

6.2

Réglementation et instructions générales

6.2 RÉGLEMENTATION ET INSTRUCTIONS GÉNÉRALES

6.2.1 Consultation

Aucune information.

6.2.2 Publication

DÉCISION N° 2015-PDG-0005

Règlement modifiant le Règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existants

Vu le pouvoir de l'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité ») de prendre le *Règlement modifiant le Règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existants* (le « Règlement »), conformément aux paragraphes 11° et 34° de l'article 331.1 de la *Loi sur les valeurs mobilières*, RLRQ, c. V-1.1 (la « Loi »);

Vu le pouvoir de l'Autorité de prendre un règlement prévu à la Loi, qui appartient exclusivement à son président-directeur général, conformément à l'article 24 de la *Loi sur l'Autorité des marchés financiers*, RLRQ, c. A-33.2;

Vu la publication pour consultation au Bulletin de l'Autorité (le « Bulletin ») le 11 décembre 2014 [(2014) vol. 11, n° 49, B.A.M.F., section 6.2.1] du projet de Règlement accompagné de l'avis prévu à l'article 10 de la *Loi sur les règlements*, RLRQ, c. R-18.1, conformément à l'article 331.2 de la Loi;

Vu l'obligation de soumettre un règlement pris en vertu de l'article 331.1 de la Loi au ministre des Finances, qui peut l'approuver avec ou sans modification, conformément au premier alinéa de l'article 331.2 de la Loi;

Vu la nécessité de prendre le Règlement pour inclure La Neo Bourse Aequitas Inc.;

Vu le projet de Règlement présenté par la Direction du financement des sociétés et la recommandation du surintendant des marchés de valeurs de prendre le Règlement et d'autoriser sa transmission au ministre des Finances pour approbation;

En conséquence :

L'Autorité prend le *Règlement modifiant le Règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existants*, dans ses versions française et anglaise, dont les textes sont annexés à la présente décision, et en autorise la transmission au ministre des Finances pour approbation.

Fait le 19 janvier 2015.

Louis Morisset
Président-directeur général

Règlement modifiant le Règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existantsⁱ

L'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité ») publie le règlement suivant :

- *Règlement modifiant le Règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existants;*

Avis de publication

Le règlement a été pris par l'Autorité le 19 janvier 2015, a reçu l'approbation ministérielle requise et entrera en vigueur le **1^{er} mars 2015**.

L'arrêté ministériel approuvant le règlement a été publié dans la *Gazette officielle du Québec*, en date du 25 février 2015 et est reproduit ci-dessous.

Le 26 février 2015

ⁱ Diffusion autorisée par Les Publications du Québec

A.M., 2015-03**Arrêté numéro V-1.1-2015-03 du ministre des Finances en date du 12 février 2015**

Loi sur les valeurs mobilières
(chapitre V-1.1)

CONCERNANT le Règlement modifiant le Règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existants

VU que les paragraphes 11° et 34° de l'article 331.1 de la Loi sur les valeurs mobilières (chapitre V-1.1) prévoient que l'Autorité des marchés financiers peut adopter des règlements concernant les matières visées à ces paragraphes;

VU que les troisième et quatrième alinéas de l'article 331.2 de cette loi prévoient qu'un projet de règlement est publié au Bulletin de l'Autorité des marchés financiers, qu'il est accompagné de l'avis prévu à l'article 10 de la Loi sur les règlements (chapitre R-18.1) et qu'il ne peut être soumis pour approbation ou être édicté avant l'expiration d'un délai de 30 jours à compter de sa publication;

VU que les premier et cinquième alinéas de cet article prévoient que tout règlement pris en vertu de l'article 331.1 est approuvé, avec ou sans modification, par le ministre des Finances et qu'il entre en vigueur à la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec* ou à une date ultérieure qu'indique le règlement;

VU que le Règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existants a été approuvé par l'arrêté ministériel n° 2014-01 du 28 février 2014 (2014, *G.O.* 2, 966);

VU qu'il y a lieu de modifier ce règlement;

VU que le projet de Règlement modifiant le Règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existants a été publié au Bulletin de l'Autorité des marchés financiers, volume 11, n° 49 du 11 décembre 2014;

VU que l'Autorité des marchés financiers a adopté le 19 janvier 2015, par la décision n° 2015-PDG-0005, le Règlement modifiant le Règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existants;

VU qu'il y a lieu d'approuver ce règlement sans modification;

EN CONSÉQUENCE, le ministre des Finances approuve sans modification, le Règlement modifiant le Règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existants, dont le texte est annexé au présent arrêté.

Le 12 février 2015

Le ministre des Finances,
CARLOS LEITÃO

Règlement modifiant le règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existants

Loi sur les valeurs mobilières
(chapitre V-1.1, a. 331.1, par. 11° et 34°)

1. L'article 2 du Règlement 45-513 sur la dispense de prospectus pour placement de titres auprès de porteurs existants (chapitre V-1.1, r. 21.1) est modifié par le remplacement de la définition de l'expression « titre inscrit à la cote » par la suivante :

« « titre inscrit à la cote » : un titre de l'émetteur appartenant à une catégorie de titres de capitaux propres inscrite à la cote de la Bourse de croissance TSX, de la Bourse de Toronto, de la Bourse des valeurs canadiennes ou de La Neo Bourse Aequis Inc. ».

2. L'article 3 de ce règlement est modifié par le remplacement du paragraphe *b* par le suivant :

« *b*) les titres de capitaux propres de l'émetteur sont inscrits à la cote de la Bourse de croissance TSX, de la Bourse de Toronto, de la Bourse des valeurs canadiennes ou de La Neo Bourse Aequis Inc.; ».

3. Le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} mars 2015.

62720

Regulation to amend Regulation 45-513 respecting Prospectus Exemption for Distribution to Existing Security Holders¹

The *Autorité des marchés financiers* (the “Authority”) is publishing the following Regulation:

- *Regulation to amend Regulation 45-513 respecting Prospectus Exemption for Distribution to Existing Security Holders.*

Notice of Publication

The regulation, which was made by the Authority on January 19, 2015, has received ministerial approval as required and will come into force on **March 1, 2015**.

The Ministerial Order approving the Regulation was published in the *Gazette officielle du Québec*, dated February 25, 2015, and is also published hereunder.

February 26, 2015

¹ Publication authorized by *Les Publications du Québec*

M.O., 2015-03**Order number V-1.1-2015-03 of the Minister of Finance, February 12, 2015**

Securities Act
(chapter V-1.1)

CONCERNING the Regulation to amend Regulation 45-513 respecting prospectus exemption for distribution to existing security holders

WHEREAS subparagraphs 11 and 34 of section 331.1 of the Securities Act (chapter V-1.1) provide that the *Autorité des marchés financiers* may make regulations concerning the matters referred to in those paragraphs;

WHEREAS the third and fourth paragraphs of section 331.2 of the said Act provide that a draft regulation shall be published in the *Bulletin de l'Autorité des marchés financiers*, accompanied with the notice required under section 10 of the Regulations Act (chapter R-18.1) and may not be submitted for approval or be made before 30 days have elapsed since its publication;

WHEREAS the first and fifth paragraphs of the said section provide that every regulation made under section 331.1 must be approved, with or without amendment, by the Minister of Finance and comes into force on the date of its publication in the *Gazette officielle du Québec* or on any later date specified in the regulation;

WHEREAS the Regulation 45-513 respecting prospectus exemption for distribution to existing security holders was made by ministerial order 2014-01 dated February 28, 2014 (2014, *G.O.* 2, 634);

WHEREAS there is cause to amend this regulation;

WHEREAS the draft Regulation to amend Regulation 45-513 respecting prospectus exemption for distribution to existing security holders was published in the *Bulletin de l'Autorité des marchés financiers*, vol. 11, no. 49 of December 11, 2014;

WHEREAS the *Autorité des marchés financiers* made, on January 19, 2015, by the decision no. 2015-PDG-0005, Regulation to amend Regulation 45-513 respecting prospectus exemption for distribution to existing security holders;

WHEREAS there is cause to approve this regulation without amendment;

CONSEQUENTLY, the Minister of Finance approves without amendment the Regulation to amend Regulation 45-513 respecting prospectus exemption for distribution to existing security holders appended hereto.

February 12, 2015

CARLOS LEITÃO,
Minister of Finance

Regulation to amend regulation 45-513 respecting prospectus exemption for distribution to existing security holders

Securities Act
(chapter V-1.1, s. 331.1, par. (11) and (34))

1. Section 2 of Regulation 45-513 respecting Prospectus Exemption for Distribution to Existing Security Holders (chapter V-1.1, r. 21.1) is amended by replacing the definition of the expression “listed security” with the following:

““listed security” means a security of an issuer of a class of equity security listed on the TSX Venture Exchange, the Toronto Stock Exchange, the Canadian Securities Exchange or the Aequitas Neo Exchange Inc.;”.

2. Section 3 of the Regulation is amended by replacing paragraph (b) with the following:

“(b) the issuer’s equity securities are listed for trading on the TSX Venture Exchange, the Toronto Stock Exchange, the Canadian Securities Exchange or the Aequitas Neo Exchange Inc.;”.

3. This Regulation comes into force on March 1, 2015.

3660

DÉCISION N° 2015-PDG-0006***Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières***

Vu le pouvoir de l'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité ») de prendre le *Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement »), conformément aux paragraphes 1°, 2°, 3°, 8°, 11°, 19.3°, 19.5°, 20° et 34° de l'article 331.1 de la *Loi sur les valeurs mobilières*, RLRQ, c. V-1.1 (la « Loi »);

Vu le pouvoir de l'Autorité de prendre un règlement prévu à la Loi, qui appartient exclusivement à son président-directeur général, conformément à l'article 24 de la *Loi sur l'Autorité des marchés financiers*, RLRQ, c. A-33.2;

Vu la publication pour consultation au Bulletin de l'Autorité (le « Bulletin ») le 17 octobre 2013 [(2013) vol. 10, n° 41, B.A.M.F., section 6.2.1] du projet de Règlement accompagné de l'avis prévu à l'article 10 de la *Loi sur les règlements*, RLRQ, c. R-18.1, conformément à l'article 331.2 de la Loi;

Vu les modifications apportées au projet de Règlement à la suite de cette consultation;

Vu la publication pour information au Bulletin le 4 décembre 2014 [(2014) vol. 11, n° 48, B.A.M.F., section 6.2.2] du texte révisé du projet de Règlement;

Vu l'obligation de soumettre un règlement pris en vertu de l'article 331.1 de la Loi au ministre des Finances, qui peut l'approuver avec ou sans modification, conformément au premier alinéa de l'article 331.2 de la Loi;

Vu le projet de Règlement présenté par la Direction principale des fonds d'investissement et de l'information continue et la recommandation du surintendant des marchés de valeurs de prendre le Règlement et d'autoriser sa transmission au ministre des Finances pour approbation;

En conséquence :

L'Autorité prend le *Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, dans ses versions française et anglaise, dont les textes sont annexés à la présente décision, et en autorise la transmission au ministre des Finances pour approbation.

Fait le 20 janvier 2015.

Louis Morisset
Président-directeur général

DÉCISION N° 2015-PDG-0007***Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières***

Vu le pouvoir de l'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité ») prévu à l'article 274 de la *Loi sur les valeurs mobilières*, RLRQ, c. V-1.1 (la « Loi »), d'établir des instructions générales qui indiquent comment l'Autorité entend exercer ses pouvoirs discrétionnaires aux fins de l'administration de la Loi;

Vu le pouvoir de l'Autorité d'établir une instruction générale prévu à la Loi, qui appartient exclusivement à son président-directeur général, conformément à l'article 24 de la *Loi sur l'Autorité des marchés financiers*, RLRQ, c. A-33.2;

Vu la publication pour consultation au Bulletin de l'Autorité (le « Bulletin ») le 17 octobre 2013 [(2013) vol. 10, n° 41, B.A.M.F., section 6.2.1] du projet de modification de l'*Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« instruction générale »);

Vu les modifications apportées au projet de modification de l'instruction générale à la suite de cette consultation;

Vu la publication pour information au Bulletin le 4 décembre 2014 [(2014) vol. 11, n° 48, B.A.M.F., section 6.2.2] du texte révisé du projet de modification de l'instruction générale;

Vu la décision n° 2015-PDG-0006 en date du 20 janvier 2015, par laquelle l'Autorité a pris le *Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* et a autorisé sa transmission au ministre des Finances pour approbation, conformément à l'article 331.2 de la Loi;

Vu l'article 298 de la Loi prévoyant l'obligation de publier les instructions générales au Bulletin;

Vu le projet de modification de l'instruction générale présenté par la Direction principale des fonds d'investissement et de l'information continue et la recommandation du surintendant des marchés de valeurs de l'approuver et d'autoriser sa publication;

En conséquence :

L'Autorité établit l'*Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* modifiée, dans ses versions française et anglaise, dont les textes sont annexés à la présente décision, et autorise sa publication au Bulletin.

L'*Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* modifiée prend effet le 1^{er} juillet 2015.

Fait le 20 janvier 2015.

Louis Morisset
Président-directeur général

Règlement modifiant le Règlement 51 101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazièresⁱ

L'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité ») publie le règlement suivant :

- *Règlement modifiant le Règlement 51 101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières.*

Vous trouverez également ci-joint au présent bulletin, le texte révisé, en versions française et anglaise, de l'*Instruction générale relative au Règlement 51 101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières.*

Avis de publication

Le règlement a été pris par l'Autorité le 20 janvier 2015, a reçu l'approbation ministérielle requise et entrera) en vigueur le **1^{er} juillet 2015**.

L'arrêté ministériel approuvant le règlement a été publié dans la *Gazette officielle du Québec*, en date du 25 février 2015 et est reproduit ci-dessous. L'instruction générale prendra effet de façon concomitante à l'entrée en vigueur du règlement.

Le 26 février 2015

ⁱ Diffusion autorisée par Les Publications du Québec

A.M., 2015-01

Arrêté numéro V-1.1-2015-01 du ministre des Finances en date du 9 février 2014

Loi sur les valeurs mobilières
(chapitre V-1.1)

CONCERNANT le Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières

VU que les paragraphes 1^o, 2^o, 3^o, 8^o, 11^o, 19.3^o, 19.5^o, 20^o et 34^o de l'article 331.1 de la Loi sur les valeurs mobilières (chapitre V-1.1) prévoient que l'Autorité des marchés financiers peut adopter des règlements concernant les matières visées à ces paragraphes;

VU que les troisième et quatrième alinéas de l'article 331.2 de cette loi prévoient qu'un projet de règlement est publié au Bulletin de l'Autorité des marchés financiers, qu'il est accompagné de l'avis prévu à l'article 10 de la Loi sur les règlements (chapitre R-18.1) et qu'il ne peut être soumis pour approbation ou être édicté avant l'expiration d'un délai de 30 jours à compter de sa publication;

VU que les premier et cinquième alinéas de cet article prévoient que tout règlement pris en vertu de l'article 331.1 est approuvé, avec ou sans modification, par le ministre des Finances et qu'il entre en vigueur à la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec* ou à une date ultérieure qu'indique le règlement;

VU que le *Règlement 51-101* sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières a été approuvé par l'arrêté ministériel n^o 2005-15 du 2 août 2005 (2005, *G.O.* 2, 4733);

VU qu'il y a lieu de modifier ce règlement;

VU que le projet de Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières a été publié au Bulletin de l'Autorité des marchés financiers, volume 10, n^o 41 du 17 octobre 2013;

VU que l'Autorité des marchés financiers a adopté le 20 janvier 2015, par la décision n^o 2015-PDG-0006, le Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières;

VU qu'il y a lieu d'approuver ce règlement sans modification;

EN CONSÉQUENCE, le ministre des Finances approuve sans modification, le Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières, dont le texte est annexé au présent arrêté.

Le 9 février 2015

Le ministre des Finances,
CARLOS LEITÃO

RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT 51-101 SUR L'INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

Loi sur les valeurs mobilières

(chapitre V-1.1, a. 331.1, par. 1°, 2°, 3°, 8°, 11°, 19.3°, 19.5°, 20° et 34°)

1. L'article 1.1 du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (chapitre V-1.1, r. 23) est modifié :

1° par le remplacement de la définition de l'expression « activités pétrolières et gazières » par la suivante :

« activités pétrolières et gazières » : les activités suivantes :

- a) la recherche d'un type de produit dans son emplacement naturel;
- b) l'acquisition de droits de propriété ou d'un terrain à des fins d'exploration ou en vue d'extraire les types de produits de leur emplacement naturel;
- c) toute activité nécessaire pour extraire les types de produits de leur emplacement naturel, dont la construction, le forage, l'extraction minière et la production, ainsi que l'acquisition, la construction, l'installation et l'entretien de réseaux de collecte et de systèmes de stockage sur place, y compris le traitement, le traitement préliminaire et le stockage sur place;

d) la production ou la fabrication de pétrole brut synthétique ou de gaz synthétique;

à l'exclusion des activités suivantes :

- e) toute activité qui est entreprise après le premier point de vente;
- f) toute activité liée à l'extraction d'une substance autre qu'un type de produit et ses sous-produits;
- g) l'extraction d'hydrocarbures découlant de l'extraction de vapeur géothermique; »;

2° par l'insertion, après la définition de l'expression « activités pétrolières et gazières », de la suivante :

« ajusté en fonction du risque » : modifié au moyen d'un ajustement effectué en fonction de la probabilité de perte ou de défaillance conformément au manuel COGE; »;

3^o par l'insertion, après la définition de l'expression « bep », des suivantes :

« bitume » : un hydrocarbure solide ou semi-solide d'origine naturelle qui respecte les critères suivants :

a) il est composé essentiellement d'hydrocarbures lourds, dont la viscosité est supérieure à 10 000 millipascal-secondes (mPa.s) ou 10 000 centipoises (cP) lorsque celle-ci est mesurée à la température initiale de l'hydrocarbure dans le réservoir et à la pression atmosphérique et qu'il est dégazé;

b) il n'est pas principalement récupérable à des taux rentables à partir d'un puits sans la mise en place de méthodes améliorées de récupération;

« coûts d'abandon et de remise en état » : tous les coûts associés au rétablissement des terrains d'un émetteur assujetti ayant été perturbés par des activités pétrolières et gazières dans un état conforme à une norme imposée par les autorités gouvernementales ou réglementaires compétentes; »;

4^o par l'insertion, après la définition de l'expression « données relatives aux réserves », des suivantes :

« données relatives aux ressources éventuelles » : les données suivantes :

a) une estimation du volume des ressources éventuelles;

b) la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, des ressources éventuelles;

« données relatives aux ressources prometteuses » : les données suivantes :

a) une estimation du volume des ressources prometteuses;

b) la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, des ressources prometteuses; »;

5^o par l'insertion, après la définition de l'expression « évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié », des suivantes :

« gaz de schiste » : le gaz naturel qui répond aux critères suivants :

a) il est contenu dans des roches denses et riches en matière organique, y compris des schistes, des siltites et des carbonates à faible perméabilité, dans lesquelles le gaz naturel est principalement adsorbé sur le kérogène ou des minéraux argileux;

b) il nécessite habituellement l'utilisation de techniques de fracturation hydraulique pour atteindre des taux de production rentables;

« gaz naturel » : un mélange naturel de gaz d'hydrocarbures et d'autres gaz;

« gaz naturel classique » : le gaz naturel qui a été généré dans un lieu d'où il a migré sous l'action de forces hydrodynamiques et qui est piégé dans des accumulations discrètes par des obturations susceptibles d'être formées par des caractéristiques géologiques localisées structurelles, sédimentaires ou érosionnelles;

« gaz synthétique » : un fluide gazeux qui répond aux critères suivants :

a) il est généré par l'application d'un procédé de transformation in situ du charbon ou d'autres types de roches contenant des hydrocarbures;

b) sa teneur en méthane est d'au moins 10 % en volume;

« hydrate de gaz » : une substance cristalline d'origine naturelle composée d'eau et de gaz dans une structure de glace en forme de cage;

« hydrocarbure » : un composé d'hydrogène et de carbone qui, lorsqu'il est d'origine naturelle, peut aussi contenir d'autres éléments, comme du soufre; »;

6° par la suppression de la définition de l'expression « groupe de production »;

7° par l'insertion, après la définition de l'expression « kpi³ d'équivalent de gaz », de la suivante :

« liquides de gaz naturel » : les composants d'hydrocarbures qu'il est possible de récupérer du gaz naturel en phase liquide, notamment l'éthane, le propane, les butanes, les pentanes et homologues supérieurs et les condensats; »;

8° par le remplacement de la définition de l'expression « manuel COGE » par la suivante :

« « manuel COGE » : le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et ses modifications; »;

9° par l'insertion, après la définition de l'expression « manuel COGE », des suivantes :

« mesure du pétrole et du gaz » : une mesure chiffrée des activités pétrolières et gazières de l'émetteur assujetti;

« méthane de houille » : le gaz naturel qui répond aux critères suivants :

- a) il est composé principalement de méthane;
- b) il est présent dans un gisement de houille; »;

10^o par le remplacement, dans le texte anglais de la définition de l'expression « ordre professionnel », des mots « Canadian jurisdiction » par les mots « jurisdiction of Canada »;

11^o par l'insertion, après la définition de l'expression « ordre professionnel », des suivantes :

« pétrole brut léger » : le pétrole brut dont la densité relative est supérieure à 31,1 degrés API;

« pétrole brut lourd » : le pétrole brut dont la densité relative est supérieure à 10 degrés API et inférieure à 22,3 degrés API;

« pétrole brut moyen » : le pétrole brut dont la densité relative est supérieure à 22,3 degrés API et inférieure ou égale à 31,1 degrés API;

« pétrole brut synthétique » : un mélange d'hydrocarbures liquides issu de la valorisation du bitume, du kérogène ou d'autres substances, comme le charbon, ou de la conversion de gaz en liquide, et qui peut renfermer du soufre ou d'autres composés;

« pétrole de réservoirs étanches » : le pétrole brut qui remplit les critères suivants :

a) il est contenu dans des roches denses et riches en matière organique, y compris des schistes, des siltites et des carbonates à faible perméabilité, principalement dans des espaces poreux microscopiques mal reliés les uns aux autres;

b) il nécessite généralement l'utilisation de techniques de fracturation hydraulique pour atteindre des taux de production rentables;

« point de référence de remplacement » : un emplacement où les quantités et les valeurs d'un type de produit sont mesurées, avant le premier point de vente;

« premier point de vente » : le premier point après la production initiale où a lieu le transfert de la propriété d'un type de produit; »;

12° par l'insertion, après la définition de l'expression « prix et coûts prévisionnels », de la suivante :

« produits des activités ordinaires nets futurs » : une prévision des produits des activités ordinaires, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels ou de prix et coûts constants, qui sont générés par le développement et la production prévus des ressources, déduction faite des redevances, coûts opérationnels, frais de développement et coûts d'abandon et de remise en état connexes; »;

13° par l'insertion, après la définition de l'expression « résultats prévus », de la suivante :

« sous-produit » : une substance récupérée par suite de la production d'un type de produit; »;

14° par le remplacement de la définition de l'expression « type de produit » par la suivante :

« type de produit » : l'un des types de produits suivants :

- a) le bitume;
- b) le méthane de houille;
- c) le gaz naturel classique;
- d) les hydrates de gaz;
- e) le pétrole brut lourd;
- f) le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen mélangés;
- g) les liquides de gaz naturel;
- h) le gaz de schiste;
- i) le pétrole brut synthétique;
- j) le gaz synthétique;
- k) le pétrole de réservoirs étanches; ».

2. L'article 2.1 de ce règlement est modifié :

1° par la suppression, dans le paragraphe 1, de « , Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz »;

2^o dans le paragraphe 2 :

a) par la suppression, dans ce qui précède le sous-paragraphe *a*, de « , Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant »;

b) par le remplacement du sous-paragraphe *b* par le suivant :

« *b)* il est signé par un ou plusieurs évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés tous indépendants de l'émetteur assujetti qui ont fait ce qui suit :

i) dans l'ensemble :

A) ils ont évalué ou vérifié au moins 75 % des produits des activités ordinaires nets futurs, calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %, attribuables à la somme des réserves prouvées et des réserves probables qui sont présentés dans le relevé visé au paragraphe 1;

B) ils ont examiné le solde de ces produits des activités ordinaires nets futurs;

ii) ils ont évalué ou vérifié les données relatives aux ressources éventuelles ou les données relatives aux ressources prometteuses qui sont présentées dans le relevé visé au paragraphe 1. »;

3^o dans le paragraphe 3 :

a) par la suppression, dans ce qui précède le sous-paragraphe *a*, de « , Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz »;

b) par le remplacement, dans le texte anglais de la disposition B du sous-paragraphe *ii* du sous-paragraphe *e*, des mots « if the issuer » par les mots « if the reporting issuer ».

3. L'article 2.4 de ce règlement est modifié par le remplacement du paragraphe 1 par le suivant :

« 1) Si un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié ne peut présenter sans restriction le rapport sur les données relatives aux réserves, les données relatives aux ressources éventuelles ou les données relatives aux ressources prometteuses prévu au paragraphe 2 de l'article 2.1, l'émetteur assujetti doit veiller à ce que le rapport précise la cause de la restriction et son incidence, si celle-ci est connue de l'évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant, sur ces données. ».

4. L'article 3.2 de ce règlement est remplacé par le suivant :

« 3.2. Obligation de l'émetteur assujetti de nommer un évaluateur de réserves qualifié indépendant ou un vérificateur de réserves qualifié indépendant

1) L'émetteur assujetti doit nommer un ou plusieurs évaluateurs de réserves qualifiés ou vérificateurs de réserves qualifiés, indépendants de l'émetteur assujetti, et leur donner instructions de faire rapport individuellement au conseil d'administration de celui-ci sur les données relatives aux réserves présentées dans le relevé établi pour l'application du paragraphe 1 de l'article 2.1.

2) L'émetteur assujetti qui présente des données relatives aux ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses dans un relevé établi pour l'application du paragraphe 1 de l'article 2.1 doit nommer un ou plusieurs évaluateurs de réserves qualifiés ou vérificateurs de réserves qualifiés et leur donner instructions de faire rapport individuellement au conseil d'administration sur l'ensemble de ces données. ».

5. L'article 3.4 de ce règlement est modifié :

1° par l'insertion, dans le paragraphe *c* et après les mots « données relatives aux réserves », de « , les données relatives aux ressources éventuelles ou les données relatives aux ressources prometteuses »;

2° dans le paragraphe *d* :

a) par l'insertion, dans ce qui précède le sous-paragraphe *i* et après les mots « données relatives aux réserves », de « , des données relatives aux ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses »;

b) par l'insertion, dans le sous-paragraphe *ii* et après les mots « données relatives aux réserves », de « , les données relatives aux ressources éventuelles ou les données relatives aux ressources prometteuses ».

6. L'article 4.2 de ce règlement est modifié par le remplacement des mots « reflété la première fois dans l'information annuelle sur les données relatives aux réserves » par les mots « indiqué la première fois dans l'information annuelle sur les données relatives aux réserves ».

7. L'article 5.2 de ce règlement est modifié :

1° par le remplacement de ce qui précède le paragraphe *a* par ce qui suit :

« 1) L'émetteur assujetti qui communique de l'information sur les réserves ou de l'information d'un autre type visé à l'Annexe 51-101A1 doit veiller à ce que l'information soit conforme à ce qui suit : »;

2^o par la suppression, dans le paragraphe *c*, de « , Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz »;

3^o par l'insertion, après le paragraphe *d*, du suivant :

« 2) L'information visée au paragraphe 1 doit indiquer si les estimations des réserves ou des produits des activités ordinaires nets futurs ont été établies par un évaluateur de réserves qualifié ou vérificateur de réserves qualifié indépendant. ».

8. L'article 5.3 de ce règlement est modifié par le remplacement, dans le paragraphe 1, des mots « les catégories » par les mots « la catégorie ».

9. Les articles 5.4 et 5.5 de ce règlement sont remplacés par les suivants :

« 5.4. Ressources et ventes de pétrole et de gaz

1) L'information sur les ressources ou les ventes de types de produits ou de sous-produits associés doit être présentée à l'égard du premier point de vente.

2) Malgré le paragraphe 1, l'émetteur assujetti peut présenter de l'information sur les ressources ou les ventes de types de produits ou de sous-produits associés à l'égard d'un point de référence de remplacement si, selon une personne raisonnable, il est possible de les y commercialiser.

3) L'émetteur assujetti qui présente de l'information sur les ressources ou les ventes de types de produits ou de sous-produits associés à l'égard d'un point de référence de remplacement a les obligations suivantes :

a) mentionner que l'information est présentée à l'égard d'un point de référence de remplacement;

b) indiquer l'emplacement du point de référence de remplacement;

c) expliquer pourquoi l'information n'est pas présentée à l'égard du premier point de vente.

« 5.5. Récupération de types de produits ou de sous-produits

L'information présentée sur les types de produits ou les sous-produits du gaz naturel, notamment les liquides de gaz naturel et le soufre, ne doit porter que sur les volumes qui ont été récupérés ou qui doivent l'être avant le premier point de vente ou un point de référence de remplacement, selon le cas. ».

10. L'article 5.7 de ce règlement est abrogé.

11. L'article 5.9 de ce règlement est modifié :

1^o dans le sous-paragraphe *d* du paragraphe 2 :

a) par l'insertion, après la disposition *iii*, de la suivante :

« *iii.1*) une description du ou des projets applicables, notamment ce qui suit :

A) le coût total estimatif nécessaire pour atteindre la phase de la production commerciale;

B) le calendrier du projet, y compris la date estimative de la première mise en production commerciale;

C) la technique de récupération;

D) si le projet est fondé sur une étude conceptuelle ou une étude préalable au développement, le cas échéant; »;

b) par le remplacement, dans la sous-disposition A de la disposition *v*, des mots « Rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation de toute partie des ressources » par les mots « La viabilité commerciale de l'exploitation de toute partie des ressources est incertaine »;

2^o par le remplacement, dans ce qui précède le sous-paragraphe *a* du paragraphe 3, des mots « les dispositions *iii* et *iv* du sous-paragraphe *c* » par les mots « les dispositions *iii*, *iii.1* et *iv* du sous-paragraphe *d* »;

3^o par l'insertion, après le paragraphe 3, du suivant :

« 4) Toute information fournie conformément au sous-paragraphe 1 ou 2 doit indiquer si les résultats prévus de ressources qui, au moment considéré, ne sont pas classées à titre de réserves ou l'estimation d'une quantité de ressources autres que des réserves ont été établis par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant. ».

12. Les articles 5.11 à 5.13 de ce règlement sont abrogés.

13. L'article 5.14 de ce règlement est remplacé par le suivant :

« 5.14. Information fondée sur des mesures du pétrole et du gaz

1) L'émetteur assujetti qui présente une autre mesure du pétrole et du gaz que l'estimation du volume ou de la valeur de ressources établie conformément à l'article 5.2, 5.9 ou 5.18 ou une mesure comparative ou équivalente en vertu de la partie 2, 3, 4, 5, 6 ou 7 de l'Annexe 51-101A1 doit inclure l'information suivante à son sujet :

- a) la norme sur laquelle elle repose et sa source, le cas échéant;
- b) une brève description de la méthode utilisée pour l'établir;
- c) une explication de sa signification;
- d) des mises en garde à l'égard de sa fiabilité.

2) En l'absence de norme identifiable pour une mesure du pétrole et du gaz, l'émetteur assujetti doit également inclure l'information suivante :

- a) une brève description des paramètres utilisés pour calculer la mesure du pétrole et du gaz;
- b) une déclaration selon laquelle la mesure du pétrole et du gaz n'a pas de sens normalisé et ne devrait pas être utilisée pour établir des comparaisons. ».

14. L'article 5.15 de ce règlement est abrogé.

15. L'article 5.16 de ce règlement est modifié, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 3, par le remplacement, partout où ils se trouvent des mots « sous-paragraphe *c* » par les mots « sous-paragraphe *d* ».

16. Ce règlement est modifié par l'insertion, après l'article 5.17, du suivant :

« 5.18. Présentation d'information supplémentaire sur les ressources au moyen d'autres normes d'évaluation que celles prévues dans le manuel COGE

1) L'émetteur assujetti peut ajouter à l'information prévue à l'article 5.2, 5.3 ou 5.9 une estimation du volume ou de la valeur de ressources établies conformément à une autre norme d'évaluation des ressources qui répond aux critères suivants :

- a) elle comprend un cadre complet d'évaluation des ressources;

b) elle définit les ressources au moyen de terminologie et de catégories, de façon compatible avec celles établies dans le manuel COGE;

c) elle a un fondement scientifique;

d) elle prévoit que les estimations du volume et de la valeur de ressources doivent être fondées sur des hypothèses raisonnables.

2) Si l'information présentée en vertu du paragraphe 1 est exigée dans un territoire étranger, ou en vertu des lois qui y sont en vigueur, l'émetteur assujetti doit inclure ce qui suit à proximité :

a) la date d'effet de l'estimation;

b) une description des différences importantes, le cas échéant, entre l'estimation établie conformément à l'autre norme d'évaluation des ressources et celle établie conformément au manuel COGE ainsi que les raisons de ces différences;

c) une indication de l'endroit, sur le site Web de SEDAR, où se trouve l'estimation établie comme suit :

i) conformément à l'article 5.2, 5.3 ou 5.9, selon le cas;

ii) à la même date d'effet que l'information de remplacement.

3) Si l'information présentée en vertu du paragraphe 1 n'est exigée dans aucun territoire étranger, l'émetteur assujetti doit inclure ce qui suit à proximité :

a) la date d'effet de l'estimation;

b) une description de l'autre norme d'évaluation des ressources;

c) une description des différences importantes, le cas échéant, entre l'estimation établie conformément à l'autre norme d'évaluation des ressources et celle établie conformément au manuel COGE ainsi que les raisons de ces différences;

d) l'estimation établie comme suit :

i) conformément à l'article 5.2, 5.3 ou 5.9, selon le cas;

ii) à la même date d'effet que l'information fournie en vertu du paragraphe 1.

4) L'estimation visée au paragraphe 1 doit avoir été établie ou vérifiée par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié. ».

17. Ce règlement est modifié par le remplacement de l'intitulé de la partie 6 par le suivant :

« PARTIE 6 INFORMATION SUR LES CHANGEMENTS IMPORTANTS ET CESSATION DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES ».

18. L'article 6.1 de ce règlement est modifié, dans le paragraphe 1, par le remplacement des mots « La présente partie » par les mots « Le présent article ».

