

# Canada Gazette



# Gazette du Canada

## Part II

## Partie II

OTTAWA, WEDNESDAY, DECEMBER 9, 2009

OTTAWA, LE MERCREDI 9 DÉCEMBRE 2009

Statutory Instruments 2009

Textes réglementaires 2009

SOR/2009-301 to 320 and SI/2009-114

DORS/2009-301 à 320 et TR/2009-114

Pages 2216 to 2448

Pages 2216 à 2448

### NOTICE TO READERS

The *Canada Gazette* Part II is published under authority of the *Statutory Instruments Act* on January 7, 2009, and at least every second Wednesday thereafter.

Part II of the *Canada Gazette* contains all “regulations” as defined in the *Statutory Instruments Act* and certain other classes of statutory instruments and documents required to be published therein. However, certain regulations and classes of regulations are exempted from publication by section 15 of the *Statutory Instruments Regulations* made pursuant to section 20 of the *Statutory Instruments Act*.

The *Canada Gazette* Part II is available in most libraries for consultation.

For residents of Canada, the cost of an annual subscription to the *Canada Gazette* Part II is \$67.50, and single issues, \$3.50. For residents of other countries, the cost of a subscription is US\$67.50 and single issues, US\$3.50. Orders should be addressed to Government of Canada Publications, Public Works and Government Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S5.

The *Canada Gazette* is also available free of charge on the Internet at <http://gazette.gc.ca>. It is accessible in Portable Document Format (PDF) and in HyperText Mark-up Language (HTML) as the alternate format. The PDF format of Part I, Part II and Part III is official since April 1, 2003, and is published simultaneously with the printed copy.

Copies of Statutory Instruments that have been registered with the Clerk of the Privy Council are available, in both official languages, for inspection and sale at Room 418, Blackburn Building, 85 Sparks Street, Ottawa, Canada.

### AVIS AU LECTEUR

La Partie II de la *Gazette du Canada* est publiée en vertu de la *Loi sur les textes réglementaires* le 7 janvier 2009, et au moins tous les deux mercredis par la suite.

La Partie II de la *Gazette du Canada* est le recueil des « règlements » définis comme tels dans la loi précitée et de certaines autres catégories de textes réglementaires et de documents qu’il est prescrit d’y publier. Cependant, certains règlements et catégories de règlements sont soustraits à la publication par l’article 15 du *Règlement sur les textes réglementaires*, établi en vertu de l’article 20 de la *Loi sur les textes réglementaires*.

On peut consulter la Partie II de la *Gazette du Canada* dans la plupart des bibliothèques.

Pour les résidents du Canada, le prix de l’abonnement annuel à la Partie II de la *Gazette du Canada* est de 67,50 \$ et le prix d’un exemplaire, de 3,50 \$. Pour les résidents d’autres pays, le prix de l’abonnement est de 67,50 \$US et le prix d’un exemplaire, de 3,50 \$US. Veuillez adresser les commandes à : Publications du gouvernement du Canada, Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, Ottawa, Canada K1A 0S5.

La *Gazette du Canada* est aussi disponible gratuitement sur Internet au <http://gazette.gc.ca>. La publication y est accessible en format de document portable (PDF) et en langage hypertexte (HTML) comme média substitut. Le format PDF en direct de la Partie I, de la Partie II et de la Partie III est officiel depuis le 1<sup>er</sup> avril 2003 et est publié en même temps que la copie imprimée.

Des exemplaires des textes réglementaires enregistrés par le greffier du Conseil privé sont à la disposition du public, dans les deux langues officielles, pour examen et vente à la Pièce 418, Édifice Blackburn, 85, rue Sparks, Ottawa, Canada.

Registration  
SOR/2009-301 November 19, 2009

FARM PRODUCTS AGENCIES ACT

## Regulations Amending the Canadian Hatching Egg Producers Quota Regulations

Whereas the Governor in Council has, by the *Canadian Hatching Egg Producers Proclamation*<sup>a</sup>, established the Canadian Hatching Egg Producers pursuant to subsection 16(1)<sup>b</sup> of the *Farm Products Agencies Act*<sup>c</sup>;

Whereas the Canadian Hatching Egg Producers have been empowered to implement a marketing plan pursuant to that Proclamation;

Whereas, pursuant to section 6<sup>d</sup> of the schedule to that Proclamation, the Canadian Hatching Egg Producers have applied the allocation system set out in Schedule "B" annexed to the Federal Provincial Agreement for Broiler Hatching Eggs;

Whereas the proposed *Regulations Amending the Canadian Hatching Egg Producers Quota Regulations* are regulations of a class to which paragraph 7(1)(d)<sup>e</sup> of that Act applies by reason of section 2 of the *Agencies' Orders and Regulations Approval Order*<sup>f</sup> and have been submitted to the National Farm Products Council pursuant to paragraph 22(1)(f) of that Act;

And whereas, pursuant to paragraph 7(1)(d)<sup>e</sup> of that Act, the National Farm Products Council is satisfied that the proposed Regulations are necessary for the implementation of the marketing plan that the Canadian Hatching Egg Producers are authorized to implement and has approved the proposed Regulations;

Therefore, the Canadian Hatching Egg Producers, pursuant to paragraph 22(1)(f) of the *Farm Products Agencies Act*<sup>c</sup> and subsection 5(1) of the schedule to the *Canadian Hatching Egg Producers Proclamation*<sup>a</sup>, hereby make the annexed *Regulations Amending the Canadian Hatching Egg Producers Quota Regulations*.

Ottawa, Ontario, November 18, 2009

### REGULATIONS AMENDING THE CANADIAN HATCHING EGG PRODUCERS QUOTA REGULATIONS

#### AMENDMENTS

1. (1) The schedule to the *Canadian Hatching Egg Producers Quota Regulations*<sup>1</sup> is replaced by the schedule set out in Schedule 1 to these Regulations.

<sup>a</sup> SOR/87-40; SOR/2007-196

<sup>b</sup> S.C. 1993, c. 3, par. 13(b)

<sup>c</sup> R.S., c. F-4; S.C. 1993, c. 3, s. 2

<sup>d</sup> SOR/87-544

<sup>e</sup> S.C. 1993, c. 3, ss. 7(2)

<sup>f</sup> C.R.C., c. 648

<sup>1</sup> SOR/87-209

Enregistrement  
DORS/2009-301 Le 19 novembre 2009

LOI SUR LES OFFICES DES PRODUITS AGRICOLES

## Règlement modifiant le Règlement des Producteurs d'œufs d'incubation du Canada sur le contingentement

Attendu que, en vertu du paragraphe 16(1)<sup>a</sup> de la *Loi sur les offices des produits agricoles*<sup>b</sup>, le gouverneur en conseil a, par la *Proclamation visant Les Producteurs d'œufs d'incubation du Canada*<sup>c</sup>, créé Les Producteurs d'œufs d'incubation du Canada;

Attendu que Les Producteurs d'œufs d'incubation du Canada sont habilités à mettre en œuvre un plan de commercialisation, conformément à cette proclamation;

Attendu que, conformément à l'article 6<sup>d</sup> de l'annexe de cette proclamation, Les Producteurs d'œufs d'incubation du Canada ont appliqué le système de contingentement prévu à l'annexe B de l'Entente fédérale-provinciale sur les œufs d'incubation de poulet de chair;

Attendu que le projet de règlement intitulé *Règlement modifiant le Règlement des Producteurs d'œufs d'incubation du Canada sur le contingentement*, ci-après, relève d'une catégorie à laquelle s'applique l'alinéa 7(1)d)<sup>e</sup> de cette loi, conformément à l'article 2 de l'*Ordonnance sur l'approbation des ordonnances et règlements des offices*<sup>f</sup>, et a été soumis au Conseil national des produits agricoles, conformément à l'alinéa 22(1)f) de cette loi;

Attendu que, en vertu de l'alinéa 7(1)d)<sup>e</sup> de cette loi, le Conseil national des produits agricoles, étant convaincu que le projet de règlement est nécessaire à l'exécution du plan de commercialisation que Les Producteurs d'œufs d'incubation du Canada sont habilités à mettre en œuvre, a approuvé ce projet,

À ces causes, en vertu de l'alinéa 22(1)f) de la *Loi sur les offices des produits agricoles*<sup>b</sup> et du paragraphe 5(1) de l'annexe de la *Proclamation visant Les Producteurs d'œufs d'incubation du Canada*<sup>c</sup>, Les Producteurs d'œufs d'incubation du Canada prennent le *Règlement modifiant le Règlement des Producteurs d'œufs d'incubation du Canada sur le contingentement*, ci-après.

Ottawa (Ontario), le 18 novembre 2009

### RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT DES PRODUCTEURS D'ŒUFS D'INCUBATION DU CANADA SUR LE CONTINGEMENT

#### MODIFICATIONS

1. (1) L'annexe du *Règlement des Producteurs d'œufs d'incubation du Canada sur le contingentement*<sup>1</sup> est remplacée par l'annexe figurant à l'annexe 1 du présent règlement.

<sup>a</sup> L.C. 1993, ch. 3, al. 13b)

<sup>b</sup> L.R., ch. F-4; L.C. 1993, ch. 3, art. 2

<sup>c</sup> DORS/87-40; DORS/2007-196

<sup>d</sup> DORS/87-544

<sup>e</sup> L.C. 1993, ch. 3, par. 7(2)

<sup>f</sup> C.R.C., c. 648

<sup>1</sup> DORS/87-209

(2) The schedule to the Regulations is replaced by the schedule set out in Schedule 2 to these Regulations.

(2) L'annexe du même règlement est remplacée par l'annexe figurant à l'annexe 2 du présent règlement.

**COMING INTO FORCE**

**ENTRÉE EN VIGUEUR**

2. (1) Subsection 1(1) comes into force on the day on which these Regulations are registered.

2. (1) Le paragraphe 1(1) entre en vigueur à la date d'enregistrement du présent règlement.

(2) Subsection 1(2) comes into force on January 1, 2010.

(2) Le paragraphe 1(2) entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

**SCHEDULE 1**  
*(Subsection 1(1))*

**ANNEXE 1**  
*(paragraphe 1(1))*

**SCHEDULE**  
*(Sections 2, 5 and 6)*

**ANNEXE**  
*(articles 2, 5 et 6)*

**LIMITS FOR BROILER HATCHING EGGS**

**LIMITES D'ŒUFS D'INCUBATION DE POULET DE CHAIR**

Effective during the period beginning on January 1, 2009 and ending on December 31, 2009

Pour la période commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2009 et se terminant le 31 décembre 2009

Item	Province	Number of Broiler Hatching Eggs	
		Column I	Column II
		Interprovincial and Intraprovincial Trade	Export Trade
1.	Ontario	209,150,455	0
2.	Quebec	181,076,916	0
3.	Manitoba	33,084,087	0
4.	British Columbia	106,391,009	0

Article	Province	Nombres d'œufs d'incubation de poulet de chair	
		Colonne I	Colonne II
		Commerce interprovincial et intraprovincial	Commerce d'exportation
1.	Ontario	209 150 455	0
2.	Québec	181 076 916	0
3.	Manitoba	33 084 087	0
4.	Colombie-Britannique	106 391 009	0

**SCHEDULE 2**  
*(Subsection 1(2))*

**ANNEXE 2**  
*(paragraphe 1(2))*

**SCHEDULE**  
*(Sections 2, 5 and 6)*

**ANNEXE**  
*(articles 2, 5 et 6)*

**LIMITS FOR BROILER HATCHING EGGS**

**LIMITES D'ŒUFS D'INCUBATION DE POULET DE CHAIR**

Effective during the period beginning on January 1, 2010 and ending on December 31, 2010

Pour la période commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2010 et se terminant le 31 décembre 2010

Item	Province	Number of Broiler Hatching Eggs	
		Column I	Column II
		Interprovincial and Intraprovincial Trade	Export Trade
1.	Ontario	211,221,240	0
2.	Quebec	182,845,182	0
3.	Manitoba	33,411,652	0
4.	British Columbia	107,444,385	0

Article	Province	Nombres d'œufs d'incubation de poulet de chair	
		Colonne I	Colonne II
		Commerce interprovincial et intraprovincial	Commerce d'exportation
1.	Ontario	211 221 240	0
2.	Québec	182 845 182	0
3.	Manitoba	33 411 652	0
4.	Colombie-Britannique	107 444 385	0

**EXPLANATORY NOTE**

**NOTE EXPLICATIVE**

*(This note is not part of the Regulations.)*

*(La présente note ne fait pas partie du règlement.)*

The amendments establish the final 2009 and the initial 2010 limits for broiler hatching eggs in the signatory provinces.

Les modifications fixent les limites définitives pour l'année 2009 et les limites initiales pour l'année 2010 d'œufs d'incubation de poulet de chair applicables dans les provinces signataires.

Registration  
SOR/2009-302 November 19, 2009

INCOME TAX ACT

**Regulations Amending the Income Tax Regulations (Omnibus, No. 1)**

P.C. 2009-1869 November 19, 2009

Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Finance, pursuant to subsections 214(13) and 215(4) and section 221<sup>a</sup> of the *Income Tax Act*<sup>b</sup>, hereby makes the annexed *Regulations Amending the Income Tax Regulations (Omnibus, No. 1)*.

Enregistrement  
DORS/2009-302 Le 19 novembre 2009

LOI DE L'IMPÔT SUR LE REVENU

**Règlement modifiant le Règlement de l'impôt sur le revenu (modifications diverses, n° 1)**

C.P. 2009-1869 Le 19 novembre 2009

Sur recommandation du ministre des Finances et en vertu des paragraphes 214(13) et 215(4) et de l'article 221<sup>a</sup> de la *Loi de l'impôt sur le revenu*<sup>b</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement modifiant le Règlement de l'impôt sur le revenu (modifications diverses, n° 1)*, ci-après.

**REGULATIONS AMENDING THE INCOME TAX REGULATIONS (OMNIBUS, NO. 1)**

**AMENDMENTS**

**1. Subsection 105(2) of the *Income Tax Regulations*<sup>1</sup> is replaced by the following:**

- (2) Subsection (1) does not apply to a payment
  - (a) described in the definition "remuneration" in subsection 100(1);
  - (b) made to a registered non-resident insurer (within the meaning assigned by section 804); or
  - (c) made to an authorized foreign bank in respect of its Canadian banking business.

**2. The heading before section 404 of the Regulations is replaced by the following:**

**BANKS**

**3. The portion of subsection 404(1) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:**

**404.** (1) Notwithstanding subsections 402(3) and (4), the amount of taxable income that is deemed to have been earned by a bank in a taxation year in a province in which it had a permanent establishment is 1/3 of the total of

**4. Section 413 of the Regulations is amended by adding the following after subsection (2):**

(3) For the purpose of paragraph 404(1)(b), in the case of an authorized foreign bank, "all loans and deposits of the bank for the year" is to be read as a reference to "all loans and deposits of the bank for the year in respect of its Canadian banking business".

**REGLEMENT MODIFIANT LE REGLEMENT DE L'IMPOT SUR LE REVENU (MODIFICATIONS DIVERSES, N° 1)**

**MODIFICATIONS**

**1. Le paragraphe 105(2) du *Règlement de l'impôt sur le revenu*<sup>1</sup> est remplacé par ce qui suit :**

- (2) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux paiements :
  - a) visés à la définition de « rémunération » au paragraphe 100(1);
  - b) faits à un assureur non-résident enregistré, au sens de l'article 804;
  - c) faits à une banque étrangère autorisée en ce qui a trait à son entreprise bancaire canadienne.

**2. L'intertitre précédant l'article 404 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**BANQUES**

**3. Le passage du paragraphe 404(1) du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :**

**404.** (1) Malgré les paragraphes 402(3) et (4), le montant de revenu imposable qu'une banque est réputée avoir gagné au cours d'une année d'imposition dans une province où elle avait un établissement stable correspond au tiers de la somme :

**4. L'article 413 du même règlement est modifié par adjonction, après le paragraphe (2), de ce qui suit :**

(3) Pour l'application de l'alinéa 404(1)(b), le passage « au total des prêts et dépôts de la banque pour l'année » est remplacé, dans le cas d'une banque étrangère autorisée, par « au total des prêts et dépôts de la banque pour l'année relatifs à son entreprise bancaire canadienne ».

<sup>a</sup> S.C. 2007, c. 35, s. 62  
<sup>b</sup> R.S., c. 1 (5th Supp.)  
<sup>1</sup> C.R.C., c. 945

<sup>a</sup> L.C. 2007, ch. 35, art. 62  
<sup>b</sup> L.R., ch. 1 (5<sup>e</sup> suppl.)  
<sup>1</sup> C.R.C., ch. 945

**5. (1) Sections 800 to 803 of the Regulations are replaced by the following:**

**800.** Subsections 215(1), (2) and (3) of the Act do not apply to amounts paid or credited to a registered non-resident insurer.

FILING OF RETURNS BY REGISTERED  
NON-RESIDENT INSURERS

**801.** A taxpayer that is a registered non-resident insurer in a taxation year shall file a return for the taxation year in prescribed form with the Minister on or before its filing-due date for the taxation year.

AMOUNTS TAXABLE

**802.** The amounts that are taxable under Part XIII of the Act in a taxation year of a taxpayer that is a registered non-resident insurer in the taxation year are amounts paid or credited to the taxpayer in the taxation year other than amounts included under Part I of the Act in computing the taxpayer's income from a business carried on by it in Canada.

PAIEMENT DE L'IMPÔT PAR LES ASSUREURS  
NON-RÉSIDENTS ENREGISTRÉS

**803.** A taxpayer that is a registered non-resident insurer in a taxation year shall pay to the Receiver General, on or before its filing-due date for the taxation year, the tax payable by it under Part XIII of the Act in the taxation year.

AMOUNTS PAID OR CREDITED TO  
AUTHORIZED FOREIGN BANKS

**803.1** Sections 800 to 803 apply in respect of amounts paid or credited to an authorized foreign bank as if the references in those sections to a registered non-resident insurer were references to the authorized foreign bank.

**(2) Section 803.1 of the Regulations and the heading before it, as enacted by subsection (1), are repealed.**

**6. Section 805 of the Regulations is replaced by the following:**

**805.** Subject to section 802, every non-resident person who carries on business in Canada is taxable under Part XIII of the Act on all amounts otherwise taxable under that Part except those amounts that

(a) may reasonably be attributed to the business carried on by the person through a permanent establishment (within the meaning assigned by section 8201) in Canada; or

**5. (1) Les articles 800 à 803 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

**800.** Les paragraphes 215(1), (2) et (3) de la Loi ne s'appliquent pas aux sommes versées aux assureurs non-résidents enregistrés ou portées à leur crédit.

PRODUCTION DE DÉCLARATIONS PAR DES  
ASSUREURS NON-RÉSIDENTS ENREGISTRÉS

**801.** Le contribuable qui est un assureur non-résident enregistré au cours d'une année d'imposition est tenu de produire une déclaration pour l'année, sur le formulaire prescrit, et de la présenter au ministre au plus tard à la date d'échéance de production qui lui est applicable pour l'année.

SOMMES IMPOSABLES

**802.** Les sommes qui sont imposables en vertu de la partie XIII de la Loi au cours d'une année d'imposition du contribuable qui est un assureur non-résident enregistré au cours de l'année sont celles qui ont été versées au contribuable, ou portées à son crédit, au cours de l'année, à l'exception de celles qui ont été incluses en vertu de la partie I de la Loi dans le calcul du revenu du contribuable provenant d'une entreprise qu'il exploite au Canada.

PAIEMENT DE L'IMPÔT PAR LES ASSUREURS  
NON-RÉSIDENTS ENREGISTRÉS

**803.** Le contribuable qui est un assureur non-résident enregistré au cours d'une année d'imposition est tenu de payer au receveur général, au plus tard à la date d'échéance de production qui lui est applicable pour l'année, le montant d'impôt à payer par lui pour l'année en vertu de la partie XIII de la Loi.

SOMMES VERSÉES AUX BANQUES ÉTRANGÈRES  
AUTORISÉES OU PORTÉES À LEUR CRÉDIT

**803.1** Les articles 800 à 803 s'appliquent relativement aux sommes payées à une banque étrangère autorisée, ou portées à son crédit, comme si la mention « assureur non-résident enregistré » à ces articles était remplacée par « banque étrangère autorisée ».

**(2) L'article 803.1 du même règlement et l'intertitre le précédant, édictés par le paragraphe (1), sont abrogés.**

**6. L'article 805 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**805.** Sous réserve de l'article 802, toute personne non-résidente qui exploite une entreprise au Canada est assujettie à l'impôt prévu à la partie XIII de la Loi sur les sommes imposables par ailleurs en vertu de cette partie, sauf les suivantes :

a) les sommes qu'il est raisonnable d'attribuer à l'entreprise que la personne exploite par l'intermédiaire d'un établissement stable, au sens de l'article 8201, au Canada;

(b) are required by subparagraph 115(1)(a)(iii.3) of the Act to be included in computing the person's taxable income earned in Canada for the year.

b) les sommes qui sont à inclure, en application du sous-alinéa 115(1)a)(iii.3) de la Loi, dans le calcul du revenu imposable de la personne gagné au Canada pour l'année.

PAYEE CERTIFICATE

CERTIFICAT

**805.1** If a person (in this section referred to as the "payee") files an application under this section with the Minister in respect of the anticipated payment or crediting of an amount to the payee, and the Minister determines that the amount is an amount described in paragraph 805(a) or (b), the Minister shall issue to the payee a certificate that records that determination.

**805.1** Si une personne présente au ministre en vertu du présent article une demande concernant le paiement prévu d'une somme à la personne, ou l'inscription prévue d'une somme à son crédit, et que le ministre établit que la somme est visée aux alinéas 805a) ou b), le ministre délivre à la personne un certificat confirmant que la somme est ainsi visée.

**7. (1) The portion of subsection 808(1) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:**

**7. (1) Le passage du paragraphe 808(1) du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :**

**808.** (1) For the purposes of paragraph 219(1)(j) of the Act, the allowance of a corporation (other than an authorized foreign bank) for a taxation year in respect of its investment in property in Canada is prescribed to be the amount, if any, by which

**808.** (1) Pour l'application de l'alinéa 219(1)j) de la Loi, l'allocation d'une société (sauf une banque étrangère autorisée) pour une année d'imposition à l'égard de ses investissements dans des biens situés au Canada correspond à l'excédent de la somme visée à l'alinéa a) sur celle visée à l'alinéa b) :

**(2) The portion of subsection 808(1) of the French version of the Regulations that consists of its paragraph (a) and the part of that subsection that is after that paragraph and before subparagraph (b)(i) is replaced by the following:**

**(2) Le passage du paragraphe 808(1) de la version française du même règlement qui est constitué de l'alinéa a) et du passage suivant cet alinéa et précédant le sous-alinéa b)(i) est remplacé par ce qui suit :**

(a) les investissements admissibles de la société dans des biens situés au Canada à la fin de l'année;

a) les investissements admissibles de la société dans des biens situés au Canada à la fin de l'année;

(b) le total des sommes suivantes:

b) le total des sommes suivantes :

**(3) Section 808 of the Regulations is amended by adding the following after subsection (1):**

**(3) L'article 808 du même règlement est modifié par adjonction, après le paragraphe (1), de ce qui suit :**

(1.1) Notwithstanding subsections (1) and (8), for the purpose of paragraph 219(1)(j) of the Act, the allowance of a corporation that becomes resident in Canada at any time is, in respect of its investment in property in Canada for its last taxation year that ends before that time, prescribed to be nil.

(1.1) Malgré les paragraphes (1) et (8), pour l'application de l'alinéa 219(1)j) de la Loi, l'allocation d'une société à l'égard de ses investissements dans des biens situés au Canada, pour sa dernière année d'imposition se terminant avant le moment où elle devient un résident du Canada, est nulle.

**(4) Paragraphs 808(2)(d) to (d.2) of the Regulations are replaced by the following:**

**(4) Les alinéas 808(2)d) à d.2) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

(d) where the corporation is not a principal-business corporation, within the meaning assigned by subsection 66(15) of the Act, an amount equal to the total of the corporation's

d) lorsque la société n'est pas une société exploitant une entreprise principale, au sens du paragraphe 66(15) de la Loi, une somme égale au total des frais suivants :

(i) Canadian exploration and development expenses incurred by the corporation before the end of the year, except to the extent that those expenses were deducted in computing the corporation's income for the year or for a previous taxation year, and

(i) les frais d'exploration et d'aménagement au Canada engagés par la société avant la fin de l'année, dans la mesure où ils n'ont pas été déduits dans le calcul du revenu de la société pour l'année ou pour une année d'imposition antérieure,

(ii) cumulative Canadian exploration expense, within the meaning assigned by subsection 66.1(6) of the Act, at the end of the year minus any deduction under subsection 66.1(3) of the Act in computing the corporation's income for the year,

(ii) les frais cumulatifs d'exploration au Canada, au sens du paragraphe 66.1(6) de la Loi, à la fin de l'année, moins toute somme déduite en application du paragraphe 66.1(3) de la Loi dans le calcul du revenu de la société pour l'année;

(d.1) an amount equal to the corporation's cumulative Canadian development expense, within the meaning assigned by subsection 66.2(5) of the Act, at the end of the year minus any deduction under subsection 66.2(2) of the Act in computing the corporation's income for the year,

(d.2) an amount equal to the corporation's cumulative Canadian oil and gas property expense, within the meaning assigned by subsection 66.4(5) of the Act, at the end of the year minus any deduction under subsection 66.4(2) of the Act in computing the corporation's income for the year,

**(5) Subsection 808(2) of the Regulations is amended by adding the word "and" at the end of paragraph (g) and by repealing paragraph (h).**

**(6) Subparagraph 808(2)(l)(i) of the Regulations is replaced by the following:**

(i) the purchase price of property that is referred to in paragraph (a), (b) or (f) or that would be so referred to but for the fact that it has been disposed of before the end of the year,

**(7) Subparagraph 808(2)(l)(ii) of the Regulations is replaced by the following:**

(ii) Canadian exploration and development expenses, Canadian exploration expense, Canadian development expense or Canadian oil and gas property expense,

**(8) Subparagraphs 808(2)(n)(ii) and (iii) of the Regulations are replaced by the following:**

(ii) that proportion of the Part I liability that the amount, if any, in respect of the corporation for the year that is the lesser of

(A) the amount, if any, by which the total of all amounts each of which is a taxable capital gain of the corporation for the year from a disposition of a taxable Canadian property that was not used or held by it in the year in the course of carrying on business in Canada exceeds the total of all amounts each of which is an allowable capital loss of the corporation for the year from a disposition of such a property, and

(B) the amount that would be determined under clause (A) for the year if it were read without reference to the expression "that was not used or held by it in the year in the course of carrying on business in Canada",

is of the corporation's taxable income earned in Canada for the year; and

**(9) Subparagraphs 808(2)(o)(ii) and (iii) of the Regulations are replaced by the following:**

(ii) that proportion of the provincial tax liability that the amount, if any, in respect of the corporation for the year that is the lesser of

d.1) une somme égale aux frais cumulatifs d'aménagement au Canada de la société, au sens du paragraphe 66.2(5) de la Loi, à la fin de l'année, moins toute somme déduite en application du paragraphe 66.2(2) de la Loi dans le calcul du revenu de la société pour l'année;

d.2) une somme égale aux frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz de la société, au sens du paragraphe 66.4(5) de la Loi, à la fin de l'année, moins toute somme déduite en application du paragraphe 66.4(2) de la Loi dans le calcul du revenu de la société pour l'année;

**(5) L'alinéa 808(2)h) du même règlement est abrogé.**

**(6) Le sous-alinéa 808(2)l(i) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(i) du prix d'achat de biens qui sont visés aux alinéas a), b) ou f) ou qui le seraient s'ils n'avaient pas fait l'objet d'une disposition avant la fin de l'année,

**(7) Le sous-alinéa 808(2)l(ii) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(ii) de frais d'exploration et d'aménagement au Canada, de frais d'exploration au Canada, de frais d'aménagement au Canada ou de frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz,

**(8) Les sous-alinéas 808(2)n(ii) et (iii) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

(ii) de la proportion du montant d'impôt à payer en vertu de la partie I que représente le rapport entre la moins élevée des sommes ci-après, relativement à la société pour l'année, et le revenu imposable de la société gagné au Canada pour l'année :

(A) l'excédent du total des sommes dont chacune représente un gain en capital imposable de la société pour l'année provenant de la disposition d'un bien canadien imposable qu'elle n'utilisait pas ni ne détenait au cours de l'année dans le cadre de l'exploitation d'une entreprise au Canada sur le total des sommes dont chacune représente une perte en capital déductible de la société pour l'année résultant de la disposition d'un tel bien,

(B) la somme qui serait déterminée pour l'année selon la division (A) s'il n'était pas tenu compte du passage « qu'elle n'utilisait pas ni ne détenait au cours de l'année dans le cadre de l'exploitation d'une entreprise au Canada »;

**(9) Les sous-alinéas 808(2)o(ii) et (iii) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

(ii) de la proportion du montant d'impôt provincial à payer que représente le rapport entre la moins élevée des sommes ci-après, relativement

(A) the amount, if any, by which the total of all amounts each of which is a taxable capital gain of the corporation for the year from a disposition of a taxable Canadian property that was not used or held by it in the year in the course of carrying on business in Canada exceeds the total of all amounts each of which is an allowable capital loss of the corporation for the year from a disposition of such a property, and

(B) the amount that would be determined under clause (A) for the year if it were read without reference to the expression “that was not used or held by it in the year in the course of carrying on business in Canada”,

is of the corporation’s taxable income earned in Canada for the year.

**(10) Paragraph 808(2)(p) of the Regulations is repealed.**

**(11) Subparagraph 808(5)(j)(ii) of the Regulations is replaced by the following:**

(ii) Canadian exploration and development expenses, Canadian exploration expense, Canadian development expense or Canadian oil and gas property expense,

**(12) The portion of paragraph 808(6)(a) of the Regulations before subparagraph (i) is replaced by the following:**

(a) the total of the following amounts (to the extent that those amounts are attributable to the profits of the partnership from carrying on a business in Canada, or are used or held by the partnership in the year in the course of carrying on a business in Canada):

**(13) Section 808 of the Regulations is amended by adding the following after subsection (7):**

(8) For the purpose of paragraph 219(1)(j) of the Act, the allowance of an authorized foreign bank for a taxation year in respect of its investment in property in Canada is prescribed to be the amount, if any, by which

(a) the average of all amounts, each of which is the amount for a calculation period (within the meaning assigned by subsection 20.2(1) of the Act) of the bank for the year that is the greater of

(i) the amount determined by the formula

$$0.05 \times A$$

where

A is the amount of the element A in the formulae in subsection 20.2(3) of the Act for the period, and

(ii) the amount by which

(A) the total of the cost amount to the bank, at the end of the period (or, in the case of depreciable property or eligible capital property, immediately after the end of the

à la société pour l’année, et le revenu imposable de la société gagné au Canada pour l’année :

(A) l’excédent du total des sommes dont chacune représente un gain en capital imposable de la société pour l’année provenant de la disposition d’un bien canadien imposable qu’elle n’utilisait pas ni ne détenait au cours de l’année dans le cadre de l’exploitation d’une entreprise au Canada sur le total des sommes dont chacune représente une perte en capital déductible de la société pour l’année résultant de la disposition d’un tel bien,

(B) la somme qui serait déterminée pour l’année selon la division (A) s’il n’était pas tenu compte du passage « qu’elle n’utilisait pas ni ne détenait au cours de l’année dans le cadre de l’exploitation d’une entreprise au Canada ».

**(10) L’alinéa 808(2)p) du même règlement est abrogé.**

**(11) Le sous-alinéa 808(5j)(ii) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(ii) de frais d’exploration et d’aménagement au Canada, de frais d’exploration au Canada, de frais d’aménagement au Canada ou de frais à l’égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz,

**(12) Le passage de l’alinéa 808(6)a) du même règlement précédant le sous-alinéa (i) est remplacé par ce qui suit :**

a) la total des sommes ci-après (dans la mesure où elles sont attribuables aux bénéficiaires de la société de personnes tirés de l’exploitation d’une entreprise au Canada ou sont utilisées ou détenues par la société de personnes au cours de l’année dans le cadre de l’exploitation d’une entreprise au Canada) :

**(13) L’article 808 du même règlement est modifié par adjonction, après le paragraphe (7), de ce qui suit :**

(8) Pour l’application de l’alinéa 219(1)(j) de la Loi, l’allocation d’une banque étrangère autorisée pour une année d’imposition à l’égard de ses investissements dans des biens situés au Canada correspond à l’excédent de la somme visée à l’alinéa a) sur celle visée à l’alinéa b) :

a) la moyenne des sommes représentant chacune la plus élevée des sommes ci-après pour une période de calcul (au sens du paragraphe 20.2(1) de la Loi) de la banque pour l’année :

(i) la somme obtenue par la formule suivante :

$$0,05 \times A$$

où :

A représente la valeur de l’élément A des formules figurant au paragraphe 20.2(3) de la Loi pour la période,

(ii) l’excédent de la somme visée à la division (A) sur celle visée à la division (B) :

(A) le total des coûts indiqués pour la banque, à la fin de la période ou, s’il s’agit d’un



year), of each asset in respect of the bank's Canadian banking business that is an asset recorded in the books of account of the business in a manner consistent with the manner in which it is required to be treated for the purpose of the branch financial statements (within the meaning assigned by subsection 20.2(1) of the Act) for the year

exceeds

(B) the amount equal to the total of

(I) the amount determined by the formula

$$L + BA$$

where

L is the amount of the element L in the formulae in subsection 20.2(3) of the Act for the period, and

BA is the amount of the element BA in the formulae in subsection 20.2(3) of the Act for the period, and

(II) the amount claimed by the bank under clause 20.2(3)(b)(ii)(A) of the Act

exceeds

(b) the total of all amounts each of which is an amount that would be determined under paragraph (2)(j), (k), (n) or (o) if that provision applied to the bank for the year, except to the extent that the amount reflects a liability of the bank that has been included in the element L in the formulae in subsection 20.2(3) of the Act for the bank's last calculation period for the year.

**8. Section 810 of the Regulations and the heading before it are repealed.**

**9. Subsections 2606(1) and (2) of the Regulations are replaced by the following:**

**2606.** (1) If, in the case of an individual to whom section 2601 applies, the total of the amounts otherwise determined to be the individual's income for a taxation year from carrying on business that is earned in all provinces and countries other than Canada is greater than the individual's income for the year, the individual's income for the year from carrying on business earned in a particular province or country other than Canada is deemed to be that proportion of the individual's income for the year that

(a) the individual's income for the year from carrying on business in the particular province or country as otherwise determined

is of

(b) that total.

(2) If section 114 of the Act applies in respect of an individual for a taxation year, the following rules apply:

(a) the portion of subsection (1) before paragraph (a) is to be read as follows in respect of the individual for the year:

bien amortissable ou d'une immobilisation admissible, immédiatement après la fin de l'année, de chaque élément d'actif se rapportant à l'entreprise bancaire canadienne de la banque qui est inscrit dans les documents comptables de l'entreprise de la manière dont il doit être traité aux fins d'établissement des états financiers de succursale, au sens du paragraphe 20.2(1) de la Loi, pour l'année,

(B) le total des sommes suivantes :

(I) la somme obtenue par la formule suivante :

$$D + AS$$

où :

D représente la valeur de l'élément D des formules figurant au paragraphe 20.2(3) de la Loi pour la période,

AS la valeur de l'élément AS des formules figurant au paragraphe 20.2(3) de la Loi pour la période,

(II) la somme demandée par la banque selon la division 20.2(3)(b)(ii)(A) de la Loi;

b) le total des sommes représentant chacune une somme qui serait déterminée selon les alinéas (2)(j), (k), (n) ou (o) si ces dispositions s'appliquaient à la banque pour l'année, sauf dans la mesure où le montant correspond à une dette de la banque qui est incluse à l'élément D des formules figurant au paragraphe 20.2(3) de la Loi pour la dernière période de calcul de la banque pour l'année.

**8. L'article 810 du même règlement et l'intertitre le précédant sont abrogés.**

**9. Les paragraphes 2606(1) et (2) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

**2606.** (1) S'agissant d'un particulier auquel l'article 2601 s'applique, si le total des sommes, déterminées par ailleurs, qui représentent son revenu pour une année d'imposition tiré de l'exploitation d'une entreprise, gagné dans toutes les provinces et dans tous les pays étrangers, est supérieur à son revenu pour l'année, son revenu pour l'année tiré de l'exploitation d'une entreprise, gagné dans une province donnée ou dans un pays étranger donné, est réputé correspondre à la proportion de son revenu pour l'année que représente le rapport entre :

a) d'une part, son revenu pour l'année tiré de l'exploitation d'une entreprise dans la province ou le pays en cause, déterminé par ailleurs;

b) d'autre part, ce total.

(2) Si l'article 114 de la Loi s'applique relativement à un particulier pour une année d'imposition, les règles suivantes s'appliquent :

a) le passage du paragraphe (1) précédant l'alinéa a) est réputé avoir le libellé ci-après en ce qui concerne le particulier pour l'année :

**2606.** (1) If, in the case of an individual to whom section 2601 applies, the total of the amounts otherwise determined to be the individual's income for a taxation year from carrying on business that is earned in all provinces and countries other than Canada is greater than the individual's taxable income for the year, the individual's income for the year from carrying on business earned in a particular province or country other than Canada is deemed to be that proportion of the individual's taxable income for the year that

(b) for the purpose of this Part, the individual's income for the year from carrying on a business in any place shall be computed by reference only to the income from that business that is included in computing the individual's taxable income for the year.

**10. (1) Paragraph 5301(1)(b) of the Regulations is replaced by the following:**

(b) the total of the taxes payable by the corporation under Parts VI, VI.1 and XIII.1 of the Act for its taxation year preceding the particular year

**(2) Clause 5301(4)(a)(i)(B) of the Regulations is replaced by the following:**

(B) the total of the taxes payable under Parts VI, VI.1 and XIII.1 of the Act

**(3) The portion of subsection 5301(8) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:**

(8) Subject to subsection (9), if at a particular time a corporation (in this subsection referred as the "transferor") has disposed of all or substantially all of its property to another corporation with which it was not dealing at arm's length (in this subsection and subsection (9) referred to as the "transferee") and subsection 85(1), (2) or 142.7(3) of the Act applied in respect of the disposition of any of the property, the following rules apply:

**(4) Subsection 5301(10) of the Regulations is replaced by the following:**

(10) For the purpose of this section, tax payable under Part I, VI or XIII.1 of the Act by a corporation for a taxation year means the corporation's tax payable for the year under the relevant Part, determined before taking into consideration the specified future tax consequences for the year.

**11. Section 7900 of the Regulations is replaced by the following:**

**7900.** (1) For the purposes of section 33.1 and the definitions "excluded income" and "excluded revenue" and "specified deposit" in subsection 95(2.5) of the Act, each of the following is a prescribed financial institution:

(a) a member of the Canadian Payments Association, other than an authorized foreign bank; and

**2606.** (1) S'agissant d'un particulier auquel l'article 2601 s'applique, si le total des sommes, déterminées par ailleurs, qui représentent son revenu pour une année d'imposition tiré de l'exploitation d'une entreprise, gagné dans toutes les provinces et dans tous les pays étrangers, est supérieur à son revenu imposable pour l'année, son revenu pour l'année tiré de l'exploitation d'une entreprise, gagné dans une province donnée ou dans un pays étranger donné, est réputé correspondre à la proportion de son revenu imposable pour l'année que représente le rapport entre :

b) pour l'application de la présente partie, le revenu du particulier pour l'année tiré de l'exploitation d'une entreprise à un endroit quelconque n'est calculé que par rapport au revenu tiré de cette entreprise qui est inclus dans le calcul du revenu imposable du particulier pour l'année.

**10. (1) L'alinéa 5301(1)(b) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

b) le total de l'impôt à payer par la société en vertu des parties VI, VI.1 et XIII.1 de la Loi pour l'année d'imposition précédente.

**(2) La division 5301(4)(a)(i)(B) du même règlement est remplacée par ce qui suit :**

(B) le total de l'impôt à payer en vertu des parties VI, VI.1 et XIII.1 de la Loi,

**(3) Le passage du paragraphe 5301(8) du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :**

(8) Sous réserve du paragraphe (9), lorsqu'une société (appelée « cédant » au présent paragraphe) a disposé à une date donnée de la totalité ou de la presque totalité de ses biens en faveur d'une autre société avec laquelle elle avait un lien de dépendance (appelée « cessionnaire » au présent paragraphe et au paragraphe (9)) et que les paragraphes 85(1) ou (2) ou 142.7(3) de la Loi s'appliquaient à la disposition de l'un ou plusieurs de ces biens, les règles suivantes s'appliquent :

**(4) Le paragraphe 5301(10) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(10) Pour l'application du présent article, l'impôt à payer par une société en vertu des parties I, VI ou XIII.1 de la Loi pour une année d'imposition s'entend de son impôt à payer pour l'année en vertu de la partie pertinente, déterminé avant la prise en compte des conséquences fiscales futures déterminées pour l'année.

**11. L'article 7900 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**7900.** (1) Les institutions financières ci-après sont visées pour l'application de l'article 33.1 et des définitions de « dépôt déterminé » et « revenu exclu » au paragraphe 95(2.5) de la Loi :

a) les membres de l'Association canadienne des paiements, à l'exclusion des banques étrangères autorisées;

(b) a credit union that is a shareholder or member of a body corporate or organization that is a central for the purposes of the *Canadian Payments Act*.

(2) For the purposes of the definitions “excluded income” and “excluded revenue” and “specified deposit” in subsection 95(2.5) of the Act, an authorized foreign bank is a prescribed financial institution.

**12. (1) Section 9204 of the Regulations is amended by adding the following after subsection (2):**

(2.1) If subsection 142.7(13) of the Act applies in respect of the winding-up of a Canadian affiliate of an entrant bank,

(a) subsection (2) applies with respect to the winding-up and, for this purpose, the references in subsection (2) to “subsection 88(1)”, “taxpayer” and “parent” are to be read as references to “subsection 142.7(13)”, “Canadian affiliate” and “entrant bank”, respectively; and

(b) in respect of the winding-up, the reference in paragraph (5)(a) to “subsection 88(1) of the Act” is to be read as a reference to “subsection 142.7(13) of the Act”.

(2) Subsection 9204(2.1) of the Regulations, as enacted by subsection (1), is repealed.

**(3) Section 9204 of the Regulations is amended by adding the following after subsection (5):**

(5.1) For the purpose of subsection (5), a non-resident taxpayer is considered to cease to carry on all or substantially all of a business if the taxpayer ceases to carry on, or ceases to carry on in Canada, all or substantially all of the part of the business that was carried on in Canada.

**APPLICATION**

**13. (1) Section 1 applies to payments made after June 27, 1999, except that in its application to payments made before August 8, 2009, paragraph 105(2)(c) of the Regulations, as enacted by section 1, is to be read as follows:**

(c) made to an authorized foreign bank.

(2) Sections 2 to 4, subsection 7(13), section 8 and subsection 10(3) apply after June 27, 1999.

(3) Sections 800 to 803 of the Regulations, as enacted by subsection 5(1), apply to taxation years that end after June 27, 1999.

(4) Section 803.1 of the Regulations, as enacted by subsection 5(1), applies to amounts that are paid or credited before August 8, 2009, and in a taxation year that ends after June 27, 1999.

(5) Subsection 5(2) applies in respect of amounts paid or credited on or after August 8, 2009.

b) les caisses de crédit qui sont actionnaires ou membres d’une personne morale ou d’une organisation qui est une centrale pour l’application de la *Loi canadienne sur les paiements*.

(2) Les banques étrangères autorisées sont des institutions financières visées pour l’application des définitions de « dépôt déterminé » et « revenu exclu » au paragraphe 95(2.5) de la Loi.

**12. (1) L’article 9204 du même règlement est modifié par adjonction, après le paragraphe (2), de ce qui suit :**

(2.1) En cas d’application du paragraphe 142.7(13) de la Loi relativement à la liquidation de la filiale canadienne d’une banque entrante :

a) le paragraphe (2) s’applique relativement à la liquidation; à cette fin, les mentions « paragraphe 88(1) », « contribuable » et « société mère » au paragraphe (2) sont respectivement remplacées par « paragraphe 142.7(13) », « filiale canadienne » et « banque entrante », avec les adaptations grammaticales nécessaires;

b) en ce qui concerne la liquidation, la mention « paragraphe 88(1) » à l’alinéa (5)a est remplacée par « paragraphe 142.7(13) ».

(2) Le paragraphe 9204(2.1) du même règlement, édicté par le paragraphe (1), est abrogé.

**(3) L’article 9204 du même règlement est modifié par adjonction, après le paragraphe (5), de ce qui suit :**

(5.1) Pour l’application du paragraphe (5), il est considéré qu’un contribuable non-résident cesse d’exploiter la totalité ou la presque totalité d’une entreprise s’il cesse d’exploiter, ou cesse d’exploiter au Canada, la totalité ou la presque totalité de la partie de l’entreprise qui était exploitée au Canada.

**APPLICATION**

**13. (1) L’article 1 s’applique aux paiements faits après le 27 juin 1999. Toutefois, pour son application aux paiements faits avant le 8 août 2009, l’alinéa 105(2)c) du même règlement, édicté par l’article 1, est réputé avoir le libellé suivant :**

c) faits à une banque étrangère autorisée.

(2) Les articles 2 à 4, le paragraphe 7(13), l’article 8 et le paragraphe 10(3) s’appliquent à compter du 28 juin 1999.

(3) Les articles 800 à 803 du même règlement, édictés par le paragraphe 5(1), s’appliquent aux années d’imposition se terminant après le 27 juin 1999.

(4) L’article 803.1 du même règlement, édicté par le paragraphe 5(1), s’applique aux sommes qui sont payées ou créditées avant le 8 août 2009 et au cours d’une année d’imposition se terminant après le 27 juin 1999.

(5) Le paragraphe 5(2) s’applique relativement aux sommes payées ou créditées après le 7 août 2009.

Non-resident taxpayer

Contribuable non-résident

**(6) Section 805 of the Regulations, as enacted by section 6, applies to taxation years that end after June 27, 1999, except that for taxation years that begin before August 8, 2009, paragraph 805(a) of the Regulations, as enacted by section 6, is to be read as follows:**

(a) may reasonably be attributed to the business carried on by the person through a permanent establishment (within the meaning that would be assigned by subsection 400(2) if that subsection applied to the person) in Canada; or

**(7) Section 805.1 of the Regulations, as enacted by section 6, applies after August 8, 2009.**

**(8) Subsections 7(1), (2), (5), (6) and (8) to (10) apply to taxation years that begin after 1995, except that in applying the portion of subsection 808(1) of the Regulations before its paragraph (a), as enacted by subsection 7(1), to taxation years that end before June 28, 1999, it is to be read without reference to “(other than an authorized foreign bank)”.**

**(9) Subsection 7(3) applies to corporations that become resident in Canada after February 23, 1998, except that before June 28, 1999, subsection 808(1.1) of the Regulations, as enacted by subsection 7(3), is to be read as follows:**

(1.1) Notwithstanding subsection (1), for the purpose of paragraph 219(1)(j) of the Act, the allowance of a corporation that becomes resident in Canada at any time is, in respect of its investment in property in Canada for its last taxation year that ends before that time, prescribed to be nil.

**(10) Subsections 7(4), (7) and (11) come into force on the day on which these Regulations are registered.**

**(11) Subsection 7(12) is deemed to have come into force on August 8, 2000.**

**(12) Section 9 applies to the 1998 and subsequent taxation years.**

**(13) Subsections 10(1), (2) and (4) apply to the 2001 and subsequent taxation years, except that for taxation years that began before 2008**

**(a) paragraph 5301(1)(b) of the Regulations, as enacted by subsection 10(1), is to be read as follows:**

(b) the total of the taxes payable by the corporation under Parts I.3, VI, VI.1 and XIII.1 of the Act for its taxation year preceding the particular year

**(b) clause 5301(4)(a)(i)(B) of the Regulations, as enacted by subsection 10(2), is to be read as follows:**

(B) the total of the taxes payable under Parts I.3, VI, VI.1 and XIII.1 of the Act

**(c) subsection 5301(10) of the Regulations, as enacted by subsection 10(4), is to be read as follows:**

**(6) L'article 805 du même règlement, édicté par l'article 6, s'applique aux années d'imposition se terminant après le 27 juin 1999. Toutefois, en ce qui concerne les années d'imposition commençant avant le 8 août 2009, l'alinéa 805(a) du même règlement, édicté par l'article 6, est réputé avoir le libellé suivant :**

a) les sommes qu'il est raisonnable d'attribuer à l'entreprise que la personne exploite par l'intermédiaire d'un établissement stable (au sens du paragraphe 400(2) à supposer que ce paragraphe s'applique à la personne) au Canada;

**(7) L'article 805.1 du même règlement, édicté par l'article 6, s'applique après le 8 août 2009.**

**(8) Les paragraphes 7(1), (2), (5), (6) et (8) à (10) s'appliquent aux années d'imposition commençant après 1995. Toutefois, pour l'application du passage du paragraphe 808(1) du même règlement précédant l'alinéa a), édicté par le paragraphe 7(1), aux années d'imposition se terminant avant le 28 juin 1999, il n'est pas tenu compte du passage « (sauf une banque étrangère autorisée) ».**

**(9) Le paragraphe 7(3) s'applique aux sociétés qui deviennent des résidents du Canada après le 23 février 1998. Toutefois, avant le 28 juin 1999, le paragraphe 808(1.1) du même règlement, édicté par le paragraphe 7(3), est réputé avoir le libellé suivant :**

(1.1) Malgré le paragraphe (1), pour l'application de l'alinéa 219(1)(j) de la Loi, l'allocation d'une société à l'égard de ses investissements dans des biens situés au Canada, pour sa dernière année d'imposition se terminant avant le moment où elle devient un résident du Canada, est nulle.

**(10) Les paragraphes 7(4), (7) et (11) entrent en vigueur à la date d'enregistrement du présent règlement.**

**(11) Le paragraphe 7(12) est réputé être entré en vigueur le 8 août 2000.**

**(12) L'article 9 s'applique aux années d'imposition 1998 et suivantes.**

**(13) Les paragraphes 10(1), (2) et (4) s'appliquent aux années d'imposition 2001 et suivantes. Toutefois, en ce qui concerne les années d'imposition ayant commencé avant 2008 :**

**a) l'alinéa 5301(1)(b) du même règlement, édicté par le paragraphe 10(1), est réputé avoir le libellé suivant :**

b) le total de l'impôt à payer par la société en vertu des parties I.3, VI, VI.1 et XIII.1 de la Loi pour l'année d'imposition précédente.

**b) la division 5301(4)(a)(i)(B) du même règlement, édictée par le paragraphe 10(2), est réputée avoir le libellé suivant :**

(B) le total de l'impôt à payer en vertu des parties I.3, VI, VI.1 et XIII.1 de la Loi,

**c) le paragraphe 5301(10) du même règlement, édicté par le paragraphe 10(4), est réputé avoir le libellé suivant :**

(10) For the purpose of this section, tax payable under Part I, I.3, VI or XIII.1 of the Act by a corporation for a taxation year means the corporation's tax payable for the year under the relevant Part, determined before taking into consideration the specified future tax consequences for the year.

**(14) Section 11 applies after 1997, except that (a) before June 28, 1999, paragraph 7900(1)(a) of the Regulations, as enacted by section 11, is to be read as follows:**

(a) a member of the Canadian Payments Association; and

**(b) subject to paragraph (c), before 2008 the portion of subsection 7900(1) of the Regulations before paragraph (a), as enacted by section 11, is to be read as follows:**

**7900.** (1) For the purposes of section 33.1, the definitions "excluded income" and "excluded revenue" and "specified deposit" in subsection 95(2.5), clause 212(1)(b)(iii)(D) and subparagraph 212(1)(b)(xi) of the Act, each of the following is a prescribed financial institution:

**(c) for taxation years that began before 2000, the portion of subsection 7900(1) of the Regulations before paragraph (a), as enacted by section 11, is to be read as follows:**

**7900.** (1) For the purposes of section 33.1, paragraph 95(2)(a.3), the definition "specified deposit" in subsection 95(2.5), clause 212(1)(b)(iii)(D) and subparagraph 212(1)(b)(xi) of the Act, each of the following is a prescribed financial institution:

**(d) before October 24, 2001, paragraph 7900(1)(b) of the Regulations, as enacted by section 11, is to be read as follows:**

(b) a credit union that is a shareholder or member of a body corporate or organization that is a central for the purposes of the *Canadian Payments Association Act*.

**(e) subject to paragraph (f), before 2008 subsection 7900(2) of the Regulations, as enacted by section 11, is to be read as follows:**

(2) For the purposes of paragraph 95(2)(a.3), the definitions "excluded income" and "excluded revenue" and "specified deposit" in subsection 95(2.5) and clause 212(1)(b)(iii)(D) of the Act, an authorized foreign bank is a prescribed financial institution.

and

**(f) for taxation years that began before 2000, subsection 7900(2) of the Regulations, as enacted by section 11, is to be read as follows:**

(2) For the purposes of paragraph 95(2)(a.3), the definition "specified deposit" in subsection 95(2.5)

(10) Pour l'application du présent article, l'impôt à payer par une société en vertu des parties I, I.3, VI ou XIII.1 de la Loi pour une année d'imposition s'entend de son impôt à payer pour l'année en vertu de la partie pertinente, déterminé avant la prise en compte des conséquences fiscales futures déterminées pour l'année.

**(14) L'article 11 s'applique à compter de 1998. Toutefois :**

**a) avant le 28 juin 1999, l'alinéa 7900(1)a) du même règlement, édicté par l'article 11, est réputé avoir le libellé suivant :**

a) les membres de l'Association canadienne des paiements;

**b) sous réserve de l'alinéa c), avant 2008, le passage du paragraphe 7900(1) du même règlement précédant l'alinéa a), édicté par l'article 11, est réputé avoir le libellé suivant :**

**7900.** (1) Les institutions financières ci-après sont visées pour l'application de l'article 33.1, des définitions de « dépôt déterminé » et « revenu exclu » au paragraphe 95(2.5), de la division 212(1)(b)(iii)(D) et du sous-alinéa 212(1)(b)(xi) de la Loi :

**c) en ce qui concerne les années d'imposition ayant commencé avant 2000, le passage du paragraphe 7900(1) du même règlement précédant l'alinéa a), édicté par l'article 11, est réputé avoir le libellé suivant :**

**7900.** (1) Les institutions financières ci-après sont visées pour l'application de l'article 33.1, de l'alinéa 95(2)a.3), de la définition de « dépôt déterminé » au paragraphe 95(2.5), de la division 212(1)(b)(iii)(D) et du sous-alinéa 212(1)(b)(xi) de la Loi :

**d) avant le 24 octobre 2001, l'alinéa 7900(1)b) du même règlement, édicté par l'article 11, est réputé avoir le libellé suivant :**

b) les caisses de crédit qui sont actionnaires ou membres d'une personne morale ou d'une organisation qui est une centrale pour l'application de la *Loi sur l'Association canadienne des paiements*.

**e) sous réserve de l'alinéa f), avant 2008, le paragraphe 7900(2) du même règlement, édicté par l'article 11, est réputé avoir le libellé suivant :**

(2) Les banques étrangères autorisées sont des institutions financières visées pour l'application de l'alinéa 95(2)a.3), des définitions de « dépôt déterminé » et « revenu exclu » au paragraphe 95(2.5) et de la division 212(1)(b)(iii)(D) de la Loi.

**f) en ce qui concerne les années d'imposition ayant commencé avant 2000, le paragraphe 7900(2) du même règlement, édicté par l'article 11, est réputé avoir le libellé suivant :**

(2) Les banques étrangères autorisées sont des institutions financières visées pour l'application

and clause 212(1)(b)(iii)(D) of the Act, an authorized foreign bank is a prescribed financial institution.

**(15) Subsections 12(1) and (3) apply after June 27, 1999, except that before August 9, 2000 they apply only in respect of authorized foreign banks.**

**(16) Subsection 12(2) applies to windings-up that occur after June 14, 2004.**

#### **TIME EXTENSION — SECTIONS 801 AND 803**

**14. Returns required to be filed by an authorized foreign bank under section 801 of the Regulations, as enacted by subsection 5(1), and amounts required to be paid by an authorized foreign bank under section 803 of the Regulations, as enacted by subsection 5(1), are deemed to have been filed or paid, as the case may be, with the Minister of National Revenue in a timely manner if they are so filed and paid on or before the later of**

- (a) the day on or before which they would, but for this section, be required to be filed or paid; and**
- (b) the day that is six months after the day on which these Regulations are published in Part II of the *Canada Gazette*.**

#### **REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT**

*(This statement is not part of the Regulations.)*

##### **Issue and objectives**

In addition to making technical refinements to the existing *Income Tax Regulations* (the Regulations), these amendments to the Regulations can be categorized under three broad headings.

##### **(a) Authorized foreign banks**

Changes, enacted in 1999, to federal legislation allow foreign banks to operate through a “branch” structure, as well as through separately incorporated subsidiaries. Before those changes, foreign banks intending to operate in Canada were required to establish separate Canadian subsidiaries. Consequential changes to the income tax provisions were first proposed in 1999. These income tax changes were developed to ensure that foreign bank branches are taxed on a similar basis as are domestic banks and the Canadian subsidiaries of foreign banks. The necessary changes to the *Income Tax Act* (the Act) were enacted in 2001 (S.C. 2001, c. 17). The related changes to the Regulations ensure that the tax policy objectives of the rules developed for foreign bank branches are fully in effect. The changes were published in the *Canada Gazette*, Part I, on August 8, 2009 and February 13, 2003 and, before that, released in draft form for consultation in August 2000 (related materials for this and other consultations referenced in this RIAS are available through the Department of Finance’s Web site at [www.fin.gc.ca/news-nouvelles/nr-nc/archives-eng.asp](http://www.fin.gc.ca/news-nouvelles/nr-nc/archives-eng.asp)).

de l’alinéa 95(2)a.3), de la définition de « dépôt déterminé » au paragraphe 95(2.5) et de la division 212(1)(b)(iii)(D) de la Loi.

**(15) Les paragraphes 12(1) et (3) s’appliquent à compter du 28 juin 1999. Toutefois, avant le 9 août 2000, ils ne s’appliquent qu’à l’égard des banques étrangères autorisées.**

**(16) Le paragraphe 12(2) s’applique aux liquidations effectuées après le 14 juin 2004.**

#### **PROROGATION DE DÉLAI — ARTICLES 801 ET 803**

**14. Les déclarations qu’une banque étrangère autorisée doit produire aux termes de l’article 801 du même règlement, édicté par le paragraphe 5(1), et les sommes qu’une telle banque doit payer aux termes de l’article 803 du même règlement, édicté par le paragraphe 5(1), sont réputées avoir été produites ou payées, selon le cas, au ministre du Revenu national dans le délai imparti si elles sont ainsi produites ou payées au plus tard à celle des dates ci-après qui est postérieure à l’autre :**

- a) la date limite où elles auraient été à produire ou à payer en l’absence du présent article;**
- b) la date qui suit de six mois la date de la publication du présent règlement dans la *Gazette du Canada* Partie II.**

#### **RÉSUMÉ DE L’ÉTUDE D’IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION**

*(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)*

##### **Question et objectifs**

En plus d’améliorations techniques, le *Règlement de l’impôt sur le revenu* (le Règlement) fait l’objet de modifications qui portent sur trois grands sujets.

##### **a) Banques étrangères autorisées**

Les modifications apportées aux lois fédérales en 1999 permettent aux banques étrangères d’exercer leurs activités par l’intermédiaire de succursales ainsi que par l’intermédiaire de filiales constituées séparément. Auparavant, les banques étrangères qui souhaitaient exercer leurs activités au Canada devaient y établir des filiales distinctes. Des modifications corrélatives touchant l’impôt sur le revenu ont été proposées initialement en 1999 afin que les succursales de banques étrangères soient imposées au même titre que les banques nationales et les filiales canadiennes de banques étrangères. Les changements apportés à la *Loi de l’impôt sur le revenu* (la Loi) à cette fin ont été édictés en 2001 (L.C. 2001, ch. 17). Les changements connexes visant le Règlement ont pour but de donner plein effet aux objectifs en matière de politique de l’impôt des règles concernant les succursales de banques étrangères. Ils ont été rendus publics pour fins de consultation en août 2000 et ont été publiés dans la *Partie I* de la *Gazette du Canada* le 13 février 2003 et le 8 août 2009. (Les documents liés à la consultation d’août 2000 et à d’autres consultations mentionnées dans le présent résumé sont affichés sur le site Web du ministère des Finances à l’adresse suivante : [www.fin.gc.ca/news-nouvelles/nr-nc/archives-fra.asp](http://www.fin.gc.ca/news-nouvelles/nr-nc/archives-fra.asp).)

**(b) Taxpayer Migration**

Under Part XIV of the Act, a non-resident corporation that earns income in Canada may be liable to a branch tax. The branch tax serves as a proxy for the distribution tax in Part XIII of the Act that would have otherwise applied had the non-resident corporation earned the income indirectly through a Canadian resident corporate subsidiary and distributed it to its non-resident owners. Some of the detailed rules for computing the branch tax are set out in Part VIII of the Regulations. The amendments to the branch tax rules in Part VIII of the Regulations were first proposed in 1998, consequential to proposals (subsequently enacted in 1999) to amend the tax treatment of non-resident corporations that become resident in (i.e. “immigrate” to) Canada. The amendments introduce new subsection 808(1.1) of the Regulations to provide for appropriate transition under the branch tax where a non-resident corporation becomes resident in Canada.

**(c) Part-Year Residents**

Natural persons (“individuals”) who have income which is considered to have been earned in Canada, but which is not considered to be earned in a province, pay a special federal surtax in addition to their regular federal tax. The surtax, which was introduced in 1972, is calculated to approximate provincial taxes and ensures that those individuals face a total income tax burden roughly comparable to that of income earned in a province. Individuals with such income include non-residents who have business or employment income taxable in Canada.

A number of detailed computations relevant to the surtax are contained in Part XXVI of the Regulations. Amendments to Part XXVI were announced on March 16, 2001, consequential to amendments to the Act then proposed, and subsequently enacted in 2001, with respect to the taxation of individuals resident in Canada for only part of a taxation year (for example, where a Canadian resident individual ceases to be resident in Canada part way through a taxation year). The amendments to section 114 of the Act clarified what income inclusions and deductions are included in calculating the taxable income in Canada for a taxation year of a part-year resident. New subsections 2606(1) and (2) of the Regulations reflect these changes to the Act.

**Description and rationale****(a) Authorized foreign banks**

These amendments implement regulatory provisions related to earlier income tax measures, enacted in 2001 (S.C. 2001, c. 17), affecting foreign bank branches (for purposes of the Act and the Regulations, a branch of a foreign bank is defined as an “authorized foreign bank” in subsection 248(1)). Those measures follow from amendments to the *Bank Act* enacted in June 1999, which allow foreign banks to establish specialized, commercially focused, branches in Canada. Previously, foreign banks could operate in Canada only through Canadian-incorporated subsidiaries. The related income tax regulations included in this amending regulation were first released in draft form on August 8, 2000 and later published in the *Canada Gazette*, Part I, on February 13, 2003 and August 8, 2009. Implementation of the amending regulations supports the objectives of the authorized foreign bank tax

**b) Migration des contribuables**

Selon la partie XIV de la Loi, la société non-résidente qui gagne un revenu au Canada peut être assujettie à un impôt de succursale. Cet impôt remplace l'impôt sur les distributions prévu à la partie XIII de la Loi qui aurait été applicable par ailleurs si la société non-résidente avait gagné le revenu indirectement par l'intermédiaire d'une filiale résidant au Canada qui lui aurait distribué ce revenu. Certaines des règles détaillées sur le calcul de l'impôt de succursale sont énoncées à la partie VIII du Règlement. Les modifications apportées à ces règles ont été publiées initialement en 1998, dans la foulée des propositions (éditées en 1999) visant à modifier le traitement fiscal des sociétés non-résidentes qui deviennent des résidents du Canada (c'est-à-dire qui «immigrent»). Ces modifications ajoutent le paragraphe 808(1.1) au Règlement afin de prévoir une transition appropriée sous le régime de l'impôt de succursale dans le cas où une société non-résidente devient un résident du Canada.

**c) Personnes résidant au Canada pendant une partie de l'année seulement**

Les personnes physiques (ou particuliers) qui ont un revenu qui est considéré comme ayant été gagné au Canada mais non dans une province sont assujetties à une surtaxe fédérale spéciale en sus de l'impôt fédéral habituel. La surtaxe, dont la mise en place remonte à 1972, correspond à peu près aux impôts provinciaux et fait en sorte que l'impôt sur le revenu dont ces particuliers sont redevables soit comparable à l'impôt sur le revenu gagné dans une province. Sont visés par cette mesure les non-résidents qui ont un revenu imposable au Canada provenant d'une entreprise ou d'un emploi.

Certains calculs détaillés portant sur la surtaxe figurent à la partie XXVI du Règlement. Des modifications à cette partie ont été annoncées le 16 mars 2001, dans la foulée des changements (édités en 2001) qui avaient alors été proposés à la Loi concernant l'imposition de particuliers ne résidant au Canada que pendant une partie de l'année d'imposition (c'est le cas notamment des particuliers qui cessent de résider au Canada une fois l'année d'imposition entamée). L'article 114 de la Loi avait ainsi été modifié afin de fournir des précisions quant aux sommes qui sont à inclure, ou qui sont déductibles, dans le calcul du revenu imposable au Canada pour l'année d'imposition d'une personne résidant au Canada pendant une partie de l'année seulement. Les nouveaux paragraphes 2606(1) et (2) du Règlement font suite à ces modifications.

**Description et justification****a) Banques étrangères autorisées**

Les modifications mettent en œuvre des dispositions réglementaires liées à des mesures d'impôt sur le revenu, édictées en 2001 (L.C. 2001, ch. 17), touchant les succursales de banques étrangères. [Pour l'application de la Loi et du Règlement, les succursales de banques étrangères constituent des banques étrangères autorisées au sens du paragraphe 248(1) de la Loi.] Ces mesures faisaient suite à des modifications apportées à la *Loi sur les banques* en juin 1999 qui permettaient aux banques étrangères d'établir au Canada des succursales spécialisées, centrées sur le commerce. Auparavant, les banques étrangères ne pouvaient exercer leurs activités au Canada que par l'intermédiaire de filiales constituées au Canada. Les dispositions figurant dans le règlement qui fait l'objet du présent résumé ont été publiées en avant-projet le 8 août 2000 puis dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le

regime — i.e. that the taxation of foreign bank branches be broadly comparable to the taxation of Canadian banks.

The following describes the Regulations that are amended in respect of authorized foreign banks.

*(i) Part I (“at-source”) Withholding Tax*

A non-resident corporation carrying on business in Canada is subject to Canadian withholding tax under Part I of the Act on certain payments made to it. Although the non-resident is liable for tax on the amounts paid, the payer is generally responsible for withholding a portion of the amount paid on account of that tax liability and remitting it to the Canadian government. For example, a person paying fees or commissions to a non-resident for services rendered in Canada is required, under Part I of the Act, to withhold from the payment an amount prescribed under the Regulations.

Detailed rules in respect of the Part I withholding tax regime are found in Part I of the Regulations. Subsection 105(1) of the Regulations requires that every person paying to a non-resident person a fee, commission or other amount in respect of services rendered in Canada, of any nature whatever, withhold 15% of the amount paid. Subsection 105(2) of the Regulations sets out exceptions to the requirement under subsection 105(1). Subsection 105(2) is amended to exclude payments made to an authorized foreign bank in respect of its Canadian banking business or to a non-resident insurer.

*(ii) Part XIII (“non-resident”) Withholding Tax*

Part XIII of the Act imposes an income tax on various types of amounts paid or credited to non-residents from sources in Canada. Because the tax is usually required to be withheld and remitted by the payers of the amounts, it is commonly referred to as a “non-resident withholding tax.” For example, a Canadian resident person paying certain amounts of interest or dividends to a non-resident person is generally required to withhold a portion of the amount paid on account of the non-resident person’s Canadian tax liability and remit the amount withheld to the Canadian government.

Authorized foreign banks are deemed by subsection 212(13.3) of the Act to be resident in Canada for the purposes of Part XIII of the Act in respect of amounts paid or credited to such a bank in respect of its Canadian banking business. As a result, an authorized foreign bank will not be liable for Part XIII tax in respect of those amounts. However, an authorized foreign bank does remain, subject to further exception, liable to non-resident withholding tax in respect of amounts paid or credited to it other than in respect of its “Canadian banking business” (as defined in subsection 248(1) of the Act).

The Regulations contain a number of detailed rules regarding the non-resident withholding tax regime, including rules regarding the application of Part XIII tax to non-resident persons that carry on business in Canada. These include regulations (made under the prescribing power in subsection 215(4) of the Act) suspending the requirement for withholding on the part of a Canadian resident payer, and regulations (made under the prescribing

13 février 2003 et le 8 août 2009. Ces dispositions réglementaires sont conformes aux objectifs du régime d’imposition des banques étrangères autorisées, selon lesquels le régime d’imposition de ces banques doit être sensiblement comparable à celui des banques canadiennes.

Voici un exposé des modifications réglementaires touchant les banques étrangères autorisées.

*(i) Partie I — Retenue d’impôt à la source*

Certains paiements faits aux sociétés non-résidentes qui exploitent une entreprise au Canada sont assujettis à la retenue d’impôt prévue à la partie I de la Loi. Bien que le non-résident soit redevable d’impôt sur les sommes qui lui sont versées, la tâche d’opérer une retenue au titre de cette obligation et de la verser au gouvernement canadien revient généralement au payeur. Par exemple, la personne qui verse des honoraires ou des commissions à un non-résident pour des services rendus au Canada est tenue, en vertu de la partie I de la Loi, de retenir sur le paiement une somme déterminée par règlement.

La partie I du Règlement contient des règles détaillées concernant le régime de la retenue d’impôt. Selon le paragraphe 105(1) du Règlement, quiconque verse à une personne non-résidente des honoraires, commissions ou autres sommes à l’égard de services rendus au Canada, de quelque nature qu’ils soient, doit retenir un montant égal à 15 % du versement. Les exceptions à cette règle sont énoncées au paragraphe 105(2) du Règlement. Ce dernier paragraphe est modifié afin d’exclure les paiements faits aux banques étrangères autorisées en ce qui a trait à leur entreprise bancaire canadienne ainsi que les paiements faits aux assureurs non-résidents.

*(ii) Partie XIII — Retenue d’impôt des non-résidents*

Diverses sommes provenant de sources situées au Canada qui sont versées à des non-résidents ou portées à leur crédit sont assujetties à l’impôt prévu à la partie XIII de la Loi. Cet impôt, qui est habituellement retenu et versé par le payeur des sommes, est communément appelé « retenue d’impôt des non-résidents ». Par exemple, la personne résidant au Canada qui verse certains intérêts ou dividendes à une personne non-résidente doit généralement retenir une partie du versement au titre de l’impôt canadien dont la personne non-résidente est redevable et verser la somme retenue au gouvernement canadien.

Les banques étrangères autorisées sont réputées, en vertu du paragraphe 212(13.3) de la Loi, être des résidents du Canada pour l’application de la partie XIII de la Loi en ce qui concerne les sommes qui leur sont payées, ou qui sont portées à leur crédit, relativement à leur entreprise bancaire canadienne. Elles ne sont donc pas assujetties à l’impôt prévu à la partie XIII à l’égard de ces sommes. Elles demeurent toutefois assujetties, sous réserve d’autres exceptions, à la retenue d’impôt des non-résidents à l’égard des sommes qui leur sont payées, ou qui sont portées à leur crédit, relativement à des activités autres que leur entreprise bancaire canadienne, au sens du paragraphe 248(1) de la Loi.

Le Règlement contient certaines règles détaillées concernant le régime de la retenue d’impôt des non-résidents, y compris des règles sur l’application de la partie XIII aux personnes non-résidentes qui exploitent une entreprise au Canada. Il s’agit notamment de dispositions [prises en vertu du pouvoir habilitant prévu au paragraphe 215(4) de la Loi] qui ont pour effet de suspendre l’obligation de retenue du payeur résidant au Canada et de



power in subsection 214(13) of the Act) prescribing what amounts are taxable under Part XIII. These regulations, contained in Part VIII of the Regulations, are proposed to be amended in respect of the application of Part XIII tax to non-Canadian banking businesses of authorized foreign banks.

Sections 800 to 803 of the Regulations currently exempt a payer from the withholding responsibility imposed under Part XIII of the Act on payments made to a registered non-resident insurer. With the enactment of new section 803.1 of the Regulations, the rules in sections 800 to 803 of the Regulations are extended to apply also in respect of amounts paid or credited to an authorized foreign bank. This special regime exempting payer withholding obligations is, however, applicable only in respect of amounts paid or credited before August 8, 2009. As a result, for amounts paid or credited on or after that date the ordinary withholding and remittance regime (described above) would apply. In this regard, it should be noted that recently enacted changes to the Act have limited the types of non-participating debt interest payments between arm's length parties on which Canada imposes a non-resident withholding tax. For example, most types of interest paid after 2007 in respect of arm's length lending arrangements between a Canadian resident borrower and a non-resident lender, such as an authorized foreign bank, are exempt from non-resident withholding tax.

Section 805 of the Regulations provides rules for determining whether an amount is taxable under Part XIII of the Act when paid or credited to a non-resident person who carries on a business in Canada. Section 805 of the Regulations confirms that Part XIII applies as it would otherwise, except to the extent that the amount

- can reasonably be attributed to a business carried on by the non-resident through a permanent establishment in Canada, or
- is required under subparagraph 115(1)(a)(iii.3) of the Act to be included in the non-resident's taxable income earned in Canada.

Section 805 of the Regulations is amended to update its structure and language, and to clarify its relationship to section 802 of the Regulations — in effect, that section 805 of the Regulations does not apply to a registered non-resident insurer or, to the extent provided by section 803.1 of the Regulations, an authorized foreign bank. Section 805 is also amended (as described in greater detail below) to provide that the expression “permanent establishment” used in that section is to carry the meaning it has under section 8201 of the Regulations. Finally, subsections 805(2) and (3) of the Regulations are repealed.

New section 805.1 of the Regulations replaces a similar rule in subsection 805(2) of the Regulations, which is repealed. Section 805.1 allows a person to apply to the Canada Revenue Agency (CRA) for a certificate confirming that an amount to be paid or credited to the person is described in paragraph 805(a) or (b) of the Regulations. A certificate is required to be issued by the CRA if it determines that the amount is so described. Section 805.1 of the Regulations is not intended to be limited to persons to whom section 805 applies. For example, it is intended that an authorized foreign bank may request the certificate even if its only business in Canada is its Canadian banking business; although the certificate is not required in such a circumstance to

dispositions [prises en vertu du pouvoir habilitant prévu au paragraphe 214(13) de la Loi] qui fournissent des précisions quant aux sommes qui sont imposables en vertu de la partie XIII. Ces dispositions sont énoncées à la partie VIII du Règlement. Il est proposé de les modifier pour ce qui est de l'application de l'impôt de la partie XIII aux entreprises bancaires non canadiennes de banques étrangères autorisées.

Les articles 800 à 803 du Règlement ont pour effet d'exempter les payeurs de l'obligation d'opérer, en vertu de la partie XIII de la Loi, une retenue sur les sommes versées aux assureurs non-résidents enregistrés. Le nouvel article 803.1 du Règlement étend l'application des règles énoncées aux articles 800 à 803 du Règlement aux sommes versées aux banques étrangères autorisées ou portées à leur crédit. Ce régime spécial d'exemption des payeurs ne s'applique toutefois qu'à l'égard des sommes payées ou créditées avant le 8 août 2009. Par conséquent, les sommes payées ou créditées à cette date ou par la suite sont assujetties au régime habituel de retenue et de versement (voir ci-dessus). À cet égard, il est à noter que des changements récents apportés à la Loi ont eu pour effet de limiter les types de paiements d'intérêts sur des créances non participatives entre parties sans lien de dépendance sur lesquels le Canada impose une retenue d'impôt des non-résidents. En effet, la plupart des intérêts payés après 2007 relativement à des mécanismes de prêt conclus entre un emprunteur résidant au Canada et un prêteur non-résident, comme une banque étrangère autorisée, sans lien de dépendance sont exemptés de la retenue d'impôt des non-résidents.

L'article 805 du Règlement prévoit des règles qui permettent de déterminer si une somme est imposable en vertu de la partie XIII de la Loi lorsqu'elle est payée à une personne non-résidente qui exploite une entreprise au Canada, ou portée à son crédit. Cet article confirme que la partie XIII s'applique normalement, sauf dans la mesure où, selon le cas :

- il est raisonnable d'attribuer la somme à une entreprise que la personne non-résidente exploite par l'intermédiaire d'un établissement stable au Canada;
- la somme doit être incluse, en application du sous-alinéa 115(1)(a)(iii.3) de la Loi, dans le revenu imposable de la personne non-résidente gagné au Canada.

Les modifications à l'article 805 du Règlement mettent à jour la structure et le libellé de l'article et précisent son lien avec l'article 802 du Règlement. En effet, l'article 805 ne s'applique pas aux assureurs non-résidents enregistrés ni, dans la mesure prévue par l'article 803.1 du Règlement, aux banques étrangères autorisées. L'article 805 est aussi modifié de façon à préciser que le terme « établissement stable », qui s'y retrouve, s'entend au sens de l'article 8201 du Règlement (voir détails ci-après). Enfin, les paragraphes 805(2) et (3) du Règlement sont abrogés.

Le nouvel article 805.1 du Règlement remplace une règle semblable énoncée au paragraphe 805(2), lequel est abrogé. Ce nouvel article permet à une personne de s'adresser à l'Agence du revenu du Canada (ARC) afin d'obtenir un certificat confirmant qu'une somme à payer à une personne, ou à porter à son crédit, est visée aux alinéas 805(a) ou b) du Règlement. L'ARC doit délivrer ce certificat dans le cas où elle constate que la somme est ainsi visée. L'article 805.1 du Règlement ne s'applique pas seulement aux personnes visées par l'article 805. En effet, une banque étrangère autorisée peut demander le certificat même si sa seule entreprise au Canada est son entreprise bancaire canadienne. Bien que le certificat ne soit pas requis dans ces circonstances

relieve the bank of a liability for tax under Part XIII of the Act on amounts paid or credited to it, the verification provided by the certificate provides Canadian resident payers with added assurance that no withholding is required under Part XIII tax.

Section 810 of the Regulations prescribes the meaning of excluded property of certain non-resident insurers for the purposes of paragraph 116(6)(e) of the Act. Section 810 is repealed, as the substance of section 810 has been included in paragraph 116(6)(e) of the Act.

*(iii) Tax Abatement*

Under section 124 of the Act, the federal corporate income tax rate for a taxation year applicable to income earned in a province is reduced by 10 percentage points from the rate that would otherwise apply (i.e. the federal tax abatement). For this purpose, Part IV of the Regulations sets out prescribed rules for determining the amount of a corporation's "taxable income earned in a province."

Section 404 of the Regulations prescribes rules for determining the taxable income earned in a province for chartered banks. Section 404 of the Regulations is amended to replace its reference to "chartered bank" with a reference to "bank" such that the Regulation also applies to authorized foreign banks (the expression "bank" is defined in subsection 248(1) of the Act to include an authorized foreign bank).

Section 413 of the Regulations defines certain terms for the purposes of applying Part IV of the Regulations in respect of non-resident corporations. Consequential to the amendment to section 404 of the Regulations extending that provision to authorized foreign banks, new subsection 413(3) of the Regulations contains a rule, for the purpose of paragraph 404(1)(b) of the Regulations, defining the meaning of "all loans and deposits" of an authorized foreign bank for a year. For an authorized foreign bank, this expression refers to all loans and deposits for the year in respect of the bank's Canadian banking business.

*(iv) Branch Tax*

Part XIV of the Act imposes a tax on non-resident corporations carrying on a business in Canada through a branch. The purpose of this tax is to put those non-resident corporations in a similar position for Canadian tax purposes as are non-residents that carry on business in Canada indirectly through a Canadian subsidiary.

Branch tax is levied at a flat rate of 25 % on a non-resident corporation's taxable income from Canadian sources, with certain adjustments, including an allowance for its investment in property in Canada. A corporation's allowance for investment in property in Canada is computed under section 808 of the Regulations.

Subsection 808(1) of the Regulations computes the allowance for investment in property in Canada for all non-resident corporations for the purpose of paragraph 219(1)(j) of the Act. Subsection 808(1) is amended to specifically exclude authorized foreign banks from these computational rules, in recognition of a special rule in subsection 808(8) of the Regulations (described in greater detail below) that instead applies to compute the allowance for investment in property in Canada for an authorized foreign bank.

Subsection 808(1.1) of the Regulations is added to provide that the allowance of a corporation that becomes resident in Canada in

afin de soustraire la banque à l'impôt prévu à la partie XIII de la Loi sur les sommes qui lui sont versées ou qui sont portées à son crédit, la vérification que suppose le certificat donne aux payeurs résident au Canada l'assurance qu'aucune retenue n'a à être opérée au titre de l'impôt prévu à la partie XIII.

L'article 810 du Règlement précise en quoi consistent les biens exclus de certains assureurs non-résidents pour l'application de l'alinéa 116(6)e) de la Loi. Comme les dispositions figurant à cet article ont été incorporées à cet alinéa, l'article est abrogé.

*(iii) Abatement d'impôt*

Selon l'article 124 de la Loi, le taux de l'impôt fédéral sur le revenu des sociétés pour une année d'imposition qui s'applique au revenu gagné dans une province est de dix points inférieur au taux qui s'appliquerait par ailleurs (ce taux réduit représente l'abattement d'impôt fédéral). À cette fin, la partie IV du Règlement prévoit les règles qui permettent de calculer le revenu imposable d'une société gagné dans une province.

L'article 404 du Règlement porte sur le calcul du revenu imposable des banques à charte gagné dans une province. La modification apportée à cet article consiste notamment à remplacer « banque à charte » par « banque » afin qu'il s'applique également aux banques étrangères autorisées [le terme « banque » est défini au paragraphe 248(1) de la Loi et comprend les banques étrangères autorisées].

L'article 413 du Règlement définit certains termes pour l'application de la partie IV du Règlement aux sociétés non-résidentes. Par suite de la modification apportée à l'article 404 du Règlement, qui vise à étendre l'application de cet article aux banques étrangères autorisées, le nouveau paragraphe 413(3) précise, pour l'application de l'alinéa 404(1)b) du Règlement, ce qui constitue le « total des prêts et dépôts » d'une banque étrangère autorisée pour une année. Pour ces banques, il s'agit du total des prêts et dépôts pour l'année relatifs à leurs entreprises bancaires canadiennes.

*(iv) Impôt de succursale*

Les sociétés non-résidentes qui exploitent une entreprise au Canada par l'intermédiaire d'une succursale sont assujetties à l'impôt prévu à la partie XIV de la Loi. Cet impôt fait en sorte que la situation de ces sociétés sur le plan de l'impôt canadien soit semblable à celle des non-résidents qui exploitent une entreprise au Canada indirectement par l'intermédiaire d'une filiale canadienne.

L'impôt de succursale est levé à un taux uniforme de 25 % sur le revenu imposable d'une société non-résidente provenant de sources canadiennes, compte tenu de certains rajustements, y compris une allocation à l'égard d'investissements dans des biens situés au Canada. Cette allocation est calculée selon l'article 808 du Règlement.

Le paragraphe 808(1) du Règlement permet de calculer, pour l'application de l'alinéa 219(1)j) de la Loi, l'allocation des sociétés non-résidentes à l'égard d'investissements dans des biens situés au Canada. Ce paragraphe est modifié afin d'exclure expressément de son application les banques étrangères autorisées. La raison en est que le calcul de l'allocation de ces banques à l'égard d'investissements dans des biens situés au Canada est prévu au nouveau paragraphe 808(8) du Règlement (voir ci-après).

Le nouveau paragraphe 808(1.1) au Règlement prévoit que l'allocation d'une société qui devient un résident du Canada au

a particular year be nil in respect of its investment in property in Canada for the immediately previous year. For more commentary on subsection 808(1.1) of the Regulations, see the discussion below on taxpayer migration.

A non-resident corporation's allowance for investment in property in Canada is computed on the basis of its "qualified investment in property in Canada." Subsection 808(2) of the Regulations computes the amount of a corporation's "qualified investment in property in Canada." Paragraphs 808(2)(d) to (d.2) and subparagraphs 808(2)(l)(ii) and (5)(j)(ii) of the Regulations generally refer to rules applicable to resource property in the computation of the "qualified investment in property in Canada." These provisions are amended to make technical refinements to the existing regulatory structure. Paragraphs 808(2)(h) and (p) are repealed, and subparagraphs 808(2)(l)(i), (n)(ii) and (iii) and (o)(ii) and (iii) of the Regulations are amended, to reflect amendments to Part XIV of the Act regarding the branch tax on non-resident corporations.

"Qualified investment in property in Canada" includes a corporation's "allowable liquid assets," as well as the corporation's share of the "allowable liquid assets" of a partnership of which the corporation is a member. The amendment to paragraph 808(6)(a) of the Regulations clarifies that the allowable liquid assets of a partnership include only amounts that were either generated by, or intended for the use of, its business carried on in Canada.

Subsection 808(8) of the Regulations determines the allowance for investment in property in Canada by an authorized foreign bank. The subsection provides an exception to the general rule contained in subsection 808(1) (described in greater detail above). The exception recognizes that authorized foreign banks are required to have a minimum capital amount in Canada, and allows authorized foreign banks to take into account that minimum capital amount in calculating the investment allowance for branch tax purpose.

*(v) Instalment Base*

Section 157 of the Act requires taxpayers to make regular instalment payments on account of income tax. The amount of each instalment is determined by reference to an "instalment base," which in broad terms reflects the amount of the taxpayer's expected tax liability. Section 5301 of the Regulations computes the instalment base of a corporation. Paragraph 5301(1)(b), clause 5301(4)(a)(i)(B) and subsection 5301(10) of the Regulations describe the taxes payable to be included in such computation.

An authorized foreign bank is subject to the Branch Interest Tax imposed under Part XIII.1 of the Act. Paragraph 5301(1)(b), clause 5301(4)(a)(i)(B) and subsection 5301(10), of the Regulations are amended to include the Part XIII.1 tax in the computation of the instalment base, which would ensure an instalment payment treatment similar to that of domestic banks and of Canadian subsidiaries of foreign banks, and to reflect the repeal of Part I.3 of the Act.

Subsection 5301(8) of the Regulations describes the additional rules applicable in the computation of an instalment base in circumstances where a property is disposed of in a transaction governed by subsection 85(1) or (2) of the Act. Subsection 142.7(3) of the Act allows a Canadian affiliate of an authorized foreign bank to dispose of its property in the manner similar to an

cours d'une année donnée est nulle à l'égard de ses investissements, pour l'année précédente, dans des biens situés au Canada. Pour en savoir davantage sur ce paragraphe, se reporter aux notes ci-après sur la migration des contribuables.

L'allocation d'une société non-résidente à l'égard d'investissements dans des biens situés au Canada est fonction de ses « investissements admissibles dans des biens situés au Canada », déterminés selon le paragraphe 808(2) du Règlement. Les alinéas 808(2)(d) à (d.2) et les sous-alinéas 808(2)(l)(ii) et (5)(j)(ii) du Règlement portent sur les montants qui entrent dans le calcul de l'investissement admissible dans des biens situés au Canada au titre d'avoirs miniers. Ces dispositions sont modifiées de façon à apporter des améliorations techniques au cadre réglementaire existant. Les alinéas 808(2)(h) et (p) sont abrogés et les sous-alinéas 808(2)(l)(i), (n)(ii) et (iii) et (o)(ii) et (iii) sont modifiés afin de tenir compte des changements apportés à la partie XIV de la Loi relativement à l'impôt de succursale auquel sont assujetties les sociétés non-résidentes.

Sont compris dans les investissements admissibles dans des biens situés au Canada les avoirs liquides admissibles de la société ainsi que sa part des avoirs liquides admissibles de toute société de personnes dont elle est un associé. La modification apportée à l'alinéa 808(6)(a) du Règlement précise que les avoirs liquides admissibles d'une société de personnes ne comprennent que les sommes qui étaient soit tirées d'une entreprise qu'elle exploite au Canada, soit destinées à être utilisées dans le cadre d'une telle entreprise.

Le paragraphe 808(8) du Règlement permet de calculer l'allocation des banques étrangères autorisées à l'égard d'investissements dans des biens situés au Canada. Cette disposition représente une exception à la règle générale énoncée au paragraphe 808(1) (voir ci-dessus). Cette exception reconnaît que les banques étrangères autorisées doivent avoir un montant de capital minimal au Canada et permet à ces banques de tenir compte de ce montant dans le calcul de leur allocation à l'égard d'investissements pour les fins de l'impôt de succursale.

*(v) Base des acomptes provisionnels*

L'article 157 de la Loi exige des contribuables qu'ils versent des acomptes provisionnels à intervalles réguliers au titre de l'impôt sur le revenu. Le montant de chaque acompte est fonction de la « base des acomptes provisionnels », laquelle reflète, de façon générale, l'impôt dont le contribuable est redevable. La base des acomptes provisionnels d'une société est calculée selon l'article 5301 du Règlement. Les modifications à l'alinéa 5301(1)(b), à la division 5301(4)(a)(i)(B) et au paragraphe 5301(10) du Règlement portent sur les impôts payables qui sont à inclure dans ce calcul.

Les banques étrangères autorisées sont assujetties à l'impôt sur les intérêts de succursale prévu à la partie XIII.1 de la Loi. L'alinéa 5301(1)(b), la division 5301(4)(a)(i)(B) et le paragraphe 5301(10) du Règlement sont modifiés afin que cet impôt soit pris en compte dans le calcul de la base des acomptes provisionnels — assurant ainsi aux banques étrangères autorisées un traitement semblable à celui réservé aux banques nationales et aux filiales canadiennes de banques étrangères — et afin de tenir compte de l'abrogation de la partie I.3 de la Loi.

Le paragraphe 5301(8) du Règlement porte sur le calcul de la base des acomptes provisionnels dans le cas où un bien fait l'objet d'une disposition dans le cadre d'une opération à laquelle s'appliquent les paragraphes 85(1) ou (2) de la Loi. Le paragraphe 142.7(3) de la Loi permet à la filiale canadienne d'une banque étrangère autorisée de disposer de ses biens d'une manière

election under subsection 85(1) of the Act. Subsection 5301(8) of the Regulations is amended to include the property disposed of by virtue of an election under subsection 142.7(3) of the Act.

(vi) *Prescribed financial institutions*

Section 7900 of the Regulations defines the meaning of “prescribed financial institution” for the purposes of various provisions in the Act. Section 7900 of the Regulations is re-numbered as new subsection 7900(1).

Paragraph 7900(1)(a) of the Regulations is amended to clarify that it is to apply to any member of the Canadian Payments Association, and not just to those established as corporations.

New subsection 7900(2) of the Regulations provides that an authorized foreign bank is a prescribed financial institution for the purposes of the definitions “excluded income,” and “excluded revenue” and “specified deposit” in subsection 95(2.5) of the Act. These definitions are relevant in determining whether the income of a foreign affiliate of a Canadian taxpayer is treated as active business income or not under the foreign affiliate regime. Prescribing authorized foreign banks for this purpose ensures that the income or revenue of an authorized foreign bank that is derived directly or indirectly from certain deposits with it are generally ignored in recharacterizing the income as being from a business other than an active business.

Subsection 7900(1) and (2) of the Regulations are amended to delete the references to clause 212(1)(b)(iii)(D) and subparagraph 212(1)(b)(xi) of the Act as a consequence of the repeal of those provisions in the Act, and to reflect that the references to prescribed financial institutions have been moved from paragraph 95(2)(a.3) of the Act to certain definitions contained in subsection 95(2.5) of the Act. These changes are strictly consequential to those amendments to the Act.

(vii) *Residual portion of gain or loss*

Part XCII of the Regulations provides rules for the disposition of specified debt obligations held by financial institutions. For more information about the operation of this Part see the description in the Regulatory Impact Analysis Statement for the *Regulations Amending the Income Tax Regulations (Securities held by Financial Institutions)*, P.C. 2009-1212, SOR/2009-222, published in Part II of the *Canada Gazette*, on August 19, 2009, available through the Internet at [www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2009/2009-08-19/pdf/g2-14317.pdf](http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2009/2009-08-19/pdf/g2-14317.pdf).

Section 9204 of the Regulations contains special rules relating to the amortization of the residual portion of the gain or loss from the disposition of a specified debt obligation in a number of special circumstances including when an affected taxpayer ceases to carry on a business and on the winding-up of a subsidiary corporation into its parent corporation on a rollover basis pursuant to subsection 88(1) of the Act.

The amendments to section 9204 of the Regulations extend some of these special rules to specified debt obligations disposed of by a financial institution on its tax-deferred reorganization from subsidiary to branch form under transitional rules enacted at the time of the introduction of the authorized foreign bank regime and found in section 142.7 of the Act.

qui s'apparente à la disposition découlant du choix prévu au paragraphe 85(1) de la Loi. Le paragraphe 5301(8) du Règlement est modifié de façon à s'appliquer aux biens dont il est disposé par l'effet du choix prévu au paragraphe 142.7(3) de la Loi.

(vi) *Institutions financières visées*

Les institutions financières visées par règlement dont il est question dans certaines dispositions de la Loi font l'objet de l'article 7900 du Règlement, article qui devient le paragraphe 7900(1) du Règlement.

L'alinéa 7900(1)a) du Règlement est modifié afin de préciser que cet alinéa s'applique à tous les membres de l'Association canadienne des paiements et non pas seulement à ceux qui sont constitués en société.

Le nouveau paragraphe 7900(2) du Règlement assimile une banque étrangère autorisée à une institution financière visée pour l'application des définitions de « dépôt déterminé » et « revenu exclu » au paragraphe 95(2.5) de la Loi. Ces définitions s'appliquent lorsqu'il s'agit de déterminer si le revenu d'une société étrangère affiliée d'un contribuable canadien constitue un revenu tiré d'une entreprise exploitée activement sous le régime des sociétés étrangères affiliées. Le fait d'inclure les banques étrangères autorisées dans les institutions financières visées par règlement fait en sorte que le revenu de ces banques qui provient directement ou indirectement de certains dépôts faits auprès d'elles ne soit pas pris en compte lorsqu'il s'agit de caractériser le revenu comme un revenu provenant d'une entreprise autre qu'une entreprise exploitée activement.

Les paragraphes 7900(1) et (2) du Règlement sont modifiés afin de supprimer les renvois à la division 212(1)(b)(iii)(D) et au sous-alinéa 212(1)(b)(xi) de la Loi — qui ont été abrogés — et de tenir compte du fait que les institutions financières sont désormais visées dans certaines définitions du paragraphe 95(2.5) de la Loi plutôt qu'à l'alinéa 95(2)a.3). Ces modifications font suite à des changements apportés à la Loi.

(vii) *Partie résiduelle d'un gain ou d'une perte*

La partie XCII du Règlement porte sur la disposition de titres de créance déterminés détenus par des institutions financières. Pour en savoir davantage sur l'application de cette partie, se reporter au résumé de l'étude d'impact de la réglementation concernant le *Règlement modifiant le Règlement de l'impôt sur le revenu (titres détenus par les institutions financières)*, C.P. 2009-1212, DORS/2009-222, publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, le 19 août 2009 et affiché sur le Web à l'adresse [www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2009/2009-08-19/pdf/g2-14317.pdf](http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2009/2009-08-19/pdf/g2-14317.pdf).

L'article 9204 du Règlement prévoit des règles spéciales concernant l'amortissement de la partie résiduelle du gain ou de la perte provenant de la disposition d'un titre de créance déterminé dans certaines circonstances, notamment dans le cas où un contribuable cesse d'exploiter une entreprise et où les biens d'une filiale passent par roulement à sa société mère en raison d'une liquidation à laquelle le paragraphe 88(1) de la Loi s'applique.

Les modifications apportées à l'article 9204 du Règlement étendent l'application de certaines de ces règles spéciales aux titres de créance déterminés dont une institution financière dispose lorsqu'elle fait l'objet d'une réorganisation — pour passer de l'état de filiale à l'état de succursale — aux termes des dispositions transitoires énoncées à l'article 142.7 de la Loi qui ont été édictées lors de la mise en place du régime des banques étrangères autorisées.

These amendments apply after June 27, 1999, to authorized foreign banks and after August 8, 2000, in any other case. The provision is repealed for windings-up that occur after June 14, 2004, consistent with the application rules for section 142.7 of the Act.

Section 9204 of the Regulations is also amended by adding new subsection 9204(5.1). Subsection 9204(5.1) of the Regulations extends, for the purposes of some of the special rules in section 9204, the circumstances in which a non-resident taxpayer is treated as having ceased to carry on, all of, or substantially all of a business. The extended meaning is generally intended to ensure that the relevant rules apply appropriately where a non-resident may continue a business, but cease to carry on the part of that business that was carried on in Canada.

*(viii) Changes to the 2003 proposed regulations on authorized foreign banks*

The following describes a number of changes that have been made to these regulatory amendments since they were published in Part I of the *Canada Gazette* in February 2003:

- The amendment to subsection 105(2) of the Regulations that excludes payments made to an authorized foreign bank from the withholding requirements in Part I is modified to limit the exemption. For payments made on or after August 8, 2009, the exemption applies only to payments made in respect of the authorized foreign bank's Canadian banking business. As a result amended subsection 105(2) is generally consistent with other relieving measures in respect of an authorized foreign bank.
- The application of sections 800 and 803 of the Regulations to authorized foreign banks for taxation years that end after June 27, 1999, is, as a result of comments received during the public consultation on the 2003 prepublication of the Regulations, limited to those amounts paid or credited before August 8, 2009. This change restores, for such amounts, the ordinary regime for withholding tax liability under Part XIII of the Act in respect of the non-Canadian banking business of an authorized foreign bank.
- Section 805 is amended, for taxation years that begin on or after August 8, 2008, to refer to the definition of "permanent establishment" in section 8201 rather than the definition of that term in subsection 400(2) of the Regulations. This change ensures, among other things, that the concept of permanent establishment used under section 805 in respect of non-resident taxpayers includes the meaning of that expression under an applicable Canadian tax treaty.
- The amendments to Part LIII of the Regulations are further amended to repeal, for taxation years that begin after 2007, the references to Part I.3 of the Act as a consequence of Part I.3 of the Act no longer applying to impose a tax.
- The amendment to section 7900 of the Regulations would be further amended to repeal, after 2007, the references to clause 212(1)(b)(iii)(D) and subparagraph 212(1)(b)(xi) of the Act as a consequence of the repeal of those provisions of the Act. Similar consequential amendments are made to account for statutory modifications to section 95 of the Act.
- The changes to section 8201 of the Regulations are not included in these Regulations as they were enacted in 2005.

Ces modifications s'appliquent à compter du 28 juin 1999 dans le cas des banques étrangères autorisées et à compter du 9 août 2000 dans les autres cas. Elles sont abrogées relativement aux liquidations effectuées après le 14 juin 2004, conformément aux règles d'application de l'article 142.7 de la Loi.

L'article 9204 du Règlement est également modifié par l'ajout du paragraphe 9204(5.1). Ce paragraphe prévoit, pour l'application de certaines des règles spéciales énoncées à l'article 9204, d'autres circonstances dans lesquelles un contribuable non-résident est traité comme ayant cessé d'exploiter la totalité ou la presque totalité d'une entreprise. On s'assure ainsi que les règles pertinentes s'appliquent comme il se doit dans le cas où une personne non-résidente poursuit l'exploitation d'une entreprise, mais cesse d'exploiter la partie de celle-ci qui était exploitée au Canada.

*(viii) Modifications apportées au projet de règlement concernant les banques étrangères autorisées publié en 2003*

Voici la liste des changements qui ont été apportés aux modifications réglementaires depuis leur publication préalable dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, en février 2003.

- La modification apportée au paragraphe 105(2) du Règlement en vue d'exempter les paiements faits aux banques étrangères autorisées de la retenue imposée en vertu de la partie I de la Loi est révisée de façon à limiter l'application de l'exemption. En effet, dans le cas des paiements faits après le 7 août 2009, l'exemption ne s'applique qu'aux paiements faits relativement à l'entreprise bancaire canadienne de la banque étrangère autorisée. Par conséquent, le paragraphe 105(2), dans sa version modifiée, est généralement conforme à d'autres mesures d'allègement touchant les banques étrangères autorisées.
- L'application des articles 800 et 803 du Règlement aux banques étrangères autorisées pour les années d'imposition se terminant après le 27 juin 1999 est limitée, en raison de commentaires reçus pendant la période de consultation qui a fait suite à la publication préalable du Règlement en 2003, aux sommes payées ou créditées avant le 8 août 2009. Par conséquent, l'obligation de retenue prévue à la partie XIII de la Loi relativement à l'entreprise bancaire non canadienne d'une banque étrangère autorisée est rétablie dans le cas de ces sommes.
- L'article 805 est modifié pour les années d'imposition commençant après le 7 août 2009 afin de faire renvoi à la définition de « établissement stable » à l'article 8201 du Règlement plutôt qu'à celle qui figure à son paragraphe 400(2). Ainsi, le concept d'établissement stable qui se retrouve à l'article 805 relativement aux contribuables non-résidents s'entendra au sens des traités fiscaux canadiens.
- La partie LIII du Règlement fait l'objet de modifications supplémentaires qui consistent à supprimer, pour les années d'imposition commençant après 2007, les renvois à la partie I.3 de la Loi, l'impôt prévu à cette partie ne s'appliquant plus.
- L'article 7900 du Règlement fait l'objet de modifications supplémentaires qui consistent à supprimer, après 2007, les renvois à la division 212(1)(b)(iii)(D) et au sous-alinéa 212(1)(b)(xi) de la Loi, qui ont été abrogés. Des modifications corrélatives semblables sont également apportées afin de tenir compte des changements touchant l'article 95 de la Loi.
- Les changements touchant l'article 8201 du Règlement ne figurent pas dans le présent règlement modificatif puisqu'ils ont été édictés en 2005.

**(b) Taxpayer migration**

Consequential to the enactment in 1994 of section 128.1 of the Act (which relates to taxpayer migration), these amendments to the Regulations, as announced by the government on October 27, 1998, add new subsection 808(1.1) to the Regulations.

Under Part XIV of the Act, a non-resident corporation that earns income in Canada may be liable to a branch tax. The branch tax serves as a proxy for the Part XIII distribution tax that would have otherwise applied had the non-resident corporation earned the income indirectly through a Canadian resident corporate subsidiary and distributed it to its non-resident owners.

Subsection 808(1) of the Regulations specifies the amount of the allowance of a non-resident corporation (other than, as noted above, an authorized foreign bank) for a taxation year in respect of its investment in property in Canada, for the purposes of the branch tax imposed under Part XIV of the Act.

New subsection 808(1.1) is added to section 808 to override subsection 808(1) (as well as new subsection 808(8) of the Regulations) when a non-resident corporation becomes resident in (i.e. “immigrates” to) Canada. A draft of subsection 808(1.1) was released on October 27, 1998, in connection with the taxpayer migration rules in section 128.1 of the Act.

Subsection 808(1.1) of the Regulations provides that, where a corporation becomes resident in Canada, the corporation’s investment allowance for the taxation year that is deemed to end immediately before immigration is nil. As the immigrating corporation’s investment allowance for that year is nil, the immigrating corporation is unable to claim an investment allowance for that year and is liable to pay branch tax on any unremitted profits of a Canadian branch arising in that year, or deferred in respect of previous years. This treatment of unremitted profits from a Canadian branch upon immigration to Canada of the parent is analogous to the treatment that would result under the migration rules in section 128.1 of the Act if the Canadian branch of the immigrating corporation were instead a Canadian corporation in which the immigrating corporation holds shares. In the latter case, the undistributed surplus of the Canadian corporation is deemed by paragraph 128.1(1)(c.1) of the Act to be distributed by the Canadian corporation as a dividend to the immigrating corporation that is received by the immigrating corporation immediately before the immigration.

The version of 808(1.1), announced on October 27, 1998, is revised to clarify that the subsection’s rule — that a corporation’s investment allowance for the taxation year that is deemed to end immediately before immigration is nil — applies in computing the investment allowances of all corporations (including authorized foreign banks).

Consistent with the coming-into-force of section 128.1 of the Act, new subsection 808(1.1) of the Regulations applies to corporations that become resident in Canada after February 23, 1998. However, since new subsection 808(8) (which provides for the calculation of investment allowances for authorized foreign banks) applies only after June 27, 1999, the coming-into-force of subsection 808(1.1) provides that, before June 28, 1999, subsection 808(1.1) is to be read as though it did not contain the reference to subsection 808(8).

**b) Migration des contribuables**

Par suite de l’édiction, en 1994, de l’article 128.1 de la Loi (qui porte sur la migration des contribuables), le paragraphe 808(1.1) est ajouté au Règlement, conformément à ce qui a été annoncé le 27 octobre 1998.

Selon la partie XIV de la Loi, la société non-résidente qui gagne un revenu au Canada peut être redevable d’un impôt de succursale. Cet impôt remplace l’impôt sur les distributions prévu à la partie XIII de la Loi qui aurait été applicable par ailleurs si la société non-résidente avait gagné le revenu indirectement par l’intermédiaire d’une filiale résidant au Canada qui lui aurait distribué ce revenu.

Le paragraphe 808(1) du Règlement permet de déterminer, pour l’application de l’impôt de succursale prévu à la partie XIV de la Loi, le montant de l’allocation d’une société non-résidente (sauf les banques étrangères autorisées — voir ci-dessus) pour une année d’imposition à l’égard de son investissement dans des biens situés au Canada.

L’ajout du paragraphe 808(1.1) au Règlement permet de déroger au paragraphe 808(1) [de même qu’au nouveau paragraphe 808(8)] du Règlement dans le cas où une société non-résidente devient un résident du Canada (ou « immigrer »). Le paragraphe 808(1.1) du Règlement a été rendu public sous forme d’avant-projet le 27 octobre 1998 à l’occasion de la publication des règles sur la migration des contribuables, énoncées à l’article 128.1 de la Loi.

Le paragraphe 808(1.1) du Règlement prévoit que, dans le cas où une société devient un résident du Canada, son allocation à l’égard d’investissements dans des biens situés au Canada, pour l’année d’imposition qui est réputée prendre fin immédiatement avant l’immigration, est nulle. Par conséquent, la société ne peut pas déduire une allocation pour investissement pour cette année et est redevable d’un impôt de succursale sur les bénéfices non rapatriés d’une succursale canadienne réalisés au cours de cette année ou reportés d’années antérieures. Ce traitement des bénéfices non rapatriés d’une succursale canadienne lors de l’immigration au Canada de la société mère est analogue à celui qui découlerait de l’application des règles sur la migration énoncées à l’article 128.1 de la Loi si la succursale canadienne de la société immigrante était une société canadienne dont la société immigrante détient des actions. Dans ce dernier cas, le surplus non réparti de la société canadienne est réputé, en vertu de l’alinéa 128.1(1)(c.1) de la Loi, être distribué par la société canadienne sous forme de dividende à la société immigrante et celle-ci est réputée recevoir le dividende immédiatement avant l’immigration.

La version du nouveau paragraphe 808(1.1) annoncée le 27 octobre 1998 est révisée de façon à préciser que la règle qui y est énoncée — selon laquelle l’allocation pour investissement d’une société pour l’année d’imposition qui est réputée prendre fin immédiatement avant l’immigration est nulle — s’applique au calcul des allocations pour investissement de toutes les sociétés, y compris les banques étrangères autorisées.

Conformément à la disposition d’entrée en vigueur de l’article 128.1 de la Loi, le nouveau paragraphe 808(1.1) du Règlement s’applique aux sociétés qui deviennent des résidents du Canada après le 23 février 1998. Toutefois, étant donné que le nouveau paragraphe 808(8) (qui porte sur le calcul de l’allocation pour investissement des banques étrangères autorisées) ne s’applique qu’à compter du 28 juin 1999, l’entrée en vigueur du paragraphe 808(1.1) prévoit que, avant cette date, ce paragraphe s’applique compte non tenu du renvoi au paragraphe 808(8).

**(c) Part-year residents**

Consequential to the amendment in 2001 of section 114 of the Act (which relates to taxation of part-year residents), these amendments, as announced by the government on March 16, 2001, amend subsections 2606(1) and (2) of the Regulations.

Part XXVI of the Regulations sets out rules for computing an individual's income earned in a taxation year in a particular province. The rules are relevant to the federal surtax contained in section 120 of the Act. The surtax is imposed on individuals who have income which is considered to have been earned in Canada, but which is not considered to be earned in a province, and is payable in addition to their regular federal tax. The surtax, which was introduced in 1972, is calculated to approximate provincial taxes and ensures that those individuals face a total income tax burden roughly comparable to that applied to income earned in a province.

Subsection 2606(1) of the Regulations provides for an adjustment to an individual's income for a taxation year from carrying on business in a province or a country other than Canada where the total of the individual's such incomes otherwise calculated in accordance with Part XXVI of the Regulations exceeds the individual's income for the year. Subsection 2606(1) of the Regulations is amended simply to update its language.

Subsection 2606(2) of the Regulations provides a different reading of subsection 2606(1) where the individual is non-resident for only part of a taxation year. Subsection 2606(2) of the Regulations is amended to update its language, to provide that certain references in subsection 2606(1) to "income" are to be read as "taxable income," and to provide that an individual's income from carrying on a business in any place is to be computed by reference only to the income from that business that is included in the individual's taxable income for the year. The latter two amendments are consequential to the amendments made to section 114 of the Act, which deals with the taxation of part-year residents.

A draft of amended subsections 2606(1) and (2) of the Regulations was released on March 16, 2001. No substantive changes have been made to the March 16, 2001 draft of those subsections. These amendments apply to the 1998 and subsequent taxation years.

**(d) Technical amendments**

A number of stylistic changes are made to reflect current drafting practice. In addition, various provisions are modified to reflect the renumbering or repeal of provisions of the Act and certain headings and marginal notes have been modified or added to clarify and reflect current drafting practices.

**Consultation**

These amendments were developed through consultations. All stakeholders were given an opportunity to comment on these measures through earlier release in draft form. These consultations included the earlier release for comment of draft regulations on October 27, 1998, August 8, 2000, and March 16, 2001, and the later prepublications of regulations in the *Canada Gazette* on February 13, 2003, and August 8, 2009. No comments were received following the most recent consultation initiated by the August 8, 2009 prepublication.

**c) Personnes résidant au Canada pendant une partie de l'année seulement**

Par suite de la modification apportée en 2001 à l'article 114 de la Loi (qui porte sur l'imposition des personnes résidant au Canada pendant une partie de l'année seulement), les paragraphes 2606(1) et (2) du Règlement sont modifiés conformément à ce qui a été annoncé par le gouvernement le 16 mars 2001.

La partie XXVI du Règlement porte sur le calcul du revenu d'un particulier gagné au cours d'une année d'imposition dans une province. Ces règles ont trait à la surtaxe fédérale prévue à l'article 120 de la Loi. Cette surtaxe est imposée aux particuliers qui ont un revenu qui est considéré comme ayant été gagné au Canada, mais non dans une province, et est payable en sus de leur impôt fédéral habituel. La surtaxe, dont la mise en place remonte à 1972, correspond à peu près aux impôts provinciaux et fait en sorte que l'impôt sur le revenu dont ces particuliers sont redevables soit plus ou moins comparable à l'impôt sur le revenu gagné dans une province.

Selon le paragraphe 2606(1) du Règlement, le revenu d'un particulier pour une année d'imposition tiré de l'exploitation d'une entreprise dans une province ou un pays étranger fait l'objet d'un rajustement dans le cas où le total de ces revenus, calculés par ailleurs selon la partie XXVI du Règlement, excède le revenu du particulier pour l'année. Le paragraphe 2606(1) est modifié de façon à mettre à jour son libellé.

Le paragraphe 2606(2) du Règlement prévoit que le paragraphe 2606(1) est réputé avoir un libellé différent dans le cas où le particulier est un non-résident pendant une partie de l'année seulement. Les modifications apportées au paragraphe 2606(2) ont pour but de mettre à jour le libellé du paragraphe, de prévoir que la mention « revenu » au paragraphe 2606(1) vaut mention, dans certains cas, de « revenu imposable » et de prévoir que le revenu d'un particulier tiré de l'exploitation d'une entreprise dans un lieu donné est calculé seulement par rapport au revenu provenant de cette entreprise qui est inclus dans le revenu imposable du particulier pour l'année. Les deux dernières modifications font suite aux changements apportés à l'article 114 de la Loi, qui porte sur le régime d'imposition des personnes résidant au Canada pendant une partie de l'année seulement.

Les paragraphes 2606(1) et (2) du Règlement, dans leur version modifiée, ont été rendus publics sous forme d'avant-projet le 16 mars 2001 et, depuis, n'ont fait l'objet d'aucune modification de fond. Cette version s'applique aux années d'imposition 1998 et suivantes.

**d) Modifications techniques**

Des modifications d'ordre stylistique, tenant compte des pratiques courantes en matière de rédaction, sont apportées. Des modifications découlent de la renumérotation ou de l'abrogation de dispositions de la Loi. De plus, certains intertitres et notes marginales sont modifiés ou ajoutés par souci de précision et de conformité aux pratiques courantes en matière de rédaction.

**Consultation**

Les modifications ont été mises au point au terme d'un processus de consultation. Tous les intervenants ont eu l'occasion de commenter les mesures à la suite de leur publication sous forme d'avant-projet les 27 octobre 1998, 8 août 2000 et 16 mars 2001 et de leur publication préalable, dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, les 13 février 2003 et 8 août 2009. Aucun commentaire n'a été reçu à la suite de la dernière consultation lancée par la publication préalable du 8 août 2009.

***Compliance and enforcement***

The *Income Tax Act* provides the necessary compliance mechanisms. These mechanisms, which are found primarily in Part XV of the *Income Tax Act*, allow officials of the Canada Revenue Agency to assess and reassess tax payable, conduct audits and seize relevant records and documents.

***Contact***

Alex Johnstone  
Tax Legislation Division  
Department of Finance  
L'Esplanade Laurier, East Tower  
140 O'Connor Street  
Ottawa, Ontario  
K1A 0G5  
Telephone: 613-996-5155

***Respect et exécution***

Les mécanismes nécessaires sont prévus par la *Loi de l'impôt sur le revenu*, principalement à la partie XV. Ils permettent aux fonctionnaires de l'Agence du revenu du Canada d'établir des cotisations et des nouvelles cotisations concernant l'impôt payable, de faire des vérifications et de saisir les documents pertinents.

***Personne-ressource***

Alex Johnstone  
Division de la législation de l'impôt  
Ministère des Finances  
L'Esplanade Laurier, Tour Est  
140, rue O'Connor  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0G5  
Téléphone : 613-996-5155



Registration  
SOR/2009-303 November 19, 2009

FOOD AND DRUGS ACT

**Regulations Amending the Medical Devices Regulations (1461 — Quality Management System Certificates)**

P.C. 2009-1870 November 19, 2009

Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Health, pursuant to subsection 30(1)<sup>a</sup> of the *Food and Drugs Act*<sup>b</sup>, hereby makes the annexed *Regulations Amending the Medical Devices Regulations (1461 — Quality Management System Certificates)*.

**REGULATIONS AMENDING THE MEDICAL DEVICES REGULATIONS (1461 — QUALITY MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES)**

**AMENDMENTS**

**1. Section 32.1 of the *Medical Devices Regulations*<sup>1</sup> is replaced by the following:**

**32.1** The Minister shall recognize a person as a registrar for the purpose of issuing, renewing, suspending or cancelling quality management system certificates if the person

(a) has sufficient training, experience and technical knowledge in the design and manufacture of medical devices and in the effective implementation of quality management systems to determine whether a quality management system satisfies a standard referred to in paragraph 32(2)(f), (3)(j) or (4)(p); and

(b) conducts quality management system audits and issues, renews, suspends and cancels quality management system certificates in accordance with the applicable guidelines and practices established by the International Organization for Standardization.

**2. Section 32.5 of the *Regulations* is replaced by the following:**

**32.5** (1) Subject to subsection (2), the Minister may cease to recognize a person as a registrar if the Minister has reasonable grounds to believe that the person no longer meets the requirements of section 32.1 or fails to comply with section 32.3 or 32.4.

(2) Subject to section 32.6, the Minister shall not cease to recognize a person as a registrar unless

(a) the Minister has sent the registrar a written notice that sets out the reason for the proposed cessation of recognition, any corrective action required to be taken and the time within which it must be taken;

(b) if corrective action is required, the time set out in the notice has passed without the action having been taken; and

Enregistrement  
DORS/2009-303 Le 19 novembre 2009

LOI SUR LES ALIMENTS ET DROGUES

**Règlement modifiant le Règlement sur les instruments médicaux (1461 — Certificat de système de gestion de la qualité)**

C.P. 2009-1870 Le 19 novembre 2009

Sur recommandation de la ministre de la Santé et en vertu du paragraphe 30(1)<sup>a</sup> de la *Loi sur les aliments et drogues*<sup>b</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement modifiant le Règlement sur les instruments médicaux (1461 — Certificat de système de gestion de la qualité)*, ci-après.

**RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LES INSTRUMENTS MÉDICAUX (1461 — CERTIFICAT DE SYSTÈME DE GESTION DE LA QUALITÉ)**

**MODIFICATIONS**

**1. L'article 32.1 du *Règlement sur les instruments médicaux*<sup>1</sup> est remplacé par ce qui suit :**

**32.1** Aux fins de délivrance, de renouvellement, de suspension ou d'annulation d'un certificat de système de gestion de la qualité, le ministre reconnaît comme registraire toute personne qui, à la fois :

a) possède, en matière de conception et de fabrication d'instruments médicaux ainsi que de mise en application efficace de systèmes de gestion de la qualité, les connaissances techniques, la formation et l'expérience suffisantes pour établir si un système de gestion de la qualité satisfait aux normes mentionnées aux alinéas 32(2)f), (3)j) ou (4)p);

b) procède à l'audit de systèmes de gestion de la qualité et à la délivrance, au renouvellement, à la suspension et à l'annulation de certificats de système de gestion de la qualité selon les lignes directrices et les pratiques établies par l'Organisation internationale de normalisation.

**2. L'article 32.5 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**32.5** (1) Sous réserve du paragraphe (2), le ministre peut retirer la reconnaissance comme registraire à toute personne s'il a des motifs raisonnables de croire que celle-ci ne satisfait plus aux exigences prévues à l'article 32.1 ou ne se conforme pas aux articles 32.3 ou 32.4.

(2) Sous réserve de l'article 32.6, le ministre ne retire la reconnaissance comme registraire que si les conditions suivantes sont réunies :

a) il a envoyé au registraire un avis écrit faisant état de son intention de lui retirer sa reconnaissance, des motifs du retrait et, le cas échéant, des mesures correctives qui s'imposent ainsi que du délai accordé pour les prendre;

<sup>a</sup> S.C. 2005, c. 42, s. 2

<sup>b</sup> R.S., c. F-27

<sup>1</sup> SOR/98-282

<sup>a</sup> L.C. 2005, ch. 42, art. 2

<sup>b</sup> L.R., ch. F-27

<sup>1</sup> DORS/98-282

(c) the registrar has been given an opportunity to be heard in respect of the proposed cessation of recognition.

**32.6** (1) The Minister may cease to recognize a person as a registrar without giving the registrar an opportunity to be heard if it is necessary to do so to prevent injury to the health or safety of patients, users or other persons, by giving the registrar a notice in writing that states the reason for the cessation of recognition.

(2) A registrar may ask the Minister, in writing, that the cessation of recognition be reconsidered.

(3) The Minister shall, within 45 days after the date of receiving the request for reconsideration, provide the registrar with an opportunity to be heard.

**32.7** The Minister may reinstate the recognition of a person as a registrar if the situation giving rise to the cessation of recognition has been corrected or if the cessation of recognition was unfounded.

### COMING INTO FORCE

**3. These Regulations come into force on the day on which they are registered.**

### REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

*(This statement is not part of the Regulations.)*

#### *Issue and objectives*

The changes contained in these regulatory amendments pertain to the Quality Management System Certificate provisions that are set out in ss. 32.1 to 32.5 of the *Medical Devices Regulations* (the Regulations). This amendment addresses observations made by the Standing Joint Committee on the Scrutiny of Regulations (SJCSR) regarding these provisions.

The objectives of these regulatory amendments are to reflect the full range of activities that a registrar may undertake; to clarify the pre-conditions before which the Minister will recognize a person as a registrar, as well as the circumstances under which cessation of recognition may take place; and to explicitly recognize that quality management system (QMS) registrars have an opportunity to be heard where the Minister intends to cease to recognize these persons as registrars.

#### *Description and rationale*

The Regulations set out the requirements governing the sale, importation and advertisement of medical devices. As part of the licensing process, manufacturers of Class II, III, and IV medical devices must provide Health Canada with the required safety, effectiveness and quality information, including a QMS certificate.

These regulatory amendments pertain to the QMS Certificate provisions. Currently, these provisions contain five sections: section 32.1 outlines the activities of a registrar and requirements for recognizing a person as a registrar; section 32.2 specifies how long the QMS certificate may be valid; sections 32.3 and 32.4

b) dans le cas où l'avis prévoit des mesures correctives, celles-ci n'ont pas été prises dans le délai accordé;

c) le registraire a eu la possibilité de se faire entendre à l'égard du retrait projeté.

**32.6** (1) Le ministre peut, si cela est nécessaire pour prévenir des risques pour la santé ou la sûreté des patients, utilisateurs ou autres personnes, procéder au retrait sans donner au registraire la possibilité de se faire entendre, en lui faisant parvenir un avis motivé.

(2) Le registraire peut demander par écrit au ministre de revoir sa décision de lui retirer sa reconnaissance.

(3) Le ministre doit, dans les quarante-cinq jours suivant la date de réception de la demande, donner au registraire la possibilité de se faire entendre à l'égard du retrait.

**32.7** Le ministre peut rétablir la reconnaissance si la situation y ayant donné lieu a été corrigée ou si le retrait était non fondé.

### ENTRÉE EN VIGUEUR

**3. Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.**

### RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

*(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)*

#### *Question et objectifs*

Les présentes modifications réglementaires ont trait aux dispositions relatives au certificat de système de gestion de la qualité énoncées dans les articles 32.1 à 32.5 du *Règlement sur les instruments médicaux* (le Règlement). Ces modifications font suite aux observations formulées par le Comité mixte permanent d'examen de la réglementation au sujet des dispositions susmentionnées.

Les présentes modifications réglementaires ont pour objet de rendre compte de la gamme complète des activités que peut entreprendre le registraire, de clarifier les conditions auxquelles le Ministre reconnaîtra une personne comme registraire et les circonstances pouvant justifier le retrait de cette reconnaissance, et de reconnaître expressément le droit des registraires de systèmes de gestion de la qualité à être entendus lorsque le Ministre propose de ne plus les reconnaître comme registraires.

#### *Description et justification*

Le Règlement énonce les exigences qui régissent la vente, l'importation et la publicité des instruments médicaux. Dans le cadre du processus d'homologation, les fabricants d'instruments médicaux de classe II, III et IV doivent fournir à Santé Canada les renseignements nécessaires sur la sûreté, l'efficacité et la qualité, y compris un certificat de système de gestion de la qualité (SGQ).

Les présentes modifications réglementaires ont trait aux dispositions régissant le certificat de SGQ. Ces dispositions comptent actuellement cinq articles : l'article 32.1 précise les activités d'un registraire et les exigences pour être reconnu comme registraire; l'article 32.2 précise la période pendant laquelle un certificat de

outline the registrars' responsibility to inform the Minister of changes to a QMS certificate's status; and section 32.5 states that the Minister may cease to recognize a person as a registrar if the person no longer meets the requirements of section 32.1 or fails to comply with section 32.3 or 32.4.

These regulatory amendments update **section 32.1 and paragraph 32.1(b)**. **Section 32.1** currently only reflects the activity of "issuing" a QMS certificate. This section is now expanded to include the complete list of activities that a registrar may undertake, i.e. by adding "renewing, suspending or cancelling a QMS certificate" to this section. **Paragraph 32.1(b)** is similarly expanded to include the complete list of activities that a registrar may undertake, i.e. by adding "...and issues, renews, suspends and cancels quality management system certificates...."

An administrative amendment is also being made to **section 32.1** to include missing parentheses in the English version of paragraph 32.1(a). Paragraph 32.1(a) currently refers to "paragraph 32(2)(f), 3(j) or 4(p)"; this reference is now amended to read as follows: "32(2)(f), (3)(j) or (4)(p)."

**Section 32.5** currently grants discretion to the Minister regarding the cessation of recognition of a person as a registrar. This section is now amended to explicitly recognize that registrars have an opportunity to be heard where the Minister intends to cease to recognize these persons as registrars. The Minister retains the authority to cease to recognize a person as a registrar, without providing the registrar an opportunity to be heard, if it is necessary to do so to prevent injury to the health or safety of patients, users or other persons; however, in this situation, the registrar may request the Minister to reconsider the cessation of recognition and be given the opportunity to be heard. **Section 32.5** is also amended to specify that the Minister may cease to recognize a person as a registrar, *if the Minister has reasonable grounds to believe* that the person no longer meets the requirements of section 32.1 or fails to comply with 32.3 or 32.4.

The benefit of these regulatory amendments is to provide clarity to the administrative scheme.

The regulatory changes are expected to have minimal, if any, costs since there are no increased requirements for industry or registrars; there is no impact on the public.

### **Consultation**

Registrars had the opportunity to provide input on this regulatory initiative at the bi-annual lateral meeting of the Registrars and Health Canada. No objections were raised.

### **Implementation, enforcement and service standards**

This amendment does not alter existing compliance mechanisms under the provisions of the *Food and Drugs Act* and the *Medical Devices Regulations* enforced by the Health Products and Food Branch Inspectorate.

SGQ peut être valide; les articles 32.3 et 32.4 mentionnent la responsabilité du registraire d'informer le Ministre des changements intervenus dans la situation du certificat de SGQ; l'article 32.5 établit que le Ministre peut retirer la reconnaissance comme registraire à quiconque ne satisfait plus aux exigences prévues à l'article 32.1 ou ne se conforme pas aux articles 32.3 ou 32.4.

Les présentes modifications réglementaires mettent à jour l'**article 32.1** et l'**alinéa 32.1b**. L'**article 32.1** ne reflète actuellement que l'activité de « délivrance » du certificat de SGQ. Cet article est maintenant élargi pour inclure la liste complète des activités que peut mener le registraire, c'est-à-dire ajout à l'article de la mention « renouvellement, suspension ou annulation d'un certificat de SGQ ». L'**alinéa 32.1b** est élargi de la même manière pour inclure la liste complète des activités que peut mener le registraire, c'est-à-dire ajout de la mention « ...et délivre, renouvelle, suspend et annule les certificats de système de gestion de la qualité... ».

Une modification administrative est également apportée à l'**article 32.1** afin d'y inclure les parenthèses manquantes dans la version anglaise de l'alinéa 32.1a), qui renvoie aux alinéas 32(2)f), 3j) ou 4p). Ce renvoi est maintenant modifié pour se lire comme suit : 32(2)f), (3)j) ou (4)p).

L'**article 32.5** laisse actuellement à la discrétion du Ministre le soin de retirer ou non à une personne la reconnaissance comme registraire. Cet article est maintenant modifié pour reconnaître expressément le droit des registrars à être entendus si le Ministre décide de leur retirer leur reconnaissance comme registraire. Le Ministre conserve le pouvoir de retirer la reconnaissance sans donner au registraire la possibilité de se faire entendre si cela est nécessaire pour prévenir des préjudices à la santé ou à la sécurité de patients, d'utilisateurs ou d'autres personnes; toutefois, dans un tel cas, le registraire peut demander au Ministre de reconsidérer le retrait de la reconnaissance et se voir accorder la possibilité de se faire entendre. L'**article 32.5** est également modifié pour préciser que le Ministre peut cesser de reconnaître une personne comme registraire *s'il a des motifs raisonnables de croire* que la personne ne satisfait plus aux exigences de l'article 32.1 ou ne se conforme pas à l'article 32.3 ou 32.4.

