

# 6.2

## Réglementation et instructions générales

---

---

## 6.2 RÉGLEMENTATION ET INSTRUCTIONS GÉNÉRALES

### 6.2.1 Consultation

Aucune information.

### 6.2.2 Publication

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

L'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité ») publie le texte révisé, en versions française et anglaise, du règlement suivant :

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

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

Au Québec, le règlement sera pris en vertu de l'article 331.1 de la *Loi sur les valeurs mobilières* et sera approuvé, avec ou sans modification, par le ministre des Finances. Le règlement entrera en vigueur à la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec* ou à une date ultérieure qu'il indique, tandis que l'instruction générale sera adoptée sous forme d'instruction et prendra effet de façon concomitante à l'entrée en vigueur du règlement.

#### **Renseignements additionnels**

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

Luc Arsenault  
Géologue  
Autorité des marchés financiers  
514 395-0337, poste 4373  
Numéro sans frais : 1 877 525-0337 (sans frais au Canada)  
[luc.arsenault@lautorite.qc.ca](mailto:luc.arsenault@lautorite.qc.ca)

**Le 4 décembre 2014**

**Avis de publication des ACVM**  
*Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information  
 concernant les activités pétrolières et gazières*  
**Modification de l'Instruction générale relative au Règlement 51-101  
 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières**

**Le 4 décembre 2014**

**Introduction**

Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM » ou « nous ») apportent des modifications au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « règlement ») ainsi qu'à l'*Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« instruction générale ») (les « modifications »). Les modifications découlent de l'examen de l'information fournie par les émetteurs assujettis et des commentaires des participants au secteur. Sous réserve de l'approbation des ministres compétents, les modifications entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2015. L'Avis 51-324 du personnel des ACVM, *Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières – Révisé*, et l'Avis 51-327 du personnel des ACVM, *Indications révisées sur l'information concernant le pétrole et le gaz*, sont également modifiés en raison des modifications et seront publiés en même temps.

Les ACVM ont publié des projets de modifications du règlement et de l'instruction générale le 17 octobre 2013 pour une période de consultation de 90 jours. Les commentaires écrits reçus pendant cette période et par la suite, en plus de ceux obtenus verbalement d'émetteurs assujettis et d'évaluateurs et vérificateurs de réserves qualifiés indépendants, notamment, ont été pris en considération dans la rédaction des modifications.

Le texte des modifications est publié avec le présent avis et se trouve également sur les sites Web des membres des ACVM. Les modifications devraient être adoptées dans tous les territoires du Canada, sous réserve de l'approbation des ministres compétents.

**Objet des modifications**

Le règlement énonce les normes générales de présentation de l'information et les obligations d'information annuelle particulières applicables aux émetteurs assujettis qui exercent des activités pétrolières et gazières, tandis que l'instruction générale indique comment il convient d'interpréter et d'appliquer le règlement et ses annexes selon les ACVM. En vertu du règlement, la présentation des ressources autres que des réserves est facultative. Ces dernières années, le nombre d'émetteurs assujettis ayant présenté des ressources éventuelles et prometteuses a augmenté considérablement. Nous avons observé que certains émetteurs en phase de démarrage présentent de l'information sur des ressources autres que des réserves pour faire découvrir le potentiel de leurs actifs. Jusqu'à ce jour, cette information a été présentée tant dans le cadre des obligations d'information annuelle qu'autrement, à des degrés divers d'uniformité et d'exhaustivité.

Les ACVM reconnaissent l'importance de l'information qui est fournie sur les ressources autres que des réserves et s'attendent à ce que les modifications aident les émetteurs assujettis à mieux comprendre leurs obligations d'information et les renseignent sur leur présentation.

Les modifications 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 exerçant des activités pétrolières et gazières qui font des déclarations dans différents pays et récupèrent des types de produits qui n'étaient pas reconnus auparavant par le règlement, et font correspondre les dispositions de celui-ci avec la version modifiée du Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « manuel COGE »). Ce dernier comprend des lignes directrices sur l'estimation et le classement des ressources autres que des réserves (les « lignes directrices sur les ressources autres que des réserves »), entrées en vigueur le 17 juillet 2014, et des lignes directrices détaillées sur l'estimation et le classement des ressources bitumineuses (les « lignes directrices sur le bitume »), publiées le 1<sup>er</sup> avril 2014. Même si la date d'entrée en vigueur des modifications est le 1<sup>er</sup> juillet 2015, les émetteurs assujettis sont tenus de respecter dès maintenant les dernières obligations prévues au manuel COGE, notamment les lignes directrices sur les ressources autres que des réserves et celles sur le bitume, comme le prévoit actuellement le règlement.

### **Contexte**

En vertu du règlement, les émetteurs assujettis qui exercent des activités pétrolières et gazières sont tenus de fournir de l'information annuelle, de nommer un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié indépendant, de faciliter la communication entre celui-ci et le conseil d'administration et d'établir, d'évaluer ou de vérifier toute l'information sur les réserves et les ressources autres que des réserves qui doit être rendue publique conformément à la partie 5 du règlement. En vertu de celle-ci, l'information sur réserves et les ressources autres que des réserves doit être établie conformément au manuel COGE et être évaluée ou vérifiée par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié. Le règlement est entré en vigueur en 2003, puis a été modifié en 2007 et 2010.

Le 17 octobre 2013, les ACVM ont proposé les modifications suivantes :

- 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;
- l'ajout de définitions de types de produits ou l'amélioration des définitions actuelles dans le règlement;
- 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 types de produits et des sous-produits associés 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 des réserves qui ne sont pas détenues directement par l'émetteur assujéti dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1 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 commentaires reçus par les ACVM**

Les ACVM ont reçu 13 mémoires pendant et peu après la période de consultation. Les mémoires reçus provenaient de six grands émetteurs assujéti, de trois évaluateurs et vérificateurs de réserves qualifiés indépendants, d'un grand émetteur exploitant des sables bitumineux, d'un cabinet juridique, d'une personne physique et d'un ordre professionnel. Les ACVM ont aussi reçu d'autres commentaires verbalement d'émetteurs assujéti et d'évaluateurs et vérificateurs de réserves qualifiés indépendants, notamment.

Dans l'ensemble, les intervenants appuient les projets de modifications, mais ce sont ceux relatifs à l'information supplémentaire à fournir sur les ressources éventuelles et prometteuses qui ont suscité le plus grand nombre de commentaires. Les ACVM les ont examinés en détail avant de rédiger les modifications. La liste des intervenants ainsi qu'un résumé de leurs commentaires accompagné de nos réponses figurent respectivement aux annexes A et B du présent avis. Les mémoires sont affichés sur le site Web de l'Alberta Securities Commission, au [www.albertasecurities.com](http://www.albertasecurities.com). Nous remercions tous les intervenants de leur participation.

#### **Résumé des modifications**

Après examen des commentaires, nous avons apporté des modifications au règlement, y compris à l'Annexe 51-101A1, à l'Annexe 51-101A2 et à l'Annexe 51-101A3, ainsi qu'à l'instruction générale, et avons ajouté l'Annexe 51-101A5. Comme elles diffèrent peu des projets de modifications, les ACVM ne les publient pas à nouveau pour consultation. On trouvera à l'annexe C un résumé des changements apportés aux modifications publiées initialement le 17 octobre 2013.

## Questions d'intérêt local

Une annexe est publiée dans tout territoire intéressé où des modifications sont apportées à la législation en valeurs mobilières locale, notamment à des avis ou à d'autres documents de politique locaux. Elle contient également toute autre information qui ne se rapporte qu'au territoire intéressé.

## Résumé des 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 Financial 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.

La version modifiée de l'article 5.18 du règlement autorise la présentation d'information établie conformément à d'autres normes. Cette information doit être accompagnée de celle 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 ou vérifiées par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié.

### 2. Type de produit et groupe de production

Le règlement modifié reprend les définitions des types de produits du manuel COGE et les adapte 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 les sources de pétrole et de gaz et sur les processus de récupération, et de ne plus regrouper les ressources dans les catégories dites classique et non classique.

Nous ne prévoyons pas que la présentation des variations entre les types de produits prévue à la partie 4 de l'Annexe 51-101A1 posera des difficultés en raison de ce changement. Le solde d'ouverture au 31 décembre 2014 devrait être obtenu en se fondant sur les types de produits figurant dans le relevé des données relatives aux réserves conformément à la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1. L'émetteur assujetti devrait choisir le type de produit le plus ressemblant si la substance produite ne correspond pas exactement à ceux énumérés dans le règlement, ou correspond à plusieurs d'entre eux.

### 3. *Ressources éventuelles et prometteuses*

Les modifications prévoient des indications plus claires sur la présentation des données relatives aux ressources éventuelles et des données relatives aux ressources prometteuses dans les documents déposés annuellement, notamment l'obligation de présenter en annexe au relevé la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque. Elles prévoient en outre l'obligation de faire établir ou vérifier les estimations des ressources autres que des réserves par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié indépendant.

### 4. *Mesures du pétrole et du gaz*

La modification de l'article 5.14 du règlement dresse la liste des obligations selon lesquelles l'émetteur est tenu 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 ressources en fonction du prix utilisé au point de vente où le type de produit est vendu ou pourrait l'être. 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 assujéti (point de référence de remplacement), où ils sont traités avant leur vente à un tiers. Dans le cas du gaz, le volume est évalué avant ou après l'enlèvement des liquides de gaz naturel, et dans le cas du bitume et du pétrole lourd, avant l'ajout de diluant.

Les modifications précisent ce que nous entendons par possibilité de commercialisation pour la déclaration des volumes de pétrole et de gaz. La version modifiée des articles 5.4 et 5.5 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 visé, sauf s'il n'est pas pertinent, auquel cas il peut choisir un point de vente antérieur au premier.

