

# Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires pour l'exploitation du pétrole et du gaz à terre

## Introduction

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, qui 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 des directives figure à l'adresse suivante :

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

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

définition d'objectifs spécifiques à chaque site et l'établissement d'un calendrier adapté pour atteindre ces objectifs. 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 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. La mise en oeuvre de recommandations techniques particulières doit être établie sur la base de l'opinion professionnelle des personnes ayant les qualifications et l'expérience nécessaires. Si les seuils et normes stipulés dans les réglementations du pays d'accueil diffèrent de ceux indiqués dans les Directives EHS, les normes les plus rigoureuses seront retenues pour les projets menés dans ce pays. Si des niveaux moins contraignants que ceux des Directives EHS peuvent être retenus pour des raisons particulières dans le contexte du projet, une justification détaillée pour chacune de ces alternatives doit être présentée dans le cadre de l'évaluation environnementale du site considéré. Cette justification devra montrer que les niveaux de performance proposés permettent de protéger la santé de la population humaine et l'environnement.

## Champ d'application

Les Directives EHS pour l'exploitation du pétrole et du gaz à terre comprennent des informations concernant l'exploration sismique, le forage d'exploration et de production, les installations de transport, notamment les pipelines, les autres

<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.

installations telles que stations de pompage, stations de comptage, stations de ramonage, stations de compression et installations de stockage, activités auxiliaires et d'appui et démantèlement des installations. Des recommandations supplémentaires sont présentées pour les installations de pétrole et de gaz à terre situées à proximité des côtes (par exemple terminaux côtiers, bases de fournitures maritimes des terminaux côtiers, terminaux de chargement et de déchargement), dans les **Directives EHS pour les ports et les terminaux**. Ce document se compose des sections ci-après :

Section 1.0 - description et gestion des impacts propres aux activités considérées  
Section 2.0 - indicateurs de performance et suivi des résultats  
Section 3.0 - Bibliographie  
Annexe A - Description générale de la branche d'activité

## 1.0 Description et gestion des impacts propres aux activités considérées

On trouvera dans la section ci-dessous un résumé des problèmes environnementaux, sanitaires et sécuritaires liés à l'exploitation du pétrole et du gaz à terre, ainsi que des recommandations quant à leur gestion. Ces problèmes peuvent se rapporter à l'une des activités concernées par le présent document. D'autres recommandations, pour la gestion des problèmes auxquels se heurtent la plupart des activités industrielles de grande envergure lors de la phase de construction sont énoncées dans les **Directives EHS générales**.

### 1.1 Environnement

Les questions environnementales ci-après doivent être examinées dans le cadre d'un programme global d'évaluation et de gestion portant sur les risques spécifiques au projet et sur ses impacts potentiels. Les problèmes écologiques que peuvent

causer les projets d'exploitation du pétrole et du gaz à terre sont liés essentiellement aux éléments suivants :

- Émissions atmosphériques
- Rejets d'eaux usées /d'effluents
- Gestion des déchets solides et liquides
- Bruit
- Impacts et empreinte du projet sur les milieux terrestres
- Déversements

### Émissions atmosphériques

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

Les principaux polluants provenant de ces sources sont notamment les oxydes d'azote, les oxydes de soufre, l'oxyde de carbone et les particules. Parmi les autres polluants, on compte le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), les composés organiques volatils (COV) [méthane et éthane, benzène, benzène éthylique, toluène et xylènes (BTEX)], les glycols et les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP).

Les émissions de gaz à effet de serre en grandes quantités (plus de 100 000 tonnes d'équivalent de CO<sub>2</sub> par an) provenant de toutes les installations et activités d'appui doivent être quantifiées globalement tous les ans en suivant les méthodes et procédures de présentation de rapports internationalement reconnues<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> De plus amples informations sur les méthodes de quantification figurent dans la note d'orientation 3 de l'IFC, Annexe A. Consulter [www.ifc.org/envsocstandards](http://www.ifc.org/envsocstandards)

Tout doit être mis en oeuvre, dans les limites du raisonnable, pour maximiser l'efficacité énergétique et concevoir des installations consommant le moins d'énergie possible. L'objectif global doit être de réduire les émissions atmosphériques et d'évaluer les options d'un bon rapport coût-efficacité pour réduire les émissions de gaz, techniquement réalisable. On trouvera d'autres recommandations sur les gaz à effet de serre et la conservation d'énergie dans les **Directives EHS générales**.

L'impact sur la qualité de l'air doit être évalué à partir de données de référence et de modèles de dispersion afin de déterminer la qualité de l'air ambiant au niveau du sol (consulter les **Directives EHS générales**). Ces études ont pour but de s'assurer de l'absence d'impacts nocifs pour la santé humaine et l'environnement.

### *Les gaz d'échappement*

Les gaz d'échappement provenant de la combustion de carburants gazeux ou liquides dans les turbines, les chaudières, les compresseurs, les pompes et autres machines de production de chaleur et d'électricité, ou d'injection d'eau ou d'éjection de pétrole et de gaz, peuvent représenter la source la plus importante d'émissions atmosphériques relatives aux installations à terre. Il importe de prendre en compte les spécifications concernant les émissions atmosphériques lors du choix des matériels et de la passation de marchés pour ces derniers.

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

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

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

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

Il convient d'adopter des mesures s'inscrivant dans la ligne de la norme d'application volontaire pour la réduction du volume mondial de gaz torché et rejeté – établie dans le cadre du Partenariat mondial public-privé pour la réduction des gaz torchés (programme GGFR<sup>3</sup>) – lors de l'analyse des options de torchage et de rejet pour les activités à terre. Cette norme donne des directives sur la façon d'éliminer ou de réduire le torchage et l'éventage du gaz naturel.

L'éventage de gaz associés dans l'atmosphère en continu n'est pas considéré actuellement comme une bonne pratique et doit être évité. Ces gaz doivent être dirigés vers un système efficace de torchage ; il importe toutefois d'éviter le torchage de gaz en continu si l'on dispose d'autres solutions faisables. Avant d'opter pour le torchage, d'autres alternatives réalisables pour l'utilisation des gaz doivent être examinés en détail et être intégrées dans les plans de production.

Les autres méthodes peuvent consister à utiliser les gaz pour répondre aux besoins énergétiques du site, les transporter vers une installation voisine ou les vendre sur les marchés gaziers, procéder à des injections de gaz pour maintenir la pression

<sup>3</sup> Groupe de la Banque mondiale (2004).

dans les réservoirs, à améliorer par bullage la récupération de gaz dissous, ou récupérer les gaz utilisés pour l'instrumentation. Il importe de documenter et de référencer correctement l'évaluation des différentes options. S'il n'existe, à ce stade, aucune option faisable, il faut examiner des mesures visant à minimiser les volumes de gaz torchés, le torchage n'étant retenu qu'à titre de solution intermédiaire, l'objectif principal étant d'éliminer le torchage en continu des gaz associés la production.

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

- appliquer de 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 et d'air afin d'assurer le bon ratio ;
- réduire le plus possible le torchage des gaz de purge et des veilleuses sans compromettre la sécurité, grâce à des mesures comme l'installation d'appareils de réduction des gaz de purge, d'unités de récupération de gaz de torche, des gaz de purge inertes, de vannes à sièges souples le cas échéant, et installer des veilleuses pour conserver l'énergie ;
- réduire le plus possible les risques de soufflage des veilleuses en assurant une vitesse de sortie des gaz suffisante et en mettant en place des coupes-vents ;
- utiliser un système fiable d'allumage des veilleuses ;
- installer si nécessaire des systèmes de contrôle pour réduire les surpressions (High integrity pressure protection system – HIPPS), et les anomalies d'éventage ;

- réduire le plus possible l'arrivée de liquides dans le flux des gaz torchés en utilisant un système approprié de séparation des liquides ;
- limiter le plus possible la montée des flammes ou leur propagation ;
- employer les torchères de façon à limiter les émissions de fumée odorantes et visibles (veiller à ne pas produire de fumée noire) ;
- situer les torchères suffisamment loin des communautés locales et des employés, notamment des unités de logement de ces derniers à des fins de sécurité ;
- exécuter des programmes d'entretien et de remplacement des torchères pour assurer systématiquement une efficacité maximum ;
- mesurer le volume des gaz torchés.

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

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

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

### *Émissions fugitives*

Les émissions fugitives des installations à terre peuvent provenir d'événements, de fuites de tuyauterie, vannes, raccords, collerettes ou bourrages, des canalisations ouvertes, des joints de pompes ou de compresseurs, des soupapes d'échappement, des réservoirs ou des bacs ou conteneurs ouverts ; elles peuvent aussi se produire lors des opérations de chargement et de déchargement.

Il convient d'examiner les méthodes qui peuvent être employées pour surveiller et réduire les émissions 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, emboitements, joints et garnitures doivent être sélectionnés compte dûment tenu des normes de sécurité et des matériels pertinents, et de la mesure dans laquelle ils peuvent réduire les fuites de gaz et les émissions fugitives. Des programmes de détection et de réparation des fuites doivent en outre être mis en place. Des unités de contrôle de la vapeur doivent être installées, le cas échéant, pour les opérations de chargement et de déchargement des hydrocarbures.

Il faut éviter d'avoir recours à des événements ouverts sur les toits de réservoirs en installant des soupapes d'échappement. Des unités de contrôle de la vapeur doivent être installées, lorsque cela s'avère nécessaire, pour les opérations de chargement et de déchargement des pétroliers. Les systèmes de traitement de la vapeur peuvent comprendre différentes unités, notamment pour l'adsorption sur carbone, la réfrigération, l'oxydation thermique et les unités d'absorption des huiles pauvres. Des directives supplémentaires pour la prévention et le contrôle des

émissions fugitives des réservoirs de stockage sont fournies dans les **Directives EHS pour les terminaux pétroliers pour pétrole brut et produits dérivés**.

### *Les essais de puits*

Il faut éviter dans toute la mesure du possible de brûler à la torche les hydrocarbures produits lors des essais des puits, en particulier près des communautés locales ou dans les zones écologiquement fragiles. D'autres méthodes doivent être envisagées pour récupérer les fluides d'hydrocarbures générés par les essais de puits, en tenant particulièrement compte des exigences de sécurité lors de la manutention des hydrocarbures volatils qui doivent être acheminés vers une installation de traitement ou être évacués par d'autres moyens. Il convient de documenter et de présenter de manière appropriée l'évaluation des différentes options d'évacuation.

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

### **Eaux usées**

Les **Directives EHS générales** donnent des informations sur la gestion des eaux usées, la conservation et la réutilisation des eaux, ainsi que sur les programmes de surveillance des eaux usées et de suivi de la qualité de l'eau. Les informations ci-après concernent les eaux usées spécifiques aux installations de l'industrie du pétrole et du gaz à terre.

### *Eaux de production*

Les réservoirs de pétrole et de gaz contiennent de l'eau (eau de formation) qui est remontée à la surface au cours de l'extraction d'hydrocarbures. Les eaux de production peuvent constituer, en terme de volume, l'un des déchets les plus importants gérés et évacués par l'industrie du pétrole et du gaz à terre. Ces eaux sont un mélange complexe de composés inorganiques (sels dissous, métaux lourds, particules en suspension) et organiques (hydrocarbures dispersés et dissous, acides organiques) et, souvent, des additifs chimiques résiduels (par ex. des additifs inhibiteurs d'entartrage et de corrosion) qui sont ajoutés au cours du processus de production d'extraction d'hydrocarbures.

