et les problèmes de manutention
- La préparation aux situations d'urgence et l'organisation des secours

### **1.2.1 Prévention et maîtrise des incendies et des explosions**

98. 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**.

99. Les moyens les plus efficaces de prévenir les incendies et les explosions dans les installations offshore consistent à empêcher les substances et les gaz inflammables de s'échapper et à 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 celles-ci et les substances inflammables. Les événements ou les torches doivent être éloignés de sources potentielles d'inflammation ; une analyse de la propagation des gaz rejetés par des événements doit indiquer l'emplacement approprié pour ces derniers. Les installations offshore doivent être classées par zones de risque, sur la base de normes internationales<sup>33</sup> et compte tenu de la probabilité d'émission de gaz ou de liquides inflammables.

100. 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. Les mesures de protection contre les incendies doivent être établies en tenant compte du risque d'incendie<sup>34</sup>. Pour ce faire, il faut :

<sup>33</sup> Notamment les *Recommended Practices 500 and 505* d'American Petroleum Institute (API) (1997c, 1997d); International Electrotechnical Commission ; ou les normes britanniques.

<sup>34</sup> API (2013b).

- o Installer des protections passives incendies sur les structures porteuses, et construire des murs ignifuges et des parois ignifuges entre les salles ;
  - o Prendre en compte les charges d'explosion lors de la conception des structures porteuses, ou installer des murs pare-souffle ;
  - o 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 ; et
  - o 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 : les bouches d'aération doivent être conçues de manière à empêcher la fumée et les gaz inflammables ou dangereux de pénétrer dans ces zones ;
  - Placer tous les systèmes de lutte contre l'incendie (motopompes, salles de commande, par exemple) dans une partie sécurisée de l'installation, qui est par exemple éloignée ou 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 contre l'incendie ou qu'ils soient à sécurité positive ;
  - Éviter les atmosphères explosives dans les espaces confinés en rendant ces espaces inertes ou en les aérant suffisamment ;
  - Dans les installations automatisées, assurer la transmission de l'alerte incendie ou explosion au centre de commande à distance pour que les mesures voulues soient prises ;
  - Procéder à une évaluation de l'impact des incendies pour déterminer le type et l'étendue des équipements de détection et de protection requis dans des installations offshore. Celles-ci sont généralement dotées 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 : par exemple, système fixe à mousse carbonique, système fixe de pompage d'eau, extincteur à CO<sub>2</sub>, système d'aspersion d'eau, agents d'extinction gazeux, système d'extinction fixe à agent chimique sec, système d'extinction fixe à agent chimique mouillé, système de surveillance de l'eau utilisée en cas d'incendie, enrouleur de flexible haute pression et matériel portable). Les systèmes d'extinction à base d'halons doivent être évités sur de nouvelles installations d'exploitation de pétrole et de gaz offshore. 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 cours sur la sécurité contre le feu et les interventions en cas d'incendie dans le cadre des séances d'orientation et de formation du personnel axées sur les questions d'hygiène et de sécurité, et une formation plus poussée aux agents devant former l'équipe de pompiers.

## 1.2.2 Qualité de l'air

101. 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**.

102. Compte tenu du risque d'émission de gaz en cas de fuites ou de situations d'urgence, une bonne

ventilation des espaces fermés ou semi-fermés est indispensable dans les installations pétrolières et gazières offshore. Des prises d'air doivent être installées pour ventiler les zones sécurisées et celles qui doivent rester accessibles en cas d'urgence. Au besoin, il faut mettre en place des systèmes de détection de gaz dans les prises d'air et d'alerte ou de fermeture automatique des systèmes<sup>35</sup>.

103. 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 la pression 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.

104. Lorsqu'il peut se produire une accumulation de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), il est nécessaire d'installer des appareils de contrôle réglés de façon à déclencher un signal d'alarme dès que la concentration d'H<sub>2</sub>S dépasse 7 milligrammes par mètre cube (mg/m<sup>3</sup>). Le personnel doit aussi être équipé de détecteurs d'H<sub>2</sub>S personnels et avoir reçu une formation portant sur les mesures à prendre en cas de fuites. Un système respiratoire autonome doit être 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.

### 1.2.3 Matières dangereuses

105. 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 hautement toxiques, carcinogènes, allergènes, mutagènes, tératogènes ou extrêmement corrosives doivent être identifiés comme tels, et dans la mesure du possible, remplacés par d'autres substances et produits moins dangereux. Une fiche technique santé-sécurité (FTSS) doit être facilement accessible pour chaque produit chimique utilisé. Une méthode hiérarchique générale de prévention des risques chimiques est présentée dans les **Directives EHS générales**.

106. 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 question lorsqu'elles ne sont pas utilisées. Ce conteneur doit être enfermé dans un entrepôt sécurisé utilisé exclusivement à cette fin.

107. 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/ou du matériel de traitement mis hors service pour entretien, remplacement ou démantèlement dans le but de détecter la présence de telles substances. Les substances radioactives naturelles peuvent avoir des effets néfastes pour la santé en cas d'irradiation externe ou interne (lorsque ces substances sont inhalées, ingérées ou absorbées autrement par le corps). Si une substance radioactive naturelle est détectée, les doses annuelles prévisibles ainsi que la probabilité et l'ampleur des expositions potentielles doivent être évaluées, et un programme de surveillance et de prise en charge de la main-d'œuvre, adapté à l'envergure et la nature des risques, doit être établi et mis en œuvre (par exemple, contrôle de la source d'exposition, surveillance de l'exposition, sensibilisation des travailleurs et promotion de pratiques opérationnelles sûres, y compris l'usage d'équipements de protection individuelle appropriés). Les procédures en question consistent à déterminer la classification de la zone où ces substances sont

<sup>35</sup> De façon générale, les niveaux d'alerte pour les gaz inflammables ne doivent pas dépasser environ 25 % de la limite inférieure d'explosivité de la substance. La pratique courante consiste à utiliser plusieurs détecteurs et à sélectionner des points de consigne plus élevés pour la fermeture automatique du système et du mouilleur.

présentes, ainsi que le niveau de supervision et de contrôle requis.

108. L'opérateur doit décider s'il laisse la substance radioactive sur place, ou s'il procède au nettoyage du site en évacuant la substance en vue de son élimination, comme décrit à la [section 1.1 des présentes Directives](#).

#### **1.2.4 Transport du personnel et navires**

109. Le transport du personnel entre les installations offshore et la terre ferme se fait généralement par hélicoptère ou par bateau. Il convient de suivre des procédures de sécurité pour le transport du personnel par hélicoptère ou par navire, et de fournir systématiquement des consignes de sécurité aux passagers, en même temps que du matériel de sauvetage.

110. Le matériel utilisé pour le transport du personnel doit être certifié et l'équipage qualifié conformément aux normes applicables et reconnues au niveau national et international. L'hélicoptère transportant du personnel, le cas échéant, doit être certifié conformément aux règles de l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI). En cas de transport maritime, la catégorie du navire utilisé doit être homologuée.