19. Ce règlement est modifié par l'addition, après l'article 6.1, du suivant :

« 6.2. Cessation des activités pétrolières et gazières

L'émetteur assujéti qui cesse d'exercer, directement ou indirectement, des activités pétrolières et gazières dépose auprès de l'autorité en valeurs mobilières, dans un délai de 10 jours, un avis établi conformément à l'Annexe 51-101A5. ».

20. L'article 8.1 de ce règlement est modifié par le remplacement du paragraphe 3 par le suivant :

« 3) Sauf en Ontario, la dispense visée au paragraphe 1 est accordée en vertu de la loi indiquée à l'Annexe B du Règlement 14-101 sur les définitions (chapitre V-1.1, r. 3), vis-à-vis du territoire intéressé. ».

21. L'Annexe 51-101A1 de ce règlement est modifiée :

1^o dans les instructions générales :

a) par le remplacement, dans le texte anglais du paragraphe 2, des mots « *its financial year then ended* » par les mots « *the financial year then ended* »;

b) par l'insertion, à la fin du paragraphe 5, de « , et que les données relatives aux ressources éventuelles et les données relatives aux ressources prometteuses ne figurent qu'en annexe à la présente annexe;

2^o par le remplacement, dans l'instruction 4 de la rubrique 1.1, des mots « *le vérificateur de ses états financiers* » par les mots « *l'auditeur de ses états financiers* »;

3^o dans la rubrique 2.1 :

a) par le remplacement, partout où ils se trouvent dans le paragraphe 2, des mots « valeur des produits des activités ordinaires nets futurs » par les mots « valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs » et des mots « charges d'impôt futurs » par les mots « charges d'impôts futurs »;

b) dans le paragraphe 3 :

i) par le remplacement, dans les dispositions *vi*, *vii* et *viii* du sous-paragraphe *b*, des mots « charges d'impôt futurs » par les mots « charges d'impôts futurs »;

ii) par le remplacement du sous-paragraphe *c* par le suivant :

« *c*) Présenter, par type de produit, dans chaque cas avec les sous-produits associés, et selon la valeur unitaire de chaque type de produit, dans chaque cas avec les sous-produits associés, par exemple en « \$ » par kpi³ ou en « \$ » par baril selon les réserves nettes, la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, avant déduction des charges d'impôts futurs, estimée au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculée au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %. »;

c) par l'insertion, après le paragraphe 3, de ce qui suit :

« INSTRUCTIONS

1) *Présenter toutes les réserves à l'égard desquelles l'émetteur assujetti détient, directement ou indirectement, un droit de propriété ou de redevance, ou une participation de concessionnaire. Ces concepts sont expliqués au paragraphe a de l'article 5.5.4 « Ownership Considerations » et à l'article 7.5 « Interests » du volume 1 du manuel COGE, à l'article 5.2 « Ownership Considerations » du volume 2 du manuel COGE et, en ce qui a trait aux droits de partage de la production conférés par contrat, à l'article 4.0 « Fiscal Regimes » du chapitre intitulé « Reserves Recognition For International Properties » du volume 3 du manuel COGE.*

2) *Ne pas inclure, dans les données relatives aux réserves, un type de produit qui est acheté en vertu d'un contrat d'approvisionnement, d'achat ou autre à long terme. Toutefois, si l'émetteur assujetti a conclu un tel contrat avec un gouvernement ou une autorité publique et participe à l'exploitation des terrains où se trouve le type de produit ou agit en qualité de producteur des réserves en cause, et non d'acheteur, de courtier, de négociant ou d'importateur indépendant, indiquer séparément la participation qu'il détient dans les réserves faisant l'objet du contrat à la date d'effet et la quantité nette du type de produit qu'il a reçue en vertu du contrat au cours de l'exercice terminé à la date d'effet.*

3) *Les produits des activités ordinaires nets futurs comprennent la portion attribuable à la participation de l'émetteur assujetti en vertu d'un contrat visé au paragraphe 2.*

4) *Expliquer la nature de l'emprise de l'émetteur assujetti sur les réserves présentées dans le relevé visé au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement si, selon une personne raisonnable, l'information sur les réserves risque d'être trompeuse en l'absence d'explications.* »;

4^o par la suppression des rubriques 2.3 et 2.4;

5^o par la suppression de l'instruction 3 de la rubrique 3.2;

6^o par le remplacement, dans la rubrique 4.1, des sous-paragraphes *b* et *c* du paragraphe 2 par les suivants :

« *b*) pour chacun des éléments suivants :

i) le bitume;

ii) le méthane de houille;

iii) le gaz naturel classique;

iv) les hydrates de gaz;

v) le pétrole brut lourd;

mélangés;

vi) le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen

vii) les liquides de gaz naturel;

viii) le gaz de schiste;

ix) le pétrole brut synthétique;

x) le gaz synthétique;

xi) le pétrole de réservoirs étanches;

« *c*) en distinguant et en expliquant séparément ce qui suit :

i) les extensions et la récupération améliorée;

ii) les révisions techniques;

iii) les découvertes;

- iv) les acquisitions;
- v) les aliénations;
- vi) les facteurs économiques;
- vii) la production. »;

7° dans la rubrique 5.1 :

a) dans le paragraphe 1 :

i) par la suppression, dans le sous-paragraphe *a*, des mots « et, globalement, avant cette période »;

ii) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *b*, des mots « ne pas planifier le développement de réserves prouvées non développées particulières au cours des 2 années suivantes » par les mots « reporter de 2 ans le développement de réserves prouvées non développées particulières »;

b) dans le paragraphe 2 :

i) par la suppression, dans le sous-paragraphe *a*, des mots « et, globalement, avant cette période »;

ii) par le remplacement, dans le sous-paragraphe *b*, des mots « ne pas planifier le développement de réserves probables non développées particulières au cours des 2 années suivantes » par les mots « reporter de 2 ans le développement de réserves probables non développées particulières »;

c) par l'addition, après le paragraphe 2, de ce qui suit :

« INSTRUCTIONS

1) *Les mots « attribués au départ » se rapportent à l'attribution initiale d'un volume de réserves de pétrole ou de gaz non développées par un émetteur assujéti. Seuls les volumes de réserves de pétrole et de gaz non développées qui n'ont pas encore été attribués peuvent être inclus dans les volumes attribués au départ pour l'exercice pertinent. Si par exemple, en 2011, l'émetteur assujéti a attribué par acquisition, découverte, extension et récupération améliorée 300 Mpi³ de réserves de gaz naturel classique prouvées non développées, ces réserves constituent le volume attribué au départ pour 2011.*

2) *Les plans de développement des réserves non développées que l'émetteur assujetti présente ou les raisons qu'il invoque pour en reporter le développement doivent permettre à un investisseur raisonnable d'évaluer ses efforts en vue de convertir les réserves non développées en réserves développées.* »;

8^o par le remplacement de la rubrique 5.2 par la suivante :

« Rubrique 5.2 Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves

Indiquer et décrire les facteurs économiques ou incertitudes significatifs qui influent sur des éléments particuliers des données relatives aux réserves.

INSTRUCTIONS

1) *L'émetteur assujetti doit, en vertu de la présente rubrique, joindre une analyse des coûts d'abandon et de remise en état significatifs, le cas échéant, des frais de développement ou des coûts opérationnels prévus exceptionnellement élevés ou des obligations contractuelles de produire et de vendre une partie significative de la production à des prix nettement inférieurs à ceux qu'il serait autrement possible d'obtenir.*

2) *Si les renseignements exigés figurent dans les états financiers et les notes de son dernier exercice, l'émetteur assujetti se conforme à la présente rubrique en y faisant renvoi.* »;

9^o par le remplacement de la rubrique 6.2.1 par la suivante :

« Rubrique 6.2.1 Facteurs et incertitudes significatifs applicables aux terrains sans réserves attribuées

Indiquer et décrire les facteurs économiques ou incertitudes significatifs qui influent ou sont raisonnablement susceptibles d'influer sur les activités de développement ou de production prévues sur les terrains sans réserves attribuées.

INSTRUCTIONS

1) *L'émetteur assujetti doit, en vertu de la présente rubrique, joindre une analyse des coûts d'abandon et de remise en état significatifs, le cas échéant, des frais de développement ou des coûts opérationnels prévus exceptionnellement élevés ou des obligations contractuelles de produire et de vendre une partie significative de la production à des prix nettement inférieurs à ceux qu'il serait autrement possible d'obtenir.*

2) *Si les renseignements exigés figurent dans les états financiers et les notes de son dernier exercice, l'émetteur assujetti se conforme à la présente rubrique en y faisant renvoi. »;*

10° par la suppression de la rubrique 6.4;

11° par le remplacement de la rubrique 6.6 par la suivante :

« Rubrique 6.6 Frais engagés

Indiquer ce qui suit, par pays, pour le dernier exercice :

a) les coûts d'acquisition des terrains, séparément pour les terrains prouvés et les terrains non prouvés;

b) les frais d'exploration;

c) les frais de développement;

INSTRUCTIONS

Si les coûts et frais visés aux sous-paragraphes a, b et c figurent dans les états financiers et les notes de son dernier exercice, l'émetteur assujetti se conforme à la présente rubrique en y faisant renvoi. »;

12° par la suppression, dans le paragraphe 1 de la rubrique 6.9, de « , si cette information n'a pas déjà été présentée dans des états financiers déposés par l'émetteur assujetti, »;

13° par l'insertion, après la partie 6, de la suivante :

« PARTIE 7 INFORMATION FACULTATIVE SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RESSOURCES ÉVENTUELLES ET LES DONNÉES RELATIVES AUX RESSOURCES PROMETTEUSES :

INSTRUCTIONS

1) *L'émetteur assujetti peut présenter des données relatives aux ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses dans le relevé des données relatives aux réserves et autre information déposé en vertu du paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement, à condition qu'elles figurent en annexe.*

2) *La mise en garde suivante doit être en caractères gras et placée à proximité de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, associée aux ressources éventuelles ou aux ressources prometteuses :*

L'estimation de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, [des ressources éventuelles] [et] [des ressources prometteuses] est préliminaire par nature et vise à permettre au lecteur de se forger une opinion sur le bien-fondé de l'investissement requis par la société et sur la probabilité de sa réalisation. Elle comprend [les ressources éventuelles] [et] [les ressources prometteuses] qui sont jugées trop incertaines quant à [la possibilité de développement] [et] [la possibilité de découverte] pour être classées à titre de réserves. La réalisation de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, est incertaine.

3) *L'émetteur assujetti ne peut se prévaloir du paragraphe 3 de l'article 5.9 du règlement en ce qui a trait à l'information qu'il est tenu d'inclure dans la présente partie.*

4) *Expliquer la nature de l'emprise de l'émetteur assujetti sur les ressources éventuelles et les ressources prometteuses présentées dans le relevé visé au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement si, selon une personne raisonnable, l'information sur les ressources risque d'être trompeuse en l'absence d'explications.*

5) *L'information de l'émetteur assujetti sur la valeur de ressources prometteuses ou de ressources éventuelles qui ne font pas partie de la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir » doit être ajustée en fonction du risque et comprendre une explication des facteurs pris en considération dans la possibilité de commercialité, qui inclut la possibilité de découverte et de développement, dans le cas de ressources prometteuses, et la possibilité de développement, dans le cas de ressources éventuelles.*

INDICATIONS

1) *L'émetteur assujetti qui présente des données relatives aux ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses conformément à la présente annexe est tenu de se conformer aux articles 5.9 et 5.17 du règlement.*

2) *L'émetteur assujetti qui présente des données relatives aux ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses dans la présente annexe doit avoir un processus d'évaluation de ces ressources qui présente les caractéristiques suivantes :*

a) *il est au moins aussi rigoureux que pour les données relatives aux réserves;*

b) *il est reconnu comme étant bien établi dans le secteur pétrolier et gazier.*

3) *Le processus d'évaluation décrit au paragraphe 2 n'est pas nécessaire si, de l'avis d'un évaluateur ou vérificateur qualifié raisonnable, il ne l'est pas dans les circonstances.*

4) *L'information publiée par les émetteurs assujettis ne doit pas contenir d'information fausse ou trompeuse. L'information sur des ressources éventuelle ou des ressources prometteuses dont le développement est en suspens, non précisé ou non viable dans le relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz pourrait être trompeuse lorsque le degré d'incertitude et de risque rattaché à ces estimations est considérable.*

« Rubrique 7.1 Données relatives aux ressources éventuelles

1. L'émetteur assujetti qui présente des ressources éventuelles dans le relevé visé au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement doit indiquer ce qui suit :

a) les volumes bruts et nets des ressources éventuelles 2C, ajustés en fonction du risque, pour chaque type de produit, classés dans chaque sous-classe pertinente d'avancement de projet;

b) si les ressources éventuelles de la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir » sont présentées, la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, des ressources éventuelles 2C de cette sous-classe d'avancement de projet, calculée au moyen de prix et coûts prévisionnels, pour chaque type de produit, avant déduction des charges d'impôts futurs, et au moyen de taux d'actualisation de 0 %, 5 %, 10 %, 15 % et 20 %.

2. Indiquer la valeur numérique du risque associé à la possibilité de développement et décrire la méthode servant aux calculs suivants :

a) la quantification du risque;

b) l'estimation des ressources éventuelles ajustée en fonction du risque ainsi que de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, correspondante.

« Rubrique 7.2 Données relatives aux ressources prometteuses

1. Si l'émetteur assujetti présente des ressources prometteuses dans le relevé visé au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement, indiquer la meilleure estimation des ressources prometteuses, brutes et nettes, pour chaque type de produit.

2. Indiquer la valeur numérique de la possibilité de découverte et de la possibilité de développement et décrire la méthode servant aux calculs suivants :

a) la quantification de la possibilité de découverte et de la possibilité de développement;

b) l'estimation des ressources prometteuses ajustée en fonction de la possibilité de découverte et de la possibilité de développement.

« Rubrique 7.3 Prix prévisionnels employés dans les estimations

1. Indiquer, pour chaque type de produit, les hypothèses de prix employées pour calculer les données relatives aux ressources éventuelles et les données relatives aux ressources prometteuses présentées à la rubrique 7.1 pour chacun des 5 exercices suivant le dernier exercice.

2. L'information donnée en réponse au paragraphe 1 doit comprendre le tableau des prix de référence généralement employés pour les pays ou régions dans lesquels l'émetteur assujetti exerce ses activités, l'inflation et les autres facteurs des prévisions.

3. Les hypothèses de prix indiquées au paragraphe 1 doivent être identiques à celles fournies en réponse à la partie 3 de la présente annexe.

INSTRUCTIONS

1) *Les prix de référence peuvent provenir de sources telles qu'une bourse de marchandises ou être des prix affichés par les acheteurs.*

2) *L'expression définie « prix et coûts prévisionnels » comprend les prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels l'émetteur assujetti est lié par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit, dont ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé. Les prix prévus par contrat doivent être utilisés au lieu des prix de référence en vue de l'estimation des données relatives aux ressources éventuelles et des données relatives aux ressources prometteuses, sauf si un investisseur raisonnable jugeait ces prix trompeurs.*

« Rubrique 7.4 Données complémentaires relatives aux ressources éventuelles

L'émetteur assujetti peut compléter les données relatives aux ressources éventuelles présentées conformément à la rubrique 7.1 en fournissant également des estimations des ressources éventuelles accompagnées d'estimations de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, qui leur est associée, calculées au moyen de prix et coûts constants au lieu de prix et coûts prévisionnels pour chaque type de produit applicable. ».

22. L'Annexe 51-101A2 de ce règlement est remplacée par la suivante :

« ANNEXE 51-101A2 RAPPORT SUR [LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES][,] [LES DONNÉES RELATIVES AUX RESSOURCES ÉVENTUELLES] [ET] [LES DONNÉES RELATIVES AUX RESSOURCES PROMETTEUSES] ÉTABLI PAR L'ÉVALUATEUR OU LE VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

La présente annexe est l'annexe visée au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement.

1. Les termes définis dans le règlement ont le même sens dans la présente annexe.
2. Le rapport sur les données relatives aux réserves, les données relatives aux ressources éventuelles ou les données relatives aux ressources prometteuses visé au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement, qui doit être signé par un ou plusieurs évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés indépendants de l'émetteur assujetti, doit à tous les égards importants correspondre à ce qui suit :

Rapport sur [les données relatives aux réserves], [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] établi par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant

Au conseil d'administration de [nom de l'émetteur assujetti] (la « société ») :

1. Nous avons [vérifié][,] [et] [évalué] [ou examiné] [les données relatives aux réserves][,] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] de la société en date du [date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti]. **[Si la société a des réserves, inclure la phrase suivante :** Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du [date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti], estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.] **[Si la société a présenté des données relatives aux**

ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses, inclure la phrase suivante : Les [données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] sont des estimations, ajustées en fonction du risque, du volume [des ressources éventuelles][et][des ressources prometteuses] ainsi que de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, correspondante en date du [date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti], estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.]

2. La responsabilité des [données relatives aux réserves][,] [des données relatives aux ressources éventuelles] [et] [des données relatives aux ressources prometteuses] incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces données en nous fondant sur notre [vérification][,] [et] [notre évaluation] [et notre examen].

3. Nous avons effectué notre [vérification][,] [et] [notre évaluation] [et notre examen] conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gaz Evaluation Handbook*) et ses modifications, tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).

4. Ces normes exigent que [la vérification][,] [et] [l'évaluation] [et l'examen] soi[en]t planifié[e][s] et exécuté[e][s] de manière à fournir l'assurance raisonnable que [les données relatives aux réserves][,] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] sont exemptes d'inexactitudes importantes. [La vérification][,] [et] [l'évaluation] [et l'examen] comprend[comprennent] également l'appréciation de la conformité de ces données aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.

5. **[Si la société a des réserves, inclure le présent paragraphe]** Le tableau suivant présente la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves ayant fait l'objet [de la vérification][,] [et] [de l'évaluation] [et de l'examen], pour l'exercice terminé le [date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti], et indique les portions respectives de ces données que nous avons [vérifiées][,] [et] [évaluées] [et examinées] et sur lesquelles nous avons fait rapport [à la direction/au conseil d'administration] de la société :

Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Date d'effet du rapport [de vérification/ d'évaluation/ d'examen]	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
Évaluateur A	xx xxxx 20xx	xxxx	xxx \$	xxx \$	xxx \$	xxx \$
Évaluateur B	xx xxxx 20xx	xxxx	xxx \$	xxx \$	xxx \$	xxx \$
Total			xxx \$	xxx \$	xxx \$	xxx \$ ¹

¹ Ce montant doit être celui présenté par l'émetteur assujéti dans le relevé des données relatives aux réserves déposé conformément au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement comme produits des activités ordinaires nets futurs, avant déduction des charges d'impôts futurs, attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 10 % conformément au paragraphe 2 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1.

6. [Si la société a présenté des données relatives aux ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses, inclure le présent paragraphe et les tableaux :] Les tableaux suivants présentent le volume, ajusté en fonction du risque, et la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, [des ressources éventuelles] [et] [des ressources prometteuses] (avant impôts) attribués aux [ressources éventuelles] [et] [aux ressources prometteuses], estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %, qui sont compris dans le relevé de la société établi conformément à l'Annexe 51-101A1 et indique les portions respectives des [données relatives aux ressources éventuelles] [et] [des données relatives aux ressources prometteuses] que nous avons [vérifiées] [et] [évaluées] et sur lesquelles nous avons fait rapport [à la direction/au conseil d'administration] de la société :

Classification	Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Date d'effet du rapport [de vérification/ d'évaluation/]	Emplacement des ressources autres que des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Volume ajusté en fonction du risque	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %)		
					Vérification	Évaluation	Total
Développement à venir de ressources éventuelles (2C) ¹	Évaluateur	xx xxxx 20xx	xxxx	xxx	xxx \$	xxx \$	xxx \$

Classification	Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Date d'effet du rapport [de vérification/ d'évaluation]	Emplacement des ressources autres que des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Volume ajusté en fonction du risque
Ressources prometteuses	Évaluateur	xx xxxx 20xx	xxxx	xxx
Ressources éventuelles				
[sous-classes d'avancement de projet autres que celle du développement à venir]	Évaluateur	xx xxxx 20xx	xxxx	xxx

7. À notre avis, [les données relatives aux réserves][,] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] que nous avons respectivement [vérifiées] [et] [évaluées] ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci. Nous n'exprimons aucune opinion quant [aux données relatives aux réserves][,] [aux données relatives aux ressources éventuelles] [et] [aux données relatives aux ressources prometteuses] que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.

8. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports visés au[x] paragraphe[s] [4] [et] [4.1] pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'effet.

9. Les [données relatives aux réserves][,] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

Évaluateur A, ville, province/État, pays, date
 _____ [signé]

Évaluateur B, ville, province/État, pays, date
 _____ [signé] ».

23. L'Annexe 51-101A3 de ce règlement est remplacée par la suivante :

« ANNEXE 51-101A3 RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

La présente annexe est l'annexe visée au paragraphe 3 de l'article 2.1 du règlement.

1. Les termes définis dans le règlement ont le même sens dans la présente annexe.
2. Le rapport visé au paragraphe 3 de l'article 2.1 du règlement doit à tous les égards importants correspondre à ce qui suit :

**Rapport de la direction et du conseil d'administration
sur les données relatives aux réserves et autre information**

La direction de [nom de l'émetteur assujetti] (la « société ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves [et comprend, si elle est présentée dans le relevé prévu au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement, toute autre information telle que des données relatives aux ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses].

[Option A : Données relatives aux réserves à déclarer ou données relatives aux ressources éventuelles ou données relatives aux ressources prometteuses à déclarer]

Un[Des] [évaluateur[s] ou vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s] a[ont] [vérifié][,] [et] [évalué] [et examiné] [les données relatives aux réserves][,] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] de la société. Son[Leur] rapport [est présenté ci-après/sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport].

Le [comité des réserves du] conseil d'administration de la société

- a) a examiné les procédures suivies par la société pour fournir l'information à [l'évaluateur [aux évaluateurs] ou au[x] vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s];

b) a rencontré [l'évaluateur [les évaluateurs] ou le[s] vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s] dans le but de déterminer si on lui[leur] a imposé des restrictions limitant sa[leur] capacité de fournir un rapport sans restriction [et, en cas de proposition de changement [de l'évaluateur[des évaluateurs] ou du[des] vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s], de vérifier si des différends avaient opposé [l'évaluateur[les évaluateurs] ou le[s] vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s] précédent[s] à la direction];

c) a examiné [les données relatives aux réserves][,] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] avec la direction et [l'évaluateur[les évaluateurs] ou le[s] vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s].

Le [comité des réserves du] conseil d'administration de la société a examiné les procédures suivies par la société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration[, sur la recommandation du comité des réserves,] a approuvé :

a) le contenu du relevé prévu à l'Annexe 51-101A1, qui comprend [les données relatives aux réserves][,] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] et d'autre information concernant le pétrole et le gaz, et son dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;

b) le dépôt du rapport, prévu à l'Annexe 51-101A2, [de l'évaluateur [des évaluateurs] ou du[des] vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s] sur les données relatives aux réserves, les données relatives aux ressources éventuelles ou les données relatives aux ressources prometteuses;

c) le contenu et le dépôt du présent rapport.

Les [données relatives aux réserves][,] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

[Option B : Absence de données relatives aux réserves à déclarer et de données relatives aux ressources éventuelles ou de données relatives aux ressources prometteuses à déclarer]

Le [comité des réserves du] conseil d'administration de la société a examiné les activités pétrolières et gazières de la société et établi que celle-ci n'avait aucune réserve en date du [date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti].

Les services d'aucun évaluateur de réserves qualifié ou vérificateur de réserves qualifié n'ont été retenus pour évaluer les données relatives aux réserves de la société. Aucun rapport d'un évaluateur de réserves qualifié ou vérificateur de réserves qualifié ne sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières à l'égard de l'exercice terminé le [date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti].

Le [comité des réserves du] conseil d'administration de la société a examiné les procédures suivies par la société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration[, sur la recommandation du comité des réserves,] a approuvé :

a) le contenu du relevé prévu à l'Annexe 51-101A1, qui comprend de l'information détaillée sur les activités pétrolières et gazières de la société, et son dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;

b) le contenu et le dépôt du présent rapport.

[signature, nom et titre du chef de la direction]

[signature, nom et titre d'un dirigeant autre que le chef de la direction]

[signature et nom d'un administrateur]

[signature et nom d'un administrateur]

[Date] ».

24. Ce règlement est modifié par l'addition, après l'Annexe 51-101A4, de la suivante :

« ANNEXE 51-101A5 AVIS DE CESSATION DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

La présente annexe est l'annexe visée à l'article 6.2 du règlement.

1. Les termes définis dans le règlement ont le même sens dans la présente annexe.

2. L'avis visé à l'article 6.2 du règlement doit à tous les égards importants correspondre à ce qui suit :

**Avis de cessation
des activités pétrolières et gazières**

La direction et le conseil d'administration de [nom de l'émetteur assujetti] (la « société ») ont établi qu'en date du [date], la société n'exerce plus, directement ou indirectement, d'activités pétrolières et gazières.

[signature, nom et titre de chef de la direction]

[signature, nom et titre d'un dirigeant autre que le chef de la direction]

[signature et nom d'un administrateur]

[signature et nom d'un administrateur]

[Date] ».

25. Le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} juillet 2015.

62688

INSTRUCTION GÉNÉRALE RELATIVE AU RÈGLEMENT 51-101 SUR L'INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

La présente instruction générale indique comment il convient, selon les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM »), d'interpréter et d'appliquer le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « règlement ») et ses annexes.

Le règlement complète les obligations d'information continue de la législation en valeurs mobilières qui s'appliquent aux émetteurs assujettis de tous les secteurs d'activité.

Les obligations prévues par le règlement concernant le dépôt d'information sur les activités pétrolières et gazières auprès des autorités en valeurs mobilières visent notamment à aider les participants aux marchés des capitaux à prendre des décisions en matière de placement, et les analystes, à faire des recommandations.

Les ACVM encouragent les personnes inscrites et les autres personnes qui souhaitent utiliser l'information concernant les activités pétrolières et gazières d'un émetteur assujetti, y compris les données relatives aux réserves, à consulter l'information déposée au moyen de SEDAR en vertu du règlement par l'émetteur en question et à utiliser une terminologie conforme à celle du manuel COGE s'ils résument l'information ou la mentionnent.

PARTIE 1 CHAMP D'APPLICATION ET TERMINOLOGIE

1.1. Définitions

1) **Dispositions générales** – Plusieurs termes ayant trait aux activités pétrolières et gazières sont définis à l'article 1.1 du règlement. Les termes non définis dans le règlement, dans le *Règlement 14-101 sur les définitions* (le « Règlement 14-101 ») ou dans la loi sur les valeurs mobilières du territoire concerné ont le sens défini ou doivent recevoir l'interprétation donnée dans le manuel COGE, conformément à l'article 1.2 du règlement.

Pour faciliter la lecture, l'Avis 51-324 du personnel des ACVM, *Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « glossaire ») et ses modifications, le cas échéant, définissent certains termes, dont ceux qui sont définis dans le règlement et plusieurs termes provenant du manuel COGE.

2) **Prix et coûts prévisionnels** – L'expression « prix et coûts prévisionnels » est définie à l'article 1.1 du règlement et il en est question dans le manuel COGE. Il s'agit de prix et de coûts futurs « généralement acceptés comme une perspective raisonnable », sauf si l'émetteur assujetti est lié en droit par des prix ou des coûts qui sont fixes ou qu'il est possible de déterminer actuellement.

Les ACVM ne considèrent pas que les prix ou les coûts futurs remplissent cette exigence s'ils ne sont pas compris dans la fourchette de prévisions de prix ou de coûts comparables utilisée, à la même date et pour la même période future, par les principaux évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés indépendants ou par d'autres sources fiables ayant la compétence nécessaire pour effectuer l'évaluation.

3) **Indépendant** – Le terme « indépendant » est défini à l'article 1.1 du règlement. Pour l'application de cette définition, voici des exemples de situations où les ACVM jugent qu'un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié (ou un autre expert) n'est pas indépendant. Nous considérons qu'un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié n'est pas indépendant dans les cas suivants :

- a) il est salarié, initié ou administrateur de l'émetteur assujetti;

- b) il est salarié, initié ou administrateur d'une partie liée à l'émetteur assujetti;
- c) il est un associé d'une personne visée au sous-paragraphe *a* ou *b*;
- d) il détient ou prévoit détenir, directement ou indirectement, des titres de l'émetteur assujetti ou d'une partie liée à l'émetteur assujetti;
- e) il détient ou prévoit détenir, directement ou indirectement, des titres d'un autre émetteur assujetti qui a un droit direct ou indirect sur le terrain visé par le rapport technique ou sur un terrain adjacent;
- f) il détient ou prévoit détenir, directement ou indirectement, un droit de propriété, un droit de redevance ou un autre droit sur le terrain visé par le rapport technique ou sur un terrain adjacent;
- g) au cours des trois exercices précédant la date du rapport technique, il a reçu la plus grande partie de son revenu directement ou indirectement de l'émetteur assujetti ou d'une partie liée à l'émetteur assujetti.

Pour l'application des sous-paragraphe *b* et *d* ci-dessus, une « partie liée à l'émetteur assujetti » s'entend d'une filiale de celui-ci, d'un membre du même groupe que lui, d'une personne ayant des liens avec lui ou d'une personne participant au contrôle, au sens de la législation en valeurs mobilières.

Dans certains cas, il peut être raisonnable de considérer que l'indépendance de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié n'est pas compromise même s'il détient des titres de l'émetteur assujetti. L'émetteur assujetti doit déterminer si, selon une personne raisonnable, une telle participation entraverait l'exercice du jugement de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié dans l'établissement du rapport technique.

Il peut arriver que les autorités en valeurs mobilières doutent de l'objectivité de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié. Dans ce cas, afin de garantir le respect de l'obligation d'indépendance de ce dernier et d'éloigner toute préoccupation quant à son éventuelle partialité, elles peuvent demander à l'émetteur assujetti de fournir d'autres renseignements, un supplément d'information ou l'opinion d'un autre évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié.

4) **Information supplémentaire** – Les ACVM encouragent les émetteurs assujettis qui exercent des activités pétrolières et gazières pouvant nécessiter des explications additionnelles à compléter l'information prescrite par le règlement et l'Annexe 51-101A1 par de l'information propre à ces activités pour aider les investisseurs et les autres parties à comprendre leurs activités et leurs résultats.

Dans le cas où la substance produite ne correspond pas exactement à l'un des types de produits énumérés dans le présent règlement ou si elle correspond plusieurs d'entre eux, l'émetteur assujetti devrait choisir celui s'en approchant le plus. Par exemple, les projets de gaz de schiste peuvent ne pas correspondre strictement à la définition lithologique officielle de « schiste ». Le gaz produit peut être issu d'intervalles contenant de l'argile, des carbonates, de la siltite et de petites quantités de lamines de grès à grains très fins. Même s'il provient d'intervalles qui n'entrent peut-être pas dans la définition technique de « schiste », le gaz extrait au moyen de techniques de fracturation qui est mélangé à du gaz provenant de « schiste » peut être déclaré comme étant du gaz de schiste.

L'émetteur assujetti doit veiller à ce que l'information communiquée ne soit pas trompeuse et déterminer si des explications additionnelles sont nécessaires pour préciser le contexte.

5) **Ordre professionnel**

a) **Ordres professionnels reconnus**

Le règlement exige également que l'évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié soit membre en règle d'un ordre professionnel d'ingénieurs, de géologues, de géoscientifiques ou d'autres professionnels du secteur pétrolier et gazier assujetti à l'autoréglementation.

La définition d'« ordre professionnel » (figurant à l'article 1.1 du règlement et dans le glossaire) comporte quatre éléments, dont trois portent sur les critères d'acceptation des membres, les critères de maintien de l'affiliation et les pouvoirs de l'ordre. Le quatrième élément est l'autorité ou la reconnaissance conférée à l'ordre par la loi au Canada ou son acceptation par l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable.

a.1) **Ordres professionnels canadiens**

Pour l'application du règlement, en date du 4 décembre 2014, les ordres canadiens suivants sont des ordres professionnels :

- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta (APEGA)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of the Province of British Columbia (APEGBC)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Saskatchewan (APEGS)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of the Province of Manitoba (APEGM)
- Ordre des géoscientifiques professionnels de l'Ontario
- Professional Engineers Ontario (PEO)
- Ordre des ingénieurs du Québec (OIQ)
- Ordre des géologues du Québec (OGQ)
- Association of Professional Engineers of Prince Edward Island (APEPEI)
- Association des ingénieurs et des géoscientifiques du Nouveau-Brunswick (AIGNB)
- Association of Professional Engineers of Nova Scotia (APENS)
- Association of Professional Geoscientists of Nova Scotia (APGNS)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Newfoundland and Labrador (APEGNL)
- Association of Professional Engineers of Yukon (APEY)
- Northwest Territories and Nunavut Association of Professional Engineers and Geoscientists (NAPEG)

b) Autres ordres professionnels

Les ACVM sont disposées à étudier les demandes d'acceptation d'ordres professionnels étrangers comme « ordres professionnels » pour l'application du règlement. Tout émetteur assujéti, ordre professionnel étranger ou autre partie intéressée peut déposer une demande d'acceptation d'un organisme d'autoréglementation qui satisfait aux trois premiers éléments de la définition d'« ordre professionnel ».

Lors de l'étude des demandes, l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable se demandera vraisemblablement dans quelle mesure les pouvoirs ou la reconnaissance, les critères d'admission, les normes et les pouvoirs et pratiques disciplinaires des ordres en question sont analogues à ceux des ordres énumérés ci-dessus ou en diffèrent.