Il convient d'examiner les différentes méthodes pouvant être employées pour gérer et évacuer les eaux de production et les prendre en compte dans la conception du système de production. Les principales options qui peuvent être retenues consistent à injecter ces eaux dans le réservoir pour accroître les quantités de pétrole récupérées, ou à les injecter dans un puits de rejet foré à cet effet dans une formation géologique souterraine réceptrice appropriée. Il peut aussi être possible d'envisager d'autres utilisations, notamment pour l'irrigation ou le dépoussiérage ou une autre activité industrielle tant que la nature chimique des eaux de production est compatible avec ces utilisations. Le rejet des eaux de production dans les eaux de surface ou sur le sol ne doit être qu'une solution de dernier recours, s'il est impossible de procéder autrement. Les eaux de production rejetées doivent être traitées afin de répondre aux normes indiquées dans le Tableau 1 de la Partie 2.1 des présentes Directives<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Le rejet d'effluents dans les eaux de surface ne doit pas avoir de conséquences significatives pour la santé humaine ou les récepteurs environnementaux. Un plan d'évacuation (points de rejet, débit de rejet, utilisation et dispersion des produits chimiques et risques pour l'environnement) peut être nécessaire. Les rejets doivent être effectués loin des zones écologiquement fragiles, en portant une attention particulière aux nappes phréatiques, aux aquifères vulnérables, aux terrains marécageux et aux récepteurs communautaires comme les puits, les prises d'eau et les terres agricoles.

Les technologies utilisées pour traiter les eaux de production dépendent de l'option retenue pour évacuer ces eaux ainsi que des conditions en vigueur sur le terrain. Parmi les techniques de traitement possibles figurent diverses combinaisons de systèmes de séparation gravitaire et/ou mécanique et les traitements chimiques ; il peut aussi être nécessaire d'utiliser une procédure en plusieurs étapes faisant intervenir successivement un certain nombre de techniques pour satisfaire aux normes établies pour les opérations d'injection ou d'évacuation. Il importe de mettre en place une capacité auxiliaire pouvant se substituer au système de traitement pour assurer la continuité de l'opération et/ou d'avoir la possibilité d'employer une autre méthode d'évacuation.

Afin de réduire le volume d'eau de production à évacuer, il faut envisager les options qui consistent à :

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

Pour réduire le plus possible les risques écologiques posés par la présence d'additifs chimiques résiduels dans les eaux de production, lorsqu'elles sont éliminées en surface, il convient de choisir soigneusement les produits chimiques de production en fonction de leur volume, de leur toxicité, de leur biodisponibilité et de leur bioaccumulation potentielle.

Il est aussi possible d'envisager de rejeter l'eau de production dans des bacs d'évaporation. Les normes de construction et de gestion présentées dans ce document pour les réservoirs de

surface ou les puisards d'évacuation ds'appliquent également aux bassins d'eaux de production.

### *Les eaux des essais hydrostatiques*

Les tests hydrostatiques du matériel et des pipelines comprennent des essais sous pression avec utilisation d'eau pour détecter les fuites et vérifier l'intégrité du matériel et des pipelines. Des additifs chimiques (inhibiteurs de corrosion, désoxygénants et colorants) peuvent être ajoutés à l'eau pour prévenir la corrosion à l'intérieur du matériel et détecter les fuites. Lorsque ces tests portent sur les pipelines, les collecteurs installés pour les tronçons de pipelines récemment construits doivent être situés en dehors des zones ripariennes et des terres humides.

Les prélèvements d'eau effectués pour les essais hydrostatiques ne doivent pas impacter le niveau ou le débit de l'eau d'une masse d'eau naturelle. Le taux ou le volume des prélèvements effectués pour les essais ne doit pas représenter plus de 10 % du débit (ou du volume) du cours d'eau. Des mesures de lutte contre l'érosion doivent être prises et, si nécessaire, des grilles pour empêcher l'aspiration des poissons doivent être mises en place durant les opérations de prélèvement d'eau aux points de captage.

Les méthodes pouvant être adoptées pour évacuer les eaux utilisées lors des essais hydrostatiques sont l'injection de ces eaux dans un puisard, le cas échéant, ou leur rejet dans les eaux de surface ou au niveau du sol. En l'absence de puisard, lorsqu'il faut rejeter les eaux dans les eaux de surface ou au niveau du sol, il importe de prendre des mesures de prévention et de dépollution qui consistent à :

- réduire les quantités de produits chimiques en minimisant le temps pendant lequel l'eau des essais reste dans les équipements ou les pipelines ;
- lorsqu'il est nécessaire d'utiliser des produits chimiques, choisir soigneusement les additifs chimiques en fonction

des caractéristiques suivantes : concentration, toxicité, biodégradabilité, biodisponibilité et bioaccumulation potentielle ;

- procéder à des tests de toxicité lorsque cela s'avère nécessaire, par des méthodes agréées. Il peut être nécessaire de laisser l'eau dans un bassin de retenue pendant un certain temps pour réduire sa toxicité. Ces bassins doivent être conformes aux normes des réservoirs de surface ou des puisards/puits de décharge figurant dans ce document ;
- utiliser la même eau pour plusieurs tests ;
- contrôler la qualité de l'eau des essais hydrostatiques avant de l'utiliser et de l'évacuer, et lui faire subir un traitement pour respecter les normes établies pour son évacuation qui figurent au Tableau 1 de la Section 2.1 des présentes Directives ;
- lorsqu'il est nécessaire d'évacuer des quantités importantes d'eaux utilisées pour les essais hydrostatiques et ayant subi un traitement chimique dans un réservoir de surface, surveiller les eaux réceptrices en amont et en aval du point d'évacuation. Une analyse chimique des eaux réceptrices peut devoir être réalisée après le rejet des eaux afin de prouver que la qualité de l'environnement ne s'est pas dégradée.
- lorsque les eaux d'essai doivent être rejetées dans de l'eau, prendre en compte le volume et la composition de ces eaux d'essai et le débit ou le volume de la masse d'eau réceptrice pour décider de l'emplacement des rejets de manière à garantir que ces derniers ne nuiront pas à la qualité de l'eau en dehors de la zone de mélange définie ;
- utiliser de postes de reprise ou des dissipateurs d'énergie (par exemple, des enrochements de protection, palplanches, bâches) pour le débit d'élimination.
- employer des méthodes de contrôle des sédiments (par exemple, des clôtures à sédiment-érosion, des sacs de sable, des balles de foin) afin de protéger les organismes

aquatiques vivants, la qualité de l'eau et les consommateurs d'eau contre les impacts potentiels liés à l'élimination des eaux usées, comme l'augmentation de la sédimentation et la baisse du niveau de qualité de l'eau.

- Si l'élimination a lieu au niveau du sol, le site d'élimination doit être choisi pour éviter toute inondation ou érosion ou encore toute diminution de la capacité agricole de la terre réceptrice. Il faut éviter de rejeter directement l'eau sur des terrains cultivés et immédiatement en amont d'une communauté ou de prises d'eau de consommation publique.
- L'eau écoulée durant le ramonage du pipeline et l'eau utilisée préalablement aux essais doivent être collectées dans des réservoirs et n'être éliminées qu'après que leur qualité ait été évaluée et jugée répondre aux critères d'élimination établis dans le Tableau 1 de la Partie 2.1 de ces Directives.

### *Systèmes de chauffage et de refroidissement*

Il importe de considérer les opportunités de conservation des ressources en eau indiquées dans les **Directives EHS générales** au niveau des systèmes de chauffage et de refroidissement des installations de pétrole et de gaz. L'eau utilisée à des fins de refroidissement doit être déversée dans les eaux de surface à un endroit qui permet de maximiser le mélange des eaux et le refroidissement du panache thermique afin que l'écart de température entre l'eau rejetée et l'eau ambiante au bord de la zone de mélange définie ou à moins de 100 mètres du point de déversement soit inférieur à 3° Celsius, comme noté au tableau 1 de la section 2.1 du présent document.

Si des biocides et/ou d'autres additifs chimiques sont utilisés dans le système de refroidissement, Il convient de tenir compte des effets résiduels au point de rejet, au moyen de techniques comme l'évaluation des risques.

### *Autres eaux usées*

Les installations de pétrole et de gaz à terre rejettent également des eaux usées des eaux d'égout, des eaux de drainage, des eaux en fond de réservoir, des eaux du réseau de lutte contre l'incendie, des eaux de lavage des équipements et des véhicules et, d'une manière générale, des eaux huileuses. Différentes mesures de prévention de la pollution et de traitement de ces eaux sont recommandées :

- *Eaux d'égouts* : traiter les eaux grises et noires provenant des appareils sanitaires et des cuisines conformément aux **Directives EHS générales**.
- *Eaux de drainage et eaux de ruissellement* : installer dans la mesure du possible des réseaux séparés de collecte des eaux de drainage provenant des zones de production et pouvant être contaminées par des hydrocarbures (drainage endoréique) et des eaux de drainage provenant des zones hors production (drainage ouvert). Toutes les zones de traitement doivent être entourées d'une digue pour assurer que les eaux de drainage s'écoulent vers le réseau endoréique et éviter tout ruissellement de surface incontrôlé. Des réservoirs de collecte et des citernes à résidus d'une capacité suffisante pour faire face aux conditions d'exploitation prévisibles doivent être prévus, ainsi que des systèmes de trop-plein. Des bacs, ou d'autres dispositifs, de collecte des eaux de ruissellement provenant des équipements non équipés de bassins de rétention doivent être prévus ; ces ruissellements doivent être déchargés dans le circuit de drainage endoréique. Les canaux et les bassins de collecte des eaux de ruissellement faisant partie du réseau de drainage ouvert doivent être équipés de séparateurs eau/hydrocarbures. Ces séparateurs peuvent être à chicanes ou coalescents et doivent être périodiquement entretenus. Après avoir été traitées dans un séparateur eau/hydrocarbures, les eaux de ruissellement ne doivent pas contenir plus de 10 mg/L



d'huiles et de graisses (consulter le tableau A de la section 2.1 des présentes directives). De plus amples informations sur la gestion des eaux de ruissellement figurent dans les **Directives EHS générales**.

- *Eaux en fond de réservoir* : Il faut éviter dans la mesure du possible que de l'eau ne s'accumule au fond des réservoirs en assurant un entretien régulier des toits et des joints des réservoirs pour empêcher l'infiltration d'eau de pluie. Il est important de prévoir le déversement de ces eaux dans les flux d'eaux de production en vue de leur traitement et de leur rejet, si une telle opération est possible. Sinon, il convient de traiter ces eaux comme des déchets dangereux et de les rejeter conformément au plan de gestion des déchets du site. Les boues de fond de réservoir doivent également être régulièrement retirées et recyclées ou éliminées comme déchets dangereux.
- *Eau de lutte contre l'incendie* : confiner et évacuer les écoulements d'eau des exercices d'incendie vers le réseau de drainage des installations.
- *Eaux de lavage* : évacuer les eaux de lavage des équipements et des véhicules vers le réseau de drainage endoréique.
- *Eaux huileuses* : évacuer les eaux huileuses des bacs de collecte et les ruissellements des équipements de traitement et des canalisations vers le réseau de drainage endoréique.

### *Rétention des eaux dans des réservoirs en surface ou dans des fosses de rejet*

Si des bassins de rétention sont utilisés pour stocker les eaux usées ou les évacuer temporairement pendant les opérations, ces bassins doivent être construits à l'écart de sites écologiques fragiles.

