

# 6.2

## Réglementation et instructions générales

---

---

## 6.2 RÉGLEMENTATION ET INSTRUCTIONS GÉNÉRALES

### 6.2.1 Consultation

#### Projet de règlement

Loi sur les valeurs mobilières  
(L.R.Q., c. V-1.1, a. 331.1, par. 1°, 2°, 3°, 8°, 19.3°, 19.5°, 20° et 34° et a. 331.2)

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

Avis est donné par l'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité »), que, conformément à l'article 331.2 de la *Loi sur les valeurs mobilières*, L.R.Q., c. V-1.1, le règlement suivant dont le texte est publié ci-dessous, pourra être pris par l'Autorité et ensuite soumis au ministre des Finances et de l'Économie pour approbation, avec ou sans modification, à l'expiration d'un délai de 90 jours à compter de sa publication au Bulletin de l'Autorité :

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

Vous trouverez également ci-dessous le projet de *Modification de l'Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (version soulignée).

#### Consultation

Toute personne intéressée ayant des commentaires à formuler à ce sujet est priée de les faire parvenir par écrit au plus tard le **17 janvier 2014**, en s'adressant à :

M<sup>e</sup> Anne-Marie Beaudoin  
Secrétaire générale  
Autorité des marchés financiers  
800, square Victoria, 22<sup>e</sup> étage  
C.P. 246, tour de la Bourse  
Montréal (Québec) H4Z 1G3  
Télécopieur : (514) 864-6381  
Courrier électronique : [consultation-en-cours@lautorite.qc.ca](mailto:consultation-en-cours@lautorite.qc.ca)

#### Renseignements additionnels

Des renseignements additionnels peuvent être obtenus en s'adressant à :

Luc Arsenault  
Géologue  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337, poste 4373 ou  
877-525-0337 (sans frais au Canada)  
[luc.arsenault@lautorite.qc.ca](mailto:luc.arsenault@lautorite.qc.ca)

**Le 17 octobre 2013**

**Avis de consultation**  
**Projet de Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information  
concernant les activités pétrolières et gazières**  
**et**  
**Projet de modification de l'Instruction générale relative au  
Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités  
pétrolières et gazières**

**Le 17 octobre 2013**

**Introduction**

Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM » ou « nous ») publient pour une période de consultation de 90 jours les textes suivants (les « projets de modifications ») :

- le projet de *Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « règlement »);
- le projet de modification de l'*Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« instruction générale »).

Le texte des projets de modifications est publié avec le présent avis et peut être consulté sur le site Web des membres des ACVM suivants :

[www.lautorite.qc.ca](http://www.lautorite.qc.ca)  
[www.albertasecurities.com](http://www.albertasecurities.com)  
[www.bcsc.bc.ca](http://www.bcsc.bc.ca)  
[www.gov.ns.ca/nssc](http://www.gov.ns.ca/nssc)  
[www.fcmb.ca](http://www.fcmb.ca)  
[www.osc.gov.on.ca](http://www.osc.gov.on.ca)  
[www.fcaa.gov.sk.ca](http://www.fcaa.gov.sk.ca)  
[www.msc.gov.mb.ca](http://www.msc.gov.mb.ca)

**Objet**

Les projets de modifications représentent un virage important. Ils se traduiront par la présentation d'information de meilleure qualité sur les ressources autres que des réserves et les mesures connexes, tout en donnant davantage de souplesse aux émetteurs assujettis exerçant des activités pétrolières et gazières qui font des déclarations dans différents pays, produisent divers types de produits pétroliers et gaziers et exercent leurs activités sous différents régimes réglementaires.

Les projets de modifications ont également pour objectif d'harmoniser les dispositions du règlement avec les changements proposés au *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le

-2-

« manuel COGE »). Plus particulièrement, les modifications au paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement visent à calquer les indications supplémentaires fournies, dans les changements au manuel COGE, sur l'évaluation et le classement des ressources autres que des réserves. Dans l'éventualité où des changements apportés au manuel COGE avant la mise en œuvre des projets de modifications s'écarteraient du projet de paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement, il est prévu que le règlement sera modifié de nouveau avant sa mise en œuvre afin de se coller au cadre d'évaluation et de classement qui sera adopté dans le manuel COGE.

### Contexte

Le règlement établit une norme de présentation de l'information pour les émetteurs assujettis qui exercent des activités pétrolières et gazières. En vertu du règlement, ils sont tenus de fournir de l'information annuelle, de nommer un évaluateur de réserves qualifié indépendant, de faciliter la communication entre le conseil d'administration et cet évaluateur et d'établir toute l'information sur les réserves et les ressources autres que des réserves qui doit être rendue publique conformément à la partie 5, qui comprend notamment l'obligation d'établir l'information sur les ressources autres que des réserves conformément au manuel COGE et de la faire évaluer ou vérifier par un évaluateur de réserves qualifié. Depuis sa mise en œuvre en 2003, le règlement a été modifié à deux reprises, soit en 2007 et en 2010.

Depuis 2010, les ACVM évaluent les modifications qui pourraient être apportées au règlement en collaboration avec les émetteurs assujettis qui exercent des activités pétrolières et gazières, les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants et les participants du secteur. La publication la plus récente se rapportant au règlement était une mise à jour de l'*Avis 51-327 du personnel des ACVM, Indications sur l'information concernant le pétrole et le gaz* (l'« Avis 51-327 »), le 29 décembre 2011. Comme il y est indiqué, l'Avis 51-327 visait à fournir de nouvelles indications sur les points suivants :

- les responsabilités de l'émetteur et de l'expert;
- la présentation de la valeur actualisée nette après impôt des produits des activités ordinaires nets futurs;
- l'utilisation des bep;
- la présentation des résultats des essais d'écoulement de puits;

ainsi que davantage d'indications sur l'évaluation et le classement des hydrocarbures non classiques et le classement dans la catégorie de ressources la plus pertinente.

À la suite de notre examen de l'information présentée par les émetteurs assujettis et des commentaires des participants du secteur, nous proposons les modifications importantes suivantes, qui sont décrites en détail sous la rubrique « Résumé des projets de modifications », ci-dessous :

- dans certaines circonstances et sous réserve des obligations d'information, l'autorisation d'établir l'information conformément à une autre norme d'évaluation des ressources;

-3-

- l'ajout de définitions de types de produits au règlement ou l'amélioration des définitions actuelles;
- l'ajout d'obligations relatives à l'information sur les ressources éventuelles et les ressources prometteuses;
- l'introduction d'une approche fondée sur des principes à l'égard de la présentation de mesures du pétrole et du gaz;
- des précisions sur le point auquel les ventes de pétrole et de gaz ainsi que les ressources devraient être communiquées;
- la définition des coûts d'abandon et de remise en état et l'ajout d'obligations relatives à leur présentation;
- la suppression de l'obligation de faire concorder la présentation, dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1, des réserves qui ne sont pas détenues directement par l'émetteur assujetti et la présentation des actifs dans les états financiers;
- la suppression de l'obligation d'obtenir le consentement de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant pour publier les résultats de l'évaluation annuelle ailleurs que dans les documents annuels à déposer;
- le changement de la date à compter de laquelle l'évaluateur de réserves qualifié indépendant assume la responsabilité de l'information relative à l'évaluation des réserves;
- des précisions sur l'information à fournir lorsque l'émetteur n'a aucune réserve.

### Résumé des projets de modifications

#### 1. Autre norme d'évaluation des ressources

De nombreux émetteurs qui sont assujettis au Canada ont également accès aux marchés des capitaux des États-Unis et sont assujettis au régime de présentation de l'information sur les réserves de la SEC. Par exemple, les émetteurs inscrits auprès de la SEC qui établissent leurs états financiers conformément aux PCGR américains, au sens du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables*, ont l'obligation, en vertu du Statement 19 du Standards Accounting Board, d'inclure dans leurs états financiers l'information sur les réserves établie conformément au régime américain. Certains émetteurs ont obtenu une dispense restreinte leur permettant de présenter l'information sur les réserves établie conformément aux obligations américaines en plus de celle établie en vertu du règlement. La dispense est requise en raison de l'interprétation des articles 5.1, 5.2 et 5.3 du règlement voulant que ceux-ci n'autorisent pas la communication au public d'autre information sur les réserves que les estimations établies conformément au manuel COGE.

-4-

Le projet d'article 5.18 du règlement autorise la présentation d'information établie conformément à d'autres normes. Cette information doit être accompagnée de l'information exigée par le règlement, être établie selon une norme comparable à celle prévue dans le manuel COGE, avoir un fondement scientifique et être fondée sur des hypothèses raisonnables. Ces estimations doivent être établies par un évaluateur de réserves qualifié.

## 2. Types de produits et groupe de production

Le personnel des ACVM a constaté une augmentation de l'information sur les réserves et sur les ressources autres que des réserves, qui étaient communément appelées « non classiques » mais qui, avec le passage du temps et compte tenu de l'usage accru, ne sont plus considérées comme telles. La récupération des ressources non classiques peut entraîner des coûts différents malgré le fait que, techniquement, il s'agit du même produit. Par exemple, même si, techniquement, le gaz de schiste et le gaz naturel provenant d'un réservoir classique sont tous deux du gaz naturel, le profil de production, les risques et les coûts liés à leur récupération diffèrent. En outre, la réorientation des politiques gouvernementales et les nouvelles méthodes de récupération ont engendré de l'incertitude à propos des définitions actuelles des types de produits, par exemple la définition de l'expression « pétrole brut lourd » et l'absence de définition de l'expression « gaz de schiste ».

Les projets de modifications reprennent les définitions des types de produits du manuel COGE et les adaptent aux fins de l'information à fournir en vertu de la législation en valeurs mobilières. Le concept de groupe de production a été retiré. L'ajout des définitions et la suppression de ce concept ont pour résultat de mettre davantage l'accent sur la source et le processus de récupération du pétrole et du gaz et de ne plus regrouper les ressources non classiques.

## 3. Ressources éventuelles et prometteuses

Les sociétés se servent de plus en plus d'information sur les ressources autres que des réserves pour communiquer leur valeur et leur potentiel de développement aux investisseurs. Dans l'ensemble, la présentation d'information sur les ressources éventuelles et prometteuses a augmenté, plus particulièrement dans le relevé annuel des données relatives aux réserves établi conformément à l'Annexe 51-101A1. À l'heure actuelle, rien n'oblige les émetteurs assujettis dont le relevé contient de l'information sur ces types de ressources à fournir des projections des produits d'exploitation nets futurs actualisés avec leurs estimations du volume ni à faire établir et évaluer ou vérifier ces estimations par un évaluateur de réserves qualifié indépendant.

Les projets de modifications prévoient des balises plus claires en ce qui a trait à la présentation des ressources éventuelles et prometteuses dans les documents déposés annuellement, notamment l'obligation de présenter des projections des produits d'exploitation nets futurs comparables à celles fournies au sujet des données relatives aux réserves et l'obligation de faire établir les estimations de ressources autres que des réserves par un évaluateur de réserves qualifié indépendant.

-5-

#### 4. Mesures du pétrole et du gaz

Le personnel des ACVM a observé l'utilisation courante de mesures du volume, du rendement et de l'équivalence qui, sans autres explications ou précisions sur le contexte, peuvent être trompeuses et qui, même avec des explications, tendent à donner une fausse impression de comparabilité. Les obligations prévues actuellement par le règlement en ce qui a trait à certaines mesures, comme les frais de découverte et de développement, n'ont pas contribué à rendre ces mesures comparables ni plus faciles à comprendre.

Le projet d'article 5.14 du règlement impose l'obligation, fondée sur des principes, de décrire la norme sur laquelle repose une mesure du pétrole et du gaz communiquée au public ainsi que la méthode utilisée pour l'établir, et d'expliquer sa signification. En l'absence de norme, l'émetteur assujéti doit également décrire les paramètres utilisés pour calculer la mesure du pétrole et du gaz et fournir une mise en garde.

#### 5. Possibilité de commercialisation de la production et des réserves

Les émetteurs assujétis sont tenus, en vertu du règlement, de présenter leur production et leurs réserves en fonction du prix utilisé au point de vente où le type de produit pourrait être vendu. Toutefois, dans certains cas, il peut être inopportun, voire impossible, d'attribuer un prix à un point de vente. Le volume des ressources ou des ventes de pétrole, de gaz ou de sous-produits associés peut être mesuré au point de vente à un tiers (premier point de vente) ou au point de transfert à une autre division de l'émetteur (point de référence de remplacement), où ils sont traités avant leur vente à un tiers. Pour le gaz, la mesure peut être effectuée avant ou après la récupération des liquides de gaz naturel, et pour le bitume, avant l'ajout de diluant.

Les projets de modifications précisent ce qu'on entend par possibilité de commercialisation pour la déclaration des volumes de pétrole et de gaz. Le projet d'article 5.4 du règlement prévoit l'obligation pour l'émetteur assujéti de déclarer les volumes et les valeurs au premier point de vente du type de produit en question, sauf si ce point n'est pas pertinent, auquel cas il peut choisir un point antérieur au premier point de vente.

#### 6. Coûts d'abandon et de remise en état

Le personnel des ACVM a observé un manque d'uniformité dans la détermination de ce qui constitue des coûts d'abandon et de remise en état pour les besoins de l'information annuelle à fournir concernant le pétrole et le gaz. Il a reçu des commentaires d'intervenants du secteur à ce sujet.

Les projets de modifications précisent ce que nous entendons par coûts d'abandon et coûts de remise en état. Ils exigent de les présenter avec les produits des activités ordinaires nets futurs et les facteurs économiques ou incertitudes significatifs figurant dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1.

-6-

## 7. Présentation des réserves

L'introduction d'IFRS 11 renforce la nécessité de modifier les obligations concernant la présentation des données relatives aux réserves dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1.

Les projets de modifications renvoient au manuel COGE pour déterminer la propriété et donnent une certaine marge de manœuvre dans la façon de présenter les ressources sur lesquelles l'émetteur assujetti n'a pas de contrôle.

## 8. Autres modifications

Les projets de modifications apportent en outre des précisions sur des points suscitant une certaine confusion, notamment les suivants :

- l'obligation d'obtenir le consentement de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant à l'égard du relevé établi conformément au paragraphe 2 de la rubrique 2.1;
- la date à laquelle l'évaluateur de réserves qualifié indépendant assume la responsabilité des changements dans les données relatives aux réserves de l'émetteur assujetti;
- l'information à présenter lorsque l'émetteur n'a aucune réserve.

### **Répercussions sur les investisseurs**

Nous nous attendons à ce que les projets de modifications encouragent la présentation d'information de meilleure qualité sur les réserves et les ressources autres que des réserves. Les investisseurs devraient plus particulièrement bénéficier de ce qui suit :

- de l'information plus complète sur les ressources éventuelles et prometteuses, notamment les produits des activités ordinaires nets futurs;
- de l'obligation de recourir aux services d'un évaluateur de réserves qualifié indépendant lorsque de l'information sur les ressources éventuelles ou prometteuses est présentée dans le relevé annuel des données relatives aux réserves;
- des obligations d'information prévues dans le projet d'article 5.14 du règlement en ce qui concerne les mesures du pétrole et du gaz.

Nous ne nous attendons pas à ce que l'autorisation de présenter de l'information supplémentaire sur les réserves sous un régime d'information de remplacement soit préjudiciable aux investisseurs, puisqu'une estimation établie conformément au manuel COGE doit être fournie avec des explications.

Le retrait de l'obligation de fournir de l'information supplémentaire sur les coûts d'abandon et de remise en état dans le relevé annuel des données relatives aux réserves est compensée par l'ajout d'une définition, de l'obligation expresse de fournir une estimation et d'une instruction

-7-

prévoyant l'obligation expresse de joindre une analyse des répercussions des coûts d'abandon et des coûts de remise en état.

### **Coûts et avantages prévus des projets de modifications**

Les projets de modifications, dont l'ajout de définitions tirées du manuel COGE, amélioreront la qualité et l'uniformité de l'information des émetteurs assujettis sur leurs activités pétrolières et gazières et rehausseront la transparence des méthodes appliquées pour évaluer et mesurer les actifs pétroliers et gaziers. Comme il est indiqué ci-dessous, ces modifications pourraient faire augmenter les coûts associés à la conformité.

Les projets de modifications obligent l'émetteur assujetti qui présente des ressources éventuelles ou prometteuses dans ses documents annuels concernant le pétrole et le gaz à obtenir une évaluation indépendante et à fournir de l'information supplémentaire. Ces obligations entraîneront des frais d'expertise additionnels pour l'émetteur assujetti qui choisit de présenter ces données, mais, en contrepartie, elles accroîtront la fiabilité et l'exhaustivité de l'information fournie.

Les projets de modifications résolvent certaines problématiques concernant la comparabilité des mesures du pétrole et du gaz. Nous avons constaté que, malgré les obligations prévues par le règlement, les méthodes utilisées pour des mesures comme les frais de découverte et de développement varient considérablement entre les émetteurs assujettis exerçant des activités pétrolières et gazières. Il en résulte que les données ne sont pas comparables. Les projets de modifications prévoient de nouvelles obligations selon lesquelles les émetteurs assujettis sont tenus d'indiquer la norme sur laquelle repose les mesures du pétrole et du gaz communiquées au public ainsi que la méthode utilisée pour l'établir, et d'expliquer sa signification. L'établissement de cette information pourrait demander davantage de temps aux émetteurs et entraîner des frais supplémentaires. Toutefois, ces obligations se révéleront bénéfiques pour les investisseurs, puisque de l'information supplémentaire sera fournie sur la comparabilité des mesures du pétrole et du gaz.

Nous nous attendons à ce que les obligations proposées relativement au premier point de vente et au point de vente de remplacement favorisent l'efficacité des marchés en levant les incertitudes auxquelles certains émetteurs assujettis se sont heurtés relativement à l'établissement du prix de leurs ressources. Ces obligations ne devraient toutefois pas leur imposer de fardeau supplémentaire.

Les projets de modifications autorisent la présentation d'information supplémentaire sur les réserves établie conformément à d'autres régimes d'information. Nous nous attendons à ce que l'autorisation expresse de présenter de l'information selon une autre norme se traduise par une amélioration de l'efficacité des marchés. Nous avons réduit au minimum les répercussions de cette modification sur les investisseurs canadiens en exigeant que cette information ne soit présentée qu'en complément à l'information sur les ressources communiquée au public conformément au règlement et au manuel COGE.

-8-

**Consultation**

Nous invitons les intéressés à commenter le projet de *Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* et le projet de modification de l'*Instruction générale relative au Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* et à répondre aux questions suivantes :

1. Les projets de modifications autoriseraient les émetteurs à présenter de l'information sur les réserves établie conformément au régime de la SEC, par exemple, pour compléter celle présentée en vertu du règlement. Appuyez-vous le projet d'article 5.18 du règlement, qui vise à permettre la présentation d'information supplémentaire sur les réserves établie conformément à un régime comparable à celui du manuel COGE? Veuillez expliquer pourquoi.
2. Les projets de modifications éliminent l'obligation de présenter par groupe de production les données relatives aux réserves de l'émetteur assujetti. Êtes-vous d'accord? Veuillez expliquer pourquoi.
3. À l'heure actuelle, l'émetteur assujetti qui présente des ressources éventuelles et des ressources prometteuses n'est pas tenu de les faire établir par un évaluateur de réserves qualifié indépendant. Appuyez-vous l'obligation, prévue au projet de paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement, de faire évaluer ou vérifier les ressources éventuelles ou prometteuses présentées dans le relevé annuel des données relatives aux réserves par un évaluateur de réserves qualifié indépendant? Veuillez expliquer pourquoi.
4. Appuyez-vous l'obligation, prévue au projet de paragraphe 4 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1, d'indiquer l'estimation basse, la meilleure estimation et l'estimation haute du volume des ressources éventuelles ou des ressources prometteuses incluses dans le relevé annuel des données relatives aux réserves ainsi que la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants? Veuillez expliquer pourquoi.
5. En vertu des projets de modifications, l'émetteur assujetti qui présente une mesure du pétrole et du gaz doit indiquer la norme sur laquelle celle-ci repose ainsi que la méthode utilisée pour l'établir, et expliquer sa signification. En l'absence de norme identifiable, l'émetteur doit indiquer les paramètres utilisés pour la calculer et fournir une mise en garde. Appuyez-vous la modification proposée de l'article 5.14 du règlement, qui exige cette présentation de mesures du pétrole et du gaz comme les bep, les frais de découverte et de développement et les rentrées nettes? Veuillez expliquer pourquoi.

Veillez présenter vos commentaires par écrit au plus tard le 17 janvier 2014. Si vous ne les envoyez pas par courrier électronique, veuillez les présenter sur CD (format Microsoft Word).

Veillez adresser vos commentaires aux membres des ACVM, comme suit :

British Columbia Securities Commission  
Alberta Securities Commission

-9-

Financial and Consumer Affairs Authority (Saskatchewan)  
Commission des valeurs mobilières du Manitoba  
Commission des valeurs mobilières de l'Ontario  
Autorité des marchés financiers  
Commission des services financiers et des services aux consommateurs (Nouveau-Brunswick)  
Superintendent of Securities, Department of Justice and Public Safety, Île-du-Prince-Édouard  
Nova Scotia Securities Commission  
Securities Commission of Newfoundland and Labrador  
Surintendant des valeurs mobilières, Territoires du Nord-Ouest  
Surintendant des valeurs mobilières, Yukon  
Surintendant des valeurs mobilières, Nunavut

Veillez n'envoyer vos commentaires qu'aux adresses suivantes, et ils seront acheminés aux autres membres des ACVM

M<sup>e</sup> Anne-Marie Beaudoin  
Secrétaire générale  
Autorité des marchés financiers  
800, square Victoria, 22<sup>e</sup> étage  
C.P. 246, tour de la Bourse  
Montréal (Québec) H4Z 1G3  
Télé. : 514-864-6381  
[consultation-en-cours@lautorite.qc.ca](mailto:consultation-en-cours@lautorite.qc.ca)

Michael Jackson  
Oil and Gas Compliance Counsel  
Alberta Securities Commission  
Suite 600, 250-5<sup>th</sup> Street SW  
Calgary (Alberta) T2P 0R4  
Télé. : 403-297-2072  
[michael.jackson@asc.ca](mailto:michael.jackson@asc.ca)

Nous ne pouvons préserver la confidentialité des commentaires parce que la législation en valeurs mobilières de certaines provinces exige la publication d'un résumé des commentaires écrits reçus pendant la période de consultation.

### Questions

Pour toute question, veuillez vous adresser à l'une des personnes suivantes :

Luc Arsenault  
Géologue  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337, poste 4373 ou  
877-525-0337 (sans frais au Canada)  
[luc.arsenault@lautorite.qc.ca](mailto:luc.arsenault@lautorite.qc.ca)

-10-

Phillip Chan  
Chief Petroleum Officer and Manager  
Alberta Securities Commission  
403-355-9045  
phillip.chan@asc.ca

Michael Jackson  
Oil and Gas Compliance Counsel  
Alberta Securities Commission  
403-297-4973  
michael.jackson@asc.ca

Gordon Smith  
Senior Legal Counsel, Corporate Finance  
British Columbia Securities Commission  
604-899-6656 ou 800-373-6393 (sans frais au  
Canada)  
gsmith@bcsc.bc.ca

## 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°, 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 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 de types de produits dans leur emplacement naturel;
- b) l'acquisition de droits de propriété ou de terrains à des fins d'exploration ou en vue d'extraire les types de produits de leur emplacement naturel;
- c) les activités nécessaires 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 de pétrole brut synthétique ou de gaz synthétique;

à l'exclusion des activités suivantes :

- e) les activités qui sont entreprises après le premier point de vente;
- f) les activités liées à l'extraction de ressources naturelles autres que les types de produits et leurs sous-produits;
- g) l'extraction d'hydrocarbures découlant de l'extraction de vapeur géothermique; »;

2° par l'insertion, après la définition de l'expression « bep », des suivantes :

« bitume » : le mélange visqueux d'origine naturelle composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures lourds, dont la viscosité est supérieure à 10 000 mPa·s (cP) lorsqu'on la mesure à la température initiale du mélange dans le réservoir et à la pression atmosphérique et qu'il est dégazé;

« coûts d'abandon » : tous les coûts associés à ce qui suit :

- a) faire en sorte que rien ne puisse s'écouler d'aucun intervalle du puits dans le puits de forage ou entre les intervalles;
- b) enlever entièrement le matériel de tête de puits;
- c) enlever les installations de surface et démanteler toute installation située à proximité du puits qui sont nécessaires au transport, au traitement et au comptage d'un type de produit;

« coûts de remise en état » : tous les coûts, autres que les coûts d'abandon, associés au rétablissement des sols dans un état aussi proche que possible de leur état

d'origine ou conforme à une norme prescrite ou imposée par une autorité gouvernementale ou réglementaire; »;

3° par l'insertion, après la définition de l'expression « données relatives aux réserves », des suivantes :

« « données relatives aux ressources éventuelles » : une estimation des ressources éventuelles ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels;

« données relatives aux ressources prometteuses » : une estimation des ressources prometteuses ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels; »;

4° 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 intrinsèque dans lesquels le gaz naturel est principalement adsorbé sur le kérogène ou des minéraux argileux;

b) il nécessite l'utilisation de techniques de fracturation 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 contenu dans l'espace poral d'un gisement dont le mécanisme de piégeage principal repose sur des forces hydrodynamiques et des caractéristiques géologiques localisées ou sédimentaires;

« 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; »;

« hydrates de gaz » : les substances cristallines d'origine naturelle composées 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; »;

5° par la suppression de la définition de l'expression « groupe de production »;

6° par l'insertion, après la définition de l'expression « kpi<sup>3</sup> d'équivalent de gaz », de la suivante :

« « liquides de gaz naturel » : les composants d'hydrocarbures qu'il est possible d'extraire du gaz naturel en phase liquide, notamment l'éthane, le propane, les butanes, les pentanes et homologues supérieurs et les condensats, et qui peuvent contenir d'autres substances que des hydrocarbures; »;

7° 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, composé principalement de méthane, qui est présent dans les gisements de houille; »;

8° par l'insertion, après la définition de l'expression « ordre professionnel », des suivantes :

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

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

« pétrole brut moyen » : le pétrole brut dont la densité 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 contenu dans les schistes bitumineux, du charbon ou de la conversion du gaz en liquide, et qui peut renfermer du soufre ou d'autres composés que des hydrocarbures;

« 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; »;

9° 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, coûts d'abandon et coûts de remise en état connexes; »;

10° par l'insertion, après la définition de l'expression « résultats prévus », de la suivante :

« sous-produit » : un hydrocarbure ou une autre substance découlant de la production d'un type de produit; »;

11° 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) l'un des hydrocarbures liquides suivants :

i) un mélange de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen;

ii) le pétrole brut lourd;

iii) le bitume;

iv) les liquides de gaz naturel;

v) le pétrole brut synthétique;

b) l'un des hydrocarbures gazeux suivants :

i) le gaz naturel classique;

- ii) le méthane de houille;
- iii) les hydrates de gaz;
- iv) le gaz de schiste;
- v) le gaz synthétique; ».