Pour l'application du règlement, en date du 4 décembre 2014, chacun des ordres étrangers suivants sont reconnus comme des ordres professionnels :

- California Board for Professional Engineers, Land Surveyors and Geologists
- Colorado State Board of Licensure for Architects, Professional Engineers, and Professional Land Surveyors
- Louisiana Professional Engineering and Land Surveying Board (LAPELS)
- Oklahoma State Board of Licensure for Professional Engineers and Land Surveyors
- Texas Board of Professional Engineers
- American Association of Petroleum Geologists (AAPG), mais seulement en ce qui concerne les *Certified Petroleum Geologists* qui sont membres de la division *Professional Affairs* de l'AAPG
- American Institute of Professional Geologists (AIPG), en ce qui concerne les *Certified Professional Geologists* de l'AIPG (CPG)
- Energy Institute (EI), mais seulement en ce qui concerne les membres qui sont des *Members* et des *Fellows*
- Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), mais seulement en ce qui concerne les membres qui sont des *Members*, des *Honorary Life Members* et des *Life Members*.

c) Absence d'ordre professionnel

Tout émetteur assujéti ou toute autre partie peut, en vertu de la partie 8 du règlement, demander une dispense lui permettant de remplir l'obligation prévue à l'article 3.2 du règlement en nommant une personne qui n'est pas membre d'un ordre professionnel, mais qui possède la qualification professionnelle et une expérience adéquates. La demande peut concerner une personne en particulier ou viser de manière générale les employés ou les membres d'une société d'évaluation de réserves étrangère. Lors de l'étude de ces demandes, l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable tiendra vraisemblablement compte de la formation professionnelle et de l'expérience de la personne en question ou, en ce qui concerne les demandes visant une société, de la formation professionnelle et de l'expérience de ses membres et employés, de l'opinion d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié quant à la qualité des travaux antérieurs de la personne ou de la société, et de toute dispense antérieure accordée ou refusée à l'égard de la personne ou de la société en question.

d) Renouvellement de la demande non obligatoire

Les demandeurs dont la demande prévue au présent paragraphe 5 est accueillie n'auraient vraisemblablement à déposer qu'une seule demande, sans être obligés de la renouveler annuellement.

6) **Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié** – Les définitions des expressions « évaluateur de réserves qualifié » et « vérificateur de réserves qualifié » figurent à l'article 1.1 du règlement et dans le glossaire.

Ces définitions comportent plusieurs éléments. L'évaluateur de réserves qualifié et le vérificateur de réserves qualifié doivent :

- posséder la qualification professionnelle et l'expérience nécessaires pour exécuter les tâches visées par le règlement;
- être membres en règle d'un ordre professionnel.

Les émetteurs assujettis doivent s'assurer que la personne dont ils retiennent les services comme évaluateur de réserves qualifié ou vérificateur de réserves qualifié respecte ces obligations.

L'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié doit non seulement posséder la qualification professionnelle appropriée, mais également avoir suffisamment d'expérience pertinente pour traiter les données relatives aux réserves qui font l'objet du rapport. Pour l'évaluation de l'expérience, prière de se reporter à l'article 3 du volume 1 du manuel COGE, « *Qualifications of Evaluators and Auditors, Enforcement and Discipline* ».

1.2. Manuel COGE

En vertu de l'article 1.2 du règlement, les définitions et interprétations figurant dans le manuel COGE s'appliquent au règlement si elles ne figurent pas dans le règlement, le Règlement 14-101 ou la loi sur les valeurs mobilières du territoire concerné (sauf en cas de conflit ou d'incompatibilité avec le règlement, le Règlement 14-101 ou la loi sur les valeurs mobilières en question).

L'article 1.1 du règlement et le glossaire contiennent des définitions et des interprétations tirées, pour la plupart, du manuel COGE. Les définitions et les catégories de réserves et de ressources sont intégrées au manuel COGE et sont aussi énoncées, en partie, dans le glossaire.

En vertu de la disposition *iii* du sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 de l'article 5.2 du règlement, toutes les estimations de réserves ou de produits des activités ordinaires nets futurs doivent être établies ou vérifiées conformément au manuel COGE. Les articles 5.2, 5.3 et 5.9 du règlement prévoient que toute l'information sur le pétrole et le gaz publiée, y compris l'information sur les réserves et les ressources autres que des réserves, doit être établie conformément au manuel COGE, sous réserve de l'exception prévue à l'article 5.18 du règlement.

1.3. Application limitée aux émetteurs assujettis

Le règlement s'applique aux émetteurs assujettis qui exercent des activités pétrolières et gazières. La définition de l'expression « activités pétrolières et gazières » est large. Par exemple, l'émetteur assujetti qui n'a pas de réserves mais possède des zones productives possibles, des terrains non prouvés ou des ressources autres que des réserves pourrait néanmoins être réputé exercer des activités pétrolières et gazières, puisque celles-ci comprennent l'exploration et le développement de terrains non prouvés.

Le règlement s'applique aussi à l'émetteur qui n'est pas encore émetteur assujetti s'il dépose un prospectus ou un autre document d'information qui est conforme aux obligations

de prospectus. Conformément aux obligations relatives au prospectus ordinaire, l'émetteur assujéti doit communiquer l'information prévue à l'Annexe 51-101A1 et les rapports prévus à l'Annexe 51-101A2 et à l'Annexe 51-101A3.

1.4. Critère d'appréciation de l'importance relative

L'article 1.4 du règlement porte que le règlement ne s'applique qu'à l'information importante.

Le règlement n'exige ni la communication ni le dépôt d'information qui n'est pas importante. Si un élément d'information n'est pas exigé parce qu'il n'est pas important, il est inutile de préciser ce fait.

Pour l'application du règlement, l'importance relative est affaire de jugement dans chaque cas d'espèce, et il convient de l'apprécier en fonction de facteurs qualitatifs et quantitatifs, en tenant compte de l'émetteur assujéti dans son ensemble.

L'expression « investisseur raisonnable », au paragraphe 2 de l'article 1.4 du règlement, renvoie à un critère objectif : un investisseur théorique, représentatif de l'ensemble des investisseurs et guidé par la raison, serait-il influencé, dans sa décision d'acquérir, de vendre ou de conserver un titre de l'émetteur assujéti, par un élément d'information ou un ensemble d'éléments d'information? Dans l'affirmative, ces éléments d'information sont « importants » en ce qui a trait à cet émetteur assujéti. Un élément pris isolément peut être sans importance mais devenir important lorsqu'il est considéré avec d'autres éléments d'information ou qu'il est nécessaire pour mettre d'autres éléments d'information en contexte. Par exemple, de nombreuses participations de peu d'envergure dans des terrains pétroliers et gaziers peuvent revêtir de l'importance, dans l'ensemble, pour un émetteur assujéti. De même, une participation de peu d'envergure dans un terrain pétrolier ou gazier peut être importante pour un émetteur assujéti, compte tenu de la taille et de la situation particulière de ce dernier.

PARTIE 2 OBLIGATIONS ANNUELLES DE DÉPÔT

2.1. Dépôts annuels au moyen de SEDAR

L'information exigée à l'article 2.1 du règlement doit être déposée par voie électronique au moyen de SEDAR. Prière de consulter le *Règlement 13-101 sur le système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR)* et la dernière version du Manuel du déposant SEDAR autorisée par les ACVM pour connaître la procédure de dépôt électronique de documents. Habituellement, l'information qui doit être déposée en vertu du paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement est tirée d'un rapport sur le pétrole et le gaz beaucoup plus long et détaillé ayant été établi par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié. Ces rapports ne devraient pas être déposés par voie électronique au moyen de SEDAR. Le dépôt d'un rapport sur le pétrole et le gaz, ou d'un résumé de ce rapport, ne satisfait pas aux obligations annuelles de dépôt prévues par le règlement.

2.2. Information non pertinente ou sans importance

L'article 2.1 du règlement n'exige pas que l'information concernant un émetteur assujéti soit déposée si elle n'est ni pertinente ni importante, même si elle est prévue par le règlement ou une annexe de celui-ci. Voir l'article 1.4 de la présente instruction générale pour des explications sur l'importance relative.

Si un élément d'information prescrit n'a pas été communiqué parce qu'il n'est ni pertinent ni important, il est inutile de préciser ce fait ou de mentionner l'obligation d'information.

2.3. Utilisation des annexes

L'article 2.1 du règlement exige que l'information indiquée à l'Annexe 51-101A1 et les rapports visés aux Annexes 51-101A2 et 51-101A3 soient déposés annuellement. L'Annexe 1 de la présente instruction générale donne un exemple de présentation des données relatives aux réserves et d'autre information concernant le pétrole et le gaz. Bien que ce format ne soit pas obligatoire, nous encourageons les émetteurs assujettis à l'utiliser.

Il est possible de présenter dans un seul document l'information précisée dans les trois annexes ou dans deux d'entre elles. Les émetteurs assujettis peuvent aussi indiquer les relations entre les documents ou entre leurs parties. Ils peuvent par exemple accompagner le rapport de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant (Annexe 51-101A2) d'un renvoi aux données relatives aux réserves (Annexe 51-101A1), et vice-versa.

L'émetteur assujetti peut compléter l'information annuelle exigée par le règlement par de l'information supplémentaire correspondant à celle visée à l'Annexe 51-101A1, à l'Annexe 51-101A2 et à l'Annexe 51-101A3, mais établie à des dates ou pour des périodes postérieures à celles pour lesquelles l'information annuelle est exigée. Cependant, pour éviter toute confusion, on devrait indiquer clairement que ce complément d'information constitue de l'information intermédiaire et le présenter distinctement de l'information annuelle (par exemple en renvoyant, s'il y a lieu, à une période intermédiaire en particulier). La présentation d'un complément d'information intermédiaire ne remplit pas les obligations d'information annuelle prévues à l'article 2.1 du règlement.

2.4. Notice annuelle

L'article 2.3 du règlement permet aux émetteurs assujettis de remplir les obligations prévues à l'article 2.1 du règlement en présentant l'information exigée par celui-ci dans leur notice annuelle. L'émetteur assujetti ayant choisi cette approche qui présente facultativement des données relatives aux ressources éventuelles et des données relatives aux ressources prometteuses dans le relevé des données relatives aux réserves et autre information visé à l'article 2.1 est tenu de les reproduire dans une annexe à sa notice annuelle.

1) **Signification de l'expression « notice annuelle »** – L'expression « notice annuelle » a le même sens que dans le *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*. Par conséquent, comme l'indique cette définition, il peut s'agir d'une notice établie conformément à l'Annexe 51-102A2, *Notice annuelle*, ou, dans le cas d'un émetteur inscrit auprès de la SEC (au sens défini dans le Règlement 51-102), d'une notice établie conformément à cette annexe, d'un rapport annuel ou d'un rapport de transition établi en vertu de la Loi de 1934, conformément au formulaire 10-K, au formulaire 10-KSB ou au formulaire 20-F.

2) **Possibilité de présenter l'information dans la notice annuelle** – L'Annexe 51-102A2, *Notice annuelle*, permet l'inclusion de l'information requise à l'article 2.1 du règlement dans la notice annuelle. Il est possible de la présenter en l'intégrant soit directement dans la notice annuelle, soit par renvoi aux documents déposés séparément. L'article 2.3 du règlement permet aux émetteurs assujettis de satisfaire à leurs obligations prévues à l'article 2.1 et à leurs obligations relatives à la notice annuelle en ne présentant l'information qu'une seule fois dans celle-ci. Si la notice annuelle est un formulaire 10-K, ils peuvent s'acquitter de leurs obligations en fournissant l'information dans un supplément joint au formulaire.

Les émetteurs assujettis qui présentent dans son intégralité l'information exigée à l'article 2.1 du règlement dans leur notice annuelle n'ont pas à la déposer à nouveau, pour l'application de cet article, dans un ou plusieurs autres documents. Toutefois, ceux qui choisissent cette option doivent déposer au même moment au moyen de SEDAR, dans la catégorie appropriée, l'avis prévu à l'Annexe 51-101A4 (se reporter au paragraphe 2 de l'article 2.3 du règlement). L'avis aidera les autres utilisateurs de SEDAR à trouver cette

information. Il est inutile de déposer de nouveau la notice annuelle au moyen de SEDAR dans la catégorie de l'information sur le pétrole et le gaz prévue par le règlement.

2.5. Émetteur assujetti n'ayant aucune réserve ou cessant ses activités pétrolières et gazières

L'obligation d'effectuer des dépôts annuels prévus par le règlement ne se limite pas aux émetteurs assujettis qui ont des réserves et les produits des activités ordinaires nets futurs correspondants. L'émetteur assujetti qui n'a aucune réserve mais possède des zones productives possibles, des terrains non prouvés ou des ressources peut exercer des activités pétrolières et gazières (voir l'article 1.3 ci-dessus) et être assujetti au règlement. C'est pourquoi il doit quand même faire les dépôts annuels prévus par le règlement et respecter les autres obligations qui y sont prévues. On trouvera ci-dessous des indications à l'intention des émetteurs assujettis n'ayant aucune réserve sur l'établissement de l'information et des rapports prévus aux Annexes 51-101A1, 51-101A2, 51-101A3 et 51-101A5 et sur la présentation d'autres éléments d'information sur le pétrole et le gaz.

1) **Annexe 51-101A1** – En vertu de son article 1.4, le règlement ne s'applique qu'à l'information importante pour l'émetteur assujetti. Si celui-ci n'a pas de réserves, nous considérerons ce fait comme important. Il devrait indiquer clairement dans l'information déposée en vertu de la partie 2 de l'Annexe 51-101A1 qu'il n'a pas de réserves et, par conséquent, pas de produits des activités ordinaires nets futurs correspondants à présenter.

Il est possible d'omettre l'information supplémentaire prévue par la partie 2 en ce qui concerne les données relatives aux réserves (par exemple, les estimations de prix) qui ne sont pas importantes pour l'émetteur assujetti. Cependant, si ce dernier a déclaré des réserves et les produits des activités ordinaires nets futurs correspondants au cours de l'exercice précédent et qu'il n'a pas de réserves à la fin de l'exercice courant, il doit quand même présenter la variation par rapport aux estimations de réserves de l'exercice précédent, conformément à la partie 4 de l'Annexe 51-101A1.

L'émetteur assujetti doit aussi fournir l'information prévue par la partie 6 de l'Annexe 51-101A1, quel que soit le niveau des réserves. Il s'agit notamment d'information sur les terrains (rubriques 6.1 et 6.2), les frais (rubrique 6.6) et les activités d'exploration et de développement (rubrique 6.7). L'émetteur doit indiquer clairement qu'il n'y a pas eu de production, car c'est un fait important.

2) **Annexe 51-101A2** – En vertu du règlement, les émetteurs assujettis sont tenus d'engager un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié indépendant pour évaluer ou vérifier leurs données relatives aux réserves, leurs données relatives aux ressources éventuelles ou leurs données relatives aux ressources prometteuses, si ces données figurent dans le relevé prévu au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement et faire rapport au conseil d'administration.

Ceux qui n'avaient pas de réserves au cours de l'exercice n'ont pas à engager d'évaluateur ni de vérificateur pour le simple dépôt d'un rapport (négatif) établi conformément à l'Annexe 51-101A2. Si toutefois un évaluateur ou un vérificateur engagé pour évaluer des réserves a conclu qu'il ne pouvait pas les classer dans cette catégorie ou les a reclassées dans la catégorie des ressources, le rapport de l'évaluateur doit être déposé parce que celui-ci a évalué les réserves et exprimé une opinion.

3) **Annexe 51-101A3** – Que l'émetteur assujetti ait des réserves ou des ressources autres que des réserves à déclarer ou non, il doit déposer un rapport de la direction et du conseil d'administration établi conformément à l'Annexe 51-101A3.

4) **Annexe 51-101A5** – L'article 6.2 du règlement oblige l'émetteur assujetti qui cesse d'exercer des activités pétrolières et gazières à déposer un avis établi conformément à l'Annexe 51-101A5.

5) **Autres dispositions du règlement** – Le règlement n'oblige pas les émetteurs assujettis à communiquer les résultats prévus de leurs ressources éventuelles ou de leurs ressources prometteuses ni d'estimations de la quantité ou une valeur estimative attribuable à une quantité estimative de ces ressources. Cependant, s'ils présentent ce type d'information, les articles 5.9, 5.16 et 5.17 du règlement s'appliquent. Si l'information est présentée dans le relevé prévu au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement, la partie 7 de l'Annexe 51-101A1 s'applique également.

L'article 5.3 du règlement exige que les réserves et les ressources autres que des réserves soient présentées selon la terminologie et les catégories applicables du manuel COGE.

2.6. Restriction dans le rapport de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant

Le rapport de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves ne remplit pas les obligations prévues au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement s'il contient une restriction que l'émetteur assujetti peut supprimer (paragraphe 2 de l'article 2.4 du règlement).

Les ACVM considèrent que les questions de délais et coûts ne sont pas des causes de restriction que l'émetteur assujetti n'est pas en mesure de supprimer.

Les rapports contenant une restriction peuvent être acceptables si la restriction est causée par une limitation de l'étendue de l'évaluation ou de la vérification entraînée par un événement qui limite clairement la disponibilité des dossiers et est indépendante de la volonté de l'émetteur assujetti. Cette situation peut se produire, par exemple, si les dossiers pertinents ont été détruits par inadvertance et ne peuvent être reconstitués ou s'ils se trouvent dans un pays en guerre et sont, par conséquent, difficiles d'accès.

L'utilisation, par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié, d'information obtenue de l'auditeur financier indépendant d'un émetteur assujetti ou tirée de son rapport est une cause de restriction que l'on pourrait et devrait, selon les ACVM, traiter différemment. Les ACVM recommandent aux évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés de suivre les procédures et les directives énoncées aux articles 4 et 12 du volume 1 du manuel COGE pour régler leurs relations avec les auditeurs financiers indépendants. Les ACVM espèrent que cela améliorera la qualité des données relatives aux réserves et supprimera une cause de restriction potentielle.

2.7. Communication d'information dans l'Annexe 51-101A1

1) **Droit de redevance sur les réserves** – Les réserves nettes d'un émetteur assujetti (ou les « réserves nettes de la société ») comprennent le droit de redevance sur les réserves.

Les émetteurs assujettis qui ne peuvent obtenir l'information nécessaire pour indiquer un droit de redevance sur les réserves dans l'information sur les réserves nettes doivent préciser ce fait à côté de cette information et indiquer leur part correspondante du droit de redevance sur la production de pétrole et de gaz au cours de l'exercice terminé à la date d'effet.

2) **Restrictions gouvernementales en matière d'information** – Les émetteurs assujettis qui excluent de l'information sur les réserves de leurs données relatives aux réserves communiquées en vertu du règlement en raison de restrictions imposées par un gouvernement ou une instance gouvernementale exerçant une autorité sur un terrain doivent inclure une déclaration indiquant le terrain ou le pays en question et donnant les motifs de l'exclusion.

3) Calcul des produits des activités ordinaires nets futurs

a) Impôt

Les émetteurs assujettis sont tenus de présenter l'estimation de la valeur actualisée nette après impôt des réserves prouvées et probables dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1. Ils peuvent également présenter en annexe au relevé, sans y être tenus, le volume et l'estimation de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, après impôts, des ressources éventuelles et des ressources prometteuses. Ils peuvent par ailleurs présenter dans un document distinct leurs réserves ou de l'information d'un autre type visé à l'Annexe 51-101A1, dans l'ensemble ou pour une partie de leurs activités, sous réserve des obligations prévues à l'alinéa *iii* du sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 et au sous-paragraphe *c* du paragraphe 1 de l'article 5.2 du règlement.

L'estimation de la valeur actualisée nette après impôt varie selon certains facteurs, notamment :

- les dépenses en immobilisations futures prévues qui sont requises pour atteindre la production prévue;
- l'interaction avec les redevances perçues par l'État ou les droits de l'État à une quote-part ou leur déductibilité;
- l'inclusion des soldes des comptes existants de l'émetteur assujetti (obligatoire pour les estimations établies pour l'émetteur assujetti dans son ensemble conformément à l'article 7 du volume 1 du manuel COGE);
 - les taux de radiation des comptes;
 - la séquence d'utilisation des comptes;
 - l'applicabilité d'incitatifs fiscaux particuliers;
 - les revenus et les dépenses de production prévus.

Chacun de ces facteurs peut avoir une incidence significative sur le résultat, ce qui pourrait induire les investisseurs en erreur s'il n'était pas pris en compte dans l'évaluation ou si l'information fournie par l'émetteur assujetti n'était pas suffisante.

L'émetteur assujetti qui présente la valeur actualisée nette après impôt devrait l'assortir d'au moins un des éléments suivants :

- une explication générale de la méthode et des hypothèses de calcul utilisées, formulée de façon à tenir compte des circonstances propres à l'émetteur assujetti et de l'orientation adoptée; aucun détail n'est requis, mais il faut s'assurer d'aborder les aspects importants, notamment le fait que les comptes ont été inclus ou non dans l'évaluation;
- un énoncé explicatif semblable au suivant :

« La valeur actualisée nette après impôt des terrains pétrolières et gazéifères de [nom de la société] reflète le fardeau fiscal de chaque terrain. Elle ne tient pas compte de la planification fiscale, le cas échéant. Elle ne fournit pas une estimation de la valeur de l'entreprise liée à l'émetteur assujetti, qui peut différer de façon appréciable. On consultera les états financiers et le rapport de gestion de [nom de l'émetteur assujetti] pour obtenir de l'information sur l'émetteur assujetti. »

Il faut prendre les comptes en considération dans le calcul des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts. La définition de « charges d'impôts futurs » figure dans le glossaire. En bref, les charges d'impôts futurs sont les impôts estimatifs

payables sur les flux de trésorerie futurs avant impôts. Il faut les calculer en appliquant le taux d'imposition prévu par la loi à la fin de l'exercice, compte tenu des taux d'imposition futurs prévus, aux flux de trésorerie futurs nets avant impôts réduits par les déductions appropriées des frais et pertes estimatifs non déduits et reportés qui se rapportent aux activités pétrolières et gazières (c'est-à-dire les comptes). Ces comptes peuvent comprendre les frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FBCPG), les frais d'aménagement au Canada (FAC), les frais d'exploration au Canada (FEC), la fraction non amortie du coût en capital (FNACC) et les pertes fiscales inutilisées de l'exercice précédent. (Les émetteurs assujettis devraient connaître les limites à l'utilisation de certains comptes résultant de l'acquisition de terrains dans les cas visés par les dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* concernant les sociétés remplaçantes.)

b) Autres régimes fiscaux

Il faut expliquer adéquatement les autres régimes fiscaux, comme ceux qui touchent les contrats de partage de la production, en faisant les répartitions appropriées entre les diverses catégories de réserves prouvées et les réserves probables.

4) Présentation d'information supplémentaire sur les produits des activités ordinaires nets futurs au moyen de prix et coûts constants - L'Annexe 51-101A1 permet aux émetteurs assujettis de présenter les produits des activités ordinaires nets futurs, ainsi que les estimations connexes de réserves ou de ressources autres que des réserves, calculés au moyen de prix et coûts constants. On suppose que ces prix et coûts ne changent pas pendant la durée de vie d'un terrain, sauf si l'émetteur assujetti est lié par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit à certains prix ou coûts fixes ou qu'il est possible de déterminer actuellement (y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé).

4.1) Estimations des ressources éventuelles et des ressources prometteuses

Les estimations des ressources éventuelles devraient être indiquées dans la plus pertinente des catégories prévues dans le manuel COGE, notamment les sous-classes d'avancement de projet pour les ressources éventuelles.

Puisque les ressources éventuelles et les ressources prometteuses sont exposées à des risques pouvant réduire la possibilité de commercialité à moins de 100 %, l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié de l'émetteur assujetti devra en tenir compte dans l'estimation et le classement des ressources éventuelles et des ressources prometteuses qu'il rend publiques. Il existe plusieurs méthodes à cette fin et aucune en particulier n'est prescrite.

La théorie de la valeur attendue est l'une des méthodes possibles pour quantifier les volumes et les valeurs des ressources, ajustés en fonction du risque. La valeur attendue correspond à la somme de tous les résultats possibles d'un projet, comme les volumes et les valeurs des ressources, multipliée par leurs probabilités estimatives respectives de survivance. Elle ne correspond pas à la valeur réelle des ressources éventuelles ou des ressources prometteuses d'un projet en particulier, mais à la moyenne des résultats pondérée par les probabilités de résultats. Dans le cas où l'émetteur assujetti a un grand nombre de projets similaires et qu'il en a réalisés à de nombreuses reprises, la valeur réelle obtenue peut s'approcher de la valeur attendue. La valeur attendue est un outil qui sert à décider si un projet ira de l'avant ou non.

Si la valeur attendue est exprimée en termes pécuniaires, la valeur attendue calculée est appelée « valeur pécuniaire attendue » et est l'une des méthodes qui permet d'estimer la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque. Il est peu probable qu'une seule occurrence d'un projet permettra de calculer la valeur pécuniaire attendue. En théorie, l'émetteur assujetti qui choisit toujours les projets dont la valeur pécuniaire attendue est la plus élevée pourrait obtenir de meilleurs résultats qu'en prenant des décisions de façon plus aléatoire. Le manuel COGE indique que la valeur pécuniaire attendue n'est pas une projection des produits des activités ordinaires, mais constitue pour les sociétés un outil leur permettant d'évaluer s'il est judicieux de démarrer un projet dans le but d'accroître le volume de ventes potentielles. Les émetteurs assujettis qui

incluent ces volumes et ces valeurs en vertu de la rubrique 7.1 ou 7.2 de l'Annexe 51-101A1 devront expliquer comment ceux-ci ont été établis.

Les ressources éventuelles de la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir » ont les possibilités de développement et de commercialité les plus élevées de toutes les ressources autres que des réserves. Comme les autres sous-classes d'avancement de projet relatives aux ressources éventuelles et aux ressources prometteuses comportent un degré plus élevé d'incertitude, l'information sur la valeur actualisée nette, ajustée en fonction du risque, des ressources éventuelles et des ressources prometteuses ne faisant pas partie de la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir » devrait être accompagnée d'une explication détaillée de la possibilité de commercialité, qui regroupe la possibilité de découverte et la possibilité de développement, lesquelles sont fondées sur des facteurs économiques et d'autres liés au développement (par exemple les plans de développement, la production prévue, les marchés, les installations, les coûts d'investissement et les coûts opérationnels, le prix des produits et les approbations), dans le cas des ressources prometteuses, ainsi que d'une explication détaillée de la possibilité de développement, dans le cas des ressources éventuelles. En l'absence d'information sur la possibilité de découverte et la possibilité de développement, il est possible que l'information sur la valeur actualisée nette soit trompeuse.

5) *(paragraphe supprimé).*

6) **Variation des réserves**

a) L'émetteur assujéti qui déclare des réserves, mais qui n'en a aucune à déclarer au début de la période visée par la présentation de la variation des réserves, doit présenter la variation des réserves si les réserves ajoutées au cours de l'exercice précédent, le cas échéant, sont importantes. Dans ce cas, le solde d'ouverture s'établira à zéro.

b) La variation des réserves est établie en fonction des réserves brutes et non des réserves nettes. Les réserves nettes de certains émetteurs assujétis qui sont titulaires de nombreux droits de redevance, tels que les fiducies de redevances, peuvent excéder leurs réserves brutes. Pour présenter de l'information pertinente, compte tenu de la nature particulière de leurs activités, ces émetteurs peuvent également présenter la variation des réserves en fonction des réserves nettes. Rien ne leur interdit de présenter cette information supplémentaire avec l'information prévue par l'Annexe 51-101A1, pourvu qu'il y soit clairement indiqué que la variation a été établie en fonction des réserves nettes afin d'éviter toute confusion.

c) En vertu de la disposition *ii* du sous-paragraphe *c* du paragraphe 2 de la rubrique 4.1 de l'Annexe 51-101A1, il faut distinguer et expliquer séparément les variations des réserves, notamment les révisions techniques, dans la variation des réserves. Les révisions techniques indiquent les variations des estimations de réserves existantes dans les terrains où l'exploitation se poursuit pendant la période visée (c'est-à-dire entre les estimations effectuées à la date d'effet et les estimations de l'exercice précédent). Elles résultent de nouveaux renseignements techniques, et non de dépenses en immobilisations. On prendra note des points suivants en ce qui concerne les révisions techniques :

- **Forage intercalaire** : Il ne serait pas acceptable d'inclure les résultats de forages intercalaires dans les révisions techniques. Les ajouts aux réserves résultant de forages intercalaires réalisés au cours de l'exercice ne sont pas attribuables à des révisions des estimations de réserves de l'exercice précédent. Il faut les classer dans la catégorie des variations des réserves « extensions et récupération améliorée » ou dans une nouvelle catégorie des variations des réserves distincte appelée « forage intercalaire » dans la présentation de la variation des réserves.

- **Acquisitions** : Si une acquisition a lieu pendant l'exercice (c'est-à-dire entre l'estimation effectuée à la date d'effet et l'estimation de l'exercice précédent), il faut présenter la variation en utilisant l'estimation des réserves à la date d'effet, et non à la date d'acquisition, plus toute production survenue depuis la date d'acquisition. Cette production

doit être présentée à titre de « production » dans la présentation de la variation. Si l'estimation des réserves a varié entre la date d'acquisition et la date d'effet pour un motif autre que la production, l'émetteur assujetti devrait l'expliquer dans une note accompagnant le tableau.

7) **Facteurs ou incertitudes significatifs** – En vertu de la rubrique 5.2 de l'Annexe 51-101A1, l'émetteur assujetti doit indiquer et décrire les facteurs économiques importants ou les incertitudes significatives qui influent sur des éléments particuliers des données relatives aux réserves.

Les facteurs économiques importants ou les incertitudes significatives peuvent comprendre les coûts d'abandon et de remise en état, les frais de développement ou les coûts opérationnels prévus exceptionnellement élevés ou encore les obligations contractuelles de produire et de vendre une partie significative de la production à des prix nettement inférieurs à ceux qu'il serait autrement possible d'obtenir.

Les incidents qui mènent à une diminution importante du volume de production tirée des activités d'exploitation devraient être déclarés. Il peut s'agir des pertes de production liées à un vol ou à un acte de sabotage. Afin d'éviter que l'information soit trompeuse, l'émetteur assujetti devrait envisager d'indiquer la diminution du volume de production lorsqu'il établit ses estimations de production pour le premier exercice conformément à l'Annexe 51-101A1.

Si des événements postérieurs à la date d'effet mais antérieurs à la date d'établissement se sont traduits par une variation significative des prix futurs attendus, de sorte que les prix prévisionnels indiqués dans les données relatives aux réserves diffèrent significativement des prix qui seraient acceptés comme une perspective raisonnable à la date du « relevé des données relatives aux réserves et autre information » de la société, le relevé pourrait inclure, en vertu de la rubrique 5.2, une analyse de la variation et de son incidence sur les estimations de produits des activités ordinaires nets futurs. L'omission de cette information pourrait être trompeuse. Se reporter au paragraphe 3 de l'article 2.8 de la présente instruction générale, qui traite des évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés.

8) **Autre information** – Comme il est indiqué à l'article 2.3 ci-dessus et dans les instructions de l'Annexe 51-101A1, le règlement offre aux émetteurs une marge de manœuvre dans l'utilisation des annexes prescrites et dans la présentation de l'information demandée.

L'Annexe 51-101A1 prévoit l'information minimum à fournir, sous réserve du critère d'appréciation de l'importance relative. Les émetteurs assujettis peuvent fournir toute autre information, pour autant qu'elle ne soit pas incompatible avec le règlement ni trompeuse.

Les émetteurs sont encouragés à fournir toute information supplémentaire ou plus détaillée s'ils jugent qu'elle aidera le lecteur à comprendre et à évaluer l'information obligatoire. En fait, il est même parfois nécessaire de fournir de l'information supplémentaire sur les faits importants pour que l'information obligatoire fournie ne soit ni fautive ni trompeuse.

9) **Exemple de présentation des données relatives aux réserves** – L'Annexe 1 de la présente instruction générale donne un exemple de présentation de certaines données relatives aux réserves, données relatives aux ressources éventuelles et données relatives aux ressources prometteuses. Les ACVM estiment que cette présentation est conforme au règlement et à l'Annexe 51-101A1. Elles encouragent les émetteurs assujettis à utiliser le format figurant à l'Annexe 1.

L'exemple de l'Annexe 1 indique également comment intégrer à un dépôt annuel certains éléments d'information non prescrits par l'Annexe 51-101A1.

2.8. Annexe 51-101A2

1) **Assurance de forme négative de la part de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié** – L'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié qui procède à un examen peut n'exprimer qu'une assurance de forme négative (« Je n'ai rien relevé qui me porte à croire que les données relatives aux réserves n'ont pas été établies conformément aux principes et aux définitions du manuel COGE. »), au lieu d'exprimer un avis positif (« Les données relatives aux réserves ont été établies et présentées conformément au manuel COGE à tous les égards importants et sont donc exemptes d'inexactitudes importantes. »).

Les ACVM sont d'avis que les expressions d'assurance négative peuvent être mal interprétées et porter le lecteur à croire qu'elles donnent un niveau d'assurance plus élevé que leur auteur n'en avait l'intention ou que les circonstances ne le justifient.

Les ACVM estiment qu'un rapport contenant une expression d'assurance négative constituerait un tel écart par rapport aux obligations de l'Annexe 51-101A2 qu'il ne remplirait pas les obligations prévues au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement.

Dans les rares cas où il existe des motifs impérieux de faire une telle communication (comme une interdiction de divulgation à des parties de l'extérieur), les ACVM estiment que les émetteurs assujettis doivent y joindre une mise en garde, de façon à ne pas communiquer d'information fautive ou trompeuse. La mise en garde doit donner au lecteur des explications sur la nature limitée de la mission de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié et préciser le niveau limité de l'assurance qui est procuré, en indiquant que celle-ci n'équivaut pas à une opinion sans réserve.

2) **Écarts entre les estimations et les résultats réels** – Le rapport prévu à l'Annexe 51-101A2 contient des déclarations indiquant que les écarts entre les données relatives aux réserves, les données relatives aux ressources éventuelles et les données relatives aux ressources prometteuses, d'une part, et les résultats réels, d'autre part, peuvent être importants, mais que les estimations ont été établies conformément au manuel COGE, qui a été appliqué de façon uniforme.

Les estimations des réserves et des ressources autres que des réserves sont effectuées à un moment précis, à savoir la date d'effet. Il est possible que la variation des estimations de réserves et de ressources autres que des réserves présente des écarts entre les estimations et les résultats réels, et que ces écarts soient importants. Les écarts peuvent découler de facteurs tels que les découvertes résultant d'activités d'exploration, les acquisitions, les dessaisissements, ainsi que de facteurs économiques n'ayant pas été pris en considération dans l'estimation initiale des réserves. Les écarts concernant des terrains qui ont été pris en compte tant dans l'estimation des réserves et des ressources autres que des réserves que dans les résultats réels peuvent découler de facteurs techniques ou économiques. Tout écart découlant de facteurs techniques doit correspondre au classement des réserves et des ressources autres que des réserves selon la probabilité de leur récupération.