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

Le personnel des ACVM a observé un manque d'uniformité dans la détermination de ce que sont les 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 modifications précisent ce que nous entendons par coûts d'abandon et de remise en état. Elles exigent de les présenter avec les produits des activités ordinaires nets futurs et les facteurs ou incertitudes significatifs figurant dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1.

### 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 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 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 rapport établi conformément au paragraphe 2 de la rubrique 2.1;
- la date à laquelle l'évaluateur ou le vérificateur 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 assujetti n'a aucune réserve.

### **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)

Craig Burns  
Manager, Oil and Gas  
Alberta Securities Commission  
403 355-9029  
[craig.burns@asc.ca](mailto:craig.burns@asc.ca)

Floyd Williams  
Senior Petroleum Evaluation Engineer  
Alberta Securities Commission  
403 297-4145  
[floyd.williams@asc.ca](mailto:floyd.williams@asc.ca)

Christopher Peng  
Legal Counsel, Corporate Finance  
Alberta Securities Commission  
403 297-4230  
[christopher.peng@asc.ca](mailto:christopher.peng@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](mailto:gsmith@bcsc.bc.ca)

Darin Wasylik  
Senior Geologist  
British Columbia Securities Commission  
604 899-6517 ou 800 373-6393 (sans frais au Canada)  
[dwasyluk@bcsc.bc.ca](mailto:dwasyluk@bcsc.bc.ca)

## Annexe A

## Liste des intervenants ayant présenté des mémoires

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

Consultation du 17 octobre 2013

INTERVENANT	REPRÉSENTANT	DATE
Canadian Natural Resources Limited	Lyle Stevens Arthur Faucher	7 février 2014
Canadian Oil Sands Limited	Robert P. Dawson	17 janvier 2014
Cenovus Energy Inc.	Ivor M. Ruste	9 janvier 2014
Gaffney, Cline & Associates	Rawdon J. H. Seager	7 février 2014
Géoscientifiques Canada	Greg Vogelsang	17 janvier 2014
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	Keith M. Braaten	17 janvier 2014
Husky Energy Inc.	Janice Knoechel Fred Au-Yeung	5 février 2014
Joan Simmins	Joan Simmins	17 janvier 2014
La Compagnie Pétrolière Impériale Ltée	Mark D. Taylor	16 janvier 2014
Norton Rose Fulbright Canada S.E.N.C.R.L.	Eric Geppert	17 janvier 2014
RPS Energy Canada Ltd.	Brian D. Weatherill	17 janvier 2014
Société d'énergie Talisman Inc.	Robert R. Rooney	15 janvier 2014
Suncor Énergie Inc.	Jolienne Guillemaud	17 janvier 2014

## Annexe B

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

## Résumé des commentaires et réponses des ACVM

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
Commentaires reçus en réponse aux questions posées dans l'avis de consultation daté du 17 octobre 2013			
<b>1. Présentation d'estimations établies selon un autre système d'évaluation des ressources (Question 1)</b>			
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.			
Projet d'article 5.18 du règlement	Commentaires généraux en faveur du projet	Cinq intervenants appuient le projet qui vise à permettre la présentation d'information supplémentaire sur une évaluation établie selon une autre norme d'évaluation des ressources pour les raisons suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>le nombre d'émetteurs assujettis aux obligations d'information dans plusieurs territoires et les liens économiques partagés entre le Canada et, par exemple, les États-Unis sont deux éléments qui justifient la possibilité</li> </ul>	Nous remercions les intervenants pour leurs commentaires.

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		<p>de présenter l'information établie selon d'autres normes semblables;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>la présence d'un mécanisme permettant la présentation d'information sur les réserves conformément à d'autres normes offre favorise la comparabilité entre l'information sur le pétrole et le gaz fournie par les émetteurs canadiens et les émetteurs étrangers;</li> <li>ce projet permettra aux émetteurs assujettis de mieux répondre aux besoins de plusieurs parties intéressées.</li> </ul>	
	Commentaires généraux contre le projet	Un intervenant est en désaccord avec l'obligation de fournir de l'information supplémentaire pour une estimation établie selon une autre norme d'évaluation des ressources parce qu'il trouve exagéré de demander aux sociétés de refaire l'exercice	Nous remercions l'intervenant pour son commentaire. Cependant, le règlement établit que le manuel COGE constitue la norme pour le classement et l'évaluation des ressources. Ce manuel favorise la comparabilité et la prévisibilité entre les estimations des ressources. Dans la mesure où une estimation de ressources n'a pas été classée et évaluée conformément au manuel COGE, les investisseurs doivent être informés des différences.

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		lorsqu'elles ont déjà établi une estimation des réserves dans un format comparable à celui prévu dans le manuel COGE.	
	Questions sur l'application	Un intervenant nous demande de préciser l'obligation d'un déposant d'un Form F-40 relativement aux obligations d'information proposées pour la présentation d'information sur une estimation des réserves selon une autre norme d'évaluation des ressources.	Conformément à l'article 5.18 du règlement, l'émetteur assujetti peut présenter une estimation des ressources établie selon une autre norme que celle prévue par le manuel COGE. Si un territoire exige qu'un émetteur assujetti présente de l'information conformément à une autre norme, par exemple, pour accéder aux marchés des capitaux de ce territoire, alors la présentation de l'estimation serait « requise » aux fins des modifications. L'émetteur assujetti auquel un territoire n'oblige pas de présenter, par exemple, de l'information sur les réserves établie selon une autre norme dans ses documents d'information ne serait pas tenu de présenter l'estimation aux fins des modifications.  L'émetteur assujetti devrait demander un avis juridique pour connaître les cas où il doit fournir l'information requise.
	Questions sur les variations	Un intervenant nous demande s'il est obligatoire de fournir un rapprochement arithmétique entre une estimation établie selon une autre norme d'évaluation des ressources et une estimation établie selon le manuel COGE.	Il n'est pas nécessaire de fournir un rapprochement arithmétique entre ces deux types d'information.

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
<b>2. Êtes-vous en faveur de l'élimination de l'obligation de présenter de l'information par groupe de production (Question 2)</b>			
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.			
Suppression de la définition de l'expression « groupe de production » du règlement, élimination de l'obligation prévue au sous-paragraphe c du paragraphe 3 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1	En faveur de l'élimination de la définition de « groupe de production »	Six intervenants appuient la proposition visant à éliminer l'obligation de présenter, pour chaque groupe de production, la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs pour les raisons suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'élimination du concept de groupe de production et l'utilisation de définitions pertinentes permettront de clarifier le potentiel réel des ressources;</li> <li>• la proposition favorise la cohérence avec d'autres éléments d'information qui sont fondés sur les types de produits.</li> </ul>	Nous remercions les intervenants pour leurs commentaires
	Réduction du nombre de	Trois intervenants suggèrent que nous réduisions le nombre	Nous remercions les intervenants pour leurs commentaires. Cependant, les types de produits sont

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
	types de produits	de types de produits et permissions expressément aux émetteurs assujettis de combiner des produits semblables, s'il est raisonnable de le faire. Par exemple, lorsqu'un émetteur assujetti produit des hydrocarbures gazeux, puisque les coûts ne varient pas beaucoup en raison des origines différentes du gaz naturel, ou plusieurs types de produits liquides du même champ.	<p>prévus afin de décrire le produit et sa source en vue d'établir les facteurs de comparabilité suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• le même produit donne lieu au même prix (ajusté en fonction de la qualité et des coûts de transport) peu importe la source, mais</li> <li>• des sources différentes donnent nécessairement lieu à des coûts, des profils de risque et des caractéristiques de production différents.</li> </ul> <p>Le fait d'avoir plusieurs « types de produits » procure à l'investisseur un portrait plus global que le simple fait d'indiquer les types de produits généraux, comme « pétrole » ou « gaz ». La réduction du nombre de types de produits déborde du cadre des projets de modifications.</p> <p>Le classement du gaz naturel classique, du méthane de houille, du gaz synthétique et du gaz de schiste en différents types de produits procure à l'investisseur de l'information sur certaines des différences qui existent entre les coûts, les profils de risque et les caractéristiques de production.</p>
	Question sur les condensats	Un intervenant nous demande si la définition de l'expression « pétrole brut léger » comprend les condensats.	Nous remercions l'intervenant pour la question. La définition de l'expression « liquides de gaz naturel » à l'article 1.1 comprend les condensats. Pour les besoins des types de produits prévus par le règlement, le pétrole brut léger ne comprend pas les condensats.