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° 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° par la suppression, dans le paragraphe 3, de « , Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz ».

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 du 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 évaluateur de réserves qualifié ou un vérificateur de réserves qualifié, qui est indépendant de l'émetteur assujetti, pour faire rapport 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 demande à l'évaluateur de réserves qualifié ou au vérificateur de réserves qualifié nommé conformément au paragraphe 1 de faire rapport au conseil d'administration sur ces données. ».

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

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

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

3° 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 5.4 de ce règlement est remplacé par le suivant :

**« 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. ».

9. Les articles 5.5 et 5.7 de ce règlement sont abrogés.

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

1° par l'insertion, après la disposition *iii* du sous-paragraphe *d* du paragraphe 2, de la suivante :

« *iii.1*) une description du projet, notamment ce qui suit :

- A) chaque événement important du projet et la période précise au cours de laquelle il est censé se produire;
- B) la technique de récupération;
- C) le fait que le projet est une étude conceptuelle ou une étude préalable au développement, le cas échéant; »;

2° 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° 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. ».

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

12. 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 assujéti 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 ou 6 de l'Annexe 51-101A1 doit inclure l'information suivante à son sujet :

- a) la norme sur laquelle elle repose et sa source;
- 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 assujéti 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. ».

**13.** L'article 5.15 de ce règlement est abrogé.

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

**15.** 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 assujéti 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 assujéti 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 assujéti 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. ».

16. 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 ».**

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

18. 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. ».

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

1° par le remplacement, dans le texte anglais du paragraphe 2 des instructions générales, des mots « *its financial year then ended* » par les mots « *the financial year then ended* »;

2° par le remplacement, dans le paragraphe 4 des instructions de la rubrique 1.1, des mots « *vérificateur de ses états financiers* » par les mots « *auditeur de ses états financiers* »;

3° 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) dans le sous-paragraphe b :

A) par l'insertion, dans la disposition v et après les mots « d'abandon et », des mots « les coûts »;

B) par le remplacement, partout où ils se trouvent dans les dispositions vi, vii et viii, 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 kpi<sup>3</sup> 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 :

« 4. Ressources éventuelles ou ressources prometteuses – Si l'émetteur assujetti présente des ressources éventuelles ou des ressources prometteuses dans le relevé visé au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement, indiquer ce qui suit séparément de l'information prévue aux paragraphes 1, 2 et 3 :

a) les ressources éventuelles ou les ressources prometteuses, selon le cas, brutes et nettes, estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels, pour chaque type de produit, dans les catégories suivantes :

- i) ressources éventuelles (1C);
- ii) ressources éventuelles (2C);
- iii) ressources éventuelles (3C);
- iv) ressources prometteuses (estimation basse);
- v) ressources prometteuses (meilleure estimation);
- vi) ressources prometteuses (estimation haute);

b) la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables à chacune des catégories de ressources visées au sous-paragraphe a, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels, avant déduction des charges d'impôts futurs, calculés au moyen de taux d'actualisation de 0 %, 5 %, 10 %, 15 % et 20 %.

#### INSTRUCTIONS

1) *Présenter toutes les réserves sur lesquelles 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, les données relatives aux ressources éventuelles ou les données relatives aux ressources prometteuses, 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 ressources en cause, et non d'acheteur, de courtier, de négociant ou d'importateur indépendant, indiquer séparément la participation qu'il détient dans les ressources 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) *L'émetteur assujetti peut présenter des ressources séparément de l'information prévue à la rubrique 2.1 de la présente annexe, en indiquant le but visé et en précisant si ces ressources y figurent également.*

5) *Expliquer la nature du droit de propriété et du contrôle de l'émetteur assujetti sur les ressources 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.*

6) *L'émetteur assujetti qui présente volontairement des ressources éventuelles ou des ressources prometteuses dont l'estimation IC ou basse, selon le cas, s'établit à une valeur actualisée nette négative à un taux d'actualisation prévu au sous-paragraphe b du paragraphe 4 doit indiquer cette valeur.*

#### INDICATIONS

*L'émetteur assujetti qui fournit de l'information sur des ressources éventuelles ou des ressources prometteuses conformément à la présente annexe est tenu de se conformer à l'article 5.9 du règlement. »;*

4° par la suppression des rubriques 2.3 et 2.4;

5° dans la rubrique 3.2 :

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

b) dans les instructions :

i) par l'insertion, dans le paragraphe 2 et après les mots « données relatives aux réserves », de « , des données relatives aux ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses »;

ii) par la suppression du paragraphe 3;

6° dans la rubrique 4.1 :

a) par le remplacement des sous-paragraphes b et c du paragraphe 2 par les suivants :

« b) pour chacun des éléments suivants :

i) mélange de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen;

ii) pétrole brut lourd;

iii) bitume;

iv) liquides de gaz naturel;

v) pétrole brut synthétique;

vi) gaz naturel classique;

vii) méthane de houille;

viii) hydrates de gaz;

ix) gaz de schiste;

x) gaz synthétique;

« 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. »;

b) par le remplacement, dans le paragraphe 2 du texte anglais des instructions, du mot « *by-product* » par le mot « *byproduct* »;

7° dans la rubrique 5.1 :

a) par la suppression, partout où ils se trouvent, des mots « et, globalement, avant cette période »;

b) par le remplacement, partout où ils se trouvent, des mots « ne pas planifier » par le mot « reporter »;

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 développé par un émetteur assujéti. Seuls les volumes de pétrole et de gaz non développés 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 kpi<sup>3</sup> 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 assujéti 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° 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 assujéti a l'obligation, en vertu de la présente rubrique, de joindre une analyse des coûts d'abandon et des coûts de remise en état importants, 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 de son dernier exercice et les notes y afférentes, l'émetteur assujéti se conforme à la présente rubrique en y faisant renvoi. »;*

9° 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 sur les activités de développement ou de production prévues sur les terrains sans réserves attribuées.

*INSTRUCTIONS*

1) *L'émetteur assujéti a l'obligation, en vertu de la présente rubrique, de joindre une analyse des coûts d'abandon et des coûts de remise en état importants, 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 de son dernier exercice et les notes y afférentes, l'émetteur assujéti 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 de son dernier exercice et les notes y afférentes, l'émetteur assujéti 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 assujéti, ».

20. 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 UN ÉVALUATEUR OU 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

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

1. Nous avons [vérifié] [évalué] [et 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 [des ressources éventuelles] [et] [des ressources prometteuses] 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.

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] [évaluation] [et notre examen].

Nous avons effectué notre [vérification] [évaluation] [et notre examen] conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*), établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole).

3. Ces normes exigent que [la vérification] [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] [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.

4. **[Si la société a des réserves, inclure le présent paragraphe]** Le tableau suivant présente les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs (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] [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] [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 \$ <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Ce montant doit être celui présenté par l'émetteur assujetti 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.

**4.1 [Si la société a présenté des données relatives aux ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses, inclure le présent paragraphe]** Le tableau suivant présente les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs (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] [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 estimatif des ressources éventuelles/ prometteuses	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %)		
					Vérification	Évaluation	Total
Ressources éventuelles (2C)	Évaluateur	xx xxxx 20xx	xxxx	xxx	xxx \$	xxx \$	xxx \$
Ressources prometteuses (meilleure estimation)	Évaluateur	xx xxxx 20xx	xxxx	xxx	xxx \$	xxx \$	xxx \$

5. 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] [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.

6. 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.

7. 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] ».

21. 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 peut comprendre, si elles sont présentées dans le relevé prévu au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement, 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 déclarées]**

Un[Des] [évaluateur[s] ou vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s] a[ont] [vérifié] [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;

*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 déclarées]**

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] ».

22. 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] ».

23. Le présent règlement entre en vigueur le (*insérer ici la date d'entrée en vigueur du présent règlement*).

## 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<sup>1</sup> 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 le public à prendre des décisions en matière de placement, et les analystes, à faire des recommandations.

Les ACVM encouragent les personnes inscrites<sup>2</sup> et les autres personnes ~~ou sociétés~~ 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 résumant 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 ~~la Norme canadienne 14-101, Définitions (la « Norme canadienne~~ [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 »), définit 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<sup>3</sup>.

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.

<sup>1</sup> On trouvera dans l'Avis 51-324 du personnel des ACVM, *Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, la définition de certains termes utilisés dans le règlement, l'Annexe 51-101A1, l'Annexe 51-101A2, l'Annexe 51-101A3 et dans la présente instruction générale.

<sup>2</sup> L'expression « personne inscrite » a le sens qui lui est attribué dans la législation en valeurs mobilières du territoire concerné.

<sup>3</sup> Se reporter à l'analyse des instruments financiers figurant au paragraphe 5 de l'article 2.7 ci-après.

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'~~un apparenté de~~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'~~un apparenté de~~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'~~un apparenté de~~une partie liée à l'émetteur assujetti.

Pour l'application du sous-paragraphe d ci-dessus, ~~un~~une « ~~apparenté de~~partie liée à l'émetteur assujetti » s'entend d'une filiale de celui-ci, d'~~une société~~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) ~~Types de produits découlant d'activités relatives aux sables bitumineux et d'autres activités non traditionnelles~~ – La définition de l'expression « type de produit » à l'article 1.1 englobe les produits provenant d'activités pétrolières et gazières non traditionnelles. Le règlement s'applique donc non seulement aux activités pétrolières et gazières traditionnelles, mais aussi aux activités non traditionnelles comme l'extraction de bitume de sables bitumineux en vue de la production de pétrole synthétique, la production de bitume sur place, l'extraction de méthane de gisements houillers et l'extraction de gaz de schiste, d'huile de schiste et d'hydrates. — Bien que le règlement et l'Annexe 51-101A-1 ne mentionnent expressément les activités pétrolières et gazières non traditionnelles qu'à quelques reprises, les obligations prévues par le règlement concernant l'établissement et la communication des données relatives aux réserves et l'information sur les ressources autres que des réserves s'appliquent aux réserves et aux ressources autres que des réserves pétrolières et gazières se rapportant aux sables bitumineux, aux schistes, au charbon et aux

~~autres sources non traditionnelles d'hydrocarbures.~~ Information supplémentaire – Les ACVM encouragent les émetteurs assujettis qui exercent des activités pétrolières et gazières ~~non traditionnelles~~ 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.

Par exemple, les projets et zones 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. Dans ce cas, 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 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

En date du 12 octobre ~~2010~~, 2011, les ordres canadiens suivants sont des ordres professionnels :

- Association of Professional Engineers, ~~Geologists~~ and ~~Geophysicists~~ Geoscientists of Alberta (~~APEGGA~~, 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 Manitoba (APEGM)
- Ordre des géoscientifiques professionnels de l'Ontario
- Professional Engineers of 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

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 différent.

La liste des ordres professionnels étrangers est mise à jour régulièrement dans l'Avis 51-309 du personnel des ACVM, *Reconnaissance de certains ordres professionnels étrangers à titre d'« ordres professionnels »*. En date du 12 octobre ~~2010~~, [2011](#), les ordres étrangers suivants sont reconnus comme des ordres professionnels pour l'application du règlement :

- California Board for Professional Engineers and Land Surveyors

- State of Colorado Board of Registration for Professional Engineers and Professional Land Surveyors

- Louisiana State Board of Registration for Professional Engineers and Land Surveyors

- Oklahoma State Board of Registration 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

- Energy Institute, 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, ~~la Norme canadienne 14-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, ~~la Norme canadienne 14-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 ~~du sous-paragraphe 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.

### 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 quelques zones productives possibles, des terrains non prouvés ou des ressources pourrait néanmoins 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 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 assujetti 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'acquiescer, de vendre ou de conserver un titre de l'émetteur assujetti, 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 assujetti. 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 assujetti. De même, une participation de peu d'envergure dans un terrain pétrolier ou gazier peut être importante pour un émetteur assujetti, 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 de réserves qualifié. Il n'est pas possible de déposer ces rapports 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 assujetti 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. Bien que ce format ne soit pas obligatoire, nous encourageons les émetteurs 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.

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*, exige que l'information requise à l'article 2.1 du règlement figure dans la notice annuelle. ~~Toutefois, l'émetteur assujetti qui choisit cette option doit déposer, au même moment et dans la catégorie appropriée dans SEDAR, l'avis prévu à l'Annexe 51-101A4 (se reporter au paragraphe 2 de ~~il est possible de présenter cette information en l'intégrant soit directement dans la notice annuelle, soit par renvoi à des 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 ~~leur notice annuelle de la façon prévue par la législation en valeurs mobilières et déposer~~ au même moment au moyen de SEDAR, dans la catégorie ~~de l'information sur le pétrole et le gaz prévue par le règlement, un avis indiquant que l'information visée à l'article 2.1 du règlement se trouve dans la notice annuelle. Plus précisément, l'avis devrait être déposé au moyen de SEDAR sous le type de dossier « Information annuelle sur le pétrole et le gaz (Règlement 51-101) » et le sous type de dossier/type de document « Information annuelle sur pétrole et gaz (Annexes 51-101A1, A2 et A3) ».~~ L'avis pourrait également prendre la forme d'une copie du communiqué exigé à l'article 2.2 appropriée, l'avis prévu à l'Annexe 51-101A4 (se reporter au paragraphe 2 de l'article 2.3 du règlement). Le cas échéant, le communiqué devrait être déposé au moyen de SEDAR sous le type de dossier « Information annuelle sur le pétrole et le gaz (Règlement 51-101) » et le sous type de dossier/type de document « Communiqué (article 2.2 du Règlement 51-101) ». 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 et cessant ses activités pétrolières et gazières**

L'obligation d'effectuer des dépôts annuels prévus par le règlement ne se limite pas aux émetteurs 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 et 51-101A3 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. Cependant, si l'émetteur 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, qu'il ait des réserves ou non et quel que soit leur niveau. 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). 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 de réserves qualifié indépendant pour évaluer ou vérifier leurs données relatives aux réserves, données relatives aux ressources éventuelles ou données

relatives aux ressources prometteuses qui 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 et n'ont ~~done pas engagé~~ pas présenté de ressources autres que des réserves dans le relevé prévu au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement n'ont pas à engager d'évaluateur ou de vérificateur ~~n'ont pas à le faire~~ pour déposer 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, ~~il faut déposer~~ son rapport doit être déposé parce qu'il a évalué les réserves et exprimé une opinion.

3) **Annexe 51-101A3** – Que l'émetteur assujéti ait 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 assujéti 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 assujétis à communiquer les résultats prévus de ~~leur~~ 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, ~~Partie 5.9~~ 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, le paragraphe 4 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1 s'applique également.

## **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 dont l'émetteur assujéti peut supprimer la cause (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 assujéti 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 assujéti. 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 du vérificateur financier indépendant d'un émetteur assujéti ou tirée de son rapport peut être 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 vérificateurs 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 assujéti (ou les « réserves nettes de la société ») comprennent le droit de redevance sur les réserves.

Les émetteurs assujétis 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.

~~En vertu de l'Annexe 51-101A1, certaines données relatives aux réserves doivent être présentées à la fois « brutes » et « nettes », ces dernières étant ajustées par la suite pour tenir compte des redevances reçues et payées. La structure de fiducie de revenu typique dans le secteur des hydrocarbures repose sur le paiement d'une redevance par une société en exploitation à une fiducie dont elle est la filiale, la redevance étant la source des distributions aux porteurs de titres. Dans ce cas, la redevance reste à l'intérieur de l'entité formée par la fiducie et sa filiale. Il ne s'agit pas du genre de paiement externe pour lequel on fait des ajustements lorsqu'on détermine, par exemple, les « réserves nettes ». Si on considère ensemble la fiducie et sa filiale, l'information pertinente sur les réserves et, de façon générale, sur le pétrole et le gaz est celle de la filiale, sans déduction de la redevance interne versée à la fiducie.~~

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**

~~En vertu de l'Annexe 51-101A1, il faut estimer les produits des activités ordinaires nets futurs avant et après déduction des charges d'impôts futurs. Cependant, un émetteur assujetti peut ne pas être assujetti à l'impôt en raison de sa structure de fiducie de redevances ou de revenu. Dans ce cas, il doit utiliser le taux le plus approprié à l'impôt qu'il s'attend raisonnablement à payer sur les produits des activités ordinaires nets futurs. S'il n'est pas assujetti à l'impôt en raison de sa structure de fiducie de redevances, ce taux est nul. Dans ce cas, l'émetteur pourrait présenter les estimations de produits des activités ordinaires nets futurs dans une seule colonne et expliquer dans une note pourquoi ces estimations sont identiques avant et après impôts. 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 présenter dans ce relevé le volume et l'estimation de la valeur actualisée nette après impôt d'autres ressources, mais n'y sont pas tenus. Ils peuvent également 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 au sous-paragraphe *iii* du paragraphe *a* et au paragraphe *c* 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 d'autres 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 dans laquelle les comptes sont utilisés;

- [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 pour permettre au lecteur de prendre une décision éclairée.](#)

[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 gazifères de \[nom de l'entreprise\] reflète le fardeau fiscal de chaque terrain. Elle ne tient pas compte de la situation fiscale de l'entreprise ni de sa planification fiscale. Elle ne fournit pas une estimation de la valeur de l'entreprise, qui peut différer de façon appréciable. On consultera les états financiers et le rapport de gestion de \[nom de l'entreprise\] pour obtenir de l'information sur l'entreprise. »](#)

~~De plus, il~~ faut prendre les comptes en considération dans le calcul des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts. La définition de « charges d'~~impôt~~impôts futurs » figure dans le glossaire. En bref, les charges d'~~impôt~~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 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, établis 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).

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 révisions techniques dans les variations 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 « extensions et récupération améliorée » ou dans une nouvelle catégorie 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 peut 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 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 les coûts 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.

Par exemple, si des événements postérieurs à la date d'effet 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 de façon importante 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.

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. ~~Les ACVM~~ [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 et les résultats réels peuvent être importants, mais que les réserves ont été établies conformément au manuel COGE appliqué de façon uniforme.

Les estimations des réserves sont effectuées à un moment précis, à savoir la date d'effet. Il est possible que la variation des estimations de 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 que dans les résultats réels peuvent découler de facteurs techniques ou économiques. Tout écart découlant de facteurs techniques doit correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération. Par exemple, l'obligation selon laquelle « [TRADUCTION] à l'égard des réserves prouvées déclarées, il doit exister une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives » (article 5 du volume 1 du manuel COGE) implique qu'il est beaucoup plus vraisemblable que les estimations feront l'objet d'une révision positive, ou à la hausse, que d'une révision négative, ou à la baisse, à mesure que de nouvelles données techniques seront disponibles. De même, l'estimation de la somme des réserves prouvées et probables a autant de chance d'être révisée à la hausse qu'à la baisse.

Les émetteurs assujettis doivent évaluer l'ampleur de ces écarts selon leur situation. Ceux qui ne possèdent que quelques terrains pâtiront probablement davantage d'un changement touchant l'un de leurs terrains que ceux qui en possèdent un plus grand nombre. Par conséquent, ils seront plus susceptibles de présenter des écarts importants, tant positifs que négatifs, que ceux qui possèdent de nombreux terrains.

Les écarts peuvent découler de facteurs qui ne sont pas raisonnablement prévisibles, comme la chute du prix du bitume enregistrée à la fin de 2004, qui s'est traduite par des révisions négatives importantes des réserves prouvées, ou les activités imprévues d'un gouvernement étranger. Lorsque des écarts de ce genre se produisent, la raison en est habituellement évidente. Toutefois, l'attribution de réserves prouvées, par exemple, témoignerait, à l'égard de tous les facteurs pertinents à la date d'effet, d'un niveau de confiance indiquant que la probabilité d'une révision négative des estimations est faible, particulièrement dans le cas d'un émetteur assujetti qui possède de nombreux terrains. Voici des exemples de facteurs qui étaient raisonnablement prévisibles et qui ont donné lieu à des révisions négatives des réserves prouvées ou de la somme des réserves prouvées et probables :

- des plans d'activités trop optimistes, notamment la comptabilisation à titre de réserves des réserves prouvées ou probables non développées qui n'étaient pas raisonnablement susceptibles de faire l'objet de forages;
- des estimations de réserves fondées sur une prévision de la production qui ne concordait pas avec le rendement historique, sans justification technique solide;
- l'attribution de bassins d'alimentation plus grands que ce à quoi on pouvait raisonnablement s'attendre;
- l'utilisation d'analogues inappropriés.

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, lesquelles doivent être établies en fonction de sa perception de l'avenir au 31 décembre, date d'effet du rapport.

De même, l'évaluateur ou le vérificateur ne devrait pas utiliser de prix prévisionnels établis à une date postérieure au 31 décembre, date de clôture de l'exercice. Il devrait utiliser les prix qu'il a établis le 31 décembre ou vers cette date, ainsi que les prévisions de

taux de change et d'inflation établies en décembre. Toute révision des prévisions de prix, de taux de change ou de taux d'inflation après le 31 décembre serait le fruit d'événements postérieurs à cette date.

## 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

~~Dans le cas où~~ Si l'émetteur assujéti n'est pas une société par actions, le rapport prévu à l'Annexe 51-101A3 ~~doit~~ 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.

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;
- est communiquée au public 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 matériel document distribué à une présentation de société qui mentionne des bep ~~doit inclure, près de la mention des bep, la mise en garde requise au paragraphe d de~~ 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. Cependant, l'émetteur assujetti peut, en complément, fournir 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. 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'évaluateur de réserves qualifié qui établit une estimation conformément à une autre norme d'évaluation des ressources et au manuel COGE devrait maîtriser les pratiques d'évaluation de ces deux normes. Il devrait savoir que l'évaluateur de réserves qualifié qui établit une estimation en se fondant sur une autre norme d'évaluation des ressources assume une responsabilité professionnelle qui pourrait compromettre sa réputation professionnelle et l'intégrité de sa profession.

## **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 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. Par exemple, l'article 5 du volume 1 du manuel COGE précise que, à l'égard des réserves prouvées déclarées de l'émetteur, il doit exister une probabilité d'au moins 90 % que les quantités totales de pétrole et de gaz restant à récupérer seront égales ou supérieures aux réserves prouvées totales estimatives.

Des directives supplémentaires sur des sujets particuliers sont données ci-après.

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 mise en production. C'est pourquoi la mise en garde prescrite ~~au sous-paragraphe 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 en utilisant les définitions et les principes du manuel COGE.
- L'évaluateur devrait faire la somme arithmétique des estimations de réserves des entités établies au moyen de méthodes probabilistes pour obtenir les réserves déclarées.
- L'évaluateur qui établit aussi des estimations de réserves globales au moyen de méthodes probabilistes devrait expliquer dans le rapport d'évaluation la méthode utilisée, en précisant notamment 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 assujéti qui présente les réserves globales que l'évaluateur a établies au moyen de méthodes probabilistes devrait accompagner l'information d'une brève explication des définitions de 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 assujéti 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. L'évaluateur n'a pas à se demander si l'émetteur assujéti aura les capitaux nécessaires au développement des réserves. (Se reporter à l'article 7 du manuel COGE et ~~au~~ à la disposition iv du sous-paragraphe ~~iv~~ du paragraphe ~~a~~ de l'article 5.2 du règlement.)

Toutefois, en vertu de la rubrique 5.3 de l'Annexe 51-101A1, l'émetteur assujéti doit indiquer ses prévisions concernant les sources et les frais de financement des frais de développement futurs estimatifs. Si l'émetteur prévoit que les frais de financement rendraient peu probable le développement d'un terrain, il doit aussi, 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 assujéti 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 assujéti 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 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 et savent qu'elles existent n'auront pas le droit d'acheter ou

vendre des titres de l'émetteur tant que cette information n'aura pas été diffusée. Le prospectus de l'émetteur pourrait ne pas révéler tous les faits importants de façon complète, véridique et claire en l'absence d'information sur ces réserves.

7) **Mises à jour mécaniques** – Les rapports sur les 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 de diverses 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 de réserves ou de ressources autres que des réserves dans laquelle les réserves ou les ressources autres que des réserves peuvent être classées. Par exemple, les ressources découvertes comptent plusieurs sous-catégories, dont les réserves, les ressources éventuelles et les ressources découvertes non récupérables.

Les réserves peuvent être qualifiées de réserves 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. ~~Pour plus d'indications sur la présentation des réserves et des ressources autres que des réserves, consulter les articles 5.2 et 5.5 de la présente instruction générale.~~

### 5.4. Consentement écrit

~~L'article 5.7 du règlement interdit à l'émetteur assujéti d'utiliser le rapport d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié sans le consentement écrit de celui-ci, sauf pour l'application du règlement (dépôt de l'Annexe 51-101A1 ou renvoi direct ou indirect aux conclusions de ce rapport dans les Annexes 51-101A1 et 51-101A3 déposées). L'évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié engagé par l'émetteur assujéti pour établir un rapport conformément au règlement doit s'attendre à ce que son rapport soit utilisé à ces fins. Toutefois, toute autre utilisation du rapport (par exemple dans une notice d'offre ou dans d'autres communiqués) nécessite son consentement écrit.~~ 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.