3) **Date d'effet de l'évaluation** – L'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié ne peut effectuer d'évaluation au moyen d'information relative à des événements postérieurs à la date d'effet, soit la fin de l'exercice. Il ne faut pas inclure cette information dans les prévisions. Par exemple, on ne devrait pas utiliser les résultats des forages de puits effectués en janvier ou en février ou les changements dans la production survenus après le 31 décembre, date de clôture de l'exercice. Même s'il dispose de cette information, l'évaluateur ou le vérificateur ne doit pas revenir sur ses prévisions en vue de la publication. Les prévisions doivent être établies en fonction de sa perception de l'avenir au 31 décembre, date d'effet du rapport. Se reporter au sous-paragraphe 7 du paragraphe 4.1 de l'article 2.7 de la présente instruction générale, qui traite des émetteurs assujettis.

2.9. Chef de la direction

Conformément au sous-paragraphe e du paragraphe 3 de l'article 2.1 du règlement, l'émetteur assujéti doit déposer le rapport prévu à l'Annexe 51-101A3 signé par le chef de la direction. L'expression « chef de la direction » devrait être interprétée de façon à inclure les personnes physiques qui s'acquittent des responsabilités qui se rattachent normalement à ce poste ou qui exercent une fonction analogue. Pour déterminer si c'est le cas d'une personne physique en particulier, il ne faut pas prendre en compte son titre au sein de la société ni le fait qu'elle est un salarié de la société ou agit conformément à une entente ou à un contrat.

2.10. Émetteur assujéti qui n'est pas une société par actions

Si l'émetteur assujéti n'est pas une société par actions, le rapport prévu à l'Annexe 51-101A3 devrait être signé par les personnes qui, par rapport à l'émetteur assujéti, sont dans une situation comparable ou exercent des fonctions comparables à celles des personnes visées au sous-paragraphe e du paragraphe 3 de l'article 2.1 du règlement.

PARTIE 3 RESPONSABILITÉS DES ÉMETTEURS ASSUJETTIS ET DES ADMINISTRATEURS

3.1. Comité des réserves

L'article 3.4 du règlement énumère certaines des responsabilités du conseil d'administration des émetteurs assujettis en ce qui concerne l'établissement de l'information sur le pétrole et le gaz.

Les ACVM estiment que, dans certains cas, un petit groupe d'administrateurs possédant des connaissances et des aptitudes particulières et apportant un éclairage indépendant sera plus en mesure de s'acquitter de ces responsabilités.

Le paragraphe 1 de l'article 3.5 du règlement permet au conseil d'administration de déléguer ces responsabilités (sauf la responsabilité d'approuver le contenu ou le dépôt de certains documents) à un comité composé d'administrateurs majoritairement indépendants de la direction. Il n'impose pas d'obligation en la matière, mais les ACVM encouragent les émetteurs assujettis et leurs administrateurs à adopter cette démarche.

3.2. Responsabilité en matière de communication de l'information

Le règlement exige qu'un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié indépendant établisse certains éléments d'information sur le pétrole et le gaz communiqués par les émetteurs assujettis. L'article 3.2 exige qu'un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié indépendant soit désigné pour dresser un rapport sur les données relatives aux réserves et sur les données relatives aux ressources autres que des réserves.

Les ACVM n'entendent pas et ne considèrent pas que l'engagement d'un évaluateur ou d'un vérificateur de réserves qualifié indépendant relève l'émetteur assujéti de sa responsabilité à l'égard de l'information qu'il communique pour l'application du règlement.

PARTIE 4 MESURE

4.1. Concordance des dates

L'article 4.2 du règlement exige que la même date d'effet utilisée pour des événements ou des opérations soit utilisée dans les états financiers annuels et dans l'information annuelle sur les données relatives aux réserves.

Pour faire en sorte que l'effet des événements ou des opérations soit inscrit, déclaré ou reflété uniformément (en ce qui concerne la date) dans tous les documents publiés, les

émetteurs assujettis veilleront à informer régulièrement leurs vérificateurs financiers, leurs évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés et leurs administrateurs des opérations et des événements pertinents. Ils veilleront également à faciliter la communication entre leurs vérificateurs financiers et leurs évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés.

Les articles 4 et 12 du volume 1 du manuel COGE énoncent des procédures et des directives pour réaliser des évaluations et des vérifications de réserves, respectivement. L'article 12 traite de la relation entre le vérificateur de réserves et le vérificateur financier du client. L'article 4 traite différemment de la relation entre l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié et le vérificateur financier du client dans le cadre de l'évaluation des réserves. Les ACVM recommandent que les évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés exécutent les procédures énoncées aux articles 4 et 12 du volume 1 du manuel COGE, qu'ils effectuent une évaluation ou une vérification de réserves.

PARTIE 5 OBLIGATIONS APPLICABLES À TOUTE INFORMATION

5.1. Application de la partie 5

1) **Dispositions générales** – La partie 5 du règlement impose des obligations et des restrictions qui s'appliquent à toute « information » (ou, dans certains cas, à toute information écrite) d'un type visé à l'article 5.1 du règlement. L'article 5.1 vise l'information qui, selon le cas :

- est déposée par un émetteur assujetti auprès d'une autorité en valeurs mobilières;
- si elle n'est pas déposée, est rendue publique ou communiquée dans des circonstances dans lesquelles l'émetteur assujetti s'attend ou devrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle devienne accessible au public.

La partie 5 s'applique donc à de nombreux éléments d'information :

- les documents annuels à déposer aux termes de la partie 2 du règlement;
- les autres documents d'information continue, y compris les déclarations de changement important (qui peuvent aussi être assujetties à la partie 6 du règlement);
- les documents d'information publics, déposés ou non, y compris les communiqués de presse;
- l'information communiquée au public dans le cadre d'un placement de titres, y compris les prospectus;
- les discours et les présentations publiés par des représentants de l'émetteur assujetti au nom de celui-ci, sauf en ce qui concerne les dispositions de la partie 5 qui ne visent que l'information écrite.

Pour l'application de cette partie, les ACVM considèrent que l'information écrite s'entend de tout écrit, image, carte, schéma ou autre représentation imprimée qui est produit, stocké ou diffusé sur papier ou sous forme électronique. Par exemple, tout document distribué à une présentation de société qui mentionne des bep devrait être établi conformément à l'article 5.14 du règlement.

Pour assurer le respect des obligations de la partie 5, les ACVM encouragent les émetteurs assujettis à faire appel à un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié ou à toute autre personne qui connaît le règlement et le manuel COGE, pour établir, examiner ou approuver toute l'information sur le pétrole et le gaz.

2) **Information supplémentaire sur les ressources** – Toute communication publique d'information de l'émetteur assujetti sur les réserves ou les ressources autres que des réserves doit être conforme à la partie 5 du règlement. Cela signifie que ces réserves et ressources doivent être évaluées conformément au manuel COGE. L'émetteur assujetti peut ajouter de l'information sur ces réserves et ressources conformément à une autre norme d'évaluation des ressources en vertu de l'article 5.18 du règlement, à condition que l'information ne contrevienne pas à cet article. Les autres normes d'évaluation des ressources jugées acceptables par les ACVM comprennent le cadre de présentation de l'information concernant le pétrole et le gaz de la SEC et le Petroleum Resource Management System établi par la Society of Petroleum Engineers.

Les ACVM estiment que l'information sur les réserves ou les ressources autres que des réserves est « exigée dans un territoire étranger, ou en vertu des lois qui y sont en vigueur, » lorsque, pour être en mesure d'accéder aux marchés des capitaux d'un territoire étranger, l'émetteur assujetti y est tenu de présenter cette information conformément à la norme d'évaluation des ressources de ce territoire.

L'émetteur assujetti qui, en application des lois d'un territoire étranger, présente de nouveau une estimation des réserves ou des ressources autres que des réserves ayant déjà été publiée et qui n'a pas été exigée par le territoire étranger (par exemple dans un communiqué) devra évaluer si le contexte donné dans l'information non exigée est suffisant pour permettre aux lecteurs de comprendre la nature de cette autre norme d'évaluation des ressources et les différences entre l'estimation établie selon ce dernier et celle établie conformément au Règlement 51-101.

Les sous-paragraphes *b* du paragraphe 2 et *c* du paragraphe 3 de l'article 5.18 du règlement prévoient une description des différences entre l'estimation établie selon une autre norme d'évaluation des ressources et celle établie conformément au règlement et au manuel COGE, ainsi que les raisons de ces différences, sans toutefois exiger la présentation des variations entre les estimations.

5.2. Communication d'information sur les réserves et d'autres éléments d'information

1) **Dispositions générales** – L'émetteur assujetti doit respecter les obligations prévues à l'article 5.2 du règlement dans la communication au public d'estimations de réserves et d'autres éléments d'information visés à l'Annexe 51-101A1. L'information faisant l'objet d'un communiqué, par exemple, serait visée.

2) **Réserves** – Le règlement ne prescrit aucune méthode d'estimation particulière, mais il exige que l'estimation des réserves soit établie conformément au manuel COGE.

3) **Réserves possibles** – L'estimation des réserves possibles, prises isolément ou comme partie d'une somme, représente souvent un chiffre relativement élevé assorti, par définition, d'une faible probabilité de récupération. C'est pourquoi la mise en garde prescrite à la disposition *v* du sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 de l'article 5.2 du règlement doit accompagner l'estimation des réserves possibles communiquée par écrit.

4) **Méthodes d'évaluation probabilistes et déterministes** – L'article 5 du volume 1 du manuel COGE porte que « [TRADUCTION] en principe, il ne devrait pas y avoir de différence entre les estimations établies au moyen de méthodes probabilistes ou de méthodes déterministes ».

Lorsque l'on utilise des méthodes déterministes, en l'absence de « [TRADUCTION] mesure quantitative de la probabilité calculée mathématiquement », la classification des réserves est une question de jugement professionnel quant à la mesure quantitative de certitude atteinte.

Lorsqu'on les utilise en respectant les règles de l'art en matière d'ingénierie et de géologie, les méthodes probabilistes fournissent davantage de données statistiques que la

méthode déterministe classique. Voici certaines règles fondamentales que l'évaluateur doit respecter pour utiliser des méthodes probabilistes :

- L'évaluateur doit quand même estimer les réserves et les ressources autres que des réserves en utilisant les définitions et les principes du manuel COGE.
- L'évaluateur devrait faire la somme arithmétique des estimations de réserves et de ressources autres que des réserves des entités établies au moyen de méthodes probabilistes pour obtenir les réserves et les ressources autres que des réserves déclarées.
- L'évaluateur qui établit aussi des estimations de réserves et de ressources autres que des réserves globales au moyen de méthodes probabilistes devrait expliquer dans le rapport d'évaluation la méthode utilisée, en précisant, pour les réserves, les niveaux de confiance utilisés à l'égard des entités, des terrains et des niveaux déclarés (c'est-à-dire des totaux) des réserves prouvées, des réserves prouvées et probables et des réserves prouvées, probables et possibles, le cas échéant.
- L'émetteur assujetti qui présente les réserves et les ressources autres que des réserves globales que l'évaluateur a établies au moyen de méthodes probabilistes devrait accompagner l'information d'une brève explication des définitions de réserves et de ressources autres que des réserves utilisées pour l'estimation, ainsi que de la méthode et des niveaux de confiance utilisés par l'évaluateur.

5) **Accès au financement** – L'émetteur assujetti qui attribue des réserves à un terrain non développé n'est pas tenu de disposer du financement nécessaire au développement des réserves, puisque celle-ci peut se faire autrement qu'au moyen d'une dépense de fonds de sa part (par exemple, par voie d'amodiation ou de vente). Il faut estimer les réserves en partant de l'hypothèse que le développement des terrains aura lieu, sans égard à la disponibilité du financement nécessaire. Se reporter à l'article 7 du volume 1 du manuel COGE et à la disposition *iv* du sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 de l'article 5.2 du règlement.

Toutefois, en vertu de la rubrique 5.3 de l'Annexe 51-101A1, l'émetteur assujetti doit indiquer ses prévisions concernant les sources et les frais de financement des frais de développement futurs estimatifs. Si les frais de financement rendraient peu probable le développement d'un terrain, l'émetteur assujetti doit, malgré toute attribution de réserves, exposer cette prévision de même que ses plans à l'égard du terrain.

La présentation d'une estimation de réserves, de ressources éventuelles ou de ressources prometteuses à l'égard desquelles l'accès, en temps opportun, au financement nécessaire à leur développement n'est pas garanti peut se révéler trompeuse si elle n'est pas accompagnée, à proximité, d'une analyse (ou d'un renvoi à une telle analyse dans d'autres documents déposés par l'émetteur assujetti au moyen de SEDAR) des incertitudes quant au financement et des répercussions prévues sur l'échéancier ou le parachèvement des travaux de développement (ou sur une phase donnée de travaux de développement multiphase, comme il est souvent possible de l'observer pour les sables bitumineux).

6) **Réserves prouvées ou probables non développées** – Il faut déclarer les réserves prouvées ou probables non développées pendant l'exercice au cours duquel elles sont comptabilisées. L'émetteur assujetti qui ne les déclare pas pourrait omettre de l'information importante et ainsi rendre trompeuse l'information sur les réserves. Si l'existence des réserves prouvées ou probables non développées n'est pas communiquée au public, les personnes qui ont une relation privilégiée avec l'émetteur assujetti et savent qu'elles existent n'auront pas le droit d'acheter ou vendre des titres de l'émetteur assujetti tant que cette information n'aura pas été diffusée. Le prospectus que l'émetteur assujetti a déposé ou entend déposer pourrait ne pas révéler tous les faits importants de façon complète, véridique et claire en l'absence d'information sur ces réserves. Les émetteurs assujettis devraient se reporter à l'article 10.3 du volume 1 du manuel COGE pour connaître l'information à inclure sur ces réserves.

7) **Mises à jour mécaniques** – Les rapports sur les réserves et les ressources autres que des réserves sont parfois mis à jour « mécaniquement » en recalculant des évaluations antérieures au moyen d'une nouvelle liste de prix. Des problèmes peuvent en découler, car des changements importants touchant d'autres éléments que les prix peuvent rendre le rapport trompeur. L'émetteur assujéti qui présente les résultats d'une mise à jour mécanique devrait veiller à indiquer également tous les changements importants pertinents afin que l'information ne soit pas trompeuse.

5.3. Classement des réserves et des ressources autres que des réserves

Conformément à l'article 5.3 du règlement, l'information sur les réserves ou les ressources autres que des réserves doit être présentée selon les catégories et la terminologie applicables du manuel COGE. Les définitions des catégories de ressources, tirées du manuel COGE, sont données dans le glossaire. En outre, conformément à l'article 5.3 du règlement, l'information sur les réserves ou les ressources autres que des réserves doit se rapporter à la catégorie la plus pertinente dans laquelle les réserves ou les ressources autres que des réserves peuvent être classées. Par exemple, il existe plusieurs sous-classes d'avancement de projet pour les ressources éventuelles, dont le développement à venir, en suspens, non précisé et non viable.

Les réserves peuvent être qualifiées de prouvées, probables ou possibles, selon la probabilité de leur mise en production. Tel que le décrit le manuel COGE, les réserves prouvées, probables et possibles représentent, respectivement, les estimations prudentes, réalistes et optimistes des réserves. Par conséquent, toute information sur les réserves doit préciser s'il s'agit de réserves prouvées, probables ou possibles.

L'émetteur assujéti qui présente de l'information sur des ressources autres que des réserves doit indiquer s'il s'agit de ressources découvertes ou non découvertes sauf dans des situations exceptionnelles, à savoir lorsque la catégorie la plus pertinente est celle du volume total du pétrole en place à l'origine, du pétrole en place à l'origine découvert ou du pétrole en place à l'origine non découvert, auquel cas l'émetteur assujéti doit se conformer au paragraphe 3 de l'article 5.16 du règlement.

5.4. Sous-produits du gaz naturel

L'article 5.5 du Règlement 51-101 ne permet pas l'attribution de réserves de liquides de gaz naturel avant le premier point de vente, sauf si ceux-ci ont été extraits du flux de gaz naturel. Dans le cas où ils seront extraits avant le premier point de vente, il peut toutefois être approprié de fournir de l'information sur des réserves de ce type si un contrat prévoyant explicitement d'autres ententes de livraison ou de commercialisation a été conclu.

5.5. Produits des activités ordinaires nets futurs non équivalents à la juste valeur marchande

La valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée ou non en fonction du risque, ne constitue pas une mesure de la juste valeur marchande.

5.6. Consentement de l'évaluateur ou du vérificateur

L'article 4.4 du volume 1 du manuel COGE recommande d'établir une lettre de mission contenant une « [TRADUCTION] description du projet confirmant l'étendue et l'objectif de l'évaluation prévue ». Un rapport d'évaluation étant habituellement établi à une fin précise, le personnel des ACVM recommande aux émetteurs assujétis d'obtenir le consentement de l'évaluateur avant de publier à d'autres fins ou de façon sélective l'information qui y figure. L'obligation d'obtenir le consentement de l'évaluateur pour publier tout ou partie d'une évaluation est souvent précisée dans la lettre de mission.

5.7. Information sur les ressources autres que des réserves

1) **Information sur les ressources en général** – L'information sur les ressources, à l'exclusion des réserves prouvées et probables, n'est pas obligatoire en vertu du règlement,

sauf que l'émetteur assujetti doit présenter dans ses dépôts annuels, à l'égard de ses activités relatives aux terrains non prouvés et aux ressources, l'information visée à la partie 6 de l'Annexe 51-101A1. Toute information supplémentaire présentée en sus de celle exigée est facultative et doit respecter l'article 5.9 du règlement si des résultats prévus de ressources autres que des réserves sont présentés volontairement.

En ce qui concerne les prospectus, le respect de l'obligation générale prévue par la législation en valeurs mobilières de révéler de façon « complète, véridique et claire » tous les faits importants nécessite la présentation d'information sur les réserves ou les ressources autres que des réserves qui sont importantes pour l'émetteur assujetti, même si celle-ci n'est pas prescrite par le règlement. Cette information doit reposer sur une analyse valable.

L'information sur les ressources autres que des réserves peut nécessiter le recours à des mesures statistiques potentiellement peu connues de l'utilisateur. Il incombe à l'évaluateur et à l'émetteur assujetti de bien connaître ces mesures et à ce dernier de pouvoir les expliquer aux investisseurs. De l'information sur les mesures statistiques figure dans le manuel COGE (article 9 du volume 1 et article 4 du volume 2) et dans les nombreux documents techniques¹ portant sur ce sujet.

2) Présentation des résultats prévus en vertu du paragraphe 1 de l'article 5.9 du règlement – L'émetteur assujetti qui fournit volontairement les résultats prévus de ressources qui ne sont pas classées à titre de réserves doit fournir au sujet des ressources certains renseignements de base visés au paragraphe 1 de l'article 5.9 du règlement. Des obligations d'information supplémentaires s'appliquent si les résultats prévus communiqués par l'émetteur assujetti comprennent l'estimation d'une quantité de ressources ou de la valeur correspondante, tel qu'il est indiqué au paragraphe 3 ci-dessous.

L'émetteur assujetti qui présente les résultats prévus à l'égard d'un grand groupe de terrains, de zones productives possibles ou de ressources peut, selon les circonstances, remplir les obligations prévues au paragraphe 1 de l'article 5.9 en fournissant un résumé de l'information exigée. Il doit s'assurer que l'information présentée est raisonnable, utile et suffisamment détaillée compte tenu de sa taille.

L'émetteur assujetti qui ne possède qu'un petit nombre de terrains peut présenter l'information relative à chacun d'eux. Pour celui qui en possède un grand nombre, il pourrait alors être plus approprié de résumer l'information par secteur ou projet important. Toutefois, le fait qu'il est commode de regrouper des terrains ne justifie pas la présentation de ressources dans une catégorie moins pertinente que celle dans laquelle elles doivent l'être conformément au paragraphe 1 de l'article 5.3 du règlement.

L'article 9 du volume 1 du manuel COGE donne la définition suivante de l'incertitude :

« [TRADUCTION] L'incertitude sert à exprimer la fourchette de résultats possibles d'une estimation de réserves. »

Toutefois, le concept d'incertitude s'applique de façon générale à toute estimation, non seulement de réserves, mais aussi de toutes les autres catégories de ressources.

Pour remplir l'obligation prévue au sous-paragraphe *d* du paragraphe 1 de l'article 5.9, l'émetteur assujetti doit s'assurer que l'information qu'il présente indique les risques et les incertitudes appropriés et pertinents pour ses activités, qui peuvent être exprimés quantitativement, selon leur probabilité, ou qualitativement, au moyen d'une description. Si l'émetteur assujetti choisit la deuxième option, l'information présentée doit être parlante et ne pas prendre la forme d'une dénégation générale de responsabilité.

¹ Notamment, Determination of Oil and Gas Reserves, monographie no 1, chapitre 22, Société du pétrole de l'ICM, deuxième édition, 2004 (ISBN 0-9697990-2-0). Newendorp, P., et Schuyler, J., 2000, Decision Analysis for Petroleum Exploration, Planning Press, Aurora, Colorado (ISBN 0-9664401-1-0). Rose, P.R., Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures, AAPG Methods in Exploration Series No. 12, AAPG (ISBN 0-89181-062-1).

L'émetteur assujetti qui présente la valeur estimative d'un terrain non prouvé qui n'est pas la valeur attribuable à une quantité de ressources estimative doit indiquer le mode de calcul de la valeur, conformément au sous-paragraphe *e* du paragraphe 1 de l'article 5.9 du règlement. Ce type de valeur est généralement fondé sur les pratiques en gestion de droits pétroliers qui portent sur les activités et les prix des biens-fonds dans des zones avoisinantes. Dans le cas où la valeur est établie par une personne indépendante, celle-ci est généralement un évaluateur doté d'expertise en gestion de droits pétroliers et membre d'un ordre professionnel tel que la Canadian Association of Petroleum Landmen. En revanche, la valeur attribuable à une quantité de ressources estimative, comme le prévoit le paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement, doit être établie par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié.

Le calcul d'une valeur estimative visé au sous-paragraphe *e* du paragraphe 1 de l'article 5.9 du règlement peut reposer sur un ou plusieurs des facteurs suivants :

- le coût d'acquisition du terrain non prouvé pour l'émetteur assujetti, pourvu qu'aucun changement important ne se soit produit concernant ce terrain, les terrains avoisinants ou la conjoncture économique du pétrole et du gaz depuis l'acquisition;
- les ventes récentes par des tiers de participations sur le même terrain non prouvé;
- les conditions, exprimées en termes pécuniaires, des prises d'intérêts récentes dans le terrain non prouvé;
- les conditions, exprimées en termes pécuniaires, d'engagements de travail récents se rapportant au terrain non prouvé;
- les ventes récentes de terrains similaires dans la même région;
- les activités d'exploration et de découverte récentes dans la région;
- la durée restante du bail du terrain non prouvé;
- les charges (telles des redevances dérogatoires) influant sur la valeur du terrain.

L'émetteur assujetti doit indiquer le mode de calcul de la valeur du terrain non prouvé, qui peut comprendre un ou plusieurs des facteurs susmentionnés. L'émetteur assujetti doit aussi indiquer si la valeur a été établie par une personne indépendante. Dans les cas où le sous-paragraphe *e* du paragraphe 1 de l'article 5.9 du règlement s'applique et où la valeur a été établie par une personne indépendante, les ACVM s'attendent à ce qu'il fournisse toute l'information pertinente à l'évaluateur afin que celui-ci établisse l'estimation, pour éviter de communiquer de l'information trompeuse au public.

3) Présentation de l'estimation d'une quantité ou de la valeur correspondante de ressources en vertu du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement

***a)* Aperçu du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement**

En vertu du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement, lorsque l'émetteur assujetti fournit l'estimation d'une quantité de ressources ou d'une valeur correspondante, l'estimation doit avoir été établie par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié. Les données relatives aux ressources éventuelles et les données relatives aux ressources prometteuses présentées en annexe (se reporter à l'instruction 1 de la partie 7 de l'Annexe 51-101A1) au relevé prévu au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement doivent avoir été établies par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant.

L'émetteur assujetti qui présente des données relatives aux réserves, des données relatives aux ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses ailleurs que dans les documents annuels déposés en vertu de l'article 2.1 du règlement peut déposer ou diffuser un rapport dans un format comparable à celui prévu par l'Annexe 51-101A2 s'il le souhaite. Cependant, le titre du rapport ne devrait pas contenir les mots « Annexe 51-101A2 », cette annexe étant réservée au rapport prévu au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement. Le rapport pourrait être intitulé « Rapport sur l'estimation de ressources par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant », par exemple. Bien qu'une telle évaluation doive être effectuée par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié, l'indépendance de ce dernier n'est pas requise. Si le rapport n'est pas établi par une partie indépendante, l'émetteur assujetti doit penser à en modifier le titre ou le contenu pour indiquer clairement que le rapport et l'estimation de ressources ne sont pas indépendants.

Aux termes de l'article 5.3 du règlement, l'émetteur assujetti doit veiller à ce que les ressources estimatives se rapportent à la catégorie la plus pertinente dans laquelle les ressources peuvent être classées. Comme il est indiqué au paragraphe 2 ci-dessus, l'émetteur assujetti qui souhaite présenter une estimation globale des ressources, en regroupant à cette fin un grand nombre de terrains, de zones productives possibles ou de ressources, doit veiller à ne pas manquer, se faisant, à l'obligation prévue au paragraphe 1 de l'article 5.3 du règlement. L'émetteur assujetti doit être conscient qu'il peut être trompeur d'indiquer la sommation des volumes d'un projet rentable et d'un projet non rentable.

Enfin, le paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement exige de l'émetteur assujetti qu'il fournisse certains renseignements en plus de l'information prévue au paragraphe 1 de l'article 5.9 du règlement pour aider le lecteur à comprendre la nature des risques associés à l'estimation, notamment une définition de la catégorie de ressources ayant servi à l'estimation, les facteurs pertinents concernant l'estimation et une mise en garde.

b) Définition des catégories de ressources

Pour remplir l'obligation de définir la catégorie de ressources, l'émetteur assujetti doit s'assurer que la définition indiquée est conforme aux catégories de ressources et à la terminologie du manuel COGE, conformément à l'article 5.3 du règlement et au glossaire. L'article 5 du volume 1 et l'article 2 du volume 2 du manuel COGE et le glossaire énoncent et définissent les diverses classes, sous-classes et catégories de ressources.

Par définition, les réserves de tout type, les ressources éventuelles et les ressources prometteuses sont des estimations de volumes qui sont ou pourraient être récupérables. Il ne faut pas utiliser de termes comme « réserves éventuelles », « réserves non découvertes », « réserves en place » ou autres, car ils sont inexacts et trompeurs. L'information sur les réserves ou les ressources autres que des réserves doit être conforme à la terminologie et aux catégories énoncées dans le manuel COGE, conformément à l'article 5.3 du règlement.

En plus d'indiquer la catégorie la plus pertinente de ressources, l'émetteur assujetti peut présenter des estimations du volume total du pétrole en place à l'origine, du pétrole en place à l'origine découvert ou du pétrole en place à l'origine non découvert, pourvu que l'information supplémentaire visée au paragraphe 3 de l'article 5.16 du règlement soit incluse.

c) Application du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement

Les émetteurs assujettis sont tenus de présenter les facteurs positifs et négatifs significatifs et pertinents concernant l'estimation, conformément à la disposition *iii* du sous-paragraphe *d* du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement. À titre d'exemple, l'absence d'infrastructure dans la région pour transporter les ressources peut être considérée comme un facteur négatif significatif et pertinent concernant l'estimation. Mentionnons également les coûts d'abandon et de remise en état, l'expiration d'une concession importante, le vol et les actes de sabotage dont il est question au paragraphe 7 de l'article 2.7 de la présente instruction générale, ou tout autre facteur hautement pertinent d'ordre juridique, politique,

technologique, commercial ou financier. L'émetteur assujéti qui présente une estimation pour un grand nombre de terrains regroupés peut communiquer les facteurs positifs et négatifs significatifs et pertinents concernant l'estimation globale, à moins que la présentation de renseignements sur des terrains ou des ressources importants en particulier ne soit justifiée pour fournir aux investisseurs de l'information adéquate.

La mise en garde visée à la disposition *v* du sous-paragraphé *d* du paragraphé 2 de l'article 5.9 du règlement doit obligatoirement indiquer que rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation de toute partie des ressources. Le concept de viabilité commerciale englobe les critères de commercialité prévus à l'article 5.3 du volume 1 du manuel COGE.

5.8. Information analogue

L'émetteur assujéti peut fonder une estimation sur de l'information analogue comparative, ou inclure cette information, à l'égard de sa zone d'intérêt, par exemple des réserves, des ressources et la production de champs ou de puits se trouvant dans des zones avoisinantes ou géologiquement similaires. Un soin particulier doit être apporté à l'utilisation et à la présentation de ce type d'information. Pour l'application du règlement, le personnel des ACVM interprète l'expression « champ » comme un seul gisement ou un ensemble regroupant plusieurs gisements dans la zone géographique ou l'unité administrative à partir desquels des types de produits peuvent être raisonnablement récupérés. La présentation exclusive des meilleurs puits ou champs d'une zone ou l'omission des puits secs, par exemple, peut se révéler particulièrement trompeuse. Il importe d'offrir une présentation factuelle et équilibrée de l'information fournie.

L'émetteur assujéti doit respecter les obligations d'information prévues à l'article 5.10 du règlement lorsqu'il communique de l'information analogue, au sens large du règlement, à l'égard d'une zone qui comprend sa zone d'intérêt. En vertu du paragraphé 2 de l'article 5.10 du règlement, si l'émetteur assujéti présente une estimation de ses propres réserves ou ressources autres que des réserves fondée sur une extrapolation à partir d'information analogue, ou si l'information analogue elle-même est une estimation de ses propres réserves ou ressources, l'émetteur assujéti doit veiller à ce que l'estimation soit établie conformément au manuel COGE et présentée conformément au règlement. Par exemple, toute estimation de réserves ou de ressources autres que des réserves doit être classée et établie conformément au manuel COGE par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié et respecter les obligations prévues à l'article 5.2 du règlement.

5.8.1. Utilisation cohérente des unités de mesure

Les émetteurs assujétis devraient utiliser les unités de mesure de façon cohérente dans leurs documents d'information pour faciliter la compréhension et la comparaison de l'information. Sauf motifs impérieux, ils doivent se garder de passer des unités impériales (comme les barils) aux unités du Système international (comme les tonnes) et vice versa, dans un même document ou d'un document à l'autre. Les émetteurs assujétis sont invités à se reporter aux annexes B et C du volume 1 du manuel COGE pour la présentation appropriée des unités de mesure.

Dans tous les cas, ils doivent utiliser la terminologie et les unités pertinentes indiquées dans le manuel COGE, conformément à la disposition *iii* du sous-paragraphé *a* du paragraphé 1 de l'article 5.2 et à l'article 5.3 du règlement.

5.8.2. Mesures du pétrole et du gaz

Bep et kpi³ d'équivalent de gaz

L'article 5.14 du règlement énonce les obligations applicables à toutes les mesures du pétrole et du gaz, notamment l'information communiquée par l'émetteur assujéti sur les réserves ou les ressources autres que des réserves au moyen d'unités de mesure d'équivalence comme les bep et les kpi³. Le ratio de conversion couramment utilisé dans le secteur pétrolier et gazier est de 6 kpi³:1 baril. Pour se conformer au sous-paragraphe *d* du paragraphe 1 de l'article 5.14 du règlement, l'émetteur assujéti qui se trouve dans cette situation devrait fournir la mise en garde suivante :

« Les bep [ou kpi³ d'équivalent de gaz ou autres unités d'équivalence applicables] peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Le ratio de conversion du bep de 6 kpi³:1 baril [ou ratio de conversion du kpi³ d'équivalent de gaz de 1 baril:6 kpi³] repose sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. »

Lorsque le ratio de valeur diffère de façon appréciable de l'équivalence d'énergie de 6:1, l'information peut se révéler trompeuse en l'absence de renseignements supplémentaires.

Il est possible de présenter les résultats obtenus à l'aide de ratios de conversion autres que 6:1, pourvu qu'une explication soit fournie. L'article 13 du volume 1 du manuel COGE donne, à la rubrique « Barrels of Oil Equivalent », des directives supplémentaires.

Valeur liquidative, remplacement des réserves et rentrées nettes

L'émetteur assujéti qui présente la valeur liquidative, le remplacement des réserves ou les rentrées nettes est tenu de fournir des renseignements supplémentaires en vertu des sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 et *a* du paragraphe 2 de l'article 5.14 du règlement. Si, par exemple, il présente :

- a)* la valeur liquidative ou la valeur liquidative par action, il est tenu d'inclure une description des méthodes utilisées pour évaluer les actifs et les passifs et le nombre d'actions utilisées dans le calcul;
- b)* le remplacement des réserves, il est tenu d'inclure une explication de la méthode de calcul employée;
- c)* des rentrées nettes, il est tenu de les calculer en retranchant les redevances et les coûts opérationnels des produits des activités ordinaires et d'indiquer la méthode de calcul.

5.9. Frais de découverte et de développement

L'article 5.14 du règlement énonce les obligations applicables aux émetteurs assujéttis qui communiquent leurs frais de découverte et de développement.

L'émetteur assujéti qui communique ses frais de découverte et de développement est tenu, conformément aux sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 et *a* du paragraphe 2 de l'article 5.14 du règlement, d'inclure la méthode de calcul, les résultats et, si un résultat obtenu au moyen d'une autre méthode de calcul est indiqué, une description de cette méthode et la raison de son emploi.

5.9.1. Sommation de catégories de ressources

Une estimation de la quantité ou de la valeur constitue une sommation dont la présentation est interdite en vertu du paragraphe 1 de l'article 5.16 du règlement si elle représente la combinaison des estimations, connues de l'émetteur assujéti ou à sa

disposition, de deux des sous-catégories énumérées dans ce paragraphe ou plus. Il peut arriver qu'une estimation présentée ait été établie conformément au manuel COGE sans qu'il y ait eu combinaison des estimations de deux des catégories énumérées ou plus et sans que l'émetteur assujetti en ait connaissance ou y ait accès. Pour l'application de ce paragraphe, une telle estimation ne sera généralement pas considérée comme une sommation.

5.10. Information à fournir dans le prospectus

Outre les obligations d'information générales prévues par le règlement qui s'appliquent aux prospectus, le commentaire suivant donne des indications supplémentaires sur les sujets qui font fréquemment l'objet d'interrogations.

1) **Acquisitions significatives** – L'émetteur assujetti exerçant des activités pétrolières et gazières qui présente de l'information sur une acquisition significative dans son prospectus doit communiquer suffisamment d'information pour que le lecteur puisse déterminer comment l'acquisition a influé sur les données relatives aux réserves et les autres éléments d'information présentés antérieurement conformément à l'Annexe 51-101A1. Cette obligation découle de la partie 6 du règlement ayant trait aux changements importants. Elle s'ajoute aux obligations de présentation d'information financière sur les acquisitions significatives dans le prospectus.