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
	Élimination des valeurs unitaires	Un intervenant suggère d'éliminer les valeurs unitaires.	Nous remercions l'intervenant pour son commentaire. Toutefois, l'élimination des valeurs unitaires déborde du cadre des changements envisagés par les projets de modifications.
	Commentaire sur les liquides de gaz naturel	Un intervenant indique que les liquides de gaz naturel sont un sous-produit et suggère qu'ils soient combinés avec le pétrole ou le gaz.	Nous remercions l'intervenant pour son commentaire. Outre l'information requise sur les types de produits, le sous-paragraphe c du paragraphe 3 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1 prévoit la présentation d'information sur les types de produits avec les sous-produits associés, ce qui peut inclure les liquides de gaz naturel pour le pétrole ou le gaz.
	Clarification de la définition de l'expression « bitume »	Des intervenants constatent qu'il y a possibilité de chevauchement entre la définition des expressions « pétrole brut lourd » et « bitume ».	Nous remercions les intervenants pour leur commentaire. Nous avons modifié la définition de « bitume » pour préciser qu'il s'agit d'un mélange « solide ou semi-solide » qui « n'est pas principalement récupérable à des taux rentables à partir d'un puits sans la mise en place de méthodes améliorées de récupération ».
	Réintégration de l'huile de schiste dans les types de produits	Un intervenant indique que l'huile de schiste devrait être incluse comme type de produit.	Nous remercions l'intervenant pour son commentaire. Nous avons revu les projets de modifications afin d'y inclure le pétrole de réservoirs étanches comme sous-produit, ce qui comprend l'huile de schiste.
<p><b>3. Obligation 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 (Question 4)</b></p> <p>À l'heure actuelle, l'émetteur assujéti 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.</p>			

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
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 au réserves ainsi que la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants? Veuillez expliquer pourquoi.			
Partie 7 de l'Annexe 51-101A1	Commentaires généraux en faveur de l'obligation de fournir l'estimation basse, la meilleure estimation et l'estimation haute	Trois intervenants appuient l'obligation proposée.	Nous remercions les intervenants pour leur commentaire. Cependant, nous avons éliminé l'obligation proposée visant à fournir l'estimation basse et l'estimation haute en plus de la meilleure estimation. Néanmoins, conformément à l'article 5.17 du règlement, l'émetteur assujetti qui présente une estimation haute doit également indiquer l'estimation basse.
	Commentaires généraux contre l'obligation de fournir l'estimation basse, la meilleure estimation et l'estimation haute	Six intervenants n'appuient pas l'obligation de fournir l'estimation basse et l'estimation haute en plus de la meilleure estimation pour les raisons suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>la présentation de l'estimation moyenne ou de la « meilleure » estimation est suffisante;</li> <li>certains émetteurs assujettis peuvent considérer que cette obligation est</li> </ul>	Nous remercions les intervenants pour leurs commentaires.  Nous avons modifié l'obligation relative à la présentation d'information facultative sur les ressources éventuelles et prometteuses dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1 afin de n'exiger que la présentation de l'estimation des ressources éventuelles 2C ou de la meilleure estimation pour les ressources prometteuses. Cependant, si l'estimation 3C ou l'estimation haute est présentée, l'article 5.17 du règlement prévoit que l'estimation 1C ou l'estimation basse doit aussi être présentée.

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		<p>contraignante;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>les estimations peuvent varier grandement en raison d'une information limitée.</li> </ul>	
	Obligation relative à l'évaluateur de réserves qualifié indépendant	<p>Deux intervenants nous demandent si une dispense de l'obligation de faire évaluer ou vérifier de façon indépendante les ressources éventuelles ou prometteuses incluses dans le relevé annuel des données relatives aux réserves sera ouverte.</p>	<p>Nous remercions les intervenants pour leur question. Les ACVM ont accordé une dispense de l'obligation d'obtenir une évaluation ou une vérification annuelle d'un évaluateur de réserves qualifié indépendant aux émetteurs assujettis qui ont été en mesure d'établir qu'ils répondaient aux critères suivants :</p> <p>a) ils ont des évaluateurs ou des vérificateurs de réserves qualifiés au sens du règlement;</p> <p>b) ils disposent d'un processus d'évaluation des réserves bien établi qui est au moins aussi rigoureux que s'il était mené par des évaluateurs ou des vérificateurs de réserves indépendants;</p> <p>c) ils ont mis en place un programme d'assurance de qualité technique relatif à l'établissement des données relatives aux réserves générées à l'interne.</p> <p>Le personnel des ACVM est enclin à envisager d'accorder des dispenses aux émetteurs assujettis qui sont en mesure de faire les mêmes déclarations à l'égard des données relatives aux ressources autres que des réserves.</p>
		<p>Deux intervenants suggèrent que l'obligation relative à</p>	<p>Nous remercions l'intervenant pour son commentaire. Cette obligation vise à s'assurer que les estimations</p>

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		<p>L'évaluateur de réserves indépendant qualifié ne soit imposée que pour les ressources éventuelles dont le « développement est à venir » et indiquent que le fait de l'introduire pour les ressources éventuelles et prometteuses présentées dans l'Annexe 51-101A1 semble contraignant et n'est pas nécessaire si le personnel qui procède aux évaluations est compétent.</p>	<p>des ressources éventuelles et prometteuses que l'émetteur assujetti choisit de présenter en annexe à son relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1 font l'objet de la même rigueur et assurance de qualité technique que les estimations des réserves incluses dans l'Annexe 51-101A1. L'émetteur assujetti n'est pas tenu de retenir les services d'un évaluateur de réserves indépendant qualifié pour de l'information qui n'est pas présentée dans le relevé annuel requis.</p> <p>En outre, l'évaluateur qualifié interne de l'émetteur assujetti peut évaluer les ressources et les volumes vérifiés par l'évaluateur de réserves indépendant qualifié.</p>
		<p>Un intervenant indique qu'un évaluateur de réserves indépendant qualifié peut ne pas posséder suffisamment de renseignements aux premiers stades si les modalités des licences ne sont pas entièrement définies.</p>	<p>Nous remercions l'intervenant pour son commentaire. Lorsqu'un émetteur assujetti présente les ressources éventuelles ou prometteuses en annexe à son relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1, les articles 3.2 et 3.3 du règlement obligent l'émetteur assujetti à fournir toute l'information qu'une personne raisonnable considérerait nécessaire pour que les évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés indépendants puissent établir un rapport conformément au règlement, ce qui comprend l'obligation de l'établir en conformité avec le manuel COGE.</p>
		<p>Un intervenant suggère que l'évaluateur de réserves qualifié indépendant ne soit tenu d'évaluer ou de vérifier</p>	<p>Nous remercions l'intervenant pour son commentaire, mais tenons à préciser que la présentation d'information sur les ressources éventuelles et prometteuses dans le relevé établi selon l'Annexe</p>

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		que 75 % des ressources autres que les réserves sans examiner les 25 % restants.	51-101A1 se fait sur une base volontaire. L'émetteur assujéti qui inclut de son propre chef de l'information sur les ressources éventuelles ou prometteuses doit fournir les estimations pour un ou plusieurs de ses terrains. Cette latitude exige que toutes les ressources éventuelles et prometteuses incluses de façon facultative dans une annexe à un tel relevé soient établies par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant.
	Estimations des ressources éventuelles et prometteuses	Bon nombre d'intervenants soulignent que l'estimation des ressources éventuelles doit tenir compte des risques, et que des indications précisant la façon dont le risque devrait être intégré aux estimations soient incluses.	<p>Nous remercions les intervenants pour leurs commentaires. Lorsqu'une estimation du volume ou de la valeur des ressources éventuelles est présentée, le sous-paragraphe <i>d</i> du paragraphe 1 de l'article 5.9 du règlement exige que l'émetteur assujéti fournisse par écrit « les risques et le degré d'incertitude se rattachant à la récupération des ressources ».</p> <p>Nous avons inclus à l'Annexe 51-101A1 des directives précises afin de clarifier que pour l'information facultative annuelle, lorsque les ressources éventuelles ou prometteuses sont présentées, une quantification numérique des risques est requise, de même que les estimations ajustées en fonction du risque.</p> <p>Nous avons mis à jour l'obligation prévue par l'Annexe 51-101A1 afin de clarifier que si les ressources éventuelles et prometteuses sont présentées de façon facultative en annexe au relevé établi conformément à celle-ci, il faut présenter une quantification de la possibilité de découverte et de</p>

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
			développement et une explication de la méthode utilisée pour les calculer. Le règlement se concentre principalement sur la présentation des données relatives aux données. Les techniques et les pratiques d'évaluation et de vérification requises pour effectuer une évaluation des réserves ou des ressources autres que des réserves sont collectivement régies par le manuel COGE, les obligations imposées par les ordres professionnels, au sens du règlement, et par les pratiques exemplaires sur le sujet.
	Présentation de la valeur actualisée nette pour les ressources éventuelles et prometteuses	<p>Bon nombre d'intervenants suggèrent de présenter la valeur actualisée nette pour les ressources éventuelles dont le développement est à venir ou est suspendu, dans certains cas. Pour ce qui est du développement non viable, subéconomique ou non récupérable, ils proposent de ne présenter que les volumes. Pour les ressources prometteuses, les intervenants suggèrent d'indiquer la valeur actualisée nette ou la taille du champ économique minimale analogue.</p> <p>En outre, les intervenants suggèrent de présenter les ressources économiques et</p>	<p>Nous remercions les intervenants pour leurs commentaires. Nous avons revu la présentation et clarifié les obligations relatives à la présentation d'information facultative sur les ressources éventuelles et prometteuses en réponse aux préoccupations justifiées entourant la présentation de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs de ces ressources dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1.</p> <p>La présentation facultative des ressources éventuelles et prometteuses dans le cadre du dépôt annuel requis ne peut se faire désormais qu'au moyen d'une annexe jointe à l'Annexe 51-101A1. L'information doit être divisée en fonction de la plupart des sous-classes précises indiquées dans le manuel COGE, lesquelles ont été redéfinies au chapitre 2 du volume 2. Afin de souligner la différence entre les réserves et les ressources autres que des réserves, une mise en garde supplémentaire est désormais requise pour les estimations de la valeur. De surcroît, la présentation</p>