111. Les plateformes pour hélicoptères (héliports) des installations offshore doivent être conformes aux prescriptions de l'OACI. Les dispositifs et équipements de maintien à poste des navires durant 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.

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

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

#### **1.2.5 Éruptions de puits**

114. Une éruption (perte de contrôle d'un puits) peut être provoquée par un écoulement incontrôlé des fluides des réservoirs dans le puits et se traduire par un déversement incontrôlé de fluides de formation et de gaz dans l'environnement. L'éruption peut survenir durant les phases du forage et du reconditionnement (auquel cas elle est particulièrement préoccupante) ou d'extraction.

115. Les mesures de prévention des éruptions doivent viser principalement à maintenir la pression hydrostatique dans le puits en estimant correctement la pression des fluides de formation et la solidité des formations souterraines. On peut maintenir une pression adéquate par divers moyens : une bonne planification des opérations avant le forage du puits et des études techniques (notamment des vérifications du matériel de contrôle du puits et des compétences du personnel, un examen indépendant de la conception du puits et des procédures de contrôle), une diagraphie des fluides de forage, et 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 afin de contrebalancer la pression dans le puits. Il faut vérifier l'intégrité du puits (par exemple, la pression négative, la diagraphie d'adhérence du ciment) en utilisant des méthodes et une fréquence d'analyse définies par l'exploitant en tenant compte des caractéristiques réelles de l'exploitation et des résultats d'un processus axé sur le risque destiné à confirmer que la méthode d'analyse est

appropriée pour assurer l'intégrité et la surveillance du puits<sup>36</sup>.

116. Il convient d'installer un bloc d'obturation de puits (BOP) que l'on peut fermer rapidement en cas d'arrivée incontrôlée de fluides de formation, et qui assure la sécurité du puits en envoyant les gaz à la surface et en canalisant le pétrole pour pouvoir le confiner. Le BOP doit être testé au moment de son installation et à intervalles réguliers (au moins tous les 14 jours) en procédant à une fermeture partielle ou totale du puits et en tenant compte de considérations de disponibilité pour l'usage qui en est fait. Le BOP doit être soumis à un test sous pression au moment de son installation, après avoir déconnecté ou réparé un ou plusieurs de ses joints d'étanchéité, et à des intervalles réguliers selon le rythme ou la nature de l'exploitation. Installé en surface, le BOP doit être testé à sa pression de service nominale durant une épreuve initiale de pression, puis à la pression maximale de surface attendue durant les épreuves suivantes. Le BOP sous-marin doit d'abord être testé à la pression de service nominale des obturateurs de pistons hydrauliques ou du système de tête de puits, le dispositif le plus bas étant retenu, et par la suite à la pression maximale prévue en tête de puits pour le programme courant d'exploitation du puits. Il importe que le personnel procède à des exercices de contrôle des puits à des intervalles réguliers, que les agents clés suivent périodiquement des cours sur le contrôle des puits, et que des rapports soient établis dans chaque cas. Le BOP doit être testé par un spécialiste indépendant, notamment en ce qui concerne les puits sensibles (par exemple des puits en eau profonde, à haute pression ou à haute température).

117. La conception, la maintenance et les réparations du système du BOP doivent être conformes, de manière générale, aux normes internationales. Il est recommandé que, à tous le moins, le BOP sous-marin comprenne un obturateur annulaire, deux obturateurs à fermeture totale avec fonction de cisaillement et deux obturateurs à mâchoires à fermeture sur tiges, et qu'ils soient raccordés à des lignes d'évacuation et des conduites d'injection, ainsi qu'à des vannes à sécurité intrinsèque et des vannes de coupure et de fermeture. Les obturateurs du BOP doivent pouvoir fermer le train de tiges autant que possible, comme envisagé pour les opérations de forage. Les systèmes de BOP doivent se déclencher (en mode de sécurité intrinsèque) lorsqu'une perte de contrôle est signalée en surface. À tout le moins, les systèmes de BOP doivent permettre de fermer un ensemble de mâchoires d'obturateur et tous les obturateurs à fermeture totale avec fonction de cisaillement par un engin télécommandé en cas de défaillance des systèmes automatisés<sup>37</sup>.

118. Des plans de secours doivent être établis en lien avec l'exploitation des puits, et définir les dispositions à prendre pour recouvrir le puits en cas d'éruption incontrôlée (en indiquant les outils, équipements et délais d'intervention requis) ainsi que les mesures à mettre en œuvre pour récupérer les produits déversés<sup>38</sup>.

<sup>36</sup> Voir IOGP (2011a).

<sup>37</sup> Voir API (2012), *Standard 53, section 6 (Surface BOP) et section 7 (Subsea BOP)*, pour la fréquence, les pressions et les rapports de tests. La norme API 53 comporte aussi des directives sur la mise à l'essai d'équipements auxiliaires de contrôle des puits, y compris les lignes d'évacuation et les conduites d'injection, l'obturateur annulaire, le collecteur de duses, etc., aussi bien pour les puits de surface et les puits sous-marins. On trouvera dans les documents suivants des exigences en matière de BOP et des considérations relatives à la sécurité des puits : American Bureau of Shipping (ABS) (2012) ; API (2012) Standard 53 ; IOGP (2011a) ; NORSOK (2004) ; et US BSEE (2013b).

<sup>38</sup> Voir IOGP (2011b, 2011c).

119. Il convient d'analyser spécifiquement le risque d'éruption et de mettre au point un plan d'intervention, le cas échéant, qui détaille les mesures en place pour prévenir une éruption, les dispositions prises pour assurer le contrôle du puits en cas d'éruption (y compris le matériel à utiliser pour recouvrir le puits et les moyens de récupération des hydrocarbures déversés), et indique les délais nécessaires pour l'intervention. L'analyse du risque devrait comprendre une analyse des modes de défaillance et de leurs effets, une analyse de la fiabilité des dispositifs techniques en place pour contrôler une éruption, ainsi qu'une analyse de la fiabilité de l'ensemble du système. Elle doit inclure une évaluation des conditions dans lesquelles les hydrates de gaz se forment<sup>39</sup>, de l'incidence de ces hydrates sur la sécurité et le contrôle du puits pendant le confinement d'une venue et sur le fonctionnement du matériel de contrôle du puits, et des mesures d'atténuation pertinentes. L'analyse du risque d'éruption est obligatoire pour des puits en eau profonde, où les interventions d'urgence sont plus ardues et les délais supérieurs à la normale, et pour les puits à haute pression et à haute température.

### **1.2.6 Collision avec des navires**

120. Pour éviter les collisions avec des navires de tiers et des 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 de sécurité d'un rayon de 500 mètres au minimum doit être établie autour des installations offshore. Celles-ci doivent surveiller la trajectoire des navires en approche et communiquer avec eux pour réduire le risque de collision.