L'avantage des présentes modifications réglementaires est de clarifier les modalités du régime administratif.

Les modifications réglementaires devraient n'entraîner que des coûts minimes, voire nuls, puisqu'aucune nouvelle exigence n'est imposée à l'industrie, ni aux registrars; elles n'ont aucun impact sur le public.

### **Consultation**

Les registrars ont eu la possibilité de formuler des opinions sur cette initiative réglementaire au cours d'une réunion bilatérale biannuelle qui a eu lieu entre les registrars et Santé Canada. Aucune objection n'a alors été soulevée.

### **Mise en œuvre, application et normes de service**

Les modifications en question ne remanient nullement les mécanismes d'observation prévus aux termes des dispositions de la *Loi sur les aliments et drogues* et du *Règlement sur les instruments médicaux* appliqués par l'Inspectorat de la Direction générale des produits de santé et des aliments.

**Contact**

Refer to Project No. 1461  
Policy Division  
Bureau of Policy, Science and International Programs  
Therapeutic Products Directorate  
Holland Cross Building  
1600 Scott Street, Tower B, 2nd Floor  
Address Locator 3102C5  
Ottawa, Ontario  
K1A 0K9  
Telephone: 613-941-4623  
Fax: 613-941-6458  
Email: regaff\_affreg@hc-sc.gc.ca

**Personne-ressource**

Mentionner le projet n° 1461  
Division des politiques  
Bureau des politiques, sciences et programmes internationaux  
Direction des produits thérapeutiques  
Complexe Holland Cross  
1600, rue Scott, Tour B, 2<sup>e</sup> étage  
Indice de l'adresse : 3102C5  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0K9  
Téléphone : 613-941-4623  
Télécopieur. : 613-941-6458  
Courriel : regaff\_affreg@hc-sc.gc.ca

Registration  
SOR/2009-304 November 19, 2009

Enregistrement  
DORS/2009-304 Le 19 novembre 2009

HAZARDOUS PRODUCTS ACT

LOI SUR LES PRODUITS DANGEREUX

**Regulations Amending the Lighters Regulations  
(Miscellaneous Program)**

**Règlement correctif visant le Règlement sur les  
briquets**

P.C. 2009-1871 November 19, 2009

C.P. 2009-1871 Le 19 novembre 2009

Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Health, pursuant to section 5<sup>a</sup> of the *Hazardous Products Act*<sup>b</sup>, hereby makes the annexed *Regulations Amending the Lighters Regulations (Miscellaneous Program)*.

Sur recommandation de la ministre de la Santé et en vertu de l'article 5<sup>a</sup> de la *Loi sur les produits dangereux*<sup>b</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement correctif visant le Règlement sur les briquets*, ci-après.

**REGULATIONS AMENDING THE  
LIGHTERS REGULATIONS  
(MISCELLANEOUS PROGRAM)**

**RÈGLEMENT CORRECTIF VISANT LE  
RÈGLEMENT SUR LES BRIQUETS**

**AMENDMENTS**

**MODIFICATIONS**

**1. (1) Subsection 7(1) of the French version of the *Lighters Regulations*<sup>1</sup> is replaced by the following:**

**1. (1) Le paragraphe 7(1) de la version française du *Règlement sur les briquets*<sup>1</sup> est remplacé par ce qui suit :**

Briquet rechargeable —  
avertissement

7. (1) Le briquet rechargeable est accompagné d'un avertissement indiquant de manière claire et lisible, en français et en anglais, qu'il faut garder briquets et combustibles hors de la portée des enfants.

7. (1) Le briquet rechargeable est accompagné d'un avertissement indiquant de manière claire et lisible, en français et en anglais, qu'il faut garder briquets et combustibles hors de la portée des enfants.

Briquet rechargeable —  
avertissement

**(2) The portion of subsection 7(2) of the English version of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:**

**(2) Le paragraphe 7(2) de la version anglaise du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :**

Refillable lighters —  
instructions

(2) Every refillable lighter must be accompanied by clear and legible instructions that set out, in English and in French, the safe method of refueling the lighter, including

(2) Every refillable lighter must be accompanied by clear and legible instructions that set out, in English and in French, the safe method of refueling the lighter, including

Refillable lighters —  
instructions

**2. Section 17 of the Regulations is replaced by the following:**

**2. L'article 17 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

Structural integrity

17. A wick lighter, when tested in accordance with section 12 of the schedule, must not exhibit rupture of its fuel reservoir or any other damage that could affect its safe operation.

17. Le briquet à essence, lorsqu'il est mis à l'essai conformément à l'article 12 de l'annexe, ne présente aucune fissure dans son réservoir de combustible ni aucun autre dommage qui pourrait en rendre l'utilisation dangereuse.

Intégrité structurale

**COMING INTO FORCE**

**ENTRÉE EN VIGUEUR**

**3. These Regulations come into force on the date on which they are registered.**

**3. Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.**

<sup>a</sup> S.C. 2004, c. 9, s. 2

<sup>b</sup> R.S., c. H-3

<sup>1</sup> SOR/2008-231

<sup>a</sup> L.C. 2004, ch. 9, art. 2

<sup>b</sup> L.R., ch. H-3

<sup>1</sup> DORS/2008-231

## REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

### Issue and objectives

The purpose of this Miscellaneous Regulatory Amendment is to respond to recommendations made by the Standing Joint Committee for the Scrutiny of Regulations (SJCSR) concerning the *Lighters Regulations*. The purpose of the Miscellaneous Amendment Regulations Program is to simplify the regulatory process and to minimize regulatory costs.

Health Canada is responsible for the administration and enforcement of the *Hazardous Products Act* (HPA) and its regulations. The purpose of the HPA is to protect the health and safety of Canadians by prohibiting or regulating the sale, advertisement and importation of products that are, or are likely to pose, a danger to the health and safety of the public. Lighters are regulated under the HPA.

The SJCSR has reviewed the *Lighters Regulations* and has determined that there are inconsistencies between the French and the English versions.

### Description and rationale

The *Lighters Regulations* are being amended to provide greater consistency between the French and the English versions of the Regulations.

#### **Subsection 7(1): Refillable lighters — warning**

The French version of subsection 7(1) will be modified to correspond with the English version, to indicate that refillable lighters must be accompanied by a “clear and legible” warning. The French version currently indicates that the warning should only be “clearly” marked, which could be considered as vague for consumers and industry. It is important to ensure that the lighter warnings are both clearly visible on or with the product, and are easily read and understood.

Currently, subsection 7(1) of the *Lighters Regulations* reads as:

English version: *Every refillable lighter must be accompanied by a clear and legible warning, in English and in French, to keep lighters and their fuels out of the reach of children.*

French version: *Le briquet rechargeable est accompagné d'un avertissement indiquant clairement, en français et en anglais, qu'il faut garder briquets et combustibles hors de la portée des enfants.*

The new text in French reads as:

*Le briquet rechargeable est accompagné d'un avertissement indiquant de manière claire et lisible, en français et en anglais, qu'il faut garder briquets et combustibles hors de la portée des enfants.*

#### **Subsection 7(2): Refillable lighters — instructions**

Similarly, subsection 7(2) of the English version will be modified to indicate that refillable lighters must be accompanied by “clear and legible” instructions to correspond with the current French text of the same subsection. The English version indicates

## RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

### Question et objectifs

L'objet du règlement correctif est de donner suite aux recommandations formulées par le Comité mixte permanent d'examen de la réglementation (CMPEP) concernant le *Règlement sur les briquets*. Le but du programme des règlements correctifs est de simplifier le processus réglementaire et de réduire au minimum les dépenses y afférentes.

Santé Canada est responsable de l'administration et de l'application de la *Loi sur les produits dangereux* (LPD) et de ses règlements. La LPD vise à protéger la santé et la sécurité des Canadiens en interdisant ou en réglementant la vente et l'importation de produits qui présentent ou qui sont susceptibles de présenter un danger pour la santé et la sécurité du public, ainsi que toute publicité s'y rapportant. Les briquets sont réglementés aux termes de la LPD.

Après avoir examiné le *Règlement sur les briquets*, le CMPEP a déterminé que s'y trouvent des incohérences entre les versions française et anglaise.

### Description et justification

Le *Règlement sur les briquets* est modifié dans le but d'améliorer la correspondance entre ses versions française et anglaise.

#### **Paragraphe 7(1) : Briquet rechargeable — avertissement**

La version française du paragraphe 7(1) sera modifiée pour qu'elle corresponde à la version anglaise et exige que les briquets rechargeables soient accompagnés d'un avertissement « clair et lisible ». La version française actuelle n'exige qu'un « avertissement indiquant clairement », ce qui risque de désorienter les consommateurs et les gens de l'industrie. Il importe de veiller à ce que les avertissements qui accompagnent les briquets soient bien en vue et faciles à lire et à comprendre.

Le paragraphe 7(1) du *Règlement sur les briquets* se lit actuellement comme suit :

Version anglaise : *Every refillable lighter must be accompanied by a clear and legible warning, in English and in French, to keep lighters and their fuels out of the reach of children.*

Version française : *Le briquet rechargeable est accompagné d'un avertissement indiquant clairement, en français et en anglais, qu'il faut garder briquets et combustibles hors de la portée des enfants.*

La nouvelle version française se lit comme suit :

*Le briquet rechargeable est accompagné d'un avertissement indiquant de manière claire et lisible, en français et en anglais, qu'il faut garder briquets et combustibles hors de la portée des enfants.*

#### **Paragraphe 7(2) : Briquet rechargeable — instructions**

De la même manière, la version anglaise du paragraphe 7(2) sera modifiée pour qu'elle exige que les briquets rechargeables soient accompagnés d'instructions « claires et lisibles » (clear and legible), comme dans la version française du même paragraphe.

that the instructions should be “clearly set out” which could again be considered vague for consumers and industry. It is important to ensure that the instructions for the lighter are clearly visible as well as easily read and understood, to prevent any refuelling incidents from occurring.

Currently, subsection 7(2) of the *Lighters Regulations* reads as:

English version: *Every refillable lighter must be accompanied by instructions that clearly set out, in English and in French, the safe method of refuelling the lighter, including*

French version: *Le briquet rechargeable est accompagné d'instructions qui indiquent de manière claire et lisible, en français et en anglais, la façon de le remplir en toute sécurité, notamment :*

The new text in English reads as:

*Every refillable lighter must be accompanied by clear and legible instructions that set out, in English and in French, the safe method of refuelling the lighter, including*

**Section 17: Wick lighters — structural integrity**

Section 17 in the English version indicates that when dropped according to the specified test method, a wick lighter must not exhibit rupture of its fuel reservoir or exhibit any other damage to the lighter that would affect its safe operation. Section 17 in the French version may be somewhat confusing to both consumers and industry as it appears to refer only to damage to the fuel reservoir. As such, the French version will be reworded to mirror the requirements of the English version to ensure that any damage to the fuel reservoir or the entire lighter body that could affect its safe operation is not acceptable.

Currently, section 17 of the *Lighters Regulations* reads as:

English version: *A wick lighter, when tested in accordance with section 12 of the schedule, must not exhibit rupture of its fuel reservoir or any other damage that would affect its safe operation.*

French version: *Le briquet à essence, lorsqu'il est mis à l'essai conformément à l'article 12 de l'annexe, ne présente, dans son réservoir de combustible, aucune fissure et aucun autre dommage susceptible d'en rendre l'utilisation dangereuse.*

The new text reads as:

English version: *A wick lighter, when tested in accordance with section 12 of the schedule, must not exhibit rupture of its fuel reservoir or any other damage that could affect its safe operation.*

French version: *Le briquet à essence, lorsqu'il est mis à l'essai conformément à l'article 12 de l'annexe, ne présente aucune fissure dans son réservoir de combustible ni aucun autre dommage qui pourrait en rendre l'utilisation dangereuse.*

La version anglaise actuelle mentionne que les instructions doivent « clairement indiquer » (clearly set out), ce qui risque de désorienter les consommateurs et les gens de l'industrie. Il importe de veiller à ce que les instructions qui accompagnent le briquet soient bien en vue et faciles à lire et à comprendre afin de prévenir tout incident lors du remplissage.

Le paragraphe 7(2) du *Règlement sur les briquets* se lit actuellement comme suit :

Version anglaise : *Every refillable lighter must be accompanied by instructions that clearly set out, in English and in French, the safe method of refuelling the lighter, including*

Version française : *Le briquet rechargeable est accompagné d'instructions qui indiquent de manière claire et lisible, en français et en anglais, la façon de le remplir en toute sécurité, notamment :*

La nouvelle version anglaise se lit comme suit :

*Every refillable lighter must be accompanied by clear and legible instructions that set out, in English and in French, the safe method of refuelling the lighter, including*

**Article 17 : Briquet à essence — intégrité structurale**

L'article 17, en version anglaise, mentionne que, lorsqu'il est soumis à une épreuve de chute selon la méthode stipulée, un briquet à essence ne doit présenter aucune fissure dans son réservoir de combustible ni aucun autre dommage qui pourrait en rendre l'utilisation dangereuse. La version française du même article risque de désorienter les consommateurs et les gens de l'industrie, puisqu'elle semble ne faire mention que des seuls dommages au réservoir de combustible. Le libellé de la version française sera donc modifié pour qu'il reflète fidèlement les exigences de la version anglaise, de manière à ce qu'aucun dommage, que ce soit au réservoir de combustible ou à tout autre composant du briquet, qui pourrait en rendre l'utilisation dangereuse, ne soit acceptable.

L'article 17 du *Règlement sur les briquets* se lit actuellement comme suit :

Version anglaise : *A wick lighter, when tested in accordance with section 12 of the schedule, must not exhibit rupture of its fuel reservoir or any other damage that would affect its safe operation.*

Version française : *Le briquet à essence, lorsqu'il est mis à l'essai conformément à l'article 12 de l'annexe, ne présente, dans son réservoir de combustible, aucune fissure et aucun autre dommage susceptible d'en rendre l'utilisation dangereuse.*

Le nouveau texte se lit comme suit :

Version anglaise : *A wick lighter, when tested in accordance with section 12 of the schedule, must not exhibit rupture of its fuel reservoir or any other damage that could affect its safe operation.*

Version française : *Le briquet à essence, lorsqu'il est mis à l'essai conformément à l'article 12 de l'annexe, ne présente aucune fissure dans son réservoir de combustible ni aucun autre dommage qui pourrait en rendre l'utilisation dangereuse.*

The aforementioned requirements currently exist in the *Lighters Regulations* and are already being followed by industry. The proposed changes serve only to clarify any confusion surrounding the labelling of all lighters and the test requirements for wick lighters. There will be no impact on industry. These changes will

- provide more consistent and clear messaging for all lighters to ensure their safe use by consumers; and
- eliminate testing uncertainty that may exist with wick lighters, which will enhance the overall safety of this type of lighter.

### **Consultation**

These amendments do not involve any change in safety standards, and will have no impact on industry or the Canadian population; as a result, no consultation was necessary and no consultation was conducted.

### **Implementation, enforcement and service standards**

These amendments will not affect the existing compliance and enforcement mechanisms for the *Lighters Regulations*. As such, no new funds will be requested as the Department will continue to utilize its current sampling and testing program for lighters along with its complaint procedures to address consumer and industry concerns.

### **Contact**

Graham Stewart  
Project Officer  
Product Safety Directorate  
Healthy Environments and Consumer Safety Branch  
Department of Health  
MacDonald Building, 4th Floor  
123 Slater Street  
Address Locator 3504D  
Ottawa, Ontario  
K1A 0K9  
Fax: 613-952-9138  
Email: graham\_stewart@hc-sc.gc.ca

Les exigences susmentionnées sont déjà présentes dans le *Règlement sur les briquets* et respectées par les gens de l'industrie. Les modifications proposées ne viennent que dissiper une confusion autour des mentions d'étiquetage de tous les briquets et de la mise à l'épreuve exigée à l'égard des briquets à essence. Les modifications n'auront aucune retombée sur l'industrie réglementée. Elles :

- prévoient des messages plus cohérents et plus clairs pour tous les briquets afin de garantir leur utilisation sûre par les consommateurs;
- éliminent l'élément d'incertitude pouvant être rattaché à la mise à l'épreuve des briquets à essence, ce qui accroîtra la sécurité globale de ce type de briquet.

### **Consultation**

Les modifications ne nécessitent aucune retouche aux normes de sécurité et n'auront aucune retombée sur l'industrie ni sur la population canadienne, de sorte qu'aucune consultation n'a été jugée nécessaire et n'a été menée.

### **Mise en œuvre, application et normes de service**

Les modifications n'ont aucune incidence sur les mécanismes de conformité et d'application du *Règlement sur les briquets*. Aucun nouveau financement ne sera donc demandé, puisque le Ministère continuera d'utiliser son programme actuel d'échantillonnage et de mise à l'épreuve des briquets ainsi que son protocole de plaintes pour répondre aux inquiétudes des consommateurs et de l'industrie.

### **Personne-ressource**

Graham Stewart  
Agent de projet  
Direction de la sécurité des produits  
Direction générale de la santé environnementale et de la sécurité des consommateurs  
Ministère de la Santé  
Édifice MacDonald, 4<sup>e</sup> étage  
123, rue Slater  
Indice de l'adresse : 3504D  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0K9  
Télécopieur : 613-952-9138  
Courriel : graham\_stewart@hc-sc.gc.ca



Registration  
SOR/2009-305 November 19, 2009

FOOD AND DRUGS ACT

**Regulations Amending the Food and Drug Regulations (1594 — Schedule F)**

P.C. 2009-1872 November 19, 2009

Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Health, pursuant to subsection 30(1)<sup>a</sup> of the *Food and Drugs Act*<sup>b</sup>, hereby makes the annexed *Regulations Amending the Food and Drug Regulations (1594 — Schedule F)*.

**REGULATIONS AMENDING THE FOOD AND DRUG REGULATIONS (1594 — SCHEDULE F)**

**AMENDMENT**

**1. The reference to Fluconazole**  
*Fluconazole*  
in Part I of Schedule F to the *Food and Drug Regulations*<sup>1</sup> is replaced by the following:

Fluconazole, except when sold in a concentration of 150 mg per oral dosage unit and indicated for the treatment of vaginal candidiasis

*Fluconazole, sauf s'il est vendu en une concentration de 150 mg par unité posologique orale pour le traitement des candidoses vaginales*

**COMING INTO FORCE**

**2. These Regulations come into force 90 days after the day on which they are published in the *Canada Gazette Part II*.**

**REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT**

*(This statement is not part of the Regulations.)*

**Issue and objectives**

This amendment to Part I of Schedule F to the *Food and Drug Regulations* provides an exemption to allow nonprescription status for fluconazole 150 mg for oral use for the treatment of vaginal candidiasis.

Schedule F is a list of medicinal ingredients, the sale of which is controlled under sections C.01.041 to C.01.049 of the *Food and Drug Regulations*. Part I of Schedule F lists ingredients that require a prescription for human use and for veterinary use. Part II

<sup>a</sup> S.C. 2005, c. 42, s. 2  
<sup>b</sup> R.S., c. F-27  
<sup>1</sup> C.R.C., c. 870

Enregistrement  
DORS/2009-305 Le 19 novembre 2009

LOI SUR LES ALIMENTS ET DROGUES

**Règlement modifiant le Règlement sur les aliments et drogues (1594 — annexe F)**

C.P. 2009-1872 Le 19 novembre 2009

Sur recommandation de la ministre de la Santé et en vertu du paragraphe 30(1)<sup>a</sup> de la *Loi sur les aliments et drogues*<sup>b</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement modifiant le Règlement sur les aliments et drogues (1594 — annexe F)*, ci-après.

**RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LES ALIMENTS ET DROGUES (1594 — ANNEXE F)**

**MODIFICATION**

**1. Dans la partie I de l'annexe F du *Règlement sur les aliments et drogues*<sup>1</sup>, la mention**  
**Fluconazole**  
*Fluconazole*  
est remplacée par ce qui suit :

Fluconazole, sauf s'il est vendu en une concentration de 150 mg par unité posologique orale pour le traitement des candidoses vaginales

*Fluconazole, except when sold in a concentration of 150 mg per oral dosage unit and indicated for the treatment of vaginal candidiasis*

**ENTRÉE EN VIGUEUR**

**2. Le présent règlement entre en vigueur le 90<sup>e</sup> jour suivant la date de sa publication dans la *Gazette du Canada Partie II*.**

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION**

*(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)*

**Question et objectifs**

La présente modification à la partie I de l'annexe F du *Règlement sur les aliments et drogues* prévoit une exemption pour permettre le statut de médicament en vente libre pour le fluconazole 150 mg destiné à l'usage oral pour le traitement des candidoses vaginales.

L'annexe F est une liste d'ingrédients médicinaux dont la vente est régie expressément par les articles C.01.041 à C.01.049 du *Règlement sur les aliments et drogues*. La partie I de l'annexe F énumère les ingrédients qui doivent faire l'objet d'une

<sup>a</sup> L.C. 2005, ch. 42, art. 2  
<sup>b</sup> L.R., ch. F-27  
<sup>1</sup> C.R.C., ch. 870

of Schedule F lists ingredients that require a prescription for human use, but do not require a prescription for veterinary use if so labelled or if in a form unsuitable for human use.

Drugs can only be sold in Canada once Health Canada has assessed them for safety, efficacy and quality as required by the *Food and Drugs Act* and the *Food and Drug Regulations*.

#### **Description and rationale**

Health Canada's Drug Schedule Status Committee (Committee) recommends prescription status or exemption from prescription status for medicinal ingredients on the basis of an assessment of the medicinal ingredient against a set of established and publicly available factors. These factors include, but are not limited to, toxicity, pharmacological properties and therapeutic uses of the medicinal ingredients.

The Committee assessed fluconazole 150 mg for oral use for the treatment of vaginal candidiasis against the factors for listing in Schedule F and recommended nonprescription status. All other strengths and dosage forms of fluconazole will still require a prescription in order to be sold.

Fluconazole, a triazole antifungal agent, is used to treat vaginal yeast infections due to *Candida*. Vaginal candidiasis is a common vaginal yeast infection affecting many women. Orally administered fluconazole 150 mg has been available in Canada as a prescription drug for treatment of vaginal candidiasis since 1994. It has been a nonprescription drug in the United Kingdom since 1995 and Australia and New Zealand since 2003.

A number of related antifungal products (e.g. clotrimazole, miconazole) that are administered vaginally have been available in Canada without a prescription since 1993. As with the labelling of the nonprescription vaginally administered antifungal products, labelling for nonprescription fluconazole 150 mg will advise women experiencing a first vaginal infection to see their doctor to confirm the diagnosis of a yeast infection. Similarly, the product labelling for nonprescription fluconazole 150 mg will also include a list of symptoms that are not associated with yeast infections; patients will be advised to contact their physician immediately if any of these symptoms are present.

Manufacturers can sell fluconazole 150 mg for oral use for the treatment of vaginal candidiasis as a nonprescription product only once the regulatory amendment has come into force and at that point can no longer sell their products with prescription labelling. Advance notice of the proposed change in regulatory status was communicated to the pharmaceutical industry through a Notice of Intent (NOI). This advance notice plus a delayed coming into force allows manufacturers of these products time to obtain approval of nonprescription labelling. In addition, draft labelling information was sent to manufacturers of prescription products affected by this regulatory amendment to assist them in beginning preparation of nonprescription labelling.

ordonnance pour un usage humain et pour un usage vétérinaire. La partie II de l'annexe F énumère les ingrédients qui doivent faire l'objet d'une ordonnance pour un usage humain, mais non pour un usage vétérinaire, si l'étiquette prévoit un tel usage ou si la forme ne convient pas aux humains.

Les médicaments ne peuvent être vendus au Canada qu'après l'évaluation par Santé Canada de leur innocuité, de leur efficacité et de leur qualité, tel qu'il est requis par la *Loi sur les aliments et drogues* et le *Règlement sur les aliments et drogues*.

#### **Description et justification**

Un comité de Santé Canada, le Comité chargé d'examiner le statut de l'annexe de médicaments, recommande le statut de vendu sur ordonnance ou d'exemption du statut de vendu sur ordonnance pour les ingrédients médicinaux sur la base de l'évaluation de l'ingrédient médicinal contre un ensemble de facteurs établis et rendus publics. Ces facteurs incluent entre autre la toxicité, les propriétés pharmacologiques et les usages thérapeutique des ingrédients médicinaux.

Le Comité a évalué le fluconazole 150 mg destiné à l'usage oral pour le traitement des candidoses vaginales contre un ensemble de facteurs pour inscription à l'annexe F et a recommandé le statut de vente libre. Toutes les autres concentrations et formes dosifiées du fluconazole requièrent toujours une ordonnance pour être vendues.

Le fluconazole, un triazole antifongique, est utilisé pour le traitement des infections vaginales aux levures dues à *Candida*. La candidose vaginale est une infection vaginale aux levures commune qui touche de nombreuses femmes. Depuis 1994, il est possible d'obtenir au Canada le fluconazole 150 mg administré par voie orale en tant que médicament vendu sur ordonnance pour le traitement des candidoses vaginales. Le médicament est vendu en vente libre depuis 1995 au Royaume-Uni et depuis 2003 en Australie et en Nouvelle-Zélande.

Un certain nombre de produits antifongiques connexes (par exemple le clotrimazole, le miconazole) à administration vaginale sont disponibles au Canada sans ordonnance depuis 1993. Comme dans le cas de ces produits antifongiques à administration vaginale, l'étiquetage du fluconazole 150 mg en vente libre avisera les femmes qui expérimentent une première infection vaginale de consulter leur médecin afin de confirmer le diagnostic d'infection aux levures. De même, l'étiquetage de ce produit, le fluconazole de 150 mg, comprendra une liste de symptômes qui ne sont pas associés aux infections aux levures, et les patients seront avisés de communiquer immédiatement avec leur médecin si l'un de ces symptômes est présent.

Les fabricants peuvent vendre le fluconazole 150 mg administré par voie orale pour le traitement des candidoses vaginales en tant que produit vendu en vente libre seulement une fois que la modification réglementaire entrera en vigueur; à ce moment là, ils ne pourront plus vendre leur produit avec un étiquetage réservé aux médicaments vendus sur ordonnance. Un préavis du changement proposé du statut réglementaire a été communiqué à l'industrie pharmaceutique par le biais d'un Avis d'intention (AI). Ce préavis, associée à une entrée en vigueur postérieure offre à tous les fabricants de ces produits suffisamment de temps pour obtenir l'approbation de leur étiquetage de médicaments en vente libre. De plus, une ébauche d'information sur l'étiquetage a été envoyée aux fabricants des produits vendus sur ordonnance concernés par cette modification réglementaire pour les assister à commencer la préparation de leur étiquetage pour vendre en vente libre.

The availability of fluconazole 150 mg for oral use when sold as a nonprescription product will provide consumers with more convenient access to this treatment for vaginal candidiasis. The public may be required to pay directly for the product, as products which do not require a prescription are not usually covered by drug insurance plans.

There is no anticipated cost for provincial or privately funded drug benefit plans since most do not cover the cost of nonprescription drugs.

### **Consultation**

Direct notice of this regulatory proposal was provided to external stakeholders, including provincial and territorial ministries of Health, medical and pharmacy licensing bodies, and industry, consumer and professional associations in two NOIs. The first NOI was sent on December 29, 2008 and published in the *Canada Gazette*, Part I, on January 10, 2009, with a 75-day comment period. Modifications were required to the first NOI regarding the date of coming into force of the proposed amendment. Consequently, a second NOI was published in the *Canada Gazette*, Part I, on April 11, 2009, and sent to external stakeholders on April 14, 2009, with a 75-day comment period. The two NOIs were also posted on the Health Canada Web site and the *Consulting With Canadians* Web site. The process for this consultation with stakeholders is described in the Memorandum of Understanding (MOU) to streamline regulatory amendments to Schedule F. The MOU, signed by Health Canada, the Privy Council Office and the Department of International Trade on February 22, 2005, is posted on the Health Canada Web site.

Comments were received from seven respondents during the first consultation period. The applicant for this proposal submitted one comment of support. Six other respondents expressed support for the proposed amendment. No negative comments were received. No comments were received during the second consultation period.

### **Implementation, enforcement and service standards**

This amendment will come into force 90 days after publication in the *Canada Gazette*, Part II.

This amendment does not alter existing compliance mechanisms under the provisions of the *Food and Drugs Act* and the *Food and Drug Regulations* enforced by the Health Products and Food Branch Inspectorate.

La disponibilité du fluconazole 150 mg administré par voie orale lorsque vendu en vente libre fournira aux consommateurs un accès plus convenable à ce traitement pour les candidoses vaginales. Le public pourrait être requis de payer directement le produit étant donné que les régimes d'assurance-médicaments ne couvrent généralement pas les produits vendus sans ordonnance.

Aucun coût n'est prévu pour les régimes provinciaux ou pour les régimes privés d'assurance-médicament dans la mesure où la plupart de ces régimes ne couvrent pas les médicaments vendus sans ordonnance.

### **Consultation**

Les intervenants externes, dont les ministres provinciaux et territoriaux de la Santé, les organismes de réglementation professionnelle de la médecine et de la pharmacie de même que les associations d'industries, de consommateurs et de professionnels ont été avisés directement de ce projet de règlement dans deux avis d'intentions. Le premier AI a été envoyé le 29 décembre 2008 et publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, le 10 janvier 2009, avec une période de 75 jours pour la présentation des observations. Des modifications ont été requises au premier AI concernant la date d'entrée en vigueur de la modification proposée. En conséquence, un deuxième AI a été publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, le 11 avril 2009, et envoyé aux intervenants externes le 14 avril 2009, avec une période de 75 jours pour la présentation des observations. Les deux avis d'intention ont aussi été affichées sur le site Web de Santé Canada et sur le site Web « Consultation auprès des Canadiens. » Le processus relatif à cette consultation avec les intervenants est décrit dans le protocole d'entente (PE) visant à simplifier les modifications réglementaires à l'annexe F. Le PE, qui a été signé le 22 février 2005 par Santé Canada, le Bureau du Conseil privé et le ministère des Affaires étrangères et du Commerce international, figure également sur le site Web de Santé Canada.

Sept répondants ont fait part de leurs commentaires pendant la première période de consultation. La personne qui a soumis cette proposition a présenté un commentaire en faveur de la proposition. Les six autres répondants ont exprimé leur appui à la modification proposée. Aucun commentaire négatif n'a été reçu. Aucun commentaire n'a été reçu durant la deuxième période de consultation.

### **Mise en œuvre, application et normes de service**

Cette modification entrera en vigueur 90 jours après sa publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*.

Cette modification ne change rien aux mécanismes d'assurance de la conformité actuellement prévus par la *Loi sur les aliments et drogues* et le *Règlement sur les aliments et drogues*, dont le contrôle de l'application relève de l'Inspectorat de la Direction générale des produits de santé et des aliments.

**Contact**

Refer to Project No. 1594  
Policy Division  
Bureau of Policy, Science and International Programs  
Therapeutic Products Directorate  
Holland Cross  
1600 Scott Street, Tower B, 2nd Floor  
Address Locator 3102C5  
Ottawa, Ontario  
K1A 0K9  
Telephone: 613-948-4623  
Fax: 613-941-6458  
Email: regaff\_affreg@hc-sc.gc.ca

**Personne-ressource**

Mentionner le projet n° 1594  
Division de la politique  
Bureau des politiques, de la science et des programmes  
internationaux  
Direction des produits thérapeutiques  
Holland Cross  
1600, rue Scott, Tour B, 2<sup>e</sup> étage  
Indice de l'adresse : 3102C5  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0K9  
Téléphone : 613-948-4623  
Télécopieur : 613-941-6458  
Courriel : regaff\_affreg@hc-sc.gc.ca

Registration  
SOR/2009-306 November 19, 2009

MACKENZIE VALLEY RESOURCE MANAGEMENT ACT

**Regulations Amending the Preliminary Screening Requirement Regulations (Miscellaneous Program)**

P.C. 2009-1873 November 19, 2009

Whereas, pursuant to subsection 143(1)<sup>a</sup> of the *Mackenzie Valley Resource Management Act*<sup>b</sup>, the Minister of Indian Affairs and Northern Development has consulted with the territorial Minister, first nations and the Tlicho Government with regard to the proposed annexed Regulations;

Therefore, Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Indian Affairs and Northern Development, pursuant to paragraph 143(1)(b) of the *Mackenzie Valley Resource Management Act*<sup>b</sup>, hereby makes the annexed *Regulations Amending the Preliminary Screening Requirement Regulations (Miscellaneous Program)*.

**REGULATIONS AMENDING THE PRELIMINARY SCREENING REQUIREMENT REGULATIONS (MISCELLANEOUS PROGRAM)**

**AMENDMENTS**

1. Item 1 of Part 1 of Schedule 1 to the French version of the *Preliminary Screening Requirement Regulations*<sup>1</sup> is repealed.

2. Item 1 in Part 1 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is replaced by the following:

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
	Equivalent item number in French text	Act	Provision	Limitations
Item 1.	11	<i>Canada National Parks Act</i>	(a) paragraph 14(3)(c) (b) paragraph 14(3)(e) (c) paragraph 15(1)(c)	

3. The portion of item 2 of Part 1 of Schedule 1 to the French version of the Regulations in column 4 is replaced by the following:

	Colonne 4	
Article	Restrictions	
2.	a)	Exclut l'autorisation de la cession d'un permis d'utilisation des terres
	b)	Exclut l'autorisation de la cession d'un permis d'utilisation des eaux

Enregistrement  
DORS/2009-306 Le 19 novembre 2009

LOI SUR LA GESTION DES RESSOURCES DE LA VALLÉE DU MACKENZIE

**Règlement correctif visant le Règlement sur l'exigence d'un examen préalable**

C.P. 2009-1873 Le 19 novembre 2009

Attendu que, conformément au paragraphe 143(1)<sup>a</sup> de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*<sup>b</sup>, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien a consulté le ministre territorial, les premières nations et le gouvernement tlicho au sujet du règlement ci-après,

À ces causes, sur recommandation du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et en vertu de l'alinéa 143(1)b) de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*<sup>b</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement correctif visant le Règlement sur l'exigence d'un examen préalable*, ci-après.

**RÈGLEMENT CORRECTIF VISANT LE RÈGLEMENT SUR L'EXIGENCE D'UN EXAMEN PRÉALABLE**

**MODIFICATIONS**

1. L'article 1 de la partie 1 de l'annexe 1 de la version française du *Règlement sur l'exigence d'un examen préalable*<sup>1</sup> est abrogé.

2. L'article 1 de la partie 1 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement est remplacé par ce qui suit :

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
	Equivalent item number in French text	Act	Provision	Limitations
Item 1.	11	<i>Canada National Parks Act</i>	(a) paragraph 14(3)(c) (b) paragraph 14(3)(e) (c) paragraph 15(1)(c)	

3. Le passage de l'article 2 de la partie 1 de l'annexe 1 de la version française du même règlement figurant dans la colonne 4 est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 4	
Article	Restrictions	
2.	a)	Exclut l'autorisation de la cession d'un permis d'utilisation des terres
	b)	Exclut l'autorisation de la cession d'un permis d'utilisation des eaux

<sup>a</sup> S.C. 2005, c. 1, ss. 90(1) and (2)  
<sup>b</sup> S.C. 1998, c. 25  
<sup>1</sup> SOR/99-12

<sup>a</sup> L.C. 2005, ch. 1, par. 90(1) et (2)  
<sup>b</sup> L.C. 1998, ch. 25  
<sup>1</sup> DORS/99-12

4. The portion of paragraph 2(b) of Part 1 of Schedule 1 to the English version of the Regulations in column 4 is repealed.

5. (1) Paragraph 3(b) of Part 1 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is repealed.

(2) Paragraph 3(d) of Part 1 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is repealed.

6. Paragraph 3(k) of Part 1 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is repealed.

7. (1) The portion of paragraphs 5(a) and (b) of Part 1 of Schedule 1 to the English version of the Regulations in column 4 is repealed.

(2) Paragraph 5(c) of Part 1 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is repealed.

8. Part 1 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is amended by adding the following after item 6:

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
	Numéro d'article équivalent dans la version anglaise		
Article	Loi	Dispositions	Restrictions
6.1	12.1 <i>Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires</i>	paragraphe 24(2)	

9. The portion of item 7 of Part 1 of Schedule 1 to the English version of the Regulations in column 4 is replaced by the following:

Column 4		
Item	Limitations	
7.	(a)	Excludes approval of an assignment of a land use permit
	(b)	Excludes approval of an assignment of a water licence

10. Item 8 of Part 1 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is repealed.

11. Paragraph 9(k) of Part 1 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is repealed.

12. Item 10 of Part 1 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is repealed.

13. The portion of paragraph 10(b) of Part 1 of Schedule 1 to the French version of the Regulations in column 4 is repealed.

14. Item 11 of Part 1 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is replaced by the following:

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
	Numéro d'article équivalent dans la version anglaise		
Article	Loi	Dispositions	Restrictions
11.	1 <i>Loi sur les parcs nationaux du Canada</i>	a) alinéa 14(3)c) b) alinéa 14(3)e) c) alinéa 15(1)c)	

4. Le passage de l'alinéa 2b) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement figurant dans la colonne 4 est abrogé.

5. (1) L'alinéa 3b) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement est abrogé.

(2) L'alinéa 3d) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement est abrogé.

6. L'alinéa 3k) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version française du même règlement est abrogé.

7. (1) Le passage des alinéas 5a) et b) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement figurant dans la colonne 4 est abrogé.

(2) L'alinéa 5c) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement est abrogé.

8. La partie 1 de l'annexe 1 de la version française du même règlement est modifiée par adjonction, après l'article 6, de ce qui suit :

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
	Numéro d'article équivalent dans la version anglaise		
Article	Loi	Dispositions	Restrictions
6.1	12.1 <i>Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires</i>	paragraphe 24(2)	

9. Le passage de l'article 7 de la partie 1 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement figurant dans la colonne 4 est remplacé par ce qui suit :

Column 4		
Item	Limitations	
7.	a)	Excludes approval of an assignment of a land use permit
	b)	Excludes approval of an assignment of a water licence

10. L'article 8 de la partie 1 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement est abrogé.

11. L'alinéa 9k) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement est abrogé.

12. L'article 10 de la partie 1 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement est abrogé.

13. Le passage de l'alinéa 10b) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version française du même règlement figurant dans la colonne 4 est abrogé.

14. L'article 11 de la partie 1 de l'annexe 1 de la version française du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
	Numéro d'article équivalent dans la version anglaise		
Article	Loi	Dispositions	Restrictions
11.	1 <i>Loi sur les parcs nationaux du Canada</i>	a) alinéa 14(3)c) b) alinéa 14(3)e) c) alinéa 15(1)c)	

15. (1) The portion of paragraphs 12(a) and (b) of Part 1 of Schedule 1 to the French version of the Regulations in column 4 is repealed.

(2) Paragraph 12(c) of Part 1 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is repealed.

16. Part 1 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is amended by adding the following after item 12:

Item	Column 1 Equivalent item number in French text	Column 2 Act	Column 3 Provision	Column 4 Limitations
12.1	6.1	<i>Nuclear Safety and Control Act</i>	subsection 24(2)	

17. Item 13 of Part 1 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is repealed.

18. (1) Paragraph 14(b) of Part 1 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is repealed.

(2) Paragraph 14(d) of Part 1 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is repealed.

19. The portion of item 1 of Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Colonne 2	
Article	Règlement
1.	<i>Règlement sur les baux et les permis d'occupation dans les parcs nationaux du Canada (Loi sur les parcs nationaux du Canada)</i>

20. Paragraph 2(d) of Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is repealed.

21. Item 3 of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is repealed.

22. The portion of item 3 of Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations in columns 2 and 3 is replaced by the following:

Article	Colonne 2 Règlement	Colonne 3 Dispositions
3.	<i>Règlement sur l'exploitation de commerces dans les parcs nationaux du Canada (Loi sur les parcs nationaux du Canada)</i>	article 4.1

23. Paragraphs 6(b) and (c) of Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations are repealed.

24. Paragraph 7(d) of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is repealed.

25. Paragraphs 7(d) and (e) of Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations are repealed.

26. Item 11 of Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is repealed.

27. Item 11 of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is replaced by the following:

15. (1) Le passage des alinéas 12a) et b) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version française du même règlement figurant dans la colonne 4 est abrogé.

(2) L'alinéa 12c) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version française du même règlement est abrogé.

16. La partie 1 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement est modifiée par adjonction, après l'article 12, de ce qui suit :

Item	Column 1 Equivalent item number in French text	Column 2 Act	Column 3 Provision	Column 4 Limitations
12.1	6.1	<i>Nuclear Safety and Control Act</i>	subsection 24(2)	

17. L'article 13 de la partie 1 de l'annexe 1 de la version française du même règlement est abrogé.

18. (1) L'alinéa 14b) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version française du même règlement est abrogé.

(2) L'alinéa 14d) de la partie 1 de l'annexe 1 de la version française du même règlement est abrogé.

19. Le passage de l'article 1 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Règlement
1.	<i>Règlement sur les baux et les permis d'occupation dans les parcs nationaux du Canada (Loi sur les parcs nationaux du Canada)</i>

20. L'alinéa 2d) de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement est abrogé.

21. L'article 3 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement est abrogé.

22. Le passage de l'article 3 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement figurant dans les colonnes 2 et 3 est remplacé par ce qui suit :

Article	Colonne 2 Règlement	Colonne 3 Dispositions
3.	<i>Règlement sur l'exploitation de commerces dans les parcs nationaux du Canada (Loi sur les parcs nationaux du Canada)</i>	article 4.1

23. Les alinéas 6b) et c) de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement sont abrogés.

24. L'alinéa 7d) de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement est abrogé.

25. Les alinéas 7d) et e) de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement sont abrogés.

26. L'article 11 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement est abrogé.

27. L'article 11 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
	<b>Equivalent item number</b>		
<b>Item in French text</b>	<b>Regulations</b>	<b>Provision</b>	<b>Limitations</b>
11. 24	<i>Mackenzie Valley Land Use Regulations (Mackenzie Valley Resource Management Act)</i>	(a) paragraph 22(2)(a) (b) subparagraph 23(b)(i)	

28. (1) The portion of item 12 of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Regulations
12.	<i>Migratory Birds Regulations (Migratory Birds Convention Act, 1994)</i>

(2) Paragraphs 12(e) and (f) of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations are repealed.

29. The portion of item 13 of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Regulations
13.	<i>Migratory Bird Sanctuary Regulations (Migratory Birds Convention Act, 1994)</i>

30. Paragraphs 14(b) and (c) of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations are repealed.

31. Item 15 of Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is repealed.

32. The portion of item 16 of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations in columns 2 and 3 is replaced by the following:

Column 2	Column 3	
Item	Regulations	Provision
16.	<i>National Parks of Canada Businesses Regulations (Canada National Parks Act)</i>	section 4.1

33. Paragraphs 17(d) and (e) of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations are repealed.

34. The portion of item 18 of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Regulations
18.	<i>National Parks of Canada Lease and Licence of Occupation Regulations (Canada National Parks Act)</i>

35. Item 18 of Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is repealed.

36. Paragraphs 19(e) and (f) of Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations are repealed.

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
	<b>Equivalent item number</b>		
<b>Item in French text</b>	<b>Regulations</b>	<b>Provision</b>	<b>Limitations</b>
11. 24	<i>Mackenzie Valley Land Use Regulations (Mackenzie Valley Resource Management Act)</i>	(a) paragraph 22(2)(a) (b) subparagraph 23(b)(i)	

28. (1) Le passage de l'article 12 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Column 2	
Item	Regulations
12.	<i>Migratory Birds Regulations (Migratory Birds Convention Act, 1994)</i>

(2) Les alinéas 12e) et f) de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement sont abrogés.

29. Le passage de l'article 13 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Column 2	
Item	Regulations
13.	<i>Migratory Bird Sanctuary Regulations (Migratory Birds Convention Act, 1994)</i>

30. Les alinéas 14b) et c) de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement sont abrogés.

31. L'article 15 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement est abrogé.

32. Le passage de l'article 16 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement figurant dans les colonnes 2 et 3 est remplacé par ce qui suit :

Column 2	Column 3	
Item	Regulations	Provision
16.	<i>National Parks of Canada Businesses Regulations (Canada National Parks Act)</i>	section 4.1

33. Les alinéas 17d) et e) de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement sont abrogés.

34. Le passage de l'article 18 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Column 2	
Item	Regulations
18.	<i>National Parks of Canada Lease and Licence of Occupation Regulations (Canada National Parks Act)</i>

35. L'article 18 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement est abrogé.

36. Les alinéas 19e) et f) de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement sont abrogés.



37. Items 22 to 24 of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations are repealed.

38. Items 24 and 25 of Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations are replaced by the following:

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Numéro d'article équivalent dans la version anglaise	Règlement	Dispositions	Restrictions
Article 24.	11	Règlement sur l'utilisation des terres de la vallée du Mackenzie (Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie)	a) alinéa 22(2)a) b) sous-alinéa 23b)(i)

39. Item 1 of Part 1 of Schedule 2 to the English version of the Regulations is repealed.

40. Item 2 of Part 1 of Schedule 2 to the French version of the Regulations is repealed.

41. Item 3 of Part 2 of Schedule 2 to the Regulations is repealed.

42. Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is amended by replacing “*Railway Safety Act*” with “*Canada Transportation Act*” in the following provisions:

- (a) items 1 and 2 in column 2;
- (b) item 4 in column 2;
- (c) item 6 in column 2; and
- (d) item 10 in column 2.

43. Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is amended by replacing “*Loi sur les parcs nationaux*” with “*Loi sur les parcs nationaux du Canada*” in the following provisions:

- (a) items 6 and 7 in column 2;
- (b) item 9 in column 2; and
- (c) item 14 in column 2.

44. The portion of Part 2 of Schedule 1 to the French version of the Regulations is amended by replacing “*Loi sur la sécurité ferroviaire*” with “*Loi sur les transports au Canada*” in the following provisions:

- (a) items 12 and 13 in column 2;
- (b) items 16 and 17 in column 2; and
- (c) item 23 in column 2.

45. The portion of Part 2 of Schedule 1 to the English version of the Regulations is amended by replacing “*National Parks Act*” with “*Canada National Parks Act*” in the following provisions:

- (a) items 14 and 15 in column 2;
- (b) item 17 in column 2; and
- (c) item 19 in column 2.

37. Les articles 22 à 24 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement sont abrogés.

38. Les articles 24 et 25 de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Numéro d'article équivalent dans la version anglaise	Règlement	Dispositions	Restrictions
Article 24.	11	Règlement sur l'utilisation des terres de la vallée du Mackenzie (Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie)	a) alinéa 22(2)a) b) sous-alinéa 23b)(i)

39. L'article 1 de la partie 1 de l'annexe 2 de la version anglaise du même règlement est abrogé.

40. L'article 2 de la partie 1 de l'annexe 2 de la version française du même règlement est abrogé.

41. L'article 3 de la partie 2 de l'annexe 2 du même règlement est abrogé.

42. Dans les passages ci-après de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement, « *Railway Safety Act* » est remplacé par « *Canada Transportation Act* » :

- a) le passage des articles 1 et 2 figurant dans la colonne 2;
- b) le passage de l'article 4 figurant dans la colonne 2;
- c) le passage de l'article 6 figurant dans la colonne 2;
- d) le passage de l'article 10 figurant dans la colonne 2.

43. Dans les passages ci-après de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement, « *Loi sur les parcs nationaux* » est remplacé par « *Loi sur les parcs nationaux du Canada* » :

- a) le passage des articles 6 et 7 figurant dans la colonne 2;
- b) le passage de l'article 9 figurant dans la colonne 2;
- c) le passage de l'article 14 figurant dans la colonne 2.

44. Dans les passages ci-après de la partie 2 de l'annexe 1 de la version française du même règlement, « *Loi sur la sécurité ferroviaire* » est remplacé par « *Loi sur les transports au Canada* » :

- a) le passage des articles 12 et 13 figurant dans la colonne 2;
- b) le passage des articles 16 et 17 figurant dans la colonne 2;
- c) le passage de l'article 23 figurant dans la colonne 2.

45. Dans les passages ci-après de la partie 2 de l'annexe 1 de la version anglaise du même règlement, « *National Parks Act* » est remplacé par « *Canada National Parks Act* » :

- a) le passage des articles 14 et 15 figurant dans la colonne 2;
- b) le passage de l'article 17 figurant dans la colonne 2;
- c) le passage de l'article 19 figurant dans la colonne 2.

**COMING INTO FORCE**

**46. These Regulations come into force on the day on which they are registered.**

**REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT**

*(This statement is not part of the Regulations.)*

**Issue and objectives**

The amendments to the *Preliminary Screening Requirement Regulations* address technical issues raised by the Standing Joint Committee for the Scrutiny of Regulations (the Committee) and reflect amendments made to statutes and regulations for which provisions are listed in Schedules 1 and 2 of the Regulations.

The amendments ensure that the *Preliminary Screening Requirement Regulations* are up to date and that the provisions of other statutes and regulations that are listed in Schedules 1 and 2 of the Regulations fall within the authorities provided in the *Mackenzie Valley Resource Management Act*.

**Description and rationale**

In 1999, the Committee reviewed the *Preliminary Screening Requirement Regulations*. As a result of their review, twenty issues were identified. Departmental officials, in consultation with the Department of Justice, have considered and responded to the issues raised by the Committee and in some cases recommended amendments to the *Preliminary Screening Requirement Regulations*. The changes will not affect the scope or number of developments that are required to undergo a preliminary screening in accordance with the *Mackenzie Valley Resource Management Act*.

In addition, during the period since the Committee reviewed the *Preliminary Screening Requirement Regulations*, a number of provisions of legislation referenced in Schedules 1 and 2 of the Regulations have been revoked, replaced or amended. As a result, consequential amendments to Schedules to the *Preliminary Screening Requirement Regulations* are required to update the references in Schedules 1 and 2 of the Regulations. For example, the *Atomic Energy Control Act* was repealed and replaced by the *Nuclear Safety and Control Act*. The current references in items 3 and 24 of Part 2 of Schedule 1 of the *Preliminary Screening Requirement Regulations* are to regulations that no longer exist.

There are no costs associated with the amendments as they ensure that references to other statutes and regulations in the Schedules to the Regulations are up to date and are within the authorities provided in the enabling statute. The amendments will remove confusion that currently exists where references in the Schedules to the Regulations are to statutes or regulations that either no longer exist or have no application in the Mackenzie Valley.

**Consultation**

The amendments to address the issues raised by the Committee and changes in statutes and regulations listed in Schedules 1 and 2 to the *Preliminary Screening Requirement Regulations* were confirmed through consultations with affected federal departments, federal agencies and the Government of the Northwest Territories.

**ENTRÉE EN VIGUEUR**

**46. Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.**

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION**

*(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)*

**Question et objectifs**

Les modifications au *Règlement sur l'exigence d'un examen préalable* donnent suite à des commentaires reçus du Comité mixte permanent d'examen de la réglementation (le Comité) et reflètent les modifications apportées aux lois et aux règlements pour lesquelles des dispositions sont énumérées dans les annexes 1 et 2 du Règlement.

Ces modifications actualisent le Règlement et font en sorte que les autorisations prévues dans la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* englobent les dispositions des autres lois et règlements énumérés dans les annexes 1 et 2 du Règlement.

**Description et justification**

En 1999, le Comité a étudié le *Règlement sur l'exigence d'un examen préalable*. Vingt questions ont été soulevées dans le cadre de cet examen. Des fonctionnaires du ministère, en consultation avec le ministère de la Justice, ont considéré les questions soulevées par le Comité et, dans certains cas, ont recommandé des modifications en conséquence. Les modifications seront sans effet sur la portée des projets de développement ou le nombre de projets sujet à une évaluation préliminaire en vertu de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*.

De plus, pendant la période qui s'est écoulée depuis que le Comité a examiné le *Règlement sur l'exigence d'un examen préalable*, certaines dispositions législatives mentionnées dans les annexes 1 et 2 ont été abrogées, remplacées ou modifiées. Par conséquent, des modifications corrélatives au *Règlement sur l'exigence d'un examen préalable* sont nécessaires pour actualiser les références aux annexes 1 et 2. Par exemple, la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique* a été abrogée et remplacée par la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*. Les règlements mentionnés aux articles 11 et 18 de la partie 2 de l'annexe 1 du Règlement n'existent plus.

Les modifications n'entraînent pas de coûts puisqu'elles actualisent les références aux autres lois et règlements mentionnés dans les annexes du Règlement et font en sorte qu'elles respectent les autorisations découlant de la loi habilitante. Ces modifications élimineront la confusion qui résulte actuellement de la mention de lois ou de règlements qui n'existent plus ou qui ne s'appliquent pas dans la vallée du Mackenzie.

**Consultation**

Les modifications qui correspondent aux questions soulevées par le Comité et aux changements apportés aux lois et règlements énumérés dans les annexes 1 et 2 du *Règlement sur l'exigence d'un examen préalable* ont été confirmées par les consultations que nous avons tenues avec les ministères et les organismes fédéraux concernés et avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

A consultation document that fully explained the proposed amendments, which were divided into two broad categories, was developed. They are amendments addressing the issues raised by the Committee which involved the interpretation of the authority provided in the *Mackenzie Valley Resource Management Act* and amendments of an editorial nature addressing changes made to statutes and regulations listed in the Schedules to the Regulations.

The consultation document was distributed for comments on October 28, 2008, to the Gwich'in Tribal Council, the Sahtu Secretariat Inc., the Tlicho Government, all other First Nations and Métis organizations in the Mackenzie Valley (40 in total), the Manitoba Denesuline, the Athabasca Denesuline (Saskatchewan), the Dene Tha' First Nation (Alberta), the Kaska Tribal Council (Yukon), the Nacho Nyak Dun First Nation (Yukon), the Inuvialuit Regional Corporation, the Inuvialuit Joint Secretariat, the Government of the Northwest Territories, the Mackenzie Valley Land & Water Board, the Gwich'in Land & Water Board, the Sahtu Land & Water Board, the Wek'èezhii Land & Water Board, the Mackenzie Valley Environmental Impact Review Board, the Gwich'in and the Sahtu Land Use Planning Boards, the Gwich'in Renewable Resources Board, the Aboriginal pipeline Group, the Canadian Association of Petroleum Producers, the Mining Association of Canada, the Northwest Territories and Nunavut Chamber of Mines, the Prospectors and Developers Association of Canada, the Northwest Territories Chamber of Commerce, the Canadian Parks and Wilderness Society, Alternatives North, Ducks Unlimited NWT Chapter, Ecology North and the World Wildlife Fund. In addition, the consultation document was also made available on the Indian and Northern Affairs Canada (INAC) Northwest Territories regional Web site and distributed to contacts within affected federal departments and agencies and officials in INAC regional offices and headquarters. Comments were requested by December 31, 2008.

Comments were received from the Manitoba Denesuline, the Sahtu Land & Water Board and the Government of the Northwest Territories (February 2009). In general, the comments were supportive of the proposed amendments. The Manitoba Denesuline asked some questions with respect to a few of the proposed amendments which were easily responded to. No additional follow-up comments were received.

#### **Contacts**

Stephen Traynor  
 Director  
 Resource Policy and Programs  
 Northern Affairs Organization  
 Indian and Northern Affairs Canada  
 Gatineau, Quebec  
 Telephone: 819-953-8613  
 Fax: 819-953-0335  
 Email: Stephen.Traynor@ainc-inac.gc.ca

Nous avons préparé un document de consultation expliquant en détail les modifications proposées, lesquelles y étaient réparties en deux grandes catégories. Les modifications correspondent aux questions soulevées par le Comité qui impliquaient l'interprétation de l'autorisation accordée en vertu de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* ainsi que des remaniements mineurs pour tenir compte des changements apportés aux lois et règlements énumérés dans les annexes du Règlement.

Le document de consultation a été distribué pour commentaires le 28 octobre 2008 aux intervenants suivants : le Conseil tribal des Gwich'in, le Secrétariat du Sahtu, le gouvernement tlicho, tous les autres organismes des Premières nations et des Métis de la vallée du Mackenzie (40 en tout), les Denesulines du Manitoba, les Denesulines de l'Athabasca (Saskatchewan), la Première nation Dene Tha' (Alberta), le Conseil tribal kaska (Yukon), la Première nation des Nacho Nyak Dun (Yukon), la Société régionale inuvialuit, le Secrétariat mixte des Inuvialuit, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie, l'Office gwich'in des terres et des eaux, l'Office des terres et des eaux du Sahtu, l'Office des terres et des eaux du Wek'èezhii, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, l'Office gwich'in d'aménagement territorial, l'Office d'aménagement territorial du Sahtu, l'Office des ressources renouvelables des Gwich'in, l'Aboriginal pipeline Group, l'Association canadienne des producteurs pétroliers, l'Association minière du Canada, la Chambre des mines des Territoires du Nord-Ouest, la Chambre des mines du Nunavut, l'Association canadienne des prospecteurs et entrepreneurs, la Chambre de commerce des Territoires du Nord-Ouest, la Société pour la nature et les parcs du Canada, l'Alternatives North, la section des Territoires du Nord-Ouest de Canards illimités, Ecology North et le Fonds mondial pour la nature. Le document de consultation a également été affiché sur le site Web régional d'Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC) pour les Territoires du Nord-Ouest et distribué aux personnes-ressources des ministères et organismes fédéraux concernés ainsi qu'aux fonctionnaires des bureaux régionaux et de l'administration centrale d'AINC. Nous avons demandé que les commentaires, le cas échéant, nous parviennent au plus tard le 31 décembre 2008.

Nous avons reçu des commentaires des Denesulines du Manitoba, de l'Office des terres et des eaux du Sahtu et du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest (février 2009). En général, ces commentaires étaient favorables aux modifications proposées. Les Denesulines du Manitoba ont posé des questions sur quelques-unes des modifications proposées, questions auxquelles il a été facile de répondre. Nous n'avons pas reçu d'autres commentaires de suivi.

#### **Personnes-ressources**

Stephen Traynor  
 Directeur  
 Politique des ressources et programmes  
 Organisation des affaires du Nord  
 Affaires indiennes et du Nord Canada  
 Gatineau (Québec)  
 Téléphone : 819-953-8613  
 Télécopieur : 819-953-0335  
 Courriel : Stephen.Traynor@ainc-inac.gc.ca

Robert Whittingham  
Senior Policy Analyst  
Resource Policy and Programs  
Northern Affairs Organization  
Indian and Northern Affairs Canada  
Gatineau, Quebec  
Telephone: 819-994-6416  
Fax : 819-953-0335  
Email: Bob.Whittingham@ainc-inac.gc.ca

Robert Whittingham  
Analyste principal des politiques  
Politique des ressources et programmes  
Organisation des affaires du Nord  
Affaires indiennes et du Nord Canada  
Gatineau (Québec)  
Téléphone : 819-994-6416  
Télécopieur : 819-953-0335  
Courriel : Bob.Whittingham@ainc-inac.gc.ca

Registration  
SOR/2009-307 November 19, 2009

NATIONAL ENERGY BOARD ACT

## Regulations Amending the National Energy Board Cost Recovery Regulations

Whereas the National Energy Board has determined that certain costs are attributable to its responsibilities under the *National Energy Board Act*<sup>a</sup> or another Act of Parliament;

Therefore, the National Energy Board, pursuant to section 24.1<sup>b</sup> and subsection 129(1)<sup>c</sup> of the *National Energy Board Act*<sup>a</sup>, hereby makes the annexed *Regulations Amending the National Energy Board Cost Recovery Regulations*.

Calgary, November 2, 2009

P.C. 2009-1874 November 19, 2009

Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Natural Resources, pursuant to subsection 129(1)<sup>c</sup> of the *National Energy Board Act*<sup>a</sup>, hereby approves the annexed *Regulations Amending the National Energy Board Cost Recovery Regulations*, made by the National Energy Board.

### REGULATIONS AMENDING THE NATIONAL ENERGY BOARD COST RECOVERY REGULATIONS

#### AMENDMENTS

1. (1) The definitions “border accommodation electricity exporter”, “intermediate electricity exporter” and “small electricity exporter” in section 2 of the *National Energy Board Cost Recovery Regulations*<sup>1</sup> are repealed.

(2) The definitions “equichange transfer”, “large electricity exporter” and “sale transfer” in section 2 of the Regulations are repealed.

(3) The definitions “intermediate commodity pipeline company”, “intermediate gas pipeline company”, “intermediate oil pipeline company”, “large commodity pipeline company”, “large gas pipeline company”, “large oil pipeline company”, “small commodity pipeline company”, “small gas pipeline company” and “small oil pipeline company” in section 2 of the Regulations are replaced by the following:

“intermediate commodity pipeline company” means a person or company that is authorized under the Act to construct or operate one or more commodity pipelines, the combined annual cost of service of which is \$1,000,000 or more but less than \$10,000,000; (*compagnie de productoduc de moyenne importance*)

<sup>a</sup> R.S., c. N-7

<sup>b</sup> S.C. 1990, c. 7, s. 13

<sup>c</sup> S.C. 2004, c. 25, s. 164

<sup>1</sup> SOR/91-7

Enregistrement  
DORS/2009-307 Le 19 novembre 2009

LOI SUR L’OFFICE NATIONAL DE L’ÉNERGIE

## Règlement modifiant le Règlement sur le recouvrement des frais de l’Office national de l’énergie

Attendu que l’Office national de l’énergie juge que certains frais sont afférents à l’exercice de ses attributions dans le cadre de la *Loi sur l’Office national de l’énergie*<sup>a</sup> et de toute autre loi fédérale;

À ces causes, en vertu de l’article 24.1<sup>b</sup> et du paragraphe 129(1)<sup>c</sup> de la *Loi sur l’Office national de l’énergie*<sup>a</sup>, l’Office national de l’énergie prend le *Règlement modifiant le Règlement sur le recouvrement des frais de l’Office national de l’énergie*, ci-après.

Calgary, le 2 novembre 2009

C.P. 2009-1874 Le 19 novembre 2009

Sur recommandation du ministre des Ressources naturelles et en vertu du paragraphe 129(1)<sup>c</sup> de la *Loi sur l’Office national de l’énergie*<sup>a</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil approuve le *Règlement modifiant le Règlement sur le recouvrement des frais de l’Office national de l’énergie*, ci-après, pris par l’Office national de l’énergie.

### RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LE RECOUVREMENT DES FRAIS DE L’OFFICE NATIONAL DE L’ÉNERGIE

#### MODIFICATIONS

1. (1) Les définitions de « exportateur d’électricité de faible importance », « exportateur d’électricité de moyenne importance » et « exportateur d’électricité offrant un service frontalier », à l’article 2 du *Règlement sur le recouvrement des frais de l’Office national de l’énergie*<sup>1</sup>, sont abrogées.

(2) Les définitions de « exportateur d’électricité de grande importance », « transfert d’équivalents » et « transfert relatif à la vente », à l’article 2 du même règlement, sont abrogées.

(3) Les définitions de « compagnie de gazoduc de faible importance », « compagnie de gazoduc de grande importance », « compagnie de gazoduc de moyenne importance », « compagnie de productoduc de faible importance », « compagnie de productoduc de grande importance », « compagnie de productoduc de moyenne importance », « compagnie d’oléoduc de faible importance », « compagnie d’oléoduc de grande importance » et « compagnie d’oléoduc de moyenne importance », à l’article 2 du même règlement, sont respectivement remplacées par ce qui suit :

« compagnie de gazoduc de faible importance » Personne ou compagnie autorisée par la Loi à construire ou à exploiter un ou plusieurs gazoducs dont le coût de service annuel total est

<sup>a</sup> L.R. ch. N-7

<sup>b</sup> L.C. 1990, ch. 7, art. 13

<sup>c</sup> L.C. 2004, ch. 25, art. 164

<sup>1</sup> DORS/91-7

“intermediate gas pipeline company” means a person or company that is authorized under the Act to construct or operate one or more gas pipelines, the combined annual cost of service of which is \$1,000,000 or more but less than \$10,000,000; (*compagnie de gazoduc de moyenne importance*)

“intermediate oil pipeline company” means a person or company that is authorized under the Act to construct or operate one or more oil pipelines, the combined annual cost of service of which is \$1,000,000 or more but less than \$10,000,000; (*compagnie d’oléoduc de moyenne importance*)

“large commodity pipeline company” means a person or company that is authorized under the Act to construct or operate one or more commodity pipelines, the combined annual cost of service of which is \$10,000,000 or more; (*compagnie de productoduc de grande importance*)

“large gas pipeline company” means a person or company that is authorized under the Act to construct or operate one or more gas pipelines, the combined annual cost of service of which is \$10,000,000 or more; (*compagnie de gazoduc de grande importance*)

“large oil pipeline company” means a person or company that is authorized under the Act to construct or operate one or more oil pipelines, the combined annual cost of service of which is \$10,000,000 or more; (*compagnie d’oléoduc de grande importance*)

“small commodity pipeline company” means a person or company that is authorized under the Act to construct or operate one or more commodity pipelines, the combined annual cost of service of which is less than \$1,000,000, and excludes a person or company that is only authorized under the Act to construct or operate one or more border accommodation commodity pipelines; (*compagnie de productoduc de faible importance*)

“small gas pipeline company” means a person or company that is authorized under the Act to construct or operate one or more gas pipelines, the combined annual cost of service of which is less than \$1,000,000, and excludes a person or company that is only authorized under the Act to construct or operate one or more border accommodation pipelines; (*compagnie de gazoduc de faible importance*)

“small oil pipeline company” means a person or company that is authorized under the Act to construct or operate one or more oil pipelines, the combined annual cost of service of which is less than \$1,000,000; (*compagnie d’oléoduc de faible importance*)

**(4) Section 2 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:**

“inadvertent flow” means the difference between the actual power flow and the scheduled power flow between two control areas that is caused by imperfect generation control or by an error in frequency bias; (*flux involontaire*)

“large power line company” means a person or company that is authorized under the Act to construct or operate an international or interprovincial power line and that annually transmits 50,000 megawatt hours or more of electricity, excluding any transmissions that are inadvertent flow or loop flow; (*compagnie de transport d’électricité de grande importance*)

“loop flow” means an unscheduled power flow on an electric system’s transmission facilities that is caused by parallel flows that result from scheduled electric power transfers between two other electric systems; (*flux de bouclage*)

“small power line company” means a person or company that is authorized under the Act to construct or operate an international or interprovincial power line and that annually transmits less

inférieur à 1 000 000 \$, à l’exclusion d’une personne ou d’une compagnie autorisée uniquement à construire ou à exploiter un ou plusieurs pipelines destinés à un service frontalier. (*small gas pipeline company*)

« compagnie de gazoduc de grande importance » Personne ou compagnie autorisée par la Loi à construire ou à exploiter un ou plusieurs gazoducs dont le coût de service annuel total est égal ou supérieur à 10 000 000 \$. (*large gas pipeline company*)

« compagnie de gazoduc de moyenne importance » Personne ou compagnie autorisée par la Loi à construire ou à exploiter un ou plusieurs gazoducs dont le coût de service annuel total est égal ou supérieur à 1 000 000 \$ mais inférieur à 10 000 000 \$. (*intermediate gas pipeline company*)

« compagnie de productoduc de faible importance » Personne ou compagnie autorisée par la Loi à construire ou à exploiter un ou plusieurs productoducs dont le coût de service annuel total est inférieur à 1 000 000 \$, à l’exclusion d’une personne ou d’une compagnie autorisée uniquement à construire ou à exploiter un ou plusieurs productoducs destinés à un service frontalier. (*small commodity pipeline company*)

« compagnie de productoduc de grande importance » Personne ou compagnie autorisée par la Loi à construire ou à exploiter un ou plusieurs productoducs dont le coût de service annuel total est égal ou supérieur à 10 000 000 \$. (*large commodity pipeline company*)

« compagnie de productoduc de moyenne importance » Personne ou compagnie autorisée par la Loi à construire ou à exploiter un ou plusieurs productoducs dont le coût de service annuel total est égal ou supérieur à 1 000 000 \$ mais inférieur à 10 000 000 \$. (*intermediate commodity pipeline company*)

« compagnie d’oléoduc de faible importance » Personne ou compagnie autorisée par la Loi à construire ou à exploiter un ou plusieurs oléoducs dont le coût de service annuel total est inférieur à 1 000 000 \$. (*small oil pipeline company*)

« compagnie d’oléoduc de grande importance » Personne ou compagnie autorisée par la Loi à construire ou à exploiter un ou plusieurs oléoducs dont le coût de service annuel total est égal ou supérieur à 10 000 000 \$. (*large oil pipeline company*)

« compagnie d’oléoduc de moyenne importance » Personne ou compagnie autorisée par la Loi à construire ou à exploiter un ou plusieurs oléoducs dont le coût de service annuel total est égal ou supérieur à 1 000 000 \$ mais inférieur à 10 000 000 \$. (*intermediate oil pipeline company*)

**(4) L’article 2 du même règlement est modifié par adjonction, selon l’ordre alphabétique, de ce qui suit :**

« compagnie de transport d’électricité de faible importance » Personne ou compagnie qui est autorisée par la Loi à construire ou à exploiter une ligne de transport d’électricité internationale ou interprovinciale et qui transporte une quantité annuelle d’électricité inférieure à 50 000 mégawattheures, à l’exclusion de toute transmission de flux involontaire ou de flux de bouclage. (*small power line company*)

« compagnie de transport d’électricité de grande importance » Personne ou compagnie qui est autorisée par la Loi à construire ou à exploiter une ligne de transport d’électricité internationale ou interprovinciale et qui transporte une quantité annuelle d’électricité égale ou supérieure à 50 000 mégawattheures, à l’exclusion de toute transmission de flux involontaire ou de flux de bouclage. (*large power line company*)

« flux de bouclage » Flux d’énergie imprévu dans les installations de transport d’un réseau électrique en raison de flux parallèles attribuables à des transferts d’électricité prévus entre deux autres réseaux. (*loop flow*)

than 50,000 megawatt hours of electricity, excluding any transmissions that are inadvertent flow or loop flow; (*compagnie de transport d'électricité de faible importance*)

**2. Section 3 of the Regulations and the heading before it are repealed.**

**3. The heading before section 4 of the English version of the Regulations is replaced by the following:**

PAYMENT OF CHARGES AND LEVIES

**4. Subsections 4(3) to (5) of the Regulations are replaced by the following:**

(3) Each large power line company shall, every year, pay to the Board a cost recovery charge calculated in the manner set out in subsection 14(3).

(4) Each large commodity pipeline company shall, every year, pay to the Board an administration levy of \$50,000.

(5) However, a company is not required to pay, for a year or any portion of a year, a cost recovery charge or administration levy payable under this section if the company pays a levy under section 5.2 or 5.3 in that year.

**5. Subsections 4.1(1) to (5) of the Regulations are replaced by the following:**

**4.1** (1) A large oil pipeline company, large gas pipeline company or large commodity pipeline company is not required to pay the portion of a cost recovery charge or administration levy payable under section 4 that exceeds 2% of the estimate of the cost of service in respect of the company for the year in question if

(a) in the case of a large oil pipeline company or a large gas pipeline company, the company files a request for relief with the Board within 30 days after the day on which the Board notifies the company of the cost recovery charge payable by the company in that year;

(b) in the case of a large commodity pipeline company, the company files a request for relief with the Board within 30 days after the date of the Board's invoice to the company for the administration levy payable in that year; and

(c) the request for relief includes the company's estimated cost of service for that year.

(2) After consultation with the company that filed the request, the Board may, by December 15 in the year in which the request is filed, adjust the company's estimated cost of service if

(a) the actual circumstances of the company are different in a material respect from the circumstances reported by the company in its request; or

(b) there is an error or omission in the calculation of the estimate.

**6. Sections 5 and 5.1 of the Regulations are replaced by the following:**

**5.1** (1) Each intermediate oil pipeline company, intermediate gas pipeline company and intermediate commodity pipeline company shall, every year, pay to the Board an administration levy of \$10,000.

(2) Each small oil pipeline company, small gas pipeline company and small commodity pipeline company and each small power line company that transmits 0.5 megawatt hours or more of

« flux involontaire » Différence entre le flux d'énergie réel et le flux d'énergie prévu, mesurés d'un emplacement témoin à un autre, attribuable à une déficience du contrôle de la production ou à un écart de fréquence inexact. (*inadvertent flow*)

**2. L'article 3 du même règlement et l'intertitre le précédant sont abrogés.**

**3. L'intertitre précédant l'article 4 de la version anglaise du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

PAYMENT OF CHARGES AND LEVIES

**4. Les paragraphes 4(3) à (5) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

(3) Les compagnies de transport d'électricité de grande importance paient annuellement à l'Office, au titre du recouvrement des frais, les droits calculés conformément au paragraphe 14(3).

(4) Les compagnies de productoduc de grande importance paient annuellement à l'Office une redevance de 50 000\$.

(5) Toutefois, la compagnie n'est pas tenue de payer pour une année ou une partie d'année les droits ou la redevance à payer en application du présent article, si elle paie, au cours de la même année, la redevance prévue à l'article 5.2 ou 5.3.

**5. Les paragraphes 4.1(1) à (5) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

**4.1** (1) La compagnie d'oléoduc de grande importance, la compagnie de gazoduc de grande importance ou la compagnie de productoduc de grande importance n'est pas tenue de payer la portion des droits ou de la redevance à payer en application de l'article 4 qui dépasse 2 % de son coût de service estimatif pour l'année en question si les conditions suivantes sont réunies :

a) dans le cas d'une compagnie d'oléoduc de grande importance ou d'une compagnie de gazoduc de grande importance, la compagnie dépose auprès de l'Office une demande de dispense dans les trente jours suivant la date à laquelle l'Office l'avise du montant des droits à payer pour l'année;

b) dans le cas d'une compagnie de productoduc de grande importance, la compagnie dépose une demande de dispense auprès de l'Office, dans les trente jours suivant la date de la facture indiquant le montant des redevances à payer pour l'année;

c) la demande de dispense vise notamment le coût de service estimatif de la compagnie pour l'année.

(2) L'Office peut, après avoir consulté la compagnie qui a déposé la demande, rajuster son coût de service estimatif au plus tard le 15 décembre de l'année du dépôt de la demande, dans l'un ou l'autre des cas suivants :

a) la situation réelle de la compagnie diffère de façon importante de celle qui a été déclarée dans sa demande;

b) le calcul du coût de service estimatif est entaché d'erreur ou d'omission.

**6. Les articles 5 et 5.1 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

**5.1** (1) Les compagnies d'oléoduc de moyenne importance, les compagnies de gazoduc de moyenne importance et les compagnies de productoduc de moyenne importance paient annuellement à l'Office une redevance de 10 000 \$.

(2) Les compagnies d'oléoduc de faible importance, les compagnies de gazoduc de faible importance, les compagnies de productoduc de faible importance et les compagnies de transport

electricity per year shall, every year, pay to the Board an administration levy of \$500.

(3) However, a company is not required to pay, for a year or any portion of a year, a levy payable under subsection (1) or (2) if

(a) after June 30 in that year, the company obtains an exemption order under section 58 of the Act or a certificate; or

(b) in that year, the company pays a levy under section 5.2 or 5.3.

(4) An administration levy of \$500 for the issuance of a certificate or the making of an exemption order authorizing the construction or operation of a border accommodation pipeline or a border accommodation commodity pipeline is payable to the Board by the authorized company.

**7. (1) Subsections 5.2(1) and (2) of the Regulations are replaced by the following:**

**5.2** (1) Subject to subsections (3) and (4), any company that obtains an exemption order under section 58 of the Act in respect of, or a certificate authorizing, the construction of a pipeline shall pay to the Board a levy equal to 0.2% of the estimated cost of construction of the pipeline, as estimated by the Board in its decision issuing the certificate or making the order.

(2) The levy shall be paid to the Board within 90 days after the date of the Board's invoice to the company for the levy.

**(2) Subsection 5.2(3) of the French version of the Regulations is replaced by the following:**

(3) La compagnie n'a pas à payer la redevance pour l'obtention du certificat ou de l'ordonnance d'exemption si elle a déjà obtenu un certificat ou une ordonnance d'exemption qui est encore en vigueur.

**8. The Regulations are amended by adding the following after section 5.2:**

**5.3** (1) A company that obtains a permit or certificate under Part III.1 of the Act that authorizes the construction of an international or interprovincial power line shall pay to the Board a levy equal to 0.2% of the estimated cost of construction of the power line, as estimated by the Board in its decision to issue the permit or certificate.

(2) However, the levy is not payable if

- (a) the company has previously obtained a permit or certificate that continues to be in force; or
- (b) the company filed an application for the permit or certificate before the coming into force of this section.

(3) The levy shall be paid to the Board within 90 days after the date of the Board's invoice to the company for the levy.

**9. Paragraph 8(c) of the Regulations is replaced by the following:**

(c) deducting from those total costs the total of all administration levies received under subsection 4(4) from large commodity pipeline companies, under subsection 5.1(1) from intermediate commodity pipeline companies, under subsection 5.1(2) from small commodity pipeline companies and in respect of border accommodation commodity pipelines under subsection 5.1(4).

d'électricité de faible importance qui transportent une quantité d'électricité égale ou supérieure à 0,5 megawattheure par année paient annuellement à l'Office une redevance de 500 \$.

(3) Toutefois, la compagnie n'est pas tenue de payer pour une année ou une partie d'année la redevance prévue au paragraphe (1) ou (2) dans l'un ou l'autre des cas suivants :

- a) après le 30 juin de cette année, elle obtient une ordonnance d'exemption au titre de l'article 58 de la Loi ou un certificat;
- b) la compagnie paie, pour l'année, la redevance prévue à l'article 5.2 ou 5.3.

(4) La compagnie autorisée par la Loi à construire ou à exploiter un pipeline destiné à un service frontalier ou un productoduc destiné à un service frontalier doit payer à l'Office une redevance de 500 \$ pour obtenir un certificat ou une ordonnance d'exemption autorisant la construction ou l'exploitation.

**7. (1) Les paragraphes 5.2(1) et (2) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

**5.2** (1) Sous réserve des paragraphes (3) et (4), la compagnie qui obtient une ordonnance d'exemption prévue à l'article 58 de la Loi à l'égard de la construction d'un pipeline ou un certificat autorisant une telle construction paie à l'Office une redevance correspondant à 0,2 % du coût de la construction du pipeline selon l'estimation de l'Office dans sa décision de délivrer l'ordonnance ou le certificat.

(2) La redevance est payable dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date de facturation.

**(2) Le paragraphe 5.2(3) de la version française du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(3) La compagnie n'a pas à payer la redevance pour l'obtention du certificat ou de l'ordonnance d'exemption si elle a déjà obtenu un certificat ou une ordonnance d'exemption qui est encore en vigueur.

**8. Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 5.2, de ce qui suit :**

**5.3** (1) La compagnie qui obtient un permis ou un certificat délivré aux termes de la partie III.1 de la Loi autorisant la construction d'une ligne de transport d'électricité internationale ou interprovinciale paie à l'Office une redevance correspondant à 0,2 % du coût de construction de la ligne de transport d'électricité selon l'estimation de l'Office dans sa décision de délivrer le permis ou le certificat.

(2) Toutefois, la compagnie n'est pas tenue de payer la redevance dans les cas suivants :

- a) elle a déjà obtenu un permis ou un certificat qui est encore en vigueur;
- b) elle a déposé une demande de certificat ou de permis avant l'entrée en vigueur du présent article.

(3) La redevance est payable dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date de facturation.

**9. L'alinéa 8c) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

c) en soustrayant le total des redevances perçues des compagnies de productoduc de grande importance en vertu du paragraphe 4(4), des compagnies de productoduc de moyenne importance en vertu du paragraphe 5.1(1), des compagnies de productoduc de faible importance en vertu du paragraphe 5.1(2) et celles perçues, au même titre, à l'égard des productoducs destinés à un service frontalier en vertu du paragraphe 5.1(4).



**10. Section 10 of the Regulations and the heading before it are replaced by the following:**

**DELIVERIES, TRANSMISSIONS AND COST OF SERVICE**

**10.** (1) On or before August 31 in every year, each large oil pipeline company and large gas pipeline company shall provide the Board with the following information:

- (a) a forecast of its deliveries, in cubic metres, for the following year; and
- (b) its actual deliveries, in cubic metres, for the previous year.

(2) On or before August 31 in every year, each large power line company and small power line company shall provide the Board with the following information:

- (a) a forecast of its electricity transmissions, in megawatt hours, for the following year; and
- (b) its actual electricity transmissions, in megawatt hours, for the previous year.

(3) On or before August 31 in every year, each intermediate oil pipeline company, intermediate gas pipeline company, small oil pipeline company and small gas pipeline company shall provide the Board with the following information:

- (a) an estimate of the cost of service of its operations for the current year that are subject to the jurisdiction of the Board; and
- (b) the actual cost of service for the preceding year of its operations that are subject to the jurisdiction of the Board.

**11. Paragraph 11(1)(a) of the Regulations is replaced by the following:**

- (a) each large power line company of the cost recovery charge that will be payable by that company during the following year; and

**12. Paragraph 12(1)(c) of the Regulations is replaced by the following:**

- (c) the time spent by officers and employees of the Board on activities directly related to the responsibilities of the Board in respect of electricity and international and interprovincial power lines

**13. (1) Paragraph 13(1)(a) of the Regulations is replaced by the following:**

- (a) multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(a) by the total costs determined under section 6 and adjusted under section 8; and

**(2) Subparagraph 13(1)(b)(i) of the Regulations is replaced by the following:**

- (i) the total of the administration levies to be paid during that year under section 5.1 by intermediate oil pipeline companies and small oil pipeline companies, and

**(3) Subparagraph 13(1)(b)(ii) of the French version of the Regulations is replaced by the following:**

- (ii) d'autre part, le montant total des redevances à payer pour cette année, en application de l'article 5.2, par les compagnies d'oléoduc de grande importance, les compagnies d'oléoduc de moyenne importance et les compagnies d'oléoduc de faible importance.

**10. L'article 10 du même règlement et l'intertitre le précédant sont remplacés par ce qui suit :**

**LIVRAISONS, TRANSMISSIONS ET COÛT DE SERVICE**

**10.** (1) Au plus tard le 31 août de chaque année, les compagnies d'oléoduc de grande importance et les compagnies de gazoduc de grande importance fournissent à l'Office :

- a) les prévisions de leurs livraisons, en mètres cubes, pour l'année suivante;
- b) le volume de leurs livraisons réelles, en mètres cubes, pour l'année précédente.

(2) Au plus tard le 31 août de chaque année, les compagnies de transport d'électricité de grande importance et les compagnies de transport d'électricité de faible importance fournissent à l'Office :

- a) les prévisions de leurs transmissions d'électricité, en mégawattheures, pour l'année suivante;
- b) la quantité de leurs transmissions d'électricité réelles, en mégawattheures, pour l'année précédente.

(3) Au plus tard le 31 août de chaque année, les compagnies d'oléoduc de moyenne importance, les compagnies de gazoduc de moyenne importance, les compagnies d'oléoduc de faible importance et les compagnies de gazoduc de faible importance fournissent à l'Office :

- a) une estimation du coût de service afférent aux opérations assujetties à la compétence de l'Office pour l'année courante;
- b) le coût de service réel afférent aux opérations assujetties à la compétence de l'Office pour l'année précédente.

**11. L'alinéa 11(1)a) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

- a) chaque compagnie de transport d'électricité de grande importance des droits qu'elle a à payer au titre du recouvrement des frais pour l'année suivante;

**12. L'alinéa 12(1)c) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

- c) le temps consacré par ses dirigeants et ses employés à des activités directement liées à ses attributions à l'égard de l'électricité et des lignes de transport d'électricité internationales et interprovinciales.

**13. (1) L'alinéa 13(1)a) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

- a) en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)a) par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8;

**(2) Le sous-alinéa 13(1)b)(i) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

- (i) d'une part, le montant total des redevances à payer pour cette année, en application de l'article 5.1, par les compagnies d'oléoduc de moyenne importance et les compagnies d'oléoduc de faible importance,

**(3) Le sous-alinéa 13(1)b)(ii) de la version française du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

- (ii) d'autre part, le montant total des redevances à payer pour cette année, en application de l'article 5.2, par les compagnies d'oléoduc de grande importance, les compagnies d'oléoduc de moyenne importance et les compagnies d'oléoduc de faible importance.

**(4) Paragraph 13(2)(a) of the Regulations is replaced by the following:**

(a) multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(b) by the total costs determined under section 6 and adjusted under section 8; and

**(5) Subparagraph 13(2)(b)(i) of the Regulations is replaced by the following:**

(i) the total of the administration levies to be paid during that year under section 5.1 by intermediate gas pipeline companies, small gas pipeline companies and persons or companies operating border accommodation pipelines, and

**(6) Subparagraph 13(2)(b)(ii) of the French version of the Regulations is replaced by the following:**

(ii) d'autre part, le montant total des redevances à payer pour cette année, en application de l'article 5.2, par les compagnies de gazoduc de grande importance, les compagnies de gazoduc de moyenne importance et les compagnies de gazoduc de faible importance.

**(7) Subsection 13(3) of the Regulations is replaced by the following:**

(3) The Board shall, each year, determine the total amount of costs to be recovered for the following year from large power line companies by

(a) multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(c) by the total costs determined under section 6 and adjusted under section 8; and

(b) deducting from the product determined under paragraph (a)  
 (i) the total of the administration levies to be paid during that year under subsection 5.1(2) by small power line companies, and  
 (ii) the total of the levies to be paid during that year under section 5.3.

**14. Subsections 14(3) and (4) of the Regulations are replaced by the following:**

(3) The cost recovery charge payable by a large power line company is equal to the amount determined by the formula

$$A \times B/C$$

where

- A is the total amount of costs determined in accordance with subsection 13(3);
- B is the forecast of electricity transmissions, in megawatt hours, of that company for the following year, provided to the Board under paragraph 10(2)(a); and
- C is the aggregate of the forecasts of electricity transmissions, in megawatt hours, of all the large power line companies for the following year, provided to the Board under paragraph 10(2)(a).

**15. Sections 15 and 16 of the Regulations are replaced by the following:**

**16.** On or before September 30 in every year, the Board shall determine, for the preceding year,

(a) the revised total amount of costs recoverable from all large oil pipeline companies, by multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(a) by the total costs determined under section 6 and adjusted under section 8;

**(4) L'alinéa 13(2)a) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

a) en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)b) par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8;

**(5) Le sous-alinéa 13(2)b)(i) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(i) d'une part, le montant total des redevances à payer pour cette année, en application de l'article 5.1, par les compagnies de gazoduc de moyenne importance, les compagnies de gazoduc de faible importance et les personnes ou compagnies exploitant un pipeline destiné à un service frontalier,

**(6) Le sous-alinéa 13(2)b)(ii) de la version française du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(ii) d'autre part, le montant total des redevances à payer pour cette année, en application de l'article 5.2, par les compagnies de gazoduc de grande importance, les compagnies de gazoduc de moyenne importance et les compagnies de gazoduc de faible importance.

**(7) Le paragraphe 13(3) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(3) L'Office calcule, chaque année, le montant total des frais à recouvrer, pour l'année suivante, auprès des compagnies de transport d'électricité de grande importance :

a) en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)c) par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8;

b) en soustrayant du produit obtenu à l'alinéa a) :  
 (i) d'une part, le montant total des redevances à payer pour cette année en application du paragraphe 5.1(2) par les compagnies de transport d'électricité de faible importance,  
 (ii) d'autre part, le montant total des redevances à payer pour cette année en application de l'article 5.3.

**14. Les paragraphes 14(3) et (4) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

(3) Les droits payables par une compagnie de transport d'électricité de grande importance au titre du recouvrement des frais correspondent au montant calculé selon la formule suivante :

$$A \times B/C$$

où :

- A représente le montant total des frais, calculé aux termes du paragraphe 13(3);
- B les prévisions des transmissions d'électricité, en mégawattheures, de cette compagnie pour l'année suivante, fournies à l'Office en application de l'alinéa 10(2)a);
- C l'ensemble des prévisions des transmissions d'électricité, en mégawattheures, de toutes les compagnies de transport d'électricité de grande importance, pour l'année suivante, fournies à l'Office en application de l'alinéa 10(2)a).

**15. Les articles 15 et 16 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

**16.** Au plus tard le 30 septembre de chaque année, l'Office calcule, pour l'année précédente :

a) le montant total révisé des frais recouvrables auprès de l'ensemble des compagnies d'oléoduc de grande importance, en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)a) par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8;

(b) the revised total amount of costs recoverable from all large gas pipeline companies, by multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(b) by the total costs determined under section 6 and adjusted under section 8;

(c) the revised total amount of costs recoverable from all large power line companies, by multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(c) by the total costs determined under section 6 and adjusted under section 8.

**16. The descriptions of B and C in section 16.1 of the Regulations are replaced by the following:**

B is the actual deliveries, in cubic metres, of the company provided to the Board under paragraph 10(1)(b); and

C is the aggregate of the actual deliveries, in cubic metres, of all the large oil pipeline companies that did not obtain relief, provided to the Board under paragraph 10(1)(b).

**17. The descriptions of B and C in section 16.2 of the Regulations are replaced by the following:**

B is the actual deliveries, in cubic metres, of the company provided to the Board under paragraph 10(1)(b); and

C is the aggregate of the actual deliveries, in cubic metres, of all the large gas pipeline companies that did not obtain relief, provided to the Board under paragraph 10(1)(b).

**18. (1) Subsection 17(1) of the Regulations is replaced by the following:**

17. (1) On or before September 30 in every year, the Board shall calculate a revised cost recovery charge, for the preceding year, for each large oil pipeline company, large gas pipeline company and large power line company.

**(2) The descriptions of B and C in subsection 17(2) of the Regulations are replaced by the following:**

B is the actual deliveries, in cubic metres, of that company for that preceding year, provided to the Board under paragraph 10(1)(b); and

C is the aggregate of the actual deliveries, in cubic metres, for that preceding year, of all the large oil pipeline companies, provided to the Board under paragraph 10(1)(b).

**(3) The descriptions of B and C in subsection 17(3) of the Regulations are replaced by the following:**

B is the actual deliveries, in cubic metres, of that company for that preceding year, provided to the Board under paragraph 10(1)(b); and

C is the aggregate of the actual deliveries, in cubic metres, for that preceding year, of all the large gas pipeline companies, provided to the Board under paragraph 10(1)(b).

**(4) Subsection 17(4) of the Regulations is replaced by the following:**

b) le montant total révisé des frais recouvrables auprès de l'ensemble des compagnies de gazoduc de grande importance, en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)b) par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8;

c) le montant total révisé des frais recouvrables auprès de l'ensemble des compagnies de transport d'électricité de grande importance, en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)c) par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8.

**16. Les éléments B et C de la formule figurant à l'article 16.1 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

B le volume des livraisons réelles, en mètres cubes, de la compagnie, fourni à l'Office en application de l'alinéa 10(1)b);

C le volume total des livraisons réelles, en mètres cubes, des compagnies d'oléoduc de grande importance qui n'ont pas obtenu de dispense, fourni à l'Office en application de l'alinéa 10(1)b).

**17. Les éléments B et C de la formule figurant à l'article 16.2 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

B le volume des livraisons réelles, en mètres cubes, de la compagnie, fourni à l'Office en application de l'alinéa 10(1)b);

C le volume total des livraisons réelles, en mètres cubes, des compagnies de gazoduc de grande importance qui n'ont pas obtenu de dispense, fourni à l'Office en application de l'alinéa 10(1)b).

**18. (1) Le paragraphe 17(1) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

17. (1) Au plus tard le 30 septembre de chaque année, l'Office calcule les droits révisés payables, au titre du recouvrement des frais, par chaque compagnie d'oléoduc de grande importance, chaque compagnie de gazoduc de grande importance et chaque compagnie de transport d'électricité de grande importance pour l'année précédente.

**(2) Les éléments B et C de la formule figurant au paragraphe 17(2) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

B le volume des livraisons réelles, en mètres cubes, de la compagnie pour l'année précédente, fourni à l'Office en application de l'alinéa 10(1)b);

C le volume total des livraisons réelles, en mètres cubes, pour l'année précédente, de toutes les compagnies d'oléoduc de grande importance, fourni à l'Office en application de l'alinéa 10(1)b).

**(3) Les éléments B et C de la formule figurant au paragraphe 17(3) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

B le volume des livraisons réelles, en mètres cubes, de la compagnie pour l'année précédente, fourni à l'Office en application de l'alinéa 10(1)b);

C le volume total des livraisons réelles, en mètres cubes, pour l'année précédente, de toutes les compagnies de gazoduc de grande importance, fourni à l'Office en application de l'alinéa 10(1)b).

**(4) Le paragraphe 17(4) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(4) The revised cost recovery charge of a large power line company for the preceding year is equal to the amount determined by the formula

$$A \times B/C$$

where

- A is the revised total amount of costs determined in accordance with paragraph 16(c);
- B is the actual electricity transmissions, in megawatt hours, of that company for the preceding year, provided to the Board under paragraph 10(2)(b); and
- C is the aggregate of the electricity transmissions, in megawatt hours, of all the large power line companies for the preceding year, provided to the Board under paragraph 10(2)(b).

**19. Sections 18 and 19 of the Regulations are replaced by the following:**

**18.** On or before September 30 in every year, the Board shall calculate, for each large oil pipeline company, large gas pipeline company and large power line company,

- (a) the amount, if any, by which the cost recovery charge paid by that company for the preceding year exceeds the revised cost recovery charge of that company; or
- (b) the amount, if any, by which the revised cost recovery charge of that company exceeds the cost recovery charge paid by that company for the preceding year.

**19.** Every year the Board shall adjust the cost recovery charge for the following year of each large oil pipeline company, large gas pipeline company and large power line company by deducting from it the amount calculated under paragraph 18(a) for that company, if any, or by adding to it the amount calculated under paragraph 18(b) for that company, if any.

**20. Section 20 of the Regulations and the heading before it are replaced by the following:**

**INVOICING AND INTEREST**

**20.** (1) On June 30 in every year, the Board shall issue to each company that is required to pay an administration levy under subsection 4(4) or section 5.1 an invoice for the amount of the levy.

(2) On March 31, June 30, September 30 and December 31 in every year, the Board shall issue to each large oil pipeline company, large gas pipeline company and large power line company an invoice for 25% of the cost recovery charge payable by that company for that year, as adjusted under section 19.

(3) Except for a levy that is required to be paid under subsection 5.2(1) or 5.3(1), the amount of any levy or charge that is payable to the Board shall be paid within 30 days after the date of the Board's invoice for the amount.

(4) Les droits révisés payables, au titre du recouvrement des frais, par une compagnie de transport d'électricité de grande importance, pour l'année précédente, correspondent au montant calculé selon la formule suivante :

$$A \times B/C$$

où :

- A représente le montant total révisé des frais, calculé selon l'alinéa 16c);
- B la quantité des transmissions réelles d'électricité, en mégawatt-heures, de cette compagnie de transport d'électricité, pour l'année précédente, fournie à l'Office en application de l'alinéa 10(2)b);
- C la quantité totale des transmissions d'électricité, en mégawatt-heures, de toutes les compagnies de transport d'électricité de grande importance, pour l'année précédente, fournie à l'Office en application de l'alinéa 10(2)b).

**19. Les articles 18 et 19 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

**18.** Au plus tard le 30 septembre de chaque année, l'Office calcule, à l'égard de chaque compagnie d'oléoduc de grande importance, de chaque compagnie de gazoduc de grande importance et de chaque compagnie de transport d'électricité de grande importance :

- a) le trop-perçu, lorsque le montant des droits payés, au titre du recouvrement des frais, par la compagnie pour l'année précédente est supérieur au montant des droits révisés payables à ce titre;
- b) le moins-perçu, lorsque le montant des droits révisés payables, au titre du recouvrement des frais, par la compagnie pour l'année précédente est supérieur au montant des droits payés à ce titre.

**19.** L'Office rajuste chaque année les droits payables au titre du recouvrement des frais par chaque compagnie d'oléoduc de grande importance, chaque compagnie de gazoduc de grande importance et chaque compagnie de transport d'électricité de grande importance, pour l'année suivante, en soustrayant le trop-perçu calculé au titre de l'alinéa 18a) ou en y ajoutant le moins-perçu calculé au titre de l'alinéa 18b), selon le cas.

**20. L'article 20 du même règlement et l'intertitre le précédant sont remplacés par ce qui suit :**

**FACTURATION ET INTÉRÊTS**

**20.** (1) Le 30 juin de chaque année, l'Office envoie une facture à chaque compagnie tenue de payer des redevances au titre des droits administratifs en application du paragraphe 4(4) ou de l'article 5.1.

(2) Les 31 mars, 30 juin, 30 septembre et 31 décembre de chaque année, l'Office envoie à chaque compagnie d'oléoduc de grande importance, compagnie de gazoduc de grande importance et compagnie de transport d'électricité de grande importance une facture représentant 25 % des droits payables pour l'année par la compagnie au titre du recouvrement des frais rajustés conformément à l'article 19.

(3) Sauf pour la redevance prévue aux paragraphes 5.2(1) ou 5.3(1), toute somme exigible en vertu du présent règlement doit être payée à l'Office dans les trente jours suivant la date de facturation.

(4) If a company fails to pay any amount invoiced by the Board within the period required by these Regulations, the company shall pay interest on the outstanding amount at a rate of 1.5% per month, compounded monthly, beginning

(a) in the case of amounts payable under subsection (3), on the 31st day after the date of the Board's invoice; and

(b) in the case of levies payable under subsections 5.2(2) and 5.3(2), on the 91st day after the date of the Board's invoice.

### TRANSITIONAL PROVISIONS

#### LARGE ELECTRICITY EXPORTERS — ADJUSTMENT FOR PREVIOUS YEARS

21. For greater certainty, in 2010 the Board shall not make the adjustment referred to in section 19 of the Regulations, as they read before the coming into force of section 19 of these Regulations, in respect of the cost recovery charge of a large electricity exporter.

22. In 2010, the Board shall calculate a combined adjustment amount for each large electricity exporter, being the total of the amount of the adjustment made under section 19 of the Regulations, as they read before the coming into force of section 19 of these Regulations, for that exporter in 2009 and the amount calculated for that exporter under section 18 of the Regulations, as they read before the coming into force of section 19 of these Regulations, in 2010.

23. If the total amount of the cost recovery charges paid by a large electricity exporter for 2008 and 2009 is less than the revised cost recovery charges for those years, the combined adjustment amount is payable by the exporter to the Board.

24. On September 30, 2010, the Board shall issue to each large electricity exporter an invoice that sets out the combined adjustment amount calculated for the exporter under section 22 of these Regulations.

25. An amount payable under section 23 of these Regulations shall be paid by the large electricity exporter in accordance with subsection 20(3) of the Regulations and is subject to the interest requirements set out in subsection 20(4) of the Regulations.

#### LARGE POWER LINE COMPANIES — 2010 COST RECOVERY CHARGE

26. Each large power line company shall, on or before February 15, 2010, provide the Board with its forecasts of electricity transmissions for 2010.

27. The Board shall, on or before March 31, 2010, notify each large power line company of the cost recovery charge that will be payable by that company for 2010.

(4) Si elle n'acquiesce pas la facture dans le délai prévu par le présent règlement, la compagnie paie sur la somme en souffrance un intérêt composé de 1,5 % par mois, calculé à compter :

a) dans le cas de la somme visée au paragraphe (3), du trente et unième jour suivant la date de facturation;

b) dans le cas de la redevance payable conformément aux paragraphes 5.2(2) ou 5.3(2), du quatre-vingt-onzième jour suivant la date de facturation.

### DISPOSITIONS TRANSITOIRES

#### EXPORTATEUR D'ÉLECTRICITÉ DE GRANDE IMPORTANCE — RAJUSTEMENT POUR LES ANNÉES PRÉCÉDENTES

21. Il est entendu qu'en 2010 l'Office n'effectue pas le rajustement visé à l'article 19 du même règlement, dans sa version antérieure à l'entrée en vigueur de l'article 19 du présent règlement, à l'égard des droits payables au titre du recouvrement des frais par un exportateur d'électricité de grande importance.

22. En 2010, l'Office calcule un rajustement total pour chaque exportateur d'électricité de grande importance, qui correspond à la somme du rajustement calculé pour cet exportateur en 2009 au titre de l'article 19 du même règlement, dans sa version antérieure à l'entrée en vigueur de l'article 19 du présent règlement, et du montant calculé pour cet exportateur en 2010 au titre de l'article 18 du même règlement, dans sa version antérieure à l'entrée en vigueur de l'article 19 du présent règlement.

23. Si le montant total des droits payés au titre du recouvrement des frais par l'exportateur d'électricité de grande importance pour 2008 et 2009 est inférieur au montant total révisé des droits payables au titre du recouvrement des frais pour ces années, l'exportateur verse à l'Office la somme correspondant au rajustement total.

24. Le 30 septembre 2010, l'Office envoie à chaque exportateur d'électricité de grande importance une facture indiquant le montant du rajustement total calculé pour cet exportateur au titre de l'article 22 du présent règlement.

25. Toute somme payable au titre de l'article 23 du présent règlement doit être versée à l'Office par l'exportateur d'électricité de grande importance dans le délai prévu au paragraphe 20(3) du même règlement, à défaut de quoi les intérêts prévus au paragraphe 20(4) du même règlement sont applicables.

#### COMPAGNIE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ DE GRANDE IMPORTANCE — DROITS PAYABLES AU TITRE DU RECOUVREMENT DES FRAIS POUR 2010

26. Les compagnies de transport d'électricité de grande importance fournissent à l'Office, au plus tard le 15 février 2010, les prévisions de leurs transmissions d'électricité pour l'année 2010.

27. L'office avise, au plus tard le 31 mars 2010, chaque compagnie de transport d'électricité de grande importance des droits qu'elle doit payer au titre du recouvrement des frais pour l'année 2010.

28. The Board shall determine the total amount of costs to be recovered from large power line companies for 2010 by

- (a) multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(c) of the Regulations by the total costs determined under section 6 of the Regulations and adjusted under section 8 of the Regulations; and
- (b) deducting, from that product, the total of the levies to be paid during that year under section 5.3 of the Regulations.

29. The cost recovery charge payable by a large power line company for 2010 is equal to the amount determined under subsection 14(3) of the Regulations except that

- (a) the forecast of electricity transmissions referred to in the description of B in that subsection shall be that provided by the company for 2010 under section 26 of these Regulations; and
- (b) the aggregate of the forecast of electricity transmissions referred to in the description of C in that subsection shall be the aggregate of those provided by all large power line companies for 2010 under section 26 of these Regulations.

30. (1) On or before March 31, 2010, the Board shall issue to each large power line company an invoice for the cost recovery charge that is payable by that company for 2010.

(2) The amount of the cost recovery charge for 2010 shall be paid by the company by May 15, 2010.

(3) If the company fails to pay the amount of the cost recovery charge by May 15, 2010, the company shall pay interest on the outstanding amount at a rate of 1.5% per month, compounded monthly, beginning on May 16, 2010.

#### COMING INTO FORCE

31. (1) These Regulations, other than subsection 1(2) and sections 15 to 19, come into force on January 1, 2010.

(2) Subsection 1(2) and sections 15 to 19 come into force on January 1, 2011.

#### REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

*(This statement is not part of the Regulations.)*

##### Issue and objectives

Pursuant to the *National Energy Board Act*, the National Energy Board (NEB) may make regulations to recover certain costs attributable to its responsibilities. The *National Energy Board Cost Recovery Regulations* (the Regulations) set out the manner in which the NEB determines its recoverable costs and the process for recovering those costs from the entities it regulates.

28. L'Office calcule le montant total des frais à recouvrer pour l'année 2010 auprès des compagnies de transport d'électricité de grande importance :

- a) en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)c) du même règlement par le total des frais établi aux termes de l'article 6 du même règlement et rajusté conformément à l'article 8 du même règlement;
- b) en soustrayant du produit obtenu à l'alinéa a) le total des redevances payables durant cette année en application de l'article 5.3 du même règlement.

29. Les droits payables, au titre du recouvrement des frais, par une compagnie de transport d'électricité de grande importance pour l'année 2010 correspondent au montant calculé conformément au paragraphe 14(3) du même règlement, sauf que :

- a) les prévisions des transmissions d'électricité mentionnées à l'élément B de la formule sont celles fournies pour l'année 2010 par la compagnie en application de l'article 26 du présent règlement;
- b) le total des prévisions des transmissions d'électricité mentionnées à l'élément C de la formule figurant à ce paragraphe correspond au total des prévisions fournies par chacune des compagnies de transport d'électricité de grande importance pour l'année 2010 en application de l'article 26 du présent règlement.

30. (1) Au plus tard le 31 mars 2010, l'Office envoie à chaque compagnie de transport d'électricité de grande importance une facture indiquant le montant des droits à payer par cette dernière au titre du recouvrement des frais pour l'année 2010.

(2) La compagnie doit acquitter la facture au plus tard le 15 mai 2010.

(3) Si elle n'acquitte pas la facture dans le délai prévu, la compagnie de transport d'électricité de grande importance paie sur la somme en souffrance un intérêt composé de 1,5% par mois, calculé à compter du 16 mai 2010.

#### ENTRÉE EN VIGUEUR

31. (1) Le présent règlement, à l'exception du paragraphe 1(2) et des articles 15 à 19, entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

(2) Le paragraphe 1(2) et les articles 15 à 19 entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2011.

#### RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

*(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)*

##### Question et objectifs

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* autorise l'Office national de l'énergie (l'ONÉ) à recouvrer certains frais afférents à l'exercice de ses attributions. Le *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie* (le Règlement) énonce de quelle façon l'ONÉ détermine les frais recouvrables et recouvre ces frais auprès des entités qu'il réglemente.

The amendments require that recoverable costs currently allocated to electricity exporters be allocated to owners and operators of power lines (power line companies) that transport electricity internationally and inter-provincially.

These amendments will result in a more equitable attribution of the costs of NEB regulation of the electrical industry, which reflects a separation of export and transmission functions that has occurred in the electricity industry.

Amendments include changes to definitions and transitional provisions.

#### **Description and rationale**

The amendments arose from a request from Hydro-Québec Production, Brascan Power, Manitoba Power, Ontario Power Generation Inc. and Powerex Corporation for a review of the cost recovery methodology for the electricity industry. Changes in the structure of the Canadian electricity industry had resulted in a separation of the transmission function from generation, distribution and marketing, including exporting.

The Regulations allocate recoverable costs attributable to regulation of the electricity industry to electricity exporters. The amendments will instead recover NEB costs attributable to regulation of the electricity industry from power line companies, thus resulting in a more equitable cost recovery structure while retaining the existing attribution and recovery mechanisms.

Persons or companies that are authorized by the NEB to construct or operate power lines to transmit electricity internationally or inter-provincially are now included in the cost recovery mechanism and therefore will be allocated costs which they do not presently incur. In any given year, the amount to be paid by regulated companies changes as it depends on variables that have different annual values; however, the methodology to calculate the amount to be recovered from the electricity commodity remains consistent between years.

Power line companies regulated by the NEB will be allocated costs based on the amount of actual, planned transmissions (exports and imports) on their lines. In addition, newly regulated power line companies will incur a one-time levy of two tenths of one percent of the estimated cost of the power line facilities approved by the NEB. This levy will reflect the substantial one-time costs incurred by the NEB in the regulatory approval process for a new entrant to the electricity industry. The levy will not apply to power line companies which are currently regulated by the NEB.

The amendments contain minor revisions to the existing definitions related to pipeline companies. Administrative in nature, the definitions better mirror the wording in the *National Energy Board Act* and now include a reference to both construction and operation. These changes do not affect the administration of the Regulations nor the application or amount of cost recovery from pipeline companies.

Suivant les modifications, les frais recouvrables actuellement imputés aux exportateurs d'électricité le seront dorénavant aux propriétaires et aux exploitants de lignes électriques, c'est-à-dire les compagnies qui transportent de l'électricité au moyen de lignes aussi bien internationales qu'interprovinciales.

Ces modifications se traduisent par une répartition plus équitable des frais engagés par l'ONÉ dans la réglementation du secteur de l'électricité, reflétant ainsi la séparation des fonctions d'exportation de celles du transport survenue dans le secteur.

Les modifications comprennent des changements à certaines définitions ainsi que des dispositions transitoires.

#### **Description et justification**

Les modifications font suite aux demandes formulées par Hydro-Québec Production, Brascan Power, Manitoba Power, Ontario Power Generation Inc. et Powerex Corporation pour que l'Office revioie la méthodologie de recouvrement de ses frais dans le secteur de l'électricité. Des changements structurels survenus au sein de l'industrie canadienne de l'électricité ont eu pour effet de séparer la fonction transport des fonctions production, distribution et commercialisation, y compris l'exportation.

Le Règlement répartit entre les exportateurs d'électricité, les frais recouvrables qui sont afférents à la réglementation du secteur de l'électricité. Suivant les modifications, ces frais seront plutôt recouverts auprès des compagnies de transport, créant ainsi une structure de recouvrement plus équitable, tout en conservant les mécanismes de répartition et de recouvrement actuels.

Les personnes ou les compagnies qui sont autorisées par l'ONÉ à construire ou à exploiter des lignes internationales ou interprovinciales de transport d'électricité seront dorénavant assujetties au mécanisme de recouvrement des frais; elles se verront alors imputer des frais qui ne lui sont pas imputés actuellement. Dans une année donnée, le montant que doivent payer les compagnies réglementées varie en fonction de facteurs qui ont des valeurs annuelles différentes; toutefois, la méthode utilisée pour calculer le montant à recouvrer auprès du secteur de l'électricité reste la même d'une année à l'autre.

Les frais seront imputés aux compagnies de transport d'électricité actuellement assujetties à la réglementation de l'ONÉ en fonction des quantités réelles et prévues d'électricité (importations et exportations) transportées sur leurs lignes. De plus, les compagnies de transport d'électricité nouvellement réglementées paieront une redevance unique égale à deux dixièmes de un pour cent du coût estimatif de la ligne de transport d'électricité approuvée par l'ONÉ. Cette redevance reflétera les coûts considérables non récurrents engagés par l'ONÉ au cours du processus d'approbation réglementaire du projet d'un nouveau venu dans le secteur de l'électricité. Les compagnies de transport d'électricité qui sont déjà réglementées par l'ONÉ n'auraient pas à payer cette redevance.

Les modifications comprennent en outre des changements d'ordre mineur aux définitions concernant les compagnies pipelinières. De nature administrative, ces définitions reflètent mieux la teneur de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et englobent maintenant une référence à la construction et à l'exploitation. Ces changements n'ont aucun effet sur l'administration du Règlement ni sur l'application du recouvrement des frais auprès des compagnies pipelinières ou les montants des frais à recouvrer.

The NEB conducted extensive research on cost recovery in other jurisdictions and considered several possible alternative ways to achieve equitable attribution of costs to regulated electricity companies.

These alternatives included the status quo, the use of levies based on pre-determined ratios and implementation of application fees and annual set fees for maintaining individual company authorizations.

The amendments represent the approach that best met the criteria of achieving equity with respect to the incidence of cost recovery, consistency with underlying principles of cost recovery as they are presently applied to other commodities, validity with regard to power line utilization and the availability and reliability of operating data for use in the cost recovery process.

### **Consultation**

The NEB has a well-developed consultation process with those who are subject to cost recovery through a joint NEB-industry committee, namely the Cost Recovery Liaison Committee, established in 1990. Committee members include representatives from regulated companies as well as industry associations.

The NEB provided information about the issue, alternatives, the preferred alternative and proposed amendments through industry information workshops and updates to the Cost Recovery Liaison Committee. Proposed amendments were also sent to all regulated companies subject to cost recovery and an opportunity to comment was provided.

Overall support from the electricity industry was received. One issue was raised with respect to unplanned transmissions of electricity. In response, the proposal was modified to exclude unplanned transmissions (loop flows and inadvertent flows) from the reporting of data for purposes of calculating cost recovery levies.

The amendments to the *National Energy Board Cost Recovery Regulations* were pre-published in the *Canada Gazette*, Part I, on August 8, 2009, for a 30 day public comment period ending on September 8, 2009. Written comments were received from four electricity companies.

One company encouraged the Board to complete the amendments as quickly as possible.

One company noted that its existing contracts with shippers would not allow it to recoup cost recovery charges allocated to it pursuant to the Regulations. It should be noted that all power line companies will be affected in the same way, and there is no grandfathering authority in the Regulations. How and whether power line companies choose to recover the regulator's levy is at the discretion of each company.

One company stated that it does not support the proposed amendments citing a concern that the costs will flow to the transmission rate payers, leading to higher electricity prices and potential benefits for exporters. The comment, however, does not take

L'ONÉ a effectué des recherches exhaustives sur les modes de recouvrement des frais employés dans d'autres territoires de compétence. Il a examiné plusieurs solutions de rechange permettant une répartition équitable des frais entre les compagnies d'électricité réglementées.

Ces solutions comprenaient le statu quo, le recours à des redevances fondées sur des ratios prédéterminés, des droits de dépôt de demandes et des droits annuels fixes pour le maintien en vigueur des autorisations individuelles accordées aux compagnies.

Les modifications représentent l'approche qui répondait le mieux aux critères d'équité en matière d'incidence du recouvrement des frais, de cohérence entre les principes qui sous-tendent le recouvrement des frais comme ils s'appliquent à d'autres produits, de validité en termes d'utilisation des lignes de transport d'électricité ainsi que de disponibilité et de fiabilité des données d'exploitation à utiliser dans le processus de recouvrement des frais.

### **Consultation**

L'ONÉ a mis en place un procédé bien défini pour la consultation des utilisateurs assujettis au recouvrement des frais par le truchement d'un comité mixte ONÉ-industrie, désigné le Comité de liaison sur le recouvrement des frais, créé en 1990. Les membres du Comité comprennent les représentants des compagnies réglementées et des associations du secteur.

L'ONÉ a fourni des renseignements sur la question, des solutions de rechange, la solution de rechange préférée et les modifications proposées dans le cadre d'ateliers s'adressant aux membres du secteur et de mises à jour à l'intention du Comité de liaison sur le recouvrement des frais. Les modifications proposées ont également été transmises à toutes les compagnies réglementées assujetties au recouvrement des frais et l'occasion de faire part de leurs commentaires leur a été donnée.

Le projet est appuyé par le secteur de l'électricité. La question des activités de transport d'électricité non planifiées a été soulevée, à la suite de quoi le projet a été modifié afin d'exclure les activités de transport non planifiées (flux de retour et flux involontaires) des données à déclarer pour le calcul des redevances au titre du recouvrement des frais.

La modification au *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie* a fait l'objet d'une publication préalable dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 8 août 2009, à la suite de quoi une période de 30 jours prenant fin le 8 septembre 2009 a été accordée pour les commentaires du public. Des commentaires ont été reçus par écrit de quatre compagnies d'électricité.

Une compagnie a invité l'Office à apporter les modifications le plus rapidement possible.

Une compagnie a fait remarquer que les contrats actuellement en vigueur avec ses expéditeurs ne lui permettraient pas de récupérer les frais qui lui seraient imputés en vertu du règlement. Il faut savoir que toutes les compagnies de transport d'électricité seront pareillement touchées et que le règlement ne prévoit pas de clause d'antériorité. La façon dont les compagnies de transport d'électricité décident, le cas échéant, de récupérer les frais imputés par l'organisme de réglementation est à la discrétion de chacune.

Une compagnie a indiqué ne pas appuyer les modifications proposées, s'inquiétant que les coûts supplémentaires de transport passent aux abonnés, ce qui mènerait à une hausse des prix de l'électricité et à des bénéfices potentiels pour les exportateurs. Ce



into consideration that power line companies have the discretion to determine whether to recoup cost recovery charges from its customers and if so, how. It is thus not an absolute given that the consumer cost will increase.

The amendments to the Regulations are consistent with the Board's commodity charging philosophy under the *National Energy Board Act*. The NEB's cost recovery scheme allocates costs among the commodities regulated under the *National Energy Board Act*. The recoverable pool from the electricity commodity will not be changed by this amendment.

The remainder of the comments were related to the process of cost recovery and clarification of definitions. The Board will work with industry to ensure clarity of definitions and process through guidance documents and other communications activities, as needed.

No changes were made as a result of the comments received.

Copies of the written comments that the NEB received can be obtained upon request from the contact indicated at the end of this RIAS.

#### **Benefits to Canadians**

The Regulations ensure that NEB costs attributable to the regulation of the electricity and oil and gas industry are recovered from those industries. The changes will ensure a more equitable allocation of costs for recovery from the electricity industry and improve the clarity and effectiveness of the regulatory system.

#### **Implementation, enforcement and service standards**

The NEB will update its administrative processes for cost recovery and will not require additional financial or human resources to implement the amendments. Timelines are part of the existing Regulations and are maintained in the amendments.

The amendments contain transitional provisions to provide for the conclusion of dealings with electricity exporters and the commencement of dealings with power line companies. A final determination of accounts will be made with electricity exporters and in the event that an exporter has overpaid their obligation, a remission order will be generated to refund the amount of overpayment. Underpayments will be calculated in accordance with the transitional provisions and invoiced in 2010.

No changes were necessary in relation to enforcement. The NEB ensures that an external and independent audit is carried out annually with respect to the annual financial results used for cost recovery. The amounts subject to cost recovery are a debt due to Her Majesty the Queen and may be recovered in any court of competent jurisdiction.

commentaire ne tient toutefois pas compte du fait que c'est à la discrétion des compagnies de transport d'électricité, qui décideraient alors de la façon de faire, que les frais imputés seront ou non récupérés auprès des clients. L'augmentation des coûts pour les consommateurs n'est donc pas un absolu.

Les modifications au règlement vont dans le sens de la démarche adoptée pour les montants imputés sur les produits de base en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Le plan de l'Office à l'égard du recouvrement des frais prévoit la répartition des frais en question entre les produits de base réglementés en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Cette modification ne changera pas le montant total à recouvrer pour le produit de base qu'est l'électricité.

Les autres commentaires avaient trait au processus de recouvrement des frais et cherchaient à obtenir des éclaircissements au sujet de certaines définitions. L'Office collaborera avec l'industrie pour s'assurer que les définitions et les processus sont clairs, au besoin par la production de documents d'orientation et d'autres activités de communication.

Aucun changement n'a été apporté à la suite des commentaires reçus.

Il est possible d'obtenir sur demande une copie des commentaires reçus par l'ONÉ en s'adressant à la personne-ressource dont les coordonnées figurent à la fin du présent résumé.

#### **Avantages pour la population canadienne**

Le Règlement assure que l'ONÉ recouvre les frais afférents à la réglementation de l'industrie de l'électricité et celle du pétrole et du gaz, auprès de ces industries. Les modifications assureront une répartition plus équitable des frais à recouvrer de l'industrie de l'électricité et rendront le système de réglementation plus clair et plus efficace.

#### **Mise en œuvre, application et normes de service**

L'ONÉ mettra à jour ses processus administratifs de recouvrement des frais et n'aura pas besoin de ressources humaines ou financières supplémentaires pour mettre en œuvre les modifications. Les échéanciers font partie du règlement actuel et sont maintenus dans les modifications.

Ces dernières comprennent des dispositions transitoires afin de pouvoir cesser le recouvrement des frais auprès des exportateurs d'électricité et commencer à les recouvrer auprès des compagnies de transport d'électricité. Le montant final des comptes des exportateurs d'électricité sera calculé et au cas où un exportateur aurait payé plus que sa part, un décret de remise sera passé pour le remboursement du trop-perçu. Les moins-payés seront calculés conformément aux dispositions transitoires et facturés en 2010.

Aucun changement n'est nécessaire en ce qui concerne l'application du Règlement. L'ONÉ veille à ce que les résultats financiers annuels utilisés pour le recouvrement des frais soient vérifiés annuellement par des vérificateurs externes indépendants. Les montants à recouvrer constituent des créances envers Sa Majesté du chef du Canada et leur recouvrement peut être effectué par l'intermédiaire de tout tribunal compétent.

**Contact**

Jim Fox  
Team Leader  
Regulatory Development Team  
National Energy Board  
444 Seventh Avenue SW  
Calgary, Alberta  
T2P 0X8  
Telephone: 403-299-3628  
Fax: 403-299-3664  
Toll free: 1-800-899-1265  
Email: jim.fox@neb-one.gc.ca

**Personne-ressource**

Chantal Briand  
Spécialiste de la rédaction de règlements  
Élaboration de la réglementation  
Office national de l'énergie  
444 Seventh Avenue SW  
Calgary (Alberta)  
T2P 0X8  
Téléphone : 403-292-4192  
Télécopieur : 403-299-3664  
Téléphone sans frais : 1-800-899-1265  
Courriel : chantal.briand@neb-one.gc.ca

Registration  
SOR/2009-308 November 19, 2009

CORRECTIONS AND CONDITIONAL RELEASE ACT

## Regulations Amending the Corrections and Conditional Release Regulations

P.C. 2009-1875 November 19, 2009

Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Public Safety and Emergency Preparedness, pursuant to subsection 105(6) and section 156<sup>a</sup> of the *Corrections and Conditional Release Act*<sup>b</sup>, hereby makes the annexed *Regulations Amending the Corrections and Conditional Release Regulations*.

### REGULATIONS AMENDING THE CORRECTIONS AND CONDITIONAL RELEASE REGULATIONS

#### AMENDMENTS

**1. Section 147 of the *Corrections and Conditional Release Regulations*<sup>1</sup> is replaced by the following:**

**147.** The review of the case of an offender who is serving a sentence of life imprisonment imposed as a minimum punishment or commuted from a sentence of death or a sentence of detention for an indeterminate period shall be made by a panel that consists of at least two members of the Board, where the case involves making a decision respecting

- (a) granting parole to the offender; or
- (b) the authorization of an unescorted temporary absence.

**2. The portion of section 148 of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:**

**148.** The review of the case of an offender who is serving a sentence of imprisonment for an offence referred to in Schedule I or II of the Act in respect of which an order has been made under section 743.6 of the *Criminal Code* shall be made by a panel that consists of at least two members of the Board, where the case involves making a decision respecting

**3. Section 150 of the Regulations is replaced by the following:**

**150.** The review of the case of an offender pursuant to sections 129 to 132 of the Act shall be made by a panel that consists of at least two members of the Board.

#### COMING INTO FORCE

**4. These Regulations come into force on the day on which they are registered.**

Enregistrement  
DORS/2009-308 Le 19 novembre 2009

LOI SUR LE SYSTÈME CORRECTIONNEL ET LA MISE EN LIBERTÉ SOUS CONDITION

## Règlement modifiant le Règlement sur le système correctionnel et la mise en liberté sous condition

C.P. 2009-1875 Le 19 novembre 2009

Sur recommandation du ministre de la Sécurité publique et de la Protection civile et en vertu du paragraphe 105(6) et de l'article 156<sup>a</sup> de la *Loi sur le système correctionnel et la mise en liberté sous condition*<sup>b</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement modifiant le Règlement sur le système correctionnel et la mise en liberté sous condition*, ci-après.

### RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LE SYSTÈME CORRECTIONNEL ET LA MISE EN LIBERTÉ SOUS CONDITION

#### MODIFICATIONS

**1. L'article 147 du Règlement sur le système correctionnel et la mise en liberté sous condition<sup>1</sup> est remplacé par ce qui suit :**

**147.** Le nombre minimal de membres de la Commission requis pour former un comité chargé d'examiner le cas du délinquant qui purge soit une peine d'emprisonnement à perpétuité infligée comme peine minimale ou à la suite de commutation d'une peine de mort, soit une peine d'emprisonnement d'une durée indéterminée, est de deux membres lorsque la Commission doit décider si, selon le cas :

- a) elle accorde la libération conditionnelle;
- b) elle accorde une permission de sortir sans surveillance.

**2. Le passage de l'article 148 du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :**

**148.** Le nombre minimal de membres de la Commission requis pour former un comité chargé d'examiner le cas du délinquant purgeant une peine d'emprisonnement pour une infraction visée aux annexes I et II de la Loi au sujet de laquelle une ordonnance a été rendue en vertu de l'article 743.6 du *Code criminel* est de deux membres lorsque la Commission doit décider si, selon le cas :

**3. L'article 150 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**150.** Le nombre minimal de membres de la Commission requis pour former un comité chargé d'examiner le cas du délinquant en application des articles 129 à 132 de la Loi est de deux membres.

#### ENTRÉE EN VIGUEUR

**4. Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.**

<sup>a</sup> S.C. 1995, c. 42, s. 60

<sup>b</sup> S.C. 1992, c. 20

<sup>1</sup> SOR/92-620

<sup>a</sup> L.C. 1995, ch. 42, art. 60

<sup>b</sup> L.C. 1992, ch. 20

<sup>1</sup> DORS/92-620

**REGULATORY IMPACT  
ANALYSIS STATEMENT***(This statement is not part of the Regulations.)***Issue and objectives**

The National Parole Board (the Board) is an independent administrative tribunal that has exclusive authority under the *Corrections and Conditional Release Act* (the Act) to grant, deny, cancel, terminate or revoke the day parole and full parole of offenders. In addition, the Board makes conditional release decisions for offenders in provinces and territories that do not have their own parole boards.

The Act and its Regulations are the legislative framework that guide the Board's policies, operations, training and parole decision-making and provides the legal framework for the correctional and conditional release system in Canada.

The *Corrections and Conditional Release Regulations* (CCRR) require the Board to hold certain reviews in the presence of three Board members. However, the Act does not require a unanimous decision, only that two of the three members agree on a decision. Changes to the required number of Board members (quorum) have recently been identified as an efficiency measure as part of the Board's Strategic Review mandated by Treasury Board, and identified in the 2009 Budget.

The capacity for quality decision-making would not be affected by the amendments. Public safety remains the guiding principle in all of the Board's decision making and operations.

Making the change to quorum will save costs without adverse consequences for public safety or for the rights of the offender under the Act.

Aligning the number of members required to make decisions would also ensure a consistent approach in all cases.

**Description and rationale**

These amendments would reduce from three to two the number of Board members required to make decisions in federal conditional release cases. Currently, two Board members are required by the Act to make decisions in most federal cases. However, the CCRR require a panel of three Board members in certain cases (such as for offenders eligible for parole at half their sentence).

As part of the 2008 Strategic Review mandated by the Treasury Board, the Board identified that savings could be achieved by reducing quorum from three to two Board members for reviews related to: offenders who are eligible for parole at half their sentence, detention cases, life sentences, and for offenders with indeterminate sentences.

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT  
DE LA RÉGLEMENTATION***(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)***Question et objectifs**

La Commission nationale des libérations conditionnelles (la Commission) est un tribunal administratif indépendant qui a compétence exclusive selon la *Loi sur le système correctionnel et la mise en liberté sous condition* (la Loi) d'accorder ou de refuser une semi-liberté et une libération conditionnelle totale aux délinquants, de les annuler, d'y mettre fin ou de les révoquer. En outre, la Commission rend des décisions sur la mise en liberté sous condition des délinquants dans les provinces et les territoires qui ne disposent pas de leur propre commission des libérations conditionnelles.

La Loi et son règlement d'application sont le cadre législatif qui orientent les politiques, les activités, la formation et le processus décisionnel de la Commission concernant la libération conditionnelle et fournissent le cadre juridique requis pour le système correctionnel et le régime de mise en liberté sous condition au Canada.

Le *Règlement sur le système correctionnel et la mise en liberté sous condition* (RSCMLC) exige de la Commission que certains examens se fassent en présence de trois commissaires. Cependant, la Loi n'exige pas que ceux-ci prennent une décision unanime, seulement que deux des trois commissaires s'entendent sur une décision. Il a récemment été conclu, à l'issue de l'examen stratégique de la Commission demandé par le Conseil du Trésor et prévu dans le budget de 2009, que la réduction du nombre de commissaires requis pour rendre une décision est une mesure efficace.