L'évaluateur qui consent à la publication d'information tirée d'un rapport devrait savoir qu'il pourrait faire l'objet de sanctions civiles et connaître les fins auxquelles servira le rapport.

## 5.5. 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 assujéti 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, 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 assujéti 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 techniques<sup>4</sup> portant sur ce sujet.

2) **Présentation des résultats prévus en vertu du paragraphe 1 de l'article 5.9 du règlement** – L'émetteur assujéti 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 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 assujéti 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 assujéti qui ne possède qu'un petit nombre de terrains peut présenter l'information relative à chacun d'eux. Ce degré de détail peut être indûment élevé pour un émetteur assujéti qui possède un grand nombre de terrains, et 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 ou sous-catégorie moins pertinente que celle dans laquelle elles pourraient et doivent l'être conformément au paragraphe 1 de l'article 5.3 du règlement.

En ce qui concerne l'obligation de présenter les risques et le degré d'incertitude se rattachant aux résultats prévus en vertu du sous-paragraphe *d* du paragraphe 1 de l'article 5.9, les concepts de risque et d'incertitude sont reliés. L'article 9 du volume 1 du manuel COGE donne la définition suivante du risque :

« [TRADUCTION] Le risque s'entend de la probabilité de perte [...] Il convient moins à l'évaluation des réserves étant donné que la viabilité économique est une condition préalable au classement des réserves. »

Le concept de risque peut avoir une certaine utilité dans la présentation d'information sur les réserves, s'agissant par exemple de la probabilité de l'installation

<sup>4</sup> 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).

d'un compresseur dans le cas de réserves supplémentaires qui en dépendent. Le risque est souvent pertinent pour la présentation d'information sur les catégories de ressources autres que les réserves, notamment en ce qui concerne la probabilité qu'un puits d'exploration sera ou non fructueux.

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 assujéti 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 assujéti choisit la deuxième option, l'information présentée doit être parlante et ne pas prendre la forme d'une dénégation générale de responsabilité.

L'émetteur assujéti 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 assujéti, 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 assujéti 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 ~~un~~ vérificateur de réserves qualifié. [Les données relatives aux ressources éventuelles et les données relatives aux ressources prometteuses présentées dans le 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 obtient ou effectue une évaluation de ressources présente 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 ~~de doit ne devrait~~ pas contenir les mots « Annexe 51-101A2 », cette annexe étant réservée ~~à l'évaluation des données relatives aux réserves. L'émetteur assujetti doit modifier le rapport sur les ressources en fonction du fait que les données relatives aux réserves n'y sont pas présentées 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.

~~Le manuel COGE recommande d'estimer les ressources selon des méthodes d'évaluation probabilistes, et, quoiqu'il n'offre pas de directives détaillées, les documents techniques abondent sur le sujet.~~

Aux termes de l'article 5.3 ~~de l'article 5.9~~ 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](#).

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.

L'article 5 du volume 1 [et l'article 2 du volume 2](#) du manuel COGE et le glossaire énoncent et définissent les diverses catégories de ressources.

~~L'émetteur assujetti pourrait souhaiter déclarer des réserves ou des ressources autres que des réserves à titre de « volumes en place ». 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 et, à ce titre, ne peuvent être décrites comme étant « en place ». 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

~~Si l'émetteur assujetti fournit l'estimation d'une quantité de ressources ou de la valeur correspondante, il doit aussi communiquer ce qui suit :~~

~~i) une définition de la catégorie de ressources ayant servi à l'estimation;~~

~~ii) la date d'effet de l'estimation;~~

~~iii) les facteurs positifs et négatifs significatifs et pertinents concernant l'estimation;~~

~~iv) les éventualités qui empêchent de classer des ressources éventuelles à titre de réserves;~~

~~v) la mise en garde prévue à la disposition v du sous-paragraphe d du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement.~~

~~L'estimation des ressources peut être présentée comme une quantité unique, telle une médiane ou une moyenne, qui représente la meilleure estimation. Souvent, toutefois, l'estimation comporte trois valeurs représentant une fourchette de probabilités raisonnables (la faible valeur représentant une estimation prudente, la valeur intermédiaire représentant la meilleure estimation et la valeur élevée représentant une estimation optimiste).~~

~~Des indications sur la définition des catégories de ressources figurent ci-dessus à l'article 5.3 et au sous-paragraphe b du paragraphe 3 de l'article 5.5 de la présente instruction générale.~~

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, les coûts de remise en état](#), l'expiration d'une concession importante ou tout autre facteur hautement pertinent d'ordre juridique, politique, technologique, commercial ou financier. L'émetteur assujetti 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 ressources ou des terrains 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-paragraphe *d* du paragraphe 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 ~~le sens donné au mot « commercialisable » dans le glossaire~~ les critères de commercialité prévus à l'article 5.3 du volume 1 du manuel COGE.

~~Un exemple peut illustrer les obligations d'information générales prévues au sous paragraphe *d* du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement. L'émetteur assujetti qui communique, par exemple, l'estimation d'un volume de bitume qui représente des ressources éventuelles pour lui présenterait de l'information semblable à ce qui suit :~~

~~L'émetteur assujetti détient une participation de [?] dans [décrire la participation et indiquer son emplacement]. En date du [?], il estime avoir, relativement à cette participation, [?] barils de bitume, qui seraient classés à titre de ressources éventuelles. Les ressources éventuelles s'entendent de [citer la définition actuellement en vigueur dans le manuel COGE]. Rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation de toute partie des ressources. Les éventualités suivantes empêchent actuellement de classer les ressources à titre de réserves : [énoncer les dépenses en immobilisations précises nécessaires à la rentabilité de l'exploitation, les considérations réglementaires applicables, les prix, les coûts de fourniture précis, les considérations technologiques et les autres facteurs pertinents]. Un facteur significatif et pertinent concernant l'estimation est [par exemple] un litige en instance concernant le titre de propriété dans la participation.~~

~~Dans la mesure où cette information figure dans un document déposé antérieurement et se rapporte à la même participation dans les ressources, l'émetteur peut omettre l'information sur les facteurs positifs et négatifs significatifs et pertinents concernant l'estimation et les éventualités qui empêchent de classer les ressources à titre de réserves. Toutefois, il doit mentionner dans le document courant le titre et la date du document déposé antérieurement.~~

## 5.6. Information analogue

L'émetteur assujetti 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. La présentation exclusive de 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 assujetti 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 un secteur de sa zone d'intérêt. En vertu du paragraphe 2 de l'article 5.10 du règlement, si l'émetteur présente une estimation de ses propres réserves ou ressources 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 doit veiller à ce que l'estimation soit établie conformément au manuel COGE et présentée conformément au règlement. Par exemple, toute estimation de 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.

## 5.7. Utilisation cohérente des unités de mesure

Les émetteurs assujettis 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 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 ~~au sous-paragraphe~~ à la disposition iii du sous-paragraphe a du paragraphe 1 de l'article 5.2 et à l'article 5.3 du règlement.

#### 5.8. Bep et kpi<sup>3</sup> d'équivalent de gaz

L'article 5.14 du règlement énonce les obligations applicables aux émetteurs assujettis qui ~~utilisent des unités de mesure d'équivalence comme les bep et les kpi<sup>3</sup>. Ils doivent notamment utiliser les méthodes de calcul prescrites et donner des avertissements quant aux limites éventuelles de ces calculs. L'article 13 du manuel COGE donne, à la rubrique « Barrels of Oil Equivalent », des directives supplémentaires. présentent l'information au moyen d'unités de mesure d'équivalence comme les bep et les kpi<sup>3</sup>. La pratique en vigueur dans le secteur consiste à utiliser un ratio de conversion de 6 kpi<sup>3</sup>:1 baril. Pour se conformer au sous-paragraphe d du paragraphe 1 de l'article 5.14 du règlement, l'émetteur assujetti qui se trouve dans cette situation pourrait fournir la mise en garde suivante :~~

« Les bep [ou kpi<sup>3</sup> 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 kpi<sup>3</sup>:1 baril [ou ratio de conversion du kpi<sup>3</sup> d'équivalent de gaz de 1 baril:6 kpi<sup>3</sup>] 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. Par exemple, si un ratio de valeur de 20:1 était utilisé pour établir l'information, il y aurait lieu d'indiquer qu'une conversion au ratio de 6:1 donnerait une indication trompeuse de la valeur.

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.

##### 5.8.1. Valeur liquidative, remplacement des réserves et rentrées nettes

L'article 5.14 du règlement prévoit un ensemble d'obligations fondées sur des principes qui encadrent la présentation des mesures du pétrole et du gaz. Il remplace les règles de présentation de l'information sur la valeur liquidative, le remplacement des réserves et les rentrées nettes. L'émetteur assujetti 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 ~~5.15~~5.14 du règlement énonce les obligations applicables aux émetteurs assujettis qui communiquent leurs frais de découverte et de développement.

~~Étant donné que les méthodes de calcul prévues par cet article nécessitent l'utilisation de bep, l'article 5.14 du règlement s'applique nécessairement aux frais de découverte et de développement. Le calcul des frais de découverte et de développement doit donc se faire au moyen du ratio de conversion indiqué à l'article 5.14. L'avertissement prévu à l'article 5.14 est également requis. L'émetteur assujetti qui communique ses frais de découverte et de développement est tenu, conformément aux sous-paragraphes 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.~~

~~Les bep sont fondés sur des unités de mesure impériales. Comme leur utilisation est rendue obligatoire par l'article 5.15, les émetteurs assujettis qui utilisent d'autres unités de mesure (comme les unités métriques du Système international) doivent l'indiquer.~~

### 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 assujetti ou à sa disposition, de deux des sous-catégories énumérées dans ce paragraphe ou plus. Il peut arriver qu'<sup>2</sup>une estimation présentée ait été établie conformément au manuel COGE sans qu'il y ait eu combinaison des estimations de deux des sous-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~~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 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, 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 ~~aux articles 5.9, 5.10 et 5.16~~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, même si celle-ci n'est pas prescrite par le règlement. ~~Cette information doit reposer sur une analyse valable.~~

3) **Réserves prouvées ou probables non développées** – Outre les indications énoncées au paragraphe 4 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 assujéti 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 de l'émetteur 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 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 toute catégorie 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 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 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 à l'égard duquel des états financiers sont inclus dans le prospectus. Elles n'empêchent certes pas de présenter de l'information plus récente, mais il faut néanmoins, pour les respecter, présenter également de l'information correspondante arrêtée à la clôture de l'exercice.

Nous envisageons toutefois l'octroi d'une dispense au cas par cas en vue de permettre à l'émetteur 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 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 assujéti 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 assujéti, 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 assujéti 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.

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 encourageant 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 assujetti 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.

**RELEVÉ DES  
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ  
au 31 décembre 2006/2014**

**PRIX ET COÛTS CONSTANTES (INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE) PRÉVISIONNELS**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	RÉSERVES <sup>(1)</sup>							
	PÉTROLE BRUT LÉGER ET PÉTROLE BRUT MOYEN		PÉTROLE BRUT LOURD		GAZ NATUREL <sup>(2)</sup> LIQUIDES DE GAZ NATUREL CLASSIQUE		LIQUIDES DE GAZ NATUREL	
	Kbkb bruts	Kbkb nets	Kbkb bruts	Kbkb nets	Mpi <sup>3</sup> bruts	Mpi <sup>3</sup> 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.

(2) On peut déclarer les estimations de réserves de gaz naturel séparément pour i) le gaz associé et le gaz non associé (mélangés), ii) le gaz dissous et iii) le méthane de houillère.

**SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIF**

**RELEVÉ DE LA VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS  
au 31 décembre ~~2006~~2014**

**PRIX ET COÛTS ~~CONSTANTS~~ INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE PRÉVISIONNELS**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	VALEUR <u>ACTUALISÉE NETTE</u> 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 (\$/kpi <sup>1</sup> ) (\$/baril)
	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	
<del>PROUVÉES</del> <u>PROUVÉES</u>											
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	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxx

**SUPPLÉMENTAIRE  
FACULTATIVE**

Référence : rubrique 2.2 de l'Annexe 51-101A1

- 1) L'émetteur assujéti peut remplir son obligation de présenter ces valeurs unitaires en insérant cette information à l'égard de chaque catégorie ~~des~~de réserves prouvées et ~~des~~de réserves probables, par ~~groupe de production~~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 ~~groupe de production~~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 2014**

**PRIX ET COÛTS CONSTANTS (INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE)  
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\$)	COÛTS 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	xxx
Total des réserves prouvées et des réserves probables	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

SUPPLÉMENTAIRE-  
FACULTATIF

— Référence : rubrique 2.2 de l'Annexe 51-101A1

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

**PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS  
PAR GROUPE DE PRODUCTION  
au 31 décembre 2006**

**PRIX ET COÛTS CONSTANTS (INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE)**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	GROUPE DE PRODUCTION	PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (actualisés au taux annuel de 10 %) M\$
Réserves prouvées	Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx
	Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx
	Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous extrait des puits de pétrole)	xxx
	Activités pétrolières et gazières non traditionnelles	xxx
Total des réserves prouvées et des réserves probables	Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx
	Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx
	Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous extrait des puits de pétrole)	xxx
	Activités pétrolières et gazières non traditionnelles	xxx

SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE

— Référence : rubrique 2.2 de l'Annexe 51-101A1

**RELEVÉ DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ**  
**au 31 décembre 2006**

**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	RÉSERVES <sup>(1)</sup>							
	PÉTROLE LÉGER ET MOYEN		PÉTROLE LOURD		GAZ NATUREL <sup>(2)</sup>		LIQUIDES DE GAZ NATUREL	
	Kb-bruts	Kb-nets	Kb-bruts	Kb-nets	Mpi <sup>3</sup> -bruts	Mpi <sup>3</sup> -nets	Kb-bruts	Kb-nets
<b>PROUVÉES-</b>								
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
<b>TOTAL des réserves prouvées</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>
<b>PROBABLES-</b>								
<b>TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxx</b>

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

(2) On peut déclarer les estimations de réserves de gaz naturel séparément pour i) le gaz associé et le gaz non associé (mélangés), ii) le gaz dissous et iii) le méthane de houillère.

**RELEVÉ DE LA VALEUR DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS**  
**au 31 décembre 2006**

**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	VALEUR DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS										VALEUR UNITAIRE AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE 10 %/an
	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)	
<b>PROUVÉES</b>											
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
<b>TOTAL des réserves prouvées</b>	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xx-
<b>PROBABLES</b>	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	-xx
<b>TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables</b>	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	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 des réserves prouvées et des réserves probables, par groupe de production, dans le tableau visé au sous-paragraphe e 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 groupe de production »).

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

**PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS  
(NON ACTUALISÉS)  
au 31 décembre 2006**

**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

CATÉGORIE DE RÉSERVE	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

**PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS**  
**PAR GROUPE TYPE DE PRODUCTION PRODUIT**  
**au 31 décembre 2006/2014**  
**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

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

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

RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES ÉVENTUELLES ET PROMETTEUSES<sup>1</sup>

au 31 décembre 2014

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

<u>CATÉGORIE DE RESSOURCES</u>	<u>RESSOURCES ÉVENTUELLES ET PROMETTEUSES<sup>1)</sup></u>							
	<u>PÉTROLE BRUT LÉGER ET PÉTROLE BRUT MOYEN</u>		<u>PÉTROLE BRUT LOURD</u>		<u>GAZ NATUREL CLASSIQUE</u>		<u>LIQUIDES DE GAZ NATUREL</u>	
	<u>kb bruts</u>	<u>kb nets</u>	<u>kb bruts</u>	<u>kb nets</u>	<u>Mpi<sup>2)</sup> bruts</u>	<u>Mpi<sup>2)</sup> nets</u>	<u>kb bruts</u>	<u>kb nets</u>
<u>ÉVENTUELLES</u>								
<u>1C</u>	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<u>2C</u>	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<u>3C</u>	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<u>PROMETTEUSES</u>								
<u>Estimation basse</u>	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<u>Meilleure estimation</u>	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<u>Estimation haute</u>	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 ou prometteuses dans le relevé établi conformément au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement.

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.

Référence : sous-paragraphe a du paragraphe 4 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1

**VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS<sup>1</sup>**  
**(RESSOURCES ÉVENTUELLES ET PROMETTEUSES)**  
**au 31 décembre 2014**

**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

CATÉGORIE DE RESSOURCES	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)				
	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)
<u>ÉVENTUELLES</u>										
1C	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2C	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
3C	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<u>PROMETTEUSES</u>										
Estimation basse	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Meilleure estimation	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Estimation haute	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

SUPPLÉMENTAIRE  
FACULTATIVE

1) Cette information est à fournir en raison de la présentation d'information facultative sur les ressources éventuelles ou prometteuses 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.

Référence : sous-paragraphe b du paragraphe 4 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1

**HYPOTHÈSES DE PRIX**  
au 31 décembre ~~2006~~2014

**PRIX ET COÛTS CONSTANTS<sup>(1)</sup>**

Exercice	PÉTROLE <sup>(2)</sup>				GAZ NATUREL <sup>(2)</sup> Prix AECO (\$CANCA/un ité)	LIQUIDES DE GAZ NATUREL FAB Entrée du gisement (\$CANCA/baril)	TAUX DE CHANGE <sup>(3)</sup> (\$US/\$CANCA)
	WTI à Cushing Oklahoma (\$US/baril)	Cours de référence 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)							
<del>2003</del> 2011	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2004</del> 2012	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2005</del> 2013	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2006</del> 2014 (fin d'exercice)	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIF

(1) Cette information ~~résulte~~ est à fournir en raison de la présentation de l'information ~~complémentaire~~ supplémentaire facultative ~~visée~~ 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.

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

**HYPOTHÈSES DE PRIX ET TAUX D'INFLATION HYPOTHÉTIQUES**  
**au 31 décembre 20062014**

**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

Exercice	PÉTROLE <sup>(1)</sup>								GAZ NATUREL <sup>(3)</sup> Prix AECO (\$/CAN\$/unité)	LIQUIDES DE GAZ NATUREL FAB Entrée du gisement (\$/CAN\$/baril)	TAUX D'INFLATION <sup>(2)</sup> %/an	TAUX DE CHANGE <sup>(3)</sup> \$/CAN\$/
	WTI à Cushing Oklahoma (\$/baril)		Cours de référence à Edmonton 40°API (\$/CAN\$/baril)		Pétrole lourd à Hardisty 12°API (\$/CAN\$/baril)		Pétrole moyen à Cromer 29,3°API (\$/CAN\$/baril)					
Prix historiques <sup>(4)</sup>												
20032011	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
20042012	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
20052013	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
20062014	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Prévision												
20072015	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
20082016	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
20092017	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
20102018	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
20112019	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 (20062014 dans cet exemple).

SUPPLÉMENTAIRE  
FACULTATIF

**VARIATION DES**

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

**RÉSERVES BRUTES DE LA SOCIÉTÉ  
PAR TYPE DE PRODUIT<sup>(1)</sup>**

**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

FACTEURS	PÉTROLE BRUT LÉGER ET PÉTROLE BRUT MOYEN			PÉTROLE BRUT LOURD			GAZ ASSOCIÉ ET NON ASSOCIÉ 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 <sup>3</sup> )	Probables brutes (Mpi <sup>3</sup> )	Somme des réserves prouvées et probables brutes (Mpi <sup>3</sup> )
31 décembre <del>2005</del> 2013	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 <del>2006</del> 2014	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 bitume, le méthane de houillère/houille, les hydrates, l'huile de gaz, le gaz de schiste et le gaz de schiste synthétique, s'ils sont importants pour l'émetteur assujéti.

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

## Draft Regulation

Securities Act

(R.S.Q. c. V-1.1, s. 331.1, pars. (1), (2), (3), (8), (19.3), (19.5), (20) and (34), and s. 331.2)

### Regulation to amend Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities

Notice is hereby given by the *Autorité des marchés financiers* (the "Authority") that, in accordance with section 331.2 of the *Securities Act*, R.S.Q. c. V-1.1, the following Regulation, the text of which is published hereunder, may be made by the Authority and subsequently submitted to the Minister of Finance and the Economy for approval, with or without amendment, after 90 days have elapsed since its publication in the Bulletin of the Authority:

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

Draft amendments to *Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (blacklined version).

### Request for comment

Comments regarding the above may be made in writing by **January 17, 2014**, to the following:

M<sup>e</sup> Anne-Marie Beaudoin  
Corporate Secretary  
Autorité des marchés financiers  
800, square Victoria, 22<sup>e</sup> étage  
C.P. 246, tour de la Bourse  
Montréal (Québec) H4Z 1G3  
Fax: (514) 864-6381  
E-mail: [consultation-en-cours@lautorite.qc.ca](mailto:consultation-en-cours@lautorite.qc.ca)

### Further information

Further information is available from:

Luc Arsenault  
Géologue  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337 ext: 4373  
or 877-525-0337 (toll free across Canada)  
[luc.arsenault@lautorite.qc.ca](mailto:luc.arsenault@lautorite.qc.ca)

**October 17, 2013**

**CSA Notice and Request for Comment**  
**Draft Regulation to Amend**  
*Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*  
**and**  
**Draft Amendments to Policy Statement to Regulation 51-101**  
*respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*

**October 17, 2013**

**Introduction**

The Canadian Securities Administrators (the CSA or we) are publishing for a 90 day comment period draft amendments to the following materials (the Draft Amendments):

- *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (Regulation 51-101), and
- *Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (Policy Statement 51-101).

The text of the Draft Amendments is published with this notice and will also be available on websites of CSA jurisdictions, including:

[www.lautorite.qc.ca](http://www.lautorite.qc.ca)  
[www.albertasecurities.com](http://www.albertasecurities.com)  
[www.bsc.bc.ca](http://www.bsc.bc.ca)  
[www.gov.ns.ca/nssc](http://www.gov.ns.ca/nssc)  
[www.fcmb.ca](http://www.fcmb.ca)  
[www.osc.gov.on.ca](http://www.osc.gov.on.ca)  
[www.fcaa.gov.sk.ca](http://www.fcaa.gov.sk.ca)  
[www.msc.gov.mb.ca](http://www.msc.gov.mb.ca)

**Substance and Purpose**

The Draft Amendments constitute an important evolutionary shift in Regulation 51-101 that will promote better disclosure of resources other than reserves and associated metrics while at the same time providing for increased flexibility for oil and gas reporting issuers that report in a variety of different locations worldwide, recover different oil and gas product types and operate under different regulatory regimes.

The Draft Amendments are also intended to bring Regulation 51-101 into harmony with proposed changes to the Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (the COGE Handbook). In particular, the changes to subsection 5.9(2) of Regulation 51-101 are intended to track the additional guidance provided in the amendments to the COGE Handbook on the evaluation and

-2-

classification of resources other than reserves. To the extent that there are changes to the COGE Handbook prior to implementation of the Draft Amendments that are not in keeping with the proposed subsection 5.9(2) of Regulation 51-101, the CSA's intent is to follow the evaluation and classification framework to be adopted in the COGE Handbook and changes will be made to Regulation 51-101 accordingly prior to implementation.

### **Background**

Regulation 51-101 is a disclosure standard for reporting issuers engaged in oil and gas activities. Under Regulation 51-101 reporting issuers are required to provide annual disclosure, appoint an independent qualified reserves evaluator, facilitate communication between the board of directors and the independent qualified reserves evaluator and prepare all public disclosures of reserves and resources other than reserves in accordance with the requirements of Part 5, which include the requirement that the reserves and resources other than reserves be prepared in accordance with the COGE Handbook and be evaluated or audited by a qualified reserves evaluator. Since its implementation in 2003, Regulation 51-101 has been amended two times, in 2007 and 2010.

The CSA has, since 2010, been evaluating potential amendments to Regulation 51-101 in response to its ongoing engagement with oil and gas reporting issuers, independent qualified reserves evaluators and industry. The most recent publication related to Regulation 51-101 was an update to CSA Staff Notice 51-327 *Guidance on Oil and Gas Disclosure* (CSA Notice 51-327) on December 29, 2011. As is stated in CSA Notice 51-327, its purpose was to provide new guidance on:

- issuer and expert responsibilities;
- the disclosure of after-tax net present value of future net revenue;
- the use of BOEs;
- disclosure of well-flow test results; and

expanded guidance on the evaluation and classification of unconventional hydrocarbons and classification to most specific category of resource.

We are proposing the following important changes in response to our observations of reporting issuer disclosure and industry feedback, which are more fully described in the Summary of the Draft Amendments section of this Notice:

- in certain circumstances and subject to disclosure requirements, permitting disclosure prepared under an alternative resources evaluation standard;
- inclusion and refinement of product type definitions in Regulation 51-101;
- additional requirements regarding the disclosure of contingent and prospective resources;

-3-

- introduction of a principle-based approach to the disclosure of oil and gas metrics;
- clarification of the point at which sales of oil and gas, and resources should be disclosed;
- definition of and requirements related to the disclosure of abandonment and reclamation costs;
- deletion of the requirement to match the presentation of reserves not directly held by the reporting issuer in the statement prepared in accordance with Form 51-101F1 to the presentation of the assets in the financial statements;
- removal of the requirement to obtain independent qualified reserves evaluator consent before disclosing results from the annual evaluation outside of the required annual filings;
- revision of the date at which the independent qualified reserves evaluator takes responsibility for information related to the reserves evaluation;
- clarification of required disclosure when an issuer has no reserves.

### Summary of the Draft Amendments

#### 1. Alternative Resources Evaluation Standard

Numerous issuers reporting in Canada also access the U.S. capital markets and are subject to the SEC's reserves disclosure regime. For example, SEC issuers who prepare financial statements in accordance with U.S. GAAP, as defined in *Regulation 52-107 respecting Acceptable Accounting Principles and Auditing Standards*, have a requirement under Statement 19 of the Financial Standards Accounting Board to include reserves disclosure prepared in accordance with the U.S. regime within their financial statements. Certain issuers have sought and obtained a limited form of exemptive relief that allows them to disclose reserves prepared in accordance with U.S. requirements in addition to their reserves prepared under Regulation 51-101. The relief is required owing to an interpretation of sections 5.1, 5.2 and 5.3 of Regulation 51-101 that does not allow for any public disclosure of reserves other than estimates prepared in accordance with the COGE Handbook.