Les mesures de construction et de gestion des bassins de rétention d'eau usées doivent donner lieu à :

- l'installation d'une couche de protection afin que le fond et les bords du bassin ait un coefficient de perméabilité qui ne dépasse pas  $1 \times 10^{-7}$  cm/sec. Cette couche de protection doit être compatible avec les matériaux avec lesquels elle sera en contact, et elle doit être suffisamment solide et épaisse pour maintenir l'intégrité du bassin. Les protections habituellement employées peuvent contenir des produits synthétiques, du ciment / argile synthétique ou naturelle, mais il importe de tester la conductivité hydraulique des protections faites de substances naturelles pour assurer l'intégrité.
- la construction du bassin à une profondeur de cinq mètres au-dessus de la hauteur saisonnière de la nappe phréatique.
- la mise en place de mesures (par exemple, choix précis de l'emplacement du bassin, bermes) pour empêcher les eaux de ruissellement naturel de pénétrer dans le bassin et éviter toute rupture pendant de fortes pluies.
- l'installation d'une barrière autour du bassin ou d'une protection pour empêcher les personnes, les animaux, domestiques ou non (y compris les oiseaux), de pénétrer sur le site.
- l'enlèvement et la récupération à intervalles réguliers des hydrocarbures libérés qui se trouvent à la surface du bassin.
- l'enlèvement du contenu du bassin à la fin des opérations en vue de son élimination conformément aux dispositions du plan de gestion des déchets.
- la remise en état du site du bassin après la fin des opérations.

### **Gestion des déchets**

Les déchets non dangereux et dangereux<sup>5</sup> ordinairement produits dans les installations à terre, autres que les effluents et émissions autorisés, comprennent généralement les déchets

<sup>5</sup> Tels que définis dans la législation locale ou des conventions internationales.

générés par les activités administratives et les emballages, les huiles usées, les paraffines et les cires, les chiffons contaminés par l'huile ou le pétrole, les fluides hydrauliques, les piles usées, les pots de peinture vides, les déchets chimiques et les conteneurs de produits chimiques usés, les filtres usés, les tubes fluorescents, la ferraille et les déchets médicaux, entre autres.

Les déchets doivent être séparés en déchets dangereux et déchets non-dangereux pour réutilisation, recyclage ou élimination. Le plan de gestion des déchets doit fournir une stratégie claire pour la prise en charge des déchets, avant même qu'ils ne soient générés, qui prévoit des options d'élimination, de réduction, de recyclage des déchets, ou de traitement et d'évacuation. Le plan de gestion des déchets doit indiquer la stratégie, les installations de stockage et leur site, ainsi que les procédures de manipulation. Il doit inclure un mécanisme clair de suivi des déchets de leur chargement sur le site jusqu'au lieu de traitement final et d'élimination. Des recommandations pour la gestion de ces flux de déchets types sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

Les activités d'exploitation à terre produisent d'autres déchets, tels que

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

### *Fluides et déblais de forage*

Les fluides de forage récupérés des opérations de forage dans les champs de gaz et de pétrole servent notamment à enlever les déblais (éclats de roche) des puits de forage et à contrôler la pression dans les formations rocheuses. Ils servent aussi à, notamment : assurer l'étanchéité des formations perméables,

maintenir la stabilité du puits de forage, refroidir et lubrifier le trépan, et transmettre l'énergie hydraulique aux outils de forage et au trépan. Les déblais enlevés du puits et les fluides de forage usés sont généralement les déchets les plus importants produits par les activités de forage pétrolier et gazier. Il existe de nombreux fluides de forage, mais on peut généralement les classer en deux catégories :

- Les boues 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 ou un fluide miscible avec l'eau. Il existe divers types (gel, fluides sel-polymère, sel-glycol, sel-silicate, etc.)
- Les boues de forage non aqueuses (FFNA) : La phase continue et le milieu de suspension des solides (ou des liquides) est un fluide non miscible à base d'huile, d'huile enrichie de minéraux ou synthétique.

Il existe également des boues à base de diesel, mais l'utilisation de systèmes dont la phase liquide a pour principal composant le diesel n'est pas considérée actuellement comme une bonne pratique.

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

Les boues de forage sont envoyées au fond du puits puis dirigés vers un système de gestion des solides situé dans les installations en surface qui sépare les fluides des déblais ; les fluides sont réinjectés dans le trou de forage tandis que les déblais sont stockés en vue de leur évacuation ultérieure. Ces derniers contiennent des résidus de fluide de forage. Le volume de déblais produit dépend de la profondeur du puits de forage et

du diamètre des sections forées. Les boues de forage sont remplacées lorsqu'il n'est plus possible de maintenir ses propriétés rhéologiques ou sa densité, ou à la fin du programme de forage. Ces boues usées sont alors confinées pour réutilisation ou évacuation. (Les FFNA sont généralement réutilisés).

Il importe d'examiner les autres options qui peuvent être retenues pour traiter et évacuer les boues et les déblais de forage et prises en compte dans la planification du programme de forage. Ces options peuvent consister à prendre l'une ou plusieurs des mesures ci-après :

- injection du mélange des fluides et des débris dans un puits de décharge spécialement aménagé ;
- Injection dans l'espace annulaire d'un puits.
- stockage dans des réservoirs aménagés à cet effet ou des puisards/puits de décharge dotés d'un revêtement jusqu'à leur traitement, recyclage et/ou traitement et élimination finale.
- traitement biologique ou physique sur le site ou hors-site pour ôter tout caractère dangereux aux fluides et aux déblais avant leur élimination par des méthodes établies telles qu'une désorption thermique dans une unité interne afin d'éliminer les fluides de forage non-aqueux (FFNA) en vue de leur réutilisation, la dégradation par voie biologique, la biorémediation du sol ou une solidification avec du ciment et/ou du béton. Les modes d'élimination ultimes des déblais solides non dangereux doivent être déterminés ; ceux-ci peuvent comprendre l'utilisation de ces déblais comme matériel de construction de routes, ou de remblai ou leur dépôt dans une décharge, avec une couche de recouvrement si nécessaire. Lorsque les déblais sont employés dans le cas de la biorémediation, il doit être clairement établi que les propriétés chimiques, biologiques et physiques du sou-sol sont préservées et que les ressources en eau sont protégées.

- recyclage des boues utilisées en les renvoyant aux vendeurs en vue de leur traitement et de leur réutilisation.

Il importe d'envisager de réduire les quantités de fluides et de déblais de forage qu'il faut évacuer en prenant des mesures qui consistent à :

- utiliser un matériel très efficace de contrôle des déblais solides pour réduire la fréquence avec laquelle les boues doivent être remplacées et minimiser la quantité de fluides résiduels dans les déblais ;
- 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 boues et de déblais produits.

Les mesures de prévention et de dépollution devant être prises avant d'évacuer les déblais et les fluides de forage usés consistent notamment à :

- minimiser les risques écologiques liés aux additifs chimiques résiduels dans les déblais en choisissant soigneusement le système de fluide ;
- choisir soigneusement les additifs des boues compte tenu de leur concentration, de leur toxicité, de leur biodisponibilité et de leur potentiel de bioaccumulation ;
- surveiller et limiter la concentration d'impuretés de métaux lourds (mercure et cadmium principalement) dans la barytine utilisée dans la composition des boues.

Les mesures indiquées précédemment pour la construction et la gestion des bassins de retenue et d'élimination des eaux valent aussi pour les déblais et les fluides de forage. Les puits de forage doivent être fermés aussi tôt que possible et jamais plus de 12 mois après la fin des opérations. Si les déchets de forage

doivent être enfouis dans le puits après l'arrêt des activités d'exploitation (méthode d'élimination par mélange – enfouissement – obturation), il importe, au minimum, de respecter les conditions suivantes :

- Les matériaux placés dans le puits doivent être aussi secs que possible.
- Si nécessaire, les déchets doivent être mélangés à une quantité appropriée de matériaux de sous-sol (habituellement, trois volumes de sol pour un volume de déchets).
- Le mélange doit être surmonté d'une couche de sol propre d'une hauteur d'au moins un mètre.
- La terre végétale ne doit pas être utilisée à cette fin, mais déposée au niveau du sol afin de restaurer le site.
- Les déchets du puits doivent être analysés et les charges maximales sur la durée de vie maximum doivent être calculées. Il peut être nécessaire de procéder à une évaluation basée sur le risque pour établir que les plafonds d'exposition chimique agréés au plan international ne sont pas dépassés.

### *Sable de production*

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

Le sable de production doit être traité comme un déchet contenant des hydrocarbures. Il peut être traité ou éliminé avec d'autres matières solides contaminées (par exemple, les déblais

résultant de l'utilisation de FFNA ou les boues de fond de réservoir).

Si de l'eau est utilisée pour séparer le pétrole du sable de production, celle-ci doit être récupérée puis faire l'objet d'un système de traitement et d'élimination approprié (comme le système de traitement de l'eau de production, le cas échéant).

### Fluides de conditionnement et de reconditionnement des puits

Les fluides de conditionnement et de reconditionnement des puits (y compris les fluides utilisés en cas d'intervention et d'entretien) peuvent généralement contenir des saumures lourdes ou des acides, du méthanol et des glycols, et de nombreux autres agents chimiques. Ces fluides servent à nettoyer les parois du puits et à accélérer le débit des hydrocarbures, ou simplement à maintenir la pression dans les puits de forage. Une fois usagés, ils peuvent contenir des éléments contaminants, notamment des matières solides, du pétrole ou des additifs chimiques. Les systèmes chimiques doivent être choisis en fonction de leur volume, de leur toxicité, de leur biodisponibilité et de leur potentiel de bioaccumulation. Des options d'élimination faisables doivent être évaluées pour ces fluides. Celles-ci peuvent consister à prendre l'une ou plusieurs des mesures ci-après :

- recueillir les fluides utilisés dans des systèmes fermés et les renvoyer aux vendeurs initiaux, pour recyclage.
- injecter les fluides dans un puits de décharge par injection, si un tel puits existe.
- rejeter les fluides dans le flux des déchets des eaux de production en vue de leur traitement et de leur élimination.
- soumettre ces fluides à un traitement biologique ou physique sur place ou sur un site extérieur agréé conformément au plan de gestion des déchets.

### *Substances radioactives naturelles*

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

Si l'évacuation de ces substances s'impose pour des raisons de santé au travail (section 1.2), plusieurs options peuvent se présenter, telles que : placement dans des fûts lors de l'abandon d'un puits ; évacuation vers un puits profond ou dans des dômes de sel ou mise en décharge dans des conteneurs scellés.

Il importe de traiter, séparer ou isoler le matériel ayant été en contact avec les boues, les tartres ou les substances radioactives pour que les expositions potentielles de l'être humain aux déchets traités se situe en-deçà des limites de risque internationalement reconnues. Il importe de suivre les pratiques industrielles en vigueur pour l'évacuation des déchets. Si ces derniers sont envoyés vers une installation pour élimination, cette installation doit avoir les permis requis pour accepter ce type de déchets.

### Gestion des substances dangereuses

De nombreuses substances dangereuses sont utilisées dans les opérations pétrolières et gazières offshore. Des directives générales portant sur la gestion des substances dangereuses sont présentées dans les **Directives EHS générales**. Il faut, de surcroît, appliquer les principes suivants pour les produits chimiques utilisés dans les opérations d'exploitation du pétrole et du gaz à terre :

- appliquer des techniques d'évaluation et de gestion des risques chimiques pour évaluer les produits et leurs effets ; il importe de tester au préalable certains produits chimiques pour déterminer les risques écologiques qu'ils posent ;

- 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 les agents nuisibles pour l'ozone<sup>6</sup>.

### Bruit

Les activités d'exploitation du pétrole et du gaz peuvent être sources de bruit à tous les stades des opérations, notamment durant les opérations sismiques, les activités de construction, de forage et de production, les levés aériens et les transports aériens ou routiers. Pendant les opérations, les principales sources de pollution dues aux émissions sonores et aux vibrations sont les matériels de torchage et les équipements rotatifs. Les sources de bruit comprennent les torches et les événements, les pompes, les compresseurs, les générateurs et les chaufferies. Les mesures de prévention et de maîtrise du bruit sont décrites dans les **Directives EHS générales**, qui présentent les seuils sonores recommandés de jour et de nuit pour les communautés urbaines ou rurales.

