

Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

**CNSOPB**



CANADA-NOVA SCOTIA  
OFFSHORE PETROLEUM BOARD

CANADA-NEWFOUNDLAND  
and LABRADOR  
**OFFSHORE  
PETROLEUM  
BOARD**

## Directives sur le traitement des déchets extracôtiers

15 décembre 2010

Renseignements :

ONÉ  
444, Septième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2P 0X8  
Tél. : 403-292-4800  
Fax : 403-292-5503

OCTHE  
Place TD, 5<sup>e</sup> étage,  
140, rue Water  
St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)  
A1C 6H6  
Tél. : 709-778-1400  
Fax : 709-778-1473

OCNÉHE  
6<sup>e</sup> étage, Centre TD,  
1791, rue Barrington  
Halifax (Nouvelle-Écosse) B3J 3K9  
Tél. : 902-422-5588  
Fax : 902-422-1799

ISBN : 978-1-100-17490-7

Canada

Pour soumettre des commentaires, suggestions ou propositions d'amélioration :

**Division de la coordination des politiques et des règlements**  
**Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers**  
**Place TD, 5<sup>e</sup> étage**  
**140, rue Water**  
**St. John's (Terre-Neuve) A1C 6H6**

Courriel : [information@cnlopb.nl.ca](mailto:information@cnlopb.nl.ca)

## Avant-propos

L'Office national de l'énergie, l'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers ont élaboré les présentes directives pour aider les exploitants à gérer les déchets de forage et de production d'hydrocarbures dans les zones extracôtières assujetties à leur réglementation. Ces directives ont été rédigées conjointement par les trois Offices, avec l'aide d'un groupe de travail constitué de représentants des administrations gouvernementales, de l'industrie et du grand public (voir l'annexe A).

Les Offices peuvent élaborer ou adopter des directives, des normes et des pratiques recommandées en guise de soutien ou de complément à leurs règlements. Les Offices visent ainsi à fournir plus d'information et à orienter les exploitants pour qu'ils comprennent mieux les attentes des Offices en termes de réaction et de conformité aux exigences réglementaires. La section 1.2 contient des indications sur les dispositions pertinentes de la réglementation applicable aux opérations pétrolières et gazières extracôtières au Canada.

La publication de directives et de bulletins d'application ou textes interprétatifs afférents à des règlements est autorisée par le paragraphe 5.3(1) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, le paragraphe 156(1) de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et l'article 151.1 de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve (les Lois)*.

Dans bien des cas, une directive précise un moyen ou une méthode permettant de se conformer à la réglementation. Les moyens et méthodes peuvent reposer sur un certain nombre de critères :

- les prescriptions incontournables d'un règlement;
- l'expérience des Offices sur la façon de se conformer à la réglementation; ou
- les pratiques exemplaires de l'industrie.

Il importe de noter qu'une directive n'est pas un texte réglementaire et que les moyens ou méthodes qu'on y décrit ne sont présentés qu'à titre d'exemples. L'exploitant n'est donc pas tenu d'employer ces moyens ou méthodes. Il incombe toutefois à l'exploitant de se conformer à la réglementation applicable et d'être en mesure de prouver à l'Office compétent la pertinence et l'efficacité des méthodes utilisées pour le faire.

**Table des matières**

Avant-propos.....	ii
Sigles et abréviations .....	iv
Définitions .....	v
1 Introduction .....	1
1.1 Objet et portée des directives .....	2
1.2 Cadre de réglementation .....	3
1.3 Réduction des déchets au minimum .....	4
1.4 Identification, surveillance et signalement des évacuations.....	5
1.4.1 Identification .....	5
1.4.2 Surveillance ordinaire et rapports .....	6
1.4.3 Rapport sur les dépassements .....	6
2 Attentes de rendement en matière de déchets particuliers .....	7
2.1 Émissions atmosphériques .....	7
2.1.1 Gaz à effet de serre .....	7
2.1.2 Autres émissions atmosphériques .....	8
2.2 Eau produite.....	8
2.2.1 Traitement et surveillance.....	9
2.2.2 Caractérisation de l'eau produite .....	10
2.3 Boue de forage .....	10
2.4 Déchets solides de forage.....	11
2.5 Eau de ballast rejetée .....	13
2.6 Eau de cale .....	13
2.7 Eau de lestage .....	14
2.8 Eau de pont.....	15
2.9 Sable associé.....	15
2.10 Fluides de traitement des puits .....	16
2.11 Eau de refroidissement .....	17
2.12 Saumure provenant du dessalement .....	17
2.13 Eau usée et déchets de cuisine .....	17
2.14 Eau d'essai des systèmes de lutte contre l'incendie .....	18
2.15 Évacuations à partir de systèmes sous-marins.....	18
2.16 Évacuations découlant de l'installation et de l'entretien des systèmes sous-marins .....	19
2.17 Matières radioactives naturelles.....	20
3 Mélange de déchets évacués .....	21
4 Points d'évacuation.....	22
5 Compétences des laboratoires d'analyse .....	23
6 Références .....	24
6.1 Lois et règlements.....	24
6.2 Autres références.....	25
Annexe A Organisations membres du groupe de travail.....	27
Annexe B Approche méthodologique visant la détermination de la teneur moyenne en pétrole de l'eau produite sur une période de 24 heures....	28

## **Sigles et abréviations**

CALA	Canadian Association for Laboratory Accreditation
CCN	Conseil canadien des normes
DTDE	Directives sur le traitement des déchets extracôtiers
ISO	Organisation internationale de normalisation
LCÉE	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
LMAACTN	<i>Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve</i>
LMACNÉHE <sup>1</sup>	<i>Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers</i>
LOPC	<i>Loi sur les opérations pétrolières au Canada</i>
MRN	matière radioactive naturelle
OCNÉHE	Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
OCTLHE	Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
ONÉ	Office national de l'énergie
PPE	plan de protection de l'environnement

---

<sup>1</sup> Dans le présent document, la LMAACTN et la LMACNÉHE font référence aux versions fédérale et provinciale des lois pertinentes. La section 1.2 des Directives contient une description des dispositions pertinentes du régime de réglementation qui s'applique aux opérations pétrolières et gazières extracôtières au Canada.

## Définitions

Les définitions qui suivent sont extraites des *Lois* et/ou des *Règlements* pour la commodité du lecteur. La section 1.2 des présentes contient des indications sur les dispositions pertinentes de la réglementation applicable aux opérations pétrolières et gazières extracôtières menées au Canada. Un renvoi à une norme internationale ou à un document semblable est ajouté lorsqu'une définition en est tirée.

autorisation <sup>2</sup>	autorisation délivrée par un Office en vertu de l'alinéa 5(1) <i>b</i> ) de la LOPC, de l'alinéa 142(1) <i>b</i> ) de la LMACNÉHE et de l'alinéa 138(1) <i>b</i> ) de la LMAACTN
boue à base d'eau (BBE)	fluide de forage dont la phase continue est composée d'eau à laquelle diverses substances ont été ajoutées
boue à base d'huile (BBH)	fluide de forage dont la phase continue est un produit obtenu par distillation du pétrole (p. ex., de l'huile diesel ou de l'huile minérale)
boue à base d'huile minérale améliorée (BBHMA)	fluide de forage dont la phase continue est un distillat de pétrole hautement purifié et dont la teneur totale en hydrocarbures aromatiques polycycliques devrait être inférieure à 10 mg/kg, relativement non toxique dans les milieux marins et biodégradable dans des conditions aérobie
boue à base de produit synthétique (BBPS)	fluide de forage dont la phase continue est composée d'un ou plusieurs fluides produits par la réaction d'une charge d'alimentation chimique purifiée particulière, et non par une séparation physique comme le fractionnement, la distillation et des réactions chimiques mineures comme le craquage et le traitement hydraulique, et qui devrait être de teneur totale en hydrocarbures aromatiques polycycliques inférieure à 10 mg/kg, relativement non toxique dans les milieux marins et biodégradable dans des conditions aérobie
CO <sub>2</sub>	dioxyde de carbone, composé chimique constitué de deux atomes d'oxygène liés par convalence à un seul atome de carbone
déchets <sup>2</sup>	s'entend des détritits, rebuts, eaux usées, fluides résiduels ou autres matériaux inutilisables produits au cours des activités de forage, des travaux relatifs à un puits ou des travaux de production, y compris les fluides