Proposed section 5.18 of Regulation 51-101 allows for disclosure from alternative regimes. The disclosure under the alternative regime must be accompanied by the disclosure required by Regulation 51-101, be made in respect of a regime which is comparable to the COGE Handbook, have a scientific basis and be based on reasonable assumptions. Those estimates must be prepared by a qualified reserves evaluator.

#### 2. Product Types and Production Group

CSA staff has seen an increase of disclosure of reserves and resources other than reserves which have traditionally been called "unconventional" but with the passage of time and increased usage

-4-

are not considered to be unconventional any more. Unconventional resources can have different costs associated with their recovery, despite technically being the same product. For example, shale gas and natural gas from a conventional reservoir are both technically natural gas, however, each has different production profiles, risks and costs associated with recovery. In addition, shifting government policies and new recovery methods have given rise to uncertainty with the current definitions of product types, for instance the definition of heavy crude oil, and the lack of a definition for shale gas.

The Draft Amendments import the product type definitions from the COGE Handbook and refine those definitions for securities disclosure purposes. The concept of production group is removed. The inclusion of the definitions and removal of the production group concept give greater emphasis to both the source and process for recovery of the oil and gas, and move away from grouping unconventional resources.

### 3. Contingent and Prospective Resources

Increasingly, companies are relying on disclosure of resources other than reserves to convey value and development potential to investors. There has been an increase of contingent and prospective resource disclosure generally and, in particular, within reporting issuers' annual statement of reserves data prepared in accordance with Form 51-101F1. There is currently no obligation to provide discounted future net revenue projections along with the estimates of volume or to have those estimates prepared and evaluated or audited by an independent qualified reserves evaluator when contingent resources or prospective resources are included in the statement prepared in accordance with Form 51-101F1.

The Draft Amendments provide clearer boundaries for the disclosure of contingent and prospective resources in the annual filings, including requiring the disclosure of future net revenue projections comparable to those provided for reserves data and requiring that those resources other than reserves estimates be prepared by an independent qualified reserves evaluator.

### 4. Oil and Gas Metrics

CSA staff has observed the ongoing use of measures of volume, performance and equivalency that without further explanation or additional context have the potential to be misleading, and even with explanation, tend to give a false sense of comparability. The current requirements in Regulation 51-101 relating to specific metrics, such as finding and development costs, have not resulted in either comparability or clearer understanding of those metrics.

Proposed section 5.14 of Regulation 51-101 imposes principle-based requirements to describe the standard, methodology and meaning of a publicly disclosed oil and gas metric. If there is no standard, a reporting issuer must also describe the parameters used in calculating the oil and gas metric and provide a cautionary statement.

-5-

## 5. Marketability of Production and Reserves

Reporting issuers are obligated by Regulation 51-101 to disclose production and reserves based on the price that was or would be used at the point at which the product type could be sold. However, in certain scenarios it may not be appropriate, or even possible, to allocate a price at a point of sale. In respect of resources or sales of oil, gas or associated byproducts, the volume may be measured at the point of sale to a third party (first point of sale), or of transfer to another division of the issuer (alternate reference point) for treatment prior to sale to a third party. For gas, this may occur either before or after the removal of natural gas liquids. For bitumen, this may be before the addition of diluent.

The Draft Amendments clarify the concept of marketability in the reporting of oil and gas volumes. Proposed section 5.4 of Regulation 51-101 requires a reporting issuer to report volumes and values at the first point of sale of the particular product type, unless that point is not relevant, in which case, the reporting issuer can select a point of measurement prior to the first point of sale.

## 6. Abandonment and Reclamation Costs

CSA staff has observed, and has received commentary from industry about, the inconsistency in the determination of what constitutes an abandonment and reclamation cost for the purpose of the annual oil and gas disclosure.

The Draft Amendments clarify what constitutes abandonment and reclamation costs and require the disclosure of both abandonment costs and reclamation costs in the future net revenue disclosure and in the significant factors and uncertainties disclosure in the statement prepared in accordance with Form 51-101F1.

## 7. Reserves Presentation

The introduction of IFRS 11 highlights the need for changes to the requirements in respect of the presentation of reserves data in the statement prepared in accordance with Form 51-101F1.

The Draft Amendments point to the COGE Handbook for the purpose of determining ownership and allow for flexibility in the manner of presenting resources for which a reporting issuer does not have control.

## 8. Other Amendments

The Draft Amendments also clarify areas that have given rise to confusion, such as

- the requirement to obtain consent of the independent qualified reserves evaluator as it relates to the report prepared in accordance with Item 2 of section 2.1,

-6-

- the date on which the independent qualified reserves evaluator is responsible for changes in the reporting issuer's reserves data, and
- the disclosure required when an issuer has no reserves.

### **Impact on Investors**

We anticipate that the Draft Amendments will encourage better disclosure of reserves and resources other than reserves. In particular, investors should benefit from:

- the more complete disclosure of contingent and prospective resources, including future net revenue;
- the requirement to engage an independent qualified reserves evaluator when contingent or prospective resources are disclosed as a part of the annual statement of reserves data; and
- the disclosure obligations in proposed section 5.14 of Regulation 51-101 for oil and gas metrics.

We do not anticipate that allowing for the supplementary disclosure of reserves under an alternative disclosure regime will prejudice investors, as an estimate prepared in accordance with the COGE Handbook must be provided along with explanatory information.

The removal of the requirement to provide additional disclosure on abandonment and reclamation costs in the annual statement of reserves data is offset by the inclusion of a definition, a specific requirement to provide an estimate and a specific instruction to discuss the impact of both abandonment costs and reclamation costs.

### **Anticipated Costs and Benefits of the Draft Amendments**

The Draft Amendments, including incorporation of the COGE Handbook definitions, will enhance the quality and consistency of reporting issuers' disclosure of oil and gas activities and will provide greater transparency of the methods used to value and measure oil and gas assets. As we discuss below, these changes could result in increased compliance costs.

The Draft Amendments require an independent evaluation and additional disclosure when a reporting issuer discloses contingent or prospective resources in its annual oil and gas filings. Although this will impose additional expert costs on a reporting issuer choosing to make this disclosure, the independent evaluation and additional disclosure requirements will increase the reliability and completeness of the reporting issuer's disclosure.

The Draft Amendments address issues with the comparability of oil and gas metrics. We have seen that methods used in measures such as finding and development costs, despite the requirements in Regulation 51-101, are subject to significant variability among oil and gas reporting issuers. This has led to incomparability. The additional obligations under the Draft

-7-

Amendments to disclose the standard, methodology, and meaning of a publicly disclosed oil and gas metric may result in additional disclosure preparation time and cost for reporting issuers but will benefit investors because the reporting issuer will disclose additional information related to the comparability of the oil and gas metric.

We anticipate that the proposed requirements related to the first and alternate point of sale will promote market efficiency by removing the uncertainty some reporting issuers experienced around the pricing of their resources. We do not anticipate that this will impose additional burden on reporting issuers.

The Draft Amendments permit supplementary disclosure of reserves prepared in accordance with alternative reserves disclosure regimes. We anticipate that this will promote market efficiency by expressly permitting the disclosure of resources prepared under an alternative standard. We have minimized the impact of this change on Canadian investors by requiring that this disclosure may only be made supplementary to the publicly disclosed resources prepared in accordance with Regulation 51-101 and the COGE Handbook.

### **Request for Comments**

We welcome your comments on draft *Regulation to Amend Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* and draft amendments to *Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*. In addition to any general comments you may have, we also invite comments on the following specific questions.

1. The Draft Amendments would permit an issuer to disclose reserves prepared in accordance with, for example, the SEC regime supplementary to reserves disclosed under Regulation 51-101. Do you support the proposal to permit the supplementary disclosure of reserves prepared under a regime comparable to the COGE Handbook, as is set out in proposed section 5.18 of Regulation 51-101? Please explain your views.
2. The Draft Amendments eliminate the requirement to disclose a reporting issuer's reserves data by production group. Do you support the removal of the requirement to disclose reserves data by production group? Please explain your views.
3. A reporting issuer that includes contingent resources and prospective resources is not currently required to have those estimates prepared by an independent qualified reserves evaluator. Do you support the requirement in proposed item 2 of section 2.1 of Regulation 51-101 for an independent qualified reserves evaluator to evaluate or audit any contingent resources or prospective resources included in the annual statement of reserves data? Please explain your views.
4. Do you support the requirement in proposed paragraph 4 of item 2.1 of Form 51-101F1 to provide low, best and high estimates of volume and net present value of future net revenue in respect of any contingent resources or prospective resources included in the annual statement of reserves data? Please explain your views.

-8-

5. When a reporting issuer discloses an oil and gas metric, the Draft Amendments would require the reporting issuer to disclose the standard, methodology and meaning of the disclosed metric, and if there was no identifiable standard, the parameters used in calculating the oil and gas metric and a cautionary statement. Do you support the proposed amendment to section 5.14 of Regulation 51-101 to impose the above described disclosure-based approach to oil and gas metrics such as BOEs, finding and development costs, netbacks, etc.? Please explain your views.

Please submit your comments in writing on or before January 17, 2014. If you are not sending your comments by email, please send a CD containing the submissions (in Microsoft Word format).

Address your submission to all of the CSA as follows:

British Columbia Securities Commission  
Alberta Securities Commission  
Financial and Consumer Affairs Authority of Saskatchewan  
Manitoba Securities Commission  
Ontario Securities Commission  
Autorité des marchés financiers  
Financial and Consumer Services Commission (New Brunswick)  
Superintendent of Securities, Department of Justice and Public Safety, Prince Edward Island  
Nova Scotia Securities Commission  
Securities Commission of Newfoundland and Labrador  
Superintendent of Securities, Northwest Territories  
Superintendent of Securities, Yukon  
Superintendent of Securities, Nunavut

Deliver your comments **only** to the addresses below. Your comments will be distributed to the other participating CSA.

M<sup>e</sup> Anne-Marie Beaudoin  
Corporate Secretary  
Autorité des marchés financiers  
800, square Victoria, 22e étage  
C.P. 246, tour de la Bourse  
Montréal (Québec) H4Z 1G3  
Fax : 514-864-6381  
[consultation-en-cours@lautorite.qc.ca](mailto:consultation-en-cours@lautorite.qc.ca)

-9-

Michael Jackson  
Oil and Gas Compliance Counsel  
Alberta Securities Commission  
Suite 600, 250-5<sup>th</sup> Street SW  
Calgary, Alberta T2P 0R4  
Fax: 403-297-2072  
michael.jackson@asc.ca

We cannot keep submissions confidential because securities legislation in certain provinces requires publication of a summary of the written comments received during the comment period.

### Questions

Please refer your questions to any of the following:

Luc Arsenault  
Géologue  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337 ext: 4373  
or 877-525-0337 (toll free across Canada)  
luc.arsenault@lautorite.qc.ca

Phillip Chan  
Chief Petroleum Officer and Manager  
Alberta Securities Commission  
403-355-9045  
phillip.chan@asc.ca

Michael Jackson  
Oil and Gas Compliance Counsel  
Alberta Securities Commission  
403-297-4973  
michael.jackson@asc.ca

Gordon Smith  
Senior Legal Counsel, Corporate Finance  
British Columbia Securities Commission  
604-899-6656 or 800-373-6393 (toll free  
across Canada)  
gsmith@bcsc.bc.ca

## 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), (19.3), (19.5), (20) and (34))

1. Section 1.1 of Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities is amended:

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

““abandonment costs” means all costs associated with

(a) rendering all intervals of a well incapable of flow into the wellbore or between intervals;

(b) removing all wellhead equipment; and

(c) the physical removal of surface facilities, and the decommissioning of any facilities, in the vicinity of the well, required for the transport, treatment and metering of a product type;

“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 the naturally occurring viscous mixture, consisting mainly of pentanes and heavier hydrocarbons, with a viscosity greater than 10,000 mPa·s (cP) measured at the mixture’s original temperature in the reservoir and at atmospheric pressure on a gas-free basis;”;

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

““byproduct” means a hydrocarbon or non-hydrocarbon that is recovered as a consequence of producing a product type;

“coal bed methane” means natural gas, primarily made up of methane, contained in coal deposits;”;

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

““contingent resources data” means an estimate of contingent resources and related future net revenue, estimated using forecast prices and costs;

“conventional natural gas” means natural gas contained in and produced from pore space in an accumulation for which the primary trapping mechanism is related to hydrodynamic forces and localized or depositional geological features;”;

(5) 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;”;

(6) 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, abandonment costs and reclamation costs;

“gas hydrates” means naturally occurring crystalline substances composed of water and gas, in an ice lattice structure;

“heavy crude oil” means crude oil with a 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;”;

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

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

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

““medium crude oil” means crude oil with a density that is 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 non-hydrocarbon 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, condensate and may contain non-hydrocarbons;”;

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

““oil and gas activities” includes

- (a) the search for product types in their natural locations;
- (b) the acquisition of property rights or properties for the purpose of exploring for or removing product types from their natural locations;
- (c) the activities 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; and

- (d) the production of synthetic crude oil or synthetic gas;

but does not include any of the following:

- (e) activities that occur after the first point of sale;
- (f) activities relating to the extraction of natural resources other than product types and their byproducts;

(g) the extraction of 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;”;

(10) by deleting the definition of the expression “production group”;

(11) by replacing the definition of the expression “product type” with the following:

““product type” means any of the following:

(a) in respect of liquid hydrocarbons, any of the following:

- (i) a combination of light crude oil and medium crude oil;
- (ii) heavy crude oil;
- (iii) bitumen;
- (iv) natural gas liquids;
- (v) synthetic crude oil;

(b) in respect of gaseous hydrocarbons, any of the following:

- (i) conventional natural gas;
- (ii) coal bed methane;
- (iii) gas hydrates;
- (iv) shale gas;
- (v) synthetic gas;”;

(12) by inserting, after the definition of “professional organization”, the following:

““prospective resources data” means an estimate of prospective resources and related future net revenue, estimated using forecast prices and costs;”;

(13) by inserting, after the definition of “qualified reserves evaluator or auditor”, the following:

““reclamation costs” means all costs, other than abandonment costs, associated with restoring land as close as possible to its original state or to a standard prescribed or imposed by a government or regulatory authority;”;

(14) by inserting, after the definition of “reserves data”, the following:

““shale gas” means natural gas

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

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

(15) by inserting, after the definition of “supporting filing”, the following:

““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 types; and

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

“synthetic crude oil” means a mixture of liquid hydrocarbons derived by upgrading bitumen, kerogen from oil shales, coal or from gas to liquid conversion and may contain sulphur or other non-hydrocarbon compounds.”.

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 such 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) by deleting, in paragraph (3), “, Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure”.

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 a qualified reserves evaluator, or qualified reserves auditor, that is independent of the reporting issuer, and must have the evaluator or auditor 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 have the qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor appointed under subsection (1) report to the board of directors of the reporting issuer on the contingent resources data or 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 Regulation is amended by inserting, after the words “reserves data”, “, contingent resources data or prospective resources data”.

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 5.4 of the Regulation is replaced with the following:

**“5.4. Oil and Gas Resources and Sales**

(1) Disclosure of resources or of sales of product types or associated byproducts 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 byproducts with respect to an alternate reference point if, to a reasonable person, the resources, product types or associated byproducts would be marketable at the alternate reference point.

(3) If a reporting issuer discloses resources or sales of product types or associated byproducts 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.”.

9. Sections 5.5 and 5.7 of the Regulation are repealed.

10. Section 5.9 of the Regulation is amended:

(1) by inserting, after subparagraph (iii) of subparagraph (d) of paragraph (2), the following:

“(iii.1) a description of the project including

- (A) each significant event in the project and the specific time period in which each event is expected to occur;
- (B) the recovery technology; and
- (C) whether the project is a conceptual or pre-development study;”;

(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.”.

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

12. 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 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 or 6 of Form 51-101F1, the reporting issuer must include disclosure that

- (a) identifies the standard and source of the oil and gas metric;
- (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.”.

13. Section 5.15 of the Regulation is repealed.

14. Section 5.16 of the Regulation is amended by replacing, in subparagraph (b) of paragraph (3), “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)”.

15. 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.”

16. 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”.**

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

18. The Regulation is amended by inserting, 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.”

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

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

(2) by inserting, in paragraph (4) of the instructions of item 1.1 and after the words “*should ensure 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) in subparagraph (b):

(A) by inserting, in subparagraph (v) and after the word “*abandonment*”, the word “*costs*”;

(B) by replacing, wherever they occur in the French text of subsections (vi), (vii) and (viii), 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 byproducts, and on a unit value basis for each product type, in each case with associated byproducts (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:

“4. Contingent Resources or Prospective Resources - If the reporting issuer discloses contingent resources or prospective resources in the statement filed or to be filed under item 1 of section 2.1 of the Regulation, disclose, separately from the disclosure required by items 1, 2 and 3 of section 2.1 of this Form,

(a) the contingent resources or prospective resources, as applicable, gross and net, estimated using forecast prices and costs, for each product type, in each of the following categories:

- (i) contingent resources (1C);
- (ii) contingent resources (2C);
- (iii) contingent resources (3C);
- (iv) prospective resources (low estimate);
- (v) prospective resources (best estimate);
- (vi) prospective resources (high estimate); and

(b) the net present value of future net revenue attributable to each category of resources referred to in paragraph (a) of this Item, estimated using forecast prices and costs, before deducting future income tax expenses, calculated using discount rates of 0%, 5%, 10%, 15% and 20%.

#### INSTRUCTIONS

(1) *Disclose all of the reserves over 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, contingent resources data or prospective resources 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 resources (in contrast to being an independent purchaser, broker, dealer or importer), disclose separately the reporting issuer’s interest in the resources 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) *A reporting issuer may disclose resources separately from the disclosure required under item 2.1 of this Form. The separate disclosure must include an explanation of the purpose for the separation and of whether the separately disclosed resources were also included in the disclosure required under item 2.1 of this Form.*

(5) *If the reporting issuer's disclosure of resources would, to a reasonable person, be misleading, if stated without 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 resources disclosed in the statement filed or to be filed under item 1 of section 2.1 of the Regulation.*

(6) *If a reporting issuer voluntarily discloses contingent resources or prospective resources and the 1C or low estimate, as applicable, has a negative net present value at any of the discount rates referred to in paragraph (4)(b), the reporting issuer must disclose the negative net present value.*

#### GUIDANCE

*A reporting issuer is subject to section 5.9 of the Regulation when providing disclosure of contingent resources or prospective resources in this Form.”.*

(4) by deleting items 2.3 and 2.4;

(5) in item 3.2:

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

(b) in the instructions:

(i) by inserting, in paragraph 2 and after the words “reserves data”, “, contingent resources data or prospective resources data”;

(ii) by deleting paragraph 3;

(6) in item 4.1:

(a) by replacing subparagraphs (b) and (c) of paragraph 2 with the following:

“(b) for each of the following:

oil;

(i) a combination of light crude oil and medium crude

(ii) heavy crude oil;

(iii) bitumen;

(iv) natural gas liquids;

(v) synthetic crude oil;

(vi) conventional natural gas;

(vii) coal bed methane;

(viii) gas hydrates;

(ix) shale gas;

(x) synthetic gas;

“(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.”;

(b) by replacing, in paragraph (2) of the instructions, the word “*by-product*” with the word “*byproduct*”;

(7) in item 5.1:

(a) by deleting, wherever they occur, the words “and, in the aggregate, before that time”;

(b) by replacing, wherever they occur, the words “not planning to develop” with the words “deferring the development of”;

(c) by inserting, 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 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 Mcf 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 costs 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 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 costs 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 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,”.

20. 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

To the board of directors of [name of reporting issuer] (the “Company”):

1. We have [audited] [evaluated] [and 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 estimates of [contingent resources][and][prospective resources] 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.

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] [evaluation] [and review].

We carried out our [audit] [evaluation] [and review] in accordance with standards set out in the Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (the “COGE Handbook”) prepared jointly by the Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) and the Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum (Petroleum Society).

3. Those standards require that we plan and perform an [audit] [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] [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.

4. **[If the Company has reserves, include this paragraph]** The following table shows the estimated 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] [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] [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 <sup>1</sup>

<sup>1</sup> 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).

**4.1 [If the Company has disclosed contingent resources data or prospective resources data, include this paragraph]** The following table sets forth the estimated future net revenue (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][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)	Estimated volume of Contingent/ Prospective Resources	Net Present Value of Future Net Revenue (before income taxes, 10% discount rate)		
					Audited	Evaluated	Total
Contingent Resources (2C)	Evaluator	xxx xx, 20xx	xxxx	xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx
Prospective Resources (Best Estimate)	Evaluator	xxx xx, 20xx	xxxx	xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx

5. In our opinion, the [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] respectively [audited] [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.

6. 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.

7. 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]”.

21. 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 may include, if disclosed in the statement required by item 1 of section 2.1 of the Regulation, contingent resources data or prospective resources data.

**[Alternative A: Reserves Data to Report or Contingent Resources Data or Prospective Resources Data Reported]**

[An] independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] [has / have] [audited] [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; 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 Reported]**

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]”.

22. 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]".

23. This Regulation comes into force on *(insert here the date of coming into force of this Regulation)*.

## 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<sup>1</sup> 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 the public and analysts in making investment decisions and recommendations.

The CSA encourage registrants<sup>2</sup> and other persons ~~and companies~~ 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, ~~in 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) 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 ~~paragraph~~ *section 1.1* (a) 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<sup>3</sup>, 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 ~~paragraph~~ *section 1.1* (b) 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;

<sup>1</sup> CSA Staff Notice 51-324 *Glossary to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* sets out the meanings of certain terms that are used in Regulation 51-101, Form 51-101F1, Form 51-101F2 or Form 51-101F3, or in this Policy Statement.

<sup>2</sup> “Registrant” has the meaning ascribed to the term under securities legislation in the jurisdiction.

<sup>3</sup> Refer to the discussion of financial instruments in subsection 2.7(5) below.

- (b) is an employee, insider, or director of a related party of the reporting issuer;
- (c) is a partner of any person ~~or company~~ 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 paragraph (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) **Product Types Arising From Oil Sands and Other Non Conventional Activities**— The definition of product type in paragraph 1.1(v) includes products arising from non-conventional oil and gas activities. Regulation 51-101 therefore applies not only to conventional oil and gas activities, but also to non-conventional activities such as the extraction of bitumen from oil sands with a view to the production of synthetic oil, the in situ production of bitumen, the extraction of methane from coal beds and the extraction of shale gas, shale oil and hydrates.~~

~~— Although Regulation 51-101 and Form 51-101F1 make few specific references to non-conventional oil and gas activities, the requirements of Regulation 51-101 for the preparation and disclosure of reserves data and for the disclosure of resources other than reserves apply to oil and gas reserves and resources other than reserves relating to oil sands, shale, coal or other non-conventional sources of hydrocarbons. — **Additional Disclosure** —~~ The CSA encourage reporting issuers that are engaged in ~~non-conventional~~ 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.

For example, shale gas projects and plays 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. In this scenario, 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-regulatory professional organization of engineers, geologists, geoscientists or other professionals.

The definition of “professional organization” (in ~~paragraph~~[section 1.1\(w\)](#) 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 October 12, ~~2010, 2011~~, each of the following organizations in Canada is a professional organization:

- Association of Professional Engineers, ~~Geologists~~ and ~~Geophysicists~~[Geoscientists](#) of Alberta (~~APEGGA~~[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 Manitoba (APEGM)
- Association of Professional Geoscientists of Ontario (APGO)
- Professional Engineers of 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 Engineers and Geoscientists of Newfoundland (APEGN)
- Association of Professional Engineers of Yukon (APEY)
- Association of Professional Engineers, Geologists & Geophysicists of the Northwest Territories (NAPEGG) (representing the Northwest Territories and Nunavut Territory)

(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 of organizations listed above.

The list of foreign professional organizations is updated periodically in *CSA Staff Notice 51-309 Acceptance of Certain Foreign Professional Boards* as a “Professional Organization”. As at October 12, ~~2010~~, 2011, 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 and Land Surveyors,
- State of Colorado Board of Registration for Professional Engineers and Professional Land Surveyors
- Louisiana State Board of Registration for Professional Engineers and Land Surveyors,
- Oklahoma State Board of Registration 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
- Energy Institute 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 ~~paragraphs~~[section 1.1\(y\) and 1.1\(x\)](#) of Regulation 51-101, ~~respectively~~; 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, ~~NI~~ Regulation 14-101 or the securities statute in the jurisdiction (except to the extent of any conflict or inconsistency with Regulation 51-101, ~~NI~~ 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 have been 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.

## 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 a few prospects, unproved properties or resources, could still 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 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. These long and detailed reports cannot 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 is not mandatory, we encourage 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.

(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 requires the information required by section 2.1 of Regulation 51-101 to be included in the annual information form. ~~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) 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 from 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 also file that information again for the purpose of section 2.1 in one or more separate documents. ~~A~~However, a reporting issuer that elects to follow this approach ~~should file its annual information form in accordance with usual requirements of securities legislation, and at the same time file on SEDAR, in the category for Regulation 51-101 oil and gas disclosure, a notification that the information required under section 2.1 of Regulation 51-101 is included in the reporting issuer’s filed annual information form. — More specifically, the notification should be filed under SEDAR Filing Type: “Oil and Gas Annual Disclosure (Regulation 51-101)” and Filing Subtype/Document Type: “Oil and Gas Annual Disclosure Filing (Forms 51-101F1, F2 & F3)”. — Alternatively, the notification could be a copy of the news release mandated by section 2.2 of Regulation 51-101. If this is the case, the news release should be filed under SEDAR Filing Type: “Oil and Gas Annual Disclosure (Regulation 51-101)” and Filing Subtype/Document Type: “News Release (section 2.2 of Regulation 51-101)”— 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 and Ceasing to Engage in Oil and Gas Activities

The requirement to make annual Regulation 51-101 filings is not limited to only those 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 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 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 the 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 ~~no~~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 issuer may be omitted. However, if the 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 to present a reconciliation to the prior-year's estimates of reserves, as required by Part 4 of Form 51-101F1.

