

Office national de l'énergie

National Energy Board

Office Canada – Terre-Neuve  
des hydrocarbures extracôtiers

Canada – Newfoundland  
Offshore Petroleum Board

Office Canada – Nouvelle-Écosse  
des hydrocarbures extracôtiers

Canada – Nova Scotia  
Offshore Petroleum Board

**LIGNES DIRECTRICES**

**SUR LE TRAITEMENT**

**DES DÉCHETS EXTRACÔTIERS**

août 2002

ISBN 0-921569-41-6

# TABLE DES MATIÈRES

<b>1. INTRODUCTION</b>	<b>1</b>
<b>2. EXIGENCES RELATIVES AUX DÉCHETS PARTICULIERS</b>	<b>3</b>
2.1 RÉDUCTION DES DÉCHETS	3
2.2 ÉMISSIONS DANS L'ATMOSPHÈRE	3
2.3 EAU PRODUITE	4
2.4 BOUE DE FORAGE	6
2.5 DÉCHETS SOLIDES DE FORAGE	7
2.6 EAU DE BALLAST REJETÉE	8
2.7 EAU DE CALE ET EAU DE LESTAGE	8
2.8 EAU DE PONT	9
2.9 SABLE ASSOCIÉ	9
2.10 FLUIDES DE TRAITEMENT DES PUITES	10
2.11 EAU DE REFROIDISSEMENT	10
2.12 SAUMURE PROVENANT DU DESSALEMENT	11
2.13 EAU USÉE ET DÉCHETS DE CUISINE	11
2.14 EAU D'ESSAI DES SYSTÈMES DE LUTTE CONTRE L'INCENDIE	11
2.15 MONOÉTHYLÈNEGLYCOL (MEG)	11
2.16 MATIÈRES RADIOACTIVES D'ORIGINE NATURELLE	11
2.17 AUTRES SUBSTANCES, DÉCHETS ET RÉSIDUS	12
<b>3. MÉLANGE DES REJETS</b>	<b>12</b>
<b>4. POINTS DE REJET</b>	<b>13</b>
<b>5. PROGRAMMES DE VÉRIFICATION DE LA CONFORMITÉ ET DE SUIVI DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX</b>	<b>13</b>
<b>RÉFÉRENCES</b>	<b>14</b>
<b>ANNEXE I EXTRAITS DES RÈGLEMENTS D'APPLICATION DE LA LOI SUR LES OPÉRATIONS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES AU CANADA</b>	<b>16</b>
<b>ANNEXE II EXTRAITS DES RÈGLEMENTS D'APPLICATION DE LA LOI DE MISE EN OEUVRE DE L'ACCORD ATLANTIQUE CANADA-TERRE-NEUVE</b>	<b>19</b>
<b>ANNEXE III EXTRAITS DES RÈGLEMENTS D'APPLICATION DE LA LOI DE MISE EN OEUVRE DE L'ACCORD CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS</b>	<b>22</b>

## 1. INTRODUCTION

Les présentes lignes directrices (version 2002) décrivent les méthodes et les normes préconisées pour le traitement et l'élimination des déchets provenant des opérations de forage et de production des hydrocarbures menées dans les zones extracôtières du Canada, et pour le prélèvement et l'analyse des déchets en vue d'assurer la conformité à ces normes. Les lignes directrices ont été rédigées par l'Office national de l'énergie, l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, avec le concours d'un comité composé de représentants gouvernementaux, de l'industrie et du public. Ces lignes directrices sont destinées à servir de normes minimales auxquelles les Offices et leurs délégués à l'exploitation respectifs se référeront pour rendre des décisions en matière de traitement, d'élimination et de suivi des déchets.

Les cadres de réglementation des activités pétrolières et gazières dans chaque zone extracôtière du Canada sont en grande partie semblables. Dans la zone extracôtière de Terre-Neuve et du Labrador, ces activités sont administrées par l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers aux termes de la *Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve*, S.C. 1987, ch. 3 et de la *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act* (loi de Terre-Neuve), R.S.N. 1990, ch. C-2. Dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, elles sont administrées par l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers aux termes de la *Loi de mise en oeuvre Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, S.C. 1988, ch. 2 et de la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act* (loi de la Nouvelle-Écosse), S.N.S. 1987, ch. 3. L'Office national de l'énergie est chargé de réglementer les opérations pétrolières et gazières dans le reste des zones extracôtières du Canada aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, S.R.C. 1987, ch. O-7.

Toutes ces lois prévoient qu'une personne souhaitant mener des travaux ou des activités liés à l'exploration ou à l'exploitation du pétrole et du gaz doit au préalable obtenir l'autorisation de l'Office pertinent. (Chaque Office peut déléguer ses pouvoirs de délivrer des autorisations de travail, et cette fonction peut être assumée pour un Office particulier par son délégué à l'exploitation ou une autre personne.) Une autorisation peut être assortie des exigences que l'Office (ou son délégué) prescrit, y compris les modalités concernant le traitement et l'élimination des déchets. Chaque demande d'autorisation visant des activités de forage ou de production doit inclure des programmes de surveillance de la conformité et de gestion des déchets comportant une description des méthodes que prévoit l'exploitant pour se conformer aux présentes lignes directrices. Le défaut d'observer ces programmes ou les conditions d'une autorisation accordée par l'Office constitue une violation de cette autorisation et risque d'exposer l'exploitant à des mesures d'exécution.