2) **Information sur les ressources** – L'information sur les ressources, à l'exclusion des réserves prouvées et probables, n'est généralement pas obligatoire en vertu du règlement, sauf certains renseignements à l'égard des activités relatives aux terrains non prouvés et aux ressources de l'émetteur assujetti, visés à la partie 6 de l'Annexe 51-101A1, qui sont inclus dans le prospectus. Toute information supplémentaire présentée en sus de celle exigée est facultative et doit être conforme à la partie 5 du règlement, le cas échéant. Cependant, le respect de l'obligation générale prévue par la législation en valeurs mobilières de révéler de façon « complète, véridique et claire » tous les faits importants dans le prospectus nécessite la présentation d'information sur les ressources importantes pour l'émetteur assujetti, même si celle-ci n'est pas prescrite par le règlement.

3) **Réserves prouvées ou probables non développées** – Outre les indications énoncées au paragraphe 6 de l'article 5.2 de la présente instruction générale, les réserves prouvées ou probables non développées doivent être déclarées pendant l'exercice au cours duquel elles sont comptabilisées. L'émetteur assujetti qui ne déclare pas certaines réserves prouvées ou probables non développées pour la seule raison qu'il n'a pas encore dépensé les fonds destinés au développement, il pourrait omettre de l'information importante et ainsi rendre trompeuse l'information sur les réserves. Le prospectus que l'émetteur assujetti a déposé ou entend déposer pourrait ne pas « révéler tous les faits importants de façon complète, véridique et claire » en l'absence d'information sur ces réserves.

4) **Variation des réserves dans un premier appel public à l'épargne** – Dans un premier appel public à l'épargne, si l'émetteur assujetti n'a pas de rapport sur les réserves daté de la fin de son exercice précédent, ou si un tel rapport ne fournit pas l'information requise pour établir une variation des réserves conformément à la rubrique 4.1 de l'Annexe 51-101A1, les ACVM peuvent envisager d'octroyer une dispense de l'obligation de présenter la variation des réserves. La dispense peut notamment être subordonnée à l'inclusion dans le prospectus d'une description des variations pertinentes dans l'une ou l'autre des catégories applicables de la variation des réserves.

5) **Dispense permettant de communiquer l'information visée à l'Annexe 51-101A1 à une date plus récente dans un prospectus** – Si un émetteur assujetti qui dépose un prospectus provisoire souhaite communiquer les données relatives aux réserves et d'autres éléments d'information sur le pétrole et le gaz à une date plus récente que la date de clôture de son exercice applicable, les ACVM peuvent envisager de le relever de l'obligation de communiquer l'information arrêtée à la clôture de l'exercice.

L'émetteur assujetti peut déterminer que son obligation de « révéler de façon complète, véridique et claire tout fait important » l'oblige à inclure dans son prospectus des

données sur les réserves et d'autres éléments d'information sur le pétrole et le gaz à une date plus récente que celle précisée dans les obligations de prospectus. Celles-ci prévoient que l'information doit être arrêtée à la clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti à l'égard duquel des états financiers sont inclus dans le prospectus.

Le personnel des ACVM envisage toutefois l'octroi d'une dispense au cas par cas en vue de permettre à l'émetteur assujetti qui se trouve dans cette situation d'inclure dans son prospectus de l'information sur le pétrole et le gaz dont la date d'effet est plus récente que la date de clôture de l'exercice, sans inclure également l'information correspondante arrêtée à cette date. Les facteurs considérés pour l'octroi de cette dispense peuvent comprendre la présentation de l'information visée par l'Annexe 51-101A1 à une date d'effet coïncidant avec la date des états financiers intermédiaires. L'émetteur assujetti doit demander cette dispense dans la lettre accompagnant son prospectus provisoire. L'octroi de la dispense est attesté par le visa du prospectus.

PARTIE 6

INFORMATION SUR LES CHANGEMENTS IMPORTANTS

6.1. Changement par rapport à l'information déposée

Aux termes de la partie 6 du règlement, certains renseignements doivent être fournis avec l'information sur les changements importants.

L'information à déposer annuellement en vertu de la partie 2 du règlement doit porter sur le dernier exercice de l'émetteur assujetti et être arrêtée à la fin de celui-ci. Cette date est la « date d'effet » dont il est question au paragraphe 1 de l'article 6.1 du règlement. Lorsqu'un changement important se produit après cette date, il se peut que l'information déposée perde de son importance, voire qu'elle devienne trompeuse si elle n'est pas mise à jour.

La partie 6 du règlement exige que la communication d'un changement important comprenne l'avis de l'émetteur assujetti, établi de façon raisonnable, quant à l'incidence qu'a eue le changement important sur ses données relatives aux réserves et toute autre information présentées dans un document qu'il a déposé. Il n'est pas nécessaire d'effectuer une évaluation, mais l'émetteur assujetti doit veiller à respecter les obligations d'information générales prévues à la partie 5, le cas échéant. Par exemple, si la déclaration de changement important présente une estimation à jour des réserves, celle-ci doit être établie conformément au manuel COGE par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié. La continuité de l'information continue, notamment l'information sur les changements importants au fur et à mesure qu'ils surviennent, constitue un élément important pour tenir les investisseurs informés des activités de l'émetteur.

L'information sur les changements importants peut réduire le risque que les investisseurs ne soient induits en erreur et préserver l'utilité de l'information sur le pétrole et le gaz déposée antérieurement lorsqu'elle est lue en conjonction avec celle-ci.

ANNEXE 1 EXEMPLES DE PRÉSENTATION DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Format de présentation

Le règlement et l'Annexe 51-101A1 ne prescrivent pas de format pour la présentation des données relatives aux réserves et de l'information connexe. Toutefois, les ACVM encouragent les émetteurs assujettis à utiliser le format figurant à la présente annexe.

Quels que soient le format et le degré de détail choisis pour remplir les obligations prévues par le règlement, l'objectif devrait être de permettre à l'investisseur raisonnable de comprendre l'information, de l'évaluer et de la comparer à de l'information correspondante présentée par l'émetteur assujettis pour d'autres périodes ou par d'autres émetteurs assujettis, pour être en mesure de prendre une décision éclairée en matière de placement dans les titres de l'émetteur assujetti.

À cette fin, il est recommandé de présenter l'information de façon logique et lisible, d'utiliser des titres descriptifs et de veiller à l'homogénéité de la terminologie et de la présentation entre documents et entre périodes.

Les émetteurs assujettis et leurs conseillers tiendront compte du critère d'appréciation de l'importance relative prévu à l'article 1.4 du règlement, ainsi que des instructions données à l'Annexe 51-101A1.

Voir également les articles 1.4, 2.2 et 2.3 et les paragraphes 8 et 9 de l'article 2.7 de l'*Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*.

Exemples de tableaux

Les tableaux qui suivent donnent des exemples de présentation conforme au règlement de certaines données relatives aux réserves.

Ces exemples de tableaux ne contiennent pas toute l'information exigée par l'Annexe 51-101A1. Ils ont été simplifiés et n'indiquent que les réserves d'un pays. Aux fins de l'exemple, les tableaux contiennent aussi de l'information qui n'est pas exigée par le règlement mais que les émetteurs assujettis peuvent souhaiter présenter. Cette information facultative est indiquée en gris.

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ
au 31 décembre 2015

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	RÉSERVES							
	PÉTROLE BRUT LÉGER ET PÉTROLE BRUT MOYEN		PÉTROLE BRUT LOURD		GAZ NATUREL CLASSIQUE		LIQUIDES DE GAZ NATUREL	
	kb bruts	kb nets	kb bruts	kb nets	Mpi ³ bruts	Mpi ³ nets	kb bruts	kb nets
PROUVÉES								
Développées exploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Développées inexploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Non développées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL des réserves prouvées	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
PROBABLES	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

1) D'autres types de produits doivent être ajoutés, s'ils sont importants.

VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS
au 31 décembre 2015

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS										
	AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)					APRÈS IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)					VALEUR UNITAIRE AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE 10 %/an
	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	(\$/kpi ²) (\$/baril)
PROUVÉES											
Développées exploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Développées inexploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Non développées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL des réserves prouvées	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xx
PROBABLES	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxx

1) L'émetteur assujéti peut remplir son obligation de présenter ces valeurs unitaires en insérant cette information à l'égard de chaque catégorie de réserves prouvées et de réserves probables, par type de produit, dans le tableau visé au sous-paragraphe c du paragraphe 3 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1 (voir l'exemple de tableau ci-après, intitulé « Produits des activités ordinaires nets futurs par type de produit »).

2) Les valeurs unitaires sont fondées sur les volumes de réserves nettes.

Référence : paragraphes 1 et 2 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1

**TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS
(NON ACTUALISÉS)
au 31 décembre 2015**

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES (M\$)	REDEVANCES (M\$)	COÛTS OPÉRATIONNELS (M\$)	FRAIS DE DÉVELOPPEMENT (M\$)	COÛTS D'ABANDON ET DE REMISE EN ÉTAT (M\$)	PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (M\$)	IMPÔTS (M\$)	PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS APRÈS IMPÔTS (M\$)
Réserves prouvées	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Total des réserves prouvées et des réserves probables	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

Référence : sous-paragraphe *b* du paragraphe 3 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1

**PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS
PAR TYPE DE PRODUIT
au 31 décembre 2015
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	TYPE DE PRODUIT	PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (actualisés au taux annuel de 10 %) (M\$)	VALEUR UNITAIRE (\$/kpi ¹) (\$/baril)
Réserves prouvées	Bitume	xxx	xxx
	Méthane de houille	xxx	xxx
	Gaz naturel classique (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous et des sous-produits extraits de puits de pétrole)	xxx	xxx
	Hydrates de gaz	xxx	xxx
	Pétrole brut lourd (y compris le gaz dissous et autres sous-produits)	xxx	xxx
	Pétrole brut léger et pétrole brut moyen mélangés (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx	xxx
	Liquides de gaz naturels	xxx	xxx
	Gaz de schiste	xxx	xxx
	Pétrole brut synthétique	xxx	xxx
	Gaz synthétique	xxx	xxx
	Pétrole de réservoirs étanches	xxx	xxx
	Total	xxx	xxx
Total des réserves prouvées et des réserves probables	Bitume	xxx	xxx
	Méthane de houille	xxx	xxx
	Gaz naturel classique (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous et des sous-produits extraits des puits de pétrole)	xxx	xxx
	Hydrates de gaz	xxx	xxx
	Pétrole brut lourd (y compris le gaz dissous et autres sous-produits)	xxx	xxx
	Pétrole brut léger et pétrole brut moyen mélangés (y compris le gaz dissous et autres sous-produits)	xxx	xxx
	Liquides de gaz naturels	xxx	xxx
	Gaz de schiste	xxx	xxx
	Pétrole brut synthétique	xxx	xxx
	Gaz synthétique	xxx	xxx
	Pétrole de réservoirs étanches	xxx	xxx
	Total	xxx	xxx

Référence : sous-paragraphe c du paragraphe 3 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1

**HYPOTHÈSES DE PRIX
au 31 décembre 2015**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS¹

Exercice	PÉTROLE ²				GAZ NATUREL ² Prix AECO (\$CA/unité)	LIQUIDES DE GAZ NATUREL FAB Entrée du gisement (\$CA/baril)	TAUX DE CHANGE ³ (\$US/\$CA)
	WTI à Cushing Oklahoma (\$US/baril)	Cours de référence/ Mixed Sweet Blend à Edmonton 40°API (\$CA/baril)	Pétrole lourd à Hardisty 12°API (\$CA/baril)	Pétrole moyen à Cromer 29,3°API (\$CA/baril)			
Historique (fin d'exercice)							
2012	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2013	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2014	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2015 (fin d'exercice)	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

- 1) Cette information est à fournir en raison de la présentation de l'information supplémentaire facultative prévue à la rubrique 2.2 de l'Annexe 51-101A1.
- 2) Ce tableau indique les barèmes de prix de référence qui pourraient s'appliquer à un émetteur assujéti.
- 3) Taux de change utilisés pour fixer les prix de référence figurant dans ce tableau.

 SUPPLÉMENTAIRE
FACULTATIF

Référence : rubrique 3.1 de l'Annexe 51-101A1

HYPOTHÈSES DE PRIX ET TAUX D'INFLATION HYPOTHÉTIQUES
au 31 décembre 2015

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

Exercice	PÉTROLE ¹								GAZ NATUREL ¹ Prix AECO (SCA/unité)	LIQUIDES DE GAZ NATUREL FAB Entrée du gisement (SCA/baril)	TAUX D'INFLATION ² %/an	TAUX DE CHANGE ³ SUS/SCA
	WTI à Cushing Oklahoma (SUS/baril)		Cours de référence/ Mixed Sweet Blend à Edmonton 40°API (SCA/baril)		Pétrole lourd à Hardisty 12°API (SCA/baril)		Pétrole moyen à Cromer 29,3°API (SCA/baril)					
Prix historiques ⁴												
2012	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2013	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2014	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2015	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Prévision												
2016	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2017	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2018	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2019	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2020	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Par la suite	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

1) Ce tableau indique les barèmes de prix de référence qui pourraient s'appliquer à un émetteur assujéti.

2) Taux d'inflation utilisés pour prévoir les prix et les coûts.

3) Taux de change utilisés pour fixer les prix de référence figurant dans ce tableau.

4) Le sous-paragraphe b du paragraphe 1 de la rubrique 3.2 de l'Annexe 51-101A1 exige également la présentation des prix historiques moyens pondérés de l'émetteur assujéti pour le dernier exercice (2014 dans cet exemple).

 SUPPLÉMENTAIRE
FACULTATIF

Référence : rubrique 3.2 de l'Annexe 51-101A1

**VARIATION DES
RÉSERVES BRUTES DE LA SOCIÉTÉ
PAR TYPE DE PRODUIT¹**

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

FACTEURS	PÉTROLE BRUT LÉGER ET PÉTROLE BRUT MOYEN			PÉTROLE BRUT LOURD			GAZ NATUREL CLASSIQUE		
	Prouvées brutes (kb)	Probables brutes (kb)	Somme des réserves prouvées et probables brutes (kb)	Prouvées brutes (kb)	Probables brutes (kb)	Somme des réserves prouvées et probables brutes (kb)	Prouvées brutes (Mpi ³)	Probables brutes (Mpi ³)	Somme des réserves prouvées et probables brutes (Mpi ³)
31 décembre 2014	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Extensions et récupération améliorée	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Révisions techniques	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Découvertes	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Acquisitions	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Aliénations	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Facteurs économiques	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Production	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
31 décembre 2015	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

1) La variation des réserves doit comprendre les autres types de produits, y compris le bitume, les liquides de gaz naturel, le pétrole brut synthétique, le méthane de houille, les hydrates de gaz, le gaz de schiste et le gaz synthétique, s'ils sont importants pour l'émetteur assujéti.

Référence : rubrique 4.1 de l'Annexe 51-101A1

RESSOURCES ÉVENTUELLES DE PÉTROLE ET DE GAZ ÉVALUÉES EN FONCTION DU RISQUE⁽¹⁾
au 31 décembre 2015
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

SOUS-CLASSE D'AVANCEMENT DE PROJET RELATIVE AUX RESSOURCES	RESSOURCES ÉVENTUELLES ⁽²⁾							
	PÉTROLE BRUT LÉGER ET PÉTROLE BRUT MOYEN		PÉTROLE BRUT LOURD		GAZ NATUREL CLASSIQUE		LIQUIDES DE GAZ NATUREL	
	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (Mpi ³)	Nettes (Mpi ³)	Brutes (kb)	Nettes (kb)
ÉVENTUELLES (2C) Développement à venir	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

1) Cette information est à fournir en raison de la présentation d'information facultative sur les ressources éventuelles dans le relevé établi conformément au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement. La présentation des estimations de volumes ajustées en fonction du risque est requise conformément au sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 de la rubrique 7.1 de l'Annexe 51-101A1.

2) D'autres types de produits doivent être ajoutés, s'ils sont importants.

3) L'information figurant dans ce tableau doit être conforme à l'article 5.9 du règlement, notamment au sous-paragraphe *d* du paragraphe 2, et comprendre l'information qui y est prévue.

4) L'émetteur assujéti devrait évaluer si l'information sur les ressources éventuelles des sous-classes « développement non précisé » ou « développement non viable » figure dans le relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz pourrait être trompeuse compte tenu de l'incertitude et du risque associés à ces estimations. Se reporter à l'article 2 du volume 2 du manuel COGE pour des renseignements sur les facteurs de commercialité.

 SUPPLÉMENTAIRE
FACULTATIF

Référence : paragraphe *a* de la rubrique 7.1 de l'Annexe 51-101A1

VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS, AJUSTÉE EN FONCTION DU RISQUE ⁽¹⁾
(RESSOURCES ÉVENTUELLES)
au 31 décembre 2015
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

L'estimation de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, des ressources éventuelles est préliminaire par nature et vise à permettre au lecteur de se forger une opinion sur le bien-fondé de l'investissement requis et sur la probabilité de sa réalisation. Elle comprend les ressources éventuelles qui sont jugées trop incertaines quant à la possibilité de développement pour être classée à titre de réserves. Rien ne garantit que cette estimation sera atteinte.

SOUS-CLASSE D'AVANCEMENT DE PROJET RELATIVE AUX RESSOURCES	VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS, AJUSTÉE EN FONCTION DU RISQUE									
	AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)					APRÈS IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)				
	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)
ÉVENTUELLES (2C) Développement à venir	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

- 1) Cette information est à fournir en raison de la présentation d'information facultative sur les ressources éventuelles dans le relevé établi conformément au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement.
2) L'information figurant dans ce tableau doit être conforme à l'article 5.9 du règlement et comprendre l'information qui y est prévue.

SUPPLÉMENTAIRE
FACULTATIF

Référence : paragraphe b de la rubrique 7.1 de l'Annexe 51-101A1

RESSOURCES PROMETTEUSES DE PÉTROLE ET DE GAZ ÉVALUÉES EN FONCTION DU RISQUE⁽¹⁾
au 31 décembre 2015

VOLUMES

RESSOURCES	RESSOURCES PROMETTEUSES ⁽²⁾							
	PÉTROLE BRUT LÉGER ET PÉTROLE BRUT MOYEN		PÉTROLE BRUT Lourd		GAZ NATUREL CLASSIQUE		LIQUIDES DE GAZ NATUREL	
	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (Mpi ³)	Nettes (Mpi ³)	Brutes (kb)	Nettes (kb)
PROMETTEUSES (meilleure estimation)	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

1) Cette information est à fournir en raison de la présentation d'information facultative sur les ressources prometteuses dans le relevé établi conformément au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement. La présentation des estimations de volumes ajustées en fonction du risque est requise conformément au paragraphe 1 de la rubrique 7.2 de l'Annexe 51-101A1.

2) D'autres types de produits doivent être ajoutés, s'ils sont importants.

3) L'information figurant dans ce tableau doit être conforme à l'article 5.9 du règlement et comprendre l'information qui y est prévue.

4) L'émetteur assujéti devrait évaluer si l'information sur les ressources prometteuses figurant dans le relevé des données relatives aux réserves et les autres éléments d'information concernant le pétrole et le gaz pourrait être trompeuse compte tenu de l'incertitude et du risque associés à ces estimations.

 SUPPLÉMENTAIRE
FACULTATIF

Référence : paragraphe a de la rubrique 7.2 de l'Annexe 51-101A1

Regulation to amend Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gasⁱ

The *Autorité des marchés financiers* (the “Authority”) is publishing the following Regulation:

- *Regulation to amend Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas.*

The Authority is also publishing in the Bulletin the *Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas.*

Notice of Publication

The regulation, which was made by the Authority on January 20, 2015, has received ministerial approval as required and will come into force on **July 1, 2015**. The Policy Statement will take effect concomitantly with the Regulation.

The Ministerial Order approving the Regulation was published in the *Gazette officielle du Québec*, dated February 25, 2015, and is also published hereunder.

February 26, 2015

ⁱ Publication authorized by *Les Publications du Québec*

M.O., 2015-01**Order number V-1.1-2015-01 of the Minister of Finance, February 9, 2015**

Securities Act
(chapter V-1.1)

CONCERNING the Regulation to amend Regulation 51-101 respecting standards of disclosure for oil and gas

WHEREAS subparagraphs 1, 2, 3, 8, 11, 19.3, 19.5, 20 and 34 of section 331.1 of the Securities Act (chapter V-1.1) provide that the *Autorité des marchés financiers* may make regulations concerning the matters referred to in those paragraphs;

WHEREAS the third and fourth paragraphs of section 331.2 of the said Act provide that a draft regulation shall be published in the *Bulletin de l'Autorité des marchés financiers*, accompanied with the notice required under section 10 of the Regulations Act (chapter R-18.1) and may not be submitted for approval or be made before 30 days have elapsed since its publication;

WHEREAS the first and fifth paragraphs of the said section provide that every regulation made under section 331.1 must be approved, with or without amendment, by the Minister of Finance and comes into force on the date of its publication in the *Gazette officielle du Québec* or on any later date specified in the regulation;

WHEREAS the Regulation 51-101 respecting standards of disclosure for oil and gas has been approved by ministerial order no. 2005-15 dated August 2, 2005 (2005, *G.O.* 2, 3558);

WHEREAS there is cause to amend this regulation;

WHEREAS the draft Regulation to amend Regulation 51-101 respecting standards of disclosure for oil and gas was published in the *Bulletin de l'Autorité des marchés financiers*, vol. 10, no. 41 of October 17, 2013;

WHEREAS the *Autorité des marchés financiers* made, on January 20, 2015, by the decision no. 2015-PDG-0006, Regulation to amend Regulation 51-101 respecting standards of disclosure for oil and gas;

WHEREAS there is cause to approve this regulation without amendment;

CONSEQUENTLY, the Minister of Finance approves without amendment the Regulation to amend Regulation 51-101 respecting standards of disclosure for oil and gas appended hereto.

February 9, 2015

CARLOS LEITÃO,
Minister of Finance

REGULATION TO AMEND REGULATION 51-101 RESPECTING STANDARDS OF DISCLOSURE FOR OIL AND GAS ACTIVITIES

Securities Act

(chapter V-1.1, s. 331.1, par. (1), (2), (3), (8), (11), (19.3), (19.5), (20) and (34))

1. Section 1.1 of Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities (chapter V-1.1, r. 23) is amended:

(1) by inserting, before the definition of the expression “analogous information”, the following:

““abandonment and reclamation costs” means all costs associated with the process of restoring a reporting issuer’s property that has been disturbed by oil and gas activities to a standard imposed by applicable government or regulatory authorities;

“alternate reference point” means a location at which quantities and values of a product type are measured before the first point of sale;”;

(2) by inserting, after the definition of the expression “anticipated results”, the following:

““bitumen” means a naturally occurring solid or semi-solid hydrocarbon

(a) consisting mainly of heavier hydrocarbons, with a viscosity greater than 10,000 millipascal-seconds (mPa·s) or 10,000 centipoise (cP) measured at the hydrocarbon’s original temperature in the reservoir and at atmospheric pressure on a gas-free basis; and

(b) that is not primarily recoverable at economic rates through a well without the implementation of enhanced recovery methods;”;

(3) by inserting, after the definition of the expression “BOEs”, the following:

““by-product” means a substance that is recovered as a consequence of producing a product type;

“coal bed methane” means natural gas that

(a) primarily consists of methane; and

(b) is contained in a coal deposit;”;

(4) by replacing the definition of the expression “COGE Handbook” with the following:

““COGE Handbook” means the “Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook” maintained by the Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter), as amended from time to time;”;

(5) by inserting, after the definition of the expression “COGE Handbook”, the following:

““contingent resources data” means

- (a) an estimate of the volume of contingent resources; and
- (b) the risked net present value of future net revenue of contingent resources;

“conventional natural gas” means natural gas that has been generated elsewhere and has migrated as a result of hydrodynamic forces and is trapped in discrete accumulations by seals that may be formed by localized structural, depositional or erosional geological features;”;

(6) by inserting, after the definition of the expression “effective date”, the following:

““first point of sale” means the first point after initial production at which there is a transfer of ownership of a product type;”;

(7) by inserting, after the definition of the expression “foreign geographic area”, the following:

““future net revenue” means a forecast of revenue, estimated using forecast prices and costs or constant prices and costs, arising from the anticipated development and production of resources, net of the associated royalties, operating costs, development costs, and abandonment and reclamation costs;

“gas hydrate” means a naturally occurring crystalline substance composed of water and gas in an ice-lattice structure;

“heavy crude oil” means crude oil with a relative density greater than 10 degrees API gravity and less than or equal to 22.3 degrees API gravity;

“hydrocarbon” means a compound consisting of hydrogen and carbon, which, when naturally occurring, may also contain other elements such as sulphur;”;

(8) by inserting, after the definition of the expression “independent”, the following:

““light crude oil” means crude oil with a relative density greater than 31.1 degrees API gravity;”;

(9) by inserting, after the definition of the expression “McfGEs”, the following:

““medium crude oil” means crude oil with a relative density greater than 22.3 degrees API gravity and less than or equal to 31.1 degrees API gravity;

“natural gas” means a naturally occurring mixture of hydrocarbon gases and other gases;

“natural gas liquids” means those hydrocarbon components that can be recovered from natural gas as a liquid including, but not limited to, ethane, propane, butanes, pentanes plus, and condensates;”;

(10) by replacing the definition of the expression “oil and gas activities” with the following:

““oil and gas activities” includes the following:

(a) searching for a product type in its natural location;

(b) acquiring property rights or a property for the purpose of exploring for or removing product types from their natural locations;

(c) any activity necessary to remove product types from their natural locations, including construction, drilling, mining and production, and the acquisition, construction, installation and maintenance of field gathering and storage systems including treating, field processing and field storage;

(d) producing or manufacturing of synthetic crude oil or synthetic gas;

but does not include any of the following:

(e) any activity that occurs after the first point of sale;

(f) any activity relating to the extraction of a substance other than a product type and their by-products;

(g) extracting hydrocarbons as a consequence of the extraction of geothermal steam;

“oil and gas metric” means a numerical measure of a reporting issuer’s oil and gas activities;”;

- (11) by deleting the definition of the expression “production group”;
- (12) by replacing the definition of the expression “product type” with the following:

““product type” means any of the following:

- (a) bitumen;
- (b) coal bed methane;
- (c) conventional natural gas;
- (d) gas hydrates;
- (e) heavy crude oil;
- (f) light crude oil and medium crude oil combined;
- (g) natural gas liquids;
- (h) shale gas;
- (i) synthetic crude oil;
- (j) synthetic gas;
- (k) tight oil;”;

- (13) by replacing, in the definition of the expression “professional organization”, the words “Canadian jurisdiction” with the words “jurisdiction of Canada”;

- (14) by inserting, after the definition of the expression “professional organization”, the following:

““prospective resources data” means

- (a) an estimate of the volume of prospective resources, and
- (b) the risked net present value of future net revenue of prospective resources;”;

- (15) by inserting, after the definition of the expression “reserves data”, the following, and making the necessary changes:

““risked” means adjusted for the probability of loss or failure in accordance with the COGE Handbook;

“shale gas” means natural gas

(a) contained in dense organic-rich rocks, including low-permeability shales, siltstones and carbonates, in which the natural gas is primarily adsorbed on the kerogen or clay minerals; and

(b) that usually requires the use of hydraulic fracturing to achieve economic production rates;”;

(16) by inserting, after the definition of “supporting filing”, the following, and making the necessary changes:

““synthetic crude oil” means a mixture of liquid hydrocarbons derived by upgrading bitumen, kerogen or other substances such as coal, or derived from gas to liquid conversion and may contain sulphur or other compounds;

“synthetic gas” means a gaseous fluid

(a) generated as a result of the application of an in-situ transformation process to coal or other hydrocarbon-bearing rock; and

(b) comprised of not less than 10% by volume of methane;

“tight oil” means crude oil

(a) contained in dense organic-rich rocks, including low-permeability shales, siltstones and carbonates, in which the crude oil is primarily contained in microscopic pore spaces that are poorly connected to one another; and

(b) that typically requires the use of hydraulic fracturing to achieve economic production rates.”.

2. Section 2.1 of the Regulation is amended:

(1) by deleting, in paragraph (1), “, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information”;

(2) in paragraph (2):

(a) by deleting, in the part preceding subparagraph (a), “, Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor”;

(b) by replacing subparagraph (b) with the following:

“(b) executed by one or more qualified reserves evaluators or auditors each of whom is independent of the reporting issuer and who must have,

- (i) in the aggregate,
 - (A) evaluated or audited at least 75% of the future net revenue calculated using a discount rate of 10% attributable to proved plus probable reserves, as reported in the statement filed or to be filed under item 1, and
 - (B) reviewed the balance of that future net revenue, and
 - (ii) evaluated or audited the contingent resources data or prospective resources data reported in the statement filed or to be filed under item 1.”;
- (3) in paragraph (3):
- (a) by deleting, in the part preceding subparagraph (a), “, Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure”;
 - (b) by replacing, in clause (B) of subparagraph (ii) of subparagraph (e), the words “if the issuer” with the words “if the reporting issuer”.

3. Section 2.4 of the Regulation is amended by replacing paragraph (1) with the following :

“(1) If a qualified reserves evaluator or auditor cannot report without reservation on reserves data, contingent resources data or prospective resources data, the reporting issuer must ensure that the report of the qualified reserves evaluator or auditor prepared for the purpose of item 2 of section 2.1 sets out the cause of the reservation and the effect, if known to the qualified reserves evaluator or auditor, on the reserves data, contingent resources data, or prospective resources data.”.

4. Section 3.2 of the Regulation is replaced with the following:

“3.2. Reporting Issuer to Appoint Independent Qualified Reserves Evaluator or Independent Qualified Reserves Auditor

(1) A reporting issuer must appoint one or more qualified reserves evaluators, or qualified reserves auditors, each of whom is independent of the reporting issuer, and must direct each appointed evaluator or auditor to report to the board of directors of the reporting issuer on the reserves data disclosed in the statement prepared for the purpose of item 1 of section 2.1.

(2) If a reporting issuer discloses contingent resources data or prospective resources data in a statement prepared for the purpose of item 1 of section 2.1, the reporting issuer must appoint one or more qualified reserves evaluators or qualified reserves auditors and must direct each appointed evaluator or auditor to report to the board of directors of the reporting issuer on all contingent resources data and prospective resources data included in the statement.”.

5. Section 3.4 of the Regulation is amended:

(1) by inserting, in paragraph (c) and after the words “reserves data”, “, contingent resources data or prospective resources data”;

(2) in paragraph (d):

(a) by inserting, in the part preceding subparagraph (i) and after the words “reserves data”, “, contingent resources data or prospective resources data”;

(b) by inserting, in subparagraph (ii) and after the words “reserves data”, “, contingent resources data or prospective resources data”;

6. Section 4.2 of the French text of the Regulation is amended by replacing the words “réflété la première fois dans l’information annuelle sur les données relatives aux réserves” with the words “indiqué la première fois dans l’information annuelle sur les données relatives aux réserves”.

7. Section 5.2 of the Regulation is amended:

(1) by replacing the part preceding paragraph (a) with the following:

“(1) If a reporting issuer makes disclosure of reserves or other information of a type that is specified in Form 51-101F1, the reporting issuer must ensure that the disclosure satisfies the following requirements:”;

(2) by deleting, in paragraph (c), “, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information”;

(3) by inserting, after paragraph (d), the following:

“(2) Disclosure referred to under subsection (1) must indicate whether the estimates of reserves or future net revenue were prepared by an independent qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor.”.

8. Section 5.3 of the Regulation is amended by replacing, in paragraph (1), the word “categories” with the word “category”.

9. Sections 5.4 and 5.5 of the Regulation are replaced with the following:

“5.4. Oil and Gas Resources and Sales

(1) Disclosure of resources or of sales of product types or associated by-products must be made with respect to the first point of sale.

(2) Despite subsection (1), a reporting issuer may disclose resources or sales of product types or associated by-products with respect to an alternate reference point if, to a reasonable person, the resources, product types or associated by-products would be marketable at the alternate reference point.

(3) If a reporting issuer discloses resources or sales of product types or associated by-products with respect to an alternate reference point, the reporting issuer must

(a) state that the disclosure is made with respect to an alternate reference point;

(b) disclose the location of the alternate reference point; and

(c) explain why disclosure is not being made with respect to the first point of sale.

5.5. Recovery of Product Types or By-Products

Disclosure of product types or by-products including natural gas liquids and sulphur must be made in respect only of volumes that have been or are to be recovered prior to the first point of sale, or an alternate reference point, as applicable.”.

10. Section 5.7 of the Regulation is repealed.

11. Section 5.9 of the Regulation is amended:

(1) in subparagraph (d) of paragraph (2):

(a) by inserting, after clause (iii), the following:

“(iii.1) a description of the applicable project or projects including the following:

(A) the estimated total cost required to achieve commercial production;

(B) the general timeline of the project, including the estimated date of first commercial production;

(C) the recovery technology;

(D) whether the project is based on a conceptual or pre-development study;”;

(b) by replacing, in clause (A) of subparagraph (v), the words “no certainty” with the word “uncertainty”;

(2) by replacing, in the part preceding subparagraph (a) of paragraph (3), “(2)(c)(iii)” with “(2)(d)(iii), (iii.1)”;

(3) by inserting, after paragraph (3), the following:

“(4) Any disclosure made under subsection (1) or (2) must indicate whether the anticipated results from resources which are not currently classified as reserves or the estimate of a quantity of resources other than reserves were prepared by an independent qualified reserves evaluator or auditor.”.

12. Sections 5.11 to 5.13 of the Regulation are repealed.

13. Section 5.14 of the Regulation is replaced with the following:

“5.14. Disclosure Using Oil and Gas Metrics

(1) If a reporting issuer discloses an oil and gas metric, other than an estimate of the volume or value of resources prepared in accordance with section 5.2, 5.9 or 5.18 or a comparative or equivalency measure under Part 2, 3, 4, 5, 6 or 7 of Form 51-101F1, the reporting issuer must include disclosure that

(a) identifies the standard and source of the oil and gas metric, if any;

(b) provides a brief description of the method used to determine the oil and gas metric;

(c) provides an explanation of the meaning of the oil and gas metric; and

(d) cautions readers as to the reliability of the oil and gas metric.

(2) If there is no identifiable standard for an oil and gas metric, the reporting issuer must also include disclosure that

(a) provides a brief description of the parameters used in the calculation of the oil and gas metric; and

(b) states that the oil and gas metric does not have any standardized meaning and should not be used to make comparisons.”.