Les modifications n'auraient pas d'incidence sur la capacité de la Commission à prendre des décisions de qualité. La sécurité publique demeure le critère prépondérant dans toutes les décisions et activités de la Commission.

Le fait de modifier le nombre minimal de commissaires permettrait de réduire les coûts sans entraîner de répercussions négatives sur la sécurité publique et les droits des délinquants prévus dans la Loi.

La décision d'harmoniser le nombre de commissaires requis pour prendre des décisions favoriserait aussi l'utilisation d'une approche uniforme dans tous les cas.

**Description et justification**

La présente modification prévoit la réduction de trois à deux membres le nombre de commissaires requis pour prendre des décisions concernant la mise en liberté sous condition de délinquants sous responsabilité fédérale. À l'heure actuelle, deux commissaires sont tenus par la Loi de rendre des décisions dans la plupart des cas sous responsabilité fédérale. Cependant, le RSCMLC exige la tenue d'un examen à trois commissaires dans certains cas (par exemple dans le cas des délinquants qui sont admissibles à la libération conditionnelle à la moitié de leur peine).

À l'issue de l'examen stratégique de 2008 demandé par le Conseil du Trésor, la Commission a constaté qu'elle pouvait économiser des coûts en réduisant de trois à deux le nombre minimal de membres requis dans différentes situations : les délinquants admissibles à une libération conditionnelle à la moitié de leur peine, les cas de maintien en incarcération, les peines d'emprisonnement à perpétuité, et les délinquants purgeant des peines d'une durée indéterminée.

These amendments do not adversely affect public safety or the rights of offenders.

The offender can appeal to the Board's Appeal Division, which ensures that the law and Board policy are respected, the rules of fundamental justice are adhered to, and the Board's decisions are based upon relevant, reliable and persuasive information.

In 2007-08, over 2 000 cases were reviewed by a three-member panel. Given that lifers (who currently require a three-member panel) accumulate in the correctional system, workloads should increase in coming years as more lifers become eligible for parole. As a result of the amendments, the Board would incur savings of \$776,000/year in conditional release reviews.

If a unanimous decision is not reached with a two-member panel, a new panel will be formed with different Board members and a new review would be held. Instances where two-member panels are split in their decisions are rare, representing less than one percent of cases. Therefore, the conversion from three to two-member panels is not expected to result in a high number of new reviews being required.

Changes will be made so that the following sections of the CCRP that refer to the use of three members would now refer to the use of two members: 147, 148 and 150.

### **Consultation**

Internal consultations were held in the Board in December 2008 and January 2009. National Office executives and appropriate staff, the Board's five regional offices, and the Regional Vice-Chairpersons and Board members are aware of the proposed changes. Overall, staff and Board members have been supportive of the change.

External consultations were held in January and February 2009 with key non-governmental stakeholders including: organizations working with victims (the federal Ombudsman for Victims of Crime, the Canadian Resource Centre for Victims of Crime), law enforcement (the Canadian Association of Chiefs of Police), organizations working for offenders (the Canadian Association of Elizabeth Fry Societies, the John Howard Society of Canada) and organizations representing Aboriginal people.

The only comment received as a result of the external consultation was from the Canadian Resource Centre for Victims of Crime, which expressed concern regarding the use of two-member panels in the cases of offenders serving life sentences. The question was whether this could result in a split vote, which could potentially pose a threat to public safety if an offender was then granted a conditional release.

The Board has determined that in the vast majority of these cases (more than 98%), there is unanimous decision, making the third Board member's vote unnecessary.

Les modifications n'entraînent aucune répercussion négative sur la sécurité publique ni n'influent sur les droits des délinquants.

Le délinquant peut interjeter appel de toute décision devant la Section d'appel de la Commission, qui veille au respect de la loi et des politiques de la Commission, ainsi que des règles de justice fondamentale, et qui s'assure que les décisions de la Commission sont fondées sur des renseignements pertinents, fiables et convaincants.

En 2007-2008, plus de 2 000 cas ont été examinés dans le cadre d'audiences à trois commissaires. Étant donné que le nombre de condamnés à perpétuité (dont les cas nécessitent un examen à trois commissaires) ne cesse de s'accroître dans le système correctionnel, il est à prévoir que la charge de travail en fera de même au cours des prochaines années, lorsqu'un nombre accru de condamnés à perpétuité deviendront admissibles à une libération conditionnelle. Par suite des modifications, la Commission serait en mesure d'économiser 776 000 \$ par année en frais relatifs aux examens des cas de mise en liberté sous condition.

Si un examen à deux commissaires ne donne pas lieu à une décision unanime, on convoquera un nouveau comité constitué de commissaires différents qui procéderont à un nouvel examen du cas. Les cas où les examens à deux commissaires donnent lieu à une décision partagée sont rares et représentent moins de 1 % de tous les cas. Par conséquent, la réduction du nombre minimal de membres aux examens, passant de trois à deux, ne devrait pas donner lieu à une hausse du nombre de nouveaux examens.

Les modifications seraient apportées de manière à ce que les articles suivants du RSCMLC, qui renvoient au recours à trois commissaires, renvoient dorénavant au recours à deux commissaires : 147, 148 et 150.

### **Consultation**

En décembre 2008 et en janvier 2009, la Commission a procédé à des consultations internes. La haute direction du bureau national, le personnel concerné et les cinq bureaux régionaux de la Commission ainsi que les vice-présidents régionaux et commissaires sont au fait des changements proposés. Dans l'ensemble, le personnel et les commissaires sont en faveur du changement.

En janvier et en février 2009, on a mené des consultations externes auprès des principaux intervenants non gouvernementaux, notamment les organismes intervenant auprès des victimes (l'Ombudsman fédéral des victimes d'actes criminels, le Centre canadien de ressources pour les victimes de crimes), les organismes d'application de la loi (l'Association canadienne des chefs de police), les organismes intervenant auprès des délinquants (l'Association canadienne des sociétés Elizabeth Fry, la Société John Howard du Canada) et les organismes représentant les Autochtones.

Seul le Centre canadien de ressources pour les victimes de crimes a exprimé un commentaire à la suite de la consultation externe. Il s'est dit préoccupé que le recours à des examens à deux commissaires, dans les cas de délinquants purgeant des peines d'emprisonnement à perpétuité, résulte en une décision partagée susceptible de représenter une menace pour la sécurité publique si un délinquant obtenait une mise en liberté sous condition à l'issue du processus.

La Commission a déterminé que dans la grande majorité de ces cas (plus de 98 %), la décision rendue est unanime, de sorte que le vote d'un troisième commissaire devient superflu.

As well, instances where two-member panels have split decisions are rare (representing less than one percent of cases.) The conversion from three to two-member panels is therefore not expected to result in any significant increase of new reviews being required.

In the instance where a unanimous decision is not reached, a new panel will be formed with two different Board members and a new review will be held.

#### ***Implementation, enforcement and service standards***

These amendments to quorum would be implemented no later than 30 days following its publication in the *Canada Gazette*. The amendments will require updating manuals and procedures, advising staff and Board members, as well as informing the public. Internal communication will be done through bulleting. The public will be informed through a News release posted on the Web site, a letter to key stakeholders, and updates to publications/documents that reference quorum — as required (print and Web).

Changes to the Offender Management System (OMS — a computerized case file management system used by the Board, the Correctional Service of Canada, and other criminal justice partners, to manage information on federal offenders throughout their sentences) to reflect the change in the quorum will be done when this databank will be redesigned (by Fall 2010). In the meantime, a work-around measure, in the form of an automated weekly updating script, will be implemented to address the changes to quorum.

The change to quorum is not expected to have any impact on an offender's statutory rights and privileges in the Act to be reviewed for possible conditional release within a circumscribed timeframe.

#### ***Performance measurement and evaluation***

The Performance Measurement Division of the Board currently monitors the number of decisions taken by the Board to grant or deny conditional release. The monitoring is done by type of decision, number of required votes, offence type, etc. The Division also monitors the number of split decisions (i.e. decisions that are not unanimous). This monitoring is also done by type of decision, number of required votes, offence type, etc. These monitoring activities will continue after the implementation of the change to quorum.

The number of appeals of Board decisions and the results of those appeals will also be monitored to determine if there are any appeals because the offender felt his/her case was dealt with unfairly as a result of the change to quorum.

The reduction in expenses realized as a result of the change to quorum will be tracked by calculating the Board member salary dollars saved, as well as the travel expenses not incurred for those cases where the quorum is reduced from three to two members.

En outre, les cas où deux commissaires rendent des décisions partagées sont rares (moins de 1 % des cas). La réduction du nombre minimal de membres de trois à deux commissaires ne devrait donc pas entraîner une hausse notable du nombre de nouveaux cas de réexamen.

Dans les cas où aucune décision unanime n'est rendue, un nouveau comité sera constitué de deux commissaires différents qui procéderont à un nouvel examen du cas.

#### ***Mise en œuvre, application et normes de service***

Le changement au nombre minimal de commissaires sera mis en œuvre au plus tard 30 jours suivant sa publication dans la *Gazette du Canada*. Les modifications proposées nécessiteront une mise à jour des manuels et des procédures. Il faudra en outre renseigner le personnel et les commissaires ainsi que le public. Les communications internes se feront au moyen d'un bulletin d'information. Le public sera informé au moyen de communiqués de presse affichés dans le site Web, de lettres expédiées aux principaux intervenants et de mises à jour des publications/documents qui font mention du nombre minimal de commissaires, au besoin (documents imprimés et électronique dans le Web).

Les changements apportés au Système de gestion des délinquant(e)s (SGD — le système informatisé de gestion des délinquants utilisé par le Service correctionnel du Canada, la Commission et d'autres partenaires du système de justice pénale pour gérer l'information sur les délinquants sous responsabilité fédérale tout au long de leur peine), pour refléter le changement dans le nombre minimal de commissaires requis seront apportés lorsque cette banque de données sera restructurée (d'ici l'automne 2010). Entre-temps, on aura recours à une mesure provisoire sous forme de script de mise à jour hebdomadaire automatique qui sera mise en œuvre pour gérer le changement relatif au nombre minimal de commissaires.

Le changement au nombre minimal de membres ne devrait pas avoir d'incidence sur les droits et privilèges des délinquants prévus dans la Loi, délinquants dont le cas doit être revu dans un délai précis en vue d'une éventuelle mise en liberté sous condition.

#### ***Mesures de rendement et évaluation***

La Division de la mesure du rendement de la Commission surveille actuellement le nombre de décisions d'octroi ou de refus de la mise en liberté sous condition prises par la Commission. Cette surveillance est effectuée selon le type de décision, le nombre de votes requis, le type d'infraction, etc. La Division examine aussi le nombre de décisions partagées (c'est-à-dire les décisions qui ne sont pas unanimes). Cette surveillance est aussi exercée selon le type de décision, le nombre de votes requis, le type d'infraction, etc. Ces activités de surveillance se poursuivront après la mise en œuvre du changement apporté au nombre minimal de commissaires.

Le nombre de décisions de la Commission portées en appel et ce qui en résulte fera également l'objet d'une surveillance afin de déterminer si le motif d'appel est fondé sur le fait que le délinquant s'est cru traité inéquitablement à la suite de la modification au nombre minimal de commissaires.

On calculera l'économie réalisée grâce au changement apporté au nombre minimal de commissaires en tenant compte des dépenses salariales des commissaires et des frais de déplacement éparpillés dans les cas où le nombre minimal de commissaires est réduit de trois à deux.

A report will be submitted to the Chairperson of the Board 18 months after implementation.

Un rapport sera présenté au président de la Commission 18 mois après l'entrée en vigueur de la modification.

**Contact**

Elizabeth Rothwell  
Acting Senior Planner  
National Parole Board  
410 Laurier Avenue West, 6th Floor  
Ottawa, Ontario  
K1A 0R1  
Telephone: 613-954-5465  
Fax: 613-954-7446

**Personne-ressource**

Elizabeth Rothwell  
Planificatrice principale par intérim  
Commission nationale des libérations conditionnelles  
410, avenue Laurier Ouest, 6<sup>e</sup> étage  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0R1  
Téléphone : 613-954-5465  
Télécopieur : 613-954-7446

Appendix A

Annexe A

**National Parole Board — Strategic Review**

**Commission nationale des libérations conditionnelles — Examen stratégique**

**1. Issue**

Resource implications of proposals to reduce from three to two, the number of Board members required to make decisions for cases involving

- lifers;
- offenders with indeterminate sentences (dangerous offenders);
- offenders with parole eligibility set at one-half of the sentence; and
- detention.

**1. Question**

Incidence sur les ressources du projet de réduction du nombre minimal de commissaires de trois à deux, pour prendre des décisions dans les cas suivants :

- condamnés à perpétuité;
- délinquants purgeant une peine d'une durée indéterminée (délinquants dangereux);
- délinquants admissibles à une libération conditionnelle à la moitié de leur peine;
- maintien en incarcération.

**2. Workload projections**

Review of multi-year data indicate that fiscal year 2007-08 provides a representative picture of NPB workloads associated with three vote reviews. In fact, given that lifers accumulate in the systems, workloads should increase in coming years. Workloads related to three vote cases by region are outlined below.

**2. Prévisions relatives à la charge de travail**

L'examen des données sur plusieurs années indique que l'exercice 2007-2008 dresse un portrait représentatif de la charge de travail de la CNLC rattachée aux décisions rendues par trois commissaires. En fait, étant donné que le nombre de condamnés à perpétuité ne cesse de s'accroître dans le système, il est à prévoir que la charge de travail augmentera au cours des prochaines années. Le tableau ci-dessous représente la charge de travail liée aux cas nécessitant une décision prise par trois membres, par région.

3 Vote Cases By Region						
	Atlantic	Quebec	Ontario	Prairies	Pacific	Total
Panel	73	284	213	202	247	1 019
Paper	59	279	309	227	209	1 083
<b>Total</b>	<b>132</b>	<b>563</b>	<b>522</b>	<b>429</b>	<b>456</b>	<b>2 102</b>

Cas nécessitant 3 votes par région						
	Atlantique	Québec	Ontario	Prairies	Pacifique	Total
Audience	73	284	213	202	247	1 019
Examen du dossier	59	279	309	227	209	1 083
<b>Total</b>	<b>132</b>	<b>563</b>	<b>522</b>	<b>429</b>	<b>456</b>	<b>2 102</b>

Estimated cost reductions related to change in quorum (3 votes to 2) amount to \$776,000 per year, as outlined below.

Les économies que l'on prévoit réaliser grâce au changement du nombre minimal de commissaires (de 3 à 2) s'élèvent à 776 000 \$ par année comme le montre le tableau ci-dessous.

Estimated Savings — Reduced Quorum (\$000)						
	Atlantic	Quebec	Ontario	Prairies	Pacific	Total
Salary	35.7	139.1	109.2	100.8	119.6	504.4
Travel	19.3	74.9	58.8	54.2	64.4	271.6
<b>Total</b>	<b>55.0</b>	<b>214.0</b>	<b>168.0</b>	<b>155.0</b>	<b>184.0</b>	<b>776.0</b>

Estimation des économies — Réduction du nombre minimal de commissaires (en milliers de dollars)						
	Atlantique	Québec	Ontario	Prairies	Pacifique	Total
Dépenses salariales	35,7	139,1	109,2	100,8	119,6	504,4
Frais de déplacement	19,3	74,9	58,8	54,2	64,4	271,6
<b>Total</b>	<b>55,0</b>	<b>214,0</b>	<b>168,0</b>	<b>155,0</b>	<b>184,0</b>	<b>776,0</b>

In assessing the resource implications associated with a change in quorum, the following working assumptions were made:

- NPB completes an average of three cases per day involving three votes;
- Board members require one day of preparation time for one day of hearings;
- the per diem for a Board member is \$650.00;
- for every Board member day worked, add \$350.00 for travel;
- no EBP has been added to salary costs; and
- no resource implications have been identified for NPB staff.

Comparison of Board Member Days						
	Atlantic	Quebec	Ontario	Prairies	Pacific	Total
Hearings						
• 3 votes	150	570	426	408	498	2 052
• 2 votes	<u>100</u>	<u>380</u>	<u>284</u>	<u>272</u>	<u>332</u>	<u>1 368</u>
Difference	-50	-190	-142	-136	-166	-684
File Reviews						
• 3 votes	15	72	78	57	54	276
• 2 votes	<u>10</u>	<u>48</u>	<u>52</u>	<u>38</u>	<u>36</u>	<u>184</u>
Difference	-5	-24	-26	-19	-18	-92
<b>Total (Days)</b>	<b>-55</b>	<b>-214</b>	<b>-168</b>	<b>-155</b>	<b>-184</b>	<b>-776</b>

The estimated savings of 776 Board member days produces savings of \$776,000:

- salaries \$504,400;
- travel \$271,600.

Les hypothèses fonctionnelles suivantes ont été tenues en évaluant l'incidence sur les ressources liée à un changement dans le nombre minimal de commissaires requis :

- La CNLC effectue en moyenne trois examens de cas par jour nécessitant trois votes;
- Les commissaires ont besoin d'une journée de préparation pour une journée d'audiences;
- L'allocation journalière d'un commissaire est de 650,00 \$;
- Pour chaque journée travaillée, il faut ajouter 350,00 \$ supplémentaires pour couvrir les frais de déplacement;
- Aucun RASE n'a été ajouté aux dépenses salariales;
- Aucune incidence sur les ressources n'a été cernée en ce qui a trait aux employés de la CNLC.

Comparaison des jours-commissaires						
	Atlantique	Québec	Ontario	Prairies	Pacifique	Total
Audiences						
• 3 votes	150	570	426	408	498	2 052
• 2 votes	<u>100</u>	<u>380</u>	<u>284</u>	<u>272</u>	<u>332</u>	<u>1 368</u>
Différence	-50	-190	-142	-136	-166	-684
Études de dossiers						
• 3 votes	15	72	78	57	54	276
• 2 votes	<u>10</u>	<u>48</u>	<u>52</u>	<u>38</u>	<u>36</u>	<u>184</u>
Différence	-5	-24	-26	-19	-18	-92
<b>Total (Jours)</b>	<b>-55</b>	<b>-214</b>	<b>-168</b>	<b>-155</b>	<b>-184</b>	<b>-776</b>

Les économies prévues de 776 jours-commissaires représentent une épargne de 776 000 \$ :

- Dépenses salariales : 504 400 \$;
- Frais de déplacement : 271 600 \$.



Registration  
SOR/2009-309 November 20, 2009

Enregistrement  
DORS/2009-309 Le 20 novembre 2009

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE  
L'ENVIRONNEMENT (1999)

**Order 2009-87-11-01 Amending the Domestic  
Substances List**

**Arrêté 2009-87-11-01 modifiant la Liste intérieure**

Whereas the Minister of the Environment has been provided with information under either paragraph 87(1)(a) or (5)(a) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>a</sup> in respect of each substance referred to in the annexed Order;

Attendu que le ministre de l'Environnement a reçu les renseignements visés aux alinéas 87(1)a) ou (5)a) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>a</sup> concernant chaque substance visée par l'arrêté ci-après;

Whereas, in respect of the substances being added to the *Domestic Substances List*<sup>b</sup> pursuant to subsection 87(1) of that Act, the Minister of the Environment and the Minister of Health are satisfied that those substances have been manufactured in or imported into Canada, by the person who provided the information, in excess of the quantity prescribed under the *New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)*<sup>c</sup>;

Attendu que le ministre de l'Environnement et la ministre de la Santé sont convaincus que celles de ces substances qui sont ajoutées à la *Liste intérieure*<sup>b</sup> en vertu du paragraphe 87(1) de cette loi ont été fabriquées ou importées au Canada, par la personne qui a fourni les renseignements, en une quantité supérieure à celle prévue par le *Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)*<sup>c</sup>;

Whereas the period for assessing the information under section 83 of that Act has expired;

Attendu que le délai d'évaluation prévu à l'article 83 de cette loi est expiré;

And whereas no conditions under paragraph 84(1)(a) of that Act in respect of the substances are in effect;

Attendu que les substances ne sont assujetties à aucune condition fixée aux termes de l'alinéa 84(1)a) de cette loi,

Therefore, the Minister of the Environment, pursuant to subsections 87(1), (3) and (5) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>a</sup>, hereby makes the annexed *Order 2009-87-11-01 Amending the Domestic Substances List*.

À ces causes, en vertu des paragraphes 87(1), (3) et (5) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>a</sup>, le ministre de l'Environnement prend l'*Arrêté 2009-87-11-01 modifiant la Liste intérieure*, ci-après.

Ottawa, November 17, 2009

Ottawa, le 17 novembre 2009

JIM PRENTICE  
*Minister of the Environment*

*Le ministre de l'Environnement,*  
JIM PRENTICE

**ORDER 2009-87-11-01 AMENDING THE  
DOMESTIC SUBSTANCES LIST**

**ARRÊTÉ 2009-87-11-01 MODIFIANT  
LA LISTE INTÉRIEURE**

**AMENDMENTS**

**MODIFICATIONS**

**1. Part 1 of the *Domestic Substances List*<sup>1</sup> is amended by adding the following in numerical order:**

**1. La partie 1 de la *Liste intérieure*<sup>1</sup> est modifiée par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :**

27026-53-5 N-P	383905-70-2 N-P
95823-37-3 N	619328-32-4 N-P
105157-11-7 N	882073-43-0 N
128973-76-2 N	1146289-38-4 N-P
164250-92-4 N	

27026-53-5 N-P	383905-70-2 N-P
95823-37-3 N	619328-32-4 N-P
105157-11-7 N	882073-43-0 N
128973-76-2 N	1146289-38-4 N-P
164250-92-4 N	

**2. Part 2 of the List is amended by adding the following in numerical order:**

**2. La partie 2 de la même liste est modifiée par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :**

<sup>a</sup> S.C. 1999, c. 33  
<sup>b</sup> SOR/94-311  
<sup>c</sup> SOR/2005-247  
<sup>1</sup> SOR/94-311

<sup>a</sup> L.C. 1999, ch. 33  
<sup>b</sup> DORS/94-311  
<sup>c</sup> DORS/2005-247  
<sup>1</sup> DORS/94-311

Column 1	Column 2	Colonne 1	Colonne 2
Substance	Significant New Activity for which substance is subject to subsection 81(3) of the Act	Substance	Nouvelle activité pour laquelle la substance est assujettie au paragraphe 81(3) de la Loi
1001320-38-2 N-S	<p>1. Any activity involving the substance Carbamic acid, [(butylthio) thioxomethyl]-, butyl ester, in any quantity other than for use as a mining flotation reagent unless it is released beyond a final discharge point as defined under subsection 1(1) of the <i>Metal Mining Effluent Regulations</i>.</p> <p>2. The following information must be provided to the Minister at least 90 days before the commencement of the proposed significant new activity:</p> <p>(a) a description of the proposed significant new activity in relation to the substance;</p> <p>(b) the information specified in Schedule 4 of the <i>New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)</i>;</p> <p>(c) the information specified in item 8 of Schedule 5 to those Regulations; and</p> <p>(d) the information specified in item 11 of Schedule 6 to those Regulations.</p> <p>3. The above information will be assessed within 90 days after the day on which it is received by the Minister.</p>	1001320-38-2 N-S	<p>1. Toute activité relative à la substance [(Butylthio) thioxométhyl]-carbamate de butyle, peu importe la quantité en cause, autre que son utilisation comme réactif de flottation minier sauf si elle est rejetée au-delà d'un point de rejet final au sens du paragraphe 1(1) du <i>Règlement sur les effluents des mines de métaux</i>.</p> <p>2. Les renseignements ci-après doivent être fournis au ministre au moins 90 jours avant le début de la nouvelle activité proposée :</p> <p>a) la description de la nouvelle activité proposée à l'égard de la substance;</p> <p>b) les renseignements prévus à l'annexe 4 du <i>Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)</i>;</p> <p>c) les renseignements prévus à l'article 8 de l'annexe 5 de ce règlement;</p> <p>d) les renseignements prévus à l'article 11 de l'annexe 6 de ce règlement.</p> <p>3. Les renseignements qui précèdent seront évalués dans les 90 jours suivant leur réception par le ministre.</p>

**3. Part 3 of the List is amended by adding the following in numerical order:**

**3. La partie 3 de la même liste est modifiée par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :**

14674-4 N	Alkanium, 2-hydroxy- <i>N,N</i> -dialkyl- <i>N</i> -(2-hydroxyalkyl)-, salt with carboxylic acid 2-Hydroxy- <i>N,N</i> -dialkyl- <i>N</i> -(2-hydroxyalkyl)alkanium, sel avec un acide carboxylique
14796-0 N-P	Ethenylbenzene, polymer with 2-methyl-2-propenoic acid monoester with 1,2-propanediol, alkyl 2-methyl-2-propenoate, 2-propenoic acid, 2-hydroxy-3-[(1-oxo-2-propenyl)oxy]propyl neodecanoate, 3-hydroxy-2-[(1-oxo-2-propenyl)oxy]propyl neodecanoate, 2-[(2-methyl propenyl)oxy]ethyl 6-hydroxyhexanoate, isobornyl 2-methyl-2-propenoate, bis(1,1-dimethylpropyl)peroxide-initiated Éthénylbenzène polymérisé avec l'acide 2-méthyl-2-propénoïque monoester avec le propane-1,2-diol, le 2-méthyl-2-propénoate d'alkyle, l'acide 2-propénoïque, le néodécanoate de 2-hydroxy-3-[(1-oxopropén-2-yl)oxy]propyle, le néodécanoate de 3-hydroxy-2-[(1-oxopropén-2-yl)oxy]propyle, le 6-hydroxyhexanoate de 2-[(2-méthylpropényl)oxy]éthyle, le 2-méthyl-2-propénoate d'isobornyle, initié avec le bis(1,1-diméthylpropyl)peroxyde
16808-5 N-P	Fatty acids, polymers with benzoic acid, pentaerythritol, phthalic anhydride, and isophorone diisocyanate Acides gras polymérisés avec l'acide benzoïque, le pentaérythritol, l'anhydride phtalique, et le diisocyanate d'isophorone
17364-3 N-P	Propanoic acid, 3-hydroxy-2-(hydroxymethyl)-2-methyl-, polymer with modified phenylketone-aldehyde polymer and cycloalkyl diisocyanate, compds. with 2-(dimethylamino)ethanol Acide 3-hydroxy-2-(hydroxyméthyl)-2-méthylpropanoïque polymérisé avec une phénylcétone-aldéhyde polymérisée modifiée et un diisocyanate cycloalcylique, composés avec le 2-(diméthylamino)éthanol
18032-5 N-P	2,5-Heterocyclicdione, telomer with ethenylbenzene and (1-methylethyl)benzene, ester with $\alpha$ -methyl- $\omega$ -hydroxypoly(oxy-1,2-ethanediyl), ammonium salt Hétérocyclique-2,5-dione, télomérisée avec l'éthénylbenzène et l'isopropylbenzène, ester avec l' $\alpha$ -méthyl- $\omega$ -hydroxypoly(oxyéthane-1,2-diyl), sel d'ammonium
18081-0 N-P	2-Propenoic acid, 2-methyl-, alkyl ester, polymer with dodecyl 2-methyl-2-propenoate, ethenylbenzene and 2-hydroxyethyl 2-propenoate 2-Méthyl-2-propénoate d'alkyle polymérisé avec le 2-méthyl-2-propénoate de dodécyle, l'éthénylbenzène et le 2-propénoate de 2-hydroxyéthyle
18082-1 N-P	2-Alkenoic acid, docosyl ester, homopolymer 2-Alcénoate de docosyle homopolymérisé
18084-3 N-P	Hexanedioic acid, polymer with 2,2-dimethyl-1,3-propanediol, alkanediamine, hexanedioic acid 1,6-dihydrazide, 3-hydroxy-2-(hydroxymethyl)-2-methylpropanoic acid, 1,1'-methylenebis(4-isocyanatocyclohexane) and 1,3,5-triazine-2,4,6-triamine, compd. with <i>N,N</i> -diethylethanamine Acide hexanedioïque polymérisé avec le 2,2-diméthylpropane-1,3-diol, une alcanediamine, le 1,6-dihydrazide de l'acide hexanedioïque, l'acide 3-hydroxy-2-(hydroxyméthyl)-2-méthylpropanoïque, le 1,1'-méthylènebis(4-isocyanatocyclohexane) et la 1,3,5-triazine-2,4,6-triamine, composé avec la <i>N,N</i> -diéthyléthanamine

- 18085-4 N-P 2-Alkenoic acid, 2-methyl-, polymer with ethenylbenzene, ethyl 2-propenoate, butyl 2-propenoate and 2-propenoic acid, 2-methyl-, oxiranylmethyl ester, cmpds with ethanol, 2-(dimethylamino)-  
Acide 2-méthyl-2-alcénoïque polymérisé avec l'éthénylbenzène, le 2-propénoate d'éthyle, le 2-propénoate de butyle et le 2-méthyl-2-propénoate d'oxiranylméthyle, composés avec le 2-(diméthylamino)éthanol
- 18086-5 N-P 2,5-Furandione, polymer with 1-hexadecene, alkyloxirane polymer with oxirane bis(2-aminopropyl)ether and 2-methyl-1-propene, 4-arylamino imide  
Furanne-2,5-dione, polymérisée avec l'hexadéc-1-ène, un alkyloxirane polymérisé avec l'oxirane bis(2-aminopropyl)éther et le 2-méthylprop-1-ène, imide de 4-arylamino
- 18087-6 N-P 2-Propenoic acid, 2-methyl-, butyl ester, polymer with (1-methylethenyl)benzene dimer and 1,2-propanediol mono-2-propenoate, alkyl peroxide-initiated  
2-Méthyl-2-propénoate de butyle polymérisé avec le dimère de (1-méthyléthényl)benzène et le mono-2-propénoate de propane-1,2-diol, initié par un peroxyde alkylique
- 18088-7 N-P Hexanedioic acid, polymer with alkanediol, 5-amino-1,3,3-trimethylcyclohexanemethanamine, 2,2-dimethyl-1,3-propanediol,  $\alpha$ -hydro- $\omega$ -hydroxypoly(oxy-1,2-ethanediyl), and 1,1-methylenebis(4-isocyanatocyclohexane)  
Acide hexanedioïque polymérisé avec un alcanediol, la 5-amino-1,3,3-triméthylcyclohexanéméthanamine, le 2,2-diméthylpropane-1,3-diol,  $\alpha$ -hydro- $\omega$ -hydroxypoly(oxyéthane-1,2-diyl) et le 1,1-méthylènebis(4-isocyanatocyclohexane)
- 18089-8 N-P Hexanedioic acid, polymer with halogenated diol, 1,3-diisocyanatomethylbenzene and 1,2-propanediol  
Acide hexanedioïque polymérisé avec un diol halogéné, le 1,3-diisocyanatométhylbenzène et le propane-1,2-diol
- 18090-0 N-P Fatty acids, castor-oil, polymers with a lactone  
Acides gras d'huile de ricin, polymères avec une lactone
- 18091-1 N-P Fatty acids, C<sub>16-22</sub>, polymers with a lactone  
Acides gras en C<sub>16-22</sub>, polymères avec une lactone
- 18094-4 N-P 2-Propenoic acid, polymer with 2-methyl-2-propenoic acid, 2-propenoic acid, ethyl ester and poly(oxy-1,2-ethanediyl),  $\alpha$ -(2-methyl-1-oxo-2-propen-1-yl)- $\omega$ -hydroxy-, alkyl ethers  
Acide 2-propénoïque, polymérisé avec l'acide 2-méthyl-2-propénoïque, le 2-propénoate d'éthyle et le poly(oxyéthane-1,2-diyl), des éthers alkyliques d' $\alpha$ -(2-méthyl-1-oxo-2-propèn-1-yl)- $\omega$ -hydroxy-
- 18095-5 N-P 2-Propenoic acid, 2-methyl-, 1,2-ethanediyl ester, telomer with Bu 2-[[alkylthio]thioxomethyl]thio]-2-methylpropanoate, alkyl branched and linear alkyl methacrylate, 2-ethylhexyl methacrylate and Me methacrylate, tert-Bu 2-ethylhexaneperoxoate-initiated  
Ester éthane-1,2-diylque de l'acide 2-méthyl-2-propénoïque télomérisé avec un {[alkylthio]thioxométhyl]thio]-2-méthylpropanoate de butyle, un alkyle ramifié et linéaire de méthacrylate d'alkyle, le méthacrylate de 2-éthylhexyle et le méthacrylate de méthyle, initié par le 2-éthylhexaneperoxoate de tert-butyle

**COMING INTO FORCE**

**4. This Order comes into force on the day on which it is registered.**

**REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT**

*(This statement is not part of the orders.)*

**Issue and objectives**

The purpose of the *Order 2009-87-11-01 Amending the Domestic Substances List* and the *Order 2009-66-11-01 Amending the Domestic Substances List* (hereafter collectively referred to as "the orders") is to add 31 substances to the *Domestic Substances List* and make consequential deletions to the *Non-domestic Substances List*. In addition, the *Order 2009-66-11-01* also makes a correction to the name of one organism.

**ENTRÉE EN VIGUEUR**

**4. Le présent arrêté entre en vigueur à la date de son enregistrement.**

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION**

*(Ce résumé ne fait pas partie des arrêtés.)*

**Question et objectifs**

L'Arrêté 2009-87-11-01 modifiant la *Liste intérieure* et l'Arrêté 2009-66-11-01 modifiant la *Liste intérieure* (« les arrêtés », ci-après), ont pour objet d'inscrire 31 substances sur la *Liste intérieure* ainsi que de faire les radiations nécessaires à la *Liste extérieure*. De plus, l'Arrêté 2009-66-11-01 apporte une correction au nom d'un organisme.

**Description and rationale****The Domestic Substances List**

Subsection 66(1) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* requires that the Minister of the Environment maintain a list of substances, to be known as the “Domestic Substances List,” which specifies all substances that, in the case of chemicals or polymers, “the Minister is satisfied were, between January 1, 1984 and December 31, 1986, (a) manufactured in or imported into Canada by any person in a quantity of not less than 100 kg in any one calendar year; or (b) in Canadian commerce or used for commercial manufacturing purposes in Canada.”

Subsection 105(1) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* requires that the Minister list on the *Domestic Substances List* “any living organism if the Minister is satisfied that, between January 1, 1984 and December 31, 1986, the living organism (a) was manufactured in or imported into Canada by any person; and (b) entered or was released into the environment without being subject to conditions under this or any other Act of Parliament or of the legislature of a province.”

For the purposes of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, the *Domestic Substances List* is the sole basis for determining whether a substance is “existing” or “new” to Canada. Substances on the *Domestic Substances List*, except those identified with the indicator “S”, “S’ ” or “P”<sup>1</sup>, are not subject to the requirements of sections 81 and 106 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* and of their Regulations, namely the *New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)* and the *New Substances Notification Regulations (Organisms)* made under sections 89 and 114 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. Substances that are not on the *Domestic Substances List* will require notification and assessment as prescribed by these Regulations, before they can be manufactured in or imported into Canada.

The *Domestic Substances List* was published in the *Canada Gazette*, Part II, in May 1994. However, the *Domestic Substances List* is not a static list and is subject, from time to time, to additions, deletions or corrections that are published in the *Canada Gazette*. The *Order 2001-87-04-01 Amending the Domestic Substances List* (SOR/2001-214), published in the *Canada Gazette*, Part II, on July 4, 2001, establishes the structure of the List, whereby substances are listed by categories based on certain criteria<sup>2</sup>.

**The Non-domestic Substances List**

The United States Toxic Substances Control Act Inventory has been chosen as the basis for the *Non-domestic Substances List*. On a semi-annual basis, the *Non-domestic Substances List* is updated based on amendments to the American inventory. The *Non-domestic Substances List* only applies to substances that are chemicals and polymers. Substances added to the *Non-domestic*

<sup>1</sup> Some substances listed on the *Domestic Substances List* with the indicator “S” or “S’ ” may require notification in advance of their manufacture, import or use for a significant new activity. As well, substances with the indicator “P” require notification in advance of their manufacture or import if they are in a form that no longer meets the reduced regulatory requirement criteria as defined in the *New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)*.

<sup>2</sup> For more information, please visit [www.canadagazette.gc.ca/partII/2001/20010704/pdf/g2-13514.pdf](http://www.canadagazette.gc.ca/partII/2001/20010704/pdf/g2-13514.pdf).

**Description et justification****La Liste intérieure**

Le paragraphe 66(1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* stipule que le ministre de l'Environnement doit tenir à jour une liste, dite la « Liste intérieure », de toutes les substances — substances chimiques ou polymères — « qu'il estime avoir été, entre le 1<sup>er</sup> janvier 1984 et le 31 décembre 1986, a) soit fabriquées ou importées au Canada par une personne en une quantité d'au moins 100 kg au cours d'une année civile, b) soit commercialisées ou utilisées à des fins de fabrication commerciale au Canada. »

Le paragraphe 105(1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* stipule que le ministre de l'Environnement doit aussi tenir à jour la *Liste intérieure* en y inscrivant « tout organisme vivant s'il estime qu'entre le 1<sup>er</sup> janvier 1984 et le 31 décembre 1986, l'organisme vivant, a) d'une part, a été fabriqué ou importé au Canada par une personne; b) d'autre part, a pénétré dans l'environnement ou y a été rejeté sans être assujéti à des conditions fixées aux termes de la présente loi, de toute autre loi fédérale ou d'une loi provinciale. »

Pour l'application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, la *Liste intérieure* est la seule source qui permet de déterminer si une substance est « existante » ou « nouvelle » au Canada. Les substances qui sont inscrites à la *Liste intérieure*, exception faite de celles portant la mention « S », « S' » ou « P »<sup>1</sup>, ne sont pas assujétiées aux exigences des articles 81 et 106 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* et de leurs règlements, soit le *Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)* et le *Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (organismes)* pris en vertu des articles 89 et 114 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Les substances non inscrites sur la *Liste intérieure* doivent, conformément à la Loi, faire l'objet d'une déclaration et d'une évaluation comme le prévoient ces règlements, avant leur fabrication ou leur importation au Canada.

La *Liste intérieure* a été publiée dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, en mai 1994. Cependant, la *Liste intérieure* n'est pas statique et fait l'objet, lorsqu'il y a lieu, d'inscriptions, de radiations ou de corrections, qui sont publiées dans la *Gazette du Canada*. L'*Arrêté 2001-87-04-01 modifiant la Liste extérieure* (DORS/2001-214), publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 4 juillet 2001, établit la structure de la Liste en établissant des catégories de substances et les critères de celles-ci<sup>2</sup>.

**La Liste extérieure**

L'inventaire de la *Toxic Substances Control Act* des États-Unis a été retenu comme fondement pour la *Liste extérieure*. La *Liste extérieure* est mise à jour sur une base semestrielle à partir des modifications apportées à l'inventaire américain. La *Liste extérieure* ne s'applique qu'aux substances chimiques et aux polymères. Afin de protéger l'environnement et la santé humaine, les

<sup>1</sup> Certaines substances inscrites sur la *Liste intérieure* portant la mention « S » ou « S' » pourraient nécessiter une déclaration avant leur fabrication, leur importation ou leur utilisation pour une nouvelle activité. De plus, les substances portant la mention « P » nécessitent une déclaration avant leur fabrication ou leur importation, si elles sont sous une forme qui ne satisfait plus les critères des exigences réglementaires réduites tels qu'ils sont décrits par le *Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)*.

<sup>2</sup> Pour plus d'information, veuillez visiter : [www.gazette.gc.ca/archives/p2/2001/2001-07-04/pdf/g2-13514.pdf](http://www.gazette.gc.ca/archives/p2/2001/2001-07-04/pdf/g2-13514.pdf).

*Substances List* remain subject to notification and scientific assessment as new substances in Canada when manufactured or imported quantities exceed 1 000 kg per year, in order to protect the environment and human health. However, they are subject to fewer information requirements.

#### *Additions to the Domestic Substances List*

Subsection 66(3) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* requires the Minister of the Environment to add a chemical or a polymer to the *Domestic Substances List* where a substance was not included on the *Domestic Substances List* and the Minister of the Environment subsequently learns that, between January 1, 1984 and December 31, 1986, the substance was, (a) manufactured in or imported into Canada by any person in a quantity of not less than 100 kg in any one calendar year; or (b) in Canadian commerce or used for commercial manufacturing purposes in Canada.

Subsection 87(1) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* requires the Minister of the Environment to add a chemical or a polymer to the *Domestic Substances List* within 120 days after the following conditions are met: “(a) the Minister has been provided with information in respect of the substance under section 81 or 82 and any additional information or test results required under subsection 84(1); (b) the Ministers are satisfied that the substance has been manufactured in or imported into Canada by the person who provided the information in excess of (i) 1 000 kg in any calendar year, (ii) an accumulated total of 5 000 kg, or (iii) the quantity prescribed for the purposes of this section; and (c) the period for assessing the information under section 83 has expired; and (d) no conditions specified under paragraph 84(1)(a) in respect of the substance remain in effect.”

Subsection 87(5) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* requires the Minister to add a chemical or a polymer to the *Domestic Substances List* within 120 days after the following conditions are met: “(a) the Minister has been provided with any information in respect of the substance under subsections 81(1) to (13) or section 82, any additional information or test results required under subsection 84(1), and any other prescribed information; (b) the period for assessing the information under section 83 has expired; and (c) no conditions specified under paragraph 84(1)(a) in respect of the substance remain in effect.”

As 4 substances met the criteria under subsection 66(3) and 27 substances met the criteria under subsections 87(1) or (5), the Orders add them to the *Domestic Substances List*.

#### *Deletions from the Non-domestic Substances List*

Substances added to the *Domestic Substances List*, if they appear on the *Non-domestic Substances List*, are deleted from that List as indicated under subsections 66(3), 87(1) and (5) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. Nine of the substances that are being added to the *Domestic Substances List* were present on the *Non-domestic Substances List*, and are therefore deleted.

#### *Corrections to the Domestic Substances List*

Corrections to the *Domestic Substances List* are made by deleting the erroneous substance identification and then adding the appropriate ones. Based on scientific advancements in the field of chemistry, the name of a substance listed on the *Domestic Substances List* was changed. The *Order 2009-66-11-01* makes the necessary correction to the List.

substances inscrites sur la *Liste extérieure* qui sont fabriquées ou importées en quantités supérieures à 1 000 kg par année demeurent soumises aux exigences de déclaration et d'évaluation scientifique à titre de substances nouvelles au Canada. Toutefois, les exigences en matière d'information les concernant sont moindres.

#### *Inscriptions sur la Liste intérieure*

Le paragraphe 66(3) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* exige que le ministre de l'Environnement inscrive toute substance chimique ou polymère sur la *Liste intérieure* lorsqu'il apprend qu'elle a été, entre le 1<sup>er</sup> janvier 1984 et le 31 décembre 1986, a) soit fabriquée ou importée au Canada par une personne en une quantité d'au moins 100 kg au cours d'une année civile, b) soit commercialisée ou utilisée à des fins de fabrication commerciale au Canada.

Le paragraphe 87(1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* exige que le ministre de l'Environnement inscrive une substance chimique ou un polymère sur la *Liste intérieure* dans les 120 jours suivant la réalisation des conditions suivantes : « a) il a reçu des renseignements concernant la substance en application des articles 81 ou 82, ainsi que les renseignements complémentaires ou les résultats d'essais exigés en vertu du paragraphe 84(1); b) les ministres sont convaincus qu'elle a été fabriquée ou importée par la personne qui a fourni les renseignements en une quantité supérieure, selon le cas, à : (i) 1 000 kg au cours d'une année civile, (ii) un total de 5 000 kg, (iii) la quantité fixée par règlement pour l'application de cet article; c) le délai d'évaluation prévu à l'article 83 est expiré; d) la substance n'est plus assujettie aux conditions précisées au titre de l'alinéa 84(1)a. »

Le paragraphe 87(5) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* exige que le ministre inscrive une substance chimique ou un polymère sur la *Liste intérieure* dans les 120 jours suivant la réalisation des conditions suivantes : « a) il a reçu des renseignements concernant la substance en application des paragraphes 81(1) à (13) ou de l'article 82, les renseignements complémentaires ou les résultats d'essais exigés en vertu du paragraphe 84(1), ainsi que les renseignements réglementaires; b) le délai d'évaluation prévu à l'article 83 est expiré; c) la substance n'est plus assujettie aux conditions précisées au titre de l'alinéa 84(1)a. »

Étant donné que 4 substances répondent aux critères du paragraphe 66(3) et 27 substances répondent aux critères du paragraphe 87(1) ou (5), les arrêtés les inscrivent sur la *Liste intérieure*.

#### *Radiations de la Liste extérieure*

Les substances inscrites à la *Liste intérieure*, si elles figurent sur la *Liste extérieure*, sont radiées de cette dernière en vertu des paragraphes 66(3), 87(1) et (5) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Neuf des substances inscrites sur la *Liste intérieure* étaient présentes sur la *Liste extérieure* et sont par conséquent radiées de cette liste.

#### *Corrections à la Liste intérieure*

Des corrections à la *Liste intérieure* sont apportées en enlevant l'identification de la substance erronée et en inscrivant ensuite l'identification appropriée. À cause d'avancées scientifiques dans le domaine de la chimie, le nom d'une substance inscrite sur la *Liste intérieure* a été changé. L'*Arrêté 2009-66-11-01* apporte la correction nécessaire à la Liste.

### *Publication of masked names*

Section 88 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* requires the use of a masked name where the publication of the explicit chemical or biological name of a substance would result in the release of confidential business information in contravention of section 314 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. The procedure to be followed for creating such a name is set out in the *Masked Name Regulations*. The *Order 2009-87-11-01* adds 17 masked names to the *Domestic Substances List*. Despite section 88, the identity of these substances may be disclosed by the Minister in accordance with sections 315 or 316 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. Regulatees that wish to determine if a substance is listed on the confidential portion of the *Domestic Substances List* must file a Notice of *Bona Fide* intent to manufacture or import with the New Substances Program.

### *Alternatives*

The *Canadian Environmental Protection Act, 1999* sets out a process for updating the *Domestic Substances List* in accordance with strict timelines. Since the 31 substances covered by the Orders met the criteria for addition to that List, no alternative to their addition has been considered.

Similarly, there is no alternative to the proposed *Non-domestic Substances List* corrections, since substances' names cannot be on both the *Non-domestic Substances List* and the *Domestic Substances List*.

### *Benefits and costs*

#### Benefits

The amendment of the *Domestic Substances List* will benefit the public and governments by identifying additional substances that are in commerce in Canada, and will also benefit industry by exempting them from all assessment and reporting requirements under sections 81 and 106 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. In addition, the *Order 2009-66-11-01* will improve the accuracy of the substances list by making a necessary correction to the name of a listed substance.

#### Costs

There will be no incremental costs to the public, industry or governments associated with the orders.

#### *Consultation*

As the orders are administrative in nature and do not contain any information that would be subject to comment or objection by the general public, no consultation was required.

#### *Implementation, enforcement and service standards*

The *Domestic Substances List* identifies substances that, for the purposes of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, are not subject to the requirements of the *New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)* and the *New*

### *Publication des dénominations maquillées*

L'article 88 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* exige la publication d'une dénomination maquillée dans les cas où la publication de la dénomination chimique ou biologique d'une substance aboutirait à la divulgation de renseignements commerciaux de nature confidentielle en violation de l'article 314 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Les procédures à suivre pour l'élaboration d'une dénomination maquillée sont prescrites par le *Règlement sur les dénominations maquillées*. L'*Arrêté 2009-87-11-01* inscrit 17 substances sur la *Liste intérieure* qui sont représentées par des dénominations maquillées. Malgré l'article 88, l'identité de la substance peut être divulguée par le ministre conformément aux articles 315 ou 316 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Les personnes réglementées qui veulent déterminer si une substance est inscrite sur la partie confidentielle de la *Liste intérieure* doivent envoyer au Programme des substances nouvelles un avis d'intention véritable de fabriquer ou d'importer la substance.

### *Solutions envisagées*

La *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* édicte le régime des mises à jour de la *Liste intérieure*, lequel comporte des échéanciers très stricts. Étant donné que les 31 substances visées par les arrêtés ont rempli les conditions pour l'inscription à la *Liste intérieure*, aucune solution autre que leur inscription n'a été envisagée.

Dans le même ordre d'idées, les corrections proposées à la *Liste extérieure* constituent la seule solution envisageable, puisqu'une substance ne peut être inscrite sur la *Liste intérieure* et la *Liste extérieure* en même temps.

### *Avantages et coûts*

#### Avantages

La modification à la *Liste intérieure* entraînera des avantages pour le public et les gouvernements puisqu'elle identifiera les nouvelles substances qui sont commercialisées au Canada. L'industrie bénéficiera aussi de cette modification puisque ces substances seront exemptées de toutes les exigences en matière d'évaluation et de déclaration prévues aux articles 81 et 106 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. De plus, l'*Arrêté 2009-66-11-01* améliorera la précision de la Liste en apportant une correction nécessaire au nom d'une substance inscrite.

#### Coûts

Aucun coût différentiel associé à ces arrêtés ne sera encouru par le public, l'industrie ou les gouvernements.

#### *Consultation*

Étant donné que les arrêtés sont de nature administrative et qu'ils ne contiennent aucun renseignement pouvant faire l'objet de commentaire ou d'objection de la part du public en général, aucune consultation ne s'est avérée nécessaire.

#### *Mise en œuvre, application et normes de service*

La *Liste intérieure* identifie, tel qu'il est requis par la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, les substances qui ne sont pas assujetties aux exigences du *Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances*

*Substances Notification Regulations (Organisms)*. Furthermore, as the orders only add 31 substances to the *Domestic Substances List*, make necessary deletions to the *Non-domestic Substances List* and make one correction to the *Domestic Substances List*, developing an implementation plan, a compliance strategy or establishing a service standard is not required.

**Contact**

Mr. Mark Burgham  
Acting Executive Director  
Program Development and Engagement Division  
Science and Risk Assessment Directorate  
Science and Technology Branch  
Environment Canada  
Gatineau, Quebec  
K1A 0H3  
New Substances Information Line:  
1-800-567-1999 (toll free in Canada)  
819-953-7156 (outside of Canada)

*chimiques et polymères*) et du *Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (organismes)*. De plus, puisque les arrêtés ne font qu'inscrire 31 substances sur la *Liste intérieure*, effectuer les radiations nécessaires à la *Liste extérieure* et apporter une correction à la *Liste intérieure*, il n'est pas nécessaire d'élaborer un plan de mise en œuvre, une stratégie de conformité ou des normes de service.

**Personne-ressource**

Monsieur Mark Burgham  
Directeur exécutif intérimaire  
Division de la mobilisation et de l'élaboration de programmes  
Direction des sciences et de l'évaluation des risques  
Direction générale des sciences et de la technologie  
Environnement Canada  
Gatineau (Québec)  
K1A 0H3  
Ligne d'information sur les substances nouvelles :  
1-800-567-1999 (sans frais au Canada)  
819-953-7156 (à l'extérieur du Canada)

Registration  
SOR/2009-310 November 20, 2009

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

### Order 2009-66-11-01 Amending the Domestic Substances List

Whereas the Minister of the Environment is satisfied that the substances referred to in the annexed Order were, between January 1, 1984 and December 31, 1986, manufactured in Canada by any person in a quantity of not less than 100 kg in any one calendar year, meeting the requirement set out in paragraph 66(1)(a) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>a</sup>;

Whereas the Minister of the Environment is satisfied that the living organism referred to in the annexed Order was, between January 1, 1984 and December 31, 1986, manufactured in or imported into Canada by any person and entered or was released into the environment without being subject to conditions under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>a</sup> or any other Act of Parliament or of the legislature of a province, meeting the requirements set out in subsection 105(1) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>a</sup>;

Therefore, the Minister of the Environment, pursuant to subsections 66(3), 105(1) and 105(2) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>a</sup>, hereby makes the annexed *Order 2009-66-11-01 Amending the Domestic Substances List*.

Ottawa, November 17, 2009

JIM PRENTICE  
*Minister of the Environment*

#### ORDER 2009-66-11-01 AMENDING THE DOMESTIC SUBSTANCES LIST

##### AMENDMENTS

1. Part 1 of the *Domestic Substances List*<sup>1</sup> is amended by adding the following in numerical order:

1344-58-7  
7783-22-4  
10049-14-6  
19525-15-6

2. (1) Part 5 of the List is amended by deleting the following under the heading “*Organisms/Organismes*”:

*Aspergillus niger*  
ATCC 9642

Enregistrement  
DORS/2009-310 Le 20 novembre 2009

LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (1999)

### Arrêté 2009-66-11-01 modifiant la Liste intérieure

Attendu que le ministre de l'Environnement estime que les substances visées par l'arrêté ci-après ont été, entre le 1<sup>er</sup> janvier 1984 et le 31 décembre 1986, fabriquées au Canada par une personne en une quantité d'au moins 100 kg au cours d'une année civile, et que le critère fixé à l'alinéa 66(1)a) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>a</sup> est ainsi rempli;

Attendu que le ministre de l'Environnement estime qu'un des organismes vivants visés par l'arrêté ci-après a été, entre le 1<sup>er</sup> janvier 1984 et le 31 décembre 1986, fabriqué ou importé au Canada par une personne et que cet organisme a pénétré dans l'environnement ou y a été rejeté sans être assujéti à des conditions fixées aux termes de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>a</sup>, de toute autre loi fédérale ou d'une loi provinciale, et que les critères fixés à l'article 105 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>a</sup> sont ainsi remplis,

À ces causes, en vertu des paragraphes 66(3), 105(1) et 105(2) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>a</sup>, le ministre de l'Environnement prend l'*Arrêté 2009-66-11-01 modifiant la Liste intérieure*, ci-après.

Ottawa, le 17 novembre 2009

*Le ministre de l'Environnement,*  
JIM PRENTICE

#### ARRÊTÉ 2009-66-11-01 MODIFIANT LA LISTE INTÉRIEURE

##### MODIFICATIONS

1. La partie 1 de la *Liste intérieure*<sup>1</sup> est modifiée par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :

1344-58-7  
7783-22-4  
10049-14-6  
19525-15-6

2. (1) La partie 5 de la même liste est modifiée par radiation, sous l'intertitre « *Organisms/Organismes* », de ce qui suit :

*Aspergillus niger*  
ATCC 9642

<sup>a</sup> S.C. 1999, c. 33  
<sup>1</sup> SOR/94-311

<sup>a</sup> L.C. 1999, ch. 33  
<sup>1</sup> DORS/94-311



(2) Part 5 of the List is amended by adding the following in alphabetical order under the heading “*Organisms/Organismes*”:

*Aspergillus brasiliensis*

ATCC 9642

**COMING INTO FORCE**

3. This Order comes into force on the day on which it is registered.

N.B. The Regulatory Impact Analysis Statement for this Order appears at page 2281, following SOR/2009-309.

(2) La partie 5 de la même liste est modifiée par adjonction, sous l’intertitre « *Organisms/Organismes* », selon l’ordre alphabétique, de ce qui suit :

*Aspergillus brasiliensis*

ATCC 9642

**ENTRÉE EN VIGUEUR**

3. Le présent arrêté entre en vigueur à la date de son enregistrement.

N.B. Le Résumé de l’étude d’impact de la réglementation de cet arrêté se trouve à la page 2281, à la suite du DORS/2009-309.

Registration  
SOR/2009-311 November 24, 2009

Enregistrement  
DORS/2009-311 Le 24 novembre 2009

AGRICULTURAL PRODUCTS MARKETING ACT

LOI SUR LA COMMERCIALISATION DES PRODUITS AGRICOLES

**Order Amending the British Columbia Vegetable Marketing Levies Order**

**Décret modifiant le Décret sur la taxe relative à la commercialisation des légumes en Colombie-Britannique**

The British Columbia Vegetable Marketing Commission, pursuant to section 3 and paragraph 4(a)<sup>a</sup> of the *British Columbia Vegetable Order*<sup>b</sup>, hereby makes the annexed *Order Amending the British Columbia Vegetable Marketing Levies Order*.

En vertu de l'article 3 et de l'alinéa 4(a)<sup>a</sup> du *Décret sur les légumes de la Colombie-Britannique*<sup>b</sup>, l'Office appelé British Columbia Vegetable Marketing Commission prend le *Décret modifiant le Décret sur la taxe relative à la commercialisation des légumes en Colombie-Britannique*, ci-après.

Surrey, British Columbia, November 17, 2009

Surrey (Colombie-Britannique), le 17 novembre 2009

**ORDER AMENDING THE BRITISH COLUMBIA VEGETABLE MARKETING LEVIES ORDER**

**DÉCRET MODIFIANT LE DÉCRET SUR LA TAXE RELATIVE À LA COMMERCIALISATION DES LÉGUMES EN COLOMBIE-BRITANNIQUE**

**AMENDMENTS**

**MODIFICATIONS**

1. The definitions "District I" and "District III" in section 1 of the *British Columbia Vegetable Marketing Levies Order*<sup>1</sup> are repealed.
2. The schedule to the Order is replaced by the schedule set out in the schedule to this Order.

1. Les définitions de « District I » et « District III », à l'article 1 du *Décret sur la taxe relative à la commercialisation des légumes en Colombie-Britannique*<sup>1</sup>, sont abrogées.
2. L'annexe du même décret est remplacée par l'annexe figurant à l'annexe du présent décret.

**COMING INTO FORCE**

**ENTRÉE EN VIGUEUR**

3. This Order comes into force on the day on which it is registered.

3. Le présent décret entre en vigueur à la date de son enregistrement.

**SCHEDULE**  
(Section 2)

**SCHEDULE**  
(Section 2)

**ADMINISTRATION LEVIES**

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5
Item	Crop	Producer	Based on volume of crop	Based on area cultivated	Research and industry development
1.	Greenhouse Crops	(a) Producer equal to or less than 5 000 m <sup>2</sup>	nil	\$0.075 / m <sup>2</sup>	\$0.11 / m <sup>2</sup>
		(b) Producer more than 5 000 m <sup>2</sup>	nil	\$0.095 / m <sup>2</sup>	\$0.15 / m <sup>2</sup>
		(c) Producer-shipper equal to or less than 5 000 m <sup>2</sup>	nil	\$0.075 / m <sup>2</sup>	\$0.11 / m <sup>2</sup>
		(d) Producer-shipper more than 5 000 m <sup>2</sup>	nil	\$0.095 / m <sup>2</sup>	\$0.15 / m <sup>2</sup>
2.	Storage Crops	(a) All producers: fresh crops except potatoes	\$2.81 / ton	nil	\$0.110 / ton
		(b) All producers: fresh potatoes	\$4.56 / ton	nil	\$0.110 / ton
		(c) All producers: contract crops except potatoes	\$2.26 / ton	nil	\$0.110 / ton

<sup>a</sup> SOR/2002-309, s. 2

<sup>b</sup> SOR/81-49

<sup>1</sup> SOR/2008-244

<sup>a</sup> DORS/2002-309, art. 2

<sup>b</sup> DORS/81-49

<sup>1</sup> DORS/2008-244

**SCHEDULE — Continued**

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	
Item	Crop	Producer	Based on volume of crop	Based on area cultivated	Research and industry development
		(d) All producers: contract potatoes	\$4.01 / ton	nil	\$0.110 / ton
		(e) All producers: cabbage, rutabagas and turnips	nil	nil	\$0.500 / ton
3.	Field Crops District II	All producers	\$0.088 / case	nil	\$0.002 / ton
4.	Processing Crops	(a) All producers: broccoli, Brussels sprouts and cauliflower	\$3.50 / ton	nil	nil
		(b) All producers: peas	\$3.65 / ton	nil	nil
		(c) All producers: beans	\$2.97 / ton	nil	nil
		(d) All producers: corn	\$1.16 / ton	nil	nil
		(e) All producers: strawberries	\$3.60 / ton	nil	nil

**ANNEXE  
(article 2)**

**ANNEXE  
(article 2)**

**TAXES ET PRÉLÈVEMENTS**

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4	Colonne 5	
Article	Légumes	Producteurs	D'après le volume de légumes récoltés	D'après la surface cultivée	Pour le développement de l'industrie et de la recherche
1.	Légumes de serre	a) Producteur de 5 000 m <sup>2</sup> ou moins	aucun	0,075 \$ du m <sup>2</sup>	0,11 \$ du m <sup>2</sup>
		b) Producteur de plus de 5 000 m <sup>2</sup>	aucun	0,095 \$ du m <sup>2</sup>	0,15 \$ du m <sup>2</sup>
		c) Producteur-expéditeur de 5 000 m <sup>2</sup> ou moins	aucun	0,075 \$ du m <sup>2</sup>	0,11 \$ du m <sup>2</sup>
		d) Producteur-expéditeur de plus de 5 000 m <sup>2</sup>	aucun	0,095 \$ du m <sup>2</sup>	0,15 \$ du m <sup>2</sup>
2.	Légumes d'hiver	a) Producteur de légumes d'hiver frais sauf de pommes de terre	2,81 \$ la tonne	aucun	0,110 \$ la tonne
		b) Producteur de pommes de terre fraîches	4,56 \$ la tonne	aucun	0,110 \$ la tonne
		c) Producteur à contrat de légumes d'hiver sauf de pommes de terre	2,26 \$ la tonne	aucun	0,110 \$ la tonne
		d) Producteur à contrat de pommes de terre	4,01 \$ la tonne	aucun	0,110 \$ la tonne
		e) Producteur de choux, rutabagas et navets	aucun	aucun	0,500 \$ la tonne
3.	Légumes des champs District II	Tous les producteurs	0,088 \$ la caisse	aucun	0,002 \$ la tonne
4.	Légumes destinés à la transformation	a) Producteur de brocolis, choux de Bruxelles et choux-fleurs	3,50 \$ la tonne	aucun	aucun
		b) Producteur de pois	3,65 \$ la tonne	aucun	aucun
		c) Producteur de haricots	2,97 \$ la tonne	aucun	aucun
		d) Producteur de maïs	1,16 \$ la tonne	aucun	aucun
		e) Producteur de fraises	3,60 \$ la tonne	aucun	aucun

**EXPLANATORY NOTE**

*(This note is not part of the Order.)*

The amendments to the Order eliminate certain regional districts for marketing purposes and update the levy rates to be paid by all persons engaged in the production or marketing of vegetables.

**NOTE EXPLICATIVE**

*(La présente note ne fait pas partie du décret.)*

Les modifications visent à éliminer des districts régionaux à des fins de commercialisation et à actualiser les taux de taxes devant être versées par les personnes qui produisent ou commercialisent des légumes.

Registration  
SOR/2009-312 November 26, 2009

AGRICULTURAL PRODUCTS MARKETING ACT

### Order Amending the Quebec Wood Producers' Levies (Interprovincial and Export Trade) Order

The Syndicat des propriétaires forestiers de la région de Québec, pursuant to sections 3<sup>a</sup> and 4 of the *Quebec Wood Order, 1983*<sup>b</sup>, hereby makes the annexed *Order Amending the Quebec Wood Producers' Levies (Interprovincial and Export Trade) Order*.

Quebec, Quebec, November 23, 2009

#### ORDER AMENDING THE QUEBEC WOOD PRODUCERS' LEVIES (INTERPROVINCIAL AND EXPORT TRADE) ORDER

##### AMENDMENTS

**1. The long title of the French version of the *Quebec Wood Producers' Levies (Interprovincial and Export Trade) Order*<sup>1</sup> is replaced by the following:**

ORDONNANCE SUR LES CONTRIBUTIONS EXIGIBLES DES PRODUCTEURS DE BOIS DE LA RÉGION DE QUÉBEC (MARCHÉS INTERPROVINCIAL ET COMMERCE D'EXPORTATION)

**2. The definitions "Commodity Board" and "Plan" in section 1 of the Order are replaced by the following:**

"Commodity Board" means the Syndicat des propriétaires forestiers de la région de Québec. (*Syndicat*)

"Plan" means the *Plan conjoint des producteurs de bois de la région de Québec*, R.Q., c. M-35.1, r. 165. (*Plan*)

**3. Sections 2 to 4 of the Order is replaced by the following:**

**2.** Every producer shall pay to the Commodity Board, for all wood marketed by the producer in interprovincial and export trade, the applicable levies fixed or imposed in the following regulations, as amended from time to time:

(a) *Règlement sur les contributions des producteurs de bois de la région de Québec*, R.Q., c. M-35.1, r. 158;

(b) *Règlement sur le fonds de roulement des producteurs de bois de la région de Québec*, R.Q., c. M-35.1, r. 162; and

(c) *Règlement sur le fonds d'aménagement forestier des producteurs de bois de la région de Québec*, R.Q., c. M-35.1, r. 161.

Enregistrement  
DORS/2009-312 Le 26 novembre 2009

LOI SUR LA COMMERCIALISATION DES PRODUITS AGRICOLES

### Ordonnance modifiant l'Ordonnance sur les contributions exigibles des producteurs de bois de la région de Québec (marchés interprovincial et international)

En vertu des articles 3<sup>a</sup> et 4 du *Décret de 1983 sur le bois du Québec*<sup>b</sup>, le Syndicat des propriétaires forestiers de la région de Québec prend l'*Ordonnance modifiant l'Ordonnance sur les contributions exigibles des producteurs de bois de la région de Québec (marchés interprovincial et international)*, ci-après.

Québec (Québec), le 23 novembre 2009

#### ORDONNANCE MODIFIANT L'ORDONNANCE SUR LES CONTRIBUTIONS EXIGIBLES DES PRODUCTEURS DE BOIS DE LA RÉGION DE QUÉBEC (MARCHÉ INTERPROVINCIAL ET INTERNATIONAL)

##### MODIFICATIONS

**1. Le titre de la version française de l'*Ordonnance sur les contributions exigibles des producteurs de bois de la région de Québec (marchés interprovincial et international)*<sup>1</sup> est remplacé par ce qui suit :**

ORDONNANCE SUR LES CONTRIBUTIONS EXIGIBLES DES PRODUCTEURS DE BOIS DE LA RÉGION DE QUÉBEC (MARCHÉS INTERPROVINCIAL ET COMMERCE D'EXPORTATION)

**2. Les définitions de « Plan » et « Syndicat », à l'article 1 de la même ordonnance, sont respectivement remplacées par ce qui suit :**

« Plan » Le *Plan conjoint des producteurs de bois de la région de Québec*, R.Q., c. M-35.1, r. 165. (*Plan*)

« Syndicat » Le Syndicat des propriétaires forestiers de la région de Québec. (*Commodity Board*)

**3. Les articles 2 à 4 de la même ordonnance sont remplacés par ce qui suit :**

**2.** Le producteur doit payer au Syndicat, pour le bois commercialisé sur le marché interprovincial et dans le commerce d'exportation, les contributions fixées ou imposées par les règlements ci-après avec leurs modifications successives :

(a) le *Règlement sur les contributions des producteurs de bois de la région de Québec*, R.Q., c. M-35.1, r. 158;

(b) le *Règlement sur le fonds de roulement des producteurs de bois de la région de Québec*, R.Q., c. M-35.1, r. 162;

(c) le *Règlement sur le fonds d'aménagement forestier des producteurs de bois de la région de Québec*, R.Q., c. M-35.1, r. 161.

<sup>a</sup> SOR/85-1067

<sup>b</sup> SOR/83-713

<sup>1</sup> SOR/98-277

<sup>a</sup> DORS/85-1067

<sup>b</sup> DORS/83-713

<sup>1</sup> DORS/98-277

#### METHOD OF COLLECTION

3. All levies fixed and imposed under the Regulations set out in section 2 are payable by the producer or the buyer to the Commodity Board at its head office located in Quebec City, Quebec in compliance with the terms and conditions set out in those Regulations, including, as the case may be, by direct payment from the producer to the Commodity Board, by a deduction made by the Commodity Board from the sale price payable to the producer or by a deduction effected by the buyer and remitted directly to the Commodity Board.

#### COMING INTO FORCE

4. **This Order comes into force on the day on which it is registered.**

#### EXPLANATORY NOTE

*(This note is not part of the Order.)*

The Order is being made in accordance with a request received from the Standing Joint Committee for the Scrutiny of Regulations regarding the inconsistency between the French term “commerce d’exportation” used in the *Quebec Wood Order, 1983* and the French term “marché international” used in the *Quebec Wood Producers’ Levies (Interprovincial and Export Trade) Order*. The amendment also corrects both translations of the name of the Commodity Board and the name of the Plan, neither of which have an official translation. Finally, sections 3 and 4 of the Order have been amalgamated to eliminate any risk of duplication of levies.

#### MODE DE LA PERCEPTION

3. Toutes les contributions prévues par les règlements mentionnés à l’article 2 sont payables, selon les conditions qui y sont énoncées, par le producteur ou l’acheteur au Syndicat, à son siège situé dans la ville de Québec (Québec), par un paiement direct du producteur au Syndicat, par une retenue ou une déduction effectuée par le Syndicat à même le prix payable au producteur ou par une retenue effectuée par l’acheteur et remise au Syndicat.

#### ENTRÉE EN VIGUEUR

4. **La présente ordonnance entre en vigueur à la date de son enregistrement.**

#### NOTE EXPLICATIVE

*(La présente note ne fait pas partie de l’ordonnance.)*

L’Ordonnance est prise à la suite des observations du Comité mixte permanent d’examen de la réglementation. Les modifications visent, entre autre, à corriger le manque d’uniformité entre l’expression « marché international » utilisée dans le *Décret de 1983 sur le bois du Québec* et celle de « marché internationale » utilisée dans l’*Ordonnance sur les contributions exigibles des producteurs de bois de la région de Québec (marchés interprovincial et internationale)* dans la version française. De plus, les définitions de « Plan » et « Syndicat » sont modifiées pour les rendre conforme à leur désignation légale. Finalement, les articles 3 et 4 sont modifiés afin d’éliminer le risque de duplication des contributions.

Registration  
SOR/2009-313 November 26, 2009

FIREARMS ACT

## Regulations Amending the Firearms Marking Regulations

P.C. 2009-1888 November 26, 2009

Whereas the Minister of Public Safety and Emergency Preparedness is of the opinion that the changes made to the *Firearms Marking Regulations*<sup>a</sup> by the annexed *Regulations Amending the Firearms Marking Regulations* are so immaterial and insubstantial that section 118 of the *Firearms Act*<sup>b</sup> should not be applicable in the circumstances;

And whereas that Minister will, in accordance with subsection 119(4) of that Act<sup>b</sup>, have a statement of the reasons why he formed that opinion laid before each House of Parliament;

Therefore, Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Public Safety and Emergency Preparedness, pursuant to section 117<sup>c</sup> of the *Firearms Act*<sup>b</sup>, hereby makes the annexed *Regulations Amending the Firearms Marking Regulations*<sup>s</sup>.

### REGULATIONS AMENDING THE FIREARMS MARKING REGULATIONS

#### AMENDMENT

1. Section 6 of the *Firearms Marking Regulations*<sup>1</sup> is replaced by the following:

6. These Regulations come into force on December 1, 2010.

#### COMING INTO FORCE

2. These Regulations come into force on the day on which they are registered.

#### REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

#### Executive Summary

**Issue:** The *Firearms Marking Regulations* (the Regulations) are scheduled to come into force on December 1, 2009. This amendment seeks to defer the implementation date for one year, to December 1, 2010.

Enregistrement  
DORS/2009-313 Le 26 novembre 2009

LOI SUR LES ARMES À FEU

## Règlement modifiant le Règlement sur le marquage des armes à feu

C.P. 2009-1888 Le 26 novembre 2009

Attendu que le ministre de la Sécurité publique et de la Protection civile estime que l'obligation de dépôt prévue à l'article 118 de la *Loi sur les armes à feu*<sup>a</sup> ne s'applique pas au *Règlement modifiant le Règlement sur le marquage des armes à feu*, ci-après, parce qu'il n'apporte pas de modification de fond notable au *Règlement sur le marquage des armes à feu*<sup>b</sup>;

Attendu que, conformément au paragraphe 119(4) de cette loi<sup>a</sup>, le ministre de la Sécurité publique et de la Protection civile fera déposer devant chaque chambre du Parlement une déclaration énonçant les justificatifs sur lesquels il se fonde,

À ces causes, sur recommandation du ministre de la Sécurité publique et de la Protection civile et en vertu de l'article 117<sup>c</sup> de la *Loi sur les armes à feu*<sup>a</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement modifiant le Règlement sur le marquage des armes à feu*<sup>b</sup>, ci-après.

### RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LE MARQUAGE DES ARMES À FEU

#### MODIFICATION

1. L'article 6 du *Règlement sur le marquage des armes à feu*<sup>1</sup> est remplacé par ce qui suit :

6. Le présent règlement entre en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2010.

#### ENTRÉE EN VIGUEUR

2. Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

#### RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

#### Résumé

**Question :** Le *Règlement sur le marquage des armes à feu* (le Règlement) doit prendre effet le 1<sup>er</sup> décembre 2009. La mesure vise à reporter d'une année son entrée en vigueur, soit au 1<sup>er</sup> décembre 2010.

<sup>a</sup> SOR/2004-275

<sup>b</sup> S.C. 1995, c. 39

<sup>c</sup> S.C. 2003, c. 22, par. 224(z.38)

<sup>1</sup> SOR/2004-275

<sup>a</sup> L.C. 1995, ch. 39

<sup>b</sup> DORS/2004-275

<sup>c</sup> L.C. 2003, ch. 22, al. 224z.38)

<sup>1</sup> DORS/2004-275

**Description:** The Regulations are meant to give effect to the UN firearms marking protocol. The deferral will provide sufficient time to examine marking options not previously considered, including a proposal from the firearms industry to place the information required by international treaties on metallic strips.

**Cost-benefit statement:** The deferral of the coming into force of the Regulations has no significant cost implications.

**Business and consumer impacts:** Some businesses who manufacture or import firearms, and who have taken steps to comply with the current coming into force date may have incurred some costs; while other businesses that had not taken such steps will likely benefit from the delay by way of a longer period in which to adjust business practices.

**Domestic and international coordination and cooperation:** International agreements on marking firearms were signed in 1997 and 2002, by the previous government. The Regulations result from these treaties.

**Description :** Le Règlement vise à donner effet au protocole des Nations Unies sur le marquage des armes à feu. Le report accordera suffisamment de temps pour la tenue d'un examen d'options de marquage qui n'étaient pas envisagées auparavant, notamment celle proposée par l'industrie des armes à feu de mettre, sur une bande métallique, l'information requise aux termes des traités internationaux.

**Énoncé des coûts et avantages :** Le report de l'entrée en vigueur du Règlement n'a pas d'incidence importante sur les coûts.

**Incidences sur les entreprises et les consommateurs :** Certaines entreprises qui fabriquent ou importent des armes à feu et qui ont pris des mesures pour se conformer aux dispositions du Règlement dans sa version actuelle pourraient avoir engagé des dépenses à cette fin tandis que celles qui ne l'ont pas encore fait bénéficieraient vraisemblablement de la prolongation du délai pour adapter leurs pratiques aux nouvelles exigences.

**Coordination et coopération à l'échelle nationale et internationale :** Des accords internationaux sur le marquage des armes à feu ont été signés par le gouvernement précédent en 1997 et en 2002. Le Règlement découle de ces traités.

### Issue

The Regulations are scheduled to come into force on December 1, 2009. This amendment seeks to defer the implementation date for one year, to December 1, 2010.

### Objectives

The deferral will allow sufficient time to analyze additional marking options not previously considered, in order to arrive at a new and more stakeholder-appropriate system, including a proposal to place the information required by international treaties on metallic strips.

Any proposed regulatory approach should be consistent with our international commitments and contribute to public safety. At the same time, concerns of the firearms sector and owners regarding the administrative and cost burdens associated with a marking regime must be addressed.

### Description

The *Regulations Amending the Firearms Marking Regulations* defer the coming into force date of the Regulations, SOR/2007-266, from December 1, 2009 to December 1, 2010.

The Regulations establish requirements for the marking of firearms being imported to Canada by individuals and businesses and for the marking of all firearms manufactured in Canada. These requirements respond to obligations undertaken by Canada as a signatory to the *Inter-American Convention against the Illicit Manufacturing of and Trafficking in Firearms, Ammunition, Explosives and Other Related Materials* (CIFTA) since 1997, and the United Nations *Protocol against the Illicit Manufacturing of and Trafficking in Firearms, their Parts and Components and Ammunition* (UN Firearms Protocol) since 2002. The purpose of the treaties is to reduce firearms trafficking and fight transnational organized crime through a variety of measures, including the marking of firearms to help trace crime guns.

### Question

Le Règlement doit prendre effet le 1<sup>er</sup> décembre 2009. La mesure vise à reporter d'une année son entrée en vigueur, soit au 1<sup>er</sup> décembre 2010.

### Objectifs

Le report accordera suffisamment de temps pour la tenue d'un examen d'options de marquage qui n'étaient pas envisagées auparavant, notamment celle de mettre, sur une bande métallique, l'information requise aux termes des traités internationaux, afin d'établir un nouveau système mieux adapté pour les intervenants.

Toute mesure réglementaire proposée devrait être conforme à nos engagements internationaux et contribuer à la sécurité publique. Elle doit aussi permettre de répondre aux préoccupations des propriétaires d'armes à feu et à celles du secteur des armes à feu au sujet du fardeau administratif et des coûts liés au régime de marquage.

### Description

Le Règlement modifiant le Règlement sur le marquage des armes à feu reporte la date d'entrée en vigueur du Règlement, DORS/2007-266, du 1<sup>er</sup> décembre 2009 au 1<sup>er</sup> décembre 2010.

Le Règlement pose les exigences relatives au marquage des armes à feu importées au Canada par des particuliers et des entreprises ainsi que de toutes celles fabriquées au Canada. Ces exigences sont en fonction des obligations du Canada, en sa qualité de partie signataire de la Convention interaméricaine contre la fabrication et le trafic illicites d'explosifs, d'armes à feu, de munitions, d'explosifs et d'autres matériels connexes (CIFTA) depuis 1997, et du Protocole des Nations Unies contre la fabrication et le trafic illicites d'armes à feu, de leurs pièces, éléments et munitions, additionnel à la Convention des Nations Unies contre la criminalité transnationale organisée (protocole des NU sur les armes à feu) depuis 2002. Ces traités visent à réduire le trafic d'armes à feu et à lutter contre le crime transnational organisé au moyen d'une gamme de mesures, notamment le marquage des armes à feu, pour trouver la provenance des armes à feu utilisées dans la perpétration de crimes.

The markings would require the stamping or engraving of a country code, "CA" or "Canada," and either, in the case of newly manufactured firearms, the name of the manufacturer and serial number, or with respect to imported firearms, the last two digits of the year of importation on all firearms. The Regulations also provide specifications with respect to the depth and size of the markings. Markings are, subject to certain exceptions, to be put on the receiver of the firearm and to be visible without the need to disassemble the firearm.

Implementation of the Regulations was initially set for April 1, 2006. Following representations from firearms stakeholders, especially firearms importers, implementation was deferred until December 1, 2007, and deferred again until December 1, 2009.

During the most recent deferral period, the Government of Canada funded an independent study to examine various marking technologies available, and the implications for the Canadian firearms industry and law enforcement. The study, completed in July 2009, found the following:

- that the presence of markings expedite law enforcement tracing efforts by focusing investigations;
- that different marking technologies exist, with stamping among the least costly and most tamper resistant; and,
- that implementation of the Regulations is not expected to have a significant impact on Canadian manufacturers, or the small number of large Canadian importers bringing the majority of firearms into Canada annually, since it is believed that these businesses could make arrangements to have markings made at the time of manufacture.

However, it was not possible to conclusively determine the financial impact on individuals and small importing businesses and manufacturers.

Moreover, since the study focussed on the requirements of the current Regulations, there are additional options that the study did not examine, including a proposal from the firearms industry to place the information required by international treaties on metallic strips, similar to those issued from 1998 to 2003 to affix firearms identification numbers (FINs) to firearms that did not have serial numbers.

The Canadian Firearms Advisory Committee has stated that implementation of the current Regulations will have a ruinous effect on Canada's firearms industry, resulting in the closure of many major importers and will cause a resultant closure of many retailers. The Committee has also recommended the implementation of a metallic strip marking system.

#### *Regulatory and non-regulatory options considered*

Amending the Regulations to require the application of metallic strip markings was first considered in September 2009. However, preliminary analysis found that such an approach raised a number of program design and implementation issues that could not be resolved prior to December 1, 2009.

#### *Benefits and costs*

The deferral of the coming into force of the Regulations has no significant cost implications

Le marquage requiert l'estampage ou la gravure sur toutes les armes à feu du code de pays, « CA » ou « Canada », et soit, dans le cas d'une arme à feu fabriquée, le nom de son fabricant et son numéro de série, soit, dans le cas d'une arme à feu importée, les deux derniers chiffres de l'année d'importation. Le Règlement fournit également les spécifications concernant la profondeur et la hauteur des caractères des marques. Les marques doivent, sous réserve de certaines exceptions, être inscrites sur la carcasse et être lisibles sans qu'il soit nécessaire pour les lire de démonter l'arme à feu.

L'entrée en vigueur du Règlement était initialement prévue le 1<sup>er</sup> avril 2006. À la suite de demandes des intervenants du secteur, notamment les importateurs d'armes à feu, la prise d'effet a été reportée au 1<sup>er</sup> décembre 2007, puis au 1<sup>er</sup> décembre 2009.

Au cours de la plus récente période de report, le gouvernement du Canada a financé une étude indépendante sur les diverses technologies de marquage sur le marché, et les répercussions du marquage sur l'industrie des armes à feu et les forces de l'ordre au Canada. L'étude, terminée en juillet 2009, a révélé ce qui suit :

- la présence de marques facilite le travail des forces de l'ordre pour trouver la provenance des armes à feu en circonscrivant la portée de l'enquête;
- il existe diverses technologies de marquage; l'estampage est l'une des moins coûteuses et des plus difficiles à altérer;
- l'entrée en vigueur du Règlement ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les fabricants d'armes à feu canadiens, ou sur le petit nombre de grandes entreprises à l'origine de l'importation de la majorité des armes à feu importées au Canada chaque année, car on est d'avis que ces entreprises prendront les dispositions nécessaires pour assurer le marquage au cours du processus de fabrication.

Cependant, il n'a pas été possible de déterminer avec certitude quelle sera l'incidence financière de cette mesure sur les particuliers, les petites entreprises d'importation et les petits fabricants.

Par ailleurs, comme l'étude portait sur les exigences du règlement actuel, certaines options n'ont pas été examinées, notamment une proposition de l'industrie des armes à feu d'inscrire l'information requise aux termes de traités internationaux, sur des bandes métalliques similaires à celles utilisées au cours de la période de 1998 à 2003 pour apposer le numéro d'identification (NIAF) sur les armes à feu n'ayant pas de numéro de série.

Le Comité consultatif du Programme canadien des armes à feu a déclaré que la mise en œuvre du règlement actuel sur le marquage des armes à feu aura un effet dévastateur sur l'industrie canadienne des armes à feu puisqu'il entraînera la fermeture de nombreuses grandes entreprises à l'origine de l'importation d'armes à feu et, en conséquence, celle de bon nombre de détaillants. Le Comité a aussi recommandé que soit mis en œuvre un système de marquage sur bandes métalliques.

#### *Options réglementaires et non réglementaires considérées*

Il a premièrement été envisagé de modifier le Règlement de façon à prévoir le marquage sur bande métallique en septembre 2009. Toutefois, une analyse a révélé que cette approche soulève un certain nombre de questions relatives à la conception qui ne pourraient être réglées avant le 1<sup>er</sup> décembre 2009.

#### *Avantages et coûts*

Le report de l'entrée en vigueur du Règlement n'a pas d'incidences importantes en matière de coûts.



**Rationale**

Deferral to December 1, 2010, should provide sufficient time to examine additional marking options with an aim to arriving at a new and different regulatory system that addresses the concerns of the industry. Any proposed regulatory approach should be consistent with our international commitments and contribute to public safety. At the same time, concerns of the firearms sector and owners regarding the administrative and cost burdens associated with a marking regime must be addressed.

**Consultation**

The study conducted on behalf of the Government of Canada in 2008-09, undertook some consultations with key stakeholders. However, despite best efforts, the study's authors did not sufficiently consult affected industry and firearms community representatives. The Minister has received correspondence and submissions from these groups and representatives, which raise serious questions regarding a number of the study's key findings.

Those parties representing firearms importers and manufacturers have suggested that the implementation of the Regulations could have significant negative cost implications to the industry, being of the view that manufacturers exporting firearms to Canada would be unwilling, given Canada's small market base relative to the global industry, to introduce the Canada specific markings (i.e. "CA" and year of import). They have also raised possible safety concerns. As a result, importers would be responsible for ensuring the markings are applied, which would require these businesses to arrange to have the markings applied by another company or acquire firearms markings technology and apply the markings themselves. Either scenario could, in their view, substantially increase the retail price of the firearm.

Other stakeholders, notably law enforcement representatives such as the Canadian Police Association, the Canadian Association of Chiefs of Police and the Canadian Association of Police Boards, support the Regulations as they are of the view that markings would facilitate and expedite firearms tracing and investigations both domestically and internationally.

**Implementation, enforcement and service standards**

Communication efforts will focus on informing stakeholders and interested parties of the deferral of the Regulations, with affected client groups being notified through bulletins from the RCMP Canadian Firearms Program. Updated Web site materials and information for distribution through the 1-800 public inquiry line will also be prepared. Other media relations will be handled on a response basis.

The amendment defers the coming into force date of a measure that has not yet been implemented. As a result, no other implementation, enforcement or service standard issues have been identified.

**Justification**

Si le Règlement est reporté au 1<sup>er</sup> décembre 2010, on devrait disposer de suffisamment de temps pour examiner de nouvelles options de marquage en vue d'obtenir un système réglementaire différent qui répond aux préoccupations du secteur des armes à feu. Toute mesure réglementaire proposée devra être conforme à nos engagements internationaux et contribuer à la sécurité publique. Elle doit aussi permettre de répondre aux préoccupations des propriétaires d'armes à feu et à celles du secteur des armes à feu au sujet du fardeau administratif et des coûts liés au régime de marquage.

**Consultation**

Des consultations ont été tenues auprès des principaux intervenants dans le cadre de l'étude menée pour le compte du gouvernement du Canada en 2008-2009. Cependant, malgré les efforts déployés par les auteurs de l'étude, les consultations menées auprès des représentants des secteurs concernés et des utilisateurs d'armes à feu n'ont pas été suffisantes. Ces groupes et ces représentants ont fait parvenir au ministre des lettres et des présentations dans lesquelles des questions importantes ont été soulevées concernant un certain nombre des conclusions de l'étude.

Les représentants des importateurs et des fabricants d'armes à feu ont laissé entendre que le Règlement pourrait avoir des conséquences financières négatives importantes sur l'industrie, vu que les fabricants exportateurs d'armes à feu au Canada ne seraient pas disposés, étant donné la faible part que représente le marché canadien par rapport au marché mondial, à apposer les marques spécifiques demandées par le Canada (c'est-à-dire « CA » et l'année d'importation). Ils ont également soulevé certaines inquiétudes éventuelles relatives à la sécurité. Les importateurs seraient tenus de veiller à ce que les marques soient apposées. Pour ce faire, ils devraient soit prendre des dispositions pour qu'une autre compagnie les appose, soit se procurer la technologie de marquage et le faire eux-mêmes. Selon ces représentants, ces deux scénarios pourraient avoir pour effet d'accroître considérablement le prix de détail d'une arme à feu.

D'autres intervenants, notamment des représentants des forces de l'ordre comme l'Association canadienne des policiers, l'Association canadienne des chefs de police et l'Association canadienne des commissions de police sont en faveur du Règlement, car ils estiment que les marques faciliteront et accéléreront le processus de recherche de la provenance des armes à feu et d'enquête sur ces armes à feu, tant au pays qu'à l'étranger.

**Mise en œuvre, application et normes de service**

Des communications à l'intention des intervenants et des parties intéressées les informeront du report du Règlement. Les groupes de clients concernés seront mis au courant par le truchement de bulletins émanant du Programme canadien des armes à feu. On mettra également à jour les renseignements figurant dans le site Web et on préparera des renseignements qui seront fournis par l'entremise de la ligne d'information sans frais. Les autres communications avec les médias se feront de façon ponctuelle.

La modification reporte la date d'entrée en vigueur d'une mesure pas encore en vigueur. Par conséquent, aucune autre question relative à la mise en œuvre, à l'exécution ou aux normes de service n'a été relevée.

***Contact***

Firearms and Operational Policing Policy Division  
Public Safety Canada  
Ottawa, Ontario  
K1A 0P8  
Telephone: 613-949-7770  
Fax: 613-954-4808  
Email: firearms@ps.gc.ca

***Personne-ressource***

Division des armes à feu et de la politique opérationnelle  
Sécurité publique Canada  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0P8  
Téléphone : 613-949-7770  
Télécopieur : 613-954-4808  
Courriel : armeafeu@ps.gc.ca

Registration  
SOR/2009-314 November 26, 2009

FISH INSPECTION ACT

## Regulations Amending the Fish Inspection Regulations

P.C. 2009-1889 November 26, 2009

Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Agriculture and Agri-Food, pursuant to section 3<sup>a</sup> of the *Fish Inspection Act*<sup>b</sup>, hereby makes the annexed *Regulations Amending the Fish Inspection Regulations*.

### REGULATIONS AMENDING THE FISH INSPECTION REGULATIONS

#### AMENDMENTS

1. (1) The definition “finfish” in section 2 of the *Fish Inspection Regulations*<sup>1</sup> is repealed.

(2) The definition “fish export licence” in section 2 of the Regulations is replaced by the following:

“fish export licence” means a licence issued under section 15.1; (*permis d’exportation de poisson*)

(3) The definition “mollusques” in section 2 of the French version of the Regulations is replaced by the following:

« mollusques » Les espèces de mollusques bivalves de la classe *Bivalvia* et les espèces carnivores d’origine marine de la classe *Gastropoda*, écaillés ou non, entiers ou non, sauf le muscle adducteur des pétoncles et la chair des panopes. (*shellfish*)

2. (1) The portion of subsection 3(2) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

(2) Subject to subsections (3) and 6(4), these Regulations do not apply to

(2) Subparagraph 3(2)(b)(iv) of the French version of the Regulations is replaced by the following:

(iv) le produit de poisson utilisé dans sa transformation provient d’un établissement agréé en vertu du présent règlement ou a été importé au Canada conformément au présent règlement.

(3) Section 3 of the Regulations is amended by adding the following after subsection (2):

(3) Section 9.1 applies to fish that has been caught in accordance with a recreational or sport fishing licence issued under the *Fisheries Act* and that is to be exported for personal consumption or use to an importing country that requires that the fish be accompanied by an inspection certificate issued by the exporting country.

3. Section 6.6 of the English version of the Regulations is replaced by the following:

Enregistrement  
DORS/2009-314 Le 26 novembre 2009

LOI SUR L’INSPECTION DU POISSON

## Règlement modifiant le Règlement sur l’inspection du poisson

C.P. 2009-1889 Le 26 novembre 2009

Sur recommandation du ministre de l’Agriculture et de l’Agro-alimentaire et en vertu de l’article 3<sup>a</sup> de la *Loi sur l’inspection du poisson*<sup>b</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement modifiant le Règlement sur l’inspection du poisson*, ci-après.

### RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR L’INSPECTION DU POISSON

#### MODIFICATIONS

1. (1) La définition de « poisson osseux », à l’article 2 du *Règlement sur l’inspection du poisson*<sup>1</sup>, est abrogée.

(2) La définition de « permis d’exportation de poisson », à l’article 2 du même règlement, est remplacée par ce qui suit :

« permis d’exportation de poisson » Permis délivré en vertu de l’article 15.1. (*fish export licence*)

(3) La définition de « mollusques », à l’article 2 du même règlement, est remplacée par ce qui suit :

« mollusques » Les espèces de mollusques bivalves de la classe *Bivalvia* et les espèces carnivores d’origine marine de la classe *Gastropoda*, écaillés ou non, entiers ou non, sauf le muscle adducteur des pétoncles et la chair des panopes. (*shellfish*)

2. (1) Le passage du paragraphe 3(2) du même règlement précédant l’alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

(2) Sous réserve des paragraphes (3) et 6(4), le présent règlement ne s’applique pas :

(2) Le sous-alinéa 3(2)(b)(iv) de la version française du même règlement est remplacé par ce qui suit :

(iv) le produit de poisson utilisé dans sa transformation provient d’un établissement agréé en vertu du présent règlement ou a été importé au Canada conformément au présent règlement.

(3) L’article 3 du même règlement est modifié par adjonction, après le paragraphe (2), de ce qui suit :

(3) L’article 9.1 s’applique au poisson qui a été pêché en vertu d’un permis de pêche récréative ou sportive délivré en vertu de la *Loi sur les pêches* et qui est destiné à l’exportation pour consommation ou usage personnels vers un pays d’importation exigeant qu’il soit accompagné d’un certificat d’inspection délivré par le pays d’exportation.

3. L’article 6.6 de la version anglaise du même règlement est remplacé par ce qui suit :

<sup>a</sup> S.C. 1997, c. 6, s. 53

<sup>b</sup> R.S., c. F-12

<sup>1</sup> C.R.C., c. 802

<sup>a</sup> L.C. 1997, ch. 6, art. 53

<sup>b</sup> L.R., ch. F-12

<sup>1</sup> C.R.C., ch. 802

**6.6** No person who is the holder of a quality management import licence shall use a laboratory for the purpose of implementing and complying with their quality management program unless it has been recognized by the President of the Agency as being competent to conduct those services or has been accredited by the *Standards Council of Canada*.

**4. The portion of subsection 9(1) of the Regulations before paragraph (b) is replaced by the following:**

**9.** (1) Subject to section 9.1, if a person requests an inspection certificate for fish, an inspector shall

(a) if the person operates a registered establishment and the fish was processed in that establishment, evaluate, based on a review of the establishment's compliance with its quality management program, the Act and these Regulations, whether an inspection of the fish is required and, if it is required, inspect the fish;

(a.1) if the person holds a fish export licence, evaluate, based on a review of the person's compliance with the conditions of the licence, the Act and these Regulations, whether an inspection of the fish is required and, if it is required, inspect the fish; and

**5. The Regulations are amended by adding the following after section 9:**

**9.1** If an inspection certificate is requested for fish that has been caught in accordance with a recreational or sport fishing licence issued under the *Fisheries Act* and that is to be exported for personal consumption or use to an importing country that requires that the fish be accompanied by an inspection certificate issued by the exporting country, an inspector shall issue the inspection certificate for the fish if

(a) the fish was not prepared for export in a registered establishment or by a person who holds a fish export licence; and

(b) the applicant provides the following information and documents:

- (i) a copy of the fishing licence or the fishing licence number,
- (ii) a description of the fish, including the species of the fish and its weight,
- (iii) the date on which the fish was caught,
- (iv) the business name and address of the establishment where the fish was prepared for export or the name and address of the person who prepared the fish for export, and
- (v) evidence to substantiate that the fish was eviscerated and packaged under sanitary conditions.

**6. Section 14 of the Regulations is replaced by the following:**

**14.** (1) For the purposes of this section, processing does not include

(a) the washing, icing or boxing of live, whole or dressed unfrozen fish other than

- (i) shellfish and echinoderms,
- (ii) fish raised in an aquaculture operation, or
- (iii) crustaceans, excluding live lobster or live crab;

(b) the freezing on board a vessel of whole or dressed fish that are destined for further processing in a registered establishment, other than shellfish, echinoderms or crustaceans, excluding shrimp;

**6.6** No person who is the holder of a quality management import licence shall use a laboratory for the purpose of implementing and complying with their quality management program unless it has been recognized by the President of the Agency as being competent to conduct those services or has been accredited by the *Standards Council of Canada*.

**4. Le passage du paragraphe 9(1) du même règlement précédant l'alinéa b) est remplacé par ce qui suit :**

**9.** (1) Sous réserve de l'article 9.1, si un certificat d'inspection de poisson est demandé, l'inspecteur :

a) dans le cas où le demandeur exploite un établissement agréé et que le poisson y a été transformé, évalue la nécessité d'une inspection du poisson en fonction du respect par l'établissement de son programme de gestion de la qualité, de la Loi et du présent règlement et, au besoin, effectue l'inspection;

a.1) dans le cas où le demandeur est titulaire d'un permis d'exportation de poisson, évalue la nécessité d'une inspection du poisson en fonction du respect par le demandeur des conditions de son permis, de la Loi et du présent règlement et, au besoin, effectue l'inspection;

**5. Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 9, de ce qui suit :**

**9.1** Si un certificat d'inspection est demandé à l'égard du poisson qui a été pêché en vertu d'un permis de pêche récréative ou sportive délivré en vertu de la *Loi sur les pêches* et qui est destiné à l'exportation pour consommation ou usage personnels vers un pays d'importation exigeant qu'il soit accompagné d'un certificat d'inspection délivré par le pays d'exportation, l'inspecteur délivre le certificat d'inspection si les conditions suivantes sont réunies :

a) le poisson n'a pas été préparé pour son exportation dans un établissement agréé ou par un titulaire de permis d'exportation de poisson;

b) le demandeur fournit les renseignements et documents suivants :

- (i) une copie du permis de pêche ou le numéro de celui-ci,
- (ii) une description du poisson, notamment l'espèce à laquelle il appartient et son poids,
- (iii) la date de prise,
- (iv) le nom commercial et l'adresse de l'établissement où le poisson a été préparé pour son exportation ou les nom et adresse de la personne qui l'a ainsi préparé,
- (v) une preuve établissant que le poisson a été éviscéré et emballé dans des conditions hygiéniques.

**6. L'article 14 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**14.** (1) Pour l'application du présent article, ne constituent pas une transformation les opérations suivantes :

a) le lavage, le glaçage ou la mise en bac de poisson vivant ou de poisson non congelé entier ou habillé, à l'exception :

- (i) des mollusques et des échinoderms,
- (ii) du poisson provenant d'une entreprise aquicole,
- (iii) des crustacés autres que le homard et le crabe vivants;

b) la congélation à bord d'un navire de poisson entier ou habillé destiné à subir une transformation ultérieure dans un établissement agréé, à l'exception des mollusques, des échinoderms et des crustacés autres que les crevettes;

- (c) the shucking of scallops to remove adductor muscles with or without roe attached, if carried out on board a vessel;
- (d) the evisceration of whole unfrozen fish or the salting or pickling of whole, split or dressed unfrozen fish, by fisher-packers, other than shellfish, echinoderms or crustaceans; or
- (e) actions taken by fishers or processors at the time or point of catching, unloading, handling, holding or transporting fish to preserve its quality and safety before delivery to a registered establishment for the purpose of processing, storage or inspection before export, if those actions are taken in accordance with these Regulations.

(2) Any person who processes or stores fish for export must do so in a registered establishment unless the person holds a fish export licence.

(3) No person shall export fish unless

- (a) all the processing and storage of the fish is carried out in a registered establishment; or
- (b) the person holds a fish export licence.

(4) Subsection (3) does not apply in respect of

- (a) fish that are imported into Canada by a holder of an import licence and that are intended for direct sale to consumers without further processing; or
- (b) final products that are produced in a registered establishment and that, before being marketed, exported or made available to consumers, are temporarily stored in a cold-storage warehouse or other location that is not a registered establishment.

**7. Section 14.4 of the Regulations is replaced by the following:**

**14.4** If the President of the Agency, in writing, informs a fisher-packer who carries out an activity described in paragraph 14(1)(d) that there is serious contamination in the place where the activity is carried out, whether on board the vessel or onshore in the establishment where that activity is carried out, no person shall

- (a) process any fish on board that vessel or onshore in that establishment; or
- (b) export or attempt to export any fish that has been processed on board that vessel or in that establishment.

**8. Section 14.5 of the Regulations is repealed.**

**9. Subsection 15(2) of the Regulations is replaced by the following:**

(2) The applicant is not required to include in the application the information referred to in paragraphs (1)(c) to (f) if the applicant has previously provided the President of the Agency with that information, there has been no change to the information and there is a mention to that effect in the application.

**10. Section 15.1 of the Regulations is replaced by the following:**

**15.1** (1) The President of the Agency, at no charge, shall issue a fish export licence to any person who operates an establishment, other than a registered establishment, authorizing the person to be engaged as a principal or agent in the export of fish if

- (a) the person submits an application to the President, on a form provided by the Agency, that contains

c) l'écaillage de pétoncles, à bord d'un navire, pour en retirer le muscle adducteur, avec ou sans les œufs;

d) l'éviscération de poisson non congelé entier ou le salage ou saumurage de poisson non congelé entier, fendu ou habillé — à l'exception des mollusques, des échinodermes et des crustacés — effectués par les pêcheurs emballeurs;

e) si elles sont exercées conformément au présent règlement, les opérations exercées par les pêcheurs ou les transformateurs au moment ou au lieu de la prise, du déchargement, de la manutention, de la garde ou du transport du poisson pour en conserver la qualité et l'innocuité, avant que celui-ci soit livré à un établissement agréé pour y être transformé, entreposé ou inspecté avant l'exportation.

(2) À moins d'être titulaire d'un permis d'exportation de poisson, quiconque transforme ou entrepose du poisson pour son exportation doit le faire dans un établissement agréé.

(3) Il est interdit d'exporter du poisson, à moins, selon le cas :

- a) que le poisson ait été transformé et entreposé dans un établissement agréé;
- b) d'être titulaire d'un permis d'exportation de poisson.

(4) Le paragraphe (3) ne s'applique pas aux produits suivants :

- a) le poisson qui est importé au Canada par le titulaire d'un permis d'importation et qui est destiné à être vendu directement aux consommateurs, sans subir de transformation ultérieure;
- b) les produits finis qui ont été produits dans un établissement agréé et qui, avant d'être commercialisés, exportés ou mis à la disposition des consommateurs, sont temporairement entreposés dans un entrepôt frigorifique ou dans un endroit autre qu'un établissement agréé.

**7. L'article 14.4 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**14.4** Si le pêcheur emballeur qui exerce une activité visée à l'alinéa 14(1)d) reçoit du président de l'Agence un avis écrit l'informant qu'il y a contamination grave à l'endroit où il exerce cette activité — à bord d'un navire ou sur terre dans un établissement — il est interdit :

- a) de transformer du poisson à bord de ce navire ou dans cet établissement;
- b) d'exporter ou de tenter d'exporter du poisson qui y a été transformé.

**8. L'article 14.5 du même règlement est abrogé.**

**9. Le paragraphe 15(2) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(2) Le demandeur n'est pas tenu d'inclure dans sa demande les renseignements visés aux alinéas (1)c) à f) s'ils ont déjà été fournis au président de l'Agence, qu'ils demeurent inchangés et qu'une mention à cet effet est indiquée dans sa demande.

**10. L'article 15.1 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**15.1** (1) Le président de l'Agence délivre sans frais un permis d'exportation de poisson — autorisant l'exportation du poisson à titre de commettant ou de mandataire — à toute personne qui exploite un établissement autre qu'un établissement agréé, si les conditions suivantes sont réunies :

- (i) the legal name and business name of the applicant, as well as the name, address, telephone number, fax number and email address of the applicant's establishment that is referred to in the application,
  - (ii) a detailed diagram of the establishment,
  - (iii) a description of the activities to be carried out at the establishment,
  - (iv) a description of the controls to be implemented to ensure compliance with the Act and these Regulations, and
  - (v) a declaration from the applicant confirming that the information provided in subparagraphs (i) to (iv) is complete and true;
- (b) it is reasonable to expect that the implementation of those controls will be adequate to maintain compliance with the Act and these Regulations in the establishment;
- (c) the establishment is free from serious contamination; and
- (d) the information provided by the applicant is complete and true and there are no reasonable grounds to believe that the applicant will not comply with the Act and these Regulations.

(2) The applicant is not required to include in the application the information referred to in subparagraphs (1)(a)(ii) and (iv) if the applicant has previously provided the President of the Agency with that information, there has been no change to the information and there is a mention to that effect in the application.

**11. The portion of subsection 16.4(1) of the English version of the Regulations before paragraph (b) is replaced by the following:**

**16.4** (1) The President of the Agency may, on application, issue a temporary certificate of registration in respect of an establishment whose operator is subject to a receivership or has made an assignment in bankruptcy if all of the following conditions are met:

- (a) the applicant for the certificate is the authorized receiver or trustee in bankruptcy of the operator of the establishment;

**12. Paragraph 104(2)(a) of the French version of the Regulations is replaced by the following:**

- a) « poisson fendu » dans le cas du poisson fendu dont au moins les deux tiers de l'extrémité antérieure de la colonne vertébrale ont été enlevés;

**13. (1) Paragraph 14(1)(a) of Schedule I to the English version of the Regulations is replaced by the following:**

- (a) the water has a coliform bacteria count, determined by a method acceptable to the President of the Agency, of not more than 2 per 100 millilitres; or

**(2) Paragraph 14(4)(b) of Schedule I to the English version of the Regulations is replaced by the following:**

- (b) shall be supplied in adequate quantities for retorting and any other purpose as specified in the establishment's quality management program.

#### COMING INTO FORCE

**14. These Regulations come into force on the day on which they are registered.**

a) une demande contenant les renseignements ci-après lui est présentée par la personne sur le formulaire fourni par l'Agence :

- (i) les nom et nom commercial du demandeur ainsi que les adresse, numéro de téléphone, numéro de télécopieur et adresse électronique de l'établissement visé par la demande,
- (ii) un plan détaillé de l'établissement,
- (iii) une description des activités qui seront menées dans l'établissement,
- (iv) une description des mesures de contrôles qui seront mises en œuvre pour s'assurer du respect de la Loi et du présent règlement,
- (v) une déclaration du demandeur selon laquelle les renseignements fournis conformément aux sous-alinéas (i) à (iv) sont complets et exacts;

b) il est raisonnable de croire que la mise en œuvre de ces mesures de contrôle assureront le respect de la Loi et du présent règlement;

c) l'établissement est exempt de contamination grave;

d) les renseignements fournis par le demandeur sont complets et exacts et il n'existe aucun motif raisonnable de croire que le demandeur ne se conformera pas à la Loi ou au présent règlement.

(2) Le demandeur n'est pas tenu d'inclure dans sa demande les renseignements visés aux sous-alinéas (1)a)(ii) et (iv) s'ils ont déjà été fournis au président de l'Agence, qu'ils demeurent inchangés et qu'une mention à cet effet est indiquée dans sa demande.

**11. Le passage du paragraphe 16.4(1) de la version anglaise du même règlement précédant l'alinéa b) est remplacé par ce qui suit :**

**16.4** (1) The President of the Agency may, on application, issue a temporary certificate of registration in respect of an establishment whose operator is subject to a receivership or has made an assignment in bankruptcy if all of the following conditions are met :

- (a) the applicant for the certificate is the authorized receiver or trustee in bankruptcy of the operator of the establishment;

**12. L'alinéa 104(2)a) de la version française du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

- a) « poisson fendu » dans le cas du poisson fendu dont au moins les deux tiers de l'extrémité antérieure de la colonne vertébrale ont été enlevés;

**13. (1) L'alinéa 14(1)a) de l'annexe I de la version anglaise du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

- (a) the water has a coliform bacteria count, determined by a method acceptable to the President of the Agency, of not more than 2 per 100 millilitres; or

**(2) L'alinéa 14(4)b) de l'annexe I de la version anglaise du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

- (b) shall be supplied in adequate quantities for retorting and any other purpose as specified in the establishment's quality management program.

#### ENTRÉE EN VIGUEUR

**14. Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.**

**REGULATORY IMPACT  
ANALYSIS STATEMENT**

*(This statement is not part of the Regulations.)*

**Executive summary**

**Issue:** Changes to European Union (EU) health regulations made it mandatory for tourists returning to the EU to obtain a fish export certificate if they want to take home the fish (in excess of one kilogram) they caught during their visit. The Canadian Food Inspection Agency (CFIA) cannot provide the necessary certificates as the fish were being exported for personal consumption, and were therefore not subject to inspection under the *Fish Inspection Regulations* (FIR).

**Description:** The amendments to the FIR will allow inspectors to certify sport-caught fish exported for personal consumption when such certification is required by the importing country and the fish have been prepared under sanitary conditions. An agreement with the Government of British Columbia will allow provincial inspectors who are designated by the CFIA as inspectors to sign certificates.

**Cost-benefit statement:** The regulatory initiative will have minimal impacts with respect to costs incurred by the CFIA and sport fish lodges. The CFIA will need to direct a minimal amount of its resources to maintain the arrangement with the Province of British Columbia whose officials will be certifying sport-caught fish as inspectors designated by the CFIA. Sport fish lodges will need to maintain existing sanitary conditions which are requirements of providing services to their clients. This initiative benefits British Columbia's tourist sector by contributing to an activity that can recover between \$15 and 20 million per year from European tourists who are no longer visiting Canada.

**Business and consumer impacts:** The amendments address the concerns that have been raised by the Province of British Columbia and the sport fish industry who estimate a loss of between \$15 and 20 million per year due to reduced number of tourists.

The amendments will enable the Province of British Columbia provincial inspectors to be designated by the CFIA as inspectors to certify sport-caught fish exported for personal consumption.

**Domestic and international coordination and cooperation:** The amendments to the *Fish Inspection Regulations* are consistent with proposals to amend the Canada/European Union Veterinary Agreement to provide simplified conditions for sport-caught fish.

**Performance measurement and evaluation plan:** The CFIA will monitor the performance of this regulatory initiative by reviewing the number of sport fish certificates and the results of inspections at sport fish lodges.

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT  
DE LA RÉGLEMENTATION**

*(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)*

**Résumé**

**Question :** Des modifications des règlements sur la santé de l'Union européenne (UE) obligent les touristes qui retournent en UE à obtenir un certificat d'exportation de poisson, plus d'un kilogramme, s'ils veulent rapporter avec eux le poisson qu'ils ont pêché durant leur visite. L'Agence canadienne d'inspection des aliments (ACIA) ne peut leur fournir les certificats nécessaires parce que le poisson est exporté pour la consommation personnelle et n'est donc pas assujéti à l'inspection en vertu du *Règlement sur l'inspection du poisson* (RIP).

**Description :** La modification du RIP permettra aux inspecteurs de certifier le poisson de pêche sportive exporté pour la consommation personnelle lorsque le pays importateur l'exige et que le poisson a été préparé dans des conditions hygiéniques. Une entente conclue avec le gouvernement de la Colombie-Britannique permettra aux inspecteurs provinciaux qui sont désignés à titre d'inspecteurs de l'ACIA de signer les certificats.

**Énoncé des coûts et avantages :** L'initiative réglementaire aura des répercussions minimales sur les coûts engagés par l'ACIA et les centres de pêche récréative. L'ACIA devra utiliser une quantité minimale de ressources pour maintenir l'entente avec la province de la Colombie-Britannique permettant aux inspecteurs désignés par l'ACIA de certifier le poisson de pêche sportive. Les centres de pêche récréative devront maintenir les conditions hygiéniques existantes qui constituent une exigence pour la prestation de services à leur clientèle. Cette initiative profite au secteur du tourisme de la Colombie-Britannique qui bénéficie ainsi de retombées d'une valeur de 15 à 20 millions de dollars par année associées aux visites au Canada de touristes européens.

**Incidences sur les entreprises et les consommateurs :** La modification répond aux préoccupations soulevées par la province de la Colombie-Britannique et l'industrie de la pêche récréative qui estiment perdre entre 15 et 20 millions de dollars par année en raison du nombre réduit de touristes.

La modification permettra aux inspecteurs de la Colombie-Britannique qui sont désignés par l'ACIA de certifier le poisson de pêche sportive exporté pour la consommation personnelle.

**Coordination et coopération à l'échelle nationale et internationale :** La modification du RIP est conforme aux propositions de modification de l'accord vétérinaire entre le Canada et l'Union européenne afin de simplifier les conditions applicables au poisson de pêche récréative.

**Mesures de rendement et plan d'évaluation :** L'ACIA surveillera le rendement de cette initiative réglementaire en vérifiant le nombre de certificats délivrés pour des poissons de pêche sportive et les résultats des inspections menées aux centres de pêche récréative.

**Issue**

Changes to European Union (EU) health regulations made it mandatory for tourists returning to the EU to obtain a fish export certificate if they want to take home the fish (more than one kilogram) they caught during their visit. An issue arose when the Province of British Columbia and its sport fish industry asked the Canadian Food Inspection Agency (CFIA) to provide tourists from the EU with export certificates for fish they caught during their visit. CFIA was unable to certify because the fish were exported for personal consumption and outside of the scope of the *Fish Inspection Regulations* (FIR).

In 2004, the British Columbia sport fish industry contacted the CFIA to seek assistance in response to reduced bookings from tourists visiting from the EU. Sport fish lodges operating in British Columbia noticed that tourists from the EU were unwilling to book visits following changes to EU laws that required those tourists to obtain certificates if they wanted to return home with more than one kilogram of fish. As a result, European tourists started travelling to sport fish lodges located outside of Canada where they were able to secure the necessary certificates.

As an interim solution, the CFIA advised operators of Canadian sport fish lodges that they could receive CFIA certificates for sport caught fish that was custom processed at federally registered fish-processing establishments.

In 2005, the CFIA and the Province of British Columbia entered into an agreement enabling provincial inspectors designated by the CFIA as inspectors to certify sport caught fish exported for personal consumption as a step forward towards a permanent solution. This agreement was made under the authority of the *Canadian Food Inspection Agency Act*.

The amendments to the FIR will allow the CFIA to respond to Canada's trading partners who use fish export certificates as an import control measure.

The amendments do not create any restrictions that would prohibit the export of fish from Canada. Instead, they provide a mechanism that enables interested parties to receive export certificates issued by CFIA inspectors.

**Objectives**

The amendments enable the CFIA to better respond to Canada's trading partners which require export certificates. In the case of the EU, it will allow tourists from the EU to obtain certificates if they want to return home with more than one kilogram of fish.

In addition, minor housekeeping amendments are being made to the *Fish Inspection Regulations* to address comments raised by the Standing Joint Committee for the Scrutiny of Regulations (SJCSR).

**Description****Regulatory and non-regulatory options considered**

Amendments to the FIR will address the concerns raised by the Province of British Columbia and the sport-caught fish industry.

**Question**

Des modifications des règlements sur la santé de l'Union européenne (UE) obligent les touristes qui retournent en UE à obtenir un certificat d'exportation de poisson, plus d'un kilogramme, s'ils veulent rapporter avec eux le poisson qu'ils ont pêché durant leur visite. Cette question a été soulevée par la Colombie-Britannique et son industrie de la pêche récréative lorsqu'elles ont demandé à l'ACIA de délivrer aux touristes de l'UE des certificats d'exportation pour le poisson pêché pendant leur visite.

En 2004, l'industrie de la pêche récréative de la Colombie-Britannique a demandé l'aide de l'ACIA en raison de la baisse des réservations faites par des touristes de l'UE. Les centres de pêche récréative de la Colombie-Britannique avaient remarqué que les touristes de l'UE n'étaient plus intéressés à visiter la province à la suite des modifications des lois de l'UE. En effet, les nouvelles règles exigent que les touristes européens obtiennent des certificats s'ils désirent rapporter avec eux plus d'un kilogramme de poisson. Pour cette raison, les touristes européens ont commencé à se tourner vers les centres de pêche récréative situés à l'extérieur du Canada où ils pouvaient obtenir les certificats requis.

À titre de solution provisoire, l'ACIA a informé les exploitants de centres de pêche récréative qu'ils pourraient obtenir des certificats de l'ACIA pour le poisson de pêche sportive transformé sur demande dans des établissements agréés par le gouvernement fédéral.

En 2005, l'ACIA et la province de la Colombie-Britannique ont signé une entente permettant à des inspecteurs provinciaux désignés par l'ACIA de certifier, au nom de l'ACIA, le poisson de pêche sportive exporté pour la consommation personnelle; il s'agit d'un premier pas vers une solution permanente. Cette entente a été conclue sous l'autorité de la *Loi sur l'Agence canadienne d'inspection des aliments*.

La modification du RIP permettra à l'ACIA de répondre aux préoccupations des partenaires commerciaux du Canada qui utilisent des certificats d'exportation du poisson comme mesure de contrôle des importations.

La modification ne crée aucune restriction qui interdirait l'exportation de poisson du Canada. Elle offre plutôt un mécanisme qui permet à des inspecteurs désignés par l'ACIA de délivrer des certificats d'exportation aux parties intéressées.

**Objectifs**

La modification place l'ACIA dans une meilleure position pour répondre aux partenaires commerciaux du Canada qui exigent des certificats d'exportation. En ce qui concerne l'UE, la modification permettra aux touristes qui proviennent de pays qui en font partie d'obtenir des certificats s'ils désirent rapporter avec eux plus d'un kilogramme de poisson.

De surcroît, des modifications d'ordre administratif seront apportées au *Règlement sur l'inspection du poisson* pour donner suite aux commentaires formulés par le Comité mixte permanent d'examen de la réglementation (CMPER).

**Description****Options réglementaires et non réglementaires considérées**

Les modifications du RIP répondront aux préoccupations soulevées par la province de la Colombie-Britannique et l'industrie



It will allow the Government of Canada to certify fish products based on the result of inspection activities.

**Option 1 — Status quo**

The status quo is not the preferred option as it will not allow the CFIA or CFIA inspectors to issue certificates to tourists visiting Canada from the EU who wish to return home with fish that they carry as part of their luggage for their own personal consumption.

**Option 2 — Negotiate an exemption with the EU for sport-caught fish**

The CFIA attempted to resolve this requirement directly with the EU through exploring alternatives to export certification. These options included requesting exemptions for sport-caught Canadian fish or increasing the total quantity of fish that tourists could carry with them as fish imported for personal consumption. The EU responded that it considered this activity as an import and would not consider exemptions.

**Option 3 — Amend the *Fish Inspection Regulations* to support sport-caught fish export certification (preferred option)**

The certificate requires the CFIA to guarantee that the fish were eviscerated and processed under sanitary conditions. Amending the FIR to allow for the certification of sport-caught fish would satisfy EU's new import controls. The amendments should be flexible to allow the CFIA to better respond to Canada's trading partners who require export certificates as a condition of import into their country.

Please refer to the CFIA Web site ([www.inspection.gc.ca/english/fssa/fispoi/export/coupaye.shtml](http://www.inspection.gc.ca/english/fssa/fispoi/export/coupaye.shtml)) for a comprehensive and updated list of countries that require fish and fish products export certificates as a condition of import into their country.

**Benefits and costs**

With respect to the certification of sport-caught fish, the amendments to the FIR create a requirement to comply with one section of the Regulations only when certification is required by the competent authority of the importing country. The conditions for obtaining such certificates will reflect the low level of risk to consumers that is recognized by both the CFIA and competent authorities of Canada's trading partners. Considering that these certificates were required to satisfy requirements implemented by the EU, the CFIA engaged the EU in discussions to develop a simplified certification procedure that is consistent with the low level of risk to consumers associated with sport-caught fish.

This change will impose minimal regulatory burden on the operators of British Columbia's sport fish lodges as it does not create any new requirements. Lodges should already have control measures in place to ensure that sport-caught fish are prepared and packaged for their clients under sanitary conditions. Furthermore, the proposal creates minimal compliance and enforcement effort on the part of the CFIA. Considering that this is a regional issue, specific to the Province of British Columbia, and the interest of British Columbia to negotiate a permanent solution, the inspection and certification workload will be assumed by British

de la pêche récréative. Elles permettront au gouvernement du Canada de certifier les produits du poisson en fonction des résultats d'activités d'inspection.

**Option 1 — Statu quo**

Le statu quo n'est pas l'option privilégiée car il ne permettra pas à l'ACIA ou à des inspecteurs de l'ACIA de délivrer des certificats aux touristes de l'UE en visite au Canada qui désirent rapporter du poisson dans leur bagage pour leur consommation personnelle.

**Option 2 — Négocier une exemption avec l'UE pour le poisson de pêche sportive**

L'ACIA a tenté de négocier des solutions directement avec l'UE en envisageant des solutions de rechange à la certification des exportations. Elle a notamment demandé l'adoption d'exemptions pour le poisson canadien de pêche sportive ou l'augmentation de la quantité totale de poisson que les touristes pourraient rapporter avec eux pour leur consommation personnelle. L'UE a répondu qu'elle jugeait que cette activité était une importation et n'envisagerait aucune exemption.

**Option 3 — Modifier le *Règlement sur l'inspection du poisson* pour appuyer la certification des exportations de poisson de pêche sportive (l'option privilégiée)**

Le certificat exige que l'ACIA garantisse que le poisson a été éviscéré et transformé dans des conditions hygiéniques. La modification du RIP pour permettre la certification du poisson de pêche sportive satisferait aux nouvelles mesures de contrôle des importations de l'UE. La modification doit être flexible afin que l'ACIA soit mieux placée pour répondre aux partenaires commerciaux du Canada qui exigent des certificats d'exportation comme condition d'importation dans leur pays.

Vous pouvez consulter sur le site Web de l'ACIA ([www.inspection.gc.ca/francais/fssa/fispoi/export/coupayf.shtml](http://www.inspection.gc.ca/francais/fssa/fispoi/export/coupayf.shtml)) la liste complète et à jour des pays qui exigent des certificats d'exportation pour le poisson et les produits du poisson comme condition d'importation.

**Avantages et coûts**

En ce qui concerne la certification du poisson de pêche sportive, la modification du RIP n'exige la conformité à une disposition du RIP que lorsque l'autorité compétente du pays importateur exige la certification. Les conditions d'obtention de tels certificats tiendront compte du faible niveau de risque pour les consommateurs qui est reconnu par l'ACIA et les autorités compétentes des partenaires commerciaux du Canada. Comme ces certificats sont requis pour satisfaire à des exigences imposées par l'UE, l'ACIA a fait participer l'UE aux discussions visant à élaborer une procédure simplifiée de certification qui correspond au faible niveau de risque pour les consommateurs qui est associé au poisson de pêche sportive.

Le changement minimisera le fardeau réglementaire pour les exploitants de centres de pêche récréative de la Colombie-Britannique, car elle ne crée pas de nouvelles exigences. Les centres de pêche récréative devraient déjà appliquer des mesures de contrôle pour faire en sorte que le poisson pêché est préparé et emballé pour leurs clients dans des conditions hygiéniques. De surcroît, la modification exige de l'ACIA des efforts minimaux en ce qui concerne le respect de la conformité et l'application de la loi. Comme il s'agit d'une question régionale propre à la Colombie-Britannique et que cette dernière est intéressée à

Columbia on behalf of the CFIA under the terms and conditions of an arrangement signed by the two parties.

The amendments respond to a request from the Province of British Columbia and the British Columbia sport fish industry which estimated a loss to the economy of between \$15 and 20 million per year caused by reduced bookings from European tourists who would be unable to obtain fish export certificates.

The CFIA expects that if the FIR were not amended to enable the certification of sport-caught fish, then it would be likely that many sport fish lodges would have requested registration under the existing conditions of the FIR as a method of obtaining fish export certificates. If there were no method to allow the certification of fish for personal consumption, then sport fish lodges would need to be registered in the same manner as commercial operations. This would mean owners would be faced with the additional costs of operating with a Hazard Analysis Critical Control Points-based (HACCP) Quality Management Program (QMP) Plan. Furthermore, the CFIA would be faced with the additional costs of inspecting these establishments, many of which are located in remote locations.

The existing conditions for registration require commercial fish plant operators to develop a comprehensive food safety management plan known as a QMP Plan to manage the establishment in compliance with the FIR. The QMP Plan is consistent with international standards set by Codex, and includes the adoption of HACCP. The costs associated with developing, implementing and maintaining a HACCP-based QMP Plan are justified for commercial fish processing establishments which export large volumes of fish to consumers around the world.

This is not the case for sport-caught fish. The operator of a sport fish lodge will not be required to develop a comprehensive HACCP-based QMP Plan because they will be preparing small quantities of fish that are recognized as presenting a low level of risk to the consumer. To obtain certification, the person who caught the fish must be the person who will consume the caught fish and it must be prepared by the operator of a sport fish lodge.

#### ***Rationale***

The amendments are consistent with requirements set out under the Canada/EU Veterinary Agreement which is being amended to provide simplified conditions for the certification of sport-caught fish. These simplified procedures reflect the low level of risk that the consumption of sport-caught fish presents to consumer health.

The EU requires any imported fish that exceeds 1 kg to be certified. The EU has agreed that sport-caught fish exported from Canada represents a low risk and could therefore be subject to a simplified certificate. An amendment of the Canada/EU arrangement will allow for the simplified certificate. Amendments to the FIR will allow CFIA to issue the simplified certificate.

négoier une solution permanente, la province se chargera des activités d'inspection et de certification au nom de l'ACIA conformément aux conditions de l'entente signée par les deux parties.

La modification fait suite à une demande de la Colombie-Britannique et de son industrie de la pêche récréative qui estiment à 15 à 20 millions de dollars par année la perte résultant de la diminution du nombre de réservations des touristes européens qui seraient incapables d'obtenir des certificats d'exportation du poisson.

L'ACIA est d'avis que si le RIP n'est pas modifié pour autoriser la certification du poisson de pêche sportive, il est probable que de nombreux centres de pêche récréative demandent l'agrément en vertu des conditions prescrites actuellement dans le RIP afin d'obtenir des certificats d'exportation du poisson. S'il n'existait pas d'autre méthode pour permettre la certification du poisson pour la consommation personnelle, les centres de pêche récréative devraient alors être agréés de la même manière que les établissements commerciaux. Les propriétaires devraient alors assumer les coûts additionnels de mise en œuvre d'un plan d'analyse des risques et de maîtrise des points critiques (HACCP) dans le cadre du Programme de gestion de la qualité (PGQ). De surcroît, l'ACIA devrait payer les coûts additionnels d'inspection de ces établissements, dont plusieurs sont situés dans des emplacements isolés.

Selon les conditions d'agrément en vigueur, les exploitants d'installations commerciales de traitement du poisson doivent élaborer un plan de gestion complet de la salubrité des aliments appelé plan de PGQ pour se conformer au RIP. Le plan de PGQ est conforme aux normes internationales établies par le Codex Alimentarius et prévoit l'adoption de plans HACCP. Les coûts d'élaboration, de mise en œuvre et de maintien d'un plan de PGQ fondé sur le HACCP sont justifiés pour les établissements commerciaux de transformation du poisson qui exportent de gros volumes de poisson aux consommateurs à l'échelle du globe.

Ce n'est pas la même situation pour le poisson de pêche récréative. En effet, les exploitants de ces centres n'ont pas à élaborer de plan HACCP dans le cadre du PGQ parce qu'ils prépareront de petites quantités de poisson reconnu pour présenter un faible risque pour le consommateur. Pour obtenir la certification, la personne qui a pris le poisson doit être la personne qui le consommera et le poisson doit être préparé par l'opérateur d'un centre de pêche récréative.

#### ***Justification***

La modification est conforme aux exigences fixées dans l'accord vétérinaire entre le Canada et l'UE qui est modifié pour simplifier les conditions de certification du poisson de pêche sportive. Cette procédure simplifiée tient compte du faible niveau de risque pour la santé des consommateurs associé à la consommation de poisson de pêche sportive.

L'UE exige que tout poisson importé dépassant 1 kg soit certifié. L'UE a convenu que le poisson de pêche sportive exporté du Canada présente un faible risque et pourrait donc faire l'objet d'un certificat simplifié. Une modification de l'accord entre le Canada et l'UE permettra l'utilisation du certificat simplifié. La modification du RIP permettra à l'ACIA (ou à la province de la Colombie-Britannique au nom de l'ACIA) de délivrer le certificat simplifié.

### **Consultation**

In 2004, officials from the British Columbia's sport fish industry contacted the CFIA for assistance resulting from new requirements imposed by the EU requesting health certificates for imported fish. Subsequently, the Province of British Columbia and Members of Parliament contacted the CFIA to discuss possible solutions to remedy the industry's concerns and are supportive of the actions of CFIA to enable certification of sport-caught fish.

The CFIA included the Department of Foreign Affairs and International Trade along with the Department of Fisheries and Oceans during its negotiations with the EU to find a mutually acceptable approach to allow EU tourists to continue to bring home Canadian sport-caught fish.

The amendments were pre-published in the *Canada Gazette*, Part I, on June 6, 2009, for a 30-day comment period. No comments were received by CFIA.