---

<sup>2</sup> Définition tirée du paragraphe 1.(1) des *Règlements*.

	et les déblais de forage usés ou excédentaires, ainsi que l'eau produite
équivalent CO <sub>2</sub> <sup>3</sup>	unité de masse d'un gaz à effet de serre émis sans CO <sub>2</sub> ou d'un mélange gazeux émis comme s'il s'agissait de CO <sub>2</sub> , compte tenu du potentiel relatif d'échauffement de la planète du gaz ou du mélange gazeux comparativement au potentiel d'échauffement de la planète du CO <sub>2</sub>
exploitant <sup>2</sup>	personne qui est titulaire à la fois d'un permis de travaux délivré en vertu de l'alinéa 5(1)a) de la LOPC, du paragraphe 142.(1) de la LMACNÉHE et de l'alinéa 138(1)a) de la LMAACTN, et d'une autorisation
Lois	<i>Les Lois de mise en œuvre des Accords et la Loi sur les opérations pétrolières au Canada.</i>
<i>Lois de mise en œuvre des Accords</i>	<i>La Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, la Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act, la Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve et la Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation (Newfoundland and Labrador) Act</i>
milieu naturel <sup>2</sup>	milieu physique et biologique
Office	désigne selon le cas l'Office national de l'énergie, l'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers ou l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
plan de mise en valeur	plan de mise en valeur approuvé par un Office aux termes du paragraphe 5,1(4) de la LOPC, du paragraphe 143(4) de la de la LMACNÉHE et du paragraphe 139(4) de la LMAACTN
pollution <sup>2</sup>	introduction dans le milieu naturel de toute substance ou forme d'énergie au-delà des limites applicables à l'activité visée par l'autorisation. La présente définition vise également les déversements.

---

<sup>3</sup> Environnement Canada (2010), *Déclaration des émissions de gaz à effet de serre : Déclaration des données sur les émissions de 2009*, publiée par la Division de gaz provoquant l'effet de serre, Environnement Canada, Gatineau QC

*Règlements*

désigne selon le cas le *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, le *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse* et le *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*

## 1 Introduction

Les Directives sur le traitement des déchets extracôtiers (DTDE), édition 2010, énoncent des recommandations sur les pratiques de gestion des déchets par les exploitants d'entreprises qui exercent des activités de forage et de production d'hydrocarbures dans les zones extracôtières du Canada. Les déchets dont il est question dans ces directives comprennent les effluents, les émissions et les déchets solides normalement associés à l'exploitation d'installations de forage et de production d'hydrocarbures.

Ces directives remplacent les documents suivants :

- *Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers* (2002)
- *Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers* (septembre 1996);
- *Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière* (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).

Avant d'élaborer ces directives, les rédacteurs ont passé en revue les pratiques de réglementeurs du Canada et de l'étranger au sujet de la gestion des déchets évacués par les installations extracôtières. Ils ont également tenu compte des recherches effectuées dans le monde sur les démarches et techniques de gestion des déchets, des exigences en matière de protection de l'environnement et des programmes de surveillance des effets sur l'environnement. Les résultats de cette revue leur ont permis d'évaluer dans quelle mesure les techniques de traitement et méthodes d'élimination des déchets, ainsi que les cibles de teneur en certaines substances, étaient adéquates en vue de la protection du milieu extracôtier.

Les Offices prévoient revoir ces directives cinq ans après qu'elles auront été publiées afin d'assurer qu'elles reflètent les avancements importants des connaissances scientifiques et techniques. Une revue pourrait avoir lieu avant ce délai de cinq ans si la surveillance des effets environnementaux ou les résultats de recherches indiquent que le risque environnemental de l'évacuation des déchets est plus élevé que prévu par rapport aux attentes décrites dans les présentes directives. D'autres revues pourraient être envisagées sur demande écrite d'administrations gouvernementales, de l'industrie ou du public.

## 1.1 Objet et portée des directives

L'objet de ces directives est d'aider les exploitants à comprendre les buts, les objectifs et les exigences des lois et règlements applicables, et de préciser les attentes des Offices au sujet de la gestion des déchets de forage et de production dans les régions relevant de leur compétence respective. La section 1.2 des présentes contient des indications sur les dispositions pertinentes de la réglementation applicable aux opérations pétrolières et gazières extracôtiers au Canada.

Le plan de protection de l'environnement (PPE) qui accompagne une demande d'autorisation est le document par lequel l'exploitant détermine les procédés de gestion des évacuations de déchets dans le milieu naturel. Un document d'orientation distinct concernant la rédaction d'un PPE<sup>4</sup> a été publié (en anglais seulement). Les DTDE servent de complément aux lignes directrices sur les PPE et leur portée se limite à la gestion des déchets évacués par les installations de forage et de production extracôtiers.

Il est à noter en outre qu'elles ne tiennent pas compte de ce qui suit :

- les cibles de rendement des installations de forage et de production en termes d'énergie dégagée dans le milieu naturel sous forme de lumière, de chaleur et de bruit. Si l'évaluation environnementale d'une activité de forage ou de production projetée révèle des dangers pour l'environnement résultant d'un ou plusieurs des paramètres ci-dessus, l'exploitant devrait prendre en compte l'atténuation de ces dangers, y compris les restrictions s'appliquant aux évacuations s'il y a lieu, dans le PPE;
- les cibles de rendement en matière de déchets produits en mer mais transportés à terre pour élimination;
- les questions de santé et de sécurité des travailleurs en mer liées aux substances décrites dans les présentes directives. Il incombe à l'exploitant d'élaborer des plans de sécurité et de gérer les questions de santé et de sécurité en fonction des travaux ou de l'activité autorisés.

L'exploitant qui, dans des circonstances exceptionnelles, prévoit évacuer des déchets non prévus par son PPE doit communiquer avec l'Office compétent pour faire modifier l'autorisation en conséquence. Aucune substance ne devrait être évacuée à moins que l'Office compétent ait déterminé que cette évacuation est acceptable.

---

<sup>4</sup> Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, *Environmental Protection Plan Guidelines*, 31 décembre 2009, au [http://www.cnsopb.ns.ca/pdfs/Draft\\_Environmental\\_Protection\\_Guidelines\\_2009.pdf](http://www.cnsopb.ns.ca/pdfs/Draft_Environmental_Protection_Guidelines_2009.pdf) et au [http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/guidelines/env\\_pp\\_guide.pdf](http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/guidelines/env_pp_guide.pdf) respectivement

## 1.2 Cadre de réglementation

Les cadres de réglementation auxquels sont assujetties les activités pétrolières et gazières des diverses régions extracôtiers du Canada comportent de grandes similitudes. Dans les régions extracôtiers de Terre-Neuve et du Labrador, ces activités sont du ressort de l'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers aux termes des *Lois de mise en œuvre des Accords*<sup>5,6</sup>. Dans les régions extracôtiers de la Nouvelle-Écosse, elles relèvent de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers suivant ces mêmes lois<sup>7,8</sup>. Enfin, l'Office national de l'énergie est chargé de réglementer les activités pétrolières et gazières dans les autres régions pionnières du Canada<sup>9</sup>.

Les *Lois* obligent quiconque propose d'effectuer des travaux ou une activité liés à l'exploration ou la production pétrolières ou gazières dans une région pionnière à en demander l'autorisation à l'Office compétent. Outre de devoir être conformes aux dispositions des *Lois* sur les activités pétrolières et gazières dans les régions pionnières, les activités de forage et de production projetées dans une zone extracôtiers doivent faire l'objet d'une évaluation environnementale en application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*<sup>10</sup>, de la *Loi concernant l'Accord sur les revendications territoriales du Nunavut*<sup>11</sup>, de la *Convention définitive des Inuvialuit*<sup>12</sup> ou de l'*Accord sur les revendications territoriales des Inuit du Labrador*<sup>13</sup>, selon le cas, pour qu'une autorisation puisse être délivrée.