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		<p>subéconomiques de façon distincte et d'ajuster les ressources prometteuses en fonction du risque relativement à la possibilité de découverte ou peut-être d'indiquer dans l'Annexe 51-101A2 les ressources ajustées et non ajustées en fonction du risque.</p>	<p>de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, sera obligatoire pour les ressources éventuelles de la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir » (se reporter à l'article 10.2 du volume 1 et à l'article 5.8.1 du volume 2 du manuel COGE) en remplacement de la valeur actualisée nette.</p> <p>La capacité de présenter les ressources éventuelles et prometteuses est de plus en plus importante pour les émetteurs assujettis à un stade précoce de développement qui doivent indiquer le potentiel des participations qu'ils détiennent dans leurs actifs pétroliers et gaziers. Nous avons constaté qu'une plus grande quantité d'informations sur les volumes des ressources éventuelles était fournie dans l'information annuelle requise des émetteurs assujettis. Nous sommes toujours d'avis que le fait de donner de l'information sur les ressources éventuelles et prometteuses en l'absence d'information quant à leur viabilité économique peut être trompeur. Nous estimons que la présentation de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, dans la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir » ainsi que les volumes des ressources prometteuses de façon facultative dans le relevé aidera les investisseurs « à se forger une opinion sur le bien-fondé de l'investissement requis par la société et sur la probabilité de sa réalisation » (se reporter à l'article 5.8.1 du volume 2 du manuel COGE).</p>

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
			<p>Pour établir un équilibre entre l'avantage de permettre à certains émetteurs assujettis de fournir l'information sur les volumes des ressources éventuelles et prometteuses et les valeurs des ressources éventuelles dans la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir » et le besoin des investisseurs de prendre la mesure de la valeur d'un terrain particulier ou d'un groupe de terrains de l'émetteur assujetti, il ne faut pas uniquement interdire l'information sur les ressources éventuelles et prometteuses, pas plus qu'il ne faut permettre de répartir la valeur associée à ces terrains sans cadre servant à comptabiliser correctement la façon dont l'émetteur assujetti a calculé la valeur. En remplaçant l'obligation de présenter la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs par la présentation de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, dans la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir » relative aux ressources éventuelles, les investisseurs disposent de suffisamment de renseignements pour déterminer si les volumes attribués à un projet particulier sont réalisables tout en permettant à l'émetteur assujetti d'en faire valoir le potentiel.</p> <p>Sauf dans le cas des ressources éventuelles classées dans la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir », nous n'exigeons plus la présentation de la valeur des ressources éventuelles et prometteuses lorsqu'un volume est indiqué de façon</p>

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
			<p>facultative dans l'information fournie dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1. Cette décision vise à remédier à l'incertitude entourant ces estimations et à la possibilité que le lecteur du document en ait une compréhension erronée.</p> <p>L'émetteur assujetti peut présenter des estimations du volume et de la valeur des ressources éventuelles non classées dans la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir », et des ressources prometteuses, dans ses documents d'information annuels. Toutefois, il devrait évaluer si le degré d'incertitude associé à l'estimation fournie est suffisant pour que l'estimation se révèle trompeuse si elle était utilisée dans le contexte du rapport prévu à l'Annexe 51-101A1.</p>
		<p>Bon nombre d'intervenants indiquent que des plans de développement et de commercialisation mal définis peuvent donner lieu de l'information trompeuse. Ils font valoir que les valeurs associées aux ressources éventuelles et prometteuses sont tributaires de facteurs importants, comme la technique de récupération, l'accès au marché et les plans, les coûts et le calendrier de</p>	<p>Nous remercions les intervenants pour leurs commentaires. Nous avons revu le sous-alinéa A de l'alinéa <i>iii.1</i> du sous-paragraph <i>d</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement afin de préciser que le coût total estimatif nécessaire pour atteindre la phase de production commerciale et un calendrier général du projet, notamment la date estimative de la première mise en production commerciale, doivent accompagner l'estimation des ressources éventuelles ou prometteuses. L'investisseur sera ainsi en mesure de comparer l'estimation avec l'information communiquée par l'émetteur assujetti sur le projet.</p> <p>Outre l'information requise par l'article 5.9 du</p>

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		<p>développement, dont les hypothèses peuvent varier grandement entre les diverses parties attribuant des valeurs à une ressource.</p> <p>En outre, les intervenants font remarquer que l'obligation de fournir une description détaillée des projets de développement associés aux ressources éventuelles et prometteuses indiquées sera indûment contraignante pour les émetteurs assujettis dont les ressources éventuelles et prometteuses sont situées dans plusieurs gisements nécessitant tous leur propre plan de développement, même si les descriptions peuvent constituer une source limitée de renseignements.</p> <p>Bon nombre d'intervenants font valoir que d'importantes incertitudes entourent les estimations à long terme des ressources éventuelles et prometteuses et que l'obligation de fournir la valeur</p>	<p>règlement, l'amélioration du cadre de classement dans le manuel COGE se traduira par des sous-classes de ressources éventuelles et prometteuses plus précises qui tiennent compte de stade de développement. L'émetteur assujetti qui indique volontairement les ressources éventuelles ou prometteuses doit également fournir de l'information sur la technique de récupération, l'accès au marché, les plans, les coûts et le calendrier de développement.</p> <p>Une estimation des ressources éventuelles ou prometteuses est faite à une date d'effet. L'information sur le projet à la date d'effet permet à l'investisseur d'évaluer la validité des estimations ainsi que la probabilité réelle de développement des ressources éventuelles ou prometteuses par l'émetteur assujetti. Le fait d'omettre cette information pourrait amener l'investisseur à se méprendre sur le potentiel que représentent les estimations des ressources éventuelles ou prometteuses.</p> <p>Sauf dans le cas des ressources éventuelles classées dans la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir », nous n'exigeons plus la présentation de la valeur des ressources éventuelles et prometteuses lorsqu'un volume est indiqué de façon facultative dans l'information fournie dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1. Cette décision vise à remédier à l'incertitude entourant ces estimations et à la possibilité que le lecteur du document en ait une compréhension erronée.</p>

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		actualisée nette des ressources éventuelles et prometteuses devrait être éliminée.	<p>L'émetteur assujetti peut présenter des estimations du volume et de la valeur des ressources éventuelles non classées dans la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir », et des ressources prometteuses, dans ses documents d'information annuels. Toutefois, il devrait évaluer si le degré d'incertitude associé à l'estimation fournie est suffisamment élevé pour que l'estimation se révèle trompeuse si elle était utilisée dans le contexte du rapport prévu à l'Annexe 51-101A1.</p> <p>L'émetteur assujetti qui n'est pas en mesure de se conformer à l'article 5.9 du règlement ou aux obligations d'information prévues à l'Annexe 51-101A1 en raison d'un manque d'information ou de certitude sur le projet devrait évaluer s'il serait trompeur d'inclure dans l'information annuelle les estimations des ressources éventuelles ou prometteuses.</p>
		Un intervenant suggère que les ressources éventuelles soient fournies de façon distincte à l'annexe 1.	Nous remercions l'intervenant pour son commentaire. Nous avons revu la présentation de l'Annexe 51-101A1 afin d'exiger la présentation de l'information facultative sur les ressources éventuelles et prometteuses en annexe à l'Annexe 51-101A1 ou à la notice annuelle.
		Certains intervenants indiquent que les nouvelles dispositions exigent que les émetteurs attribuent une valeur économique aux ressources	Nous remercions les intervenants pour leurs commentaires. Nous avons apporté certaines modifications, de sorte qu'il faut désormais présenter la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque,

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		(qui n'ont pas à être économiques en elles-mêmes), ce qui pourrait se traduire par de l'information trompeuse ou pouvant porter à confusion si les émetteurs attribuent des valeurs économiques extrêmement différentes aux éventualités selon leur situation.	<p>des ressources éventuelles dans la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir ». Dans le cas où l'émetteur assujetti présente de son propre chef un volume des ressources éventuelles dans la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir » pour lequel la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs présentée dans son relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1 est négative, il serait important que l'investisseur comprenne bien l'ampleur de la valeur négative des ressources éventuelles puisque cela donne la probabilité de leur développement.</p> <p>L'émetteur assujetti peut présenter des estimations du volume et de la valeur des ressources éventuelles non classées dans la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir », et des ressources prometteuses, dans ses documents d'information annuels. Toutefois, cette information sera assujettie à l'interdiction de faire des déclarations trompeuses. Une estimation hautement incertaine peut être trompeuse si elle est incluse dans l'information annuelle exigée.</p>
		Un intervenant souligne que l'obligation de présenter la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs pourrait pousser certains émetteurs	Nous remercions l'intervenant pour son commentaire. L'information sur les ressources éventuelles et prometteuses est facultative. Si l'émetteur assujetti souhaite établir son potentiel pour ses investisseurs en fonction de ses ressources éventuelles et de ses ressources prometteuses, et choisit de présenter ce

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		assujettis à remettre en question le bien-fondé de leur inscription à titre de société ouverte au Canada.	potentiel dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1, ces estimations devraient être établies avec autant de rigueur que les données relatives aux réserves et fournir suffisamment de renseignements aux investisseurs afin de leur permettre d'évaluer pleinement le potentiel que représentent ses ressources éventuelles et prometteuses.
	Lignes directrices pour l'information sur les ressources éventuelles et prometteuses	Un intervenant fait remarquer que le chapitre 2 du volume 2 du manuel COGE peut ne pas donner suffisamment de lignes directrices pour assurer la cohérence de la présentation de toutes les ressources.	Nous remercions l'intervenant pour son commentaire. Le volume 2 du chapitre 2 du manuel COGE exige que les évaluateurs se fient à leur expertise et expérience professionnelles, soient responsables de leurs interprétations et jugements professionnels et qu'ils fournissent une documentation claire et complète sur leurs travaux. Selon la version actuelle du règlement, les émetteurs assujettis peuvent, avec des indications minimales, présenter les volumes et les valeurs des ressources éventuelles ou prometteuses ou des deux. Les nouvelles lignes directrices améliorent le système de classement et donne des indications supplémentaires aux évaluateurs pour leur permettre de classer et catégoriser les ressources éventuelles et prometteuses.
		Un intervenant fait valoir que les émetteurs assujettis devraient indiquer la qualité relative du plan de développement et des estimations des coûts associés.	Nous remercions l'intervenant pour son commentaire. Les précisions apportées au système de classement dans le manuel COGE donnent des indications quant au stade de développement d'une estimation donnée. En outre, selon le sous-alinéa D de l'alinéa <i>iii.1</i> du sous-paragraphe <i>d</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement, les émetteurs assujettis seront tenus d'indiquer si le projet est fondé sur une étude