### **Implementation, enforcement and service standards**

The CFIA has signed an agreement with the Province of British Columbia to allow provincial inspectors who are designated by the CFIA as inspectors to sign certificates. No additional resources will be required by the CFIA to implement these regulatory amendments.

### **Performance measurement and evaluation**

The objective of this initiative is to enable the certification of sport-caught fish from sport fish lodges that are operating under sanitary conditions. This will be measured by reviewing the number of sport fish certificates and the results of inspections conducted at the lodges.

### **Contact**

Mary Ann Green  
Director  
Fish, Seafood and Production Division  
Canadian Food Inspection Agency  
1400 Merivale Road  
Ottawa, Ontario  
K1A 0Y9  
Email: [MaryAnn.Green@inspection.gc.ca](mailto:MaryAnn.Green@inspection.gc.ca)

### **Consultation**

En 2004, des représentants de l'industrie de la pêche récréative de la Colombie-Britannique ont demandé l'aide de l'ACIA pour trouver une solution aux nouvelles exigences imposées par l'UE relativement aux certificats sanitaires du poisson importé. Subsequently, la province de la Colombie-Britannique et des députés ont communiqué avec l'ACIA pour évaluer des solutions visant à remédier aux préoccupations de l'industrie. Ils appuient les mesures de l'ACIA qui visent à permettre la certification du poisson de pêche sportive.

Le ministère des Affaires étrangères et du Commerce international ainsi que le ministère des Pêches et des Océans ont participé avec l'ACIA aux négociations avec l'UE afin de trouver une approche mutuellement acceptable qui permettrait aux touristes européens de rapporter avec eux le poisson qu'ils ont pêché au Canada.

La modification a été publiée dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, le 6 juin 2009. Aucun commentaire n'a été reçu par l'ACIA durant la période de consultation de 30 jours qui a suivi la publication préalable.

### **Mise en œuvre, application et normes de service**

L'ACIA a signé, avec la Colombie-Britannique, une entente qui permet aux inspecteurs provinciaux désignés à titre d'inspecteurs de l'ACIA de signer les certificats en son nom. L'ACIA n'aura pas besoin de ressources additionnelles pour mettre en œuvre ces modifications réglementaires.

### **Mesures de rendement et évaluation**

L'objectif de l'initiative est de permettre la certification du poisson pêché dans les centres de pêche récréative qui maintiennent des conditions hygiéniques. Un suivi de la situation sera effectué grâce à un examen du nombre de certificats délivrés pour du poisson de pêche sportive et des résultats des inspections menées aux centres de pêche récréative.

### **Personne-ressource**

Mary Ann Green  
Directrice  
Division du poisson, des produits de la mer et de la production  
Agence canadienne d'inspection des aliments  
1400, chemin Merivale  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0Y9  
Courriel : [MaryAnn.Green@inspection.gc.ca](mailto:MaryAnn.Green@inspection.gc.ca)

Registration  
SOR/2009-315 November 26, 2009

CANADA OIL AND GAS OPERATIONS ACT

## Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations

P.C. 2009-1890 November 26, 2009

Whereas, pursuant to subsection 15(1) of the *Canada Oil and Gas Operations Act*<sup>a</sup>, a copy of the proposed *Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations*, substantially in the annexed form, was published in the *Canada Gazette*, Part I on April 18, 2009 and interested persons were given an opportunity to make representations to the Minister of Natural Resources and the Minister of Indian Affairs and Northern Development with respect to the proposed Regulations;

Therefore, Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Natural Resources and the Minister of Indian Affairs and Northern Development, pursuant to subsection 14(1)<sup>b</sup> of the *Canada Oil and Gas Operations Act*<sup>a</sup>, hereby makes the annexed *Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations*.

### CANADA OIL AND GAS DRILLING AND PRODUCTION REGULATIONS

#### INTERPRETATION

1. (1) The following definitions apply in these Regulations.
- “abandoned”, in relation to a well, means a well or part of a well that has been permanently plugged. (*abandonné*)
- “Act” means the *Canada Oil and Gas Operations Act*. (*Loi*)
- “artificial island” means a humanly constructed island to provide a site for the exploration and drilling, or the production, storage, transportation, distribution, measurement, processing or handling, of oil or gas. (*île artificielle*)
- “authorization” means an authorization issued by the Board under paragraph 5(1)(b) of the Act. (*autorisation*)
- “barrier” means any fluid, plug or seal that prevents gas or oil or any other fluid from flowing unintentionally from a well or from a formation into another formation. (*barrière*)
- “Board” means the National Energy Board established by section 3 of the *National Energy Board Act*. (*Office*)
- “casing liner” means a casing that is suspended from a string of casing previously installed in a well and does not extend to the wellhead. (*tubage partiel*)
- “commingled production” means production of oil and gas from more than one pool or zone through a common well-bore or flow line without separate measurement of the production from each pool or zone. (*production mélangée*)
- “completed”, in relation to a well, means a well that is prepared for production or injection operations. (*complété*)

Enregistrement  
DORS/2009-315 Le 26 novembre 2009

LOI SUR LES OPÉRATIONS PÉTROLIÈRES AU CANADA

## Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada

C.P. 2009-1890 Le 26 novembre 2009

Attendu que, conformément au paragraphe 15(1) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*<sup>a</sup>, le projet de règlement intitulé *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, conforme en substance au texte ci-après, a été publié dans la *Gazette du Canada* Partie I, le 18 avril 2009 et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard à la ministre des Ressources naturelles et au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien,

À ces causes, sur recommandation de la ministre des Ressources naturelles et du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et en vertu du paragraphe 14(1)<sup>b</sup> de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*<sup>a</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, ci-après.

### RÈGLEMENT SUR LE FORAGE ET LA PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ AU CANADA

#### DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1. (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.
- « abandonné » Se dit d'un puits ou d'une partie d'un puits qui a été obturé de façon permanente. (*abandoned*)
- « approbation relative à un puits » Approbation accordée par l'Office en vertu de l'article 13. (*well approval*)
- « autorisation » Autorisation délivrée par l'Office en vertu de l'alinéa 5(1)b) de la Loi. (*authorization*)
- « barrière » Tout fluide, bouchon ou autre dispositif d'étanchéité qui empêche du gaz, du pétrole ou tout autre fluide de s'écouler accidentellement soit d'une formation à une autre soit d'un puits. (*barrier*)
- « blessure entraînant une perte de temps de travail » Blessure qui empêche un employé de se présenter au travail ou de s'acquitter efficacement de toutes les fonctions liées à son travail habituel les jours suivant le jour de l'accident, qu'il s'agisse ou non de jours ouvrables pour lui. (*lost or restricted workday injury*)
- « blessure sans gravité » Lésion professionnelle, autre qu'une blessure entraînant une perte de temps de travail, qui fait l'objet d'un traitement médical ou de premiers soins. (*minor injury*)
- « câble » Câble renfermant un fil conducteur et servant à la manœuvre d'instruments de sondage ou d'autres outils dans un puits. (*wire line*)
- « câble lisse » Câble en acier monobrin servant à la manœuvre d'outils dans un puits. (*slick line*)

<sup>a</sup> R.S., c. 0-7; S.C. 1992, c. 35, s. 2

<sup>b</sup> S.C. 1994, c. 10, s. 7

<sup>a</sup> L.R., ch. 0-7; L.C. 1992, ch. 35, art. 2

<sup>b</sup> L.C. 1994, ch. 10, art. 7

- “completion interval” means a section within a well that is prepared to permit the
- (a) production of fluids from the well;
  - (b) observation of the performance of a reservoir; or
  - (c) injection of fluids into the well. (*intervalle de complétion*)
- “conductor casing” means the casing that is installed in a well to facilitate drilling of the hole for the surface casing. (*tubage initial*)
- “development plan” means the development plan that is approved by the Board in accordance with section 5.1 of the Act. (*plan de mise en valeur*)
- “drilling program” means the program for the drilling of one or more wells within a specified area and time using one or more drilling installations and includes any work or activity related to the program. (*programme de forage*)
- “environmental protection plan” means the environmental protection plan submitted to the Board under section 6. (*plan de protection de l’environnement*)
- “flow allocation procedure” means the procedure to
- (a) allocate total measured quantities of oil, gas and water produced from or injected into a pool or zone back to individual wells in a pool or zone where individual well production or injection is not measured separately; and
  - (b) allocate production to fields that are using a common storage or processing facility. (*méthode de répartition du débit*)
- “flow calculation procedure” means the procedure to be used to convert raw meter output to a measured quantity of oil, gas or water. (*méthode de calcul du débit*)
- “flow system” means the flow meters, auxiliary equipment attached to the flow meters, fluid sampling devices, production test equipment, the master meter and meter prover used to measure and record the rate and volumes at which fluids are
- (a) produced from or injected into a pool;
  - (b) used as a fuel;
  - (c) used for artificial lift; or
  - (d) flared or transferred from a production installation. (*système d’écoulement*)
- “fluid” means gas, liquid or a combination of the two. (*fluide*)
- “formation flow test” means an operation
- (a) to induce the flow of formation fluids to the surface of a well to procure reservoir fluid samples and determine reservoir flow characteristics; or
  - (b) to inject fluids into a formation to evaluate injectivity. (*essai d’écoulement de formation*)
- “incident” means
- (a) any event that causes
    - (i) a lost or restricted workday injury,
    - (ii) death,
    - (iii) fire or explosion,
    - (iv) a loss of containment of any fluid from a well,
    - (v) an imminent threat to the safety of a person, installation or support craft, or
    - (vi) pollution;
  - (b) any event that results in a missing person; or
  - (c) any event that causes
    - « cessation » S’entend de l’abandon, de la complétion, ou de la suspension de l’exploitation d’un puits. (*termination*)
    - « complété » Se dit d’un puits qui a été préparé en vue de travaux de production ou d’injection. (*completed*)
    - « conditions environnementales » Conditions météorologiques, océanographiques et conditions connexes, notamment l’état des glaces, qui peuvent influencer sur les activités visées par l’autorisation. (*physical environmental conditions*)
    - « contrôle d’un puits » Contrôle de la circulation des fluides qui pénètrent dans un puits ou en sortent. (*well control*)
    - « couche » Couche ou séquence de couches, y compris, pour l’application de la définition de « production mélangée », de l’article 7, du paragraphe 61(2), des articles 64 à 66 et 73, du paragraphe 82(2) et de l’article 85, toute couche désignée comme telle par l’Office en vertu de l’article 4. (*zone*)
    - « date de libération de l’appareil de forage » Date à laquelle un appareil de forage a exécuté des travaux pour la dernière fois dans un puits. (*rig release date*)
    - « déchets » Détritus, 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 et les déblais de forage usés ou excédentaires, ainsi que l’eau produite. (*waste material*)
    - « essai au prorata » Essai effectué dans un puits d’exploitation visé par un plan de mise en valeur pour en mesurer le débit des fluides produits à des fins de répartition. (*proration test*)
    - « essai d’écoulement de formation » Opération visant, selon le cas :
      - a) à provoquer l’écoulement des fluides de formation vers la surface d’un puits afin d’obtenir des échantillons des fluides du réservoir et de déterminer les caractéristiques de l’écoulement de celui-ci;
      - b) à injecter des fluides dans une formation afin d’évaluer l’injectivité. (*formation flow test*)
    - « exploitant » Personne qui est titulaire à la fois d’un permis de travaux délivré en vertu de l’alinéa 5(1)a) de la Loi et d’une autorisation. (*operator*)
    - « fluide » Gaz, liquide ou combinaison des deux. (*fluid*)
    - « fond marin » Partie de la croûte terrestre formant le fond des océans. (*seafloor*)
    - « île artificielle » Île construite de toutes pièces afin de servir d’emplacement pour la prospection et le forage, ou pour la production, le stockage, le transport, la distribution, la mesure, le traitement ou la manutention du pétrole ou du gaz. (*artificial island*)
    - « incident »
      - a) Événement qui entraîne l’une ou l’autre des situations suivantes :
        - (i) une blessure entraînant une perte de temps de travail,
        - (ii) une perte de vie,
        - (iii) un incendie ou une explosion,
        - (iv) une défaillance du confinement d’un fluide provenant d’un puits,
        - (v) une menace imminente à la sécurité d’une personne, d’une installation ou d’un véhicule de service,
        - (vi) de la pollution;
      - b) événement à la suite duquel une personne est portée disparue;

- (i) the impairment of any structure, facility, equipment or system critical to the safety of persons, an installation or support craft, or
- (ii) the impairment of any structure, facility, equipment or system critical to environmental protection. (*incident*)
- “lost or restricted workday injury” means an injury that prevents an employee from reporting for work or from effectively performing all the duties connected with the employee’s regular work on any day subsequent to the day on which the injury occurred whether or not that subsequent day is a working day for that employee. (*blessure entraînant une perte de temps de travail*)
- “minor injury” means an employment injury for which medical treatment or first aid is provided and excludes a lost or restricted workday injury. (*blessure sans gravité*)
- “multi-pool well” means a well that is completed in more than one pool. (*puits à gisements multiples*)
- “natural environment” means the physical and biological environment. (*milieu naturel*)
- “near-miss” means an event that would likely cause an event set out in paragraph (a) of the definition of “incident”, but does not due to particular circumstances. (*quasi-incident*)
- “operator” means a person that holds an operating licence under paragraph 5(1)(a) of the Act and an authorization. (*exploitant*)
- “permafrost” means the thermal condition of the ground when its temperature remains at or below 0°C for more than one year. (*pergélisol*)
- “physical environmental conditions” means the meteorological, oceanographic and related physical conditions, including ice conditions, that might affect a work or activity that is subject to an authorization. (*conditions environnementales*)
- “pollution” means the introduction into the natural environment of any substance or form of energy outside the limits applicable to the activity that is subject to an authorization, including spills. (*pollution*)
- “production control system” means the system provided to control the operation of, and monitor the status of, equipment for the production of oil and gas, and includes the installation and workover control system. (*système de contrôle de la production*)
- “production project” means an undertaking for the purpose of developing a production site on, or producing oil or gas from, a pool or field, and includes any work or activity related to the undertaking. (*projet de production*)
- “proration test” means, in respect of a development well to which a development plan applies, a test conducted to measure the rates at which fluids are produced from the well for allocation purposes. (*essai au prorata*)
- “recovery” means the recovery of oil and gas under reasonably foreseeable economic and operational conditions. (*récupération*)
- “relief well” means a well drilled to assist in controlling a blow-out in an existing well. (*puits de secours*)
- “rig release date” means the date on which a rig last conducted well operations. (*date de libération de l’appareil de forage*)
- “safety plan” means the safety plan submitted to the Board under section 6. (*plan de sécurité*)
- “seafloor” means the surface of all that portion of land under the sea. (*fond marin*)
- c) événement qui nuit :
- (i) soit au fonctionnement d’une structure, de matériel, d’un équipement ou d’un système essentiel au maintien de la sécurité des personnes ou de l’intégrité d’une installation ou d’un véhicule de service,
- (ii) soit au fonctionnement d’une structure, de matériel, d’un équipement ou d’un système essentiel à la protection de l’environnement. (*incident*)
- « intervalle de complétion » Section aménagée dans un puits en vue de l’une des activités suivantes :
- a) la production de fluides à partir du puits;
- b) l’observation du rendement d’un réservoir;
- c) l’injection de fluides dans le puits. (*completion interval*)
- « Loi » La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. (*Act*)
- « méthode de calcul du débit » Méthode utilisée pour convertir le débit brut d’un compteur en une quantité mesurée de pétrole, de gaz ou d’eau. (*flow calculation procedure*)
- « méthode de répartition du débit » Méthode servant à :
- a) répartir les quantités mesurées totales de pétrole, de gaz et d’eau qui sont produits par un gisement ou une couche ou y sont injectés, entre les différents puits faisant partie d’un gisement ou d’une couche où la production ou l’injection n’est pas mesurée séparément pour chaque puits;
- b) répartir la production entre les champs où le stockage ou le traitement se fait dans une installation commune. (*flow allocation procedure*)
- « milieu naturel » Milieu physique et biologique. (*natural environment*)
- « Office » L’Office national de l’énergie, constitué par l’article 3 de la *Loi sur l’Office national de l’énergie*. (*Board*)
- « pergélisol » Condition thermique du sol lorsque sa température est égale ou inférieure à 0 °C pendant plus d’un an. (*permafrost*)
- « plan de mise en valeur » Plan de mise en valeur approuvé par l’Office aux termes de l’article 5.1 de la *Loi*. (*development plan*)
- « plan de protection de l’environnement » Plan de protection de l’environnement remis à l’Office conformément à l’article 6. (*environmental protection plan*)
- « plan de sécurité » Plan en matière de sécurité remis à l’Office conformément à l’article 6. (*safety plan*)
- « pollution » 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 rejets. (*pollution*)
- « production mélangée » Production de pétrole et de gaz provenant de plusieurs gisements ou couches et circulant dans la même conduite ou dans le même trou de sonde, sans mesurage distinct de la production de chaque gisement ou couche. (*com-mingled production*)
- « programme de forage » Programme relatif au forage d’un ou de plusieurs puits, dans une région donnée et au cours d’une période déterminée, au moyen d’une ou de plusieurs installations de forage. Y sont assimilées les activités connexes au programme. (*drilling program*)
- « projet de production » Projet visant la mise en valeur d’un emplacement de production ou la production de pétrole ou de gaz à partir d’un champ ou d’un gisement, y compris les activités connexes au projet. (*production project*)

- “slick line” means a single steel cable used to run tools in a well. (*câble lisse*)
- “support craft” means a vessel, vehicle, aircraft, standby vessel or other craft used to provide transportation for or assistance to persons on the site where a work or activity is conducted. (*véhicule de service*)
- “surface casing” means the casing that is installed in a well to a sufficient depth, in a competent formation, to establish well control for the continuation of the drilling operations. (*tubage de surface*)
- “suspended”, in relation to a well or part of a well, means a well or part of a well in which drilling or production operations have temporarily ceased. (*suspension de l’exploitation*)
- “termination” means the abandonment, completion or suspension of a well’s operations. (*cessation*)
- “waste material” means any garbage, refuse, sewage or waste well fluids or any other useless material that is generated during drilling, well or production operations, including used or surplus drilling fluid and drill cuttings and produced water. (*déchets*)
- “well approval” means the approval granted by the Board under section 13. (*approbation relative à un puits*)
- “well-bore” means the hole drilled by a bit in order to make a well. (*trou de sonde*)
- “well control” means the control of the movement of fluids into or from a well. (*contrôle d’un puits*)
- “well operation” means the operation of drilling, completion, recompletion, intervention, re-entry, workover, suspension or abandonment of a well. (*travaux relatifs à un puits*)
- “wire line” means a line that contains a conductor wire and that is used to run survey instruments or other tools in a well. (*câble*)
- “workover” means an operation on a completed well that requires removal of the Christmas tree or the tubing. (*reconditionnement*)
- “zone” means any stratum or any sequence of strata and includes, for the purposes of the definition “commingled production”, section 7, subsection 61(2), sections 64 to 66 and 73, subsection 82(2) and section 85, a zone that has been designated as such by the Board under section 4. (*couche*)
- « puits à gisements multiples » Puits complété dans plus d’un gisement. (*multi-pool well*)
- « puits de secours » Puits foré pour aider à contrôler l’éruption d’un puits existant. (*relief well*)
- « quasi-incident » Événement qui serait susceptible d’entraîner une des situations visées à l’alinéa a) de la définition de « incident » mais qui, en raison de circonstances particulières, n’en entraîne pas. (*near-miss*)
- « reconditionnement » Opération pratiquée sur un puits complété et exigeant le retrait de la tête d’éruption ou du tube. (*workover*)
- « récupération » Récupération de pétrole et de gaz dans des conditions économiques et opérationnelles normalement prévisibles. (*recovery*)
- « suspension de l’exploitation » S’agissant d’un puits ou d’une partie d’un puits, interruption temporaire des activités de forage ou des travaux de production. (*suspended*)
- « système de contrôle de la production » Système servant au contrôle du fonctionnement de l’équipement de production de pétrole et de gaz et à la surveillance de son état, y compris le système de régulation de l’installation et du reconditionnement. (*production control system*)
- « système d’écoulement » Les débitmètres et l’équipement auxiliaire qui y est fixé, les dispositifs d’échantillonnage de fluides, l’équipement pour les essais de production, le compteur principal et le compteur étalon servant à mesurer et à enregistrer le débit et le volume des fluides qui, selon le cas :
- sont produits par un gisement ou y sont injectés;
  - sont utilisés comme combustibles;
  - sont utilisés pour l’ascension artificielle;
  - sont brûlés à la torche ou transférés d’une installation de production. (*flow system*)
- « travaux relatifs à un puits » Travaux liés au forage, à la complé- tion, à la remise en production, au reconditionnement, à la sus- pension de l’exploitation, à l’abandon ou à la rentrée d’un puits ou à l’intervention dans un puits. (*well operation*)
- « trou de sonde » Trou foré au moyen d’un trépan pour le creu- sage d’un puits. (*well-bore*)
- « tubage de surface » Tubage installé assez profondément dans un puits, dans une formation compétente, pour assurer le contrôle du puits en vue de la poursuite des travaux de forage. (*surface casing*)
- « tubage initial » Tubage installé dans un puits pour faciliter le forage du trou dans lequel sera introduit le tubage de surface. (*conductor casing*)
- « tubage partiel » Tubage suspendu à un train de tubage installé antérieurement dans un puits et qui n’atteint pas la tête du puits. (*casing liner*)
- « véhicule de service » Navire, véhicule, aéronef, navire de se- cours ou autre moyen de transport ou d’aide destiné aux per- sonnes se trouvant à un emplacement où sont menées des acti- vités. (*support craft*)
- (2) In these Regulations, “delineation well”, “development well” and “exploratory well” have the same meaning as in sub- section 101(1) of the *Canada Petroleum Resources Act*.
- (3) In these Regulations, “drilling installation”, “drilling rig”, “drilling unit”, “drill site”, “installation”, “production installa- tion”, “production operation”, “production site” and “subsea
- (2) Dans le présent règlement, « puits de délimitation », « puits d’exploitation » et « puits d’exploration » s’entendent au sens du paragraphe 101(1) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.
- (3) Dans le présent règlement, « appareil de forage », « empla- cement de forage », « emplacement de production », « installa- tion », « installation de forage », « installation de production »,

production system” have the same meaning as in subsection 2(1) of the *Canada Oil and Gas Installations Regulations*.

(4) The following definitions apply for the purposes of paragraph 5(4)(c) of the Act:

“production facility” means equipment for the production of oil or gas located at a production site, including separation, treating and processing facilities, equipment and facilities used in support of production operations, landing areas, heliports, storage areas or tanks and dependent personnel accommodations, but not including any associated platform, artificial island, subsea production system, drilling equipment or diving system. (*matériel de production*)

“production platform” means a production facility and any associated platform, artificial island, subsea production system, offshore loading system, drilling equipment, facilities related to marine activities and dependent diving system. (*plate-forme de production*)

(5) For the purpose of section 5.11 of the Act, “installation” means an onshore or offshore installation.

(6) For the purpose of section 58.2 of the Act, an onshore or offshore installation is prescribed as an installation.

« système de production sous-marin », « travaux de production » et « unité de forage » s’entendent au sens du paragraphe 2(1) du *Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada*.

(4) Les définitions qui suivent s’appliquent à l’alinéa 5(4)c) de la Loi.

« matériel de production » Équipement de production du pétrole ou du gaz se trouvant à l’emplacement de production, y compris le matériel de séparation, de traitement et de transformation, les équipements et le matériel utilisés à l’appui des travaux de production, les aires d’atterrissage, les héliports, les aires ou les réservoirs de stockage et les logements du personnel connexes. La présente définition exclut toute plate-forme, toute île artificielle, tout système de production sous-marin, tout équipement de forage et tout système de plongée connexes. (*production facility*)

« plate-forme de production » S’entend de tout matériel de production, ainsi que de tout système de production sous-marin, plate-forme, île artificielle, système de chargement extracôtier, équipement de forage, matériel lié aux activités maritimes et système de plongée non autonome connexes. (*production platform*)

(5) Pour l’application de l’article 5.11 de la Loi, « installation » s’entend d’une installation terrestre ou extracôtière.

(6) Pour l’application de l’article 58.2 de la Loi, les installations terrestres et extracôtières sont des installations désignées.

## PART 1

### BOARD’S POWERS

#### SPACING

**2.** The Board is authorized to make orders respecting the allocation of areas, including the determination of the size of spacing units and the well production rates for the purpose of drilling for or producing oil and gas and to exercise any powers and perform any duties that may be necessary for the management and control of oil or gas production.

#### NAMES AND DESIGNATIONS

**3.** The Board may give a name, classification or status to any well and may change that name, classification or status.

**4.** The Board may also

- (a) designate a zone for the purposes of these Regulations;
- (b) give a name to a pool or field; and
- (c) define the boundaries of a pool, zone or field for the purpose of identifying it.

## PART 2

### MANAGEMENT SYSTEM, APPLICATION FOR AUTHORIZATION AND WELL APPROVALS

#### MANAGEMENT SYSTEM

**5.** (1) The applicant for an authorization shall develop an effective management system that integrates operations and technical

## PARTIE 1

### POUVOIRS DE L’OFFICE

#### ESPACEMENT

**2.** L’Office est autorisé à rendre des ordonnances concernant l’attribution de secteurs, notamment en ce qui a trait à la dimension des unités d’espacement et au taux de production des puits aux fins de forage ou de production de pétrole ou de gaz, et à exercer les attributions nécessaires à la gestion et au contrôle de la production du pétrole et du gaz.

#### NOMS ET DÉSIGNATIONS

**3.** L’Office peut attribuer un nom, une classe ou un statut à un puits et les modifier.

**4.** L’Office peut en outre :

- a) désigner comme telle une couche pour l’application du présent règlement;
- b) attribuer un nom à un gisement ou à un champ;
- c) définir les limites d’un gisement, d’une couche ou d’un champ à des fins d’identification.

## PARTIE 2

### SYSTÈME DE GESTION, DEMANDE D’AUTORISATION ET APPROBATIONS RELATIVES À UN PUIT

#### SYSTÈME DE GESTION

**5.** (1) La personne qui demande une autorisation est tenue d’élaborer un système de gestion efficace qui intègre les systèmes



systems with the management of financial and human resources to ensure compliance with the Act and these Regulations.

- (2) The management system shall include
- (a) the policies on which the system is based;
  - (b) the processes for setting goals for the improvement of safety, environmental protection and waste prevention;
  - (c) the processes for identifying hazards and for evaluating and managing the associated risks;
  - (d) the processes for ensuring that personnel are trained and competent to perform their duties;
  - (e) the processes for ensuring and maintaining the integrity of all facilities, structures, installations, support craft and equipment necessary to ensure safety, environmental protection and waste prevention;
  - (f) the processes for the internal reporting and analysis of hazards, minor injuries, incidents and near-misses and for taking corrective actions to prevent their recurrence;
  - (g) the documents describing all management system processes and the processes for making personnel aware of their roles and responsibilities with respect to them;
  - (h) the processes for ensuring that all documents associated with the system are current, valid and have been approved by the appropriate level of authority;
  - (i) the processes for conducting periodic reviews or audits of the system and for taking corrective actions if reviews or audits identify areas of non-conformance with the system and opportunities for improvement;
  - (j) the arrangements for coordinating the management and operations of the proposed work or activity among the owner of the installation, the contractors, the operator and others, as applicable; and
  - (k) the name and position of the person accountable for the establishment and maintenance of the system and of the person responsible for implementing it.

(3) The management system documentation shall be controlled and set out in a logical and systematic fashion to allow for ease of understanding and efficient implementation.

(4) The management system shall correspond to the size, nature and complexity of the operations and activities, hazards and risks associated with the operations.

APPLICATION FOR AUTHORIZATION

- 6.** The application for authorization shall be accompanied by
- (a) a description of the scope of the proposed activities;
  - (b) an execution plan and schedule for undertaking those activities;
  - (c) a safety plan that meets the requirements of section 8;
  - (d) an environmental protection plan that meets the requirements of section 9;
  - (e) information on any proposed flaring or venting of gas, including the rationale and the estimated rate, quantity and period of the flaring or venting;

opérationnels et techniques et la gestion des ressources humaines et financières pour assurer l'observation de la Loi et du présent règlement.

- (2) Le système de gestion doit comprendre :
- a) un énoncé des politiques qui en constituent le fondement;
  - b) des processus permettant de fixer des objectifs en vue d'améliorer la sécurité, la protection de l'environnement et la prévention du gaspillage;
  - c) des processus permettant de repérer les dangers et d'évaluer et maîtriser les risques connexes;
  - d) des processus permettant de veiller à ce que les membres du personnel soient formés et disposent des compétences nécessaires pour remplir leurs fonctions;
  - e) des processus permettant de garantir et de préserver l'intégrité du matériel, des structures, des installations, des véhicules de service et des équipements nécessaires à la sécurité, à la protection de l'environnement et à la prévention du gaspillage;
  - f) des processus permettant de signaler à l'interne et d'analyser les dangers, les blessures sans gravité, les incidents et les quasi-accidents, et de prendre des mesures correctives pour empêcher que ceux-ci ne se reproduisent;
  - g) des documents exposant tous les processus du système de gestion et les processus visant à faire connaître aux membres du personnel leurs rôles et leurs responsabilités à cet égard;
  - h) des processus permettant de veiller à ce que tous les documents relatifs au système soient à jour, valides et approuvés par le niveau décisionnel compétent;
  - i) des processus permettant d'effectuer des examens ou des vérifications périodiques du système et d'appliquer des mesures correctives lorsque les examens ou vérifications révèlent des manquements au système de gestion et des domaines susceptibles d'amélioration;
  - j) des dispositions concernant la coordination des fonctions de gestion et d'exploitation de l'activité projetée, entre le propriétaire de l'installation, les entrepreneurs, l'exploitant et les autres parties, selon le cas;
  - k) le nom et le titre du poste de la personne qui doit répondre de l'élaboration et de la tenue du système de gestion et de la personne chargée de sa mise en œuvre.

(3) La documentation relative au système de gestion doit être contrôlée et présentée d'une manière logique et systématique pour en faciliter la compréhension et pour assurer l'application efficace du système.

(4) Le système de gestion doit être adapté à l'importance, à la nature et à la complexité des travaux et des activités, ainsi que des dangers et risques connexes.

DEMANDE D'AUTORISATION

- 6.** La demande d'autorisation est accompagnée des documents et renseignements suivants :
- a) la description de l'étendue des activités projetées;
  - b) un plan de mise en œuvre et un calendrier des activités projetées;
  - c) un plan de sécurité qui répond aux exigences de l'article 8;
  - d) un plan de protection de l'environnement qui répond aux exigences de l'article 9;
  - e) des renseignements sur le brûlage de gaz à la torche ou le rejet de gaz dans l'atmosphère qui sont prévus, y compris la

- (f) information on any proposed burning of oil, including the rationale and the estimated quantity of oil proposed to be burned;
- (g) in the case of a drilling installation, a description of the drilling and well control equipment;
- (h) in the case of a production installation, a description of the processing facilities and control system;
- (i) in the case of a production project, a field data acquisition program that allows sufficient pool pressure measurements, fluid samples, cased hole logs and formation flow tests for a comprehensive assessment of the performance of development wells, pool depletion schemes and the field;
- (j) contingency plans, including emergency response procedures, to mitigate the effects of any reasonably foreseeable event that might compromise safety or environmental protection, which shall
  - (i) provide for coordination measures with any relevant municipal, provincial, territorial or federal emergency response plan, and
  - (ii) in an offshore area where oil is reasonably expected to be encountered, identify the scope and frequency of the field practice exercise of oil spill countermeasures; and
- (k) a description of the decommissioning and abandonment of the site, including methods for restoration of the site after its abandonment.

**7.** (1) If the application for authorization covers a production installation, the applicant shall also submit to the Board for its approval the flow system, the flow calculation procedure and the flow allocation procedure that will be used to conduct the measurements referred to in Part 7.

(2) The Board shall approve the flow system, the flow calculation procedure and the flow allocation procedure if the applicant demonstrates that the system and procedures facilitate reasonably accurate measurements and allocate, on a pool or zone basis, the production from and injection into individual wells.

**8.** The safety plan shall set out the procedures, practices, resources, sequence of key safety-related activities and monitoring measures necessary to ensure the safety of the proposed work or activity and shall include

- (a) a summary of and references to the management system that demonstrate how it will be applied to the proposed work or activity and how the duties set out in these Regulations with regard to safety will be fulfilled;
- (b) a summary of the studies undertaken to identify hazards and to evaluate safety risks related to the proposed work or activity;
- (c) a description of the hazards that were identified and the results of the risk evaluation;
- (d) a summary of the measures to avoid, prevent, reduce and manage safety risks;
- (e) a list of all structures, facilities, equipment and systems critical to safety and a summary of the system in place for their inspection, testing and maintenance;

raison du brûlage ou du rejet et une estimation du taux de rejet, des quantités de gaz qu'il est prévu de brûler ou de rejeter et de la période de temps au cours de laquelle le brûlage ou le rejet aura lieu;

f) des renseignements sur le brûlage de pétrole prévu, y compris la raison du brûlage et une estimation des quantités qu'il est prévu de brûler;

g) dans le cas d'une installation de forage, la description de l'équipement de forage et de contrôle des puits;

h) dans le cas d'une installation de production, la description du matériel de transformation et du système de contrôle;

i) dans le cas d'un projet de production, un programme d'acquisition des données relatives au champ, élaboré de manière à permettre l'obtention des mesures de la pression du gisement, des échantillons de fluide, des diagraphies en puits tubé et des essais d'écoulement de formation du puits nécessaires à une évaluation complète de la performance des puits d'exploitation, des scénarios d'épuisement du gisement et du champ;

j) des plans d'urgence, y compris des procédures d'intervention d'urgence, en vue de réduire les conséquences de tout événement normalement prévisible qui pourrait compromettre la sécurité ou la protection de l'environnement, lesquels doivent :

(i) prévoir des mesures permettant leur coordination avec tout plan d'intervention d'urgence municipal, provincial, territorial ou fédéral pertinent,

(ii) dans le cas d'une région extracôtière où du pétrole peut vraisemblablement être découvert, préciser l'étendue et la fréquence des exercices d'intervention en cas de rejet de pétrole;

k) une description des procédures de désaffectation et d'abandon du site, y compris les méthodes de rétablissement du site après l'abandon.

**7.** (1) Si la demande d'autorisation vise une installation de production, le demandeur soumet aussi à l'approbation de l'Office le système d'écoulement et les méthodes de calcul et de répartition du débit qui seront utilisés pour effectuer le mesurage prévu à la partie 7.

(2) L'Office approuve le système d'écoulement et les méthodes de calcul et de répartition du débit si le demandeur établit qu'ils permettent de déterminer de façon suffisamment précise les mesures et répartit, par gisement ou couche, la production et l'injection pour chaque puits.

**8.** Le plan de sécurité doit prévoir les procédures, les pratiques, les ressources, la séquence des principales activités en matière de sécurité et les mesures de surveillance nécessaires pour assurer la sécurité des activités projetées et doit en outre comporter :

a) un résumé du système de gestion et les renvois à celui-ci qui démontrent sa mise en œuvre pendant le déroulement des activités projetées et comment le système de gestion permettra de se conformer aux obligations prévues par le présent règlement en matière de sécurité;

b) un résumé des études réalisées pour cerner les dangers et évaluer les risques pour la sécurité liés aux activités projetées;

c) la description des dangers cernés et les résultats de l'évaluation des risques;

d) un résumé des mesures pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques pour la sécurité;

e) une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes qui sont essentiels à la sécurité, ainsi qu'un résumé du

(f) a description of the organizational structure for the proposed work or activity and the command structure on the installation, which clearly explains

- (i) their relationship to each other, and
- (ii) the contact information and position of the person accountable for the safety plan and of the person responsible for implementing it;

(g) if the possibility of pack sea ice, drifting icebergs or land-fast sea ice exists at the drill or production site, the measures to address the protection of the installation, including systems for ice detection, surveillance, data collection, reporting, forecasting and, if appropriate, ice avoidance or deflection; and

(h) a description of the arrangements for monitoring compliance with the plan and for measuring performance in relation to its objectives.

**9.** The environmental protection plan shall set out the procedures, practices, resources and monitoring necessary to manage hazards to and protect the environment from the proposed work or activity and shall include

(a) a summary of and references to the management system that demonstrate how it will be applied to the proposed work or activity and how the duties set out in these Regulations with regard to environmental protection will be fulfilled;

(b) a summary of the studies undertaken to identify environmental hazards and to evaluate environmental risks relating to the proposed work or activity;

(c) a description of the hazards that were identified and the results of the risk evaluation;

(d) a summary of the measures to avoid, prevent, reduce and manage environmental risks;

(e) a list of all structures, facilities, equipment and systems critical to environmental protection and a summary of the system in place for their inspection, testing and maintenance;

(f) a description of the organizational structure for the proposed work or activity and the command structure on the installation, which clearly explains

- (i) their relationship to each other, and
- (ii) the contact information and position of the person accountable for the environmental protection plan and the person responsible for implementing it;

(g) the procedures for the selection, evaluation and use of chemical substances including process chemicals and drilling fluid ingredients;

(h) a description of equipment and procedures for the treatment, handling and disposal of waste material;

(i) a description of all discharge streams and limits for any discharge into the natural environment including any waste material;

(j) a description of the system for monitoring compliance with the discharge limits identified in paragraph (i), including the sampling and analytical program to determine if those discharges are within the specified limits; and

(k) a description of the arrangements for monitoring compliance with the plan and for measuring performance in relation to its objectives.

système en place pour veiller à leur inspection, essai et entretien;

f) une description de la structure organisationnelle relative à l'exécution des activités projetées et de la structure de commandement de l'installation, qui indique clairement :

- (i) le lien entre les deux structures,
- (ii) le titre du poste et les coordonnées de la personne qui répond du plan de sécurité et de la personne chargée de sa mise en œuvre;

g) s'il risque d'y avoir des banquises marines, des icebergs flottants ou des banquises côtières sur les lieux de forage ou de production, les mesures prévues pour assurer la protection de l'installation, y compris les systèmes de détection et de surveillance des glaces, de collecte des données, de signalement et de prévision et, s'il y a lieu, d'évitement ou de déviation des glaces;

h) une description des mécanismes de surveillance nécessaires pour veiller à ce que le plan soit mis en œuvre et pour évaluer le rendement au regard de ses objectifs.

**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 :

a) un résumé du système de gestion et les renvois à celui-ci qui démontrent sa mise en œuvre pendant le déroulement des activités projetées et comment le système de gestion permettra de se conformer aux obligations prévues par le présent règlement en matière de protection de l'environnement;

b) un résumé des études réalisées pour cerner les dangers pour l'environnement et évaluer les risques pour l'environnement liés aux activités projetées;

c) une description des dangers cernés et les résultats de l'évaluation des risques;

d) un résumé des mesures prévues pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques pour l'environnement;

e) une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la protection de l'environnement, ainsi qu'un résumé du système en place pour leur inspection, essai et entretien;

f) une description de la structure organisationnelle relative à l'exécution des activités projetées et de la structure de commandement de l'installation, qui indique clairement :

- (i) le lien entre les deux structures,
- (ii) le titre du poste et les coordonnées de la personne qui répond du plan de protection de l'environnement et de la personne chargée de sa mise en œuvre;

g) les procédures de sélection, d'évaluation et d'utilisation des substances chimiques, y compris les produits chimiques utilisés pour les procédés et les fluides de forage;

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 l'évacuation des déchets;

j) une description du système de contrôle des limites d'évacuation visées à l'alinéa h), y compris le programme d'échantillonnage et d'analyse servant à vérifier si les limites sont respectées;

WELL APPROVAL

**10.** (1) Subject to subsection (2), an operator who intends to drill, re-enter, work over, complete or recomplete a well or suspend or abandon a well or part of a well shall obtain a well approval.

(2) A well approval is not necessary to conduct a wire line, slick line or coiled tubing operation through a Christmas tree located above sea level if

- (a) the work does not alter the completion interval or is not expected to adversely affect recovery; and
- (b) the equipment, operating procedures and qualified persons exist to conduct the wire line, slick line or coiled tubing operations as set out in the authorization.

**11.** If the well approval sought is to drill a well, the application shall contain

- (a) a comprehensive description of the drilling program; and
- (b) a well data acquisition program that allows for the collection of sufficient cutting and fluid samples, logs, conventional cores, sidewall cores, pressure measurements and formation flow tests, analyses and surveys to enable a comprehensive geological and reservoir evaluation to be made.

**12.** The application shall contain

- (a) if the well approval sought is to re-enter, work over, complete or recomplete a well or suspend or abandon a well or part of it, a detailed description of that well, the proposed work or activity and the rationale for conducting it;
- (b) if the well approval sought is to complete a well, in addition to the information required under paragraph (a), information that demonstrates that section 46 will be complied with; and
- (c) if the well approval sought is to suspend a well or part of it, in addition to the information required under paragraph (a), an indication of the period within which the suspended well or part of it will be abandoned or completed.

**13.** The Board shall grant the well approval if the operator demonstrates that the work or activity will be conducted safely, without waste and without pollution, in compliance with these Regulations.

SUSPENSION AND REVOCATION OF A WELL APPROVAL

**14.** (1) The Board may suspend the well approval if

- (a) the operator fails to comply with the approval and the work or activity cannot be conducted safely, without waste or without pollution;
- (b) the safety of the work or activity becomes uncertain because
  - (i) the level of performance of the installation or service equipment, any ancillary equipment or any support craft is demonstrably less than the level of performance indicated in the application, or

APPROBATION RELATIVE AU PUIITS

**10.** (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant qui a l'intention de procéder, à l'égard d'un puits ou d'une partie de puits, à des travaux de forage, de rentrée, de reconditionnement, de complétion, de remise en production, de suspension de l'exploitation ou d'abandon doit avoir reçu l'approbation afférente.

(2) Aucune approbation n'est nécessaire pour exécuter des travaux par câble, par câble lisse ou par tube de production concentrique au moyen d'une tête d'éruption installée au-dessus du niveau de la mer, si les conditions suivantes sont réunies :

- a) les travaux exécutés ne modifient pas l'état d'un intervalle de complétion ou ne devraient pas nuire à la récupération;
- b) l'équipement, les marches à suivre et les qualifications du personnel effectuant le travail sont conformes à l'autorisation.

**11.** La demande d'approbation relative à un puits qui vise le forage contient :

- a) une description complète du programme de forage;
- b) un programme d'acquisition de données relatives au puits élaboré de manière à permettre l'obtention des échantillons de déblais et de fluide, des diagraphies, des carottes classiques, des carottes latérales, des mesures de pression, des essais d'écoulement de formation, des analyses et des levés nécessaires à une évaluation complète de la géologie et du réservoir.

**12.** La demande d'approbation relative à un puits qui vise les travaux ci-après contient :

- a) s'agissant d'une rentrée ou de travaux de reconditionnement, de complétion, de remise en production, de suspension de l'exploitation ou d'abandon visant un puits ou une partie d'un puits, une description détaillée du puits ou de la partie, de l'activité projetée et de son but;
- b) s'agissant de la complétion d'un puits, outre les renseignements mentionnés à l'alinéa a), des renseignements démontrant que les exigences de l'article 46 seront respectées;
- c) s'agissant de la suspension de l'exploitation d'un puits ou d'une partie d'un puits, outre les renseignements mentionnés à l'alinéa a), la mention du délai dans lequel le puits ou la partie de puits sera abandonné ou complété.

**13.** L'Office accorde l'approbation relative au puits si l'exploitant démontre que les activités seront menées en toute sécurité, sans gaspillage ni pollution, conformément au présent règlement.

SUSPENSION ET ANNULATION DE L'APPROBATION RELATIVE À UN PUIITS

**14.** (1) L'Office peut suspendre l'approbation relative au puits dans les cas suivants :

- a) l'exploitant omet de se conformer à toute condition de l'approbation et les activités ne peuvent plus être menées en toute sécurité ou sans gaspillage ou pollution;
- b) la sécurité des activités ne peut plus être assurée pour l'une ou l'autre des raisons suivantes :
  - (i) le niveau de rendement de l'installation, de l'équipement de service ou auxiliaire ou d'un véhicule de service est nettement inférieur au niveau précisé dans la demande d'approbation,

(ii) the physical environmental conditions encountered in the area of the activity for which the well approval was granted are more severe than the equipment's operating limits as specified by the manufacturer; or

(c) the operator fails to comply with the approvals issued under subsection 7(2), 52(4) or 66(2).

(2) The Board may revoke the well approval if the operator fails to remedy the situation causing the suspension within 120 days after the date of that suspension.

#### DEVELOPMENT PLANS

**15.** For the purpose of subsection 5.1(1) of the Act, the well approval relating to a production project is prescribed.

**16.** For the purpose of paragraph 5.1(3)(b) of the Act, Part II of the development plan relating to a proposed development of a pool or field shall contain a resource management plan.

### PART 3

#### OPERATOR'S DUTIES

##### AVAILABILITY OF DOCUMENTS

**17.** (1) The operator shall keep a copy of the authorization, the well approval and all other approvals and plans required under these Regulations, the Act and the regulations made under the Act at each installation and shall make them available for examination at the request of any person at each installation.

(2) The operator shall ensure that a copy of all operating manuals and other procedures and documents necessary to execute the work or activity and to operate the installation safely without pollution are readily accessible at each installation.

##### MANAGEMENT SYSTEM

**18.** The operator shall ensure compliance with the management system referred to in section 5.

##### SAFETY AND ENVIRONMENTAL PROTECTION

**19.** The operator shall take all reasonable precautions to ensure safety and environmental protection, including ensuring that

(a) any operation necessary for the safety of persons at an installation or on a support craft has priority, at all times, over any work or activity at that installation or on that support craft;

(b) safe work methods are followed during all drilling, well or production operations;

(c) there is a shift handover system to effectively communicate any conditions, mechanical or procedural deficiencies or other problems that might have an impact on safety or environmental protection;

(d) differences in language or other barriers to effective communication do not jeopardize safety or environmental protection;

(e) all persons at an installation, or in transit to or from an installation, receive instruction in and are familiar with safety and evacuation procedures and with their roles and responsibilities in the contingency plans, including emergency response procedures;

(ii) les conditions environnementales existant dans la zone où se déroule l'activité pour laquelle l'approbation a été accordée sont plus difficiles que celles prévues par le fabricant de l'équipement;

c) l'exploitant omet de se conformer à l'approbation délivrée par l'Office aux termes des paragraphes 7(2), 52(4) ou 66(2).

(2) L'Office peut annuler l'approbation si l'exploitant omet de corriger la situation dans les cent vingt jours suivant la suspension.

#### PLAN DE MISE EN VALEUR

**15.** L'approbation relative au puits qui vise un projet de production vaut pour l'application du paragraphe 5.1(1) de la Loi.

**16.** Pour l'application du paragraphe 5.1(3) de la Loi, la seconde partie du projet de plan de mise en valeur relatif à des activités projetées sur un gisement ou un champ doit contenir un plan de gestion des ressources.

### PARTIE 3

#### OBLIGATIONS DE L'EXPLOITANT

##### DISPONIBILITÉ DES DOCUMENTS

**17.** (1) L'exploitant conserve à chaque installation une copie de l'autorisation, de l'approbation relative au puits et de toute autre approbation ainsi que de tout plan exigés par le présent règlement et par la Loi et ses règlements, et les met, sur place, à la disposition de quiconque en fait la demande.

(2) L'exploitant veille à ce qu'une copie des manuels d'exploitation et de tout autre procédé ou document nécessaire à la conduite des activités et au fonctionnement sûr et sans pollution de l'installation soit facilement accessible à chaque installation.

##### SYSTÈME DE GESTION

**18.** L'exploitant veille au respect du système de gestion prévu à l'article 5.

##### SÉCURITÉ ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

**19.** L'exploitant doit prendre toutes les mesures voulues pour assurer la sécurité et la protection de l'environnement, notamment :

a) prendre les dispositions nécessaires pour assurer prioritairement et en tout temps la sécurité des personnes se trouvant dans une installation ou un véhicule de service;

b) adopter des méthodes de travail sûres pendant l'exécution des activités de forage, des travaux relatifs à un puits et des travaux de production;

c) mettre en place un système pour assurer, à chaque changement d'équipe de travail, la communication efficace de tout renseignement relatif aux conditions, aux problèmes mécaniques ou opérationnels ou à d'autres problèmes susceptibles d'influer sur la sécurité des personnes ou sur la protection de l'environnement;

d) veiller à ce que la sécurité ou la protection de l'environnement ne soit pas compromise du fait d'une mauvaise communication due à des obstacles linguistiques ou à d'autres facteurs;

- (f) any drilling or well operation is conducted in a manner that maintains full control of the well at all times;
- (g) if there is loss of control of a well at an installation, all other wells at that installation are shut in until the well that is out of control is secured;
- (h) plans are in place to deal with potential hazards;
- (i) all equipment required for safety and environmental protection is available and in an operable condition;
- (j) the inventory of all equipment identified in the safety plan and the environmental protection plan is updated after the completion of any significant modification or repair to any major component of the equipment;
- (k) the administrative and logistical support that is provided for drilling, well or production operations includes accommodation, transportation, first aid and storage, repair facilities and communication systems suitable for the area of operations;
- (l) a sufficient number of trained and competent individuals are available to complete the authorized work or activities and to carry out any work or activity safely and without pollution; and
- (m) any operational procedure that is a hazard to safety or the environment is corrected and all affected persons are informed of the alteration.

**20.** (1) No person shall tamper with, activate without cause, or misuse any safety or environmental protection equipment.

(2) A passenger on a helicopter, supply vessel or any other support craft engaged in a drilling program or production project shall comply with all applicable safety instructions.

**21.** (1) No person shall smoke on an installation except in those areas set aside by the operator for that use.

(2) The operator shall ensure compliance with subsection (1).

#### STORING AND HANDLING OF CONSUMABLES

**22.** The operator shall ensure that fuel, potable water, spill containment products, safety-related chemicals, drilling fluids, cement and other consumables are

- (a) readily available and stored on an installation in quantities sufficient for any normal and reasonably foreseeable emergency condition; and
- (b) stored and handled in a manner that minimizes their deterioration, ensures safety and prevents pollution.

- e) s'assurer que toutes les personnes se trouvant dans une installation ou qui y transitent sont informées des consignes de sécurité et des procédures d'évacuation, ainsi que des rôles et des responsabilités qui leur incombent aux termes des plans d'urgence, y compris des procédures d'intervention d'urgence;
- f) faire en sorte que toutes les activités de forage ou tous les travaux relatifs à un puits soient effectués de manière à ce que le puits soit entièrement contrôlé en tout temps;
- g) s'assurer que, en cas de perte de contrôle d'un puits à une installation, les obturateurs de tous les autres puits de l'installation sont fermés, jusqu'à ce que le puits ne présente plus de danger;
- h) prévoir des dispositions pour corriger toute situation comportant des risques potentiels;
- i) vérifier que tout l'équipement nécessaire à la sécurité et à la protection de l'environnement est en bon état et utilisable au besoin;
- j) s'assurer que la liste de tout l'équipement mentionné dans le plan de sécurité et de protection de l'environnement est mise à jour après toute modification ou réparation majeure à une pièce d'équipement importante;
- k) faire en sorte que le soutien administratif et logistique prévu pour les activités de forage, les travaux relatifs à un puits et les travaux de production comprenne la fourniture de logement, de services de transport, d'aménagements de premiers soins, d'aménagements d'entreposage, d'ateliers de réparation et de systèmes de communication adaptés à la région;
- l) veiller à ce que des personnes formées et compétentes soient en nombre suffisant pour mener à terme les activités visées par l'autorisation en toute sécurité et sans causer de pollution;
- m) corriger toute méthode de travail présentant un risque potentiel pour la sécurité ou l'environnement et en aviser les personnes concernées.

**20.** (1) Il est interdit d'altérer l'équipement de sécurité ou de protection de l'environnement, de le faire fonctionner sans motif ni d'en faire un mauvais usage.

(2) Tout passager d'un hélicoptère, d'un navire de ravitaillement ou de tout autre véhicule de service participant à un programme de forage ou à un projet de production doit respecter les consignes de sécurité applicables.

**21.** (1) Il est interdit de fumer dans une installation, sauf aux endroits désignés à cette fin par l'exploitant.

(2) L'exploitant veille au respect du paragraphe (1).

#### ENTREPOSAGE ET MANUTENTION DES PRODUITS CONSOMPTIBLES

**22.** L'exploitant veille à ce que le carburant, l'eau potable, les produits de confinement des rejets, les substances chimiques liées à la sécurité, les fluides de forage, le ciment et les autres produits consommables soient :

- a) facilement accessibles et entreposés à l'installation en quantité suffisante pour répondre aux besoins dans des conditions normales et dans toute autre situation d'urgence normalement prévisible;
- b) entreposés et manutentionnés de manière à limiter leur détérioration, à garantir la sécurité et à prévenir toute pollution.

HANDLING OF CHEMICAL SUBSTANCES,  
WASTE MATERIAL AND OIL

**23.** The operator shall ensure that all chemical substances, including process fluids and diesel fuel, waste material, drilling fluid and drill cuttings generated at an installation, are handled in a way that does not create a hazard to safety or the environment.

CESSATION OF A WORK OR ACTIVITY

**24.** (1) The operator shall ensure that any work or activity ceases without delay if that work or activity

- (a) endangers or is likely to endanger the safety of persons;
- (b) endangers or is likely to endanger the safety or integrity of the well or the installation; or
- (c) causes or is likely to cause pollution.

(2) If the work or activity ceases, the operator shall ensure that it does not resume until it can do so safely and without pollution.

PART 4

EQUIPMENT AND OPERATIONS

WELLS, INSTALLATIONS, EQUIPMENT,  
FACILITIES AND SUPPORT CRAFT

**25.** The operator shall ensure that

- (a) all wells, installations, equipment and facilities are designed, constructed, tested, maintained and operated to prevent incidents and waste under the maximum load conditions that may be reasonably anticipated during any operation;
- (b) a comprehensive inspection that includes a non-destructive examination of critical joints and structural members of an installation and any critical drilling or production equipment is made at an interval to ensure continued safe operation of the installation or equipment and in any case, at least once in every five-year period; and
- (c) records of maintenance, tests and inspections are kept.

**26.** The operator shall ensure that

- (a) the components of an installation and well tubulars, Christmas trees and wellheads are operated in accordance with good engineering practices; and
- (b) any part of an installation that may be exposed to a sour environment is designed, constructed and maintained to operate safely in that environment.

**27.** (1) The operator shall ensure that any defect in the installation, equipment, facilities and support craft that may be a hazard to safety or the environment is rectified without delay.

(2) If it is not possible to rectify the defect without delay, the operator shall ensure that it is rectified as soon as the circumstances permit and that mitigation measures are put in place to minimize the hazards while the defect is being rectified.

MANUTENTION DES SUBSTANCES CHIMIQUES,  
DES DÉCHETS ET DU PÉTROLE

**23.** L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.

CESSATION DES ACTIVITÉS

**24.** (1) L'exploitant veille à ce que les activités cessent sans délai si elles :

- a) menacent ou sont susceptibles de menacer la sécurité des personnes;
- b) menacent ou sont susceptibles de menacer la sécurité ou l'intégrité du puits ou de l'installation;
- c) causent ou sont susceptibles de causer de la pollution.

(2) En cas d'interruption des activités, l'exploitant veille à ce qu'elles ne soient reprises que si la situation ayant mené à la cessation est rétablie.

PARTIE 4

ÉQUIPEMENT ET ACTIVITÉS

PUITS, INSTALLATIONS, ÉQUIPEMENT, MATÉRIEL  
ET VÉHICULES DE SERVICE

**25.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) tout puits, toute installation, tout équipement et tout matériel sont conçus, construits, mis à l'essai, entretenus et exploités de manière à prévenir les incidents et le gaspillage dans des conditions de charge maximale normalement prévisibles pendant les activités;
- b) une inspection complète, comportant notamment des examens non destructifs des raccords critiques et des éléments structuraux de toute l'installation et de tout équipement critique de forage ou de production, est effectuée à un intervalle permettant de garantir la sécurité de fonctionnement de l'installation ou de l'équipement, et, dans tous les cas, au moins une fois tous les cinq ans;
- c) des registres de l'entretien, des essais et des inspections sont conservés.

**26.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) les éléments de l'installation, le matériel tubulaire des puits, les têtes d'éruption et têtes de puits sont utilisés conformément aux règles de l'art en matière d'ingénierie;
- b) toute partie de l'installation susceptible d'être exposée à un environnement acide est conçue, construite et entretenue pour fonctionner en toute sécurité dans un tel environnement.

**27.** (1) L'exploitant veille à ce que toute défaillance de l'installation, de l'équipement, du matériel ou d'un véhicule de service pouvant présenter un risque pour la sécurité ou l'environnement soit corrigée sans délai.

(2) En cas de retard inévitable, l'exploitant veille à ce que toute défaillance soit corrigée aussitôt que les circonstances le permettent et que des mesures d'atténuation soient prises entre-temps pour réduire les risques au minimum.

**DRILLING FLUID SYSTEM**

**28.** The operator shall ensure that

- (a) the drilling fluid system and associated monitoring equipment is designed, installed, operated and maintained to provide an effective barrier against formation pressure, to allow for proper well evaluation, to ensure safe drilling operations and to prevent pollution; and
- (b) the indicators and alarms associated with the monitoring equipment are strategically located on the drilling rig to alert onsite personnel.

**MARINE RISER**

**29.** (1) The operator shall ensure that every marine riser is capable of

- (a) furnishing access to the well;
- (b) isolating the well-bore from the sea;
- (c) withstanding the differential pressure of the drilling fluid relative to the sea;
- (d) withstanding the physical forces anticipated in the drilling program; and
- (e) permitting the drilling fluid to be returned to the installation.

(2) The operator shall ensure that every marine riser is supported in a manner that effectively compensates for the forces caused by the motion of the installation.

**DRILLING PRACTICES**

**30.** The operator shall ensure that adequate equipment, procedures and personnel are in place to recognize and control normal and abnormal pressures, to allow for safe, controlled drilling operations and to prevent pollution.

**REFERENCE FOR WELL DEPTHS**

**31.** The operator shall ensure that any depth in a well is measured from a single reference point, which is either the kelly bushing or the rotary table of the drilling rig.

**DIRECTIONAL AND DEVIATION SURVEYS**

**32.** The operator shall ensure that

- (a) directional and deviation surveys are taken at intervals that allow the position of the well-bore to be determined accurately; and
- (b) except in the case of a relief well, a well is drilled in a manner that does not intersect an existing well.

**FORMATION LEAK-OFF TEST**

**33.** The operator shall ensure that

- (a) a formation leak-off test or a formation integrity test is conducted before drilling more than 10 m below the shoe of any casing other than the conductor casing;
- (b) the formation leak-off test or the formation integrity test is conducted to a pressure that allows for safe drilling to the next planned casing depth; and

**CIRCUIT DU FLUIDE DE FORAGE**

**28.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) le circuit du fluide de forage et l'équipement de contrôle connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation, à permettre une évaluation adéquate du puits, à assurer le déroulement sûr des activités de forage et à prévenir la pollution;
- b) les indicateurs et les dispositifs d'alarme liés à l'équipement de contrôle sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

**TUBE PROLONGATEUR**

**29.** (1) L'exploitant veille à ce que le tube prolongateur puisse :

- a) fournir un accès au puits;
- b) isoler le trou de sonde de la mer;
- c) résister à la différence de pression entre le fluide de forage et la mer;
- d) résister aux forces physiques prévues pendant le programme de forage;
- e) permettre au fluide de forage de retourner à l'installation.

(2) L'exploitant veille à ce que le tube prolongateur soit supporté de manière à compenser efficacement les forces résultant du mouvement de l'installation.

**PRATIQUES DE FORAGE**

**30.** L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour constater et contrôler les pressions normales et anormales, pour assurer le déroulement sûr et contrôlé des activités de forage et pour prévenir la pollution.

**RÉFÉRENCE POUR LA PROFONDEUR DU PUIITS**

**31.** L'exploitant veille à ce que toute mesure de la profondeur d'un puits soit prise à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit la fourrure d'entraînement de l'appareil de forage.

**MESURES DE DÉVIATION ET DE DIRECTION**

**32.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) les mesures de déviation et de direction sont effectuées à des intervalles qui permettent de situer correctement le trou de sonde;
- b) le puits est foré de manière à ne jamais couper un puits existant, sauf s'il s'agit d'un puits de secours.

**TEST DE PRESSION DE FRACTURATION**

**33.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) un test de pression de fracturation ou un essai d'intégrité de la formation est effectué avant de forer à une profondeur de plus de 10 m au-dessous du sabot de tout tubage autre que le tubage initial;
- b) le test ou l'essai est effectué à une pression qui permet d'assurer la sécurité du forage jusqu'à la prochaine profondeur de colonne prévue;



(c) a record is retained of each formation leak-off test and the results included in the daily drilling report referred to in paragraph 83(a) and in the well history report referred to in section 88.

#### FORMATION FLOW AND WELL TESTING EQUIPMENT

**34.** (1) The operator shall ensure that

- (a) the equipment used in a formation flow test is designed to safely control well pressure, properly evaluate the formation and prevent pollution;
- (b) the rated working pressure of formation flow test equipment upstream of and including the well testing manifold exceeds the maximum anticipated shut-in pressure; and
- (c) the equipment downstream of the well testing manifold is sufficiently protected against overpressure.

(2) The operator of an offshore well or a well in a sour environment shall ensure that the formation flow test equipment includes a down-hole safety valve that permits closure of the test string above the packer.

(3) The operator shall ensure that any formation flow test equipment used in testing an offshore well that is drilled with a floating drilling unit has a subsea test tree that includes

- (a) a valve that may be operated from the surface and automatically closes when required to prevent uncontrolled well flow; and
- (b) a release system that permits the test string to be hydraulically or mechanically disconnected within or below the blow-out preventers.

#### WELL CONTROL

**35.** The operator shall ensure that adequate procedures, materials and equipment are in place and utilized to minimize the risk of loss of well control in the event of lost circulation.

**36.** (1) The operator shall ensure that, during all well operations, reliably operating well control equipment is installed to control kicks, prevent blow-outs and safely carry out all well activities and operations, including drilling, completion and work-over operations.

(2) After setting the surface casing, the operator shall ensure that at least two independent and tested well barriers are in place during all well operations.

(3) If a barrier fails, the operator shall ensure that no other activities, other than those intended to restore or replace the barrier, take place in the well.

(4) The operator shall ensure that, during drilling, except when drilling under-balanced, one of the two barriers to be maintained is the drilling fluid column.

**37.** The operator shall ensure that pressure control equipment associated with drilling, coil tubing, slick line and wire line operations is pressure-tested on installation and as often as necessary to ensure its continued safe operation.

c) un registre de chaque test de pression de fracturation est conservé et les résultats sont consignés dans le rapport journalier de forage visé à l'alinéa 83a) et dans le rapport final du puits visé à l'article 88.

#### ÉQUIPEMENT POUR LES ESSAIS D'ÉCOULEMENT DE FORMATION ET LES ESSAIS D'UN PUIITS

**34.** (1) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement de formation est conçu de façon à contrôler en toute sécurité la pression du puits, à évaluer correctement la formation et à prévenir la pollution;
- b) la pression nominale de marche de tout équipement utilisé pour les essais d'écoulement de formation, au niveau du collecteur d'essai du puits et en amont de celui-ci est supérieure à la pression statique maximale prévue;
- c) l'équipement en aval du collecteur d'essai du puits est suffisamment protégé contre la surpression.

(2) L'exploitant d'un puits extracôtier ou d'un puits situé dans un environnement acide veille à ce que l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement comprenne une vanne de sécurité de fond qui permet la fermeture du train de tiges d'essai au-dessus de la garniture d'étanchéité.

(3) L'exploitant veille à ce que l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement de formation dans un puits extracôtier foré à l'aide d'une unité de forage flottante comporte une tête de puits d'essai sous-marine munie :

- a) d'une soupape qui peut être manœuvrée de la surface et se ferme automatiquement au besoin pour empêcher un écoulement incontrôlé du puits;
- b) d'un système de libération qui permet au train de tiges d'essai d'être débranché de façon mécanique ou hydraulique à l'intérieur ou au-dessous des blocs d'obturation.

#### CONTRÔLE DES PUIITS

**35.** L'exploitant veille à ce que des procédures, des matériaux et de l'équipement adéquats soient en place et utilisés pour réduire le risque de perte de contrôle du puits en cas de perte de circulation.

**36.** (1) L'exploitant veille à ce que, au cours des travaux relatifs à un puits, de l'équipement fiable de contrôle du puits soit en place pour contrôler les venues, prévenir les éruptions et exécuter en toute sécurité les activités et les travaux relatifs au puits, y compris le forage, la complétion et le reconditionnement.

(2) L'exploitant veille à ce que, après l'installation du tubage de surface, au moins deux barrières indépendantes et éprouvées soient en place, et ce, pendant tous les travaux relatifs au puits.

(3) L'exploitant veille à ce que, en cas de défaillance d'une barrière, seules les activités destinées à sa réparation ou à son remplacement soient menées dans le puits.

(4) L'exploitant veille à ce que, durant le forage, l'une des deux barrières soit la colonne de fluide de forage, sauf si le forage est effectué en sous-équilibre.

**37.** L'exploitant veille à ce que l'équipement de contrôle de pression utilisé pour les activités de forage et les opérations par tube de production concentrique et par câble lisse ou autre soit soumis à une épreuve sous pression au moment de son installation, et par la suite, aussi souvent que cela est nécessaire pour en garantir la sécurité de fonctionnement.

**38.** If the well control is lost or if safety, environmental protection or resource conservation is at risk, the operator shall ensure that any action necessary to rectify the situation is taken without delay, despite any condition to the contrary in the well approval.

CASING AND CEMENTING

**39.** The operator shall ensure that the well and casing are designed so that

- (a) the well can be drilled safely, the targeted formations evaluated and waste prevented;
- (b) the anticipated conditions, forces and stresses that may be placed upon them are withstood; and
- (c) the integrity of gas hydrate and permafrost zones — and, in the case of an onshore well, potable water zones — is protected.

**40.** The operator shall ensure that the well and casing are installed at a depth that provides for adequate kick tolerances and well control operations that provide for safe, constant bottom hole pressure.

**41.** The operator shall ensure that cement slurry is designed and installed so that

- (a) the movement of formation fluids in the casing annuli is prevented and, where required for safety, resource evaluation or prevention of waste, the isolation of the oil, gas and water zones is ensured;
- (b) support for the casing is provided;
- (c) corrosion of the casing over the cemented interval is retarded; and
- (d) the integrity of gas hydrate and permafrost zones — and, in the case of an onshore well, potable water zones — is protected.

WAITING ON CEMENT TIME

**42.** After the cementing of any casing or casing liner and before drilling out the casing shoe, the operator shall ensure that the cement has reached the minimum compressive strength sufficient to support the casing and provide zonal isolation.

CASING PRESSURE TESTING

**43.** After installing and cementing the casing and before drilling out the casing shoe, the operator shall ensure that the casing is pressure-tested to the value required to confirm its integrity for maximum anticipated operating pressure.

PRODUCTION TUBING

**44.** The operator shall ensure that the production tubing used in a well is designed to withstand the maximum conditions, forces and stresses that may be placed on it and to maximize recovery from the pool.

**38.** Advenant la perte de contrôle du puits ou si la sécurité, la protection de l'environnement ou la conservation des ressources est menacée, l'exploitant veille à ce que les mesures correctives nécessaires soient prises sans délai, malgré toute disposition contraire prévue par l'approbation relative au puits.

TUBAGE ET CIMENTATION

**39.** L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage soient conçus de façon à :

- a) garantir la sécurité des activités de forage, permettre l'évaluation des formations visées et prévenir le gaspillage;
- b) pouvoir résister aux conditions, forces et contraintes éventuelles;
- c) protéger l'intégrité des couches d'hydrates de gaz et de pergélisol et, dans le cas d'un puits terrestre, des couches d'eau potable.

**40.** L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage se situent à une profondeur qui assure une résistance suffisante aux venues et permet de mener les activités de contrôle de la pression du fond du puits de manière constante et sûre.

**41.** L'exploitant veille à ce que le laitier de ciment soit conçu et installé de façon à :

- a) prévenir le déplacement des fluides de formation dans le tubage annulaire et, lorsque la sécurité, l'évaluation des ressources ou la prévention du gaspillage l'exigent, s'assurer que les couches de pétrole, de gaz et d'eau sont isolées les unes des autres;
- b) fournir un support au tubage;
- c) retarder la corrosion du tubage se trouvant au-dessus de l'intervalle cimenté;
- d) protéger l'intégrité des couches d'hydrates de gaz et de pergélisol et, dans le cas d'un puits terrestre, des couches d'eau potable.

PRISE DU CIMENT

**42.** L'exploitant veille à ce que, après la cimentation d'un tubage — notamment d'un tubage partiel — et avant le reforage du sabot de tubage, le ciment ait atteint une résistance en compression minimale suffisante pour supporter le tubage et garantir l'isolement des couches.

ÉPREUVE SOUS PRESSION DU TUBAGE

**43.** Après l'installation et la cimentation d'un tubage et avant le reforage du sabot de tubage, l'exploitant veille à ce que le tubage soit soumis à une épreuve sous pression à une valeur qui permet de confirmer son intégrité à la pression d'utilisation maximale prévue.

TUBE DE PRODUCTION

**44.** L'exploitant veille à ce que le tube de production utilisé dans un puits soit conçu de manière à résister aux conditions, forces et contraintes maximales qui pourraient s'y appliquer et à maximiser la récupération du gisement.

MONITORING AND CONTROL OF PROCESS OPERATIONS

**45.** The operator shall ensure that

- (a) operations such as processing, transportation, storage, re-injection and handling of oil and gas on the installation are effectively monitored to prevent incidents and waste;
- (b) all alarm, safety, monitoring, warning and control systems associated with those operations are managed to prevent incidents and waste; and
- (c) all appropriate persons are informed of the applicable alarm, safety, monitoring, warning or control systems associated with those operations that are taken out of service, and when those systems are returned to service.

WELL COMPLETION

**46.** (1) An operator that completes a well shall ensure that

- (a) it is completed in a safe manner and allows for maximum recovery;
- (b) except in the case of commingled production, each completion interval is isolated from any other porous or permeable interval penetrated by the well;
- (c) the testing and production of any completion interval are conducted safely and do not cause waste or pollution;
- (d) if applicable, sand production is controlled and does not create a safety hazard or cause waste;
- (e) each packer is set as close as practical to the top of the completion interval and that the pressure testing of the packer to a differential pressure is greater than the maximum differential pressure anticipated under the production or injection conditions;
- (f) if practical, any mechanical well condition that may have an adverse effect on production of oil and gas from, or the injection of fluids into, the well is corrected;
- (g) the injection or production profile of the well is improved, or the completion interval of the well is changed, if it is necessary to do so to prevent waste;
- (h) if different pressure and inflow characteristics of two or more pools might adversely affect the recovery from any of those pools, the well is operated as a single pool well or as a segregated multi-pool well;
- (i) after initial completion, all barriers are tested to the maximum pressure to which they are likely to be subjected; and
- (j) following any workover, any affected barriers are pressure-tested.

(2) The operator of a segregated multi-pool well shall ensure that

- (a) after the well is completed, segregation has been established within and outside the well casing and is confirmed; and
- (b) if there is reason to doubt that segregation is being maintained, a segregation test is conducted within a reasonable time frame.

SUBSURFACE SAFETY VALVE

**47.** (1) The operator of an offshore development well capable of flow shall ensure that the well is equipped with a fail-safe

SURVEILLANCE ET CONTRÔLE DES OPÉRATIONS DE TRAITEMENT

**45.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) les opérations telles que le traitement, le transport, le stockage, la réinjection et la manutention du pétrole et du gaz à l'installation sont surveillés efficacement de manière à prévenir tout incident et tout gaspillage;
- b) tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle liés à ces opérations sont gérés de manière à prévenir tout incident et tout gaspillage;
- c) les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

COMPLÉTION D'UN PUIITS

**46.** (1) L'exploitant qui complète un puits veille en outre au respect des exigences suivantes :

- a) le puits est complété d'une manière sûre et qui permet une récupération maximale;
- b) chaque intervalle de complétion est isolé de tout autre intervalle perméable ou poreux traversé par le puits, sauf dans le cas de production mélangée;
- c) l'essai et l'exploitation de tout intervalle de complétion sont effectués en toute sécurité, sans gaspillage ni pollution;
- d) le cas échéant, la production de sable est contrôlée, ne pose aucun risque pour la sécurité et ne produit pas de gaspillage;
- e) toute garniture d'étanchéité est installée le plus près possible du niveau supérieur de l'intervalle de complétion et mis à l'essai à une pression différentielle supérieure à la pression différentielle maximale prévisible dans des conditions de production ou d'injection;
- f) dans la mesure du possible, tout problème d'ordre mécanique du puits pouvant nuire à l'injection de fluides ou à la production de pétrole et de gaz est corrigé;
- g) le profil d'injection ou de production du puits est amélioré ou l'intervalle de complétion est modifié, si cela est nécessaire pour prévenir le gaspillage;
- h) le puits est exploité soit comme un puits à gisement simple soit comme un puits à gisements multiples séparés, si la différence entre les caractéristiques de pression et d'écoulement de plusieurs gisements peut nuire à la récupération à partir d'un des gisements;
- i) après la complétion initiale, toutes les barrières sont soumises à la pression maximale à laquelle elles sont susceptibles d'être exposées;
- j) après tout reconditionnement, toutes les barrières exposées sont soumises à une épreuve de pression.

(2) L'exploitant d'un puits à gisements multiples séparés veille au respect des exigences suivantes :

- a) à la fin des travaux de complétion, l'étanchéité à l'intérieur comme à l'extérieur du tubage est confirmée;
- b) s'il y a des motifs de douter de l'étanchéité, un essai de séparation est effectué dans un délai raisonnable.

VANNES DE SÉCURITÉ DE SUBSURFACE

**47.** (1) L'exploitant d'un puits d'exploitation extracôtier qui est éruptif veille à ce que le puits soit muni d'une vanne de sécurité

subsurface safety valve that is designed, installed, operated and tested to prevent uncontrolled well flow when it is activated.

(2) If a development well is located in a zone where permafrost is present in unconsolidated sediments, the operator shall ensure that a subsurface safety valve is installed in the tubing below the base of the permafrost.

#### WELLHEAD AND CHRISTMAS TREE EQUIPMENT

**48.** The operator shall ensure that the wellhead and Christmas tree equipment, including valves, are designed to operate safely and efficiently under the maximum load conditions anticipated during the life of the well.

### PART 5

#### EVALUATION OF WELLS, POOLS AND FIELDS

##### GENERAL

**49.** The operator shall ensure that the well data acquisition program and the field data acquisition program are implemented in accordance with good oilfield practices.

**50.** (1) If part of the well or field data acquisition program cannot be implemented, the operator shall ensure that

- (a) a conservation officer is notified as soon as the circumstances permit; and
- (b) the procedures to otherwise achieve the goals of the program are submitted to the Board for approval.

(2) If the operator can demonstrate that those procedures can achieve the goals of the well or field data acquisition program or are all that can be reasonably expected in the circumstances, the Board shall approve them.

##### TESTING AND SAMPLING OF FORMATIONS

**51.** The operator shall ensure that every formation in a well is tested and sampled to obtain reservoir pressure data and fluid samples from the formation, if there is an indication that the data or samples would contribute substantially to the geological and reservoir evaluation.

##### FORMATION FLOW TESTING

**52.** (1) The operator shall ensure that

- (a) no development well is put into production unless the Board has approved a formation flow test in respect of the development well; and
- (b) if a development well is subjected to a well operation that might change its deliverability, productivity or injectivity, a formation flow test is conducted within a reasonable time frame after the well operation is ended to determine the effects of that operation on the well's deliverability, productivity or injectivity.

(2) The operator may conduct a formation flow test on a well drilled on a geological feature if, before conducting that test, the operator

- (a) submits to the Board a detailed testing program; and
- (b) obtains the Board's approval to conduct the test.

de subsurface à sûreté intégrée conçue, installée, mise en service et mise à l'épreuve de manière à empêcher tout écoulement incontrôlé du puits lorsqu'elle est activée.

(2) Si un puits d'exploitation est situé dans une zone de pergélisol formé de sédiments non consolidés, l'exploitant veille à ce qu'une vanne de sécurité de subsurface soit installée dans le tube de production sous la base du pergélisol.

#### TÊTES DE PUIITS ET TÊTES D'ÉRUPTION

**48.** L'exploitant veille à ce que la tête de puits et la tête d'éruption, y compris les vannes, soient conçues de manière à fonctionner efficacement et en toute sécurité dans des conditions de charge maximale prévisibles pendant la durée de vie du puits.

### PARTIE 5

#### ÉVALUATION DES PUIITS, GISEMENTS ET CHAMPS

##### DISPOSITIONS GÉNÉRALES

**49.** L'exploitant veille à ce que les programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs soient appliqués selon les règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière.

**50.** (1) Si un tel programme ne peut être appliqué en totalité, l'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) un agent du contrôle de l'exploitation en est avisé aussitôt que les circonstances le permettent;
- b) les mesures prévues pour atteindre autrement les objectifs du programme sont soumises à l'approbation de l'Office.

(2) L'Office approuve les mesures prévues à l'alinéa (1)b) si l'exploitant démontre qu'elles permettent d'atteindre les objectifs du programme d'acquisition des données relatives au puits ou au champ ou qu'elles sont les seules qui peuvent raisonnablement être prises dans les circonstances.

##### MISE À L'ESSAI ET ÉCHANTILLONNAGE DES FORMATIONS

**51.** S'il y a lieu de croire que des données sur la pression des réservoirs ou des échantillons de fluide contribueraient sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux, l'exploitant veille à ce que toute formation dans un puits soit mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir ces données ou échantillons.

##### ESSAIS D'ÉCOULEMENT DE FORMATION

**52.** (1) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) aucun puits d'exploitation n'est mis en production sans que l'Office n'en ait approuvé l'essai d'écoulement de formation;
- b) lorsqu'un puits d'exploitation fait l'objet de travaux qui pourraient en modifier la capacité de débit, la productivité ou l'injectivité, il est soumis, dans un délai raisonnable après la fin des travaux, à un essai d'écoulement de formation visant à déterminer les effets des travaux sur sa capacité de débit, sa productivité ou son injectivité.

(2) L'exploitant peut effectuer un essai d'écoulement de formation dans un puits foré dans une structure géologique si, au préalable :

- a) il remet à l'Office un programme d'essai détaillé;
- b) il obtient l'approbation de l'Office pour effectuer cet essai.

(3) The Board may require that the operator conduct a formation flow test on a well drilled on a geological feature, other than the first well, if there is an indication that the test would contribute substantially to the geological and reservoir evaluation.

(4) The Board shall approve a formation flow test if the operator demonstrates that the test will be conducted safely, without pollution and in accordance with good oilfield practices and that the test will enable the operator to

- (a) obtain data on the deliverability or productivity of the well;
- (b) establish the characteristics of the reservoir; and
- (c) obtain representative samples of the formation fluids.

#### SUBMISSION OF SAMPLES AND DATA

**53.** The operator shall ensure that all cutting samples, fluid samples and cores collected as part of the well and field data acquisition programs are

- (a) transported and stored in a manner that prevents any loss or deterioration;
- (b) delivered to the Board within 60 days after the rig release date unless analyses are ongoing, in which case those samples and cores, or the remaining parts, are to be delivered on completion of the analyses; and
- (c) stored in durable containers properly labelled for identification.

**54.** The operator shall ensure that after any samples necessary for analysis or for research or academic studies have been removed from a conventional core, the remaining core, or a longitudinal slab that is not less than one half of the cross-sectional area of that core, is submitted to the Board.

**55.** Before disposing of cutting samples, fluid samples, cores or evaluation data under these Regulations, the operator shall ensure that the Board is notified in writing and is given an opportunity to request delivery of the samples, cores or data.

### PART 6

#### WELL TERMINATION

##### SUSPENSION OR ABANDONMENT

**56.** The operator shall ensure that every well that is suspended or abandoned can be readily located and left in a condition that

- (a) provides for isolation of all oil or gas bearing zones and discrete pressure zones; and, in the case of an onshore well, potable water zones; and
- (b) prevents any formation fluid from flowing through or escaping from the well-bore.

**57.** The operator of a suspended well shall ensure that the well is monitored and inspected to maintain its continued integrity and to prevent pollution.

(3) L'Office peut exiger de l'exploitant qu'il effectue un essai d'écoulement de formation dans un puits foré dans une structure géologique, autre que le premier puits, s'il y a lieu de croire que cet essai contribuerait sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux.

(4) L'Office approuve l'essai d'écoulement de formation si l'exploitant démontre que celui-ci sera effectué en toute sécurité, sans causer de pollution et conformément aux règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière et lui permettra à la fois :

- a) d'obtenir des données sur la capacité de débit ou la productivité du puits;
- b) d'établir les caractéristiques du réservoir;
- c) d'obtenir des échantillons représentatifs des liquides de formation.

#### EXPÉDITION DES ÉCHANTILLONS ET DES DONNÉES

**53.** L'exploitant veille à ce que les échantillons de déblais de forage ou de fluides et les carottes recueillis dans le cadre des programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs soient :

- a) transportés et entreposés de manière à prévenir les pertes ou détériorations;
- b) expédiés à l'Office dans les soixante jours suivant la date de libération de l'appareil de forage, sauf s'ils sont en cours d'analyse, auquel cas ils sont expédiés, ou ce qu'il en reste est expédié, après l'analyse;
- c) emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés.

**54.** Lorsque les échantillons nécessaires à des analyses, à des recherches ou à des études universitaires ont été prélevés d'une carotte classique, l'exploitant veille à ce que le reste de la carotte ou une tranche prise dans le sens longitudinal et correspondant à au moins la moitié de la section transversale de la carotte soit remis à l'Office.

**55.** L'exploitant veille à ce que, avant l'élimination de tout échantillon de déblais de forage ou de fluides, de carottes ou de données d'évaluation aux termes du présent règlement, l'Office en soit avisé par écrit et à ce qu'on lui offre la possibilité d'en demander livraison.

### PARTIE 6

#### CESSATION DE L'EXPLOITATION D'UN PUIITS

##### SUSPENSION ET ABANDON

**56.** L'exploitant veille à ce que tout puits abandonné ou dont l'exploitation est suspendue soit facilement localisable et laissé dans un état tel :

- a) qu'il assure l'isolement de toute couche renfermant du pétrole ou du gaz, toute couche de pression distincte et, dans le cas d'un puits terrestre, de toute couche d'eau potable;
- b) qu'il empêche l'écoulement ou le rejet de fluides de formation du trou de sonde.

**57.** L'exploitant d'un puits dont l'exploitation est suspendue veille à ce que le puits soit surveillé et inspecté pour en préserver l'intégrité et prévenir la pollution.

**58.** The operator shall ensure that, on the abandonment of any offshore well, the seafloor is cleared of any material or equipment that might interfere with other commercial uses of the sea.

**58.** Lorsqu'un puits extracôtier est abandonné, l'exploitant veille à ce que le fond marin soit débarrassé de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

INSTALLATION REMOVAL

DÉPLACEMENT D'UNE INSTALLATION

**59.** No operator shall remove or cause to have removed a drilling installation from a well drilled under these Regulations unless the well has been terminated in accordance with these Regulations.

**59.** Il est interdit à l'exploitant de retirer ou de faire retirer une installation de forage d'un puits, en vertu du présent règlement, à moins que l'exploitation du puits n'ait cessé conformément au présent règlement.

PART 7

PARTIE 7

MEASUREMENTS

MESURAGE

FLOW AND VOLUME

DÉBIT ET VOLUME

**60.** (1) Unless otherwise included in the approval issued under subsection 7(2), the operator shall ensure that the rate of flow and the volume of the following are measured and recorded:

**60.** (1) Sauf disposition contraire précisée dans l'approbation délivrée aux termes du paragraphe 7(2), l'exploitant veille à ce que soient mesurés et enregistrés le débit et le volume des fluides et matériaux suivants :

- (a) the fluid that is produced from each well;
- (b) the fluid that is injected into each well;
- (c) any produced fluid that enters, leaves, is used or is flared, vented, burned or otherwise disposed of on an installation, including any battery room, treatment facility or processing plant; and
- (d) any air or materials injected for the purposes of disposal, storage or cycling, including drill cuttings and other useless material that is generated during drilling, well or production operations.

- a) le fluide produit par chaque puits;
- b) le fluide injecté dans chaque puits;
- c) le fluide produit qui entre dans une installation, y compris dans une salle des accumulateurs, une installation de traitement ou une usine de transformation, ou qui en sort, y est utilisé ou est brûlé à la torche, est rejeté, est brûlé ou autrement éliminé;
- d) l'air ou les matériaux injectés à des fins d'élimination, de stockage ou de recyclage, y compris les déblais de forage et autres matériaux inutilisables produits au cours des activités de forage, des travaux relatifs à un puits ou à des travaux de production.

(2) The operator shall ensure that any measurements are conducted in accordance with the flow system, flow calculation procedure and flow allocation procedure, approved under subsection 7(2).

(2) L'exploitant veille à ce que le mesurage soit effectué conformément au système d'écoulement et aux méthodes de calcul et de répartition du débit approuvés au titre du paragraphe 7(2).

**61.** (1) The operator shall ensure that group production of oil and gas from wells and injection of a fluid into wells is allocated on a *pro rata* basis, in accordance with the flow system, flow calculation procedure and flow allocation procedure approved under subsection 7(2).

**61.** (1) L'exploitant veille à ce que soient réparties au prorata la production regroupée de pétrole et de gaz des puits et l'injection de fluides dans les puits, conformément au système d'écoulement et aux méthodes de calcul et de répartition du débit approuvés au titre du paragraphe 7(2).

(2) If a well is completed over multiple pools or zones, the operator shall ensure that production or injection volumes for the well are allocated on a *pro rata* basis to the pools or zones in accordance with the flow allocation procedure approved under subsection 7(2).

(2) Dans le cas d'un puits dont la complétion est réalisée sur plusieurs gisements ou couches, l'exploitant veille à ce que la production ou l'injection pour chaque gisement ou couche soit répartie au prorata selon la méthode de répartition du débit approuvée au titre du paragraphe 7(2).

TESTING, MAINTENANCE AND NOTIFICATION

ESSAIS, ENTRETIEN ET NOTIFICATION

**62.** The operator shall ensure

- (a) that meters and associated equipment are calibrated and maintained to ensure their continued accuracy;
- (b) that equipment used to calibrate the flow system is calibrated in accordance with good measurement practices;
- (c) that any component of the flow system that may have an impact on the accuracy or integrity of the flow system and that is not functioning in accordance with the manufacturer's specifications is repaired or replaced without delay, or, if it is not possible to do so without delay, corrective measures are taken

**62.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) les compteurs et le matériel connexe sont entretenus et étalonnés de manière à assurer la précision des mesures;
- b) l'équipement utilisé pour étalonner le système d'écoulement est étalonné conformément aux règles de l'art en matière de mesurage;
- c) tout composant du système d'écoulement pouvant avoir des effets sur la précision ou sur l'intégrité du système d'écoulement et dont le fonctionnement n'est pas conforme aux spécifications du fabricant est réparé ou remplacé sans délai; en cas

to minimize the impact on the accuracy and integrity of the flow system while the repair or replacement is proceeding; and  
(d) that a conservation officer is notified, as soon as the circumstances permit, of any malfunction or failure of any flow system component that may have an impact on the accuracy of the flow system and of the corrective measures taken.

#### TRANSFER METERS

**63.** The operator shall ensure that  
(a) a conservation officer is notified at least 14 days before the day on which any transfer meter prover or master meter used in conjunction with a transfer meter is calibrated; and  
(b) a copy of the calibration certificate is submitted to the Chief Conservation Officer as soon as the circumstances permit, following completion of the calibration.

#### PRORATION TESTING FREQUENCY

**64.** The operator of a development well that is producing oil or gas shall ensure that sufficient proration tests are performed to permit reasonably accurate determination of the allocation of oil, gas and water production on a pool and zone basis.

### PART 8

#### PRODUCTION CONSERVATION

##### RESOURCE MANAGEMENT

**65.** The operator shall ensure that  
(a) maximum recovery from a pool or zone is achieved in accordance with good oilfield practices;  
(b) wells are located and operated to provide for maximum recovery from a pool; and  
(c) if there is reason to believe that infill drilling or implementation of an enhanced recovery scheme might result in increased recovery from a pool or field, studies on these methods are carried out and submitted to the Board.

##### COMMINGLED PRODUCTION

**66.** (1) No operator shall engage in commingled production except in accordance with the approval granted under subsection (2).

(2) The Board shall approve the commingled production if the operator demonstrates that it would not reduce the recovery from the pools or zones.

(3) The operator engaging in commingled production shall ensure that the total volume and the rate of production of each fluid produced is measured and the volume from each pool or zone is allocated in accordance with the requirements of Part 7.

de retard inévitable, des mesures correctives sont prises entre-temps pour réduire au minimum ces effets;

d) un agent du contrôle de l'exploitation est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, de toute défectuosité ou défaillance d'un composant du système d'écoulement qui pourrait avoir des effets sur l'exactitude du système d'écoulement et des mesures correctives prises.

#### COMPTEURS DE TRANSFERT

**63.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :  
a) un agent du contrôle de l'exploitation est avisé au moins quatorze jours avant l'étalonnage d'un compteur étalon de transfert ou d'un compteur général lié à celui-ci;  
b) une copie du certificat d'étalonnage est remise au délégué à l'exploitation aussitôt que les circonstances le permettent après l'étalonnage.

#### FRÉQUENCE D'ESSAIS AU PRORATA

**64.** L'exploitant d'un puits d'exploitation produisant du pétrole ou du gaz veille à ce que le puits soit soumis à un nombre suffisant d'essais au prorata pour permettre de déterminer avec une précision suffisante la répartition de la production de pétrole, de gaz et d'eau par gisement et par couche.

### PARTIE 8

#### RATIONALISATION DE LA PRODUCTION

##### GESTION DES RESSOURCES

**65.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :  
a) la récupération maximale d'un gisement ou d'une couche est réalisée selon les règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière;  
b) les puits sont disposés et exploités de manière à permettre la récupération maximale d'un gisement;  
c) s'il y a lieu de croire que le forage intercalaire ou la mise en œuvre d'un plan de récupération assistée permettrait d'accroître la récupération d'un gisement ou d'un champ, ces méthodes font l'objet d'une étude qui est remise à l'Office.

##### PRODUCTION MÉLANGÉE

**66.** (1) Il est interdit à l'exploitant de se livrer à une production mélangée, sauf en conformité avec l'approbation accordée au paragraphe (2).

(2) L'Office approuve la production mélangée si l'exploitant démontre que celle-ci ne réduirait pas la récupération des gisements ou des couches.

(3) L'exploitant qui se livre à une production mélangée veille à ce que le volume total et le taux de production de chaque fluide produit soient mesurés et que le volume pour chaque gisement ou chaque couche soit réparti conformément aux exigences de la partie 7.

GAS FLARING AND VENTING

- 67.** No operator shall flare or vent gas unless
- (a) it is otherwise permitted in the approval issued under subsection 52(4) or in the authorization; or
  - (b) it is necessary to do so because of an emergency situation and the Board is notified in the daily drilling report, daily production report or in any other written or electronic form, as soon as the circumstances permit, of the flaring or venting and of the amount flared or vented.

OIL BURNING

- 68.** No operator shall burn oil unless
- (a) it is otherwise permitted in the approval issued under subsection 52(4) or in the authorization; or
  - (b) it is necessary to do so because of an emergency situation and the Board is notified in the daily drilling report, daily production report or in any other written or electronic form, as soon as the circumstances permit, of the burning and the amount burned.

PART 9

SUPPORT OPERATIONS

SUPPORT CRAFT

**69.** The operator shall ensure that all support craft are designed, constructed and maintained to supply the necessary support functions and operate safely in the foreseeable physical environmental conditions prevailing in the area in which they operate.

**70.** (1) The operator of a manned installation shall ensure that at least one support craft is

- (a) available at a distance that is not greater than that required for a return time of twenty minutes; and
- (b) suitably equipped to supply the necessary emergency services including rescue and first aid treatment for all personnel on the installation in the event of an emergency.

(2) If the support craft exceeds the distance referred to in paragraph (1)(a), both the installation manager and the person in charge of the support craft shall log this fact and the reason why the distance or time was exceeded.

(3) Under the direction of the installation manager, the support craft crew shall keep the craft in close proximity to the installation, maintain open communication channels with the installation and be prepared to conduct rescue operations during any activity or condition that presents an increased level of risk to the safety of personnel or the installation.

BRÛLAGE DE GAZ À LA TORCHE ET REJET DE GAZ DANS L'ATMOSPHÈRE

- 67.** Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de rejeter du gaz dans l'atmosphère, sauf dans les cas suivants :
- a) le brûlage ou le rejet est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée au titre du paragraphe 52(4) ou dans l'autorisation;
  - b) le brûlage ou le rejet est nécessaire pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'Office en est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, dans le rapport journalier de forage ou le registre quotidien relatif à la production ou encore sous toute autre forme écrite ou électronique, avec indication des quantités brûlées ou rejetées.

BRÛLAGE DE PÉTROLE

- 68.** Il est interdit à l'exploitant de brûler du pétrole, sauf dans les cas suivants :
- a) le brûlage est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée au titre du paragraphe 52(4) ou dans l'autorisation;
  - b) il est nécessaire pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'Office en est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, dans le rapport journalier de forage ou le registre quotidien relatif à la production ou encore sous toute autre forme écrite ou électronique, avec indication des quantités brûlées.

PARTIE 9

OPÉRATIONS DE SOUTIEN

VÉHICULES DE SERVICE

**69.** L'exploitant veille à ce que tout véhicule de service soit conçu, construit et entretenu de manière à pouvoir remplir son rôle de soutien et fonctionner en toute sécurité dans les conditions environnementales qui règnent normalement dans la région desservie.

**70.** (1) L'exploitant d'une installation habitée veille à ce qu'au moins un véhicule de service soit :

- a) disponible à une distance permettant une intervention d'au plus vingt minutes aller-retour;
- b) équipé de manière à pouvoir fournir les services d'urgence nécessaires, y compris le secours et les premiers soins pour tout le personnel à l'installation au besoin.

(2) Le cas échéant, si le véhicule de service se trouve à une distance plus grande que celle prévue à l'alinéa (1)a), le chargé de projet et la personne responsable du véhicule de service doivent consigner ce fait et indiquer la raison pour laquelle la distance ou le délai n'a pas été respecté.

(3) Sous la direction du chargé de projet, le personnel attaché au véhicule de service doit tenir le véhicule à proximité de l'installation, maintenir ouvertes les voies de communication avec celle-ci et être prêt à mener des opérations de sauvetage durant toute activité ou dans toute situation qui présente un risque accru pour la sécurité du personnel ou de l'installation.



SAFETY ZONE

**71.** (1) For the purposes of this section, the safety zone around an offshore installation consists of the area within a line enclosing and drawn at a distance of 500 m from the outer edge of the installation.

(2) A support craft shall not enter the safety zone without the consent of the installation manager.

(3) The operator shall take all reasonable measures to warn persons who are in charge of vessels and aircraft of the safety zone boundaries, of the facilities within the safety zone and of any related potential hazards.

PART 10

TRAINING AND COMPETENCY

**72.** The operator shall ensure that

(a) all personnel have, before assuming their duties, the necessary experience, training and qualifications and are able to conduct their duties safely, competently and in compliance with these Regulations; and

(b) records of the experience, training and qualifications of all personnel are kept and made available to the Board upon request.

PART 11

SUBMISSIONS, NOTIFICATIONS, RECORDS AND REPORTS

REFERENCE TO NAMES AND DESIGNATIONS

**73.** When submitting any information for the purposes of these Regulations, the operator shall refer to each well, pool and field by the name given to it under sections 3 and 4, or if a zone, by its designation by the Board under section 4.

SURVEYS

**74.** (1) The operator shall ensure that a survey is used to confirm

(a) for an onshore well, the surface location; and

(b) for an offshore well, the location on the seafloor.

(2) The survey shall be certified by a person licensed under the *Canada Lands Surveyors Act*.

(3) The operator shall ensure that a copy of the survey plan filed with the Canada Lands Surveys Records is submitted to the Board.

INCIDENTS AND NEAR-MISSES

**75.** (1) The operator shall ensure that

(a) the Board is notified of any incident or near-miss as soon as the circumstances permit; and

(b) the Board is notified at least 24 hours in advance of any press release or press conference held by the operator concerning any incident or near-miss during any activity to which these Regulations apply, except in an emergency situation, in which

ZONE DE SÉCURITÉ

**71.** (1) Pour l'application du présent article, la zone de sécurité autour d'une installation extracôtière est formée de la superficie se trouvant dans les 500 m à l'extérieur du périmètre de l'installation.

(2) Un véhicule de service ne peut entrer dans la zone de sécurité sans le consentement du chargé de projet.

(3) L'exploitant doit prendre toutes les mesures voulues pour aviser les responsables de navires ou d'aéronefs des limites de la zone de sécurité, du matériel qui s'y trouve et des risques éventuels y afférents.

PARTIE 10

FORMATION ET COMPÉTENCE

**72.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

a) avant d'assumer ses fonctions, tout le personnel doit avoir l'expérience, la formation et les qualifications voulues ainsi que la capacité d'exécuter ses fonctions en toute sécurité et de façon compétente, et ce, conformément au présent règlement;

b) les dossiers relatifs à l'expérience, la formation et les qualifications du personnel sont conservés et, sur demande, ils sont mis à la disposition de l'Office.

PARTIE 11

PRÉSENTATIONS, AVIS, REGISTRES ET RAPPORTS

MENTION DES NOMS ET DÉSIGNATIONS

**73.** Au moment de la présentation de renseignements en application du présent règlement, l'exploitant y indique chaque puits, gisement ou champ par le nom qui lui est attribué en vertu des articles 3 et 4 ou, s'agissant d'une couche, par la désignation de l'Office en vertu de l'article 4.

ARPENTAGE

**74.** (1) L'exploitant veille à ce qu'un arpentage soit effectué pour confirmer :

a) dans le cas d'un puits terrestre, l'emplacement en surface;

b) dans le cas d'un puits extracôtier, l'emplacement sur le fond marin.

(2) L'arpentage est certifié par une personne titulaire d'un permis en vertu de la *Loi sur les arpenteurs des terres du Canada*.

(3) L'exploitant veille à ce qu'une copie du plan d'arpentage déposé aux Archives d'arpentage des terres du Canada soit remise à l'Office.

INCIDENTS ET QUASI-INCIDENTS

**75.** (1) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

a) l'Office est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, de tout incident ou quasi-incident;

b) l'Office est avisé, au moins vingt-quatre heures avant la diffusion de tout communiqué ou la tenue de toute conférence de presse par l'exploitant, de tout incident ou quasi-incident survenu lors d'une activité visée par le présent règlement, sauf en

case it shall be notified without delay before the press release or press conference.

(2) The operator shall ensure that

(a) any incident or near-miss is investigated, its root cause and causal factors identified and corrective action taken; and

(b) for any of the following incidents or near-misses, a copy of an investigation report identifying the root cause, causal factors and corrective action taken is submitted to the Board no later than 21 days after the day on which the incident or near-miss occurred:

- (i) a lost or restricted workday injury,
- (ii) death,
- (iii) fire or explosion,
- (iv) a loss of containment of any fluid from a well,
- (v) an imminent threat to the safety of a person, installation or support craft, or
- (vi) a significant pollution event.

#### SUBMISSION OF DATA AND ANALYSIS

**76.** (1) The operator shall ensure that a final copy of the results, data, analyses and schematics obtained from the following sources is submitted to the Board:

(a) testing, sampling and pressure surveys carried out as part of the well and field data acquisition programs referred to in section 49 and testing and sampling of formations referred to in section 51; and

(b) any segregation test or well operation.

(2) Unless otherwise indicated in these Regulations, the operator shall ensure that the results, data, analyses and schematics are submitted within 60 days after the day on which any activity referred to in paragraphs (1)(a) and (b) is completed.

#### RECORDS

**77.** The operator shall ensure that records are kept of

(a) all persons arriving, leaving or present on the installation;

(b) the location and movement of support craft, the emergency drills and exercises, incidents, near-misses, the quantities of consumable substances that are required to ensure the safety of operations and other observations and information critical to the safety of persons on the installation or the protection of the environment;

(c) daily maintenance and operating activities, including any activity that may be critical to the safety of persons on the installation, the protection of the environment or the prevention of waste;

(d) in the case of a production installation,

- (i) the inspection of the installation and related equipment for corrosion and erosion and any resulting maintenance carried out,
- (ii) the pressure, temperature and flow rate data for compressors and treating and processing facilities,
- (iii) the calibration of meters and instruments,
- (iv) the testing of surface and subsurface safety valves,
- (v) the status of each well and the status of well operations, and

situation d'urgence, auquel cas avis lui est donné sans délai avant le communiqué ou la conférence de presse.

(2) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

a) une enquête est menée à l'égard de chaque incident ou quasi-incident, sa cause première et les facteurs contributifs sont précisés et des mesures correctives sont prises;

b) un rapport d'enquête précisant la cause première de l'incident ou quasi-incident, les facteurs contributifs et les mesures correctives est remis à l'Office au plus tard vingt et un jours après l'incident ou quasi-incident, s'il s'agit :

- (i) d'une blessure entraînant une perte de temps de travail,
- (ii) d'une perte de vie,
- (iii) d'un incendie ou d'une explosion,
- (iv) d'une défaillance du confinement d'un fluide provenant d'un puits,
- (v) d'une menace imminente à la sécurité d'une personne, d'une installation ou d'un véhicule de service,
- (vi) d'un événement de pollution important.

#### PRÉSENTATION DE DONNÉES ET ANALYSES

**76.** (1) L'exploitant veille à ce que soient remis à l'Office les résultats, données, analyses et schémas définitifs fondés sur :

a) la mise à l'essai, l'échantillonnage et les relevés de pression effectués dans le cadre des programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs visés à l'article 49, et la mise à l'essai et l'échantillonnage prévus à l'article 51;

b) les essais de séparation ou les travaux relatifs à un puits.

(2) Sauf disposition contraire du présent règlement, l'exploitant veille à ce que les résultats, données, analyses et schémas soient présentés dans les soixante jours suivant la fin de toute activité mentionnée aux alinéas (1)a) et b).

#### REGISTRES

**77.** L'exploitant veille à ce que soient tenus des registres concernant :

a) les personnes qui arrivent à l'installation, qui s'y trouvent ou qui la quittent;

b) l'emplacement et les déplacements des véhicules de service, les exercices d'urgence, les incidents, les quasi-incident, les quantités de substances consommables nécessaires à la sécurité des opérations et tout autre observation ou renseignement essentiel pour la sécurité des personnes se trouvant à l'installation ou la protection de l'environnement;

c) les activités quotidiennes d'entretien et d'exploitation, y compris toute activité essentielle pour la sécurité des personnes se trouvant à l'installation, la protection de l'environnement ou la prévention du gaspillage;

d) dans le cas d'une installation de production :

- (i) les inspections de l'installation et du matériel connexe en vue de vérifier la présence de corrosion et d'érosion et les travaux d'entretien effectués par suite de ces inspections,
- (ii) les données relatives à la pression, à la température et au débit des compresseurs, du matériel de traitement et de transformation,
- (iii) l'étalonnage des compteurs et autres instruments,

- (vi) the status of the equipment and systems critical to safety and protection of the environment including any unsuccessful test result or equipment failure leading to an impairment of the systems; and
- (e) in the case of a floating installation, all installation movements, data, observations, measurements and calculations related to the stability and station-keeping capability of the installation.

#### METEOROLOGICAL OBSERVATIONS

- 78.** The operator of an offshore installation shall ensure
- (a) that the installation is equipped with facilities and equipment for observing, measuring and recording physical environmental conditions and that a comprehensive record of observations of physical environmental conditions is maintained onboard the installation; and
  - (b) that forecasts of meteorological conditions, sea states and ice movements are obtained and recorded each day and each time during the day that they change substantially from those forecasted.

#### DAILY PRODUCTION RECORD

- 79.** The operator shall ensure that a daily production record, which includes the metering records and other information relating to the production of oil and gas and other fluids in respect of a pool or well, is retained and readily accessible to the Board until the field or well in which the pool is located is abandoned and at that time shall offer the record to the Board before destroying it.

#### MANAGEMENT OF RECORDS

- 80.** The operator shall ensure that
- (a) all processes are in place and implemented to identify, generate, control and retain records necessary to support operational and regulatory requirements; and
  - (b) the records are readily accessible for inspection by the Board.

#### FORMATION FLOW TEST REPORTS

- 81.** The operator shall ensure that
- (a) in respect of exploration and delineation wells, a daily record of formation flow test results is submitted to the Board; and
  - (b) in respect of all wells, a formation flow test report is submitted to the Board as soon as the circumstances permit, following completion of the test.

#### PILOT SCHEME

- 82.** (1) For the purposes of this section, “pilot scheme” means a scheme that applies existing or experimental technology over a limited portion of a pool to obtain information on reservoir or production performance for the purpose of optimizing field development or improving reservoir or production performance.

- (iv) les essais des vannes de sécurité de surface et de subsurface,
- (v) l'état de chacun des puits et l'état d'avancement des travaux relatifs aux puits,
- (vi) l'état de l'équipement et des systèmes essentiels à la sécurité et à la protection de l'environnement, y compris tout résultat négatif des essais et toute défaillance de l'équipement qui ont mené à un affaiblissement des systèmes;
- e) dans le cas d'une installation flottante, les mouvements de l'installation et les données, observations, mesures et calculs relatifs à la stabilité de l'installation et à sa capacité de conserver sa position.

#### OBSERVATIONS MÉTÉOROLOGIQUES

- 78.** L'exploitant d'une installation extracôtière veille au respect des exigences suivantes :
- a) l'installation est dotée des moyens et de l'équipement nécessaires pour observer, mesurer et consigner les conditions environnementales et un rapport détaillé des observations de ces conditions est conservé à bord de l'installation;
  - b) les prévisions des conditions météorologiques, de l'état de la mer et du mouvement des glaces sont obtenues et consignées chaque jour, ainsi qu'à chaque fois qu'il y a des variations sensibles de ceux-ci.

#### REGISTRES QUOTIDIENS RELATIFS À LA PRODUCTION

- 79.** L'exploitant veille à ce qu'un registre quotidien relatif à la production, contenant les dossiers relatifs aux compteurs et tout autre renseignement concernant la production de pétrole et de gaz et d'autres fluides dans un gisement ou un puits, soit conservé et soit facilement accessible à l'Office jusqu'à l'abandon du champ ou du puits dans lequel le gisement est situé, et il l'offre à l'Office avant de le détruire.

#### GESTION DES REGISTRES

- 80.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) des processus sont en place et mis en œuvre pour identifier, produire, contrôler et conserver les registres requis pour répondre aux exigences opérationnelles et réglementaires;
  - b) les registres sont facilement accessibles à l'Office pour examen.

#### RAPPORTS RELATIFS AUX ESSAIS D'ÉCOULEMENT DE FORMATION

- 81.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) pour les puits d'exploitation et de délimitation, un registre quotidien des résultats des essais d'écoulement de formation est remis à l'Office;
  - b) pour tous les puits, un rapport des essais d'écoulement de formation est remis à l'Office aussitôt que les circonstances le permettent après l'essai.

#### PROJET PILOTE

- 82.** (1) Pour l'application du présent article, « projet pilote » s'entend de tout projet pour lequel on utilise une technique conventionnelle ou expérimentale dans une section limitée d'un gisement afin d'obtenir des renseignements sur le rendement du réservoir ou sur la production à des fins d'optimisation de la mise

(2) The operator shall ensure that interim evaluations of any pilot scheme respecting a pool, field or zone are submitted to the Board.

(3) When the operator completes a pilot scheme, the operator shall ensure that a report is submitted to the Board that sets out

- (a) the results of the scheme and supporting data and analyses; and
- (b) the operator's conclusions as to the potential of the scheme for application to full-scale production.

#### DAILY REPORTS

**83.** The operator shall ensure that a copy of the following is submitted to the Board daily:

- (a) the daily drilling report;
- (b) the daily geological report, including any formation evaluation logs and data; and
- (c) in the case of a production installation, a summary, in the form of a daily production report, of the records referred to in paragraph 77(d) and the daily production record.

#### MONTHLY PRODUCTION REPORT

**84.** (1) The operator shall ensure that a report summarizing the production data collected during the preceding month is submitted to the Board not later than the 15th day of each month.

(2) The report shall use established production accounting procedures.

#### ANNUAL PRODUCTION REPORT

**85.** The operator shall ensure that, not later than March 31 of each year, an annual production report relating to the preceding year for a pool, field or zone is submitted to the Board including details on the performance, production forecast, reserve revision, reasons for significant deviations in well performance from predictions in previous annual production reports, gas conservation resources, efforts to maximize recovery and reduce costs, and any other information required to demonstrate how the operator manages and intends to manage the resource without causing waste.

#### ENVIRONMENTAL REPORTS

**86.** (1) For each production project, the operator shall ensure that, not later than March 31 of each year, an annual environmental report relating to the preceding year is submitted to the Board and includes

- (a) for an offshore installation, a summary of the general environmental conditions during the year and a description of ice management activities; and
- (b) a summary of environmental protection matters during the year, including a summary of any incidents that may have an environmental impact, discharges that occurred and waste material that was produced, a discussion of efforts undertaken to

en valeur du champ ou d'amélioration du rendement du réservoir ou de la production.

(2) L'exploitant veille à ce que des évaluations provisoires de tout projet pilote relatif à un gisement, un champ ou une couche soient remises à l'Office.

(3) Au terme d'un projet pilote, l'exploitant veille à ce que soit remis à l'Office un rapport faisant état :

- a) des résultats du projet, avec les données et analyses à l'appui;
- b) des conclusions de l'exploitant quant à la possibilité de passer à la mise en production à plein rendement.

#### RAPPORTS QUOTIDIENS

**83.** L'exploitant veille à ce que soit remis à l'Office quotidiennement :

- a) le rapport journalier de forage;
- b) le rapport géologique quotidien, y compris les diagraphies et les données relatives à l'évaluation de la formation;
- c) dans le cas d'une installation de production, un résumé des registres visés à l'alinéa 77d) et du registre quotidien relatif à la production, sous forme d'un rapport de la production quotidienne.

#### RAPPORT MENSUEL CONCERNANT LA PRODUCTION

**84.** (1) L'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office, au plus tard le quinzième jour du mois, un rapport résumant les données de production du mois précédent.

(2) Le rapport de la production mensuelle est établi selon des méthodes reconnues de comptabilité de la production.

#### RAPPORT ANNUEL DE PRODUCTION

**85.** L'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel de la production de l'année précédente ayant trait à un gisement, un champ ou une couche et comprenant notamment des données sur le rendement, des prévisions concernant la production, une révision des réserves, une explication de tout écart marqué entre le rendement d'un puits et les prévisions contenues dans les rapports annuels de production antérieurs, les ressources affectées à la conservation du gaz, les efforts faits pour optimiser la récupération et réduire les coûts, et toute autre information qui démontre de quelle manière l'exploitant gère les ressources et entend les gérer à l'avenir sans gaspillage.

#### RAPPORT SUR LES CONDITIONS ENVIRONNEMENTALES

**86.** (1) Pour chaque projet de production, l'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel sur les conditions environnementales pour l'année précédente et contenant :

- a) dans le cas d'une installation extracôtière, un résumé des conditions environnementales générales de l'année ainsi qu'une description des activités de gestion des glaces;
- b) un résumé des situations afférentes à la protection de l'environnement survenues au cours de l'année, y compris des données sommaires sur les incidents pouvant avoir des effets environnementaux, les rejets survenus et les déchets produits,

reduce pollution and waste material and a description of environmental contingency plan exercises.

(2) For each drilling installation for an exploration or delineation well, the operator shall ensure that an environmental report relating to each well is submitted to the Board within 90 days after the rig release date and includes

- (a) a description of the general environmental conditions during the drilling program and a description of ice management activities and downtime caused by weather or ice; and
- (b) a summary of environmental protection matters during the drilling program, including a summary of spills, discharges occurred and waste material produced, a discussion of efforts undertaken to reduce them, and a description of environmental contingency plan exercises.

#### ANNUAL SAFETY REPORT

**87.** The operator shall ensure that, not later than March 31 of each year, an annual safety report relating to the preceding year is submitted to the Board and includes

- (a) a summary of lost or restricted workday injuries, minor injuries and safety-related incidents and near-misses that have occurred during the preceding year; and
- (b) a discussion of efforts undertaken to improve safety.

#### WELL HISTORY REPORT

**88.** (1) The operator shall ensure that a well history report is prepared for every well drilled by the operator under the well approval and that the report is submitted to the Board.

(2) The well history report shall contain a record of all operational, engineering, petrophysical and geological information that is relevant to the drilling and evaluation of the well.

#### WELL OPERATIONS REPORT

**89.** (1) The operator shall ensure that a report including the following information is submitted to the Board within 30 days after the end of a well operation:

- (a) a summary of the well operation, including any problems encountered during the well operation;
- (b) a description of the completion fluid properties;
- (c) a schematic of, and relevant engineering data on, the down-hole equipment, tubulars, Christmas tree and production control system;
- (d) details of any impact of the well operation on the performance of the well, including any effect on recovery; and
- (e) for any well completion, suspension or abandonment, the rig release date.

(2) The report shall be signed and dated by the operator or the operator's representative.

un exposé des efforts accomplis pour réduire la pollution et les déchets et une description des exercices de simulation du plan d'urgence environnementale.

(2) Pour chaque installation de forage d'un puits d'exploration ou de délimitation, l'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office pour chaque puits, dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date de libération de l'appareil de forage, un rapport sur les conditions environnementales qui contient ce qui suit :

- a) une description des conditions environnementales générales dans lesquelles le programme de forage a été exécuté, ainsi qu'une description des activités de gestion des glaces et un relevé des périodes d'arrêt imputables aux conditions atmosphériques ou aux glaces;
- b) un résumé des situations afférentes à la protection de l'environnement survenues durant l'exécution du programme de forage, y compris des données sommaires sur les déversements et les rejets survenus et sur les déchets produits, un exposé des efforts accomplis pour réduire ceux-ci, et une description des exercices de simulation du plan d'urgence environnementale.

#### RAPPORT ANNUEL SUR LA SÉCURITÉ

**87.** L'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel sur la sécurité portant sur l'année précédente et contenant ce qui suit :

- a) un résumé des blessures entraînant une perte de temps de travail, des blessures sans gravité et des incidents et quasi-incident en matière de sécurité survenus au cours de l'année;
- b) un exposé des mesures prises pour renforcer la sécurité.

#### RAPPORT FINAL DU PUIT

**88.** (1) L'exploitant veille à ce qu'un rapport final soit établi pour chacun des puits qu'il a forés aux termes de l'approbation relative au puits et à ce que le rapport soit remis à l'Office.

(2) Le rapport final doit contenir tous les renseignements opérationnels, techniques, pétrophysiques et géologiques concernant le forage et l'évaluation du puits.

#### RAPPORT D'EXPLOITATION DU PUIT

**89.** (1) L'exploitant veille à ce que soit remis à l'Office, dans les trente jours suivant la fin des travaux relatifs à un puits, un rapport qui contient :

- a) un résumé des travaux, y compris les problèmes survenus au cours de ceux-ci;
- b) une description des propriétés des fluides de complétion;
- c) un schéma et les détails techniques des équipements de fond, des tubulaires, de la tête d'éruption et du système de contrôle de la production;
- d) les détails de toute incidence que l'exploitation du puits pourrait avoir sur son rendement, y compris sur la récupération;
- e) la date de libération de l'appareil de forage en ce qui concerne la complétion, la suspension de l'exploitation ou l'abandon d'un puits.

(2) Le rapport est daté et signé par l'exploitant ou son représentant.

OTHER REPORTS

90. The operator shall ensure that the Board is made aware, at least once a year, of any report containing relevant information regarding applied research work or studies obtained or compiled by the operator relating to the operator's work or activities and that a copy of any report is submitted to the Board on request.

**PART 12**

**CONSEQUENTIAL AMENDMENTS,  
TRANSITIONAL PROVISION, REPEALS  
AND COMING INTO FORCE**

**CONSEQUENTIAL AMENDMENTS**

*Canada Oil and Gas Certificate of Fitness Regulations*

91. (1) The definition "société d'accréditation" in section 2 of the French version of the *Canada Oil and Gas Certificate of Fitness Regulations*<sup>1</sup> is repealed.

(2) The definition "certifying authority" in section 2 of the English version of the Regulations is replaced by the following:

"certifying authority" means, for the purposes of section 5.12 of the Act, the American Bureau of Shipping, Bureau Veritas, Det norskeVeritas Classification A/S, Germanischer Lloyd or Lloyd's Register North America, Inc. (*autorité*)

(3) Section 2 of the French version of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

« autorité » Pour l'application de l'article 5.12 de la Loi, s'entend de l'American Bureau of Shipping, du Bureau Veritas, du Det norskeVeritas Classification A/S, du Germanischer Lloyd ou du Lloyd's Register North America, Inc. (*certifying authority*)

92. Section 4 of the Regulations is replaced by the following:

4. (1) The following installations are prescribed for the purposes of section 5.12 of the Act:

- (a) each production installation, accommodation installation and diving installation at an offshore production site; and
- (b) each drilling installation, diving installation and accommodation installation at an offshore drill site.

(2) Subject to subsections (3) and (5) and section 5, a certifying authority may issue a certificate of fitness in respect of the installations referred to in subsection (1), if the certifying authority

(a) determines that, in relation to the production or drill site or region in which the particular installation is to be operated, the installation

(i) is designed, constructed, transported and installed or established in accordance with

(A) Parts I to III of the *Canada Oil and Gas Installations Regulations*,

AUTRES RAPPORTS

90. L'exploitant veille à ce que l'Office soit prévenu, au moins une fois l'an, de tout rapport renfermant de l'information utile sur des études ou des travaux de recherche appliquée qu'il a obtenus ou compilés concernant ses activités et veille à ce qu'il lui en soit remis copie, sur demande.

**PARTIE 12**

**MODIFICATIONS CORRÉLATIVES, DISPOSITION  
TRANSITOIRE, ABROGATIONS ET  
ENTRÉE EN VIGUEUR**

**MODIFICATIONS CORRÉLATIVES**

*Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada*

91. (1) La définition de « société d'accréditation », à l'article 2 de la version française du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada*<sup>1</sup>, est abrogée.

(2) La définition de « certifying authority », à l'article 2 de la version anglaise du même règlement, est remplacée par ce qui suit :

"certifying authority" means, for the purposes of section 5.12 of the Act, the American Bureau of Shipping, Bureau Veritas, Det norskeVeritas Classification A/S, Germanischer Lloyd or Lloyd's Register North America, Inc. (*autorité*)

(3) L'article 2 de la version française du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

« autorité » Pour l'application de l'article 5.12 de la Loi, s'entend de l'American Bureau of Shipping, du Bureau Veritas, du Det norskeVeritas Classification A/S, du Germanischer Lloyd ou du Lloyd's Register North America, Inc. (*certifying authority*)

92. L'article 4 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

4. (1) Pour l'application de l'article 5.12 de la Loi, les installations ci-après sont visées :

- a) une installation de production, une installation d'habitation et une installation de plongée situées à un emplacement de production au large des côtes;
- b) une installation de forage, une installation de plongée et une installation d'habitation situées à un emplacement de forage au large des côtes.

(2) Sous réserve des paragraphes (3) et (5) et de l'article 5, l'autorité peut délivrer un certificat de conformité à l'égard d'une installation visée au paragraphe (1) si :

a) d'une part, elle constate que, eu égard à l'emplacement ou à la région de production ou de forage où l'installation en cause est destinée à être exploitée, celle-ci :

(i) est conçue, construite, transportée et installée ou aménagée conformément aux dispositions suivantes :

(A) les parties I à III du *Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada*,

<sup>1</sup> SOR/96-114

<sup>1</sup> DORS/96-114

(B) the provisions of the *Oil and Gas Occupational Safety and Health Regulations* listed in Part 1 of the schedule to these Regulations, and

(C) the provisions of the *Canada Oil and Gas Diving Regulations* listed in Part 2 of the schedule to these Regulations, if the installation includes a dependent diving system,

(ii) is fit for the purpose for which it is to be used and can be operated safely without polluting the environment, and

(iii) will continue to meet the requirements of subparagraphs (i) and (ii) for the period of validity that is endorsed on the certificate of fitness if the installation is maintained in accordance with the inspection, maintenance and weight control programs submitted to and approved by the certifying authority under subsection (5); and

(b) carries out the scope of work in respect of which the certificate of fitness is issued.

(3) For the purposes of subparagraph (2)(a)(i), the certifying authority may substitute, for any equipment, methods, measure or standard required by any Regulations referred to in that subparagraph, equipment, methods, measures or standards the use of which is authorized by the Chief or Chief Conservation Officer, as applicable under section 16 of the Act.

(4) The certifying authority shall endorse on any certificate of fitness it issues details of every limitation on the operation of the installation that is necessary to ensure that the installation meets the requirements of paragraph (2)(a).

(5) The certifying authority shall not issue a certificate of fitness unless, for the purpose of enabling the certifying authority to determine whether the installation meets the requirements of paragraph (2)(a) and to carry out the scope of work referred to in paragraph (2)(b),

(a) the person applying for the certificate

(i) provides the certifying authority with all the information required by the certifying authority,

(ii) carries out or assists the certifying authority to carry out every inspection, test or survey required by the certifying authority, and

(iii) submits to the certifying authority an inspection and monitoring program, a maintenance program and a weight control program for approval; and

(b) if the programs are adequate to ensure and maintain the integrity of the installation, the certifying authority approves the programs referred to in subparagraph (a)(iii).

**93. (1) Paragraph 6(2)(a) of the Regulations is replaced by the following:**

(a) is sufficiently detailed to permit the certifying authority to determine whether the installation meets the requirements of paragraph 4(2)(a); and

**(2) Paragraph 6(2)(b) of the Regulations is amended by striking out “and” at the end of subparagraph (v) and by adding the following after subparagraph (vi):**

(vii) the structures, facilities, equipment and systems critical to safety, and to the protection of the natural environment, are in place and functioning appropriately, and

(viii) in respect of an offshore drilling installation or an offshore production installation, the structures, facilities, equipment and systems to meet the requirements of the

(B) les dispositions du *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)* énumérées à la partie 1 de l'annexe du présent règlement,

(C) dans les cas où l'installation comprend un système de plongée non autonome, les dispositions du *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada* énumérées à la partie 2 de l'annexe du présent règlement,

(ii) se prête à l'utilisation prévue et peut être exploitée en toute sécurité sans polluer l'environnement,

(iii) continuera de répondre aux exigences des sous-alinéas (i) et (ii) pour la période de validité inscrite sur le certificat de conformité si l'installation est entretenue conformément aux programmes d'inspection, de maintenance et de contrôle de poids présentés à l'autorité et approuvés par elle aux termes du paragraphe (5);

b) d'autre part, elle exécute le plan de travail à l'égard duquel le certificat de conformité est délivré.

(3) Pour l'application du sous-alinéa (2)a(i), l'autorité peut remplacer l'équipement, les méthodes, les mesures ou les normes exigés par un règlement visé à ce sous-alinéa par ceux dont l'utilisation est autorisée par le délégué ou le délégué à l'exploitation, selon le cas, en vertu de l'article 16 de la Loi.

(4) L'autorité doit inscrire sur tout certificat de conformité qu'elle délivre le détail de toute restriction à l'exploitation de l'installation qui s'impose pour que l'installation réponde aux exigences de l'alinéa (2)a).

(5) Pour être en mesure d'établir si l'installation répond aux exigences de l'alinéa (2)a) et d'exécuter le plan de travail visé à l'alinéa (2)b), l'autorité ne doit délivrer un certificat de conformité que si :

a) la personne qui en fait la demande :

(i) fournit à l'autorité tous les renseignements exigés par cette dernière,

(ii) exécute toute inspection, tout essai ou toute étude exigés par l'autorité ou aide celle-ci à les exécuter,

(iii) soumet à l'approbation de l'autorité un programme d'inspection et de surveillance, un programme de maintenance et un programme de contrôle de poids;

b) l'autorité approuve ceux des programmes visés au sous-alinéa a)(iii) qui permettent de garantir et de préserver l'intégrité de l'installation.

**93. (1) L'alinéa 6(2)a) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

a) est suffisamment détaillé pour permettre à l'autorité d'établir si l'installation répond aux exigences de l'alinéa 4(2)a);

**(2) L'alinéa 6(2)b) du même règlement est modifié par adjonction, après le sous-alinéa (vi), de ce qui suit :**

(vii) les structures, le matériel, les équipements et les systèmes essentiels à la sécurité et à la protection du milieu naturel sont en place et fonctionnent de façon appropriée,

(viii) à l'égard d'une installation de forage au large des côtes ou d'une installation de production au large des côtes, les structures, le matériel, les équipements et les systèmes conformes aux exigences des dispositions du *Règlement sur*

provisions of the *Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations* listed in Part 3 of the schedule to these Regulations are in place and functioning appropriately.

**94. Subsections 7(1) and (2) of the Regulations are replaced by the following:**

7. (1) If the certifying authority determines that, when the installation is maintained in accordance with the programs submitted to it under subparagraph 4(5)(a)(iii), the installation will meet the requirements of paragraph 4(2)(a) for a period of at least five years, the certifying authority shall endorse on the certificate of fitness an expiration date that is five years after the date of issuance.

(2) If the period of time referred to in subsection (1) is less than five years, the certifying authority shall endorse on the certificate of fitness an expiration date that is the number of years or months in that lesser period after the date of issuance.

**95. Subparagraphs 9(1)(a)(i) and (ii) of the Regulations are replaced by the following:**

(i) that any of the information submitted under subsection 4(5) was incorrect and that the certificate of fitness would not have been issued if that information had been correct,

(ii) that the installation no longer meets the requirements of paragraph 4(2)(a), or

**96. The French version of the Regulations is amended by replacing “société d’accréditation” and “société” with “autorité” in the following provisions with any necessary modifications:**

(a) the definition “plan de travail” in section 2;

(b) section 5;

(c) subsection 6(1);

(d) subsection 8(1);

(e) section 9;

(f) the heading before section 10; and

(g) section 10.

**97. The schedule to the Regulations is replaced by the schedule set out in the schedule to these Regulations.**

*Canada Oil and Gas Installations Regulations*

**98. (1) The definition “société d’accréditation” in subsection 2(1) of the French version of the *Canada Oil and Gas Installations Regulations*<sup>2</sup> is repealed.**

(2) The expression “(société d’accréditation)” at the end of the definition “certifying authority” in subsection 2(1) of the English version of the Regulations is replaced by the expression “(autorité)”.

(3) Subsection 2(1) of the French version of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

« autorité » S’entend au sens de l’article 2 du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l’exploitation du pétrole et du gaz au Canada*. (certifying authority)

le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada énumérées à la partie 3 de l’annexe du présent règlement sont en place et fonctionnent de façon appropriée.

**94. Les paragraphes 7(1) et (2) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

7. (1) Si l’autorité constate que l’installation, lorsqu’elle est entretenue conformément aux programmes qui lui ont été soumis en application du sous-alinéa 4(5)(a)(iii), répondra aux exigences de l’alinéa 4(2)(a) pour une période d’au moins cinq ans, l’autorité inscrit sur le certificat de conformité une date d’expiration qui suit de cinq ans la date de délivrance.

(2) Si la période visée au paragraphe (1) est inférieure à cinq ans, l’autorité inscrit sur le certificat de conformité une date d’expiration qui suit la date de délivrance du nombre d’années ou de mois correspondant à cette période moindre.