Des règlements sur le forage et la production<sup>14,15,16</sup> (les *Règlements*) ont été promulgués en vertu de chaque *Loi*. Il y a trois versions fédérales des *Règlements* (et deux versions provinciales qui constituent le pendant de leur version fédérale respective). Les renvois aux *Règlements* qui figurent aux

---

<sup>5</sup> *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve*, L.C. 1987, ch. 3

<sup>6</sup> *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation (Newfoundland and Labrador) Act*, R.S.N 1990, ch. C-2

<sup>7</sup> *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, L.C. 1988, ch.2

<sup>8</sup> *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*, S.N.S. 1987, ch. 3

<sup>9</sup> *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, L.R. 1987, ch. O-7

<sup>10</sup> *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, L.C. 1992, ch. 37

<sup>11</sup> *Loi concernant l'Accord sur les revendications territoriales du Nunavut*, L.C. 1993, ch. 29

<sup>12</sup> *Loi sur le règlement des revendications des Inuvialuit de la région ouest de l'Arctique*, L.C. 1984, ch. 24

<sup>13</sup> *Loi sur l'Accord sur les revendications territoriales des Inuit du Labrador*, 2005, ch. 27

<sup>14</sup> *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315

<sup>15</sup> *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtiers de Terre-Neuve*, DORS/2009-316

<sup>16</sup> *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtiers de la Nouvelle-Écosse*, DORSR/2009-317

présentes ont été passés en revue et tous les articles auxquels il est fait renvoi sont les mêmes dans les trois versions fédérales.

Les *Règlements* exigent que l'exploitant qui présente une demande d'autorisation y joigne un PPE dans lequel sont traitées les évacuations de déchets dans le milieu naturel :

9. Le plan de protection de l'environnement doit prévoir les procédures, les pratiques, les ressources et les mesures de surveillance nécessaires pour gérer les dangers pour l'environnement et protéger celui-ci des activités projetées et doit en outre comporter :
  - h) une description de l'équipement et des procédés de traitement, de manutention et d'élimination des déchets;
  - i) une description de toutes les voies d'évacuation et des limites relatives à toute évacuation dans le milieu naturel, y compris les évacuations de déchets;
  - j) une description du système de contrôle des limites d'évacuation visées à l'alinéa i), y compris le programme d'échantillonnage et d'analyse servant à vérifier si les limites sont respectées.

L'exploitant soumet son PPE à l'appui de sa demande d'autorisation. Entre autres fonctions, le PPE fait état des mécanismes de gestion des évacuations, y compris l'évacuation de déchets, dans le milieu naturel en cours d'exercice des activités prévues par l'autorisation. Il est important de bien comprendre que lorsqu'un Office délivre une autorisation, il faut que les limites d'évacuation indiquées dans le PPE soient respectées et qu'en pareil cas, il y a conformité quelles que soient les cibles de rendement cibles contenues dans les présentes directives.

Dans le cadre de son examen d'un PPE, ou des documents supplémentaires nécessaires pour que le PPE réponde aux exigences, l'Office tient compte des méthodes et cibles de rendement décrits aux présentes pour évaluer la suffisance du plan en ce qui concerne la gestion de l'évacuation des déchets dans l'environnement. Toutefois, les directives ne constituent pas un texte réglementaire et l'exploitant a le loisir de proposer d'autres mesures pour atteindre les buts visés par les *Règlements*.

### **1.3 Réduction des déchets au minimum**

Il est attendu de l'exploitant exerçant des activités extracôtieres qu'il prenne toutes les mesures raisonnables possibles pour réduire au minimum la quantité de déchets produits en cours d'exploitation et la quantité de substances éventuellement préoccupantes sur le plan de l'environnement que ces déchets contiennent. Plus précisément, l'exploitant devrait s'efforcer de réduire ce qui suit :

- la quantité de déchets produits et évacués en mer;
- la quantité d'effluents au minimum requis;
- les teneurs en substances éventuellement préoccupantes sur le plan de l'environnement contenues dans les effluents, par la gestion des procédés et par des modes de traitement efficaces;
- la toxicité des flux d'effluents par une maîtrise efficace à la source durant l'étape de sélection des produits chimiques.

Eu égard à la maîtrise à la source et à la sélection des produits chimiques dont l'utilisation est prévue en mer, les *Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtiers*<sup>17</sup> décrivent un processus permettant d'atteindre cet objectif.

Les exigences de production de rapports sur les efforts consacrés à réduire au minimum les déchets évacués dans le milieu naturel sont traitées dans les textes d'orientation sur la production d'un PPE.

Dans la mesure où les présentes directives comprennent des cibles de rendement concernant la teneur en déchets des matières évacuées ou les quantités de déchets, elles visent à préciser les attentes des Offices relativement au rendement minimum. Conformément aux dispositions sur l'élimination des déchets et l'amélioration constante énoncées aux alinéas 5(2)b) et 5(2)i) des *Règlements*, les Offices s'attendent à ce que les exploitants s'efforcent de réduire au minimum les teneurs en déchets des matières évacuées et les quantités de déchets évacués dans l'environnement et qu'ils adoptent des pratiques exemplaires de gestion et de traitement des déchets.

### **1.4 Identification, surveillance et signalement des évacuations**

#### **1.4.1 Identification**

Pour qu'il soit conforme à l'alinéa 9i) des *Règlements*, le PPE doit contenir l'inventaire de toutes les voies d'évacuations dans le milieu naturel et les limites, qualitatives ou quantitatives, que l'exploitant imposera pour chacune. Chaque lieu d'évacuation devrait être indiqué.

La section 2 des présentes énonce les catégories de déchets typiquement associés aux activités de forage et de production, de même que les attentes des

---

<sup>17</sup> Office national de l'énergie, Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, *Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtiers*, avril 2009, respectivement au <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/ctsndrgltn/rgltnsndgdlnsprsntthtrct/ffshrchmclslctngdln2009/ffshrchmclslctngdln2009-fra.pdf>, au <http://www.cnsopb.ns.ca/pdfs/chemicalguidelines.pdf> et au <http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/guidelines/ocsg.pdf>

Offices à leur égard. Les exploitants sont priés de noter que cette liste n'est pas nécessairement exhaustive et que s'il est envisagé d'évacuer des déchets qui n'y figurent pas, il faudrait qu'ils soient également décrits dans leur PPE.

### 1.4.2 Surveillance ordinaire et rapports

L'alinéa 9j) des *Règlements* exige que le PPE comprenne un système de contrôle des limites d'évacuation pour vérifier qu'elles sont respectées. Les attentes des Offices sont décrites à plusieurs endroits dans la section 2. Les programmes de contrôle devraient également prévoir, autant qu'il est pratique de le faire, la mesure ou le calcul des quantités, en chiffres absolus, de pétrole et d'autres contaminants contenus dans les déchets évacués.

Lorsque des limites d'évacuation qualitatives ou quantitatives particulières sont indiquées dans le PPE en conformité avec l'alinéa 9j), l'exploitant devrait signaler les résultats de son programme de contrôle à l'Office compétent tous les mois. Il est fortement recommandé de le faire par voie électronique.

### 1.4.3 Rapport sur les dépassements

Les attentes en matière de rapports de dépassement des limites indiquées dans le PPE de l'exploitant pour ce qui concerne les installations relevant de l'OCTLHE et de l'OCNÉHE sont décrites dans la directive intitulée *Guideline for the Reporting and Investigation of Incidents*<sup>18</sup>. Pour ce qui est des zones relevant de l'ONÉ, l'exploitant devrait s'adresser à ce dernier pour connaître ses exigences<sup>19</sup>.

---

<sup>18</sup> Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, *Guideline for the Reporting and Investigation of Incidents*, juin 2009, respectivement au <http://www.cnsopb.ns.ca/pdfs/incrptgl.pdf> et au <http://www.cnlopb.snl.ca/pdfs/guidelines/incrptgl.pdf>

<sup>19</sup> La procédure de déclaration d'incident survenu dans un territoire de compétence de l'ONÉ est prévue au *Code canadien du travail*, partie II, au *Règlement sur la santé et la sécurité au travail (pétrole et gaz)* et à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et ses règlements d'application. L'ONÉ est en voie d'élaborer sa propre procédure de déclaration d'incident.

## **2 Attentes de rendement en matière de déchets particuliers**

La présente section des Directives traite des cibles de rendement relatives aux teneurs en déchets des matières évacuées. Elle porte en outre sur les éventuelles méthodes de traitement et méthodes d'échantillonnage et d'analyse des effluents. D'après les connaissances et l'expérience auxquelles les Offices ont accès, la teneur en déchets des matières évacuées et les modes d'évacuation précisés dans les présentes directives ne sont pas susceptibles d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants dans les zones extracôtières où des activités pétrolières sont envisagées pour un avenir rapproché. De plus, il est jugé que les cibles de rendement recommandées aux présentes pour ce qui est de la teneur en déchets particuliers sont atteignables au moyen de pratiques exemplaires éprouvées et possibles en matière de gestion et de traitement des déchets.