121. L'autorité maritime ou portuaire compétente doit être notifiée de l'existence de toutes les installations offshore permanentes ainsi que des zones de sécurité et des voies de navigation généralement utilisées par les navires associés 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 les levés sismiques.

122. 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.

### **1.2.7 Chutes d'objets et problèmes de manutention**

123. Il convient de planifier une analyse spécifique des chutes d'objet, de manière à évaluer le risque que des charges tombent pendant la manutention et endommagent des espaces critiques de l'installation ou de pipelines sous-marins à proximité de l'installation. Cette analyse va permettre de déterminer s'il est nécessaire de prendre des mesures pour éviter d'endommager des éléments ou des structures critiques, des colonnes montantes et des conduites sous-marines. Une étude portant sur la manutention de matériaux doit être réalisée afin de déterminer quels engins et procédures de manutention utiliser pour éviter de porter préjudice et de causer du stress et des blessures au personnel.

---

<sup>39</sup> La formation d'hydrate de méthane représente un risque potentiel pour les opérations de forage dans les hauts-fonds d'eau froide et dans des profondeurs supérieures à 500 mètres.

### 1.2.8 Préparation aux situations d'urgence et organisation des secours

124. Des recommandations concernant la préparation aux situations d'urgence et l'organisation des secours sont présentées dans les **Directives EHS générales**. Il importe de maintenir un niveau élevé de préparation aux situations d'urgence 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 des 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 sur les installations offshore, secourir les blessés et prendre les mesures d'urgence. Cette équipe doit coordonner son action avec les autres organismes et organisations pouvant participer à l'intervention.

125. Tous les membres du personnel doivent avoir accès à l'équipement dont ils auront besoin pour faire face à une situation d'urgence, notamment du matériel suffisant pour les urgences médicales et l'évacuation de l'installation. Cet équipement doit être d'accès facile en cas d'évacuation. Il doit comprendre un nombre suffisant de canots de sauvetage pour pouvoir évacuer tous les effectifs. Ces canots doivent être des embarcations ignifuges fermées et pilotées par des personnes formées à cet effet. Des véhicules adaptés aux conditions arctiques doivent être disponibles au cas où l'évacuation se ferait dans des eaux gelées. Il faut également prévoir suffisamment de gilets de sauvetage, des bouées et des combinaisons de survie.

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

127. Des exercices de préparation aux situations d'urgence doivent être menés à une fréquence adaptée aux risques associés au projet ou à l'installation. À cet égard, il importe, au minimum, d'organiser :

- Des exercices sans déploiement de l'équipement, au moyen sur une base trimestrielle ;
- Des exercices d'évacuation et des formations sur 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 formations régulières, mises à jour selon les besoins, telles qu'identifiées sur la base d'une évaluation continue.

128. Il convient d'élaborer un plan d'intervention d'urgence, après identification de scénarios d'urgence potentiels, qui couvre 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 de son emplacement, des procédures, de la formation requise, des fonctions à remplir, etc.) ;
- Description et procédures d'utilisation des systèmes d'alerte et de communication ;
- Mesures de précaution à prendre pour sécuriser le ou les puits ;
- Dispositions concernant les puits de secours, y compris la description du matériel, des consommables et des systèmes d'appui qui seront utilisés ;
- Description du matériel de premiers secours en 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 unités de logement de remplacement et des générateurs électriques 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 de la population**

129. Les effets des activités d'exploitation de pétrole et de gaz offshore sur la santé et la sécurité de la population s'exercent principalement dans le cadre d'interactions avec d'autres utilisateurs de la mer, essentiellement les compagnies maritimes et les pêcheurs. Ces effets peuvent consister en des accidents, des défaillances du système de confinement et des éruptions. Il faut donc procéder à une évaluation complète des risques potentiels pour la population et l'environnement. Sur la base des résultats d'une telle évaluation, des mesures appropriées doivent être prises pour éviter ou maîtriser ces risques et enrichir le plan d'urgence.

130. Des activités comme le forage et la construction, la pose de pipelines, les opérations sismiques et le démantèlement des installations en mer peuvent avoir des effets temporaires 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 (ainsi que des dangers sous-marins) et du calendrier des activités en mer. La position des installations fixes et des zones d'exclusion de sécurité doit 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 prendre les mesures correctrices nécessaires en temps utile.

131. 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 leur communauté. Les plans d'intervention en cas de déversement doivent comprendre des dispositions couvrant les effets potentiels sur les populations ou les équipements côtiers des déversements de pétrole, de produits chimiques ou de carburant. Ces plans doivent être communiqués comme il se doit à la communauté de pêcheurs.

#### **1.3.1 Sécurité**

132. 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. D'autres mesures de sécurité active et passive doivent être mises au point à partir d'une évaluation des risques spécifiques au site.

133. Il peut être souhaitable de disposer d'un navire équipé pour venir en appui en cas de besoin aux installations offshore (dans le cas de l'exploitation de plateformes multiples, il ne faut pas nécessairement prévoir des navires de secours pour chaque plateforme). Ce navire aurait pour fonction d'appuyer les opérations sécuritaires, de surveiller l'intrusion de navires de tiers dans la zone d'exclusion, de gérer l'approche des navires de ravitaillement et de fournir un appui dans les situations d'urgence.

## **2. SUIVI DES INDICATEURS DE PERFORMANCE**

### **2.1 Environnement**

#### **2.1.1 Directives pour les émissions et les effluents**

134. 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 réglementaires reconnus. Ces valeurs sont établies à partir de l'hypothèse selon laquelle 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.

135. Les directives en matière d'effluents s'appliquent essentiellement aux installations offshore. La qualité que doit avoir l'eau déversée sur les rivages doit être déterminée au cas par cas, en tenant compte de la sensibilité de l'environnement et de la capacité d'assimilation des eaux réceptrices.