**95. Les sous-alinéas 9(1)(a)(i) et (ii) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

(i) des renseignements fournis aux termes du paragraphe 4(5) sont incorrects, et le certificat n’aurait pas été délivré si ces renseignements avaient été corrects,

(ii) l’installation ne répond plus aux exigences de l’alinéa 4(2)(a),

**96. Dans les passages ci-après de la version française du même règlement, « société d’accréditation » et « société » sont remplacés par « autorité » avec les adaptations nécessaires :**

a) la définition de « plan de travail » à l’article 2;

b) l’article 5;

c) le paragraphe 6(1);

d) le paragraphe 8(1);

e) l’article 9;

f) l’intertitre précédant l’article 10;

g) l’article 10.

**97. L’annexe du même règlement est remplacée par l’annexe figurant à l’annexe du présent règlement.**

*Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada*

**98. (1) La définition de « société d’accréditation », au paragraphe 2(1) de la version française du *Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada*<sup>2</sup>, est abrogée.**

(2) La mention « (société d’accréditation) » qui figure à la fin de la définition de « certifying authority », au paragraphe 2(1) de la version anglaise du même règlement, est remplacée par « (autorité) ».

(3) Le paragraphe 2(1) de la version française du même règlement est modifié par adjonction, selon l’ordre alphabétique, de ce qui suit :

« autorité » S’entend au sens de l’article 2 du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l’exploitation du pétrole et du gaz au Canada*. (certifying authority)

<sup>2</sup> SOR/96-118

<sup>2</sup> DORS/96-118



**99. Paragraph 14(1)(c) of the Regulations is replaced by the following:**

(c) drilling safety systems and associated equipment will operate safely and in accordance with the manufacturer's specifications;

**100. The portion of subsection 64(1) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:**

**64.** (1) Subject to subsection (2), every operator shall prepare, adhere to and maintain, in respect of every offshore installation, an operations manual that contains the following data:

**101. The French version of the Regulations is amended by replacing "société d'accréditation" with "autorité" in the following provisions with any necessary modifications:**

- (a) the definition "certificat de conformité" in subsection 2(1);
- (b) subsection 68(1);
- (c) subsections 68(3) and (4); and
- (d) section 69.

**TRANSITIONAL PROVISION**

**102. An operator at the time of the coming into force of these Regulations shall comply with the requirements of section 5.**

**REPEALS**

**103. The *Canada Oil and Gas Drilling Regulations*<sup>3</sup> are repealed.**

**104. The *Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations*<sup>4</sup> are repealed.**

**COMING INTO FORCE**

**105. These Regulations come into force on December 31, 2009.**

**SCHEDULE  
(Section 97)**

SCHEDULE  
(Paragraphs 4(2)(a) and 6(2)(b))

**CERTIFICATION STANDARDS**

**PART 1**

**PROVISIONS OF OIL AND GAS OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH REGULATIONS**

1. Sections 3.2 to 3.11
2. Section 5.1
3. Section 6.3
4. Sections 7.1 to 7.6
5. Section 9.5
6. Sections 9.11 and 9.12

<sup>3</sup> SOR/79-82  
<sup>4</sup> SOR/90-791

**99. L'alinéa 14(1)c) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

c) les systèmes de sécurité pour le forage et le matériel connexe fonctionnent de façon sûre et conformément aux spécifications du fabricant;

**100. Le passage du paragraphe 64(1) du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :**

**64.** (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant doit préparer, respecter et conserver pour toute installation au large des côtes un manuel d'exploitation qui contient les données suivantes :

**101. Dans les passages ci-après de la version française du même règlement, « société d'accréditation » est remplacé par « autorité » avec les adaptations nécessaires :**

- a) la définition de « certificat de conformité » au paragraphe 2(1);
- b) le paragraphe 68(1);
- c) les paragraphes 68(3) et (4);
- d) l'article 69.

**DISPOSITION TRANSITOIRE**

**102. L'exploitant est tenu de se conformer aux exigences de l'article 5 à la date d'entrée en vigueur du présent règlement.**

**ABROGATIONS**

**103. Le *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*<sup>3</sup> est abrogé.**

**104. Le *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada*<sup>4</sup> est abrogé.**

**ENTRÉE EN VIGUEUR**

**105. Le présent règlement entre en vigueur le 31 décembre 2009.**

**ANNEXE  
(article 97)**

ANNEXE  
(alinéas 4(2)a) et 6(2)b))

**NORMES DE CERTIFICATION**

**PARTIE 1**

**DISPOSITIONS DU RÈGLEMENT SUR LA SÉCURITÉ ET LA SANTÉ AU TRAVAIL (PÉTROLE ET GAZ)**

1. Articles 3.2 à 3.11
2. Article 5.1
3. Article 6.3
4. Articles 7.1 à 7.6
5. Article 9.5
6. Articles 9.11 et 9.12

<sup>3</sup> DORS/79-82  
<sup>4</sup> DORS/90-791

PART 1 — *Continued*

PROVISIONS OF OIL AND GAS OCCUPATIONAL SAFETY  
AND HEALTH REGULATIONS — *Continued*

7. Subsection 9.14(1)
8. Subsection 10.6(1)
9. Sections 10.9 to 10.11
10. Sections 10.14 to 10.16
11. Section 10.18
12. Sections 10.24 and 10.25
13. Section 10.27
14. Sections 10.35 to 10.37
15. Subsection 10.38(1)
16. Subsection 10.38(4)
17. Section 11.7
18. Section 11.9
19. Section 13.11
20. Subsection 13.16(4)
21. Section 14.13
22. Section 14.19
23. Sections 15.3 to 15.5
24. Sections 15.9 to 15.11
25. Section 15.13
26. Sections 15.21 and 15.22
27. Section 15.44
28. Subsections 15.47(1) and (2)
29. Subsection 15.49(2)
30. Section 15.50
31. Section 17.13
32. Paragraphs 17.14(b) and (c)
33. Paragraph 17.14(e)
34. Subparagraph 17.14(f)(i)
35. Section 18.2
36. Sections 18.6 to 18.8

PARTIE 1 (*suite*)

DISPOSITIONS DU RÈGLEMENT SUR LA SÉCURITÉ ET  
LA SANTÉ AU TRAVAIL (PÉTROLE ET GAZ) (*suite*)

7. Paragraphe 9.14(1)
8. Paragraphe 10.6(1)
9. Articles 10.9 à 10.11
10. Articles 10.14 à 10.16
11. Article 10.18
12. Articles 10.24 et 10.25
13. Article 10.27
14. Articles 10.35 à 10.37
15. Paragraphe 10.38(1)
16. Paragraphe 10.38(4)
17. Article 11.7
18. Article 11.9
19. Article 13.11
20. Paragraphe 13.16(4)
21. Article 14.13
22. Article 14.19
23. Articles 15.3 à 15.5
24. Articles 15.9 à 15.11
25. Article 15.13
26. Articles 15.21 et 15.22
27. Article 15.44
28. Paragraphes 15.47(1) et (2)
29. Paragraphe 15.49(2)
30. Article 15.50
31. Article 17.13
32. Alinéas 17.14**b**) et *c*)
33. Alinéa 17.14**e**)
34. Sous-alinéa 17.14**f**)(*i*)
35. Article 18.2
36. Articles 18.6 à 18.8

PART 2

PROVISIONS OF CANADA OIL AND GAS  
DIVING REGULATIONS

1. Paragraphs 9(5)(*h*) to (*j*)
2. Subsection 12(1)
3. Paragraph 12(2)(*d*)
4. Paragraph 12(2)(*g*)
5. Paragraph 12(2)(*i*)

PARTIE 2

DISPOSITIONS DU RÈGLEMENT SUR LES OPÉRATIONS  
DE PLONGÉE LIÉES AUX ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES  
ET GAZIÈRES AU CANADA

1. Alinéas 9(5)*h*) à *j*)
2. Paragraphe 12(1)
3. Alinéa 12(2)*d*)
4. Alinéa 12(2)*g*)
5. Alinéa 12(2)*i*)

PART 2 — *Continued*

PROVISIONS OF CANADA OIL AND GAS  
DIVING REGULATIONS — *Continued*

6. Paragraphs 12(2)(k) to (p)
7. Section 13
8. Sections 14 to 17
9. Paragraph 18(a)
10. Paragraph 18(c)
11. Subsection 19(1)
12. Paragraph 19(2)(a)
13. Section 23
14. Paragraph 25(a)

PARTIE 2 (*suite*)

DISPOSITIONS DU RÈGLEMENT SUR LES OPÉRATIONS  
DE PLONGÉE LIÉES AUX ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES  
ET GAZIÈRES AU CANADA (*suite*)

6. Alinéas 12(2)k) à p)
7. Article 13
8. Articles 14 à 17
9. Alinéa 18a)
10. Alinéa 18c)
11. Paragraphe 19(1)
12. Alinéa 19(2)a)
13. Article 23
14. Alinéa 25a)

PART 3

PROVISIONS OF CANADA OIL AND GAS DRILLING  
AND PRODUCTION REGULATIONS

1. Paragraph 5(2)(e), except in respect of support craft
2. Paragraph 19(i)
3. Paragraph 22(b)
4. Section 23
5. Section 25
6. Paragraph 26(b)
7. Sections 27 to 30
8. Sections 34 and 35
9. Subsection 36(1)
10. Section 37
11. Paragraphs 45(a) and (b)
12. Sections 47 and 48
13. Paragraphs 62(a) to (c)

PARTIE 3

DISPOSITIONS DU RÈGLEMENT SUR LE FORAGE ET LA  
PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ AU CANADA

1. Alinéa 5(2)e), à l'exception des véhicules de service
2. Alinéa 19i)
3. Alinéa 22b)
4. Article 23
5. Article 25
6. Alinéa 26b)
7. Articles 27 à 30
8. Articles 34 et 35
9. Paragraphe 36(1)
10. Article 37
11. Alinéas 45a) et b)
12. Articles 47 et 48
13. Alinéas 62a) à c)

**REGULATORY IMPACT  
ANALYSIS STATEMENT**

*(This statement is not part of the regulations.)*

***Issue and objectives***

The *Drilling and Production Regulations* are an amalgamation and modernization of the *Drilling Regulations* and the *Production and Conservation Regulations* that currently exist, in mirror form, under the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA) and the

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT  
DE LA RÉGLEMENTATION**

*(Ce résumé ne fait pas partie des règlements.)*

***Question et objectifs***

Le *Règlement sur le forage et la production* est une fusion et une mise à jour du *Règlement concernant le forage* et du *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz* qui existent actuellement, structurés selon le

Offshore Accord Acts<sup>1</sup> (the Acts). These Acts govern the technical and operational aspects of the exploration for, and production of, oil and gas resources on Canada's Frontier lands.<sup>2</sup>

The Acts are administered by three regulators, respectively

- Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board  
— *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*
- Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board  
— *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*
- National Energy Board  
— *Canada Oil and Gas Operations Act*

Regulation continues to be required to ensure that activities related to the drilling for, or production of, oil and gas are carried out in a manner that is safe, protects the environment and ensures that resources are not wasted.

The Regulations address three main issues. First, the Standing Joint Committee on the Scrutiny of Regulations requested that the regulators address the high level of duplication between the *Drilling Regulations* and the *Production and Conservation Regulations*. Second, the prescriptive nature of the regulations had created increased administrative challenges and costs that affected regulatory efficiency and effectiveness. Regulators observed increased numbers of requests from companies to use new or cost-effective technologies and processes not reflected in the Regulations. The flexibility to develop more efficient and effective regulatory processes was limited by the existing Regulations, which contained prescriptive and detailed information requirements specificity regarding the number of copies and timing of applications and specific reference to authorized activities. Further, while not currently exercised, the Acts allow authority to be given to the Boards, through regulation, to deal with certain production matters by way of an Order.

Lastly, advances in research into the causes of accidents (injuries and spills) and approaches for effective risk management for safety and environmental protection have led to the development of management systems-based models that are increasingly used to better manage risks in international jurisdictions and by industry.

Modernizing the Regulations improves the existing regulatory framework to support the frontier and offshore oil and gas industry's continued growth and contribution to Canada's economy

principe de correspondance, dans la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et les lois de mise en œuvre des Accords extracôtiers<sup>1</sup> (les lois). Ces lois régissent les aspects techniques et opérationnels de l'exploration et de la production des ressources pétrolières et gazières dans les régions pionnières<sup>2</sup> du Canada.

Les lois sont administrées par trois organismes de réglementation, respectivement :

- L'Office Canada — Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers  
— *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve*
- L'Office Canada — Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers  
— *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*
- L'Office national de l'énergie  
— *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*

La réglementation continue d'être nécessaire afin de s'assurer que les activités liées au forage ou à la production de pétrole et de gaz sont entreprises d'une manière qui est sécuritaire, qui protège l'environnement et qui s'assure que les ressources ne sont pas gaspillées.

Le Règlement tient compte de trois importantes questions. Premièrement, le Comité mixte permanent de l'examen de la réglementation a demandé aux organismes de réglementation de se pencher sur les nombreux cas de chevauchement entre le *Règlement concernant le forage* et le *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*. Deuxièmement, la nature normative des règlements a causé une augmentation des défis et des frais administratifs qui a nui à l'efficacité et à l'efficience de la réglementation. Les organismes de réglementation ont constaté le nombre croissant de demandes reçues des sociétés qui veulent utiliser des technologies et des processus, nouveaux ou rentables, qui ne figurent pas dans les règlements. La possibilité d'élaborer des processus réglementaires plus efficaces et plus efficaces était limitée par les règlements, qui contenaient des exigences d'information normatives et détaillées spécifiques concernant les demandes, le nombre de copies à fournir et le calendrier à respecter, ainsi que les références particulières quant aux activités autorisées. De plus, bien que la disposition ne soit pas appliquée actuellement, les lois autorisent les Offices, par voie de réglementation, à résoudre certaines questions de production par le biais d'une ordonnance.

Enfin, les progrès dans la recherche des causes des accidents (blessures et déversements) et les méthodes de gestion efficace des risques pour assurer la sécurité et la protection de l'environnement ont abouti à l'élaboration de modèles, basés sur des systèmes de gestion, qui sont de plus en plus utilisés pour une meilleure gestion des risques dans différents pays et par l'industrie.

La mise à jour des règlements améliore le cadre de réglementation actuel afin d'appuyer la croissance continue de l'industrie du pétrole et du gaz dans les régions pionnières et extracôtiers et sa

<sup>1</sup> *Canada Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*; the *Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act* (Offshore Accord Acts).

<sup>2</sup> Frontier lands are lands in the Northwest Territories, Nunavut and Sable Island and the offshore areas of the Arctic, Hudson's Bay, James Bay, Gulf of St. Lawrence, Bay of Fundy and the offshore areas of British Columbia, Nova Scotia and Newfoundland and Labrador.

<sup>1</sup> *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve; Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* (lois de mise en œuvre des Accords.)

<sup>2</sup> Les régions pionnières représentent des terres dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et l'Île de Sable, les zones extracôtiers de l'Arctique, de la baie d'Hudson, de la baie James, du golfe du Saint-Laurent et de la baie de Fundy et les zones extracôtiers de la Colombie-Britannique, de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador.

and competitiveness while maintaining the highest standards for safety, environmental protection and management of resources.

### **Description**

There are six main areas of change as a result of amalgamation and modernization:

1. The *Drilling Regulations* and *Production and Conservation Regulations* are amalgamated and updated into a single *Drilling and Production Regulations*.
2. The Regulations have been written in a goal-oriented style, which combines goal-based, performance-based and prescriptive elements, depending upon the circumstances.
3. The Regulations require companies to have a management system to ensure compliance with the Regulations and the Act.
4. The Regulations have been updated to align with current regulatory drafting approaches and standards.
5. The Regulations provide improved flexibility to develop regulatory process efficiencies, including providing the Boards with the authority to deal with well spacing and associated production matters by way of an Order.
6. Consequential amendments to the *Installations Regulations* and the *Certificate of Fitness Regulations* under the Acts are made.

The Regulations are predominantly operational and technical in nature. The primary topics in the Regulations include safety, appropriate conservation of the hydrocarbon resource and the protection of the environment during activities undertaken for the drilling and production of oil and gas. The Regulations also outline the information that must accompany regulatory applications as well as identify specific reporting requirements.

The Regulations do not alter existing environmental screening and assessment processes that may apply to proposed drilling or production projects, such as the *Canadian Environmental Assessment Act*, the *Mackenzie Valley Resource Management Act*, the *Inuvialuit Final Agreement*, the *Labrador Inuit Land Claims Agreement* and the *Nunavut Land Claims Agreement*.

### **Amalgamation of existing regulations**

The Standing Joint Committee on the Scrutiny of Regulations observed the high level of duplication between the existing *Drilling Regulations* and the *Production and Conservation Regulations* and recommended that the duplication be addressed. The Regulations address that recommendation.

### **Goal-oriented**

Goal-oriented regulation is a hybrid approach that includes prescriptive and goal- or performance-based elements. Prescriptive regulation dictates the means by which compliance is achieved, including what is to be done, by whom and how it is to be accomplished. Goal- or performance-based regulation sets regulatory goals or performance objectives to be achieved and allows companies to identify the means to meet them.

contribution à l'économie et à la compétitivité du Canada tout en maintenant les normes les plus rigoureuses en matière de sécurité, de protection de l'environnement et de gestion des ressources.

### **Description**

Six grands changements ont découlé de la fusion et de la mise à jour :

1. Le *Règlement concernant le forage* et le *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation* ont été fusionnés puis mis à jour pour donner le *Règlement sur le forage et la production*.
2. Le Règlement a été rédigé dans un style axé sur les buts, combinant des éléments fondés sur les buts ou sur le rendement et des éléments normatifs, selon les circonstances.
3. Le Règlement exige des sociétés un système de gestion afin d'assurer leur conformité au Règlement et à la Loi.
4. Le Règlement est une mise à jour intégrant les démarches et les normes actuelles en matière de réglementation.
5. Le Règlement accorde une meilleure latitude pour élaborer des processus réglementaires efficaces, dont celui d'autoriser les Offices à prendre des mesures à l'égard de l'espacement des puits et à traiter les questions de production y afférentes par voie d'ordonnance.
6. Des modifications corrélatives au *Règlement sur les installations pétrolières et gazières* et au *Règlement sur les certificats de conformité* pris en vertu des lois sont effectuées.

Le Règlement est essentiellement de nature technique et opérationnelle. Il traite principalement de sécurité, de conservation des ressources en hydrocarbures et de protection de l'environnement pendant les activités de forage et de production pétrolière et gazière. Il précise également les renseignements qu'il faut inclure dans une demande réglementaire ainsi que des exigences particulières en matière de rapports.

Le Règlement ne modifie pas les processus existants en matière d'examen préalable et d'évaluation environnementale qui pourraient s'appliquer à des projets de forage ou de production proposés, tels que ceux prévus par la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*, la *Convention définitive des Inuvialuit*, l'*Accord sur les revendications territoriales des Inuit du Labrador* et l'*Accord sur les revendications territoriales du Nunavut*.

### **Fusion des règlements existants**

Le Comité mixte permanent de l'examen de la réglementation a constaté les nombreux chevauchements entre le *Règlement concernant le forage* et le *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation* dans leur version courante et a recommandé qu'ils soient éliminés. Le Règlement prend en considération cette recommandation.

### **Axé sur les buts**

L'expression « axé sur les buts » signifie que des éléments normatifs et des éléments axés sur les buts ou le rendement ont servi à élaborer le Règlement. Il s'agit donc d'une démarche hybride. Un règlement normatif dicte les moyens d'assurer la conformité, y compris ce qui est à accomplir, par qui et comment. Ainsi, un règlement axé sur les buts ou le rendement établit des buts réglementaires ou des objectifs de rendement à atteindre et permet aux sociétés de déterminer les moyens de le faire.

Since the development of the existing regulations, the frontier and offshore oil and gas industry has been exploring for, and planning to exploit hydrocarbons from, more technologically complicated and physically challenging environments with more varied hazards and risks. Advancements in equipment, techniques, safety management and environmental management have also occurred.

Prescriptive regulations, by their nature, are written to address a specific set of circumstances and generally cannot address each circumstance, activity or facility design that can create hazards and that should be managed.

A prescriptive approach is also unable to adapt quickly to technological changes and improvements to best practice. Changes relating to outdated requirements must be affected through regulatory amendment. Alternatively, operators must apply, pursuant to the Acts, for exemption from, or equivalency to, specific provisions in the Regulations. However, the Acts restrict exemptions to requirements related to equipment, methods, measures or standards.

The goal-oriented approach retains the regulatory objectives of safety, protection of the environment and conservation of resources while enhancing regulatory clarity and efficiency. The majority of the *Drilling and Production Regulations* are written in a goal- or performance-based style with clear regulatory objectives or goals. The prescriptive elements are present in the management system elements (section 5), information requirements for reporting (Part 11) and information requirements related to applications for authorizations and well approvals (Part 2).

### Management systems

The Regulations include a requirement for companies to develop and implement a management system to ensure compliance with the Act and the Regulations (sections 6, 18 and 102 [103 in the Accord Act Version]). These systems ensure that companies have documented policies and procedures for how they carry out their activities while ensuring compliance and safety, environmental protection and conservation of resources.

The management system components (section 5) include processes to set policies and performance objectives, proactively identify hazards, evaluate risk and identify mitigation, establish clear responsibilities and accountabilities, have trained and competent personnel and establish systems of document management, reporting, evaluation and continual improvement.

The inclusion of management systems requirements strengthens the existing regulatory framework and is more consistent with other international jurisdictions and with other high-hazard industries. In particular, human and organizational factors are systematically addressed, complementing the technical and equipment aspects in the Regulations. Further, it ensures that companies proactively evaluate the project-specific hazards and risks and identify the most appropriate technology, design and operational requirements for the circumstances.

Depuis l'élaboration des règlements existants, l'industrie pétrolière et gazière a exploré les zones pionnières et extracôtières et compte exploiter les hydrocarbures qu'elle découvre dans ces milieux qui demandent des technologies plus compliquées, présentent des défis plus exigeants physiquement et comportent des dangers et des risques plus variés. Il y a également eu des progrès en matière d'équipement, de techniques et de gestion de la sécurité et de l'environnement.

Les règlements normatifs, de par leur nature, sont rédigés de manière à couvrir un ensemble précis de circonstances et ne peuvent donc pas traiter chacune des circonstances, des activités ou des conceptions d'installation qui peuvent créer des dangers et qui doivent être gérées.

En outre, une démarche normative ne peut pas s'adapter rapidement à l'évolution technologique ni aux améliorations des pratiques exemplaires. Les changements relatifs aux exigences désuètes doivent être mis en œuvre par voie de modification réglementaire. Autrement, les exploitants doivent demander, conformément aux lois, une exemption ou une équivalence de l'application de dispositions particulières du Règlement. Toutefois, les lois limitent les exemptions aux exigences liées à l'équipement, aux méthodes, aux mesures ou aux normes.

La démarche axée sur les buts conserve les objectifs réglementaires en matière de sécurité, de protection de l'environnement et de conservation des ressources tout en améliorant la clarté et l'efficacité de la réglementation. La majeure partie du *Règlement sur le forage et la production* est rédigée dans un style qui est basé sur les buts ou le rendement et définit clairement les objectifs ou les buts réglementaires. Les éléments normatifs se trouvent dans la définition du système de gestion (article 5), les exigences d'information pour les rapports (Partie 11) et celles liées aux demandes d'autorisation et d'approbation concernant les puits (Partie 2).

### Systèmes de gestion

Le Règlement renferme une exigence qui oblige les sociétés à élaborer et à mettre en œuvre un système de gestion afin d'assurer le respect de la Loi et du Règlement (articles 6, 18 et 102 [103 dans les lois de mise en œuvre des Accords]). Un tel système s'assure que les sociétés ont documenté leurs politiques et leurs procédures relatives à l'exercice de leurs activités tout en assurant la conformité, la sécurité, la protection de l'environnement et la conservation des ressources.

Le système de gestion (article 5) doit comprendre des processus visant à élaborer des politiques et à fixer des objectifs de rendement, à repérer les dangers de façon proactive, à évaluer les risques et à définir les mesures d'atténuation, à établir des responsabilités et des obligations claires, à veiller à former et à perfectionner le personnel et à mettre en œuvre des systèmes de gestion des documents, de production de rapports, d'évaluation et d'amélioration continue.

L'inclusion des exigences du système de gestion dans le Règlement renforce le cadre de réglementation existant et favorise l'harmonie avec les autorités compétentes d'autres pays et les autres industries fortement exposées à des risques. En particulier, les facteurs humains et organisationnels sont pris en compte de façon systématique, à titre de complément des aspects du Règlement visant les questions techniques et l'équipement. De plus, cela permet de s'assurer que les sociétés évaluent de manière proactive les dangers et les risques propres à un projet et définissent les exigences technologiques, conceptuelles et opérationnelles les plus appropriées selon les circonstances.

In the *Drilling and Production Regulations*, the Government's role in management of safety, environmental protection and prevention of waste shifts from prescribing how companies must operate to identifying clear regulatory goals and objectives while ensuring that companies have processes in place to effectively identify and manage safety and environmental issues through the lifespan of each project from planning through decommissioning.

Management systems for safety and environmental protection are well established in industry both in Canada and internationally. There are several recognized international and Canadian standards specific to the design and implementation of quality, safety and environmental management systems. The Norway, United Kingdom and Australia oil and gas regimes all have management-systems-based regulatory requirements related to hazard identification and risk management. In Canada, the *Safety Management System Regulations* were implemented under Canada's *Railway Safety Act* in 2001 and safety management system requirements were added to the *Civil Aviation Regulations* in 2005. The National Energy Board's goal-oriented *Onshore Pipeline Regulations, 1999* include requirements related to all essential management systems elements.

Many, if not all, operators currently have and use elements of management systems in their day-to-day project planning, execution and decision-making. During the extensive stakeholder engagement process, no concerns were raised regarding the management systems sections of the Regulations.

The *Drilling and Production Regulations* recognize that the management system should correspond to the size, nature and complexity of the operator's operations, activities, hazards, and risks associated with the operations. Arrangements coordinating the management and operations of the proposed work or activity among owners of installations, contractors, the operator and others, as applicable, must also be in place.

### **Current regulatory drafting approaches and standards**

The Regulations were developed using current regulatory drafting approaches and standards with three main resultant changes.

First, certain types of provisions are no longer included. The existing regulations include "these regulations apply to" provisions. Modern federal regulatory drafting approach is to allow the regulations to speak for themselves. Also, the current regulations contain provisions related to the types of programs that require an authorization, specify conditions of authorizations and state that an operator must comply with authorizations and conditions. The requirement for an authorization, the authority for a Board to attach conditions to an authorization and the requirement to comply with authorizations, including conditions, are in the Acts. Accordingly, these types of provisions are not included in the modernized Regulations.

Second, standards are no longer incorporated by reference. Standards are, and will remain, important tools in the frontier and offshore oil and gas industry. Moving the standards out of the

Dans le *Règlement sur le forage et la production*, le rôle du gouvernement, qui consiste actuellement à prescrire la façon dont les sociétés gèrent la sécurité, la protection de l'environnement et la prévention du gaspillage, vise maintenant à définir des buts et des objectifs réglementaires clairs tout en assurant que les sociétés ont en place des processus pour cerner et gérer efficacement les questions ayant trait à la sécurité et à l'environnement tout au long de la durée de vie de chaque projet, depuis la planification jusqu'à la désaffectation.

Les systèmes de gestion de la sécurité et de la protection de l'environnement sont bien établis dans les industries aussi bien au Canada qu'au niveau international. Il existe plusieurs normes internationales et canadiennes bien reconnues qui visent particulièrement la conception et la mise en application de systèmes de gestion de qualité dans ce domaine. Les régimes de réglementation des industries pétrolières et gazières de la Norvège, du Royaume-Uni et de l'Australie exigent tous un système de détermination des dangers et de gestion des risques. Au Canada, le *Règlement sur le système de gestion de la Sécurité ferroviaire* a été mis en application en vertu de la *Loi sur la sécurité ferroviaire* en 2001 et les exigences en matière de système de gestion de la sécurité ont été ajoutées au *Règlement sur l'aviation civile* en 2005. Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'Office national de l'énergie est axé sur les buts et comporte des exigences relatives à tous les éléments essentiels d'un système de gestion.

De nombreux exploitants, sinon tous, utilisent des éléments de système de gestion dans leurs activités de planification de projet, d'exécution et de prise de décisions. Durant le vaste processus de participation des parties prenantes, les articles du Règlement concernant le système de gestion n'ont fait l'objet d'aucune préoccupation.

Le *Règlement sur le forage et la production* reconnaît que le système de gestion doit correspondre à l'envergure, à la nature et à la complexité des opérations de l'exploitant, ainsi qu'aux dangers et aux risques associés à ces opérations. Selon les besoins, des mécanismes doivent également être en place pour coordonner, entre les propriétaires des installations, les entrepreneurs, l'exploitant et toute autre partie concernée, la gestion et les opérations du projet ou de l'activité proposés.

### **Démarches et normes de rédaction réglementaire en vigueur**

Le Règlement a été élaboré selon les démarches et les normes de rédaction réglementaire en vigueur et trois importants changements ont été apportés en conséquence.

Tout d'abord, certains types de dispositions n'en font plus partie. Les règlements existants comprennent des dispositions du type « Le présent règlement s'applique à ». La méthode moderne de rédaction réglementaire fédérale vise à permettre aux règlements d'être évidents. Les règlements existants contiennent aussi des dispositions liées aux types de programmes qui exigent une autorisation, spécifient les conditions d'autorisation et déclarent qu'un exploitant doit se conformer à l'autorisation et aux conditions y afférentes. L'exigence d'une autorisation, le pouvoir d'un Office d'assortir une autorisation de conditions et l'exigence de se conformer à l'autorisation, y compris les conditions, sont stipulés dans les lois. Par conséquent, ces types de dispositions ne sont pas inclus dans le Règlement mis à jour.

Ensuite, les normes ne sont plus adoptées par renvoi. Les normes sont et demeureront des outils importants pour l'industrie pétrolière et gazière dans les régions pionnières et extracôtières.

Regulations allows for innovation, project/regional specificity and timely use of new standards. Operators become responsible for identifying appropriate standards, codes and practices to be applied for specific projects and for their use in achieving compliance. Moving the standards out of the regulations also reduces the numbers of requests for exemption or equivalency.

Third, the *Drilling and Production Regulations* update the specific approvals required for projects subject to authorizations. These include Well Approvals for certain activities (sections 10 to 13) as well as three other program-specific approvals where the Boards require specific oversight related to production matters:

- flow system, flow allocation procedure and flow calculation procedures (section 7);
- formation flow test (section 52); and
- approval for an operator to commingle production (section 66).

These sections now clearly identify the criteria under which each approval would be granted and, as necessary, suspended or revoked.

### **Improved opportunities for regulatory efficiency**

The amalgamation and revised structure of the regulations improve regulatory efficiency and clarity by organizing requirements by functional theme (e.g. Training and Competency, Measurement, Records Management) rather than the existing separation of requirements by project phase (i.e. drilling and production activities).

Updating the authorizations and approvals language and prescriptive information requirements allows the Boards to administratively develop efficient application processes addressing such issues as project type and scope, filing requirements, format, number of copies and timing of applications. These changes also allow the development of administrative processes and tools to enhance coordination and cooperation across jurisdictions without a need for legislative amendment.

The shift to goal-oriented Regulations reduces much of the current volume of operator requests for exemptions or equivalencies that stem from outdated or non-applicable prescriptive requirements in the regulations.

The Regulations also provide the Boards the authority to deal with well spacing and related production matters by way of an Order (section 2). The need for appropriate well spacing to protect correlative rights can be circumstance-specific or regional in nature and specific requirements can be influenced by the resources (oil or gas) or formation characteristics. The regulatory objective of protection of correlative rights can be effectively achieved through the use of an Order with greater flexibility of application and tailoring of requirements than through regulation.

The Regulations contain information requirements related to applications for Development Plans, authorizations and approvals as well as reporting. While information requirements may be prescribed in regulations, they may also be communicated effectively through the use of administrative tools such as guidelines or interpretation notes issued by the Boards. Accordingly, the updated

Toutefois, le fait de ne pas inclure les normes dans le Règlement tient compte de l'innovation, de la spécificité du projet ou de la région et de l'utilisation en temps opportun de nouvelles normes. L'exploitant devient responsable de reconnaître les normes, les pratiques et les codes pertinents à appliquer à des projets précis et de les utiliser de façon à s'y conformer. Le fait de ne pas inclure les normes réduit également le nombre de demandes d'exemption ou d'équivalence.

Enfin, le *Règlement sur le forage et la production* met à jour les approbations particulières qui sont requises pour les projets nécessitant une autorisation. Cela comprend l'approbation concernant un puits pour certaines activités (articles 10 à 13) et trois autres approbations propres à des programmes où les Offices exigent une surveillance précise liée à des questions de production :

- approbation du système d'écoulement, de la méthode de calcul du débit et de la méthode de répartition du débit (article 7);
- approbation de l'essai d'écoulement de formation (article 52);
- approbation accordée à un exploitant pour une production mélangée (article 66).

Dans le règlement fusionné, ces articles définissent clairement les critères selon lesquels chaque approbation pourrait être accordée et, s'il y a lieu, suspendue ou annulée.

### **Possibilités améliorées pour l'efficacité de la réglementation**

La fusion des règlements et la révision de leur structure améliore l'efficacité et la clarté de la réglementation en organisant les exigences par thème fonctionnel (par exemple, formation et compétence, mesurage, gestion des documents) plutôt que par phase de projet comme c'est le cas actuellement (soit activités de forage et de production).

La mise à jour du libellé des autorisations et approbations ainsi que des exigences d'information permet aux Offices d'élaborer, par voie administrative, des processus de demande efficaces qui tiennent compte des questions telles que le type et la portée du projet, les exigences de dépôt, le format, le nombre de copies et le calendrier des demandes. Ces changements permettent aussi de créer des processus et des outils administratifs visant à améliorer la coordination et la coopération entre territoires de compétence sans nécessiter une modification législative.

Le passage à un règlement axé sur les buts réduit de beaucoup le volume actuel des demandes d'exemption ou d'équivalence présentées par les exploitants en raison des exigences normatives désuètes ou non applicables dans les règlements existants.

Le Règlement autorise aussi les Offices à traiter l'espacement des puits et les questions de production afférentes par voie d'ordonnance (article 2). La nécessité d'un espacement approprié entre les puits pour protéger des droits corrélatifs peut être de nature circonstancielle ou régionale et des exigences spécifiques peuvent être influencées par les ressources (pétrolières ou gazières) ou les caractéristiques des formations. Il est possible d'atteindre efficacement l'objectif réglementaire visant à protéger les droits corrélatifs à l'aide d'une ordonnance plus facile à appliquer et des exigences adaptées plutôt qu'au moyen d'un règlement.

Le Règlement renferme des exigences d'information associées aux demandes visant des plans de mise en valeur, des autorisations et des approbations ainsi que des rapports. Bien que les exigences d'information puissent être ordonnées dans un règlement, elles peuvent aussi être communiquées efficacement au moyen d'outils administratifs tels que les directives ou les bulletins



information requirements focus on those requirements where regulatory certainty regarding timing or content continues to be needed to enhance regulatory efficiency.

- Specific information requirements were retained in relation to
- Part II of a Development Plan relating to a proposed development of a pool or field, that shall contain a Resource Management Plan (section 16);
  - information that must accompany an application for an authorization, including a project-specific Safety Plan, an Environmental Protection Plan, Contingency and Emergency Response Plans, an execution plan and a schedule (sections 6 through 9); and
  - information requirements related to reporting (Part 11).

### Consequential amendments

Consequential amendments to the *Installations Regulations* and the *Certificate of Fitness Regulations* under the Acts were required as a result of the proposal.

In the *Installations Regulations*, two provisions (sections 14 and 64) refer to the existing *Drilling Regulations* and therefore required minor amendments.

In the *Certificate of Fitness Regulations*, an amendment was made to the sections referring to the updated Regulations as well as to the scope of work for the Certifying Authority.

The *Certificate of Fitness Regulations* was amended to update the list of provisions in the Regulations and account for the shift from prescriptive to goal-based provisions in respect to what the Certifying Authorities were considering. The scope of work was adjusted to focus the evaluation on whether the structures, facilities, equipment and systems to meet the requirements of the listed provisions in the *Drilling and Production Regulations* “are in place and functioning appropriately” [new subparagraph 6(2)(b)(viii)].

Finally, for clarity, (a) the format of the *Certificate of Fitness Regulations* was adjusted to specifically identify the installations for which a Certificate of Fitness is required [new subsection 4(1)]; (b) corrections to terms in the definitions section were made to address issues identified by the Standing Joint Committee; and (c) the name of one certifying authority was updated to reflect a recent corporate name change (section 2).

### Mirror regulations

Mirror regulations create a consistent and predictable regulatory framework for drilling and production activities in all three Frontier jurisdictions in Canada.

While identical in most respects, three differences exist between the *Canada Oil and Gas Operations Act* version and the Offshore Accord Act versions. First, because COGOA applies to both onshore and offshore frontier areas, requirements specific to onshore activities exist in the COGOA version only. Second, requirements related to worker impairment and fatigue exist in the Offshore Accord Act versions only (section 73). The *Canada Labour Code* Part II applies to COGOA-regulated projects so duplicative requirements are not to be included in the COGOA version of the regulations. Finally, the Offshore Accord Act versions contain a requirement to include, in the annual production

d’application publiés par les Offices. Par conséquent, les exigences d’information mises à jour ciblent celles où la certitude réglementaire concernant le calendrier ou le contenu continue à être nécessaire pour améliorer l’efficacité de la réglementation.

Des exigences d’information particulières ont été retenues, notamment par rapport :

- à la seconde partie du projet de plan de mise en valeur relatif à des activités projetées sur un gisement et un champ, qui comprend un plan de gestion des ressources (article 16);
- aux renseignements qui doivent accompagner une demande d’autorisation, y compris le plan concernant la sécurité propre à un projet, le plan de protection de l’environnement, les plans d’intervention d’urgence, le plan de mise en œuvre et le calendrier (articles 6 à 9);
- aux exigences d’information associées aux rapports (partie 11).

### Modifications corrélatives

Des modifications corrélatives au *Règlement sur les installations* et au *Règlement sur les certificats de conformité* pris en vertu des lois ont été nécessaires en raison du projet de règlement.

Dans le *Règlement sur les installations*, deux dispositions (articles 14 et 64) renvoient à la version courante du *Règlement sur le forage* et ont donc exigé une légère modification.

Dans le *Règlement sur les certificats de conformité* ont été modifiés les articles faisant référence au Règlement mis à jour ainsi qu’à la portée des travaux pour la société d’accréditation.

Le *Règlement sur les certificats de conformité* a été modifié pour mettre à jour la liste de dispositions du Règlement et expliquer le changement de la nature des dispositions, de normative à axée sur les buts, pour tenir compte de ce que les sociétés d’accréditation pensaient. La portée des travaux a été rectifiée de façon à cibler l’évaluation sur la question de savoir si les structures, les installations, l’équipement et les systèmes qui doivent répondre aux exigences des dispositions énumérées dans le *Règlement sur le forage et la production* « sont en place et fonctionnent de façon appropriée » [nouveau sous-alinéa 6(2)(b)(viii)].

Pour terminer et pour faciliter la compréhension, a) le format du *Règlement sur les certificats de conformité* a été modifié de façon à désigner expressément les installations pour lesquelles un certificat de conformité est requis [nouveau paragraphe 4(1)]; b) des termes dans la section des définitions ont été corrigés afin de traiter des problèmes cernés par le Comité mixte permanent; c) le nom d’une société d’accréditation a été mis à jour afin de refléter un récent changement de dénomination sociale (article 2).

### Règlements correspondants

Les règlements correspondants créent un cadre de réglementation uniforme et prévisible pour les trois organismes de réglementation des régions pionnières au Canada en ce qui concerne les activités de forage et de production.

Quoique identiques à bien des égards, la version du règlement d’application de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et les versions des règlements d’application des lois de mise en œuvre des Accords sont différentes sous trois aspects. Premièrement, étant donné que la LOPC s’applique aux zones pionnières aussi bien côtières qu’extracôtières, les exigences propres aux activités côtières n’existent que dans cette version. Deuxièmement, les exigences liées à la déficience et à la fatigue des travailleurs n’existent que dans les versions des règlements des lois de mise en œuvre des Accords (article 73). La partie II du *Code canadien du travail* s’applique aux projets réglementés par la

report (section 86), information on operating and capital expenditures (see section on “Concerns” below). Under COGOA, this requirement is dealt with administratively, project by project, as it may not be required in every case.

### **Rationale**

Canada is committed to the development of frontier and offshore energy resources in a safe, economically competitive, environmentally and socially responsible manner to the mutual benefit of all stakeholders.

The *Drilling and Production Regulations* improve the existing regulatory framework to support the frontier and offshore oil and gas industry’s continued growth and contribution to Canada’s economy and competitiveness while maintaining the highest standards for safety, environmental protection and management of resources.

The Regulations will, for drilling and production activities, resolve regulatory duplication, move from a prescriptive to a goal-oriented style, incorporate a management systems approach, facilitate regulatory process improvements and reduce the administrative burden.

### **Consultation**

#### **Stakeholder consultations**

Starting in early 2005 and through mid-2008, the Frontier and Offshore Regulatory Renewal Initiative (FORRI) members conducted an extensive stakeholder consultation program on the draft proposal. The program included early engagement of potentially interested parties, meetings and workshops, and a release of, and comment period on, an early version of an amalgamated draft regulation with specific goal-oriented provisions.

In April 2007, COGOA and Offshore Accord Act versions of updated draft regulations were released for stakeholder information and comment. A background document, a cover letter and the draft regulations were released by way of direct mail, emails, meetings and phone calls. The information was sent directly to all previously identified and interested stakeholders, as well as regulated companies and drilling contractors, industry organizations, certifying authorities, non-governmental organizations (NGOs), labour groups and Aboriginal groups. All information was also made available on the National Energy Board (NEB) Web site.

A four-and-a-half-month-long comment period was provided, during which two rounds of workshops were offered and held; meetings were held upon request with interested stakeholders.

LOPC, donc les exigences en double ne sont pas incluses dans la version du règlement de la LOPC. Troisièmement, les versions des règlements des lois de mise en œuvre des Accords exigent la présentation, dans le rapport annuel de production (article 86), des renseignements sur les dépenses d’exploitation et les dépenses en immobilisations (voir la section « Préoccupations » plus loin). Dans le règlement pris en vertu de la LOPC, cette exigence est traitée par voie administrative en fonction du projet, car elle pourrait ne pas être nécessaire dans tous les cas.

### **Justification**

Le Canada s’est engagé à la mise en valeur des ressources dans les régions pionnières et extracôtières d’une manière sécuritaire, économiquement concurrentielle, respectueuse de l’environnement et socialement responsable, pour le bien de toutes les parties prenantes.

Le *Règlement sur le forage et la production* améliore le cadre de réglementation actuel afin d’appuyer la croissance continue de l’industrie du pétrole et du gaz dans les régions pionnières et extracôtières et sa contribution à l’économie et à la compétitivité du Canada tout en maintenant les normes les plus rigoureuses en matière de sécurité, de protection de l’environnement et de gestion des ressources.

En ce qui concerne les activités de forage et de production, le Règlement élimine les chevauchements, changera le style de normatif à axé sur les buts, contiendra un mécanisme visant la mise en application d’un système de gestion, facilitera les améliorations des processus réglementaires et réduira le fardeau administratif.

### **Consultation**

#### **Consultation des parties prenantes**

Depuis le début de 2005 jusqu’au milieu de 2008, les membres de l’Initiative de renouvellement de la réglementation concernant les zones pionnières et extracôtières (IRRZPE) ont mené un vaste programme de consultation des parties prenantes relativement à l’ébauche du projet de règlement. Le programme a inclus au début la participation des parties possiblement intéressées, des réunions et des ateliers, ainsi que la publication d’une première version de l’ébauche des règlements fusionnés, avec des dispositions axées sur des buts bien précis, et une période pour la commenter.

En avril 2007, les versions mises à jour de l’ébauche des règlements, tant celle de la LOPC que celles des lois de mise en œuvre des Accords, ont été publiées à titre informatif pour les parties prenantes aux fins de commentaires. Un document d’information, une lettre d’accompagnement et l’ébauche des règlements ont été transmis par courrier, par courriel, lors de réunions ou par appels téléphoniques. Les renseignements ont été envoyés directement à toutes les parties prenantes intéressées qui ont été identifiées auparavant ainsi qu’aux sociétés réglementées et aux entrepreneurs en forage, aux organisations du secteur pétrolier et gazier, aux sociétés d’accréditation, aux organisations non gouvernementales (ONG), aux syndicats et aux groupes autochtones. Tous les renseignements ont aussi été affichés sur le site Web de l’Office national de l’énergie (ONÉ).

Une période de commentaires qui a duré quatre mois et demi a été accordée. Durant cette période, deux séries d’ateliers ont été proposées et ont eu lieu, et des réunions ont été organisées à la demande des parties prenantes intéressées.

The Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) and some of its member companies provided consolidated comments and views. Three workshops were held specifically with CAPP and member companies.

In February 2008, proposed consequential amendments to the *Certificate of Fitness Regulations* and the *Installations Regulations* were released for stakeholder comment, accompanied by explanations of the proposed changes. A meeting was held with certifying authorities in March 2008 and comments were received. The proposed consequential amendments were also discussed with CAPP and its member companies in June 2008.

Updated drafts of the regulations were released for information in May 2008 and additional consultation with industry occurred.

All written comments received were posted on the NEB Web site. All comments were considered and, where appropriate, revisions to the proposal were made. Information on the comments received and how they were dealt with were provided directly to those who commented as well as posted on the Internet.

#### **Engagement and consultation with Aboriginal groups**

In 2005, information on the proposed amalgamation and modernization of the *Drilling and Production Regulations* was provided by mail directly to potentially interested Aboriginal groups in the Northwest Territories and Nunavut.

For the April 2007 release of the updated draft Regulations and start of the stakeholder engagement period, the draft Regulations, cover letter and backgrounder were mailed directly to potentially interested Aboriginal groups in the Frontier areas. These included Aboriginal groups in the Northwest Territories, Nunavut, coastal areas of British Columbia, Nova Scotia, New Brunswick, Prince Edward Island, Quebec and Newfoundland and Labrador.

The background information provided with the draft Regulations stated the following:

- The Regulations are technical in nature and outline requirements placed on the company related to such issues as environmental protection, resource conservation and safety. The Regulations would not impose requirements on people using the land or harvesting resources.
- On a project-by-project basis, potential impacts on land use and resources would continue to be identified during the application approvals process, which would include any environmental assessment requirement. These requirements would not change with the proposal.

In addition to the information provided, meetings were held with interested Aboriginal groups, Aboriginal land claim organizations and co-management boards in the Northwest Territories. Information about scheduled public workshops and the standing offer to hold additional meetings and workshops upon request were also provided.

One request for clarity regarding Aboriginal consultation in respect of the draft Regulations was received and a response provided.

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et certaines de ses sociétés membres ont soumis des commentaires et des points de vue collectifs. Trois ateliers ont été donnés tout spécialement pour l'ACPP et ses sociétés membres.

En février 2008, un projet de modifications corrélatives au *Règlement sur les certificats de conformité* et au *Règlement sur les installations* a été soumis aux parties prenantes pour leurs commentaires; une explication des modifications proposées a été envoyée en même temps. Une réunion a été tenue avec les sociétés d'accréditation en mars 2008 et leurs commentaires ont été reçus. Les modifications corrélatives proposées ont aussi fait l'objet d'une discussion avec l'ACPP et ses sociétés membres en juin 2008.

Une mise à jour de l'ébauche des règlements a été publiée en mai 2008 à titre informatif et une autre consultation avec l'industrie a eu lieu.

L'ONÉ a affiché sur son site Web tous les commentaires écrits qui ont été reçus. Ils ont tous été examinés et, le cas échéant, des révisions ont été apportées à l'ébauche. Des renseignements sur les commentaires reçus et la façon dont ils ont été traités ont été fournis directement à leurs auteurs et affichés sur Internet.

#### **Participation et consultation des groupes autochtones**

En 2005, des renseignements sur le projet de *Règlement sur le forage et la production* ont été communiqués par la poste directement aux groupes autochtones possiblement intéressés dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut.

Dans le cadre de la publication, en avril 2007, de l'ébauche mise à jour du Règlement et du début de la période de participation des parties prenantes, l'ébauche du Règlement, une lettre d'accompagnement et un document d'information ont été envoyés par la poste directement aux groupes autochtones possiblement intéressés dans les régions pionnières, c'est-à-dire dans les Territoires du Nord-Ouest et les zones côtières de la Colombie-Britannique, au Nunavut, en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick, à l'Île-du-Prince-Édouard, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador.

Le document d'information fourni avec l'ébauche du Règlement renferme les énoncés suivants :

- Le Règlement est de nature technique. Il fait état des obligations d'une société sur le plan de la protection de l'environnement, de la conservation des ressources et de la sécurité. Il ne fixe pas d'exigences relativement à l'utilisation de la terre ou à la récolte des ressources par un particulier.
- Les effets éventuels d'un projet sur l'utilisation de la terre et des ressources continueront d'être cernés au cours du processus d'approbation de la demande, ce qui comprend toute exigence relative à la tenue d'une évaluation environnementale. L'ébauche du Règlement n'a pas d'incidence sur de telles exigences.

Outre les renseignements fournis, des réunions ont été tenues avec les groupes autochtones intéressés, les organisations chargées des revendications territoriales des Autochtones et les bureaux de gestion commune des Territoires du Nord-Ouest. Ils ont également été informés des ateliers publics prévus et de l'offre permanente de tenir d'autres réunions et ateliers sur demande.

Une demande de clarification concernant la consultation des Autochtones à l'égard de l'ébauche du Règlement a été reçue et une réponse a été communiquée.

No written comments were received from Aboriginal groups about the proposal.

### Concerns

CAPP and its participating member companies expressed two concerns with the consultation drafts of the *Drilling and Production Regulations* that it believes remain outstanding. In both cases, discussion of the issue was held during meetings and a written response provided to CAPP and its participating member companies.

*Concern 1: The requirements to include information on operating and capital expenditures, including the cost of well operations in the Annual Production Report for the Accord Act versions (section 86).*

This requirement exists in the Accord Act versions of the regulations. CAPP questioned whether the Accord Acts provide the authority to impose requirements, through regulation, on companies to report operating and capital expenditures.

The subject information is part of a list of requirements specific to obtaining information about how an operator manages, or intends to manage, the petroleum resources without causing waste. The Annual Production Report is a tool by which the Boards are made aware of how an operator is conducting its production operations.

Information about capital and operating expenditures is directly related to the purpose of the Act, is within the scope of the Act and therefore may be included in the Regulations.

The purpose of the Acts includes the promotion of, in respect of the exploration for and exploitation of petroleum resources, conservation of the petroleum resources. Preventing waste is critical to conserving the resource. Production plans are regularly updated in consideration of the characteristics of the reserve/field/pool, production information, well performance, equipment and technology and costs.

Requiring the reporting of operating and capital expenditures, including the cost of well operations, in the Annual Production Report will ensure that the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board and the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board receive the information necessary for regulatory oversight to ensure appropriate production and management of the resource in order to prevent waste. The information will also be used, with other information as needed, to verify whether the operator is in compliance with section 65 of the Regulations, which requires an operator to ensure maximum recovery of oil and gas resources from a pool or zone and that wells are located and operated to provide for maximum recovery. Recovery, as defined in the Regulations, includes recovery of oil and gas under reasonably foreseeable economic and operating and capital conditions.

Information on operating and capital expenditures has been, and will continue to be, required for all projects in the Newfoundland and Labrador and Nova Scotia offshore areas. Alternatively, the Boards have the authority, under the Acts, to issue an order to obtain files and records for all reasonable purposes related to the commencement, continuation or increase of production. Inclusion

Aucun commentaire écrit n'a été reçu des groupes autochtones à propos du projet.

### Préoccupations

L'ACPP et ses sociétés membres participantes ont exprimé deux préoccupations concernant les ébauches pour consultation du *Règlement sur le forage et la production* qui ne sont pas réglées à leur avis. Dans les deux cas, la question a été discutée au cours de réunions et une réponse écrite a été transmise à l'ACPP et ses sociétés membres.

*Préoccupation n° 1 : L'obligation d'inclure des renseignements sur les dépenses d'exploitation et les dépenses en immobilisations, y compris le coût des travaux relatifs à un puits, dans le rapport annuel de production visé dans les versions du règlement d'application des lois de mise en œuvre des Accords (article 86).*

Cette exigence se trouve dans les versions du règlement d'application des lois de mise en œuvre des Accords. L'ACPP a remis en question le pouvoir conféré par les lois de mise en œuvre des Accords d'obliger les sociétés, par voie de réglementation, à déclarer les dépenses d'exploitation et les dépenses en immobilisations.

Les renseignements en question font partie d'une liste d'exigences visant à obtenir de l'information sur la façon dont un exploitant gère, ou se propose de gérer, les ressources pétrolières sans les gaspiller. Le rapport annuel de production est un outil qui permet aux Offices d'être au courant de la façon dont un exploitant exerce ses activités de production.

Les renseignements sur les dépenses d'exploitation et les dépenses en immobilisations sont directement liés à l'objet de la Loi, relèvent de la Loi et, par conséquent, peuvent être inclus dans le Règlement.

L'objet des lois comprend la promotion de la conservation des ressources pétrolières dans le cadre de leur exploration et exploitation. Il est essentiel d'éviter le gaspillage pour conserver la ressource. Les plans de production sont mis à jour régulièrement pour tenir compte des caractéristiques de la réserve/du champ/du gisement, des renseignements sur la production, du rendement des puits, de l'équipement, de la technologie et des coûts.

L'exigence de déclarer les dépenses d'exploitation et les dépenses en immobilisations, y compris le coût des travaux relatifs aux puits, dans le rapport annuel de production assure que l'Office Canada — Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada — Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers reçoivent les renseignements nécessaires aux fins de la surveillance réglementaire pour assurer que la production et la gestion du réservoir sont appropriées afin d'éviter le gaspillage. Ces renseignements serviront aussi à vérifier, avec d'autres renseignements au besoin, si l'exploitant respecte l'article 65 du Règlement, qui exige que l'exploitant veille à ce que la récupération maximale du pétrole et du gaz d'un gisement ou d'une couche soit réalisée et que les puits soient disposés et exploités de manière à permettre la récupération maximale. Telle qu'elle est définie dans le Règlement, la récupération comprend la récupération de pétrole et de gaz dans des conditions économiques et opérationnelles raisonnablement prévisibles.

Les renseignements sur les dépenses d'exploitation et les dépenses en immobilisations ont été et continueront d'être exigés pour tous les projets entrepris dans les zones extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse. Autrement, les Offices sont autorisés, en vertu des lois, de rendre une ordonnance pour obtenir les dossiers et les documents à toutes fins raisonnables liées

of the information requirement in the Annual Production Report provides regulatory clarity and reduces the need to issue a Board order.

*Concern 2: The use of the term “zone” means any stratum or any sequence of strata and includes, for the purposes of the definition “commingled production”, section 7, subsection 61(2), sections 64 to 66 and 74, subsection 83(2) and section 86, a zone that has been designated as such by the Board under section 4 (couche) (Note: 82 (2) 85 of the COGOA Act version, and 83 (2) of the Accord Act versions).*

CAPP and its member companies expressed concern that the use of the term “zone” in all three versions of the *Drilling and Production Regulations* would imply that zones are to be treated as distinct separate entities from pools, causing unnecessary detail and complexity in relation to allocation, measurement and associated reporting requirements. CAPP and its member companies were of the view that the use of “zone” in relation to certain provision in the Regulations would be impractical to implement accurately.

CAPP’s concerns were considered and the use of “zone” in the Regulations was clarified through modifications in both the definitions section and in certain provisions, specifically section 4 dealing with designation of zones. Written responses to CAPP and the member companies were provided in both October and December 2007 and further clarification was provided in a meeting held in June 2008.

Management of oil and gas resources at the zone level is a production issue and is related to conservation of resources and prevention of waste. Requirements related to allocation, commingled production, measurement and reporting, also applicable to production from a pool, are necessary for effective regulatory oversight when production occurs from the zone level. To ensure clarity of application, the Regulations were modified to impose these requirements only on zones designated as such by the respective Board.

### **Pre-publication in the *Canada Gazette*, Part I**

The *Drilling and Production Regulations* were pre-published in the *Canada Gazette*, Part I, on April 18, 2009, with a 45-day comment period. Comments were received from CAPP and the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors.

In general, both sets of comments supported modernization of the regulations in a goal-oriented style. The comments included suggested revisions to specific provisions, comments on anticipated costs and views and recommendations on more general regulatory matters such as administration of the regulations and guidelines. The complete text of those comments and responses to each point raised can be found in the *Compilation of Comments and Responses* which can be obtained upon request from the contact indicated at the end of this RIAS.

au commencement, à la continuation ou à l’augmentation de la production. L’inclusion de l’obligation de donner des renseignements dans le rapport annuel de production assure la clarté de la réglementation et réduit la nécessité pour un Office de rendre une ordonnance.

*Préoccupation n° 2 : L’utilisation du terme « couche » Couche ou séquence de couches, y compris, pour l’application de la définition de « production mélangée », de l’article 7, du paragraphe 61(2), des articles 64 à 66 et 74, du paragraphe 83(2) et de l’article 86, toute couche désignée comme telle par l’Office en vertu de l’article 4. (zone) [Nota : 82 (2) 85 de la version de la LOPC et 83 (2) des versions du règlement d’application des lois de mise en œuvre des accords].*

L’ACPP et ses sociétés membres craignaient que l’utilisation du terme « couche » dans les trois versions du *Règlement sur le forage et la production* pourrait insinuer que les couches doivent être traitées différemment des gisements, ce qui entraînerait de la complexité et des précisions inutiles relativement à la répartition, au mesurage et aux exigences d’information associées. L’ACPP et ses sociétés membres étaient d’avis que l’utilisation du terme « couche » relativement à certaines dispositions du Règlement ne serait pas facile à appliquer avec exactitude.

Les préoccupations de l’ACPP ont été étudiées et l’utilisation du terme « couche » dans le Règlement a été clarifiée par voie de modifications dans la section des définitions ainsi que dans certaines dispositions, en particulier l’article 4 qui traite de la désignation des couches. Des réponses écrites ont été adressées à l’ACPP et aux sociétés membres en octobre et en décembre 2007, et d’autres clarifications ont été fournies lors d’une réunion tenue en juin 2008.

La gestion des ressources pétrolières et gazières au niveau des couches est une question de production et concerne la conservation des ressources et la prévention du gaspillage. Les exigences ayant trait à la répartition, à la production mélangée, au mesurage et aux rapports, également applicables à la production d’un gisement, sont nécessaires aux fins de la surveillance réglementaire lorsque la production se fait au niveau de la couche. Afin d’assurer une application claire, le Règlement a été modifié de façon à imposer ces exigences uniquement pour les couches désignées comme telles par l’Office respectif.

### **Publication préalable dans la Partie I de la *Gazette du Canada***

Le *Règlement sur le forage et la production* a fait l’objet d’une publication préalable dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, le 18 avril 2009, prévoyant une période de 45 jours pour le dépôt de commentaires. Des commentaires sont parvenus de l’Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et de la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors (CAODC).

En général, les deux séries de commentaires appuient la modernisation du règlement selon un style axé sur les buts. Il y a des suggestions de corrections à certaines dispositions, des commentaires sur les coûts prévus, ainsi que des opinions et des recommandations sur des questions de réglementation plus générales, telles que l’administration du règlement et des lignes directrices. Le texte complet des commentaires et des réponses données à chaque point soulevé se trouvent dans la compilation effectuée, qu’il est possible d’obtenir en faisant la demande à la personne-ressource mentionnée à la fin du présent résumé de l’étude d’impact de la réglementation (REIR).

A summary of comments specific to the Regulations follows:

Sommaire des commentaires portant sur le Règlement :

Summary of Comment	Summary of Response
The definition of "pollution" is too broad and does not identify a trigger or required impact.	The definition has a threshold clearly defined as releases outside the limits in the authorization. The provision was revised to more clearly reference releases subject to the authorization without a need to cite limits in the authorization itself.
Subsection 7(2): The word "allocate" appears to be missing from the provision.	The provision was revised to add the word "allocate".
Paragraph 9(f): It was suggested that including a description of the methods to select chemicals in the Environmental Protection Plan would be onerous. It was recommended that only chemical selection processes inconsistent with existing guidance be required in the Environmental Protection Plan.	The purpose of the Environmental Protection Plan is to set out the procedures, practices, resources and monitoring necessary to manage hazards to and protect the environment from the proposed work or activity. The plan is used by personnel working on the installation. Procedures for the selection and use of chemicals are essential components of the plan so that they are communicated to personnel and available for use. In developing the plan, companies may use existing guidance in the selection of the appropriate chemical selection methods to be included. To improve clarity, the wording "a description of the methods for the selection of chemicals..." was revised to "the procedures for the selection of chemicals..."
Subsection 19(i): The provision should be modified to more clearly allow operators to implement mitigation as a precautionary measure before repairs can be undertaken.	The wording in section 19 "shall take all reasonable precautions to ensure safety and environmental protection" provides a clear regulatory objective while providing operators flexibility to identify the means to meet the requirements of subsection (i). The suggested revision is therefore not necessary.
Paragraph 25(a): the requirements related to support craft are covered by section 69 and support craft should be deleted from section 25.	The provision was revised to remove "support craft" from paragraph 25(a).
Paragraph 25(b): the five-year outside interval for comprehensive inspections should be removed as there is a clear regulatory objective.	Goal-oriented regulation is a mixture of goal-based, performance-based and more prescriptive styles of requirements. The current regulations prescribe a four-year maximum interval. Continued prescription of a maximum interval, revised to five years for consistency with many industry standards and codes, will contribute to ensuring safety, environmental protection and prevention of waste.
Section 27: the provision does not allow the operator to assess the risk, apply mitigation measures and then plan the work to be performed.	Subsection (2) was added to reflect the recommendation.
Section 51. The operator should decide on the need for testing and sampling, rather than the regulator. The current wording "based on whether there is an indication that the data or samples would contribute substantially to the geological and reservoir evaluation" is subjective.	Section 51 clearly places the responsibility on the operator to determine the need for testing, based on the criteria in the provision. The regulatory criteria in the provision regarding whether there is a need for testing and sampling is in the current regulations and is considered clear.

Résumé du commentaire	Résumé de la réponse
La définition de pollution est trop large; aucun déclencheur ni impact nécessaire n'est précisé.	La définition comprend un seuil clairement défini comme un rejet en dehors des limites de l'autorisation. La disposition a été modifiée pour mieux cerner les activités autorisées sans qu'il ne soit nécessaire de mentionner les limites dans l'autorisation elle-même.
Paragraphe 7(2) : Le mot « répartition » semble manquer.	La disposition a été modifiée de manière à inclure le mot « répartition ».
Alinéa 9f) : L'ajout d'une description des méthodes de sélection des produits chimiques dans le plan de protection de l'environnement est perçu comme une tâche astreignante. Il est suggéré de n'exiger, dans le plan de protection de l'environnement, que les processus de sélection non compatibles avec les lignes directrices en place.	Le plan de protection de l'environnement prévoit les modalités, les pratiques, les ressources et la surveillance nécessaire pour gérer les dangers et protéger l'environnement lorsque des activités ou des travaux sont proposés. Le plan est utilisé par le personnel travaillant à l'installation. Les modalités relatives à la sélection et à l'utilisation de produits chimiques représentent des éléments essentiels au plan, qui sont communiqués au personnel et disponibles en cas de besoin. En élaborant le plan, les compagnies peuvent se servir des lignes directrices existantes pour choisir les méthodes de sélection des produits chimiques à inclure. Pour plus de clarté, le passage « description des méthodes de sélection des produits chimiques » a été remplacé par « modalités de sélection des produits chimiques ».
Alinéa 19i) : La disposition devrait être modifiée pour permettre plus clairement aux exploitants d'appliquer les mesures d'atténuation par précaution avant d'entreprendre les réparations.	Le libellé à l'article 19 ( <i>assurer la sécurité et la protection de l'environnement</i> ) fournit un objectif réglementaire tout en laissant aux exploitants le soin de trouver les moyens de satisfaire aux exigences de l'alinéa i). La correction suggérée n'est donc pas nécessaire.
Alinéa 25a) : Les exigences relatives aux véhicules de service sont prévues à l'article 69; il faudrait donc supprimer véhicule de service à l'article 25.	La mention de véhicule de service a été retirée de l'alinéa 25a).
Alinéa 25b) : L'intervalle de cinq ans pour les inspections complètes devrait être enlevé puisqu'il y a un objectif réglementaire clair.	La réglementation axée sur les buts est un mélange de style axé sur les buts et le rendement et de style plus normatif. Le règlement actuel prescrit un intervalle de quatre ans. La prescription d'un intervalle maximum – augmenté à cinq ans par souci d'uniformité avec bien des normes et codes de l'industrie – contribuera à assurer la sécurité, la protection de l'environnement et la prévention du gaspillage.
Article 27 : La disposition ne permet pas à l'exploitant d'évaluer le risque, d'appliquer les mesures d'atténuation puis de planifier les travaux à exécuter.	Le paragraphe (2) a été ajouté pour faire suite à la recommandation.
Article 51 : L'exploitant devrait décider s'il faut faire des mises à l'essai et des échantillonnages, non pas l'organisme de réglementation. Le libellé actuel ( <i>S'il y a lieu de croire que des données sur la pression des réservoirs ou des échantillons de fluide contribueraient sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux</i> ) est subjectif.	Aux termes de l'article 51, il incombe clairement à l'exploitant de déterminer s'il faut faire des mises à l'essai en fonction des critères précisés. Les critères réglementaires pour déterminer le besoin de faire des mises à l'essai et des échantillonnages se trouvent dans le règlement actuel et sont considérés comme clairs.

Summary of Comment	Summary of Response	Résumé du commentaire	Résumé de la réponse
<p>Section 67: the requirement to notify the Board of emergency flaring or venting of gas should provide flexibility to use reports or records currently prepared by the operator.</p>	<p>While the provision had the recommended flexibility, it was revised to provide clarity about other types of reports or records that could be used. This same revision was made to section 68, burning of oil.</p>	<p>Article 67 : Pour les cas d'urgence de brûlage à la torche ou de rejet de gaz dans l'atmosphère, qui doivent être signalés à l'Office, l'exploitant devrait avoir le choix d'utiliser des rapports ou des dossiers déjà rédigés.</p>	<p>La disposition offre déjà cette souplesse, mais elle a tout de même été modifiée pour clarifier les autres types de rapports ou de dossiers pouvant être utilisés. La même modification a été apportée à l'article 68, sur le brûlage de pétrole.</p>
<p>Section 69: recommendation to include reference to certification in the provision and to include reference to recognized standards and applicable regulations.</p>	<p>Reference to certification is not needed, as this provision is not referred to in the <i>Certificate of Fitness Regulations</i>. With respect to reference to recognized standards and applicable regulations in the provision itself, these terms are considered too vague to serve as effective regulatory objectives. Operators would identify the means to meet the requirements of this provision.</p>	<p>Article 69 : Il est suggéré d'inclure un renvoi au certificat, aux normes reconnues et au règlement applicable.</p>	<p>Le renvoi aux certificats n'est pas nécessaire vu que cette disposition n'est pas mentionnée dans le <i>Règlement sur le forage et la production</i>. En ce qui a trait au renvoi à des normes reconnues et aux règlements applicables dans la disposition elle-même, ces termes sont jugés trop vagues pour servir d'objectifs réglementaires efficaces. Les exploitants détermineraient les moyens de répondre aux exigences de cette disposition.</p>
<p>Definition of Incident and section 76 Incident Reporting: recommendation to remove requirement to notify the Board of near misses (Note: section 75 in the COGOA version).</p>	<p>Near miss recording and investigation by operators is considered essential for continually identifying hazards and for evaluating and managing associated risks. Near misses can also be used as an indicator of safety and environmental protection performance. The incident reporting provision requires that operators notify the Board of each incident but does not require the submission of the investigation report. Since an operator would be generating records of near misses, it is not considered onerous that the Board be notified of these incidents. Upon consideration of the comments received, five revisions were made to clarify "near misses" and incident investigation. First, to improve clarity, a definition of "near miss" was created and the reference removed from the definition of incident. Explicit reference to "near miss" was included in section 75/76 and to other provisions where the term "incident" was used (sections 5(2)(f), 77(b) and section 87 (COGOA version) or 88 (Accord Act versions). Second, the words "persons" and "support craft" were added to both the definition and section 75/76 to improve regulatory clarity. Third, paragraph (a) was revised to ensure consistency with paragraph (b). Fourth, the list of incidents and near misses for which investigation reports must be submitted to the Board was revised to focus the reporting requirements on events listed in the definition of incident with higher potential for safety or environmental consequences. Of note, a spill is, by definition, included in "pollution." Lastly, the use of "incident" in subsection 70(2) was revised to "fact", as the circumstances described in that provision did not fall within the definition of incident.</p>	<p>Définition d'incident et signalement des incidents à l'article 76 : Il est suggéré d'enlever l'exigence de signaler les quasi-accidents à l'Office (Nota : article 75 de la LOPC).</p>	<p>La consignation des quasi-accidents et l'enquête effectuées par les exploitants sont jugées essentielles pour continuellement repérer les dangers et pour évaluer et maîtriser les risques connexes. Les quasi-accidents peuvent aussi servir d'indicateur de rendement en matière de sécurité et de protection de l'environnement. La disposition sur le signalement des incidents exige que les exploitants signalent chaque incident à l'Office, mais la soumission d'un rapport d'enquête n'est pas requise. Les exploitants consignent normalement les quasi-accidents; le signalement à l'Office ne représente donc pas une tâche exigeante. Après examen des commentaires, cinq modifications ont été apportées pour clarifier « quasi-accident » et « enquête sur les incidents ». Premièrement, par souci de clarté, le terme « quasi-accident » a été défini et retiré de la définition du terme « incident ». Un renvoi explicite à « quasi-accident » a été inclus à l'article 75/76 et à d'autres dispositions où le terme « incident » figurait [alinéas 5(2)f) et 77b) et article 87 de la version de la LOPC, ou article 88 des versions du règlement d'application des lois de mise en œuvre des accords]. Deuxièmement, les mots « personnes » et « véhicule de service » ont été ajoutés à la définition et à l'article 75/76 pour clarifier le règlement. Troisièmement, l'alinéa a) a été révisé pour assurer l'uniformité avec l'alinéa b). Quatrièmement, la liste d'incidents et de quasi-accidents pour lesquels des rapports d'enquête doivent être soumis à l'Office a été revue de manière à focaliser les exigences en matière de rapports sur les situations énumérées dans la définition d'incident qui risquent le plus de compromettre la sécurité ou la protection de l'environnement. Il est à noter qu'un déversement est, par définition, inclus dans « pollution ». Enfin, le terme « incident » au paragraphe 70(2) a été remplacé par « fait », vu</p>

Summary of Comment	Summary of Response
Section 86 Annual Production Report (Accord Act versions only): recommended removal of requirement to estimate costs	<p>This issue was discussed extensively with stakeholders during development of the regulations.</p> <p>The rationale for the inclusion of operating and capital expenditures in the Accord Act versions of this provision, as well as an explanation of how these requirements are within the scope of the Acts, was provided in the Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS) published with the regulations in the <i>Canada Gazette</i>, Part I.</p> <p>The RIAS also explains how the information is required for effective regulatory oversight to ensure appropriate production and management of the resource in order to prevent waste and its relevance to maximum recovery.</p> <p>However, in response to some of the comments, the provision was modified to improve clarity. The requirements related to provision of provision of estimates of operating expenses for the current year and the next two years was moved to a separate subsection (2) and the term “forecasts” was revised to “estimates.”</p>
Section 90 (COGOA version)/ section 91 (Accord Act versions): recommendation to remove this section or to add clarity as to the intent of the section and the types of reports to be identified.	<p>The provision contains a clear regulatory requirement. As discussed during the consultation process during the development of the regulations, the scope of studies or applied research must be within the scope of the regulations.</p> <p>This provision has been revised to allow operators to make the Board aware of the report(s) at least on an annual basis, reducing any burden to inform the Board on a more frequent basis.</p>

Résumé du commentaire	Résumé de la réponse
Article 86 — Rapport annuel de production (versions du règlement d’application des lois de mise en œuvre des accords seulement) : Il est suggéré d’enlever l’exigence relative à l’estimation des coûts.	<p>que les circonstances décrites dans cette disposition ne correspondent pas à la définition d’incident.</p> <p>Ce point a fait l’objet d’une longue discussion avec les parties prenantes durant l’élaboration du règlement.</p> <p>Le raisonnement qui sous-tend l’ajout des frais d’exploitation et des dépenses en immobilisations dans la version des lois de mise en œuvre des accords de cette disposition, de même que le texte expliquant comment ces exigences relèvent des lois, sont fournis dans le Résumé de l’étude d’impact de la réglementation (REIR) publié avec le règlement dans la Partie I de la <i>Gazette du Canada</i>.</p> <p>Le REIR explique aussi comment l’information est requise pour assurer une surveillance réglementaire efficace garantissant une production et une gestion adéquates des ressources afin de prévenir le gaspillage, et comment cela est pertinent pour une récupération maximale.</p> <p>Toutefois, en réponse à certains commentaires, nous avons clarifié la disposition. L’obligation de fournir des estimations relatives aux frais d’exploitation pour l’exercice courant et les deux années suivantes a été déplacée au paragraphe (2); de plus, le terme « prévisions » a été remplacé par « estimations ».</p>
Article 90 (versions de la LOPC) et article 91 (règlement d’application des lois de mise en œuvre des accords) : Il est suggéré de supprimer cette disposition ou de clarifier le but visé et les rapports.	<p>La disposition renferme une exigence réglementaire claire. Conformément à ce qui a été discuté durant le processus de consultation, la portée des études ou de la recherche appliquée doit respecter le champ d’application du règlement.</p> <p>Cette disposition a été révisée de manière à permettre aux exploitants d’aviser l’Office des rapports produits au moins une fois par année, réduisant la nécessité de le faire plus souvent.</p>

**Other revisions**

In addition to revisions made in response to stakeholder comments, minor revisions were made to clarify wording and address gaps.

First, two changes were made in the list of required elements in plans that must accompany an application for an authorization. In the Safety Plan section (COGOA version only), paragraph 8(g) was revised to add “marine land fast ice” to the list of circumstances where measures to ensure protection of the installation must be included in the plan. This revision is consistent with current practice and will promote regulatory certainty and clarity. In the Environmental Protection Plan section (all three versions) paragraph 9(c) was inadvertently missed in earlier versions of the regulations and was inserted to ensure consistency with paragraph 8(c) Safety Plan.

Second, the management systems requirements were clarified with respect to holders of existing authorizations. Section 18 of the regulations requires operators to ensure compliance with the management system referred to in section 5. An “operator” is, by

**Autres modifications**

Outre les changements effectués en réponse aux commentaires des parties prenantes, des modifications mineures ont été apportées pour clarifier le libellé et combler les lacunes.

Premièrement, deux changements ont été apportés à la liste des éléments requis devant accompagner toute demande d’autorisation. À l’article relatif au plan concernant la sécurité (version du règlement d’application de la LOPC seulement), l’alinéa 8g) a été modifié de manière à ajouter « banquise côtière » à la liste des circonstances exigeant l’ajout de mesures visant à protéger les installations. Cette modification est compatible avec les pratiques actuelles et elle favorise la certitude et la clarté réglementaires. À l’article portant sur le plan de protection de l’environnement (dans les trois versions), l’alinéa 9c), qui avait été oublié dans les versions précédentes du règlement, a été ajouté afin d’assurer la cohérence avec l’alinéa 8c) du plan concernant la sécurité.

Deuxièmement, les exigences relatives aux systèmes de gestion ont été clarifiées en ce qui a trait aux titulaires d’autorisations en place. L’article 18 du règlement exige que les exploitants se conforment aux exigences relatives aux systèmes de gestion précisées



definition, the holder of an authorization. To ensure clarity, a transitional provision was included requiring all operators, at the time that the regulations come into force, to comply with section 5.

Finally, three revisions were made to the list of provisions in the *Drilling and Production Regulations* listed in Part 3 of the Schedule to the *Certificate of Fitness Regulations*. These revisions adjust the scope of work for the Certifying Authority for consistency with current practice.

- 5(2)(e) was modified to exempt support craft
- 45 was limited to paragraphs (a) and (b)
- 62 was limited to paragraphs (a) to (c)

**Implementation, enforcement and service standards**

Under the Acts, the National Energy Board, the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board, and the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board are responsible for ensuring compliance and enforcement of these Regulations within their respective jurisdictions. Compliance and enforcement provisions exist under the Acts and, therefore, no change to compliance and enforcement authorities or responsibilities will result from the Regulations.

**Contacts**

**Technical issues**

Michael Hnetka  
 Advisor, Regulations  
 Frontier Lands Management  
 Natural Resources Canada  
 580 Booth Street  
 Ottawa, Ontario  
 K1A 0E4  
 Telephone: 613-992-2916  
 Fax: 613-943-2274  
 Email: mhnetka@nrca.gc.ca

**Media contact**

Media Relations  
 Natural Resources Canada  
 Telephone: 613-992-4447  
 Email: media@nrca.gc.ca

à l'article 5. Par définition, un exploitant est titulaire d'une autorisation. Par souci de clarté, une disposition transitoire a été incluse pour assurer la conformité à l'article 5 dès l'entrée en vigueur du règlement.

Finalement, trois modifications ont été apportées à la liste des dispositions du *Règlement sur le forage et la production* figurant à la partie 3 de l'annexe du *Règlement sur les certificats de conformité*. Ces modifications adaptent la portée des travaux pour la société d'accréditation selon les pratiques utilisées.

- 5(2)e) modifié de manière à retirer les véhicules de service
- 45 limité aux alinéas a) et b)
- 62 limité aux alinéas a) et c)

**Mise en œuvre, application et normes de service**

En vertu des lois, 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 sont responsables d'assurer le respect et l'application de ce règlement dans leur territoire respectif. Les lois renferment des dispositions traitant du respect et de l'application; par conséquent, le Règlement n'entraînera aucune modification des autorisés ou des responsabilités concernant le respect et l'application.

**Personnes-ressources**

**Questions techniques**

Michael Hnetka  
 Conseiller, Règlements  
 Gestion des régions pionnières  
 Ressources naturelles Canada  
 580, rue Booth  
 Ottawa (Ontario)  
 K1A 0E4  
 Téléphone : 613-992-2916  
 Télécopieur : 613-943-2274  
 Courriel : mhnetka@nrca.gc.ca

**Liaison avec les médias**

Relations avec les médias  
 Ressources naturelles Canada  
 Téléphone : 613-992-4447  
 Courriel : media@nrca.gc.ca

Registration  
SOR/2009-316 November 26, 2009

CANADA-NEWFOUNDLAND ATLANTIC ACCORD  
IMPLEMENTATION ACT

## Newfoundland Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations

P.C. 2009-1891 November 26, 2009

Whereas, pursuant to subsection 150(1) of the *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*<sup>a</sup>, a copy of the proposed *Newfoundland Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations*, substantially in the annexed form, was published in the *Canada Gazette*, Part I on April 18, 2009 and interested persons were given an opportunity to make representations to the Minister of Natural Resources with respect to the proposed Regulations;

And whereas, pursuant to section 7 of that Act, the Minister of Natural Resources has consulted the Provincial Minister with respect to the proposed Regulations and the latter has given his approval for the making of those Regulations;

Therefore, Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Natural Resources, pursuant to subsection 149(1)<sup>b</sup> of the *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*<sup>a</sup>, hereby makes the annexed *Newfoundland Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations*.

### NEWFOUNDLAND OFFSHORE PETROLEUM DRILLING AND PRODUCTION REGULATIONS

#### INTERPRETATION

1. (1) The following definitions apply in these Regulations.
- “abandoned”, in relation to a well, means a well or part of a well that has been permanently plugged. (*abandonné*)
- “Act” means the *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*. (*Loi*)
- “artificial island” means a humanly constructed island to provide a site for the exploration and drilling, or the production, storage, transportation, distribution, measurement, processing or handling, of petroleum. (*île artificielle*)
- “authorization” means an authorization issued by the Board under paragraph 138(1)(b) of the Act. (*autorisation*)
- “barrier” means any fluid, plug or seal that prevents petroleum or any other fluid from flowing unintentionally from a well or from a formation into another formation. (*barrière*)
- “casing liner” means a casing that is suspended from a string of casing previously installed in a well and does not extend to the wellhead. (*tubage partiel*)

<sup>a</sup> S.C. 1987, c. 3

<sup>b</sup> S.C. 1992, c. 35, s. 63

Enregistrement  
DORS/2009-316 Le 26 novembre 2009

LOI DE MISE EN ŒUVRE DE L'ACCORD ATLANTIQUE  
CANADA — TERRE-NEUVE

## Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve

C.P. 2009-1891 Le 26 novembre 2009

Attendu que, conformément au paragraphe 150(1) de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve*<sup>a</sup>, le projet de règlement intitulé *Règlement sur le forage et la production pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, conforme en substance au texte ci-après, a été publié dans la *Gazette du Canada* Partie I, le 18 avril 2009 et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard à la ministre des Ressources naturelles;

Attendu que, conformément à l'article 7 de cette loi, la ministre des Ressources naturelles a consulté son homologue provincial sur ce projet de règlement et que ce dernier a donné son approbation à la prise du règlement,

À ces causes, sur recommandation de la ministre des Ressources naturelles et en vertu du paragraphe 149(1)<sup>b</sup> de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve*<sup>a</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, ci-après.

### RÈGLEMENT SUR LE FORAGE ET LA PRODUCTION RELATIFS AUX HYDROCARBURES DANS LA ZONE EXTRACÔTIÈRE DE TERRE-NEUVE

#### DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1. (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.
- « abandonné » Se dit d'un puits ou d'une partie d'un puits qui a été obturé de façon permanente. (*abandoned*)
- « approbation relative à un puits » Approbation accordée par l'Office en vertu de l'article 13. (*well approval*)
- « autorisation » Autorisation délivrée par l'Office en vertu de l'alinéa 138(1)(b) de la Loi. (*authorization*)
- « barrière » Tout fluide, bouchon ou autre dispositif d'étanchéité qui empêche des hydrocarbures ou tout autre fluide de s'écouler accidentellement soit d'une formation à une autre soit d'un puits. (*barrier*)
- « blessure entraînant une perte de temps de travail » Blessure qui empêche un employé de se présenter au travail ou de s'acquitter efficacement de toutes les fonctions liées à son travail habituel les jours suivant le jour de l'accident, qu'il s'agisse ou non de jours ouvrables pour lui. (*lost or restricted workday injury*)

<sup>a</sup> L.C. 1987, ch. 3

<sup>b</sup> L.C. 1992, ch. 35, art. 63

- “commingled production” means production of petroleum from more than one pool or zone through a common well-bore or flow line without separate measurement of the production from each pool or zone. (*production mélangée*)
- “completed”, in relation to a well, means a well that is prepared for production or injection operations. (*complété*)
- “completion interval” means a section within a well that is prepared to permit the
- (a) production of fluids from the well;
  - (b) observation of the performance of a reservoir; or
  - (c) injection of fluids into the well. (*intervalle de complétion*)
- “conductor casing” means the casing that is installed in a well to facilitate drilling of the hole for the surface casing. (*tubage initial*)
- “drilling program” means the program for the drilling of one or more wells within a specified area and time using one or more drilling installations and includes any work or activity related to the program. (*programme de forage*)
- “environmental protection plan” means the environmental protection plan submitted to the Board under section 6. (*plan de protection de l’environnement*)
- “flow allocation procedure” means the procedure to
- (a) allocate total measured quantities of petroleum and water produced from or injected into a pool or zone back to individual wells in a pool or zone where individual well production or injection is not measured separately; and
  - (b) allocate production to fields that are using a common storage or processing facility. (*méthode de répartition du débit*)
- “flow calculation procedure” means the procedure to be used to convert raw meter output to a measured quantity of petroleum or water. (*méthode de calcul du débit*)
- “flow system” means the flow meters, auxiliary equipment attached to the flow meters, fluid sampling devices, production test equipment, the master meter and meter prover used to measure and record the rate and volumes at which fluids are
- (a) produced from or injected into a pool;
  - (b) used as a fuel;
  - (c) used for artificial lift; or
  - (d) flared or transferred from a production installation. (*système d’écoulement*)
- “fluid” means gas, liquid or a combination of the two. (*fluide*)
- “formation flow test” means an operation
- (a) to induce the flow of formation fluids to the surface of a well to procure reservoir fluid samples and determine reservoir flow characteristics; or
  - (b) to inject fluids into a formation to evaluate injectivity. (*essai d’écoulement de formation*)
- “incident” means
- (a) any event that causes
    - (i) a lost or restricted workday injury,
    - (ii) death,
    - (iii) fire or explosion,
    - (iv) a loss of containment of any fluid from a well,
    - (v) an imminent threat to the safety of a person, installation or support craft, or
- « blessure sans gravité » Lésion professionnelle, autre qu’une blessure entraînant une perte de temps de travail, qui fait l’objet d’un traitement médical ou de premiers soins. (*minor injury*)
- « câble » Câble renfermant un fil conducteur et servant à la manœuvre d’instruments de sondage ou d’autres outils dans un puits. (*wire line*)
- « câble lisse » Câble en acier monobrin servant à la manœuvre d’outils dans un puits. (*slick line*)
- « cessation » S’entend de l’abandon, de la complétion, ou de la suspension de l’exploitation d’un puits. (*termination*)
- « complété » Se dit d’un puits qui a été préparé en vue de travaux de production ou d’injection. (*completed*)
- « conditions environnementales » Conditions météorologiques, océanographiques et conditions connexes, notamment l’état des glaces, qui peuvent influencer sur les activités visées par l’autorisation. (*physical environmental conditions*)
- « contrôle d’un puits » Contrôle de la circulation des fluides qui pénètrent dans un puits ou en sortent. (*well control*)
- « couche » Couche ou séquence de couches, y compris, pour l’application de la définition de « production mélangée », de l’article 7, du paragraphe 61(2), des articles 64 à 66 et 74, du paragraphe 83(2) et de l’article 86, toute couche désignée comme telle par l’Office en vertu de l’article 4. (*zone*)
- « date de libération de l’appareil de forage » Date à laquelle un appareil de forage a exécuté des travaux pour la dernière fois dans un puits. (*rig release date*)
- « déchets » Détritus, 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 et les déblais de forage usés ou excédentaires, ainsi que l’eau produite. (*waste material*)
- « essai au prorata » Essai effectué dans un puits d’exploitation visé par un plan de mise en valeur pour en mesurer le débit des fluides produits à des fins de répartition. (*proration test*)
- « essai d’écoulement de formation » Opération visant, selon le cas :
- a) à provoquer l’écoulement des fluides de formation vers la surface d’un puits afin d’obtenir des échantillons des fluides du réservoir et de déterminer les caractéristiques de l’écoulement de celui-ci;
  - b) à injecter des fluides dans une formation afin d’évaluer l’injectivité. (*formation flow test*)
- « exploitant » Personne qui est titulaire à la fois d’un permis de travaux délivré en vertu de l’alinéa 138(1)a) de la Loi et d’une autorisation. (*operator*)
- « fluide » Gaz, liquide ou combinaison des deux. (*fluid*)
- « fond marin » Partie de la croûte terrestre formant le fond des océans. (*seafloor*)
- « île artificielle » Île construite de toutes pièces afin de servir d’emplacement pour la prospection et le forage, ou pour la production, le stockage, le transport, la distribution, la mesure, le traitement ou la manutention des hydrocarbures. (*artificial island*)
- « incident »
- a) Événement qui entraîne l’une ou l’autre des situations suivantes :
    - (i) une blessure entraînant une perte de temps de travail,
    - (ii) une perte de vie,
    - (iii) un incendie ou une explosion,

- (vi) pollution;
  - (b) any event that results in a missing person; or
  - (c) any event that causes
    - (i) the impairment of any structure, facility, equipment or system critical to the safety of persons, an installation or support craft, or
    - (ii) the impairment of any structure, facility, equipment or system critical to environmental protection. (*incident*)
- “lost or restricted workday injury” means an injury that prevents an employee from reporting for work or from effectively performing all the duties connected with the employee’s regular work on any day subsequent to the day on which the injury occurred whether or not that subsequent day is a working day for that employee. (*blessure entraînant une perte de temps de travail*)
- “minor injury” means an employment injury for which medical treatment or first aid is provided and excludes a lost or restricted workday injury. (*blessure sans gravité*)
- “multi-pool well” means a well that is completed in more than one pool. (*puits à gisements multiples*)
- “natural environment” means the physical and biological environment. (*milieu naturel*)
- “near-miss” means an event that would likely cause an event set out in paragraph (a) of the definition of “incident”, but does not due to particular circumstances. (*quasi-incident*)
- “operator” means a person that holds an operating licence under paragraph 138(1)(a) of the Act and an authorization. (*exploitant*)
- “physical environmental conditions” means the meteorological, oceanographic and related physical conditions, including ice conditions, that might affect a work or activity that is subject to an authorization. (*conditions environnementales*)
- “pollution” means the introduction into the natural environment of any substance or form of energy outside the limits applicable to the activity that is subject to an authorization, including spills. (*pollution*)
- “production control system” means the system provided to control the operation of, and monitor the status of, equipment for the production of petroleum, and includes the installation and workover control system. (*système de contrôle de la production*)
- “production project” means an undertaking for the purpose of developing a production site on, or producing petroleum from, a pool or field, and includes any work or activity related to the undertaking. (*projet de production*)
- “proration test” means, in respect of a development well to which a development plan applies, a test conducted to measure the rates at which fluids are produced from the well for allocation purposes. (*essai au prorata*)
- “recovery” means the recovery of petroleum under reasonably foreseeable economic and operational conditions. (*récupération*)
- “relief well” means a well drilled to assist in controlling a blow-out in an existing well. (*puits de secours*)
- “rig release date” means the date on which a rig last conducted well operations. (*date de libération de l’appareil de forage*)
- “safety plan” means the safety plan submitted to the Board under section 6. (*plan de sécurité*)
- (iv) une défaillance du confinement d’un fluide provenant d’un puits,
  - (v) une menace imminente à la sécurité d’une personne, d’une installation ou d’un véhicule de service,
  - (vi) de la pollution;
- b) événement à la suite duquel une personne est portée disparue;
- c) événement qui nuit :
- (i) soit au fonctionnement d’une structure, de matériel, d’un équipement ou d’un système essentiel au maintien de la sécurité des personnes ou de l’intégrité d’une installation ou d’un véhicule de service,
  - (ii) soit au fonctionnement d’une structure, de matériel, d’un équipement ou d’un système essentiel à la protection de l’environnement. (*incident*)
- « intervalle de complétion » Section aménagée dans un puits en vue de l’une des activités suivantes :
- a) la production de fluides à partir du puits;
  - b) l’observation du rendement d’un réservoir;
  - c) l’injection de fluides dans le puits. (*completion interval*)
- « Loi » La Loi de mise en œuvre de l’Accord atlantique Canada — Terre-Neuve. (*Act*)
- « méthode de calcul du débit » Méthode utilisée pour convertir le débit brut d’un compteur en une quantité mesurée d’hydrocarbures ou d’eau. (*flow calculation procedure*)
- « méthode de répartition du débit » Méthode servant à :
- a) répartir les quantités mesurées totales d’hydrocarbures et d’eau qui sont produits par un gisement ou une couche ou y sont injectés, entre les différents puits faisant partie d’un gisement ou d’une couche où la production ou l’injection n’est pas mesurée séparément pour chaque puits;
  - b) répartir la production entre les champs où le stockage ou le traitement se fait dans une installation commune. (*flow allocation procedure*)
- « milieu naturel » Milieu physique et biologique. (*natural environment*)
- « plan de protection de l’environnement » Plan de protection de l’environnement remis à l’Office conformément à l’article 6. (*environmental protection plan*)
- « plan de sécurité » Plan en matière de sécurité remis à l’Office conformément à l’article 6. (*safety plan*)
- « pollution » 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 rejets. (*pollution*)
- « production mélangée » Production d’hydrocarbures provenant de plusieurs gisements ou couches et circulant dans la même conduite ou dans le même trou de sonde, sans mesurage distinct de la production de chaque gisement ou couche. (*commingled production*)
- « programme de forage » Programme relatif au forage d’un ou de plusieurs puits, dans une région donnée et au cours d’une période déterminée, au moyen d’une ou de plusieurs installations de forage. Y sont assimilées les activités connexes au programme. (*drilling program*)
- « projet de production » Projet visant la mise en valeur d’un emplacement de production ou la production d’hydrocarbures à partir d’un champ ou d’un gisement, y compris les activités connexes au projet. (*production project*)

- “seafloor” means the surface of all that portion of land under the sea. (*fond marin*)
- “slick line” means a single steel cable used to run tools in a well. (*câble lisse*)
- “support craft” means a vessel, vehicle, aircraft, standby vessel or other craft used to provide transportation for or assistance to persons on the site where a work or activity is conducted. (*véhicule de service*)
- “surface casing” means the casing that is installed in a well to a sufficient depth, in a competent formation, to establish well control for the continuation of the drilling operations. (*tubage de surface*)
- “suspended”, in relation to a well or part of a well, means a well or part of a well in which drilling or production operations have temporarily ceased. (*suspension de l’exploitation*)
- “termination” means the abandonment, completion or suspension of a well’s operations. (*cessation*)
- “waste material” means any garbage, refuse, sewage or waste well fluids or any other useless material that is generated during drilling, well or production operations, including used or surplus drilling fluid and drill cuttings and produced water. (*déchets*)
- “well approval” means the approval granted by the Board under section 13. (*approbation relative à un puits*)
- “well-bore” means the hole drilled by a bit in order to make a well. (*trou de sonde*)
- “well control” means the control of the movement of fluids into or from a well. (*contrôle d’un puits*)
- “well operation” means the operation of drilling, completion, recompletion, intervention, re-entry, workover, suspension or abandonment of a well. (*travaux relatifs à un puits*)
- “wire line” means a line that contains a conductor wire and that is used to run survey instruments or other tools in a well. (*câble*)
- “workover” means an operation on a completed well that requires removal of the Christmas tree or the tubing. (*reconditionnement*)
- “zone” means any stratum or any sequence of strata and includes, for the purposes of the definition “commingled production”, section 7, subsection 61(2), sections 64 to 66 and 74, subsection 83(2) and section 86, a zone that has been designated as such by the Board under section 4. (*couche*)
- « puits à gisements multiples » Puits complété dans plus d’un gisement. (*multi-pool well*)
- « puits de secours » Puits foré pour aider à contrôler l’éruption d’un puits existant. (*relief well*)
- « quasi-incident » Événement qui serait susceptible d’entraîner une des situations visées à l’alinéa a) de la définition de « incident » mais qui, en raison de circonstances particulières, n’en entraîne pas. (*near-miss*)
- « reconditionnement » Opération pratiquée sur un puits complété et exigeant le retrait de la tête d’éruption ou du tube. (*workover*)
- « récupération » Récupération d’hydrocarbures dans des conditions économiques et opérationnelles normalement prévisibles. (*recovery*)
- « suspension de l’exploitation » S’agissant d’un puits ou d’une partie d’un puits, interruption temporaire des activités de forage ou des travaux de production. (*suspended*)
- « système de contrôle de la production » Système servant au contrôle du fonctionnement de l’équipement de production d’hydrocarbures et à la surveillance de son état, y compris le système de régulation de l’installation et du reconditionnement. (*production control system*)
- « système d’écoulement » Les débitmètres et l’équipement auxiliaire qui y est fixé, les dispositifs d’échantillonnage de fluides, l’équipement pour les essais de production, le compteur principal et le compteur étalon servant à mesurer et à enregistrer le débit et le volume des fluides qui, selon le cas :
- sont produits par un gisement ou y sont injectés;
  - sont utilisés comme combustibles;
  - sont utilisés pour l’ascension artificielle;
  - sont brûlés à la torche ou transférés d’une installation de production. (*flow system*)
- « travaux relatifs à un puits » Travaux liés au forage, à la complé-tion, à la remise en production, au reconditionnement, à la sus-pension de l’exploitation, à l’abandon ou à la rentrée d’un puits ou à l’intervention dans un puits. (*well operation*)
- « trou de sonde » Trou foré au moyen d’un trépan pour le creu-sage d’un puits. (*well-bore*)
- « tubage de surface » Tubage installé assez profondément dans un puits, dans une formation compétente, pour assurer le contrôle du puits en vue de la poursuite des travaux de forage. (*surface casing*)
- « tubage initial » Tubage installé dans un puits pour faciliter le forage du trou dans lequel sera introduit le tubage de surface. (*conductor casing*)
- « tubage partiel » Tubage suspendu à un train de tubage installé antérieurement dans un puits et qui n’atteint pas la tête du puits. (*casing liner*)
- « véhicule de service » Navire, véhicule, aéronef, navire de se-cours ou autre moyen de transport ou d’aide destiné aux per-sonnes se trouvant à un emplacement où sont menées des acti-vités. (*support craft*)
- (2) In these Regulations, “delineation well”, “development well” and “exploratory well” have the same meaning as in sub-section 119(1) of the Act.
- (2) Dans le présent règlement, « puits de délimitation », « puits d’exploitation » et « puits d’exploration » s’entendent au sens du paragraphe 119(1) de la Loi.

(3) In these Regulations, “drilling installation”, “drilling rig”, “drilling unit”, “drill site”, “installation”, “production installation”, “production operation”, “production site” and “subsea production system” have the same meaning as in subsection 2(1) of the *Newfoundland Offshore Petroleum Installations Regulations*.

(4) The following definitions apply for the purposes of paragraph 138(4)(c) of the Act:

“production facility” means equipment for the production of petroleum located at a production site, including separation, treating and processing facilities, equipment and facilities used in support of production operations, landing areas, heliports, storage areas or tanks and dependent personnel accommodations, but not including any associated platform, artificial island, subsea production system, drilling equipment or diving system. (*matériel de production*)

“production platform” means a production facility and any associated platform, artificial island, subsea production system, offshore loading system, drilling equipment, facilities related to marine activities and dependent diving system. (*plate-forme de production*)

(5) For the purpose of section 193.2 of the Act, any installation is prescribed as an installation.

(3) Dans le présent règlement, « appareil de forage », « emplacement de forage », « emplacement de production », « installation », « installation de forage », « installation de production », « système de production sous-marin », « travaux de production » et « unité de forage » s’entendent au sens du paragraphe 2(1) du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve*.

(4) Les définitions qui suivent s’appliquent à l’alinéa 138(4)c) de la Loi.

« matériel de production » Équipement de production d’hydrocarbures se trouvant à l’emplacement de production, y compris le matériel de séparation, de traitement et de transformation, les équipements et le matériel utilisés à l’appui des travaux de production, les aires d’atterrissage, les héliports, les aires ou les réservoirs de stockage et les logements du personnel connexes. La présente définition exclut toute plate-forme, toute île artificielle, tout système de production sous-marin, tout équipement de forage et tout système de plongée connexes. (*production facility*)

« plate-forme de production » S’entend de tout matériel de production, ainsi que de tout système de production sous-marin, plate-forme, île artificielle, système de chargement extracôtier, équipement de forage, matériel lié aux activités maritimes et système de plongée non autonome connexes. (*production platform*)

(5) Pour l’application de l’article 193.2 de la Loi, toute installation est une installation désignée.

PART 1

PARTIE 1

BOARD’S POWERS

POUVOIRS DE L’OFFICE

SPACING

ESPACEMENT

2. The Board is authorized to make orders respecting the allocation of areas, including the determination of the size of spacing units and the well production rates for the purpose of drilling for or producing petroleum and to exercise any powers and perform any duties that may be necessary for the management and control of petroleum production.

2. L’Office est autorisé à rendre des ordonnances concernant l’attribution de secteurs, notamment en ce qui a trait à la dimension des unités d’espacement et au taux de production des puits aux fins de forage ou de production d’hydrocarbures, et à exercer les attributions nécessaires à la gestion et au contrôle de la production d’hydrocarbures.

NAMES AND DESIGNATIONS

NOMS ET DÉSIGNATIONS

3. The Board may give a name, classification or status to any well and may change that name, classification or status.

3. L’Office peut attribuer un nom, une classe ou un statut à un puits et les modifier.

4. The Board may also

4. L’Office peut en outre :

- (a) designate a zone for the purposes of these Regulations;
- (b) give a name to a pool or field; and
- (c) define the boundaries of a pool, zone or field for the purpose of identifying it.

- a) désigner comme telle une couche pour l’application du présent règlement;
- b) attribuer un nom à un gisement ou à un champ;
- c) définir les limites d’un gisement, d’une couche ou d’un champ à des fins d’identification.

PART 2

MANAGEMENT SYSTEM, APPLICATION FOR  
AUTHORIZATION AND WELL APPROVALS

MANAGEMENT SYSTEM

5. (1) The applicant for an authorization shall develop an effective management system that integrates operations and technical systems with the management of financial and human resources to ensure compliance with the Act and these Regulations.

- (2) The management system shall include
- (a) the policies on which the system is based;
  - (b) the processes for setting goals for the improvement of safety, environmental protection and waste prevention;
  - (c) the processes for identifying hazards and for evaluating and managing the associated risks;
  - (d) the processes for ensuring that personnel are trained and competent to perform their duties;
  - (e) the processes for ensuring and maintaining the integrity of all facilities, structures, installations, support craft and equipment necessary to ensure safety, environmental protection and waste prevention;
  - (f) the processes for the internal reporting and analysis of hazards, minor injuries, incidents and near-misses and for taking corrective actions to prevent their recurrence;
  - (g) the documents describing all management system processes and the processes for making personnel aware of their roles and responsibilities with respect to them;
  - (h) the processes for ensuring that all documents associated with the system are current, valid and have been approved by the appropriate level of authority;
  - (i) the processes for conducting periodic reviews or audits of the system and for taking corrective actions if reviews or audits identify areas of non-conformance with the system and opportunities for improvement;
  - (j) the arrangements for coordinating the management and operations of the proposed work or activity among the owner of the installation, the contractors, the operator and others, as applicable; and
  - (k) the name and position of the person accountable for the establishment and maintenance of the system and of the person responsible for implementing it.

(3) The management system documentation shall be controlled and set out in a logical and systematic fashion to allow for ease of understanding and efficient implementation.

(4) The management system shall correspond to the size, nature and complexity of the operations and activities, hazards and risks associated with the operations.

APPLICATION FOR AUTHORIZATION

6. The application for authorization shall be accompanied by
- (a) a description of the scope of the proposed activities;

PARTIE 2

SYSTÈME DE GESTION, DEMANDE D'AUTORISATION  
ET APPROBATIONS RELATIVES À UN PUIT

SYSTÈME DE GESTION

5. (1) La personne qui demande une autorisation est tenue d'élaborer un système de gestion efficace qui intègre les systèmes opérationnels et techniques et la gestion des ressources humaines et financières pour assurer l'observation de la Loi et du présent règlement.

- (2) Le système de gestion doit comprendre :
- a) un énoncé des politiques qui en constituent le fondement;
  - b) des processus permettant de fixer des objectifs en vue d'améliorer la sécurité, la protection de l'environnement et la prévention du gaspillage;
  - c) des processus permettant de repérer les dangers et d'évaluer et maîtriser les risques connexes;
  - d) des processus permettant de veiller à ce que les membres du personnel soient formés et disposent des compétences nécessaires pour remplir leurs fonctions;
  - e) des processus permettant de garantir et de préserver l'intégrité du matériel, des structures, des installations, des véhicules de service et des équipements nécessaires à la sécurité, à la protection de l'environnement et à la prévention du gaspillage;
  - f) des processus permettant de signaler à l'interne et d'analyser les dangers, les blessures sans gravité, les incidents et les quasi-incident, et de prendre des mesures correctives pour empêcher que ceux-ci ne se reproduisent;
  - g) des documents exposant tous les processus du système de gestion et les processus visant à faire connaître aux membres du personnel leurs rôles et leurs responsabilités à cet égard;
  - h) des processus permettant de veiller à ce que tous les documents relatifs au système soient à jour, valides et approuvés par le niveau décisionnel compétent;
  - i) des processus permettant d'effectuer des examens ou des vérifications périodiques du système et d'appliquer des mesures correctives lorsque les examens ou vérifications révèlent des manquements au système de gestion et des domaines susceptibles d'amélioration;
  - j) des dispositions concernant la coordination des fonctions de gestion et d'exploitation de l'activité projetée, entre le propriétaire de l'installation, les entrepreneurs, l'exploitant et les autres parties, selon le cas;
  - k) le nom et le titre du poste de la personne qui doit répondre de l'élaboration et de la tenue du système de gestion et de la personne chargée de sa mise en œuvre.

(3) La documentation relative au système de gestion doit être contrôlée et présentée d'une manière logique et systématique pour en faciliter la compréhension et pour assurer l'application efficace du système.

(4) Le système de gestion doit être adapté à l'importance, à la nature et à la complexité des travaux et des activités, ainsi que des dangers et risques connexes.

DEMANDE D'AUTORISATION

6. La demande d'autorisation est accompagnée des documents et renseignements suivants :

- (b) an execution plan and schedule for undertaking those activities;
- (c) a safety plan that meets the requirements of section 8;
- (d) an environmental protection plan that meets the requirements of section 9;
- (e) information on any proposed flaring or venting of gas, including the rationale and the estimated rate, quantity and period of the flaring or venting;
- (f) information on any proposed burning of oil, including the rationale and the estimated quantity of oil proposed to be burned;
- (g) in the case of a drilling installation, a description of the drilling and well control equipment;
- (h) in the case of a production installation, a description of the processing facilities and control system;
- (i) in the case of a production project, a field data acquisition program that allows sufficient pool pressure measurements, fluid samples, cased hole logs and formation flow tests for a comprehensive assessment of the performance of development wells, pool depletion schemes and the field;
- (j) contingency plans, including emergency response procedures, to mitigate the effects of any reasonably foreseeable event that might compromise safety or environmental protection, which shall
  - (i) provide for coordination measures with any relevant municipal, provincial, territorial or federal emergency response plan, and
  - (ii) in an area where oil is reasonably expected to be encountered, identify the scope and frequency of the field practice exercise of oil spill countermeasures; and
- (k) a description of the decommissioning and abandonment of the site, including methods for restoration of the site after its abandonment.

**7.** (1) If the application for authorization covers a production installation, the applicant shall also submit to the Board for its approval the flow system, the flow calculation procedure and the flow allocation procedure that will be used to conduct the measurements referred to in Part 7.

(2) The Board shall approve the flow system, the flow calculation procedure and the flow allocation procedure if the applicant demonstrates that the system and procedures facilitate reasonably accurate measurements and allocate, on a pool or zone basis, the production from and injection into individual wells.

**8.** The safety plan shall set out the procedures, practices, resources, sequence of key safety-related activities and monitoring measures necessary to ensure the safety of the proposed work or activity and shall include

- (a) a summary of and references to the management system that demonstrate how it will be applied to the proposed work or activity and how the duties set out in these Regulations with regard to safety will be fulfilled;
- (b) a summary of the studies undertaken to identify hazards and to evaluate safety risks related to the proposed work or activity;

- a) la description de l'étendue des activités projetées;
- b) un plan de mise en œuvre et un calendrier des activités projetées;
- c) un plan de sécurité qui répond aux exigences de l'article 8;
- d) un plan de protection de l'environnement qui répond aux exigences de l'article 9;
- e) des renseignements sur le brûlage de gaz à la torche ou le rejet de gaz dans l'atmosphère qui sont prévus, y compris la raison du brûlage ou du rejet et une estimation du taux de rejet, des quantités de gaz qu'il est prévu de brûler ou de rejeter et de la période de temps au cours de laquelle le brûlage ou le rejet aura lieu;
- f) des renseignements sur le brûlage de pétrole prévu, y compris la raison du brûlage et une estimation des quantités qu'il est prévu de brûler;
- g) dans le cas d'une installation de forage, la description de l'équipement de forage et de contrôle des puits;
- h) dans le cas d'une installation de production, la description du matériel de transformation et du système de contrôle;
- i) dans le cas d'un projet de production, un programme d'acquisition des données relatives au champ, élaboré de manière à permettre l'obtention des mesures de la pression du gisement, des échantillons de fluide, des diagraphies en puits tubé et des essais d'écoulement de formation du puits nécessaires à une évaluation complète de la performance des puits d'exploitation, des scénarios d'épuisement du gisement et du champ;
- j) des plans d'urgence, y compris des procédures d'intervention d'urgence, en vue de réduire les conséquences de tout événement normalement prévisible qui pourrait compromettre la sécurité ou la protection de l'environnement, lesquels doivent :
  - (i) prévoir des mesures permettant leur coordination avec tout plan d'intervention d'urgence municipal, provincial, territorial ou fédéral pertinent,
  - (ii) dans une région où du pétrole peut vraisemblablement être découvert, préciser l'étendue et la fréquence des exercices d'intervention en cas de rejet de pétrole;
- k) une description des procédures de désaffectation et d'abandon du site, y compris les méthodes de rétablissement du site après l'abandon.

**7.** (1) Si la demande d'autorisation vise une installation de production, le demandeur soumet aussi à l'approbation de l'Office le système d'écoulement et les méthodes de calcul et de répartition du débit qui seront utilisés pour effectuer le mesurage prévu à la partie 7.

(2) L'Office approuve le système d'écoulement et les méthodes de calcul et de répartition du débit si le demandeur établit qu'ils permettent de déterminer de façon suffisamment précise les mesures et répartit, par gisement ou couche, la production et l'injection pour chaque puits.

**8.** Le plan de sécurité doit prévoir les procédures, les pratiques, les ressources, la séquence des principales activités en matière de sécurité et les mesures de surveillance nécessaires pour assurer la sécurité des activités projetées et doit en outre comporter:

- a) un résumé du système de gestion et les renvois à celui-ci qui démontrent sa mise en œuvre pendant le déroulement des activités projetées et comment le système de gestion permettra de se conformer aux obligations prévues par le présent règlement en matière de sécurité;



- (c) a description of the hazards that were identified and the results of the risk evaluation;
- (d) a summary of the measures to avoid, prevent, reduce and manage safety risks;
- (e) a list of all structures, facilities, equipment and systems critical to safety and a summary of the system in place for their inspection, testing and maintenance;
- (f) a description of the organizational structure for the proposed work or activity and the command structure on the installation, which clearly explains
  - (i) their relationship to each other, and
  - (ii) the contact information and position of the person accountable for the safety plan and of the person responsible for implementing it;
- (g) if the possibility of pack sea ice or drifting icebergs exists at the drill or production site, the measures to address the protection of the installation, including systems for ice detection, surveillance, data collection, reporting, forecasting and, if appropriate, ice avoidance or deflection; and
- (h) a description of the arrangements for monitoring compliance with the plan and for measuring performance in relation to its objectives.

**9.** The environmental protection plan shall set out the procedures, practices, resources and monitoring necessary to manage hazards to and protect the environment from the proposed work or activity and shall include

- (a) a summary of and references to the management system that demonstrate how it will be applied to the proposed work or activity and how the duties set out in these Regulations with regard to environmental protection will be fulfilled;
- (b) a summary of the studies undertaken to identify environmental hazards and to evaluate environmental risks relating to the proposed work or activity;
- (c) a description of the hazards that were identified and the results of the risk evaluation;
- (d) a summary of the measures to avoid, prevent, reduce and manage environmental risks;
- (e) a list of all structures, facilities, equipment and systems critical to environmental protection and a summary of the system in place for their inspection, testing and maintenance;
- (f) a description of the organizational structure for the proposed work or activity and the command structure on the installation, which clearly explains
  - (i) their relationship to each other, and
  - (ii) the contact information and position of the person accountable for the environmental protection plan and the person responsible for implementing it;
- (g) the procedures for the selection, evaluation and use of chemical substances including process chemicals and drilling fluid ingredients;
- (h) a description of equipment and procedures for the treatment, handling and disposal of waste material;
- (i) a description of all discharge streams and limits for any discharge into the natural environment including any waste material;

- b) un résumé des études réalisées pour cerner les dangers et évaluer les risques pour la sécurité liés aux activités projetées;
- c) la description des dangers cernés et les résultats de l'évaluation des risques;
- d) un résumé des mesures pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques pour la sécurité;
- e) une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes qui sont essentiels à la sécurité, ainsi qu'un résumé du système en place pour veiller à leur inspection, essai et entretien;
- f) une description de la structure organisationnelle relative à l'exécution des activités projetées et de la structure de commandement de l'installation, qui indique clairement :
  - (i) le lien entre les deux structures,
  - (ii) le titre du poste et les coordonnées de la personne qui répond du plan de sécurité et de la personne chargée de sa mise en œuvre;
- g) s'il risque d'y avoir des banquises marines ou des icebergs flottants sur les lieux de forage ou de production, les mesures prévues pour assurer la protection de l'installation, y compris les systèmes de détection et de surveillance des glaces, de collecte des données, de signalement et de prévision et, s'il y a lieu, d'évitement ou de déviation des glaces;
- h) une description des mécanismes de surveillance nécessaires pour veiller à ce que le plan soit mis en œuvre et pour évaluer le rendement au regard de ses objectifs.

**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 :

- a) un résumé du système de gestion et les renvois à celui-ci qui démontrent sa mise en œuvre pendant le déroulement des activités projetées et comment le système de gestion permettra de se conformer aux obligations prévues par le présent règlement en matière de protection de l'environnement;
- b) un résumé des études réalisées pour cerner les dangers pour l'environnement et évaluer les risques pour l'environnement liés aux activités projetées;
- c) une description des dangers cernés et les résultats de l'évaluation des risques;
- d) un résumé des mesures prévues pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques pour l'environnement;
- e) une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la protection de l'environnement, ainsi qu'un résumé du système en place pour leur inspection, essai et entretien;
- f) une description de la structure organisationnelle relative à l'exécution des activités projetées et de la structure de commandement de l'installation, qui indique clairement :
  - (i) le lien entre les deux structures,
  - (ii) le titre du poste et les coordonnées de la personne qui répond du plan de protection de l'environnement et de la personne chargée de sa mise en œuvre;
- g) les procédures de sélection, d'évaluation et d'utilisation des substances chimiques, y compris les produits chimiques utilisés pour les procédés et les fluides de forage;
- h) une description de l'équipement et des procédés de traitement, de manutention et d'élimination des déchets;

- (j) a description of the system for monitoring compliance with the discharge limits identified in paragraph (i), including the sampling and analytical program to determine if those discharges are within the specified limits; and
- (k) a description of the arrangements for monitoring compliance with the plan and for measuring performance in relation to its objectives.

#### WELL APPROVAL

**10.** (1) Subject to subsection (2), an operator who intends to drill, re-enter, work over, complete or recomplete a well or suspend or abandon a well or part of a well shall obtain a well approval.

(2) A well approval is not necessary to conduct a wire line, slick line or coiled tubing operation through a Christmas tree located above sea level if

- (a) the work does not alter the completion interval or is not expected to adversely affect recovery; and
- (b) the equipment, operating procedures and qualified persons exist to conduct the wire line, slick line or coiled tubing operations as set out in the authorization.

**11.** If the well approval sought is to drill a well, the application shall contain

- (a) a comprehensive description of the drilling program; and
- (b) a well data acquisition program that allows for the collection of sufficient cutting and fluid samples, logs, conventional cores, sidewall cores, pressure measurements and formation flow tests, analyses and surveys to enable a comprehensive geological and reservoir evaluation to be made.

**12.** The application shall contain

- (a) if the well approval sought is to re-enter, work over, complete or recomplete a well or suspend or abandon a well or part of it, a detailed description of that well, the proposed work or activity and the rationale for conducting it;
- (b) if the well approval sought is to complete a well, in addition to the information required under paragraph (a), information that demonstrates that section 46 will be complied with; and
- (c) if the well approval sought is to suspend a well or part of it, in addition to the information required under paragraph (a), an indication of the period within which the suspended well or part of it will be abandoned or completed.

**13.** The Board shall grant the well approval if the operator demonstrates that the work or activity will be conducted safely, without waste and without pollution, in compliance with these Regulations.

#### SUSPENSION AND REVOCATION OF A WELL APPROVAL

**14.** (1) The Board may suspend the well approval if

- (a) the operator fails to comply with the approval and the work or activity cannot be conducted safely, without waste or without pollution;

i) une description de toutes les voies d'évacuation et des limites relatives à toute évacuation dans le milieu naturel, y compris l'évacuation des déchets;

j) une description du système de contrôle des limites d'évacuation visées à l'alinéa h), y compris le programme d'échantillonnage et d'analyse servant à vérifier si les limites sont respectées;

k) une description des mesures prises pour contrôler la conformité au plan et en évaluer le rendement au regard de ses objectifs.

#### APPROBATION RELATIVE AU PUIT

**10.** (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant qui a l'intention de procéder, à l'égard d'un puits ou d'une partie de puits, à des travaux de forage, de rentrée, de reconditionnement, de complétion, de remise en production, de suspension de l'exploitation ou d'abandon doit avoir reçu l'approbation afférente.

(2) Aucune approbation n'est nécessaire pour exécuter des travaux par câble, par câble lisse ou par tube de production concentrique au moyen d'une tête d'éruption installée au-dessus du niveau de la mer, si les conditions suivantes sont réunies :

- a) les travaux exécutés ne modifient pas l'état d'un intervalle de complétion ou ne devraient pas nuire à la récupération;
- b) l'équipement, les marches à suivre et les qualifications du personnel effectuant le travail sont conformes à l'autorisation.

**11.** La demande d'approbation relative à un puits qui vise le forage contient :

- a) une description complète du programme de forage;
- b) un programme d'acquisition de données relatives au puits élaboré de manière à permettre l'obtention des échantillons de déblais et de fluide, des diagaphies, des carottes classiques, des carottes latérales, des mesures de pression, des essais d'écoulement de formation, des analyses et des levés nécessaires à une évaluation complète de la géologie et du réservoir.

**12.** La demande d'approbation relative à un puits qui vise les travaux ci-après contient :

- a) s'agissant d'une rentrée ou de travaux de reconditionnement, de complétion, de remise en production, de suspension de l'exploitation ou d'abandon visant un puits ou une partie d'un puits, une description détaillée du puits ou de la partie, de l'activité projetée et de son but;
- b) s'agissant de la complétion d'un puits, outre les renseignements mentionnés à l'alinéa a), des renseignements démontrant que les exigences de l'article 46 seront respectées;
- c) s'agissant de la suspension de l'exploitation d'un puits ou d'une partie d'un puits, outre les renseignements mentionnés à l'alinéa a), la mention du délai dans lequel le puits ou la partie de puits sera abandonné ou complété.

**13.** L'Office accorde l'approbation relative au puits si l'exploitant démontre que les activités seront menées en toute sécurité, sans gaspillage ni pollution, conformément au présent règlement.

#### SUSPENSION ET ANNULATION DE L'APPROBATION RELATIVE À UN PUIT

**14.** (1) L'Office peut suspendre l'approbation relative au puits dans les cas suivants :

- a) l'exploitant omet de se conformer à toute condition de l'approbation et les activités ne peuvent plus être menées en toute sécurité ou sans gaspillage ou pollution;

(b) the safety of the work or activity becomes uncertain because

(i) the level of performance of the installation or service equipment, any ancillary equipment or any support craft is demonstrably less than the level of performance indicated in the application, or

(ii) the physical environmental conditions encountered in the area of the activity for which the well approval was granted are more severe than the equipment's operating limits as specified by the manufacturer; or

(c) the operator fails to comply with the approvals issued under subsection 7(2), 52(4) or 66(2).

(2) The Board may revoke the well approval if the operator fails to remedy the situation causing the suspension within 120 days after the date of that suspension.

#### DEVELOPMENT PLANS

**15.** For the purpose of subsection 139(1) of the Act, the well approval relating to a production project is prescribed.

**16.** For the purpose of paragraph 139(3)(b) of the Act, Part II of the development plan relating to a proposed development of a pool or field shall contain a resource management plan.

### PART 3

#### OPERATOR'S DUTIES

##### AVAILABILITY OF DOCUMENTS

**17.** (1) The operator shall keep a copy of the authorization, the well approval and all other approvals and plans required under these Regulations, the Act and the regulations made under the Act at each installation and shall make them available for examination at the request of any person at each installation.

(2) The operator shall ensure that a copy of all operating manuals and other procedures and documents necessary to execute the work or activity and to operate the installation safely without pollution are readily accessible at each installation.

##### MANAGEMENT SYSTEM

**18.** The operator shall ensure compliance with the management system referred to in section 5.

##### SAFETY AND ENVIRONMENTAL PROTECTION

**19.** The operator shall take all reasonable precautions to ensure safety and environmental protection, including ensuring that

(a) any operation necessary for the safety of persons at an installation or on a support craft has priority, at all times, over any work or activity at that installation or on that support craft;

(b) safe work methods are followed during all drilling, well or production operations;

(c) there is a shift handover system to effectively communicate any conditions, mechanical or procedural deficiencies or other problems that might have an impact on safety or environmental protection;

b) la sécurité des activités ne peut plus être assurée pour l'une ou l'autre des raisons suivantes :

(i) le niveau de rendement de l'installation, de l'équipement de service ou auxiliaire ou d'un véhicule de service est nettement inférieur au niveau précisé dans la demande d'approbation,

(ii) les conditions environnementales existant dans la zone où se déroule l'activité pour laquelle l'approbation a été accordée sont plus difficiles que celles prévues par le fabricant de l'équipement;

c) l'exploitant omet de se conformer à l'approbation délivrée par l'Office aux termes des paragraphes 7(2), 52(4) ou 66(2).

(2) L'Office peut annuler l'approbation si l'exploitant omet de corriger la situation dans les cent vingt jours suivant la suspension.

#### PLAN DE MISE EN VALEUR

**15.** L'approbation relative au puits qui vise un projet de production vaut pour l'application du paragraphe 139(1) de la Loi.

**16.** Pour l'application du paragraphe 139(3) de la Loi, la seconde partie du projet de plan de mise en valeur relatif à des activités projetées sur un gisement ou un champ doit contenir un plan de gestion des ressources.

### PARTIE 3

#### OBLIGATIONS DE L'EXPLOITANT

##### DISPONIBILITÉ DES DOCUMENTS

**17.** (1) L'exploitant conserve à chaque installation une copie de l'autorisation, de l'approbation relative au puits et de toute autre approbation ainsi que de tout plan exigés par le présent règlement et par la Loi et ses règlements, et les met, sur place, à la disposition de quiconque en fait la demande.

(2) L'exploitant veille à ce qu'une copie des manuels d'exploitation et de tout autre procédé ou document nécessaire à la conduite des activités et au fonctionnement sûr et sans pollution de l'installation soit facilement accessible à chaque installation.

##### SYSTÈME DE GESTION

**18.** L'exploitant veille au respect du système de gestion prévu à l'article 5.

##### SÉCURITÉ ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

**19.** L'exploitant doit prendre toutes les mesures voulues pour assurer la sécurité et la protection de l'environnement, notamment :

a) prendre les dispositions nécessaires pour assurer prioritairement et en tout temps la sécurité des personnes se trouvant dans une installation ou un véhicule de service;

b) adopter des méthodes de travail sûres pendant l'exécution des activités de forage, des travaux relatifs à un puits et des travaux de production;

c) mettre en place un système pour assurer, à chaque changement d'équipe de travail, la communication efficace de tout

- (d) differences in language or other barriers to effective communication do not jeopardize safety or environmental protection;
- (e) all persons at an installation, or in transit to or from an installation, receive instruction in and are familiar with safety and evacuation procedures and with their roles and responsibilities in the contingency plans, including emergency response procedures;
- (f) any drilling or well operation is conducted in a manner that maintains full control of the well at all times;
- (g) if there is loss of control of a well at an installation, all other wells at that installation are shut in until the well that is out of control is secured;
- (h) plans are in place to deal with potential hazards;
- (i) all equipment required for safety and environmental protection is available and in an operable condition;
- (j) the inventory of all equipment identified in the safety plan and the environmental protection plan is updated after the completion of any significant modification or repair to any major component of the equipment;
- (k) the administrative and logistical support that is provided for drilling, well or production operations includes accommodation, transportation, first aid and storage, repair facilities and communication systems suitable for the area of operations;
- (l) a sufficient number of trained and competent individuals are available to complete the authorized work or activities and to carry out any work or activity safely and without pollution; and
- (m) any operational procedure that is a hazard to safety or the environment is corrected and all affected persons are informed of the alteration.

**20.** (1) No person shall tamper with, activate without cause, or misuse any safety or environmental protection equipment.

(2) A passenger on a helicopter, supply vessel or any other support craft engaged in a drilling program or production project shall comply with all applicable safety instructions.

**21.** (1) No person shall smoke on an installation except in those areas set aside by the operator for that use.

(2) The operator shall ensure compliance with subsection (1).

#### STORING AND HANDLING OF CONSUMABLES

**22.** The operator shall ensure that fuel, potable water, spill containment products, safety-related chemicals, drilling fluids, cement and other consumables are

renseignement relatif aux conditions, aux problèmes mécaniques ou opérationnels ou à d'autres problèmes susceptibles d'influer sur la sécurité des personnes ou sur la protection de l'environnement;

d) veiller à ce que la sécurité ou la protection de l'environnement ne soit pas compromise du fait d'une mauvaise communication due à des obstacles linguistiques ou à d'autres facteurs;

e) s'assurer que toutes les personnes se trouvant dans une installation ou qui y transitent sont informées des consignes de sécurité et des procédures d'évacuation, ainsi que des rôles et des responsabilités qui leur incombent aux termes des plans d'urgence, y compris des procédures d'intervention d'urgence;

f) faire en sorte que toutes les activités de forage ou tous les travaux relatifs à un puits soient effectués de manière à ce que le puits soit entièrement contrôlé en tout temps;

g) s'assurer que, en cas de perte de contrôle d'un puits à une installation, les obturateurs de tous les autres puits de l'installation sont fermés, jusqu'à ce que le puits ne présente plus de danger;

h) prévoir des dispositions pour corriger toute situation comportant des risques potentiels;

i) vérifier que tout l'équipement nécessaire à la sécurité et à la protection de l'environnement est en bon état et utilisable au besoin;

j) s'assurer que la liste de tout l'équipement mentionné dans le plan de sécurité et de protection de l'environnement est mise à jour après toute modification ou réparation majeure à une pièce d'équipement importante;

k) faire en sorte que le soutien administratif et logistique prévu pour les activités de forage, les travaux relatifs à un puits et les travaux de production comprennent la fourniture de logement, de services de transport, d'aménagements de premiers soins, d'aménagements d'entreposage, d'ateliers de réparation et de systèmes de communication adaptés à la région;

l) veiller à ce que des personnes formées et compétentes sont en nombre suffisant pour mener à terme les activités visées par l'autorisation en toute sécurité et sans causer de pollution;

m) corriger toute méthode de travail présentant un risque potentiel pour la sécurité ou l'environnement et en aviser les personnes concernées.

**20.** (1) Il est interdit d'altérer l'équipement de sécurité ou de protection de l'environnement, de le faire fonctionner sans motif ni d'en faire un mauvais usage.

(2) Tout passager d'un hélicoptère, d'un navire de ravitaillement ou de tout autre véhicule de service participant à un programme de forage ou à un projet de production doit respecter les consignes de sécurité applicables.

**21.** (1) Il est interdit de fumer dans une installation, sauf aux endroits désignés à cette fin par l'exploitant.

(2) L'exploitant veille au respect du paragraphe (1).

#### ENTREPOSAGE ET MANUTENTION DES PRODUITS CONSOMPTIBLES

**22.** L'exploitant veille à ce que le carburant, l'eau potable, les produits de confinement des rejets, les substances chimiques liées à la sécurité, les fluides de forage, le ciment et les autres produits consommables soient :

- (a) readily available and stored on an installation in quantities sufficient for any normal and reasonably foreseeable emergency condition; and
- (b) stored and handled in a manner that minimizes their deterioration, ensures safety and prevents pollution.