En outre, les règlements sur le forage et la production d'hydrocarbures, adoptés aux termes de chaque loi, comportent des dispositions pour la protection de l'environnement, notamment par le traitement et l'élimination des déchets. Ces dispositions figurent en annexe. De façon générale, lorsque les règlements exigent l'approbation de l'un des Offices ou de son délégué à l'exploitation, les présentes lignes directrices s'appliquent. Ces lignes directrices remplacent les documents suivants :

- *Les lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers* (septembre 1996)
- *Les lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtère* (Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, janvier 1989)
- *Lignes directrices sur l'utilisation des boues de forage à base d'huile* (Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, novembre 1985)

On sait que les meilleures techniques existantes, prouvées et praticables qui soient disponibles pour traiter les déchets permettent de maintenir à un niveau acceptable la teneur en contaminants des déchets faisant l'objet des présentes lignes directrices. Ces limites sont établies pour encourager l'évaluation et la mise au point de nouvelles technologies de réduction des déchets. D'après les connaissances actuelles et l'expérience acquise, le rejet de substances selon une teneur et de la manière précisées ne devrait pas causer d'effets environnementaux négatifs importants dans les zones extracôtères où les hydrocarbures pourraient être exploités dans un proche avenir.

Lorsqu'il s'agit d'une zone où il existe ou peut exister un risque accru pour l'environnement, l'exploitant peut être tenu de modifier ses méthodes de traitement et d'élimination et de réduire ou d'éliminer les volumes rejetés. Il peut le faire en faisant appel à des techniques de traitement plus perfectionnées, à l'élimination souterraine, si elle est faisable, ou grâce à la relocalisation des points de rejet. Dans ce cas, il pourrait être indiqué de procéder plus fréquemment à des prélèvements et à des analyses des déchets ainsi qu'au dépôt de rapports.

Les résultats des programmes canadiens et internationaux de recherche, de conformité environnementale et de suivi des effets environnementaux aideront à déterminer si les techniques de traitement des rejets et les méthodes d'élimination des déchets permettent d'assurer la protection de l'environnement.

Les présentes lignes directrices seront revues au minimum tous les cinq ans afin qu'elles reflètent les connaissances acquises en matière d'effets environnementaux éventuels des

rejets et l'évolution des techniques de traitement des déchets. Elles pourraient être examinées plus fréquemment si l'on constate, d'après les résultats des recherches et des programmes de suivi des effets environnementaux, que les méthodes de traitement et d'élimination des déchets, conformes aux présentes lignes directrices, n'ont pas permis de protéger suffisamment l'environnement. D'autres examens pourraient être envisagés sur demande écrite de ministères, de l'industrie ou du public.

## **2. EXIGENCES RELATIVES AUX DÉCHETS PARTICULIERS**

### **2.1 Réduction des déchets**

L'exploitant menant des travaux extracôtiers est censé réduire le plus possible le volume de déchets produits par ses opérations, ainsi que la quantité de substances, contenues dans ces déchets, qui risqueraient de nuire à l'environnement.

La demande d'autorisation d'un programme de forage ou d'autorisation d'exploitation de production devrait être accompagnée d'une description des mesures spécifiques de prévention de la pollution que l'exploitant compte mettre en application pour réduire la production et le rejet de déchets. Parmi ces mesures, on compte une étude de procédé, l'achat, la réutilisation et le recyclage ainsi que l'utilisation de produits de remplacement. Le plan devrait comprendre une disposition pour suivre l'application des plans de réduction des déchets et pour rendre compte des progrès au moins annuellement.

De plus, l'exploitant devrait évaluer les substances chimiques utilisées dans ses opérations pour s'assurer qu'elles sont aussi écologiques que possible. Un système de gestion pour l'aider dans cette évaluation est proposé dans les *Guidelines Respecting the Selection of Chemicals Intended to be Used in Conjunction with Offshore Drilling & Production Activities on Frontier Lands* [1]. Une substance chimique qui « réussit » cette évaluation n'est pas nécessairement acceptée automatiquement comme rejet. Le rejet de toute substance chimique est assujéti aux présentes lignes directrices et à tout règlement s'y rattachant.

Sans limiter le caractère des attentes susmentionnées, les sections suivantes décrivent les normes minimales à respecter lors du traitement et de l'élimination de flux de déchets particuliers.

### **2.2 Émissions dans l'atmosphère**

Les émissions rejetées dans l'atmosphère par les installations actuellement en service dans les terres domaniales canadiennes n'ont probablement pas d'effets importants individuellement, mais elles pourraient contribuer aux effets

cumulatifs ou nuire aux engagements nationaux dans des domaines tels que la réduction des émissions de « gaz à effet de serre » (GES).

Dans le cadre de la demande de mise en valeur, l'exploitant d'une installation de production devrait fournir une estimation de la quantité annuelle de GES que rejettera(ont) son (ses) installation(s) extracôtière(s), ainsi qu'une description de ses plans pour limiter et réduire ces émissions.

L'exploitant d'une installation de forage ou de production devrait calculer la quantité de (GES) rejetée annuellement par l'installation et signaler cette quantité au délégué à l'exploitation, au plus tard le 31 mars de l'année suivante. Ces estimations et ces calculs devraient être réalisés conformément au *Global Climate Change Voluntary Challenge Guide* de l'ACPP [2].

L'exploitant d'une installation de forage ou de production devrait déterminer le type et l'importance des émissions de composés organiques volatils (COV) et en rendre compte conformément aux pratiques de gestion optimales dans le domaine des opérations pétrolières et gazières en vigueur au Canada [3][4].

### **2.3 Eau produite**

L'eau produite comprend l'eau de formation, l'eau injectée et l'eau de procédé qui est extraite en même temps que le pétrole et le gaz durant la production d'hydrocarbures.

Dans le cadre de sa demande de mise en valeur, l'exploitant d'une installation de production devrait étudier et rendre compte de la faisabilité économique et technique d'une solution de rechange aux rejets conventionnels dans l'océan de l'eau produite, par exemple, l'injection souterraine, la séparation sous-marine ou la séparation au fond d'un puits, afin de justifier tout rejet dans l'océan. L'exploitant d'une installation de production en service devrait étudier de nouveau cette faisabilité aux cinq ans et en rendre compte au délégué à l'exploitation.