14. Section 5.15 of the Regulation is repealed.

15. Section 5.16 of the Regulation is amended, in subparagraph (b) of paragraph (3), by replacing “5.9(2)(c)(v)(A)” with “5.9(2)(d)(v)(A)” and “5.9(2)(c)(v)(B)” with “5.9(2)(d)(v)(B)”.

16. The Regulation is amended by inserting, after section 5.17, the following:

“5.18. Supplementary Disclosure of Resources Using Evaluation Standards other than the COGE Handbook

(1) A reporting issuer may supplement disclosure provided in accordance with section 5.2, 5.3 or 5.9 with an estimate of the volume or the value of resources prepared in accordance with an alternative resources evaluation standard that

(a) has a comprehensive framework for the evaluation of resources;

(b) defines resources using terminology and categories in a manner that is consistent with the terminology and categories of the COGE Handbook;

(c) has a scientific basis; and

(d) requires that estimates of volume and value of resources be based on reasonable assumptions.

(2) If disclosure is made under subsection (1) and that disclosure is required under the laws of or by a foreign jurisdiction, the reporting issuer must, proximate to the disclosure,

(a) disclose the effective date of the estimate;

(b) describe any significant differences, and the reasons those differences exist, between the estimate prepared in accordance with the alternative resources evaluation standard and the estimate prepared in accordance with the COGE Handbook; and

(c) include a reference to the location on the SEDAR website of the estimate prepared

- (i) in accordance with section 5.2, 5.3 or 5.9, as applicable; and
- (ii) at the same effective date as the alternative disclosure.

(3) If disclosure is made under subsection (1) and the disclosure is not required by a foreign jurisdiction, the reporting issuer must, proximate to the disclosure,

- (a) disclose the effective date of the estimate;
- (b) provide a description of the alternative resources evaluation standard;
- (c) describe any significant differences, and the reasons those differences exist, between the estimate prepared in accordance with the alternative resources evaluation standard and the estimate prepared in accordance with the COGE Handbook; and
- (d) disclose the estimate prepared

- (i) in accordance with section 5.2, 5.3 or 5.9, as applicable; and

- (ii) at the same effective date as the disclosure provided under subsection (1).

(4) An estimate under subsection (1) must have been prepared or audited by a qualified reserves evaluator or auditor.”

17. The Regulation is amended by replacing the title of Part 6 with the following:

“PART 6 MATERIAL CHANGE DISCLOSURE AND CEASING TO ENGAGE IN OIL AND GAS ACTIVITIES”.

18. Section 6.1 of the Regulation is amended, in paragraph (1), by replacing the word “Part” with the word “section”.

19. The Regulation is amended by adding, after section 6.1, the following:

“6.2. Ceasing to Engage in Oil and Gas Activities

A reporting issuer must file with the securities regulatory authority a notice prepared in accordance with Form 51-101F5 not later than 10 days after ceasing to be engaged, directly or indirectly, in oil and gas activities.”.

20. Section 8.1 of the Regulation is amended by replacing paragraph (3) with the following:

“(3) Except in Ontario, an exemption referred to in subsection (1) is granted under the statute referred to in Appendix B of Regulation 14-101 Definitions (chapter V-1.1, r. 3), opposite the name of the local jurisdiction.”.

21. Form 51-101F1 of the Regulation is amended:

(1) in the general instructions:

(a) by replacing, in paragraph (2), the words “*its financial year then ended*” with the words “*the financial year then ended*”;

(b) by inserting, at the end of paragraph (5), “, *and that contingent resource data and prospective resource data only appears in an appendix to Form 51-101F1*”;

(2) by inserting, in instruction (4) of item 1.1 and after the words “*should ensure that its financial*”, the word “*statement*”;

(3) in item 2.1:

(a) by replacing, wherever they occur in the French text of paragraph 2, the words “*valeur des produits des activités ordinaires nets futurs*” with the words “*valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs*” and the words “*charges d’impôt futurs*” with the words “*charges d’impôts futurs*”;

(b) in paragraph 3:

(i) by replacing, in the French text of subsections (vi), (vii) and (viii) of subparagraph (b), the words “*charges d’impôt futurs*” with the words “*charges d’impôts futurs*”;

(ii) by replacing subparagraph (c) with the following:

“(c) Disclose, by product type, in each case with associated by-products, and on a unit value basis for each product type, in each case with associated by-products (e.g., \$/Mcf or \$/bbl using net reserves), the net present value of future net revenue (before deducting future income tax expenses) estimated using forecast prices and costs and calculated using a discount rate of 10%.”;

(c) by inserting, after paragraph 3, the following:

“INSTRUCTIONS

(1) *Disclose all of the reserves in respect of which the reporting issuer has a direct or indirect ownership, working or royalty interest. These concepts are explained in sections 5.5.4(a) “Ownership Considerations” and 7.5 “Interests” of volume 1 of the COGE Handbook, section 5.2 “Ownership Considerations” of volume 2 of the COGE Handbook and, with respect to an entitlement to share production under a production sharing agreement, section 4.0 “Fiscal Regimes” of the chapter entitled “Reserves Recognition For International Properties” of volume 3 of the COGE Handbook.*

(2) *Do not include, in the reserves data a product type that is subject to purchase under a long-term supply, purchase or similar agreement. However, if the reporting issuer is a party to such an agreement with a government or governmental authority, and participates in the operation of the properties in which the product type is situated or otherwise serves as producer of the reserves (in contrast to being an independent purchaser, broker, dealer or importer), disclose separately the reporting issuer’s interest in the reserves that are subject to such agreements at the effective date and the net quantity of the product type received by the reporting issuer under the agreement during the year ended on the effective date.*

(3) *Future net revenue includes the portion attributable to the reporting issuer’s interest under an agreement referred to in Instruction (2).*

(4) *If the reporting issuer’s disclosure of reserves would, to a reasonable person, be misleading, if stated without an explanation of the reporting issuer’s ownership of or control over those reserves, explain the nature of the reporting issuer’s ownership of or control over reserves disclosed in the statement filed or to be filed under item 1 of section 2.1 of the Regulation.”;*

(4) by deleting items 2.3 and 2.4;

(5) by deleting instruction (3) of item 3.2;

(6) by replacing, in item 4.1, subparagraphs (b) and (c) of paragraph 2 with the following:

“(b) for each of the following:

(i) bitumen;

(ii) coal bed methane;

(iii) conventional natural gas;

- (iv) gas hydrates;
 - (v) heavy crude oil;
 - (vi) light crude oil and medium crude oil combined;
 - (vii) natural gas liquids;
 - (viii) shale gas;
 - (ix) synthetic crude oil;
 - (x) synthetic gas;
 - (xi) tight oil;
- (c) separately identifying and explaining each of the following:
- (i) extensions and improved recovery;
 - (ii) technical revisions;
 - (iii) discoveries;
 - (iv) acquisitions;
 - (v) dispositions;
 - (vi) economic factors;
 - (vii) production.”;
- (7) in item 5.1:
- (a) in paragraph 1:
 - (i) by deleting, in subparagraph (a), the words “and, in the aggregate, before that time”;
 - (ii) by replacing, in subparagraph (b), the words “not planning to develop particular proved undeveloped reserves during the following 2 years” with the words “deferring the development of particular proved undeveloped reserves beyond 2 years”;

(b) in paragraph 2:

(i) by deleting, in subparagraph (a), the words “and, in the aggregate, before that time”;

(ii) by replacing, in subparagraph (b), the words “not planning to develop particular probable undeveloped reserves during the following 2 years” with the words “deferring the development of particular probable undeveloped reserves beyond 2 years”;

(c) by adding, after paragraph 2, the following:

“INSTRUCTIONS

(1) The phrase “first attributed” refers to the initial allocation of an undeveloped volume of oil or gas reserves by a reporting issuer. Only previously unassigned undeveloped volumes of oil or gas reserves may be included in the first attributed volumes for the applicable financial year. For example, if in 2011 a reporting issuer allocated by way of acquisition, discovery, extension and improved recovery 300 MMcf of proved undeveloped conventional natural gas reserves, that would be the first attributed volume for 2011.

(2) The discussion of a reporting issuer’s plans for developing undeveloped reserves, or the reporting issuer’s reasons for deferring the development of undeveloped reserves, must enable a reasonable investor to assess the efforts made by the reporting issuer to convert undeveloped reserves to developed reserves.”;

(8) by replacing item 5.2 with the following:

“Item 5.2 Significant Factors or Uncertainties Affecting Reserves

Data

Identify and discuss significant economic factors or significant uncertainties that affect particular components of the reserves data.

INSTRUCTIONS

(1) A reporting issuer must, under this Item, include a discussion of any significant abandonment and reclamation costs, unusually high expected development costs or operating costs, or contractual obligations to produce and sell a significant portion of production at prices substantially below those which could be realized but for those contractual obligations.

(2) *If the information required by this Item is presented in the reporting issuer's financial statements and notes thereto for the most recent financial year ended, the reporting issuer satisfies this Item by directing the reader to that presentation.”;*

(9) by replacing item 6.2.1 with the following:

“Item 6.2.1 Significant Factors or Uncertainties Relevant to Properties with No Attributed Reserves

Identify and discuss significant economic factors or significant uncertainties that have affected or are reasonably expected to affect the anticipated development or production activities on properties with no attributed reserves.

INSTRUCTIONS

(1) *A reporting issuer must, under this Item, include a discussion of any significant abandonment and reclamation costs, unusually high expected development costs or operating costs, or contractual obligations to produce and sell a significant portion of production at prices substantially below those which could be realized but for those contractual obligations.*

(2) *If the information required by this Item is presented in the reporting issuer's financial statements and notes thereto for the most recent financial year ended, the reporting issuer satisfies this Item by directing the reader to that presentation.”;*

(10) by deleting item 6.4;

(11) by replacing item 6.6 with the following:

“Item 6.6 Costs Incurred

Disclose by country for the most recent financial year ended each of the following:

- (a) property acquisition costs, separately for proved properties and unproved properties;
- (b) exploration costs;
- (c) development costs.

INSTRUCTION

If the costs specified in paragraphs (a), (b) and (c) are presented in the reporting issuer's financial statements and the notes to those statements for the most recent financial year ended, the reporting issuer satisfies this Item by directing the reader to that presentation.”;

(12) by replacing, in paragraph 1 of item 6.9, the words “To the extent not previously disclosed in financial statements by the reporting issuer, disclose” with “Disclose,”;

(13) by inserting, after Part 6, the following:

“PART 7 OPTIONAL DISCLOSURE OF CONTINGENT RESOURCES DATA AND PROSPECTIVE RESOURCES DATA

INSTRUCTIONS

(1) *A reporting issuer may disclose contingent resources data or prospective resources data in a statement of the reserves data and other information filed under item 1 of section 2.1 of the Regulation, however, that data must only be disclosed as an appendix to that statement.*

(2) *The following cautionary statement must be included in bold font and appear proximate to the risked net present value of future net revenue associated with contingent resources or prospective resources:*

An estimate of risked net present value of future net revenue of [contingent resources][and][prospective resources] is preliminary in nature and is provided to assist the reader in reaching an opinion on the merit and likelihood of the company proceeding with the required investment. It includes [contingent resources][and][prospective resources] that are considered too uncertain with respect to the [chance of development][and][chance of discovery] to be classified as reserves. There is uncertainty that the risked net present value of future net revenue will be realized.

(3) *A reporting issuer may not rely on subsection 5.9(3) of the Regulation for disclosure required to be included in this Part.*

(4) *If a reporting issuer's disclosure of contingent resources or prospective resources would, to a reasonable person, be misleading if not accompanied by an explanation of the reporting issuer's ownership of or control over those resources, explain the nature of the reporting issuer's ownership of or control over all contingent resources and prospective resources disclosed in the statement filed or to be filed under item 1 of section 2.1 of the Regulation.*

(5) *A reporting issuer's disclosure respecting the value of prospective resources or contingent resources that are not in the development pending project maturity sub-class must be risked and must include an explanation of the factors considered respecting the chance of commerciality, which includes both chance of discovery and chance of development in the case of prospective resources and chance of development in the case of contingent resources.*

GUIDANCE

(1) *A reporting issuer is subject to sections 5.9 and 5.17 of the Regulation when providing disclosure of contingent resources data or prospective resources data in this Form.*

(2) *A reporting issuer providing disclosure of contingent resources data or prospective resources data in this Form must have an evaluation process for contingent resources or prospective resources that*

and (a) *is at least as rigorous as would be the case for reserves data;*

(b) *is recognized as well-established in the oil and gas industry.*

(3) *An evaluation process described in subsection (2) is not needed if a reasonable qualified evaluator or auditor would conclude that it is not necessary in the circumstances.*

(4) *All public disclosure by reporting issuers is subject to the general prohibition against misleading statements. The disclosure of development on-hold, development unclarified or development not viable contingent resources, or prospective resources, in the statement of reserves data and other oil and gas information might be misleading where there is a significant degree of uncertainty and risk associated with those estimates.*

“Item 7.1 Contingent Resources Data

1. If a reporting issuer discloses contingent resources in the statement filed under item 1 of section 2.1 of the Regulation, the reporting issuer must disclose all of the following:

(a) the risked 2C contingent resources volumes, gross and net, for each product type, and classified in each applicable project maturity sub-class;

(b) if contingent resources in the development pending project maturity sub-class are disclosed, the risked net present value of future net revenue of the 2C contingent resources in the development pending project maturity sub-class, calculated using forecast prices and costs for each product type, before deducting future income taxes and using discount rates of 0%, 5%, 10%, 15% and 20%.

2. Disclose the numeric value of the chance of development risk and describe the method of all of the following:

(a) quantifying the chance of development risk;

(b) estimating the contingent resources adjusted for chance of development risk and the associated risked net present value of future net revenue.

“Item 7.2 Prospective Resources Data

1. If a reporting issuer discloses prospective resources in the statement filed under item 1 of section 2.1 of the Regulation, disclose the best estimate prospective resources, gross and net, for each product type.

2. Disclose the numeric value of the chance of discovery and chance of development and describe the method of all of the following:

(a) quantifying the chance of discovery and chance of development;

(b) estimating the prospective resources adjusted for chance of discovery and chance of development.

“Item 7.3 Forecast Prices Used in Estimates

1. For each product type, disclose the pricing assumptions used in estimating contingent resources data and prospective resources data disclosed in response to Item 7.1 for each of the five years following the most recently completed financial year.

2. The disclosure in response to section 1 must include the benchmark reference pricing schedules for the countries or regions in which the reporting issuer operates, and inflation and other forecast factors used.

3. The pricing assumptions included in section 1 must be the same as the pricing assumptions disclosed in response to Part 3 of this Form 51-101F1.

INSTRUCTIONS

(1) *Benchmark reference prices may be obtained from sources such as public product trading exchanges or prices posted by purchasers.*

(2) *The defined term “forecast prices and costs” includes any fixed or presently determinable future prices or costs to which the reporting issuer is legally bound by a contractual or other obligation to supply a physical product, including those for an extension period of a contract that is likely to be extended. Such contractually committed prices must be used, instead of benchmark reference prices for the purpose of estimating contingent resources data and prospective resources data, unless a reasonable investor would find the use those contractually committed prices misleading.*

“Item 7.4 Supplemental Contingent Resources Data

The reporting issuer may supplement its disclosure of contingent resources data under Item 7.1 by also disclosing estimates of contingent resources together with estimates of associated risked net present value of future net revenue, determined using constant prices and costs rather than forecast prices and costs for each applicable product type.”.

22. Form 51-101F2 of the Regulation is replaced with the following:

“FORM 51-101F2 REPORT ON [RESERVES DATA][,][CONTINGENT RESOURCES DATA][AND][PROSPECTIVE RESOURCES DATA] BY INDEPENDENT QUALIFIED RESERVES EVALUATOR OR AUDITOR

This is the form referred to in item 2 of section 2.1 of the Regulation.

1. Terms to which a meaning is ascribed in the Regulation have the same meaning in this form.

2. The report on reserves data, contingent resources data or prospective resources data, if applicable, referred to in item 2 of section 2.1 of the Regulation, to be executed by one or more qualified reserves evaluators or auditors independent of the reporting issuer, must in all material respects be in the following form:

Report on [Reserves Data],[Contingent Resources Data][and][Prospective Resources Data] by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor

To the board of directors of [name of reporting issuer] (the “Company”):

1. We have [audited],[,][and][evaluated][or reviewed] the Company’s [reserves data],[,][contingent resources data][and][prospective resources data] as at [last day of the reporting issuer’s most recently completed financial year]. **[If the Company has reserves, include the following sentence:** The reserves data are estimates of proved reserves and probable reserves and related future net revenue as at [last day of the reporting issuer’s most recently completed financial year], estimated using forecast prices and costs.] **[If the Company has disclosed contingent resources data or prospective resources data, include the following sentence:** The [contingent resources data] [and] [prospective resources data] are risked estimates of volume of [contingent resources][and][prospective resources] and related risked net present value of future net revenue as at [last day of the reporting issuer’s most recently completed financial year], estimated using forecast prices and costs.]

2. The [reserves data],[,][contingent resources data][and][prospective resources data] are the responsibility of the Company’s management. Our responsibility is to express an opinion on the [reserves data],[,][contingent resources data][and][prospective resources data] based on our [audit],[,][and][evaluation][and review].

3. We carried out our [audit],[,][and][evaluation][and review] in accordance with standards set out in the Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook as amended from time to time (the “COGE Handbook”) maintained by the Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).

4. Those standards require that we plan and perform an [audit],[,][and][evaluation][and review] to obtain reasonable assurance as to whether the [reserves data],[,][contingent resources data][and][prospective resources data] are free of material misstatement. An [audit],[,][and][evaluation][and review] also includes assessing whether the [reserves data] [,][contingent resources data][and][prospective resources data] are in accordance with principles and definitions presented in the COGE Handbook.

5. **[If the Company has reserves, include this paragraph]** The following table shows the net present value of future net revenue (before deduction of income taxes) attributed to proved plus probable reserves, estimated using forecast prices and costs and calculated using a discount rate of 10%, included in the reserves data of the Company [audited],[,][and][evaluated][and reviewed] for the year ended [last day of the reporting issuer’s most recently completed financial year], and identifies the respective portions thereof that we have [audited],[,][and] [evaluated] [and reviewed] and reported on to the Company’s [management/board of directors]:

Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor	Effective Date of [Audit/Evaluation/Review] Report	Location of Reserves (Country or Foreign Geographic Area)	Net Present Value of Future Net Revenue (before income taxes, 10% discount rate)			
			Audited	Evaluated	Reviewed	Total
Evaluator A	xxx xx, 20xx	Xxxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx
Evaluator B	xxx xx, 20xx	Xxxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx
Totals			\$xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx ¹

This amount must be the amount disclosed by the reporting issuer in its statement of reserves data filed under item 1 of section 2.1 of the Regulation, as its future net revenue (before deducting future income tax expenses) attributed to proved plus probable reserves, estimated using forecast prices and costs and calculated using a discount rate of 10% (required by section 2 of Item 2.1 of Form 51-101F1).

6. **[If the Company has disclosed contingent resources data or prospective resources data, include this paragraph and the tables:]** The following tables set forth the risked volume and risked net present value of future net revenue of [contingent resources][and][prospective resources] (before deduction of income taxes) attributed to [contingent resources][and][prospective resources], estimated using forecast prices and costs and calculated using a discount rate of 10%, included in the Company's statement prepared in accordance with Form 51-101F1 and identifies the respective portions of the [contingent resources data][and][prospective resources data] that we have [audited][and][evaluated] and reported on to the Company's [management/board of directors]:

Classification	Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor	Effective Date of [Audit/Evaluation] Report	Location of Reserves Other than Reserves (Country or Foreign Geographic Area)	Risked Volume	Risked Net Present Value of Future Net Revenue (before income taxes, 10% discount rate)		
					Audited	Evaluated	Total
Development Pending Contingent Resources (2C)	Evaluator	xxx xx, 20xx	xxxx	xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx

Classification	Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor	Effective Date of [Audit/ Evaluation] Report	Location of Resources Other than Reserves (Country or Foreign Geographic Area)	Risked Volume
Prospective Resources	Evaluator	xxx xx, 20xx	xxxx	xxx
Contingent Resources				
[project maturity sub-classes other than Development Pending]	Evaluator	xxx xx, 20xx	xxxx	xxx

7. In our opinion, the [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] respectively [audited][and][evaluated] by us have, in all material respects, been determined and are in accordance with the COGE Handbook, consistently applied. We express no opinion on the [reserves data][,][contingent resources data][and] [prospective resources data] that we reviewed but did not audit or evaluate.

8. We have no responsibility to update our reports referred to in paragraph[s] [4] [and] [4.1] for events and circumstances occurring after the effective date of our reports.

9. Because the [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] are based on judgements regarding future events, actual results will vary and the variations may be material.

Executed as to our report referred to above:

Evaluator A, City, Province or State / Country, Execution Date
_____ [signed]

Evaluator B, City, Province or State / Country, Execution Date
_____ [signed]”.

23. Form 51-101F3 of the Regulation is replaced with the following:

“FORM 51-101F3 REPORT OF MANAGEMENT AND DIRECTORS ON OIL AND GAS DISCLOSURE

This is the form referred to in item 3 of section 2.1 of the Regulation.

1. Terms to which a meaning is ascribed in the Regulation have the same meaning in this form.

2. The report referred to in item 3 of section 2.1 of the Regulation must in all material respects be in the following form:

**Report of Management and Directors
on Reserves Data and Other Information**

Management of [name of reporting issuer] (the “Company”) are responsible for the preparation and disclosure of information with respect to the Company’s oil and gas activities in accordance with securities regulatory requirements. This information includes reserves data [and includes, if disclosed in the statement required by item 1 of section 2.1 of the Regulation, other information such as contingent resources data or prospective resources data].

[Alternative A: Reserves Data to Report or Contingent Resources Data or Prospective Resources Data to Report]

[An] independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] [has/have] [audited][,][and][evaluated] [and reviewed] the Company’s [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data]. The report of the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] [is presented below / will be filed with securities regulatory authorities concurrently with this report].

The [Reserves Committee of the] board of directors of the Company has

(a) reviewed the Company’s procedures for providing information to the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]];

(b) met with the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] to determine whether any restrictions affected the ability of the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] to report without reservation [and, in the event of a proposal to change the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]], to inquire whether there had been disputes between the previous independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s] and management]]; and

(c) reviewed the [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] with management and the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]].

The [Reserves Committee of the] board of directors has reviewed the Company's procedures for assembling and reporting other information associated with oil and gas activities and has reviewed that information with management. The board of directors has [, on the recommendation of the Reserves Committee,] approved

(a) the content and filing with securities regulatory authorities of Form 51-101F1 containing [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] and other oil and gas information;

(b) the filing of Form 51-101F2 which is the report of the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] on the reserves data, contingent resources data, or prospective resources data; and

(c) the content and filing of this report.

Because the [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] are based on judgements regarding future events, actual results will vary and the variations may be material.

[Alternative B: No Reserves to Report and No Resources Other than Reserves to Report]

The [Reserves Committee of the] board of directors of the Company has reviewed the oil and gas activities of the Company and has determined that the Company had no reserves as of [last day of the reporting issuer's most recently completed financial year].

An independent qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor has not been retained to evaluate the Company's reserves data. No report of an independent qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor will be filed with securities regulatory authorities with respect to the financial year ended on [last day of the reporting issuer's most recently completed financial year].

The [Reserves Committee of the] board of directors has reviewed the Company's procedures for assembling and reporting other information associated with oil and gas activities and has reviewed that information with management. The board of directors has [,on the recommendation of the Reserves Committee,] approved

- (a) the content and filing with securities regulatory authorities of Form 51-101F1 containing information detailing the Company's oil and gas activities; and
- (b) the content and filing of this report.

[signature, name and title of chief executive officer]

[signature, name and title of an officer other than the chief executive officer]

[signature, name of a director]

[signature, name of a director]

[Date]".

24. The Regulation is amended by inserting, after Form 51-101F4, the following:

“FORM 51-101F5 NOTICE OF CEASING TO ENGAGE IN OIL AND GAS ACTIVITIES

This is the form referred to in section 6.2 of the Regulation.

1. Terms to which a meaning is ascribed in the Regulation have the same meaning in this form.
2. The notice referred to in section 6.2 of the Regulation must in all material respects be in the following form:

**Notice of
Ceasing to Engage in Oil and Gas Activities**

Management and the board of directors of [name of reporting issuer] (the “Company”) have determined that as of [date] the Company is no longer engaged, directly or indirectly, in oil and gas activities.

[signature, name and title of chief executive officer]

[signature, name and title of an officer other than the chief executive officer]

[signature, name of a director]

[signature, name of a director]

[Date]”.

25. This Regulation comes into force on July 1, 2015.

3648

POLICY STATEMENT TO REGULATION 51-101 RESPECTING STANDARDS OF DISCLOSURE FOR OIL AND GAS ACTIVITIES

This Policy Statement sets out the views of the Canadian Securities Administrators (CSA) as to the interpretation and application of *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (Regulation 51-101) and related forms.

Regulation 51-101 supplements other continuous disclosure requirements of securities legislation that apply to reporting issuers in all business sectors.

The requirements under Regulation 51-101 for the filing with securities regulatory authorities of information relating to oil and gas activities are designed in part to assist capital market participants in making investment decisions and recommendations.

The CSA encourage registrants and other persons that wish to make use of information concerning oil and gas activities of a reporting issuer, including reserves data, to review the information filed on SEDAR under Regulation 51-101 by the reporting issuer and, if they are summarizing or referring to this information, to use the applicable terminology consistent with Regulation 51-101 and the COGE Handbook.

PART 1 APPLICATION AND TERMINOLOGY

1.1. Definitions

(1) **General** - Several terms relating to oil and gas activities are defined in section 1.1 of Regulation 51-101. If a term is not defined in Regulation 51-101, *Regulation 14-101 respecting Definitions* (Regulation 14-101) or the securities statute in the jurisdiction, it will have the meaning or interpretation given to it in the COGE Handbook if it is defined or interpreted there, pursuant to section 1.2 of Regulation 51-101.

For the convenience of readers, *CSA Staff Notice 51-324 Glossary to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (the Regulation 51-101 Glossary) as amended, restated or replaced from time to time, sets out the meaning of terms, including those defined in Regulation 51-101 and several terms which are derived from the COGE Handbook.

(2) **Forecast Prices and Costs** - The term forecast prices and costs is defined in section 1.1 of Regulation 51-101 and discussed in the COGE Handbook. Except to the extent that the reporting issuer is legally bound by fixed or presently determinable future prices or costs, forecast prices and costs are future prices and costs “generally accepted as being a reasonable outlook of the future”.

The CSA do not consider that future prices or costs would satisfy this requirement if they fall outside the range of forecasts of comparable prices or costs used, as at the same date, for the same future period, by major independent qualified reserves evaluators or auditors or by other reputable sources appropriate to the evaluation.

(3) **Independent** - The term independent is defined in section 1.1 of Regulation 51-101. Applying this definition, the following are examples of circumstances in which the CSA would consider that a qualified reserves evaluator or auditor (or other expert) is not independent. We consider a qualified reserves evaluator or auditor is not independent when the qualified reserves evaluator or auditor:

- (a) is an employee, insider, or director of the reporting issuer;
- (b) is an employee, insider, or director of a related party of the reporting issuer;
- (c) is a partner of any person in paragraph (a) or (b);

(d) holds or expects to hold securities, either directly or indirectly, of the reporting issuer or a related party of the reporting issuer;

(e) holds or expects to hold securities, either directly or indirectly, in another reporting issuer that has a direct or indirect interest in the property that is the subject of the technical report or an adjacent property;

(f) has or expects to have, directly or indirectly, an ownership, royalty, or other interest in the property that is the subject of the technical report or an adjacent property; or

(g) has received the majority of their income, either directly or indirectly, in the three years preceding the date of the technical report from the reporting issuer or a related party of the reporting issuer.

For the purpose of paragraphs (b) and (d) above, “related party of the reporting issuer” means an affiliate, associate, subsidiary, or control person of the reporting issuer as those terms are defined under securities legislation.

There may be instances in which it would be reasonable to consider that the independence of a qualified reserves evaluator or auditor would not be compromised even though the qualified reserves evaluator or auditor holds an interest in the reporting issuer’s securities. The reporting issuer needs to determine whether a reasonable person would consider that such interest would interfere with the qualified reserves evaluator’s or auditor’s judgement regarding the preparation of the technical report.

There may be circumstances in which the securities regulatory authorities question the objectivity of the qualified reserves evaluator or auditor. In order to ensure the requirement for independence of the qualified reserves evaluator or auditor has been preserved, the reporting issuer may be asked to provide further information, additional disclosure or the opinion of another qualified reserves evaluator or auditor to address concerns about possible bias or partiality on the part of the qualified reserves evaluator or auditor.

(4) **Additional Disclosure** – The CSA encourage reporting issuers engaged in oil and gas activities that may require additional explanation to supplement the disclosure prescribed in Regulation 51-101 and Form 51-101F1, with information specific to those activities that can assist investors and others in understanding the business and results of the reporting issuer.

A reporting issuer should choose the closest product type if the substance produced does not exactly match one of the product types or if it matches more than one of the product types listed in Regulation 51-101. For example, shale gas projects may not strictly adhere to the formal lithological-based definition of “shale”. The produced gas can come from intervals that contain clay, carbonates, siltstone and minor amounts of very fine-grained sandstone laminations. Despite coming from intervals that may not meet the technical definition of “shale”, gas to which fracturing techniques have been applied when intermingled with gas that comes from “shale”, may be reported as being shale gas.

A reporting issuer must ensure that its disclosure is not misleading and will have to consider whether additional explanation is required to provide the necessary context.

(5) **Professional Organization**

(a) **Recognized Professional Organizations**

For the purposes of the Regulation, a qualified reserves evaluator or auditor must also be a member in good standing with a self-regulated professional organization of engineers, geologists, geoscientists or other oil and gas professionals.

The definition of “professional organization” (in section 1.1 of Regulation 51-101 and in the Regulation 51-101 Glossary) has four elements, three of which deal with the basis on which the organization accepts members and its powers and requirements for continuing membership. The fourth element requires either authority or recognition given to the organization by a statute in Canada, or acceptance of the organization by the securities regulatory authority or regulator.

(a.1) Canadian Professional Organizations

As at December 4, 2014, each of the following organizations in Canada is a professional organization for the purposes of Regulation 51-101:

- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta (APEGA)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of the Province of British Columbia (APEGBC)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Saskatchewan (APEGGS)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of the Province of Manitoba (APEGM)
- Association of Professional Geoscientists of Ontario (APGO)
- Professional Engineers Ontario (PEO)
- Ordre des ingénieurs du Québec (OIQ)
- Ordre des géologues du Québec (OGQ)
- Association of Professional Engineers of Prince Edward Island (APEPEI)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of New Brunswick (APEGNB)
- Association of Professional Engineers of Nova Scotia (APENS)
- Association of Professional Geoscientists of Nova Scotia (APGNS)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Newfoundland and Labrador (APEGNL)
- Association of Professional Engineers of Yukon (APEY)
- Northwest Territories and Nunavut Association of Professional Engineers and Geoscientists (NAPEG)

(b) Other Professional Organizations

The CSA are willing to consider whether particular foreign professional bodies should be accepted as “professional organizations” for the purposes of Regulation 51-101. A reporting issuer, foreign professional body or other interested person can apply to have a self-regulatory organization that satisfies the first three elements of the definition of “professional organization” accepted for the purposes of Regulation 51-101.

In considering any such application for acceptance, the securities regulatory authority or regulator is likely to take into account the degree to which a foreign professional body’s authority or recognition, admission criteria, standards and disciplinary powers and practices are similar to, or differ from, those organizations listed above.

As at December 4, 2014, each of the following foreign organizations has been recognized as a professional organization for the purposes of Regulation 51-101:

- California Board for Professional Engineers, Land Surveyors, and Geologists

- Colorado State Board of Licensure for Architects, Professional Engineers, and Professional Land Surveyors
- Louisiana Professional Engineering and Land Surveying Board (LAPELS)
- Oklahoma State Board of Licensure for Professional Engineers and Land Surveyors
- Texas Board of Professional Engineers
- American Association of Petroleum Geologists (AAPG) but only in respect of Certified Petroleum Geologists who are members of the AAPG's Division of Professional Affairs
- American Institute of Professional Geologists (AIPG), in respect of the AIPG's Certified Professional Geologists (CPG)
- Energy Institute (EI) but only for those members of the Energy Institute who are Members and Fellows
- Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), but only in respect of Members, Honorary Life Members and Life Members

(c) **No Professional Organization**

A reporting issuer or other person may apply for an exemption under Part 8 of Regulation 51-101 to enable a reporting issuer to appoint, in satisfaction of its obligation under section 3.2 of Regulation 51-101, an individual who is not a member of a professional organization, but who has other satisfactory qualifications and experience. Such an application might refer to a particular individual or generally to members and employees of a particular foreign reserves evaluation firm. In considering any such application, the securities regulatory authority or regulator is likely to take into account the individual's professional education and experience or, in the case of an application relating to a firm, to the education and experience of the firm's members and employees, evidence concerning the opinion of a qualified reserves evaluator or auditor as to the quality of past work of the individual or firm, and any prior relief granted or denied in respect of the same individual or firm.

(d) **Renewal Applications Unnecessary**

A successful applicant would likely have to make an application contemplated in this subsection 1.1(5) only once, and not renew it annually.

(6) **Qualified Reserves Evaluator or Auditor** - The definitions of qualified reserves evaluator and qualified reserves auditor are set out in section 1.1 of Regulation 51-101 and again in the Regulation 51-101 Glossary.

The defined terms "qualified reserves evaluator" and "qualified reserves auditor" have a number of elements. A qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor must

- possess professional qualifications and experience appropriate for the tasks contemplated in the Regulation, and
- be a member in good standing of a professional organization.

Reporting issuers should satisfy themselves that any person they appoint to perform the tasks of a qualified reserves evaluator or auditor for the purpose of the Regulation satisfies each of the elements of the appropriate definition.

In addition to having the relevant professional qualifications, a qualified reserves evaluator or auditor must also have sufficient practical experience relevant to the reserves data to be reported on. In assessing the adequacy of practical experience, reference should be made to

section 3 of volume 1 of the COGE Handbook – “Qualifications of Evaluators and Auditors, Enforcement and Discipline”.