L'impact sonore doit être analysé en référence aux exploitations qui se situent à proximité de communautés locales. Pour les sources sonores importantes, telles que les torches sur les sites d'exploitation permanente, il faut utiliser des modèles de dispersion du bruit afin de déterminer comment les directives pour les niveaux des émissions sonores peuvent être respectés et aider à concevoir l'implantation du site, la hauteur des torches, les ouvrages anti-bruit et l'isolation acoustique des bâtiments.

La circulation des véhicules engendrée par l'exploitation doit être réduite autant que possible, et il importe d'éviter de traverser les zones d'habitation des communautés locales lorsque cela n'est pas nécessaire. Les routes aériennes d'approche des avions doivent être déterminées et les vols à

<sup>6</sup> Tels que décrits dans le Protocole de Montréal relatif à des substances qui appauvrissent la couche d'ozone.

faible altitude planifiés de manière à réduire les émissions sonores sans compromettre la sécurité en vol et au sol.

La propagation des sons et des vibrations résultant des opérations sismiques peut avoir un impact sur les populations humaines ou sur les espèces sauvages. Il importe, lors de la planification des prospections sismiques, d'envisager les mesures ci-après pour réduire l'impact de ces opérations :

- limiter le plus possible les opérations sismiques à proximité des populations locales ;
- limiter des opérations simultanées sur les lignes de prospection proches l'une de l'autre ;
- utiliser les matériels qui sont sources de vibrations à un niveau de puissance le plus faible possible ;
- réduire la durée des opérations dans la mesure du possible ;
- en cas d'utilisation de trous de mine, déterminer avec soin la charge et la profondeur de chaque trou afin de réduire les émissions de bruit. Un remblaiement ou un colmatage des trous approprié contribuera également à réduire la propagation des bruits.
- déterminer les zones et les périodes sensibles pour les espèces sauvages, par exemple les zones et les périodes d'alimentation et de reproduction. Éviter ces zones et périodes. dans la mesure du possible ;
- si des espèces vulnérables peuvent se trouver dans la zone, suivre leurs déplacements et leur position avant de démarrer les activités bruyantes, et tout au long du programme sismique ou de construction. Dans les zones où l'on prévoit de forts impacts sur les espèces vulnérables, il importe de faire appel à des observateurs expérimentés. Utiliser des procédures de démarrage progressif dans les zones sensibles.

## Impacts et empreinte du projet sur les milieux terrestres

Les empreintes laissées par les activités de prospection et de construction peuvent inclure les pistes sismiques, les plateformes de prospection, les installations temporaires telles que les lieux d'hébergement temporaires des effectifs, les parcs de stockage de matériel (conduites), les ateliers, les voies d'accès, les pistes d'atterrissage et les héliports, les aires de rassemblement du matériel et les sites d'extraction de matériaux de construction (y compris les lieux d'emprunt et les carrières).

Les empreintes laissées par les opérations peuvent inclure les plateformes d'exploitation, les installations de transfert et de stockage, les emprises des pipelines, les voies d'accès, les installations auxiliaires, les matériels de communication (antennes, par exemple) et les installations de production et les lignes de transport d'électricité. Les impacts peuvent comprendre la perte ou l'endommagement d'habitats terrestres, l'érection d'obstacles à la circulation des espèces sauvages, l'érosion du sol et la perturbation des massons, notamment par sédimentation, l'implantation d'espèces de plantes non autochtones envahissantes et la détérioration du paysage. L'ampleur de cette dernière dépend de l'activité et de l'emplacement et des caractéristiques de la végétation existante, des caractéristiques topographiques et des voies d'eau.

Il faut prendre en compte l'impact visuel des installations permanentes dès la conception pour réduire le plus possible leur impact sur le paysage. Les plans doivent tirer le plus profit de la topographie et de la végétation existante et prévoir des installations et des réservoirs de stockage peu élevés si cela est techniquement réalisable et si cela n'accroît pas sensiblement l'emprise globale du site. Il faut aussi prévoir de peindre les structures importantes de manière à ce qu'elles se fondent dans le paysage. Des recommandations générales sur la minimisation de l'empreinte d'un projet durant les activités de

construction et de démantèlement sont fournies dans les  
**Directives EHS générales.**

Les mesures de prévention et de maîtrise de l'empreinte des exploitations de pétrole et de gaz consistent, notamment, à :

- situer toutes les installations en dehors d'habitats terrestres et aquatiques essentiels et prévoir les activités de construction de manière à éviter les périodes sensibles annuelles.
- limiter les superficies requises pour les installations permanentes en surface.
- limiter les superficies devant être débroussaillées. procéder à un débroussaillage manuel si possible, pour éviter d'employer des matériels lourds tels que les bulldozers, en particulier sur les pentes raides, au niveau des traversées de cours d'eau et de terres humides et dans les zones boisées et écologiquement fragiles.
- mettre en place une structure centralisée des opérations d'exploitation / de traitement, dans la mesure du possible.
- limiter la taille de la plateforme de forage ; envisager d'adopter des techniques de forage de puits satellites / de groupes de puits, directionnel, à long déport et les utiliser le plus possibles lorsqu'il s'agit de zones fragiles.
- éviter dans la mesure du possible de construire les installations dans une plaine inondable, et à moins de 100 mètres de l'empreinte de crue d'un plan d'eau ou d'un puits utilisé pour la consommation des ménages.
- examiner la possibilité de placer les voies d'accès et les couloirs de pipelines dans les emprises des services d'utilité collective et les couloirs de transport existant dans la mesure du possible.
- établir le tracé des voies d'accès de manière à éviter certaines répercussions comme faciliter l'accès pour les braconniers.
- limiter le plus possible la largeur des emprises des pipelines ou des voies lors de la construction et de la phase d'exploitation
- limiter la longueur de la tranchée du pipeline laissée ouverte durant la phase de construction. Il faut construire des barrières de sécurité et recourir à d'autres méthodes pour éviter que des personnes ou des animaux ne tombent dans les tranchées ouvertes dans les zones sensibles et à moins de 500 mètres des établissements humains. Dans les zones isolées, installer des rampes pour permettre aux animaux sauvages de sortir des tranchées (en général tous les kilomètres).
- examiner la possibilité de recourir à des structures permettant aux animaux de traverser : ponts, ponceaux et passages surélevés dans les emprises des pipelines et le long des voies d'accès prioritaires.
- enfouir les pipelines sur toute leur longueur de sorte que la partie supérieure du pipeline se trouve à au moins un mètre de profondeur.
- examiner avec attention toutes les options de construction faisables pour la traversée des rivières par les pipelines, y compris un creusement directionnel horizontal.
- nettoyer et remettre complètement en état à la suite des activités de construction (y compris en replantant des espèces de plantes autochtones) l'emprise du pipeline, les sites temporaires tels que les logements des employés, les zones de stockage, les voies d'accès, les hélicoptères et les ateliers de construction de manière à restaurer la topographie et les contours de drainage initiaux.
- remettre en état les installations d'extraction d'agrégats hors-site, y compris les zones d'emprunt et les carrières (ouvertes spécialement ou utilisées de manière extensive pour les activités de construction du projet).
- mettre en œuvre des programmes de réhabilitation et d'entretien des sites rétablis.

- examiner la possibilité d'adopter des techniques sismiques à faible impact, par exemple en réduisant l'espacement des lignes sismiques, qui est habituellement de moins de 5 mètres, et en limitant (à environ 350 mètres) la ligne de vue le long des tranchées récemment ouvertes dans les zones forestières.
- examiner la possibilité de procéder à des tirs dans des trous de mine à la place de méthodes vibrosismiques dans les sites où il est nécessaire de préserver le couvert végétal et dans les zones d'accès limité. Dans les zones où le couvert végétal est réduit (par exemple, les déserts ou la toundra recouverte d'une couche de neige), il faut utiliser des dispositifs vibrosismiques mais il faut évaluer avec soin les sols meubles afin de prévenir un tassement excessif.
- installer des dispositifs temporaires et permanents de lutte contre l'érosion et la sédimentation, prendre des mesures de stabilisation des pentes ainsi que des mesures pour lutter contre l'affaissement du terrain et limiter celui-ci, sur tous les sites, en tant que de besoin.
- limiter la croissance de la végétation le long des voies d'accès et autour des installations permanentes en surface, et éviter d'introduire des espèces non autochtones envahissantes. Employer des méthodes biologiques, mécaniques et thermiques pour maîtriser la végétation et éviter d'employer des herbicides chimiques dans la mesure du possible.

S'il est démontré qu'il est nécessaire d'employer des herbicides pour maîtriser la croissance de la végétation le long des routes de desserte ou autour des installations, il importe de former le personnel à cet effet. Les herbicides à éviter sont notamment ceux qui figurent dans les Classes de risques 1a et 1b de la Classification des pesticides par risque recommandée par l'Organisation mondiale de la santé, ceux qui figurent dans la Classe II de ladite Classification (sauf dans les conditions indiquées dans les Critères de performance 3 de l'IFC sur la

prévention et la réduction de la pollution<sup>7</sup>), et aux Annexes A et B de la Convention de Stockholm, sauf dans les conditions stipulées dans la convention<sup>8</sup>.

## Déversements

Des déversements d'hydrocarbures peuvent se produire à partir des installations à terre, notamment les pipelines, causés par des fuites, pannes du matériel, accidents et erreur humaine, ou par suite d'action de tierces parties. Des directives portant sur la planification de la prévention et de la maîtrise des déversements, notamment l'obligation d'établir un plan de prévention et un plan d'urgence en cas de déversement, sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

Des mesures supplémentaires de prévention et d'intervention d'urgence doivent être prises dans le cas des installations pétrolières et gazières à terre, qui consistent à :

- procéder à une évaluation du risque de déversement à partir des installations et mettre au point des systèmes de forage et d'utilités qui réduisent le risque de déversements majeurs non confinés ;
- veiller à ce que la durée de vie des installations ait été établie compte tenu du temps de corrosion ou installer des systèmes de contrôle et de prévention de la corrosion pour tous les pipelines, matériels de traitement et réservoirs ;
- installer des enceintes secondaires autour des cuves et des réservoirs afin de contenir les déversements accidentels ;
- installer des vannes de sécurité, pour pouvoir rapidement arrêter ou isoler le déversement en cas d'urgence ;
- installer un système d'arrêt d'urgence qui déclenche une fermeture automatique pour rétablir les conditions de sécurité dans l'installation lorsque les déversements peuvent être importants ;

<sup>7</sup> Norme de performance 3 de l'IFC : Prévention et réduction de la pollution (2006). Disponible à [www.ifc.org/envsocsstandards](http://www.ifc.org/envsocsstandards)

<sup>8</sup> Convention de Stockholm sur les polluants organiques persistants (2001).



- installer des systèmes de détection des fuites. Employer des dispositifs de mesure pour les pipelines tels les systèmes de télémessure, les SCADA<sup>9</sup>, les détecteurs de pression, les vannes de sécurité et les systèmes de pompage d'évacuation.
- 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 même, selon le cas, un « ramonage intelligent » ;
- assurer une formation adéquate au personnel portant sur la prévention et le confinement des déversements de pétrole ainsi que les mesures à prendre en cas de déversement ;
- assurer une formation adéquate au personnel portant sur la prévention et le confinement des déversements de pétrole ainsi que les mesures à prendre en cas de déversement.