La teneur en pétrole de l'eau produite rejetée devrait être mesurée toutes les 12 heures, et une moyenne mobile sur 30 jours, pondérée en fonction du volume, devrait être calculée quotidiennement. Les protocoles de prélèvement et d'analyse doivent être conformes aux *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 20<sup>e</sup> édition (version modifiée ou mise à jour), 5520 *Oil and Grease*, 5520 *C Partition-Infrared Method* et 5520 *F Hydrocarbons* [5]. Les séries chronologiques des données brutes et des données moyennes devraient être signalées mensuellement au délégué à l'exploitation.

L'exploitant d'une installation de production en service avant la publication des présentes lignes directrices devrait faire en sorte que la moyenne pondérée, sur une période de 30 jours, de la teneur en pétrole de l'eau produite rejetée ne dépasse pas 40 mg/L, et que la moyenne arithmétique sur 24 heures de la teneur en pétrole de l'eau produite ne dépasse pas 60 mg/L. La moyenne pondérée sur une période de 30 jours de la teneur en pétrole de l'eau produite rejetée par cette installations devra s'établir à un maximum de 30 mg/L le 31 décembre 2007 au plus tard. L'exploitant d'une installation de production qui entrera en service après la publication des présentes lignes directrices devrait assurer que la moyenne pondérée sur une période de 30 jours de la teneur en pétrole de l'eau produite rejetée ne dépasse pas 30 mg/L et que la moyenne arithmétique sur 24 heures de teneur en pétrole de l'eau produite ne dépasse pas 60 mg/L. Tout dépassement de la moyenne sur 30 jours ou de la moyenne sur 24 heures doit être signalé dans les 24 heures d'une manière approuvée au délégué à l'exploitation.

Les paramètres ci-après seront déterminés et les résultats seront signalés au délégué à l'exploitation selon un calendrier approuvé :

Deux fois par année : (voir les méthodes d'essais [6] et [7] en référence.)

Aluminium	Antimoine	Arsenic	Baryum	Bore
Cadmium	Chrome	Cobalt	Cuivre	Fer
Plomb	Magnésium	Molybdène	Nickel	Phosphore
Sélénium	Argent	Strontium	Thorium	Étain
Uranium	Vanadium	Zinc	Mercure	
Ammoniac	Azote	Soufre		

Total des hydrocarbures au moyen d'une chromatographie en phase gazeuse - spectrométrie de masse.

Une fois par année :

Toxicité pour les organismes aquatiques, avec la méthode d'essai de fertilisation des oursins verts EPS 1/RM/27 [8] et au moins deux autres essais biologiques (p. ex. poissons, bactéries, algues, etc., au premier stade de leur vie) que le délégué à l'exploitation juge satisfaisants. Ces essais doivent être effectués au même moment que l'un des essais de caractérisation chimique semestriel dont il est fait mention ci-dessus.

## 2.4 Boue de forage

La boue de forage est injectée dans un puits de pétrole ou de gaz pour nettoyer le trou et en conditionner la paroi, lubrifier le trépan et équilibrer la pression exercée par la formation traversée. Elle est habituellement à base d'eau, d'huile ou d'un fluide synthétique. Depuis quelques années, les boues à base de produits synthétiques ont supplanté les boues à base d'huile. La boue à base de produits synthétiques est un fluide de forage qui comporte une phase continue composée d'un ou de plusieurs fluides produits par la réaction d'une charge d'alimentation chimique purifiée particulière, plutôt que par un procédé de séparation physique comme le fractionnement, la distillation et d'autres réactions chimiques secondaires comme le craquage et l'hydro-traitement. Ces fluides de base doivent présenter une teneur totale en hydrocarbures aromatiques polycycliques de moins de 10 mg/kg de même qu'être relativement peu toxiques pour le milieu marin et biodégradable sous l'action d'aérobies.

Pour réduire au minimum la quantité de pétrole rejetée en mer, l'exploitant devrait, si possible, utiliser une boue à base d'eau ou une boue à base de produits synthétiques. Les boues à base d'huile ne seront permises que dans des cas exceptionnels où l'usage d'une boue à base d'eau ou d'une boue à base de produits synthétiques n'est pas techniquement possible. Il est strictement interdit de rejeter en mer des boues entières à base d'huile. Le délégué à l'exploitation peut approuver une boue à base d'huile minérale améliorée, si cette boue s'avère, des points de vue de l'environnement et de la sécurité, tout aussi efficace sinon plus efficace qu'une boue à base de produits synthétiques. La boue à base d'huile minérale améliorée est un fluide à base non aqueuse dont la phase continue est composée d'un distillat de pétrole hautement purifié présentant une teneur en hydrocarbures aromatiques polycycliques inférieure à 10 mg/kg.

Lorsqu'il fait sa demande d'autorisation de forage d'un puits, l'exploitant devrait identifier une « composition générique de boue » pour chaque section de trou et fournir les résultats des essais de toxicité réalisés conformément à la méthode d'essai EPS 1/RM/26 [9] d'Environnement Canada, en utilisant de multiples concentrations (comme décrit dans Harris (1998) [10] par exemple) et ce, pour chaque type de boue proposé.

L'exploitant devrait limiter l'emploi de boues à base de produits synthétiques et de boues à base d'huile minérale améliorée aux puits, ou à des parties de puits, où les contraintes de forage sont telles que le recours aux fluides à base d'eau n'est techniquement pas pratique. Les fluides de base devraient être non toxiques à l'analyse par la méthode *Laboratory Procedure for Determining the Acute Lethality of the Water Soluble fraction of Mineral oil to Rainbow Trout* [11]. Après l'achèvement d'un programme de forage ou un changement de boue de



forage, les boues de forage à base de produits synthétiques et les boues à base d'huile minérale améliorée qui restent devraient être récupérées et recyclées, injectées au fond du puits ou transférées à terre d'une façon approuvée par le délégué à l'exploitation, puis éliminées d'une manière approuvée par les autorités locales. Ces boues entières ne doivent jamais être déversées en mer.