Chaque projet de forage et de production est unique. L'évaluation environnementale antérieure à la mise en branle d'un projet devrait permettre de répertorier les sensibilités environnementales éventuelles, tandis que les programmes de surveillance des effets environnementaux visent les forages d'exploitation ou la production. Dans les zones où l'évaluation environnementale révèle des sensibilités environnementales accrues ou la surveillance des effets environnementaux permet de détecter des indices d'effets négatifs imprévus sur le milieu naturel, il pourrait être nécessaire d'exiger des démarches différentes pour l'élimination des déchets, ou des cibles de rendement plus rigoureuses eu égard aux teneurs en déchets des matières évacuées. L'exploitant devrait en tenir compte dans son PPE et pourrait envisager ce qui suit : modifier ses programmes d'échantillonnage, d'analyse et de rapport; adopter des techniques de traitement des déchets plus perfectionnées ou non conventionnelles; déplacer les lieux d'évacuation; ou utiliser des formations souterraines pour l'élimination des déchets plutôt que le milieu marin afin de prévenir les effets négatifs.

### **2.1 Émissions atmosphériques**

Les Offices réglementent les émissions atmosphériques des installations se trouvant dans les régions pionnières canadiennes, y compris l'établissement de limites de brûlage à la torche. Les Offices n'avaient pas l'intention de reproduire les processus de réglementation gouvernementaux en matière d'émissions atmosphériques dans les Directives. Ces dernières se concentrent uniquement sur les activités de réglementation des Offices en la matière.

#### **2.1.1 Gaz à effet de serre**

L'exploitant d'installation de production devrait inclure dans sa demande d'autorisation de mise en valeur les quantités estimatives annualisées des gaz à

effet de serre (CO<sub>2</sub> ou équivalent CO<sub>2</sub>) qui seront émises par son installation extracôtière, ainsi que préciser sa stratégie de contrôle et de réduction de ces émissions. Fidèle au principe d'amélioration continue et d'élimination maximale des déchets, l'exploitant devrait prévoir dans son PPE une revue et une mise à jour périodiques de cette stratégie, de même qu'un rapport des résultats à l'Office compétent.

Chaque Office peut établir des limites de volume pour les gaz brûlés à la torche aux installations de production extracôtières de son ressort. Les Offices s'attendent à ce que tous les exploitants prennent les mesures nécessaires pour réduire au minimum les quantités de gaz brûlés à la torche et ils les encouragent à élaborer des plans de gestion du brûlage prévoyant la réduction au minimum des quantités de gaz ainsi brûlés.

Le gouvernement du Canada a mis sur pied un système national de quantification des gaz à effet de serre et d'information à ce sujet, et Environnement Canada gère un Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre. Les exploitants qui doivent faire rapport de leurs émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de ce programme n'ont qu'à faire référence à cette obligation pour répondre aux exigences d'information des Offices.

### **2.1.2 Autres émissions atmosphériques**

Environnement Canada administre des règlements visant diverses substances chimiques et classes de substances en application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*<sup>20</sup>. Le gouvernement du Canada a établi des exigences d'information pour un certain nombre de substances qui peuvent être rejetées dans l'atmosphère par des installations industrielles, et il a désigné des cibles de réduction prioritaires pour d'autres substances à l'échelle nationale. La gestion des émissions atmosphériques par rapport à cet ordre de priorité déborde la portée des présentes et les exploitants sont priés de consulter Environnement Canada à ce sujet.

## **2.2 Eau produite**

L'eau produite comprend les eaux de formation, eaux injectées et eaux de procédé extraites en même temps que le pétrole et le gaz durant la production d'hydrocarbures. De plus, une partie des produits chimiques ajoutés pendant le traitement des fluides contenus dans un réservoir pourraient se retrouver dans l'eau produite. Dans la plupart des installations de production extracôtières, cette eau est extraite du flux pétrolier et, après avoir été traitée, est évacuée dans l'eau ou éliminée dans une formation souterraine.

---

<sup>20</sup> *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, 1999, L.C. 1999 ch. 33

### 2.2.1 Traitement et surveillance

Dans le cadre de sa demande d'autorisation de mise en valeur, l'exploitant d'une installation de production devrait faire rapport des exigences techniques relatives au traitement de l'eau produite afin de répondre aux exigences en matière d'évacuation. Il devrait également se pencher sur la faisabilité économique et technique des solutions de recharge à l'évacuation conventionnelle en mer de l'eau produite. L'exploitant devrait examiner les pratiques exemplaires éprouvées et possibles en matière de gestion et de traitement de l'eau produite, afin de réduire la teneur en pétrole de l'eau au plus bas niveau atteignable, ou de réduire ou encore complètement éliminer les évacuations en mer de l'eau produite. L'exploitant devrait comparer régulièrement son rendement en regard des repères internationaux appropriés dans le cadre de son programme d'amélioration continue.

**La cible de rendement relative à l'eau produite devant être évacuée en mer depuis une installation de production est la suivante :**

- **la moyenne pondérée en fonction du volume sur 30 jours de la teneur en pétrole de l'eau produite évacuée ne devrait pas dépasser 30 mg/L;**
- **la moyenne sur 24 heures de la teneur en pétrole de l'eau produite évacuée, calculée au moins deux fois par jour, ne devrait pas dépasser 44 mg/L.**

Les exploitants actuels d'installations de production devraient être en mesure d'atteindre cette cible dans l'année qui suit la publication des présentes directives.

L'eau produite évacuée devrait être échantillonnée et analysée au moins toutes les 12 heures, et les moyennes sur 30 jours et 24 heures devraient être calculées, mais l'exploitant peut décider de réaliser ses échantillons et analyses plus fréquemment. Si l'exploitant prélève et analyse plus fréquemment les échantillons d'eau produite évacuée, il peut utiliser des échantillons prélevés à intervalles réguliers (p. ex., toutes les six heures, toutes les quatre heures, etc.), ou tous les échantillons prélevés au cours de la période de 24 heures précédente pour calculer la teneur moyenne suivant une méthode qui assure une pondération appropriée de chaque échantillon (voir l'annexe B).

L'exploitant aurait intérêt à évaluer l'utilité éventuelle de dispositifs en canalisation automatisés pour l'analyse de la teneur en pétrole de l'eau, ou à fournir des indications d'orientation pour aider à la gestion du système de traitement.

Les méthodes d'échantillonnage et d'analyse du pétrole contenu dans l'eau produite devraient être conformes aux normes intitulées *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 20<sup>e</sup> édition (dans leur version modifiée ou mise à jour), 5520 Oil and Grease, 5520 C Partition-Infrared Method et 5520 F Hydrocarbons<sup>21</sup>. Tous les échantillons d'eau produite, dont l'analyse a pour but d'appuyer la surveillance de la conformité, devraient être prélevés en amont du lieu d'évacuation et en aval de la dernière unité de traitement. Le point de prélèvement devrait être conçu pour la collecte d'un échantillon représentatif.

Les résultats du programme d'échantillonnage et d'analyse, y compris les valeurs individuelles des échantillons, le rendement sur 24 heures, la moyenne pondérée en fonction du volume sur 30 jours et le volume total d'eau produite évacuée, pour chaque jour d'évacuation, devraient être signalés à l'Office compétent tous les mois.

Si des fluides tels que l'éthylèneglycol, le méthanol ou d'autres substances ajoutés pour prévenir la formation d'hydrate et/ou de glace sont contenus dans l'eau produite évacuée, le volume évacué et la teneur moyenne devraient être inclus dans le rapport mensuel d'eau produite.

### **2.2.2 Caractérisation de l'eau produite**

L'exploitant devrait décrire dans son PPE le programme de surveillance des caractéristiques chimiques, et des caractéristiques éventuellement pertinentes sur le plan biologique, de l'eau produite, et la façon dont elles évoluent avec le temps. La caractérisation chimique, dans la mesure du possible, peut emprunter aux programmes d'échantillonnage menés pour les besoins de surveillance des réservoirs. Le programme de surveillance pourrait comporter en outre des essais de toxicité réguliers, des études détaillées sur les composants et/ou des modélisations du comportement ou la participation à des activités de recherche portant directement sur l'évacuation d'eau produite à l'installation de production, ou un agencement quelconque de ces éléments. Les résultats de ce programme devraient être signalés à l'Office compétent au moins une fois l'an.