Tout déversement doit être déclaré et notifié dans un rapport. Il doit donner lieu à une enquête pour en déterminer la cause et permettre d'adopter des mesures pour éviter qu'un tel événement ne se reproduise. Il est nécessaire d'avoir un plan d'action contre les déversements d'hydrocarbures, ainsi que les capacités requises pour le mettre en œuvre. Ce plan doit porter sur les risques de déversement de pétrole, de produits chimiques et de carburant au niveau des installations, des véhicules de transport, des opérations de chargement et de déchargement et des pipelines. Le plan doit également comporter :

- une description des opérations, des données sur les conditions sur le site, de l'appui logistique et des caractéristiques des hydrocarbures ;

- la liste des personnes chargées de gérer les interventions en cas de déversement, y compris leurs responsabilités, leur rôle et leurs coordonnées ;
- les documents concernant les mesures de coopération qui peuvent avoir été décidées avec les organismes gouvernementaux ;
- une évaluation des risques de déversement, indiquant la fréquence et l'ampleur à partir de différentes sources possibles ;
- une description de la trajectoire d'un déversement dans les masses d'eau qui pourraient être contaminées, indiquant ce qui advient du pétrole et de son impact écologique, pour un certain nombre de simulations crédibles basées sur les conditions les plus probables (y compris le scénario le plus pessimiste de l'éruption d'un puits de pétrole) au moyen d'un modèle informatique adapté et internationalement reconnu ;
- une définition précise de la gravité du déversement, selon son ampleur, suivant des catégories bien définies pour le niveau d'intervention (premier, deuxième et troisième niveaux) ;
- des stratégies de gestion des déversements du premier niveau, au moins, et des matériels correspondants ;
- des dispositions et des procédures de mobilisation de ressources extérieures pour faire face à des déversements plus importants et des stratégies de déploiement ;
- la liste complète, la description, l'emplacement et l'utilisation du matériel d'intervention sur place et hors-site, et des estimations du temps nécessaire au déploiement de ce matériel ;
- une cartographie des zones écologiques menacées faisant état des informations suivantes : les types de sols, les ressources en eaux souterraines et en eaux de surface, les zones écologiques vulnérables et protégées, les terres agricoles, les aspects importants des zones résidentielles, industrielles et culturelles, des aires de loisirs, et des

<sup>9</sup> SCADA s'entend des systèmes de contrôle-commande et saisie des données de surveillance qui peuvent être utilisés dans les installations pétrolières et gazières et autres installations industrielles pour aider à surveiller et à contrôler les usines et le matériel.

paysages ; la dimension saisonnière qui peut exister et les types d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures qui doivent être poursuivis.

- l'ordre de priorité des activités d'intervention, établi avec la participation des parties potentiellement affectées ou concernées ;
- des stratégies de nettoyage et des instructions concernant la manutention du pétrole, des produits chimiques, des carburants ou d'autres substances contaminées qui sont récupérés, y compris pour leur transport, leur entreposage temporaire et leur traitement / élimination.

## Démantèlement des installations

Le démantèlement des installations à terre donne habituellement lieu à l'enlèvement de la totalité des installations permanentes et à l'abandon des puits, y compris les équipements et les matériels, et à l'élimination ou au recyclage des déchets associés. Des recommandations générales sur la prévention et la limitation des impacts environnementaux couramment associés aux activités de démantèlement sont fournies dans les **Directives EHS générales**. Les prescriptions supplémentaires spécifiques devant être prises en compte pour les installations de pétrole et de gaz couvrent l'abandon des puits et le démantèlement des pipelines.

Les puits qui sont abandonnés doivent être stables, avec de bonnes conditions de sécurité. Le trou de sonde est obturé et scellé au niveau du sol par un bouchon de ciment et les zones que l'on sait contenir des hydrocarbures sont isolées pour empêcher toute migration de fluides. Les aquifères sont également isolés. Si le terrain doit être consacré à l'agriculture, le cuvelage de surface est coupé et encapuchonné à une profondeur supérieure à celle du passage d'une charrue.

Le démantèlement des pipelines peut donner lieu à leur abandon sur place ou à leur enlèvement en vue de leur réutilisation, recyclage ou élimination, en particulier s'ils ne sont pas enterrés

et gênent l'activité humaine. Les pipelines laissés sur place doivent être déconnectés et isolés de toute source potentielle d'hydrocarbures, nettoyés et purgés de tout hydrocarbure et scellés à chaque extrémité.

Un plan préliminaire de démantèlement et de réhabilitation doit être établi. Celui-ci doit identifier les différentes options d'évacuation de tous les équipements et matériels, y compris les produits utilisés et les déchets générés sur le site. Le plan doit couvrir l'évacuation du pétrole se trouvant dans les conduites, l'enlèvement des équipements et installations de surface, l'abandon des puits, la mise hors service des pipelines et la remise en l'état initial. Il doit continuer à être affiné au cours des opérations sur le site, et doit être mis au point avant la fin de vie du champ pétrolier. Il doit contenir des détails sur les dispositions concernant l'exécution des activités et des modalités de démantèlement pour les opérations de suivi et travaux ultérieurs.

## 1.2 Hygiène et sécurité au travail

Il convient d'examiner les questions touchant l'hygiène et la sécurité du travail dans le cadre d'une évaluation globale des dangers et des risques, par exemple une étude d'identification des risques [HAZID], une étude de risques et d'opérabilité [HAZOP], ou d'autres analyses des risques. Les résultats doivent servir à établir un plan de gestion des questions de santé et de sécurité, à la conception de l'installation, à la planification de systèmes et à l'établissement et à la communication de procédures de travail offrant de bonnes conditions de sécurité.

Les installations doivent être conçues de façon à éliminer ou réduire les risques de blessures ou d'accidents et prendre en compte les caractéristiques environnementales du site, notamment l'existence de risques de catastrophes naturelles telles que tremblements de terre et ouragans.

Ce plan de gestion doit assurer qu'une approche systématique et structurée sera retenue pour gérer ces questions d'hygiène et de sécurité et mettre en place des contrôles dans le but de diminuer les risques à un niveau aussi faible que possible, s'assurer que le personnel est formé de manière adéquate et que l'entretien des équipements garantit la sécurité de leur condition. Il est recommandé de former un comité de l'hygiène et de la sécurité pour l'installation.

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

Les installations doivent au minimum, disposer d'un service de premier soins (personnel capable de dispenser des soins pré-hospitaliers) et des moyens d'assurer des soins à distance pendant un temps limité. Il convient d'envisager, selon le nombre d'effectifs et la complexité des activités de l'exploitation, d'installer un poste médical et de disposer d'un édecein sur place. Un système de télémedecine peut être une option dans certains cas particuliers.

La conception générale des installations et les mesures opérationnelles permettant de gérer les principaux risques pour la santé et la sécurité figurent dans les **Directives EHS générales**. Des informations générales sur les opérations de construction et de déclassement ainsi que sur la formation à la santé et à la sécurité, les dispositifs de protection individuels et la gestion des risques physiques, chimiques, biologiques et

radiologiques communs à toutes les industries y figurent également.

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

- La prévention et la maîtrise des incendies et des explosions
- La qualité de l'air
- Les matières dangereuses
- Les transports
- L'éruption de puits
- La préparation et les interventions en cas d'urgence

## Prévention et maîtrise des incendies et des explosions

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

Il faut concevoir, construire et exploiter les installations d'exploitation de pétrole et de gaz conformément aux normes internationales<sup>10</sup> sur la prévention et la réduction des risques d'incendie et d'explosion.

La façon la plus efficace de prévenir les incendies et les explosions dans les exploitations pétrolières et gazières est d'empêcher les substances et les gaz inflammables de s'échapper, et d'assurer la détection et l'arrêt immédiat des fuites. Il importe de réduire le plus possible le nombre de sources potentielles d'inflammation et de prévoir une distance

<sup>10</sup> National Fire Protection Association (NFPA) (États-Unis) donne un exemple de bonnes pratiques dans Code 30: Flammable and Combustible Liquids. Des directives supplémentaires pour limiter l'exposition à l'électricité statique et la foudre sont présentes dans la Recommandation de l'American Petroleum Institute (API) : "Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents" (2003).

suffisante entre ces sources et les substances inflammables et entre les installations de traitement et les bâtiments adjacents<sup>11</sup>. Les exploitations doivent être classées par zones de risque, sur la base de bonnes pratiques internationale<sup>12</sup>, et compte tenu de la probabilité d'émission de gaz ou de liquides inflammables.

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

- établir des moyens de protection passive contre le feu pour empêcher celui-ci de se propager en cas d'incident, consistant notamment à :
  - installer des protections passives contre l'incendie sur les structures porteuses, des murs ignifuges, et des parois ignifuges entre les salles
  - lors de la conception des structures porteuses, prendre en compte la charge d'explosion, ou installer des murs pare-souffle
  - concevoir les éléments et les structures de protection contre les explosions et déterminer la nécessité d'installer des murs pare-souffle sur base d'une évaluation des caractéristiques probables d'explosion
  - envisager de manière spécifique 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.
- prévenir les sources potentielles d'inflammation comme suit :

- Mise à la terre pour éviter le risque d'accumulation d'électricité statique et les éclairs (avec procédures d'utilisation et d'entretien des plaques de mise à la terre)<sup>13</sup>
- Emploi de dispositifs électriques à sécurité positive et d'outils anti-étincelle<sup>14</sup>

- doter les installations d'un ensemble de systèmes d'alarme automatiques et manuels audibles sur l'ensemble du site.
- Installer des systèmes de protection active contre l'incendie, situés de façon stratégique pour permettre une intervention rapide et efficace. doter les installations de matériel de détection et de lutte contre l'incendie conforme aux normes internationales applicables aux types et aux volumes de matières et combustibles inflammables stockés dans les installations<sup>15</sup>. Différents mécanismes de lutte active contre le feu peuvent être employés simultanément selon le type d'incendie et l'évaluation de l'impact incendie (système fixe à mousse carbonique, système fixe de pompage d'eau, système d'extinction au CO<sub>2</sub>, et matériel portable, tel qu'extincteur et véhicules spéciaux). L'installation de systèmes à base d'halon de lutte contre l'incendie n'est pas considérée actuellement comme une bonne pratique et doit être évitée. Les pompes incendies doivent être conçues et installées de façon à projeter l'eau avec le débit voulu. Il est essentiel de vérifier et d'entretenir régulièrement le matériel de lutte contre l'incendie ;
- placer tous les systèmes de lutte contre l'incendie dans une zone sûre des installations, protégée du feu par l'éloignement ou par des murs pare-feu . Si les systèmes ou les équipements sont proches de sources potentielles d'inflammation, il importe qu'ils assurent une protection passive contre l'incendie ou être à sécurité positive ;

<sup>11</sup> De plus amples informations sur les distances de sécurité sont données dans le Code 30 de la NFPA.

<sup>12</sup> Cf. groupe de travail RP 500/505 de l'API sur la classification des zones électriques, International Electrotechnical Commission ou British Standards (BS).

<sup>13</sup> Voir International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals (ISGOTT) Chapter 20.

<sup>14</sup> Par exemple, consulter le Chapitre 19, ISGOTT (1995).

<sup>15</sup> Telles que la norme NFPA ou autres normes équivalentes.

- éviter les atmosphères explosives dans les espaces confinés en rendant ces espaces inertes ;
- protéger les zones d'habitation en les plaçant à des distances éloignées ou au moyen de murs pare-feu. Installer des bouches d'aération de manière à empêcher la fumée de pénétrer dans ces zones ;
- mettre en place des procédures de sécurité applicables au chargement / déchargement du produit aux endroits où il s'effectue, selon le mode de transport (méthaniers, wagons-citernes, camions-citernes et navires<sup>16</sup>), et en prévoyant des vannes de régulation à sécurité positive et des équipements d'arrêt d'urgence.
- préparer d'un plan de lutte contre l'incendie et assurer les ressources nécessaires ;
- former les effectifs à la lutte contre l'incendie dans le cadre de la formation du personnel sur les mesures de santé et sécurité, y compris une formation à l'utilisation des équipements d'extinction des incendies et aux procédures d'évacuation.