Les boues de forage à base d'eau qui ont été utilisées ou qui sont excédentaires peuvent être directement rejetées en mer sans traitement. Toutefois, l'exploitant devrait mettre au point des méthodes qui réduisent le besoin d'éliminer en vrac ces boues après : [a] l'achèvement d'un programme de forage ou [b] un changement de boue de forage.

## **2.5 Déchets solides de forage**

Les déchets solides de forage sont des particules qui sont produites au cours d'une opération de forage dans une formation géologique profonde et ramenées à la surface avec la boue de forage.

Les déchets solides de forage entraînés avec la boue de forage à base d'huile ne peuvent être rejetés en mer, et leur méthode d'élimination doit être approuvée au préalable par le délégué à l'exploitation.

Les déchets solides de forage entraînés avec la boue de forage à base d'eau peuvent être rejetés en mer.

Dans le cadre de sa demande de mise en valeur, l'exploitant qui compte se servir de boues à base de produits synthétiques ou de boues à base d'huile minérale améliorée pour procéder à un forage d'exploitation devrait analyser et rendre compte de la faisabilité technique et économique de l'injection des déchets solides de forage associés dans des formations souterraines aux sites de forage.

Le délégué à l'exploitation déterminera individuellement la concentration permise des rejets lorsqu'un exploitant est confronté à un problème de fonctionnement imprévu lors de l'injection de déchets solides de forage.

Lorsque l'injection n'est pas faisable pour des raisons techniques ou économiques, les déchets solides de forage entraînés par la boue de forage à base de produits synthétiques ou à base d'huile minérale améliorée peuvent être rejetés au site de forage, mais ils doivent, au préalable, subir un traitement conforme aux technologies de pointe. Au moment de la publication des présentes lignes directrices, les technologies de pointe dans certaines zones extracôtières du monde permettaient, estime-t-on, de réduire la concentration jusqu'à 6,9 g de pétrole/

100 g de solides humides ou moins. Il est possible de modifier la quantité limite des rejets dans les formations complexes et dans des conditions de forage difficiles, ou dans les zones où les risques environnementaux sont jugés plus élevés. Les progrès technologiques et les innovations dans les méthodes d'exploitation devraient améliorer ces résultats.

La teneur en pétrole de l'ensemble des déchets solides de forage rejetés, devrait être mesurée toutes les 12 heures conformément à la méthode *Procedure for Field Testing Oil Based Drilling Muds* [12], et une moyenne mobile sur 48 heures, pondérée en fonction de la masse, devrait être calculée et ce, en grammes de pétrole par 100 grammes de solides humides. Les séries chronologiques des données brutes et des données moyennes devraient être signalées au délégué à l'exploitation à intervalles convenus. Tout dépassement doit être signalé dans les 24 heures de manière approuvée au délégué à l'exploitation. Lors des périodes d'exploitation non considérées comme des périodes d'exploitation normale, des prélèvements et des analyses plus fréquents pourraient être exigés.

## **2.6 Eau de ballast rejetée**

L'eau de ballast rejetée est l'eau qui, dans certains types d'installations de production, est introduite dans les enceintes de stockage de pétrole, et en est extraite, au cours de la production et du déchargement.

L'eau de ballast rejetée devrait être traitée de façon à ce que la teneur en pétrole soit de 15 mg/L ou moins. Tout dépassement doit être signalé dans les 24 heures d'une manière approuvée au délégué à l'exploitation.

La teneur en pétrole doit être mesurée toutes les 12 heures au moyen de la méthode d'analyse décrite à la section 2.3, et signalée au délégué à l'exploitation selon un calendrier approuvé.

## **2.7 Eau de cale et eau de lestage**

L'eau de cale est l'eau de mer qui peut s'être infiltrée dans la structure à divers endroits d'une installation extracôtière. L'eau de lestage est utilisée pour maintenir la stabilité d'une installation extracôtière.

Si la teneur éventuelle en pétrole de ces eaux, au moment de leur rejet, est supérieure à la limite normale de 15 mg/L, elle doit être signalée, dans les 24 heures de ce dépassement, d'une manière approuvée au délégué à l'exploitation.

L'eau de cale et l'eau de lestage doivent être

- échantillonnées d'une façon approuvée par le délégué à l'exploitation et analysées conformément à la méthode décrite à la section 2.3; ou
- rejetées conformément au règlement 21 de la *Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires* [13], 1973, signée à Londres le 2 novembre 1973, et au Protocole de 1978 qui s'y rapporte, signé à Londres le 17 février 1978, et à toute modification du Protocole I, des Annexes ou des Appendices de cette Convention.

## **2.8 Eau de pont**

L'eau de pont est l'eau de pluie et les embruns qui s'amassent sur le pont d'une installation extracôtière, ou encore l'eau utilisée au cours du lavage à grande eau de l'installation ou pour mener les exercices d'incendie.

L'eau de pont qui risque de devenir contaminée par l'huile devrait être traitée pour en réduire la teneur en pétrole jusqu'à 15 mg/L ou moins. Une teneur de plus de 15 mg/L est considérée comme supérieure à la limite normale et doit être signalée dans les 24 heures de ce dépassement d'une manière approuvée au délégué à l'exploitation. L'eau de pont qui ne risque pas de devenir contaminée peut être rejetée directement à la mer.

L'eau de pont doit être échantillonnée conformément aux intervalles convenus par le délégué à l'exploitation et analysée conformément à la méthodologie décrite à la section 2.3.