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
			conceptuelle ou une étude préalable au développement. Avant d'inclure une estimation des ressources éventuelles ou prometteuses dans le relevé établi conformément à l'Annexe 51-101A1, l'émetteur assujetti doit fournir toute l'information raisonnablement nécessaire pour permettre à un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié de fournir un rapport qui respecte les obligations prévues au règlement.
<p><b>4. Obligation d'indiquer la norme sur laquelle la mesure présentée repose ainsi que la méthode utilisée pour l'établir et sa signification (Question 5)</b></p> <p>En vertu des projets de modifications, l'émetteur assujetti qui présente une mesure du pétrole et du gaz doit indiquer la norme sur laquelle repose la mesure ainsi que la méthode utilisée pour l'établir, et expliquer sa signification. En l'absence de norme identifiable, il 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.</p>			
Article 5.14 du règlement	Commentaires généraux relatifs à l'obligation de présentation de mesures du pétrole et du gaz	Six intervenants appuient le projet d'obligation d'indication de la norme sur laquelle repose la mesure ainsi que la méthode utilisée pour l'établir, et explique sa signification.	Nous remercions les intervenants de leurs commentaires.
	Équivalence	Un intervenant est d'accord avec la proposition, mais recommande toutefois de retenir le ratio de 6 kpi <sup>3</sup> :1 bep	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. Nous avons ajouté dans l' <i>Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières</i> (l'« instruction

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		pour l'information présentée dans des unités de mesure d'équivalence.	générale ») des indications sur la façon de fournir de l'information sur les bep. Le manuel COGE indique ce qui suit :  [TRADUCTION] Le calcul des réserves citées en bep effectué au moyen du ratio de conversion de 6 kpi <sup>3</sup> :1 bep surévalue généralement les réserves de la société, mais il s'agit actuellement de la méthode de calcul la plus répandue dans le secteur.  La meilleure façon d'évaluer des options d'investissement consiste tout simplement à ne faire aucune conversion en bep.
<b>5. Possibilité de commercialisation de la production et des réserves</b>			
Articles 5.4 et 5.5 du règlement	Point de vente	Un intervenant indique que les nouvelles dispositions ne devraient pas être interprétées de manière à empêcher l'enregistrement à titre de réserves des LGN assujettis aux conventions d'Aux Sable.  Un autre intervenant mentionne qu'il est difficile d'établir correctement les produits des activités ordinaires nets futurs qui seraient attribués à	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. Le projet de modification de l'article 5.4 du règlement conserve le concept selon lequel la valeur attribuée aux réserves devrait être calculée au point où le type de produit particulier doit être vendu ou l'a été. Le point de référence de remplacement permet aux émetteurs assujettis d'avoir un point, avant le premier point de vente, à l'égard duquel il serait approprié d'attribuer une valeur. Cependant, il ne permet pas l'attribution d'une valeur après le premier point de vente.  Pour préciser que les types de produits doivent être récupérés avant le premier point de vente ou le point

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		l'écoulement de gaz humide au point de livraison dans un système, et que ce calcul peut être trompeur et ne pas correspondre à l'information financière fournie par l'émetteur.	de référence de remplacement, nous n'avons pas abrogé l'article 5.5 du règlement.  La responsabilité de s'assurer que l'information sur les produits des activités ordinaires nets futurs rendue publique n'est pas trompeuse incombe à l'émetteur assujetti et à son évaluateur de réserves qualifié indépendant (pour de plus amples renseignements, se reporter au paragraphe 2 de l'Avis 51-327 des ACVM).
<b>6. Coûts d'abandon et de remise en état</b>			
Article 1.1 du règlement et rubrique 5.2 de l'Annexe 51-101A1	Distinction entre coûts d'abandon et coûts de remise en état	Un intervenant propose de ne pas séparer les coûts d'abandon des coûts de remise en état, mais de permettre aux émetteurs de continuer à les présenter ensemble et de fournir une note de bas de page expliquant cette présentation, particulièrement lorsque l'estimation par l'émetteur assujetti des coûts d'abandon ou des coûts de remise en état est inférieure à un pourcentage précis (par exemple 20 %) de l'ensemble des coûts.	Nous remercions l'intervenant de ses commentaires. Nous avons modifié la définition des coûts d'abandon et de remise en état ainsi que le tableau modèle inclus dans l'instruction générale de façon à préciser qu'il est possible de présenter ces coûts ensemble.
	Coûts d'abandon et de remise en état	Un intervenant indique que la définition des coûts de remise en état ne prévoit pas les coûts	Nous remercions les intervenants de leurs commentaires. Nous avons modifié la définition de coûts d'abandon et de remise en état pour préciser que

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
	pour les forages en mer, et portée	<p>pour les forages en mer.</p> <p>De plus, un intervenant juge nécessaire d'ajouter une définition pour l'expression « aux environs du puits » et le terme « sols ».</p> <p>Un intervenant propose de modifier la définition de l'expression « coûts de remise en état » afin de mieux circonscrire sa portée et, plus particulièrement, de préciser si elle est censée ou non s'étendre aux coûts autres que les coûts de remise en état relatifs aux puits.</p>	<p>L'obligation de déclaration s'applique aux « terrains d'un émetteur assujéti ayant été perturbés par des activités pétrolières et gazières », lesquelles sont, par définition, des activités qui se déroulent avant le premier point de vente.</p>
	Évaluation par un évaluateur de réserves qualifié indépendant	<p>Un intervenant propose de ne pas abroger la rubrique 6.4 de l'Annexe 51-101A1 parce que les évaluations des réserves n'incluent que les coûts d'abandon des puits. Les autres coûts d'abandon et de remise en état devraient être présentés séparément. Il estime que l'abrogation de la rubrique 6.4 signifierait que les coûts d'abandon et de remise en état</p>	<p>Nous remercions l'intervenant de ses commentaires. Nous abrogerons la rubrique 6.4 de l'Annexe 51-101A1. Depuis son entrée en vigueur en 2003, les émetteurs assujétis sont tenus, pour fournir l'information annuelle prévue par le règlement, de calculer la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs en se servant des coûts d'abandon et des coûts de remise en état. L'information à fournir par l'émetteur assujéti à l'égard de l'abandon de pipelines et d'installations qui n'inclut pas les coûts relatifs aux terrains serait disponible dans les états financiers de l'émetteur</p>

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		relatifs à des terrains et à des puits sans ressources attribuées, tous les pipelines, et les installations à l'extérieur du site du puits ne seraient pas inclus dans l'information fournie par l'émetteur assujéti. L'intervenant signale que les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants n'ont pas la compétence requise pour évaluer les coûts d'abandon et de remise en état totaux. Il demande si les évaluateurs seraient autorisés à se fier aux estimations fournies par l'émetteur assujéti.	assujéti.  L'article 4.5 du volume 1 du manuel COGE prévoit que l'évaluateur doit prendre certaines mesures pour réduire la probabilité que les données n'ayant pas été établies par l'évaluateur de réserves qualifié indépendant soient erronées ou non représentatives. Le manuel COGE indique que « [TRADUCTION] il est possible de confirmer si les renseignements fournis par le client sont raisonnables et exhaustifs en effectuant une ou plusieurs vérifications ou d'autres tests ». Une vérification utile en ce qui concerne les coûts de remise en état consisterait peut-être à demander « [TRADUCTION] la collaboration et l'aide du vérificateur financier indépendant de la société ». L'émetteur assujéti est tenu de réviser régulièrement ses estimations relatives aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, et le vérificateur financier peut représenter pour l'évaluateur une bonne source de renseignements. L'évaluateur peut aussi comparer les renseignements fournis par l'émetteur assujéti avec les indications des autorités de réglementation du territoire dans lequel les coûts de remise en état seront engagés. Par exemple, les autorités de l'Alberta et de la Saskatchewan ont estimé les coûts d'abandon et de remise en état pour les différentes régions de la province.
	Information présentée dans	Un intervenant estime que l'information requise	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. L'information figurant dans les états financiers

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
	les états financiers audités	actuellement sur les coûts d'abandon et de remise en état dans les états financiers audités est adéquate et que toute autre évaluation de ces coûts serait redondante.	conformément aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ne comprend que celle se rapportant aux puits et installations existants, et non celle exigée en vertu des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations qui concerne les « puits planifiés » (« <i>planned wells</i> »). On se reportera à l'article 7.6.4 du volume 1 du manuel COGE. Les coûts d'abandon servent aussi à tester les aspects économiques des terrains non développés.
	Coûts d'abandon et de remise en état au niveau des actifs	Deux intervenants souhaitent que l'on précise si les coûts d'abandon et de remise en état doivent être appliqués au niveau des actifs (y compris les projets visant des ressources éventuelles et prometteuses).	Selon nous, il faut inclure les coûts d'abandon et de remise en état au niveau de la société seulement, ce qui est conforme aux exigences comptables.
	Endroit où inclure l'information sur les coûts d'abandon et de remise en état	Un intervenant nous demande des précisions sur l'endroit où inclure les coûts d'abandon et de remise en état relatifs à des actifs épuisés ou non productifs, ou les deux.	Si, de manière générale, des réserves n'étaient pas attribuées aux actifs épuisés ou non productifs, les coûts d'abandon et de remise en état ne feraient plus partie de l'information pétrolière et gazière annuelle à fournir, mais seraient vraisemblablement toujours exigés dans les états financiers de l'émetteur assujetti conformément à l'obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation.
	Clarifications sur les coûts d'abandon et de remise en état	Un intervenant nous demande de préciser si les coûts d'abandon et de remise en état devraient inclure les baux, les	Les coûts d'abandon et de remise en état devraient inclure tant les baux, puits et installations existants que ceux à venir. En vertu du règlement, ces coûts sont établis en fonction de la réglementation des