1.2. COGE Handbook

Pursuant to section 1.2 of Regulation 51-101, definitions and interpretations in the COGE Handbook apply for the purposes of Regulation 51-101 if they are not defined in Regulation 51-101, Regulation 14-101 or the securities statute in the jurisdiction (except to the extent of any conflict or inconsistency with Regulation 51-101, Regulation 14-101 or the securities statute).

Section 1.1 of Regulation 51-101 and the Regulation 51-101 Glossary set out definitions and interpretations, many of which are derived from the COGE Handbook. Reserves and resources definitions and categories are incorporated in the COGE Handbook and are also set out, in part, in the Regulation 51-101 Glossary.

Subparagraph 5.2(1)(a)(iii) of Regulation 51-101 requires that all estimates of reserves or future net revenue be prepared or audited in accordance with the COGE Handbook. Under sections 5.2, 5.3 and 5.9 of Regulation 51-101, all types of public oil and gas disclosure, including disclosure of reserves and of resources other than reserves must be prepared in accordance with the COGE Handbook subject to the exception pursuant to section 5.18 of Regulation 51-101.

1.3. Applies to Reporting Issuers Only

Regulation 51-101 applies to reporting issuers engaged in oil and gas activities. The definition of oil and gas activities is broad. For example, a reporting issuer with no reserves, but with prospects, unproved properties or resources other than reserves, may be deemed to be engaged in oil and gas activities because such activities include exploration and development of unproved properties.

Regulation 51-101 will also apply to an issuer that is not yet a reporting issuer if it files a prospectus or other disclosure document that incorporates prospectus requirements. Pursuant to the long-form prospectus requirements, the reporting issuer must disclose the information contained in Form 51-101F1, as well as the reports set out in Form 51-101F2 and Form 51-101F3.

1.4. Materiality Standard

Section 1.4 of Regulation 51-101 states that Regulation 51-101 applies only in respect of information that is material. Regulation 51-101 does not require disclosure or filing of information that is not material. If information is not required to be disclosed because it is not material, it is unnecessary to disclose that fact.

Materiality for the purposes of Regulation 51-101 is a matter of judgement to be made in light of the circumstances, taking into account both qualitative and quantitative factors, assessed in respect of the reporting issuer as a whole.

The reference in subsection 1.4(2) of Regulation 51-101 to a “reasonable investor” denotes an objective test: would a notional investor, broadly representative of investors generally and guided by reason, be likely to be influenced, in making an investment decision to buy, sell or hold a security of a reporting issuer, by an item of information or an aggregate of items of information? If so, then that item of information, or aggregate of items, is “material” in respect of that reporting issuer. An item that is immaterial alone may be material in the context of other information, or may be necessary to give context to other information. For example, a large number of small interests in oil and gas properties may be material in aggregate to a reporting issuer. Alternatively, a small interest in an oil and gas property may be material to a reporting issuer, depending on the size of the reporting issuer and its particular circumstances.

PART 2

ANNUAL FILING REQUIREMENTS

2.1. Annual Filings on SEDAR

The information required under section 2.1 of Regulation 51-101 must be filed electronically on SEDAR. Consult *Regulation 13-101 respecting System for Electronic Document Analysis and Retrieval (SEDAR)* and the current CSA “SEDAR Filer Manual” for information about filing documents electronically. The information required to be filed under item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101 is usually derived from a much longer and more detailed oil and gas report prepared by a qualified reserves evaluator or auditor. These long and detailed reports should not be filed electronically on SEDAR. The filing of an oil and gas report, or a summary of an oil and gas report, does not satisfy the requirements of the annual filing under Regulation 51-101.

2.2. Inapplicable or Immaterial Information

Section 2.1 of Regulation 51-101 does not require the filing of any information, even if specified in Regulation 51-101 or in a form referred to in Regulation 51-101, if that information is inapplicable or not material in respect of the reporting issuer. See section 1.4 of this Policy Statement for a discussion of materiality.

If an item of prescribed information is not disclosed because it is inapplicable or immaterial, it is unnecessary to state that fact or to make reference to the disclosure requirement.

2.3. Use of Forms

Section 2.1 of Regulation 51-101 requires the annual filing of information set out in Form 51-101F1 and reports in accordance with Form 51-101F2 and Form 51-101F3. Appendix 1 to this Policy Statement provides an example of how certain of the reserves data might be presented. While the format presented in Appendix 1 in respect of reserves data and other oil and gas information is not mandatory, we encourage reporting issuers to use this format.

The information specified in all three forms, or any two of the forms, can be combined in a single document. A reporting issuer may wish to include statements indicating the relationship between documents or parts of one document. For example, the reporting issuer may wish to accompany the report of the independent qualified reserves evaluator or auditor (Form 51-101F2) with a reference to the reporting issuer’s disclosure of the reserves data (Form 51-101F1), and vice versa.

A reporting issuer may supplement the annual disclosure required under Regulation 51-101 with additional information corresponding to that prescribed in Form 51-101F1, Form 51-101F2 and Form 51-101F3, but as at dates, or for periods, subsequent to those for which annual disclosure is required. However, to avoid confusion, such supplementary disclosure should be clearly identified as being interim disclosure and distinguished from the annual disclosure (for example, if appropriate, by reference to a particular interim period). Supplementary interim disclosure does not satisfy the annual disclosure requirements of section 2.1 of Regulation 51-101.

2.4. Annual Information Form

Section 2.3 of Regulation 51-101 permits reporting issuers to satisfy the requirements of section 2.1 of Regulation 51-101 by presenting the information required under section 2.1 in an annual information form. If a reporting issuer adopting this approach provides optional disclosure of contingent resources data and prospective resources data in its statement of reserves data and other oil and gas information required under section 2.1, that disclosure must be included as an appendix to the reporting issuer’s annual information form.

(1) **Meaning of “Annual Information Form”** - Annual information form has the same meaning as “AIF” in *Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations*. Therefore, as set out in that definition, an annual information form can be a completed Form 51-102F2 Annual Information Form or, in the case of an SEC issuer (as defined in Regulation

51-102), a completed Form 51-102F2 or an annual report or transition report under the 1934 Act on Form 10-K, Form 10-KSB or Form 20-F.

(2) **Option to Set Out Information in Annual Information Form** - Form 51-102F2 Annual Information Form allows the information required by section 2.1 of Regulation 51-101 to be included in the annual information form. That information may be included either by setting out the text of the information in the annual information form or by incorporating it, by reference to the separately filed documents. The option offered by section 2.3 of Regulation 51-101 enables a reporting issuer to satisfy its obligations under section 2.1 of Regulation 51-101, as well as its obligations in respect of annual information form disclosure, by setting out the information required under section 2.1 only once, in the annual information form. If the annual information form is on Form 10-K, this can be accomplished by including the information in a supplement (often referred to as a “wrapper”) to the Form 10-K.

A reporting issuer that elects to set out in full in its annual information form the information required by section 2.1 of Regulation 51-101 need not file that information again for the purpose of section 2.1 in one or more separate documents. However, a reporting issuer that elects to follow this approach must file, at the same time and on SEDAR, in the appropriate SEDAR category, a notice in accordance with Form 51-101F4 (see subsection 2.3(2) of Regulation 51-101). This notification will assist other SEDAR users in finding that information. It is not necessary to make a duplicate filing of the annual information form itself under the SEDAR Regulation 51-101 oil and gas disclosure category.

2.5. Reporting Issuer With No Reserves or Ceasing to Engage in Oil and Gas Activities

The requirement to make annual Regulation 51-101 filings is not limited to only those reporting issuers that have reserves and related future net revenue. A reporting issuer with no reserves but with prospects, unproved properties or resources may be engaged in oil and gas activities (see section 1.3 above) and therefore subject to Regulation 51-101. That means the reporting issuer must still make annual Regulation 51-101 filings and ensure that it complies with other Regulation 51-101 requirements. The following is guidance on the preparation of Form 51-101F1, Form 51-101F2, Form 51-101F3, Form 51-101F5 and other oil and gas disclosure if the reporting issuer has no reserves.

(1) **Form 51-101F1** - Section 1.4 of Regulation 51-101 states that the Regulation applies only in respect of information that is material in respect of a reporting issuer. If indeed a reporting issuer has no reserves, we would consider that fact alone material. The reporting issuer's disclosure, under Part 2 of Form 51-101F1, should make clear that it has no reserves and hence is not reporting related future net revenue.

Supporting information regarding reserves data required under Part 2 (e.g., price estimates) that are not material to the reporting issuer may be omitted. However, if the reporting issuer had disclosed reserves and related future net revenue in the previous year, and has no reserves as at the end of its current financial year, the reporting issuer is still required by Part 4 of Form 51-101F1 to present a reconciliation to the prior-year's estimates of reserves.

The reporting issuer is also required to disclose information required under Part 6 of Form 51-101F1. Those requirements apply irrespective of the quantum of reserves. This would include information about properties (items 6.1 and 6.2), costs (item 6.6), and exploration and development activities (item 6.7). The disclosure should make clear that the reporting issuer had no production, as that fact would be material.

(2) **Form 51-101F2** - Regulation 51-101 requires a reporting issuer to retain an independent qualified reserves evaluator or auditor to evaluate or audit its reserves data, contingent resources data or prospective resources data, if that data is included in the statement required under item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101, and to have that evaluator or auditor report to the board of directors.

If the reporting issuer had no reserves during the year, it would not need to retain an evaluator or auditor just to file a (nil) report of the independent evaluators on the reserves data in the form of Form 51-101F2. If, however, the issuer did retain an evaluator or auditor to evaluate reserves, and the evaluator or auditor concluded that they could not be so categorized, or reclassified those

reserves to resources, the issuer would have to file a report of the qualified reserves evaluator because the evaluator has, in fact, evaluated the reserves and expressed an opinion.

(3) **Form 51-101F3** - Irrespective of whether the reporting issuer has reserves or resources other than reserves to report, the requirement to file a report of management and directors in the form of Form 51-101F3 applies.

(4) **Form 51-101F5** - Section 6.2 of Regulation 51-101 requires reporting issuers that cease to be engaged in oil and gas activities to file a notice in the form of Form 51-101F5.

(5) **Other Regulation 51-101 Requirements** - Regulation 51-101 does not require reporting issuers to disclose anticipated results from, or estimates of a quantity or an estimated value attributable to an estimated quantity of, their contingent resources or prospective resources. However, if a reporting issuer chooses to disclose that type of information, sections 5.9, 5.16 and 5.17 of Regulation 51-101 apply to that disclosure. If disclosed in the statement required under item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101, Part 7 of Form 51-101F1 also applies to that disclosure.

Section 5.3 of Regulation 51-101 requires reserves and resources other than reserves to be disclosed using the applicable terminology and categories set out in the COGE Handbook.

2.6. Reservation in Report of Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor

A report of an independent qualified reserves evaluator or auditor on reserves data will not satisfy the requirements of item 2 of section 2.1 of Regulation 51-101 if the report contains a reservation, which can be removed by the reporting issuer (subsection 2.4(2) of Regulation 51-101).

The CSA do not generally consider time and cost considerations to be causes of a reservation that cannot be removed by the reporting issuer.

A report containing a reservation may be acceptable if the reservation is caused by a limitation in the scope of the evaluation or audit resulting from an event that clearly limits the availability of necessary records and which is beyond the control of the reporting issuer. This could be the case if, for example, necessary records have been inadvertently destroyed and cannot be recreated or if necessary records are in a country at war and access is not practicable.

One potential source of reservations, which the CSA consider can and should be addressed in a different way, is reliance by a qualified reserves evaluator or auditor on information derived or obtained from a reporting issuer's independent financial auditors or reflected in their report. The CSA recommend that qualified reserves evaluators or auditors follow the procedures and guidance set out in both sections 4 and 12 of volume 1 of the COGE Handbook in respect of dealings with independent financial auditors. In so doing, the CSA expect that the quality of reserves data can be enhanced and a potential source of reservations can be eliminated.

2.7. Disclosure in Form 51-101F1

(1) **Royalty Interest in Reserves** - Net reserves (or "company net reserves") of a reporting issuer include its royalty interest in reserves.

If a reporting issuer cannot obtain the information it requires to enable it to include a royalty interest in reserves in its disclosure of net reserves, it should, proximate to its disclosure of net reserves, disclose that fact and its corresponding royalty interest share of oil and gas production for the year ended on the effective date.

(2) **Government Restriction on Disclosure** - If, because of a restriction imposed by a government or governmental authority having jurisdiction over a property, a reporting issuer excludes reserves information from its reserves data disclosed under Regulation 51-101, the disclosure should include a statement that identifies the property or country for which the information is excluded and explains the exclusion.

(3) Computation of Future Net Revenue

(a) Tax

Reporting issuers are required to disclose estimates of after-tax net present value of proved and probable reserves in the statement prepared in accordance with Form 51-101F1. In addition, reporting issuers may, but are not required to, disclose volumes and estimates of risked after-tax net present value of future net revenue of contingent resources and prospective resources in an appendix to the statement prepared in accordance with Form 51-101F1. In a separate disclosure document, a reporting issuer may also disclose its reserves or other information of a type that is specified in the Form 51-101F1 in the aggregate or for a portion of its activities subject to the requirements of subparagraph 5.2(1)(a)(iii) and paragraph 5.2(1)(c) of Regulation 51-101.

Estimates of after-tax net present value are dependent on a number of factors including, but not limited to, one or more of the following:

- forecast future capital expenditure required to achieve forecast production;
- interaction with, or deductibility of, government royalties or proportionate sharing rights;
- inclusion of existing tax pool balances of the reporting issuer (inclusion is prescribed for reporting issuer-aggregate estimates according to section 7 of volume 1 of the COGE Handbook);
- tax pool write-off rates;
- sequence of tax pool utilization;
- applicability of special tax incentives; and
- forecast production revenue and expenses.

Each of these can have a significant impact on the outcome, which could mislead investors if not considered in the evaluation or if the reporting issuer's disclosure does not provide sufficient accompanying information.

If a reporting issuer discloses after-tax net present value, it should generally include, as appropriate, one or more of the following:

- a general explanation of the method and assumptions used in the reporting issuer's calculation, worded to reflect its specific circumstance and the approach taken. This need not be detailed, but major aspects should be addressed, such as whether tax pools have been included in the evaluation;
- an explanatory statement to the following effect:

“The after-tax net present value of [the name of company]'s oil and gas properties here reflects the tax burden on the properties on a stand-alone basis. It does not consider any tax planning. It does not provide an estimate of the value at the reporting issuer's related business entity, which may be significantly different. The financial statements and the management's discussion & analysis (MD&A) of the [name of reporting issuer] should be consulted for information at the level of the reporting issuer.”

Tax pools should be taken into account when computing future net revenue after income taxes. The definition of “future income tax expense” is set out in the Regulation 51-101 Glossary. Essentially, future income tax expenses represent estimated cash income taxes payable on the reporting issuer's future pre-tax cash flows. These cash income taxes payable should be computed by applying the appropriate year-end statutory tax rates, taking into account future tax rates already legislated, to future pre-tax net cash flows reduced by appropriate deductions of estimated unclaimed costs and losses carried forward for tax purposes and relating to oil and gas

activities (i.e., tax pools). Such tax pools may include Canadian oil and gas property expense (COGPE), Canadian development expense (CDE), Canadian exploration expense (CEE), undepreciated capital cost (UCC) and unused prior year's tax losses. (Reporting issuers should be aware of limitations on the use of certain tax pools resulting from acquisitions of properties in situations where provisions of the Income Tax Act concerning successor corporations apply.)

(b) **Other Fiscal Regimes**

Other fiscal regimes, such as those involving production sharing contracts, should be adequately explained with appropriate allocations made to various categories of proved reserves and to probable reserves.

(4) **Supplementary Disclosure of Future Net Revenue Using Constant Prices and Costs** - Form 51-101F1 gives reporting issuers the option of disclosing future net revenue, together with associated estimates of reserves or resources other than reserves, calculated using constant prices and costs. Constant prices and costs are assumed not to change throughout the life of a property, except to the extent of certain fixed or presently determinable future prices or costs to which the reporting issuer is legally bound by a contractual or other obligation to supply a physical product (including those for an extension period of a contract that is likely to be extended).

(4.1) **Estimates of Contingent Resources and Prospective Resources**

Estimates of contingent resources should be disclosed to the most specific category set out in the COGE Handbook, which includes project maturity sub-classes for contingent resources.

Since contingent resources and prospective resources are subject to risks that result in less than 100% chance of commerciality, the qualified reserves evaluator or auditor of a reporting issuer will need to address those risks in the estimation and classification of that reporting issuer's publicly disclosed contingent resources and prospective resources. There are many methods to accomplish this and no particular method is being prescribed.

Expected Value Theory is one of the methods which can be used to quantify the risked volumes and values of the resources. The expected value is the sum of all the possible outcomes of a project, such as volumes and values of the resources, multiplied by their respective estimated probabilities of occurrence. The expected value is not the actual value of the contingent resources or prospective resources for a particular project but an average of the outcomes weighted by probabilities of the outcomes. If a reporting issuer has a large number of similar projects and they are executed many times, the actual value obtained may approach the expected value. Expected value is a decision tool to decide if a project will go ahead.

If the expected value is in monetary terms, the calculated expected value is termed Expected Monetary Value (EMV) and it is one applicable method that can be used to estimate a risked net present value of future net revenue. One occurrence of a single project is unlikely to achieve the calculated EMV. In theory, by always choosing projects with the greatest positive EMV, the reporting issuer may achieve better results than by making more random decisions. The COGE Handbook states that EMV is not a projection of revenue but a tool for companies to determine whether it makes sense to proceed with a project to develop potential sales volumes. Reporting issuers will need to explain how those volumes and values were determined if included under Item 7.1 or 7.2 of Form 51-101F1.

Contingent resources in the development pending project maturity sub-class have the highest chance of development and commerciality of all resources other than reserves. Because there is additional uncertainty with the other project maturity sub-classes of contingent resources and prospective resources, disclosure of the risked net present value of prospective resources and contingent resources other than in the development pending project maturity sub-class should be accompanied by a detailed explanation of chance of commerciality, which includes both the chance of discovery and the chance of development based on economic and development-related factors (such as development plans, production forecasts, markets, facilities, capital and operating costs, product prices and approvals) in the case of prospective resources and chance of development in the case of contingent resources. Without disclosure relating to the chance of discovery and chance of development, disclosure of the risked net present value of prospective

resources and contingent resources other than in the development pending project maturity subclass may be misleading.

(5) (paragraph repealed).

(6) **Reserves Reconciliation**

(a) If the reporting issuer reports reserves, but had no reserves to report at the start of the reconciliation period, a reconciliation of reserves must be carried out if any reserves added during the previous year are material. Such a reconciliation will have an opening balance of zero.

(b) The reserves reconciliation is prepared on a gross reserves, not net reserves, basis. For some reporting issuers with significant royalty interests, such as royalty trusts, the net reserves may exceed the gross reserves. In order to provide adequate disclosure given the distinctive nature of its business, the reporting issuer may also disclose its reserves reconciliation on a net reserves basis. The reporting issuer is not precluded from providing this additional information with its disclosure prescribed in Form 51-101F1 provided that the net reserves basis for the reconciliation is clearly identified in the additional disclosure to avoid confusion.

(c) Clause 2(c)(ii) of item 4.1 of Form 51-101F1 requires reconciliations of reserves to separately identify and explain reserves changes, including technical revisions. Technical revisions show changes in existing reserves estimates, in respect of carried-forward properties, over the period of the reconciliation (i.e., between estimates as at the effective date and the prior year's estimate) and are the result of new technical information, not the result of capital expenditure. With respect to making technical revisions, the following should be noted:

- **Infill Drilling:** It would not be acceptable to include infill drilling results as a technical revision. Reserves additions derived from infill drilling during the year are not attributable to revisions to the previous year's reserves estimates. Infill drilling reserves must either be included in the "extensions and improved recovery" reserve change category or in an additional stand-alone reserve change category in the reserves reconciliation labelled "infill drilling".
- **Acquisitions:** If an acquisition is made during the year, (i.e., in the period between the effective date and the prior year's estimate), the reserves estimate to be used in the reconciliation is the estimate of reserves at the effective date, not at the acquisition date, plus any production since the acquisition date. This production must be included as production in the reconciliation. If there has been a change in the reserves estimate between the acquisition date and the effective date other than that due to production, the reporting issuer should explain this as part of the reconciliation in a footnote to the reconciliation table.

(7) **Significant Factors or Uncertainties** - Item 5.2 of Form 51-101F1 requires a reporting issuer to identify and discuss important economic factors or significant uncertainties that affect particular components of the reserves data.

Important economic factors or significant uncertainties may include abandonment and reclamation costs, unusually high expected development costs or operating costs, or contractual obligations to produce and sell a significant portion of production at prices substantially below those which could be realized but for those contractual obligations.

Incidents that lead to a significant decrease in the volume of production from business operations should be disclosed. This may include production losses due to theft and sabotage. In order to not be misleading, the decrease in the volume of production should be considered for disclosure when a reporting issuer sets out first-year production estimates under Form 51-101F1 requirements.

If events subsequent to the effective date but prior to the preparation date have resulted in significant changes in expected future prices, such that the forecast prices reflected in the reserves data differ significantly from those that would be considered to be a reasonable outlook on the future around the date of the company's "statement of reserves data and other information", then the reporting issuer's statement might include, pursuant to item 5.2, a discussion of that change and its effect on the disclosed future net revenue estimates. It may be

misleading to omit this information. Refer to subsection 2.8(3) of this Policy Statement respecting the related commentary relating to qualified reserves evaluators or auditors.

(8) **Additional Information** - As discussed in section 2.3 above and in the instructions to Form 51-101F1, Regulation 51-101 offers flexibility in the use of the prescribed forms and the presentation of required information.

The disclosure prescribed in Form 51-101F1 is the minimum disclosure required, subject to the materiality standard. Reporting issuers may provide additional disclosure that is not inconsistent with Regulation 51-101 and not misleading.

To the extent that additional, or more detailed, disclosure can be expected to assist readers in understanding and assessing the mandatory disclosure, it is encouraged. Indeed, to the extent that additional disclosure of material facts is necessary in order to make mandated disclosure not misleading, a failure to provide that additional disclosure would amount to a misrepresentation.

(9) **Sample Reserves Data Disclosure** - Appendix 1 to this Policy Statement sets out an example of how certain of the reserves data, contingent resources data and prospective resources data might be presented in a manner which the CSA consider to be consistent with Regulation 51-101 and Form 51-101F1. The CSA encourages reporting issuers to use the format presented in Appendix 1.

The sample presentation in Appendix 1 also illustrates how certain additional information not mandated under Form 51-101F1 might be incorporated in an annual filing.

2.8. Form 51-101F2

(1) **Negative Assurance by Qualified Reserves Evaluator or Auditor** - A qualified reserves evaluator or auditor conducting a review may wish to express only negative assurance – for example, in a statement such as “Nothing has come to my attention which would indicate that the reserves data have not been prepared in accordance with principles and definitions presented in the Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook”. This can be contrasted with a positive statement such as an opinion that “The reserves data have, in all material respects, been determined and presented in accordance with the Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook and are, therefore, free of material misstatement”.

The CSA are of the view that statements of negative assurance can be misinterpreted as providing a higher degree of assurance than is intended or warranted.

The CSA believe that a statement of negative assurance would constitute so material a departure from the report prescribed in Form 51-101F2 as to fail to satisfy the requirements of item 2 of section 2.1 of Regulation 51-101.

In the rare case, if any, in which there are compelling reasons for making such disclosure (e.g., a prohibition on disclosure to external parties), the CSA believe that, to avoid providing information that could be misleading, the reporting issuer should include in such disclosure useful explanatory and cautionary statements. Such statements should explain the limited nature of the work undertaken by the qualified reserves evaluator or auditor and the limited scope of the assurance expressed, noting that it does not amount to a positive opinion.

(2) **Variations in Estimates** – The report prescribed by Form 51-101F2 contains statements to the effect that variations between reserves data, contingent resources data and prospective resources data and actual results may be material but those estimates have been determined in accordance with the COGE Handbook, which has been consistently applied.

Reserves and resources other than reserves estimates are made at a point in time, being the effective date. A reconciliation of a reserves and resources other than reserves estimate to actual results is likely to show variations and the variations may be material. This variation may arise from factors such as exploration discoveries, acquisitions, divestments and economic factors that were not considered in the initial reserves estimate. Variations that occur with respect to properties that were included in both the reserves and resources other than reserves

estimate and the actual results may be due to technical or economic factors. Any variations arising due to technical factors must be consistent with the fact that reserves and resources other than reserves are categorized according to the probability of their recovery.

(3) **Effective date of Evaluation** - A qualified reserves evaluator or auditor cannot prepare an evaluation using information that relates to events that occurred after the effective date, being the financial year-end. Information that relates to events that occurred after the year-end should not be incorporated into the forecasts. For example, information about drilling results from wells drilled in January or February, or changes in production that occurred after year-end date of December 31, should not be used. Even though this more recent information is available, the evaluator or auditor should not go back and change the forecast information for disclosure purposes. The forecast is to be based on the evaluator's or auditor's perception of the future as of December 31, the effective date of the report. Refer to subsection 2.7(4.1)(7) of this Policy Statement respecting the related commentary relating to reporting issuers.

2.9. Chief Executive Officer

Paragraph 2.1(3)(e) of Regulation 51-101 requires a reporting issuer to file a report in accordance with Form 51-101F3 that is executed by the chief executive officer. The term "chief executive officer" should be read to include the individual who has the responsibilities normally associated with this position or the person who acts in a similar capacity. This determination should be made irrespective of an individual's corporate title and whether that individual is employed directly or acts pursuant to an agreement or understanding.

2.10. Reporting Issuer Not a Corporation

If a reporting issuer is not a corporation, a report in accordance with Form 51-101F3 would be executed by the persons who, in relation to the reporting issuer, are in a similar position or perform similar functions to the persons required to execute under paragraph 2.1(3)(e) of Regulation 51-101.

PART 3 RESPONSIBILITIES OF REPORTING ISSUERS AND DIRECTORS

3.1. Reserves Committee

Section 3.4 of Regulation 51-101 enumerates certain responsibilities of the board of directors of a reporting issuer in connection with the preparation of oil and gas disclosure.

The CSA believe that certain of these responsibilities can in many cases more appropriately be fulfilled by a smaller group of directors who bring particular experience or abilities and an independent perspective to the task.

Subsection 3.5(1) of Regulation 51-101 permits a board of directors to delegate responsibilities (other than the responsibility to approve the content or filing of certain documents) to a committee of directors, a majority of whose members are independent of management. Although subsection 3.5(1) is not mandatory, the CSA encourage reporting issuers and their directors to adopt this approach.

3.2. Responsibility for Disclosure

Regulation 51-101 requires the involvement of an independent qualified reserves evaluator or auditor in preparing or reporting on certain oil and gas information disclosed by a reporting issuer, and in section 3.2 mandates the appointment of an independent qualified reserves evaluator or auditor to report on reserves data and resources other than reserves data.

The CSA do not intend or believe that the involvement of an independent qualified reserves evaluator or auditor relieves the reporting issuer of responsibility for information disclosed by it for the purposes of Regulation 51-101.

PART 4 MEASUREMENT

4.1. Consistency in Dates

Section 4.2 of Regulation 51-101 requires consistency in the timing of recording the effects of events or transactions for the purposes of both annual financial statements and annual reserves data disclosure.

To ensure that the effects of events or transactions are recorded, disclosed or otherwise reflected consistently (in respect of timing) in all public disclosure, a reporting issuer will wish to ensure that both its financial auditors and its qualified reserves evaluators or auditors, as well as its directors, are kept apprised of relevant events and transactions, and to facilitate communication between its financial auditors and its qualified reserves evaluators or auditors.

Sections 4 and 12 of volume 1 of the COGE Handbook set out procedures and guidance for the conduct of reserves evaluations and reserves audits, respectively. Section 12 deals with the relationship between a reserves auditor and the client's financial auditor. Section 4, in connection with reserves evaluations, deals somewhat differently with the relationship between the qualified reserves evaluator or auditor and the client's financial auditor. The CSA recommend that qualified reserves evaluators or auditors carry out the procedures discussed in both sections 4 and 12 of volume 1 of the COGE Handbook, whether conducting a reserves evaluation or a reserves audit.

PART 5 REQUIREMENTS APPLICABLE TO ALL DISCLOSURE

5.1. Application of Part 5

(1) **General** - Part 5 of Regulation 51-101 imposes requirements and restrictions that apply to all "disclosure" (or, in some cases, all written disclosure) of a type described in section 5.1 of Regulation 51-101. Section 5.1 refers to disclosure that is either

- filed by a reporting issuer with the securities regulatory authority, or
- if not filed, otherwise made available to the public or made in circumstances in which, at the time of making the disclosure, the reporting issuer expects, or ought reasonably to expect, the disclosure to become available to the public.

As such, Part 5 applies to a broad range of disclosure including

- the annual filings required under Part 2 of Regulation 51-101,
- other continuous disclosure filings, including material change reports (which themselves may also be subject to Part 6 of Regulation 51-101),
- public disclosure documents, whether or not filed, including news releases,
- public disclosure made in connection with a distribution of securities, including a prospectus, and
- except in respect of provisions of Part 5 that apply only to written disclosure, public speeches and presentations made by representatives of the reporting issuer on behalf of the reporting issuer.

For these purposes, the CSA consider written disclosure to include any writing, map, plot or other printed representation whether produced, stored or disseminated on paper or electronically. For example, if material distributed at a company presentation refers to BOEs, the material should be prepared in accordance with section 5.14 of Regulation 51-101.

To ensure compliance with the requirements of Part 5, the CSA encourage reporting issuers to involve a qualified reserves evaluator or auditor, or other person who is familiar with

Regulation 51-101 and the COGE Handbook, in the preparation, review or approval of all such oil and gas disclosure.

(2) **Supplementary Resources Disclosure** – All public disclosure of reserves or resources other than reserves made by a reporting issuer must be made in accordance with Part 5 of Regulation 51-101. This means that reserves and resources other than reserves disclosed publicly by a reporting issuer must be evaluated in accordance with the COGE Handbook. A reporting issuer may supplement its disclosure of reserves or resources other than reserves evaluated in accordance with an alternative resources evaluation standard under section 5.18 of Regulation 51-101, to the extent that such disclosure is not contrary to section 5.18 of Regulation 51-101. Alternative resources evaluation standards that the CSA considers acceptable include the SEC's oil and gas disclosure framework and the Petroleum Resource Management System prepared by the Society of Petroleum Engineers.

The CSA are of the view that disclosure is “required under the laws of or by a foreign jurisdiction” when, in order to access the capital markets of a foreign jurisdiction, a reporting issuer is required by that jurisdiction to present reserves or resources other than reserves disclosure in accordance with that jurisdiction's resources evaluation standard.

If a reporting issuer re-discloses a reserves or resources other than reserves estimate that has been provided in response to the laws of a foreign jurisdiction in public disclosure that has not been required by a foreign jurisdiction (for example, in a news release), a reporting issuer will need to consider whether there is sufficient context in the non-required disclosure to allow a reader of that document to appreciate the nature of the alternative resources evaluation standard and the differences between the estimate prepared under Regulation 51-101 and the alternative resources evaluation standard.

Paragraphs 5.18(2)(b) and (3)(c) of Regulation 51-101 require a description of the differences between an estimate prepared under an alternative resources evaluation standard and an estimate prepared under Regulation 51-101 and the COGE Handbook, and the reasons for those differences, but does not require an actual reconciliation of those estimates

5.2. Disclosure of Reserves and Other Information

(1) **General** - A reporting issuer must comply with the requirements of section 5.2 of Regulation 51-101 in its disclosure, to the public, of reserves estimates and other information of a type specified in Form 51-101F1. This would include, for example, disclosure of such information in a news release.

(2) **Reserves** - Regulation 51-101 does not prescribe any particular methods of estimation but it does require that a reserves estimate be prepared in accordance with the COGE Handbook.

(3) **Possible Reserves** - A possible reserves estimate - either alone or as part of a sum - is often a relatively large number that, by definition, has a low probability of actually being recovered. For this reason, the cautionary language prescribed in subparagraph 5.2(1)(a)(v) of Regulation 51-101 must accompany the written disclosure of a possible reserves estimate.

(4) **Probabilistic and Deterministic Evaluation Methods** - Section 5 of volume 1 of the COGE Handbook states that “In principle, there should be no difference between estimates prepared using probabilistic or deterministic methods”.

When deterministic methods are used, in the absence of a “mathematically derived quantitative measure of probability”, the classification of reserves is based on professional judgment as to the quantitative measure of certainty attained.

When probabilistic methods are used in conjunction with good engineering and geological practice, they will provide more statistical information than the conventional deterministic method. The following are a few critical criteria that an evaluator must satisfy when applying probabilistic methods:

- The evaluator must still estimate the reserves and resources other than reserves applying the definitions and using the guidelines set out in the COGE Handbook.

- Entity level probabilistic reserves and resources other than reserves estimates should be aggregated arithmetically to provide reported level reserves and resources other than reserves.

- If the evaluator also prepares aggregate reserves and resources other than reserves estimates using probabilistic methods, the evaluator should explain in the evaluation report the method used. In particular with respect to reserves, the evaluator should specify what confidence levels were used at the entity, property, and reported (i.e., total) levels for each of proved, proved + probable and proved + probable + possible (if reported) reserves.

- If the reporting issuer discloses the aggregate reserves and resources other than reserves that the evaluator prepared using probabilistic methods, the reporting issuer should provide a brief explanation, near that disclosure, about the reserves and resources other than reserves definitions used for estimating the reserves and resources other than reserves, about the method that the evaluator used, and the underlying confidence levels that the evaluator applied.

(5) **Availability of Funding** - In assigning reserves to an undeveloped property, the reporting issuer is not required to have the funding available to develop the reserves, since they may be developed by means other than the expenditure of the reporting issuer's funds (for example by a farm-out or sale). Reserves must be estimated assuming that development of the properties will occur without regard to the likely availability of funding required for that property. See section 7 of volume 1 of the COGE Handbook and subparagraph 5.2(1)(a)(iv) of Regulation 51-101.

However, item 5.3 of Form 51-101F1 requires a reporting issuer to discuss its expectations as to the sources and costs of funding for estimated future development costs. If the costs of funding would make development of a property unlikely, then even if reserves were assigned, the reporting issuer must discuss that expectation and its plans for the property.

Disclosure of an estimate of reserves, contingent resources or prospective resources in respect of which timely availability of funding for development is not assured may be misleading if that disclosure is not accompanied, proximate to it, by a discussion (or a cross-reference to such a discussion in other disclosure filed by the reporting issuer on SEDAR) of funding uncertainties and their anticipated effect on the timing or completion of such development (or on any particular stage of multi-stage development such as often observed in oil sands developments).