## La qualité de l'air

Des recommandations sur le maintien de la qualité de l'air sur le lieu de travail, ainsi qu'un système de renouvellement de l'air pour satisfaire aux normes de qualité de l'air, sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

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 d'isoler les matériels ou de purger les matériels sous pression pour réduire cette dernière dans le système et réduire les émissions. Il faut également installer des appareils de détection de gaz qui commandent l'entrée et la poursuite d'opérations dans des espaces fermés.

Lorsqu'il peut se produire une accumulation de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), il importe d'envisager des mesures qui consistent à :

- préparer un plan d'intervention en cas d'émission de H<sub>2</sub>S, qui couvre tous les aspects nécessaires de l'intervention, depuis l'évacuation jusqu'à la reprise des opérations normales ;
- 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 nombre et les emplacements des appareils de surveillance doivent être fixés sur la base d'une évaluation des risques d'émissions de H<sub>2</sub>S et d'exposition à ce gaz dans les diverses zones des installations ;
- fournir des détecteurs individuels de H<sub>2</sub>S au personnel travaillant dans les zones à haut risque d'exposition en complément des appareils respiratoires autonomes et des bouteilles d'oxygène de secours placés à des endroits sélectionnés avec le plus grand soin pour permettre au personnel d'interrompre sans danger ses activités et de gagner un abri temporaire ou une zone sécurisée ;
- assurer une ventilation suffisante des locaux habités ainsi que des systèmes de sécurité appropriés (sas à air, arrêt de la ventilation dès détection d'une fuite de gaz) pour éviter l'accumulation de sulfure d'hydrogène ;
- former le personnel à l'utilisation des équipements et des matériels de sécurité et aux mesures à prendre en cas de fuite.

## Les matières dangereuses

Les installations doivent être conçues de façon à réduire l'exposition du personnel aux produits chimiques, aux carburants et aux produits contenant des substances dangereuses. Les substances et les produits rentrant dans les catégories très toxiques, carcinogènes, allergènes, mutagènes, tératogènes ou extrêmement corrosifs doivent être identifiés comme tels et, dans la mesure du possible, remplacés par

<sup>16</sup> Exemple de bonne pratique de l'industrie en matière de chargement / déchargement des citernes : ISGOTT.

d'autres produits moins dangereux. Une fiche technique santé-sécurité (FTSS) doit être disponible, facilement accessible et établie pour chaque produit chimique utilisé. Une méthode hiérarchique générale de prévention des impacts des risques chimiques est présentée dans les **Directives EHS générales**.

Une procédure de contrôle et de gestion de toutes les sources radioactives utilisées durant les opérations doit être établie et un conteneur blindé désigné à cet effet doit être utilisé pour entreposer les sources en questions lorsqu'elles ne sont pas utilisées.

Dans les emplacements où des substances radioactives naturelles peuvent se retrouver sous forme de tartre ou de boues dans les canalisations de traitement et les récipients de production, il importe d'assurer un contrôle des installations et du matériel de traitement au moins tous les cinq ans, ou chaque fois que des matériels sont mis hors service pour entretien pour détecter la présence de telles substances. Si une substance radioactive naturelle est détectée, il faut établir un programme de gestion pour assurer la mise en place des procédures de manutention appropriées. Les procédures en question consistent à déterminer la classification de la zone où ces substances sont présentes, ainsi que le niveau de supervision et de contrôle requis. On considère qu'une installation est impactée lorsque les niveaux à la surface dépassent 4,0 Bq/cm<sup>2</sup> pour les rayonnements gamma et beta et 0,4 Bq/cm<sup>2</sup> pour les rayonnements alpha<sup>17</sup>. L'opérateur doit décider s'il laisse la substance radioactive sur place, ou s'il procède au nettoyage et à la décontamination du site en évacuant la substance en vue de son élimination comme décrit à la section 1.1 de ce document.

## Éruptions de puits

Une éruption peut être provoquée par un écoulement non maîtrisé des fluides des réservoirs dans le puits qui peut se traduire par un déversement incontrôlé d'hydrocarbures. Les mesures de prévention des éruptions ont pour objectif principal de maintenir la pression hydrostatique dans le puits durant les forages en estimant précisément la pression des fluides de formation et de la solidité des formations sous la surface. Le maintien d'une pression adéquate peut être obtenu par divers moyens : une bonne planification des opérations avant le forage du puits et une diaggraphie des fluides de forage ; l'utilisation au départ de fluides de forage ou de conditionnement d'une densité suffisante pour contrebalancer la pression dans le puits ; et la mise en place d'un bloc d'obturation de puits (BOP) qui peut fermer rapidement ce dernier en cas d'arrivée incontrôlée de fluides de formation, et assurer la sécurité du puits en envoyant les gaz à la surface et en canalisant le pétrole pour pouvoir le confiner. Le système de prévention des éruptions doit être hydraulique et se déclencher automatiquement ; il doit être testé à intervalles réguliers. Il importe que le personnel procède régulièrement à des exercices de contrôle des puits et que les principaux intervenants en ce domaine suivent périodiquement des cours de contrôle des puits donnés par des instituts agréés.

Durant les opérations de production, il importe d'assurer l'entretien et la surveillance des têtes de puits, en procédant à des inspections pour lutter contre la corrosion et surveiller la pression. Le Plan d'intervention en cas d'urgence doit comprendre les mesures à prendre en cas d'éruption.

## Transport

Les incidents liés aux transports à terre sont l'une des causes principales de blessures et d'accidents mortels dans l'industrie du pétrole et du gaz. Les mesures de sécurité des différentes branches d'activité dans le domaine de la circulation sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

<sup>17</sup> États-Unis, Environmental Protection Agency (EPA) 49 CFR 173: Surface Contaminated Object (SCO), et Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), Collection Normes de sécurité N° ST-1, par. 508.

Les projets d'exploitation du pétrole et du gaz doivent rédiger un plan de gestion de la sécurité routière pour le site dont il est question, pour la durée intégrale des opérations. Il importe de prendre des dispositions pour former tous les conducteurs à des méthodes de conduite responsables et au transport de passagers dans de bonnes conditions de sécurité. Le respect des limitations de vitesse imposées doit être exigé pour tous les véhicules. Ces derniers doivent être entretenus et posséder tous les dispositifs de sécurité nécessaires.

Des procédures de sécurité spéciales pour le transport aérien (y compris par hélicoptère) du personnel et des équipements doivent être établies, des informations doivent systématiquement être présentées aux passagers, en même temps que des matériels de sauvetage. Les plates-formes pour hélicoptères installées sur le site ou à proximité des installations doivent être conformes aux prescriptions de l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI).

### Préparation et interventions en cas d'urgence

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

Tous les membres du personnel doivent avoir facilement accès à l'équipement dont ils ont besoin en cas d'évacuation de l'installation et doivent savoir où se trouvent les issues de secours afin de pouvoir évacuer rapidement les lieux pour gagner des abris sécurisés. Les issues de secours doivent être clairement indiquées et exister en nombre suffisant. Des exercices de préparation aux situations d'urgence doivent être menés à une fréquence adaptée aux risques du projet. Il importe, au minimum, de procéder à :

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

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

- Description de l'organisation de l'intervention (structure, rôles, responsabilités et décideurs) ;
- Description des procédures d'intervention (description détaillée du matériel et son emplacement, procédures, formation requise, fonctions, etc.) ;
- Descriptions et procédures d'utilisation des systèmes d'alerte et de communication ;
- Mesures de précaution à prendre pour sécuriser les puits ;
- Dispositions concernant les secours, y compris la description du matériel, des fournitures consommables et des systèmes d'appui qui seront utilisés ;
- Description des fournitures de premier secours disponibles sur place et de l'appui médical disponible;

- Description des autres dispositifs de secours d'urgence tels que les sites de ravitaillement d'urgence en carburant;
- Description du matériel et de l'équipement de survie, des installations de repos de remplacement et des groupes électrogènes de secours ;
- Procédures 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

Les impacts de la construction et du déclassement des installations sur la santé et la sécurité de la population sont les mêmes que dans la plupart des branches d'activité et sont examinés dans les **Directives EHS générales**.

#### Risques corporels

Les dangers que posent les installations pétrolières et gazières pour la santé et la sécurité de la communauté résultent de la possibilité de déversements, d'incendies et d'explosion. Pour protéger les communautés et les installations avoisinantes contre ces risques, l'emplacement des installations du projet et une zone de sécurité adéquate autour des installations doivent être définis sur la base d'une évaluation des risques. Un plan de préparation aux situations d'urgence et un plan d'intervention en cas d'urgence prenant en compte le rôle des communautés et couvrant l'infrastructure communautaire en tant que de besoin doivent également être préparés. De plus amples informations sur les éléments des plans d'urgence sont données dans les **Directives EHS générales**.

Les communautés peuvent être exposées à des risques corporels associés aux installations, notamment les réseaux de puits et de pipelines. Ces risques peuvent être liés au contact avec des éléments très chauds, à des pannes de matériels, à la présence de pipelines en service ou des infrastructures des puits actifs ou abandonnés qui présentent des espaces confinés ou posent des risques de chute. Pour éviter que les membres de la population ne se trouvent dans des sites ou en contact avec des matériels posant des risques ou des substances dangereuses, il importe d'empêcher l'accès à ces sites et matériels en mettant en place des barrières et des panneaux d'avertissement autour des installations permanentes et des structures temporaires. Il est important d'informer la population des risques existants, et de lui fournir des directives claires sur les limites d'accès et d'utilisation des terrains dans les zones sécurisées ou dans les emprises des pipelines.

Les **stratégies de gestion des risques** associées au transport par la route de matières dangereuses sont présentées dans les **Directives EHS générales** (en particulier dans les sections intitulées « Gestion des matières dangereuses » et « Sécurité routière »). Les recommandations applicables aux transports ferroviaires sont présentées dans les Directives EHS pour les chemins de fer, celles sur le transport maritime sont traitées dans les Directives EHS pour les transports maritimes.

#### Sulfure d'hydrogène

Il importe d'examiner avec le plus grand soin les possibilités d'exposition des membres de la communauté aux émissions atmosphériques des installations au stade de la conception de ces dernières et du processus de planification des opérations. Toutes les précautions nécessaires doivent être prises au niveau de la conception, du site d'implantation des installations et/ou les systèmes et procédures de travail pour s'assurer que les activités n'auront pas d'impact sur les populations avoisinantes et le personnel du projet.



Lorsque les activités font courir aux communautés un risque d'exposition au sulfure d'hydrogène, il importe de prendre des mesures qui consistent, notamment, à :

- installer un réseau de surveillance des émissions de sulfure d'hydrogène, le nombre et l'emplacement des postes de contrôle étant déterminés sur la base du modèle de dispersion de l'air compte tenu de l'emplacement des sources d'émissions et des aires d'occupation et d'habitation des communautés.
- faire fonctionner en continu les systèmes de surveillance des émissions de sulfure d'hydrogène afin de faciliter leur détection et de donner une alerte rapide.
- planifier les interventions d'urgence avec la participation de la communauté afin d'assurer une réaction efficace lorsque l'alerte est donnée par le système de surveillance.

### Sécurité

Il faut empêcher l'accès des personnes non autorisées en installant une clôture le long du périmètre des installations et des contrôles aux points d'accès (postes de garde). L'accès du public doit être contrôlé. À l'entrée des installations, des panneaux appropriés indiquant les zones d'accès interdit et des clôtures doivent définir les zones auxquelles s'appliquent les contrôles de sécurité. Des panneaux de signalisation routière doivent clairement indiquer l'entrée réservée aux camions, l'entrée réservée aux livraisons et aux visiteurs et l'entrée réservée aux véhicules du personnel. L'installation de moyens de détection des intrusions (par exemple, télévision à circuit fermé) doit être envisagée. Un éclairage suffisant doit permettre d'optimiser la surveillance et de réduire au minimum les possibilités d'intrusion.