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, if any. 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 issuer had no production, as that fact would be material.

(2) **Form 51-101F2** - Regulation 51-101 requires reporting issuers to retain an independent qualified reserves evaluator or auditor to evaluate or audit the company's reserves data, contingent resources data or prospective resources data, if included in the statement required under item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101, and report to the board of directors. If the reporting issuer had no reserves during the year and ~~hence did not retain an evaluator or auditor, then did not disclose resources other than reserves in the statement required under item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101~~, it would not need to retain ~~one~~ 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 and the reporting issuer would therefore not be required to file a 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 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 ~~their~~ 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, ~~section 5.9 of Regulation 51-101~~ 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, item 2.1.4 of Form 51-101F1 also applies to that disclosure.

## 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, the cause of 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, could be reliance by a qualified reserves evaluator or auditor on information derived or obtained from a reporting issuer's independent financial auditors or reflecting 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.

~~Form 51-101F1 requires that certain reserves data be provided on both a "gross" and "net" basis, the latter being adjusted for both royalty entitlements and royalty obligations. However, if a royalty is granted by a trust's subsidiary to the trust, this would not affect the computation of "net reserves". The typical oil and gas income trust structure involves the grant of a royalty by an operating subsidiary of the trust to the trust itself, the royalty being the source of the distributions to trust investors. In this case, the royalty is wholly within the combined or consolidated trust entity (the trust and its operating subsidiary). This is not the type of external entitlement or obligation for which adjustment is made in determining, for example, "net reserves". Viewing the trust and its consolidated entities together, the relevant reserves and other oil and gas information is that of the operating subsidiary without deduction of the internal royalty to the trust.~~

(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**

~~Form 51-101F1 requires future net revenue to be estimated and disclosed both before and after deduction of income taxes. However, a reporting issuer may not be subject to income taxes because of its royalty or income trust structure. In this instance, the issuer should use the tax rate that most appropriately reflects the income tax it reasonably expects to pay on the future net revenue. If the issuer is not subject to income tax because of its royalty trust structure, then the most appropriate income tax rate would be zero. In this case, the issuer could present the estimates of future net revenue in only one column and explain, in a note to the table, why the estimates of before-tax and after-tax future net revenue are the same. 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. Reporting issuers may, but are not required to, disclose volumes and estimates of after-tax net present value of other resources in 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(a)(iii) and paragraph 5.2(c) of Regulation 51-101.~~

Estimates of after-tax net present value are dependant 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 other 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 Volume 1 of COGE Handbook);

- tax pool write-off rates;
- sequence in which tax pools are utilized;
- 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 to enable a reader to make an informed decision.

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 business entity]'s oil and gas properties here reflects the tax burden on the properties on a stand-alone basis. It does not consider the business-entity-level tax situation, or tax planning. It does not provide an estimate of the value at the business entity, which may be significantly different. The financial statements and the management's discussion & analysis (MD&A) of the [business entity] should be consulted for information at the level of the business entity."

~~Also, tax~~ 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. (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 classes 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, determined 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).

(5) (paragraph ~~deleted~~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 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 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" category or in an additional stand-alone 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 issuer may wish to 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 an 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 costs 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.](#)

For example, if events subsequent to the effective date have resulted in significant changes in expected future prices, such that the forecast prices reflected in the reserves data differ materially 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 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.

(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 and actual results may be material but reserves have been determined in accordance with the COGE Handbook, consistently applied.

Reserves estimates are made at a point in time, being the effective date. A reconciliation of a 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 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 are categorized according to the probability of their recovery. For example, the requirement that reported proved reserves “must have at least a 90-~~percent~~% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimated proved reserves” (section 5 of volume 1 of the COGE Handbook) implies that as more technical data becomes available, a positive, or upward, revision is significantly more likely than a negative, or downward, revision. Similarly, it should be equally likely that revisions to an estimate of proved plus probable reserves will be positive or negative.

Reporting issuers must assess the magnitude of such variation according to their own circumstances. A reporting issuer with a limited number of properties is more likely to be affected by a change in one of these properties than a reporting issuer with a greater number of properties. Consequently, reporting issuers with few properties are more likely to show larger variations, both positive and negative, than those with many properties.

Variations may result from factors that cannot be reasonably anticipated, such as the fall in the price of bitumen at the end of 2004 that resulted in significant negative revisions in proved reserves, or the unanticipated activities of a foreign government. If such variations occur, the reasons will usually be obvious. However, the assignment of a proved reserve, for instance, should reflect a degree of confidence in all of the relevant factors, at the effective date, such that the likelihood of a negative revision is low, especially for a reporting issuer with many properties. Examples of some of the factors that could have been reasonably anticipated, that have led to negative revisions of proved or of proved plus probable reserves are:

- Over-optimistic activity plans, for instance, booking reserves for proved or probable undeveloped reserves that have no reasonable likelihood of being drilled.
- Reserves estimates that are based on a forecast of production that is inconsistent with historic performance, without solid technical justification.
- Assignment of drainage areas that are larger than can be reasonably expected.
- The use of inappropriate analogs.

(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. 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.

Similarly, the evaluator or auditor should not use price forecasts for a date subsequent to the year-end date of, in this example, December 31. The evaluator or auditor should use the prices that he or she forecasted on or around December 31. The evaluator or auditor should also use the December forecasts for exchange rates and inflation. Revisions to price, exchange rate or inflation rate forecasts after December 31 would have resulted from events that occurred after December 31.

#### **2.9.2.9. 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 ~~must~~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.

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 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 ~~include, near the reference to BOEs, the cautionary statement required by paragraph 5.14(d)~~ 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. However, supplementary to this disclosure, a reporting issuer may provide disclosure of reserves or resources other than reserves in accordance with an alternative resources evaluation standard under section 5.18 of Regulation 51-101. Alternative resource 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 believes that a qualified reserves evaluator preparing an estimate under an alternative resources evaluation standard and the COGE Handbook should be experienced in the evaluation practices of both evaluation standards. A qualified reserves evaluator should be aware that when an estimate is prepared using an alternative resources evaluation standard, the qualified reserves evaluator is taking on a professional responsibility that reflects on their individual professionalism and the integrity of their profession.

## 5.2. Disclosure of Reserves and Other Information

(1) **General** - A reporting issuer must comply with the requirements of section 5.2 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 reserve estimate be prepared in accordance with the COGE Handbook. For example, section 5 of volume 1 of the COGE Handbook specifies that, in respect of an issuer's reported proved reserves, there is to be at least a 90-~~percent~~% probability that the total remaining quantities of oil and gas to be recovered will equal or exceed the estimated total proved reserves.

Additional guidance on particular topics is provided below.

(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 produced. 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 applying the definitions and using the guidelines set out in the COGE Handbook.
- Entity level probabilistic reserves estimates should be aggregated arithmetically to provide reported level reserves.
- If the evaluator also prepares aggregate reserves estimates using probabilistic methods, the evaluator should explain in the evaluation report the method used. In particular, 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 that the evaluator prepared using probabilistic methods, the issuer should provide a brief explanation, near its disclosure, about the reserves definitions used for estimating the 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. The reporting issuer’s evaluator is not required to consider whether the reporting issuer will have the capital necessary to develop the reserves. (See section 7 of 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 issuer expects that the costs of funding would make development of a property unlikely, then even if reserves were assigned, it must also 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 oilsands 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 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 proved or probable undeveloped reserves are not disclosed to the public, then those who have a special relationship with the issuer and know about the existence of these reserves would not be permitted to purchase or sell the securities of the issuer until that information has been disclosed. If the issuer has 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.

(7) **Mechanical Updates** - So-called “mechanical updates” of 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 lead 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 to ensure 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 various 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 subcategories of discovered resources including reserves, contingent resources and discovered unrecoverable resources.

Reserves can be characterized as proved, probable or possible reserves, 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 resources 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.

~~For further guidance on disclosure of reserves and of resources other than reserves, see sections 5.2 and 5.5 of this Policy Statement.~~

### 5.4. Written ~~Consents~~ 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.

~~Section 5.7 of Regulation 51-101 restricts a reporting issuer’s use of a report of a qualified reserves evaluator or auditor without written consent. The consent requirement does not apply to the direct use of the report for the purposes of Regulation 51-101 (filing Form 51-101F1 or making direct or indirect reference to the conclusions of that report in the filed Form 51-101F1 and Form 51-101F3). The qualified reserves evaluator or auditor retained to report to a reporting issuer for the purposes of Regulation 51-101 is expected to anticipate these uses of the report. However, further use of the report (for example, in a securities offering document or in other news releases) would require written consent. An evaluator who consents to disclosure of information from a report should be aware of the potential for civil liability and should be aware of the purpose for which the report will be used.~~

### 5.5. 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 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 literature<sup>41</sup> 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 issuer include an estimate of a resource quantity or associated value, as set out below in subsection 5.5(3).

If a reporting issuer discloses anticipated results relating to numerous aggregated properties, prospects or resources, the 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 only few properties, it may be appropriate to make the disclosure for each property. Such disclosure may be unreasonably onerous for a reporting issuer with many properties, and 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 or subcategory less specific than would otherwise be possible, and required to be disclosed by subsection 5.3(1) of Regulation 51-101.

In respect of the requirement to disclose the risk and level of uncertainty associated with the anticipated result under paragraph 5.9(1)(d) of Regulation 51-101, risk and uncertainty are related concepts. Section 9 of volume 1 of the COGE Handbook provides the following definition of risk:

“Risk refers to a likelihood of loss and ... It is less appropriate to reserves evaluation because economic viability is a prerequisite for defining reserves.”

The concept of risk may have some limited relevance in disclosure related to reserves, for instance, for incremental reserves that depend on the installation of a compressor, the likelihood that the compressor will be installed. Risk is often relevant to the disclosure of resource categories other than reserves, in particular the likelihood that an exploration well will, or will not, be successful.

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 resource.

<sup>41</sup> 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).

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 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;
- 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 within 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 ~~obtains or carries out an evaluation of resources~~ provides disclosure of 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 ~~must~~ should not contain the term "Form 51-101 F2" as this form is specific to the ~~evaluation of reserves data. Reporting issuers must modify the report on resources to reflect that reserves data is not being reported. 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 resource estimate is not an independent resource estimate.

~~The COGE Handbook recommends the use of probabilistic evaluation methods for making resource estimates, and although it does not provide detailed guidance there is a considerable amount of technical literature on the subject.~~

Pursuant to section 5.3 of Regulation 51-101, the reporting issuer must ensure that the estimated resource relates to the most specific category of resources in which the resource can be classified. As discussed above in subsection 5.5(2) of this Policy Statement, if a reporting issuer wishes to disclose an aggregate resource 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.

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. 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 resource categories.

~~A reporting issuer may wish to report reserves or resources other than reserves as "in-place volumes".~~ By definition, reserves of any type, contingent resources and prospective resources are estimates of volumes that are recoverable or potentially recoverable and, as such, cannot be described as being "in-place". 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 category of resource, 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**

~~If the reporting issuer discloses an estimate of a resource quantity or associated value, the reporting issuer must additionally disclose the following:~~

- ~~(i) a definition of the resource category used for the estimate;~~
- ~~(ii) the effective date of the estimate;~~

- ~~(ii) significant positive and negative factors relevant to the estimate;~~
- ~~(iv) the contingencies which prevent the classification of a contingent resource as a reserve; and~~
- ~~(v) cautionary language as prescribed by subparagraph 5.9(2)(d)(v) of Regulation 51-101.~~

~~The resource estimate may be disclosed as a single quantity such as a median or mean, representing the best estimate. Frequently, however, the estimate consists of three values that reflect a range of reasonable likelihoods (the low value reflecting a conservative estimate, the middle value being the best estimate, and the high value being an optimistic estimate).~~

~~Guidance concerning defining the resource category is provided above in section 5.3 and paragraph 5.5(3)(b) of this Policy Statement.~~ 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 resource, this may constitute a significant negative factor relevant to the estimate. Other examples would include abandonment costs, reclamation costs, a significant lease expiry 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 resource or property 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 meaning of the word "commercial" provided in the Regulation 51-101 Glossary criteria for determining commerciality provided in section 5.3 of volume 1 of the COGE Handbook.

~~The general disclosure requirements of paragraph 5.9(2)(d) of Regulation 51-101 may be illustrated by an example. If a reporting issuer discloses, for example, an estimate of a volume of its bitumen which is a contingent resource to the issuer, the disclosure would include information of the following nature:~~

~~The reporting issuer holds a [?] interest in [provide description and location of interest]. As of [?] date, it estimates that, in respect of this interest, it has [?] bbls of bitumen, which would be classified as a contingent resource. A contingent resource is defined as [cite current definition in the COGE Handbook]. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resource. The contingencies which currently prevent the classification of the resource as a reserve are [state specific capital costs required to render production economic, applicable regulatory considerations, pricing, specific supply costs, technological considerations, and/or other relevant factors]. A significant factor relevant to the estimate is [e.g.] an existing legal dispute concerning title to the interest.~~

~~To the extent that this information is provided in a previously filed document, and it relates to the same interest in resources, the issuer can omit disclosure of significant positive and negative factors relevant to the estimate and the contingencies which prevent the classification of the resource as a reserve. However, the issuer must make reference in the current disclosure to the title and date of the previously filed document.~~

## 5.6. 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. 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 an area of the reporting issuer's area of interest. Pursuant to subsection 5.10(2) of Regulation 51-101, if the issuer discloses an estimate of its own reserves or resources based on an extrapolation from the analogous information, or if the analogous information itself is an estimate of its own reserves or resources, the 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 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.

#### 5.7. 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. 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. BOEs and McfGEs

Section 5.14 of Regulation 51-101 sets out requirements that apply if a reporting issuer ~~chooses to make disclosure~~ discloses using units of equivalency such as BOEs or McfGEs. ~~The requirements include prescribed methods of calculation and cautionary disclosure as to the possible limitations of those calculations.~~ Industry practice is to use a conversion ratio of 6 Mcf of gas to 1 Bbl of oil. If an 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 could 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 “An 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 wellhead.”

When the value ratio is significantly different from the energy equivalency of 6:1; the disclosure may be misleading without additional information. For example, an actual value ratio of 20:1 at the time the disclosure is made may require a statement to the effect that a conversion using a 6:1 ratio would be misleading as an indication of value.

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.

##### 5.8.1. Net Asset Value, Reserve Replacement and Netbacks

Section 5.14 of Regulation 51-101 is a set of principle-based requirements for the disclosure of oil and gas metrics, which replaces the rule-based disclosure requirements for net asset value, reserves replacements 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) a 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 ~~5.15~~5.14 of Regulation 51-101 sets out requirements that would apply if a reporting issuer ~~chooses to make disclosure of~~discloses finding and development costs.

~~Because the prescribed methods of calculation under section 5.15 involve the use of BOEs, section 5.14 of Regulation 51-101 necessarily applies to disclosure of finding and development costs under section 5.15. As such, the finding and development cost calculations must apply a conversion ratio as specified in section 5.14 and the cautionary disclosure prescribed in section 5.14 will also be required. 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.~~

~~\_\_\_\_\_ BOEs are based on imperial units of measurement. If the reporting issuer uses other units of measurements (such as SI or "metric" measures), any corresponding departure from the requirements of section 5.15 should reflect the use of units other than BOEs.~~

### 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~~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 an 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 issuer's Form 51-~~101~~F1. 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 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 ~~sections 5.9, 5.10 and 5.16~~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 issuer, even if the disclosure is not mandated by Regulation 51-101 ~~Any such disclosure should be based on supportable analysis.~~

(3) **Proved or Probable Undeveloped reserves** - Further to the guidance provided in subsection 5.2(4) 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 issuer has 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 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 categories of the reserves reconciliation.

(5) **Relief to Provide More Recent Form 51-101F1 Information in a Prospectus** - If an 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 issuer of the requirement to disclose the reserves data and other information as at year-end.

An 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 issuer's most recent financial year-end in respect of which the prospectus includes financial statements. The prospectus requirements, while certainly not presenting an obstacle to such more current disclosure, would nonetheless require that the corresponding information also be provided as at that financial year-end.

We would consider granting relief on a case-by-case basis to permit an 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 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 issuer's reserves data and other information contained in its filed disclosure. This would not necessarily 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.

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, 2014  
**CONSTANT FORECAST PRICES AND COSTS [OPTIONAL SUPPLEMENTARY DISCLOSURE]**

RESERVES CATEGORY	RESERVES <sup>(1)</sup>							
	LIGHT CRUDE OIL AND MEDIUM CRUDE OIL		HEAVY CRUDE OIL		CONVENTIONAL NATURAL GAS <sup>(2)</sup>		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.

(2) Estimates of reserves of natural gas may be reported separately for (i) associated and non-associated gas (combined), (ii) solution gas and (iii) coal bed methane.

OPTIONAL  
SUPPLEMENTARY

**SUMMARY OF NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE**  
as of December 31, ~~2006~~**2014**  
**CONSTANT PRICES AND COSTS [OPTIONAL SUPPLEMENTARY DISCLOSURE]**  
**FORECAST PRICES AND COSTS**

RESERVES CATEGORY	NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE										UNIT VALUE BEFORE INCOME TAX 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

OPTIONAL  
SUPPLEMENTARY

Reference: Item 2.2 of Form 51-101F1

**TOTAL FUTURE NET REVENUE  
(UNDISCOUNTED)  
as of December 31, 2006  
CONSTANT PRICES AND COSTS [OPTIONAL SUPPLEMENTARY DISCLOSURE]**

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

OPTIONAL  
SUPPLEMENTARY

Reference: Item 2.2 of Form 51-101F1

**FUTURE NET REVENUE  
BY PRODUCTION GROUP  
as of December 31, 2006  
CONSTANT PRICES AND COSTS [OPTIONAL SUPPLEMENTARY DISCLOSURE]**

RESERVES CATEGORY	PRODUCTION GROUP	FUTURE NET REVENUE BEFORE INCOME TAXES (discounted at 10%/year) (M\$)
Proved Reserves	Light and Medium Crude Oil (including solution gas and other by-products)	xxx
	Heavy Oil (including solution gas and other by-products)	xxx
	Natural Gas (including by-products but excluding solution gas from oil wells)	xxx
	Non-Conventional Oil and Gas Activities	xxx
Proved Plus Probable Reserves	Light and Medium Crude Oil (including solution gas and other by-products)	xxx
	Heavy Oil (including solution gas and other by-products)	xxx
	Natural Gas (including by-products but excluding solution gas from oil wells)	xxx
	Non-Conventional Oil and Gas Activities	xxx

OPTIONAL SUPPLEMENTARY Reference: Item 2.2 of Form 51-101-F1

**SUMMARY OF OIL AND GAS RESERVES**  
as of December 31, 2006  
**FORECAST PRICES AND COSTS**

RESERVES CATEGORY	RESERVES <sup>(1)</sup>							
	LIGHT AND MEDIUM OIL		HEAVY OIL		NATURAL GAS <sup>(2)</sup>		NATURAL GAS LIQUIDS	
	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (MMcf)	Net (MMcf)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)
<b>PROVED</b>								
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
<b>TOTAL PROVED</b>	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
<b>PROBABLE</b>	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<b>TOTAL PROVED PLUS PROBABLE</b>	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

(1) Other product types must be added if material.

(2) Estimates of reserves of natural gas may be reported separately for (i) associated and non-associated gas (combined), (ii) solution gas and (iii) coal-bed methane.

**SUMMARY OF NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE**  
as of December 31, 2006  
**FORECAST PRICES AND COSTS**

RESERVES CATEGORY	NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE										
	BEFORE INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					AFTER INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					UNIT VALUE BEFORE INCOME TAX DISCOUNTED AT 10%/year
	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	(\$/Meft) (\$/bbl)
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	xx
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 for probable reserves, by production group/product type, in the chart for item 2.1(3)(c) of Form 51-101F1 (see sample chart below entitled Future Net Revenue by Production Group/Product Type).
- (2) The unit values are based on net reserve volumes.

Reference: Item 2.1(1) and (2) of Form 51-101F1

**TOTAL FUTURE NET REVENUE  
(UNDISCOUNTED)  
as of December 31, ~~2006~~2014  
FORECAST PRICES AND COSTS**

RESERVES CATEGORY	REVENUE (M\$)	ROYALTIES (M\$)	OPERATING COSTS (M\$)	DEVELOPMENT COSTS (M\$)	ABANDONMENT AND RECLAMATION COSTS (M\$)	<u>RECLAMATION COSTS (M\$)</u>	FUTURE NET REVENUE BEFORE INCOME TAXES (M\$)	INCOME TAXES (M\$)	FUTURE NET REVENUE AFTER INCOME TAXES (M\$)
Proved Reserves	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	<u>xxx</u>	xxx	xxx	xxx
Proved Plus Probable Reserves	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	<u>xxx</u>	xxx	xxx	xxx

Reference: Item 2.1(3)(b) of Form 51-101F1

FUTURE NET REVENUE  
 BY ~~PRODUCTION GROUP~~ PRODUCT TYPE  
 as of December 31, ~~2006~~ 2014  
 FORECAST PRICES AND COSTS

RESERVES CATEGORY	<del>PRODUCTION GROUP</del> <u>PRODUCT TYPE</u>	FUTURE NET REVENUE BEFORE INCOME TAXES (discounted at 10%/year) (M\$)	UNIT VALUE (\$/Mcf) (\$/bbl)
Proved Reserves	Light <u>Crude Oil</u> and Medium Crude Oil (including solution gas and other by-products)	xxx	xxx
	Heavy <u>Crude Oil</u> (including solution gas and other by-products)	xxx	xxx
	<u>Bitumen</u>	xxx	
	<u>Natural Gas Liquids</u>	xxx	
	<u>Synthetic Crude Oil</u>	xxx	
	<u>Conventional</u> Natural Gas (including by-products but excluding solution gas and by-products from oil wells)	xxx	xxx
	<u>Non-Conventional Oil and Coal Bed Methane</u>	xxx	
	Gas Activities- <u>Hydrates</u>	xxx	
Proved Plus Probable Reserves	<u>Shale Gas</u>	xxx	xxx
	<u>Synthetic Gas</u>	xxx	xxx
	Total	xxx	xxx
Proved Plus Probable Reserves	Light <u>Crude Oil</u> and Medium Crude Oil (including solution gas and other by-products)	xxx	xxx
	Heavy <u>Crude Oil</u> (including solution gas and other by-products)	xxx	xxx
	<u>Bitumen</u>	xxx	xxx
	<u>Natural Gas Liquids</u>		
	<u>Synthetic Crude Oil</u>		
	<u>Conventional</u> Natural Gas (including by-products but excluding solution gas from oil wells)		
	<u>Non-Conventional Oil and Coal Bed Methane</u>	xxx	
	Gas Activities- <u>Hydrates</u>		
Proved Plus Probable Reserves	<u>Shale Gas</u>		xxx
	<u>Synthetic Gas</u>		xxx
	Total	xxx	xxx

Reference: Item 2.1(3)(c) of Form 51-101F1

**SUMMARY OF OIL AND GAS CONTINGENT AND PROSPECTIVE RESOURCES<sup>(1)</sup>**  
**as of December 31, 2014**  
**FORECAST PRICES AND COSTS**

RESOURCES CATEGORY	CONTINGENT AND PROSPECTIVE RESOURCES <sup>(2)</sup>							
	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)
<b>CONTINGENT</b>								
1C	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2C	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
3C	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<b>PROSPECTIVE</b>								
Low estimate	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Best estimate	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
High estimate	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

(1) This disclosure is triggered by optional disclosure of contingent or prospective resources in the statement prepared in accordance with item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101.

(2) Other product types must be added if material.

(3) The disclosure in this table must comply with section 5.9 of Regulation 51-101.

Reference: Item 2.1(4)(a) of Form 51-101F1

**SUMMARY OF NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE<sup>(1)</sup>**  
**(CONTINGENT AND PROSPECTIVE RESOURCES)**  
as of December 31, 2014  
**FORECAST PRICES AND COSTS**

RESOURCES CATEGORY	NET PRESENT VALUES 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)
<b>CONTINGENT</b>										
1C	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2C	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
3C	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<b>PROSPECTIVE</b>										
Low Estimate	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Best Estimate	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
High Estimate	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

**OPTIONAL  
SUPPLEMENTARY**

**(1) This disclosure is triggered by optional disclosure of contingent or prospective 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 section 5.9 of Regulation 51-101**

Reference: Item 2.1(4)(b) of Form 51-101F1

**SUMMARY OF PRICING ASSUMPTIONS**  
as of December 31, ~~2006~~**2014**

**CONSTANT PRICES AND COSTS<sup>(1)</sup>**

Year	OIL <sup>(2)</sup>				NATURAL GAS <sup>(2)</sup> AECO Gas Price (\$Cdn/MMBtu)	NATURAL GAS LIQUIDS FOB Field Gate (\$Cdn/bbl)	EXCHANGE RATE <sup>(3)</sup> (\$US/\$Cdn)
	WTI Cushing Oklahoma (\$US/bbl)	Edmonton Par Price 40 <sup>o</sup> API (\$Cdn/bbl)	Hardisty Heavy 12 <sup>o</sup> API (\$Cdn/bbl)	Cromer Medium 29.3 <sup>o</sup> API (\$Cdn/bbl)			
Historical (Year End)							
<del>2003</del> 11	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2004</del> 12	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2005</del> 13	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2006</del> 14 (Year End)	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

 OPTIONAL  
SUPPLEMENTARY

- (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

**SUMMARY OF PRICING AND INFLATION RATE ASSUMPTIONS**  
as of December 31, ~~2014~~  
**FORECAST PRICES AND COSTS**

Year	OIL <sup>(1)</sup>				NATURAL GAS <sup>(1)</sup> AECO Gas Price (\$Cdn/MMBtu)	NATURAL GAS LIQUIDS FOB Field Gate (\$Cdn/bbl)	INFLATION RATES <sup>(2)</sup> %/Year	EXCHANGE RATE <sup>(3)</sup> \$US/\$Cdn
	WTI Cushing Oklahoma \$US/bbl	Edmonton Par Price 40 <sup>b</sup> API \$Cdn/bbl	Hardisty Heavy 12 <sup>a</sup> API \$Cdn/bbl	Cromer Medium 29.3 <sup>b</sup> API \$Cdn/bbl				
Historical <sup>(4)</sup>								
<del>2003</del> 11	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2004</del> 12	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2005</del> 13	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2006</del> 14	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Forecast								
<del>2007</del> 15	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2008</del> 16	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2009</del> 17	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2010</del> 18	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2011</del> 19	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 (2006~~14~~, in this example).