Tout dispositif utilisé pour recueillir l'eau de pont devrait être séparé des amasse-gouttes placés sous les machines, dont le contenu devrait être retourné pour traitement ou être recouvert et recyclé, ou transféré à terre d'une façon approuvée par le délégué à l'exploitation et éliminée d'une manière approuvée par les autorités locales de réglementation.

## **2.9 Sable associé**

Le sable associé provient des formations géologiques traversées et il est séparé des fluides de formation au cours de la production du pétrole et du gaz. Il peut aussi contenir des sels, qui sont produits durant le traitement de ces fluides.

L'exploitant d'une installation de production extracôtière devrait surveiller le volume de sable associé qui est récupéré durant les opérations de production et le signaler au délégué à l'exploitation. Il devra obtenir l'autorisation de rejeter le

sable associé. L'octroi de cette autorisation dépendra de la teneur en pétrole, et notamment de la teneur en composés aromatiques, du sable associé. Dans tous les cas, le sable devrait être traité pour réduire au maximum la teneur en pétrole.

## **2.10 Fluides de traitement des puits**

On fait appel aux fluides de traitement de puits au cours des opérations comme le reconditionnement, la stimulation ou la complétion d'un puits, ainsi que la fracturation d'une formation.

Les fluides de traitement de puits qui sont récupérés après une opération devraient être traités pour que leur teneur en pétrole ne dépasse pas 30 mg/L. Lorsque cela est faisable, ils peuvent être déversés dans l'eau produite et être traités comme composante de cette eau. Le délégué à l'exploitation peut exiger que l'exploitant procède à des prélèvements et à des analyses des fluides de traitement de puits selon un calendrier distinct et avant de les déverser dans l'eau produite, en fonction de facteurs comme la durée du traitement, le volume de fluides produit et l'équipement de traitement des déchets qui est disponible ou peut être mis en place à l'installation.

Les séries chronologiques des données brutes et des données moyennes liées aux analyses faites devraient être signalées au délégué à l'exploitation à intervalles convenus.

Les fluides de traitement de puits qui contiennent du carburant diesel ou d'autres huiles riches en aromatiques ne devraient pas être utilisés à moins qu'ils ne soient récupérés au site et recyclés, ou transférés à terre d'une façon approuvée par le délégué à l'exploitation et éliminés d'une manière approuvée par les autorités locales de réglementation.

Les fluides fortement acides récupérés après le traitement d'un puits devraient être traités avec un neutralisant jusqu'à un pH d'au moins 5,0, avant d'être rejetés.

## **2.11 Eau de refroidissement**

Dans certaines circonstances, le délégué à l'exploitation peut imposer des restrictions quant à la teneur en chlore résiduel de l'eau de refroidissement rejetée.

Le délégué à l'exploitation devrait approuver l'utilisation de biocides autres que le chlore dans l'eau de refroidissement.

## **2.12 Saumure provenant du dessalement**

La saumure récupérée pendant la production d'eau potable peut être rejetée sans traitement.

## **2.13 Eau usée et déchets de cuisine**

L'eau usée et les déchets de cuisine devraient être broyés en particules de taille égale ou inférieure à 6 millimètres avant leur évacuation. Dans certaines circonstances, le délégué à l'exploitation peut exiger un traitement additionnel.

## **2.14 Eau d'essai des systèmes de lutte contre l'incendie**

L'eau servant aux essais des systèmes de lutte contre l'incendie peut être rejetée sans traitement.

## **2.15 Monoéthylèneglycol (MEG)**

Ajouté au gaz, le MEG empêche la formation d'eau dans les pipelines. Le rejet de MEG exige l'approbation du délégué à l'exploitation.

Le cas échéant, la teneur en MEG de l'eau produite rejetée doit être mesurée au moins une fois par semaine et signalée au délégué à l'exploitation selon un calendrier approuvé. Il se peut que des rapports plus fréquents soient nécessaires au cours des premières étapes de rejet. Il faudrait en outre qu'un rapport mensuel de la teneur en MEG des eaux rejetées et de la quantité totale équivalente rejetée soit produit et soumis au délégué à l'exploitation.

## **2.16 Matières radioactives d'origine naturelle**

Les matières radioactives d'origine naturelle (MRN) sont constituées d'éléments radioactifs tels que l'uranium, le thorium et le potassium, ainsi que leurs produits de désintégration comme le radium et le radon. Ces éléments, présents naturellement en faibles doses dans la croûte terrestre et dans les tissus de tous les êtres vivants, ne comportent, à ces niveaux, aucun risque pour la santé humaine ou pour l'environnement. Le traitement de substances contenant des MRN peut entraîner la concentration de ces matières par précipitation dans l'équipement de traitement et donner lieu à des concentrations de matières radioactives susceptibles de constituer un danger pour la santé humaine ou l'environnement.

Les formations pétrolières et gazières contiennent des MRN qui sont acheminées à la surface avec le pétrole et le gaz extraits. Lors du traitement du pétrole et du gaz pour en extraire l'eau, les éléments radioactifs peuvent précipiter dans les conduites tubulaires, les enceintes de production et les autres parties de l'équipement de traitement exposées aux fluides contenus dans la formation géologique. Ces dépôts provoquent la formation de tartre et de boues présentant une teneur plus élevée en éléments radioactifs, qui risquent de constituer un danger pour la santé humaine et qui exigent des méthodes de manipulation et d'élimination particulières. L'exploitant doit signaler dès que possible la présence ou la présence possible de MRN à l'Office concerné, pour entamer des discussions sur les options d'élimination qui s'offrent à lui. Consulter les *Lignes directrices canadiennes pour la gestion des matières radioactives naturelles (MRN)* [14] pour des indications générales à ce sujet.