HANDLING OF CHEMICAL SUBSTANCES, WASTE MATERIAL AND OIL

**23.** The operator shall ensure that all chemical substances, including process fluids and diesel fuel, waste material, drilling fluid and drill cuttings generated at an installation, are handled in a way that does not create a hazard to safety or the environment.

CESSATION OF A WORK OR ACTIVITY

- 24.** (1) The operator shall ensure that any work or activity ceases without delay if that work or activity
- (a) endangers or is likely to endanger the safety of persons;
  - (b) endangers or is likely to endanger the safety or integrity of the well or the installation; or
  - (c) causes or is likely to cause pollution.
- (2) If the work or activity ceases, the operator shall ensure that it does not resume until it can do so safely and without pollution.

PART 4

EQUIPMENT AND OPERATIONS

WELLS, INSTALLATIONS, EQUIPMENT, FACILITIES AND SUPPORT CRAFT

- 25.** The operator shall ensure that
- (a) all wells, installations, equipment and facilities are designed, constructed, tested, maintained and operated to prevent incidents and waste under the maximum load conditions that may be reasonably anticipated during any operation;
  - (b) a comprehensive inspection that includes a non-destructive examination of critical joints and structural members of an installation and any critical drilling or production equipment is made at an interval to ensure continued safe operation of the installation or equipment and in any case, at least once in every five-year period; and
  - (c) records of maintenance, tests and inspections are kept.
- 26.** The operator shall ensure that
- (a) the components of an installation and well tubulars, Christmas trees and wellheads are operated in accordance with good engineering practices; and
  - (b) any part of an installation that may be exposed to a sour environment is designed, constructed and maintained to operate safely in that environment.

- a) facilement accessibles et entreposés à l'installation en quantité suffisante pour répondre aux besoins dans des conditions normales et dans toute autre situation d'urgence normalement prévisible;
- b) entreposés et manutentionnés de manière à limiter leur détérioration, à garantir la sécurité et à prévenir toute pollution.

MANUTENTION DES SUBSTANCES CHIMIQUES, DES DÉCHETS ET DU PÉTROLE

**23.** L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.

CESSATION DES ACTIVITÉS

- 24.** (1) L'exploitant veille à ce que les activités cessent sans délai si elles :
- a) menacent ou sont susceptibles de menacer la sécurité des personnes;
  - b) menacent ou sont susceptibles de menacer la sécurité ou l'intégrité du puits ou de l'installation;
  - c) causent ou sont susceptibles de causer de la pollution.
- (2) En cas d'interruption des activités, l'exploitant veille à ce qu'elles ne soient reprises que si la situation ayant mené à la cessation est rétablie.

PARTIE 4

ÉQUIPEMENT ET ACTIVITÉS

PUITS, INSTALLATIONS, ÉQUIPEMENT, MATÉRIEL ET VÉHICULES DE SERVICE

- 25.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) tout puits, toute installation, tout équipement et tout matériel sont conçus, construits, mis à l'essai, entretenus et exploités de manière à prévenir les incidents et le gaspillage dans des conditions de charge maximale normalement prévisibles pendant les activités;
  - b) une inspection complète, comportant notamment des examens non destructifs des raccords critiques et des éléments structuraux de toute l'installation et de tout équipement critique de forage ou de production, est effectuée à un intervalle permettant de garantir la sécurité de fonctionnement de l'installation ou de l'équipement, et, dans tous les cas, au moins une fois tous les cinq ans;
  - c) des registres de l'entretien, des essais et des inspections sont conservés.
- 26.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) les éléments de l'installation, le matériel tubulaire des puits, les têtes d'éruption et têtes de puits sont utilisés conformément aux règles de l'art en matière d'ingénierie;
  - b) toute partie de l'installation susceptible d'être exposée à un environnement acide est conçue, construite et entretenue pour fonctionner en toute sécurité dans un tel environnement.

**27.** (1) The operator shall ensure that any defect in the installation, equipment, facilities and support craft that may be a hazard to safety or the environment is rectified without delay.

(2) If it is not possible to rectify the defect without delay, the operator shall ensure that it is rectified as soon as the circumstances permit and that mitigation measures are put in place to minimize the hazards while the defect is being rectified.

#### DRILLING FLUID SYSTEM

**28.** The operator shall ensure that

(a) the drilling fluid system and associated monitoring equipment is designed, installed, operated and maintained to provide an effective barrier against formation pressure, to allow for proper well evaluation, to ensure safe drilling operations and to prevent pollution; and

(b) the indicators and alarms associated with the monitoring equipment are strategically located on the drilling rig to alert onsite personnel.

#### MARINE RISER

**29.** (1) The operator shall ensure that every marine riser is capable of

(a) furnishing access to the well;

(b) isolating the well-bore from the sea;

(c) withstanding the differential pressure of the drilling fluid relative to the sea;

(d) withstanding the physical forces anticipated in the drilling program; and

(e) permitting the drilling fluid to be returned to the installation.

(2) The operator shall ensure that every marine riser is supported in a manner that effectively compensates for the forces caused by the motion of the installation.

#### DRILLING PRACTICES

**30.** The operator shall ensure that adequate equipment, procedures and personnel are in place to recognize and control normal and abnormal pressures, to allow for safe, controlled drilling operations and to prevent pollution.

#### REFERENCE FOR WELL DEPTHS

**31.** The operator shall ensure that any depth in a well is measured from a single reference point, which is either the kelly bushing or the rotary table of the drilling rig.

#### DIRECTIONAL AND DEVIATION SURVEYS

**32.** The operator shall ensure that

(a) directional and deviation surveys are taken at intervals that allow the position of the well-bore to be determined accurately; and

(b) except in the case of a relief well, a well is drilled in a manner that does not intersect an existing well.

**27.** (1) L'exploitant veille à ce que toute défaillance de l'installation, de l'équipement, du matériel ou d'un véhicule de service pouvant présenter un risque pour la sécurité ou l'environnement soit corrigée sans délai.

(2) En cas de retard inévitable, l'exploitant veille à ce que toute défaillance soit corrigée aussitôt que les circonstances le permettent et que des mesures d'atténuation soient prises entre-temps pour réduire les risques au minimum.

#### CIRCUIT DU FLUIDE DE FORAGE

**28.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

a) le circuit du fluide de forage et l'équipement de contrôle connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation, à permettre une évaluation adéquate du puits, à assurer le déroulement sûr des activités de forage et à prévenir la pollution;

b) les indicateurs et les dispositifs d'alarme liés à l'équipement de contrôle sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

#### TUBE PROLONGATEUR

**29.** (1) L'exploitant veille à ce que le tube prolongateur puisse :

a) fournir un accès au puits;

b) isoler le trou de sonde de la mer;

c) résister à la différence de pression entre le fluide de forage et la mer;

d) résister aux forces physiques prévues pendant le programme de forage;

e) permettre au fluide de forage de retourner à l'installation.

(2) L'exploitant veille à ce que le tube prolongateur soit supporté de manière à compenser efficacement les forces résultant du mouvement de l'installation.

#### PRATIQUES DE FORAGE

**30.** L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour constater et contrôler les pressions normales et anormales, pour assurer le déroulement sûr et contrôlé des activités de forage et pour prévenir la pollution.

#### RÉFÉRENCE POUR LA PROFONDEUR DU PUIITS

**31.** L'exploitant veille à ce que toute mesure de la profondeur d'un puits soit prise à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit la fourrure d'entraînement de l'appareil de forage.

#### MESURES DE DÉVIATION ET DE DIRECTION

**32.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

a) les mesures de déviation et de direction sont effectuées à des intervalles qui permettent de situer correctement le trou de sonde;

b) le puits est foré de manière à ne jamais couper un puits existant, sauf s'il s'agit d'un puits de secours.

FORMATION LEAK-OFF TEST

**33.** The operator shall ensure that

- (a) a formation leak-off test or a formation integrity test is conducted before drilling more than 10 m below the shoe of any casing other than the conductor casing;
- (b) the formation leak-off test or the formation integrity test is conducted to a pressure that allows for safe drilling to the next planned casing depth; and
- (c) a record is retained of each formation leak-off test and the results included in the daily drilling report referred to in paragraph 84(a) and in the well history report referred to in section 89.

FORMATION FLOW AND WELL TESTING EQUIPMENT

**34.** (1) The operator shall ensure that

- (a) the equipment used in a formation flow test is designed to safely control well pressure, properly evaluate the formation and prevent pollution;
- (b) the rated working pressure of formation flow test equipment upstream of and including the well testing manifold exceeds the maximum anticipated shut-in pressure; and
- (c) the equipment downstream of the well testing manifold is sufficiently protected against overpressure.

(2) The operator of a well shall ensure that the formation flow test equipment includes a down-hole safety valve that permits closure of the test string above the packer.

(3) The operator shall ensure that any formation flow test equipment used in testing a well that is drilled with a floating drilling unit has a subsea test tree that includes

- (a) a valve that may be operated from the surface and automatically closes when required to prevent uncontrolled well flow; and
- (b) a release system that permits the test string to be hydraulically or mechanically disconnected within or below the blow-out preventers.

WELL CONTROL

**35.** The operator shall ensure that adequate procedures, materials and equipment are in place and utilized to minimize the risk of loss of well control in the event of lost circulation.

**36.** (1) The operator shall ensure that, during all well operations, reliably operating well control equipment is installed to control kicks, prevent blow-outs and safely carry out all well activities and operations, including drilling, completion and work-over operations.

(2) After setting the surface casing, the operator shall ensure that at least two independent and tested well barriers are in place during all well operations.

(3) If a barrier fails, the operator shall ensure that no other activities, other than those intended to restore or replace the barrier, take place in the well.

TEST DE PRESSION DE FRACTURATION

**33.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) un test de pression de fracturation ou un essai d'intégrité de la formation est effectué avant de forer à une profondeur de plus de 10 m au-dessous du sabot de tout tubage autre que le tubage initial;
- b) le test ou l'essai est effectué à une pression qui permet d'assurer la sécurité du forage jusqu'à la prochaine profondeur de colonne prévue;
- c) un registre de chaque test de pression de fracturation est conservé et les résultats sont consignés dans le rapport journalier de forage visé à l'alinéa 84a) et dans le rapport final du puits visé à l'article 89.

ÉQUIPEMENT POUR LES ESSAIS D'ÉCOULEMENT DE FORMATION ET LES ESSAIS D'UN PUIT

**34.** (1) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement de formation est conçu de façon à contrôler en toute sécurité la pression du puits, à évaluer correctement la formation et à prévenir la pollution;
- b) la pression nominale de marche de tout équipement utilisé pour les essais d'écoulement de formation, au niveau du collecteur d'essai du puits et en amont de celui-ci est supérieure à la pression statique maximale prévue;
- c) l'équipement en aval du collecteur d'essai du puits est suffisamment protégé contre la surpression.

(2) L'exploitant d'un puits veille à ce que l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement comprenne une vanne de sécurité de fond qui permet la fermeture du train de tiges d'essai au-dessus de la garniture d'étanchéité.

(3) L'exploitant veille à ce que l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement de formation dans un puits foré à l'aide d'une unité de forage flottante comporte une tête de puits d'essai sous-marine munie :

- a) d'une soupape qui peut être manœuvrée de la surface et se ferme automatiquement au besoin pour empêcher un écoulement incontrôlé du puits;
- b) d'un système de libération qui permet au train de tiges d'essai d'être débranché de façon mécanique ou hydraulique à l'intérieur ou au-dessous des blocs d'obturation.

CONTRÔLE DES PUIT

**35.** L'exploitant veille à ce que des procédures, des matériaux et de l'équipement adéquats soient en place et utilisés pour réduire le risque de perte de contrôle du puits en cas de perte de circulation.

**36.** (1) L'exploitant veille à ce que, au cours des travaux relatifs à un puits, de l'équipement fiable de contrôle du puits soit en place pour contrôler les venues, prévenir les éruptions et exécuter en toute sécurité les activités et les travaux relatifs au puits, y compris le forage, la complétion et le reconditionnement.

(2) L'exploitant veille à ce que, après l'installation du tubage de surface, au moins deux barrières indépendantes et éprouvées soient en place, et ce, pendant tous les travaux relatifs au puits.

(3) L'exploitant veille à ce que, en cas de défaillance d'une barrière, seules les activités destinées à sa réparation ou à son remplacement soient menées dans le puits.

(4) The operator shall ensure that, during drilling, except when drilling under-balanced, one of the two barriers to be maintained is the drilling fluid column.

**37.** The operator shall ensure that pressure control equipment associated with drilling, coil tubing, slick line and wire line operations is pressure-tested on installation and as often as necessary to ensure its continued safe operation.

**38.** If the well control is lost or if safety, environmental protection or resource conservation is at risk, the operator shall ensure that any action necessary to rectify the situation is taken without delay, despite any condition to the contrary in the well approval.

#### CASING AND CEMENTING

**39.** The operator shall ensure that the well and casing are designed so that

- (a) the well can be drilled safely, the targeted formations evaluated and waste prevented;
- (b) the anticipated conditions, forces and stresses that may be placed upon them are withstood; and
- (c) the integrity of gas hydrate zones is protected.

**40.** The operator shall ensure that the well and casing are installed at a depth that provides for adequate kick tolerances and well control operations that provide for safe, constant bottom hole pressure.

**41.** The operator shall ensure that cement slurry is designed and installed so that

- (a) the movement of formation fluids in the casing annuli is prevented and, where required for safety, resource evaluation or prevention of waste, the isolation of the petroleum and water zones is ensured;
- (b) support for the casing is provided;
- (c) corrosion of the casing over the cemented interval is retarded; and
- (d) the integrity of gas hydrate zones is protected.

#### WAITING ON CEMENT TIME

**42.** After the cementing of any casing or casing liner and before drilling out the casing shoe, the operator shall ensure that the cement has reached the minimum compressive strength sufficient to support the casing and provide zonal isolation.

#### CASING PRESSURE TESTING

**43.** After installing and cementing the casing and before drilling out the casing shoe, the operator shall ensure that the casing is pressure-tested to the value required to confirm its integrity for maximum anticipated operating pressure.

#### PRODUCTION TUBING

**44.** The operator shall ensure that the production tubing used in a well is designed to withstand the maximum conditions, forces and stresses that may be placed on it and to maximize recovery from the pool.

(4) L'exploitant veille à ce que, durant le forage, l'une des deux barrières soit la colonne de fluide de forage, sauf si le forage est effectué en sous-équilibre.

**37.** L'exploitant veille à ce que l'équipement de contrôle de pression utilisé pour les activités de forage et les opérations par tube de production concentrique et par câble lisse ou autre soit soumis à une épreuve sous pression au moment de son installation, et par la suite, aussi souvent que cela est nécessaire pour en garantir la sécurité de fonctionnement.

**38.** En cas de perte de contrôle du puits ou si la sécurité, la protection de l'environnement ou la conservation des ressources est menacée, l'exploitant veille à ce que les mesures correctives nécessaires soient prises sans délai, malgré toute disposition contraire prévue par l'approbation relative au puits.

#### TUBAGE ET CIMENTATION

**39.** L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage soient conçus de façon à :

- a) garantir la sécurité des activités de forage, permettre l'évaluation des formations visées et prévenir le gaspillage;
- b) pouvoir résister aux conditions, forces et contraintes éventuelles;
- c) protéger l'intégrité des couches d'hydrates de gaz.

**40.** L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage se situent à une profondeur qui assure une résistance suffisante aux venues et permet de mener les activités de contrôle de la pression du fond du puits de manière constante et sûre.

**41.** L'exploitant veille à ce que le laitier de ciment soit conçu et installé de façon à :

- a) prévenir le déplacement des fluides de formation dans le tubage annulaire et, lorsque la sécurité, l'évaluation des ressources ou la prévention du gaspillage l'exigent, s'assurer que les couches d'hydrocarbures et d'eau sont isolées les unes des autres;
- b) fournir un support au tubage;
- c) retarder la corrosion du tubage se trouvant au-dessus de l'intervalle cimenté;
- d) protéger l'intégrité des couches d'hydrates de gaz.

#### PRISE DU CIMENT

**42.** L'exploitant veille à ce que, après la cimentation d'un tubage — notamment d'un tubage partiel — et avant le reforage du sabot de tubage, le ciment ait atteint une résistance en compression minimale suffisante pour supporter le tubage et garantir l'isolement des couches.

#### ÉPREUVE SOUS PRESSION DU TUBAGE

**43.** Après l'installation et la cimentation d'un tubage et avant le reforage du sabot de tubage, l'exploitant veille à ce que le tubage soit soumis à une épreuve sous pression à une valeur qui permet de confirmer son intégrité à la pression d'utilisation maximale prévue.

#### TUBE DE PRODUCTION

**44.** L'exploitant veille à ce que le tube de production utilisé dans un puits soit conçu de manière à résister aux conditions, forces et contraintes maximales qui pourraient s'y appliquer et à maximiser la récupération du gisement.



MONITORING AND CONTROL OF PROCESS OPERATIONS

**45.** The operator shall ensure that

- (a) operations such as processing, transportation, storage, re-injection and handling of petroleum on the installation are effectively monitored to prevent incidents and waste;
- (b) all alarm, safety, monitoring, warning and control systems associated with those operations are managed to prevent incidents and waste; and
- (c) all appropriate persons are informed of the applicable alarm, safety, monitoring, warning or control systems associated with those operations that are taken out of service, and when those systems are returned to service.

WELL COMPLETION

**46.** (1) An operator that completes a well shall ensure that

- (a) it is completed in a safe manner and allows for maximum recovery;
- (b) except in the case of commingled production, each completion interval is isolated from any other porous or permeable interval penetrated by the well;
- (c) the testing and production of any completion interval are conducted safely and do not cause waste or pollution;
- (d) if applicable, sand production is controlled and does not create a safety hazard or cause waste;
- (e) each packer is set as close as practical to the top of the completion interval and that the pressure testing of the packer to a differential pressure is greater than the maximum differential pressure anticipated under the production or injection conditions;
- (f) if practical, any mechanical well condition that may have an adverse effect on production of petroleum from, or the injection of fluids into, the well is corrected;
- (g) the injection or production profile of the well is improved, or the completion interval of the well is changed, if it is necessary to do so to prevent waste;
- (h) if different pressure and inflow characteristics of two or more pools might adversely affect the recovery from any of those pools, the well is operated as a single pool well or as a segregated multi-pool well;
- (i) after initial completion, all barriers are tested to the maximum pressure to which they are likely to be subjected; and
- (j) following any workover, any affected barriers are pressure-tested.

(2) The operator of a segregated multi-pool well shall ensure that

- (a) after the well is completed, segregation has been established within and outside the well casing and is confirmed; and
- (b) if there is reason to doubt that segregation is being maintained, a segregation test is conducted within a reasonable time frame.

SUBSURFACE SAFETY VALVE

**47.** The operator of a development well capable of flow shall ensure that the well is equipped with a fail-safe subsurface safety valve that is designed, installed, operated and tested to prevent uncontrolled well flow when it is activated.

SURVEILLANCE ET CONTRÔLE DES OPÉRATIONS DE TRAITEMENT

**45.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) les opérations telles que le traitement, le transport, le stockage, la réinjection et la manutention d'hydrocarbures à l'installation sont surveillés efficacement de manière à prévenir tout incident et tout gaspillage;
- b) tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle liés à ces opérations sont gérés de manière à prévenir tout incident et tout gaspillage;
- c) les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

COMPLÉTION D'UN Puits

**46.** (1) L'exploitant qui complète un puits veille en outre au respect des exigences suivantes :

- a) le puits est complété d'une manière sûre et qui permet une récupération maximale;
- b) chaque intervalle de complétion est isolé de tout autre intervalle perméable ou poreux traversé par le puits, sauf dans le cas de production mélangée;
- c) l'essai et l'exploitation de tout intervalle de complétion sont effectués en toute sécurité, sans gaspillage ni pollution;
- d) le cas échéant, la production de sable est contrôlée, ne pose aucun risque pour la sécurité et ne produit pas de gaspillage;
- e) toute garniture d'étanchéité est installée le plus près possible du niveau supérieur de l'intervalle de complétion et mis à l'essai à une pression différentielle supérieure à la pression différentielle maximale prévisible dans des conditions de production ou d'injection;
- f) dans la mesure du possible, tout problème d'ordre mécanique du puits pouvant nuire à l'injection de fluides ou à la production d'hydrocarbures est corrigé;
- g) le profil d'injection ou de production du puits est amélioré ou l'intervalle de complétion est modifié, si cela est nécessaire pour prévenir le gaspillage;
- h) le puits est exploité soit comme un puits à gisement simple soit comme un puits à gisements multiples séparés, si la différence entre les caractéristiques de pression et d'écoulement de plusieurs gisements peut nuire à la récupération à partir d'un des gisements;
- i) après la complétion initiale, toutes les barrières sont soumises à la pression maximale à laquelle elles sont susceptibles d'être exposées;
- j) après tout reconditionnement, toutes les barrières exposées sont soumises à une épreuve de pression.

(2) L'exploitant d'un puits à gisements multiples séparés veille au respect des exigences suivantes :

- a) à la fin des travaux de complétion, l'étanchéité à l'intérieur comme à l'extérieur du tubage est confirmée;
- b) s'il y a des motifs de douter de l'étanchéité, un essai de séparation est effectué dans un délai raisonnable.

VANNES DE SÉCURITÉ DE SUBSURFACE

**47.** L'exploitant d'un puits d'exploitation qui est éruptif veille à ce que le puits soit muni d'une vanne de sécurité de subsurface à sûreté intégrée conçue, installée, mise en service et mise à l'épreuve de manière à empêcher tout écoulement incontrôlé du puits lorsqu'elle est activée.

WELLHEAD AND CHRISTMAS TREE EQUIPMENT

**48.** The operator shall ensure that the wellhead and Christmas tree equipment, including valves, are designed to operate safely and efficiently under the maximum load conditions anticipated during the life of the well.

PART 5

EVALUATION OF WELLS, POOLS AND FIELDS

GENERAL

**49.** The operator shall ensure that the well data acquisition program and the field data acquisition program are implemented in accordance with good oilfield practices.

**50.** (1) If part of the well or field data acquisition program cannot be implemented, the operator shall ensure that

- (a) a conservation officer is notified as soon as the circumstances permit; and
- (b) the procedures to otherwise achieve the goals of the program are submitted to the Board for approval.

(2) If the operator can demonstrate that those procedures can achieve the goals of the well or field data acquisition program or are all that can be reasonably expected in the circumstances, the Board shall approve them.

TESTING AND SAMPLING OF FORMATIONS

**51.** The operator shall ensure that every formation in a well is tested and sampled to obtain reservoir pressure data and fluid samples from the formation, if there is an indication that the data or samples would contribute substantially to the geological and reservoir evaluation.

FORMATION FLOW TESTING

**52.** (1) The operator shall ensure that

- (a) no development well is put into production unless the Board has approved a formation flow test in respect of the development well; and
- (b) if a development well is subjected to a well operation that might change its deliverability, productivity or injectivity, a formation flow test is conducted within a reasonable time frame after the well operation is ended to determine the effects of that operation on the well's deliverability, productivity or injectivity.

(2) The operator may conduct a formation flow test on a well drilled on a geological feature if, before conducting that test, the operator

- (a) submits to the Board a detailed testing program; and
- (b) obtains the Board's approval to conduct the test.

(3) The Board may require that the operator conduct a formation flow test on a well drilled on a geological feature, other than the first well, if there is an indication that the test would contribute substantially to the geological and reservoir evaluation.

TÊTES DE PUIITS ET TÊTES D'ÉRUPTION

**48.** L'exploitant veille à ce que la tête de puits et la tête d'éruption, y compris les vannes, soient conçues de manière à fonctionner efficacement et en toute sécurité dans des conditions de charge maximale prévisibles pendant la durée de vie du puits.

PARTIE 5

ÉVALUATION DES PUIITS, GISEMENTS ET CHAMPS

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

**49.** L'exploitant veille à ce que les programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs soient appliqués selon les règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière.

**50.** (1) Si un tel programme ne peut être appliqué en totalité, l'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) un agent du contrôle de l'exploitation en est avisé aussitôt que les circonstances le permettent;
- b) les mesures prévues pour atteindre autrement les objectifs du programme sont soumises à l'approbation de l'Office.

(2) L'Office approuve les mesures prévues à l'alinéa (1)b) si l'exploitant démontre qu'elles permettent d'atteindre les objectifs du programme d'acquisition des données relatives au puits ou au champ ou qu'elles sont les seules qui peuvent raisonnablement être prises dans les circonstances.

MISE À L'ESSAI ET ÉCHANTILLONNAGE DES FORMATIONS

**51.** S'il y a lieu de croire que des données sur la pression des réservoirs ou des échantillons de fluide contribueraient sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux, l'exploitant veille à ce que toute formation dans un puits soit mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir ces données ou échantillons.

ESSAIS D'ÉCOULEMENT DE FORMATION

**52.** (1) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) aucun puits d'exploitation n'est mis en production sans que l'Office n'en ait approuvé l'essai d'écoulement de formation;
- b) lorsqu'un puits d'exploitation fait l'objet de travaux qui pourraient en modifier la capacité de débit, la productivité ou l'injectivité, il est soumis, dans un délai raisonnable après la fin des travaux, à un essai d'écoulement de formation visant à déterminer les effets des travaux sur sa capacité de débit, sa productivité ou son injectivité.

(2) L'exploitant peut effectuer un essai d'écoulement de formation dans un puits foré dans une structure géologique si, au préalable :

- a) il remet à l'Office un programme d'essai détaillé;
- b) il obtient l'approbation de l'Office pour effectuer cet essai.

(3) L'Office peut exiger de l'exploitant qu'il effectue un essai d'écoulement de formation dans un puits foré dans une structure géologique, autre que le premier puits, s'il y a lieu de croire que cet essai contribuerait sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux.

(4) The Board shall approve a formation flow test if the operator demonstrates that the test will be conducted safely, without pollution and in accordance with good oilfield practices and that the test will enable the operator to

- (a) obtain data on the deliverability or productivity of the well;
- (b) establish the characteristics of the reservoir; and
- (c) obtain representative samples of the formation fluids.

#### SUBMISSION OF SAMPLES AND DATA

**53.** The operator shall ensure that all cutting samples, fluid samples and cores collected as part of the well and field data acquisition programs are

- (a) transported and stored in a manner that prevents any loss or deterioration;
- (b) delivered to the Board within 60 days after the rig release date unless analyses are ongoing, in which case those samples and cores, or the remaining parts, are to be delivered on completion of the analyses; and
- (c) stored in durable containers properly labelled for identification.

**54.** The operator shall ensure that after any samples necessary for analysis or for research or academic studies have been removed from a conventional core, the remaining core, or a longitudinal slab that is not less than one half of the cross-sectional area of that core, is submitted to the Board.

**55.** Before disposing of cutting samples, fluid samples, cores or evaluation data under these Regulations, the operator shall ensure that the Board is notified in writing and is given an opportunity to request delivery of the samples, cores or data.

### PART 6

#### WELL TERMINATION

##### SUSPENSION OR ABANDONMENT

**56.** The operator shall ensure that every well that is suspended or abandoned can be readily located and left in a condition that

- (a) provides for isolation of all hydrocarbon bearing zones and discrete pressure zones; and
- (b) prevents any formation fluid from flowing through or escaping from the well-bore.

**57.** The operator of a suspended well shall ensure that the well is monitored and inspected to maintain its continued integrity and to prevent pollution.

**58.** The operator shall ensure that, on the abandonment of a well, the seafloor is cleared of any material or equipment that might interfere with other commercial uses of the sea.

(4) L'Office approuve l'essai d'écoulement de formation si l'exploitant démontre que celui-ci sera effectué en toute sécurité, sans causer de pollution et conformément aux règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière et lui permettra à la fois :

- a) d'obtenir des données sur la capacité de débit ou la productivité du puits;
- b) d'établir les caractéristiques du réservoir;
- c) d'obtenir des échantillons représentatifs des liquides de formation.

#### EXPÉDITION DES ÉCHANTILLONS ET DES DONNÉES

**53.** L'exploitant veille à ce que les échantillons de déblais de forage ou de fluides et les carottes recueillis dans le cadre des programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs soient :

- a) transportés et entreposés de manière à prévenir les pertes ou détériorations;
- b) expédiés à l'Office dans les soixante jours suivant la date de libération de l'appareil de forage, sauf s'ils sont en cours d'analyse, auquel cas ils sont expédiés, ou ce qu'il en reste est expédié, après l'analyse;
- c) emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés.

**54.** Lorsque les échantillons nécessaires à des analyses, à des recherches ou à des études universitaires ont été prélevés d'une carotte classique, l'exploitant veille à ce que le reste de la carotte ou une tranche prise dans le sens longitudinal et correspondant à au moins la moitié de la section transversale de la carotte soit remis à l'Office.

**55.** L'exploitant veille à ce que, avant l'élimination de tout échantillon de déblais de forage ou de fluides, de carottes ou de données d'évaluation aux termes du présent règlement, l'Office en soit avisé par écrit et à ce qu'on lui offre la possibilité d'en demander livraison.

### PARTIE 6

#### CESSATION DE L'EXPLOITATION D'UN PUIT

##### SUSPENSION ET ABANDON

**56.** L'exploitant veille à ce que tout puits abandonné ou dont l'exploitation est suspendue soit facilement localisable et laissé dans un état tel :

- a) qu'il assure l'isolement de toute couche renfermant des hydrocarbures et de toute couche de pression distincte;
- b) qu'il empêche l'écoulement ou le rejet de fluides de formation du trou de sonde.

**57.** L'exploitant d'un puits dont l'exploitation est suspendue veille à ce que le puits soit surveillé et inspecté pour en préserver l'intégrité et prévenir la pollution.

**58.** Lorsqu'un puits est abandonné, l'exploitant veille à ce que le fond marin soit débarrassé de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

INSTALLATION REMOVAL

**59.** No operator shall remove or cause to have removed a drilling installation from a well drilled under these Regulations unless the well has been terminated in accordance with these Regulations.

PART 7

MEASUREMENTS

FLOW AND VOLUME

**60.** (1) Unless otherwise included in the approval issued under subsection 7(2), the operator shall ensure that the rate of flow and the volume of the following are measured and recorded:

- (a) the fluid that is produced from each well;
- (b) the fluid that is injected into each well;
- (c) any produced fluid that enters, leaves, is used or is flared, vented, burned or otherwise disposed of on an installation, including any battery room, treatment facility or processing plant; and
- (d) any air or materials injected for the purposes of disposal, storage or cycling, including drill cuttings and other useless material that is generated during drilling, well or production operations.

(2) The operator shall ensure that any measurements are conducted in accordance with the flow system, flow calculation procedure and flow allocation procedure, approved under subsection 7(2).

**61.** (1) The operator shall ensure that group production of petroleum from wells and injection of a fluid into wells is allocated on a *pro rata* basis, in accordance with the flow system, flow calculation procedure and flow allocation procedure approved under subsection 7(2).

(2) If a well is completed over multiple pools or zones, the operator shall ensure that production or injection volumes for the well are allocated on a *pro rata* basis to the pools or zones in accordance with the flow allocation procedure approved under subsection 7(2).

TESTING, MAINTENANCE AND NOTIFICATION

**62.** The operator shall ensure

- (a) that meters and associated equipment are calibrated and maintained to ensure their continued accuracy;
- (b) that equipment used to calibrate the flow system is calibrated in accordance with good measurement practices;
- (c) that any component of the flow system that may have an impact on the accuracy or integrity of the flow system and that is not functioning in accordance with the manufacturer's specifications is repaired or replaced without delay, or, if it is not possible to do so without delay, corrective measures are taken to minimize the impact on the accuracy and integrity of the flow system while the repair or replacement is proceeding; and
- (d) that a conservation officer is notified, as soon as the circumstances permit, of any malfunction or failure of any flow system component that may have an impact on the accuracy of the flow system and of the corrective measures taken.

DÉPLACEMENT D'UNE INSTALLATION

**59.** Il est interdit à l'exploitant de retirer ou de faire retirer une installation de forage d'un puits, en vertu du présent règlement, à moins que l'exploitation du puits n'ait cessé conformément au présent règlement.

PARTIE 7

MESURAGE

DÉBIT ET VOLUME

**60.** (1) Sauf disposition contraire précisée dans l'approbation délivrée aux termes du paragraphe 7(2), l'exploitant veille à ce que soient mesurés et enregistrés le débit et le volume des fluides et matériaux suivants :

- a) le fluide produit par chaque puits;
- b) le fluide injecté dans chaque puits;
- c) le fluide produit qui entre dans une installation, y compris dans une salle des accumulateurs, une installation de traitement ou une usine de transformation, ou qui en sort, y est utilisé ou est brûlé à la torche, est rejeté, est brûlé ou autrement éliminé;
- d) l'air ou les matériaux injectés à des fins d'élimination, de stockage ou de recyclage, y compris les déblais de forage et autres matériaux inutilisables produits au cours des activités de forage, des travaux relatifs à un puits ou à des travaux de production.

(2) L'exploitant veille à ce que le mesurage soit effectué conformément au système d'écoulement et aux méthodes de calcul et de répartition du débit approuvés au titre du paragraphe 7(2).

**61.** (1) L'exploitant veille à ce que soient réparties au prorata la production regroupée d'hydrocarbures des puits et l'injection de fluides dans les puits, conformément au système d'écoulement et aux méthodes de calcul et de répartition du débit approuvés au titre du paragraphe 7(2).

(2) Dans le cas d'un puits dont la complétion est réalisée sur plusieurs gisements ou couches, l'exploitant veille à ce que la production ou l'injection pour chaque gisement ou couche soit répartie au prorata selon la méthode de répartition du débit approuvée au titre du paragraphe 7(2).

ESSAIS, ENTRETIEN ET NOTIFICATION

**62.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) les compteurs et le matériel connexe sont entretenus et étalonnés de manière à assurer la précision des mesures;
- b) l'équipement utilisé pour étalonner le système d'écoulement est étalonné conformément aux règles de l'art en matière de mesurage;
- c) tout composant du système d'écoulement pouvant avoir des effets sur la précision ou sur l'intégrité du système d'écoulement et dont le fonctionnement n'est pas conforme aux spécifications du fabricant est réparé ou remplacé sans délai; en cas de retard inévitable, des mesures correctives sont prises entre-temps pour réduire au minimum ces effets;
- d) un agent du contrôle de l'exploitation est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, de toute défectuosité ou défaillance d'un composant du système d'écoulement qui pourrait avoir des effets sur l'exactitude du système d'écoulement et des mesures correctives prises.

TRANSFER METERS

- 63.** The operator shall ensure that
- (a) a conservation officer is notified at least 14 days before the day on which any transfer meter prover or master meter used in conjunction with a transfer meter is calibrated; and
  - (b) a copy of the calibration certificate is submitted to the Chief Conservation Officer as soon as the circumstances permit, following completion of the calibration.

PRORATION TESTING FREQUENCY

- 64.** The operator of a development well that is producing petroleum shall ensure that sufficient proration tests are performed to permit reasonably accurate determination of the allocation of oil, gas and water production on a pool and zone basis.

PART 8

PRODUCTION CONSERVATION

RESOURCE MANAGEMENT

- 65.** The operator shall ensure that
- (a) maximum recovery from a pool or zone is achieved in accordance with good oilfield practices;
  - (b) wells are located and operated to provide for maximum recovery from a pool; and
  - (c) if there is reason to believe that infill drilling or implementation of an enhanced recovery scheme might result in increased recovery from a pool or field, studies on these methods are carried out and submitted to the Board.

COMMINGLED PRODUCTION

- 66.** (1) No operator shall engage in commingled production except in accordance with the approval granted under subsection (2).
- (2) The Board shall approve the commingled production if the operator demonstrates that it would not reduce the recovery from the pools or zones.
- (3) The operator engaging in commingled production shall ensure that the total volume and the rate of production of each fluid produced is measured and the volume from each pool or zone is allocated in accordance with the requirements of Part 7.

GAS FLARING AND VENTING

- 67.** No operator shall flare or vent gas unless
- (a) it is otherwise permitted in the approval issued under subsection 52(4) or in the authorization; or
  - (b) it is necessary to do so because of an emergency situation and the Board is notified in the daily drilling report, daily production report or in any other written or electronic form, as soon as the circumstances permit, of the flaring or venting and of the amount flared or vented.

COMPTEURS DE TRANSFERT

- 63.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) un agent du contrôle de l'exploitation est avisé au moins quatorze jours avant l'étalonnage d'un compteur étalon de transfert ou d'un compteur général lié à celui-ci;
  - b) une copie du certificat d'étalonnage est remise au délégué à l'exploitation aussitôt que les circonstances le permettent après l'étalonnage.

FRÉQUENCE D'ESSAIS AU PRORATA

- 64.** L'exploitant d'un puits d'exploitation produisant des hydrocarbures veille à ce que le puits soit soumis à un nombre suffisant d'essais au prorata pour permettre de déterminer avec une précision suffisante la répartition de la production de pétrole, de gaz et d'eau par gisement et par couche.

PARTIE 8

RATIONALISATION DE LA PRODUCTION

GESTION DES RESSOURCES

- 65.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) la récupération maximale d'un gisement ou d'une couche est réalisée selon les règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière;
  - b) les puits sont disposés et exploités de manière à permettre la récupération maximale d'un gisement;
  - c) s'il y a lieu de croire que le forage intercalaire ou la mise en œuvre d'un plan de récupération assistée permettrait d'accroître la récupération d'un gisement ou d'un champ, ces méthodes font l'objet d'une étude qui est remise à l'Office.

PRODUCTION MÉLANGÉE

- 66.** (1) Il est interdit à l'exploitant de se livrer à une production mélangée, sauf en conformité avec l'approbation accordée au paragraphe (2).
- (2) L'Office approuve la production mélangée si l'exploitant démontre que celle-ci ne réduirait pas la récupération des gisements ou des couches.
- (3) L'exploitant qui se livre à une production mélangée veille à ce que le volume total et le taux de production de chaque fluide produit soient mesurés et que le volume pour chaque gisement ou chaque couche soit réparti conformément aux exigences de la partie 7.

BRÛLAGE DE GAZ À LA TORCHE ET REJET DE GAZ DANS L'ATMOSPHÈRE

- 67.** Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de rejeter du gaz dans l'atmosphère, sauf dans les cas suivants :
- a) le brûlage ou le rejet est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée au titre du paragraphe 52(4) ou dans l'autorisation;
  - b) le brûlage ou le rejet est nécessaire pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'Office en est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, dans le rapport journalier de forage ou le registre quotidien relatif à la production ou encore sous toute autre forme écrite ou électronique, avec indication des quantités brûlées ou rejetées.

OIL BURNING

- 68.** No operator shall burn oil unless
- (a) it is otherwise permitted in the approval issued under subsection 52(4) or in the authorization; or
  - (b) it is necessary to do so because of an emergency situation and the Board is notified in the daily drilling report, daily production report or in any other written or electronic form, as soon as the circumstances permit, of the burning and the amount burned.

PART 9

SUPPORT OPERATIONS

SUPPORT CRAFT

**69.** The operator shall ensure that all support craft are designed, constructed and maintained to supply the necessary support functions and operate safely in the foreseeable physical environmental conditions prevailing in the area in which they operate.

**70.** (1) The operator of a manned installation shall ensure that at least one support craft is

- (a) available at a distance that is not greater than that required for a return time of twenty minutes; and
- (b) suitably equipped to supply the necessary emergency services including rescue and first aid treatment for all personnel on the installation in the event of an emergency.

(2) If the support craft exceeds the distance referred to in paragraph (1)(a), both the installation manager and the person in charge of the support craft shall log this fact and the reason why the distance or time was exceeded.

(3) Under the direction of the installation manager, the support craft crew shall keep the craft in close proximity to the installation, maintain open communication channels with the installation and be prepared to conduct rescue operations during any activity or condition that presents an increased level of risk to the safety of personnel or the installation.

SAFETY ZONE

**71.** (1) For the purposes of this section, the safety zone around an installation consists of the area within a line enclosing and drawn at a distance of 500 m from the outer edge of the installation.

(2) A support craft shall not enter the safety zone without the consent of the installation manager.

(3) The operator shall take all reasonable measures to warn persons who are in charge of vessels and aircraft of the safety zone boundaries, of the facilities within the safety zone and of any related potential hazards.

BRÛLAGE DE PÉTROLE

**68.** Il est interdit à l'exploitant de brûler du pétrole, sauf dans les cas suivants :

- a) le brûlage est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée au titre du paragraphe 52(4) ou dans l'autorisation;
- b) il est nécessaire pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'Office en est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, dans le rapport journalier de forage ou le registre quotidien relatif à la production ou encore sous toute autre forme écrite ou électronique, avec indication des quantités brûlées.

PARTIE 9

OPÉRATIONS DE SOUTIEN

VÉHICULES DE SERVICE

**69.** L'exploitant veille à ce que tout véhicule de service soit conçu, construit et entretenu de manière à pouvoir remplir son rôle de soutien et fonctionner en toute sécurité dans les conditions environnementales qui règnent normalement dans la région desservie.

**70.** (1) L'exploitant d'une installation habitée veille à ce qu'au moins un véhicule de service soit :

- a) disponible à une distance permettant une intervention d'au plus vingt minutes aller-retour;
- b) équipé de manière à pouvoir fournir les services d'urgence nécessaires, y compris le secours et les premiers soins pour tout le personnel à l'installation au besoin.

(2) Le cas échéant, si le véhicule de service se trouve à une distance plus grande que celle prévue à l'alinéa (1)a), le chargé de projet et la personne responsable du véhicule de service doivent consigner ce fait et indiquer la raison pour laquelle la distance ou le délai n'a pas été respecté.

(3) Sous la direction du chargé de projet, le personnel attaché au véhicule de service doit tenir le véhicule à proximité de l'installation, maintenir ouvertes les voies de communication avec celle-ci et être prêt à mener des opérations de sauvetage durant toute activité ou dans toute situation qui présente un risque accru pour la sécurité du personnel ou de l'installation.

ZONE DE SÉCURITÉ

**71.** (1) Pour l'application du présent article, la zone de sécurité autour d'une installation est formée de la superficie se trouvant dans les 500 m à l'extérieur du périmètre de l'installation.

(2) Un véhicule de service ne peut entrer dans la zone de sécurité sans le consentement du chargé de projet.

(3) L'exploitant doit prendre toutes les mesures voulues pour aviser les responsables de navires ou d'aéronefs des limites de la zone de sécurité, du matériel qui s'y trouve et des risques éventuels y afférents.

PART 10

TRAINING AND COMPETENCY

- 72.** The operator shall ensure that
- (a) all personnel have, before assuming their duties, the necessary experience, training and qualifications and are able to conduct their duties safely, competently and in compliance with these Regulations; and
  - (b) records of the experience, training and qualifications of all personnel are kept and made available to the Board upon request.

IMPAIRMENT AND FATIGUE

- 73.** (1) Subject to subsection (2), the operator shall ensure that no person works when their ability to function is impaired and that no person is required to work
- (a) any shift in excess of 12.5 continuous hours; or
  - (b) two successive shifts of any duration unless that person has had at least eight hours' rest between the shifts.
- (2) The operator may allow a person to work in excess of the hours or without the rest period referred to in subsection (1) if the operator has assessed the risk associated with the person working the extra hours and determined that such work can be carried out without increased risk to safety or to the environment.
- (3) If an operator allows a person to work in excess of the hours or without the rest period referred to in subsection (1), the operator shall ensure that a description of the work, the names of the persons performing the work, the hours worked and the risk assessment referred to in subsection (2) are recorded.

PART 11

SUBMISSIONS, NOTIFICATIONS,  
RECORDS AND REPORTS

REFERENCE TO NAMES AND DESIGNATIONS

- 74.** When submitting any information for the purposes of these Regulations, the operator shall refer to each well, pool and field by the name given to it under sections 3 and 4, or if a zone, by its designation by the Board under section 4.

SURVEYS

- 75.** (1) The operator shall ensure that a survey is used to confirm the location of the well on the seafloor.
- (2) The survey shall be certified by a person licensed under the *Canada Lands Surveyors Act*.
- (3) The operator shall ensure that a copy of the survey plan filed with the Canada Lands Surveys Records is submitted to the Board.

PARTIE 10

FORMATION ET COMPÉTENCE

- 72.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) avant d'assumer ses fonctions, tout le personnel doit avoir l'expérience, la formation et les qualifications voulues ainsi que la capacité d'exécuter ses fonctions en toute sécurité et de façon compétente, et ce, conformément au présent règlement;
  - b) les dossiers relatifs à l'expérience, la formation et les qualifications du personnel sont conservés et, sur demande, ils sont mis à la disposition de l'Office.

INCAPACITÉ ET FATIGUE

- 73.** (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant veille à ce qu'aucune personne ne travaille si sa capacité de fonctionner est réduite et à ce qu'aucune personne n'effectue :
- a) un quart de travail continu de plus de 12,5 heures;
  - b) deux quarts de travail successifs, quelle qu'en soit la durée, si elle ne prend pas au moins huit heures de repos entre les deux.
- (2) L'exploitant peut autoriser toute personne à effectuer un nombre d'heures de travail supérieur à celui indiqué au paragraphe (1) ou à travailler sans prendre le repos qui y est prescrit si, après en avoir évalué le risque pour la sécurité ou l'environnement, il établit que celui-ci ne serait pas accru de ce fait.
- (3) L'exploitant qui autorise une personne à effectuer plus d'heures de travail que le nombre indiqué au paragraphe (1) ou à travailler sans la période de repos prévue à ce paragraphe doit veiller à ce que soient consignés une description du travail effectué, les noms des personnes qui exécutent le travail, les heures de travail effectuées et l'évaluation des risques visée au paragraphe (2).

PARTIE 11

PRÉSENTATIONS, AVIS, REGISTRES  
ET RAPPORTS

MENTION DES NOMS ET DÉSIGNATIONS

- 74.** Au moment de la présentation de renseignements en application du présent règlement, l'exploitant y indique chaque puits, gisement ou champ par le nom qui lui est attribué en vertu des articles 3 et 4 ou, s'agissant d'une couche, par la désignation de l'Office en vertu de l'article 4.

ARPENTAGE

- 75.** (1) L'exploitant veille à ce qu'un arpentage soit effectué pour confirmer l'emplacement d'un puits sur le fond marin.
- (2) L'arpentage est certifié par une personne titulaire d'un permis en vertu de la *Loi sur les arpenteurs des terres du Canada*.
- (3) L'exploitant veille à ce qu'une copie du plan d'arpentage déposé aux Archives d'arpentage des terres du Canada soit remise à l'Office.

INCIDENTS AND NEAR-MISSES

- 76.** (1) The operator shall ensure that
- (a) the Board is notified of any incident or near-miss as soon as the circumstances permit; and
  - (b) the Board is notified at least 24 hours in advance of any press release or press conference held by the operator concerning any incident or near-miss during any activity to which these Regulations apply, except in an emergency situation, in which case it shall be notified without delay before the press release or press conference.
- (2) The operator shall ensure that
- (a) any incident or near-miss is investigated, its root cause and causal factors identified and corrective action taken; and
  - (b) for any of the following incidents or near-misses, a copy of an investigation report identifying the root cause, causal factors and corrective action taken is submitted to the Board no later than 21 days after the day on which the incident or near-miss occurred:
    - (i) a lost or restricted workday injury,
    - (ii) death,
    - (iii) fire or explosion,
    - (iv) a loss of containment of any fluid from a well,
    - (v) an imminent threat to the safety of a person, installation or support craft, or
    - (vi) a significant pollution event.

SUBMISSION OF DATA AND ANALYSIS

- 77.** (1) The operator shall ensure that a final copy of the results, data, analyses and schematics obtained from the following sources is submitted to the Board:
- (a) testing, sampling and pressure surveys carried out as part of the well and field data acquisition programs referred to in section 49 and testing and sampling of formations referred to in section 51; and
  - (b) any segregation test or well operation.
- (2) Unless otherwise indicated in these Regulations, the operator shall ensure that the results, data, analyses and schematics are submitted within 60 days after the day on which any activity referred to in paragraphs (1)(a) and (b) is completed.

RECORDS

- 78.** The operator shall ensure that records are kept of
- (a) all persons arriving, leaving or present on the installation;
  - (b) the location and movement of support craft, the emergency drills and exercises, incidents, near-misses, the quantities of consumable substances that are required to ensure the safety of operations and other observations and information critical to the safety of persons on the installation or the protection of the environment;
  - (c) daily maintenance and operating activities, including any activity that may be critical to the safety of persons on the installation, the protection of the environment or the prevention of waste;
  - (d) in the case of a production installation,
    - (i) the inspection of the installation and related equipment for corrosion and erosion and any resulting maintenance carried out,

INCIDENTS ET QUASI-INCIDENTS

- 76.** (1) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) l'Office est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, de tout incident ou quasi-incident;
  - b) l'Office est avisé, au moins vingt-quatre heures avant la diffusion de tout communiqué ou la tenue de toute conférence de presse par l'exploitant, de tout incident ou quasi-incident survenu lors d'une activité visée par le présent règlement, sauf en situation d'urgence, auquel cas avis lui est donné sans délai avant le communiqué ou la conférence de presse.
- (2) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) une enquête est menée à l'égard de chaque incident ou quasi-incident, sa cause première et les facteurs contributifs sont précisés et des mesures correctives sont prises;
  - b) un rapport d'enquête précisant la cause première de l'incident ou quasi-incident, les facteurs contributifs et les mesures correctives est remis à l'Office au plus tard vingt et un jours après l'incident ou quasi-incident, s'il s'agit :
    - (i) d'une blessure entraînant une perte de temps de travail,
    - (ii) d'une perte de vie,
    - (iii) d'un incendie ou d'une explosion,
    - (iv) d'une défaillance du confinement d'un fluide provenant d'un puits,
    - (v) d'une menace imminente à la sécurité d'une personne, d'une installation ou d'un véhicule de service,
    - (vi) d'un événement de pollution important.

PRÉSENTATION DE DONNÉES ET ANALYSES

- 77.** (1) L'exploitant veille à ce que soient remis à l'Office les résultats, données, analyses et schémas définitifs fondés sur :
- a) la mise à l'essai, l'échantillonnage et les relevés de pression effectués dans le cadre des programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs visés à l'article 49, et la mise à l'essai et l'échantillonnage prévus à l'article 51;
  - b) les essais de séparation ou les travaux relatifs à un puits.
- (2) Sauf disposition contraire du présent règlement, l'exploitant veille à ce que les résultats, données, analyses et schémas soient présentés dans les soixante jours suivant la fin de toute activité mentionnée aux alinéas (1)a) et b).

REGISTRES

- 78.** L'exploitant veille à ce que soient tenus des registres concernant :
- a) les personnes qui arrivent à l'installation, qui s'y trouvent ou qui la quittent;
  - b) l'emplacement et les déplacements des véhicules de service, les exercices d'urgence, les incidents, les quasi-incident, les quantités de substances consommables nécessaires à la sécurité des opérations et tout autre observation ou renseignement essentiel pour la sécurité des personnes se trouvant à l'installation ou la protection de l'environnement;
  - c) les activités quotidiennes d'entretien et d'exploitation, y compris toute activité essentielle pour la sécurité des personnes se trouvant à l'installation, la protection de l'environnement ou la prévention du gaspillage;



- (ii) the pressure, temperature and flow rate data for compressors and treating and processing facilities,
  - (iii) the calibration of meters and instruments,
  - (iv) the testing of surface and subsurface safety valves,
  - (v) the status of each well and the status of well operations, and
  - (vi) the status of the equipment and systems critical to safety and protection of the environment including any unsuccessful test result or equipment failure leading to an impairment of the systems; and
- (e) in the case of a floating installation, all installation movements, data, observations, measurements and calculations related to the stability and station-keeping capability of the installation.

#### METEOROLOGICAL OBSERVATIONS

- 79.** The operator of an installation shall ensure
- (a) that the installation is equipped with facilities and equipment for observing, measuring and recording physical environmental conditions and that a comprehensive record of observations of physical environmental conditions is maintained onboard the installation; and
  - (b) that forecasts of meteorological conditions, sea states and ice movements are obtained and recorded each day and each time during the day that they change substantially from those forecasted.

#### DAILY PRODUCTION RECORD

- 80.** The operator shall ensure that a daily production record, which includes the metering records and other information relating to the production of petroleum and other fluids in respect of a pool or well, is retained and readily accessible to the Board until the field or well in which the pool is located is abandoned and at that time shall offer the record to the Board before destroying it.

#### MANAGEMENT OF RECORDS

- 81.** The operator shall ensure that
- (a) all processes are in place and implemented to identify, generate, control and retain records necessary to support operational and regulatory requirements; and
  - (b) the records are readily accessible for inspection by the Board.

#### FORMATION FLOW TEST REPORTS

- 82.** The operator shall ensure that
- (a) in respect of exploration and delineation wells, a daily record of formation flow test results is submitted to the Board; and
  - (b) in respect of all wells, a formation flow test report is submitted to the Board as soon as the circumstances permit, following completion of the test.

- d) dans le cas d'une installation de production :
- (i) les inspections de l'installation et du matériel connexe en vue de vérifier la présence de corrosion et d'érosion et les travaux d'entretien effectués par suite de ces inspections,
  - (ii) les données relatives à la pression, à la température et au débit des compresseurs, du matériel de traitement et de transformation,
  - (iii) l'étalonnage des compteurs et autres instruments,
  - (iv) les essais des vannes de sécurité de surface et de subsurface,
  - (v) l'état de chacun des puits et l'état d'avancement des travaux relatifs aux puits,
  - (vi) l'état de l'équipement et des systèmes essentiels à la sécurité et à la protection de l'environnement, y compris tout résultat négatif des essais et toute défaillance de l'équipement qui ont mené à un affaiblissement des systèmes;
- e) dans le cas d'une installation flottante, les mouvements de l'installation et les données, observations, mesures et calculs relatifs à la stabilité de l'installation et à sa capacité de conserver sa position.

#### OBSERVATIONS MÉTÉOROLOGIQUES

- 79.** L'exploitant d'une installation veille au respect des exigences suivantes :
- a) l'installation est dotée des moyens et de l'équipement nécessaires pour observer, mesurer et consigner les conditions environnementales et un rapport détaillé des observations de ces conditions est conservé à bord de l'installation;
  - b) les prévisions des conditions météorologiques, de l'état de la mer et du mouvement des glaces sont obtenues et consignées chaque jour, ainsi qu'à chaque fois qu'il y a des variations sensibles de ceux-ci.

#### REGISTRES QUOTIDIENS RELATIFS À LA PRODUCTION

- 80.** L'exploitant veille à ce qu'un registre quotidien relatif à la production, contenant les dossiers relatifs aux compteurs et tout autre renseignement concernant la production d'hydrocarbures et d'autres fluides dans un gisement ou un puits, soit conservé et soit facilement accessible à l'Office jusqu'à l'abandon du champ ou du puits dans lequel le gisement est situé, et il l'offre à l'Office avant de le détruire.

#### GESTION DES REGISTRES

- 81.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) des processus sont en place et mis en œuvre pour identifier, produire, contrôler et conserver les registres requis pour répondre aux exigences opérationnelles et réglementaires;
  - b) les registres sont facilement accessibles à l'Office pour examen.

#### RAPPORTS RELATIFS AUX ESSAIS D'ÉCOULEMENT DE FORMATION

- 82.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) pour les puits d'exploitation et de délimitation, un registre quotidien des résultats des essais d'écoulement de formation est remis à l'Office;
  - b) pour tous les puits, un rapport des essais d'écoulement de formation est remis à l'Office aussitôt que les circonstances le permettent après l'essai.

PILOT SCHEME

**83.** (1) For the purposes of this section, “pilot scheme” means a scheme that applies existing or experimental technology over a limited portion of a pool to obtain information on reservoir or production performance for the purpose of optimizing field development or improving reservoir or production performance.

(2) The operator shall ensure that interim evaluations of any pilot scheme respecting a pool, field or zone are submitted to the Board.

(3) When the operator completes a pilot scheme, the operator shall ensure that a report is submitted to the Board that sets out

- (a) the results of the scheme and supporting data and analyses; and
- (b) the operator’s conclusions as to the potential of the scheme for application to full-scale production.

DAILY REPORTS

**84.** The operator shall ensure that a copy of the following is submitted to the Board daily:

- (a) the daily drilling report;
- (b) the daily geological report, including any formation evaluation logs and data; and
- (c) in the case of a production installation, a summary, in the form of a daily production report, of the records referred to in paragraph 78(d) and the daily production record.

MONTHLY PRODUCTION REPORT

**85.** (1) The operator shall ensure that a report summarizing the production data collected during the preceding month is submitted to the Board not later than the 15th day of each month.

(2) The report shall use established production accounting procedures.

ANNUAL PRODUCTION REPORT

**86.** The operator shall ensure that, not later than March 31 of each year, an annual production report for a pool, field or zone is submitted to the Board providing information that demonstrates how the operator manages and intends to manage the resource without causing waste, including:

- (a) for the preceding year, details on the performance, production forecast, reserve revision, reasons for significant deviations in well performance from predictions in previous annual production reports, gas conservation resources, efforts to maximize recovery and reduce costs and the operating and capital expenditures, including the cost of each well operation; and
- (b) for the current year and the next two years, estimates of the operating and capital expenditures, including the cost of each well operation.

PROJET PILOTE

**83.** (1) Pour l’application du présent article, « projet pilote » s’entend de tout projet pour lequel on utilise une technique conventionnelle ou expérimentale dans une section limitée d’un gisement afin d’obtenir des renseignements sur le rendement du réservoir ou sur la production à des fins d’optimisation de la mise en valeur du champ ou d’amélioration du rendement du réservoir ou de la production.

(2) L’exploitant veille à ce que des évaluations provisoires de tout projet pilote relatif à un gisement, un champ ou une couche soient remises à l’Office.

(3) Au terme d’un projet pilote, l’exploitant veille à ce que soit remis à l’Office un rapport faisant état :

- a) des résultats du projet, avec les données et analyses à l’appui;
- b) des conclusions de l’exploitant quant à la possibilité de passer à la mise en production à plein rendement.

RAPPORTS QUOTIDIENS

**84.** L’exploitant veille à ce que soit remis à l’Office quotidiennement :

- a) le rapport journalier de forage;
- b) le rapport géologique quotidien, y compris les diagraphies et les données relatives à l’évaluation de la formation;
- c) dans le cas d’une installation de production, un résumé des registres visés à l’alinéa 78d) et du registre quotidien relatif à la production, sous forme d’un rapport de la production quotidienne.

RAPPORT MENSUEL CONCERNANT LA PRODUCTION

**85.** (1) L’exploitant veille à ce que soit présenté à l’Office, au plus tard le quinzième jour du mois, un rapport résumant les données de production du mois précédent.

(2) Le rapport de la production mensuelle est établi selon des méthodes reconnues de comptabilité de la production.

RAPPORT ANNUEL DE PRODUCTION

**86.** L’exploitant veille à ce que soit présenté à l’Office, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel de la production ayant trait à un gisement, à un champ ou à une couche et comprenant des renseignements qui démontrent que l’exploitant gère les ressources sans gaspillage et entend les gérer ainsi à l’avenir, notamment :

- a) pour l’année précédente, des données sur le rendement, des prévisions concernant la production, une révision des réserves, une explication de tout écart marqué entre le rendement d’un puits et les prévisions contenues dans les rapports annuels de production antérieurs, les ressources affectées à la conservation du gaz, les efforts déployés pour optimiser la récupération et réduire les coûts, les dépenses d’exploitation et d’immobilisation, y compris le coût de chacun des travaux relatifs à un puits;
- b) pour l’année courante et pour les deux prochaines années, une estimation des dépenses d’exploitation et d’immobilisation, y compris le coût de chacun des travaux relatifs à un puits.

ENVIRONMENTAL REPORTS

**87.** (1) For each production project, the operator shall ensure that, not later than March 31 of each year, an annual environmental report relating to the preceding year is submitted to the Board and includes

- (a) for each installation, a summary of the general environmental conditions during the year and a description of ice management activities; and
- (b) a summary of environmental protection matters during the year, including a summary of any incidents that may have an environmental impact, discharges that occurred and waste material that was produced, a discussion of efforts undertaken to reduce pollution and waste material and a description of environmental contingency plan exercises.

(2) For each drilling installation for an exploration or delineation well, the operator shall ensure that an environmental report relating to each well is submitted to the Board within 90 days after the rig release date and includes

- (a) a description of the general environmental conditions during the drilling program and a description of ice management activities and downtime caused by weather or ice; and
- (b) a summary of environmental protection matters during the drilling program, including a summary of spills, discharges occurred and waste material produced, a discussion of efforts undertaken to reduce them, and a description of environmental contingency plan exercises.

ANNUAL SAFETY REPORT

**88.** The operator shall ensure that, not later than March 31 of each year, an annual safety report relating to the preceding year is submitted to the Board and includes

- (a) a summary of lost or restricted workday injuries, minor injuries and safety-related incidents and near-misses that have occurred during the preceding year; and
- (b) a discussion of efforts undertaken to improve safety.

WELL HISTORY REPORT

**89.** (1) The operator shall ensure that a well history report is prepared for every well drilled by the operator under the well approval and that the report is submitted to the Board.

(2) The well history report shall contain a record of all operational, engineering, petrophysical and geological information that is relevant to the drilling and evaluation of the well.

WELL OPERATIONS REPORT

**90.** (1) The operator shall ensure that a report including the following information is submitted to the Board within 30 days after the end of a well operation:

- (a) a summary of the well operation, including any problems encountered during the well operation;
- (b) a description of the completion fluid properties;
- (c) a schematic of, and relevant engineering data on, the down-hole equipment, tubulars, Christmas tree and production control system;

RAPPORT SUR LES CONDITIONS ENVIRONNEMENTALES

**87.** (1) Pour chaque projet de production, l'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel sur les conditions environnementales pour l'année précédente et contenant :

- a) pour chaque installation, un résumé des conditions environnementales générales de l'année ainsi qu'une description des activités de gestion des glaces;
- b) un résumé des situations afférentes à la protection de l'environnement survenues au cours de l'année, y compris des données sommaires sur les incidents pouvant avoir des effets environnementaux, les rejets survenus et les déchets produits, un exposé des efforts accomplis pour réduire la pollution et les déchets et une description des exercices de simulation du plan d'urgence environnementale.

(2) Pour chaque installation de forage d'un puits d'exploration ou de délimitation, l'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office pour chaque puits, dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date de libération de l'appareil de forage, un rapport sur les conditions environnementales qui contient ce qui suit :

- a) une description des conditions environnementales générales dans lesquelles le programme de forage a été exécuté, ainsi qu'une description des activités de gestion des glaces et un relevé des périodes d'arrêt imputables aux conditions atmosphériques ou aux glaces;
- b) un résumé des situations afférentes à la protection de l'environnement survenues durant l'exécution du programme de forage, y compris des données sommaires sur les déversements et les rejets survenus et sur les déchets produits, un exposé des efforts accomplis pour réduire ceux-ci, et une description des exercices de simulation du plan d'urgence environnementale.

RAPPORT ANNUEL SUR LA SÉCURITÉ

**88.** L'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel sur la sécurité portant sur l'année précédente et contenant ce qui suit :

- a) un résumé des blessures entraînant une perte de temps de travail, des blessures sans gravité et des incidents et quasi-incident en matière de sécurité survenus au cours de l'année;
- b) un exposé des mesures prises pour renforcer la sécurité.

RAPPORT FINAL DU PUIT

**89.** (1) L'exploitant veille à ce qu'un rapport final soit établi pour chacun des puits qu'il a forés aux termes de l'approbation relative au puits et à ce que le rapport soit remis à l'Office.

(2) Le rapport final doit contenir tous les renseignements opérationnels, techniques, pétrophysiques et géologiques concernant le forage et l'évaluation du puits.

RAPPORT D'EXPLOITATION DU PUIT

**90.** (1) L'exploitant veille à ce que soit remis à l'Office, dans les trente jours suivant la fin des travaux relatifs à un puits, un rapport qui contient :

- a) un résumé des travaux, y compris les problèmes survenus au cours de ceux-ci;
- b) une description des propriétés des fluides de complétion;
- c) un schéma et les détails techniques des équipements de fond, des tubulaires, de la tête d'éruption et du système de contrôle de la production;

- (d) details of any impact of the well operation on the performance of the well, including any effect on recovery; and
- (e) for any well completion, suspension or abandonment, the rig release date.

(2) The report shall be signed and dated by the operator or the operator's representative.

OTHER REPORTS

91. The operator shall ensure that the Board is made aware, at least once a year, of any report containing relevant information regarding applied research work or studies obtained or compiled by the operator relating to the operator's work or activities and that a copy of it is submitted to the Board on request.

PART 12

**CONSEQUENTIAL AMENDMENTS, TRANSITIONAL PROVISION, REPEALS AND COMING INTO FORCE**

**CONSEQUENTIAL AMENDMENTS**

*Newfoundland Offshore Certificate of Fitness Regulations*

92. (1) The definition "société d'accréditation" in section 2 of the French version of the *Newfoundland Offshore Certificate of Fitness Regulations*<sup>1</sup> is repealed.

(2) The definition "certifying authority" in section 2 of the English version of the Regulations is replaced by the following:

"certifying authority" means, for the purposes of section 139.2 of the Act, the American Bureau of Shipping, Bureau Veritas, Det norskeVeritas Classification A/S, Germanischer Lloyd or Lloyd's Register North America, Inc. (*autorité*)

(3) Section 2 of the French version of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

« autorité » Pour l'application de l'article 139.2 de la Loi, s'entend de l'American Bureau of Shipping, du Bureau Veritas, du Det norskeVeritas Classification A/S, du Germanischer Lloyd ou du Lloyd's Register North America, Inc. (*certifying authority*)

93. Section 4 of the Regulations is replaced by the following:

4. (1) The following installations are prescribed for the purposes of section 139.2 of the Act:

- (a) each production installation, accommodation installation and diving installation at a production site; and
- (b) each drilling installation, diving installation and accommodation installation at a drill site.

(2) Subject to subsections (3) and (5) and section 5, a certifying authority may issue a certificate of fitness in respect of the installations referred to in subsection (1), if the certifying authority

<sup>1</sup> SOR/95-100

- d) les détails de toute incidence que l'exploitation du puits pourrait avoir sur son rendement, y compris sur la récupération;
- e) la date de libération de l'appareil de forage en ce qui concerne la complétion, la suspension de l'exploitation ou l'abandon d'un puits.

(2) Le rapport est daté et signé par l'exploitant ou son représentant.

AUTRES RAPPORTS

91. L'exploitant veille à ce que l'Office soit prévenu, au moins une fois l'an, de tout rapport renfermant de l'information utile sur des études ou des travaux de recherche appliquée qu'il a obtenus ou compilés concernant ses activités et veille à ce qu'il lui en soit remis copie, sur demande.

PARTIE 12

**MODIFICATIONS CORRÉLATIVES, ABROGATIONS ET ENTRÉE EN VIGUEUR**

**MODIFICATIONS CORRÉLATIVES**

*Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtère de Terre-Neuve*

92. (1) La définition de « société d'accréditation », à l'article 2 de la version française du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtère de Terre-Neuve*<sup>1</sup>, est abrogée.

(2) La définition de « certifying authority », à l'article 2 de la version anglaise du même règlement, est remplacée par ce qui suit :

"certifying authority" means, for the purposes of section 139.2 of the Act, the American Bureau of Shipping, Bureau Veritas, Det norskeVeritas Classification A/S, Germanischer Lloyd or Lloyd's Register North America, Inc. (*autorité*)

(3) L'article 2 de la version française du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

« autorité » Pour l'application de l'article 139.2 de la Loi, s'entend de l'American Bureau of Shipping, du Bureau Veritas, du Det norskeVeritas Classification A/S, du Germanischer Lloyd ou du Lloyd's Register North America, Inc. (*certifying authority*)

93. L'article 4 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

4. (1) Pour l'application de l'article 139.2 de la Loi, les installations ci-après sont visées :

- a) une installation de production, une installation d'habitation et une installation de plongée situées à un emplacement de production;
- b) une installation de forage, une installation de plongée et une installation d'habitation situées à un emplacement de forage.

(2) Sous réserve des paragraphes (3) et (5) et de l'article 5, l'autorité peut délivrer un certificat de conformité à l'égard d'une installation visée au paragraphe (1) si :

<sup>1</sup> DORS/95-100

(a) determines that, in relation to the production or drill site or region in which the particular installation is to be operated, the installation

(i) is designed, constructed, transported and installed or established in accordance with

(A) Parts I to III of the *Newfoundland Offshore Installations Petroleum Regulations*,

(B) the provisions of the *Oil and Gas Occupational Safety and Health Regulations* listed in Part 1 of the schedule to these Regulations, and

(C) the provisions of the *Newfoundland Offshore Area Petroleum Diving Regulations* listed in Part 2 of the schedule to these Regulations, if the installation includes a dependent diving system,

(ii) is fit for the purpose for which it is to be used and can be operated safely without polluting the environment, and

(iii) will continue to meet the requirements of subparagraphs (i) and (ii) for the period of validity that is endorsed on the certificate of fitness if the installation is maintained in accordance with the inspection, maintenance and weight control programs submitted to and approved by the certifying authority under subsection (5); and

(b) carries out the scope of work in respect of which the certificate of fitness is issued.

(3) For the purposes of subparagraph (2)(a)(i), the certifying authority may substitute, for any equipment, methods, measure or standard required by any Regulations referred to in that subparagraph, equipment, methods, measures or standards the use of which is authorized by the Chief or Chief Conservation Officer, as applicable under section 151 of the Act.

(4) The certifying authority shall endorse on any certificate of fitness it issues details of every limitation on the operation of the installation that is necessary to ensure that the installation meets the requirements of paragraph (2)(a).

(5) The certifying authority shall not issue a certificate of fitness unless, for the purpose of enabling the certifying authority to determine whether the installation meets the requirements of paragraph (2)(a) and to carry out the scope of work referred to in paragraph (2)(b),

(a) the person applying for the certificate

(i) provides the certifying authority with all the information required by the certifying authority,

(ii) carries out or assists the certifying authority to carry out every inspection, test or survey required by the certifying authority, and

(iii) submits to the certifying authority an inspection and monitoring program, a maintenance program and a weight control program for approval; and

(b) if the programs are adequate to ensure and maintain the integrity of the installation, the certifying authority approves the programs referred to in subparagraph (a)(iii).

**94. (1) Paragraph 6(2)(a) of the Regulations is replaced by the following:**

(a) is sufficiently detailed to permit the certifying authority to determine whether the installation meets the requirements of paragraph 4(2)(a); and

a) d'une part, elle constate que, eu égard à l'emplacement ou à la région de production ou de forage où l'installation en cause est destinée à être exploitée, celle-ci :

(i) est conçue, construite, transportée et installée ou aménagée conformément aux dispositions suivantes :

(A) les parties I à III du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve*,

(B) les dispositions du *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)* énumérées à la partie 1 de l'annexe du présent règlement,

(C) dans les cas où l'installation comprend un système de plongée non autonome, les dispositions du *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* énumérées à la partie 2 de l'annexe du présent règlement,

(ii) se prête à l'utilisation prévue et peut être exploitée en toute sécurité sans polluer l'environnement,

(iii) continuera de répondre aux exigences des sous-alinéas (i) et (ii) pour la période de validité inscrite sur le certificat de conformité si l'installation est entretenue conformément aux programmes d'inspection, de maintenance et de contrôle de poids présentés à l'autorité et approuvés par elle aux termes du paragraphe (5);

b) d'autre part, elle exécute le plan de travail à l'égard duquel le certificat de conformité est délivré.

(3) Pour l'application du sous-alinéa (2)a(i), l'autorité peut remplacer l'équipement, les méthodes, les mesures ou les normes exigés par un règlement visé à ce sous-alinéa par ceux dont l'utilisation est autorisée par le délégué ou le délégué à l'exploitation, selon le cas, en vertu de l'article 151 de la Loi.

(4) L'autorité doit inscrire sur tout certificat de conformité qu'elle délivre le détail de toute restriction à l'exploitation de l'installation qui s'impose pour que l'installation réponde aux exigences de l'alinéa (2)a).

(5) Pour être en mesure d'établir si l'installation répond aux exigences de l'alinéa (2)a) et d'exécuter le plan de travail visé à l'alinéa (2)b), l'autorité ne doit délivrer un certificat de conformité que si :

a) la personne qui en fait la demande :

(i) fournit à l'autorité tous les renseignements exigés par cette dernière,

(ii) exécute toute inspection, tout essai ou toute étude exigés par l'autorité ou aide celle-ci à les exécuter,

(iii) soumet à l'approbation de l'autorité un programme d'inspection et de surveillance, un programme de maintenance et un programme de contrôle de poids;

b) l'autorité approuve ceux des programmes visés au sous-alinéa a)(iii) qui permettent de garantir et de préserver l'intégrité de l'installation.

**94. (1) L'alinéa 6(2)a) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

a) est suffisamment détaillé pour permettre à l'autorité d'établir si l'installation répond aux exigences de l'alinéa 4(2)a);

**(2) Paragraph 6(2)(b) of the Regulations is amended by striking out “and” at the end of subparagraph (v) and by adding the following after subparagraph (vi):**

(vii) the structures, facilities, equipment and systems critical to safety, and to the protection of the natural environment, are in place and functioning appropriately, and

(viii) in respect of a drilling installation or a production installation, the structures, facilities, equipment and systems to meet the requirements of the provisions of the *Newfoundland Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations* listed in Part 3 of the schedule to these Regulations are in place and functioning appropriately.

**95. Subsections 7(1) and (2) of the Regulations are replaced by the following:**

7. (1) If the certifying authority determines that, when the installation is maintained in accordance with the programs submitted to it under subparagraph 4(5)(a)(iii), the installation will meet the requirements of paragraph 4(2)(a) for a period of at least five years, the certifying authority shall endorse on the certificate of fitness an expiration date that is five years after the date of issuance.

(2) If the period of time referred to in subsection (1) is less than five years, the certifying authority shall endorse on the certificate of fitness an expiration date that is the number of years or months in that lesser period after the date of issuance.

**96. Subparagraphs 9(1)(a)(i) and (ii) of the Regulations are replaced by the following:**

(i) that any of the information submitted under subsection 4(5) was incorrect and that the certificate of fitness would not have been issued if that information had been correct,

(ii) that the installation no longer meets the requirements of paragraph 4(2)(a), or

**97. The French version of the Regulations is amended by replacing “société d’accréditation” and “société” with “autorité” in the following provisions with any necessary modifications:**

(a) the definition “plan de travail” in section 2;

(b) section 5;

(c) subsection 6(1);

(d) subsection 8(1);

(e) section 9;

(f) the heading before section 10; and

(g) section 10.

**98. The schedule to the Regulations is replaced by the schedule set out in the schedule to these Regulations.**

*Newfoundland Offshore Petroleum Installations Regulations*

**99. (1) The definition “société d’accréditation” in subsection 2(1) of the French version of the *Newfoundland Offshore Petroleum Installations Regulations*<sup>2</sup> is repealed.**

**(2) L’alinéa 6(2)b) du même règlement est modifié par adjonction, après le sous-alinéa (vi), de ce qui suit :**

(vii) les structures, le matériel, les équipements et les systèmes essentiels à la sécurité et à la protection du milieu naturel sont en place et fonctionnent de façon appropriée,

(viii) à l’égard d’une installation de forage ou d’une installation de production, les structures, le matériel, les équipements et les systèmes conformes aux exigences des dispositions du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* énumérées à la partie 3 de l’annexe du présent règlement, sont en place et fonctionnent de façon appropriée.

**95. Les paragraphes 7(1) et (2) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

7. (1) Si l’autorité constate que l’installation, lorsqu’elle est entretenue conformément aux programmes qui lui ont été soumis en application du sous-alinéa 4(5)a)(iii), répondra aux exigences de l’alinéa 4(2)a) pour une période d’au moins cinq ans, l’autorité inscrit sur le certificat de conformité une date d’expiration qui suit de cinq ans la date de délivrance.

(2) Si la période visée au paragraphe (1) est inférieure à cinq ans, l’autorité inscrit sur le certificat de conformité une date d’expiration qui suit la date de délivrance du nombre d’années ou de mois correspondant à cette période moindre.

**96. Les sous-alinéas 9(1)a)(i) et (ii) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

(i) des renseignements fournis aux termes du paragraphe 4(5) sont incorrects, et le certificat n’aurait pas été délivré si ces renseignements avaient été corrects,

(ii) l’installation ne répond plus aux exigences de l’alinéa 4(2)a),

**97. Dans les passages ci-après de la version française du même règlement, « société d’accréditation » et « société » sont remplacés par « autorité » avec les adaptations nécessaires :**

a) la définition de « plan de travail » à l’article 2;

b) l’article 5;

c) le paragraphe 6(1);

d) le paragraphe 8(1);

e) l’article 9;

f) l’intertitre précédant l’article 10;

g) l’article 10.

**98. L’annexe du même règlement est remplacée par l’annexe figurant à l’annexe du présent règlement.**

*Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve*

**99. (1) La définition de « société d’accréditation », au paragraphe 2(1) de la version française du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve*<sup>2</sup>, est abrogée.**

<sup>2</sup> SOR/95-104

<sup>2</sup> DORS/95-104

(2) The expression “(*société d’accréditation*)” at the end of the definition “certifying authority” in subsection 2(1) of the English version of the Regulations is replaced by the expression “(*autorité*)”.

(3) Subsection 2(1) of the French version of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

« autorité » S’entend au sens de l’article 2 du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l’exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve. (certifying authority)*

100. Paragraph 14(1)(c) of the Regulations is replaced by the following:

(c) drilling safety systems and associated equipment will operate safely and in accordance with the manufacturer’s specifications;

101. The portion of subsection 63(1) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

63. (1) Subject to subsection (2), every operator shall prepare, adhere to and maintain, in respect of every installation, an operations manual that contains the following data:

102. The French version of the Regulations is amended by replacing “société d’accréditation” with “autorité” in the following provisions with any necessary modifications:

- (a) the definition “certificat de conformité” in subsection 2(1);
- (b) subsection 67(1);
- (c) subsections 67(3) and (4); and
- (d) section 68.

#### TRANSITIONAL PROVISION

103. An operator at the time of the coming into force of these Regulations shall comply with the requirements of section 5.

#### REPEALS

104. The *Newfoundland Offshore Petroleum Drilling Regulations*<sup>3</sup> are repealed.

105. The *Newfoundland Offshore Area Petroleum Production and Conservation Regulations*<sup>4</sup> are repealed.

#### COMING INTO FORCE

106. These Regulations come into force on December 31, 2009.

(2) La mention « (*société d’accréditation*) » qui figure à la fin de la définition de « certifying authority », au paragraphe 2(1) de la version anglaise du même règlement, est remplacée par « (*autorité*) ».

(3) Le paragraphe 2(1) de la version française du même règlement est modifié par adjonction, selon l’ordre alphabétique, de ce qui suit :

« autorité » S’entend au sens de l’article 2 du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l’exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve. (certifying authority)*

100. L’alinéa 14(1)c) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

c) les systèmes de sécurité pour le forage et le matériel connexe fonctionnent de façon sûre et conformément aux spécifications du fabricant;

101. Le passage du paragraphe 63(1) du même règlement précédant l’alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

63. (1) Sous réserve du paragraphe (2), l’exploitant doit préparer, respecter et conserver pour toute installation un manuel d’exploitation qui contient les données suivantes :

102. Dans les passages ci-après de la version française du même règlement, « société d’accréditation » est remplacé par « autorité » avec les adaptations nécessaires :

- a) la définition de « certificat de conformité » au paragraphe 2(1);
- b) le paragraphe 67(1);
- c) les paragraphes 67(3) et (4);
- d) l’article 68.

#### DISPOSITION TRANSITOIRE

103. L’exploitant est tenu de se conformer aux exigences de l’article 5 à la date d’entrée en vigueur du présent règlement.

#### ABROGATIONS

104. Le *Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*<sup>3</sup> est abrogé.

105. Le *Règlement sur la production et la rationalisation de l’exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*<sup>4</sup> est abrogé.

#### ENTRÉE EN VIGUEUR

106. Le présent règlement entre en vigueur le 31 décembre 2009.

<sup>3</sup> SOR/93-23

<sup>4</sup> SOR/95-103

<sup>3</sup> DORS/93-23

<sup>4</sup> DORS/95-103

**SCHEDULE**  
**(Section 98)**

**ANNEXE**  
**(article 98)**

SCHEDULE  
(Paragraphs 4(2)(a) and 6(2)(b))

ANNEXE  
(alinéas 4(2)a) et 6(2)b))

CERTIFICATION STANDARDS

NORMES DE CERTIFICATION

PART 1

PARTIE 1

PROVISIONS OF OIL AND GAS OCCUPATIONAL SAFETY  
AND HEALTH REGULATIONS

DISPOSITIONS DU RÈGLEMENT SUR LA SÉCURITÉ ET  
LA SANTÉ AU TRAVAIL (PÉTROLE ET GAZ)

- |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sections 3.2 to 3.11</li> <li>2. Section 5.1</li> <li>3. Section 6.3</li> <li>4. Sections 7.1 to 7.6</li> <li>5. Section 9.5</li> <li>6. Sections 9.11 and 9.12</li> <li>7. Subsection 9.14(1)</li> <li>8. Subsection 10.6(1)</li> <li>9. Sections 10.9 to 10.11</li> <li>10. Sections 10.14 to 10.16</li> <li>11. Section 10.18</li> <li>12. Sections 10.24 and 10.25</li> <li>13. Section 10.27</li> <li>14. Sections 10.35 to 10.37</li> <li>15. Subsection 10.38(1)</li> <li>16. Subsection 10.38(4)</li> <li>17. Section 11.7</li> <li>18. Section 11.9</li> <li>19. Section 13.11</li> <li>20. Subsection 13.16(4)</li> <li>21. Section 14.13</li> <li>22. Section 14.19</li> <li>23. Sections 15.3 to 15.5</li> <li>24. Sections 15.9 to 15.11</li> <li>25. Section 15.13</li> <li>26. Sections 15.21 and 15.22</li> <li>27. Section 15.44</li> <li>28. Subsections 15.47(1) and (2)</li> <li>29. Subsection 15.49(2)</li> <li>30. Section 15.50</li> <li>31. Section 17.13</li> <li>32. Paragraphs 17.14(b) and (c)</li> <li>33. Paragraph 17.14(e)</li> <li>34. Subparagraph 17.14(f)(i)</li> <li>35. Section 18.2</li> <li>36. Sections 18.6 to 18.8</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Articles 3.2 à 3.11</li> <li>2. Article 5.1</li> <li>3. Article 6.3</li> <li>4. Articles 7.1 à 7.6</li> <li>5. Article 9.5</li> <li>6. Articles 9.11 et 9.12</li> <li>7. Paragraphe 9.14(1)</li> <li>8. Paragraphe 10.6(1)</li> <li>9. Articles 10.9 à 10.11</li> <li>10. Articles 10.14 à 10.16</li> <li>11. Article 10.18</li> <li>12. Articles 10.24 et 10.25</li> <li>13. Article 10.27</li> <li>14. Articles 10.35 à 10.37</li> <li>15. Paragraphe 10.38(1)</li> <li>16. Paragraphe 10.38(4)</li> <li>17. Article 11.7</li> <li>18. Article 11.9</li> <li>19. Article 13.11</li> <li>20. Paragraphe 13.16(4)</li> <li>21. Article 14.13</li> <li>22. Article 14.19</li> <li>23. Articles 15.3 à 15.5</li> <li>24. Articles 15.9 à 15.11</li> <li>25. Article 15.13</li> <li>26. Articles 15.21 et 15.22</li> <li>27. Article 15.44</li> <li>28. Paragraphes 15.47(1) et (2)</li> <li>29. Paragraphe 15.49(2)</li> <li>30. Article 15.50</li> <li>31. Article 17.13</li> <li>32. Alinéas 17.14b) et c)</li> <li>33. Alinéa 17.14e)</li> <li>34. Sous-alinéa 17.14f)(i)</li> <li>35. Article 18.2</li> <li>36. Articles 18.6 à 18.8</li> </ol> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|



PART 2

PROVISIONS OF NEWFOUNDLAND OFFSHORE AREA  
PETROLEUM DIVING REGULATIONS

1. Paragraphs 9(5)(h) to (j)
2. Subsection 12(1)
3. Paragraph 12(2)(d)
4. Paragraph 12(2)(g)
5. Paragraph 12(2)(i)
6. Paragraphs 12(2)(k) to (p)
7. Section 13
8. Sections 14 to 17
9. Paragraph 18(a)
10. Paragraph 18(c)
11. Subsection 19(1)
12. Paragraph 19(2)(a)
13. Section 23
14. Paragraph 25(a)

PARTIE 2

DISPOSITIONS DU RÈGLEMENT SUR LES OPÉRATIONS  
DE PLONGÉE LIÉES AUX ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES  
ET GAZIÈRES DANS LA ZONE EXTRACÔTIÈRE  
DE TERRE-NEUVE

1. Alinéas 9(5)h) à j)
2. Paragraphe 12(1)
3. Alinéa 12(2)d)
4. Alinéa 12(2)g)
5. Alinéa 12(2)i)
6. Alinéas 12(2)k) à p)
7. Article 13
8. Articles 14 à 17
9. Alinéa 18a)
10. Alinéa 18c)
11. Paragraphe 19(1)
12. Alinéa 19(2)a)
13. Article 23
14. Alinéa 25a)

PART 3

PROVISIONS OF NEWFOUNDLAND OFFSHORE  
PETROLEUM DRILLING AND PRODUCTION  
REGULATIONS

1. Paragraph 5(2)(e), except in respect of support craft
2. Paragraph 19(i)
3. Paragraph 22(b)
4. Section 23
5. Section 25
6. Paragraph 26(b)
7. Sections 27 to 30
8. Sections 34 and 35
9. Subsection 36(1)
10. Section 37
11. Paragraphs 45(a) and (b)
12. Sections 47 and 48
13. Paragraphs 62(a) to (c)

PARTIE 3

DISPOSITIONS DU RÈGLEMENT SUR LE FORAGE ET LA  
PRODUCTION RELATIFS AUX HYDROCARBURES DANS  
LA ZONE EXTRACÔTIÈRE DE TERRE-NEUVE

1. Alinéa 5(2)e), à l'exception des véhicules de service
2. Alinéa 19i)
3. Alinéa 22b)
4. Article 23
5. Article 25
6. Alinéa 26b)
7. Articles 27 à 30
8. Articles 34 et 35
9. Paragraphe 36(1)
10. Article 37
11. Alinéas 45a) et b)
12. Articles 47 et 48
13. Alinéas 62a) à c)

**N.B. The Regulatory Impact Analysis Statement for these Regulations appears at page 2337, following SOR/2009-315.**

**N.B. Le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation de ce règlement se trouve à la page 2337, à la suite du DORS/2009-315.**

Registration

SOR/2009-317 November 26, 2009

CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM RESOURCES ACCORD IMPLEMENTATION ACT

**Nova Scotia Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations**

P.C. 2009-1892 November 26, 2009

Whereas, pursuant to subsection 154(1) of the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*<sup>a</sup>, a copy of the proposed *Nova Scotia Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations*, substantially in the annexed form, was published in the *Canada Gazette*, Part I on April 18, 2009 and interested persons were given an opportunity to make representations to the Minister of Natural Resources with respect to the proposed Regulations;

And whereas, pursuant to section 6 of that Act, the Minister of Natural Resources has consulted the Provincial Minister with respect to the proposed Regulations and the latter has given his approval for the making of those Regulations;

Therefore, Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Natural Resources, pursuant to subsection 153(1)<sup>b</sup> of the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*<sup>a</sup>, hereby makes the annexed *Nova Scotia Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations*.

**NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM DRILLING AND PRODUCTION REGULATIONS**

INTERPRETATION

1. (1) The following definitions apply in these Regulations.
- “abandoned”, in relation to a well, means a well or part of a well that has been permanently plugged. (*abandonné*)
- “Act” means the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*. (*Loi*)
- “artificial island” means a humanly constructed island to provide a site for the exploration and drilling, or the production, storage, transportation, distribution, measurement, processing or handling, of petroleum. (*île artificielle*)
- “authorization” means an authorization issued by the Board under paragraph 142(1)(b) of the Act. (*autorisation*)
- “barrier” means any fluid, plug or seal that prevents petroleum or any other fluid from flowing unintentionally from a well or from a formation into another formation. (*barrière*)
- “casing liner” means a casing that is suspended from a string of casing previously installed in a well and does not extend to the wellhead. (*tubage partiel*)

<sup>a</sup> S.C. 1988, c. 28

<sup>b</sup> S.C. 1992, c. 35, s. 101

Enregistrement

DORS/2009-317 Le 26 novembre 2009

LOI DE MISE EN ŒUVRE DE L'ACCORD CANADA — NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

**Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse**

C.P. 2009-1892 Le 26 novembre 2009

Attendu que, conformément au paragraphe 154(1) de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*<sup>a</sup>, le projet de règlement intitulé *Règlement sur le forage et la production pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*, conforme en substance au texte ci-après, a été publié dans la *Gazette du Canada* Partie I, le 18 avril 2009 et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard à la ministre des Ressources naturelles;

Attendu que, conformément à l'article 6 de cette loi, la ministre des Ressources naturelles a consulté son homologue provincial sur ce projet de règlement et que ce dernier a donné son approbation à la prise du règlement,

À ces causes, sur recommandation de la ministre des Ressources naturelles et en vertu du paragraphe 153(1)<sup>b</sup> de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*<sup>a</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*, ci-après.

**RÈGLEMENT SUR LE FORAGE ET LA PRODUCTION RELATIFS AUX HYDROCARBURES DANS LA ZONE EXTRACÔTIÈRE DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE**

DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1. (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.
- « abandonné » Se dit d'un puits ou d'une partie d'un puits qui a été obturé de façon permanente. (*abandoned*)
- « approbation relative à un puits » Approbation accordée par l'Office en vertu de l'article 13. (*well approval*)
- « autorisation » Autorisation délivrée par l'Office en vertu de l'alinéa 142(1)(b) de la Loi. (*authorization*)
- « barrière » Tout fluide, bouchon ou autre dispositif d'étanchéité qui empêche des hydrocarbures ou tout autre fluide de s'écouler accidentellement soit d'une formation à une autre soit d'un puits. (*barrier*)
- « blessure entraînant une perte de temps de travail » Blessure qui empêche un employé de se présenter au travail ou de s'acquitter efficacement de toutes les fonctions liées à son travail habituel les jours suivant le jour de l'accident, qu'il s'agisse ou non de jours ouvrables pour lui. (*lost or restricted workday injury*)

<sup>a</sup> L.C. 1988, ch. 28

<sup>b</sup> L.C. 1992, ch. 35, art. 101

- “commingled production” means production of petroleum from more than one pool or zone through a common well-bore or flow line without separate measurement of the production from each pool or zone. (*production mélangée*)
- “completed”, in relation to a well, means a well that is prepared for production or injection operations. (*complété*)
- “completion interval” means a section within a well that is prepared to permit the
- (a) production of fluids from the well;
  - (b) observation of the performance of a reservoir; or
  - (c) injection of fluids into the well. (*intervalle de complétion*)
- “conductor casing” means the casing that is installed in a well to facilitate drilling of the hole for the surface casing. (*tubage initial*)
- “drilling program” means the program for the drilling of one or more wells within a specified area and time using one or more drilling installations and includes any work or activity related to the program. (*programme de forage*)
- “environmental protection plan” means the environmental protection plan submitted to the Board under section 6. (*plan de protection de l’environnement*)
- “flow allocation procedure” means the procedure to
- (a) allocate total measured quantities of petroleum and water produced from or injected into a pool or zone back to individual wells in a pool or zone where individual well production or injection is not measured separately; and
  - (b) allocate production to fields that are using a common storage or processing facility. (*méthode de répartition du débit*)
- “flow calculation procedure” means the procedure to be used to convert raw meter output to a measured quantity of petroleum or water. (*méthode de calcul du débit*)
- “flow system” means the flow meters, auxiliary equipment attached to the flow meters, fluid sampling devices, production test equipment, the master meter and meter prover used to measure and record the rate and volumes at which fluids are
- (a) produced from or injected into a pool;
  - (b) used as a fuel;
  - (c) used for artificial lift; or
  - (d) flared or transferred from a production installation. (*système d’écoulement*)
- “fluid” means gas, liquid or a combination of the two. (*fluide*)
- “formation flow test” means an operation
- (a) to induce the flow of formation fluids to the surface of a well to procure reservoir fluid samples and determine reservoir flow characteristics; or
  - (b) to inject fluids into a formation to evaluate injectivity. (*essai d’écoulement de formation*)
- “incident” means
- (a) any event that causes
    - (i) a lost or restricted workday injury,
    - (ii) death,
    - (iii) fire or explosion,
    - (iv) a loss of containment of any fluid from a well,
    - (v) an imminent threat to the safety of a person, installation or support craft, or
    - (vi) pollution;
  - (b) any event that results in a missing person; or
  - (c) any event that causes
    - « blessure sans gravité » Lésion professionnelle, autre qu’une blessure entraînant une perte de temps de travail, qui fait l’objet d’un traitement médical ou de premiers soins. (*minor injury*)
    - « câble » Câble renfermant un fil conducteur et servant à la manœuvre d’instruments de sondage ou d’autres outils dans un puits. (*wire line*)
    - « câble lisse » Câble en acier monobrin servant à la manœuvre d’outils dans un puits. (*slick line*)
    - « cessation » S’entend de l’abandon, de la complétion, ou de la suspension de l’exploitation d’un puits. (*termination*)
    - « complété » Se dit d’un puits qui a été préparé en vue de travaux de production ou d’injection. (*completed*)
    - « conditions environnementales » Conditions météorologiques, océanographiques et conditions connexes, notamment l’état des glaces, qui peuvent influencer sur les activités visées par l’autorisation. (*physical environmental conditions*)
    - « contrôle d’un puits » Contrôle de la circulation des fluides qui pénètrent dans un puits ou en sortent. (*well control*)
    - « couche » Couche ou séquence de couches, y compris, pour l’application de la définition de « production mélangée », de l’article 7, du paragraphe 61(2), des articles 64 à 66 et 74, du paragraphe 83(2) et de l’article 86, toute couche désignée comme telle par l’Office en vertu de l’article 4. (*zone*)
    - « date de libération de l’appareil de forage » Date à laquelle un appareil de forage a exécuté des travaux pour la dernière fois dans un puits. (*rig release date*)
    - « déchets » Détritus, 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 et les déblais de forage usés ou excédentaires, ainsi que l’eau produite. (*waste material*)
    - « essai au prorata » Essai effectué dans un puits d’exploitation visé par un plan de mise en valeur pour en mesurer le débit des fluides produits à des fins de répartition. (*proration test*)
    - « essai d’écoulement de formation » Opération visant, selon le cas :
      - a) à provoquer l’écoulement des fluides de formation vers la surface d’un puits afin d’obtenir des échantillons des fluides du réservoir et de déterminer les caractéristiques de l’écoulement de celui-ci;
      - b) à injecter des fluides dans une formation afin d’évaluer l’injectivité. (*formation flow test*)
    - « exploitant » Personne qui est titulaire à la fois d’un permis de travaux délivré en vertu de l’alinéa 142(1)a) de la Loi et d’une autorisation. (*operator*)
    - « fluide » Gaz, liquide ou combinaison des deux. (*fluid*)
    - « fond marin » Partie de la croûte terrestre formant le fond des océans. (*seafloor*)
    - « île artificielle » Île construite de toutes pièces afin de servir d’emplacement pour la prospection et le forage, ou pour la production, le stockage, le transport, la distribution, la mesure, le traitement ou la manutention des hydrocarbures. (*artificial island*)
    - « incident »
      - a) Événement qui entraîne l’une ou l’autre des situations suivantes :
        - (i) une blessure entraînant une perte de temps de travail,
        - (ii) une perte de vie,
        - (iii) un incendie ou une explosion,

- (i) the impairment of any structure, facility, equipment or system critical to the safety of persons, an installation or support craft, or
- (ii) the impairment of any structure, facility, equipment or system critical to environmental protection. (*incident*)
- “lost or restricted workday injury” means an injury that prevents an employee from reporting for work or from effectively performing all the duties connected with the employee’s regular work on any day subsequent to the day on which the injury occurred whether or not that subsequent day is a working day for that employee. (*blessure entraînant une perte de temps de travail*)
- “minor injury” means an employment injury for which medical treatment or first aid is provided and excludes a lost or restricted workday injury. (*blessure sans gravité*)
- “multi-pool well” means a well that is completed in more than one pool. (*puits à gisements multiples*)
- “natural environment” means the physical and biological environment. (*milieu naturel*)
- “near-miss” means an event that would likely cause an event set out in paragraph (a) of the definition of “incident”, but does not due to particular circumstances. (*quasi-incident*)
- “operator” means a person that holds an operating licence under paragraph 142(1)(a) of the Act and an authorization. (*exploitant*)
- “physical environmental conditions” means the meteorological, oceanographic and related physical conditions, including ice conditions, that might affect a work or activity that is subject to an authorization. (*conditions environnementales*)
- “pollution” means the introduction into the natural environment of any substance or form of energy outside the limits applicable to the activity that is subject to an authorization, including spills. (*pollution*)
- “production control system” means the system provided to control the operation of, and monitor the status of, equipment for the production of petroleum, and includes the installation and workover control system. (*système de contrôle de la production*)
- “production project” means an undertaking for the purpose of developing a production site on, or producing petroleum from, a pool or field, and includes any work or activity related to the undertaking. (*projet de production*)
- “proration test” means, in respect of a development well to which a development plan applies, a test conducted to measure the rates at which fluids are produced from the well for allocation purposes. (*essai au prorata*)
- “recovery” means the recovery of petroleum under reasonably foreseeable economic and operational conditions. (*récupération*)
- “relief well” means a well drilled to assist in controlling a blow-out in an existing well. (*puits de secours*)
- “rig release date” means the date on which a rig last conducted well operations. (*date de libération de l’appareil de forage*)
- “safety plan” means the safety plan submitted to the Board under section 6. (*plan de sécurité*)
- “seafloor” means the surface of all that portion of land under the sea. (*fond marin*)
- “slick line” means a single steel cable used to run tools in a well. (*câble lisse*)
- “support craft” means a vessel, vehicle, aircraft, standby vessel or other craft used to provide transportation for or assistance to persons on the site where a work or activity is conducted. (*véhicule de service*)
- (iv) une défaillance du confinement d’un fluide provenant d’un puits,
- (v) une menace imminente à la sécurité d’une personne, d’une installation ou d’un véhicule de service,
- (vi) de la pollution;
- b) événement à la suite duquel une personne est portée disparue;
- c) événement qui nuit :
- (i) soit au fonctionnement d’une structure, de matériel, d’un équipement ou d’un système essentiel au maintien de la sécurité des personnes ou de l’intégrité d’une installation ou d’un véhicule de service,
- (ii) soit au fonctionnement d’une structure, de matériel, d’un équipement ou d’un système essentiel à la protection de l’environnement. (*incident*)
- « intervalle de complétion » Section aménagée dans un puits en vue de l’une des activités suivantes :
- a) la production de fluides à partir du puits;
- b) l’observation du rendement d’un réservoir;
- c) l’injection de fluides dans le puits. (*completion interval*)
- « Loi » La *Loi de mise en œuvre de l’Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*. (*Act*)
- « méthode de calcul du débit » Méthode utilisée pour convertir le débit brut d’un compteur en une quantité mesurée d’hydrocarbures ou d’eau. (*flow calculation procedure*)
- « méthode de répartition du débit » Méthode servant à :
- a) répartir les quantités mesurées totales d’hydrocarbures et d’eau qui sont produits par un gisement ou une couche ou y sont injectés, entre les différents puits faisant partie d’un gisement ou d’une couche où la production ou l’injection n’est pas mesurée séparément pour chaque puits;
- b) répartir la production entre les champs où le stockage ou le traitement se fait dans une installation commune. (*flow allocation procedure*)
- « milieu naturel » Milieu physique et biologique. (*natural environment*)
- « plan de protection de l’environnement » Plan de protection de l’environnement remis à l’Office conformément à l’article 6. (*environmental protection plan*)
- « plan de sécurité » Plan en matière de sécurité remis à l’Office conformément à l’article 6. (*safety plan*)
- « pollution » 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 rejets. (*pollution*)
- « production mélangée » Production d’hydrocarbures provenant de plusieurs gisements ou couches et circulant dans la même conduite ou dans le même trou de sonde, sans mesurage distinct de la production de chaque gisement ou couche. (*commingled production*)
- « programme de forage » Programme relatif au forage d’un ou de plusieurs puits, dans une région donnée et au cours d’une période déterminée, au moyen d’une ou de plusieurs installations de forage. Y sont assimilées les activités connexes au programme. (*drilling program*)
- « projet de production » Projet visant la mise en valeur d’un emplacement de production ou la production d’hydrocarbures à partir d’un champ ou d’un gisement, y compris les activités connexes au projet. (*production project*)
- « puits à gisements multiples » Puits complété dans plus d’un gisement. (*multi-pool well*)

“surface casing” means the casing that is installed in a well to a sufficient depth, in a competent formation, to establish well control for the continuation of the drilling operations. (*tubage de surface*)

“suspended”, in relation to a well or part of a well, means a well or part of a well in which drilling or production operations have temporarily ceased. (*suspension de l’exploitation*)

“termination” means the abandonment, completion or suspension of a well’s operations. (*cessation*)

“waste material” means any garbage, refuse, sewage or waste well fluids or any other useless material that is generated during drilling, well or production operations, including used or surplus drilling fluid and drill cuttings and produced water. (*déchets*)

“well approval” means the approval granted by the Board under section 13. (*approbation relative à un puits*)

“well-bore” means the hole drilled by a bit in order to make a well. (*trou de sonde*)

“well control” means the control of the movement of fluids into or from a well. (*contrôle d’un puits*)

“well operation” means the operation of drilling, completion, recompletion, intervention, re-entry, workover, suspension or abandonment of a well. (*travaux relatifs à un puits*)

“wire line” means a line that contains a conductor wire and that is used to run survey instruments or other tools in a well. (*câble*)

“workover” means an operation on a completed well that requires removal of the Christmas tree or the tubing. (*reconditionnement*)

“zone” means any stratum or any sequence of strata and includes, for the purposes of the definition “commingled production”, section 7, subsection 61(2), sections 64 to 66 and 74, subsection 83(2) and section 86, a zone that has been designated as such by the Board under section 4. (*couche*)

(2) In these Regulations, “delineation well”, “development well” and “exploratory well” have the same meaning as in subsection 122(1) of the Act.

(3) In these Regulations, “drilling installation”, “drilling rig”, “drilling unit”, “drill site”, “installation”, “production installation”, “production operation”, “production site” and “subsea production system” have the same meaning as in subsection 2(1) of the *Nova Scotia Offshore Petroleum Installations Regulations*.

« puits de secours » Puits foré pour aider à contrôler l’éruption d’un puits existant. (*relief well*)

« quasi-incident » Événement qui serait susceptible d’entraîner une des situations visées à l’alinéa a) de la définition de « incident » mais qui, en raison de circonstances particulières, n’en entraîne pas. (*near-miss*)

« reconditionnement » Opération pratiquée sur un puits complété et exigeant le retrait de la tête d’éruption ou du tube. (*workover*)

« récupération » Récupération d’hydrocarbures dans des conditions économiques et opérationnelles normalement prévisibles. (*recovery*)

« suspension de l’exploitation » S’agissant d’un puits ou d’une partie d’un puits, interruption temporaire des activités de forage ou des travaux de production. (*suspended*)

« système de contrôle de la production » Système servant au contrôle du fonctionnement de l’équipement de production d’hydrocarbures et à la surveillance de son état, y compris le système de régulation de l’installation et du reconditionnement. (*production control system*)

« système d’écoulement » Les débitmètres et l’équipement auxiliaire qui y est fixé, les dispositifs d’échantillonnage de fluides, l’équipement pour les essais de production, le compteur principal et le compteur étalon servant à mesurer et à enregistrer le débit et le volume des fluides qui, selon le cas :

- a) sont produits par un gisement ou y sont injectés;
- b) sont utilisés comme combustibles;
- c) sont utilisés pour l’ascension artificielle;
- d) sont brûlés à la torche ou transférés d’une installation de production. (*flow system*)

« travaux relatifs à un puits » Travaux liés au forage, à la complé- tion, à la remise en production, au reconditionnement, à la sus- pension de l’exploitation, à l’abandon ou à la rentrée d’un puits ou à l’intervention dans un puits. (*well operation*)

« trou de sonde » Trou foré au moyen d’un trépan pour le creu- sage d’un puits. (*well-bore*)

« tubage de surface » Tubage installé assez profondément dans un puits, dans une formation compétente, pour assurer le contrôle du puits en vue de la poursuite des travaux de forage. (*surface casing*)

« tubage initial » Tubage installé dans un puits pour faciliter le forage du trou dans lequel sera introduit le tubage de surface. (*conductor casing*)

« tubage partiel » Tubage suspendu à un train de tubage installé antérieurement dans un puits et qui n’atteint pas la tête du puits. (*casing liner*)

« véhicule de service » Navire, véhicule, aéronef, navire de se- cours ou autre moyen de transport ou d’aide destiné aux per- sonnes se trouvant à un emplacement où sont menées des acti- vités. (*support craft*)

(2) Dans le présent règlement, « puits de délimitation », « puits d’exploitation » et « puits d’exploration » s’entendent au sens du paragraphe 122(1) de la Loi.

(3) Dans le présent règlement, « appareil de forage », « emplac- ement de forage », « emplacement de production », « installa- tion », « installation de forage », « installation de production », « système de production sous-marin », « travaux de production » et « unité de forage » s’entendent au sens du paragraphe 2(1) du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*.

(4) The following definitions apply for the purposes of paragraph 142(4)(c) of the Act:

“production facility” means equipment for the production of petroleum located at a production site, including separation, treating and processing facilities, equipment and facilities used in support of production operations, landing areas, heliports, storage areas or tanks and dependent personnel accommodations, but not including any associated platform, artificial island, subsea production system, drilling equipment or diving system. (*matériel de production*)

“production platform” means a production facility and any associated platform, artificial island, subsea production system, offshore loading system, drilling equipment, facilities related to marine activities and dependent diving system. (*plate-forme de production*)

(5) For the purpose of section 198.2 of the Act, any installation is prescribed as an installation.

## PART 1

### BOARD’S POWERS

#### SPACING

**2.** The Board is authorized to make orders respecting the allocation of areas, including the determination of the size of spacing units and the well production rates for the purpose of drilling for or producing petroleum and to exercise any powers and perform any duties that may be necessary for the management and control of petroleum production.

#### NAMES AND DESIGNATIONS

**3.** The Board may give a name, classification or status to any well and may change that name, classification or status.

**4.** The Board may also

- (a) designate a zone for the purposes of these Regulations;
- (b) give a name to a pool or field; and
- (c) define the boundaries of a pool, zone or field for the purpose of identifying it.

## PART 2

### MANAGEMENT SYSTEM, APPLICATION FOR AUTHORIZATION AND WELL APPROVALS

#### MANAGEMENT SYSTEM

**5.** (1) The applicant for an authorization shall develop an effective management system that integrates operations and technical systems with the management of financial and human resources to ensure compliance with the Act and these Regulations.

(2) The management system shall include

- (a) the policies on which the system is based;

(4) Les définitions qui suivent s’appliquent à l’alinéa 142(4)c) de la Loi.

« matériel de production » Équipement de production d’hydrocarbures se trouvant à l’emplacement de production, y compris le matériel de séparation, de traitement et de transformation, les équipements et le matériel utilisés à l’appui des travaux de production, les aires d’atterrissage, les héliports, les aires ou les réservoirs de stockage et les logements du personnel connexes. La présente définition exclut toute plate-forme, toute île artificielle, tout système de production sous-marin, tout équipement de forage et tout système de plongée connexes. (*production facility*)

« plate-forme de production » S’entend de tout matériel de production, ainsi que de tout système de production sous-marin, plate-forme, île artificielle, système de chargement extracôtier, équipement de forage, matériel lié aux activités maritimes et système de plongée non autonome connexes. (*production platform*)

(5) Pour l’application de l’article 198.2 de la Loi, toute installation est une installation désignée.

## PARTIE 1

### POUVOIRS DE L’OFFICE

#### ESPACEMENT

**2.** L’Office est autorisé à rendre des ordonnances concernant l’attribution de secteurs, notamment en ce qui a trait à la dimension des unités d’espacement et au taux de production des puits aux fins de forage ou de production d’hydrocarbures, et à exercer les attributions nécessaires à la gestion et au contrôle de la production d’hydrocarbures.

#### NOMS ET DÉSIGNATIONS

**3.** L’Office peut attribuer un nom, une classe ou un statut à un puits et les modifier.

**4.** L’Office peut en outre :

- a) désigner comme telle une couche pour l’application du présent règlement;
- b) attribuer un nom à un gisement ou à un champ;
- c) définir les limites d’un gisement, d’une couche ou d’un champ à des fins d’identification.

## PARTIE 2

### SYSTÈME DE GESTION, DEMANDE D’AUTORISATION ET APPROBATIONS RELATIVES À UN PUIT

#### SYSTÈME DE GESTION

**5.** (1) La personne qui demande une autorisation est tenue d’élaborer un système de gestion efficace qui intègre les systèmes opérationnels et techniques et la gestion des ressources humaines et financières pour assurer l’observation de la Loi et du présent règlement.

(2) Le système de gestion doit comprendre :

- a) un énoncé des politiques qui en constituent le fondement;

- (b) the processes for setting goals for the improvement of safety, environmental protection and waste prevention;
- (c) the processes for identifying hazards and for evaluating and managing the associated risks;
- (d) the processes for ensuring that personnel are trained and competent to perform their duties;
- (e) the processes for ensuring and maintaining the integrity of all facilities, structures, installations, support craft and equipment necessary to ensure safety, environmental protection and waste prevention;
- (f) the processes for the internal reporting and analysis of hazards, minor injuries, incidents and near-misses and for taking corrective actions to prevent their recurrence;
- (g) the documents describing all management system processes and the processes for making personnel aware of their roles and responsibilities with respect to them;
- (h) the processes for ensuring that all documents associated with the system are current, valid and have been approved by the appropriate level of authority;
- (i) the processes for conducting periodic reviews or audits of the system and for taking corrective actions if reviews or audits identify areas of non-conformance with the system and opportunities for improvement;
- (j) the arrangements for coordinating the management and operations of the proposed work or activity among the owner of the installation, the contractors, the operator and others, as applicable; and
- (k) the name and position of the person accountable for the establishment and maintenance of the system and of the person responsible for implementing it.

(3) The management system documentation shall be controlled and set out in a logical and systematic fashion to allow for ease of understanding and efficient implementation.

(4) The management system shall correspond to the size, nature and complexity of the operations and activities, hazards and risks associated with the operations.

#### APPLICATION FOR AUTHORIZATION

- 6.** The application for authorization shall be accompanied by
- (a) a description of the scope of the proposed activities;
  - (b) an execution plan and schedule for undertaking those activities;
  - (c) a safety plan that meets the requirements of section 8;
  - (d) an environmental protection plan that meets the requirements of section 9;
  - (e) information on any proposed flaring or venting of gas, including the rationale and the estimated rate, quantity and period of the flaring or venting;
  - (f) information on any proposed burning of oil, including the rationale and the estimated quantity of oil proposed to be burned;
  - (g) in the case of a drilling installation, a description of the drilling and well control equipment;

- b) des processus permettant de fixer des objectifs en vue d'améliorer la sécurité, la protection de l'environnement et la prévention du gaspillage;
- c) des processus permettant de repérer les dangers et d'évaluer et maîtriser les risques connexes;
- d) des processus permettant de veiller à ce que les membres du personnel soient formés et disposent des compétences nécessaires pour remplir leurs fonctions;
- e) des processus permettant de garantir et de préserver l'intégrité du matériel, des structures, des installations, des véhicules de service et des équipements nécessaires à la sécurité, à la protection de l'environnement et à la prévention du gaspillage;
- f) des processus permettant de signaler à l'interne et d'analyser les dangers, les blessures sans gravité, les incidents et les quasi-accidents, et de prendre des mesures correctives pour empêcher que ceux-ci ne se reproduisent;
- g) des documents exposant tous les processus du système de gestion et les processus visant à faire connaître aux membres du personnel leurs rôles et leurs responsabilités à cet égard;
- h) des processus permettant de veiller à ce que tous les documents relatifs au système soient à jour, valides et approuvés par le niveau décisionnel compétent;
- i) des processus permettant d'effectuer des examens ou des vérifications périodiques du système et d'appliquer des mesures correctives lorsque les examens ou vérifications révèlent des manquements au système de gestion et des domaines susceptibles d'amélioration;
- j) des dispositions concernant la coordination des fonctions de gestion et d'exploitation de l'activité projetée, entre le propriétaire de l'installation, les entrepreneurs, l'exploitant et les autres parties, selon le cas;
- k) le nom et le titre du poste de la personne qui doit répondre de l'élaboration et de la tenue du système de gestion et de la personne chargée de sa mise en œuvre.

(3) La documentation relative au système de gestion doit être contrôlée et présentée d'une manière logique et systématique pour en faciliter la compréhension et pour assurer l'application efficace du système.

(4) Le système de gestion doit être adapté à l'importance, à la nature et à la complexité des travaux et des activités, ainsi que des dangers et risques connexes.

#### DEMANDE D'AUTORISATION

- 6.** La demande d'autorisation est accompagnée des documents et renseignements suivants :
- a) la description de l'étendue des activités projetées;
  - b) un plan de mise en œuvre et un calendrier des activités projetées;
  - c) un plan de sécurité qui répond aux exigences de l'article 8;
  - d) un plan de protection de l'environnement qui répond aux exigences de l'article 9;
  - e) des renseignements sur le brûlage de gaz à la torche ou le rejet de gaz dans l'atmosphère qui sont prévus, y compris la raison du brûlage ou du rejet et une estimation du taux de rejet, des quantités de gaz qu'il est prévu de brûler ou de rejeter et de la période de temps au cours de laquelle le brûlage ou le rejet aura lieu;
  - f) des renseignements sur le brûlage de pétrole prévu, y compris la raison du brûlage et une estimation des quantités qu'il est prévu de brûler;

(h) in the case of a production installation, a description of the processing facilities and control system;

(i) in the case of a production project, a field data acquisition program that allows sufficient pool pressure measurements, fluid samples, cased hole logs and formation flow tests for a comprehensive assessment of the performance of development wells, pool depletion schemes and the field;

(j) contingency plans, including emergency response procedures, to mitigate the effects of any reasonably foreseeable event that might compromise safety or environmental protection, which shall

(i) provide for coordination measures with any relevant municipal, provincial, territorial or federal emergency response plan, and

(ii) in an area where oil is reasonably expected to be encountered, identify the scope and frequency of the field practice exercise of oil spill countermeasures; and

(k) a description of the decommissioning and abandonment of the site, including methods for restoration of the site after its abandonment.

**7.** (1) If the application for authorization covers a production installation, the applicant shall also submit to the Board for its approval the flow system, the flow calculation procedure and the flow allocation procedure that will be used to conduct the measurements referred to in Part 7.

(2) The Board shall approve the flow system, the flow calculation procedure and the flow allocation procedure if the applicant demonstrates that the system and procedures facilitate reasonably accurate measurements and allocate, on a pool or zone basis, the production from and injection into individual wells.

**8.** The safety plan shall set out the procedures, practices, resources, sequence of key safety-related activities and monitoring measures necessary to ensure the safety of the proposed work or activity and shall include

(a) a summary of and references to the management system that demonstrate how it will be applied to the proposed work or activity and how the duties set out in these Regulations with regard to safety will be fulfilled;

(b) a summary of the studies undertaken to identify hazards and to evaluate safety risks related to the proposed work or activity;

(c) a description of the hazards that were identified and the results of the risk evaluation;

(d) a summary of the measures to avoid, prevent, reduce and manage safety risks;

(e) a list of all facilities, structures, equipment and systems critical to safety and a summary of the system in place for their inspection, testing and maintenance;

(f) a description of the organizational structure for the proposed work or activity and the command structure on the installation, which clearly explains

(i) their relationship to each other, and

(ii) the contact information and position of the person accountable for the safety plan and of the person responsible for implementing it;

g) dans le cas d'une installation de forage, la description de l'équipement de forage et de contrôle des puits;

h) dans le cas d'une installation de production, la description du matériel de transformation et du système de contrôle;

i) dans le cas d'un projet de production, un programme d'acquisition des données relatives au champ, élaboré de manière à permettre l'obtention des mesures de la pression du gisement, des échantillons de fluide, des diagraphies en puits tubé et des essais d'écoulement de formation du puits nécessaires à une évaluation complète de la performance des puits d'exploitation, des scénarios d'épuisement du gisement et du champ;

j) des plans d'urgence, y compris des procédures d'intervention d'urgence, en vue de réduire les conséquences de tout événement normalement prévisible qui pourrait compromettre la sécurité ou la protection de l'environnement, lesquels doivent :

(i) prévoir des mesures permettant leur coordination avec tout plan d'intervention d'urgence municipal, provincial, territorial ou fédéral pertinent,

(ii) dans une région où du pétrole peut vraisemblablement être découvert, préciser l'étendue et la fréquence des exercices d'intervention en cas de rejet de pétrole;

k) une description des procédures de désaffectation et d'abandon du site, y compris les méthodes de rétablissement du site après l'abandon.

**7.** (1) Si la demande d'autorisation vise une installation de production, le demandeur soumet aussi à l'approbation de l'Office le système d'écoulement et les méthodes de calcul et de répartition du débit qui seront utilisés pour effectuer le mesurage prévu à la partie 7.

(2) L'Office approuve le système d'écoulement et les méthodes de calcul et de répartition du débit si le demandeur établit qu'ils permettent de déterminer de façon suffisamment précise les mesures et répartit, par gisement ou couche, la production et l'injection pour chaque puits.

**8.** Le plan de sécurité doit prévoir les procédures, les pratiques, les ressources, la séquence des principales activités en matière de sécurité et les mesures de surveillance nécessaires pour assurer la sécurité des activités projetées et doit en outre comporter :

a) un résumé du système de gestion et les renvois à celui-ci qui démontrent sa mise en œuvre pendant le déroulement des activités projetées et comment le système de gestion permettra de se conformer aux obligations prévues par le présent règlement en matière de sécurité;

b) un résumé des études réalisées pour cerner les dangers et évaluer les risques pour la sécurité liés aux activités projetées;

c) la description des dangers cernés et les résultats de l'évaluation des risques;

d) un résumé des mesures pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques pour la sécurité;

e) une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes qui sont essentiels à la sécurité, ainsi qu'un résumé du système en place pour veiller à leur inspection, essai et entretien;

f) une description de la structure organisationnelle relative à l'exécution des activités projetées et de la structure de commandement de l'installation, qui indique clairement :

(i) le lien entre les deux structures,

(ii) le titre du poste et les coordonnées de la personne qui répond du plan de sécurité et de la personne chargée de sa mise en œuvre;



(g) if the possibility of pack sea ice or drifting icebergs exists at the drill or production site, the measures to address the protection of the installation, including systems for ice detection, surveillance, data collection, reporting, forecasting and, if appropriate, ice avoidance or deflection; and

(h) a description of the arrangements for monitoring compliance with the plan and for measuring performance in relation to its objectives.

**9.** The environmental protection plan shall set out the procedures, practices, resources and monitoring necessary to manage hazards to and protect the environment from the proposed work or activity and shall include

(a) a summary of and references to the management system that demonstrate how it will be applied to the proposed work or activity and how the duties set out in these Regulations with regard to environmental protection will be fulfilled;

(b) a summary of the studies undertaken to identify environmental hazards and to evaluate environmental risks relating to the proposed work or activity;

(c) a description of the hazards that were identified and the results of the risk evaluation;

(d) a summary of the measures to avoid, prevent, reduce and manage environmental risks;

(e) a list of all structures, facilities, equipment and systems critical to environmental protection and a summary of the system in place for their inspection, testing and maintenance;

(f) a description of the organizational structure for the proposed work or activity and the command structure on the installation, which clearly explains

(i) their relationship to each other, and

(ii) the contact information and position of the person accountable for the environmental protection plan and the person responsible for implementing it;

(g) the procedures for the selection, evaluation and use of chemical substances including process chemicals and drilling fluid ingredients;

(h) a description of equipment and procedures for the treatment, handling and disposal of waste material;

(i) a description of all discharge streams and limits for any discharge into the natural environment including any waste material;

(j) a description of the system for monitoring compliance with the discharge limits identified in paragraph (i), including the sampling and analytical program to determine if those discharges are within the specified limits; and

(k) a description of the arrangements for monitoring compliance with the plan and for measuring performance in relation to its objectives.

#### WELL APPROVAL

**10.** (1) Subject to subsection (2), an operator who intends to drill, re-enter, work over, complete or recomplete a well or suspend or abandon a well or part of a well shall obtain a well approval.

g) s'il risque d'y avoir des banquises marines ou des icebergs flottants sur les lieux de forage ou de production, les mesures prévues pour assurer la protection de l'installation, y compris les systèmes de détection et de surveillance des glaces, de collecte des données, de signalement et de prévision et, s'il y a lieu, d'évitement ou de déviation des glaces;

h) une description des mécanismes de surveillance nécessaires pour veiller à ce que le plan soit mis en œuvre et pour évaluer le rendement au regard de ses objectifs.

**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 :

a) un résumé du système de gestion et les renvois à celui-ci qui démontrent sa mise en œuvre pendant le déroulement des activités projetées et comment le système de gestion permettra de se conformer aux obligations prévues par le présent règlement en matière de protection de l'environnement;

b) un résumé des études réalisées pour cerner les dangers pour l'environnement et évaluer les risques pour l'environnement liés aux activités projetées;

c) une description des dangers cernés et les résultats de l'évaluation des risques;

d) un résumé des mesures prévues pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques pour l'environnement;

e) une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la protection de l'environnement, ainsi qu'un résumé du système en place pour leur inspection, essai et entretien;

f) une description de la structure organisationnelle relative à l'exécution des activités projetées et de la structure de commandement de l'installation, qui indique clairement :

(i) le lien entre les deux structures,

(ii) le titre du poste et les coordonnées de la personne qui répond du plan de protection de l'environnement et de la personne chargée de sa mise en œuvre;

g) les procédures de sélection, d'évaluation et d'utilisation des substances chimiques, y compris les produits chimiques utilisés pour les procédés et les fluides de forage;

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 l'évacuation des déchets;

j) une description du système de contrôle des limites d'évacuation visées à l'alinéa h), y compris le programme d'échantillonnage et d'analyse servant à vérifier si les limites sont respectées;

k) une description des mesures prises pour contrôler la conformité au plan et en évaluer le rendement au regard de ses objectifs.

#### APPROBATION RELATIVE AU PUIT

**10.** (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant qui a l'intention de procéder, à l'égard d'un puits ou d'une partie de puits, à des travaux de forage, de rentrée, de reconditionnement, de complétion, de remise en production, de suspension de l'exploitation ou d'abandon doit avoir reçu l'approbation afférente.

(2) A well approval is not necessary to conduct a wire line, slick line or coiled tubing operation through a Christmas tree located above sea level if

- (a) the work does not alter the completion interval or is not expected to adversely affect recovery; and
- (b) the equipment, operating procedures and qualified persons exist to conduct the wire line, slick line or coiled tubing operations as set out in the authorization.

**11.** If the well approval sought is to drill a well, the application shall contain

- (a) a comprehensive description of the drilling program; and
- (b) a well data acquisition program that allows for the collection of sufficient cutting and fluid samples, logs, conventional cores, sidewall cores, pressure measurements and formation flow tests, analyses and surveys to enable a comprehensive geological and reservoir evaluation to be made.

**12.** The application shall contain

- (a) if the well approval sought is to re-enter, work over, complete or recomplete a well or suspend or abandon a well or part of it, a detailed description of that well, the proposed work or activity and the rationale for conducting it;
- (b) if the well approval sought is to complete a well, in addition to the information required under paragraph (a), information that demonstrates that section 46 will be complied with; and
- (c) if the well approval sought is to suspend a well or part of it, in addition to the information required under paragraph (a), an indication of the period within which the suspended well or part of it will be abandoned or completed.

**13.** The Board shall grant the well approval if the operator demonstrates that the work or activity will be conducted safely, without waste and without pollution, in compliance with these Regulations.

SUSPENSION AND REVOCATION OF A WELL APPROVAL

**14.** (1) The Board may suspend the well approval if

- (a) the operator fails to comply with the approval and the work or activity cannot be conducted safely, without waste or without pollution;
- (b) the safety of the work or activity becomes uncertain because
  - (i) the level of performance of the installation or service equipment, any ancillary equipment or any support craft is demonstrably less than the level of performance indicated in the application, or
  - (ii) the physical environmental conditions encountered in the area of the activity for which the well approval was granted are more severe than the equipment's operating limits as specified by the manufacturer; or
- (c) the operator fails to comply with the approvals issued under subsection 7(2), 52(4) or 66(2).

(2) The Board may revoke the well approval if the operator fails to remedy the situation causing the suspension within 120 days after the date of that suspension.

(2) Aucune approbation n'est nécessaire pour exécuter des travaux par câble, par câble lisse ou par tube de production concentrique au moyen d'une tête d'éruption installée au-dessus du niveau de la mer, si les conditions suivantes sont réunies :

- a) les travaux exécutés ne modifient pas l'état d'un intervalle de complétion ou ne devraient pas nuire à la récupération;
- b) l'équipement, les marches à suivre et les qualifications du personnel effectuant le travail sont conformes à l'autorisation.

**11.** La demande d'approbation relative à un puits qui vise le forage contient :

- a) une description complète du programme de forage;
- b) un programme d'acquisition de données relatives au puits élaboré de manière à permettre l'obtention des échantillons de déblais et de fluide, des diagraphies, des carottes classiques, des carottes latérales, des mesures de pression, des essais d'écoulement de formation, des analyses et des levés nécessaires à une évaluation complète de la géologie et du réservoir.

**12.** La demande d'approbation relative à un puits qui vise les travaux ci-après contient :

- a) s'agissant d'une rentrée ou de travaux de reconditionnement, de complétion, de remise en production, de suspension de l'exploitation ou d'abandon visant un puits ou une partie d'un puits, une description détaillée du puits ou de la partie, de l'activité projetée et de son but;
- b) s'agissant de la complétion d'un puits, outre les renseignements mentionnés à l'alinéa a), des renseignements démontrant que les exigences de l'article 46 seront respectées;
- c) s'agissant de la suspension de l'exploitation d'un puits ou d'une partie d'un puits, outre les renseignements mentionnés à l'alinéa a), la mention du délai dans lequel le puits ou la partie de puits sera abandonné ou complété.

**13.** L'Office accorde l'approbation relative au puits si l'exploitant démontre que les activités seront menées en toute sécurité, sans gaspillage ni pollution, conformément au présent règlement.

SUSPENSION ET ANNULATION DE L'APPROBATION RELATIVE À UN PUIITS

**14.** (1) L'Office peut suspendre l'approbation relative au puits dans les cas suivants :

- a) l'exploitant omet de se conformer à toute condition de l'approbation et les activités ne peuvent plus être menées en toute sécurité ou sans gaspillage ou pollution;
- b) la sécurité des activités ne peut plus être assurée pour l'une ou l'autre des raisons suivantes :
  - (i) le niveau de rendement de l'installation, de l'équipement de service ou auxiliaire ou d'un véhicule de service est nettement inférieur au niveau précisé dans la demande d'approbation,
  - (ii) les conditions environnementales existant dans la zone où se déroule l'activité pour laquelle l'approbation a été accordée sont plus difficiles que celles prévues par le fabricant de l'équipement;
- c) l'exploitant omet de se conformer à l'approbation délivrée par l'Office aux termes des paragraphes 7(2), 52(4) ou 66(2).