(6) **Proved or Probable Undeveloped Reserves** - Proved or probable undeveloped reserves must be reported in the year in which they are recognized. If the reporting issuer does not disclose the proved or probable undeveloped reserves, it may be omitting material information, thereby causing the reserves disclosure to be misleading. If the proved or probable undeveloped reserves are not disclosed to the public, then those who have a special relationship with the reporting issuer and know about the existence of these reserves would not be permitted to purchase or sell the securities of the reporting issuer until that information has been disclosed. If the reporting issuer has filed or intends to file a prospectus, the prospectus might not contain "full, true and plain disclosure" of all material facts if it does not contain information about these proved or probable undeveloped reserves. Reporting issuers should review section 10.3 of volume 1 of the COGE Handbook for a discussion on what information is to be included in disclosure about these reserves

(7) **Mechanical Updates** - So-called "mechanical updates" of reserves and resources other than reserves reports are sometimes created, often by rerunning previous evaluations with a new price deck. This is problematic since there may have been material changes other than price that may result in to the report being misleading. If a reporting issuer discloses the results of the mechanical update it should ensure that all relevant material changes are also disclosed so that the information is not misleading.

5.3. Classification of Reserves and of Resources Other Than Reserves

Section 5.3 of Regulation 51-101 requires that any disclosure of reserves or of resources other than reserves must apply the applicable categories and terminology set out in the COGE

Handbook. The definitions of resource categories, derived from the COGE Handbook, are provided in the Regulation 51-101 Glossary. In addition, section 5.3 of Regulation 51-101 requires that disclosure of reserves or of resources other than reserves must relate to the most specific category of reserves or of resources other than reserves in which the reserves or resources other than reserves can be classified. For instance, there are several project maturity sub-classes of contingent resources including development pending, development on-hold, development unclarified and development not viable.

Reserves can be characterized as proved, probable or possible, according to the probability that such quantities will actually be produced. As described in the COGE Handbook, proved, probable and possible reserves represent conservative, realistic and optimistic estimates of reserves, respectively. Therefore, any disclosure of reserves must indicate whether they are proved, probable or possible reserves.

Reporting issuers that disclose resources other than reserves must identify those resources as discovered or undiscovered except in exceptional circumstances where the most specific category is total petroleum initially-in-place, discovered petroleum initially-in-place or undiscovered petroleum initially-in-place, in which case the reporting issuer must comply with subsection 5.16(3) of Regulation 51-101.

5.4. Natural Gas By-Products

Section 5.5 of Regulation 51-101 does not allow natural gas liquids reserves (NGLs) to be assigned prior to the first point of sale unless the NGLs have been extracted from the natural gas stream. If the NGLs will be extracted prior to the first point of sale, it may be appropriate to disclose NGLs reserves if there is a contract in place that explicitly provides for alternate delivery or marketing arrangements.

5.5. Future Net Revenue Not Fair Market Value

A risked or unrisked net present value of future net revenue is not a measure of fair market value.

5.6. Evaluator or Auditor Consent

Section 4.4 of volume 1 of the COGE Handbook recommends the preparation of an engagement letter that specifies a "project description confirming the scope and objective of the [evaluation] project". An evaluation report is typically prepared for a particular purpose. CSA staff recommend that reporting issuers seek the consent of the evaluator prior to disclosing information from a report for a purpose other than which the report was prepared, or for selective disclosure from any report. A requirement for the evaluator's consent to disclose part or all of an evaluation is often part of this engagement letter.

5.7. Disclosure of Resources Other than Reserves

(1) **Disclosure of Resources Generally** - The disclosure of resources, excluding proved and probable reserves, is not mandatory under Regulation 51-101, except that a reporting issuer must make disclosure concerning its unproved properties and resource activities in its annual filings as described in Part 6 of Form 51-101F1. Additional disclosure beyond this is voluntary and must comply with section 5.9 of Regulation 51-101 if anticipated results from the resources other than reserves are voluntarily disclosed.

For prospectuses, the general securities disclosure obligation of "full, true and plain" disclosure of all material facts would require the disclosure of reserves or of resources other than reserves that are material to the reporting issuer, even if the disclosure is not mandated by Regulation 51-101. Any such disclosure should be based on supportable analysis.

Disclosure of resources other than reserves may involve the use of statistical measures that may be unfamiliar to a user. It is the responsibility of the evaluator and the reporting issuer to be familiar with these measures and for the reporting issuer to be able to explain them to

investors. Information on statistical measures may be found in the COGE Handbook (section 9 of volume 1 and section 4 of volume 2) and in the extensive technical literature¹ on the subject.

(2) **Disclosure of Anticipated Results under Subsection 5.9(1) of Regulation 51-101** - If a reporting issuer voluntarily discloses anticipated results from resources that are not classified as reserves, it must disclose certain basic information concerning the resources, which is set out in subsection 5.9(1) of Regulation 51-101. Additional disclosure requirements arise if the anticipated results disclosed by the reporting issuer include an estimate of a resource quantity or associated value, as set out below in subsection 5.7(3).

If a reporting issuer discloses anticipated results relating to numerous aggregated properties, prospects or resources, the reporting issuer may, depending on the circumstances, satisfy the requirements of subsection 5.9(1) by providing summarized information in respect of each prescribed requirement. The reporting issuer must ensure that its disclosure is reasonable, meaningful and at a level appropriate to its size.

For a reporting issuer with a few properties, it may be appropriate to make the disclosure for each property. For a reporting issuer with many properties, it may be more appropriate to summarize the information by major areas or for major projects. However, the convenience of aggregating properties will not justify disclosure of resources in a category less specific than required to be disclosed by subsection 5.3 of Regulation 51-101.

Section 9 of volume 1 of the COGE Handbook provides the following definition of uncertainty:

“Uncertainty is used to describe the range of possible outcomes of a reserves estimate.”

However, the concept of uncertainty is generally applicable to any estimate, including not only reserves, but also to all other categories of resources.

In satisfying the requirement of paragraph 5.9(1)(d) of Regulation 51-101, a reporting issuer should ensure that their disclosure includes the risks and uncertainties that are appropriate and meaningful for their activities. This may be expressed quantitatively as probabilities or qualitatively by appropriate description. If the reporting issuer chooses to express the risks and level of uncertainty qualitatively, the disclosure must be meaningful and not in the nature of a general disclaimer.

If the reporting issuer discloses the estimated value of an unproved property other than a value attributable to an estimated resource quantity, then the reporting issuer must disclose the basis of the calculation of the value, in accordance with paragraph 5.9(1)(e) of Regulation 51-101. This type of value is typically based on petroleum land management practices that consider activities and land prices in nearby areas. If done independently, it would be done by a valuator with petroleum land management expertise who would generally be a member of a professional organization such as the Canadian Association of Petroleum Landmen. This is distinguishable from the determination of a value attributable to an estimated resource quantity, as contemplated in subsection 5.9(2) of Regulation 51-101. This latter type of value estimate must be prepared by a qualified reserves evaluator or auditor.

The calculation of an estimated value described in paragraph 5.9(1)(e) of Regulation 51-101 may be based on one or more of the following factors:

- the acquisition cost of the unproved property to the reporting issuer, provided there have been no material changes in the unproved property, the surrounding properties, or the general oil and gas economic climate since acquisition;

¹ For example, Determination of Oil and Gas Reserves, Monograph No. 1, Chapter 22, Petroleum Society of CIM, Second Edition 2004, (ISBN 0-9697990-2-0). Newendorp, P., & Schuyler, J., 2000, Decision Analysis for Petroleum Exploration, Planning Press, Aurora, Colorado (ISBN 0-9664401-1-0). Rose, P. R., Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures, AAPG Methods in Exploration Series No. 12, AAPG (ISBN 0-89181-062-1).

- recent sales by others of interests in the same unproved property;
- terms and conditions, expressed in monetary terms, of recent farm-in agreements related to the unproved property;
- terms and conditions, expressed in monetary terms, of recent work commitments related to the unproved property;
- recent sales of similar properties in the same general area;
- recent exploration and discovery activity in the general area;
- the remaining term of the unproved property; or
- burdens (such as overriding royalties) that impact on the value of the property.

The reporting issuer must disclose the basis of the calculation of the value of the unproved property, which may include one or more of the above-noted factors.

The reporting issuer must also disclose whether the value was prepared by an independent party. In circumstances in which paragraph 5.9(1)(e) of Regulation 51-101 applies and where the value is prepared by an independent party, in order to ensure that the reporting issuer is not making public disclosure of misleading information, the CSA expect the reporting issuer to provide all relevant information to the valuator to enable the valuator to prepare the estimate.

(3) Disclosure of an Estimate of Quantity or Associated Value of a Resource under Subsection 5.9(2) of Regulation 51-101

(a) Overview of Subsection 5.9(2) of Regulation 51-101

Pursuant to subsection 5.9(2) of Regulation 51-101, if a reporting issuer discloses an estimate of a resource quantity or an associated value, the estimate must have been prepared by a qualified reserves evaluator or auditor. Contingent resources data and prospective resources data disclosed as an appendix (see Instruction 1 of Part 7 of Form 51-101F1) to the statement required under item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101 must have been prepared by an independent qualified reserves evaluator or auditor.

If a reporting issuer provides disclosure of reserves data, contingent resources data or prospective resources data outside of its annual required filings under section 2.1 of Regulation 51-101 and wishes to file or disseminate a report in a format comparable to that prescribed in Form 51-101F2, it may do so. However, the title of such a form should not contain the term "Form 51-101F2" as this form is specific to the report required by item 2 of section 2.1 of Regulation 51-101. A heading such as "Report on Resource Estimate by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor" may be appropriate. Although such an evaluation is required to be carried out by a qualified reserves evaluator or auditor, there is no requirement that it be independent. If an independent party does not prepare the report, reporting issuers should consider amending the title or content of the report to make it clear that the report has not been prepared by an independent party and the resources estimate is not an independent resources estimate.

Pursuant to section 5.3 of Regulation 51-101, the reporting issuer must ensure that the estimated resources relate to the most specific applicable category of resources in which the resources can be classified. As discussed above in subsection 5.7(2) of this Policy Statement, if a reporting issuer wishes to disclose an aggregate resources estimate which involves the aggregation of numerous properties, prospects or resources, it must ensure that the disclosure does not result in a contravention of the requirement in subsection 5.3(1) of Regulation 51-101. A reporting issuer should be aware that the disclosure of the summation of volumes from an economic project with an un-economic project may be misleading.

Subsection 5.9(2) of Regulation 51-101 requires the reporting issuer to disclose certain information in addition to that prescribed in subsection 5.9(1) of Regulation 51-101 to

assist recipients of the disclosure in understanding the nature of risks associated with the estimate. This information includes a definition of the resource category used for the estimate, disclosure of factors relevant to the estimate and cautionary language.

(b) Definitions of Resource Categories

For the purpose of complying with the requirement of defining the resource category, the reporting issuer must ensure that disclosure of the definition is consistent with the resource categories and terminology set out in the COGE Handbook, pursuant to section 5.3 of Regulation 51-101 and the Regulation 51-101 *Glossary*. Section 5 of volume 1 and section 2 of volume 2 of the COGE Handbook and the Regulation 51-101 *Glossary* identify and define the various classes, sub-classes and categories of resources.

By definition, reserves of any type, contingent resources and prospective resources are estimates of volumes that are recoverable or potentially recoverable. Terms such as “potential reserves”, “undiscovered reserves”, “reserves in place”, “in-place reserves” or similar terms must not be used because they are incorrect and misleading. The disclosure of reserves or of resources other than reserves must be consistent with the terminology and categories set out in the COGE Handbook, pursuant to section 5.3 of Regulation 51-101.

In addition to disclosing the most specific applicable category of resources, the reporting issuer may disclose total petroleum initially-in-place, discovered petroleum initially-in-place or undiscovered petroleum initially-in-place estimates provided that the additional disclosure required by subsection 5.16(3) of Regulation 51-101 is included.

(c) Application of Subsection 5.9(2) of Regulation 51-101

Reporting issuers are required to disclose significant positive and negative factors relevant to the estimate pursuant to subparagraph 5.9(2)(d)(iii) of Regulation 51-101. For example, if there is no infrastructure in the region to transport the resources, this may constitute a significant negative factor relevant to the estimate. Other examples would include abandonment and reclamation costs, a significant lease expiry, theft and sabotage as discussed in section 2.7(7) of this Policy Statement, or any legal, capital, political, technological, business or other factor that is highly relevant to the estimate. To the extent that the reporting issuer discloses an estimate for numerous properties that are aggregated, it may disclose significant positive and negative factors relevant to the aggregate estimate, unless discussion of a particular material property or resources is warranted in order to provide adequate disclosure to investors.

The cautionary language in subparagraph 5.9(2)(d)(v) of Regulation 51-101 includes a prescribed disclosure that there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources. The concept of commercial viability would incorporate the criteria for determining commerciality provided in section 5.3 of volume 1 of the COGE Handbook.

5.8. Analogous Information

A reporting issuer may wish to base an estimate on, or include comparative analogous information for their area of interest, such as reserves, resources, and production, from fields or wells, in nearby or geologically similar areas. Particular care must be taken in using and presenting this type of information. For the purposes of Regulation 51-101, CSA staff interpret a field to be limited to a single pool or a grouping of several pools within the geographic area or administrative unit from which product types can reasonably be recovered. Using only the best wells or fields in an area, or ignoring dry holes, for instance, may be particularly misleading. It is important to present a factual and balanced view of the information being provided.

The reporting issuer must comply with the disclosure requirements of section 5.10 of Regulation 51-101, when it discloses analogous information, as that term is broadly defined in Regulation 51-101, for an area which includes the reporting issuer’s area of interest. Pursuant to subsection 5.10(2) of Regulation 51-101, if the reporting issuer discloses an estimate of its own reserves or resources other than reserves based on an extrapolation from the analogous information, or if the analogous information itself is an estimate of its own reserves or resources, the reporting issuer must ensure the estimate is prepared in accordance with the COGE

Handbook and disclosed in accordance with Regulation 51-101 generally. For example, in respect of a reserves or resources other than reserves estimate, the estimate must be classified and prepared in accordance with the COGE Handbook by a qualified reserves evaluator or auditor and must otherwise comply with the requirements of section 5.2 of Regulation 51-101.

5.8.1. Consistent Use of Units of Measurement

Reporting issuers should be consistent in their use of units of measurement within and between disclosure documents, to facilitate understanding and comparison of the disclosure. For example, reporting issuers should not, without compelling reason, switch between imperial units of measure (such as barrels) and Système International (SI) units of measurement (such as tonnes) within or between disclosure documents. Reporting issuers should refer to appendices B and C of volume 1 of the COGE Handbook for the proper reporting of units of measurement.

In all cases, in accordance with subparagraph 5.2(1)(a)(iii) and section 5.3 of Regulation 51-101, reporting issuers should apply the relevant terminology and unit prefixes set out in the COGE Handbook.

5.8.2. Oil and Gas Metrics

BOEs and McfGEs

Section 5.14 of Regulation 51-101 sets out requirements that apply to all oil and gas metrics, including the disclosure of reserves or resources other than reserves by a reporting issuer using units of equivalency such as BOEs or McfGEs. A commonly used conversion ratio in the oil and gas industry is 6 Mcf of gas to 1 bbl of oil. If a reporting issuer uses a 6 Mcf to 1 bbl ratio, in order to satisfy paragraph 5.14(1)(d) of Regulation 51-101, the reporting issuer should provide a cautionary statement to the following effect:

“BOEs [or McfGEs or other applicable units of equivalency] may be misleading particularly if used in isolation. A BOE conversion ratio of 6 Mcf: 1 bbl [or “A McfGE conversion ratio of 1 bbl: 6 Mcf”] is based on an energy equivalency conversion method primarily applicable at the burner tip and does not represent a value equivalency at the wellhead.”

When the value ratio is significantly different from the energy equivalency of 6:1; the disclosure may be misleading without additional information.

Results using conversion ratios other than 6:1 may be disclosed, provided an explanation is given. Section 13 of volume 1 of the COGE Handbook, under the heading “Barrels of Oil Equivalent”, provides additional guidance.

Net Asset Value, Reserve Replacement and Netbacks

If a reporting issuer discloses net asset value, reserves replacement or netbacks, additional disclosure will be required by paragraphs 5.14(1)(b) and 5.14(2)(a) of Regulation 51-101. For example, if a reporting issuer discloses

(a) net asset value or net asset value per share, it would be required to include a description of the methods used to value assets and liabilities and the number of shares used in the calculation,

(b) reserves replacement, it would be required to include an explanation of the method of calculation applied, or

(c) netback, it would be required to reflect netbacks calculated by subtracting royalties and operating costs from revenues and state the method of calculation.

5.9. Finding and Development Costs

Section 5.14 of Regulation 51-101 sets out requirements that would apply if a reporting issuer discloses finding and development costs.

If a reporting issuer discloses finding and development costs, it must, pursuant to paragraphs 5.14(1)(b) and 5.14(2)(a) of Regulation 51-101 include the method of calculation, the results of the calculation and if the disclosure also includes a result derived using any other method of calculation, a description of that method and the reason for its use.

5.9.1. Summation of Resource Categories

An estimate of quantity or an estimate of value constitutes a summation, disclosure of which is prohibited by subsection 5.16(1) of Regulation 51-101, if that estimate reflects a combination of estimates, known or available to the reporting issuer, for two or more of the subcategories enumerated in that provision. There may be circumstances in which a disclosed estimate was arrived at in accordance with the COGE Handbook without combining, and without the reporting issuer knowing or having access to, estimates in two or more of those enumerated categories. Disclosure of such an estimate would not generally be considered to constitute a summation for purposes of that provision.

5.10. Prospectus Disclosure

In addition to the general disclosure requirements in Regulation 51-101 which apply to prospectuses, the following commentary provides additional guidance on topics of frequent enquiry.

(1) **Significant Acquisitions** - To the extent that a reporting issuer engaged in oil and gas activities discloses a significant acquisition in its prospectus, it must disclose sufficient information for a reader to determine how the acquisition affected the reserves data and other information previously disclosed in the reporting issuer's Form 51-101F1. This requirement stems from Part 6 of Regulation 51-101 with respect to material changes. This is in addition to specific prospectus requirements for financial information satisfying significant acquisitions.

(2) **Disclosure of Resources** - The disclosure of resources, excluding proved and probable reserves, is generally not mandatory under Regulation 51-101, except for certain disclosure concerning the reporting issuer's unproved properties and resource activities as described in Part 6 of Form 51-101F1, which information would be incorporated into the prospectus. Additional disclosure beyond this is voluntary and must comply with Part 5 of Regulation 51-101, as applicable. However, the general securities disclosure obligation of "full, true and plain" disclosure of all material facts in a prospectus would require the disclosure of resources that are material to the reporting issuer, even if the disclosure is not mandated by Regulation 51-101.

(3) **Proved or Probable Undeveloped Reserves** - Further to the guidance provided in subsection 5.2(6) of this Policy Statement, proved or probable undeveloped reserves must be reported in the year in which they are recognized. If the reporting issuer does not disclose the proved or probable undeveloped reserves just because it has not yet spent the capital to develop these reserves, it may be omitting material information, thereby causing the reserves disclosure to be misleading. If the reporting issuer has filed or intends to file a prospectus, the prospectus might not contain "full, true and plain disclosure" of all material facts if it does not contain information about these proved undeveloped reserves.

(4) **Reserves Reconciliation in an Initial Public Offering** - In an initial public offering, if the reporting issuer does not have a reserves report as at its prior year-end, or if this report does not provide the information required to carry out a reserves reconciliation pursuant to item 4.1 of Form 51-101F1, the CSA may consider granting relief from the requirement to provide the reserves reconciliation. A condition of the relief may include a description in the prospectus of relevant changes in any of the reserve change categories of the reserves reconciliation.

(5) **Relief to Provide More Recent Form 51-101F1 Information in a Prospectus** - If a reporting issuer is filing a preliminary prospectus and wishes to disclose reserves data and other oil and gas information as at a more recent date than its applicable year-end date, the CSA may consider relieving the reporting issuer of the requirement to disclose the reserves data and other information as at year-end.

A reporting issuer may determine that its obligation to provide “full, true and plain disclosure” obliges it to include in its prospectus reserves data and other oil and gas information as at a date more recent than specified in the prospectus requirements. The prospectus requirements state that the information must be as at the reporting issuer’s most recent financial year-end in respect of which the prospectus includes financial statements.

CSA staff may consider granting relief on a case-by-case basis to permit a reporting issuer in these circumstances to include in its prospectus the oil and gas information prepared with an effective date more recent than the financial year-end date, without also including the corresponding information effective as at the year-end date. A consideration for granting this relief may include disclosure of Form 51-101F1 information with an effective date that coincides with the date of interim financial statements. The reporting issuer should request such relief in the covering letter accompanying its preliminary prospectus. The grant of the relief would be evidenced by the prospectus receipt.

PART 6 MATERIAL CHANGE DISCLOSURE

6.1. Changes from Filed Information

Part 6 of Regulation 51-101 requires the inclusion of specified information in disclosure of certain material changes.

The information to be filed each year under Part 2 of Regulation 51-101 is prepared as at, or for a period ended on, the reporting issuer’s most recent financial year-end. That date is the effective date referred to in subsection 6.1(1) of Regulation 51-101. When a material change occurs after that date, the filed information may no longer, as a result of the material change, convey meaningful information, or the original information may have become misleading in the absence of updated information.

Part 6 of Regulation 51-101 requires that the disclosure of the material change include a discussion of the reporting issuer’s reasonable expectation of how the material change has affected the reporting issuer’s reserves data and other information contained in its filed disclosure. This would not require that an evaluation be carried out. However, the reporting issuer should ensure it complies with the general disclosure requirements set out in Part 5, as applicable. For example, if the material change report discloses an updated reserves estimate, this should be prepared in accordance with the COGE Handbook and by a qualified reserves evaluator or auditor. The continuity of ongoing disclosure, including the disclosure of material changes as they happen, is an important factor in keeping investors informed of a reporting issuer’s business.

This material change disclosure can reduce the likelihood of investors being misled, and maintain the usefulness of the original filed oil and gas information when the two are read together.

APPENDIX 1 SAMPLE RESERVES DATA DISCLOSURE

Format of Disclosure

Regulation 51-101 and Form 51-101F1 do not mandate the format of the disclosure of reserves data and related information by reporting issuers. However, the CSA encourages reporting issuers to use the format presented in this Appendix.

Whatever format and level of detail a reporting issuer chooses to use in satisfying the requirements of Regulation 51-101, the objective should be to enable reasonable investors to understand and assess the information, and compare it to corresponding information presented by the reporting issuer for other reporting periods or to similar information presented by other reporting issuers, in order to be in a position to make informed investment decisions concerning securities of the reporting issuer.

A logical and legible layout of information, use of descriptive headings, and consistency in terminology and presentation from document to document and from period to period, are all likely to further that objective.

Reporting issuers and their advisers are reminded of the materiality standard under section 1.4 of Regulation 51-101, and of the instructions in Form 51-101F1.

See also sections 1.4, 2.2 and 2.3 and subsections 2.7(8) and 2.7(9) of *Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*.

Sample Tables

The following sample tables provide an example of how certain of the reserves data might be presented in a manner consistent with Regulation 51-101.

These sample tables do not reflect all of the information required by Form 51-101F1, and they have been simplified to reflect reserves in one country only. For the purpose of illustration, the sample tables also incorporate information not mandated by Regulation 51-101 but which reporting issuers might wish to include in their disclosure; shading indicates this non-mandatory information.

SUMMARY OF OIL AND GAS RESERVES
as of December 31, 2015
FORECAST PRICES AND COSTS

RESERVES CATEGORY	RESERVES ⁽¹⁾							
	LIGHT CRUDE OIL AND MEDIUM CRUDE OIL		HEAVY CRUDE OIL		CONVENTIONAL NATURAL GAS		NATURAL GAS LIQUIDS	
	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (MMcf)	Net (MMcf)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)
PROVED								
Developed Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Developed Non-Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Undeveloped	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL PROVED	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
PROBABLE	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL PROVED PLUS PROBABLE	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

(1) Other product types must be added if material.

SUMMARY OF NET PRESENT VALUE OF FUTURE NET REVENUE
as of December 31, 2015
FORECAST PRICES AND COSTS

RESERVES CATEGORY	NET PRESENT VALUE OF FUTURE NET REVENUE										UNIT VALUE BEFORE INCOME TAXES DISCOUNTED AT 10%/year (\$/Mcf) (\$/bbl)
	BEFORE INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					AFTER INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					
	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	
PROVED											
Developed Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Developed Non-Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Undeveloped	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL PROVED	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
PROBABLE	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL PROVED PLUS PROBABLE	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxx

(1) A reporting issuer may wish to satisfy its requirement to disclose these unit values by inserting this disclosure for each category of proved reserves and probable reserves, by product type, in the chart for item 2.1(3)(c) of Form 51-101F1 (see sample chart below entitled Future Net Revenue by Product Type).

(2) The unit values are based on net reserves volumes.

Reference: Item 2.1(1) and (2) of Form 51-101F1

**TOTAL FUTURE NET REVENUE
(UNDISCOUNTED)
as of December 31, 2015
FORECAST PRICES AND COSTS**

RESERVES CATEGORY	REVENUE (M\$)	ROYALTIES (M\$)	OPERATING COSTS (M\$)	DEVELOPMENT COSTS (M\$)	ABANDONMENT AND RECLAMATION COSTS (M\$)	FUTURE NET REVENUE BEFORE INCOME TAXES (M\$)	INCOME TAXES (M\$)	FUTURE NET REVENUE AFTER INCOME TAXES (M\$)
Proved Reserves	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Proved Plus Probable Reserves	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

Reference: Item 2.1(3)(b) of Form 51-101F1

**FUTURE NET REVENUE
BY PRODUCT TYPE
as of December 31, 2015
FORECAST PRICES AND COSTS**

RESERVES CATEGORY	PRODUCT TYPE	FUTURE NET REVENUE BEFORE INCOME TAXES (discounted at 10%/year) (M\$)	UNIT VALUE (\$/Mcf) (\$/bbl)
Proved Reserves	Bitumen	xxx	xxx
	Coal Bed Methane	xxx	xxx
	Conventional Natural Gas (including by-products but excluding solution gas and by-products from oil wells)	xxx	xxx
	Gas Hydrates	xxx	xxx
	Heavy Crude Oil (including solution gas and other by-products)	xxx	xxx
	Light Crude Oil and Medium Crude Oil (including solution gas and other by-products)	xxx	xxx
	Natural Gas Liquids	xxx	xxx
	Shale Gas	xxx	xxx
	Synthetic Crude Oil	xxx	xxx
	Synthetic Gas	xxx	xxx
	Tight Oil	xxx	xxx
		xxx	xxx
		xxx	xxx
Proved Plus Probable Reserves	Bitumen	xxx	xxx
	Coal Bed Methane	xxx	xxx
	Conventional Natural Gas (including by-products but excluding solution gas and by-products from oil wells)	xxx	xxx
	Gas Hydrates	xxx	xxx
	Heavy Crude Oil (including solution gas and other by-products)	xxx	xxx
	Light Crude Oil and Medium Crude Oil (including solution gas and other by-products)	xxx	xxx
	Natural Gas Liquids	xxx	xxx
	Shale Gas	xxx	xxx
	Synthetic Crude Oil	xxx	xxx
	Synthetic Gas	xxx	xxx
	Tight Oil	xxx	xxx
		xxx	xxx
		xxx	xxx

Reference: Item 2.1(3)(c) of Form 51-101F1

**SUMMARY OF PRICING ASSUMPTIONS
as of December 31, 2015**

CONSTANT PRICES AND COSTS⁽¹⁾

Year	OIL ⁽²⁾				NATURAL GAS ⁽²⁾ AECO Gas Price (\$/Cdn/MMBtu)	NATURAL GAS LIQUIDS FOB Field Gate (\$/Cdn/bbl)	EXCHANGE RATE ⁽³⁾ (\$/US/SCdn)
	WTI Cushing Oklahoma (\$/US/bbl)	Edmonton Par/Mixed Sweet Blend Price 40° API (\$/Cdn/bbl)	Hardisty Heavy 12° API (\$/Cdn/bbl)	Cromer Medium 29.3° API (\$/Cdn/bbl)			
Historical (Year End)							
2012	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2013	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2014	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2015 (Year End)	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

- (1) This disclosure is triggered by optional supplementary disclosure of item 2.2 of Form 51-101F1.
(2) This summary table identifies benchmark reference pricing schedules that might apply to a reporting issuer.
(3) The exchange rate used to generate the benchmark reference prices in this table.

Reference: Item 3.1 of Form 51-101F1

 OPTIONAL
SUPPLEMENTARY

SUMMARY OF PRICING AND INFLATION RATE ASSUMPTIONS
as of December 31, 2015

FORECAST PRICES AND COSTS

Year	OIL ⁽¹⁾				NATURAL GAS ⁽¹⁾ AECO Gas Price (\$/MMBtu)	NATURAL GAS LIQUIDS FOB Field Gate (\$/bbl)	INFLATION RATES ⁽²⁾ %/Year	EXCHANGE RATE ⁽³⁾ \$/Cdn
	WTI Cushing Oklahoma \$/bbl	Edmonton Par/Mixed Sweet Blend Price 40° API \$/bbl	Hardisty Heavy 12° API \$/bbl	Cromer Medium 29.3° API \$/bbl				
Historical ⁽⁴⁾								
2012	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2013	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2014	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2015	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Forecast								
2016	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2017	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2018	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2019	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2020	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Thereafter	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

(1) This summary table identifies benchmark reference pricing schedules that might apply to a reporting issuer.

(2) Inflation rates for forecasting prices and costs.

(3) Exchange rates used to generate the benchmark reference prices in this table

(4) Item 3.2(1)(b) of Form 51-101F1 also requires disclosure of the reporting issuer's weighted average historical prices for the most recent financial year (2014, in this example).

 OPTIONAL
SUPPLEMENTARY

Reference: Item 3.2 of Form 51-101F1

**RECONCILIATION OF
COMPANY GROSS RESERVES
BY PRODUCT TYPE⁽¹⁾**

FORECAST PRICES AND COSTS

FACTORS	LIGHT CRUDE OIL AND MEDIUM CRUDE OIL			HEAVY CRUDE OIL			CONVENTIONAL NATURAL GAS		
	Gross Proved (Mbbbl)	Gross Probable (Mbbbl)	Gross Proved Plus Probable (Mbbbl)	Gross Proved (Mbbbl)	Gross Probable (Mbbbl)	Gross Proved Plus Probable (Mbbbl)	Gross Proved (MMcf)	Gross Probable (MMcf)	Gross Proved Plus Probable (MMcf)
December 31, 2014	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Extensions & Improved Recovery	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Technical Revisions	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Discoveries	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Acquisitions	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Dispositions	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Economic Factors	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Production	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
December 31, 2015	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

(1) The reserves reconciliation must include other product types, including bitumen, natural gas liquids, synthetic crude oil, coal bed methane, gas hydrates, shale gas and synthetic gas, if material for the reporting issuer.

Reference: Item 4.1 of Form 51-101F1

SUMMARY OF RISKED OIL AND GAS CONTINGENT RESOURCES⁽¹⁾
as of December 31, 2015
FORECAST PRICES AND COSTS

RESOURCES PROJECT MATURITY SUB- CLASS	CONTINGENT RESOURCES ⁽²⁾							
	LIGHT CRUDE OIL AND MEDIUM CRUDE OIL		HEAVY CRUDE OIL		CONVENTIONAL NATURAL GAS		NATURAL GAS LIQUIDS	
	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (MMcf)	Net (MMcf)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)
CONTINGENT (2C) Development Pending	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

- (1) This disclosure is triggered by optional disclosure of *contingent resources* in the statement prepared in accordance with item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101. Disclosure of risked estimates of volume are required under item 7.1(1)(a) of Form 51-101F1.
- (2) Other product types must be added if material.
- (3) The disclosure in this table must comply with and include the disclosure required by section 5.9 of Regulation 51-101, including section 5.9(2)(d).
- (4) A reporting issuer should consider whether the disclosure of development unclarified or development not viable sub-classes contingent resources in the statement of reserves data and other oil and gas information would be misleading given the uncertainty and risk associated with those estimates. Section 2 of volume 2 of the COGE Handbook details commerciality factors.

 OPTIONAL
SUPPLEMENTARY

Reference: Item 7.1(a) of Form 51-101F1

SUMMARY OF RISKED NET PRESENT VALUE OF FUTURE NET REVENUE⁽¹⁾
(CONTINGENT RESOURCES)
as of December 31, 2015
FORECAST PRICES AND COSTS

An estimate of risked net present value of future net revenue of contingent resources is preliminary in nature and is provided to assist the reader in reaching an opinion on the merit and likelihood of the company proceeding with the required investment. It includes contingent resources that are considered too uncertain with respect to the chance of development to be classified as reserves. There is no certainty that the estimate of risked net present value of future net revenue will be realized.

RESOURCES PROJECT MATURITY SUB- CLASS	RISKED NET PRESENT VALUE OF FUTURE NET REVENUE									
	BEFORE INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					AFTER INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)				
	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)
CONTINGENT (2C) Development Pending	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

- (1) This disclosure is triggered by optional disclosure of contingent resources in the statement prepared in accordance with item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101
(2) The disclosure in this table must comply with and include the disclosure required by section 5.9 of Regulation 51-101.

 OPTIONAL
SUPPLEMENTARY

Reference: Item 7.1(b) of Form 51-101F1

SUMMARY OF RISKED OIL AND GAS PROSPECTIVE RESOURCES⁽¹⁾
as of December 31, 2015
VOLUMES

RESOURCES	PROSPECTIVE RESOURCES ⁽²⁾							
	LIGHT CRUDE OIL AND MEDIUM CRUDE OIL		HEAVY CRUDE OIL		CONVENTIONAL NATURAL GAS		NATURAL GAS LIQUIDS	
	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (MMcf)	Net (MMcf)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)
PROSPECTIVE (Best Estimate)	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

(1) This disclosure is triggered by optional disclosure of prospective resources in the statement prepared in accordance with item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101. Disclosure of risked estimates of volume are required under Item 7.2(1) of Form 51-101F1

(2) Other product types must be added if material.

(3) The disclosure in this table must comply with and include the disclosure required by section 5.9 of Regulation 51-101.

(4) A reporting issuer should consider whether the disclosure of prospective resources in the statement of reserves data and other oil and gas information would be misleading given the uncertainty and risk associated with those estimates.

 OPTIONAL
SUPPLEMENTARY

Reference: Item 7.2(a) of Form 51-101F1