### **2.17 Autres substances, déchets et résidus**

Tous les autres déchets produits par une installation extracôtière, y compris les boues provenant des séparateurs eau-pétrole, les lubrifiants usés et toutes les matières plastiques, ainsi que les fournitures chimiques excédentaires ou endommagées, devraient être réutilisés ou recyclés ou, autrement, récupérés et transférés à terre d'une façon approuvée par le délégué à l'exploitation et éliminés d'une manière approuvée par les autorités locales de réglementation. Sauf pour ce qui est des substances mentionnées ailleurs dans le présent document, aucune substance ne devrait être rejetée sans que le délégué à l'exploitation n'en soit avisé au préalable et n'ait donné son autorisation.

## **3. MÉLANGE DES REJETS**

Lorsque l'exploitant envisage de mélanger différents déchets, il devrait préparer une proposition à cet effet et la soumettre au délégué à l'exploitation dès que possible à l'étape de l'étude d'un tel projet, et sa proposition doit préciser les points de rejet. L'exploitant ne doit pas recourir au mélange de déchets comme moyen de dilution qui lui permettrait de respecter les normes. Le délégué à l'exploitation envisagera la possibilité de mélanger les rejets, lorsqu'une telle démarche est justifiable sur les plans de la technologie, de l'ingénierie et de l'environnement. Dans la plupart des cas, les points de prélèvement aux fins de la surveillance des teneurs des déchets dans le mélange, spécifiées dans les présentes lignes directrices, seront en amont du point de mélange.

#### **4. POINTS DE REJET**

Le délégué à l'exploitation doit approuver les points d'où seront rejetés les déchets d'une installation extracôtière; ces points seront déterminés individuellement. En principe, tous ces points devraient se trouver sous la surface de l'eau ou de la glace.

#### **5. PROGRAMMES DE VÉRIFICATION DE LA CONFORMITÉ ET DE SUIVI DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX**

L'exploitant devrait élaborer un programme de surveillance de la conformité dans le cadre duquel les rejets devant faire l'objet d'un traitement conformément aux présentes lignes directrices seront mesurés et signalés. Ce programme devrait aussi prévoir, lorsque cela est pratique, le calcul des quantités absolues de pétrole et de contaminants contenus dans les rejets. Le laboratoire chargé d'analyser les échantillons prélevés conformément aux présentes lignes directrices devrait être accrédité par l'Association canadienne des laboratoires d'analyse environnementale (ACLAE).

L'exploitant d'une installation de production extracôtière devrait élaborer et mettre en oeuvre un programme de suivi des effets environnementaux pour détecter et documenter les effets environnementaux défavorables qui peuvent résulter de ses opérations. Les autorités de réglementation utiliseront les résultats d'un tel programme, de concert avec l'industrie et les autres parties intéressées, pour déterminer si les techniques et méthodes de traitement et d'élimination des déchets dont se sert l'exploitant pour obtenir les teneurs acceptables de contaminants dans les rejets mentionnés dans les présentes lignes directrices conviennent toujours.

Le délégué à l'exploitation doit approuver les programmes de vérification de la conformité et de suivi des effets environnementaux.

## RÉFÉRENCES

1. *Guidelines Respecting the selection of Chemicals Intended to be used in Conjunction with Offshore Drilling & Production Activities on Frontier Lands*. Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et Office national de l'énergie, janvier 1999.
2. *Global Climate Change Voluntary Challenge Guide: 5<sup>th</sup> Edition*, publication CAPP numéro 2000-0004, Calgary (Alberta) Canada, juin 2000.
3. *CH<sub>4</sub> and VOC Emissions from the Canadian Oil and Gas Industry*, Publications CAPP numéros 1999-0009 à 1999-0012, Calgary (Alberta) Canada, juillet 1999.
4. *Best Management Practices for the Control of Benzene Emissions from Glycol Dehydrators*, Publication CAPP numéro 2000-0035 Calgary (Alberta) Canada, décembre 2000.
5. *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 20th Edition (or as amended or updated)*. American Public Health Association, American Water Works Association, Water Environment Federation, 1998.
6. *Determination of Trace Elements in Marine Waters by On-line Chelation Preconcentration and Inductively Coupled Plasma - Mass Spectrometry*, EPA method 200.10
7. *Mercury cold vapor extraction*, EPA Method 245.1
8. *Méthode d'essai biologique : essai sur la fécondation chez les échinides (oursins verts et oursins plats)*, Direction générale de la protection de l'environnement, n° de rapport SPE 1/RM/27, Environnement Canada, 1992.
9. *Méthode d'essai biologique : essai de toxicité aiguë de sédiments chez des amphipodes marins ou estuariens*, Direction générale de la protection de l'environnement, n° de rapport SPE 1/RM/26, Environnement Canada, décembre 1992.
10. Harris, G., 1998. *Toxicity results of five drilling muds and three base oils using benthic amphipod survival, infaunal bivalve survival, echinoid fertilization and Microtox*, Harris Industrial Testing Service Ltd., Mt. Uniacke (Nouvelle-Écosse), Canada. B0N 1Z0. Rapport non publié produit à l'intention de Sable Offshore Energy Inc. juillet 1998. 11 pages.
11. *Laboratory Procedure for Determining the Acute Lethality of the Water Soluble Fraction*



*of Mineral oil to Rainbow Trout*, Service de la protection de l'environnement, région de l'Atlantique, Environment Canada, juin 1985.

12. *Procedure for Field Testing Oil Based Drilling Muds*, API Recommended Practice RP 13B-2, Appendix B, American Petroleum Institute, 1991 (version modifiée ou mise à jour).
13. MARPOL, *Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires*, 1973, signée à Londres le 2 novembre 1973, et le Protocole de 1978 à cet égard, signé à Londres le 17 février 1978, et toute rectification, peu importe la date, au Protocole I, aux Annexes ou aux Appendices à cette Convention.
14. *Lignes directrices canadiennes pour la gestion des matières radioactives naturelles (MRN)* Cat. H46-1/30-2000F, Santé Canada, octobre 2000.