(2) L'Office peut annuler l'approbation si l'exploitant omet de corriger la situation dans les cent vingt jours suivant la suspension.

DEVELOPMENT PLANS

**15.** For the purpose of subsection 143(1) of the Act, the well approval relating to a production project is prescribed.

**16.** For the purpose of paragraph 143(3)(b) of the Act, Part II of the development plan relating to a proposed development of a pool or field shall contain a resource management plan.

PART 3

OPERATOR'S DUTIES

AVAILABILITY OF DOCUMENTS

**17.** (1) The operator shall keep a copy of the authorization, the well approval and all other approvals and plans required under these Regulations, the Act and the regulations made under the Act at each installation and shall make them available for examination at the request of any person at each installation.

(2) The operator shall ensure that a copy of all operating manuals and other procedures and documents necessary to execute the work or activity and to operate the installation safely without pollution are readily accessible at each installation.

MANAGEMENT SYSTEM

**18.** The operator shall ensure compliance with the management system referred to in section 5.

SAFETY AND ENVIRONMENTAL PROTECTION

**19.** The operator shall take all reasonable precautions to ensure safety and environmental protection, including ensuring that

- (a) any operation necessary for the safety of persons at an installation or on a support craft has priority, at all times, over any work or activity at that installation or on that support craft;
- (b) safe work methods are followed during all drilling, well or production operations;
- (c) there is a shift handover system to effectively communicate any conditions, mechanical or procedural deficiencies or other problems that might have an impact on safety or environmental protection;
- (d) differences in language or other barriers to effective communication do not jeopardize safety or environmental protection;
- (e) all persons at an installation, or in transit to or from an installation, receive instruction in and are familiar with safety and evacuation procedures and with their roles and responsibilities in the contingency plans, including emergency response procedures;
- (f) any drilling or well operation is conducted in a manner that maintains full control of the well at all times;
- (g) if there is loss of control of a well at an installation, all other wells at that installation are shut in until the well that is out of control is secured;
- (h) plans are in place to deal with potential hazards;
- (i) all equipment required for safety and environmental protection is available and in an operable condition;
- (j) the inventory of all equipment identified in the safety plan and the environmental protection plan is updated after the

PLAN DE MISE EN VALEUR

**15.** L'approbation relative au puits qui vise un projet de production vaut pour l'application du paragraphe 143(1) de la Loi.

**16.** Pour l'application du paragraphe 143(3) de la Loi, la seconde partie du projet de plan de mise en valeur relatif à des activités projetées sur un gisement ou un champ doit contenir un plan de gestion des ressources.

PARTIE 3

OBLIGATIONS DE L'EXPLOITANT

DISPONIBILITÉ DES DOCUMENTS

**17.** (1) L'exploitant conserve à chaque installation une copie de l'autorisation, de l'approbation relative au puits et de toute autre approbation ainsi que de tout plan exigés par le présent règlement et par la Loi et ses règlements, et les met, sur place, à la disposition de quiconque en fait la demande.

(2) L'exploitant veille à ce qu'une copie des manuels d'exploitation et de tout autre procédé ou document nécessaire à la conduite des activités et au fonctionnement sûr et sans pollution de l'installation soit facilement accessible à chaque installation.

SYSTÈME DE GESTION

**18.** L'exploitant veille au respect du système de gestion prévu à l'article 5.

SÉCURITÉ ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

**19.** L'exploitant doit prendre toutes les mesures voulues pour assurer la sécurité et la protection de l'environnement, notamment :

- a) prendre les dispositions nécessaires pour assurer prioritairement et en tout temps la sécurité des personnes se trouvant dans une installation ou un véhicule de service;
- b) adopter des méthodes de travail sûres pendant l'exécution des activités de forage, des travaux relatifs à un puits et des travaux de production;
- c) mettre en place un système pour assurer, à chaque changement d'équipe de travail, la communication efficace de tout renseignement relatif aux conditions, aux problèmes mécaniques ou opérationnels ou à d'autres problèmes susceptibles d'influer sur la sécurité des personnes ou sur la protection de l'environnement;
- d) veiller à ce que la sécurité ou la protection de l'environnement ne soit pas compromise du fait d'une mauvaise communication due à des obstacles linguistiques ou à d'autres facteurs;
- e) s'assurer que toutes les personnes se trouvant dans une installation ou qui y transitent sont informées des consignes de sécurité et des procédures d'évacuation, ainsi que des rôles et des responsabilités qui leur incombent aux termes des plans d'urgence, y compris des procédures d'intervention d'urgence;
- f) faire en sorte que toutes les activités de forage ou tous les travaux relatifs à un puits soient effectués de manière à ce que le puits soit entièrement contrôlé en tout temps;
- g) s'assurer que, en cas de perte de contrôle d'un puits à une installation, les obturateurs de tous les autres puits de l'installation sont fermés, jusqu'à ce que le puits ne présente plus de danger;

completion of any significant modification or repair to any major component of the equipment;

(k) the administrative and logistical support that is provided for drilling, well or production operations includes accommodation, transportation, first aid and storage, repair facilities and communication systems suitable for the area of operations;

(l) a sufficient number of trained and competent individuals are available to complete the authorized work or activities and to carry out any work or activity safely and without pollution; and

(m) any operational procedure that is a hazard to safety or the environment is corrected and all affected persons are informed of the alteration.

**20.** (1) No person shall tamper with, activate without cause, or misuse any safety or environmental protection equipment.

(2) A passenger on a helicopter, supply vessel or any other support craft engaged in a drilling program or production project shall comply with all applicable safety instructions.

**21.** (1) No person shall smoke on an installation except in those areas set aside by the operator for that use.

(2) The operator shall ensure compliance with subsection (1).

#### STORING AND HANDLING OF CONSUMABLES

**22.** The operator shall ensure that fuel, potable water, spill containment products, safety-related chemicals, drilling fluids, cement and other consumables are

(a) readily available and stored on an installation in quantities sufficient for any normal and reasonably foreseeable emergency condition; and

(b) stored and handled in a manner that minimizes their deterioration, ensures safety and prevents pollution.

#### HANDLING OF CHEMICAL SUBSTANCES, WASTE MATERIAL AND OIL

**23.** The operator shall ensure that all chemical substances, including process fluids and diesel fuel, waste material, drilling fluid and drill cuttings generated at an installation, are handled in a way that does not create a hazard to safety or the environment.

#### CESSATION OF A WORK OR ACTIVITY

**24.** (1) The operator shall ensure that any work or activity ceases without delay if that work or activity

(a) endangers or is likely to endanger the safety of persons;

(b) endangers or is likely to endanger the safety or integrity of the well or the installation; or

(c) causes or is likely to cause pollution.

h) prévoir des dispositions pour corriger toute situation comportant des risques potentiels;

i) vérifier que tout l'équipement nécessaire à la sécurité et à la protection de l'environnement est en bon état et utilisable au besoin;

j) s'assurer que la liste de tout l'équipement mentionné dans le plan de sécurité et de protection de l'environnement est mise à jour après toute modification ou réparation majeure à une pièce d'équipement importante;

k) faire en sorte que le soutien administratif et logistique prévu pour les activités de forage, les travaux relatifs à un puits et les travaux de production comprennent la fourniture de logement, de services de transport, d'aménagements de premiers soins, d'aménagements d'entreposage, d'ateliers de réparation et de systèmes de communication adaptés à la région;

l) veiller à ce que des personnes formées et compétentes soient en nombre suffisant pour mener à terme les activités visées par l'autorisation en toute sécurité et sans causer de pollution;

m) corriger toute méthode de travail présentant un risque potentiel pour la sécurité ou l'environnement et en aviser les personnes concernées.

**20.** (1) Il est interdit d'altérer l'équipement de sécurité ou de protection de l'environnement, de le faire fonctionner sans motif ni d'en faire un mauvais usage.

(2) Tout passager d'un hélicoptère, d'un navire de ravitaillement ou de tout autre véhicule de service participant à un programme de forage ou à un projet de production doit respecter les consignes de sécurité applicables.

**21.** (1) Il est interdit de fumer dans une installation, sauf aux endroits désignés à cette fin par l'exploitant.

(2) L'exploitant veille au respect du paragraphe (1).

#### ENTREPOSAGE ET MANUTENTION DES PRODUITS CONSOMPTIBLES

**22.** L'exploitant veille à ce que le carburant, l'eau potable, les produits de confinement des rejets, les substances chimiques liées à la sécurité, les fluides de forage, le ciment et les autres produits consommables soient :

a) facilement accessibles et entreposés à l'installation en quantité suffisante pour répondre aux besoins dans des conditions normales et dans toute autre situation d'urgence normalement prévisible;

b) entreposés et manutentionnés de manière à limiter leur détérioration, à garantir la sécurité et à prévenir toute pollution.

#### MANUTENTION DES SUBSTANCES CHIMIQUES, DES DÉCHETS ET DU PÉTROLE

**23.** L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.

#### CESSATION DES ACTIVITÉS

**24.** (1) L'exploitant veille à ce que les activités cessent sans délai si elles :

a) menacent ou sont susceptibles de menacer la sécurité des personnes;

b) menacent ou sont susceptibles de menacer la sécurité ou l'intégrité du puits ou de l'installation;

c) causent ou sont susceptibles de causer de la pollution.

(2) If the work or activity ceases, the operator shall ensure that it does not resume until it can do so safely and without pollution.

(2) En cas d'interruption des activités, l'exploitant veille à ce qu'elles ne soient reprises que si la situation ayant mené à la cessation est rétablie.

#### PART 4

##### EQUIPMENT AND OPERATIONS

###### WELLS, INSTALLATIONS, EQUIPMENT, FACILITIES AND SUPPORT CRAFT

**25.** The operator shall ensure that

(a) all wells, installations, equipment and facilities are designed, constructed, tested, maintained and operated to prevent incidents and waste under the maximum load conditions that may be reasonably anticipated during any operation;

(b) a comprehensive inspection that includes a non-destructive examination of critical joints and structural members of an installation and any critical drilling or production equipment is made at an interval to ensure continued safe operation of the installation or equipment and in any case, at least once in every five-year period; and

(c) records of maintenance, tests and inspections are kept.

**26.** The operator shall ensure that

(a) the components of an installation and well tubulars, Christmas trees and wellheads are operated in accordance with good engineering practices; and

(b) any part of an installation that may be exposed to a sour environment is designed, constructed and maintained to operate safely in that environment.

**27.** (1) The operator shall ensure that any defect in the installation, equipment, facilities and support craft that may be a hazard to safety or the environment is rectified without delay.

(2) If it is not possible to rectify the defect without delay, the operator shall ensure that it is rectified as soon as the circumstances permit and that mitigation measures are put in place to minimize the hazards while the defect is being rectified.

###### DRILLING FLUID SYSTEM

**28.** The operator shall ensure that

(a) the drilling fluid system and associated monitoring equipment is designed, installed, operated and maintained to provide an effective barrier against formation pressure, to allow for proper well evaluation, to ensure safe drilling operations and to prevent pollution; and

(b) the indicators and alarms associated with the monitoring equipment are strategically located on the drilling rig to alert onsite personnel.

###### MARINE RISER

**29.** (1) The operator shall ensure that every marine riser is capable of

#### PARTIE 4

##### ÉQUIPEMENT ET ACTIVITÉS

###### PUITS, INSTALLATIONS, ÉQUIPEMENT, MATÉRIEL ET VÉHICULES DE SERVICE

**25.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

a) tout puits, toute installation, tout équipement et tout matériel sont conçus, construits, mis à l'essai, entretenus et exploités de manière à prévenir les incidents et le gaspillage dans des conditions de charge maximale normalement prévisibles pendant les activités;

b) une inspection complète, comportant notamment des examens non destructifs des raccords critiques et des éléments structuraux de toute l'installation et de tout équipement critique de forage ou de production, est effectuée à un intervalle permettant de garantir la sécurité de fonctionnement de l'installation ou de l'équipement, et, dans tous les cas, au moins une fois tous les cinq ans;

c) des registres de l'entretien, des essais et des inspections sont conservés.

**26.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

a) les éléments de l'installation, le matériel tubulaire des puits, les têtes d'éruption et têtes de puits sont utilisés conformément aux règles de l'art en matière d'ingénierie;

b) toute partie de l'installation susceptible d'être exposée à un environnement acide est conçue, construite et entretenue pour fonctionner en toute sécurité dans un tel environnement.

**27.** (1) L'exploitant veille à ce que toute défaillance de l'installation, de l'équipement, du matériel ou d'un véhicule de service pouvant présenter un risque pour la sécurité ou l'environnement soit corrigée sans délai.

(2) En cas de retard inévitable, l'exploitant veille à ce que toute défaillance soit corrigée aussitôt que les circonstances le permettent et que des mesures d'atténuation soient prises entre-temps pour réduire les risques au minimum.

###### CIRCUIT DU FLUIDE DE FORAGE

**28.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

a) le circuit du fluide de forage et l'équipement de contrôle connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation, à permettre une évaluation adéquate du puits, à assurer le déroulement sûr des activités de forage et à prévenir la pollution;

b) les indicateurs et les dispositifs d'alarme liés à l'équipement de contrôle sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

###### TUBE PROLONGATEUR

**29.** (1) L'exploitant veille à ce que le tube prolongateur puisse :

a) fournir un accès au puits;

- (a) furnishing access to the well;
- (b) isolating the well-bore from the sea;
- (c) withstanding the differential pressure of the drilling fluid relative to the sea;
- (d) withstanding the physical forces anticipated in the drilling program; and
- (e) permitting the drilling fluid to be returned to the installation.

(2) The operator shall ensure that every marine riser is supported in a manner that effectively compensates for the forces caused by the motion of the installation.

#### DRILLING PRACTICES

**30.** The operator shall ensure that adequate equipment, procedures and personnel are in place to recognize and control normal and abnormal pressures, to allow for safe, controlled drilling operations and to prevent pollution.

#### REFERENCE FOR WELL DEPTHS

**31.** The operator shall ensure that any depth in a well is measured from a single reference point, which is either the kelly bushing or the rotary table of the drilling rig.

#### DIRECTIONAL AND DEVIATION SURVEYS

- 32.** The operator shall ensure that
- (a) directional and deviation surveys are taken at intervals that allow the position of the well-bore to be determined accurately; and
  - (b) except in the case of a relief well, a well is drilled in a manner that does not intersect an existing well.

#### FORMATION LEAK-OFF TEST

- 33.** The operator shall ensure that
- (a) a formation leak-off test or a formation integrity test is conducted before drilling more than 10 m below the shoe of any casing other than the conductor casing;
  - (b) the formation leak-off test or the formation integrity test is conducted to a pressure that allows for safe drilling to the next planned casing depth; and
  - (c) a record is retained of each formation leak-off test and the results included in the daily drilling report referred to in paragraph 84(a) and in the well history report referred to in section 89.

#### FORMATION FLOW AND WELL TESTING EQUIPMENT

- 34.** (1) The operator shall ensure that
- (a) the equipment used in a formation flow test is designed to safely control well pressure, properly evaluate the formation and prevent pollution;
  - (b) the rated working pressure of formation flow test equipment upstream of and including the well testing manifold exceeds the maximum anticipated shut-in pressure; and

- b) isoler le trou de sonde de la mer;
- c) résister à la différence de pression entre le fluide de forage et la mer;
- d) résister aux forces physiques prévues pendant le programme de forage;
- e) permettre au fluide de forage de retourner à l'installation.

(2) L'exploitant veille à ce que le tube prolongateur soit supporté de manière à compenser efficacement les forces résultant du mouvement de l'installation.

#### PRATIQUES DE FORAGE

**30.** L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour constater et contrôler les pressions normales et anormales, pour assurer le déroulement sûr et contrôlé des activités de forage et pour prévenir la pollution.

#### RÉFÉRENCE POUR LA PROFONDEUR DU Puits

**31.** L'exploitant veille à ce que toute mesure de la profondeur d'un puits soit prise à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit la fourrure d'entraînement de l'appareil de forage.

#### MESURES DE DÉVIATION ET DE DIRECTION

- 32.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) les mesures de déviation et de direction sont effectuées à des intervalles qui permettent de situer correctement le trou de sonde;
  - b) le puits est foré de manière à ne jamais couper un puits existant, sauf s'il s'agit d'un puits de secours.

#### TEST DE PRESSION DE FRACTURATION

- 33.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) un test de pression de fracturation ou un essai d'intégrité de la formation est effectué avant de forer à une profondeur de plus de 10 m au-dessous du sabot de tout tubage autre que le tubage initial;
  - b) le test ou l'essai est effectué à une pression qui permet d'assurer la sécurité du forage jusqu'à la prochaine profondeur de colonne prévue;
  - c) un registre de chaque test de pression de fracturation est conservé et les résultats sont consignés dans le rapport journalier de forage visé à l'alinéa 84a) et dans le rapport final du puits visé à l'article 89.

#### ÉQUIPEMENT POUR LES ESSAIS D'ÉCOULEMENT DE FORMATION ET LES ESSAIS D'UN Puits

- 34.** (1) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement de formation est conçu de façon à contrôler en toute sécurité la pression du puits, à évaluer correctement la formation et à prévenir la pollution;
  - b) la pression nominale de marche de tout équipement utilisé pour les essais d'écoulement de formation, au niveau du collecteur d'essai du puits et en amont de celui-ci est supérieure à la pression statique maximale prévue;

(c) the equipment downstream of the well testing manifold is sufficiently protected against overpressure.

(2) The operator of a well shall ensure that the formation flow test equipment includes a down-hole safety valve that permits closure of the test string above the packer.

(3) The operator shall ensure that any formation flow test equipment used in testing a well that is drilled with a floating drilling unit has a subsea test tree that includes

(a) a valve that may be operated from the surface and automatically closes when required to prevent uncontrolled well flow; and

(b) a release system that permits the test string to be hydraulically or mechanically disconnected within or below the blow-out preventers.

#### WELL CONTROL

**35.** The operator shall ensure that adequate procedures, materials and equipment are in place and utilized to minimize the risk of loss of well control in the event of lost circulation.

**36.** (1) The operator shall ensure that, during all well operations, reliably operating well control equipment is installed to control kicks, prevent blow-outs and safely carry out all well activities and operations, including drilling, completion and work-over operations.

(2) After setting the surface casing, the operator shall ensure that at least two independent and tested well barriers are in place during all well operations.

(3) If a barrier fails, the operator shall ensure that no other activities, other than those intended to restore or replace the barrier, take place in the well.

(4) The operator shall ensure that, during drilling, except when drilling under-balanced, one of the two barriers to be maintained is the drilling fluid column.

**37.** The operator shall ensure that pressure control equipment associated with drilling, coil tubing, slick line and wire line operations is pressure-tested on installation and as often as necessary to ensure its continued safe operation.

**38.** If the well control is lost or if safety, environmental protection or resource conservation is at risk, the operator shall ensure that any action necessary to rectify the situation is taken without delay, despite any condition to the contrary in the well approval.

#### CASING AND CEMENTING

**39.** The operator shall ensure that the well and casing are designed so that

(a) the well can be drilled safely, the targeted formations evaluated and waste prevented;

(b) the anticipated conditions, forces and stresses that may be placed upon them are withstood; and

(c) the integrity of gas hydrate zones is protected.

c) l'équipement en aval du collecteur d'essai du puits est suffisamment protégé contre la surpression.

(2) L'exploitant d'un puits veille à ce que l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement comprenne une vanne de sécurité de fond qui permet la fermeture du train de tiges d'essai au-dessus de la garniture d'étanchéité.

(3) L'exploitant veille à ce que l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement de formation dans un puits foré à l'aide d'une unité de forage flottante comporte une tête de puits d'essai sous-marine munie :

a) d'une soupape qui peut être manœuvrée de la surface et se ferme automatiquement au besoin pour empêcher un écoulement incontrôlé du puits;

b) d'un système de libération qui permet au train de tiges d'essai d'être débranché de façon mécanique ou hydraulique à l'intérieur ou au-dessous des blocs d'obturation.

#### CONTRÔLE DES PUITS

**35.** L'exploitant veille à ce que des procédures, des matériaux et de l'équipement adéquats soient en place et utilisés pour réduire le risque de perte de contrôle du puits en cas de perte de circulation.

**36.** (1) L'exploitant veille à ce que, au cours des travaux relatifs à un puits, de l'équipement fiable de contrôle du puits soit en place pour contrôler les venues, prévenir les éruptions et exécuter en toute sécurité les activités et les travaux relatifs au puits, y compris le forage, la complétion et le reconditionnement.

(2) L'exploitant veille à ce que, après l'installation du tubage de surface, au moins deux barrières indépendantes et éprouvées soient en place, et ce, pendant tous les travaux relatifs au puits.

(3) L'exploitant veille à ce que, en cas de défaillance d'une barrière, seules les activités destinées à sa réparation ou à son remplacement soient menées dans le puits.

(4) L'exploitant veille à ce que, durant le forage, l'une des deux barrières soit la colonne de fluide de forage, sauf si le forage est effectué en sous-équilibre.

**37.** L'exploitant veille à ce que l'équipement de contrôle de pression utilisé pour les activités de forage et les opérations par tube de production concentrique et par câble lisse ou autre soit soumis à une épreuve sous pression au moment de son installation, et par la suite, aussi souvent que cela est nécessaire pour en garantir la sécurité de fonctionnement.

**38.** En cas de perte de contrôle du puits ou si la sécurité, la protection de l'environnement ou la conservation des ressources est menacée, l'exploitant veille à ce que les mesures correctives nécessaires soient prises sans délai, malgré toute disposition contraire prévue par l'approbation relative au puits.

#### TUBAGE ET CIMENTATION

**39.** L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage soient conçus de façon à :

a) garantir la sécurité des activités de forage, permettre l'évaluation des formations visées et prévenir le gaspillage;

b) pouvoir résister aux conditions, forces et contraintes éventuelles;

c) protéger l'intégrité des couches d'hydrates de gaz.

**40.** The operator shall ensure that the well and casing are installed at a depth that provides for adequate kick tolerances and well control operations that provide for safe, constant bottom hole pressure.

**41.** The operator shall ensure that cement slurry is designed and installed so that

- (a) the movement of formation fluids in the casing annuli is prevented and, where required for safety, resource evaluation or prevention of waste, the isolation of the petroleum and water zones is ensured;
- (b) support for the casing is provided;
- (c) corrosion of the casing over the cemented interval is retarded; and
- (d) the integrity of gas hydrate zones is protected.

#### WAITING ON CEMENT TIME

**42.** After the cementing of any casing or casing liner and before drilling out the casing shoe, the operator shall ensure that the cement has reached the minimum compressive strength sufficient to support the casing and provide zonal isolation.

#### CASING PRESSURE TESTING

**43.** After installing and cementing the casing and before drilling out the casing shoe, the operator shall ensure that the casing is pressure-tested to the value required to confirm its integrity for maximum anticipated operating pressure.

#### PRODUCTION TUBING

**44.** The operator shall ensure that the production tubing used in a well is designed to withstand the maximum conditions, forces and stresses that may be placed on it and to maximize recovery from the pool.

#### MONITORING AND CONTROL OF PROCESS OPERATIONS

- 45.** The operator shall ensure that
- (a) operations such as processing, transportation, storage, re-injection and handling of petroleum on the installation are effectively monitored to prevent incidents and waste;
  - (b) all alarm, safety, monitoring, warning and control systems associated with those operations are managed to prevent incidents and waste; and
  - (c) all appropriate persons are informed of the applicable alarm, safety, monitoring, warning or control systems associated with those operations that are taken out of service, and when those systems are returned to service.

#### WELL COMPLETION

- 46.** (1) An operator that completes a well shall ensure that
- (a) it is completed in a safe manner and allows for maximum recovery;
  - (b) except in the case of commingled production, each completion interval is isolated from any other porous or permeable interval penetrated by the well;

**40.** L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage se situent à une profondeur qui assure une résistance suffisante aux venues et permet de mener les activités de contrôle de la pression du fond du puits de manière constante et sûre.

**41.** L'exploitant veille à ce que le laitier de ciment soit conçu et installé de façon à :

- a) prévenir le déplacement des fluides de formation dans le tubage annulaire et, lorsque la sécurité, l'évaluation des ressources ou la prévention du gaspillage l'exigent, s'assurer que les couches d'hydrocarbures et d'eau sont isolées les unes des autres;
- b) fournir un support au tubage;
- c) retarder la corrosion du tubage se trouvant au-dessus de l'intervalle cimenté;
- d) protéger l'intégrité des couches d'hydrates de gaz.

#### PRISE DU CIMENT

**42.** L'exploitant veille à ce que, après la cimentation d'un tubage — notamment d'un tubage partiel — et avant le reforage du sabot de tubage, le ciment ait atteint une résistance en compression minimale suffisante pour supporter le tubage et garantir l'isolement des couches.

#### ÉPREUVE SOUS PRESSION DU TUBAGE

**43.** Après l'installation et la cimentation d'un tubage et avant le reforage du sabot de tubage, l'exploitant veille à ce que le tubage soit soumis à une épreuve sous pression à une valeur qui permet de confirmer son intégrité à la pression d'utilisation maximale prévue.

#### TUBE DE PRODUCTION

**44.** L'exploitant veille à ce que le tube de production utilisé dans un puits soit conçu de manière à résister aux conditions, forces et contraintes maximales qui pourraient s'y appliquer et à maximiser la récupération du gisement.

#### SURVEILLANCE ET CONTRÔLE DES OPÉRATIONS DE TRAITEMENT

- 45.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :
- a) les opérations telles que le traitement, le transport, le stockage, la réinjection et la manutention d'hydrocarbures à l'installation sont surveillés efficacement de manière à prévenir tout incident et tout gaspillage;
  - b) tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle liés à ces opérations sont gérés de manière à prévenir tout incident et tout gaspillage;
  - c) les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

#### COMPLÉTION D'UN PUITS

- 46.** (1) L'exploitant qui complète un puits veille en outre au respect des exigences suivantes :
- a) le puits est complété d'une manière sûre et qui permet une récupération maximale;
  - b) chaque intervalle de complétion est isolé de tout autre intervalle perméable ou poreux traversé par le puits, sauf dans le cas de production mélangée;



- (c) the testing and production of any completion interval are conducted safely and do not cause waste or pollution;
- (d) if applicable, sand production is controlled and does not create a safety hazard or cause waste;
- (e) each packer is set as close as practical to the top of the completion interval and that the pressure testing of the packer to a differential pressure is greater than the maximum differential pressure anticipated under the production or injection conditions;
- (f) if practical, any mechanical well condition that may have an adverse effect on production of petroleum from, or the injection of fluids into, the well is corrected;
- (g) the injection or production profile of the well is improved, or the completion interval of the well is changed, if it is necessary to do so to prevent waste;
- (h) if different pressure and inflow characteristics of two or more pools might adversely affect the recovery from any of those pools, the well is operated as a single pool well or as a segregated multi-pool well;
- (i) after initial completion, all barriers are tested to the maximum pressure to which they are likely to be subjected; and
- (j) following any workover, any affected barriers are pressure-tested.

(2) The operator of a segregated multi-pool well shall ensure that

- (a) after the well is completed, segregation has been established within and outside the well casing and is confirmed; and
- (b) if there is reason to doubt that segregation is being maintained, a segregation test is conducted within a reasonable time frame.

#### SUBSURFACE SAFETY VALVE

**47.** The operator of a development well capable of flow shall ensure that the well is equipped with a fail-safe subsurface safety valve that is designed, installed, operated and tested to prevent uncontrolled well flow when it is activated.

#### WELLHEAD AND CHRISTMAS TREE EQUIPMENT

**48.** The operator shall ensure that the wellhead and Christmas tree equipment, including valves, are designed to operate safely and efficiently under the maximum load conditions anticipated during the life of the well.

### PART 5

#### EVALUATION OF WELLS, POOLS AND FIELDS

##### GENERAL

**49.** The operator shall ensure that the well data acquisition program and the field data acquisition program are implemented in accordance with good oilfield practices.

**50.** (1) If part of the well or field data acquisition program cannot be implemented, the operator shall ensure that

- (a) a conservation officer is notified as soon as the circumstances permit; and

c) l'essai et l'exploitation de tout intervalle de complétion sont effectués en toute sécurité, sans gaspillage ni pollution;

d) le cas échéant, la production de sable est contrôlée, ne pose aucun risque pour la sécurité et ne produit pas de gaspillage;

e) toute garniture d'étanchéité est installée le plus près possible du niveau supérieur de l'intervalle de complétion et mis à l'essai à une pression différentielle supérieure à la pression différentielle maximale prévisible dans des conditions de production ou d'injection;

f) dans la mesure du possible, tout problème d'ordre mécanique du puits pouvant nuire à l'injection de fluides ou à la production d'hydrocarbures est corrigé;

g) le profil d'injection ou de production du puits est amélioré ou l'intervalle de complétion est modifié, si cela est nécessaire pour prévenir le gaspillage;

h) le puits est exploité soit comme un puits à gisement simple soit comme un puits à gisements multiples séparés, si la différence entre les caractéristiques de pression et d'écoulement de plusieurs gisements peut nuire à la récupération à partir d'un des gisements;

i) après la complétion initiale, toutes les barrières sont soumises à la pression maximale à laquelle elles sont susceptibles d'être exposées;

j) après tout reconditionnement, toutes les barrières exposées sont soumises à une épreuve de pression.

(2) L'exploitant d'un puits à gisements multiples séparés veille au respect des exigences suivantes :

a) à la fin des travaux de complétion, l'étanchéité à l'intérieur comme à l'extérieur du tubage est confirmée;

b) s'il y a des motifs de douter de l'étanchéité, un essai de séparation est effectué dans un délai raisonnable.

#### VANNES DE SÉCURITÉ DE SUBSURFACE

**47.** L'exploitant d'un puits d'exploitation qui est éruptif veille à ce que le puits soit muni d'une vanne de sécurité de subsurface à sûreté intégrée conçue, installée, mise en service et mise à l'épreuve de manière à empêcher tout écoulement incontrôlé du puits lorsqu'elle est activée.

#### TÊTES DE PUIITS ET TÊTES D'ÉRUPTION

**48.** L'exploitant veille à ce que la tête de puits et la tête d'éruption, y compris les vannes, soient conçues de manière à fonctionner efficacement et en toute sécurité dans des conditions de charge maximale prévisibles pendant la durée de vie du puits.

### PARTIE 5

#### ÉVALUATION DES PUIITS, GISEMENTS ET CHAMPS

##### DISPOSITIONS GÉNÉRALES

**49.** L'exploitant veille à ce que les programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs soient appliqués selon les règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière.

**50.** (1) Si un tel programme ne peut être appliqué en totalité, l'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) un agent du contrôle de l'exploitation en est avisé aussitôt que les circonstances le permettent;

(b) the procedures to otherwise achieve the goals of the program are submitted to the Board for approval.

(2) If the operator can demonstrate that those procedures can achieve the goals of the well or field data acquisition program or are all that can be reasonably expected in the circumstances, the Board shall approve them.

#### TESTING AND SAMPLING OF FORMATIONS

**51.** The operator shall ensure that every formation in a well is tested and sampled to obtain reservoir pressure data and fluid samples from the formation, if there is an indication that the data or samples would contribute substantially to the geological and reservoir evaluation.

#### FORMATION FLOW TESTING

**52.** (1) The operator shall ensure that

(a) no development well is put into production unless the Board has approved a formation flow test in respect of the development well; and

(b) if a development well is subjected to a well operation that might change its deliverability, productivity or injectivity, a formation flow test is conducted within a reasonable time frame after the well operation is ended to determine the effects of that operation on the well's deliverability, productivity or injectivity.

(2) The operator may conduct a formation flow test on a well drilled on a geological feature if, before conducting that test, the operator

(a) submits to the Board a detailed testing program; and

(b) obtains the Board's approval to conduct the test.

(3) The Board may require that the operator conduct a formation flow test on a well drilled on a geological feature, other than the first well, if there is an indication that the test would contribute substantially to the geological and reservoir evaluation.

(4) The Board shall approve a formation flow test if the operator demonstrates that the test will be conducted safely, without pollution and in accordance with good oilfield practices and that the test will enable the operator to

(a) obtain data on the deliverability or productivity of the well;

(b) establish the characteristics of the reservoir; and

(c) obtain representative samples of the formation fluids.

#### SUBMISSION OF SAMPLES AND DATA

**53.** The operator shall ensure that all cutting samples, fluid samples and cores collected as part of the well and field data acquisition programs are

(a) transported and stored in a manner that prevents any loss or deterioration;

(b) delivered to the Board within 60 days after the rig release date unless analyses are ongoing, in which case those samples and cores, or the remaining parts, are to be delivered on completion of the analyses; and

(c) stored in durable containers properly labelled for identification.

b) les mesures prévues pour atteindre autrement les objectifs du programme sont soumises à l'approbation de l'Office.

(2) L'Office approuve les mesures prévues à l'alinéa (1)b) si l'exploitant démontre qu'elles permettent d'atteindre les objectifs du programme d'acquisition des données relatives au puits ou au champ ou qu'elles sont les seules qui peuvent raisonnablement être prises dans les circonstances.

#### MISE À L'ESSAI ET ÉCHANTILLONNAGE DES FORMATIONS

**51.** S'il y a lieu de croire que des données sur la pression des réservoirs ou des échantillons de fluide contribueraient sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux, l'exploitant veille à ce que toute formation dans un puits soit mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir ces données ou échantillons.

#### ESSAIS D'ÉCOULEMENT DE FORMATION

**52.** (1) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

a) aucun puits d'exploitation n'est mis en production sans que l'Office n'en ait approuvé l'essai d'écoulement de formation;

b) lorsqu'un puits d'exploitation fait l'objet de travaux qui pourraient en modifier la capacité de débit, la productivité ou l'injectivité, il est soumis, dans un délai raisonnable après la fin des travaux, à un essai d'écoulement de formation visant à déterminer les effets des travaux sur sa capacité de débit, sa productivité ou son injectivité.

(2) L'exploitant peut effectuer un essai d'écoulement de formation dans un puits foré dans une structure géologique si, au préalable :

a) il remet à l'Office un programme d'essai détaillé;

b) il obtient l'approbation de l'Office pour effectuer cet essai.

(3) L'Office peut exiger de l'exploitant qu'il effectue un essai d'écoulement de formation dans un puits foré dans une structure géologique, autre que le premier puits, s'il y a lieu de croire que cet essai contribuerait sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux.

(4) L'Office approuve l'essai d'écoulement de formation si l'exploitant démontre que celui-ci sera effectué en toute sécurité, sans causer de pollution et conformément aux règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière et lui permettra à la fois :

a) d'obtenir des données sur la capacité de débit ou la productivité du puits;

b) d'établir les caractéristiques du réservoir;

c) d'obtenir des échantillons représentatifs des liquides de formation.

#### EXPÉDITION DES ÉCHANTILLONS ET DES DONNÉES

**53.** L'exploitant veille à ce que les échantillons de déblais de forage ou de fluides et les carottes recueillis dans le cadre des programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs soient :

a) transportés et entreposés de manière à prévenir les pertes ou détériorations;

b) expédiés à l'Office dans les soixante jours suivant la date de libération de l'appareil de forage, sauf s'ils sont en cours d'analyse, auquel cas ils sont expédiés, ou ce qu'il en reste est expédié, après l'analyse;

c) emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés.

**54.** The operator shall ensure that after any samples necessary for analysis or for research or academic studies have been removed from a conventional core, the remaining core, or a longitudinal slab that is not less than one half of the cross-sectional area of that core, is submitted to the Board.

**55.** Before disposing of cutting samples, fluid samples, cores or evaluation data under these Regulations, the operator shall ensure that the Board is notified in writing and is given an opportunity to request delivery of the samples, cores or data.

## PART 6

### WELL TERMINATION

#### SUSPENSION OR ABANDONMENT

**56.** The operator shall ensure that every well that is suspended or abandoned can be readily located and left in a condition that

- (a) provides for isolation of all hydrocarbon bearing zones and discrete pressure zones; and
- (b) prevents any formation fluid from flowing through or escaping from the well-bore.

**57.** The operator of a suspended well shall ensure that the well is monitored and inspected to maintain its continued integrity and to prevent pollution.

**58.** The operator shall ensure that, on the abandonment of a well, the seafloor is cleared of any material or equipment that might interfere with other commercial uses of the sea.

#### INSTALLATION REMOVAL

**59.** No operator shall remove or cause to have removed a drilling installation from a well drilled under these Regulations unless the well has been terminated in accordance with these Regulations.

## PART 7

### MEASUREMENTS

#### FLOW AND VOLUME

**60.** (1) Unless otherwise included in the approval issued under subsection 7(2), the operator shall ensure that the rate of flow and the volume of the following are measured and recorded:

- (a) the fluid that is produced from each well;
- (b) the fluid that is injected into each well;
- (c) any produced fluid that enters, leaves, is used or is flared, vented, burned or otherwise disposed of on an installation, including any battery room, treatment facility or processing plant; and
- (d) any air or materials injected for the purposes of disposal, storage or cycling, including drill cuttings and other useless material that is generated during drilling, well or production operations.

**54.** Lorsque les échantillons nécessaires à des analyses, à des recherches ou à des études universitaires ont été prélevés d'une carotte classique, l'exploitant veille à ce que le reste de la carotte ou une tranche prise dans le sens longitudinal et correspondant à au moins la moitié de la section transversale de la carotte soit remis à l'Office.

**55.** L'exploitant veille à ce que, avant l'élimination de tout échantillon de déblais de forage ou de fluides, de carottes ou de données d'évaluation aux termes du présent règlement, l'Office en soit avisé par écrit et à ce qu'on lui offre la possibilité d'en demander livraison.

## PARTIE 6

### CESSATION DE L'EXPLOITATION D'UN PUIT

#### SUSPENSION ET ABANDON

**56.** L'exploitant veille à ce que tout puits abandonné ou dont l'exploitation est suspendue soit facilement localisable et laissé dans un état tel :

- a) qu'il assure l'isolement de toute couche renfermant des hydrocarbures et de toute couche de pression distincte;
- b) qu'il empêche l'écoulement ou le rejet de fluides de formation du trou de sonde.

**57.** L'exploitant d'un puits dont l'exploitation est suspendue veille à ce que le puits soit surveillé et inspecté pour en préserver l'intégrité et prévenir la pollution.

**58.** Lorsqu'un puits est abandonné, l'exploitant veille à ce que le fond marin soit débarrassé de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

#### DÉPLACEMENT D'UNE INSTALLATION

**59.** Il est interdit à l'exploitant de retirer ou de faire retirer une installation de forage d'un puits, en vertu du présent règlement, à moins que l'exploitation du puits n'ait cessé conformément au présent règlement.

## PARTIE 7

### MESURAGE

#### DÉBIT ET VOLUME

**60.** (1) Sauf disposition contraire précisée dans l'approbation délivrée aux termes du paragraphe 7(2), l'exploitant veille à ce que soient mesurés et enregistrés le débit et le volume des fluides et matériaux suivants :

- a) le fluide produit par chaque puits;
- b) le fluide injecté dans chaque puits;
- c) le fluide produit qui entre dans une installation, y compris dans une salle des accumulateurs, une installation de traitement ou une usine de transformation, ou qui en sort, y est utilisé ou est brûlé à la torche, est rejeté, est brûlé ou autrement éliminé;
- d) l'air ou les matériaux injectés à des fins d'élimination, de stockage ou de recyclage, y compris les déblais de forage et autres matériaux inutilisables produits au cours des activités de forage, des travaux relatifs à un puits ou à des travaux de production.

(2) The operator shall ensure that any measurements are conducted in accordance with the flow system, flow calculation procedure and flow allocation procedure, approved under subsection 7(2).

**61.** (1) The operator shall ensure that group production of petroleum from wells and injection of a fluid into wells is allocated on a *pro rata* basis, in accordance with the flow system, flow calculation procedure and flow allocation procedure approved under subsection 7(2).

(2) If a well is completed over multiple pools or zones, the operator shall ensure that production or injection volumes for the well are allocated on a *pro rata* basis to the pools or zones in accordance with the flow allocation procedure approved under subsection 7(2).

TESTING, MAINTENANCE AND NOTIFICATION

**62.** The operator shall ensure

- (a) that meters and associated equipment are calibrated and maintained to ensure their continued accuracy;
- (b) that equipment used to calibrate the flow system is calibrated in accordance with good measurement practices;
- (c) that any component of the flow system that may have an impact on the accuracy or integrity of the flow system and that is not functioning in accordance with the manufacturer's specifications is repaired or replaced without delay, or, if it is not possible to do so without delay, corrective measures are taken to minimize the impact on the accuracy and integrity of the flow system while the repair or replacement is proceeding; and
- (d) that a conservation officer is notified, as soon as the circumstances permit, of any malfunction or failure of any flow system component that may have an impact on the accuracy of the flow system and of the corrective measures taken.

TRANSFER METERS

**63.** The operator shall ensure that

- (a) a conservation officer is notified at least 14 days before the day on which any transfer meter prover or master meter used in conjunction with a transfer meter is calibrated; and
- (b) a copy of the calibration certificate is submitted to the Chief Conservation Officer as soon as the circumstances permit, following completion of the calibration.

PRORATION TESTING FREQUENCY

**64.** The operator of a development well that is producing petroleum shall ensure that sufficient proration tests are performed to permit reasonably accurate determination of the allocation of oil, gas and water production on a pool and zone basis.

PART 8

PRODUCTION CONSERVATION

RESOURCE MANAGEMENT

**65.** The operator shall ensure that

- (a) maximum recovery from a pool or zone is achieved in accordance with good oilfield practices;

(2) L'exploitant veille à ce que le mesurage soit effectué conformément au système d'écoulement et aux méthodes de calcul et de répartition du débit approuvés au titre du paragraphe 7(2).

**61.** (1) L'exploitant veille à ce que soient réparties au prorata la production regroupée d'hydrocarbures des puits et l'injection de fluides dans les puits, conformément au système d'écoulement et aux méthodes de calcul et de répartition du débit approuvés au titre du paragraphe 7(2).

(2) Dans le cas d'un puits dont la complétion est réalisée sur plusieurs gisements ou couches, l'exploitant veille à ce que la production ou l'injection pour chaque gisement ou couche soit répartie au prorata selon la méthode de répartition du débit approuvée au titre du paragraphe 7(2).

ESSAIS, ENTRETIEN ET NOTIFICATION

**62.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) les compteurs et le matériel connexe sont entretenus et étalonnés de manière à assurer la précision des mesures;
- b) l'équipement utilisé pour étalonner le système d'écoulement est étalonné conformément aux règles de l'art en matière de mesurage;
- c) tout composant du système d'écoulement pouvant avoir des effets sur la précision ou sur l'intégrité du système d'écoulement et dont le fonctionnement n'est pas conforme aux spécifications du fabricant est réparé ou remplacé sans délai; en cas de retard inévitable, des mesures correctives sont prises entre-temps pour réduire au minimum ces effets;
- d) un agent du contrôle de l'exploitation est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, de toute défectuosité ou défaillance d'un composant du système d'écoulement qui pourrait avoir des effets sur l'exactitude du système d'écoulement et des mesures correctives prises.

COMPTEURS DE TRANSFERT

**63.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) un agent du contrôle de l'exploitation est avisé au moins quatorze jours avant l'étalonnage d'un compteur étalon de transfert ou d'un compteur général lié à celui-ci;
- b) une copie du certificat d'étalonnage est remise au délégué à l'exploitation aussitôt que les circonstances le permettent après l'étalonnage.

FRÉQUENCE D'ESSAIS AU PRORATA

**64.** L'exploitant d'un puits d'exploitation produisant des hydrocarbures veille à ce que le puits soit soumis à un nombre suffisant d'essais au prorata pour permettre de déterminer avec une précision suffisante la répartition de la production de pétrole, de gaz et d'eau par gisement et par couche.

PARTIE 8

RATIONALISATION DE LA PRODUCTION

GESTION DES RESSOURCES

**65.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) la récupération maximale d'un gisement ou d'une couche est réalisée selon les règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière;

- (b) wells are located and operated to provide for maximum recovery from a pool; and
- (c) if there is reason to believe that infill drilling or implementation of an enhanced recovery scheme might result in increased recovery from a pool or field, studies on these methods are carried out and submitted to the Board.

#### COMMINGLED PRODUCTION

**66.** (1) No operator shall engage in commingled production except in accordance with the approval granted under subsection (2).

(2) The Board shall approve the commingled production if the operator demonstrates that it would not reduce the recovery from the pools or zones.

(3) The operator engaging in commingled production shall ensure that the total volume and the rate of production of each fluid produced is measured and the volume from each pool or zone is allocated in accordance with the requirements of Part 7.

#### GAS FLARING AND VENTING

**67.** No operator shall flare or vent gas unless

(a) it is otherwise permitted in the approval issued under subsection 52(4) or in the authorization; or

(b) it is necessary to do so because of an emergency situation and the Board is notified in the daily drilling report, daily production report or in any other written or electronic form, as soon as the circumstances permit, of the flaring or venting and of the amount flared or vented.

#### OIL BURNING

**68.** No operator shall burn oil unless

(a) it is otherwise permitted in the approval issued under subsection 52(4) or in the authorization; or

(b) it is necessary to do so because of an emergency situation and the Board is notified in the daily drilling report, daily production report or in any other written or electronic form, as soon as the circumstances permit, of the burning and the amount burned.

### PART 9

#### SUPPORT OPERATIONS

##### SUPPORT CRAFT

**69.** The operator shall ensure that all support craft are designed, constructed and maintained to supply the necessary support functions and operate safely in the foreseeable physical environmental conditions prevailing in the area in which they operate.

b) les puits sont disposés et exploités de manière à permettre la récupération maximale d'un gisement;

c) s'il y a lieu de croire que le forage intercalaire ou la mise en œuvre d'un plan de récupération assistée permettrait d'accroître la récupération d'un gisement ou d'un champ, ces méthodes font l'objet d'une étude qui est remise à l'Office.

#### PRODUCTION MÉLANGÉE

**66.** (1) Il est interdit à l'exploitant de se livrer à une production mélangée, sauf en conformité avec l'approbation accordée au paragraphe (2).

(2) L'Office approuve la production mélangée si l'exploitant démontre que celle-ci ne réduirait pas la récupération des gisements ou des couches.

(3) L'exploitant qui se livre à une production mélangée veille à ce que le volume total et le taux de production de chaque fluide produit soient mesurés et que le volume pour chaque gisement ou chaque couche soit réparti conformément aux exigences de la partie 7.

#### BRÛLAGE DE GAZ À LA TORCHE ET REJET DE GAZ DANS L'ATMOSPHÈRE

**67.** Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de rejeter du gaz dans l'atmosphère, sauf dans les cas suivants :

a) le brûlage ou le rejet est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée au titre du paragraphe 52(4) ou dans l'autorisation;

b) le brûlage ou le rejet est nécessaire pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'Office en est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, dans le rapport journalier de forage ou le registre quotidien relatif à la production ou encore sous toute autre forme écrite ou électronique, avec indication des quantités brûlées ou rejetées.

#### BRÛLAGE DE PÉTROLE

**68.** Il est interdit à l'exploitant de brûler du pétrole, sauf dans les cas suivants :

a) le brûlage est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée au titre du paragraphe 52(4) ou dans l'autorisation;

b) il est nécessaire pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'Office en est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, dans le rapport journalier de forage ou le registre quotidien relatif à la production ou encore sous toute autre forme écrite ou électronique, avec indication des quantités brûlées.

### PARTIE 9

#### OPÉRATIONS DE SOUTIEN

##### VÉHICULES DE SERVICE

**69.** L'exploitant veille à ce que tout véhicule de service soit conçu, construit et entretenu de manière à pouvoir remplir son rôle de soutien et fonctionner en toute sécurité dans les conditions environnementales qui règnent normalement dans la région desservie.

**70.** (1) The operator of a manned installation shall ensure that at least one support craft is

- (a) available at a distance that is not greater than that required for a return time of twenty minutes; and
- (b) suitably equipped to supply the necessary emergency services including rescue and first aid treatment for all personnel on the installation in the event of an emergency.

(2) If the support craft exceeds the distance referred to in paragraph (1)(a), both the installation manager and the person in charge of the support craft shall log this fact and the reason why the distance or time was exceeded.

(3) Under the direction of the installation manager, the support craft crew shall keep the craft in close proximity to the installation, maintain open communication channels with the installation and be prepared to conduct rescue operations during any activity or condition that presents an increased level of risk to the safety of personnel or the installation.

#### SAFETY ZONE

**71.** (1) For the purposes of this section, the safety zone around an installation consists of the area within a line enclosing and drawn at a distance of 500 m from the outer edge of the installation.

(2) A support craft shall not enter the safety zone without the consent of the installation manager.

(3) The operator shall take all reasonable measures to warn persons who are in charge of vessels and aircraft of the safety zone boundaries, of the facilities within the safety zone and of any related potential hazards.

#### PART 10

##### TRAINING AND COMPETENCY

**72.** The operator shall ensure that

- (a) all personnel have, before assuming their duties, the necessary experience, training and qualifications and are able to conduct their duties safely, competently and in compliance with these Regulations; and
- (b) records of the experience, training and qualifications of all personnel are kept and made available to the Board upon request.

##### IMPAIRMENT AND FATIGUE

**73.** (1) Subject to subsection (2), the operator shall ensure that no person works when their ability to function is impaired and that no person is required to work

- (a) any shift in excess of 12.5 continuous hours; or
- (b) two successive shifts of any duration unless that person has had at least eight hours' rest between the shifts.

(2) The operator may allow a person to work in excess of the hours or without the rest period referred to in subsection (1) if the operator has assessed the risk associated with the person working the extra hours and determined that such work can be carried out without increased risk to safety or to the environment.

**70.** (1) L'exploitant d'une installation habitée veille à ce qu'au moins un véhicule de service soit :

- a) disponible à une distance permettant une intervention d'au plus vingt minutes aller-retour;
- b) équipé de manière à pouvoir fournir les services d'urgence nécessaires, y compris le secours et les premiers soins pour tout le personnel à l'installation au besoin.

(2) Le cas échéant, si le véhicule de service se trouve à une distance plus grande que celle prévue à l'alinéa (1)a), le chargé de projet et la personne responsable du véhicule de service doivent consigner ce fait et indiquer la raison pour laquelle la distance ou le délai n'a pas été respecté.

(3) Sous la direction du chargé de projet, le personnel attaché au véhicule de service doit tenir le véhicule à proximité de l'installation, maintenir ouvertes les voies de communication avec celle-ci et être prêt à mener des opérations de sauvetage durant toute activité ou dans toute situation qui présente un risque accru pour la sécurité du personnel ou de l'installation.

#### ZONE DE SÉCURITÉ

**71.** (1) Pour l'application du présent article, la zone de sécurité autour d'une installation est formée de la superficie se trouvant dans les 500 m à l'extérieur du périmètre de l'installation.

(2) Un véhicule de service ne peut entrer dans la zone de sécurité sans le consentement du chargé de projet.

(3) L'exploitant doit prendre toutes les mesures voulues pour aviser les responsables de navires ou d'aéronefs des limites de la zone de sécurité, du matériel qui s'y trouve et des risques éventuels y afférents.

#### PARTIE 10

##### FORMATION ET COMPÉTENCE

**72.** L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) avant d'assumer ses fonctions, tout le personnel doit avoir l'expérience, la formation et les qualifications voulues ainsi que la capacité d'exécuter ses fonctions en toute sécurité et de façon compétente, et ce, conformément au présent règlement;
- b) les dossiers relatifs à l'expérience, la formation et les qualifications du personnel sont conservés et, sur demande, ils sont mis à la disposition de l'Office.

##### INCAPACITÉ ET FATIGUE

**73.** (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant veille à ce qu'aucune personne ne travaille si sa capacité de fonctionner est réduite et à ce qu'aucune personne n'effectue :

- a) un quart de travail continu de plus de 12,5 heures;
- b) deux quarts de travail successifs, quelle qu'en soit la durée, si elle ne prend au moins huit heures de repos entre les deux.

(2) L'exploitant peut autoriser toute personne à effectuer un nombre d'heures de travail supérieur à celui indiqué au paragraphe (1) ou à travailler sans prendre le repos qui y est prescrit si, après en avoir évalué le risque pour la sécurité ou l'environnement, il établit que celui-ci ne serait pas accru de ce fait.

(3) If an operator allows a person to work in excess of the hours or without the rest period referred to in subsection (1), the operator shall ensure that a description of the work, the names of the persons performing the work, the hours worked and the risk assessment referred to in subsection (2) are recorded.

(3) L'exploitant qui autorise une personne à effectuer plus d'heures de travail que le nombre indiqué au paragraphe (1) ou à travailler sans la période de repos prévue à ce paragraphe doit veiller à ce que soient consignés une description du travail effectué, les noms des personnes qui exécutent le travail, les heures de travail effectuées et l'évaluation des risques visée au paragraphe (2).

## PART 11

### SUBMISSIONS, NOTIFICATIONS, RECORDS AND REPORTS

#### REFERENCE TO NAMES AND DESIGNATIONS

**74.** When submitting any information for the purposes of these Regulations, the operator shall refer to each well, pool and field by the name given to it under sections 3 and 4, or if a zone, by its designation by the Board under section 4.

#### SURVEYS

**75.** (1) The operator shall ensure that a survey is used to confirm the location of the well on the seafloor.

(2) The survey shall be certified by a person licensed under the *Canada Lands Surveyors Act*.

(3) The operator shall ensure that a copy of the survey plan filed with the Canada Lands Surveys Records is submitted to the Board.

#### INCIDENTS AND NEAR-MISSES

**76.** (1) The operator shall ensure that

(a) the Board is notified of any incident or near-miss as soon as the circumstances permit; and

(b) the Board is notified at least 24 hours in advance of any press release or press conference held by the operator concerning any incident or near-miss during any activity to which these Regulations apply, except in an emergency situation, in which case it shall be notified without delay before the press release or press conference.

(2) The operator shall ensure that

(a) any incident or near-miss is investigated, its root cause and causal factors identified and corrective action taken; and

(b) for any of the following incidents or near-misses, a copy of an investigation report identifying the root cause, causal factors and corrective action taken is submitted to the Board no later than 21 days after the day on which the incident or near-miss occurred:

- (i) a lost or restricted workday injury,
- (ii) death,
- (iii) fire or explosion,
- (iv) a loss of containment of any fluid from a well,
- (v) an imminent threat to the safety of a person, installation or support craft, or
- (vi) a significant pollution event.

## PARTIE 11

### PRÉSENTATIONS, AVIS, REGISTRES ET RAPPORTS

#### MENTION DES NOMS ET DÉSIGNATIONS

**74.** Au moment de la présentation de renseignements en application du présent règlement, l'exploitant y indique chaque puits, gisement ou champ par le nom qui lui est attribué en vertu des articles 3 et 4 ou, s'agissant d'une couche, par la désignation de l'Office en vertu de l'article 4.

#### ARPENTAGE

**75.** (1) L'exploitant veille à ce qu'un arpentage soit effectué pour confirmer l'emplacement d'un puits sur le fond marin.

(2) L'arpentage est certifié par une personne titulaire d'un permis en vertu de la *Loi sur les arpenteurs des terres du Canada*.

(3) L'exploitant veille à ce qu'une copie du plan d'arpentage déposé aux Archives d'arpentage des terres du Canada soit remise à l'Office.

#### INCIDENTS ET QUASI-INCIDENTS

**76.** (1) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

a) l'Office est avisé, aussitôt que les circonstances le permettent, de tout incident ou quasi-incident;

b) l'Office est avisé, au moins vingt-quatre heures avant la diffusion de tout communiqué ou la tenue de toute conférence de presse par l'exploitant, de tout incident ou quasi-incident survenu lors d'une activité visée par le présent règlement, sauf en situation d'urgence, auquel cas avis lui est donné sans délai avant le communiqué ou la conférence de presse.

(2) L'exploitant veille au respect des exigences suivantes :

a) une enquête est menée à l'égard de chaque incident ou quasi-incident, sa cause première et les facteurs contributifs sont précisés et des mesures correctives sont prises;

b) un rapport d'enquête précisant la cause première de l'incident ou quasi-incident, les facteurs contributifs et les mesures correctives est remis à l'Office au plus tard vingt et un jours après l'incident ou quasi-incident, s'il s'agit :

- (i) d'une blessure entraînant une perte de temps de travail,
- (ii) d'une perte de vie,
- (iii) d'un incendie ou d'une explosion,
- (iv) d'une défaillance du confinement d'un fluide provenant d'un puits,
- (v) d'une menace imminente à la sécurité d'une personne, d'une installation ou d'un véhicule de service,
- (vi) d'un événement de pollution important.

SUBMISSION OF DATA AND ANALYSIS

**77.** (1) The operator shall ensure that a final copy of the results, data, analyses and schematics obtained from the following sources is submitted to the Board:

- (a) testing, sampling and pressure surveys carried out as part of the well and field data acquisition programs referred to in section 49 and testing and sampling of formations referred to in section 51; and
- (b) any segregation test or well operation.

(2) Unless otherwise indicated in these Regulations, the operator shall ensure that the results, data, analyses and schematics are submitted within 60 days after the day on which any activity referred to in paragraphs (1)(a) and (b) is completed.

RECORDS

**78.** The operator shall ensure that records are kept of

- (a) all persons arriving, leaving or present on the installation;
- (b) the location and movement of support craft, the emergency drills and exercises, incidents, near-misses, the quantities of consumable substances that are required to ensure the safety of operations and other observations and information critical to the safety of persons on the installation or the protection of the environment;
- (c) daily maintenance and operating activities, including any activity that may be critical to the safety of persons on the installation, the protection of the environment or the prevention of waste;
- (d) in the case of a production installation,
  - (i) the inspection of the installation and related equipment for corrosion and erosion and any resulting maintenance carried out,
  - (ii) the pressure, temperature and flow rate data for compressors and treating and processing facilities,
  - (iii) the calibration of meters and instruments,
  - (iv) the testing of surface and subsurface safety valves,
  - (v) the status of each well and the status of well operations, and
  - (vi) the status of the equipment and systems critical to safety and protection of the environment including any unsuccessful test result or equipment failure leading to an impairment of the systems; and
- (e) in the case of a floating installation, all installation movements, data, observations, measurements and calculations related to the stability and station-keeping capability of the installation.

METEOROLOGICAL OBSERVATIONS

**79.** The operator of an installation shall ensure

- (a) that the installation is equipped with facilities and equipment for observing, measuring and recording physical environmental conditions and that a comprehensive record of observations of physical environmental conditions is maintained onboard the installation; and

PRÉSENTATION DE DONNÉES ET ANALYSES

**77.** (1) L'exploitant veille à ce que soient remis à l'Office les résultats, données, analyses et schémas définitifs fondés sur :

- a) la mise à l'essai, l'échantillonnage et les relevés de pression effectués dans le cadre des programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs visés à l'article 49, et la mise à l'essai et l'échantillonnage prévus à l'article 51;
- b) les essais de séparation ou les travaux relatifs à un puits.

(2) Sauf disposition contraire du présent règlement, l'exploitant veille à ce que les résultats, données, analyses et schémas soient présentés dans les soixante jours suivant la fin de toute activité mentionnée aux alinéas (1)a) et b).

REGISTRES

**78.** L'exploitant veille à ce que soient tenus des registres concernant :

- a) les personnes qui arrivent à l'installation, qui s'y trouvent ou qui la quittent;
- b) l'emplacement et les déplacements des véhicules de service, les exercices d'urgence, les incidents, les quasi-incidents, les quantités de substances consommables nécessaires à la sécurité des opérations et tout autre observation ou renseignement essentiel pour la sécurité des personnes se trouvant à l'installation ou la protection de l'environnement;
- c) les activités quotidiennes d'entretien et d'exploitation, y compris toute activité essentielle pour la sécurité des personnes se trouvant à l'installation, la protection de l'environnement ou la prévention du gaspillage;
- d) dans le cas d'une installation de production :
  - (i) les inspections de l'installation et du matériel connexe en vue de vérifier la présence de corrosion et d'érosion et les travaux d'entretien effectués par suite de ces inspections,
  - (ii) les données relatives à la pression, à la température et au débit des compresseurs, du matériel de traitement et de transformation,
  - (iii) l'étalonnage des compteurs et autres instruments,
  - (iv) les essais des vannes de sécurité de surface et de subsurface,
  - (v) l'état de chacun des puits et l'état d'avancement des travaux relatifs aux puits,
  - (vi) l'état de l'équipement et des systèmes essentiels à la sécurité et à la protection de l'environnement, y compris tout résultat négatif des essais et toute défaillance de l'équipement qui ont mené à un affaiblissement des systèmes;
- e) dans le cas d'une installation flottante, les mouvements de l'installation et les données, observations, mesures et calculs relatifs à la stabilité de l'installation et à sa capacité de conserver sa position.

OBSERVATIONS MÉTÉOROLOGIQUES

**79.** L'exploitant d'une installation veille au respect des exigences suivantes :

- a) l'installation est dotée des moyens et de l'équipement nécessaires pour observer, mesurer et consigner les conditions environnementales et un rapport détaillé des observations de ces conditions est conservé à bord de l'installation;



(b) that forecasts of meteorological conditions, sea states and ice movements are obtained and recorded each day and each time during the day that they change substantially from those forecasted.

#### DAILY PRODUCTION RECORD

**80.** The operator shall ensure that a daily production record, which includes the metering records and other information relating to the production of petroleum and other fluids in respect of a pool or well, is retained and readily accessible to the Board until the field or well in which the pool is located is abandoned and at that time shall offer the record to the Board before destroying it.

#### MANAGEMENT OF RECORDS

**81.** The operator shall ensure that

- (a) all processes are in place and implemented to identify, generate, control and retain records necessary to support operational and regulatory requirements; and
- (b) the records are readily accessible for inspection by the Board.

#### FORMATION FLOW TEST REPORTS

**82.** The operator shall ensure that

- (a) in respect of exploration and delineation wells, a daily record of formation flow test results is submitted to the Board; and
- (b) in respect of all wells, a formation flow test report is submitted to the Board as soon as the circumstances permit, following completion of the test.

#### PILOT SCHEME

**83.** (1) For the purposes of this section, “pilot scheme” means a scheme that applies existing or experimental technology over a limited portion of a pool to obtain information on reservoir or production performance for the purpose of optimizing field development or improving reservoir or production performance.

(2) The operator shall ensure that interim evaluations of any pilot scheme respecting a pool, field or zone are submitted to the Board.

(3) When the operator completes a pilot scheme, the operator shall ensure that a report is submitted to the Board that sets out

- (a) the results of the scheme and supporting data and analyses; and
- (b) the operator’s conclusions as to the potential of the scheme for application to full-scale production.

#### DAILY REPORTS

**84.** The operator shall ensure that a copy of the following is submitted to the Board daily:

- (a) the daily drilling report;
- (b) the daily geological report, including any formation evaluation logs and data; and
- (c) in the case of a production installation, a summary, in the form of a daily production report, of the records referred to in paragraph 78(d) and the daily production record.

b) les prévisions des conditions météorologiques, de l’état de la mer et du mouvement des glaces sont obtenues et consignées chaque jour, ainsi qu’à chaque fois qu’il y a des variations sensibles de ceux-ci.

#### REGISTRES QUOTIDIENS RELATIFS À LA PRODUCTION

**80.** L’exploitant veille à ce qu’un registre quotidien relatif à la production, contenant les dossiers relatifs aux compteurs et tout autre renseignement concernant la production d’hydrocarbures et d’autres fluides dans un gisement ou un puits, soit conservé et soit facilement accessible à l’Office jusqu’à l’abandon du champ ou du puits dans lequel le gisement est situé, et il l’offre à l’Office avant de le détruire.

#### GESTION DES REGISTRES

**81.** L’exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) des processus sont en place et mis en œuvre pour identifier, produire, contrôler et conserver les registres requis pour répondre aux exigences opérationnelles et réglementaires;
- b) les registres sont facilement accessibles à l’Office pour examen.

#### RAPPORTS RELATIFS AUX ESSAIS D’ÉCOULEMENT DE FORMATION

**82.** L’exploitant veille au respect des exigences suivantes :

- a) pour les puits d’exploitation et de délimitation, un registre quotidien des résultats des essais d’écoulement de formation est remis à l’Office;
- b) pour tous les puits, un rapport des essais d’écoulement de formation est remis à l’Office aussitôt que les circonstances le permettent après l’essai.

#### PROJET PILOTE

**83.** (1) Pour l’application du présent article, « projet pilote » s’entend de tout projet pour lequel on utilise une technique conventionnelle ou expérimentale dans une section limitée d’un gisement afin d’obtenir des renseignements sur le rendement du réservoir ou sur la production à des fins d’optimisation de la mise en valeur du champ ou d’amélioration du rendement du réservoir ou de la production.

(2) L’exploitant veille à ce que des évaluations provisoires de tout projet pilote relatif à un gisement, un champ ou une couche soient remises à l’Office.

(3) Au terme d’un projet pilote, l’exploitant veille à ce que soit remis à l’Office un rapport faisant état :

- a) des résultats du projet, avec les données et analyses à l’appui;
- b) des conclusions de l’exploitant quant à la possibilité de passer à la mise en production à plein rendement.

#### RAPPORTS QUOTIDIENS

**84.** L’exploitant veille à ce que soit remis à l’Office quotidiennement :

- a) le rapport journalier de forage;
- b) le rapport géologique quotidien, y compris les diagraphies et les données relatives à l’évaluation de la formation;
- c) dans le cas d’une installation de production, un résumé des registres visés à l’alinéa 78d) et du registre quotidien relatif à la production, sous forme d’un rapport de la production quotidienne.

MONTHLY PRODUCTION REPORT

**85.** (1) The operator shall ensure that a report summarizing the production data collected during the preceding month is submitted to the Board not later than the 15th day of each month.

(2) The report shall use established production accounting procedures.

ANNUAL PRODUCTION REPORT

**86.** The operator shall ensure that, not later than March 31 of each year, an annual production report for a pool, field or zone is submitted to the Board providing information that demonstrates how the operator manages and intends to manage the resource without causing waste, including:

- (a) for the preceding year, details on the performance, production forecast, reserve revision, reasons for significant deviations in well performance from predictions in previous annual production reports, gas conservation resources, efforts to maximize recovery and reduce costs and the operating and capital expenditures, including the cost of each well operation; and
- (b) for the current year and the next two years, estimates of the operating and capital expenditures, including the cost of each well operation.

**87.** (1) For each production project, the operator shall ensure that, not later than March 31 of each year, an annual environmental report relating to the preceding year is submitted to the Board and includes

- (a) for each installation, a summary of the general environmental conditions during the year and a description of ice management activities; and
- (b) a summary of environmental protection matters during the year, including a summary of any incidents that may have an environmental impact, discharges that occurred and waste material that was produced, a discussion of efforts undertaken to reduce pollution and waste material and a description of environmental contingency plan exercises.

(2) For each drilling installation for an exploration or delineation well, the operator shall ensure that an environmental report relating to each well is submitted to the Board within 90 days after the rig release date and includes

- (a) a description of the general environmental conditions during the drilling program and a description of ice management activities and downtime caused by weather or ice; and
- (b) a summary of environmental protection matters during the drilling program, including a summary of spills, discharges occurred and waste material produced, a discussion of efforts undertaken to reduce them, and a description of environmental contingency plan exercises.

RAPPORT MENSUEL CONCERNANT LA PRODUCTION

**85.** (1) L'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office, au plus tard le quinzième jour du mois, un rapport résumant les données de production du mois précédent.

(2) Le rapport de la production mensuelle est établi selon des méthodes reconnues de comptabilité de la production.

RAPPORT ANNUEL DE PRODUCTION

**86.** L'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel de la production ayant trait à un gisement, à un champ ou à une couche et comprenant des renseignements qui démontrent que l'exploitant gère les ressources sans gaspillage et entend les gérer ainsi à l'avenir, notamment :

- a) pour l'année précédente, des données sur le rendement, des prévisions concernant la production, une révision des réserves, une explication de tout écart marqué entre le rendement d'un puits et les prévisions contenues dans les rapports annuels de production antérieurs, les ressources affectées à la conservation du gaz, les efforts déployés pour optimiser la récupération et réduire les coûts, les dépenses d'exploitation et d'immobilisation, y compris le coût de chacun des travaux relatifs à un puits;
- b) pour l'année courante et pour les deux prochaines années, une estimation des dépenses d'exploitation et d'immobilisation, y compris le coût de chacun des travaux relatifs à un puits.

RAPPORT SUR LES CONDITIONS ENVIRONNEMENTALES

**87.** (1) Pour chaque projet de production, l'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel sur les conditions environnementales pour l'année précédente et contenant :

- a) pour chaque installation, un résumé des conditions environnementales générales de l'année ainsi qu'une description des activités de gestion des glaces;
- b) un résumé des situations afférentes à la protection de l'environnement survenues au cours de l'année, y compris des données sommaires sur les incidents pouvant avoir des effets environnementaux, les rejets survenus et les déchets produits, un exposé des efforts accomplis pour réduire la pollution et les déchets et une description des exercices de simulation du plan d'urgence environnementale.

(2) Pour chaque installation de forage d'un puits d'exploration ou de délimitation, l'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office pour chaque puits, dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date de libération de l'appareil de forage, un rapport sur les conditions environnementales qui contient ce qui suit :

- a) une description des conditions environnementales générales dans lesquelles le programme de forage a été exécuté, ainsi qu'une description des activités de gestion des glaces et un relevé des périodes d'arrêt imputables aux conditions atmosphériques ou aux glaces;
- b) un résumé des situations afférentes à la protection de l'environnement survenues durant l'exécution du programme de forage, y compris des données sommaires sur les déversements et les rejets survenus et sur les déchets produits, un exposé des efforts accomplis pour réduire ceux-ci, et une description des exercices de simulation du plan d'urgence environnementale.

ANNUAL SAFETY REPORT

**88.** The operator shall ensure that, not later than March 31 of each year, an annual safety report relating to the preceding year is submitted to the Board and includes

- (a) a summary of lost or restricted workday injuries, minor injuries and safety-related incidents and near-misses that have occurred during the preceding year; and
- (b) a discussion of efforts undertaken to improve safety.

WELL HISTORY REPORT

**89.** (1) The operator shall ensure that a well history report is prepared for every well drilled by the operator under the well approval and that the report is submitted to the Board.

(2) The well history report shall contain a record of all operational, engineering, petrophysical and geological information that is relevant to the drilling and evaluation of the well.

WELL OPERATIONS REPORT

**90.** (1) The operator shall ensure that a report including the following information is submitted to the Board within 30 days after the end of a well operation:

- (a) a summary of the well operation, including any problems encountered during the well operation;
- (b) a description of the completion fluid properties;
- (c) a schematic of, and relevant engineering data on, the down-hole equipment, tubulars, Christmas tree and production control system;
- (d) details of any impact of the well operation on the performance of the well, including any effect on recovery; and
- (e) for any well completion, suspension or abandonment, the rig release date.

(2) The report shall be signed and dated by the operator or the operator's representative.

OTHER REPORTS

**91.** The operator shall ensure that the Board is made aware, at least once a year, of any report containing relevant information regarding applied research work or studies obtained or compiled by the operator relating to the operator's work or activities and that a copy of it is submitted to the Board on request.

**PART 12**

**CONSEQUENTIAL AMENDMENTS, TRANSITIONAL PROVISION, REPEALS AND COMING INTO FORCE**

CONSEQUENTIAL AMENDMENTS

*Nova Scotia Offshore Certificate of Fitness Regulations*

**92.** (1) The definition "société d'accréditation" in section 2 of the French version of the *Nova Scotia Offshore Certificate of Fitness Regulations*<sup>1</sup> is repealed.

<sup>1</sup> SOR/95-187

RAPPORT ANNUEL SUR LA SÉCURITÉ

**88.** L'exploitant veille à ce que soit présenté à l'Office, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel sur la sécurité portant sur l'année précédente et contenant ce qui suit :

- a) un résumé des blessures entraînant une perte de temps de travail, des blessures sans gravité et des incidents et quasi-incident en matière de sécurité survenus au cours de l'année;
- b) un exposé des mesures prises pour renforcer la sécurité.

RAPPORT FINAL DU PUIITS

**89.** (1) L'exploitant veille à ce qu'un rapport final soit établi pour chacun des puits qu'il a forés aux termes de l'approbation relative au puits et à ce que le rapport soit remis à l'Office.

(2) Le rapport final doit contenir tous les renseignements opérationnels, techniques, pétrophysiques et géologiques concernant le forage et l'évaluation du puits.

RAPPORT D'EXPLOITATION DU PUIITS

**90.** (1) L'exploitant veille à ce que soit remis à l'Office, dans les trente jours suivant la fin des travaux relatifs à un puits, un rapport qui contient :

- a) un résumé des travaux, y compris les problèmes survenus au cours de ceux-ci;
- b) une description des propriétés des fluides de complétion;
- c) un schéma et les détails techniques des équipements de fond, des tubulaires, de la tête d'éruption et du système de contrôle de la production;
- d) les détails de toute incidence que l'exploitation du puits pourrait avoir sur son rendement, y compris sur la récupération;
- e) la date de libération de l'appareil de forage en ce qui concerne la complétion, la suspension de l'exploitation ou l'abandon d'un puits.

(2) Le rapport est daté et signé par l'exploitant ou son représentant.

AUTRES RAPPORTS

**91.** L'exploitant veille à ce que l'Office soit prévenu, au moins une fois l'an, de tout rapport renfermant de l'information utile sur des études ou des travaux de recherche appliquée qu'il a obtenus ou compilés concernant ses activités et veille à ce qu'il lui en soit remis copie, sur demande.

**PARTIE 12**

**MODIFICATIONS CORRÉLATIVES, ABROGATIONS ET ENTRÉE EN VIGUEUR**

MODIFICATIONS CORRÉLATIVES

*Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*

**92.** (1) La définition de « société d'accréditation », à l'article 2 de la version française du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*<sup>1</sup>, est abrogée.

<sup>1</sup> DORS/95-187

**(2) The definition “certifying authority” in section 2 of the English version of the Regulations is replaced by the following:**

“certifying authority” means, for the purposes of section 143.2 of the Act, the American Bureau of Shipping, Bureau Veritas, Det norskeVeritas Classification A/S, Germanischer Lloyd or Lloyd’s Register North America, Inc. (*autorité*)

**(3) Section 2 of the French version of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:**

« autorité » Pour l’application de l’article 143.2 de la Loi, s’entend de l’American Bureau of Shipping, du Bureau Veritas, du Det norskeVeritas Classification A/S, du Germanischer Lloyd ou du Lloyd’s Register North America, Inc. (*certifying authority*)

**93. Section 4 of the Regulations is replaced by the following:**

**4. (1)** The following installations are prescribed for the purposes of section 143.2 of the Act:

- (a) each production installation, accommodation installation and diving installation at a production site; and
- (b) each drilling installation, diving installation and accommodation installation at a drill site.

(2) Subject to subsections (3) and (5) and section 5, a certifying authority may issue a certificate of fitness in respect of the installations referred to in subsection (1), if the certifying authority

(a) determines that, in relation to the production or drill site or region in which the particular installation is to be operated, the installation

(i) is designed, constructed, transported and installed or established in accordance with

(A) Parts I to III of the *Nova Scotia Offshore Installations Petroleum Regulations*,

(B) the provisions of the *Oil and Gas Occupational Safety and Health Regulations* listed in Part 1 of the schedule to these Regulations, and

(C) the provisions of the *Nova Scotia Offshore Area Petroleum Diving Regulations* listed in Part 2 of the schedule to these Regulations, if the installation includes a dependent diving system,

(ii) is fit for the purpose for which it is to be used and can be operated safely without polluting the environment, and

(iii) will continue to meet the requirements of subparagraphs (i) and (ii) for the period of validity that is endorsed on the certificate of fitness if the installation is maintained in accordance with the inspection, maintenance and weight control programs submitted to and approved by the certifying authority under subsection (5); and

(b) carries out the scope of work in respect of which the certificate of fitness is issued.

(3) For the purposes of subparagraph (2)(a)(i), the certifying authority may substitute, for any equipment, methods, measure or standard required by any Regulations referred to in that subparagraph, equipment, methods, measures or standards the use of which is authorized by the Chief or Chief Conservation Officer, as applicable under section 155 of the Act.

**(2) La définition de « certifying authority », à l’article 2 de la version anglaise du même règlement, est remplacée par ce qui suit :**

“certifying authority” means, for the purposes of section 143.2 of the Act, the American Bureau of Shipping, Bureau Veritas, Det norskeVeritas Classification A/S, Germanischer Lloyd or Lloyd’s Register North America, Inc. (*autorité*)

**(3) L’article 2 de la version française du même règlement est modifié par adjonction, selon l’ordre alphabétique, de ce qui suit :**

« autorité » Pour l’application de l’article 143.2 de la Loi, s’entend de l’American Bureau of Shipping, du Bureau Veritas, du Det norskeVeritas Classification A/S, du Germanischer Lloyd ou du Lloyd’s Register North America, Inc. (*certifying authority*)

**93. L’article 4 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**4. (1)** Pour l’application de l’article 143.2 de la Loi, les installations ci-après sont visées :

- a) une installation de production, une installation d’habitation et une installation de plongée situées à un emplacement de production;
- b) une installation de forage, une installation de plongée et une installation d’habitation situées à un emplacement de forage.

(2) Sous réserve des paragraphes (3) et (5) et de l’article 5, l’autorité peut délivrer un certificat de conformité à l’égard d’une installation visée au paragraphe (1) si :

a) d’une part, elle constate que, eu égard à l’emplacement ou à la région de production ou de forage où l’installation en cause est destinée à être exploitée, celle-ci :

(i) est conçue, construite, transportée et installée ou aménagée conformément aux dispositions suivantes :

(A) les parties I à III du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*,

(B) les dispositions du *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)* énumérées à la partie 1 de l’annexe du présent règlement,

(C) dans les cas où l’installation comprend un système de plongée non autonome, les dispositions du *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse* énumérées à la partie 2 de l’annexe du présent règlement,

(ii) se prête à l’utilisation prévue et peut être exploitée en toute sécurité sans polluer l’environnement,

(iii) continuera de répondre aux exigences des sous-alinéas (i) et (ii) pour la période de validité inscrite sur le certificat de conformité si l’installation est entretenue conformément aux programmes d’inspection, de maintenance et de contrôle de poids présentés à l’autorité et approuvés par elle aux termes du paragraphe (5);

b) d’autre part, elle exécute le plan de travail à l’égard duquel le certificat de conformité est délivré.

(3) Pour l’application du sous-alinéa (2)a)(i), l’autorité peut remplacer l’équipement, les méthodes, les mesures ou les normes exigés par un règlement visé à ce sous-alinéa par ceux dont l’utilisation est autorisée par le délégué ou le délégué à l’exploitation, selon le cas, en vertu de l’article 155 de la Loi.

(4) The certifying authority shall endorse on any certificate of fitness it issues details of every limitation on the operation of the installation that is necessary to ensure that the installation meets the requirements of paragraph (2)(a).

(5) The certifying authority shall not issue a certificate of fitness unless, for the purpose of enabling the certifying authority to determine whether the installation meets the requirements of paragraph (2)(a) and to carry out the scope of work referred to in paragraph (2)(b),

(a) the person applying for the certificate

(i) provides the certifying authority with all the information required by the certifying authority,

(ii) carries out or assists the certifying authority to carry out every inspection, test or survey required by the certifying authority, and

(iii) submits to the certifying authority an inspection and monitoring program, a maintenance program and a weight control program for approval; and

(b) if the programs are adequate to ensure and maintain the integrity of the installation, the certifying authority approves the programs referred to in subparagraph (a)(iii).

**94. (1) Paragraph 6(2)(a) of the Regulations is replaced by the following:**

(a) is sufficiently detailed to permit the certifying authority to determine whether the installation meets the requirements of paragraph 4(2)(a); and

**(2) Paragraph 6(2)(b) of the Regulations is amended by striking out “and” at the end of subparagraph (v) and by adding the following after subparagraph (vi):**

(vii) the structures, facilities, equipment and systems critical to safety, and to the protection of the natural environment, are in place and functioning appropriately, and

(viii) in respect of a drilling installation or a production installation, the structures, facilities, equipment and systems to meet the requirements of the provisions of the *Nova Scotia Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations* listed in Part 3 of the schedule to these Regulations are in place and functioning appropriately.

**95. Subsections 7(1) and (2) of the Regulations are replaced by the following:**

7. (1) If the certifying authority determines that, when the installation is maintained in accordance with the programs submitted to it under subparagraph 4(5)(a)(iii), the installation will meet the requirements of paragraph 4(2)(a) for a period of at least five years, the certifying authority shall endorse on the certificate of fitness an expiration date that is five years after the date of issuance.

(2) If the period of time referred to in subsection (1) is less than five years, the certifying authority shall endorse on the certificate of fitness an expiration date that is the number of years or months in that lesser period after the date of issuance.

**96. Subparagraphs 9(1)(a)(i) and (ii) of the Regulations are replaced by the following:**

(i) that any of the information submitted under subsection 4(5) was incorrect and that the certificate of fitness would not have been issued if that information had been correct,

(ii) that the installation no longer meets the requirements of paragraph 4(2)(a), or

(4) L'autorité doit inscrire sur tout certificat de conformité qu'elle délivre le détail de toute restriction à l'exploitation de l'installation qui s'impose pour que l'installation réponde aux exigences de l'alinéa (2)a).

(5) Pour être en mesure d'établir si l'installation répond aux exigences de l'alinéa (2)a) et d'exécuter le plan de travail visé à l'alinéa (2)b), l'autorité ne doit délivrer un certificat de conformité que si :

a) la personne qui en fait la demande :

(i) fournit à l'autorité tous les renseignements exigés par cette dernière,

(ii) exécute toute inspection, tout essai ou toute étude exigés par l'autorité ou aide celle-ci à les exécuter,

(iii) soumet à l'approbation de l'autorité un programme d'inspection et de surveillance, un programme de maintenance et un programme de contrôle de poids;

b) l'autorité approuve ceux des programmes visés au sous-alinéa a)(iii) qui permettent de garantir et de préserver l'intégrité de l'installation.

**94. (1) L'alinéa 6(2)a) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

a) est suffisamment détaillé pour permettre à l'autorité d'établir si l'installation répond aux exigences de l'alinéa 4(2)a);

**(2) L'alinéa 6(2)b) du même règlement est modifié par adjonction, après le sous-alinéa (vi), de ce qui suit :**

(vii) les structures, le matériel, les équipements et les systèmes essentiels à la sécurité et à la protection du milieu naturel sont en place et fonctionnent de façon appropriée,

(viii) à l'égard d'une installation de forage ou d'une installation de production, les structures, le matériel, les équipements et les systèmes conformes aux exigences des dispositions du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse* énumérées à la partie 3 de l'annexe du présent règlement, sont en place et fonctionnent de façon appropriée.

**95. Les paragraphes 7(1) et (2) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

7. (1) Si l'autorité constate que l'installation, lorsqu'elle est entretenue conformément aux programmes qui lui ont été soumis en application du sous-alinéa 4(5)a)(iii), répondra aux exigences de l'alinéa 4(2)a) pour une période d'au moins cinq ans, l'autorité inscrit sur le certificat de conformité une date d'expiration qui suit de cinq ans la date de délivrance.

(2) Si la période visée au paragraphe (1) est inférieure à cinq ans, l'autorité inscrit sur le certificat de conformité une date d'expiration qui suit la date de délivrance du nombre d'années ou de mois correspondant à cette période moindre.

**96. Les sous-alinéas 9(1)a)(i) et (ii) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

(i) des renseignements fournis aux termes du paragraphe 4(5) sont incorrects, et le certificat n'aurait pas été délivré si ces renseignements avaient été corrects,

(ii) l'installation ne répond plus aux exigences de l'alinéa 4(2)a),

97. The French version of the Regulations is amended by replacing “société d’accréditation” and “société” with “autorité” in the following provisions with any necessary modifications:

- (a) the definition “plan de travail” in section 2;
- (b) section 5;
- (c) subsection 6(1);
- (d) subsection 8(1);
- (e) section 9;
- (f) the heading before section 10; and
- (g) section 10.

98. The schedule to the Regulations is replaced by the schedule set out in the schedule to these Regulations.

*Nova Scotia Offshore Petroleum Installations Regulations*

99. (1) The definition “société d’accréditation” in subsection 2(1) of the French version of the *Nova Scotia Offshore Petroleum Installations Regulations*<sup>2</sup> is repealed.

(2) The expression “(société d’accréditation)” at the end of the definition “certifying authority” in subsection 2(1) of the English version of the Regulations is replaced by the expression “(autorité)”.

(3) Subsection 2(1) of the French version of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

“autorité” S’entend au sens de l’article 2 du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l’exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*. (certifying authority)

100. Paragraph 14(1)(c) of the Regulations is replaced by the following:

(c) drilling safety systems and associated equipment will operate safely and in accordance with the manufacturer’s specifications;

101. The portion of subsection 63(1) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

63. (1) Subject to subsection (2), every operator shall prepare, adhere to and maintain, in respect of every installation, an operations manual that contains the following data:

102. The French version of the Regulations is amended by replacing “société d’accréditation” with “autorité” in the following provisions with any necessary modifications:

- (a) the definition “certificat de conformité” in subsection 2(1);
- (b) subsection 67(1);
- (c) subsections 67(3) and (4); and
- (d) section 68.

TRANSITIONAL PROVISION

103. An operator at the time of the coming into force of these Regulations shall comply with the requirements of section 5.

<sup>2</sup> SOR/95-191

97. Dans les passages ci-après de la version française du même règlement, « société d’accréditation » et « société » sont remplacés par « autorité » avec les adaptations nécessaires :

- a) la définition de « plan de travail » à l’article 2;
- b) l’article 5;
- c) le paragraphe 6(1);
- d) le paragraphe 8(1);
- e) l’article 9;
- f) l’intertitre précédant l’article 10;
- g) l’article 10.

98. L’annexe du même règlement est remplacée par l’annexe figurant à l’annexe du présent règlement.

*Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*

99. (1) La définition de « société d’accréditation », au paragraphe 2(1) de la version française du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*<sup>2</sup>, est abrogée.

(2) La mention « (société d’accréditation) » qui figure à la fin de la définition de « certifying authority », au paragraphe 2(1) de la version anglaise du même règlement, est remplacée par « (autorité) ».

(3) Le paragraphe 2(1) de la version française du même règlement est modifié par adjonction, selon l’ordre alphabétique, de ce qui suit :

« autorité » S’entend au sens de l’article 2 du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l’exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*. (certifying authority)

100. L’alinéa 14(1)c) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

c) les systèmes de sécurité pour le forage et le matériel connexe fonctionnent de façon sûre et conformément aux spécifications du fabricant;

101. Le passage du paragraphe 63(1) du même règlement précédant l’alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

63. (1) Sous réserve du paragraphe (2), l’exploitant doit préparer, respecter et conserver pour toute installation un manuel d’exploitation qui contient les données suivantes :

102. Dans les passages ci-après de la version française du même règlement, « société d’accréditation » est remplacé par « autorité » avec les adaptations nécessaires :

- a) la définition de « certificat de conformité » au paragraphe 2(1);
- b) le paragraphe 67(1);
- c) les paragraphes 67(3) et (4);
- d) l’article 68.

DISPOSITION TRANSITOIRE

103. L’exploitant est tenu de se conformer aux exigences de l’article 5 à la date d’entrée en vigueur du présent règlement.

<sup>2</sup> DORS/95-191

**REPEALS**

**104. The *Nova Scotia Offshore Petroleum Drilling Regulations*<sup>3</sup> are repealed.**

**105. The *Nova Scotia Offshore Area Petroleum Production and Conservation Regulations*<sup>4</sup> are repealed.**

**COMING INTO FORCE**

**106. These Regulations come into force on December 31, 2009.**

**SCHEDULE  
(Section 98)**

SCHEDULE  
(Paragraphs 4(2)(a) and 6(2)(b))

**CERTIFICATION STANDARDS**

**PART 1**

**PROVISIONS OF OIL AND GAS OCCUPATIONAL  
SAFETY AND HEALTH REGULATIONS**

1. Sections 3.2 to 3.11
2. Section 5.1
3. Section 6.3
4. Sections 7.1 to 7.6
5. Section 9.5
6. Sections 9.11 and 9.12
7. Subsection 9.14(1)
8. Subsection 10.6(1)
9. Sections 10.9 to 10.11
10. Sections 10.14 to 10.16
11. Section 10.18
12. Sections 10.24 and 10.25
13. Section 10.27
14. Sections 10.35 to 10.37
15. Subsection 10.38(1)
16. Subsection 10.38(4)
17. Section 11.7
18. Section 11.9
19. Section 13.11
20. Subsection 13.16(4)
21. Section 14.13
22. Section 14.19
23. Sections 15.3 to 15.5
24. Sections 15.9 to 15.11

**ABROGATIONS**

**104. Le *Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*<sup>3</sup> est abrogé.**

**105. Le *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*<sup>4</sup> est abrogé.**

**ENTRÉE EN VIGUEUR**

**106. Le présent règlement entre en vigueur le 31 décembre 2009.**

**ANNEXE  
(article 98)**

ANNEXE  
(alinéas 4(2)a) et 6(2)b))

**NORMES DE CERTIFICATION**

**PARTIE 1**

**DISPOSITIONS DU RÈGLEMENT SUR LA SÉCURITÉ  
ET LA SANTÉ AU TRAVAIL (PÉTROLE ET GAZ)**

1. Articles 3.2 à 3.11
2. Article 5.1
3. Article 6.3
4. Articles 7.1 à 7.6
5. Article 9.5
6. Articles 9.11 et 9.12
7. Paragraphe 9.14(1)
8. Paragraphe 10.6(1)
9. Articles 10.9 à 10.11
10. Articles 10.14 à 10.16
11. Article 10.18
12. Articles 10.24 et 10.25
13. Article 10.27
14. Articles 10.35 à 10.37
15. Paragraphe 10.38(1)
16. Paragraphe 10.38(4)
17. Article 11.7
18. Article 11.9
19. Article 13.11
20. Paragraphe 13.16(4)
21. Article 14.13
22. Article 14.19
23. Articles 15.3 à 15.5
24. Articles 15.9 à 15.11

<sup>3</sup> SOR/92-676

<sup>4</sup> SOR/95-190

<sup>3</sup> DORS/92-676

<sup>4</sup> DORS/95-190

PART 1 — *Continued*

25. Section 15.13
26. Sections 15.21 and 15.22
27. Section 15.44
28. Subsections 15.47(1) and (2)
29. Subsection 15.49(2)
30. Section 15.50
31. Section 17.13
32. Paragraphs 17.14(b) and (c)
33. Paragraph 17.14(e)
34. Subparagraph 17.14(f)(i)
35. Section 18.2
36. Sections 18.6 to 18.8

PARTIE 1 (*suite*)

25. Article 15.13
26. Articles 15.21 et 15.22
27. Article 15.44
28. Paragraphes 15.47(1) et (2)
29. Paragraphe 15.49(2)
30. Article 15.50
31. Article 17.13
32. Alinéas 17.14b) et c)
33. Alinéa 17.14e)
34. Sous-alinéa 17.14f)(i)
35. Article 18.2
36. Articles 18.6 à 18.8

PART 2

PROVISIONS OF NOVA SCOTIA  
OFFSHORE AREA PETROLEUM  
DIVING REGULATIONS

1. Paragraphs 9(5)(h) to (j)
2. Subsection 12(1)
3. Paragraph 12(2)(d)
4. Subsection 12(2)(g)
5. Subsection 12(2)(i)
6. Paragraphs 12(2)(k) to (p)
7. Section 13
8. Sections 14 to 17
9. Paragraph 18(a)
10. Paragraph 18(c)
11. Subsection 19(1)
12. Paragraph 19(2)(a)
13. Section 23
14. Paragraph 25(a)

PARTIE 2

DISPOSITIONS DU RÈGLEMENT SUR LES OPÉRATIONS  
DE PLONGÉE LIÉES AUX ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES  
ET GAZIÈRES DE LA ZONE EXTRACÔTIÈRE  
DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE

1. Alinéas 9(5)h) à j)
2. Paragraphe 12(1)
3. Alinéa 12(2)d)
4. Alinéa 12(2)g)
5. Alinéa 12(2)i)
6. Alinéas 12(2)k) à p)
7. Article 13
8. Articles 14 à 17
9. Alinéa 18a)
10. Alinéa 18c)
11. Paragraphe 19(1)
12. Alinéa 19(2)a)
13. Article 23
14. Alinéa 25a)

PART 3

PROVISIONS OF NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM  
DRILLING AND PRODUCTION REGULATIONS

1. Paragraph 5(2)(e), except in respect of support craft
2. Paragraph 19(i)
3. Paragraph 22(b)
4. Section 23
5. Section 25

PARTIE 3

DISPOSITIONS DU RÈGLEMENT SUR LE FORAGE ET LA  
PRODUCTION RELATIFS AUX HYDROCARBURES DANS  
LA ZONE EXTRACÔTIÈRE DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE

1. Alinéa 5(2)e), à l'exception des véhicules de service
2. Alinéa 19i)
3. Alinéa 22b)
4. Article 23
5. Article 25



PART 3 — *Continued*

- 6. Paragraph 26(b)
- 7. Sections 27 to 30
- 8. Sections 34 and 35
- 9. Subsection 36(1)
- 10. Section 37
- 11. Paragraphs 45(a) and (b)
- 12. Sections 47 and 48
- 13. Paragraphs 62(a) to (c)

**N.B. The Regulatory Impact Analysis Statement for these Regulations appears at page 2337, following SOR/2009-315.**

PARTIE 3 (*suite*)

- 6. Alinéa 26b)
- 7. Articles 27 à 30
- 8. Articles 34 et 35
- 9. Paragraphe 36(1)
- 10. Article 37
- 11. Alinéas 45a) et b)
- 12. Articles 47 et 48
- 13. Alinéas 62a) à c)

**N.B. Le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation de ce règlement se trouve à la page 2337, à la suite du DORS/2009-315.**

Registration  
SOR/2009-318 November 26, 2009

MOTOR VEHICLE SAFETY ACT

**Regulations Amending the Motor Vehicle Safety Regulations (Various Amendments)**

P.C. 2009-1893 November 26, 2009

Whereas, pursuant to subsection 11(3) of the *Motor Vehicle Safety Act*<sup>a</sup>, a copy of the proposed *Regulations Amending the Motor Vehicle Safety Regulations (Various Amendments)*, substantially in the form set out in the annexed Regulations, was published in the *Canada Gazette*, Part I, on May 2, 2009 and a reasonable opportunity was thereby afforded to interested persons to make representations to the Minister of Transport with respect to the proposed Regulations;

Therefore, Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Transport, pursuant to subsection 11(1) of the *Motor Vehicle Safety Act*<sup>a</sup>, hereby makes the annexed *Regulations Amending the Motor Vehicle Safety Regulations (Various Amendments)*.

**REGULATIONS AMENDING THE MOTOR VEHICLE SAFETY REGULATIONS (VARIOUS AMENDMENTS)**

**AMENDMENTS**

1. (1) The definition “dispositif de frein anti-blocage” or “ABS” in subsection 2(1) of the French version of the *Motor Vehicle Safety Regulations*<sup>1</sup> is repealed.

(2) The definition “engine type” in subsection 2(1) of the Regulations is replaced by the following:

“engine type” means a power source distinguished by the fuel utilized, number of cylinders, displacement, net power or other characteristics; (*type de moteur*)

(3) The definitions “autobus scolaire” and “masse du véhicule sans charge” in subsection 2(1) of the French version of the Regulations are replaced by the following:

“autobus scolaire” Autobus conçu ou équipé principalement pour le transport des élèves pour aller à l’école et en revenir. (*school bus*)

“masse du véhicule sans charge” Masse d’un véhicule dont les réservoirs sont remplis à capacité des liquides nécessaires à son fonctionnement, mais sans chargement ni occupant. (*unloaded vehicle mass*)

(4) The expression “(dispositif de frein anti-blocage ou ABS)” at the end of the definition “antilock brake system” or “ABS” in subsection 2(1) of the English version of the Regulations is replaced by “(dispositif de frein antiblocage ou ABS)”.

Enregistrement  
DORS/2009-318 Le 26 novembre 2009

LOI SUR LA SÉCURITÉ AUTOMOBILE

**Règlement modifiant le Règlement sur la sécurité des véhicules automobiles (modifications diverses)**

C.P. 2009-1893 Le 26 novembre 2009

Attendu que, conformément au paragraphe 11(3) de la *Loi sur la sécurité automobile*<sup>a</sup>, le projet de règlement intitulé *Règlement modifiant le Règlement sur la sécurité des véhicules automobiles (modifications diverses)*, conforme en substance au texte ci-après, a été publié dans la *Gazette du Canada* Partie I le 2 mai 2009 et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard au ministre des Transports,

À ces causes, sur recommandation du ministre des Transports et en vertu du paragraphe 11(1) de la *Loi sur la sécurité automobile*<sup>a</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement modifiant le Règlement sur la sécurité des véhicules automobiles (modifications diverses)*, ci-après.

**RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LA SÉCURITÉ DES VÉHICULES AUTOMOBILES (MODIFICATIONS DIVERSES)**

**MODIFICATIONS**

1. (1) La définition de « dispositif de frein anti-blocage » ou « ABS », au paragraphe 2(1) de la version française du *Règlement sur la sécurité des véhicules automobiles*<sup>1</sup>, est abrogée.

(2) La définition de « type de moteur », au paragraphe 2(1) du même règlement, est remplacée par ce qui suit :

« type de moteur » Source d’énergie distinguée par le carburant utilisé, le nombre de cylindres, la cylindrée, la puissance nette ou d’autres caractéristiques. (*engine type*)

(3) Les définitions de « autobus scolaire » et « masse du véhicule sans charge », au paragraphe 2(1) de la version française du même règlement, sont respectivement remplacées par ce qui suit :

« autobus scolaire » Autobus conçu ou équipé principalement pour le transport des élèves pour aller à l’école et en revenir. (*school bus*)

« masse du véhicule sans charge » Masse d’un véhicule dont les réservoirs sont remplis à capacité des liquides nécessaires à son fonctionnement, mais sans chargement ni occupant. (*unloaded vehicle mass*)

(4) La mention « (dispositif de frein anti-blocage ou ABS) » qui figure à la fin de la définition de « antilock brake system » or « ABS », au paragraphe 2(1) de la version anglaise du même règlement, est remplacée par « (dispositif de frein antiblocage ou ABS) ».

<sup>a</sup> S.C. 1993, c. 16

<sup>1</sup> C.R.C., c. 1038

<sup>a</sup> L.C. 1993, ch. 16

<sup>1</sup> C.R.C., ch. 1038

**(5) Subsection 2(1) of the French version of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:**

« dispositif de frein antiblocage » ou « ABS » S'entend de la partie d'un système de frein de service qui contrôle automatiquement le niveau de glissement d'une ou de plusieurs roues lors du freinage de la manière suivante :

- a) en détectant la vitesse angulaire de rotation des roues;
- b) en transmettant des signaux relatifs à la vitesse angulaire de rotation des roues à un ou plusieurs dispositifs de commande qui interprètent ces signaux et produisent en réaction des signaux de commande;
- c) en transmettant ces signaux de commande à un ou plusieurs modulateurs qui règlent l'énergie nécessaire pour activer les freins en réaction à ces signaux. (*antilock brake system or ABS*)

**(6) Subsection 2(2) of the Regulations is repealed.**

**2. Sections 2.1 and 2.2 of the Regulations are replaced by the following:**

**METRIC OR IMPERIAL SYSTEM**

**2.1** If, in the application to a vehicle of a portion of a section of these Regulations or a portion of a provision of a technical standards document, either the metric or the imperial system of measurement is used, the same system of measurement shall be used in the application to the vehicle of any other portion of the section or provision.

**NUMBER OF WHEELS**

**2.2** Two wheels are considered to be one wheel if they are mounted on the same axle and the distance between the centres of their areas of contact with the ground is less than 460 mm.

**DESIGNATED SEATING CAPACITY**

**2.3** In the case of any bench or split-bench seat having more than 1 270 mm of hip room, as measured in accordance with sections 6.1.34, 6.2.31 and 6.4.27 of SAE Recommended Practice J1100, *Motor Vehicle Dimensions* (February 2001), in a passenger car, truck or multi-purpose passenger vehicle having a GVWR of less than 4 536 kg, the seat shall be deemed to contain not less than three designated seating positions unless the seat design or vehicle design is such that the central space is not capable of being used as a seating position.

**PRESCRIBED CLASS OF A VEHICLE**

**2.4** (1) In order to determine the prescribed class of a vehicle, any space in the vehicle designed for use by a person in a wheelchair is deemed to contain four designated seating positions for the purpose of determining the designated seating capacity if

- (a) the vehicle was designed to have a designated seating capacity of more than 10; and
- (b) any of the intended designated seating positions are replaced by a space designed for use by a person in a wheelchair.

**(5) Le paragraphe 2(1) de la version française du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :**

« dispositif de frein antiblocage » ou « ABS » S'entend de la partie d'un système de frein de service qui contrôle automatiquement le niveau de glissement d'une ou de plusieurs roues lors du freinage de la manière suivante :

- a) en détectant la vitesse angulaire de rotation des roues;
- b) en transmettant des signaux relatifs à la vitesse angulaire de rotation des roues à un ou plusieurs dispositifs de commande qui interprètent ces signaux et produisent en réaction des signaux de commande;
- c) en transmettant ces signaux de commande à un ou plusieurs modulateurs qui règlent l'énergie nécessaire pour activer les freins en réaction à ces signaux. (*antilock brake system or ABS*)

**(6) Le paragraphe 2(2) du même règlement est abrogé.**

**2. Les articles 2.1 et 2.2 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

**SYSTÈME MÉTRIQUE OU IMPÉRIAL**

**2.1** Lorsque le système métrique ou impérial est utilisé pour l'application, à l'égard d'un véhicule donné, d'une partie d'un article du présent règlement ou d'une partie d'une disposition d'un document de normes techniques, le même système doit être utilisé pour l'application au véhicule de toute autre partie de cet article ou de cette disposition.

**NOMBRE DE ROUES**

**2.2** Deux roues montées sur le même essieu sont assimilées à une roue si la distance entre le centre de leur surface de contact avec le sol est inférieure à 460 mm.

**NOMBRE DÉSIGNÉ DE PLACES ASSISES**

**2.3** Dans le cas d'une banquette unie ou divisée offrant plus de 1 270 mm au niveau des hanches, valeur mesurée conformément aux articles 6.1.34, 6.2.31 et 6.4.27 de la pratique recommandée J1100 de la SAE, intitulée *Motor Vehicle Dimensions* (février 2001), dans une voiture de tourisme, un camion ou un véhicule de tourisme à usages multiples qui ont un PNBV inférieur à 4 536 kg, la banquette est censée avoir au moins trois places assises désignées, à moins que la conception de la banquette ou du véhicule ne soit telle que l'espace central ne peut servir de place assise.

**CATÉGORIE RÉGLEMENTAIRE D'UN VÉHICULE**

**2.4** (1) Aux fins d'établissement de la catégorie réglementaire d'un véhicule, tout espace dans le véhicule conçu pour être utilisé par des personnes en fauteuil roulant est censé avoir quatre places assises désignées pour le calcul du nombre désigné de places assises si, à la fois :

- a) le véhicule a été conçu pour avoir un nombre désigné de places assises supérieur à dix;
- b) des places assises désignées prévues sont remplacées par des espaces conçus pour être utilisés par des personnes en fauteuil roulant.

(2) In order to determine the prescribed class of a vehicle resulting from the alteration of a bus by the replacement of any designated seating position with a space designed for use by a person in a wheelchair, the space may, at the option of the manufacturer, be considered to be equivalent to four designated seating positions for the purpose of calculating the designated seating capacity.

**3. (1) Paragraph 15(1)(b) of the Regulations is replaced by the following:**

(b) the prescribed class of each vehicle in respect of which the notice is given and the vehicle's make, model, model year and vehicle identification number, the period during which it was manufactured and any other information necessary to permit its identification;

**(2) Paragraph 15(2)(a) of the Regulations is replaced by the following:**

(a) the number of vehicles affected by the notice of defect and the number of those vehicles in each prescribed class;

**4. The portion of item 116 of Schedule III to the Regulations in column II is replaced by the following:**

Column I	Column II
Item (CMVSS)	Description
116	Motor Vehicle Brake Fluids

**5. The portion of item 123 of Schedule III to the English version of the Regulations in column II is replaced by the following:**

Column I	Column II
Item (CMVSS)	Description
123	Motorcycle Controls and Displays

**6. The portion of item 305 of Schedule III to the French version of the Regulations in column II is replaced by the following:**

Colonne I	Colonne II
Article (NSVAC)	Description
305	Déversement d'électrolyte et protection contre les décharges électriques

**7. The portion of item 401 of Schedule III to the French version of the Regulations in column II is replaced by the following:**

Colonne I	Colonne II
Article (NSVAC)	Description
401	Mécanisme de déverrouillage interne du coffre

**8. The table to subsection 106(2) of Schedule IV to the Regulations is replaced by the following:**

TABLE

Item	Column 1	Column 2
1.	ASTM B 117 – 03, <i>Standard Practice for Operating Salt Spray (Fog) Apparatus</i>	ASTM B 117 – 07a, <i>Standard Practice for Operating Salt Spray (Fog) Apparatus</i>

(2) Aux fins d'établissement de la catégorie réglementaire d'un véhicule qui résulte de la modification d'un autobus par le remplacement de places assises désignées par des espaces conçus pour être utilisés par des personnes en fauteuil roulant, chacun de ces espaces peut, au choix du fabricant, être considéré comme étant équivalent à quatre places assises désignées pour le calcul du nombre désigné de places assises.

**3. (1) L'alinéa 15(1)(b) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

b) la catégorie réglementaire de chaque véhicule pour lequel l'avis est donné, la marque, le modèle, l'année de modèle, le numéro d'identification du véhicule, la période de sa fabrication et tout autre renseignement nécessaire pour en permettre l'identification;

**(2) L'alinéa 15(2)(a) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

a) le nombre de véhicules visés par l'avis de défaut, ainsi que le nombre de ces véhicules qui appartiennent à chaque catégorie réglementaire;

**4. Le passage de l'article 116 de l'annexe III du même règlement figurant dans la colonne II est remplacé par ce qui suit :**

Colonne I	Colonne II
Article (NSVAC)	Description
116	Liquides de freins pour véhicules automobiles

**5. Le passage de l'article 123 de l'annexe III de la version anglaise du même règlement figurant dans la colonne II est remplacé par ce qui suit :**

Column I	Column II
Item (CMVSS)	Description
123	Motorcycle Controls and Displays

**6. Le passage de l'article 305 de l'annexe III de la version française du même règlement figurant dans la colonne II est remplacé par ce qui suit :**

Colonne I	Colonne II
Article (NSVAC)	Description
305	Déversement d'électrolyte et protection contre les décharges électriques

**7. Le passage de l'article 401 de l'annexe III de la version française du même règlement figurant dans la colonne II est remplacé par ce qui suit :**

Colonne I	Colonne II
Article (NSVAC)	Description
401	Mécanisme de déverrouillage interne du coffre

**8. Le tableau du paragraphe 106(2) de l'annexe IV du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

TABLEAU

Article	Colonne 1	Colonne 2
1.	Norme B 117 – 03 de l'ASTM, <i>Standard Practice for Operating Salt Spray (Fog) Apparatus</i>	Norme B 117 – 07a de l'ASTM, <i>Standard Practice for Operating Salt Spray (Fog) Apparatus</i>

TABLE — Continued

Item	Column 1	Column 2
2.	ASTM D 471 – 98 <sup>cl</sup> , <i>Standard Test Method for Rubber Property — Effect of Liquids</i>	ASTM D 471 – 06 <sup>cl</sup> , <i>Standard Test Method for Rubber Property — Effect of Liquids</i>
3.	ASTM D 4329 – 99, <i>Standard Practice for Fluorescent UV Exposure of Plastics</i>	ASTM D 4329 – 05, <i>Standard Practice for Fluorescent UV Exposure of Plastics</i>
4.	ASTM E 4 – 03, <i>Standard Practices for Force Verification of Testing Machines</i>	ASTM E 4 – 08, <i>Standard Practices for Force Verification of Testing Machines</i>
5.	ASTM G 151 – 97, <i>Standard Practice for Exposing Nonmetallic Materials in Accelerated Test Devices that Use Laboratory Light Sources</i>	ASTM G 151 – 06, <i>Standard Practice for Exposing Nonmetallic Materials in Accelerated Test Devices that Use Laboratory Light Sources</i>
6.	ASTM G 154 – 00, <i>Standard Practice for Operating Fluorescent Light Apparatus for UV Exposure of Nonmetallic Materials</i>	ASTM G 154 – 06, <i>Standard Practice for Operating Fluorescent Light Apparatus for UV Exposure of Nonmetallic Materials</i>

**9. The portion of item 4 of the table to subsection 116(2) of Schedule IV to the Regulations in column 2 is replaced by the following:**

Item	Column 2
4.	ASTM D 1193 – 06, <i>Standard Specification for Reagent Water</i>

**10. The portion of item 6 of the table to subsection 116(2) of Schedule IV to the Regulations in column 2 is replaced by the following:**

Item	Column 2
6.	ASTM D 446 – 07, <i>Standard Specifications and Operating Instructions for Glass Capillary Kinematic Viscometers</i>

**11. Subsection 123(14) of Schedule IV to the Regulations is replaced by the following:**

(14) Despite S5.2.5 of TSD 123, it is not necessary for a footrest for a passenger on a motorcycle to fold rearward and upward when not in use.

**12. The portion of item 6 of the table to subsection 209(7) of Schedule IV to the Regulations in column 2 is replaced by the following:**

Item	Column 2
6.	ASTM G 152 – 06, <i>Standard Practice for Operating Open Flame Carbon Arc Light Apparatus for Exposure of Nonmetallic Materials</i>

**13. (1) The heading before section 305 of Schedule IV to the French version of the Regulation is replaced by the following:**

DÉVERSEMENT D'ÉLECTROLYTE ET PROTECTION CONTRE LES DÉCHARGES ÉLECTRIQUES (NORME 305)

**(2) Section 305 of Schedule IV to the Regulations is replaced by the following:**

**305.** (1) Every passenger car and three-wheeled vehicle, and every multi-purpose passenger vehicle, truck and bus with a GVWR of 4 536 kg or less, that uses a nominal voltage of more

TABLEAU (suite)

Article	Colonne 1	Colonne 2
2.	Norme D 471 – 98 <sup>cl</sup> de l'ASTM, <i>Standard Test Method for Rubber Property — Effect of Liquids</i>	Norme D 471 – 06 <sup>cl</sup> de l'ASTM, <i>Standard Test Method for Rubber Property — Effect of Liquids</i>
3.	Norme D 4329 – 99 de l'ASTM, <i>Standard Practice for Fluorescent UV Exposure of Plastics</i>	Norme D 4329 – 05 de l'ASTM, <i>Standard Practice for Fluorescent UV Exposure of Plastics</i>
4.	Norme E 4 – 03 de l'ASTM, <i>Standard Practices for Force Verification of Testing Machines</i>	Norme E 4 – 08 de l'ASTM, <i>Standard Practices for Force Verification of Testing Machines</i>
5.	Norme G 151 – 97 de l'ASTM, <i>Standard Practice for Exposing Nonmetallic Materials in Accelerated Test Devices that Use Laboratory Light Sources</i>	Norme G 151 – 06 de l'ASTM, <i>Standard Practice for Exposing Nonmetallic Materials in Accelerated Test Devices that Use Laboratory Light Sources</i>
6.	Norme G 154 – 00 de l'ASTM, <i>Standard Practice for Operating Fluorescent Light Apparatus for UV Exposure of Nonmetallic Materials</i>	Norme G 154 – 06 de l'ASTM, <i>Standard Practice for Operating Fluorescent Light Apparatus for UV Exposure of Nonmetallic Materials</i>

**9. Le passage de l'article 4 du tableau du paragraphe 116(2) de l'annexe IV du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :**

Article	Colonne 2
4.	Norme D 1193 – 06 de l'ASTM, <i>Standard Specification for Reagent Water</i>

**10. Le passage de l'article 6 du tableau du paragraphe 116(2) de l'annexe IV du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :**

Article	Colonne 2
6.	Norme D 446 – 07 de l'ASTM, <i>Standard Specifications and Operating Instructions for Glass Capillary Kinematic Viscometers</i>

**11. Le paragraphe 123(14) de l'annexe IV du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(14) Malgré la disposition S5.2.5 du DNT 123, il n'est pas nécessaire qu'un cale-pied pour le passager sur une motocyclette se rabatte vers l'arrière et vers le haut lorsqu'il n'est pas utilisé.

**12. Le passage de l'article 6 du tableau du paragraphe 209(7) de l'annexe IV du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :**

Article	Colonne 2
6.	Norme G 152 – 06 de l'ASTM, <i>Standard Practice for Operating Open Flame Carbon Arc Light Apparatus for Exposure of Nonmetallic Materials</i>

**13. (1) L'intertitre précédant l'article 305 de l'annexe IV de la version française du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

DÉVERSEMENT D'ÉLECTROLYTE ET PROTECTION CONTRE LES DÉCHARGES ÉLECTRIQUES (NORME 305)

**(2) L'article 305 de l'annexe IV du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**305.** (1) Les véhicules à trois roues, les voitures de tourisme, ainsi que les véhicules de tourisme à usages multiples, camions et autobus d'un PNBV d'au plus 4 536 kg, qui utilisent pour

than 60 volts direct current (VDC) or more than 30 volts alternating current (VAC) for its propulsion and that has an attainable speed of more than 40 km/h over a distance of 1.6 km on a paved level surface shall conform to the requirements of *Technical Standards Document No. 305, Electrolyte Spillage and Electrical Shock Protection* (TSD 305), as amended from time to time.

(2) S6.2, S6.3, S7.4 and S7.5 of TSD 305 do not apply to a three-wheeled vehicle.

(3) Instead of complying with S7.2.3 of TSD 305, a three-wheeled vehicle, including test devices and instrumentation, shall be loaded to its unloaded vehicle weight, except that the vehicle fuel tank shall be filled to not less than 90 per cent and not more than 95 per cent of the vehicle fuel tank capacity.

(4) Instead of being tested in accordance with S6.2 of TSD 305, a vehicle referred to in subsection (1), other than a three-wheeled vehicle, may be tested in accordance with the requirements of S6.2(b) of TSD 301, except the fuel spillage requirements, under the applicable conditions set out in S7.3(b) of TSD 301.

(5) A vehicle tested in accordance with subsection (4) shall conform to the requirements of S5.1, S5.2 and S5.3 of TSD 305.

(6) This section expires on June 1, 2013.

**14. Subsection 401(3) of Schedule IV to the Regulations is replaced by the following:**

(3) This section does not apply to vehicles equipped with a back door. For the purposes of this subsection, “back door” has the same meaning as in TSD 401.

**15. Subparagraphs 2(b)(i) to (iii) of Schedule V.1 to the Regulations are replaced by the following:**

(i) section 3 of *Test Method 1106 — Noise Emission Tests* (August 2005), the exterior sound level does not exceed 83 dBA when a value of 2 dBA is subtracted from the highest average sound level recorded during the test, in the case of a bus with a GVWR of more than 4 536 kg,

(ii) SAE Recommended Practice J986, *Sound Level for Passenger Cars and Light Trucks* (August 1994), or SAE Standard J1470, *Measurement of Noise Emitted by Accelerating Highway Vehicles* (March 1992), the exterior sound level does not exceed 83 dBA when a value of 2 dBA is subtracted from the highest average sound level recorded during the test, in the case of a bus, multi-purpose passenger vehicle, truck or incomplete vehicle fitted with a cab with a GVWR of more than 2 722 kg and not more than 4 536 kg, and

(iii) SAE Recommended Practice J986, *Sound Level for Passenger Cars and Light Trucks* (August 1994), or SAE Standard J1470, *Measurement of Noise Emitted by Accelerating Highway Vehicles* (March 1992), the exterior sound level does not exceed 80 dBA when a value of 2 dBA is subtracted from the highest average sound level recorded during the test, in the case of a passenger car regardless of its GVWR or any other vehicle with a GVWR of 2 722 kg or less.

leur propulsion une tension nominale de plus de 60 volts en courant continu (VCC) ou plus de 30 volts en courant alternatif (VCA) et qui peuvent atteindre une vitesse supérieure à 40 km/h sur une distance de 1,6 km sur une surface asphaltée de niveau doivent être conformes aux exigences du *Document de normes techniques n° 305 — Déversement d'électrolyte et protection contre les décharges électriques* (DNT 305), avec ses modifications successives.

(2) Les dispositions S6.2, S6.3, S7.4 et S7.5 du DNT 305 ne s'appliquent pas aux véhicules à trois roues.

(3) Au lieu d'être conforme à la disposition S7.2.3 du DNT 305, la charge d'un véhicule à trois roues, y compris les dispositifs et les instruments d'essai, doit être celle du poids du véhicule sans charge, sauf que le réservoir d'essence du véhicule est rempli à au moins 90 % mais à au plus 95 % de sa capacité.

(4) Au lieu d'être soumis à un essai conformément à la disposition S6.2 du DNT 305, tout véhicule visé au paragraphe (1), à l'exception d'un véhicule à trois roues, peut être soumis à un essai conformément aux exigences de la disposition S6.2(b) du DNT 301, sauf les exigences relatives à l'écoulement de carburant, dans les conditions applicables prévues à la disposition S7.3(b) du DNT 301.

(5) Les véhicules qui sont soumis à un essai conformément au paragraphe (4) doivent être conformes aux exigences des dispositions S5.1, S5.2 et S5.3 du DNT 305.

(6) Le présent article cesse d'avoir effet le 1<sup>er</sup> juin 2013.

**14. Le paragraphe 401(3) de l'annexe IV du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(3) Le présent article ne s'applique pas aux véhicules munis d'une porte arrière. Pour l'application du présent paragraphe, « porte arrière » s'entend au sens du DNT 401.

**15. Les sous-alinéas 2b)(i) à (iii) de l'annexe V.1 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

(i) aux essais prévus à l'article 3 de la *Méthode d'essai 1106 — Essais relatifs à l'émission de bruit* (août 2005), le niveau sonore extérieur est d'au plus 83 dBA après soustraction d'une valeur de 2 dBA du niveau sonore moyen le plus élevé enregistré au cours des essais, dans le cas d'un autobus d'un PNBV supérieure à 4 536 kg,

(ii) aux essais prévus à la pratique recommandée J986 de la SAE, intitulée *Sound Level for Passenger Cars and Light Trucks* (août 1994), ou à la norme J1470 de la SAE, intitulée *Measurement of Noise Emitted by Accelerating Highway Vehicles* (mars 1992), le niveau sonore extérieur est d'au plus 83 dBA après soustraction d'une valeur de 2 dBA du niveau sonore moyen le plus élevé enregistré au cours des essais, dans le cas d'un autobus, d'un véhicule de tourisme à usages multiples, d'un camion ou d'un véhicule incomplet sur lequel une cabine est installée qui ont un PNBV de plus de 2 722 kg mais d'au plus 4 536 kg,

(iii) aux essais prévus à la pratique recommandée J986 de la SAE, intitulée *Sound Level for Passenger Cars and Light Trucks* (août 1994), ou à la norme J1470 de la SAE, intitulée *Measurement of Noise Emitted by Accelerating Highway Vehicles* (mars 1992), le niveau sonore extérieur est d'au plus 80 dBA après soustraction d'une valeur de 2 dBA du niveau sonore moyen le plus élevé enregistré au cours des essais, dans le cas d'une voiture de tourisme sans égard à son PNBV ou de tout autre véhicule d'un PNBV de 2 722 kg ou moins.

**16. Subparagraphs 3(b)(i) and (ii) of Schedule V.1 to the French version of the Regulations are replaced by the following:**

- (i) aux essais prévus à l'appendice I-2, sous-parties D et E, partie 205, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, tel qu'il a été modifié par le vol. 45, n° 252, du *Federal Register* des États-Unis, publié le 31 décembre 1980, pages 86727 et 86728, le niveau sonore extérieur n'est pas supérieur à 70 dBA, dans le cas d'une motocyclette avec une cylindrée d'au plus 50 cm<sup>3</sup> et une vitesse maximale de 48 km/h sur une surface asphaltée plane,
- (ii) aux essais prévus à l'appendice I-1, sous-parties D et E, partie 205, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, tel qu'il a été modifié par le vol. 45, n° 252, du *Federal Register* des États-Unis, publié le 31 décembre 1980, pages 86726 et 86727, le niveau sonore extérieur n'est pas supérieur à 80 dBA, dans les autres cas.

**17. (1) The portion of section 4 of Schedule V.1 to the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:**

4. Every multi-purpose passenger vehicle, truck or incomplete vehicle fitted with a cab, with a GVWR of more than 4 536 kg, shall be constructed so that

**(2) Subparagraphs 4(a)(i) to (iii) of Schedule V.1 to the Regulations are replaced by the following:**

- (i) 81 dBA, in the case of a vehicle with an engine that produces less than 75 kW,
- (ii) 83 dBA, in the case of a vehicle with an engine that produces at least 75 kW but less than 150 kW, and
- (iii) 84 dBA, in the case of a vehicle with an engine that produces 150 kW or more; or

**(3) Paragraph 4(b) of Schedule V.1 to the Regulations is replaced by the following:**

(b) where the vehicle is tested in accordance with the low speed sound emission test procedures set out in section 205.54-1, subpart B, part 205, chapter I, title 40 of the United States *Code of Federal Regulations* (revised as of December 5, 1977), the exterior sound level does not exceed 80 dBA.

**18. Section 5 of Schedule V.1 to the Regulations is replaced by the following:**

5. Every truck or bus with a GVWR of more than 4 536 kg shall be so constructed that, where tested in accordance with section 4 of *Test Method 1106 — Noise Emission Tests* (August 2005), the interior sound level at the driver's seating position does not exceed 90 dBA when a value of 2 dBA is subtracted from the average sound level obtained in accordance with the test.

**19. The French version of the Regulations is amended by replacing "anti-blocage" with "antiblocage" in the following provisions:**

- (a) paragraph 101(2)(k) of Schedule IV;
- (b) paragraph 101(9)(j) of Schedule IV;
- (c) Table II to section 101 of Schedule IV;
- (d) subsection 105(4) of Schedule IV;
- (e) subsections 121(3) and (4) of Schedule IV; and
- (f) subsection 135(5) of Schedule IV.

**16. Les sous-alinéas 3b)(i) et (ii) de l'annexe V.1 de la version française du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

- (i) aux essais prévus à l'appendice I-2, sous-parties D et E, partie 205, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, tel qu'il a été modifié par le vol. 45, n° 252, du *Federal Register* des États-Unis, publié le 31 décembre 1980, pages 86727 et 86728, le niveau sonore extérieur n'est pas supérieur à 70 dBA, dans le cas d'une motocyclette avec une cylindrée d'au plus 50 cm<sup>3</sup> et une vitesse maximale de 48 km/h sur une surface asphaltée plane,
- (ii) aux essais prévus à l'appendice I-1, sous-parties D et E, partie 205, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, tel qu'il a été modifié par le vol. 45, n° 252, du *Federal Register* des États-Unis, publié le 31 décembre 1980, pages 86726 et 86727, le niveau sonore extérieur n'est pas supérieur à 80 dBA, dans les autres cas.

**17. (1) Le passage de l'article 4 de l'annexe V.1 du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :**

4. Tout véhicule de tourisme à usages multiples, camion ou véhicule incomplet sur lequel une cabine est installée, dont le PNBV est supérieur à 4 536 kg, doit être construit de façon à être conforme à l'une des exigences suivantes :

**(2) Les sous-alinéas 4a)(i) à (iii) de l'annexe V.1 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

- (i) n'est pas supérieur à 81 dBA, dans le cas d'un véhicule dont le moteur produit moins de 75 kW,
- (ii) n'est pas supérieur à 83 dBA, dans le cas d'un véhicule dont le moteur produit au moins 75 kW mais moins de 150 kW,
- (iii) n'est pas supérieur à 84 dBA, dans le cas d'un véhicule dont le moteur produit 150 kW ou plus;

**(3) L'alinéa 4b) de l'annexe V.1 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

b) lorsqu'il est soumis à l'essai d'émission de bruit à basse vitesse prévu à l'article 205.54-1 de la sous-partie B, partie 205, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, dans sa version du 5 décembre 1977, le niveau sonore extérieur n'est pas supérieur à 80 dBA.

**18. L'article 5 de l'annexe V.1 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

5. Les camions et autobus d'un PNBV supérieur à 4 536 kg doivent être construits de façon que, lorsqu'ils sont soumis aux essais prévus à l'article 4 de la *Méthode d'essai 1106 — Essais relatifs à l'émission de bruit* (août 2005), le niveau sonore intérieur à la place assise du conducteur soit d'au plus 90 dBA après soustraction d'une valeur de 2 dBA du niveau sonore moyen obtenu selon l'essai.

**19. Dans les passages ci-après de la version française du même règlement, « anti-blocage » est remplacé par « antiblocage » :**

- a) l'alinéa 101(2)(k) de l'annexe IV;
- b) l'alinéa 101(9)(j) de l'annexe IV;
- c) le tableau II de l'article 101 de l'annexe IV;
- d) le paragraphe 105(4) de l'annexe IV;
- e) les paragraphes 121(3) et (4) de l'annexe IV;
- f) le paragraphe 135(5) de l'annexe IV.

**COMING INTO FORCE**

**20. These Regulations come into force on the day on which they are published in the *Canada Gazette, Part II*.**

**REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT**

*(This statement is not part of the Regulations.)*

**Issue and objectives**

This amendment introduces several minor amendments to the *Motor Vehicle Safety Regulations* to clarify and correct various existing Regulations. In addition, this amendment introduces a new means of calculating the designated seating capacity to include the space designed for use by a person in a wheelchair.

**Description and rationale**

This amendment introduces a number of minor adjustments to the existing Regulations to correct inconsistencies between the English and French versions, make clarifications of intent, and reflect new technology, including the following changes:

- Clarifying the French version of the definitions of “autobus scolaire”, “masse du véhicule sans charge”, “type de moteur” and “dispositif de frein anti-blocage” and the English version of “engine type” in subsection 2(1) of the Regulations;
- Replacing “identifying classification” and “catégorie” in paragraphs 15(1)(b) and 15(2)(a) of the *Motor Vehicle Safety Regulations* by “prescribed class” and “catégorie réglementaire”, to clarify that these provisions are intended to refer only to the vehicles prescribed by schedule III;
- Updating the references in several Canadian safety standards to allow manufacturers to use more recent versions of industry standards such as the American Society for Testing and Materials (ASTM) standards;
- Amending the Canadian safety standard 123, *Motorcycle Controls and Displays*, by exempting passenger footrests from the requirement of being foldable when not in use and also updating the English title in Schedule III;
- Amending the Canadian safety standard 305, *Electrolyte Spillage and Electrical Shock Protection*, which prescribes crash testing requirements for electric vehicles, by clarifying the minimum voltage to identify an electric vehicle which requires testing, distinguishing between direct and alternating electric circuits and also updating its expiration date for a further five-year period. This change offers more flexibility to manufacturers to implement new technology; the title of the French version also changes;
- Amending section 401 so that it refers to the definition “back door” (*porte arrière*) noted in the Technical Standards Document (TSD) 401; introducing the revision 2 of the Technical Standards Document 401 to reintroduce the definition “back door” (*porte arrière*); and
- Removing the terms “heavy-duty vehicle” (*véhicule lourd*) and “light-duty vehicle” (*véhicule léger*) referred to in Schedule V.1 to the Regulations and instead referring to specific vehicles since the understanding of these terms is not consistent among the manufacturers.

**ENTRÉE EN VIGUEUR**

**20. Le présent règlement entre en vigueur à la date de sa publication dans la *Partie II* de la *Gazette du Canada*.**

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION**

*(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)*

**Question et objectifs**

La modification entraîne plusieurs changements mineurs au *Règlement sur la sécurité des véhicules automobiles* en vue de préciser et de corriger la réglementation existante. De plus, cette modification introduit une nouvelle façon de calculer le nombre désigné de places assises dans un véhicule afin d'inclure l'espace conçu pour être utilisé par des personnes en fauteuil roulant.