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
		puits et les installations à venir ou s'ils devraient être limités aux passifs existants liés à ces coûts.	territoires dans lesquels l'émetteur assujéti exerce ses activités pétrolières et gazières.
<b>7. Autres modifications</b>			
Autres modifications	Retrait de l'obligation d'obtenir le consentement	Un intervenant appuie le retrait de l'obligation d'obtenir le consentement prévue à l'article 5.7.	Nous remercions l'intervenant de son commentaire.
	Date d'effet de l'évaluation de l'évaluateur	Un intervenant est d'accord avec la modification apportée à l'Annexe 51-101A2, qui consiste à ne faire assumer aux évaluateurs que la responsabilité de l'information relative aux événements qui se sont produits jusqu'à la date d'effet de l'évaluation.	Nous remercions l'intervenant de son commentaire.
	Ordres professionnels canadiens	Un intervenant signale que l'Association of Professional Geoscientists of Nova Scotia ne figure pas dans la liste des ordres professionnels canadiens.	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. Le nom de cette association figure maintenant dans l'instruction générale.
	Définition de l'expression « gaz naturel	Un intervenant propose que la définition de « gaz naturel classique » soit modifiée,	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. Nous avons modifié la définition de « gaz naturel classique » pour la rapprocher de celle donnée à

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
	classique » à l'article 1.1 du règlement	puisqu'elle n'englobe pas le gaz de réservoirs étanches comme celui de Montney.	« ressources classiques » (« <i>conventional resources</i> ») dans le chapitre 2 du volume 2 du manuel COGE, comme suit :  Le gaz naturel qui a été généré dans un lieu d'où il a migré sous l'action de forces hydrodynamiques et qui est piégé dans des accumulations discrètes par des obturations susceptibles d'être formées par des caractéristiques géologiques localisées structurelles, sédimentaires ou érosionnelles.
	Densité relative – article 1.1 du règlement	Un intervenant propose d'ajouter le qualificatif « relative » devant le mot « densité », car la densité API n'est pas une mesure de la densité.	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. Nous avons modifié les définitions afin qu'elles mentionnent plutôt la « densité relative ».
	Clarifications concernant l'étude conceptuelle – sous-disposition C de la disposition <i>iii.1</i> du sous-paragraphe <i>d</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement	Un intervenant estime que le libellé de la sous-disposition C de la disposition <i>iii.1</i> du sous-paragraphe <i>d</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 est maladroit. Il propose d'ajouter les mots « fondé sur » avant « une étude conceptuelle ». Il indique que la différence entre une étude conceptuelle et une étude préalable au développement n'est pas claire.	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. Le degré de détail de la description du projet donne une indication de la fiabilité de l'évaluation effectuée aux différentes étapes d'avancement du projet. L'étude conceptuelle correspond à l'étape initiale du développement d'un scénario de projet. Elle ne comporte que peu de détails et se fonde généralement sur de l'information restreinte. L'étude préalable au développement représente une étape intermédiaire du développement d'un scénario de projet. L'analyse des aspects économiques est suffisamment poussée pour évaluer les options de développement et la viabilité globale du projet, mais est insuffisante pour prendre

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
			une décision d'investissement définitive. Ces concepts sont décrits de façon plus détaillée au chapitre 2 du volume 2 du manuel COGE.
	Date d'établissement – paragraphe 3 de la rubrique 1.1 de l'Annexe 51-101A1	Un intervenant doute qu'il soit toujours nécessaire de mentionner une date d'établissement.	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. La date d'établissement est nécessaire parce que, comme il est indiqué dans le paragraphe 3 des instructions de la rubrique 1.1 de l'Annexe 51-101A1, il faut un certain délai après la fin de l'exercice pour rassembler l'information sur l'exercice qui est nécessaire pour établir l'information arrêtée à la fin de l'exercice.
	Information sur le volume des réserves – rubrique 5.1 de l'Annexe 51-101A1	Un intervenant signale que le volume des réserves qui a été attribué au départ n'est pas une information utile aux investisseurs.	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. La suppression des mots « attribués au départ » déborde du cadre des modifications envisagées par les projets de modifications.
	Réserves prouvées non développées – paragraphe 1 de la rubrique 5.1 de l'Annexe 51-101A1	Un intervenant estime qu'en remplaçant les mots « ne pas planifier le développement » par « reporter le développement », on crée une phrase qui n'a aucun sens.	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. Nous avons modifié le paragraphe 1 de la rubrique 5.1 de l'Annexe 51-101A1 comme suit :  exposer de façon générale le fondement sur lequel l'émetteur assujetti classe des réserves dans les réserves prouvées non développées, ses plans, y compris le calendrier, de développement des réserves prouvées non développées et, le cas échéant, ses raisons pour reporter de 2 ans le développement de réserves prouvées non développées particulières.

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
	Commercialité – Partie 7 de l'Annexe 51-101A1	Un intervenant est d'avis que la sommation d'un projet économique et d'un projet subéconomique serait trompeuse.	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. Nous convenons que les sous-classes ne devraient pas faire l'objet d'une sommation mais devraient plutôt être déclarées séparément en raison des variations de la possibilité de commercialité. Nous avons modifié le projet d'obligation d'information de la partie 7 de l'Annexe 51-101A1 et l'annexe de l'instruction générale.
	Définition du terme « champ »	Un intervenant signale que le terme "champ" n'est pas défini.	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. Des précisions sur notre interprétation du terme « champ » sont fournies à l'article 5.8 dans l'instruction générale.
	Suppression des volumes des réserves prouvées non développées et des réserves probables non développées attribués au départ globalement	Un intervenant appuie l'obligation de supprimer les volumes des réserves prouvées non développées et des réserves probables non développées attribués au départ globalement.	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. Ce changement a été apporté dans les modifications au règlement.
	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée	Un intervenant estime que le texte n'indique pas clairement si d'autres éléments des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux ressources	Nous remercions l'intervenant de son commentaire. Il n'est pas nécessaire de ventiler l'information sur la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, des ressources éventuelles et prometteuses de façon similaire à celle prévue pour les réserves au sous-

Rubrique	Sujet	Résumé du commentaire	Réponse des ACVM
	en fonction du risque	éventuelles et prometteuses doivent être déclarés.	paragraphe <i>b</i> du paragraphe 3 de la rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1.

## Annexe C

### Résumé des changements aux projets de modifications publiés pour consultation le 17 octobre 2013

Le texte ci-dessous résume les différences entre les projets de modifications publiés pour consultation par les ACVM le 17 octobre 2013 et les modifications publiées avec le présent avis.

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

- Nous avons combiné les définitions des expressions « coûts d'abandon » et « coûts de remise en état »
- Nous avons précisé la définition de l'expression « bitume » afin de tracer une ligne plus claire entre le bitume et le pétrole brut lourd
- Nous avons inclus le concept de l'ajustement des estimations en fonction du risque dans les définitions des expressions « données relatives aux ressources éventuelles » et « données relatives aux ressources prometteuses »
- Nous avons ajouté le pétrole de réservoirs étanches dans les types de produits en réponse aux commentaires du public voulant que celui-ci comprenne de l'« huile de schiste », laquelle est un type de produit figurant dans la version actuelle du règlement
- Nous avons décidé de ne pas supprimer l'article 5.5 du règlement pour répondre à l'incertitude exprimée par les intervenants au sujet du point auquel les liquides de gaz naturel peuvent être inclus dans les réserves
- Nous avons revu la disposition *iii.1* du sous-paragraphe *d* du paragraphe 2 de l'article 5.9 afin de préciser qu'il est permis aux émetteurs assujettis de présenter de l'information clé sur les projets sans fournir de détails superflus

#### *Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz*

- En réponse aux commentaires formulés par les participants au secteur et à la suite des modifications apportées au manuel COGE, nous exigerons que toute l'information facultative sur les ressources autres que des réserves fournie par l'émetteur assujetti dans le relevé et les rapports qu'il est tenu d'établir dans le cadre de ses obligations d'information annuelle respecte les critères suivants :
  - elle doit être incluse dans une annexe au relevé des données relatives aux réserves et autre information déposé conformément au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement
  - elle doit être ajustée en fonction du risque associé à la possibilité de découverte et à la possibilité de développement, selon le cas, tant pour les volumes que pour les valeurs

- Nous n'exigerons plus la présentation de valeurs pour les classes et catégories de ressources autres que des réserves qui ne sont pas des ressources éventuelles de la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir », et ce, lorsque l'information en question est fournie de façon facultative. Le personnel est d'avis que les obligations d'information supplémentaire et l'amélioration du cadre de classification ainsi que l'ajout d'indications en matière d'évaluation dans le manuel COGE permettront aux lecteurs d'obtenir l'information dont ils ont besoin pour évaluer la probabilité de récupération réelle des volumes déclarés
- Nous exigeons de l'information supplémentaire sur le risque et l'incertitude que présente l'estimation lorsque des valeurs relatives aux ressources éventuelles et aux ressources prometteuses classées dans des sous-classes d'avancement de projet autres que celle de développement à venir sont présentées dans le relevé ou les rapports à produire conformément aux obligations d'information annuelle