 OPTIONAL  
SUPPLEMENTARY

Reference: Item 3.2 of Form 51-101F1

**RECONCILIATION OF  
COMPANY GROSS RESERVES  
BY PRODUCT TYPE<sup>(1)</sup>**

**FORECAST PRICES AND COSTS**

FACTORS	LIGHT <u>CRUDE OIL</u> AND MEDIUM <u>CRUDE OIL</u>			HEAVY <u>CRUDE OIL</u>			ASSOCIATED AND NON-ASSOCIATED <u>CONVENTIONAL</u> <u>NATURAL GAS</u>		
	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, 2005 <sup>13</sup>	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Extensions & Improved Recovery 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, 2006 <sup>14</sup>	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, bitumen, coal bed methane, gas, hydrates, shale oil and gas and shale synthetic gas, if material for the reporting issuer.

Reference: Item 4.1 of Form 51-101F1

## Projets de règlements

Loi sur les valeurs mobilières  
(chapitre V-1.1, a. 331.1, par. 1°, 3°, 9°, 19°, 19.1° et 34° et a. 331.2)

### Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs et ses concordants

Avis est donné par l'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité »), que, conformément à l'article 331.2 de la *Loi sur les valeurs mobilières*, L.R.Q., c. V-1.1, les règlements suivants dont les textes sont publiés ci-dessous, pourront être pris par l'Autorité et ensuite soumis au ministre des Finances et de l'Économie pour approbation, avec ou sans modification, à l'expiration d'un délai de 90 jours à compter de leur publication au Bulletin de l'Autorité :

- *Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs;*
- *Règlement modifiant le Règlement 41-101 sur les obligations générales relatives au prospectus;*
- *Règlement modifiant le Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue;*
- *Règlement modifiant le Règlement 71-102 sur les dispenses en matière d'information continue et autres dispenses en faveur des émetteurs étrangers.*

Vous trouverez également ci-dessous les projets de modification aux instructions générales suivants :

- *Instruction générale relative au Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs;*
- *Modification de l'Instruction générale relative au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue;*
- *Modification de l'Instruction générale relative au Règlement 71-102 sur les dispenses en matière d'information continue et autres dispenses en faveur des émetteurs étrangers.*

### Consultation

Toute personne intéressée ayant des commentaires à formuler à ce sujet est priée de les faire parvenir par écrit au plus tard le **15 janvier 2014**, en s'adressant à :

M<sup>e</sup> Anne-Marie Beaudoin  
Secrétaire générale  
Autorité des marchés financiers  
800, square Victoria, 22<sup>e</sup> étage  
C.P. 246, tour de la Bourse  
Montréal (Québec) H4Z 1G3  
Télécopieur : (514) 864-6381  
Courrier électronique : [consultation-en-cours@lautorite.qc.ca](mailto:consultation-en-cours@lautorite.qc.ca)

## Renseignements additionnels

Des renseignements additionnels peuvent être obtenus en s'adressant à :

Sonia Loubier  
Chef comptable  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337, poste 4291  
Numéro sans frais : 1 877 525-0337  
[sonia.loubier@lautorite.qc.ca](mailto:sonia.loubier@lautorite.qc.ca)

Nicole Parent  
Analyste, Direction de l'information continue  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337, poste 4455  
Numéro sans frais : 1 877 525-0337  
[nicole.parent@lautorite.qc.ca](mailto:nicole.parent@lautorite.qc.ca)

**Le 17 octobre 2013**

## Avis de consultation

### Projet de remplacement du *Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs*

*Projet de Règlement modifiant le Règlement 41-101 sur les obligations  
générales relatives au prospectus*

*Projet de Règlement modifiant le Règlement 51-102 sur les obligations  
d'information continue*

*Projet de Règlement modifiant le Règlement 71-102 sur les dispenses en matière  
d'information continue et autres dispenses en faveur des émetteurs étrangers*

**Le 17 octobre 2013**

### **Introduction**

Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM » ou « nous ») publient pour une période de consultation de 90 jours les projets de textes suivants :

- le projet de *Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs* (le « Règlement 52-108 »);
- le projet d'*Instruction générale relative au Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs*;

(collectivement, les « textes modifiés sur la surveillance des auditeurs »), et les projets de modifications suivants :

- le projet de *Règlement modifiant le Règlement 41-101 sur les obligations générales relatives au prospectus*;
- le projet de *Règlement modifiant le Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue* (le « Règlement 51-102 »);
- le projet de modification de l'*Instruction générale relative au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*;
- le projet de *Règlement modifiant le Règlement 71-102 sur les dispenses en matière d'information continue et autres dispenses en faveur des émetteurs étrangers* (le « Règlement 71-102 »);
- le projet de modification de l'*Instruction générale relative au Règlement 71-102 sur les dispenses en matière d'information continue et autres dispenses en faveur des émetteurs étrangers*;

(collectivement, les « projets de modification »).

Les textes modifiés sur la surveillance des auditeurs remplaceront le *Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs* actuellement en vigueur (le « règlement actuel sur la surveillance des auditeurs »).

L'ensemble des projets de textes est publié avec le présent avis et affiché sur le site Web de certains membres des ACVM.

### **Objet**

Comme dans le cas du règlement actuel sur la surveillance des auditeurs, l'objet premier des textes modifiés sur la surveillance des auditeurs est de renforcer la confiance du public dans l'intégrité de l'information financière des émetteurs assujettis en favorisant un audit indépendant de grande qualité. Nous proposons donc de changer les critères prévus par le Règlement 52-108 qui créent l'obligation pour le cabinet d'experts-comptables d'aviser l'autorité en valeurs mobilières de mesures correctives imposées par le Conseil canadien sur la reddition de comptes (CCRC). Cela aura vraisemblablement pour effet d'augmenter le nombre d'avis actuellement transmis.

Nous proposons de modifier le Règlement 51-102 afin que les émetteurs assujettis fournissent de l'information plus étendue et plus rapidement sur les changements d'auditeurs. En outre, pour améliorer la transparence, nous proposons d'ajouter l'obligation d'indiquer dans le prospectus que l'auditeur n'est pas soumis au programme de surveillance du CCRC, si tel est le cas. Enfin, nous ajoutons au Règlement 71-102 l'obligation pour les émetteurs étrangers de se conformer au Règlement 52-108, de manière à ce que leurs obligations coïncident avec celles de leur auditeur en matière de surveillance des auditeurs.

### **Contexte**

Le règlement actuel sur la surveillance des auditeurs a vu le jour dans le sillage de la création du CCRC, lequel a commencé ses activités en octobre 2003.

Le règlement actuel sur la surveillance des auditeurs oblige l'émetteur assujetti à obtenir un rapport d'audit signé par un cabinet d'experts-comptables qui a conclu une convention de participation avec le CCRC et qui respecte les sanctions et les restrictions imposées par l'organisme. De plus, il exige que le cabinet d'experts-comptables avise l'autorité en valeurs mobilières et, dans certains cas, le comité d'audit et le conseil d'administration de chacun des émetteurs assujettis formant sa clientèle de certaines restrictions ou sanctions imposées par le CCRC.

### **Résumé des projets de textes**

Nous proposons, par les textes de modification, d'apporter les principales modifications suivantes aux obligations actuelles :

- obliger le cabinet d'experts-comptables à aviser l'autorité en valeurs mobilières, le cas échéant, que le CCRC lui impose certains types de mesures correctives, quelle que soit l'appellation que le CCRC leur donne (par exemple, « sanction » ou « restriction »);

- obliger le cabinet d'audit participant à aviser ses clients émetteurs assujettis qu'il ne se conforme pas à certaines dispositions du règlement, le cas échéant;
- exiger d'indiquer dans le prospectus, le cas échéant, que les états financiers de l'émetteur qui y figurent ont été audités par un auditeur qui, en date du dernier rapport d'audit sur ces états financiers, n'était pas obligé de participer et ne participait pas au programme de surveillance du CCRC;
- ramener de 30 à 14 jours le délai de dépôt de l'avis de changement d'auditeur à déposer, en vertu du Règlement 51-102, après la cessation des fonctions d'un auditeur, sa démission ou la nomination d'un auditeur par l'émetteur assujetti;
- obliger le prédécesseur ou le nouvel auditeur à aviser l'autorité en valeurs mobilières en temps opportun, le cas échéant, que l'émetteur assujetti n'a pas déposé l'avis de changement d'auditeur prévu par le Règlement 51-102;
- ajouter aux dispenses prévues par le Règlement 71-102 la condition selon laquelle les émetteurs étrangers inscrits auprès de la SEC et les émetteurs étrangers visés, relativement à leurs états financiers audités, doivent se conformer au Règlement 52-108, que leur auditeur est aussi tenu de respecter.

Pour le moment, nous ne proposons pas de modification de fond aux obligations existantes qui prévoient les cas où le cabinet d'experts-comptables doit aviser le comité d'audit des émetteurs assujettis formant sa clientèle de mesures correctives imposées par le CCRC. Nous proposons de suspendre l'examen de la question en attendant l'avancement des travaux sur la recommandation, formulée dans le cadre de l'initiative Amélioration de la qualité de l'audit (« AQA »), d'accroître l'information relative aux inspections du CCRC mise à la disposition des comités d'audit.

L'initiative AQA a été menée par les Comptables professionnels agréés du Canada et le CCRC. Dans leur rapport du 31 mai 2013, il a été recommandé que le CCRC et les cabinets d'audit sous sa surveillance élaborent un protocole pour accroître l'information mise à la disposition des comités d'audit. Le protocole prévoirait que, si le CCRC a inspecté le dossier d'audit d'une entité, ses auditeurs fourniraient confidentiellement au comité d'audit de celle-ci un résumé de toutes les constatations importantes découlant de l'inspection et des suites données par le cabinet.

Nous demanderons des comptes rendus périodiques sur l'élaboration du protocole et y apporterons notre contribution au besoin. Lorsque son élaboration sera plus avancée, nous évaluerons s'il est nécessaire de modifier le Règlement 52-108 en ce qui a trait à l'obligation d'aviser les comités d'audit.

### **Coûts et avantages prévus**

Nous prévoyons que les projets de textes amélioreront la qualité et l'étendue de l'information relative aux mesures correctives imposées par le CCRC que les cabinets d'experts-comptables sont tenus de transmettre aux autorités en valeurs mobilières, ce qui aidera ces dernières dans la surveillance et l'examen des états financiers déposés par les émetteurs assujettis. Nous nous attendons aussi à ce que la mise en œuvre des projets de textes n'occasionne pas de coûts

supplémentaires importants pour les émetteurs assujettis et les cabinets d'experts-comptables en général.

### Questions locales

Une annexe du présent avis contient des projets de modification de la législation locale en valeurs mobilières. Chaque territoire qui publie des modifications locales publie cette annexe.

### Consultation

Les intéressés sont priés de présenter leurs commentaires sur les projets de textes par écrit au plus tard le 15 janvier 2014. Si vous ne les envoyez pas par courriel, veuillez également les fournir dans un fichier électronique (format Microsoft Word pour Windows).

Veuillez adresser vos commentaires à tous les membres des ACVM, comme suit :

British Columbia Securities Commission  
 Alberta Securities Commission  
 Financial and Consumer Affairs Authority (Saskatchewan)  
 Commission des valeurs mobilières du Manitoba  
 Commission des valeurs mobilières de l'Ontario  
 Autorité des marchés financiers  
 Commission des services financiers et des services aux consommateurs (Nouveau-Brunswick)  
 Superintendent of Securities, Department of Justice and Public Safety, Île-du-Prince-Édouard  
 Nova Scotia Securities Commission  
 Securities Commission of Newfoundland and Labrador  
 Registraire des valeurs mobilières, Territoires du Nord-Ouest  
 Registraire des valeurs mobilières, Yukon  
 Surintendant des valeurs mobilières, Nunavut

Veuillez envoyer vos commentaires aux adresses suivantes, et ils seront acheminés aux autres membres des ACVM.

Anne-Marie Beaudoin,  
 Secrétaire de l'Autorité  
 Autorité des marchés financiers  
 800, square Victoria, 22<sup>e</sup> étage  
 C.P. 246, tour de la Bourse  
 Montréal (Québec) H4Z 1G3  
 Téléc. : 514-864-6381  
[consultation-en-cours@lautorite.qc.ca](mailto:consultation-en-cours@lautorite.qc.ca)

John Stevenson,  
 The Secretary  
 Commission des valeurs mobilières de l'Ontario

20 Queen Street West  
22<sup>nd</sup> Floor  
Toronto (Ontario) M5H 3S8  
Télec. : 416-593-2318  
[comments@osc.gov.on.ca](mailto:comments@osc.gov.on.ca)

Nous ne pouvons préserver la confidentialité des commentaires parce que la législation en valeurs mobilières de certaines provinces exige la publication d'un résumé des commentaires écrits reçus pendant la période de consultation.

Nous suggérons que les modifications proposées à l'Instruction générale 52-108 et aux Règlements 41-101, 51-102 et 71-102 publiées pour consultation entrent en vigueur en même temps que le nouveau Règlement 52-108.

### **Questions**

Pour toute question, veuillez vous adresser à l'une des personnes suivantes:

Sonia Loubier  
Chef comptable  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337, poste 4291  
[sonia.loubier@lautorite.qc.ca](mailto:sonia.loubier@lautorite.qc.ca)

Nicole Parent  
Analyste, Direction de l'information continue  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337, poste 4455  
[nicole.parent@lautorite.qc.ca](mailto:nicole.parent@lautorite.qc.ca)

Carla-Marie Hait  
Chief Accountant  
British Columbia Securities Commission  
604-899-6726  
[chait@bcsc.bc.ca](mailto:chait@bcsc.bc.ca)

Jody-Ann Edman  
Associate Chief Accountant  
British Columbia Securities Commission  
604-899-6698  
[jedman@bcsc.bc.ca](mailto:jedman@bcsc.bc.ca)

Lara Gaede  
Chief Accountant  
Alberta Securities Commission  
403-297-4223  
[lara.gaede@asc.ca](mailto:lara.gaede@asc.ca)

Kari Horn  
General Counsel  
Alberta Securities Commission  
403-297-4698  
[kari.horn@asc.ca](mailto:kari.horn@asc.ca)

Cheryl McGillivray  
Manager, Corporate Finance  
Alberta Securities Commission  
403-297-3307  
[cheryl.mcgillivray@asc.ca](mailto:cheryl.mcgillivray@asc.ca)

Heather Kuchuran  
Senior Securities Analyst, Securities Division  
Financial and Consumer Affairs Authority (Saskatchewan)  
306-787-1009  
[heather.kuchuran@gov.sk.ca](mailto:heather.kuchuran@gov.sk.ca)

Bob Bouchard  
Directeur, Financement des entreprises  
Commission des valeurs mobilières du Manitoba  
204-945-2555  
[bob.bouchard@gov.mb.ca](mailto:bob.bouchard@gov.mb.ca)

Cameron McInnis  
Chief Accountant  
Commission des valeurs mobilières de l'Ontario  
416-593-3675  
[cmcinnis@osc.gov.on.ca](mailto:cmcinnis@osc.gov.on.ca)

Mark Pinch  
Senior Accountant, Office of the Chief Accountant  
Commission des valeurs mobilières de l'Ontario  
416-593-8057  
[mpinch@osc.gov.on.ca](mailto:mpinch@osc.gov.on.ca)

Michael Balter  
Senior Legal Counsel, General Counsel's Office  
Commission des valeurs mobilières de l'Ontario  
416-593-3739  
[mbalter@osc.gov.on.ca](mailto:mbalter@osc.gov.on.ca)

Kevin Hoyt  
Directeur, Valeurs mobilières  
Commission des services financiers et des services  
aux consommateurs (Nouveau-Brunswick)  
506-643-7691  
[kevin.hoyt@fcnb.ca](mailto:kevin.hoyt@fcnb.ca)

**RÈGLEMENT 52-108 SUR LA SURVEILLANCE DES AUDITEURS**

Loi sur les valeurs mobilières  
(chapitre V-1.1, a. 331.1, par. 1°, 3°, 9°, 19°, 19.1° et 34°)

**PARTIE 1 DÉFINITIONS ET CHAMP D'APPLICATION****Définitions**

1. Dans le présent règlement, on entend par :

« cabinet d'audit participant » : un cabinet d'experts-comptables qui a signé une convention de participation et qui n'a pas perdu son statut de participant ou, dans le cas contraire, qui a été réintégré par le CCRC;

« cabinet d'experts-comptables » : une personne qui fournit des services de comptabilité publique;

« CCRC » : le Conseil canadien sur la reddition de comptes ou Canadian Public Accountability Board, personne morale sans capital-actions constituée en vertu de la Loi sur les corporations canadiennes (S.R.C 1970, c. C-32) par lettres patentes en date du 15 avril 2003;

« convention de participation » : une entente écrite conclue entre le CCRC et un cabinet d'experts-comptables relativement au programme d'inspection professionnelle du CCRC et à l'établissement d'exigences en matière d'exercice;

« normes professionnelles » : les normes indiquées à la section 300 des règles du CCRC qui s'appliquent aux cabinets d'audit participants ainsi que leur modifications;

« règles du CCRC » : les règles et les règlements du CCRC ainsi que leurs modifications.

**PARTIE 2 SURVEILLANCE DES AUDITEURS****Cabinets d'experts-comptables**

2. Le cabinet d'experts-comptables qui établit un rapport d'audit sur les états financiers d'un émetteur assujéti satisfait, à la date du rapport, aux conditions suivantes :

- a) il est un cabinet d'audit participant;
- b) il se conforme aux mesures correctives visées au paragraphe 1 de l'article 5;
- c) il se conforme aux obligations relatives aux avis qui sont prévues à l'article 5.

**Remise d'un avis du cabinet d'experts-comptables non conforme à l'émetteur assujetti**

3. 1) Le cabinet d'experts-comptables qui a été nommé pour établir un rapport d'audit sur les états financiers d'un émetteur assujetti et qui, avant la signature du rapport, ne se conforme pas au paragraphe *a*, *b* ou *c* de l'article 2 en avise l'émetteur par écrit dans un délai de 2 jours après que le manquement ait été porté à son attention.

2) Le cabinet d'experts-comptables qui a donné avis à l'émetteur assujetti conformément au paragraphe 1 ne l'avise qu'il se conforme au paragraphe *a*, *b* ou *c* de l'article 2 que si le CCRC l'a informé par écrit que la situation ayant donné lieu à l'avis n'existe plus.

3) Le cabinet d'experts-comptables donne une copie de l'avis prévu par le présent article au CCRC le jour de sa remise à l'émetteur assujetti.

**Émetteurs assujettis**

4. L'émetteur assujetti qui dépose ses états financiers accompagnés d'un rapport d'audit d'un cabinet d'experts-comptables le fait établir par un cabinet qui satisfait aux conditions suivantes à la date du rapport :

*a)* il est un cabinet d'audit participant;

*b)* il n'a pas donné avis à l'émetteur assujetti conformément au paragraphe 1 de l'article 3 ou, dans le cas contraire, il l'a avisé que la situation ayant donné lieu à l'avis n'existe plus.

**PARTIE 3 AVIS****Remise d'un avis de mesure corrective à l'agent responsable ou à l'autorité en valeurs mobilières**

5. 1) Le cabinet d'audit participant nommé pour établir un rapport d'audit sur les états financiers d'un émetteur assujetti remet un avis à l'agent responsable ou, au Québec, l'autorité en valeurs mobilières dans les cas suivants :

*a)* le CCRC avise le cabinet d'audit participant par écrit qu'il doit prendre au moins une des mesures correctives suivantes :

*i)* mettre fin à une mission d'audit;

*ii)* engager un surveillant indépendant qui, après observation, fait rapport au CCRC sur son respect des normes professionnelles;

*iii)* engager un superviseur externe pour encadrer son travail;

*iv)* limiter le type ou le nombre d'émetteurs assujettis qu'il peut accepter comme nouveaux clients des services d'audit;

*b)* le CCRC avise le cabinet d'audit participant par écrit qu'il doit indiquer à l'agent responsable ou, au Québec, l'autorité en valeurs mobilières toute mesure corrective qui n'est pas visée au paragraphe *a*;

*c)* le CCRC rend publique une mesure corrective que le cabinet d'audit participant doit prendre.

2) L'avis prévu au paragraphe 1 est signifié par écrit et contient les descriptions fournies par le CCRC au cabinet d'audit participant à l'égard de ce qui suit :

*a)* les raisons du manquement du cabinet d'audit participant aux normes professionnelles;

*b)* chaque mesure corrective que le CCRC a imposée au cabinet d'audit participant;

*c)* le délai imparti au cabinet d'audit participant pour prendre chaque mesure corrective.

3) L'avis prévu au paragraphe 2 est remis à l'agent responsable ou, au Québec, à l'autorité en valeurs mobilières dans un délai de 2 jours suivant la date à laquelle le CCRC a avisé le cabinet d'audit participant qu'il doit prendre une mesure corrective visée au sous-paragraphe *a*, *b* ou *c* du paragraphe 1.

4) Le cabinet d'audit participant remet au CCRC une copie de tout avis prévu au présent article le jour de sa remise à l'agent responsable ou, au Québec, à l'autorité en valeurs mobilières.

#### **Avis supplémentaire relatif aux défaillances des systèmes de contrôle de la qualité**

6. 1) Le cabinet d'audit participant auquel le CCRC a demandé de prendre une mesure corrective pour remédier à une défaillance de ses systèmes de contrôle de la qualité et qui a reçu un avis du CCRC indiquant qu'il n'y a pas remédié dans le délai imparti en avise :

*a)* pour chaque émetteur assujéti à l'égard duquel il a été nommé afin d'établir un rapport d'audit :

*i)* le comité d'audit;

*ii)* si l'émetteur assujéti n'a pas de comité d'audit, la personne responsable de l'examen et de l'approbation de ses états financiers avant leur dépôt;

*b)* l'agent responsable ou, au Québec, l'autorité en valeurs mobilières.

2) L'avis prévu au paragraphe 1 est signifié par écrit et décrit les faits suivants :

*a)* la défaillance des systèmes de contrôle de la qualité du cabinet d'audit participant constatée par le CCRC;

*b)* la mesure corrective imposée par le CCRC, notamment la date à laquelle elle l'a été et le délai imparti pour remédier à la défaillance;

*c)* la raison pour laquelle le cabinet d'audit participant n'a pas remédié à la défaillance dans le délai imparti.

3) Le cabinet d'audit participant remet l'avis prévu au paragraphe 1 dans un délai de 10 jours suivant la réception de l'avis écrit du CCRC lui indiquant qu'il n'a pas remédié à la défaillance de ses systèmes de contrôle de la qualité dans le délai impart.

4) Le cabinet d'audit participant remet au CCRC une copie de tout avis prévu au présent article le jour de sa remise à l'agent responsable ou, au Québec, l'autorité en valeurs mobilières.

#### **Avis à donner avant une nouvelle nomination**

7. 1) Le cabinet d'audit participant qui se porte candidat à une nomination pour établir un rapport d'audit sur les états financiers d'un émetteur assujéti à l'égard d'un exercice en avise le comité d'audit ou, si l'émetteur n'en a pas, la personne chargée de l'examen et de l'approbation des états financiers avant leur dépôt, si les conditions suivantes sont réunies :

a) il n'a pas audité les états financiers de l'émetteur assujéti de l'exercice précédent;

b) le CCRC a informé le cabinet d'audit participant au cours des 12 mois précédents qu'il a omis de remédier à des défaillances dans ses systèmes de contrôle de la qualité à la satisfaction du CCRC.

2) L'avis prévu au paragraphe 1 est signifié par écrit et contient l'information visée au paragraphe 2 de l'article 6.

#### **PARTIE 4 DISPENSE**

##### **Dispense**

8. 1) L'agent responsable ou l'autorité en valeurs mobilières peut accorder une dispense de l'application de tout ou partie du présent règlement, sous réserve des conditions et des restrictions auxquelles la dispense peut être subordonnée.

2) Malgré le paragraphe 1, en Ontario, seul l'agent responsable peut accorder une telle dispense.

3) Sauf en Ontario, la dispense prévue au paragraphe 1 est accordée conformément à la loi visée à l'Annexe B du Règlement 14-101 sur les définitions, vis-à-vis du nom du territoire.

#### **PARTIE 5 ABROGATION ET DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR**

##### **Abrogation**

9. Le Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs, approuvé par l'arrêté ministériel n° 2005-16 du 2 août 2005, est abrogé.

##### **Date d'entrée en vigueur**

10. Le présent règlement entre en vigueur le (*indiquer ici la date d'entrée en vigueur du présent règlement*).

## **INSTRUCTION GÉNÉRALE RELATIVE AU RÈGLEMENT 52-108 SUR LA SURVEILLANCE DES AUDITEURS**

### **Introduction**

Le CCRC est un organisme indépendant de surveillance des cabinets d'experts-comptables qui audient les états financiers des émetteurs assujettis. Il a pour mission de favoriser un audit externe de grande qualité des émetteurs assujettis. Il est chargé d'élaborer et d'appliquer un programme de surveillance comprenant l'inspection périodique des cabinets d'audit participants. Le principal moyen dont il dispose pour évaluer la qualité des audits est l'inspection d'une sélection de sections à haut risque des dossiers d'audit et des éléments des systèmes de contrôle de la qualité de ces cabinets.