**TABLEAU 1. NIVEAU D'EFFLUENTS PROVENANT DE L'EXPLOITATION DU PÉTROLE ET DU GAZ EN MER**

PARAMÈTRE	DIRECTIVE
<b>Eaux de refroidissement</b>	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 cette zone n'est pas définie, à 100 m du point de déversement.
<b>TABLEAU 1. NIVEAU D'EFFLUENTS PROVENANT DE L'EXPLOITATION DU PÉTROLE ET DU GAZ EN MER</b>	
PARAMÈTRE	DIRECTIVE
<b>Fluides et déblais de forage — FFNA</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) FFNA : réinjecter ou envoyer à terre, pas de déversement en mer</li> <li>2) Déblais de forage : réinjecter ou envoyer à terre, pas de déversement en mer, sauf si :           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les installations sont situées à plus de 3 miles (4,8 km) des côtes ;</li> <li>• Dans le cas de nouvelles installations<sup>a</sup> : concentration de fluides de forage pour la phase organique<sup>b</sup> inférieure à 1 % du poids pour les déblais secs ;</li> <li>• Pour les installations existantes<sup>c</sup> : utilisation de fluides à base non aqueuse du groupe III et traitement dans des sècheurs de déblais. Volume maximal de résidus de fluides de forage non aqueux<sup>d</sup> (FFNA) = 6,9 % (oléfines internes C16 — C18) ou 9,4 % (ester C12-C14 ou ester C8) sur les déblais humides ;</li> <li>• Hg : max 1 mg/kg (poids sec) dans la barytine</li> <li>• Cd : max 3 mg/kg (poids sec) dans la barytine</li> <li>• Évacuation par caisson (au moins à 15 m en dessous de la surface recommandée chaque fois qu'il y a lieu ; en tout état de cause, il faut démontrer que les matières solides sont bien dispersées sur le fond marin)</li> </ul> </li> </ol>
<b>Fluides et déblais de forage — FFBA</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) FFBA : réinjecter ou envoyer à terre, pas de déversement en mer, sauf :           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Après avoir d'abord procédé au test de toxicité (96 hr. CL-50 [concentration létale médiane] de matières particulaires en suspension [MPS] - 3 % du vol.) pour les fluides de forage ou, à défaut, aux tests fondés sur les types d'évaluation standard de la toxicité<sup>e</sup> (procéder de préférence à des tests spécifiques au site) ;</li> </ul> </li> <li>2) FFBA, déblais : réinjecter ou envoyer à terre, pas de déversement en mer, sauf si :           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les installations sont situées à plus de 3 miles (4,8 km) des côtes ;</li> <li>• Hg : 1 mg/kg (poids sec) dans la barytine</li> <li>• Cd : 3 mg/kg (poids sec) dans la barytine</li> <li>• La concentration maximale de chlorure est inférieure au quart de la concentration ambiante dans l'eau fraîche ou saumâtre dans laquelle s'effectue le déversement</li> <li>• Évacuation par caisson (au moins à 15 m en dessous de la surface recommandée chaque fois qu'il y a lieu ; en tout état de cause, il faut démontrer que les matières solides sont bien dispersées sur le fond marin)</li> </ul> </li> </ol>
<b>Eau de production</b>	Réinjecter. Le volume maximal de pétrole et de graisse déversé dans la mer ne doit pas dépasser 42 mg/l par jour ; la moyenne maximale sur 30 jours ne devant pas dépasser 29 mg/L.
<b>Eau de reflux</b>	Réinjecter ou réutiliser. Le volume maximal de pétrole et de graisse déversé dans la mer ne doit pas dépasser 42 mg/l par jour ; la moyenne maximale sur 30 jours ne devant pas dépasser 29 mg/L. Il convient de procéder à une évaluation du risque environnemental pour déterminer les concentrations maximales admissibles sur un site donné pour tous les autres produits et substances chimiques.
<b>Fluides de conditionnement et de reconditionnement des puits</b>	<p>Envoyer à terre ou réinjecter. Pas de déversement en mer sauf :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lorsque le volume maximal de pétrole et de graisse déversé dans la mer ne dépasse pas 42 mg/l par jour ; la moyenne maximale sur 30 jours ne dépassant pas 29 mg/L.</li> <li>• Lorsque les fluides sont neutralisés et leur pH atteint 5 ou plus</li> <li>• Après avoir d'abord procédé au test de toxicité (96 hr. CL—50 [concentration létale médiane] de MPS - 3 % du vol.) pour les fluides de forage<sup>e</sup> ou, à défaut, aux tests fondés sur les types d'évaluation standard de la toxicité (procéder de préférence à des tests spécifiques au site)</li> </ul>
<b>Sable de production</b>	Envoyer à terre ou réinjecter : Pas de déversement en mer sauf lorsque la concentration de pétrole est inférieure à 1 % en poids du sable sec
<b>Eau d'essais hydrostatiques</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Envoyer à terre pour traitement ou élimination</li> <li>• Déverser en mer après analyse des risques écologiques et choix judicieux des produits chimiques<sup>9</sup></li> <li>• Réduire l'utilisation des produits chimiques</li> </ul>

**TABLEAU 1. NIVEAU D'EFFLUENTS PROVENANT DE L'EXPLOITATION DU PÉTROLE ET DU GAZ EN MER**

PARAMÈTRE	DIRECTIVE
<b>Eaux de refroidissement</b>	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 cette zone n'est pas définie, à 100 m du point de déversement.
<b>Saumure produite par le dessalement</b>	Mélanger avec d'autres courants d'eaux usées et de déchets si possible.
<b>Eaux usées</b>	Conformément aux stipulations de MARPOL 73/78 <sup>h</sup>
<b>Déchets alimentaires</b>	Conformément aux stipulations de MARPOL 73/78 <sup>h</sup>
<b>Eaux de pompage</b>	Conformément aux stipulations de MARPOL 73/78 <sup>h</sup>
<b>Eaux de cale</b>	Conformément aux stipulations de MARPOL 73/78 <sup>h</sup>
<b>Eaux de drainage du pont</b> (contenant des matières dangereuses et non dangereuses)	Conformément aux stipulations de MARPOL 73/78 <sup>h</sup>

<sup>a</sup> Les nouvelles installations comprennent des installations de forage en mer nouvellement conçues ou dont la structure a été modifiée aux fins du projet.  
<sup>b</sup> Tel que défini dans la décision 2000/3, OSPAR (2000).  
<sup>c</sup> S'applique aux installations de forage en mer mises en service dans le cadre de programmes de forage d'exploitation. S'applique aux programmes de forage d'exploration. Il convient d'envisager la mise en œuvre de méthodes techniquement et financièrement réalisables, y compris l'installation de systèmes de nettoyage thermomécaniques de déblais, en vue de se conformer aux directives relatives aux nouvelles installations, en ce qui concerne le nombre de puits (de production et d'injection notamment) visés par le programme de forage d'exploitation et/ou leurs effets potentiels sur les habitats critiques.  
<sup>d</sup> Tel que défini dans US EPA (2013a).  
<sup>e</sup> 96-hr CL-50 : niveau de concentration en parts par million (ppm) ou pourcentage des matières particulaires en suspension (MSP) létales à 50 % pour l'organisme d'essai exposé à cette concentration pendant une période continue de 96 heures. Voir aussi : <http://www.epa.gov/nrmrl/std/qsar/TEST-user-guide-v41.pdf>.  
<sup>f</sup> Conformément aux stipulations de US EPA (2013a) ; OSPAR (2011) ; IOGP (2005).  
<sup>g</sup> Conformément à la Recommandation 2010/4 relative à un système harmonisé de présélection des produits chimiques d'offshore (OSPAR 2010a) ou à d'autres procédés applicables  
<sup>h</sup> 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 réceptrices.

136. 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**, tandis qu'on trouve des recommandations relatives aux conditions ambiantes basées sur la charge totale des émissions dans les **Directives EHS générales**.