## ANNEXE I

### EXTRAITS DES RÈGLEMENTS D'APPLICATION DE LA LOI SUR LES OPÉRATIONS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES AU CANADA

#### *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*

22. (1) Toute unité de forage doit
- a) être munie de cuvettes d'écoulement, de bordures, de chenaux et autres accessoires nécessaires à la prévention de la pollution de l'eau par suite d'un déversement ou d'une fuite de combustible ou de produits chimiques à bord de l'unité de forage; et
  - b) être dotée des moyens de brûler, ventiler, emmagasiner, transporter ou autrement éliminer les déchets conformément aux articles 137 à 139.
- (2) L'exploitant de toute unité de forage doit s'assurer qu'elle possède un système efficace de collecte du pétrole rejeté dans les carters de l'unité.
137. L'exploitant doit s'assurer que tous les déchets, les fluides de forage et les débris de forage produits à un emplacement de forage sont manutentionnés et évacués d'une façon approuvée par le Directeur [*délégué à l'exploitation*] et qui ne met pas en danger la sécurité, la santé ni l'environnement.
138. L'exploitant doit s'assurer que : . . .
- c) dans le cas d'un puits au large des côtes,
    - (i) le combustible, pétrole ou lubrifiant de rebut est recueilli dans des contenants fermés conçus à cette fin, et
    - (ii) les matières pétrolières et le pétrole de rebut en stockage, qui ne sont pas brûlés sur l'emplacement de forage, sont transportés sur terre dans un contenant approprié pour y être éliminés.

139. L'exploitant doit s'assurer que

- a) toutes les eaux résiduaires, les déchets de cuisine et les autres déchets domestiques qui peuvent contribuer à la pollution sont éliminés d'une façon approuvée par le Directeur [*délégué à l'exploitation*];
- b) aucun rebut de combustible n'est brûlé sur un emplacement de forage sauf lorsque des précautions ont été prises pour s'assurer que le feu ne compromet pas la sécurité du puits ou du personnel;
- c) l'acide utilisé ou en surplus est éliminé d'une façon approuvée par le Directeur [*délégué à l'exploitation*]; et
- d) dans le cas d'un puits au large des côtes, tous les rebuts non combustibles, y compris le verre, les fils, les métaux de rebut et les plastiques sont transportés à un port pour y être éliminés.

***Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada***

8. (3) Pour l'application de l'alinéa 5.1(3)*b*) de la Loi, la seconde partie du plan de mise en valeur doit contenir : ...

- f) les plans de traitement et d'élimination des déchets;

9. (2) L'autorisation d'exécuter des travaux de production est donnée sous réserve de l'approbation par le délégué, conformément au paragraphe 60(4) . . . d'un plan de protection de l'environnement.

18. (1) En plus de respecter l'article 220 du *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*, l'exploitant d'un puits de mise en valeur doit achever et exploiter ce puits d'une manière qui soit conforme à de saines pratiques techniques et qui assure . . .

- c) la protection de l'environnement;

58. (1) Il est interdit à l'exploitant d'utiliser un système de rejet à la mer de l'eau extraite d'un puits, sauf si le système est conçu et entretenu de façon à garantir que la

teneur moyenne en pétrole de cette eau ne dépasse pas la limite moyenne mensuelle ou le volume quotidien maximal spécifiés dans les conditions de l'autorisation d'exécuter des travaux de production applicable à l'exploitation qui a produit l'eau.

- (2) Il est interdit à l'exploitant d'éliminer l'eau traitée, sauf si celle-ci est d'une qualité égale ou supérieure à celle qui se trouve en deçà des limites de contamination indiquées dans les conditions de l'autorisation d'exécuter des travaux de production applicable à l'exploitation qui a produit l'eau.
- (3) L'exploitant d'un ouvrage de production doit mettre en oeuvre des méthodes convenables d'échantillonnage et d'analyse afin de garantir que la qualité de l'eau extraite d'un puits et de l'eau traitée est conforme aux conditions de l'autorisation d'exécuter des travaux de production applicable à l'exploitation qui a produit l'eau.

60. (1) L'exploitant doit soumettre au délégué, en la forme et de la manière que celui-ci juge acceptables, les plans suivants : . . .

- b) un plan de protection de l'environnement qui porte sur la protection du milieu naturel contre le pétrole et le gaz, les polluants ou les déchets dégagés, émis ou éliminés au cours des travaux de production; . . .

(4) Le délégué approuve les plans visés au paragraphe (1) s'il est convaincu que leur mise à exécution : . . .

- b) dans le cas du plan de protection de l'environnement, assure une protection de l'environnement acceptable;

## ANNEXE II

### EXTRAITS DES RÈGLEMENTS D'APPLICATION DE LA LOI DE MISE EN OEUVRE DE L'ACCORD ATLANTIQUE CANADA-TERRE-NEUVE

#### *Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*

16. (1) L'installation de forage doit :
- a) être munie de cuvettes, de voies d'écoulement, de bordures et des autres accessoires nécessaires à la prévention de la pollution de l'eau par suite d'un rejet ou d'une fuite de combustible ou de produits chimiques à son bord;
  - b) être dotée des moyens de brûler, de ventiler, de stocker, de transporter ou d'éliminer autrement les déchets conformément aux articles 112 à 114.
112. L'exploitant [*d'une installation de forage*] doit s'assurer que tous les déchets, les fluides de forage et les déblais de forage produits à un emplacement de forage sont manutentionnés et éliminés d'une façon :
- a) qui ne présente pas de risque pour la sécurité, la santé ou le milieu naturel;
  - b) qui est approuvée par l'Office ou son mandataire.
113. L'exploitant doit s'assurer que : . . .
- c) le combustible, pétrole ou lubrifiant de rebut est recueilli dans un circuit fermé conçu à cette fin;
  - d) les matières pétrolières et le pétrole de rebut stockés qui ne sont pas brûlés à l'emplacement de forage sont transportés à terre dans un contenant convenable pour y être éliminés de la façon voulue.