Le *Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs* (le « règlement ») vise à renforcer la confiance du public dans l'intégrité de l'information financière des émetteurs assujettis en obligeant :

- tout émetteur assujetti à faire appel à un auditeur qui a conclu une convention de participation avec le CCRC relativement au programme d'inspection professionnelle du CCRC et à l'établissement d'exigences en matière d'exercice;
- tout cabinet d'audit participant à respecter certaines mesures correctives que le CCRC lui impose;
- tout cabinet d'audit participant à aviser l'agent responsable ou, au Québec, l'autorité en valeurs mobilières de certaines mesures correctives que le CCRC lui impose, y compris la fin d'une mission d'audit ou la nomination d'un surveillant indépendant chargé de faire rapport sur son respect des normes professionnelles;
- tout cabinet d'audit participant qui n'a pas remédié à une défaillance de ses systèmes de contrôle de la qualité constatée par le CCRC à en aviser le comité d'audit des émetteurs assujettis formant sa clientèle ou la personne responsable de l'examen et de l'approbation de ses états financiers.

La présente instruction générale énonce le point de vue des autorités en valeurs mobilières sur diverses questions touchant le règlement.

### **Article 1 – Définition de « cabinet d'audit participant »**

Bon nombre des dispositions du règlement sont liées à la définition de l'expression « cabinet d'audit participant » prévue à l'article 1. Par exemple, l'article 5 du règlement impose au cabinet d'audit participant une obligation d'avis dans certaines circonstances, notamment lorsque le CCRC exige que le cabinet mette fin à une mission d'audit. Le CCRC peut imposer des mesures correctives à une ou plusieurs personnes physiques agissant à titre professionnel auprès du cabinet d'audit participant. Pour l'application du règlement, les autorités en valeurs mobilières considèrent que les mesures correctives imposées par le CCRC à une personne physique agissant auprès d'un cabinet d'audit participant à titre professionnel sont imposées à ce cabinet.

### **Article 1 – Définition des « normes professionnelles »**

La définition de l'expression « normes professionnelles » renvoie aux normes indiquées à la section 300 des règles du CCRC, qui se rapportent à l'audit, à la déontologie, à l'indépendance et au contrôle de la qualité.

**Paragraphe 1 de l'article 5 et sous-paragraphe b du paragraphe 1 de l'article 6 – Avis à l'autorité en valeurs mobilières**

En vertu du paragraphe 1 de l'article 5 et du sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 de l'article 6 du règlement, le cabinet d'audit participant a l'obligation de donner avis à l'agent responsable ou, au Québec, l'autorité en valeurs mobilières. Les expressions « agent responsable » et « autorité en valeurs mobilières » sont définies dans le *Règlement 14-101 sur les définitions*. Tout cabinet d'audit participant visé par l'une de ces dispositions doit transmettre l'avis à l'agent responsable ou, au Québec, l'autorité en valeurs mobilières de chaque territoire dans lequel il a été nommé par un ou plusieurs émetteurs assujettis afin d'établir un rapport d'audit sur leurs états financiers. Les autorités en valeurs mobilières estiment que l'obligation d'avis prévue par ces dispositions du règlement est remplie si l'avis est transmis à l'adresse suivante : [indiquer ici l'adresse électronique des ACVM].

**Paragraphe 1 de l'article 5 – Mesures correctives imposées par le CCRC**

En vertu du paragraphe 1 de l'article 5 du règlement, le cabinet d'audit participant doit aviser l'agent responsable ou, au Québec, l'autorité en valeurs mobilières de certaines mesures correctives imposées par le CCRC. Le CCRC peut désigner tout élément du paragraphe 1 de l'article 5 comme « recommandation », « exigence », « restriction » ou « sanction » ou employer un autre terme. Le cabinet d'audit participant doit transmettre l'avis prévu à l'article 5 du règlement si la mesure corrective est décrite à cet article, quelle que soit l'appellation que le CCRC lui donne. Par exemple, il doit donner avis conformément à la disposition *i* du sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 de l'article 5 du règlement si le CCRC exige qu'il mette fin à une mission d'audit, que le CCRC désigne cette mesure par le terme « recommandation », « exigence », « restriction » ou « sanction » ou par un autre terme.

**Disposition *iii* du sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 de l'article 5 – Nomination d'un superviseur externe**

En vertu de la disposition *iii* du sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 de l'article 5 du règlement, si le CCRC exige qu'un superviseur externe soit nommé pour encadrer le travail du cabinet d'audit participant, celui-ci est tenu d'en aviser l'agent responsable ou, au Québec, l'autorité en valeurs mobilières. Tel est le cas, par exemple, lorsque le CCRC enjoint au cabinet de confier la réalisation d'une revue technique d'un ou de plusieurs de ses audits à un responsable du contrôle qualité de la mission qui provient de l'externe.

**Disposition *iv* du sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 de l'article 5 – Limites imposées au cabinet d'audit participant en ce qui concerne l'acceptation d'émetteurs assujettis comme nouveaux clients des services d'audit**

En vertu de la disposition *iv* du sous-paragraphe *a* du paragraphe 1 de l'article 5 du règlement, le cabinet d'audit participant est tenu d'aviser l'agent responsable ou, au Québec, l'autorité en valeurs mobilières si le CCRC limite le type ou le nombre d'émetteurs assujettis qu'il peut accepter comme nouveaux clients des services d'audit. Selon les autorités en valeurs mobilières, sont assimilées à ce type de limite les restrictions à l'acceptation de missions d'audit auprès d'émetteurs assujettis d'un secteur d'activité en particulier. Par exemple, le cabinet d'audit participant qui se voit empêcher, pour une durée quelconque, d'auditer les états financiers de sociétés minières est visé par cette disposition du règlement même s'il est autorisé à auditer les comptes des émetteurs assujettis des autres secteurs.

Par ailleurs, les « émetteurs assujettis [acceptés] comme nouveaux clients [des] services d'audit » s'entendent des émetteurs assujettis dont le cabinet d'audit participant n'a pas audité les états financiers du dernier exercice. Par exemple, l'émetteur assujetti qui demande pour la première fois à un cabinet d'audit participant d'auditer ses états financiers de l'exercice 2013 est un émetteur assujetti accepté comme nouveau client des services d'audit du cabinet. De même, si le cabinet d'audit avait audité les états financiers de l'exercice 2011 de cet émetteur assujetti mais pas ceux de l'exercice 2012, l'émetteur serait

aussi, selon les autorités en valeurs mobilières, un nouveau client du cabinet en ce qui concerne l'audit des états financiers de l'exercice 2013.

**Sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 de l'article 5 – Avis à la discrétion du CCRC**

En vertu du sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 de l'article 5 du règlement, le cabinet d'audit est tenu de transmettre un avis à l'agent responsable ou, au Québec à l'autorité en valeurs mobilières à la discrétion du CCRC. Par exemple, le CCRC peut obliger le cabinet d'audit participant à aviser l'agent responsable ou, au Québec, l'autorité en valeurs mobilières qu'il a omis de se conformer à une mesure corrective que le CCRC lui avait enjoint de prendre dans le délai imparti.

**Sous-paragraphe *b* du paragraphe 2 de l'article 5 – Contenu de l'avis**

Le paragraphe 2 de l'article 5 du règlement prévoit le contenu de l'avis transmis par le cabinet d'audit participant à l'agent responsable ou l'autorité en valeurs mobilières. Le sous-paragraphe *b* de ce paragraphe prévoit que le cabinet d'audit participant décrive chaque mesure corrective imposée par le CCRC, y compris celles prévues au paragraphe 1 de cet article. Par exemple, si le CCRC oblige le cabinet d'audit participant à nommer un surveillant indépendant en vertu du sous-paragraphe *ii* du paragraphe *b* du paragraphe 1 de cet article et qu'il lui impose d'autres mesures correctives que celles prévues au paragraphe 1, l'avis doit comporter une description de toutes les mesures correctives.

## RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT 41-101 SUR LES OBLIGATIONS GÉNÉRALES RELATIVES AU PROSPECTUS

Loi sur les valeurs mobilières  
(chapitre V.1-1, a. 331.1, par. 1°, 19° et 19.1°)

1. L'Annexe 41-101A1 du Règlement 41-101 sur les obligations générales relatives au prospectus est modifiée :

1° par le remplacement, dans la rubrique 8.4, des mots « de ses titres comportant droit de vote ou de ses titres de capitaux propres » par les mots « de titres comportant droit de vote ou de titres de capitaux propres de l'émetteur »;

2° par l'insertion, après la rubrique 26.1, de la suivante :

**« Auditeur qui n'était pas un cabinet d'audit participant**

**« 26.1.1.**

1) Si l'auditeur visé à la rubrique 26.1 n'était pas un cabinet d'audit participant, au sens du Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs, à la date du dernier rapport d'audit sur les états financiers inclus dans le prospectus, inclure une mention semblable à la suivante pour l'essentiel :

« [Cabinet d'audit A] a audité les états financiers de [entité B] pour l'exercice terminé le [indiquer la période des derniers états financiers inclus dans le prospectus] et a délivré un rapport d'audit daté du [indiquer la date du rapport d'audit relatif aux états financiers pertinents]. À cette date, [cabinet d'audit A] n'était pas tenu de conclure ni n'avait conclu de convention de participation avec le Conseil canadien sur la reddition de comptes en vertu de la législation en valeurs mobilières. Le cabinet d'audit qui a conclu une convention de participation est soumis au programme de surveillance du Conseil canadien sur la reddition de comptes. ».

2) Si l'auditeur des états financiers visés à la rubrique 32 n'était pas un cabinet d'audit participant, au sens du Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs, à la date de son dernier rapport d'audit sur les états financiers inclus dans le prospectus, inclure une mention semblable à la suivante pour l'essentiel :

« [Cabinet d'audit C] a audité les états financiers de [entité D] pour l'exercice terminé le [indiquer la période des derniers états financiers inclus, le cas échéant, dans le prospectus conformément à la rubrique 32] et a délivré un rapport d'audit daté du [indiquer la date du rapport d'audit relatif aux états financiers pertinents]. À cette date, [cabinet d'audit C] n'était pas tenu de conclure ni n'avait conclu de convention de participation avec le Conseil canadien sur la reddition de comptes en vertu de la législation en valeurs mobilières. Le cabinet d'audit qui conclut une convention de participation est soumis au programme de surveillance du Conseil canadien sur la reddition de comptes. ». ».

2. Le présent règlement entre en vigueur le (indiquer la date d'entrée en vigueur du présent règlement).

## RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT 51-102 SUR LES OBLIGATIONS D'INFORMATION CONTINUE

Loi sur les valeurs mobilières  
(chapitre V.1-1, a. 331.1, par. 3°, 19° et 19.1°)

1. L'article 1.1 du Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue est modifié, dans le paragraphe 1, par le remplacement, dans le sous-paragraphe *iii* du paragraphe *k* de la définition de l'expression « solliciter », des mots « faite, à titre de client » par les mots « faite aux porteurs, en tant que clients ».

2. L'article 4.11 de ce règlement est modifié :

1° dans le paragraphe 5 :

*a)* dans le sous-paragraphe *a* :

*i)* par le remplacement, dans ce qui précède la disposition *i*, de « 10 » par « 3 »;

*ii)* par le remplacement, dans la disposition C de la disposition *ii*, de « 20 » par « 7 »;

*b)* par le remplacement, dans le sous-paragraphe *b*, de « 30 » par « 14 »;

2° dans le paragraphe 6 :

*a)* dans le sous-paragraphe *a* :

*i)* par le remplacement, dans ce qui précède la disposition *i*, de « 10 » par « 3 »;

*ii)* par le remplacement, dans la disposition C de la disposition *ii*, de « 20 » par « 7 »;

*iii)* par le remplacement, dans la disposition *iii*, de « 20 » par « 7 »;

*b)* dans le sous-paragraphe *b* :

*i)* par le remplacement, dans ce qui précède la disposition *i*, de « 30 » par « 14 »;

*ii)* par la suppression, dans le texte anglais du sous-paragraphe *iv*, du mot « either »;

3° par le remplacement du paragraphe 8 par le suivant :

« 8) Si l'émetteur assujetti ne dépose pas les documents d'information visés à la disposition *ii* du sous-paragraphe *b* du paragraphe 5 ou le communiqué visé à la disposition *iv* de ce sous-paragraphe, le prédécesseur l'avise du manquement par écrit dans les 3 jours suivant la date limite du dépôt, et transmet une copie de l'avis à l'autorité en valeurs mobilières. »;

4° par l'insertion, après le paragraphe 8, du suivant :

« 9) Si l'émetteur assujetti ne dépose pas les documents d'information visés à la disposition *ii* du sous-paragraphe *b* du paragraphe 6 ou le communiqué visé à la

disposition *iv* de ce sous-paragraphe, le nouvel auditeur l'avise du manquement par écrit dans les 3 jours suivant la date limite du dépôt, et transmet une copie de l'avis à l'autorité en valeurs mobilières. ».

3. L'article 8.10 de ce règlement est modifié par le remplacement, dans le sous-paragraphe *e* du paragraphe 3, du mot « normalement » par les mots « , si le présent article ne s'appliquait pas, ».

4. L'Annexe 51-102A2 de ce règlement est modifiée, dans la partie 2 :

1° par la suppression, dans le paragraphe 1 de la rubrique 3.1, du mot « social »;

2° dans le paragraphe 1.2 de la rubrique 10.2 :

*a)* par le remplacement, dans le sous-paragraphe *a*, des mots « été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens » par les mots « fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé afin de détenir l'actif »;

*b)* par le remplacement, dans le sous-paragraphe *b*, des mots « été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou si un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens » par les mots « fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé afin de détenir son actif »;

3° dans la rubrique 16.2 :

*a)* par le remplacement, dans le paragraphe 2.1, des mots « une vérification » par les mots « un audit », et des mots « des vérificateurs » par les mots « des auditeurs »;

*b)* par l'insertion, dans le paragraphe 3 et après « Indiquer si une personne, », de « ou un administrateur, ».

5. L'Annexe 51-102A5 de ce règlement est modifiée, dans la rubrique 7.2 de la partie 2 :

2° par le remplacement, dans le paragraphe *b*, des mots « été poursuivie par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens » par les mots « fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé afin de détenir l'actif »;

*b)* par le remplacement, dans le paragraphe *c*, des mots « été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou si un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens » par les mots « fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou un

séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé afin de détenir son actif ».

**6.** Le présent règlement entre en vigueur le (*indiquer la date d'entrée en vigueur du présent règlement*).

**MODIFICATION DE L'INSTRUCTION GÉNÉRALE RELATIVE AU RÈGLEMENT  
51-102 SUR LES OBLIGATIONS D'INFORMATION CONTINUE**

1. L'Instruction générale relative au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue est modifiée par l'insertion, après l'article 4.3, du suivant :

**« 4.4. Déclaration, par le prédécesseur et le nouvel auditeur, du non-respect des obligations relatives au changement d'auditeur**

En vertu des paragraphes 8 et 9 de l'article 4.11 du règlement, le prédécesseur et le nouvel auditeur sont tenus de transmettre à l'autorité en valeurs mobilières une copie de la lettre envoyée à l'émetteur assujéti pour l'aviser qu'il a manqué à ses obligations relatives au changement d'auditeur. L'expression « autorité en valeurs mobilières » est définie par le Règlement 14-101 sur les définitions. Les autorités en valeurs mobilières estiment que l'obligation d'avis prévue par ces dispositions du règlement est remplie si l'avis est transmis à l'adresse suivante : [indiquer ici l'adresse électronique des ACVM]. ».

2. L'article 12.3 de cette instruction générale est modifiée par l'insertion, dans le sous-paragraphes c du paragraphe 5 et après les mots « qui se rapporte à un terrain », du mot « minier, ».

**RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT 71-102 SUR LES DISPENSES EN MATIÈRE D'INFORMATION CONTINUE ET AUTRES DISPENSES EN FAVEUR DES ÉMETTEURS ÉTRANGERS**

Loi sur les valeurs mobilières  
(chapitre V.1-1, a. 331.1, par. 9° et 19°)

**1.** L'article 1.2 du Règlement 71-102 sur les dispenses en matière d'information continue et autres dispenses en faveur des émetteurs étrangers est modifié par le remplacement du sous-paragraphe *b* du paragraphe 1 par le suivant :

« *b*) les titres de capitaux propres de l'émetteur assujéti étranger qui sont représentés par un certificat américain d'actions étrangères ou une action américaine représentative d'actions étrangères émise par un dépositaire détenant des titres de capitaux propres de l'émetteur assujéti étranger. ».

**2.** L'article 4.3 de ce règlement est modifié :

1° par le remplacement, dans le paragraphe *c*, des mots « qu'il dépose » par les mots « à déposer »;

2° par l'insertion, après le paragraphe *e*, du suivant :

« *f*) il se conforme au Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs. ».

**3.** L'article 5.4 de ce règlement est modifié par l'insertion, après le paragraphe *e*, du suivant :

« *f*) il se conforme au Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs. ».

**4.** Le présent règlement entre en vigueur le (*indiquer la date d'entrée en vigueur du présent règlement*).

**MODIFICATION DE L'INSTRUCTION GÉNÉRALE RELATIVE AU RÈGLEMENT 71-102 SUR LES DISPENSES EN MATIÈRE D'INFORMATION CONTINUE ET AUTRES DISPENSES EN FAVEUR DES ÉMETTEURS ÉTRANGERS**

1. L'Instruction générale relative au Règlement 71-102 sur les dispenses en matière d'information continue et autres dispenses en faveur des émetteurs étrangers est modifiée par le remplacement de l'article 6.4 par le suivant :

**« 6.4. Dispense relative aux états financiers et au rapport d'audit**

L'article 4.3 du règlement dispense les émetteurs étrangers inscrits auprès de la SEC de certaines obligations relatives aux états financiers annuels et au rapport d'audit sur les états financiers annuels. L'article 5.4 prévoit une dispense similaire pour les émetteurs étrangers visés. Les émetteurs étrangers ne peuvent se prévaloir de la dispense que s'ils remplissent toutes les conditions prévues respectivement aux articles 4.3 et 5.4, y compris l'obligation de se conformer au *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables* et au *Règlement 52-108 sur la surveillance des auditeurs*. Les articles 4.3 et 5.4 ne prévoient pas de dispense :

a) des obligations d'attestation prévues par le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*;

b) des obligations relatives au comité d'audit prévues par le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*.

Les émetteurs étrangers inscrits auprès de la SEC et les émetteurs étrangers visés sont invités à consulter ces règlements pour savoir si une dispense leur est ouverte. ».

## Draft Regulations

Securities Act

(chapter V-1.1, s. 331.1, pars. (1), (3), (9), (19), (19.1) and (34), and s. 331.2)

### Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight and concordant regulations

Notice is hereby given by the *Autorité des marchés financiers* (the "Authority") that, in accordance with section 331.2 of the *Securities Act*, R.S.Q. c. V-1.1, the following Regulations, the texts of which are published hereunder, may be made by the Authority and subsequently submitted to the Minister of Finance and the Economy for approval, with or without amendment, after 90 days have elapsed since their publication in the Bulletin of the Authority:

- *Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight;*
- *Regulation to amend Regulation 41-101 respecting General Prospectus Requirements;*
- *Regulation to amend Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations;*
- *Regulation to amend Regulation 71-102 respecting Continuous Disclosure and Other Exemptions Relating to Foreign Issuers.*

Draft amendments to the following policy statement are also published hereunder:

- *Policy Statement to Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight;*
- *Amendments to Policy Statement to Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations;*
- *Amendments to Policy Statement to Regulation 71-102 respecting Continuous Disclosure and Other Exemptions Relating to Foreign Issuers.*

### Request for comment

Comments regarding the above may be made in writing by **January 15, 2013**, to the following:

M<sup>e</sup> Anne-Marie Beaudoin  
 Corporate Secretary  
 Autorité des marchés financiers  
 800, square Victoria, 22<sup>e</sup> étage  
 C.P. 246, tour de la Bourse  
 Montréal (Québec) H4Z 1G3  
 Fax: (514) 864-6381  
 E-mail: [consultation-en-cours@lautorite.qc.ca](mailto:consultation-en-cours@lautorite.qc.ca)

## Further information

Further information is available from:

Sonia Loubier  
Chief Accountant  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337, ext.4291  
Toll-free: 1 877 525-0337  
[sonia.loubier@lautorite.qc.ca](mailto:sonia.loubier@lautorite.qc.ca)

Nicole Parent  
Analyst, Continuous Disclosure  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337, ext.4455  
Toll-free: 1 877 525-0337  
[nicole.parent@lautorite.qc.ca](mailto:nicole.parent@lautorite.qc.ca)

**October 17, 2013**



Canadian Securities  
Administrators

Autorités canadiennes  
en valeurs mobilières

## CSA Notice and Request for Comment

### Proposed Replacement of *Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight*

*Draft Regulation to amend Regulation 41-101 respecting General Prospectus Requirements,*  
*Draft Regulation to amend Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations and*  
*Draft Regulation to amend Regulation 71-102 respecting Continuous Disclosure and Other Exemptions Relating to Foreign Issuers*

**October 17, 2013.**

#### **Introduction**

We, the Canadian Securities Administrators (CSA) are publishing for a 90-day comment period the proposed materials:

- *Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight* (Regulation 52-108),
- *Policy Statement to Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight*,

(together, the Amended Auditor Oversight documents), and regulations to amend

- *Draft Regulation to amend Regulation 41-101 respecting General Prospectus Requirements*;
- *Draft Regulation to amend Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations* (Regulation 51-102);
- *Draft Amendments to Policy Statement to Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations*;
- *Draft Regulation to amend Regulation 71-102 respecting Continuous Disclosure and Other Exemptions Relating to Foreign Issuers* (Regulation 71-102);
- *Draft Amendments to Policy Statement to Regulation 71-102 respecting Continuous Disclosure and Other Exemptions Relating to Foreign Issuers*;

(together, the Proposed Amendments).

The Amended Auditor Oversight documents will replace current *Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight* (the Current Auditor Oversight documents).

The text of the proposed materials published with this notice is also published on the websites of a number of the members of the CSA.

### **Substance and purpose**

Consistent with the Current Auditor Oversight documents, the main purpose of the Amended Auditor Oversight documents is to contribute to public confidence in the integrity of financial reporting of reporting issuers by promoting high quality, independent auditing. In the Amended Auditor Oversight documents, we are proposing to change the triggers in Regulation 52-108 for when a public accounting firm must deliver to the securities regulatory authority a notice relating to remedial actions imposed by the Canadian Public Accountability Board (CPAB). We expect this will result in a greater number of notices than is currently the case.

We are proposing amendments to Regulation 51-102 relating to information about changes in auditor to ensure that reporting issuers provide more timely and complete information. Furthermore, to improve transparency, we are proposing to add a requirement to disclose in a prospectus, if applicable, that an auditor is not subject to the oversight program of CPAB. Finally, we are adding a requirement to Regulation 71-102 to require foreign issuers to comply with Regulation 52-108; this will align a foreign issuer's obligations with their auditor's obligations relating to auditor oversight.

### **Background**

The Current Auditor Oversight documents was developed in connection with the creation of CPAB, which began its operations in October 2003.

The Current Auditor Oversight documents requires a reporting issuer to have the auditor's report signed by a public accounting firm that has entered into a participation agreement with CPAB and to be in compliance with any restrictions or sanctions imposed by CPAB. In addition, it requires a public accounting firm to provide notice to the securities regulator, and in some cases, the audit committees and board of directors of each reporting issuer client, of certain restrictions or sanctions imposed by CPAB.

### **Summary of the proposed materials**

We are proposing the following key changes in the proposed materials from existing requirements:

- require a public accounting firm to deliver a notice to the securities regulatory authority if CPAB imposes certain types of remedial actions regardless of the labels CPAB attaches to them (e.g., "sanction" or "restriction");
- require a public accounting firm to notify its reporting issuer clients if it is not in compliance with certain requirements in the Instrument;
- require disclosure in a prospectus, if the financial statements of the issuer included in the prospectus were audited by an auditor that, as at the date of the most recent auditor's report on financial statements included in the prospectus, was not required to be subject to, and was not subject to the oversight program of CPAB;
- reduce the filing period from 30 days to 14 days for a change of auditor notice required by Regulation 51-102 following the termination, resignation or appointment of an auditor by a reporting issuer;

- require a predecessor auditor or a successor auditor to notify the regulator on a timely basis if a reporting issuer does not file a change of auditor notice required by Regulation 51-102; and
- add a condition to the current exemptions in Regulation 71-102 relating to audited financial statements of SEC foreign issuers and designated foreign issuers to require compliance with Regulation 52-108. This aligns the requirements for foreign issuers with the current requirement for an auditor of a foreign issuer to comply with Regulation 52-108.

We are not, at this time, proposing any substantive changes to the existing requirements for when a public accounting firm must provide notice to the audit committees of its reporting issuer clients about remedial actions imposed by CPAB. We propose to defer consideration of this issue until further developments are made on a recommendation by the Enhancing Audit Quality (EAQ) initiative that more information on CPAB inspection results be made available to audit committees.

The EAQ initiative was led by the Chartered Professional Accountants of Canada and CPAB. In its May 31, 2013 report, it was recommended that CPAB and the audit firms it oversees develop a protocol for increasing the extent of information made available to audit committees. As part of the protocol, the EAQ initiative recommended that, if CPAB has inspected the audit file of a particular company, its auditors would provide the audit committee, on a confidential basis, with a summary of any significant findings of the inspection and the firm's response to those findings.

We will request periodic updates on the development of a protocol and will provide input when appropriate. After further efforts to develop a protocol, the CSA will consider the need for potential changes to the requirements in Regulation 52-108 for notice to audit committees.

#### **Anticipated costs and benefits**

We expect the proposed materials will improve the quality and extent of information that public accounting firms must deliver to the regulator relating to remedial actions imposed by CPAB which will assist the regulator in its oversight and review of the financial statement filings of reporting issuers. We also expect that reporting issuers and public accounting firms generally will not incur any significant incremental costs to implement the proposed materials.

#### **Local matters**

An annex to this Notice outlines proposed amendments to local securities legislation. Each jurisdiction that is publishing local amendments will publish an annex outlining the proposed local amendments for that jurisdiction.

#### **Request for comments**

We welcome your comments on the proposed materials. Please submit your comments in writing by January 15, 2014. If you are not sending your comments by email, please also send an electronic file containing the submissions (in Microsoft Word format).