### **2.3 Boue de forage**

Une boue de forage est un fluide injecté 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 constitue la phase continue, qui forme le fluide de base, et comporte d'autres boues en suspension ou dissoutes. Selon la nature du puits et les exigences techniques, une même boue peut être

---

<sup>21</sup> American Public Health Association (APHA), American Water Works Association & Water Environment Federation (1998), *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 20<sup>e</sup> édition (dans sa version modifiée ou mise à jour), disponible auprès de l'APHA, 800 I Street, NW Washington, DC 20001

utilisée sur toute la hauteur du puits ou il peut se révéler nécessaire de modifier la formulation de cette boue ou d'en utiliser une autre sorte à mesure que le forage progresse.

Toutes les substances constitutives d'une boue de forage sont sélectionnées selon les critères du système de gestion élaboré par l'exploitant suivant les *Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtiers*<sup>22</sup>. Le processus de sélection et les systèmes de gestion des produits chimiques visent à contrôler et gérer à la source la toxicité des produits chimiques utilisés en mer. L'acceptabilité des ingrédients de boue établie en vertu de ce processus de sélection ne signifie pas nécessairement qu'il est permis de les évacuer ou d'évacuer la boue dont ils sont des composantes.

S'il est techniquement possible de le faire, l'exploitant devrait utiliser une boue à base d'eau (BBE) pour le forage de puits et de sections de puits. Les BBE qui ont été utilisées ou qui sont excédentaires peuvent être directement rejetées en mer sans traitement. Le PPE de l'exploitant devrait traiter des plans d'évacuation des BBE. L'exploitant devrait mettre au point des méthodes qui réduisent le besoin d'éliminer ces boues en vrac.

S'il est techniquement justifié de le faire (p. ex., s'il est nécessaire d'améliorer le pouvoir lubrifiant ou d'atténuer l'effet des hydrates de gaz), l'exploitant peut utiliser une boue synthétique (BS) ou une boue à base d'huile minérale améliorée (BBHMA) pour le forage de puits et de sections de puits. Sauf le fluide de base résiduel contenu dans les déblais de forage tel qu'il est indiqué dans le PPE de l'exploitant (voir la section 2.4 des présentes), aucune BS ni BBHMA, ni aucune boue contenant ces composantes en tant que fluide de base, ne devraient être déversées en mer.

Du point de vue environnemental, la boue à base d'huile (BBH) est le fluide de base le moins indiqué, bien qu'elle puisse comporter des avantages pour des sections de trou présentant des difficultés techniques particulières. L'utilisation d'une BBH n'est approuvée que dans des circonstances exceptionnelles. Il est strictement interdit d'évacuer en mer un fluide à base d'huile ou une boue entière contenant un fluide à base d'huile.

### **2.4 Déchets solides de forage**

Les déchets solides ou déblais 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.

---

<sup>22</sup> ONÉ et autres 2009

Les déchets solides de forage associés à l'utilisation d'une BBE peuvent être rejetés en mer sans traitement.

Dans le cadre de sa demande de mise en valeur, l'exploitant qui compte se servir de BS ou de BBHMA pour procéder à un forage d'exploitation devrait analyser la faisabilité technique et économique de l'injection des déchets solides de forage associés dans des formations souterraines aux sites de forage, et faire rapport des résultats. Si l'exploitant a démontré que l'injection des déchets solides de forage résultant de l'utilisation d'une BS ou d'une BBHMA n'est ni techniquement ni économiquement faisable, son PPE devrait préciser de quelle manière ces déchets seront gérés et déversés en mer. L'exploitant devrait gérer les déchets solides de forage de façon à réduire au minimum la teneur en fluide de forage des déblais en recourant à des pratiques exemplaires éprouvées et faisables. Il pourrait faire appel pour ce faire à des solutions techniques pour le traitement de déblais à l'installation, à des stratégies de gestion de la boue à l'installation et au transfert des matières à des installations à terre pour un traitement complémentaire.

Au moment de la publication des présentes directives, d'après les pratiques exemplaires et meilleures technologies existantes à la fois éprouvées et pratiques dans le domaine de la gestion et du traitement des déchets, il serait possible d'abaisser la teneur en pétrole des solides humides à 6,9 g ou moins par 100 g.

**La cible de rendement de la teneur en boue synthétique ou en boue à base d'huile minérale améliorée dans les déblais est la suivante :**

- **la moyenne pondérée en fonction de la masse sur 48 heures de la teneur en boue synthétique ou en boue à base d'huile minérale améliorée dans les déblais ne devrait pas dépasser 6,9 g/100 g d'huile dans les solides humides.**

Les déchets solides de forage associés à l'utilisation d'une BBH ne devraient pas être rejetés en mer. Les Offices estiment que les déblais contenant une BBH devraient être injectés dans le fond du trou ou recueillis et transportés à terre pour être éliminés en conformité avec les normes locales.

La teneur en fluide de base (BS ou BBHMA) non aqueux 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*<sup>23</sup>, et une moyenne mobile sur 48 heures, pondérée en fonction de la

---

<sup>23</sup> American Petroleum Institute (1991), *Procedure for Field Testing Oil Based Drilling Muds*, API Recommended Practice RP 13B-2, Appendix B (dans sa version modifiée ou mise à jour), disponible auprès d'API Publications, IHS, 15 Inverness Way East, c/o Retail Sales, Englewood, CO 80112-5776

masse, devrait être calculée et ce, en grammes d'huile par 100 grammes de solides humides.

Les séries chronologiques des données brutes et des données moyennes devraient être signalées. Le programme de l'exploitant devrait prévoir des prélèvements et des analyses plus fréquents lors des périodes d'exploitation non considérées comme des périodes d'exploitation normale.

## **2.5 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, par pompage, au cours de la production et du déchargement.

**La cible de rendement pour l'eau de ballast évacuée est la suivante :**

- **l'eau de ballast devant être évacuée en mer devrait avoir une teneur en pétrole résiduaire de 15 mg/L ou moins.**

En cas d'évacuation continue, la teneur en pétrole de l'eau devrait être mesurée au moins toutes les 12 heures. Si une évacuation en procédé discontinu est envisagée, l'exploitant devrait mettre au point une méthode d'échantillonnage permettant d'assurer que les échantillons soient représentatifs de la teneur en pétrole de chaque lot évacué.

Les méthodes d'échantillonnage et d'analyse du pétrole dans l'eau devraient être conformes aux normes intitulées *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 20<sup>e</sup> édition (dans leur version modifiée ou mise à jour), 5520 Oil and Grease, 5520 C Partition-Infrared Method et 5520 F Hydrocarbons<sup>24</sup>.

## **2.6 Eau de cale**

L'eau de cale est l'eau de mer qui peut s'être infiltrée dans la structure à divers endroits d'une installation extracôtière et qui peut être contaminée par de l'huile ou d'autres substances provenant des compartiments machines. La cible de rendement pour l'eau de cale est la suivante :

---

<sup>24</sup> APHA et autres 1998

**La cible de rendement pour l'eau de cale est la suivante :**

- **l'eau de cale devant être déversée en mer devrait être traitée de façon à ce que la teneur en pétrole résiduaire soit de 15 mg/L ou moins.**

Si une installation est dotée d'un séparateur eau-pétrole qui répond aux exigences de Transports Canada relativement à l'évacuation d'eau de cale, l'exploitant peut évacuer cette eau au moyen du séparateur dans la mesure où sont respectées les limites de teneur en pétrole énoncées dans les dispositions du *Règlement sur la prévention de la pollution par les navires et sur les produits chimiques dangereux* (DORS/2007-86) portant sur l'évacuation de l'eau de cale des compartiments machines. Ces exigences correspondent généralement à celles de la *Convention internationale de 1973 pour la prévention de la pollution par les navires*, telle qu'elle a été modifiée par le Protocole de 1978 relatif à cette convention (MARPOL 73/78), dans sa version modifiée<sup>25</sup>.