***Annexe 51-101A2, Rapport sur [les données relatives aux réserves][,] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] établi par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant***

- Nous avons modifié l'annexe pour y incorporer les modifications apportées au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, y compris à l'Annexe 51-101A1, *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz*, et la rendre conforme à celles-ci

***Annexe 51-101A3, Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz***

- Nous avons modifié l'annexe pour y incorporer les modifications apportées au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, y compris à l'Annexe 51-101A1, *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz*, et la rendre conforme à celles-ci

***Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières***

- Nous avons mis à jour la liste des ordres professionnels canadiens et autres ordres professionnels du paragraphe 5 de l'article 1.1
- Nous donnons des indications sur l'information qui doit être fournie conformément à une autre norme d'évaluation des ressources
- Nous avons ajouté le paragraphe 4.1 à l'article 2.7 pour fournir des indications sur l'établissement et la présentation d'estimations des ressources éventuelles et des ressources prometteuses
- Nous avons ajouté des indications au paragraphe 7 de l'article 2.7 sur la nécessité de fournir de l'information sur les incidents ayant mené à une diminution importante du volume de production, en particulier si celle-ci est liée à un vol ou à un acte de sabotage

- Nous avons ajouté à l'article 5.4 des indications relatives à l'information à fournir sur les réserves de liquides de gaz naturel
- À l'article 5.5, nous avons insisté sur le fait que les produits des activités ordinaires nets futurs, ajustés en fonction du risque, ne constituent pas une indication de la juste valeur marchande
- Nous fournissons à l'article 5.8 des indications sur l'interprétation de l'expression « champ »
- Nous avons mis à jour les exemples de présentation de l'information figurant à l'annexe 1 afin de les faire correspondre aux modifications apportées au règlement, y compris à l'Annexe 51-101A1

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

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

1. L'article 1.1 du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières est modifié :

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

« « activités pétrolières et gazières » : les activités suivantes :

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

à l'exclusion des activités suivantes :

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

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

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

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

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

- a) il est composé essentiellement d'hydrocarbures lourds, dont la viscosité est supérieure à 10 000 millipascal-secondes (mPa.s) ou 10 000 centipoises (cP) lorsque celle-ci est mesurée à la température initiale de l'hydrocarbure dans le réservoir et à la pression atmosphérique et qu'il est dégazé;
- b) il n'est pas principalement récupérable à des taux rentables à partir d'un puits sans la mise en place de méthodes améliorées de récupération;

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

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

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

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

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

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

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

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

- a) il est contenu dans des roches denses et riches en matière organique, y compris des schistes, des siltites et des carbonates à faible perméabilité, dans lesquelles le gaz naturel est principalement adsorbé sur le kérogène ou des minéraux argileux;
- b) il nécessite habituellement l'utilisation de techniques de fracturation hydraulique pour atteindre des taux de production rentables;

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

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

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

- a) il est généré par l'application d'un procédé de transformation in situ du charbon ou d'autres types de roches contenant des hydrocarbures;
- b) sa teneur en méthane est d'au moins 10 % en volume;

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

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

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

7° par l'insertion, après la définition de l'expression « kpi<sup>3</sup> d'équivalent de gaz », de la suivante :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2° 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° dans le paragraphe 3 :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2° dans le paragraphe *d* :

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

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

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

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

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

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

2° 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 5.3 de ce règlement est modifié par le remplacement, dans le paragraphe 1, des mots « les catégories » par les mots « la catégorie ».

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

**« 5.4. Ressources et ventes de pétrole et de gaz**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1° dans le sous-paragraphe *d* du paragraphe 2 :

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

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

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

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

C) la technique de récupération;

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

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

2° 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. ».

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

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

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

1) L'émetteur 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, 6 ou 7 de l'Annexe 51-101A1 doit inclure l'information suivante à son sujet :

*a)* la norme sur laquelle elle repose et sa source, le cas échéant;

*b)* une brève description de la méthode utilisée pour l'établir;

*c)* une explication de sa signification;

*d)* des mises en garde à l'égard de sa fiabilité.

2) En l'absence de norme identifiable pour une mesure du pétrole et du gaz, l'émetteur 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. ».

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

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

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

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

1) L'émetteur 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. ».

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

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

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

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

**« 6.2. Cessation des activités pétrolières et gazières**

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

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

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

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

1<sup>o</sup> dans les instructions générales :

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

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

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

3<sup>o</sup> dans la rubrique 2.1 :

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

b) dans le paragraphe 3 :

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

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

« c) Présenter, par type de produit, dans chaque cas avec les sous-produits associés, et selon la valeur unitaire de chaque type de produit, dans chaque cas avec les sous-produits associés, par exemple en « \$ » par 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 :

« INSTRUCTIONS

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

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

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

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

4° par la suppression des rubriques 2.3 et 2.4;

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

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

« b) pour chacun des éléments suivants :

i) le bitume;

ii) le méthane de houille;

iii) le gaz naturel classique;

iv) les hydrates de gaz;

v) le pétrole brut lourd;

vi) le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen mélangés;

- vii) les liquides de gaz naturel;
- viii) le gaz de schiste;
- ix) le pétrole brut synthétique;
- x) le gaz synthétique;
- xi) le pétrole de réservoirs étanches;

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

- i) les extensions et la récupération améliorée;
- ii) les révisions techniques;
- iii) les découvertes;
- iv) les acquisitions;
- v) les aliénations;
- vi) les facteurs économiques;
- vii) la production. »;

7° dans la rubrique 5.1 :

a) dans le paragraphe 1 :

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

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

b) dans le paragraphe 2 :

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

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

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

« *INSTRUCTIONS*

1) *Les mots « attribués au départ » se rapportent à l'attribution initiale d'un volume de réserves de pétrole ou de gaz non développées par un émetteur assujéti. Seuls les volumes de réserves de pétrole et de gaz non développées qui n'ont pas encore été attribués peuvent être inclus dans les volumes attribués au départ pour l'exercice pertinent. Si par exemple, en 2011, l'émetteur assujéti a attribué par acquisition, découverte, extension et récupération améliorée 300 Mpi<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 assujetti présente ou les raisons qu'il invoque pour en reporter le développement doivent permettre à un investisseur raisonnable d'évaluer ses efforts en vue de convertir les réserves non développées en réserves développées.* »;

8° par le remplacement de la rubrique 5.2 par la suivante :

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

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

*INSTRUCTIONS*

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

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

9° par le remplacement de la rubrique 6.2.1 par la suivante :

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

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

*INSTRUCTIONS*

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

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

10° par la suppression de la rubrique 6.4;

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

**« Rubrique 6.6 Frais engagés**

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

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

b) les frais d'exploration;

c) les frais de développement;

**INSTRUCTIONS**

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

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

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

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

**INSTRUCTIONS**

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

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

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

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

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

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

**INDICATIONS**

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

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

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

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

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

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

#### **« Rubrique 7.1 Données relatives aux ressources éventuelles**

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

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

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

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

a) la quantification du risque;

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

#### **« Rubrique 7.2 Données relatives aux ressources prometteuses**

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

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

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

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

### « Rubrique 7.3 Prix prévisionnels employés dans les estimations

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

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

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

#### INSTRUCTIONS

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

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

### « Rubrique 7.4 Données complémentaires relatives aux ressources éventuelles

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

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

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

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

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

2. Le rapport sur les données relatives aux réserves, les données relatives aux ressources éventuelles ou les données relatives aux ressources prometteuses visé au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement, qui doit être signé par un ou plusieurs

évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés indépendants de l'émetteur assujetti, doit à tous les égards importants correspondre à ce qui suit :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7. À notre avis, [les données relatives aux réserves][.] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] que

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

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

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

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

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

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

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

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

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

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

2. Le rapport visé au paragraphe 3 de l'article 2.1 du règlement doit à tous les égards importants correspondre à ce qui suit :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c) le contenu et le dépôt du présent rapport.

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

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

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

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

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

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

b) le contenu et le dépôt du présent rapport.

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

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

\_\_\_\_\_  
[signature et nom d'un administrateur]

\_\_\_\_\_  
[signature et nom d'un administrateur]

[Date] ».

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

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

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

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

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

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

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

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

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

\_\_\_\_\_  
[signature et nom d'un administrateur]

\_\_\_\_\_  
[signature et nom d'un administrateur]

[Date] ».

25. Le présent règlement entre en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2015.

## 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~~ les participants aux marchés des capitaux à prendre des décisions en matière de placement, et les analystes, à faire des recommandations.

Les ACVM encouragent les personnes inscrites<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 et ses modifications, le cas échéant, définissent~~ certains termes, dont ceux qui sont définis dans le règlement et plusieurs termes provenant du manuel COGE.

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

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.

<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.

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~~des sous-~~paragraphe~~paragraphes ~~b et d~~ ci-dessus, ~~un « apparenté de~~une « 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 51-101A1 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.