137. Toutes les embarcations, plateformes et installations de forage doivent être conformes aux Règles relatives à la pollution de l'atmosphère par les navires énoncées dans l'Annexe VI de la convention de MARPOL<sup>40</sup>, le cas échéant. Les dispositions de l'Annexe VI ne s'appliquent pas aux émissions provenant

<sup>40</sup> Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires (universellement désignée MARPOL), Annexe VI révisée adoptée en octobre 2008, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2010. Voir <http://www.imo.org/OurWork/Environment/PollutionPrevention/>.

directement de l'exploration, de l'exploitation et du traitement connexe du pétrole et du gaz offshore.

### 2.1.2 Suivi des effets environnementaux

138. Des programmes de suivi des effets environnementaux doivent être mis en place, au besoin, de manière à couvrir toutes les activités susceptibles d'avoir des conséquences environnementales importantes dans des conditions d'exploitation normales ou dans des conditions anormales. Les activités de suivi doivent être fondées sur des indicateurs directs ou indirects d'émissions, d'effluents et d'utilisation des ressources applicables à tel ou tel projet.

139. 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, conformément à 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**.

## 2.2 Hygiène et sécurité au travail

140. Des indicateurs de performance clés doivent être adoptés pour assurer le suivi de l'exploitation et prévenir de potentiels problèmes d'hygiène et de sécurité. Il faut définir à la fois des indicateurs retardés (pour mesurer rétrospectivement la performance des installations) et avancés (indiquant les situations pouvant générer des problèmes d'hygiène et de sécurité à l'avenir) pour l'installation, en tenant compte aussi bien des systèmes techniques que des questions d'exploitation et de gestion.

### 2.2.1 Directives sur l'hygiène et la sécurité au travail

141. Les résultats obtenus dans le domaine de l'hygiène et la sécurité au travail doivent être évalués par rapport aux valeurs limites d'exposition professionnelle publiées à l'échelle internationale. À cet égard, on peut citer par exemple les directives sur les valeurs limites d'exposition (TLV®) et les indices d'exposition à des agents biologiques (BEIs®) publiés par l'American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH)<sup>41</sup>; *Pocket Guide to Chemical Hazards* publié par l'United States National Institute for Occupational Health and Safety (NIOSH)<sup>42</sup>; les valeurs plafonds autorisées (PELs) publiées par l'Occupational Safety and Health Administration of the United States (OSHA)<sup>43</sup>; *Health Leading Performance Indicators* publié par IPIECA et IOGP<sup>44</sup>; les valeurs limites d'exposition professionnelle de caractère indicatif publiées par les États membres de l'Union européenne<sup>45</sup>; ou d'autres sources similaires. Une attention particulière doit être accordée aux directives relatives aux valeurs limites d'exposition professionnelle pour le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S).

142. Des recommandations relatives aux valeurs limites d'exposition professionnelle au rayonnement ionisant et sa surveillance en présence de substances radioactives naturelles figurent dans les **Directives EHS générales** et d'autres documents de référence reconnus au plan international<sup>46</sup>.

<sup>41</sup> <http://www.acgih.org/TLV/> et <http://www.acgih.org/store/>.

<sup>42</sup> <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>.

<sup>43</sup> [http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show\\_document?p\\_table=STANDARDS&p\\_id=9992](http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992).

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

<sup>45</sup> [http://europe.osha.eu.int/good\\_practice/risks/ds/oel/](http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/).

<sup>46</sup> ICRP (2007).

### 2.2.2 Fréquence des accidents mortels et non mortels

143. Il faut s'efforcer de ramener à zéro le nombre d'accidents du travail potentiels (employés et sous-traitants) dans le cadre d'un projet, en particulier ceux qui peuvent entraîner des jours de travail perdus, des lésions d'une gravité plus ou moins grande, ou qui peuvent être mortels. Les chiffres enregistrés pour le projet concerné peuvent être comparés à ceux des 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*)<sup>47</sup>.

### 2.2.3 Suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail

144. Il est nécessaire d'assurer le suivi des risques professionnels liés aux conditions de travail spécifiques au projet considéré. Ce suivi doit être conçu et mis en œuvre par des experts agréés<sup>48</sup> dans le cadre 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 situations dangereuses 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**.

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

<sup>48</sup> Les experts agréés sont entre autres les hygiénistes industriels accrédités, les médecins du travail, les professionnels accrédités de la sécurité ou équivalents.

### 3. BIBLIOGRAPHIE

- Alberta Energy Resources Conservation Board (ERCB). 2011. "Upstream Petroleum Industry Flaring, Venting and Incineration." Directive 060. Calgary.
- American Bureau of Shipping (ABS). 2012. "2012 Guide for the Classification of Drilling Systems." Houston, TX.
- American Petroleum Institute (API). 1997a. "Environmental Guidance Document : Waste Management in Exploration and Production Operations." API E5, 2nd ed. Washington, DC.
- . 1997b. "Management and Disposal Alternatives for Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) Wastes in Oil Production and Gas Plant Equipment." Publ. 7103. Washington, DC.
- . 1997c. "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division I and Division 2." API RP 500 (R2002). Washington, DC.
- . 1997d. "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, and Zone 2." API RP 505 (R2013). Washington, DC.
- . 2012. "API Standard 53: Blowout Prevention Systems for Drilling Wells", 4<sup>th</sup> ed. Washington, DC.
- . 2013a. "Offshore Hydraulic Fracturing Briefing Paper." Washington, DC.
- . 2013b. "Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants: Recommended Practice 2218." Washington, DC.
- Asociación Regional De Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (Regional Association of Oil, Gas and Biofuels Sector Companies in Latin America and the Caribbean, ARPEL). 1999a. "Control of Contamination from Offshore Exploration and Production Operations." Environmental Guideline No. 26. Montevideo. <http://www.arpel.org>.
- . 1999b. "International Review of Health Risks for Oil and Gas Industry Workers: Current Status and Future Prospects." Occupational Health and Safety Report No. 5. Montevideo. <http://www.arpel.org>.
- . 2005a. "Gas Flaring, Venting, Leaks and Losses at Exploration & Production Facilities." Environmental Guideline #12-2005. Montevideo. <http://www.arpel.org>.
- . 2005b. "Statistics on Incidents in the Oil and Gas Industry in Latin America and the Caribbean: 2004 Statistics for ARPEL Member Companies." Montevideo. <http://www.arpel.org>.
- Australian Petroleum Production and Exploration Association Limited (APPEA). 2002. "Guidelines for Naturally Occurring Radioactive Materials." Canberra, Australia.
- Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). 2000. "Naturally Occurring Radioactive Material (NORM). Guide." Report 2000-0036. Calgary.
- . 2001. "Offshore Produced Water Waste Management." Report 2001-030. Calgary.
- Canadian NORM Waste Management Technical Committee. 2005. "Technical Report on the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in Waste: Final Draft." Ottawa.
- Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB). 2010. "Offshore Waste Treatment Guidelines."

5 juin 2015

Nova Scotia.

Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC). 2013. "Naturally Occurring Radioactive Material (NORM)." Ottawa.