114. L'exploitant doit s'assurer que :
- a) les eaux usées, les déchets de cuisine et les autres déchets domestiques qui peuvent contribuer à la pollution sont éliminés d'une façon approuvée par l'Office ou son mandataire;
  - b) aucun combustible de rebut n'est brûlé à l'emplacement de forage sauf lorsque des précautions ont été prises pour s'assurer que le feu ne compromet pas la sécurité du puits ou du personnel;
  - c) l'acide épuisé ou excédentaire est éliminé d'une façon approuvée par l'Office ou son mandataire;
  - d) les rebuts non combustibles, y compris le verre, les fils, les métaux de rebut et les plastiques, sont transportés à un port pour y être éliminés de la façon voulue.

***Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve***

8. (1) L'autorisation d'exécuter des travaux de production est subordonnée aux conditions suivantes : . . .
- d) il existe un plan de protection de l'environnement.
16. (1) En vue d'assurer l'exploitation en toute sécurité d'un puits d'exploitation, l'exploitant doit l'exploiter d'une manière qui soit conforme au présent règlement et qui assure . . .
- c) la protection de l'environnement;
49. (1) L'exploitant [*d'une installation de production*] doit s'assurer que les déchets produits et stockés à l'emplacement de production sont traités, manutentionnés et éliminés en conformité avec le plan de protection de l'environnement.
51. (2) L'exploitant doit établir et soumettre au délégué à l'exploitation un plan de protection de l'environnement qui porte sur la protection du milieu naturel et qui comprend : . . .

- c) une description de l'équipement et des procédures de traitement, de manutention et d'élimination des déchets;
  - d) des programmes de surveillance permettant de vérifier que la composition des déchets rejetés est conforme aux limites indiquées dans le plan de protection de l'environnement;
- (5) Le délégué à l'exploitation approuve le plan de protection de l'environnement soumis aux termes du paragraphe (2), y compris toutes ses modifications, lorsque son application assure la protection du milieu naturel.

## ANNEXE III

### EXTRAITS DES RÈGLEMENTS D'APPLICATION DE LA LOI DE MISE EN OEUVRE DE L'ACCORD CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

#### *Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtère de la Nouvelle-Écosse*

16. (1) L'installation de forage doit :
- a) être munie de cuvettes, de voies d'écoulement, de bordures et des autres accessoires nécessaires à la prévention de la pollution de l'eau par suite d'un rejet ou d'une fuite de combustible ou de produits chimiques à son bord;
  - b) être dotée des moyens de brûler, de ventiler, de stocker, de transporter ou d'éliminer autrement les déchets conformément aux articles 112 à 114.
112. L'exploitant [*d'une installation de forage*] doit s'assurer que tous les déchets, les fluides de forage et les déblais de forage produits à un emplacement de forage sont manutentionnés et éliminés d'une façon :
- a) qui ne présente pas de risque pour la sécurité, la santé ou le milieu
  - b) qui est approuvée par l'Office ou son mandataire.
113. L'exploitant doit s'assurer que : . . .
- c) le combustible, pétrole ou lubrifiant de rebut est recueilli dans un circuit fermé conçu à cette fin;
  - d) les matières pétrolières et le pétrole de rebut stockés qui ne sont pas brûlés à l'emplacement de forage sont transportés à terre dans un contenant convenable pour y être éliminés de la façon voulue.



114. L'exploitant doit s'assurer que :
- a) les eaux usées, les déchets de cuisine et les autres déchets domestiques qui peuvent contribuer à la pollution sont éliminés d'une façon approuvée par l'Office ou son mandataire;
  - b) aucun combustible de rebut n'est brûlé à l'emplacement de forage sauf lorsque des précautions ont été prises pour s'assurer que le feu ne compromet pas la sécurité du puits ou du personnel;
  - c) l'acide épuisé ou excédentaire est éliminé d'une façon approuvée par l'Office ou son mandataire;
  - d) les rebuts non combustibles, y compris le verre, les fils, des métaux de rebut et les plastiques, sont transportés à un port pour y être éliminés de la façon voulue.

***Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse***

8. (2) L'autorisation d'exécuter des travaux de production est subordonnée aux conditions suivantes :
- d) il existe un plan de protection de l'environnement;
16. (1) En vue d'assurer l'exploitation en toute sécurité d'un puits d'exploitation, l'exploitant doit l'exploiter d'une manière qui soit conforme au présent règlement et qui assure . . .
- c) la protection de l'environnement;
49. (1) L'exploitant [*d'une installation de production*] doit s'assurer que les déchets produits et stockés à l'emplacement de production sont traités, manutentionnés et éliminés en conformité avec le plan de protection de l'environnement.
51. (2) L'exploitant doit établir et soumettre au délégué à l'exploitation un plan de protection de l'environnement qui porte sur la protection du milieu naturel et qui comprend :

- c) une description de l'équipement et des procédures de traitement, de manutention et d'élimination des déchets;
  - d) des programmes de surveillance permettant de vérifier que la composition des déchets rejetés est conforme aux limites indiquées dans le plan de protection de l'environnement;
- (5) Le délégué à l'exploitation approuve le plan de protection de l'environnement soumis aux termes du paragraphe (2), y compris toutes ses modifications, lorsque son application assure la protection du milieu naturel.