Address your submission to all of the CSA as follows:

British Columbia Securities Commission  
 Alberta Securities Commission  
 Financial and Consumer Affairs Authority of Saskatchewan  
 Manitoba Securities Commission  
 Ontario Securities Commission  
 Autorité des marchés financiers  
 Financial and Consumer Services Commission (New Brunswick)  
 Superintendent of Securities, Department of Justice and Public Safety, Prince Edward Island  
 Nova Scotia Securities Commission  
 Securities Commission of Newfoundland and Labrador  
 Registrar of Securities, Northwest Territories  
 Registrar of Securities, Yukon Territory  
 Superintendent of Securities, Nunavut

Deliver your comments **only** to the addresses below. Your comments will be distributed to the other participating CSA member jurisdictions.

Anne-Marie Beaudoin  
 Corporate Secretary  
 Autorité des marchés financiers  
 800, square Victoria, 22<sup>e</sup> étage  
 C.P. 246, tour de la Bourse  
 Montréal, Québec H4Z 1G3  
 Fax: 514-864-6381  
[consultation-en-cours@lautorite.qc.ca](mailto:consultation-en-cours@lautorite.qc.ca)

The Secretary  
 Ontario Securities Commission  
 20 Queen Street West  
 22<sup>nd</sup> Floor  
 Toronto, Ontario M5H 3S8  
 Fax: 416-593-2318  
[comments@osc.gov.on.ca](mailto:comments@osc.gov.on.ca)

We cannot keep submissions confidential because securities legislation in certain provinces requires publication of a summary of the written comments received during the comment period.

It is proposed that the proposed amendments to *Policy Statement to Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight* and to Regulations 41-101, 51-102 and 71-102 which are being published for comment will become effective to coincide with the implementation of amended and restated Regulation 52-108.

## Questions

Please refer your questions to any of the following:

Sonia Loubier  
Chief Accountant  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337, ext.4291  
[sonia.loubier@lautorite.qc.ca](mailto:sonia.loubier@lautorite.qc.ca)

Nicole Parent  
Analyst, Continuous Disclosure  
Autorité des marchés financiers  
514-395-0337, ext.4455  
[nicole.parent@lautorite.qc.ca](mailto:nicole.parent@lautorite.qc.ca)

Carla-Marie Hait  
Chief Accountant  
British Columbia Securities Commission  
604-899-6726  
[chait@bcsc.bc.ca](mailto:chait@bcsc.bc.ca)

Jody-Ann Edman  
Associate Chief Accountant  
British Columbia Securities Commission  
604-899-6698  
[jedman@bcsc.bc.ca](mailto:jedman@bcsc.bc.ca)

Lara Gaede  
Chief Accountant  
Alberta Securities Commission  
403-297-4223  
[lara.gaede@asc.ca](mailto:lara.gaede@asc.ca)

Kari Horn  
General Counsel  
Alberta Securities Commission  
403-297-4698  
[kari.horn@asc.ca](mailto:kari.horn@asc.ca)

Cheryl McGillivray  
Manager, Corporate Finance  
Alberta Securities Commission  
403-297-3307  
[cheryl.mcgillivray@asc.ca](mailto:cheryl.mcgillivray@asc.ca)

Heather Kuchuran  
Senior Securities Analyst, Securities Division  
Financial and Consumer Affairs Authority of Saskatchewan  
306-787-1009  
[heather.kuchuran@gov.sk.ca](mailto:heather.kuchuran@gov.sk.ca)

Bob Bouchard  
Director, Corporate Finance  
Manitoba Securities Commission  
204-945-2555  
[bob.bouchard@gov.mb.ca](mailto:bob.bouchard@gov.mb.ca)

Cameron McInnis  
Chief Accountant  
Ontario Securities Commission  
416-593-3675  
[cmcinnis@osc.gov.on.ca](mailto:cmcinnis@osc.gov.on.ca)

Mark Pinch  
Senior Accountant, Office of the Chief Accountant  
Ontario Securities Commission  
416-593-8057  
[mpinch@osc.gov.on.ca](mailto:mpinch@osc.gov.on.ca)

Michael Balter  
Senior Legal Counsel, General Counsel's Office  
Ontario Securities Commission  
416-593-3739  
[mbalter@osc.gov.on.ca](mailto:mbalter@osc.gov.on.ca)

Kevin Hoyt  
Director, Securities  
Financial and Consumer Services Commission (New Brunswick)  
506-643-7691  
[kevin.hoyt@fcnbc.ca](mailto:kevin.hoyt@fcnbc.ca)

**REGULATION 52-108 RESPECTING AUDITOR OVERSIGHT**

Securities Act  
(chapter V-1.1, s. 331.1, par. (1), (3), (9), (19), (19.1) and (34))

**PART 1 DEFINITIONS AND APPLICATION****Definitions**

1. In this Regulation:

“CPAB” means the Canadian Public Accountability Board/Conseil canadien sur la reddition de comptes, incorporated as a corporation without share capital under the *Canada Corporations Act* by Letters Patent dated April 15, 2003;

“CPAB rules” means the rules and bylaws of CPAB, as amended from time to time;

“participation agreement” means a written agreement between CPAB and a public accounting firm in connection with CPAB’s program of practice inspections and the establishment of practice requirements;

“participating audit firm” means a public accounting firm that has entered into a participation agreement and that has not had its participant status terminated or, if its participant status was terminated, the status has been reinstated by CPAB;

“professional standards” means the standards, as amended from time to time, listed in section 300 of CPAB rules that are applicable to participating audit firms;

“public accounting firm” means a person engaged in the business of providing services as public accountants.

**PART 2 AUDITOR OVERSIGHT****Public Accounting Firms**

2. A public accounting firm that prepares an auditor’s report with respect to the financial statements of a reporting issuer must be, as of the date of its auditor’s report

- (a) a participating audit firm,
- (b) in compliance with any remedial action referred to under subsection 5(1), and
- (c) in compliance with the notice requirements in section 5.

**Notice to Reporting Issuer if Public Accounting Firm Not in Compliance**

3. (1) If a public accounting firm has been appointed to prepare an auditor’s report with respect to the financial statements of a reporting issuer and, at any time before signing the audit report, is not in compliance with the requirements of paragraphs 2(a), (b) or (c), the public accounting firm must provide the reporting issuer with notice in writing that it is not in compliance within 2 days of first becoming aware of its non-compliance.

(2) A public accounting firm that has previously provided notice to a reporting issuer under (1) must not notify a reporting issuer that it complies with paragraphs 2(a), (b) or (c) unless it has been informed in writing by CPAB that the circumstances that gave rise to the notice no longer apply.

(3) A public accounting firm must deliver a copy of a notice required under this section to CPAB on the same day that it is delivered to the reporting issuer.

#### **Reporting Issuers**

4. A reporting issuer that files its financial statements accompanied by an auditor's report of a public accounting firm must have the auditor's report prepared by a public accounting firm that, as of the date of the auditor's report,

(a) is a participating audit firm, and

(b) has not given the reporting issuer a notice under subsection 3(1) or, if it has given the reporting issuer a notice under subsection 3(1), has notified the reporting issuer that the circumstances that gave rise to the notice no longer apply.

### **PART 3 NOTICE**

#### **Notice of Remedial Action to Regulator or Securities Regulatory Authority**

5. (1) A participating audit firm appointed to prepare an auditor's report with respect to the financial statements of a reporting issuer must deliver a notice to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority, if any of the following occurs:

(a) CPAB notifies the participating audit firm in writing that it requires the participating audit firm to take one or more of the following remedial actions:

(i) terminate an audit engagement;

(ii) engage an independent monitor to observe and report to CPAB on the participating audit firm's compliance with professional standards;

(iii) engage an external reviewer or supervisor to oversee the work of the participating audit firm;

(iv) limit the type or number of new reporting issuer audit clients the participating audit firm may accept;

(b) CPAB notifies the participating audit firm in writing that it must disclose to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority, any remedial action not referred to in paragraph (a);

(c) CPAB publicly discloses a remedial action with which the participating audit firm must comply.

(2) The notice required under subsection (1) must be in writing and must include the descriptions CPAB provided the participating audit firm of all of the following:

(a) how the participating audit firm failed to comply with professional standards;

(b) each remedial action that CPAB imposed on the participating audit firm;

(c) for greater certainty, the time frame within which the participating audit firm must comply with each remedial action.

(3) The notice described in subsection (2) must be delivered to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority, no later than 2 days after the date that CPAB notifies the participating audit firm that it must comply with any remedial action under paragraph (1)(a), (b), or (c).

(4) The participating audit firm must deliver a copy of a notice required under this section to CPAB on the same day that it is delivered to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority.

#### **Additional Notice Relating to Defects in Quality Control Systems**

6. (1) If CPAB required a participating audit firm to comply with any remedial action relating to a defect in the participating audit firm's quality control systems, and CPAB notifies the participating audit firm that it has not addressed the defect in its quality control systems within the time period required by CPAB, the participating audit firm must deliver a notice to all of the following:

(a) for each reporting issuer for which the participating audit firm is appointed to prepare an auditor's report,

(i) the audit committee, or

(ii) if the reporting issuer does not have an audit committee, the person responsible for reviewing and approving the reporting issuer's financial statements before they are filed;

(b) the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority.

(2) The notice required under subsection (1) must be in writing and must describe all of the following:

(a) the defect in the participating audit firm's quality control systems identified by CPAB;

(b) the remedial action imposed by CPAB, including the date the remedial action was imposed and the time period within which CPAB required the participating audit firm to address the defect in its quality control systems;

(c) why the participating audit firm did not address the defect in its quality control systems within the time period required by CPAB.

(3) A participating audit firm must deliver the notice required under subsection (1) no later than 10 days after the participating audit firm received notice from CPAB in writing that the participating audit firm failed to address the defect in its quality control systems within the time period required by CPAB.

(4) The participating audit firm must deliver a copy of a notice required under this section to CPAB on the same day it is delivered to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority.

#### **Notice Before New Appointment**

7. (1) A participating audit firm that is seeking an appointment to prepare an auditor's report with respect to the financial statements of a reporting issuer for a financial year must provide notice to the audit committee or, if the reporting issuer does not have an audit committee, the person responsible for reviewing and approving the reporting issuer's financial statements before they are filed, if

(a) the participating audit firm did not audit the financial statements of the reporting issuer for the immediately preceding financial year, and

(b) CPAB informed the participating audit firm within the preceding 12-month period that the participating audit firm failed to address defects in its quality control systems to the satisfaction of CPAB.

(2) The notice required under subsection (1) must be in writing and include the information referred to in subsection 6(2).

#### **PART 4 EXEMPTION**

##### **Exemption**

8. (1) The regulator or the securities regulatory authority may grant an exemption from this Regulation, in whole or in part, subject to such conditions and restrictions as may be imposed in the exemption.

(2) Despite subsection (1), in Ontario, only the regulator may grant such an exemption.

(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 respecting Definitions opposite the name of the local jurisdiction.

#### **PART 5 REPEAL AND EFFECTIVE DATE**

##### **Repeal**

9. Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight, approved by Ministerial Order 2005-16 dated August 2, 2005, is repealed.

##### **Effective Date**

10. This Regulation comes into force on *(indicate the date of coming into force of this Regulation)*.

## ***POLICY STATEMENT TO REGULATION 52-108 RESPECTING AUDITOR OVERSIGHT***

### **Introduction**

CPAB is an independent oversight body for public accounting firms that audit financial statements of reporting issuers. The purpose of CPAB is to promote high quality external audits of reporting issuers. It is responsible for developing and implementing an oversight program that includes regular inspections of participating audit firms. CPAB's primary means of assessing the quality of audits is through the inspection of selected high-risk sections of audit files and elements of a participating audit firm's quality control systems.

The purpose of *Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight* (the "Regulation") is to contribute to public confidence in the integrity of financial reporting by reporting issuers by requiring:

- a reporting issuer to engage an auditor that has entered into a participation agreement with CPAB in connection with CPAB's program of practice inspections and the establishment of practice requirements,
- a participating audit firm to be in compliance with specified remedial actions imposed by CPAB,
- a participating audit firm to provide notice to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority, if CPAB imposes specified remedial actions, including the termination of an audit engagement or the engagement of an independent monitor to observe and report on compliance with professional standards, and
- a participating audit firm to provide notice to the audit committee or the person responsible for reviewing and approving financial statements, of its reporting issuer clients if the firm failed to address a defect in the firm's quality control systems that was previously identified by CPAB.

The purpose of this Policy Statement is to state the view of the securities regulatory authorities on various matters related to the Regulation.

### **Section 1 - Definition of Participating Audit Firm**

Many of the requirements in the Regulation are linked to the definition of participating audit firm in section 1. For example, section 5 of the Regulation imposes a notice requirement on a participating audit firm in a number of circumstances, including where CPAB requires the firm to terminate an audit engagement. CPAB may impose a remedial action on one or more individuals involved in a professional capacity with the participating audit firm. For purposes of the Regulation, the securities regulatory authorities consider any remedial action imposed by CPAB on an individual acting in a professional capacity with a participating audit firm to be a remedial action imposed on the firm.

### **Section 1 - Definition of Professional Standards**

The definition of professional standards refers to the standards listed in section 300 of CPAB rules, which are standards relating to auditing, ethics, independence and quality control.

### **Subsection 5(1) and Paragraph 6(1)(b) – Notice to Securities Regulatory Authority**

Both subsection 5(1) and paragraph 6(1)(b) of the Regulation require a participating audit firm to deliver a notice to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority. "Regulator" and "securities regulatory authority" are defined in *Regulation 14-101 respecting Definitions*. Each participating audit firm that is subject to either of these

provisions must deliver the notice to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority, in each jurisdiction in which the firm is appointed by one or more reporting issuers to prepare an auditor's report with respect to their financial statements. The securities regulatory authorities will consider the notice requirement in each of these provisions of the Regulation to have been satisfied if the notice is sent to [CSA email address to be added].

#### **Subsection 5(1) – Remedial Action Imposed by CPAB**

Subsection 5(1) of the Regulation requires a participating audit firm to deliver a notice to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority, of certain remedial actions imposed by CPAB. CPAB may refer to an item in subsection 5(1) of the Regulation as a recommendation, a requirement, a restriction or a sanction, or CPAB may use a different term. A participating audit firm must deliver the notice under section 5 of the Regulation if the remedial action is described in that section, without regard to how CPAB refers to it. For example, a notice is required by subparagraph 5(1)(a)(i) of the Regulation if CPAB requires a participating audit firm to terminate an audit engagement regardless of whether CPAB refers to it as a recommendation, requirement, restriction, sanction or uses a different term.

#### **Subparagraph 5(1)(a)(iii) – Engagement of an External Reviewer or Supervisor**

Subparagraph 5(1)(a)(iii) of the Regulation requires a participating audit firm to deliver a notice to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority, if CPAB requires a participating audit firm to engage an external reviewer or supervisor to oversee its work. One example of when a participating audit firm would notify the regulator is when CPAB requires the firm to engage an external engagement quality control reviewer to perform a technical review of one or more audits performed by the firm.

#### **Subparagraph 5(1)(a)(iv) – Limitation on a Participating Audit Firm from Accepting New Reporting Issuer Audit Clients**

Subparagraph 5(1)(a)(iv) of the Regulation requires a participating audit firm to deliver a notice to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority, if CPAB limits the type or number of new reporting issuer audit clients the firm accepts. The securities regulatory authorities consider this type of limitation to include restrictions on accepting audit engagements of reporting issuers in a particular industry. For example, a participating firm that is limited for any period of time from auditing the financial statements of mining companies is subject to subparagraph 5(1)(a)(iv) in the Regulation even if the firm may continue to audit reporting issuers in other industries.

The securities regulatory authorities also consider the term "new reporting issuer audit client" to refer to any reporting issuer the financial statements of which were not audited by the participating audit firm for the reporting issuer's most recently completed financial year. For example, if a participating firm was asked to audit the financial statements of a reporting issuer for the first time in respect of its 2013 fiscal year, that issuer would be a new reporting issuer audit client of the firm. Similarly, if a participating audit firm had audited the reporting issuer's 2011 financial statements but did not audit the 2012 financial statements, the securities regulatory authorities would also consider the issuer to be a new reporting issuer audit client of the firm in respect of the 2013 financial statement audit.

#### **Paragraph 5(1)(b) – Notice Required at Discretion of CPAB**

Paragraph 5(1)(b) of the Regulation requires a participating audit firm to deliver a notice to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority, at the discretion of CPAB. One example of when CPAB may require a participating audit firm to notify the regulator is when the firm failed to comply with a remedial action within the period CPAB required.

**Paragraph 5(2)(b) – Contents of Notice**

Subsection 5(2) of the Regulation sets out the content requirements for a notice delivered to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority, by a participating audit firm. Paragraph 5(2)(b) requires a participating audit firm to describe each remedial action that CPAB imposed on the firm. This includes, but is not limited to, remedial actions referred to in subsection 5(1). For example, if CPAB requires a participating audit firm to engage an independent monitor under subparagraph 5(1)(b)(ii) of the Regulation and also imposes additional remedial actions on the firm other than those referred to in subsection 5(1), the notice must include a complete description of such other remedial actions.

## REGULATION TO AMEND REGULATION 41-101 RESPECTING GENERAL PROSPECTUS REQUIREMENTS

Securities Act  
(chapter V-1.1, s. 331, par. (1), (19) and (19.1))

1. Form 41-101F1 of Regulation 41-101 respecting General Prospectus Requirements is amended:

(1) by replacing, in the French text of item 8.4, the words “de ses titres comportant droit de vote ou de ses titres de capitaux propres” with the words “de titres comportant droit de vote ou de titres de capitaux propres de l’émetteur”;

(2) by adding, after item 26.1, the following:

**“Auditor that was not a participating audit firm**

**“26.1.1.**

(1) If the auditor referred to in section 26.1 was not a participating audit firm, as defined in Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight, as at the date of the most recent auditor’s report on financial statements included in the prospectus, include a statement in substantially the following form:

“*[Audit Firm A] audited the financial statements of [Entity B] for the year ended [state the period of the most recent financial statements included in the prospectus] and issued an auditor’s report dated [state the date of the auditor’s report for the relevant financial statements]. As at [state the date of the auditor’s report for the relevant financial statements], [Audit Firm A] was not required by securities legislation to enter, and had not entered, into a participation agreement with the Canadian Public Accountability Board. An audit firm that enters into a participation agreement is subject to the oversight program of the Canadian Public Accountability Board.*”

(2) If an auditor of the financial statements required by Item 32 was not a participating audit firm, as defined in Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight, as at the date of the most recent auditor’s report issued by that auditor on financial statements included in the prospectus, include a statement in substantially the following form:

“*[Audit Firm C] audited the financial statements of [Entity D] for the year ended [state the period of the most recent financial statements, if any, included in the prospectus under Item 32] and issued an auditor’s report dated [state the date of the auditor’s report for the relevant financial statements]. As at [state the date of the auditor’s report for the relevant financial statements], [Audit Firm C] was not required by securities legislation to enter, and had not entered, into a participation agreement with the Canadian Public Accountability Board. An audit firm that enters into a participation agreement is subject to the oversight program of the Canadian Public Accountability Board.*”

2. This Regulation comes into force on *(indicate the date of coming into force of this Regulation)*.

## REGULATION TO AMEND REGULATION 51-102 RESPECTING CONTINUOUS DISCLOSURE OBLIGATIONS

Securities Act  
(chapter V-1.1, s. 331, par. (3), (19) and (19.1))

1. Section 1.1 of Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations is amended, in paragraph 1, by replacing, in the French text of subparagraph (iii) of paragraph (k) of the definition of “solicit”, the words “faite, à titre de client” with the words “faite aux porteurs, en tant que clients”.

2. Section 4.11 of the Regulation is amended:

(1) in paragraph (5):

(a) in subparagraph (a):

(i) by replacing, in the text preceding subparagraph (i), “10” with “3”;

(ii) by replacing, in clause (ii)(C), “20” with “7”;

(b) by replacing, in paragraph (b), “30” with “14”;

(2) in paragraph (6):

(a) in subparagraph (a):

(i) by replacing, in the text preceding subparagraph (i), “10” with “3”;

(ii) by replacing, in clause (ii)(C), “20” with “7”;

(iii) by replacing, in subparagraph (iii), “20” with “7”;

(b) in subparagraph (b):

(i) by replacing, in the text preceding subparagraph (i), “30” with “14”;

(ii) by deleting, in subparagraph (iv), the word “either”.

(3) by replacing paragraph (8) with the following:

“(8) If a reporting issuer does not file the reporting package required to be filed under subparagraph (5)(b)(ii) or the news release required to be filed under subparagraph (5)(b)(iv), the predecessor auditor must, within 3 days of the required filing date, advise the reporting issuer in writing of the failure and deliver a copy of the letter to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority.”;

(4) by adding, after subsection (8), the following:

“(9) If a reporting issuer does not file the reporting package required to be filed under subparagraph (6)(b)(ii) or the news release required to be filed under subparagraph (6)(b)(iv), the successor auditor must, within 3 days of the required filing date, advise the reporting issuer in writing of the failure and deliver a copy of the letter to the regulator or, in Quebec, the securities regulatory authority.”.

3. Section 8.10 of the Regulation is amended by replacing, in the French text of paragraph (e) of paragraph 3, the word “normalement” with the words “, si le présent article ne s'appliquait pas,”.

4. Form 51-102F2 of the Regulation is amended, in the French text of Part 2:

(1) by deleting, in paragraph (1) of item 3.1, the word “social”;

(2) in paragraph (1.2) of item 10.2:

(a) by replacing, in subparagraph (a), the words “été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens” with the words “fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé afin de détenir l'actif”;

(b) by replacing, in subparagraph (b), the words “été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou si un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens” with the words “fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé afin de détenir son actif”;

(3) in item 16.2:

(a) by replacing, in paragraph (2.1), the words “une vérification” with the words “un audit” and the words “des vérificateurs” with the words “des auditeurs”;

(b) by inserting, in paragraph (3) and after “Indiquer si une personne,”, “ou un administrateur,”.

5. Form 51-102F5 of the Regulation is amended, in the French text of item 7.2 of Part 2:

(1) by replacing, in subparagraph (b), the words “été poursuivie par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens” with the words “fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé afin de détenir l'actif”;

(2) by replacing, in subparagraph (c), the words “été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou si un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens” with the words “fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé afin de détenir son actif”.

6. This Regulation comes into force on (*indicate the date of coming into force of this Regulation*).

**AMENDMENTS TO POLICY STATEMENT TO REGULATION 51-102  
RESPECTING CONTINUOUS DISCLOSURE OBLIGATIONS**

1. *Policy Statement to Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations* is amended by adding, after section 4.3, the following:

**“4.4. Predecessor and successor auditor reporting of non-compliance with change of auditor requirements**

Subsections 4.11(8) and 4.11(9) of the Regulation require a predecessor and successor auditor to deliver to the securities regulatory authority a copy of a letter sent to a reporting issuer advising a reporting issuer of its failure to comply with the change of auditor reporting requirements. “Securities regulatory authority” is defined in *Regulation 14-101 respecting Definitions*. The securities regulatory authorities will consider the notice requirement in each of these provisions of the Regulation to have been satisfied if the notice is sent to [CSA email address to be added].”

2. Section 12.3 of the Policy Statement is amended by inserting, in the French text of paragraph (c) of paragraph 5 and after the words “qui se rapporte à un terrain”, the word “minier”.

**REGULATION TO AMEND REGULATION 71-102 RESPECTING CONTINUOUS DISCLOSURE AND OTHER EXEMPTIONS RELATING TO FOREIGN ISSUERS**

Securities Act  
(chapter V-1.1, s. 331, par. (9) and (19))

**1.** Section 1.2 of Regulation 71-102 respecting Continuous Disclosure and Other Exemptions Relating to Foreign Issuers is amended by replacing the French text of paragraph (b) of paragraph (1) with the following:

“*b*) les titres de capitaux propres de l'émetteur assujetti étranger qui sont représentés par un certificat américain d'actions étrangères ou une action américaine représentative d'actions étrangères émise par un dépositaire détenant des titres de capitaux propres de l'émetteur assujetti étranger.”.

**2.** Section 4.3 of the Regulation is amended:

(1) by adding, in paragraph (c) and after the words “annual financial statements”, the words “required to be”;

(2) by adding, after paragraph (e), the following, and making the necessary changes:

“(f) complies with Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight.”.

**3.** Section 5.4 of the Regulation is amended by adding, after paragraph (e), the following, and making the necessary changes:

“(f) complies with Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight.”.

**4.** This Regulation comes into force on *(indicate the date of coming into force of this Regulation)*.

**AMENDMENTS TO POLICY STATEMENT TO REGULATION 71-102  
RESPECTING CONTINUOUS DISCLOSURE AND OTHER EXEMPTIONS  
RELATING TO FOREIGN ISSUERS**

1. *Policy Statement to Regulation 71-102 respecting Continuous Disclosure Obligations and other Exemptions Relating to Foreign Issuers* is amended by replacing section 6.4 with the following:

**“6.4. Financial statements and auditor’s report relief**

Section 4.3 of the Regulation provides certain relief for an SEC foreign issuer relating to financial statements and auditors’ reports on annual financial statements. Section 5.4 provides similar relief for a designated foreign issuer. The relief is available only if the particular foreign issuer meets all of the conditions listed in sections 4.3 and 5.4, respectively, including the requirement to comply with *Regulation 52-107 respecting Acceptable Accounting Principles and Auditing Standards* and *Regulation 52-108 respecting Auditor Oversight*. Sections 4.3 and 5.4 do not provide relief from

(a) the certification requirements in *Regulation 52-109 respecting Certification of Disclosure in Issuers’ Annual and Interim Filings*, or

(b) the audit committee requirements in *Regulation 52-110 respecting Audit Committees*.

SEC foreign issuers and designated foreign issuers must look to those regulations for any exemptions that may be available to them.”.

## 6.2.2 Publication

Aucune information.