Committee on Potential Impacts of Ambient Noise in the Ocean on Marine Mammals, National Research Council. 2003. *Ocean Noise and Marine Mammals.* National Research Council of the National Academies. Washington, DC: National Academies Press.

Decreto Legislativo (Legislative Decree) No. 152, "Norme in Materia Ambientale," Rome, 2006.

Del Villano, Kommendal, et al. 2009. "A Study on Kinetic Hydrate Inhibitor Performance and Seawater Biodegradability." *Energy and Fuels* 23.

Ekins, Paul, Robin Vanner, and James Firebrace. 2005. "Management of Produced Water on Offshore Oil Installations. A Comparative Analysis using Flow Analysis." Policy Studies Institute, UK Department of Trade and Industry, London.

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

Exploration and Production Forum and United Nations Environment Programme (UNEP). 1997. "Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production. An Overview of Issues and Management Approaches." UNEP IE/PAC Technical Report 37, E&P Forum Report 2.72/254. London and Paris. Fisheries and Oceans Canada. 2004. "Review of Scientific Information on Impacts of Seismic Sound on Fish, Invertebrates, Marine Turtles and Marine Mammals." Habitat Status Report 2004/002. Ottawa.

Grant, Alistair. 2003. "Environmental Impacts of Decommissioning of Oil and Gas Installations in the North Sea." University of East Anglia, Norwich, UK. <http://www.uea.ac.uk/~e130/cuttings.htm>.

Health Canada, Canadian NORM Working Group of the Federal Provincial Territorial Radiation Protection Committee (FPTRPC). 2000. "Canadian Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM)," 1st ed., October 2000, Canadian Ministry of Health, Minister of Public Works and Government Services Canada. Ottawa.

Helsinki Commission (HELCOM). 1997. Recommendation 18/2: "Offshore Activities." Helsinki.

Hildebrand, J. A. 2004. "Impacts of Anthropogenic Sound on Cetaceans." IWC SC/E/13. Scripps Institution of Oceanography, University of California-San Diego, [http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/guias\\_R9sismica\\_R9/Bibliografia/Hildebrand%202004%20-%20Impacts%20of%20Anthropogenic%20Sound%20on%20Cetaceans.pdf](http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/guias_R9sismica_R9/Bibliografia/Hildebrand%202004%20-%20Impacts%20of%20Anthropogenic%20Sound%20on%20Cetaceans.pdf).

———. 2005. "Impacts of Anthropogenic Sound." In *Marine Mammal Research: Conservation beyond Crisis*, edited by J. E. Reynolds et al., 101-124. Baltimore, MD : Johns Hopkins University Press.

International Association of Geophysical Contractors (IAGC). 2001. *Environmental Manual for Worldwide Geophysical Operations*. Houston, TX.

———. 2011. "Recommended Mitigation Measures for Cetaceans during Geophysical Operations." Houston, TX.

———. 2012. "MARPOL 73/78, Consolidated Edition 2012." London.

5 juin 2015

- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2002a. "Aromatics in Produced Water: Occurrence, Fate and Effects, and Treatment." Report No. 324. London.
- . 2002b. "Oil and Gas Exploration and Production in Arctic Offshore Regions—Guidelines for Environmental Protection." Report No. 2.84/329. London.
- . 2005. "Fate and Effects of Naturally Occurring Substances in Produced Waters on the Marine Environment." Report No. 364. London.
- . 2006. "Guidelines for Managing Marine Risks Associated with FPSOs." Report No. 377. London.
- . 2008a. "Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the Oil and Gas Industry." Report No. 412. London.
- . 2008b. "Guidelines for Waste Management with Special Focus on Areas with Limited Infrastructure." Report No. 413. Rev I.I (updated March 2009). London.
- . 2011a. "Deepwater Wells: Global Industry Response Group Recommendations." Report No. 463. May 2011. London.
- . 2011b. "Capping and Containment. Global Industry Response Group Recommendations." Report No. 464. London.
- . 2011c. "Oil Spill Response. Global Industry Response Group Recommendations." Report No. 465. London.
- . 2012a. "Environmental Performance Indicators, 2011 Data." Report No. 2011e. London.
- . 2012b. "List of Standards and Guidelines for Drilling, Well Construction and Well Operations." Report No. 485, version 1.1. London.
- . 2012c. "Offshore Environmental Monitoring for the Oil and Gas Industry." Report No. 457, version 1. London.
- . 2013a. "Guidelines for the Conduct of Offshore Drilling Hazard Site Surveys." Report No. 373-181, version 1.1. London.
- . 2013b. "OGP Safety Performance Indicators - 2012 Data." Report No. 2012s, IOGP Data Series. London.
- . 2013c. "Good Practice Guidelines for the Development of Shale Oil and Gas." Report No. 489. London.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) and International Association of Geophysical Contractors (IAGC). 2004. "Seismic Surveys and Marine Mammals. A Joint OGP/IAGC Position Paper." Report No. 358. London and Houston, TX.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) and International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2013. "Oil Spill Risk Assessment and Response Planning for Offshore Installations: Final Report." IPIECA-OGP Oil Spill Response Joint Industry Project. London. <http://oilspillresponseproject.org/>.
- International Association of Geophysical Contractors (IAGC) and International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2011. "An Overview of Marine Seismic Operations ", Joint IOGP/IAGC Position

Paper. Houston, TX, and London.

International Atomic Energy Agency (IAEA). 2012. "Safety Standards Series No. SSR-6. Regulation for the Safe Transport of Radioactive Material." 2012 ed., Specific Safety Requirements. Vienna

. 2013. "Management of NORM Residues." IAEA-TECDOC series. ISSN 1011-4289, No. 1712. Vienna.

International Commission on Radiological Protection (ICRP). 2007. 'The 2007 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection.' ICRP Publication 103, Ann. ICRP 37 (2-4). Ottawa. <http://www.icrp.org/publication.asp?id=ICRP+Publication+103>.

International Maritime Organization (IMO). 1990. "International Convention on Oil Pollution, Preparedness, Response and Cooperation." London.

———. 1989. 'Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone.' Resolution A.672 (16). London,

———. 2003. 'Guidelines for Application of MARPOL Annex I Requirements to FPSOs and FSUs.' MEPC/Circ.406. London.

———. 2005-2006. IMO Resolutions MEPC, 139(53), 2005, as amended by MEPC, 142(54), 2006. London.

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2008. *Guide to Tiered Preparedness and Response*. Vol. 8 of *Oil Spill Preparedness and Response*. London. <http://www.ipieca.org/>.

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA), International Maritime Organization (IMO), and International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2012. *Sensitivity Mapping for Oil Spill Response*. London, UK : IPIECA. <http://www.ipieca.org/>.

Joint Nature Conservation Committee (JNCC). 2010. 'JNCC Guidelines for Minimizing the Risk of Injury and Disturbance to Marine Mammals from Seismic Surveys.' Joint Nature Conservation Committee, Aberdeen, UK.