Si le matériel ci-dessus n'est pas utilisé, l'exploitant devrait mettre au point une méthode d'échantillonnage permettant d'assurer que les échantillons soient représentatifs de la teneur en pétrole de l'eau de cale évacuée. Les méthodes d'échantillonnage et d'analyse devraient être conformes aux normes intitulées *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 20<sup>e</sup> édition (dans leur version modifiée ou mise à jour), 5520 Oil and Grease, 5520 C Partition-Infrared Method et 5520 F Hydrocarbons<sup>26</sup>.

## **2.7 Eau de lestage**

L'eau de lestage est utilisée pour maintenir la stabilité d'une installation extracôtière. Normalement, l'eau de lestage est séparée de l'eau de cale et ne doit pas être contaminée par du pétrole. Si l'eau de lestage est ainsi séparée et que rien n'indique qu'elle a été contaminée par du pétrole, elle peut être déversée en mer sans traitement ni surveillance.

**La cible de rendement pour l'eau de lestage est la suivante :**

- **l'eau de lestage devant être rejetée en mer, si elle est contaminée par du pétrole ou soupçonnée de l'être, devrait être traitée de façon à ce que la teneur en pétrole résiduaire soit de 15 mg/L ou moins.**

---

<sup>25</sup> Organisation maritime internationale (OMI), *Convention internationale de 1973 pour la prévention de la pollution par les navires*, telle qu'elle a été modifiée par le Protocole de 1978 relatif à cette convention (MARPOL 73/78) et à la suite des modifications apportées au protocole 1, les annexes de cette convention, disponible auprès de IMO Publishing Service, 4 Albert Embankment, Londres SE1 7SR, Royaume-Uni

<sup>26</sup> APHA et autres 1998

S'il y a contamination par du pétrole ou qu'une telle contamination est soupçonnée, l'exploitant devrait mettre au point une méthode d'échantillonnage de l'eau à évacuer permettant d'assurer que les échantillons soient représentatifs de la teneur en pétrole de cette eau.

Les méthodes d'échantillonnage et d'analyse du pétrole contenu dans l'eau devraient être conformes aux normes intitulées *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 20<sup>e</sup> édition (dans leur version modifiée ou mise à jour), 5520 Oil and Grease, 5520 C Partition-Infrared Method et 5520 F Hydrocarbons<sup>27</sup>.

## 2.8 Eau de pont

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

**La cible de rendement pour l'eau de pont est la suivante :**

- **l'eau de pont devant être rejetée en mer, s'il y a un potentiel de contamination par du pétrole, devrait être traitée de façon à ce que la teneur en pétrole résiduaire soit de 15 mg/L ou moins.**

En cas d'évacuation continue, la teneur en pétrole de l'eau devrait être mesurée au moins toutes les 12 heures. Si une évacuation en procédé discontinu est envisagée, l'exploitant devrait mettre au point une méthode d'échantillonnage permettant d'assurer que les échantillons soient représentatifs de la teneur en pétrole dans l'eau de chaque lot évacué.

Les méthodes d'échantillonnage et d'analyse du pétrole contenu dans l'eau devraient être conformes aux normes intitulées *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 20<sup>e</sup> édition (dans leur version modifiée ou mise à jour), 5520 Oil and Grease, 5520 C Partition-Infrared Method et 5520 F Hydrocarbons<sup>28</sup>.

Tout dispositif utilisé pour recueillir l'eau de pont devrait être séparé des amasse-gouttes placés sous les machines. Le contenu de ces derniers devrait être réintégré au procédé, récupéré et recyclé, ou transféré à terre et éliminé d'une manière approuvée par les autorités locales de réglementation.

---

<sup>27</sup> APHA et autres 1998

<sup>28</sup> APHA et autres 1998

## 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 devrait surveiller le volume de sable associé récupéré durant les opérations de production et en faire rapport. L'autorisation d'évacuer 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

Les fluides de traitement de puits sont utilisés ou produits au cours des opérations comme le reconditionnement, la stimulation ou la complétion d'un puits, ainsi que la fracturation d'une formation.

**La cible de rendement pour les fluides de traitement des puits est la suivante :**

- **dans une installation de production, les fluides de traitement des puits peuvent être récupérés et, lorsque cela est faisable, déversés dans l'eau produite et traités comme composante de cette eau; ou**
- **s'il n'est pas faisable de déverser les fluides de traitement de puits dans l'eau produite, ils devraient être traités de telle sorte que leur teneur en pétrole résiduaire ne dépasse pas 30 mg/L avant d'être déversés en mer.**

Si les fluides de traitement des puits ne sont pas déversés dans l'eau produite à évacuer, l'exploitant devrait mettre au point une méthode d'échantillonnage des fluides permettant d'assurer que les échantillons soient représentatifs de la teneur en pétrole de l'eau évacuée.

Les méthodes d'échantillonnage et d'analyse du pétrole contenu dans l'eau devraient être conformes aux normes intitulées *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 20<sup>e</sup> édition (dans leur version modifiée ou mise à jour), 5520 Oil and Grease, 5520 C Partition-Infrared Method et 5520 F Hydrocarbons<sup>29</sup>.

Les résultats d'analyse des échantillons devraient être signalés à l'Office compétent.

---

<sup>29</sup> APHA et autres 1998

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 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 au moyen d'un neutralisant jusqu'à un pH d'au moins 5,0, avant d'être évacués.

### **2.11 Eau de refroidissement**

L'eau de refroidissement est de l'eau de mer amenée par pompage dans les échangeurs d'une installation en vue d'éliminer une partie de la chaleur de production, pour ensuite être rejetée en mer.

Afin d'éviter l'encrassement biologique et la corrosion des tuyaux et systèmes mécaniques de l'installation, il est courant d'ajouter un biocide à l'eau de refroidissement avant de la faire circuler dans l'installation. Bien que le chlore soit généralement utilisé, l'exploitant peut opter pour d'autres biocides pour prévenir la corrosion et les actions biologiques, selon les besoins. Tous les biocides devraient être sélectionnés en fonction du système de gestion des produits chimiques mis au point par l'exploitant conformément aux *Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtiers*<sup>30</sup>.

L'exploitant devrait préciser, dans son PPE, la nature du biocide que pourrait contenir l'eau de refroidissement évacuée, ainsi que la teneur en biocide de cette eau.

### **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 doivent être broyés avant d'être évacués. Dans certaines circonstances, l'Office compétent peut exiger un traitement additionnel. Si l'eau usée est désinfectée au moyen d'un produit chimique avant d'être évacuée, l'exploitant doit préciser la nature de tout biocide que pourrait contenir l'eau usée évacuée, ainsi que la teneur en biocide de cette eau.

---

<sup>30</sup> ONÉ et autres 2009

**La cible de rendement pour l'eau usée et les déchets de cuisine est la suivante :**

- **l'eau usée et les déchets de cuisine devraient être broyés en particules de taille égale ou inférieure à 6 millimètres avant d'être déversés en mer.**

#### **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.

Si un agent extincteur est ajouté à l'eau, l'exploitant devrait indiquer dans son PPE quels sont les produits chimiques utilisés et les quantités devant être évacuées.

Avant d'effectuer les essais des installations d'extinction, et dans les cas où des produits chimiques extincteurs sont censés être évacués en mer, l'exploitant devrait informer l'Office compétent du moment où l'évacuation doit avoir lieu.

Il ne devrait pas y avoir d'évacuation de pétrole en mer en même temps qu'a lieu un essai des installations d'extinction. Toute évacuation de la sorte doit être signalée et une intervention doit avoir lieu comme s'il s'agissait d'un déversement de pétrole, conformément aux plans d'urgence établis par l'exploitant.

#### **2.15 Évacuations à partir de systèmes sous-marins**

Divers fluides autres que des hydrocarbures servent à faire fonctionner du matériel sous-marin, notamment des colonnes montantes, têtes de puits, blocs obturateurs de puits, pipelines et conduites d'écoulement et dispositifs de commande connexes. Ces fluides peuvent être utilisés comme suit : dans les systèmes hydrauliques; pour les essais de pression; en tant qu'antigel; pour la purge de conduites. Le monoéthylèneglycol et le méthanol en sont des exemples typiques. Ces fluides peuvent être utilisés seuls ou incorporés à un mélange d'eau et d'additifs ayant les propriétés nécessaires pour la fonction requise.