## 2.0 Indicateurs de performance et suivi des résultats

### 2.1 Environnement

#### Directives pour les émissions et les effluents

Le Tableau 1 indique les directives concernant les effluents et les déchets pour l'exploitation du pétrole et du gaz à terre. 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. En principe, il doit être possible de suivre ces directives dans des conditions normales d'exploitation dans des installations conçues et gérées selon les normes en appliquant les techniques de prévention et de contrôle de la pollution examinées dans les sections précédentes du présent document. Les directives relatives aux effluents s'appliquent aux effluents traités et rejetés directement dans les eaux de surface destinées à une utilisation générale. Les niveaux de rejets propres à un site donné peuvent être établis lorsqu'il existe des systèmes de collecte et de traitement des eaux usées gérés par le secteur public, selon les conditions dans lesquelles ils sont utilisés, ou dans le cas de rejets directs dans les eaux de surface, selon la classification de l'utilisation des eaux réceptrices telle qu'elle est décrite dans les **Directives EHS générales**.

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**. Des informations sur les conditions ambiantes basées sur la charge totale des émissions sont présentées dans les **Directives EHS générales**.

## Suivi des impacts environnementaux

Des programmes de suivi des impacts environnementaux dans cette branche d'activité doivent être mis en place de manière à couvrir toutes les activités qui peuvent avoir des impacts environnementaux importants dans des conditions normales ou anormales d'exploitation. Les activités de suivi environnemental seront basées sur des indicateurs directs ou indirects d'émissions, des effluents et d'exploitation de ressources qui s'appliquent à un projet particulier.

Les activités de suivi doivent être suffisamment fréquentes pour fournir des données représentatives sur les paramètres considérés. Elles doivent être menées par des personnes ayant reçu la formation nécessaire à cet effet, suivant des procédures de suivi et de tenue des statistiques et utilisant des instruments correctement calibrés et entretenus. Les données fournies par les activités de suivi doivent être analysées et examinées à intervalles réguliers et comparé aux normes d'exploitation afin de permettre l'adoption de toute mesure corrective nécessaire. De plus amples informations sur les méthodes d'échantillonnage et d'analyse des émissions et des effluents applicables figurent dans les **Directives EHS générales**.

**Tableau 1. Niveaux d'émissions, d'effluents et de déchets provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz à terre**

Paramètre	Valeur de référence
Fluides et déblais de forage	Traitement et élimination conformément aux directives de la section 1.1 du présent document.
Sable de production	Traitement et élimination conformément aux directives de la section 1.1 du présent document.
Eau de production	Traitement et élimination conformément aux directives de la section 1.1 du présent document. Pour l'élimination dans les eaux de surface ou sur le sol : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Total du contenu d'hydrocarbures : 10 mg/L</li> <li>○ pH : 6 - 9</li> <li>○ DBO : 25 mg/L</li> <li>○ DCO : 125 mg/L</li> <li>○ Matières en suspension : 35 mg/L</li> <li>○ Phénols : 0.5 mg/L</li> <li>○ Sulfures : 1 mg/L</li> <li>○ Métaux lourds (total)<sup>a</sup> : 5 mg/L</li> <li>○ Chlorure : 600 mg/l (moyenne), 1200 mg/L (maximum)</li> </ul>
Eau d'essai hydrostatique	Traitement et élimination conformément aux directives de la section 1.1 du présent document. Pour l'élimination dans les eaux de surface ou la terre, voir les paramètres indiqués pour l'eau de production dans ce tableau.
Fluides de conditionnement ou de reconditionnement des puits	Traitement et élimination conformément aux directives de la section 1.1 du présent document. Pour l'élimination dans les eaux de surface ou sur le sol : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Total du contenu d'hydrocarbures : 10 mg/L.</li> <li>○ pH : 6 - 9</li> </ul>
Évacuation des eaux de ruissellement	Les eaux de ruissellement doivent être traitées au moyen de séparateurs eau/huile dimensionnés pour obtenir une concentration de 10 mg/l d'hydrocarbures.
Eau de refroidissement	L'effluent ne doit pas causer une hausse de température de plus de 3° C à la limite de la zone où ont lieu le mélange et la dilution initiaux. Lorsque la zone n'est pas définie, à 100 m du point de déversement.
Eaux d'égout	Traitement conformément aux Directives EHS générales, comprenant les exigences d'élimination.
Émissions atmosphériques	Traitement conformément aux directives de la section 1.1 du présent document. Concentrations des émissions conformément aux Directives EHS générales et : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ H<sub>2</sub>S : 5 mg/Nm<sup>3</sup></li> </ul>
Notes :	
<sup>a</sup> Les métaux lourds sont, notamment, l'argent, l'arsenic, le cadmium, le chrome, le cuivre, le plomb, le mercure, le nickel, le vanadium et le zinc.	

## 2.2 Hygiène et sécurité au travail

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

Les résultats obtenus dans le domaine de l'hygiène et de la sécurité au travail doivent être évalués par rapport aux valeurs limites d'exposition professionnelle publiées à l'échelle internationale, comme les directives sur les valeurs limites d'exposition (TLV®) et les indices d'exposition à des agents biologiques (BEIs®) publiés par American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH)<sup>18</sup>, *Pocket Guide to Chemical Hazards* publié par United States National Institute for Occupational Health and Safety (NIOSH)<sup>19</sup>, les valeurs plafonds autorisées (PELs) publiées par Occupational Safety and Health Administration of the United States (OSHA)<sup>20</sup>, les valeurs limites d'exposition professionnelle de caractère indicatif publiées par les États membres de l'Union européenne<sup>21</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). Les directives relatives aux valeurs limites d'exposition professionnelle aux substances radioactives naturelles (MRN) recommandées au lecteur sont les valeurs moyennes et maximales publiées par le Comité de gestion chargé des déchets MRN au Canada, Santé Canada et Australien Petroleum Production and Exploration Association, ou d'autres sources reconnues au plan international.

### Fréquence des accidents mortels et non mortels

Il faut s'efforcer de ramener à zéro le nombre d'accidents du travail dont peuvent être victimes les travailleurs (employés et sous-traitants) dans le cadre d'un projet, en particulier les accidents qui peuvent entraîner des jours de travail perdus, des

lésions d'une gravité plus ou moins grande, ou qui peuvent être mortels. Les chiffres enregistrés pour le projet doivent 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>22</sup>.

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

Il est nécessaire d'assurer le suivi des risques professionnels liés aux conditions de travail spécifiques au projet considéré. Ces activités doivent être conçues et poursuivies par des experts agréés<sup>23</sup> dans le contexte d'un programme de suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail. Les installations doivent par ailleurs tenir un registre des accidents du travail, des maladies, des événements dangereux et autres incidents. De plus amples informations sur les programmes de suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail sont données dans les **Directives EHS générales**.

---

<sup>18</sup> Consulter <http://www.acgih.org/TLV/> et <http://www.acgih.org/store/>

<sup>19</sup> Consulter <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>

<sup>20</sup> Consulter [http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show\\_document?p\\_table=STANDAR DS&p\\_id=9992](http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDAR DS&p_id=9992)

<sup>21</sup> Consulter : [http://europe.osha.eu.int/good\\_practice/risks/ds/oel/](http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/)

---

<sup>22</sup> Consulter : <http://www.bls.gov/iif/> and <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>

<sup>23</sup> Les professionnels agréés peuvent être des hygiénistes industriels diplômés, des hygiénistes du travail diplômés, des professionnels de la sécurité brevetés ou tout titulaire de qualifications équivalentes.

### 3.0 Références bibliographiques et autres sources d'informations

- Alberta Energy and Utilities Board (EUB). 1996. Drilling Waste Management. Directive 050. Calgary, Alberta: EUB.
- Alberta Energy and Utilities Board (EUB). 1999. Upstream Petroleum Industry Flaring, Venting and Incineration. Directive 060. Calgary, Alberta.
- Alberta Energy and Utilities Board (EUB). 2005a. Requirements and Procedures for Pipelines. Directive 066. Calgary, Alberta: EUB.
- Alberta Energy and Utilities Board (EUB). 2005b. Requirements and Procedures for Oilfield Waste Management Facilities. Directive 063. Calgary, Alberta: EUB.
- American Petroleum Institute (API). 1997. Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operations. API E5. Second Edition. Washington, DC: API.
- API. 1997. Management and Disposal Alternatives for Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) Wastes in Oil Production and Gas Plant Equipment. API Publ. 7103. Washington, DC: API.
- API. 2003. Recommended Practice: Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents (6th edition, December 1998). Washington, DC: API.
- Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). 1993. Environmental Guideline #5. Control and Mitigation of Environmental Effects of Deforestation and Erosion. Montevideo, Uruguay: ARPEL.
- ARPEL. 2005. Environmental Guideline #11. Environmental Management of the Design, Construction, Operation and Maintenance of Hydrocarbon Pipelines. Authored by Alconsult International Ltd. Montevideo, Uruguay: ARPEL.
- Australian Petroleum Production and Exploration Association Limited (APPEA). 2002. Guidelines for Naturally Occurring Radioactive Materials. Canberra: APPEA. Available at <http://www.appea.com.au/PolicyIndustryIssues/documents/normguide.pdf>
- Canadian NORM Waste Management Technical Committee. 2005. Final Draft. Technical Report on the Management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in Waste. Calgary, Alberta. Available at [http://www.eub.gov.ab.ca/lbs/documents/reports/TechReport\\_NORM.pdf](http://www.eub.gov.ab.ca/lbs/documents/reports/TechReport_NORM.pdf)
- Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE). 2002. Western European Cross-Country Oil Pipelines 30-Year Performance Statistics. Report No. 1/02. Brussels: CONCAWE.
- Energy and Biodiversity Initiative. 2005. Good Practice in the Prevention and Mitigation of Primary and Secondary Biodiversity Impacts. Washington, DC.
- European Union (EU). 2001. Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the Limitation of Emissions of Certain Pollutants into the Air from Large Combustion Plants. Brussels: EU. Available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32001L0080:EN:HTML>
- European Union (EU). 2003. European Norm (EN) 14161:2003. Petroleum and Natural Gas Industries. Pipeline Transportation Systems (ISO 13623:2000 modified), November 2003. Brussels: EU.
- Exploration and Production (E&P) Forum (now OGP). 1991. Oil Industry Operating Guideline for Tropical Rainforests. Report No. 2.49/170. London: E&P Forum/UNEP.
- E&P Forum. 1993. Exploration and Production (E&P) Waste Management Guidelines. Report No. 2.58/196. London: E&P Forum.
- E & P Forum/Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE). 2000. Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production: An overview of issues and management approaches. Joint E&P Forum/UNEP Technical Publication. London: E&P Forum.
- Government of Italy. 2006. 506/9 Codice Ambiente Decreto Legislativo (Ministerial Decree) 3 April 2006 n. 152 (Norme in Materia Ambientale) e relativi decreti attuativi. Rome.
- Health Canada, Canadian NORM Working Group of the Federal Provincial Territorial Radiation Protection Committee. 2000. Canadian Guidelines for the Management of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM). Ottawa, Ontario: Minister of Public Works and Government Services Canada.
- International Association for Geophysical Contractors (IAGC). 2001. Environmental Manual for Worldwide Geophysical Operations. Houston: IAGC.
- International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2000. Guidelines for Produced Water Injection. Report No. 2.80/302. January 2000. London: OGP. Available at <http://www.ogp.org.uk/pubs/302.pdf>
- International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2004a. Environmental Performance in the E&P Industry. Report No. 372. November 2005. London: OGP. Available at <http://www.ogp.org.uk/pubs/372.pdf>
- International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2004b. Helicopter Guidelines for Seismic Operations. Report No. 351. July 2004. London: OGP. Available at <http://www.ogp.org.uk/pubs/351.pdf>
- International Association of Oil and Gas Producers (OGP). 2005. OGP Safety Performance Indicators 2004. Report No. 367. May 2005. London: OGP. Available at <http://www.ogp.org.uk/pubs/367.pdf>
- International Atomic Energy Agency (IAEA). 1996. Regulations for the Safe Transport of Radioactive Material. Safety Standards Series No. TS-R-1 (ST-1, Revised). Vienna: IAEA. Available at <http://www-ns.iaea.org/standards/documents/default.asp?sub=200>
- International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2000. A Guide for Contingency Planning for Oil Spills on Water. Second Edition. IPIECA Report Series Volume 2. London: IPIECA. Available at <http://www.ipieca.org/publications/oilspill.html>
- IPIECA. 2006. Oil Spill Preparedness and Response. Report Series Summary. IPIECA Report Series 1990-2005. London: IPIECA. Available at <http://www.ipieca.org/publications/oilspill.html>
- International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals (ISGOTT). 2006. 5th Edition. London: Witherby & Co Ltd.
- Standards Norway (Standard Norge). Norsk Søkkel Konkurranseposisjon (NORSOK) Standard. 2005. Environmental Care. S-003. Rev. 3. December 2005. Lysaker, Norway: Standard Norge.

Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants. 2001. Available at <http://www.pops.int/>

TERA Environmental Consultants (Alta.) Ltd., CH2M Gore and Storrie Limited. 1996. Hydrostatic Test Water Management Guidelines. Prepared for Canadian Association of Petroleum Producers and Canadian Energy Pipeline Association. Calgary, Alberta.

UK Department for Environment Her Majesty's Inspectorate of Pollution (HMIP). 1995a. Chief Inspector's Guidance Note Series 2 (S2). Processes Subject to Integrated Pollution Control. S2 1.09 Gasification Processes: Refining of Natural Gas. London: HMSO.

UK Department for the Environment, HMIP. 1995b. Chief Inspector's Guidance Note Series 2 (S2). Processes Subject to Integrated Pollution Control. S2 1.11 Petroleum Processes: On-shore Oil Production. London: HMSO.

UK Department for Trade and Industry (DTI). 2005. Oil and Gas Directorate. Oil Discharged with Produced Water 1991–2004. Aberdeen and London: DTI.

UK Environment Agency. 2000. Technical Guidance IPC S3 1.02 Oil and Gas Processes: Supplementary Guidance Note. Bristol: Environment Agency.

UK Health and Safety Executive (HSE), Health & Safety Laboratory (HSL). 2002. A Review of the State-of-the-Art in Gas Explosion Modeling. Report HSL/2002/02. Buxton, UK. Available at [http://www.hse.gov.uk/RESEARCH/hsl\\_pdf/2002/hsl02-02.pdf](http://www.hse.gov.uk/RESEARCH/hsl_pdf/2002/hsl02-02.pdf)

United States (US) Environmental Protection Agency (EPA). 2000. Project Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. EPA/310-R-99-006. EPA Office of Compliance. Washington. US EPA.

US EPA. 2001. 40 CFR Part 435. Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for the Oil and Gas Extraction Point Source Category; Subpart C—Onshore Subcategory. Washington : US EPA.

US EPA. 2001. 40 CFR Part 60. Standards of Performance for New Stationary Sources. Subpart GG—Standards of Performance for Stationary Gas Turbines. Washington : US EPA.

US EPA. 2005. 49 CFR 173. Shippers - General Requirements for Shipments and Packaging. Transport requirements for low specific activity (LSA) Class 7 (radioactive) materials and surface contaminated objects (SCO). Washington : US EPA.

US EPA. 2006. 40 CFR Part 63. National emission standards for hazardous air pollutants for source categories. Subpart HH—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Oil and Natural Gas Production Facilities. Washington : US EPA.

US National Fire Protection Association (NFPA). 2003. NFPA Code 30: Flammable and Combustible Liquids Code. Quincy, MA : NFPA. Available at [http://www.nfpa.org/aboutthecodes/list\\_of\\_codes\\_and\\_standards.asp](http://www.nfpa.org/aboutthecodes/list_of_codes_and_standards.asp)

US National Transportation Safety Board (NTSB). Pipeline Accident Reports 1985 to 2000. Washington, DC: NTSB. Available at [http://www.nts.gov/Publicn/P\\_Acc.htm](http://www.nts.gov/Publicn/P_Acc.htm)

World Bank Group. 2004. A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Venting Reduction. Global Gas Flaring Reduction (GGFR) Public-Private Partnership. Report No. 4. Washington, DC: The International Bank for Reconstruction and Development / World Bank.

World Conservation Union (IUCN) and E&P Forum. 1993a. Oil and Gas Exploration and Production in Arctic and Subarctic Onshore Regions. E&P Forum Report No. 2.55/185. Cambridge, UK: IUCN.

World Conservation Union (IUCN) and E&P Forum. 1993b. Oil and Gas Exploration and Production in Mangrove Areas. Guidelines for Environmental Protection. E&P Forum Report No. 2.54/184. Cambridge, UK: IUCN.

Organisation mondiale de la santé (OMS). 2005. The WHO Recommended Classification of Pesticides by Hazard and Guidelines to Classification: 2004. Geneva: WHO. Available at [http://www.who.int/ipcs/publications/pesticides\\_hazard/en/index.html](http://www.who.int/ipcs/publications/pesticides_hazard/en/index.html) et [http://www.who.int/ipcs/publications/pesticides\\_hazard\\_rev\\_3.pdf](http://www.who.int/ipcs/publications/pesticides_hazard_rev_3.pdf)

## Annexe A : Description générale de la branche d'activité

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

### Les activités d'exploration

#### *Levés sismiques*

Les levés sismiques ont pour objet de déterminer avec précision les réserves potentielles d'hydrocarbures se trouvant en profondeur dans les formations géologiques sous les fonds marins. La technologie sismique consiste à émettre des ondes acoustiques et d'examiner la manière dont elles sont réfléchies pour identifier les formations géologiques souterraines. Les levés sont fondés sur les ondes sismiques générées par différentes sources, tels que la détonation d'explosifs dans les trous de mine forés en sous-sol ou les appareils vibrosismiques (plaques posées sur le sol et raccordées à des vibrateurs montés sur des véhicules spéciaux). Les ondes vibrosismiques réfléchies sont mesurées au moyen de stations sismographiques appelées géophones alignées sur un profil en surface.

#### *Forage d'exploration*

Les activités de forage exploratoire à terre 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. Une plateforme d'exploitation est construite à l'emplacement choisi pour accueillir l'appareil de forage, les matériels connexes et les services d'appui. L'appareil de forage et les unités d'appui sont amenés sur le site, généralement par modules, puis assemblés.

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

### Exploitation du champ et production

C'est au stade de l'exploitation et de la production qu'est installée l'infrastructure qui permettra d'extraire les ressources en hydrocarbures pendant la durée de vie estimative du gisement. Cette phase peut donner lieu au forage de puits supplémentaires, à l'exploitation d'installations de production centrales pour traiter les hydrocarbures produits, à la pose de conduites d'écoulement et à la mise en place de pipelines pour transporter les hydrocarbures vers des centres d'exportation.

À la suite du forage et du conditionnement du puits, un arbre de Noël est placé sur chaque tête de puits pour contrôler la montée

des fluides de formation à la surface. Les hydrocarbures peuvent s'écouler librement des puits lorsque la pression des formations souterraines est adéquate mais il peut être nécessaire d'accroître cette pression, par exemple au moyen d'une pompe souterraine ou de l'injection de gaz ou d'eau à partir de puits d'injection construits à cette fin pour maintenir la pression du réservoir. Selon les conditions du réservoir, différentes substances (vapeur d'eau, azote, de gaz carbonique ou d'agents tensioactifs) peuvent être injectées dans le réservoir pour extraire davantage d'hydrocarbures des espaces poreux, augmenter la production et prolonger la vie du puits.

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. Les exploitants peuvent procéder périodiquement à un reconditionnement pour nettoyer le trou de forage, et permettre au pétrole ou au gaz de parvenir plus facilement jusqu'à la surface. Il est aussi possible d'augmenter la production par des méthodes telles que la fracturation ou le traitement du fond du puits à l'acide pour ménager au pétrole ou au gaz de meilleures voies de passage vers la surface. Les fluides de formation sont ensuite séparés en pétrole, gaz et eau dans une installation centrale conçue et construite en fonction de l'ampleur et du site du gisement.

Le traitement du pétrole brut donne essentiellement lieu à l'enlèvement du gaz et de l'eau avant l'expédition du produit. Le traitement du gaz donne lieu à l'enlèvement des liquides et d'autres impuretés telles que gaz carbonique, azote et hydrogène sulfuré. Les terminaux de pétrole et de gaz reçoivent les hydrocarbures des sites de production, qui sont parfois offshore, et traitent et stockent les hydrocarbures avant de les expédier. Il existe plusieurs types de terminaux hydrocarbures, dont les terminaux terrestres de pipeline, les terminaux maritimes de réception à terre / côtiers (pour la réception de

productions offshore), les péniches à hydrocarbures ou les terminaux récepteurs.

Le pétrole et le gaz produits peuvent être exportés par pipelines, camions ou wagons-citernes. Les nouvelles technologies de liquéfaction permettent de transformer le gaz naturel en liquide. Le gaz est souvent expédié sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL). Les pipelines sont construits par étapes : jalonnement de l'emprise et tracé de l'axe du pipeline, débroussaillage et terrassement de l'emprise, creusement des tranchées (pour les pipelines enterrés), pose, soudage et cintrage des conduites, revêtement des joints soudés, essais, abaissement, remblayage des tranchées et confirmation des servitudes. Des pompes ou des compresseurs sont utilisés pour transporter les liquides ou gaz des champs de pétrole et de gaz vers les installations en aval ou au point d'expédition. Au stade de la mise en service, les conduites d'écoulement, pipelines et installations connexes (par exemple, les vannes de sectionnement et compteurs, régulateurs et décompresseurs, stations de pompage, stations de ramonage, réservoirs de stockage) sont remplis d'eau et subissent des essais hydrauliques pour vérifier leur intégrité. L'exploitation des pipelines nécessite habituellement des inspections fréquentes (au sol et aériennes et inspections des installations) et l'entretien régulier des emprises et des installations. La surveillance de la production et de l'exploitation du pipeline s'effectue généralement à partir d'un site central au moyen d'un système de télésurveillance et d'acquisition de données (SCADA) qui permet de contrôler les paramètres d'exploitation tels que le débit, la pression et la température, et d'ouvrir et fermer les vannes.

### **Mise hors service et abandon des installations**

Les installations à terre sont mises hors service lorsque les réserves sont épuisées ou que leur production d'hydrocarbures cesse d'être rentable. Certaines parties de l'installation, notamment les structures extérieures situées sur le site du gisement de pétrole ou de gaz et le long des lignes de transport,



sont traitées de façon à éliminer les hydrocarbures, les produits chimiques, les déchets et autres agents contaminants et sont enlevées. D'autres éléments, comme les conduites d'écoulement, sont souvent laissés sur place pour éviter toute perturbation de l'environnement qui résulterait de leur enlèvement. Les puits sont bouchés et abandonnés pour empêcher toute migration de fluides à l'intérieur du trou de sonde ou à la surface. Le matériel est enlevé de l'intérieur des puits et les parties perforées sont nettoyées et débarrassées de la terre, tartes et autres débris. Le puits est alors bouché. Des fluides ayant la densité requise 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 au moyen d'un tampon en béton.