Joint Industry Oil Spill Preparedness and Response Task Force (JIFT). 2012. "Second Progress Report on Industry Recommendations to Improve Oil Spill Preparedness and Response." JIFT.

McCauley, R. D., J. Fewtrell, A. J. Duncan, C. Jenner, M-N. Jenner, J. D. Penrose, R. I. T. Prince, A. Adhitya, J. Murdoch, and K. McCabe. 2000. "Marine Seismic Surveys. A Study of Environmental Implications." *APPEA Journal* 20: 692-708.

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

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

- September 2007). [http://ozone.unep.org/new\\_site/en/montreal\\_protocol.php](http://ozone.unep.org/new_site/en/montreal_protocol.php).
- Mosbech, A., R. Dietz, and J. Nymand. 2000. "Preliminary Environmental Impact Assessment of Regional Offshore Seismic Surveys in Greenland: Arktisk Miljø - Arctic Environment." Research Notes from NERI No. 132, 2nd ed., National Environmental Research Institute, Denmark.
- National Academy of Engineering (NAE) and National Research Council of the National Academies (NRCNA). 2011. *Macondo Well-Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety*. Washington, DC: National Academies Press, 2011.
- National Research Council (NRC). 2005. *Oil Spill Dispersants: Efficacy and Effects*. Washington, DC : National Academies Press.
- . 2014. *Responding to Oil Spills in the U.S. Arctic Marine Environment*. Washington, DC : National Academies Press. NORSEK Standards. 2004. "Well Integrity in Drilling and Well Operations." D—010, rev. 3. Oslo: Standards Norway.
- . 2005. "Environmental Care." S-003, rev. 3, Standards Norway, NORSEK.
- Norwegian Oil and Gas Association (NOGA). 2013. "Recommended Guidelines for Waste Management in the Offshore Industry." No. 093, rev. 02. Sandnes, Norway.
- Oil and Gas UK. Updated November 2009. "About the Industry," [http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric\\_emissions.cfm](http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric_emissions.cfm).
- "Oslo-Paris Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic." <http://www.ospar.org>. Last updated in 2007.
- OSPAR Commission (OSPAR). 1998. 'Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installation.' London.
- . 2000. 'Decision 2000/3 on the Use of Organic-Phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF-Contaminated Cuttings.' London.
- . 2001. The Environmental Aspects of On- and Off-Site Injection of Drill Cuttings and Produced Water." Best Available Technique (BAT) and Best Environmental Practice (BEP) Series. London.
- . 2002. "Guidelines for the Consideration of the Best Environmental Option for the Management of OPF-Contaminated Cuttings Residue." Reference number 2002-8. London.
- . 2004. "Guidelines for Monitoring the Environmental Impact of Offshore Oil and Gas Activities." Reference number 2004-11. London.
- . 2010a. "Recommendation 2010/4 on a Harmonised Pre-Screening Scheme for Offshore Chemicals." OSPAR 10/23/1, annex 10. London.
- . 2010b. "Recommendation 2010/18 on the Prevention of Significant Acute Oil Pollution from Offshore Activities." London.
- . 2011. "Recommendation 2011/8 Amending OSPAR Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations as Amended." London.
- Patin, Stanislav. 1999. *Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry*. East Northport, NY: EcoMonitor Publishing.

- Peterson, David. 2004. "Background Briefing Paper for a Workshop on Seismic Survey Operations: Impacts on Fish, Fisheries, Fishers and Aquaculture." Prepared for the British Columbia Seafood Alliance, Vancouver.
- Protection of the Arctic Marine Environment (PAME). 2009. "Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines." Produced by PAME Working Group, Iceland. [www.pame.is](http://www.pame.is).
- Russell, R. W. 2005. "Interactions between Migrating Birds and Offshore Oil and Gas Platforms in the Northern Gulf of Mexico: Final Report." OCS Study MMS 2005-009, US Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA.
- Transportation Research Board of the National Academies (TRBNA). 2012. "Evaluating the Effectiveness of Offshore Safety and Environmental Management Systems." Special Report 309, TRBNA, Washington
- U.S. Bureau of Safety and Environmental Enforcement (US BSEE). 2009. "Notice to Lessees and Operators (NTL) No. 2009-G35; Sub-Seabed Disposal and Offshore Storage of Solid Wastes." Washington, DC.
- . 2013a. "Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250 : Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart C: Pollution Prevention and Control." Washington, DC.
- . 2013b. "Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250 : Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart D: Oil and Gas Drilling Operations." Washington, DC.
- . 2013c. "Code of Federal Regulations (CFR). Title 30: Mineral Resources. Part 250 : Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf. Subpart K: Oil and Gas Production Requirements." Washington, DC.
- U.S. Environmental Protection Agency (US EPA). 2000. "Sector Notebook Project: Profile of the Oil and Gas Extraction Industry." EPA/310-R-99-006, EPA Office of Compliance, EPA, Washington, DC.
- . 2011. "Code of Federal Regulations (CFR). Title 49: Part 173. Subpart H [Reserved] Subpart I— Class 7 (Radioactive) Materials, 173. 427: Transport Requirements for Low Specific Activity (LSA) Class 7 (Radioactive) Materials and Surface Contaminated Object (SCO)." 10-1-11 ed., EPA, Washington, DC.
- . 2012a. "Fact Sheet: Proposed National Pollutant Discharge Elimination System ("NPDES") General Permit No. CAG280000 for Offshore Oil and Gas Exploration, Development and Production Operations off Southern California." EPA, Washington, DC.
- . 2012b. "User's Guide for T.E.S.T. (version 4.1) (Toxicity Estimation Software Tool)" A Program to Estimate Toxicity from Molecular Structure." Washington, DC.
- . 2013a. "Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 435. Oil and Gas Extraction Point Source Category; Subpart A—Offshore Subcategory." Washington, DC.
- . 2013b. "Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment Part 60. Standards of Performance for New Stationary Sources. Subpart GG—Standards of Performance for Stationary Gas Turbines." Washington, DC.
- . 2013c. "Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart Y—National Emission

5 juin 2015

Standards for Marine Tank Vessel Loading Operations.” Washington, DC.

———. 2013d. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 40: Protection of Environment. Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source Categories. Subpart HH— National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Oil and Natural Gas Production Facilities.” Washington, DC.

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

World Bank. 2004. *A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Venting Reduction. Global Gas Flaring Reduction: Public-Private Partnership*. Report No. 4. Washington, DC.  
<http://documents.worldbank.org/curated/en/2004/05/4946640/voluntary-standard-global-gas-flaring-venting-reduction>.

## **ANNEXE A. DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA BRANCHE D'ACTIVITÉ**

145. 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 de puits forés essentiellement pour en trouver ou de puits de pétrole. 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.

### **A.1 Activités d'exploration**

#### ***Levés sismiques***

146. 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 à 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. La longueur d'un câble peut atteindre 8 à 10 kilomètres. 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 vers le fond de la mer. Répétées en moyenne toutes les six à dix secondes, ces salves sont réfléchies par les formations géologiques en profondeur et sont enregistrées par le réseau d'hydrophones.