**Description et justification**

La présente modification apporte certains changements mineurs au règlement existant afin de corriger des incohérences entre les versions anglaise et française, de préciser le sens des dispositions et de tenir compte de la nouvelle technologie, notamment les changements suivants :

- préciser au paragraphe 2(1) du Règlement, les définitions de « autobus scolaire », « masse du véhicule sans charge », « type de moteur » et « dispositif de frein anti-blocage » dans la version française et « engine type » dans la version anglaise;
- remplacer « identifying classification » et « catégorie » aux alinéas 15(1)b) et 15(2)a) du *Règlement sur la sécurité des véhicules automobiles* par « prescribed class » et « catégorie réglementaire », afin de préciser que ces dispositions visent seulement les catégories de véhicule prévues à l'annexe III;
- mettre à jour les références dans plusieurs normes de sécurité canadiennes pour permettre aux constructeurs d'utiliser une version plus récente des normes de l'industrie comme celles de l'American Society for Testing and Materials (ASTM);
- modifier la Norme de sécurité canadienne n° 123, *Commandes et affichages des motocyclettes*, pour exempter les repose-pieds du passager de l'exigence d'être pliables lorsqu'ils ne sont pas utilisés, de plus, mettre à jour son titre anglais dans l'annexe III;
- modifier la Norme de sécurité canadienne n° 305, *Déversement d'électrolyte et protection contre les chocs électriques*, qui énonce les exigences concernant l'essai de collision pour les véhicules électriques, en précisant la tension minimale requise pour déterminer si un véhicule électrique doit faire l'objet d'un essai, en établissant une distinction entre les circuits à courant électrique continu et alternatif et en prolongeant la validité de la norme de cinq années supplémentaires. Ce changement offre aux constructeurs une plus grande flexibilité pour introduire de nouvelles technologies; de plus, le titre français de la norme change;
- modifier l'article 401 de façon à se référer dorénavant à la définition de « porte arrière » (*back door*) du Document de normes techniques (DNT) n° 401; introduire la révision 2 du Document de normes techniques 401 de façon à réintroduire la définition de « porte arrière » (*back door*);



This amendment introduces a new means of calculating the designated seating capacity of a vehicle to include the space designed for use by a person in a wheelchair. This will assist in properly classifying vehicles equipped with any space designed for use by a person in a wheelchair. The space required for a wheelchair limits the seating capacity of a vehicle, which is one of the variables used to determine its vehicle class. For example, given that a bus is defined as a vehicle having a designated seating capacity of more than ten occupants, it is often problematic for a manufacturer to classify a vehicle built to accommodate wheelchairs as a bus because it does not always reach the minimum seating capacity of eleven spaces. As a result, this can force a vehicle, which would normally be classified as a bus, to be classified as another type of vehicle to which different safety standards would apply. This amendment specifies that for the purpose of calculating the designated seating capacity of a vehicle in order to establish its prescribed class, any space designed for use by a person in a wheelchair could be considered equivalent to four designated seating positions.

As these amendments are aligned with similar requirements in the United States, they will not introduce any technical barriers to trade. Also, it is not expected that there will be any additional costs associated with these proposed amendments. The revisions to the Regulations are administrative in nature. The introduction of the method of calculating the designated seating capacity is also not expected to introduce any additional costs, but rather will benefit the disabled community as well as Canadian bus and school bus manufacturers. This method will aid in ensuring that vehicles that are equipped with any space designed for use by a person in a wheelchair are properly classified. Proper classification of buses will ensure that Canadians have access to the proper additional safety features such as emergency exits.

Under the Department's Strategic Environmental Assessment policy, a preliminary evaluation of the possible effects of these proposed amendments was done. It was determined that the proposed amendments will have no impact on the environment.

### **Consultation**

The Department of Transport informs the automotive industry, public safety organizations, and the general public when changes are planned to the Regulations. This gives them the opportunity to comment on these changes by letter or email. The Department also consults regularly with the automotive industry, public safety organizations, the provinces, and the territories in face-to-face meetings or in teleconferences.

In addition, the Department meets regularly with the federal authorities of other countries. Given that harmonized regulations are key to trade and to a competitive Canadian automotive industry, the Department and the United States Department of Transportation hold semi-annual meetings to discuss problems of mutual interest and planned regulatory changes. In addition, departmental officials participate in and support the development of Global Technical Regulations, which are developed by the World

- retirer les expressions « véhicule lourd » (*heavy-duty vehicle*) et « véhicule léger » (*light-duty vehicle*) qui se trouvent à l'annexe V.1 du Règlement, et les remplacer par une référence aux véhicules spécifiques, puisque la compréhension de ces expressions varie au sein de l'industrie.

Ces modifications introduisent une nouvelle façon de calculer le nombre de places assises désignées dans un véhicule afin d'inclure l'espace conçu pour accueillir une personne en fauteuil roulant. Ceci facilitera également la classification adéquate de véhicules comportant un ou des espaces conçus pour être utilisés par des personnes en fauteuil roulant. L'espace requis pour un fauteuil roulant limite le nombre de places assises d'un véhicule, qui est un des facteurs servant à déterminer sa catégorie. Étant donné qu'un autobus est défini comme un véhicule muni d'un nombre désigné de places assises supérieur à dix passagers, il est souvent difficile pour un constructeur de classer comme autobus un véhicule muni d'un dispositif de retenue pour fauteuil roulant, car le nombre minimum de onze places assises n'est pas toujours atteint. Par conséquent, cela pouvait avoir pour effet qu'un véhicule pouvant être classé comme un autobus soit placé dans une autre catégorie de véhicule devant respecter des normes de sécurité différentes. Aux fins de calcul du nombre désigné de places assises, la présente modification stipule que tout espace conçu pour être utilisé par des personnes en fauteuil roulant correspond à quatre places assises désignées.

Puisque ces modifications sont harmonisées avec des exigences semblables aux États-Unis, elles ne créeront pas d'obstacle technique au commerce. En outre, on ne s'attend pas à ce qu'il y ait des coûts supplémentaires liés à ces modifications puisqu'elles sont de nature administrative. La communauté des personnes handicapées ainsi que les constructeurs canadiens d'autobus et d'autobus scolaires profiteront de la modification apportée au mode de calcul du nombre désigné de places assises sans coûts additionnels prévus, car celle-ci permettra d'assurer que les véhicules qui offrent des espaces conçus pour être utilisés par des personnes en fauteuil roulant fassent partie de la bonne catégorie. Cette classification adéquate garantira aux Canadiens et aux Canadiennes de disposer de véhicules qui sont munis de dispositifs de sécurité adéquats additionnels, comme des sorties de secours.

En vertu de la politique sur l'Évaluation environnementale stratégique du Ministère, une évaluation préliminaire des effets possibles de ces modifications proposées a été réalisée. Il a été établi que les modifications proposées n'auront aucun effet sur l'environnement.

### **Consultation**

Le ministère des Transports informe l'industrie automobile, les organismes de sécurité publique et le grand public des projets de modification à la réglementation. Ces derniers ont ainsi l'occasion de commenter ces projets par lettre ou par courriel. Le Ministère consulte aussi régulièrement l'industrie automobile, les organismes de sécurité publique, les provinces et les territoires lors de réunions en personne ou de téléconférences.

De plus, le Ministère rencontre régulièrement les autorités fédérales d'autres pays. Puisque l'harmonisation de la réglementation est indispensable aux échanges commerciaux et à la compétitivité de l'industrie automobile canadienne, le Ministère et le United States Department of Transportation tiennent des réunions semestrielles pour discuter des problèmes d'intérêt commun et des modifications prévues à la réglementation. De plus, les fonctionnaires du Ministère apportent leur appui et participent à

Forum for the Harmonization of Vehicle Regulations under the direction of the United Nations Economic Commission for Europe.

Department of Transport officials have consulted with bus manufacturers regarding the proposal to amend the method of calculating the designated seating capacity for wheelchair-accessible vehicles. This requirement is a result of these consultations and stakeholders are supportive. There has been no specific consultation in regards to the other proposed amendments. However, stakeholders are kept informed of the intention to move forward with the amendments through the Department of Transport Regulation Plan. This plan is distributed quarterly.

The Department has received one comment and no concerns were identified following the *Canada Gazette*, Part I publication on May 2, 2009. Thus, no changes have been made since the publication of the proposal in the *Canada Gazette*, Part I other than minor modifications to the definition of “dispositif de frein anti-blocage”, changes to the English title of standard 123 in Schedule III and the French title of standard 305.

#### ***Implementation, enforcement and service standards***

Motor vehicle manufacturers and importers are responsible for ensuring that their products conform to the requirements of the *Motor Vehicle Safety Regulations*. The Department of Transport monitors self-certification programs of manufacturers and importers by reviewing their test documentation, inspecting vehicles, and testing vehicles obtained in the open market. In addition, when a defect in a vehicle or equipment is identified, the manufacturer or importer must issue a Notice of Defect to the owners and to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities. If a vehicle does not comply with a Canadian safety standard, the manufacturer or importer is liable to prosecution and, if found guilty, may be fined as prescribed in the *Motor Vehicle Safety Act*.

#### ***Contact***

Ghislain Lalime, Engineer  
Regulatory Development Officer  
Road Safety and Motor Vehicle Regulation Directorate  
Transport Canada  
275 Slater Street, 17th Floor  
Ottawa, Ontario  
K1A 0N5  
Email: ghislain.lalime@tc.gc.ca

l'élaboration de règlements techniques mondiaux, qui sont établis par le Forum mondial de l'harmonisation des règlements concernant les véhicules sous la direction de la Commission économique des Nations Unies pour l'Europe.

Les fonctionnaires du ministère des Transports ont consulté les constructeurs d'autobus concernant la proposition visant à modifier le mode de calcul du nombre désigné de places assises dans les véhicules accessibles aux fauteuils roulants. L'exigence est le résultat de ces consultations et les intervenants sont favorables aux modifications proposées. Aucune consultation particulière n'a eu lieu concernant les autres modifications proposées. Toutefois, les intervenants sont tenus informés de l'intention d'apporter les modifications par l'entremise du Plan de règlement du ministère des Transports. Ce plan est distribué trimestriellement.

Le ministère a reçu un commentaire et aucune inquiétude n'a été cernée à la suite de la publication dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 2 mai 2009. Pour cette raison, aucun changement n'a été apporté depuis la publication de la proposition dans la Partie I de la *Gazette du Canada* autre que des modifications mineures à la définition de « dispositif de frein anti-blocage », au titre anglais de la norme 123 dans l'Annexe III et au titre français de la norme 305.

#### ***Mise en œuvre, application et normes de service***

Il incombe aux constructeurs et aux importateurs de véhicules automobiles d'assurer la conformité de leurs produits aux exigences du *Règlement sur la sécurité des véhicules automobiles*. Le ministère des Transports surveille les programmes d'autocertification des constructeurs et des importateurs en examinant leurs documents d'essai, en inspectant les véhicules et en mettant à l'essai des véhicules obtenus sur le marché. De plus, en cas d'une défectuosité décelée sur un véhicule ou de l'équipement, le constructeur ou l'importateur doit émettre un avis de défaut à l'intention des propriétaires et du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités. Si un véhicule ou de l'équipement n'est pas conforme à une norme de sécurité du Canada, le constructeur ou l'importateur est passible d'une poursuite et, s'il est reconnu coupable, il peut se voir infliger une amende conformément aux dispositions de la *Loi sur la sécurité automobile*.

#### ***Personne-ressource***

Ghislain Lalime, ingénieur  
Agent de l'élaboration de la réglementation  
Direction générale de la sécurité routière et de la réglementation automobile  
Transports Canada  
275, rue Slater, 17<sup>e</sup> étage  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0N5  
Courriel : ghislain.lalime@tc.gc.ca

Registration  
SOR/2009-319 November 26, 2009

PATENT ACT

## Rules Amending the Patent Rules

P.C. 2009-1894 November 26, 2009

Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Industry, pursuant to section 12<sup>a</sup> of the *Patent Act*<sup>b</sup>, and section 12<sup>c</sup> of that Act as it read immediately before October 1, 1989, hereby makes the annexed *Rules Amending the Patent Rules*.

### RULES AMENDING THE PATENT RULES

#### AMENDMENTS

**1. The definition “description” in section 2 of the *Patent Rules*<sup>1</sup> is replaced by the following:**

“description” means the part of a specification other than the claims; (*description*)

**2. Subsection 4(2) of the Rules is replaced by the following:**

(2) If an application does not meet the requirements of section 28 of the Act entitling it to a filing date, the fee paid shall be refunded, less \$25.

**3. Subsection 16(4) of the Rules is repealed.**

**4. Sections 18 and 19 of the Rules are replaced by the following:**

**18.** Any decision of the Commissioner under section 16 of the Act to refuse to recognize a person as a patent agent and any decision of the Commissioner under subsection 16(3) to remove the name of a person from the register of patent agents shall be without delay entered in the register of patent agents and published in the *Canadian Patent Office Record* and a copy shall be sent by registered mail to the person referred to in the decision.

**19.** (1) If the Commissioner makes a decision under section 16 of the Act that a person be refused recognition as a patent agent or makes a decision under subsection 16(3) to remove the name of a person from the register of patent agents, any correspondence respecting an application sent by the Commissioner or by the Patent Office to that person within the six-month period before the date of the decision and to which no reply has been made by that date is deemed not to have been sent to the applicant.

(2) An application filed by a person who has been refused recognition as a patent agent by the Commissioner or whose name has been removed from the register of patent agents or an application that includes an appointment of such a person as patent agent of the applicant or as associate patent agent shall be treated by the Commissioner as an application filed by the applicant or by the patent agent who appointed the associate patent agent.

Enregistrement  
DORS/2009-319 Le 26 novembre 2009

LOI SUR LES BREVETS

## Règles modifiant les Règles sur les brevets

C.P. 2009-1894 Le 26 novembre 2009

Sur recommandation du ministre de l'Industrie et en vertu de l'article 12<sup>a</sup> de la *Loi sur les brevets*<sup>b</sup> et de l'article 12<sup>c</sup> de cette loi dans sa version antérieure au 1<sup>er</sup> octobre 1989, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend les *Règles modifiant les Règles sur les brevets*, ci-après.

### RÈGLES MODIFIANT LES RÈGLES SUR LES BREVETS

#### MODIFICATIONS

**1. La définition de « description », à l'article 2 des *Règles sur les brevets*<sup>1</sup>, est remplacée par ce qui suit :**

« description » La partie du mémoire descriptif distincte des revendications. (*description*)

**2. Le paragraphe 4(2) des mêmes règles est remplacé par ce qui suit :**

(2) Si une demande ne satisfait pas aux exigences de l'article 28 de la Loi pour l'attribution d'une date de dépôt, un montant égal à la taxe versée moins 25 \$ est remboursé.

**3. Le paragraphe 16(4) des mêmes règles est abrogé.**

**4. Les articles 18 et 19 des mêmes règles sont remplacés par ce qui suit :**

**18.** Toute décision du commissaire refusant de reconnaître une personne comme agent de brevets ou supprimant le nom d'une personne du registre des agents de brevets, rendue en vertu de l'article 16 de la Loi ou du paragraphe 16(3), selon le cas, est aussitôt inscrite au registre des agents de brevets et publiée dans la *Gazette du Bureau des brevets*; une copie de chaque décision est envoyée par courrier recommandé à la personne visée.

**19.** (1) Lorsque le commissaire rend une décision en vertu de l'article 16 de la Loi refusant de reconnaître une personne comme agent de brevets ou qu'il rend une décision en vertu du paragraphe 16(3) supprimant le nom d'une personne du registre des agents de brevets, toute correspondance concernant la demande envoyée à cette personne par le commissaire ou le Bureau des brevets dans les six mois précédant la date de la décision et à laquelle aucune réponse n'a été donnée jusqu'à cette date est réputée ne pas avoir été envoyée au demandeur.

(2) La demande déposée par la personne que le commissaire a refusé de reconnaître comme agent de brevets ou dont le nom a été supprimé du registre des agents de brevets ou la demande dans laquelle une telle personne est nommée soit agent de brevets du demandeur soit coagent est considérée par le commissaire comme une demande déposée par le demandeur ou par l'agent de brevets ayant nommé le coagent, selon le cas.

<sup>a</sup> S.C. 1993, c. 15, s. 29

<sup>b</sup> R.S., c. P-4

<sup>c</sup> R.S., c. 33 (3rd Suppl.), s. 3

<sup>1</sup> SOR/96-423

<sup>a</sup> L.C. 1993, ch. 15, art. 29

<sup>b</sup> L.R., ch. P-4

<sup>c</sup> L.R., ch. 33 (3e suppl.), art. 3

<sup>1</sup> DORS/96-423

**5. The Rules are amended by adding the following after section 27:**

FILING DATE

**27.1.** (1) The documents, information and fees prescribed for the purposes of subsection 28(1) of the Act are

(a) if paragraphs (b) and (c) do not apply and one or more of the following has been received by the Commissioner on or after June 2, 2007,

- (i) an indication, in English or French, that the granting of a Canadian patent is sought,
- (ii) the applicant's name,
- (iii) the applicant's address or that of their patent agent,
- (iv) a document, in English or French, that on its face appears to describe an invention, and
- (v) either
  - (A) a small entity declaration in accordance with section 3.01 and the small entity fee set out in item 1 of Schedule II as it read at the time of receipt, or
  - (B) the standard fee set out in that item;

(b) if one or more of the following has been received by the Commissioner on or after October 1, 1996 and all of the following have been received before June 2, 2007,

- (i) an indication in English or French that the granting of a Canadian patent is sought,
- (ii) the applicant's name,
- (iii) the applicant's address or that of their patent agent,
- (iv) a document, in English or French, that on its face appears to describe an invention, and
- (v) the fee set out in item 1 of Schedule II as it read at the time of receipt;

(c) if all of the following have been received by the Commissioner before October 1, 1996,

- (i) a petition executed by the applicant or a patent agent on the applicant's behalf,
- (ii) a specification, including claims,
- (iii) any drawing referred to in the specification,
- (iv) an abstract of the description, which may be inserted at the beginning of the specification, and
- (v) the fee set out in item 1 of Schedule II as it read at the time of receipt.

(2) Subject to subsection 36(4) of the Act as it read immediately before October 1, 1989, the filing date of an application in Canada filed before October 1, 1989 is the date on which the fee for filing it has been paid and the following documents relating to it have been filed:

- (a) a statement that the granting of a patent is sought, executed by the applicant or a patent agent on the applicant's behalf;
- (b) a specification, including claims;
- (c) any drawing referred to in the specification; and
- (d) an abstract of the description, which may be inserted at the beginning of the specification.

**6. The Rules are amended by adding the following after section 36:**

**5. Les mêmes règles sont modifiées par adjonction, après l'article 27, de ce qui suit :**

DATES DE DÉPÔT

**27.1.** (1) Pour l'application du paragraphe 28(1) de la Loi, les documents, renseignements et taxes sont les suivants :

a) si les alinéas b) et c) ne s'appliquent pas et si le commissaire a reçu, le 2 juin 2007 ou après cette date, au moins un des éléments suivants :

- (i) une indication en français ou en anglais selon laquelle l'octroi d'un brevet canadien est demandé,
- (ii) le nom du demandeur,
- (iii) l'adresse du demandeur ou de son agent de brevets,
- (iv) un document rédigé en français ou en anglais qui, à première vue, semble décrire une invention,
- (v) l'un ou l'autre de :
  - (A) la déclaration du statut de petite entité conforme à l'article 3.01 et la taxe applicable aux petites entités prévue à l'article 1 de l'annexe II, dans sa version à la date de la réception,
  - (B) la taxe générale prévue à l'article 1 de l'annexe II, dans sa version à la date de la réception;

b) si le commissaire a reçu au moins un des éléments ci-après le 1<sup>er</sup> octobre 1996 ou après cette date et s'il a reçu tous ces éléments avant le 2 juin 2007 :

- (i) une indication en français ou en anglais selon laquelle l'octroi d'un brevet canadien est demandé,
- (ii) le nom du demandeur,
- (iii) l'adresse du demandeur ou de son agent de brevets,
- (iv) un document rédigé en français ou en anglais qui, à première vue, semble décrire une invention,
- (v) la taxe prévue à l'article 1 de l'annexe II, dans sa version à la date de la réception;

c) si le commissaire a reçu tous les éléments ci-après avant le 1<sup>er</sup> octobre 1996 :

- (i) une pétition signée par le demandeur ou par un agent de brevets en son nom,
- (ii) un mémoire descriptif, comprenant les revendications,
- (iii) tout dessin auquel renvoie le mémoire descriptif,
- (iv) un abrégé de la description, qui peut être inséré au début du mémoire descriptif,
- (v) la taxe prévue à l'article 1 de l'annexe II, dans sa version à la date de la réception.

(2) Sous réserve du paragraphe 36(4) de la Loi dans sa version antérieure au 1<sup>er</sup> octobre 1989, la date du dépôt d'une demande au Canada déposée avant le 1<sup>er</sup> octobre 1989 est la date à laquelle la taxe de dépôt a été versée et les documents ci-après relatifs à la demande ont été déposés :

- a) une attestation portant que l'octroi d'un brevet est demandé, signée par le demandeur ou par un agent de brevets en son nom;
- b) un mémoire descriptif, comprenant les revendications;
- c) tout dessin auquel renvoie le mémoire descriptif;
- d) un abrégé de la description, qui peut être inséré au début du mémoire descriptif.

**6. Les mêmes règles sont modifiées par adjonction, après l'article 36, de ce qui suit :**

INVENTORS AND ENTITLEMENT

**37.** (1) If the applicant is the inventor, the application must contain a statement to that effect.

(2) If the applicant is not the inventor, the application must contain a statement indicating the name and address of the inventor and,

(a) in respect of an application other than a PCT national phase application, a declaration that the applicant is the legal representative of the inventor; and

(b) in respect of a PCT national phase application, either

(i) a declaration that the applicant is the legal representative of the inventor, or

(ii) a declaration as to the applicant's entitlement, as at the filing date, to apply for and be granted a patent, in accordance with Rule 4.17 of the Regulations under the PCT.

(3) A statement or declaration required by subsection (1) or (2) shall be included in the petition or be submitted in a separate document.

(4) If an application does not comply with the requirements of subsections (1) to (3), the Commissioner shall, by notice to the applicant, requisition the applicant to comply with those requirements before the later of the expiry of the 3-month period after the date of the notice and the expiry of the 12-month period after the filing date of the application.

**7. Section 67 of the Rules and the headings before it are replaced by the following:**

PART III

APPLICATIONS HAVING A FILING DATE ON OR AFTER  
OCTOBER 1, 1996

APPLICATION

**67.** (1) This Part applies to applications having a filing date on or after October 1, 1996 and to patents issued on the basis of such applications.

(2) For greater certainty, for the purposes of subsection (1) a reissued patent is considered to be issued on the basis of the original application.

**8. Section 77 of the Rules is replaced by the following:**

**77.** The petition shall follow the form and the instructions for its completion set out in Form 3 of Schedule I to the extent that the provisions of the form and the instructions are applicable.

**9. Section 78.1 of the Rules and the heading before it are repealed.**

**10. Section 92 of the Rules is replaced by the following:**

**92.** For the purposes of subsection 10(5) of the Act, the prescribed date is the day that is two months before the date of expiry of the confidentiality period referred to in subsection 10(2) of the Act or, if the Commissioner is able to stop technical preparations to open the application to public inspection at a subsequent date before the expiry of the confidentiality period, that subsequent date.

INVENTEURS ET DROIT DU DEMANDEUR

**37.** (1) Lorsque le demandeur est l'inventeur, la demande doit contenir un énoncé à cet effet.

(2) Lorsque le demandeur n'est pas l'inventeur, la demande doit contenir un énoncé indiquant le nom et l'adresse de l'inventeur et la déclaration suivante :

a) à l'égard d'une demande autre qu'une demande PCT à la phase nationale, une déclaration portant que le demandeur est le représentant légal de l'inventeur;

b) à l'égard d'une demande PCT à la phase nationale :

(i) soit une déclaration portant que le demandeur est le représentant légal de l'inventeur,

(ii) soit une déclaration relative au droit du demandeur, à la date de dépôt, de demander et d'obtenir un brevet, conformément à la règle 4.17 du Règlement d'exécution du PCT.

(3) L'énoncé et, le cas échéant, la déclaration, sont inclus dans la pétition ou présentés dans un document distinct.

(4) Lorsqu'une demande n'est pas conforme aux exigences énoncées aux paragraphes (1) à (3), le commissaire exige par avis que le demandeur se conforme à ces exigences dans les trois mois suivant la date de l'avis ou dans les douze mois suivant la date du dépôt de la demande, selon celui de ces délais qui expire le dernier.

**7. L'article 67 des mêmes règles et les intertitres le précédant sont remplacés par ce qui suit :**

PARTIE III

DEMANDES DONT LA DATE DE DÉPÔT N'EST PAS  
ANTÉRIEURE AU 1<sup>er</sup> OCTOBRE 1996

CHAMP D'APPLICATION

**67.** (1) La présente partie s'applique aux demandes dont la date de dépôt n'est pas antérieure au 1<sup>er</sup> octobre 1996 et aux brevets délivrés au titre de ces demandes.

(2) Il est entendu que, pour l'application du paragraphe (1), les brevets redélivrés sont considérés comme délivrés au titre des demandes originales.

**8. L'article 77 des mêmes règles est remplacé par ce qui suit :**

**77.** La pétition est établie selon la formule 3 de l'annexe I et les instructions connexes, dans la mesure où les dispositions de cette formule et ces instructions s'y appliquent.

**9. L'article 78.1 des mêmes règles et l'intertitre le précédant sont abrogés.**

**10. L'article 92 des mêmes règles est remplacé par ce qui suit :**

**92.** Pour l'application du paragraphe 10(5) de la Loi, la date réglementaire est la date qui précède de deux mois la date d'expiration de la période, prévue au paragraphe 10(2) de la Loi, durant laquelle la demande ne peut être accessible au public pour consultation ou, lorsque le commissaire est en mesure, à une date ultérieure qui précède l'expiration de cette période, d'arrêter les préparatifs techniques en vue de la consultation de cette demande, cette date ultérieure.

**11. Section 93 of the Rules and the heading before it are repealed.**

**12. Clause 94(2)(b)(ii)(B) of the Rules is repealed.**

**13. Subparagraphs 94(3)(b)(i) and (ii) of the Rules are repealed.**

**14. Section 97 of the Rules is replaced by the following:**

**97.** For the purposes of subsection 73(2) of the Act, an application is deemed to be abandoned if the applicant does not reply in good faith to any requisition of the Commissioner referred to in section 23, 25, 37 or 94 within the time provided in that section.

**15. Section 132 of the Rules and the headings before it are replaced by the following:**

PART IV

APPLICATIONS HAVING A FILING DATE IN THE PERIOD BEGINNING ON OCTOBER 1, 1989 AND ENDING ON SEPTEMBER 30, 1996

APPLICATION

**132.** (1) This Part applies to applications having a filing date in the period beginning on October 1, 1989 and ending on September 30, 1996 and to patents issued on the basis of such applications.

(2) For greater certainty, for the purposes of subsection (1) a reissued patent is considered to be issued on the basis of the original application.

**16. Section 146 of the Rules is replaced by the following:**

**146.** For the purposes of subsection 10(5) of the Act, the prescribed date is the day that is two months before the date of expiry of the confidentiality period referred to in subsection 10(2) of the Act or, if the Commissioner is able to stop technical preparations to open the application to public inspection at a subsequent date before the expiry of the confidentiality period, that subsequent date.

**17. Section 147 of the Rules and the heading before it are repealed.**

**18. Section 167 of the Rules and the headings before it are replaced by the following:**

PART V

APPLICATIONS HAVING A FILING DATE BEFORE OCTOBER 1, 1989

APPLICATION

**167.** (1) This Part applies to applications having a filing date before October 1, 1989 and to patents issued on the basis of such applications.

**11. L'article 93 des mêmes règles et l'intertitre le précédant sont abrogés.**

**12. La division 94(2)(b)(ii)(B) des mêmes règles est abrogée.**

**13. Les sous-alinéas 94(3)(b)(i) et (ii) des mêmes règles sont abrogés.**

**14. L'article 97 des mêmes règles est remplacé par ce qui suit :**

**97.** Pour l'application du paragraphe 73(2) de la Loi, la demande est considérée comme abandonnée si le demandeur omet de répondre de bonne foi à toute exigence du commissaire visée aux articles 23, 25, 37 ou 94 dans les délais qui sont prévus à ces articles.

**15. L'article 132 des mêmes règles et l'intertitre le précédant sont remplacés par ce qui suit :**

PARTIE IV

DEMANDES DONT LA DATE DE DÉPÔT SE SITUE DANS LA PÉRIODE COMMENÇANT LE 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 1989 ET SE TERMINANT LE 30 SEPTEMBRE 1996

CHAMP D'APPLICATION

**132.** (1) La présente partie s'applique aux demandes dont la date de dépôt se situe dans la période commençant le 1<sup>er</sup> octobre 1989 et se terminant le 30 septembre 1996 ainsi qu'aux brevets délivrés au titre de ces demandes.

(2) Il est entendu que, pour l'application du paragraphe (1), les brevets redélivrés sont considérés comme délivrés au titre des demandes originales.

**16. L'article 146 des mêmes règles est remplacé par ce qui suit :**

**146.** Pour l'application du paragraphe 10(5) de la Loi, la date réglementaire est la date qui précède de deux mois la date d'expiration de la période, prévue au paragraphe 10(2) de la Loi, durant laquelle la demande ne peut être accessible au public pour consultation ou, lorsque le commissaire est en mesure, à une date ultérieure qui précède l'expiration de cette période, d'arrêter les préparatifs techniques en vue de la consultation de cette demande, cette date ultérieure.

**17. L'article 147 des mêmes règles et l'intertitre le précédant sont abrogés.**

**18. L'article 167 des mêmes règles et les intertitres le précédant sont remplacés par ce qui suit :**

PARTIE V

DEMANDES DONT LA DATE DE DÉPÔT EST ANTÉRIEURE AU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 1989

CHAMP D'APPLICATION

**167.** (1) La présente partie s'applique aux demandes dont la date de dépôt est antérieure au 1<sup>er</sup> octobre 1989 et aux brevets délivrés au titre de ces demandes.

(2) For greater certainty, for the purposes of subsection (1) a reissued patent is considered to be issued on the basis of the original application.

**19. Section 178 of the Rules and the heading before it are repealed.**

**20. Subsection 182(1) of the Rules is replaced by the following:**

**182.** (1) For the purposes of section 46 of the Act, the applicable fee to maintain the rights accorded by a patent issued on or after October 1, 1989, set out in item 32 of Schedule II, shall be paid in respect of the periods set out in that item before the expiry of the times provided in that item.

**21. Subsection 182(3) of the Rules is replaced by the following:**

(3) Subject to subsection (4), for the purposes of section 46 of the Act, the applicable fee to maintain the rights accorded by a reissued patent, set out in item 32 of Schedule II, shall be paid in respect of the same periods and before the expiry of the same times, including periods of grace, as for the original patent.

**22. Schedule I to the Regulations is amended by replacing “(Sections 43, 44 and 77)” after the heading “SCHEDULE I” with “(Sections 43, 44, 77 and 78)”.**

**23. Subsection 3(2) of Form 3 of Schedule I to the Rules is replaced by the following:**

(2) The inventor is \_\_\_\_\_, whose complete address is \_\_\_\_\_ and the applicant is the legal representative of the inventor.

**24. Section 7 of Form 3 of Schedule I to the Rules is replaced by the following:**

7. The applicant believes that in accordance with the *Patent Rules* they are entitled to pay fees at the small entity level in respect of this application and in respect of any patent issued on the basis of this application.

**25. The Rules are amended by adding the following after section 8 of Form 3 of Schedule I:**

..... (signature)

**26. The second to fourth paragraphs of the Instructions to Form 3 of Schedule I to the Rules are replaced by the following:**

Sections 2 and 8 should be deleted if they do not apply.

The contents of sections 3 to 7 may be included in the petition or submitted in a separate document.

In section 3, in accordance with section 37 of the *Patent Rules*, only subsection 3(1) or subsection 3(2) should be included.

In general, the inclusion of a signature in the petition is optional. However, in accordance with paragraph 3.01(1)(e) of the *Patent Rules*, a signature is required if a small entity declaration is included in the petition.

**27. Item 2 of Schedule II to the Rules is replaced by the following:**

(2) Il est entendu que, pour l'application du paragraphe (1), les brevets redélivrés sont considérés comme délivrés au titre des demandes originales.

**19. L'article 178 des mêmes règles et l'intertitre le précédant sont abrogés.**

**20. Le paragraphe 182(1) des mêmes règles est remplacé par ce qui suit :**

**182.** (1) Pour l'application de l'article 46 de la Loi, la taxe applicable prévue à l'article 32 de l'annexe II pour le maintien en état des droits conférés par un brevet délivré au plus tôt le 1<sup>er</sup> octobre 1989 est payée à l'égard des périodes indiquées à cet article avant l'expiration des délais qui y sont fixés.

**21. Le paragraphe 182(3) des mêmes règles est remplacé par ce qui suit :**

(3) Sous réserve du paragraphe (4), pour l'application de l'article 46 de la Loi, la taxe applicable prévue à l'article 32 de l'annexe II pour le maintien en état des droits conférés par un brevet redélivré est payée à l'égard des mêmes périodes et avant l'expiration des mêmes délais, y compris les délais de grâce, que pour le brevet original.

**22. La mention « (articles 43, 44 et 77) » qui suit le titre « ANNEXE I » à l'annexe I des mêmes règles est remplacée par « (articles 43, 44, 77 et 78) ».**

**23. Le paragraphe 3(2) de la formule 3 de l'annexe I des mêmes règles est remplacé par ce qui suit :**

(2) L'inventeur est \_\_\_\_\_, son adresse complète est \_\_\_\_\_ et le demandeur est le représentant légal de l'inventeur.

**24. L'article 7 de la formule 3 de l'annexe I des mêmes règles est remplacé par ce qui suit :**

7. Le demandeur croit avoir le droit, conformément aux *Règles sur les brevets*, de payer la taxe applicable aux petites entités à l'égard de la présente demande et à l'égard de tout brevet délivré au titre de la présente demande.

**25. Les mêmes règles sont modifiées par adjonction, après l'article 8 de la formule 3 de l'annexe I, de ce qui suit :**

..... (Signature)

**26. Les deuxième, troisième et quatrième paragraphes des instructions de la formule 3 de l'annexe I des mêmes règles sont remplacés par ce qui suit :**

Les articles 2 et 8 devraient être supprimés s'ils ne s'appliquent pas.

Le contenu des articles 3 à 7 est inclus dans la pétition ou présenté dans un document distinct.

À l'article 3, conformément à l'article 37 des *Règles sur les brevets*, seul le paragraphe 3(1) ou le paragraphe 3(2) est inclus.

En général, l'inclusion d'une signature dans la pétition est facultative. Toutefois, conformément à l'alinéa 3.01(1)(e) des *Règles sur les brevets*, la signature est requise lorsque la pétition comporte une déclaration de statut de petite entité.

**27. L'article 2 de l'annexe II des mêmes règles est remplacé par ce qui suit :**

Column I		Column II
Item	Description	Fee
2.	On completing an application in response to a requisition under subsection 94(1) of these Rules or on avoiding a deemed abandonment under subsection 148(1) of these Rules .....	200.00

Colonne I		Colonne II
Article	Description	Taxe
2.	Complètement d'une demande en réponse à un avis donné aux termes du paragraphe 94(1) des présentes règles ou complètement d'une demande pour éviter la présomption d'abandon prévue au paragraphe 148(1) des présentes règles .....	200,00

**TRANSITIONAL PROVISIONS**

28. In respect of an application, other than a PCT national phase application, that has a filing date before October 1, 2010, the applicant may substitute the requirements of Form 3 of Schedule I to the *Patent Rules* as it read immediately before October 1, 2010 for the requirements of section 37 of the *Patent Rules* and of Form 3 of Schedule I to the *Patent Rules*.

29. If the Commissioner, before October 1, 2010, requisitions the applicant by notice under subsection 94(1) of the *Patent Rules* as it read immediately before October 1, 2010 and the time provided by that subsection to reply has not expired,

(a) the notice is considered not to apply to the extent that it requisitions the applicant to comply with the requirements of any of clause 94(2)(b)(ii)(B) or subparagraph 94(3)(b)(i) or (ii) of the *Patent Rules* as they read immediately before October 1, 2010; and

(b) if the notice requisitions the applicant to comply with only one or more of the requirements referred to in paragraph (a), the applicant is not required to pay the fee set out in item 2 of Schedule II to the *Patent Rules* as it read immediately before October 1, 2010.

**COMING INTO FORCE**

30. These Rules come into force on October 1, 2010.

**REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT**

*(This statement is not part of the Rules.)*

**Issue and objectives**

This regulatory initiative consists of amendments to the *Patent Rules* under the authority of the *Patent Act*. The *Patent Act* and associated regulations relate to the protection of new inventions (art, process, machine, manufacture, composition of matter) or any new and useful improvement of an existing invention.

The objectives of the amendments are threefold:

- to address most Standing Joint Committee for the Scrutiny of Regulations (SJCSR) comments to clarify provisions in the *Patent Rules* dealing with legalities and procedural issues;
- to improve legal certainty; and
- to modernize, simplify and clarify processes, thereby reducing the administrative burden for clients.

**DISPOSITIONS TRANSITOIRES**

28. À l'égard d'une demande — autre qu'une demande PCT à la phase nationale — dont la date de dépôt est antérieure au 1<sup>er</sup> octobre 2010, le demandeur peut remplacer les exigences de l'article 37 des *Règles sur les brevets* et de la formule 3 de l'annexe I des *Règles sur les brevets* par les exigences énoncées à la formule 3 de l'annexe I des *Règles sur les brevets*, dans sa version antérieure au 1<sup>er</sup> octobre 2010.

29. Si, avant le 1<sup>er</sup> octobre 2010, le commissaire a envoyé un avis en application du paragraphe 94(1) des *Règles sur les brevets* dans sa version antérieure au 1<sup>er</sup> octobre 2010, à l'égard duquel le délai prévu par cette disposition pour répondre n'était pas expiré,

a) l'avis est réputé ne pas s'appliquer dans la mesure où il exige que le demandeur se conforme aux exigences de la division 94(2)(b)(ii)(B) ou des sous-alinéas 94(3)(b)(i) ou (ii) des *Règles sur les brevets*, dans leur version antérieure au 1<sup>er</sup> octobre 2010 ;

b) si l'avis exige que le demandeur se conforme seulement à une ou plusieurs des exigences visées à l'alinéa a), le demandeur n'est pas tenu de payer la taxe établie à l'article 2 de l'annexe II des *Règles sur les brevets*, dans sa version antérieure au 1<sup>er</sup> octobre 2010.

**ENTRÉE EN VIGUEUR**

30. Les présentes règles entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2010.

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION**

*(Ce résumé ne fait pas partie des Règles.)*

**Question et objectifs**

Cette initiative réglementaire apporte des modifications aux *Règles sur les brevets* (les Règles) en application de la *Loi sur les brevets*. La *Loi sur les brevets* et la réglementation connexe visent la protection des nouvelles inventions (réalisation, procédé, machine, fabrication ou composition de matières) ou le perfectionnement d'une invention présentant un caractère de nouveauté et d'utilité.

Les modifications visent trois objectifs :

- donner suite à la plupart des commentaires du Comité mixte permanent d'examen de la réglementation (CMPEP) pour clarifier les dispositions des *Règles sur les brevets* concernant des aspects légaux et des questions de procédure;
- accroître la certitude juridique;
- moderniser, simplifier et clarifier le processus et réduire ainsi le fardeau administratif pour les clients.



The SJCSR, a parliamentary committee established under the *Rules of the Senate* and the *Standing Orders of the House of Commons*, is responsible for reviewing and scrutinizing regulations and statutory instruments. In June 2007, the Committee conducted a review of the *Patent Rules*. During its review and in subsequent correspondence with the Patent Office of the Canadian Intellectual Property Office (CIPO), the Committee raised a number of points. Most points encourage CIPO to clarify certain provisions in the *Patent Rules* as opposed to issues of substantive policy. CIPO is also proposing several amendments to provide greater clarity and reduced administrative burden for clients.

### **Description and rationale**

The regulatory actions respond to most of the SJCSR recommendations and to CIPO's efforts to improve services to clients. The regulatory amendments are focused on the following areas: (1) definition of "description"; (2) clarification of the purpose of subsection 16(4) to decrease confusion that subsection 16(4) may attempt to modify, without statutory authority, the meaning of section 16 of the *Patent Act* that deals with similar subject matter; (3) establishment of a filing date; (4) confidentiality period; (5) payment of maintenance fees; (6) small entity declaration within the Petition for Grant of a Patent; (7) Form 3 of Schedule I; and (8) requirements for completing and establishing entitlement to file a patent application.

An additional recommendation from the SJCSR is related to the reinstatement of abandoned patent applications and is currently under discussion between SJCSR and Industry Canada. The outcome of these discussions may require further action that could lead to future regulatory amendments.

More detailed descriptions of the *Patent Rules* amendments are as follows:

#### Amendments that respond to the SJCSR recommendations

##### (1) Definition of "description"

The regulatory initiative amends the current definition, which states that description "means the part of the specification other than the claims, referred to in section 80." In order to simplify this definition, the following new definition is inserted: "description" means the part of a specification other than the claims.

##### (2) Clarification of the purpose of subsection 16(4)

Subsection 16(4) of the *Patent Rules* is deleted and sections 18 and 19 are replaced as per SJCSR recommendation. Subsection 16(4) of the *Patent Rules* currently reads as follows: "The removal by the Commissioner of the name of a person from the register of patent agents constitutes a refusal to recognize that person as a patent agent for the purposes of section 16 of the Act." The SJCSR suggested that, in its current form, the text of subsection 16(4) may be interpreted erroneously by some as having the authority to modify provisions of section 16. In order to respond to the SJCSR points, subsection 16(4) is deleted and sections 18 and 19 are replaced with modifications that make clear that sections 18 and 19 of the *Patent Rules* apply both (1) to decisions pursuant to section 16 of the *Patent Act* to refuse to recognize a person as a patent agent and (2) to the removal of the name of a patent agent from the register of patent agents pursuant to subsection 16(3) of the *Patent Rules*.

Le CMPER, un comité parlementaire établi en vertu du *Règlement du Sénat* et du *Règlement de la Chambre des communes*, est chargé d'examiner et de scruter les règlements et les textes réglementaires. En juin 2007, le Comité a effectué un examen des *Règles sur les brevets*. Au cours de cet examen et dans la correspondance subséquente avec le Bureau des brevets de l'Office de la propriété intellectuelle du Canada (OPIC), le Comité a soulevé un certain nombre de points. La plupart des points encouragent l'OPIC à clarifier certaines dispositions des *Règles sur les brevets* plutôt que des questions de fond. L'OPIC propose aussi plusieurs modifications pour clarifier les Règles et réduire le fardeau administratif pour les clients.

### **Description et justification**

Les mesures réglementaires font suite à la plupart des recommandations du CMPER et aux efforts déployés par l'OPIC en vue d'améliorer les services à la clientèle. Les modifications réglementaires sont les suivantes : (1) définition du terme « description »; (2) clarification de l'objectif du paragraphe 16(4) pour éviter que l'on pense que ce paragraphe puisse tenter de modifier, sans autorité légale, le sens de l'article 16 de la *Loi sur les brevets* qui traite de questions similaires; (3) établissement d'une date de dépôt; (4) période de confidentialité; (5) paiement de la taxe pour le maintien en état; (6) déclaration du statut de petite entité dans la Pétition pour l'octroi d'un brevet; (7) formule 3 de l'annexe I; (8) exigences relatives au complètement et l'établissement du droit de déposer une demande de brevet.

Une recommandation additionnelle du CMPER reliée au rétablissement de demandes de brevets abandonnées fait l'objet de discussions entre le CMPER et Industrie Canada. Ces discussions pourraient entraîner d'autres développements qui pourraient exiger des modifications réglementaires ultérieures.

Voici une description plus détaillée des modifications aux *Règles sur les brevets* :

#### Modifications apportées par suite des recommandations du CMPER

##### (1) Définition du terme « description »

L'initiative réglementaire modifie la définition actuelle du terme « description » selon laquelle il s'agit de « la partie du mémoire descriptif distincte des revendications, visée à l'article 80 ». Pour simplifier cette définition, la définition suivante est insérée : « description » La partie du mémoire descriptif distincte des revendications.

##### (2) Clarification de l'objectif du paragraphe 16(4)

Le paragraphe 16(4) des *Règles sur les brevets* est supprimé et les articles 18 et 19 sont remplacés, comme le recommande le CMPER. Le paragraphe 16(4) des *Règles sur les brevets* se lit actuellement comme suit : « La suppression d'un nom, par le commissaire, du registre des agents de brevets équivaut au refus de reconnaître la personne visée comme agent de brevets pour l'application de l'article 16 de la Loi. » Le CMPER a fait observer que certains peuvent penser à tort que le libellé actuel du paragraphe 16(4) permet de modifier les dispositions de l'article 16. Pour donner suite aux points soulevés par le CMPER, le paragraphe 16(4) est supprimé et les articles 18 et 19 sont modifiés pour qu'il soit clair que les articles 18 et 19 des *Règles sur les brevets* s'appliquent à la fois (1) aux décisions de refuser de reconnaître une personne comme agent de brevets qui sont prises en vertu de l'article 16; et (2) au retrait du nom d'un agent de brevets du registre des agents de brevets, conformément au paragraphe 16(3) des *Règles sur les brevets*.

**(3) Establishment of the filing date**

This amendment replaces three provisions in Parts III, IV, V of the *Patent Rules* with a new provision in Part I (Rules of General Application) as per a SJCSR recommendation. The amendment eliminates the presence of three different filing provisions in three different Parts of the *Patent Rules* (III, IV, V) and replaces said provisions with a general filing provision.

**(4) Confidentiality period**

For clarity of drafting, sections 92 and 146 of the *Patent Rules* are amended. The phrase “the confidentiality period” appears twice in these provisions. The insertion of the words “referred to in subsection 10(2) of the Act” after the first reference to “the confidentiality period” rather than the second reference clarifies the provisions.

**(5) Payment of maintenance fees**

Subsection 182(1) of the *Patent Rules* is amended in order to delete an incorrect reference to section 45 of the *Patent Act*. Subsection 182(3) of the *Patent Rules* is amended to replace the incorrect reference to section 45 of the *Patent Act* with the correct reference to section 46 of the *Patent Act*. This amendment does not change the fee structure.

**CIPO amendments****(6) Small entity declaration within the Petition for Grant of a Patent (Form 3 of Schedule I)**

Form 3 of Schedule I to the *Patent Rules* is amended. The amendment is necessary as one of the paragraphs refers to “small entity” as defined in section 2 of the *Patent Rules* prior to June 2007. The definition was changed in June 2007, and is now defined under subsection 3.01(3) of the *Patent Rules*, and no longer defined under section 2.

**(7) Petition for Grant of a Patent (Form 3 of Schedule I)**

Clarifying the instructions for Form 3 of Schedule I to the *Patent Rules* to reflect the changes outlined in proposed amendments 6 and 8 as well as to clarify that the contents of sections 3 to 7 of the instructions may be included in the petition or submitted in a separate document.

**(8) Completion requirements**

The *Patent Rules* are amended so that neither a Declaration of Entitlement nor the registration of any assignments is required to complete an application. An applicant who is not the inventor only needs to submit a statement (not proof of status) to the effect that the applicant is, in accordance with the Act and Rules, the legal representative of the inventor.

**Benefits and costs**

The amendments do not require the allocation of additional resources towards administering Canada’s patent system. The amendments are housekeeping in nature, aid legal certainty, assist applicants in obtaining patent rights and provide greater flexibility through the elimination of several administrative requirements and the clarification of some *Patent Rules* provisions. Clients will benefit from a more user-friendly, fair and flexible patent system.

**(3) Établissement de la date de dépôt**

Cette modification remplace trois dispositions des parties III, IV et V des *Règles sur les brevets* par une nouvelle disposition dans la partie I (Règles d’application générale) conformément aux recommandations du CMPER. La modification élimine la présence de trois dispositions différentes relatives au dépôt des demandes dans trois différentes parties des *Règles sur les brevets* (III, IV et V) et les remplace par une seule disposition générale sur le dépôt.

**(4) Période de confidentialité**

Par souci de clarté, les articles 92 et 146 des *Règles sur les brevets* sont modifiés. L’expression « la période de confidentialité » revient deux fois dans ces dispositions. L’insertion des mots « visée au paragraphe 10(2) de la Loi » après la première référence à la « période de confidentialité » plutôt qu’après la seconde clarifie les dispositions.

**(5) Paiement de la taxe pour le maintien en état**

Le paragraphe 182(1) des *Règles sur les brevets* est modifié de façon à supprimer le renvoi erroné à l’article 45 de la *Loi sur les brevets*. Il est également proposé de modifier le paragraphe 182(3) des *Règles sur les brevets* de façon à remplacer le renvoi erroné à l’article 45 de la *Loi sur les brevets* par le renvoi pertinent à l’article 46 de la *Loi sur les brevets*. Cette modification ne change pas le barème tarifaire.

**Modifications de l’OPIIC****(6) Déclaration du statut de petite entité dans la Pétition pour l’octroi d’un brevet (formule 3 de l’annexe I)**

La formule 3 de l’annexe I des *Règles sur les brevets* est modifiée. La modification est nécessaire, car l’un des paragraphes fait référence à une « petite entité » selon la définition de l’article 2 des *Règles sur les brevets* datant d’avant juin 2007. La définition a été changée en juin 2007 et se trouve maintenant au paragraphe 3.01(3) des *Règles sur les brevets* et non plus à l’article 2.

**(7) Pétition pour l’octroi d’un brevet (formule 3 de l’annexe I)**

Clarifier les directives concernant la formule 3 de l’annexe I des *Règles sur les brevets* en fonction des propositions pour tenir compte des modifications 6 et 8, et pour préciser que le contenu des articles 3 à 7 des directives peut être inclus dans la pétition ou présenté dans un document distinct.

**(8) Exigences relatives au complètement**

Les *Règles sur les brevets* sont modifiées de façon que ni une déclaration relative au droit du demandeur ni l’enregistrement d’une cession ne soient requis pour compléter une demande. Un demandeur qui n’est pas l’inventeur serait seulement tenu de fournir une déclaration (et non pas une preuve de statut) selon laquelle le demandeur est, conformément à la Loi et aux Règles, le représentant légal de l’inventeur.

**Avantages et coûts**

Les modifications n’exigent pas de ressources supplémentaires aux fins de l’administration du système des brevets du Canada. Elles sont de nature administrative, contribuent à la certitude juridique, aident les demandeurs à obtenir des droits de brevet et donnent plus de souplesse en éliminant plusieurs exigences administratives et en clarifiant certaines dispositions des *Règles sur les brevets*. Un système de brevets plus convivial, plus juste et plus souple servira les intérêts des clients.

**Consultation**

A consultation document was posted on CIPO's Web site from November 27, 2008, to January 5, 2009, in order to solicit comments from stakeholders and members of the public. Comments were considered and, where applicable, integrated into the Regulatory Impact Analysis Statement published in the *Canada Gazette*, Part I on July 11, 2009, for a 30-day consultation period.

Written comments were received from four stakeholders, including the Intellectual Property Institute of Canada (IPIC) and the International Federation of Intellectual Property Attorneys (FICPI) and two patent agents. After a review and consideration of the comments and proposals, CIPO amended transitional Rule 28 to provide greater clarity in respect of divisional applications. In addition, to provide further clarity, CIPO amended Rule 28 and 30 (previously Rule 31 as published in the *Canada Gazette*, Part I) to include the actual date of the coming into force, which is October 1, 2010. CIPO has also adopted the stakeholder's proposal with regards to the previously published Rule 30 by removing it.

Other comments and proposals relating to the establishment of filing date (s. 27.1(1)), and small entity declaration (s. 7 of Form 3) were not adopted. With respect to the establishment of filing date, CIPO takes the position that the proposed amendment is sufficiently clear in view of various provisions in the Act, Rules and international treaties. The editorial comments and proposals that dealt with the small entity declaration were also not adopted. Finally, in response to a stakeholder's caution, CIPO wishes to make it clear that any assignments made before or after the filing date could subsequently be submitted for registration, on a voluntary basis.

**Implementation, enforcement and service standards**

The *Patent Rules* are enforced by the application of existing provisions in the *Patent Act*. Enforcement and compliance provisions therefore remain unchanged as a result of the regulatory amendments. Accordingly, there are no new compliance and enforcement provisions and no additional costs required to monitor and enforce these regulatory changes.

The amendments will come into force on October 1, 2010.

**Contacts**

For technical issues related to the *Patent Rules*, please contact

Scott Vasudev  
Division Chief  
Patent Administrative Policy, Classification and International  
Affairs Division  
Canadian Intellectual Property Office  
Industry Canada  
50 Victoria Street  
Place du Portage, Phase I  
Gatineau, Quebec  
K1A 0C9  
Telephone: 819-997-3055  
Fax: 819-994-1989

**Consultation**

Un document de consultation a été affiché dans le site Web de l'OPIC du 27 novembre 2008 au 5 janvier 2009 afin d'inviter les intervenants et le grand public à formuler des observations. Celles-ci ont été examinées et, le cas échéant, intégrées au Résumé de l'étude d'impact de la réglementation publié le 11 juillet 2009 dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, pour une période de consultation de 30 jours.

Des observations écrites ont été reçues de quatre intervenants, soit l'Institut de la propriété intellectuelle du Canada (IPIC), la Fédération internationale des conseils en propriété intellectuelle (FICPI) et deux agents de brevets. À la suite d'un examen des observations et des propositions, l'OPIC a modifié l'article transitoire 28 des Règles afin d'apporter des précisions en ce qui concerne les demandes complémentaires. En outre, aussi dans un souci de clarté, l'OPIC a modifié les articles 28 et 30 des Règles (auparavant l'article 31 des Règles publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada*) de façon à inclure la date d'entrée en vigueur, soit le 1<sup>er</sup> octobre 2010. L'OPIC a aussi adopté la proposition d'un des intervenants concernant l'article 30 des Règles qui avait déjà été publié en le supprimant.

D'autres observations et propositions relatives à l'établissement de la date de dépôt [paragraphe 27.1(1)] et à la déclaration du statut de petite entité (art. 7 de la Formule 3) n'ont pas été adoptées. Pour ce qui concerne l'établissement de la date de dépôt, l'OPIC considère que la modification proposée est suffisamment claire compte tenu des diverses dispositions de la Loi, des Règles et des traités internationaux. Les observations de fond et les propositions qui portaient sur la déclaration du statut de petite entité n'ont pas été adoptées non plus. Enfin, en réponse à la mise en garde d'un des intervenants, l'OPIC tient à ce qu'il soit très clair que toute cession faite avant ou après la date de dépôt pourra faire l'objet d'une demande d'enregistrement par la suite, sur une base volontaire.

**Mise en œuvre, application et normes de service**

Les *Règles sur les brevets* sont appliquées en vertu des dispositions de la *Loi sur les brevets*. Ainsi, les modifications réglementaires n'entraînent aucun changement en ce qui concerne les dispositions visant l'exécution et la conformité. Il n'y a donc pas de nouvelles dispositions relatives à l'exécution et à la conformité ni de coûts additionnels pour surveiller et effectuer ces modifications réglementaires.

Les modifications entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2010.

**Personnes-ressources**

Pour les questions techniques liées aux *Règles sur les brevets*, prière de communiquer avec :

Scott Vasudev  
Chef de division  
Division de la classification, des affaires internationales et de la  
politique administrative des brevets  
Office de la propriété intellectuelle du Canada  
Industrie Canada  
50, rue Victoria  
Place du Portage, Phase I  
Gatineau, Québec  
K1A 0C9  
Téléphone : 819-997-3055  
Télécopieur : 819-994-1989

For all other matters related to the RIAS, please contact

Nancy P. Leigh  
Chief  
International and Regulatory Affairs Branch  
Canadian Intellectual Property Office  
Industry Canada  
50 Victoria Street  
Place du Portage, Phase II  
Gatineau, Quebec  
K1A 0C9  
Telephone: 819-934-4257  
Fax: 819-997-5052

Pour toute autre question liée au REIR, prière de communiquer avec :

Nancy P. Leigh  
Chef  
Direction des affaires internationales et réglementaires  
Office de la propriété intellectuelle du Canada  
Industrie Canada  
50, rue Victoria  
Place du Portage, Phase II  
Gatineau, Québec  
K1A 0C9  
Téléphone : 819-934-4257  
Télécopieur : 819-997-5052

Registration  
SOR/2009-320 November 30, 2009

EXPORT AND IMPORT PERMITS ACT

**Allocation Method Order (2010) — Softwood Lumber Products**

The Minister of Foreign Affairs, pursuant to paragraph 6.3(3)(a)<sup>a</sup> of the *Export and Import Permits Act*<sup>b</sup>, hereby makes the annexed *Allocation Method Order (2010) – Softwood Lumber Products*.

Ottawa, November 30, 2009

LAWRENCE CANNON  
*Minister of Foreign Affairs*

**ALLOCATION METHOD ORDER (2010) –  
SOFTWOOD LUMBER PRODUCTS**

Definitions	<b>1.</b> The following definitions apply in this Order.
“Act” « Loi »	“Act” means the <i>Export and Import Permits Act</i> .
“exported” « exporté »	“exported” has the meaning set out in section 6.4 of the Act.
“Manitoba quantity” « quantité pour le Manitoba »	“Manitoba quantity” means the quantity of softwood lumber products that may be exported from Manitoba to the United States during a month under subsection 6.3(2) of the Act.
“Ontario quantity” « quantité pour l’Ontario »	“Ontario quantity” means the quantity of softwood lumber products that may be exported from Ontario to the United States during a month under subsection 6.3(2) of the Act.
“primary producer” « entreprise de première transformation »	“primary producer” means a person who produces softwood lumber products from softwood sawlogs and, in the case of Quebec, includes a person who produces Quebec softwood lumber products from softwood sawlogs.
“primary producer’s products” « produits d’une entreprise de première transformation »	“primary producer’s products” means the softwood lumber products that a primary producer produces and that are not remanufactured in Canada.
“Quebec quantity” « quantité pour le Québec »	“Quebec quantity” means the quantity of softwood lumber products that may be exported from Quebec to the United States during a month under subsection 6.3(2) of the Act.
“Quebec softwood lumber products”	“Quebec softwood lumber products” means the softwood lumber products produced in Quebec that were reported to the Minister of Natural

Enregistrement  
DORS/2009-320 Le 30 novembre 2009

LOI SUR LES LICENCES D’EXPORTATION ET D’IMPORTATION

**Arrêté de 2010 sur la méthode d’allocation de quotas (produits de bois d’œuvre)**

En vertu de l’alinéa 6.3(3)a)<sup>a</sup> de la *Loi sur les licences d’exportation et d’importation*<sup>b</sup>, le ministre des Affaires étrangères prend l’*Arrêté de 2010 sur la méthode d’allocation de quotas (produits de bois d’œuvre)*, ci-après.

Ottawa, le 30 novembre 2009

*Le ministre des Affaires étrangères,*  
LAWRENCE CANNON

**ARRÊTÉ DE 2010 SUR LA MÉTHODE  
D’ALLOCATION DE QUOTAS (PRODUITS  
DE BOIS D’ŒUVRE)**

<b>1.</b> Les définitions qui suivent s’appliquent au présent arrêté.	Définitions
« entreprise de première transformation » Personne qui produit des produits de bois d’œuvre à partir de grumes de sciage de résineux et, en outre, dans le cas du Québec, personne qui produit des produits de bois d’œuvre du Québec à partir de grumes de sciage de résineux.	« entreprise de première transformation » “primary producer”
« entreprise de seconde transformation » Personne qui fait subir une seconde transformation, au sens du paragraphe 13(1) de la <i>Loi de 2006 sur les droits d’exportation de produits de bois d’œuvre</i> , à des produits de bois d’œuvre.	« entreprise de seconde transformation » “remanufacture”
« exporté » S’entend au sens de l’article 6.4 de la Loi.	« exporté » “exported”
« Loi » La <i>Loi sur les licences d’exportation et d’importation</i> .	« Loi » “Act”
« période de référence » Période commençant le 1 <sup>er</sup> novembre 2006 et se terminant le 31 octobre 2009.	« période de référence » “reference period”
« produits de bois d’œuvre » Produits visés à l’article 5104 du groupe 5 de l’annexe de la <i>Liste des marchandises d’exportation contrôlée</i> .	« produits de bois d’œuvre » “softwood lumber products”
« produits de bois d’œuvre du Québec » Produits de bois d’œuvre produits au Québec et déclarés au ministre des Ressources naturelles et de la Faune sous le régime de la <i>Loi sur les forêts</i> , L.R.Q., ch. F-4.1.	« produits de bois d’œuvre du Québec » “Quebec softwood lumber products”
« produits d’une entreprise de première transformation » Produits de bois d’œuvre qu’une entreprise	« produits d’une

<sup>a</sup> S.C. 2006, c. 13, s. 111  
<sup>b</sup> R.S., c. E-19

<sup>a</sup> L.C. 2006, ch. 13, art. 111  
<sup>b</sup> L.R., ch. E-19

<p>« produits de bois d'œuvre du Québec »</p> <p>“reference period” « période de référence »</p> <p>“remanufacturer” « entreprise de seconde transformation »</p> <p>“remanufacturer's products” « produits d'une entreprise de seconde transformation »</p> <p>“Saskatchewan quantity” « quantité pour la Saskatchewan »</p> <p>“softwood lumber products” « produits de bois d'œuvre »</p>	<p>Resources and Wildlife under the <i>Forest Act</i>, R.S.Q., c. F-4.1.</p> <p>“reference period” means the period beginning on November 1, 2006 and ending on October 31, 2009.</p> <p>“remanufacturer” means a person who remanufactures — within the meaning of subsection 13(1) of the <i>Softwood Lumber Products Export Charge Act, 2006</i> — softwood lumber products.</p> <p>“remanufacturer's products” means the softwood lumber products that a remanufacturer remanufactures and that are not further remanufactured in Canada.</p> <p>“Saskatchewan quantity” means the quantity of softwood lumber products that may be exported from Saskatchewan to the United States during a month under subsection 6.3(2) of the Act.</p> <p>“softwood lumber products” means the products referred to in item 5104, Group 5 of the schedule to the <i>Export Control List</i>.</p>	<p>de première transformation a produits et qui n'ont pas subi de seconde transformation au Canada.</p> <p>« produits d'une entreprise de seconde transformation » Produits de bois d'œuvre qu'une entreprise de seconde transformation a transformés et qui n'ont pas subi d'autre seconde transformation par la suite au Canada.</p> <p>« quantité pour la Saskatchewan » Quantité de produits de bois d'œuvre qui peut être exportée de la Saskatchewan vers les États-Unis au cours d'un mois en vertu du paragraphe 6.3(2) de la Loi.</p> <p>« quantité pour le Manitoba » Quantité de produits de bois d'œuvre qui peut être exportée du Manitoba vers les États-Unis au cours d'un mois en vertu du paragraphe 6.3(2) de la Loi.</p> <p>« quantité pour le Québec » Quantité de produits de bois d'œuvre qui peut être exportée du Québec vers les États-Unis au cours d'un mois en vertu du paragraphe 6.3(2) de la Loi.</p> <p>« quantité pour l'Ontario » Quantité de produits de bois d'œuvre qui peut être exportée de l'Ontario vers les États-Unis au cours d'un mois en vertu du paragraphe 6.3(2) de la Loi.</p>	<p>entreprise de première transformation » “primary producer's products”</p> <p>« produits d'une entreprise de seconde transformation » “remanufacturer's products”</p> <p>« quantité pour la Saskatchewan » “Saskatchewan quantity”</p> <p>« quantité pour le Manitoba » “Manitoba quantity”</p> <p>« quantité pour le Québec » “Quebec quantity”</p> <p>« quantité pour l'Ontario » “Ontario quantity”</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

GENERAL

GÉNÉRAL

<p>Application</p>	<p><b>2.</b> This Order establishes the method for allocating the quantity of softwood lumber products that may be exported during a month from Ontario, Quebec, Manitoba and Saskatchewan in 2010 for the purposes of paragraph 6.3(3)(a) of the Act.</p>	<p><b>2.</b> Le présent arrêté établit la méthode d'allocation des quotas mensuels de produits de bois d'œuvre pouvant être exportés de l'Ontario, du Québec, du Manitoba et de la Saskatchewan en 2010 pour l'application de l'alinéa 6.3(3)a) de la Loi.</p>	<p>Application</p>
<p>Relinquishing an export allocation</p>	<p><b>3.</b> For the purposes of this Order, a primary producer or remanufacturer relinquishes their export allocation for 2010 by so informing the Minister in writing by December 11, 2009.</p>	<p><b>3.</b> Pour l'application du présent arrêté, une entreprise de première transformation ou une entreprise de seconde transformation renonce à recevoir un quota en 2010 en informant le ministre par écrit au plus tard le 11 décembre 2009.</p>	<p>Quota renoncé</p>
<p>Transfer of export allocation</p>	<p><b>4.</b> If a primary producer or remanufacturer transfers, with the consent of the Minister under subsection 6.3(4) of the Act, a portion of the export allocation issued to it by the Minister for a month, that portion is deemed to be included in the volume of the primary producer's or remanufacturer's products that were exported in that month to the United States under export permits, and not in the volume of the transferee, so long as</p> <p>(a) the portion transferred includes a corresponding volume of products; or</p> <p>(b) the total of the portion transferred during the month that does not include products does not exceed 15% of the volume of the primary producer's or remanufacturer's export allocation for the month.</p>	<p><b>4.</b> Si une entreprise de première transformation ou une entreprise de seconde transformation transfère, en vertu de l'autorisation ministérielle prévue au paragraphe 6.3(4) de la Loi, une partie de l'autorisation d'exportation qui lui a été délivrée par le ministre pour un mois, cette partie est réputée comprise dans le volume de produits de l'entreprise exportés au cours du mois en question vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation, et non dans celui du bénéficiaire du transfert, à condition que, selon le cas :</p> <p>a) la partie transférée comprenne un volume correspondant de produits;</p> <p>b) le total de la partie transférée pendant le mois qui ne comprend pas de produits n'excède pas 15 % du volume de l'autorisation d'exportation de l'entreprise pour le mois en question.</p>	<p>Transfert</p>

ONTARIO

Allocation

5. The allocation of the Ontario quantity to a primary producer or remanufacturer who applies for an export allocation is calculated in accordance with the formula

$$OQ \times (EO/TEO)$$

where

OQ is the Ontario quantity;

EO is the volume of the primary producer's or remanufacturer's products that were exported from Ontario to the United States under export permits during the reference period; and

TEO is the total volume of primary producers' and remanufacturers' products that were exported from Ontario to the United States under export permits during the reference period, excluding the volume of products of primary producers and remanufacturers who relinquish their export allocations for 2010.

QUEBEC

Primary producers with an export history

6. (1) If some or all of a primary producer's products were exported from Quebec to the United States under export permits during the reference period and the primary producer applies for an export allocation, the primary producer must choose to receive an allocation of the Quebec quantity calculated in accordance with the formula set out in section 7(which is based on their historic export volume) or the formula set out in subsection 8(1) (which is based on their historic production volume).

Primary producers without an export history

(2) If none of a primary producer's products were exported from Quebec to the United States under export permits during the reference period and if the primary producer produced Quebec softwood lumber products during the period beginning on January 1, 2006 and ending on December 31, 2008 and it applies for an export allocation, the primary producer may only receive the allocation calculated in accordance with the formula set out in subsection 8(1) (which is based on its historic production volume).

Remanufacturers

(3) If some or all of a remanufacturer's products were exported from Quebec to the United States under export permits during the reference period and the remanufacturer applies for an export allocation, the remanufacturer may only receive the allocation calculated in accordance with the formula set out in section 11 (which is based on its historic export volume).

ONTARIO

5. Le quota ontarien d'une entreprise de première transformation ou d'une entreprise de seconde transformation qui présente une demande d'autorisation d'exportation est calculé selon la formule suivante :

$$QO \times (EO/ETO)$$

où :

QO représente la quantité pour l'Ontario;

EO le volume de produits de l'entreprise de première transformation ou de l'entreprise de seconde transformation exportés de l'Ontario vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence;

ETO le volume total de produits des entreprises de première transformation et des entreprises de seconde transformation exportés de l'Ontario vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence, à l'exclusion du volume de celles de ces entreprises qui renoncent à recevoir un quota en 2010.

QUÉBEC

Quota

6. (1) Si les produits d'une entreprise de première transformation ont été exportés, en tout ou en partie, du Québec vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence et que l'entreprise présente une demande d'autorisation d'exportation, elle choisit de recevoir un quota québécois calculé selon la méthode d'allocation prévue à l'article 7, qui est fondée sur son volume d'exportations historiques, ou selon celle prévue au paragraphe 8(1), qui est fondée sur son volume de production historique.

Entreprise de première transformation avec exportations historiques

(2) Si aucun des produits d'une entreprise de première transformation n'a été exporté du Québec vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence et si l'entreprise a produit des produits de bois d'œuvre du Québec pendant la période commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et se terminant le 31 décembre 2008 et qu'elle présente une demande d'autorisation d'exportation, elle ne peut recevoir que le quota québécois calculé selon la méthode d'allocation prévue au paragraphe 8(1), qui est fondée sur son volume de production historique.

Entreprise de première transformation sans exportations historiques

(3) Si les produits d'une entreprise de seconde transformation ont été exportés, en tout ou en partie, du Québec vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence et que l'entreprise présente une demande d'autorisation d'exportation, elle ne peut recevoir que le quota québécois calculé selon la méthode d'allocation prévue à l'article 11, qui est fondée sur son volume d'exportations historiques.

Entreprise de seconde transformation

Allocation to primary producers — historic export volume

**7.** The allocation of the Quebec quantity to a primary producer that is based on its historic export volume is calculated in accordance with the formula

$$(PPE/TPPEH) \times \{ [QQ \times (TPPE/TEQ) \times 96\%] + RNA \}$$

where

PPE is the volume of the primary producer's products that were exported from Quebec to the United States under export permits during the reference period;

TPPEH is the total volume of primary producers' products that were exported from Quebec to the United States under export permits during the reference period in respect of export allocations based on historic export volume, excluding the volume of products of primary producers who relinquish their export allocations for 2010;

QQ is the Quebec quantity;

TPPE is the total volume of primary producers' products that were exported from Quebec to the United States under export permits during the reference period, excluding the volume of products of primary producers who relinquish their export allocations for 2010;

TEQ is the total volume of primary producers' and remanufacturers' products that were exported from Quebec to the United States under export permits during the reference period, excluding the volume of products of primary producers and remanufacturers who relinquish their export allocations for 2010; and

RNA is the residual non-allocated quantity of the reserve pool calculated under section 10.

Allocation to primary producers — historic production volume

**8.** (1) The allocation of the Quebec quantity to a primary producer that is based on its historic production volume is calculated in accordance with the formula

$$RP \times (PPPV/TPV)$$

where

RP is the reserve pool calculated under section 9;

PPPV is the volume of Quebec softwood lumber products that the primary producer produced during the period beginning on January 1, 2006 and ending on December 31, 2008; and

TPV is the total volume of Quebec softwood lumber products produced during the same period by primary producers whose allocations are based on their historic production volume.

**7.** Le quota québécois d'une entreprise de première transformation fondé sur son volume d'exportations historiques est calculé selon la formule suivante :

$$(EPQ/ETPQH) \times \{ [QQ \times (ETPQ/ETQ) \times 96\%] + SNA \}$$

où :

EPQ représente le volume de produits de l'entreprise de première transformation exportés du Québec vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence;

ETPQH le volume total de produits des entreprises de première transformation — dont le quota est fondé sur le volume d'exportations historiques — exportés du Québec vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence, à l'exclusion du volume de celles de ces entreprises qui renoncent à recevoir un quota en 2010;

QQ la quantité pour le Québec;

ETPQ le volume total de produits des entreprises de première transformation exportés du Québec vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence, à l'exclusion du volume de celles de ces entreprises qui renoncent à recevoir un quota en 2010;

ETQ le volume total de produits des entreprises de première transformation et des entreprises de seconde transformation exportés du Québec vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence, à l'exclusion du volume de celles de ces entreprises qui renoncent à recevoir un quota en 2010;

SNA le surplus non alloué de la quantité réservée, calculé conformément à l'article 10.

Quota d'une entreprise de première transformation — volume d'exportations historiques

**8.** (1) Le quota québécois d'une entreprise de première transformation fondé sur son volume de production historique est calculé selon la formule suivante :

$$QR \times (PPQ/PTPQ)$$

où :

QR représente la quantité réservée, calculée conformément à l'article 9;

PPQ le volume de produits de bois d'œuvre du Québec produits par l'entreprise pendant la période commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et se terminant le 31 décembre 2008;

PTPQ le volume total de produits de bois d'œuvre du Québec produits pendant cette période par les entreprises de première transformation dont le quota est fondé sur le volume de production historique.

Quota d'une entreprise de première transformation — volume de production historique



Maximum allocation	<p>(2) The allocation may not exceed 40% of the primary producer's average monthly volume of Quebec softwood lumber products produced during the period beginning on January 1, 2006 and ending on December 31, 2008.</p>	<p>(2) Le quota québécois ne doit pas excéder 40 % du volume mensuel moyen de production de produits de bois d'œuvre du Québec de l'entreprise pendant la période commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et se terminant le 31 décembre 2008.</p>	Quota maximal
Records of production volumes	<p>(3) The volume of Quebec softwood lumber products produced by a primary producer is based on records provided, with the consent of the primary producer, by the Government of Quebec to the Government of Canada.</p>	<p>(3) Le volume de production de produits de bois d'œuvre du Québec d'une entreprise de première transformation est fondé sur les registres transmis, avec le consentement de l'entreprise, par l'administration publique du Québec à l'administration fédérale.</p>	Registres du volume de production
Reserve pool	<p><b>9.</b> The reserve pool is calculated in accordance with the formula</p> $QQ \times (TPPE/TEQ) \times 4\%$ <p>where                  QQ is the Quebec quantity;                  TPPE is the total volume of primary producers' products that were exported from Quebec to the United States under export permits during the reference period, excluding the volume of products of primary producers who relinquish their export allocations for 2010; and                  TEQ is the total volume of primary producers' and remanufacturers' products that were exported from Quebec to the United States under export permits during the reference period, excluding the volume of products of primary producers and remanufacturers who relinquish their export allocations for 2010.</p>	<p><b>9.</b> La quantité réservée est calculée selon la formule suivante :</p> $QQ \times (ETPQ/ETQ) \times 4\%$ <p>où :                  QQ représente la quantité pour le Québec;                  ETPQ le volume total de produits des entreprises de première transformation exportés du Québec vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence, à l'exclusion du volume de celles de ces entreprises qui renoncent à recevoir un quota en 2010;                  ETQ le volume total de produits des entreprises de première transformation et des entreprises de seconde transformation exportés du Québec vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence, à l'exclusion du volume de celles de ces entreprises qui renoncent à recevoir un quota en 2010.</p>	Quantité réservée
Residual non-allocated quantity	<p><b>10.</b> The residual non-allocated quantity of the reserve pool is calculated in accordance with the formula</p> $RP - AP$ <p>where                  RP is the reserve pool; and                  AP is the total volume of softwood lumber products allocated to primary producers calculated under section 8.</p>	<p><b>10.</b> Le surplus non alloué de la quantité réservée est calculé selon la formule suivante :</p> $QR - VA$ <p>où :                  QR représente la quantité réservée;                  VA le volume total de produits de bois d'œuvre alloué aux entreprises de première transformation, calculé conformément à l'article 8.</p>	Surplus non alloué
Allocation to remanufacturers	<p><b>11.</b> The allocation of the Quebec quantity to a remanufacturer that is based on its historic export volume is calculated in accordance with the formula</p> $QQ \times (RE/TEQ)$ <p>where                  QQ is the Quebec quantity;                  RE is the volume of the remanufacturer's products that were exported from Quebec to the United States under export permits during the reference period; and                  TEQ is the total volume of primary producers' and remanufacturers' products that were exported from Quebec to the United States under export permits during the reference period, excluding the volume of products of primary producers and remanufacturers who relinquish their export allocations for 2010.</p>	<p><b>11.</b> Le quota québécois d'une entreprise de seconde transformation fondé sur son volume d'exportations historiques est calculé selon la formule suivante :</p> $QQ \times (ESQ/ETQ)$ <p>où :                  QQ représente la quantité pour le Québec;                  ESQ le volume de produits de l'entreprise de seconde transformation exportés du Québec vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence;                  ETQ le volume total de produits des entreprises de première transformation et des entreprises de seconde transformation exportés du Québec vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence, à l'exclusion du volume de celles de ces entreprises qui renoncent à recevoir un quota en 2010.</p>	Quota d'une entreprise de seconde transformation

MANITOBA

Allocation

**12.** The allocation of the Manitoba quantity to a primary producer or remanufacturer who applies for an export allocation is calculated in accordance with the formula

$$MQ \times (EM/TEM)$$

where

MQ is the Manitoba quantity;

EM is the volume of the primary producer's or remanufacturer's products that were exported from Manitoba to the United States under export permits during the reference period; and

TEM is the total volume of primary producers' and remanufacturers' products that were exported from Manitoba to the United States under export permits during the reference period, excluding the volume of products of primary producers and remanufacturers who relinquish their export allocations for 2010.

SASKATCHEWAN

Allocation

**13.** The allocation of the Saskatchewan quantity to a primary producer or remanufacturer who applies for an export allocation is calculated in accordance with the formula

$$SQ \times (ES/TSQ)$$

where

SQ is the Saskatchewan quantity;

ES is the volume of the primary producer's or remanufacturer's products that were exported from Saskatchewan to the United States under export permits during the reference period; and

TSQ is the total of the Saskatchewan quantities for the reference period.

Allocation of remainder

**14.** The allocation of the remainder of the Saskatchewan quantity is based on the order of receipt of applications for an export allocation of the remainder, with each applicant receiving the volume applied for until the Saskatchewan quantity is fully allocated.

COMING INTO FORCE

Registration

**15.** This Order comes into force on the day on which it is registered.

MANITOBA

**12.** Le quota manitobain d'une entreprise de première transformation ou d'une entreprise de seconde transformation qui présente une demande d'autorisation d'exportation est calculé selon la formule suivante :

$$QM \times (EM/ETM)$$

où :

QM représente la quantité pour le Manitoba;

EM le volume de produits de l'entreprise de première transformation ou de l'entreprise de seconde transformation exportés du Manitoba vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence;

ETM le volume total de produits des entreprises de première transformation et des entreprises de seconde transformation exportés du Manitoba vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence, à l'exclusion du volume de celles de ces entreprises qui renoncent à recevoir un quota en 2010.

SASKATCHEWAN

**13.** Le quota saskatchewanais d'une entreprise de première transformation ou d'une entreprise de seconde transformation qui présente une demande d'autorisation d'exportation est calculé selon la formule suivante :

$$QS \times (ES/TQS)$$

où :

QS représente la quantité pour la Saskatchewan;

ES le volume de produits de l'entreprise de première transformation ou de l'entreprise de seconde transformation exportés de la Saskatchewan vers les États-Unis en vertu de licences d'exportation pendant la période de référence;

TQS le total des quantités pour la Saskatchewan, pendant la période de référence.

**14.** L'allocation des quotas saskatchewanais non-alloués est fondée sur l'ordre de réception des demandes d'autorisation d'exportation de ces quotas, chaque demandeur recevant le volume sollicité, et ce, jusqu'à l'épuisement de la quantité pour la Saskatchewan.

Allocation des quotas non-alloués

ENTRÉE EN VIGUEUR

**15.** Le présent arrêté entre en vigueur à la date de son enregistrement.

Enregistrement

**REGULATORY IMPACT  
ANALYSIS STATEMENT**

*(This statement is not part of the Order.)*

**Executive summary**

**Issue:** The current allocation method order for softwood lumber products (i.e. SOR/2009-10, published in the *Canada Gazette*, Part II, Volume 143, No. 1 on January 7, 2009), applies to export allocations for 2009. A new order is required for 2010.

**Objective:** To establish the method for allocating to individual companies the quantity of softwood lumber products that may be exported during a month from Quebec, Ontario, Manitoba and Saskatchewan for the period of January 1, 2010 to December 31, 2010.

**Description:** For the period of January 1, 2010 to December 31, 2010, export allocations will be made on a company-specific basis to eligible primary producers and remanufacturers of softwood lumber who applied for allocations. The allocation methods for Ontario and Manitoba are based solely on a company's historic export volumes of softwood lumber to the United States; the allocation method for Quebec is based upon a company's choice between two options, namely either historic export volumes or historic production volumes; and the allocation method for Saskatchewan is based on either a company's historic export volumes or a first-come first-served basis.

**Cost-benefit statement:** The costs associated with this allocation method order for the government are limited to the administrative costs of the regulation. This regulation is needed to ensure that companies are able to develop their business plans for 2010.

**Business and consumer impacts:** The allocation of regional quota volumes to individual companies will enable Canadian softwood lumber producers and remanufacturers to apply for permits to export softwood lumber products from Quebec, Ontario, Manitoba and Saskatchewan to the United States.

**Domestic and international coordination and cooperation:** This regulation complies with domestic legislation, namely the *Softwood Lumber Products Export Charge Act, 2006* and the *Export and Import Permits Act*, and with Canada's international obligations under the 2006 Softwood Lumber Agreement between the Government of Canada and the Government of the United States of America.

**Performance measurement and evaluation plan:** This allocation method order includes formulae that will be used on a regular basis. Results are continuously monitored. No other performance measurement or evaluation plans are necessary.

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT  
DE LA RÉGLEMENTATION**

*(Ce résumé ne fait pas partie de l'Arrêté.)*

**Résumé**

**Question :** L'Arrêté de 2009 sur la méthode d'allocation de quotas — produits de bois d'œuvre (DORS/2009-10, publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, volume 143, n° 1, le 7 janvier 2009) s'applique aux autorisations d'exportation pour l'année 2009. Un nouvel arrêté est requis pour l'année 2010.

**Objectif :** Établir la méthode d'allocation de la quantité de produits de bois d'œuvre que chacune des entreprises peut exporter mensuellement à partir du Québec, de l'Ontario, du Manitoba et de la Saskatchewan pendant la période entre le 1<sup>er</sup> janvier 2010 et le 31 décembre 2010.

**Description :** Pour la période entre le 1<sup>er</sup> janvier 2010 et le 31 décembre 2010, les autorisations d'exportation seront attribuées sur une base individuelle aux entreprises de première transformation et aux entreprises de seconde transformation admissibles qui ont présenté une demande à cette fin. En Ontario et au Manitoba, la méthode d'allocation repose uniquement sur le volume d'exportations historiques de bois d'œuvre effectuées par l'entreprise aux États-Unis; au Québec, les entreprises se voient offrir deux choix de méthodes d'allocation, soit sur la base du volume d'exportations historiques, soit sur la base du volume de production historique; en Saskatchewan, la méthode d'allocation se fonde soit sur le volume d'exportations historiques de l'entreprise, soit sur l'ordre de réception des demandes d'autorisation d'exportation jusqu'à épuisement de la quantité disponible.

**Énoncé des coûts et avantages :** Les coûts liés à cet arrêté pour le gouvernement se limitent aux coûts administratifs de la mesure réglementaire. Cette mesure réglementaire est nécessaire pour permettre aux entreprises d'établir leur plan d'affaires pour 2010.

**Incidences sur les entreprises et les consommateurs :** L'allocation des quotas régionaux à chacune des entreprises canadiennes de première ou de seconde transformation du bois d'œuvre leur permettra de demander des licences pour exporter à partir du Québec, de l'Ontario, du Manitoba et de la Saskatchewan des produits de bois d'œuvre vers les États-Unis.

**Coordination et coopération à l'échelle nationale et internationale :** Cette mesure réglementaire est conforme aux lois nationales, notamment à la *Loi de 2006 sur les droits d'exportation de produits de bois d'œuvre* et à la *Loi sur les licences d'exportation et d'importation*, ainsi qu'aux obligations internationales du Canada en vertu de l'Accord sur le bois d'œuvre résineux entre le gouvernement du Canada et le gouvernement des États-Unis de 2006.

**Mesures de rendement et évaluation :** Cet arrêté sur la méthode d'allocation énonce les formules qui seront utilisées sur une base régulière. Les résultats font l'objet d'un suivi continu. Aucun autre plan d'évaluation ou mesure de rendement n'est nécessaire.

**Issue**

On October 12, 2006, the Softwood Lumber Agreement between the Government of Canada and the Government of the United States of America (the “SLA”) entered into force, which entailed consequential amendments to the *Export and Import Permits Act* (the “EIPA”) and its related regulations to enable Canada to comply with many of its obligations under the SLA. The SLA requires Canada to implement an “export measure” respecting exports of softwood lumber products to the United States. The export measure may take one of two forms:

- Option A — an export charge; or
- Option B — an export charge at a lower rate, along with a restraint on the volume of exports.

The provinces of Manitoba, Ontario, Quebec and Saskatchewan elected to be subject to the Option B export measure. Pursuant to the SLA, the Government of Canada was required to implement the Option B export measure effective January 1, 2007.

Pursuant to subsection 6.3(2) of the EIPA, the Minister of Foreign Affairs (the “Minister”) has the authority to determine the quantity of softwood lumber products that are exported from a region during a month, otherwise known as the Regional Quota Volume (the “RQV”). Furthermore, pursuant to subsection 6.3(3) of the EIPA, the Minister has the authority to establish a method for allocating the RQV among companies that have registered in accordance with section 23 of *Softwood Lumber Products Export Charge Act, 2006* and to issue export allocations to these companies on a monthly basis. An export allocation may be used only for the purpose of obtaining a permit to export to the United States certain softwood lumber products first manufactured in Quebec, Ontario, Manitoba or Saskatchewan.

The Government’s initial policy that established eligibility criteria for export allocations respecting softwood lumber products first processed in Option B regions for 2007 was communicated to exporters in letters dated December 14, 2006, and in Notice to Exporters No. 147, published on the Web site of the Department of Foreign Affairs and International Trade on January 31, 2007. The Minister enacted the *Allocation Method Order — Softwood Lumber Products* SOR/2007-166 (published in the *Canada Gazette*, Part II, Volume 141, No. 15 on July 25, 2007), which implemented the Government of Canada’s policy with respect to allocations for 2007. Subsequently, the Minister enacted the *Allocation Method Order (2008) — Softwood Lumber Products* SOR/2007-305 (published in the *Canada Gazette*, Part II, Volume 141, No. 26 on December 26, 2007), with respect to allocations for 2008, and the *Allocation Method Order (2009) — Softwood Lumber Products* SOR/2009-10 (published in the *Canada Gazette*, Part II, Volume 143, No. 1 on January 7, 2009), with respect to allocations for 2009. The Minister may make an order to establish a method to allocate the quantity of softwood lumber products that may be exported during a month, for the period of January 1, 2010 to December 31, 2010.

**Objectives**

This regulation establishes the method for allocating to individual companies, the quantity of softwood lumber products that may be exported during a month from Quebec, Ontario, Manitoba and Saskatchewan for the period of January 1, 2010 to December 31, 2010.

**Question**

L’entrée en vigueur, le 12 octobre 2006, de l’Accord sur le bois d’œuvre résineux entre le gouvernement du Canada et le gouvernement des États-Unis (l’« ABR ») a rendu nécessaire des modifications corrélatives à la *Loi sur les licences d’exportation et d’importation* (la « LLEI ») et à ses règlements d’application, afin que le Canada se conforme à un grand nombre de ses obligations aux termes de cet accord. En vertu de l’ABR, le Canada doit appliquer aux exportations de bois d’œuvre résineux vers les États-Unis une « mesure à l’exportation » devant prendre l’une des deux formes suivantes :

- option A : un droit à l’exportation;
- option B : un droit à l’exportation à un taux moindre assorti d’une limitation du volume d’exportations.

Les provinces du Manitoba, de l’Ontario, du Québec et de la Saskatchewan ont choisi d’être assujetties à la mesure à l’exportation de l’option B. Conformément à l’ABR, le gouvernement du Canada devait mettre en application la mesure à l’exportation de l’option B à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007.

En vertu du paragraphe 6.3(2) de la LLEI, le ministre des Affaires étrangères (« le Ministre ») a le pouvoir de déterminer la quantité de produits de bois d’œuvre pouvant être exportée d’une région pour un mois, c’est-à-dire le quota régional (le « QR »). De plus, le paragraphe 6.3(3) de la LLEI confère au Ministre le pouvoir d’établir une méthode pour allouer le QR aux entreprises inscrites en vertu de l’article 23 de la *Loi de 2006 sur les droits d’exportation de produits de bois d’œuvre* et de délivrer des autorisations d’exportation à ces entreprises sur une base mensuelle. Une autorisation d’exportation ne peut servir qu’à obtenir une licence pour exporter aux États-Unis certains produits de bois d’œuvre ayant subi une première transformation au Québec, en Ontario, au Manitoba ou en Saskatchewan.

La politique initiale du gouvernement, qui établissait les critères d’admissibilité pour obtenir une autorisation d’exporter des produits de bois d’œuvre ayant subi une première transformation dans les régions sous le régime de l’option B en 2007, a été communiquée aux exportateurs dans des lettres datées du 14 décembre 2006 et dans l’Avis aux exportateurs n° 147 affiché sur le site Web du ministère des Affaires étrangères et du Commerce international le 31 janvier 2007. Le Ministre a promulgué l’*Arrêté sur la méthode d’allocation de quotas (produits de bois d’œuvre)*, DORS/2007-166 (publié dans la *Partie II* de la *Gazette du Canada*, volume 141, n° 15, le 25 juillet 2007), qui a mis en œuvre la politique d’allocation du gouvernement du Canada pour 2007. Par la suite, le Ministre a promulgué l’*Arrêté de 2008 sur la méthode d’allocation de quotas (produits de bois d’œuvre)*, DORS/2007-305 (publié dans la *Partie II* de la *Gazette du Canada*, volume 141, n° 26, le 26 décembre 2007), pour les allocations de 2008, ainsi que l’*Arrêté de 2009 sur la méthode d’allocation de quotas (produits de bois d’œuvre)*, DORS/2009-10 (publié dans la *Partie II* de la *Gazette du Canada*, vol. 143, n° 1, le 7 janvier 2009), pour les allocations de 2009. Le Ministre peut prendre un nouvel arrêté pour établir une méthode pour allouer la quantité de produits de bois d’œuvre qui peut être exportée durant un mois, pour la période commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2010 et se terminant le 31 décembre 2010.

**Objectifs**

Cette mesure réglementaire vise à établir la méthode d’allocation de la quantité de produits de bois d’œuvre que chacune des entreprises peut exporter mensuellement à partir du Québec, de l’Ontario, du Manitoba et de la Saskatchewan pendant la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2010 au 31 décembre 2010.

**Description**

This regulation provides that, for the period of January 1, 2010 to December 31, 2010, export allocations will be made on a company-specific basis to eligible primary producers and remanufacturers of softwood lumber who applied for allocations. The allocation methods for Ontario and Manitoba are based solely on a company's historic export volumes of softwood lumber to the United States; the allocation method for Quebec is based upon a company's choice between two options, namely either historic export volumes or historic production volumes; and the allocation method for Saskatchewan is based on either a company's historic export volumes or a first-come first-served basis.

For the purpose of determining each applicant's historic export volumes to the United States, the Department of Foreign Affairs and International Trade used data collected from permits issued for softwood lumber exports pursuant to the EIPA, subject to any necessary adjustments to account for transfers as set out in section 4 of the Order. For details, see section 7.0, "Impact of Transfers on Future Years Export History Calculations" in Notice to Exporters, serial no. 158, covering the reference period of November 1, 2006 to October 31, 2009 (the "Reference Period").

For the purpose of determining each Quebec applicant's historic production volumes, the Department of Foreign Affairs and International Trade will use data collected by the Government of Quebec pursuant to its authority under the Quebec's *Forest Act* (R.S.Q., c. F-4.1), during the period beginning on January 1, 2006 and ending on December 31, 2008.

Applicants are given credit for all exports to the United States for which they were reported to be the primary producer or remanufacturer who processed that lumber. Further details on each allocation method are provided below.

Ontario

Each eligible primary producer or remanufacturer is allocated a share of Ontario's monthly RQV equivalent to its share of Ontario's historic export volumes to the United States, subject to any necessary adjustments to account for transfers, during the Reference Period.

Quebec

Each eligible remanufacturer is allocated a share of Quebec's monthly RQV equivalent to its share of Quebec's historic export volumes to the United States during the Reference Period.

Primary producers whose softwood lumber products were exported from Quebec are given the option to receive an allocation based on either their historic export volumes to the United States, subject to any necessary adjustments to account for transfers, or their historic production volumes of softwood lumber products.

**Description**

L'Arrêté prévoit que, pour la période commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2010 et se terminant le 31 décembre 2010, les autorisations d'exportation seront attribuées sur une base individuelle aux entreprises de première transformation et aux entreprises de seconde transformation admissibles qui ont présenté une demande à cette fin. En Ontario et au Manitoba, la méthode d'allocation repose uniquement sur le volume d'exportations historiques de bois d'œuvre effectuées par l'entreprise aux États-Unis; au Québec, les entreprises se voient offrir deux choix de méthodes d'allocation, soit sur la base du volume d'exportations historiques, soit sur la base du volume de production historique; et en Saskatchewan, la méthode d'allocation se fonde soit sur le volume d'exportations historiques de l'entreprise, soit sur l'ordre de réception des demandes d'autorisation d'exportation jusqu'à épuisement de la quantité disponible.

Afin de déterminer le volume d'exportations historiques de chaque requérant, le ministère des Affaires étrangères et du Commerce international a utilisé les données recueillies au moyen des licences délivrées pour l'exportation de bois d'œuvre, conformément à la LLEI, sous réserve de tout rajustement rendu nécessaire pour tenir compte des transferts réalisés en vertu de l'article 4 de l'Arrêté. Pour les détails, voir l'article 7.0, « Incidence sur l'attribution des parts de contingent des années ultérieures », de l'Avis aux exportateurs n° 158, au cours de la période de référence commençant le 1<sup>er</sup> novembre 2006 et se terminant le 31 octobre 2009 (la « Période de référence »).

Pour déterminer le volume de production historique de chaque requérant du Québec, le ministère des Affaires étrangères et du Commerce international utilisera les données recueillies par le gouvernement du Québec sous le régime de la *Loi sur les forêts du Québec* (L.R.Q., ch. F-4.1), durant la période commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et se terminant le 31 décembre 2008.

Chaque requérant aura le crédit de toutes les exportations vers les États-Unis pour lesquelles il était réputé être l'entreprise de première ou de seconde transformation. Une description plus détaillée de chaque méthode d'allocation est fournie ci-dessous.

Ontario

Chaque entreprise de première ou de seconde transformation admissible se voit allouer une part du QR mensuel de l'Ontario qui correspond à sa part du volume d'exportations historiques de la province vers les États-Unis durant la Période de référence, sous réserve de tout rajustement rendu nécessaire pour tenir compte des transferts réalisés.

Quebec

Chaque entreprise de seconde transformation admissible se voit allouer une part du QR mensuel du Québec correspondant à sa part du volume d'exportations historiques du Québec vers les États-Unis au cours de la Période de référence.

Les entreprises de première transformation dont les produits de bois d'œuvre ont été exportés du Québec peuvent choisir de se voir allouer une quote-part en fonction soit du volume de leurs exportations historiques vers les États-Unis, sous réserve de tout rajustement rendu nécessaire pour tenir compte des transferts réalisés, soit du volume de leur production historique de produits de bois d'œuvre.

In general terms, each primary producer that chooses the former option receives an allocation that is the product of the share set out in (a) times the “amount” set out in (b):

(a) the primary producer’s share of all primary producers’ historic export volumes from Quebec to the United States, subject to any necessary adjustments to account for transfers, during the Reference Period;

(b) the “amount” is 96% times all primary producers’ share of Quebec’s total historic exports to the United States during the Reference Period, plus the “residual non-allocated quantity” of the “reserve pool” (described in the next paragraph); this “residual non-allocated quantity” is the amount of the “reserve pool” less the total volume of softwood lumber products allocated to primary producers based on their historic production volumes.

Each primary producer who elects to receive an allocation based on its historic production volumes, and each primary producer whose softwood lumber products were not exported during the Reference Period, is allocated a share of the “reserve pool” that is equal to its share of the total softwood lumber products produced during the period of January 1, 2006 to December 31, 2008 by primary producers participating in this pool. The “reserve pool” is 4% times the sum of the primary producers’ shares of Quebec’s total historic export volumes to the United States during the Reference Period.

The allocation based on historic production volumes may not exceed 40% of the primary producer’s average monthly volume of Quebec softwood lumber products produced during the period of January 1, 2006 to December 31, 2008.

#### Manitoba

Each eligible primary producer or remanufacturer is allocated a share of Manitoba’s monthly RQV equivalent to its share of Manitoba’s historic export volumes to the United States, subject to any necessary adjustments to account for transfers, during the Reference Period.

#### Saskatchewan

Each eligible primary producer or remanufacturer is allocated a share of Saskatchewan’s monthly RQV equivalent to its share of Saskatchewan’s historic export volumes to the United States, subject to any necessary adjustments to account for transfers, during the Reference Period.

The “residual pool,” equal to the percentage of Saskatchewan’s monthly RQV not allocated during a month, is allocated on a first-come first-served basis to each eligible primary producer or remanufacturer that has exhausted its share during a given month or to primary producers or remanufacturers that have not exported to the United States during the Reference Period.

En général, chaque entreprise de première transformation qui choisit la première option se voit allouer une quote-part équivalant au produit de la part visée à l’alinéa a) multiplié par le « résultat obtenu » à l’alinéa b) :

a) la part de l’entreprise de première transformation parmi les exportations historiques totales de toutes les entreprises de première transformation du Québec vers les États-Unis au cours de la Période de référence, sous réserve de tout rajustement rendu nécessaire pour tenir compte des transferts réalisés;

b) le « résultat obtenu » est 96 % multiplié par le total des parts des entreprises de première transformation parmi toutes les exportations historiques du Québec vers les États-Unis au cours de la Période de référence, plus le « surplus non alloué » de la « quantité réservée » (précisée dans le paragraphe suivant). Ce « surplus non-alloué » correspond à la « quantité réservée » moins le volume total de produits de bois d’œuvre alloué aux entreprises de première transformation sur la base de leur volume de production historique.

Chaque entreprise de première transformation qui choisit de se voir attribuer une part du QR mensuel en fonction de son volume de production historique ainsi que chaque entreprise de première transformation dont les produits de bois d’œuvre n’ont pas été exportés au cours de la Période de référence se voit attribuer une part de la « quantité réservée » égale à sa part du volume total de produits de bois d’œuvre produits entre le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et le 31 décembre 2008 par les entreprises de première transformation touchées par cette « quantité réservée ». La « quantité réservée » est 4 % multiplié par la somme des parts des entreprises de première transformation du total des volumes d’exportations historiques du Québec vers les États-Unis au cours de la Période de référence.

La quote-part allouée sur la base du volume de production historique ne peut excéder 40 % du volume mensuel moyen de production de produits de bois d’œuvre du Québec de l’entreprise de première transformation pendant la période commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et se terminant le 31 décembre 2008.

#### Manitoba

Chaque entreprise de première ou de seconde transformation admissible se voit allouer une part du QR mensuel du Manitoba qui correspond à sa part du volume d’exportations historiques du Manitoba vers les États-Unis durant la Période de référence, sous réserve de tout rajustement rendu nécessaire pour tenir compte des transferts réalisés.

#### Saskatchewan

Chaque entreprise de première ou de seconde transformation admissible se voit allouer une part du QR mensuel de la Saskatchewan qui correspond à sa part du volume d’exportations historiques de la Saskatchewan vers les États-Unis au cours de la Période de référence, sous réserve de tout rajustement rendu nécessaire pour tenir compte des transferts réalisés.

La « quantité réservée », qui correspond à la proportion du QR mensuel de la Saskatchewan non allouée au cours du mois, est attribuée sur la base du premier arrivé, premier servi à chaque entreprise de première ou de seconde transformation admissible qui a épuisé sa part au cours d’un mois donné ou aux entreprises de première ou de seconde transformation qui n’ont rien exporté vers les États-Unis au cours de la Période de référence.

***Regulatory and non-regulatory options considered***

The SLA requires Canada to impose volume restraints on softwood lumber product exports from Option B regions (i.e. Quebec, Ontario, Manitoba and Saskatchewan). The certainty and transparency of a regulation provides the optimal environment for the industry to be able to develop their business plans for 2010.

***Benefits and costs***

Softwood lumber is one of Canada's largest exports to the United States, with 21.5 billion board feet (BBF) of lumber shipped in 2005 alone (20.2 BBF in 2006; 16.7 BBF in 2007; 11.72 BBF in 2008). Exports of softwood lumber products are valued at nearly \$10 billion annually (\$8.5 billion in 2005; \$7.3 billion in 2006; \$5.6 billion in 2007; \$2.7 billion in 2008) and constitute an important element of the largest trading relationship in the world. Canada may enact the Order under section 6.3 of the EIPA.

The costs associated with this allocation method order for the government are limited to the administrative costs of making the regulation. Since the current allocation method order only applies to 2009, this regulation is needed to ensure that companies are able to develop their business plans for 2010.

***Rationale***

These allocation methodologies were developed following extensive consultations with provincial governments and industry stakeholders, and reflect the differing circumstances of the softwood lumber industry from region to region. In order to take into account the current state of the softwood lumber industry, and the views of various stakeholders, a 36-month reference period of November 1, 2006 to October 31, 2009 is used in the allocation methodologies for the different Option B regions.

***Consultation***

The Government of Canada held consultation meetings with industry representatives and governments of the provinces that elected the Option B export measure, regarding specific allocation methodologies for their particular provinces. In addition, further input was received from stakeholders following consultation meetings.

Industry representatives expressed concerns with the current state of the softwood lumber industry, their declining exports to the United States and the negative impact this will have on their shares of RQV for the year 2010 (usually based on a company's export history).

The allocation methods proposed for export allocations respecting softwood lumber exports from Quebec, Ontario, Manitoba and Saskatchewan reflect the advice provided by those provinces following exchanges between federal and provincial officials.

***Options réglementaires et non réglementaires considérées***

L'ABR exige que le Canada limite le volume d'exportations de produits de bois d'œuvre pour les régions sous le régime de l'option B (Québec, Ontario, Manitoba et Saskatchewan). La certitude et la transparence que procure une mesure réglementaire assurent aux entreprises un cadre optimal pour établir leur plan d'affaires pour 2010.

***Avantages et coûts***

Le bois d'œuvre est l'une des exportations les plus importantes du Canada vers les États-Unis, avec 21,5 milliards de pieds-planche (MPP) exportés en 2005 seulement (20,2 MPP en 2006; 16,7 MPP en 2007 et 11,72 MPP en 2008). La valeur des exportations de produits de bois d'œuvre atteint presque 10 milliards de dollars par année (8,5 milliards de dollars en 2005; 7,3 milliards de dollars en 2006; 5,6 milliards de dollars en 2007 et 2,7 milliards de dollars en 2008) et constitue un élément important de la plus grande relation commerciale du monde. Le Canada peut mettre en place une mesure réglementaire en vertu de l'article 6.3 de la LLEI.

Les coûts relatifs à cet arrêté pour le gouvernement se limitent aux coûts administratifs de l'adoption de la mesure réglementaire. Puisque l'arrêté actuellement en vigueur sur les méthodes d'allocation de quotas ne s'applique que pour l'année 2009, une nouvelle mesure réglementaire est nécessaire pour permettre aux entreprises d'établir leur plan d'affaires pour 2010.

***Justification***

Les méthodes d'allocation ont été élaborées à la suite de consultations approfondies auprès des gouvernements provinciaux et des acteurs de l'industrie et elles reflètent la différence des conditions de l'industrie du bois d'œuvre d'une région à l'autre. Afin de tenir compte de l'état actuel de l'industrie du bois d'œuvre et des avis des différents intervenants, les méthodes d'allocation se fondent sur une période de référence de 36 mois, soit du 1<sup>er</sup> novembre 2006 au 31 octobre 2009, pour les différentes régions sous le régime de l'option B.

***Consultation***

Le gouvernement du Canada a tenu des séances de consultation avec des représentants de l'industrie et des gouvernements des provinces qui ont choisi la mesure à l'exportation de l'option B, au sujet des méthodes d'allocation propres à leur province. D'autres avis ont également été reçus de divers intéressés à la suite de ces séances de consultation.

Les représentants de l'industrie ont exprimé leurs préoccupations concernant l'état actuel de l'industrie du bois d'œuvre résineux, le déclin de leurs exportations vers les États-Unis et ses conséquences négatives sur leur part du QR pour 2010 (calculée habituellement sur la base des exportations historiques des entreprises).

Les méthodes d'allocation proposées pour les quotas d'exportations de bois d'œuvre à partir du Québec, de l'Ontario, du Manitoba et de la Saskatchewan reflètent les avis donnés par ces provinces à la suite des échanges entre les responsables fédéraux et provinciaux.

Ontario

Companies have expressed different views with respect to the reference period to be used in this allocation method order. While some companies suggested a 36-month reference period beginning November 1, 2006 to October 31, 2009, others preferred to use the same reference period as was used in the *Allocation Method Order (2008) — Softwood Lumber Products*, which was from January 1, 2007 to October 31, 2007.

The Government of Ontario, as well as many companies in Ontario, support the 36-month reference period beginning November 1, 2006 to October 31, 2009.

Quebec

The Government of Quebec and some industry stakeholders proposed that the reference period in the allocation methodology be altered to November 1, 2006 to October 31, 2009.

Some industry representatives expressed their concerns in regard to the proportions existing between the “historic pool” (94 %) and the “reserve pool” (6%). Most stakeholders stated that they would like the “reserve pool” to be considerably reduced.

Manitoba

The Government of Manitoba and industry representatives support the change to a 36-month reference period beginning on November 1, 2006 and ending on October 31, 2009.

Saskatchewan

The Government of Saskatchewan supports the current allocation methodology, which first allocates quota to companies based on their export histories, and then allocates the remaining balance on a first-come first-served basis. The only change in the methodology is the move to a 36-month reference period beginning on November 1, 2006 and ending on October 31, 2009.

**Implementation, enforcement and service standards**

The Export and Import Controls Bureau (EICB) of the Department of Foreign Affairs and International Trade is responsible for administering and enforcing the allocation method orders with respect to softwood lumber products. Providing false or misleading information in an application to obtain an export allocation is an offence and may lead to prosecution under the *Export and Import Permits Act*. The EIPA requires that records be kept and retained until the expiry of six years after the end of the year to which they relate, or for any other period that may otherwise be prescribed by regulation. The EICB conducts periodic audits to ensure that the conditions and requirements for receiving export allocations are respected.

This regulation will be binding with respect to export allocations issued by the Minister of Foreign Affairs from January 1, 2010 to December 31, 2010. A Notice to Exporters communicating the Government’s practices and procedures in this regard will be published on the Department of Foreign Affairs and International Trade’s Web site.

Ontario

Les entreprises ont exprimé divers points de vue concernant la période de référence devant être utilisée dans l’arrêté sur les méthodes d’allocation de quotas. Alors que certaines entreprises proposaient une période de référence de 36 mois, soit entre le 1<sup>er</sup> novembre 2006 et le 31 octobre 2009, d’autres souhaitent garder la même période de référence que celle utilisée dans l’*Arrêté de 2008 sur la méthode d’allocation de quotas (produits de bois d’œuvre)*, soit du 1<sup>er</sup> janvier 2007 au 31 octobre 2007.

Le gouvernement de l’Ontario et de nombreuses entreprises ontariennes appuient l’utilisation d’une période de référence de 36 mois commençant le 1<sup>er</sup> novembre 2006 et se terminant le 31 octobre 2009.

Québec

Le gouvernement du Québec et certains membres de l’industrie ont proposé que la période de référence utilisée dans la méthode d’allocation soit modifiée pour aller du 1<sup>er</sup> novembre 2006 au 31 octobre 2009.

Certains représentants de l’industrie ont exprimé des inquiétudes à propos des proportions existantes entre le « volume historique » (94 %) et la « quantité réservée » (6 %). La plupart des intervenants ont exprimé le souhait que la « quantité réservée » soit réduite considérablement.

Manitoba

Le gouvernement du Manitoba et les représentants de l’industrie appuient le passage à une période de référence de 36 mois commençant le 1<sup>er</sup> novembre 2006 et se terminant le 31 octobre 2009.

Saskatchewan

Le gouvernement de la Saskatchewan appuie la méthode d’allocation en vigueur, selon laquelle les parts sont d’abord attribuées aux entreprises sur la base de leurs exportations historiques et, ensuite, sur la base du principe du premier arrivé, premier servi. Le seul changement à la méthode utilisée consiste en l’adoption d’une période de référence de 36 mois entre le 1<sup>er</sup> novembre 2006 et le 31 octobre 2009.

**Mise en œuvre, application et normes de service**

La Direction générale des contrôles à l’exportation et à l’importation du ministère des Affaires étrangères et du Commerce international est responsable de l’administration et de l’application des arrêtés sur les méthodes d’allocation des quotas de produits de bois d’œuvre résineux. Fournir des informations fausses ou trompeuses dans une demande d’autorisation d’exportation constitue une infraction et peut mener à des poursuites en vertu de la *Loi sur les licences d’exportation et d’importation*. La LLEI exige que des dossiers soient conservés pendant une période de six ans après la fin de l’année à laquelle ils se rapportent, ou pendant toute autre période qui pourrait être prescrite par règlement. La Direction générale effectue des vérifications périodiques pour s’assurer que les conditions et les exigences d’obtention des autorisations d’exportation sont respectées.

Cette mesure réglementaire aura force exécutoire en ce qui a trait aux autorisations d’exportation délivrées par le ministre des Affaires étrangères du Canada entre le 1<sup>er</sup> janvier 2010 et le 31 décembre 2010. Un Avis aux exportateurs sera diffusé sur le site Web du ministère des Affaires étrangères et du Commerce international pour présenter les pratiques et les procédures du gouvernement à cet égard.



***Performance measurement and evaluation***

This regulation includes formulae that are used on a regular basis. Results are continuously monitored. No other performance measurement or evaluation plans are necessary.

***Contact***

John Drummond  
Director  
Softwood Lumber Controls Division  
Export and Import Controls Bureau  
Department of Foreign Affairs and International Trade  
125 Sussex Drive  
Ottawa, Ontario  
K1A 0G2  
Telephone: 613-996-0934  
Fax: 613-944-8950

***Mesures de rendement et évaluation***

L'Arrêté énonce les formules qui seront régulièrement employées. Les résultats font l'objet d'un suivi continu. Aucun autre plan d'évaluation ou mesure de rendement n'est nécessaire.

***Personne-ressource***

John Drummond  
Directeur  
Direction des contrôles sur le bois d'œuvre  
Direction générale des contrôles à l'exportation et à l'importation  
Ministère des Affaires étrangères et du Commerce international  
125, promenade Sussex  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0G2  
Téléphone : 613-996-0934  
Télécopieur : 613-944-8950

Registration  
SI/2009-114 December 9, 2009

FINANCIAL ADMINISTRATION ACT

### Michael Renshaw Remission Order

P.C. 2009-1895 November 26, 2009

Her Excellency the Governor General in Council, considering that the collection of the interest is unjust, on the recommendation of the Minister of National Revenue, pursuant to subsection 23(2)<sup>a</sup> of the *Financial Administration Act*<sup>b</sup>, hereby remits interest in the amount of \$8,837.46 paid or payable under Part I of the *Income Tax Act*<sup>c</sup> by Michael Renshaw for the 1994 taxation year.

#### EXPLANATORY NOTE

*(This note is not part of the Order.)*

The Order remits to Michael Renshaw \$8,837.46, which represents interest charges on arrears of an income tax debt relating to the 1994 taxation year.

The interest accrued due to a circumstance beyond his control and caused a significant financial setback for Mr. Renshaw. The remission is also based on incorrect action on the part of Canada Revenue Agency officials.

Enregistrement  
TR/2009-114 Le 9 décembre 2009

LOI SUR LA GESTION DES FINANCES PUBLIQUES

### Décret de remise visant Michael Renshaw

C.P. 2009-1895 Le 26 novembre 2009

Sur recommandation du ministre du Revenu national et en vertu du paragraphe 23(2)<sup>a</sup> de la *Loi sur la gestion des finances publiques*<sup>b</sup>, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil, estimant que la perception en est injuste, fait remise de la somme de 8 837,46 \$ payée ou à payer par Michael Renshaw pour l'année d'imposition 1994 à titre d'intérêts en vertu de la partie I de la *Loi de l'impôt sur le revenu*<sup>c</sup>.

#### NOTE EXPLICATIVE

*(La présente note ne fait pas partie du décret.)*

Le décret accorde à Michael Renshaw une remise de 8 837,46 \$ correspondant aux intérêts sur arriérés imputés à une dette fiscale pour l'année d'imposition 1994.

Les intérêts se sont accumulés en raison d'une circonstance indépendante de la volonté de M. Renshaw et lui ont causé un revers financier important. La remise se fonde également sur le fait que des mesures erronées ont été prises par des fonctionnaires de l'Agence du revenu du Canada.

<sup>a</sup> S.C. 1991, c. 24, ss. 7(2)

<sup>b</sup> R.S., c. F-11

<sup>c</sup> R.S., c. 1 (5th Suppl.)

<sup>a</sup> L.C. 1991, ch. 24, par. 7(2)

<sup>b</sup> L.R., ch. F-11

<sup>c</sup> L.R., ch. 1 (5<sup>e</sup> suppl.)

**TABLE OF CONTENTS**    **SOR: Statutory Instruments (Regulations)**  
**SI: Statutory Instruments and Other Documents (Other than Regulations)**

Registration No.	P.C. 2009	Department	Name of Statutory Instruments or Other Document	Page
SOR/2009-301		Agriculture and Agri-Food	Regulations Amending the Canadian Hatching Egg Producers Quota Regulations.....	2216
SOR/2009-302	2009-1869	Finance	Regulations Amending the Income Tax Regulations (Omnibus, No. 1) .....	2218
SOR/2009-303	2009-1870	Health	Regulations Amending the Medical Devices Regulations (1461 — Quality Management System Certificates) .....	2239
SOR/2009-304	2009-1871	Health	Regulations Amending the Lighters Regulations (Miscellaneous Program).....	2243
SOR/2009-305	2009-1872	Health	Regulations Amending the Food and Drug Regulations (1594 — Schedule F).....	2247
SOR/2009-306	2009-1873	Indian Affairs and Northern Development	Regulations Amending the Preliminary Screening Requirement Regulations (Miscellaneous Program) .....	2251
SOR/2009-307	2009-1874	Natural Resources	Regulations Amending the National Energy Board Cost Recovery Regulations .....	2259
SOR/2009-308	2009-1875	Public Safety and Emergency Preparedness	Regulations Amending the Corrections and Conditional Release Regulations.....	2273
SOR/2009-309		Environment	Order 2009-87-11-01 Amending the Domestic Substances List.....	2279
SOR/2009-310		Environment	Order 2009-66-11-01 Amending the Domestic Substances List.....	2286
SOR/2009-311		Agriculture and Agri-Food	Order Amending the British Columbia Vegetable Marketing Levies Order.....	2288
SOR/2009-312		Agriculture and Agri-Food	Order Amending the Quebec Wood Producers' Levies (Interprovincial and Export Trade) Order.....	2290
SOR/2009-313	2009-1888	Public Safety and Emergency Preparedness	Regulations Amending the Firearms Marking Regulations .....	2292
SOR/2009-314	2009-1889	Canadian Food Inspection Agency	Regulations Amending the Fish Inspection Regulations.....	2297
SOR/2009-315	2009-1890	Natural Resources Indian Affairs and Northern Development	Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations .....	2306
SOR/2009-316	2009-1891	Natural Resources	Newfoundland Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations ....	2352
SOR/2009-317	2009-1892	Natural Resources	Nova Scotia Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations .....	2384
SOR/2009-318	2009-1893	Transport	Regulations Amending the Motor Vehicle Safety Regulations (Various Amendments) .....	2416
SOR/2009-319	2009-1894	Industry	Rules Amending the Patent Rules.....	2425
SOR/2009-320		Foreign Affairs and International Trade	Allocation Method Order (2010) — Softwood Lumber Products.....	2435
SI/2009-114	2009-1895	Canada Revenue Agency	Michael Renshaw Remission Order.....	2448

INDEX	<b>SOR: Statutory Instruments (Regulations)</b>	Abbreviations: e — erratum n — new r — revises x — revokes		
	<b>SI: Statutory Instruments and Other Documents (Other than Regulations)</b>			
Regulations Statutes	Registration No.	Date	Page	Comments
Allocation Method Order (2010) — Softwood Lumber Products ..... Export and Import Permits Act	<a href="#">SOR/2009-320</a>	30/11/09	2435	n
British Columbia Vegetable Marketing Levies Order — Order Amending ..... Agricultural Products Marketing Act	<a href="#">SOR/2009-311</a>	24/11/09	2288	
Canada Oil and Gas Drilling Production Regulations ..... Canada Oil and Gas Operations Act	<a href="#">SOR/2009-315</a>	26/11/09	2306	n
Canadian Hatching Egg Producers Quota Regulations — Regulations Amending ... Farm Products Agencies Act	<a href="#">SOR/2009-301</a>	19/11/09	2216	
Corrections and Conditional Release Regulations — Regulations Amending ..... Corrections and Conditional Release Act	<a href="#">SOR/2009-308</a>	19/11/09	2273	
Domestic Substances List — Order 2009-66-11-01 Amending ..... Canadian Environmental Protection Act, 1999	<a href="#">SOR/2009-310</a>	20/11/09	2286	
Domestic Substances List — Order 2009-87-11-01 Amending ..... Canadian Environmental Protection Act, 1999	<a href="#">SOR/2009-309</a>	20/11/09	2279	
Firearms Marking Regulations — Regulations Amending..... Firearms Act	<a href="#">SOR/2009-313</a>	26/11/09	2292	
Fish Inspection Regulations — Regulations Amending ..... Fish Inspection Act	<a href="#">SOR/2009-314</a>	26/11/09	2297	
Food and Drug Regulations (1594 — Schedule F) — Regulations Amending ..... Food and Drugs Act	<a href="#">SOR/2009-305</a>	19/11/09	2247	
Income Tax Regulations (Omnibus, No. 1) — Regulations Amending..... Income Tax Act	<a href="#">SOR/2009-302</a>	19/11/09	2218	
Lighters Regulations (Miscellaneous Program) — Regulations Amending ..... Hazardous Products Act	<a href="#">SOR/2009-304</a>	19/11/09	2243	
Medical Devices Regulations (1461 — Quality Management System Certificates) — Regulations Amending ..... Food and Drugs Act	<a href="#">SOR/2009-303</a>	19/11/09	2239	
Michael Renshaw Remission Order ..... Financial Administration Act	<a href="#">SI/2009-114</a>	09/12/09	2448	n
Motor Vehicle Safety Regulations (Various Amendments) — Regulations Amending ..... Motor Vehicle Safety Act	<a href="#">SOR/2009-318</a>	26/11/09	2416	
National Energy Board Cost Recovery Regulations — Regulations Amending ..... National Energy Board Act	<a href="#">SOR/2009-307</a>	19/11/09	2259	
Newfoundland Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations..... Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act	<a href="#">SOR/2009-316</a>	26/11/09	2352	n
Nova Scotia Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations..... Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act	<a href="#">SOR/2009-317</a>	26/11/09	2384	n
Patent Rules — Rules Amending ..... Patent Act	<a href="#">SOR/2009-319</a>	26/11/09	2425	
Preliminary Screening Requirement Regulations (Miscellaneous Program) — Regulations Amending ..... Mackenzie Valley Resource Management Act	<a href="#">SOR/2009-306</a>	19/11/09	2251	
Quebec Wood Producer's Levies (Interprovincial and Export Trade) Order — Order Amending ..... Agricultural Products Marketing Act	<a href="#">SOR/2009-312</a>	26/11/09	2290	

**TABLE DES MATIÈRES DORS : Textes réglementaires (Règlements)**  
**TR : Textes réglementaires et autres documents (Autres que les Règlements)**

N° d'enregistrement	C.P. 2009	Ministère	Titre du texte réglementaire ou autre document	Page
DORS/2009-301		Agriculture et Agroalimentaire	Règlement modifiant le Règlement des Producteurs d'œufs d'incubation du Canada sur le contingentement .....	2216
DORS/2009-302	2009-1869	Finances	Règlement modifiant le Règlement de l'impôt sur le revenu (modifications diverses, n° 1) .....	2218
DORS/2009-303	2009-1870	Santé	Règlement modifiant le Règlement sur les instruments médicaux (1461 — Certificat de système de gestion de la qualité) .....	2239
DORS/2009-304	2009-1871	Santé	Règlement correctif visant le Règlement sur les briquets .....	2243
DORS/2009-305	2009-1872	Santé	Règlement modifiant le Règlement sur les aliments et drogues (1594 — annexe F) .....	2247
DORS/2009-306	2009-1873	Affaires indiennes et du Nord canadien	Règlement correctif visant le Règlement sur l'exigence d'un examen préalable .....	2251
DORS/2009-307	2009-1874	Ressources naturelles	Règlement modifiant le Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie .....	2259
DORS/2009-308	2009-1875	Sécurité publique et Protection civile	Règlement modifiant le Règlement sur le système correctionnel et la mise en liberté sous condition .....	2273
DORS/2009-309		Environnement	Arrêté 2009-87-11-01 modifiant la Liste intérieure .....	2279
DORS/2009-310		Environnement	Arrêté 2009-66-11-01 modifiant la Liste intérieure .....	2286
DORS/2009-311		Agriculture et Agroalimentaire	Décret modifiant le Décret sur la taxe relative à la commercialisation des légumes en Colombie-Britannique.....	2288
DORS/2009-312		Agriculture et Agroalimentaire	Ordonnance modifiant l'Ordonnance sur les contributions exigibles des producteurs de bois de la région de Québec (marchés interprovincial et international).....	2290
DORS/2009-313	2009-1888	Sécurité publique et Protection civile	Règlement modifiant le Règlement sur le marquage des armes à feu .....	2292
DORS/2009-314	2009-1889	Agence canadienne d'inspection des aliments	Règlement modifiant le Règlement sur l'inspection du poisson .....	2297
DORS/2009-315	2009-1890	Ressources naturelles Affaires indiennes et du Nord canadien	Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada ....	2306
DORS/2009-316	2009-1891	Ressources naturelles	Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve .....	2352
DORS/2009-317	2009-1892	Ressources naturelles	Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.....	2384
DORS/2009-318	2009-1893	Transports	Règlement modifiant le Règlement des véhicules automobiles (modifications diverses).....	2416
DORS/2009-319	2009-1894	Industrie	Règles modifiant les Règles sur les brevets .....	2425
DORS/2009-320		Affaires étrangères et Commerce international	Arrêté de 2010 sur la méthode d'allocation de quotas (produits de bois d'œuvre) .....	2435
TR/2009-114	2009-1895	Agence du revenu du Canada	Décret de remise visant Michael Renshaw .....	2448

**INDEX DORS : Textes réglementaires (Règlements)****TR : Textes réglementaires et autres documents (Autres que les Règlements)**
 Abréviations : e — erratum  
 n — nouveau  
 r — revise  
 x — abroge

Règlements Lois	N <sup>o</sup> d'enregistrement	Date	Page	Commentaires
Aliments et drogues (1594 — annexe F) — Règlement modifiant le Règlement..... Aliments et drogues (Loi)	<a href="#">DORS/2009-305</a>	19/11/09	2247	
Brevets — Règles modifiant les Règles ..... Brevets (Loi)	<a href="#">DORS/2009-319</a>	26/11/09	2425	
Briquets — Règlement correctif visant le Règlement ..... Produits dangereux (Loi)	<a href="#">DORS/2009-304</a>	19/11/09	2243	
Contributions exigibles des producteurs de bois de la région de Québec (marchés interprovincial et international) — Ordonnance modifiant l'Ordonnance ..... Commercialisation des produits agricoles (Loi)	<a href="#">DORS/2009-312</a>	26/11/09	2290	
Exigence d'un examen préalable — Règlement correctif visant le Règlement ..... Gestion des ressources de la vallée du Mackenzie (Loi)	<a href="#">DORS/2009-306</a>	19/11/09	2251	
Forage et la production de pétrole et de gaz au Canada — Règlement..... Opérations pétrolières au Canada (Loi)	<a href="#">DORS/2009-315</a>	26/11/09	2306	n
Forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse — Règlement ..... Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers (Loi de mise en œuvre)	<a href="#">DORS/2009-317</a>	26/11/09	2384	n
Forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve — Règlement..... Accord atlantique Canada — Terre-Neuve (Loi de mise en œuvre)	<a href="#">DORS/2009-316</a>	26/11/09	2352	n
Impôt sur le revenu (modifications diverses, n° 1) — Règlement modifiant le Règlement..... Impôt sur le revenu (Loi)	<a href="#">DORS/2009-302</a>	19/11/09	2218	
Inspection du poisson — Règlement modifiant le Règlement..... Inspection du poisson (Loi)	<a href="#">DORS/2009-314</a>	26/11/09	2297	
Instruments médicaux (1461 — Certificat de système de gestion de la qualité) — Règlement modifiant le Règlement ..... Aliments et drogues (Loi)	<a href="#">DORS/2009-303</a>	19/11/09	2239	
Liste intérieure — Arrêté 2009-66-11-01 modifiant..... Protection de l'environnement (1999) (Loi canadienne)	<a href="#">DORS/2009-310</a>	20/11/09	2286	
Liste intérieure — Arrêté 2009-87-11-01 modifiant..... Protection de l'environnement (1999) (Loi canadienne)	<a href="#">DORS/2009-309</a>	20/11/09	2279	
Marquage des armes à feu — Règlement modifiant le Règlement..... Armes à feu (Loi)	<a href="#">DORS/2009-313</a>	26/11/09	2292	
Méthode d'allocation de quotas (produits de bois d'œuvre) — Arrêté de 2010 ..... Licences d'exportation et d'importation (Loi)	<a href="#">DORS/2009-320</a>	30/11/09	2435	n
Michael Renshaw — Décret de remise visant ..... Gestion des finances publiques (Loi)	<a href="#">TR/2009-114</a>	09/12/09	2448	n
Producteurs d'œufs d'incubation du Canada sur le contingentement — Règlement modifiant le Règlement..... Offices des produits agricoles (Loi)	<a href="#">DORS/2009-301</a>	19/11/09	2216	
Recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie — Règlement modifiant le Règlement..... Office national de l'énergie (Loi)	<a href="#">DORS/2009-307</a>	19/11/09	2259	
Sécurité des véhicules automobiles (modifications diverses) — Règlement modifiant le Règlement..... Sécurité automobile (Loi)	<a href="#">DORS/2009-318</a>	26/11/09	2416	
Système correctionnel et la mise en liberté sous condition — Règlement modifiant le Règlement..... Système correctionnel et la mise en liberté sous condition (Loi)	<a href="#">DORS/2009-308</a>	19/11/09	2273	
Taxe relative à la commercialisation des légumes en Colombie-Britannique — Décret modifiant le Décret..... Commercialisation des produits agricoles (Loi)	<a href="#">DORS/2009-311</a>	24/11/09	2288	



*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Government of Canada Publications  
Public Works and Government Services  
Canada  
Ottawa, Canada K1A 0S5

*En cas de non-livraison,  
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à :*  
Publications du gouvernement du Canada  
Travaux publics et Services gouvernementaux  
Canada  
Ottawa, Canada K1A 0S5