La toxicité de ces fluides est gérée selon le système de gestion des produits chimiques élaboré par l'exploitant suivant les *Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtières*<sup>31</sup> et, dans la mesure du possible, l'exploitant devrait choisir le produit le moins toxique et réduire au minimum la quantité évacuée.

---

<sup>31</sup> ONÉ et autres 2009

D'ordinaire, un certain nombre de fluides autres que des hydrocarbures sont continuellement évacués lors du fonctionnement des vannes et autres dispositifs de commande sous-marins. L'exploitant qui présente une demande d'autorisation devrait indiquer dans son PPE les fluides de ce genre qui sont nécessaires au fonctionnement des systèmes sous-marins et qui seront déversés en mer. Le PPE devrait également faire état des volumes estimatifs qui seront évacués ou du taux d'évacuation, ainsi que de la fréquence de production des rapports.

## **2.16 Évacuations découlant de l'installation et de l'entretien des systèmes sous-marins**

Au cours de l'installation de systèmes sous-marins, des activités d'entretien sous l'eau ou du raccordement de nouveaux matériels à des systèmes existants, il se peut que des matières telles que de l'éthylèneglycol, du méthanol, de l'eau, de la saumure, du pétrole résiduaire ou d'autres résidus soient évacuées dans le milieu naturel. Ces évacuations sont normalement peu volumineuses et se produisent au moment où ces systèmes sous-marins présentent une ouverture sur le milieu naturel. Les produits chimiques qui doivent être évacués devraient être sélectionnés en fonction du système de gestion des produits chimiques de l'exploitant.

Le PPE de l'exploitant devrait traiter des plans d'évacuation discontinue à partir des systèmes sous-marins. Si l'exploitant a omis de décrire une opération d'évacuation nécessaire dans son PPE, il devrait communiquer avec l'Office compétent afin de faire modifier l'autorisation pour permettre cette évacuation. Les quantités de produits chimiques évacués lors de travaux sous l'eau devraient être signalées dans le cadre du processus normal de rapport sur l'utilisation de produits chimiques.

L'exploitant devrait prendre toutes les précautions possibles pour réduire au minimum la quantité d'hydrocarbures résiduaire contenus dans le matériel sous-marin ayant une ouverture sur le milieu naturel. Dans le cas des évacuations prévues, le PPE devrait faire état de la quantité estimative d'hydrocarbures résiduaire dans la mesure du possible. Sinon, l'exploitant doit communiquer avec l'Office compétent afin de faire modifier l'autorisation pour permettre une telle évacuation.

La quantité estimative d'hydrocarbures résiduaire réellement évacués devrait être signalée à l'Office compétent. Si une évacuation sous l'eau d'hydrocarbures résiduaire produit une nappe ou tache à la surface, cette dernière devrait être signalée et gérée conformément au plan d'urgence en cas de déversement établi par l'exploitant.

## 2.17 Matières radioactives naturelles

L'exploitant devrait signaler l'occurrence ou la probabilité d'occurrence de matières radioactives naturelles (MRN) à l'Office compétent dès que possible afin de discuter des options d'élimination disponibles. Les *Lignes directrices canadiennes pour la gestion des matières radioactives naturelles (MRN)*<sup>32</sup> servent de document d'orientation pour la gestion des MRN.

---

<sup>32</sup> Santé Canada (2000), *Lignes directrices canadiennes pour la gestion des matières radioactives naturelles (MRN)*, disponibles auprès du ministre de Travaux publics et des Services gouvernementaux Canada, Ottawa, numéro de catalogue H46-1/30-2000F

### **3 Mélange de déchets évacués**

Toute proposition de mélange des voies d'évacuation de déchets devrait être présentée à l'Office compétent le plus tôt possible à l'étape de conception d'un projet et devrait préciser les endroits où les déchets seront évacués. Le mélange ne devrait pas être vu comme étant un moyen de diluer les déchets pour qu'ils soient conformes à une teneur particulière. L'Office peut tenir compte des motifs qui justifient le mélange en termes de technologie, d'ingénierie ou d'environnement. Dans la plupart des cas, les points de prélèvement choisis pour la surveillance de la conformité des teneurs en déchets citées dans les présentes doivent être situés en amont du point de mélange.

#### **4 Points d'évacuation**

L'emplacement des points d'évacuation des déchets à partir des installations extracôtieres devrait être précisé dans le PPE et sera passé en revue par l'Office compétent au cas par cas. Dans une installation typique, tous les points d'évacuation devraient se situer sous la surface de l'eau ou de la glace.

## **5 Compétences des laboratoires d'analyse**

Les laboratoires utilisés pour l'analyse des échantillons décrits dans les présentes directives devraient répondre aux normes d'accréditation ISO/CEI 17025<sup>33</sup>.

En ce qui concerne les laboratoires canadiens, au moment de la publication des présentes, ce service d'accréditation peut être obtenu auprès de la Canadian Association for Laboratory Accreditation (CALA) ou du Conseil canadien des normes (CCN).

---

<sup>33</sup> Organisation internationale de normalisation (2005) *ISO/CEI 17025:2005 Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais- Deuxième édition*, disponible auprès du Conseil des normes du Canada, Ottawa, Ontario au [www.standardsstore.ca](http://www.standardsstore.ca)

## 6 Références

### 6.1 Lois et règlements

*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, L.C. 1992, ch. 37, ministère de la Justice, Ottawa, Canada, au <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

*Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, L.C. 1999, ch. 1933, ministère de la Justice, Ottawa, Canada, au <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

*Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve*, L.C. 1987, ch. 3, ministère de la Justice, Ottawa, Canada, au <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

*Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation (Newfoundland) Act*, R.S.N 1990, ch. C-2., Imprimeur de la Reine, St. John's, Canada, au <http://assembly.nl.ca/Legislation/sr/statutes/c02.htm>.

*Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, L.C. 1988, ch. 28, ministère de la Justice, Ottawa, Canada, au <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

*Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*, S.N.S. 1987, ch. 3, s.1, Office of the Legislative Counsel, Halifax, Canada, au <http://www.gov.ns.ca/legislature/legc/>

*Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, S.R. 1985, ch. O-7, art. 1; 1992, ch. 35, art. 2, ministère de la Justice, Ottawa, Canada, au <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

*Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315, ministère de la Justice, Ottawa, Canada, au <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

*La revendication de l'Arctique de l'Ouest : Convention définitive des Inuvialuit*, 1984, ministère de la Justice, Ottawa, Canada, au <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

*Loi sur l'Accord sur les revendications territoriales des Inuit du Labrador*, 2005, ch. 27, ministère de la Justice, Ottawa, Canada, au <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

*Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, DORS/2009-316, ministère de la Justice, Ottawa, Canada, au <http://laws-lois.justice.gc.ca>

*Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*, DORS/2009-317, ministère de la Justice, Ottawa, Canada, au <http://laws-lois.justice.gc.ca>

.

*Loi concernant l'Accord sur les revendications territoriales du Nunavut*, 1993, ch. 29, ministère de la Justice, Ottawa, Canada, au <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

*Offshore Petroleum Drilling and Production Newfoundland and Labrador Regulations*, 2009, O.C. 2009-386, Imprimeur de la Reine, St. John's, Canada, au <http://www.assembly.nl.ca/legislation/sr/regulations/rc090120.htm>

*Nova Scotia Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations*, O.I.C. 2009-518, N.S. Reg. 336/2009, Office of the Legislative Counsel, Halifax, Canada, au <http://www.gov.ns.ca/just/regulations/regs/coprdrill.htm>

## 6.2 Autres références

Par ordre alphabétique des auteurs ou agences

American Petroleum Institute (1991), *Procedure for Field Testing Oil Based Drilling Muds*, Pratique recommandée RP 13B-2 de l'API, annexe B (dans sa version modifiée ou mise à jour), disponible auprès de API Publications, IHS, 15 Inverness Way East, c/o Retail Sales, Englewood, CO 80112-5776

American Public Health Association (APHA), American Water Works Association et Water Environment Federation (1998), *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 20<sup>e</sup> édition (dans leur version modifiée ou mise à jour), disponible auprès de l'APHA, 800 I Street, NW Washington, DC 20001

Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, *Environmental Protection Plan Guidelines*, décembre 2009, respectivement au [http://www.cnsopb.ns.ca/pdfs/Draft\\_Environmental\\_Protection\\_Guidelines\\_2009.pdf](http://www.cnsopb.ns.ca/pdfs/Draft_Environmental_Protection_Guidelines_2009.pdf) et au [http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/guidelines/env\\_pp\\_guide.pdf](http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/guidelines/env_pp_guide.pdf)

Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, *Guideline for the Reporting and Investigation of Incidents*, juin 2009, respectivement au <http://www.cnsopb.ns.ca/pdfs/incrptgl.pdf> et au <http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/guidelines/incrptgl.pdf>

Environnement Canada (2010), *Déclaration des émissions de gaz à effet de serre : Guide technique pour la déclaration des émissions de gaz à effet de serre – Déclaration des données sur les émissions de 2009*, Division de gaz provoquant l'effet de serre, Environnement Canada, Gatineau QC K1A 0H3, au <http://www.ec.gc.ca/publications>

Santé Canada (2000), *Lignes directrices canadiennes pour la gestion des matières radioactives naturelles (MRN)*, disponibles auprès du ministre de Travaux publics et des Services gouvernementaux Canada, Ottawa, numéro de catalogue H46-1/30-2000F

Organisation maritime internationale (OMI), *Convention internationale de 1973 pour la prévention de la pollution par les navires*, telle qu'elle a été modifiée par le Protocole de 1978 relatif à cette convention (MARPOL 73/78) et à la suite des modifications apportées au protocole 1, les annexes de cette convention, disponible auprès de IMO Publishing Service, 4 Albert Embankment, Londres SE1 7SR, Royaume-Uni

Organisation internationale de normalisation (2005) *ISO/CEI 17025:2005 Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais- Deuxième édition*, Conseil des normes du Canada, Ottawa, Ontario au [www.standardsstore.ca](http://www.standardsstore.ca)

Office national de l'énergie, Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (ONÉ et autres), *Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtières*, avril 2009, respectivement aux <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/ctsndrgltn/rqitnsndgdlnsprsntttthrc/ffshrchmclslctngdln2009/ffshrchmclslctngdln2009-fra.pdf> et <http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/guidelines/ocsg.pdf> et <http://www.cnsopb.ns.ca/pdfs/chemicalguidelines.pdf>

**Annexe A Organisations membres du groupe de travail**

Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures  
extracôtiers

Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures  
extracôtiers

Office national de l'énergie

Affaires indiennes et du Nord Canada

Environnement Canada

Pêches et Océans Canada

Ressources naturelles Canada

Natural History Society of Newfoundland and Labrador

Conseil Inuvialuit de gestion du gibier

Association canadienne des producteurs pétroliers (Nord)

Association canadienne des producteurs pétroliers (NL)

Association canadienne des producteurs pétroliers (NS)

## **Annexe B Approche méthodologique visant la détermination de la teneur moyenne en pétrole de l'eau produite sur une période de 24 heures**

### **Production des données**

Les Offices estiment que l'information minimale nécessaire à l'évaluation du rendement en matière de traitement peut s'obtenir d'échantillons prélevés à intervalles de 12 heures ou moins.

L'exploitant peut prélever des échantillons à intervalles de 12 heures ou à intervalles prédéterminés de moins de 12 heures (8 heures, 6 heures, etc.), ou encore à des moments opportuns à n'importe quelle heure de la journée. Les intervalles de prélèvement ne devraient pas dépasser 12 heures.

### **Méthode d'échantillonnage et d'analyse**

Les méthodes d'échantillonnage et d'analyse du pétrole contenu dans l'eau produite devraient être conformes aux normes intitulées *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 20<sup>e</sup> édition (dans leur version modifiée ou mise à jour), 5520 Oil and Grease, 5520 C Partition-Infrared Method et 5520 F Hydrocarbons<sup>34</sup>. Tous les échantillons d'eau produite, dont l'analyse a pour but d'appuyer la vérification de la conformité, devraient être prélevés en amont du lieu d'évacuation et en aval de la dernière unité de traitement. Le point de prélèvement devrait être conçu pour la collecte d'un échantillon représentatif.

### **Données prélevées en un point unique**

Les résultats d'analyses individuelles représentent des données en un point unique et mesurent le rendement du système à un seul moment. Dans la mesure où il est convenable de le faire, ces données peuvent être utilisées pour induire des explications sur des phénomènes observés qui sont associés à une évacuation approuvée (p. ex., taches, effets de surface sur l'océan)

### **Calcul de la moyenne sur 24 heures**

La moyenne mobile sur 24 heures est utilisée depuis de nombreuses années en tant qu'indicateur de rendement. Dans les présentes directives, la cible de rendement a été fixée à une moyenne de 44 mg/L. Cette moyenne vise à représenter le rendement obtenu au cours des dernières 24 heures. Il ne s'agit pas d'une moyenne quotidienne calculée une fois par jour, mais bien d'une

---

<sup>34</sup> APHA et autres 1998

moyenne recalculée à chaque intervalle de prélèvement. Cette valeur peut se calculer de diverses façons :

La « moyenne pondérée en fonction du volume », qui comprend tous les échantillons prélevés au cours des 24 heures précédentes, est considérée comme la démarche optimale pour le calcul d'une position médiane de ces données.

L'utilisation de la moyenne pondérée en fonction du volume améliore la souplesse de la méthode d'établissement de la moyenne parce qu'elle permet l'échantillonnage aux moments opportuns et le redressement en fonction du débit.

Si  $C_i$  est le résultat analytique d'un échantillon prélevé dans la dernière période de 24 heures durant laquelle « n » échantillons ont été prélevés, et  $V_i$  est le volume cumulé d'eau produite évacuée au moment où l'échantillon a été prélevé, on obtient la moyenne pondérée en fonction du volume comme suit :

*Moyenne pondérée*

$$\text{en fonction du volume sur 24 heures} = \frac{(C_1 + C_2)(V_2 - V_1) + \dots + (C_{n-1} + C_n)(V_n - V_{n-1})}{2(V_n - V_1)}$$

La moyenne pondérée en fonction du volume de tous les échantillons prélevés au cours des 24 heures précédentes devrait être calculée une fois que l'analyse du plus récent échantillon a été réalisée.

L'exploitant dont le débit est plus ou moins constant dans son système d'eau produite peut utiliser une autre méthode, celle de la « moyenne pondérée en fonction du temps ».

Si  $C_i$  est le résultat analytique d'un échantillon prélevé au moment « T » dans la dernière période de 24 heures durant laquelle « n » échantillons ont été prélevés au cours de la période d'établissement de la moyenne (durant laquelle le débit moyen de l'eau produite évacuée est considérée comme constante), on obtient la moyenne pondérée en fonction du temps comme suit :

*Moyenne pondérée*

$$\text{en fonction du temps sur 24 heures} = \frac{(C_1 + C_2)(T_2 - T_1) + \dots + (C_{n-1} + C_n)(T_n - T_{n-1})}{2(T_n - T_1)}$$

## Directives sur le traitement des déchets extracôtiers

---

La moyenne pondérée en fonction du temps de tous les échantillons prélevés au cours des 24 heures précédentes devrait être calculée une fois que l'analyse du plus récent échantillon a été réalisée.

L'exploitant qui souhaite établir une simple moyenne arithmétique pour déterminer le rendement du système devrait faire en sorte que deux critères sont reflétés :

- les volumes évacués ne varient pas beaucoup d'un prélèvement à l'autre;
- les échantillons sont prélevés à intervalles fixes d'égale durée.

Bien que cette méthode soit inférieure à celles qui permettent de déterminer la moyenne pondérée en fonction du volume et la moyenne pondérée en fonction du temps, elle peut servir si l'exploitant n'est pas en mesure de mesurer le volume ou le débit à des moments opportuns pour ses activités d'échantillonnage.

Si  $C_i$  est le résultat analytique d'un échantillon prélevé dans la dernière période de 24 heures durant laquelle « n » échantillons ont été prélevés à des intervalles d'égale durée, on obtient la moyenne arithmétique comme suit :

$$\text{Moyenne arithmétique sur 24 heures} = \frac{C_1 + C_2 + \dots + C_{n-1} + C_n}{n}$$

La moyenne arithmétique de tous les échantillons prélevés au cours des 24 heures précédentes devrait être calculée une fois que l'analyse du plus récent échantillon a été réalisée.