#### ***Forage d'exploration***

147. 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.

148. 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 : elle peut être équipée d'un système de positionnement dynamique.
- *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 plateformes 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, elles sont 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). Les navires de forage sont généralement maintenus en place par des techniques de positionnement dynamique.

149. 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 pompé 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, enlève les éclats de roche du puits et protège celui-ci de la pression. Une fois toutes les sections de puits forées, un tubage d'acier est placé et cimenté dans le puits pour empêcher l'effondrement de celui-ci, les fuites de fluides et des pressions anormales dans l'espace annulaire. En cas de découverte de quantités économiquement exploitables d'hydrocarbures, une tête de puits et un « arbre de Noël » sont mis en place en vue des futures activités d'extraction. À défaut, le puits est bouché (avec du ciment) et abandonné. Lorsque la formation pétrolifère visée est atteinte, 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.

## **A.2 Exploitation du champ**

150. Après que les opérations d'exploration (et d'autres forages d'évaluation) ont 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.

151. Il existe divers types de plateformes en mer, notamment :

- *Les plateformes 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 plateformes 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 de mini-plateformes à câbles de retenue (Seastars) utilisées à des profondeurs allant de 200 à 1 000 mètres.
- *Les plateformes 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 plateformes de type Spar* : composées d'une coque cylindrique soutenant une plateforme flottante, elles sont utilisées à des profondeurs de 500 m à 1 700 m.
- *Les systèmes de production flottants* : il s'agit de navires équipés de dispositifs de traitement, qui sont amarrés sur place par une série d'ancres ou à l'aide d'un système de positionnement global. Parfois appuyés par un ancien pétrolier, 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).

152. Les plateformes 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 plateformes ne sont utilisées que pour ramener les hydrocarbures à la surface, lesquelles sont alors directement expédiées pour traitement ; tandis que certaines plateformes 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 les réservoirs ont une capacité limitée, des unités de production sont installées au fond de la mer après le forage, et les hydrocarbures produits sont amenés à une plateforme proche par un système de colonnes montantes.

153. 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 par pompage dans un pipeline sous-marin qui l'amène jusqu'à terre, ou directement par un pétrolier. Le gaz est généralement exporté par pipeline.

154. 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.

155. 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 afin de ménager au pétrole ou au gaz de meilleures voies de passage vers la surface.

### **A.3 Fracturation hydraulique**

156. La fracturation hydraulique de strates souterraines contenant des hydrocarbures est une technique utilisée pour assurer et optimiser la production commerciale de gaz et de pétrole dans des réservoirs à faible perméabilité. Cette technique s'applique à la fois aux champs terrestres et marins. Bien que controversée depuis peu, l'hydrofracturation a été utilisée à plus petite échelle des années durant pour améliorer le flux de pétrole et de gaz à partir de puits conventionnels. Actuellement, elle est largement utilisée dans des forages terrestres, et quelque peu sur des champs offshore. Il existe des différences entre les dispositifs techniques établis sur les sites marins et terrestres ; cependant, l'hydrofracturation consiste généralement

à injecter, à travers la tête du puits, quelques milliers de mètres cubes d'eau mélangée à du sable et une quantité fractionnelle d'additifs chimiques – différents fluides peuvent aussi être utilisés, comme des hydrocarbures ou des gaz (azote diatomique, dioxyde de carbone) et des mousses. La pression d'injection est fonction de la profondeur du puits et des caractéristiques de la roche. Le mélange d'injection est constitué en moyenne de 90 à 95 % d'eau, 4,5 à 9,5 % de sable et 0,5 % d'additifs chimiques (acides inorganiques ou organiques, gélifiants, agents de réduction de frottement et composés tensioactifs). Des biocides, des inhibiteurs d'entartrage et de corrosion ainsi que des agents de réticulation peuvent aussi être utilisés à de faibles concentrations. Lorsque les formations ciblées sont hautement perméables, comme on peut le voir dans certains réservoirs offshore, le fluide de fracturation sera généralement plus visqueux et sa teneur en sable sera plus élevée que celle de fluides similaires utilisés sur des forages terrestres. L'approche d'hydrofracturation multiple est désormais couramment utilisée. Dans certains cas, lorsque l'unité géologique dont sont extraits les hydrocarbures est constituée de sables bouillants, une technique spécifique combinant l'hydrofracturation au gravillonnage est utilisée, le « frack-pack ». Il s'agit de pomper plus de sable dans le puits pour former une couche d'agents de soutènement, laquelle réduit ou élimine la production de sable dans le puits<sup>49</sup>.

#### **A.4 Gaz de couche**

157. Le méthane houiller ou méthane houiller (MH) est plus fréquemment exploité sur des gisements terrestres. Dans certains cas, des installations offshore peuvent avoir recours à la fracturation hydraulique (voir ci-dessus) pour améliorer la production. Les puits de méthane houiller sont caractérisés par une forte production d'eau qui requiert des systèmes de traitement adaptés (une faible concentration d'huiles et de graisses, mais une présence éventuelle de métaux lourds et de composés hydrophiles).

#### **A.5 Stockage et déchargement**

158. Les fluides de production extraits d'un puits ou d'un groupe de puits sous forme d'hydrocarbures liquides peuvent être pompés et acheminés à terre au moyen de conduites d'écoulement pour y être traités ; ils peuvent aussi être traités sur des installations de production offshore (par exemple des plateformes de traitement, des FPSO) afin d'en extraire un produit transportable dans des navires-citernes.

159. Le pétrole extrait et traité offshore est conservé provisoirement dans des installations de stockage en mer avant d'être transféré aux navires-citernes qui vont l'acheminer vers sa destination ultérieure. Il peut être stocké dans des cuves sous-marines reliées à la structure de plateformes gravitaires, ou plus souvent, il est stocké dans des navires de grand tonnage (150 000 à 250 000 tonnes de déplacement) amarrés en permanence (ou de façon semi-permanente) à l'installation. Le pétrole stabilisé est ensuite transféré vers les navires-citernes de transport à intervalles réguliers, selon le profil de production du champ et la capacité de stockage de l'installation.

160. Les opérations de déchargement (autrement dit de transfert du système de stockage offshore vers les navires de transport) peuvent présenter des risques de déversement de pétrole qui doivent être évalués et limités au minimum. Les risques posés aux navires de stockage et de déchargement de la production peuvent être associés à la simultanéité des opérations de traitement du pétrole et de stockage du produit. L'état du milieu marin présente d'autres risques, par exemple dans les zones sujettes aux typhons, où les navires de transport peuvent entrer en collision avec les systèmes de FSO/FPSO. La prévention des

---

<sup>49</sup> Voir également API (2013a).

ruptures des larges tuyaux de chargement des navires de transport exige aussi une attention soutenue.

## **A.6 Mise hors service et abandon des installations**

161. 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 plateformes, 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.

162. 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.