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

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

## 5) **Ordre professionnel**

### a) **Ordres professionnels reconnus**

Le règlement exige également que l'évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié soit membre en règle d'un ordre professionnel d'ingénieurs, de géologues, de géoscientifiques ou d'autres professionnels du secteur pétrolier et gazier assujéti 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~~Pour l'application du règlement, en date du ~~12 octobre 2010,~~4 décembre 2014, 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 ~~Saskatchewan~~the Province of Manitoba (APEGM)
- ~~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 Geoscientists of Nova Scotia (APGNS)

- [Association of Professional Engineers and Geoscientists of Newfoundland and Labrador \(APEGNL\)](#)
- [Association of Professional Engineers of Yukon \(APEY\)](#)
- [Northwest Territories and Nunavut Association of Professional Engineers and Geoscientists \(NAPEG\)](#)

b) **Autres ordres professionnels**

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

Lors de l'étude des demandes, l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable se demandera vraisemblablement dans quelle mesure les pouvoirs ou la reconnaissance, les critères d'admission, les normes et les pouvoirs et pratiques disciplinaires des ordres en question sont analogues à ceux des ordres énumérés ci-dessus ou en 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, les~~ Pour l'application du règlement, en date du 4 décembre 2014, chacun des ordres étrangers suivants sont reconnus comme des ordres professionnels pour l'application du règlement:

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

c) **Absence d'ordre professionnel**

Tout émetteur assujéti ou toute autre partie peut, en vertu de la partie 8 du règlement, demander une dispense lui permettant de remplir l'obligation prévue à l'article 3.2 du règlement en nommant une personne qui n'est pas membre d'un ordre professionnel, mais qui possède la qualification professionnelle et une expérience adéquates. La demande peut concerner une personne en particulier ou viser de manière générale les employés ou les membres d'une

société d'évaluation de réserves étrangère. Lors de l'étude de ces demandes, l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable tiendra vraisemblablement compte de la formation professionnelle et de l'expérience de la personne en question ou, en ce qui concerne les demandes visant une société, de la formation professionnelle et de l'expérience de ses membres et employés, de l'opinion d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié quant à la qualité des travaux antérieurs de la personne ou de la société, et de toute dispense antérieure accordée ou refusée à l'égard de la personne ou de la société en question.

**d) Renouvellement de la demande non obligatoire**

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

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

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

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

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

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

## 1.2. Manuel COGE

En vertu de l'article 1.2 du règlement, les définitions et interprétations figurant dans le manuel COGE s'appliquent au règlement si elles ne figurent pas dans le règlement, ~~la Norme canadienne~~ 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, sous réserve de l'exception prévue à l'article 5.18 du règlement.

## 1.3. Application limitée aux émetteurs assujettis

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

Le règlement s'applique aussi à l'émetteur qui n'est pas encore émetteur assujéti s'il dépose un prospectus ou un autre document d'information qui est conforme aux obligations de prospectus. Conformément aux obligations relatives au prospectus ordinaire, l'émetteur [assujéti](#) doit communiquer l'information prévue à l'Annexe 51-101A1 et les rapports prévus à l'Annexe 51-101A2 et à l'Annexe 51-101A3.

#### 1.4. Critère d'appréciation de l'importance relative

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

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

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

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

## PARTIE 2 OBLIGATIONS ANNUELLES DE DÉPÔT

### 2.1. Dépôts annuels au moyen de SEDAR

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

### 2.2. Information non pertinente ou sans importance

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

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

### 2.3. Utilisation des annexes

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

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

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

### 2.4. Notice annuelle

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

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

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

Les émetteurs assujettis qui présentent dans son intégralité l'information exigée à l'article 2.1 du règlement dans leur notice annuelle n'ont pas à la déposer à nouveau, pour l'application de cet article, dans un ou plusieurs autres documents. ~~Rs~~ 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 assujéti n'ayant aucune réserve ou cessant ses activités pétrolières et gazières

L'obligation d'effectuer des dépôts annuels prévus par le règlement ne se limite pas aux émetteurs assujétis qui ont des réserves et les produits des activités ordinaires nets futurs correspondants. L'émetteur assujéti 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 assujéti 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 assujétis n'ayant aucune réserve sur l'établissement de l'information et des rapports prévus aux Annexes 51-101A1, 51-101A2, 51-101A3 et 51-101A35 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 assujéti. Si celui-ci n'a pas de réserves, nous considérons 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 assujéti. Cependant, si ~~l'émetteur~~ ce dernier a déclaré des réserves et les produits des activités ordinaires nets futurs correspondants au cours de l'exercice précédent et qu'il n'a pas de réserves à la fin de l'exercice courant, il doit quand même présenter la variation par rapport aux estimations de réserves de l'exercice précédent, conformément à la partie 4 de l'Annexe 51-101A1.

L'émetteur assujéti 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 des réserves. Il s'agit notamment d'information sur les terrains (rubriques 6.1 et 6.2), les frais (rubrique 6.6) et les activités d'exploration et de développement (rubrique 6.7). ~~Indiquer~~ L'émetteur doit indiquer clairement qu'il n'y a pas eu de production, car c'est un fait important.

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

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

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

4) Annexe 51-101A5 – L'article 6.2 du règlement oblige l'émetteur 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 assujéti à communiquer les résultats prévus de ~~leurs ressources éventuelles ou de leurs ressources prometteuses~~ ni d'estimations de la quantité ou une valeur estimative attribuable à une quantité estimative de ces ressources. Cependant, s'ils présentent ce type d'information, ~~l'article 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, la partie 7 de l'Annexe 51-101A1 s'applique également.

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

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

Le rapport de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves ne remplit pas les obligations prévues au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement s'il contient une restriction ~~dont~~ que 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 de l'auditeur~~ financier indépendant d'un émetteur assujéti ou tirée de son rapport ~~peut être~~ est une cause de restriction que l'on pourrait et devrait, selon les ACVM, traiter différemment. Les ACVM recommandent aux évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés de suivre les procédures et les directives énoncées aux articles 4 et 12 du volume 1 du manuel COGE pour régler leurs relations avec les ~~vérificateurs~~ auditeurs financiers indépendants. Les ACVM espèrent que cela améliorera la qualité des données relatives aux réserves et supprimera une cause de restriction potentielle.

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

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

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

De plus, si l'estimation de la valeur actualisée nette après impôt varie selon certains facteurs, notamment :

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

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

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

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

- un énoncé explicatif semblable au suivant :

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

Il faut prendre les comptes en considération dans le calcul des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts. La définition de « charges d'impôts futurs » figure dans le glossaire. En bref, les charges d'impôts futurs sont les impôts estimatifs payables sur les flux de trésorerie futurs avant impôts. Il faut les calculer en appliquant le taux d'imposition prévu par la loi à la fin de l'exercice, compte tenu des taux d'imposition futurs prévus, aux flux de trésorerie 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 assujétis 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 assujétis de présenter les produits des activités ordinaires nets futurs, ainsi que les estimations connexes de réserves ou de ressources autres que des réserves, établis calculés au moyen de prix et coûts constants. On suppose que ces prix et coûts ne changent pas pendant la durée de vie d'un terrain, sauf si l'émetteur assujéti est lié par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit à certains prix ou coûts fixes ou qu'il est possible de déterminer actuellement (y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé).

#### **4.1) Estimations des ressources éventuelles et des ressources prometteuses**

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

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

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

Si la valeur attendue est exprimée en termes pécuniaires, la valeur attendue calculée est appelée « valeur pécuniaire attendue » et est l'une des méthodes qui permet d'estimer la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque. Il est

peu probable qu'une seule occurrence d'un projet permettra de calculer la valeur pécuniaire attendue. En théorie, l'émetteur assujéti qui choisit toujours les projets dont la valeur pécuniaire attendue est la plus élevée pourrait obtenir de meilleurs résultats qu'en prenant des décisions de façon plus aléatoire. Le manuel COGE indique que la valeur pécuniaire attendue n'est pas une projection des produits des activités ordinaires, mais constitue pour les sociétés un outil leur permettant d'évaluer s'il est judicieux de démarrer un projet dans le but d'accroître le volume de ventes potentielles. Les émetteurs assujétis qui incluent ces volumes et ces valeurs en vertu de la rubrique 7.1 ou 7.2 de l'Annexe 51-101A1 devront expliquer comment ceux-ci ont été établis.

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

5) *(paragraphe supprimé).*

6) **Variation des réserves**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Les émetteurs sont encouragés à fournir toute information supplémentaire ou plus détaillée s'ils jugent qu'elle aidera le lecteur à comprendre et à évaluer l'information obligatoire. En fait, il est même parfois nécessaire de fournir de l'information supplémentaire sur les faits importants pour que l'information obligatoire fournie ne soit ni fausse 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, les données relatives aux ressources éventuelles et les données relatives aux ressources prometteuses, d'une part, et les résultats réels, d'autre part, peuvent être importants, mais que les réserves estimations ont été établies conformément au manuel COGE, qui a été appliqué de façon uniforme.

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



Il n'impose pas d'obligation en la matière, mais les ACVM encouragent les émetteurs assujettis et leurs administrateurs à adopter cette démarche.

### 3.2. Responsabilité en matière de communication de l'information

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

Les ACVM n'entendent pas et ne considèrent pas que l'engagement d'un évaluateur ou d'un vérificateur de réserves qualifié indépendant relève l'émetteur assujetti 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 si elle n'est pas déposée, est rendue publique ou~~ [est si elle n'est pas déposée, est rendue publique ou](#) ~~communiquée~~ [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. L'émetteur assujetti peut ajouter de l'information sur ces réserves et ressources conformément à une autre norme d'évaluation des ressources en vertu de l'article 5.18 du règlement, à condition que l'information ne contrevienne pas à cet article. Les autres normes d'évaluation des ressources jugées acceptables par les ACVM comprennent le cadre de présentation de l'information concernant le pétrole et le gaz de la SEC et le Petroleum Resource Management System établi par la Society of Petroleum Engineers.

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

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

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

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

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

2) **Réserves** – Le règlement ne prescrit aucune méthode d'estimation particulière, mais il exige que l'estimation des réserves soit établie conformément au manuel COGE. ~~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~~récupération. 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 et les ressources autres que des réserves en utilisant les définitions et les principes du manuel COGE.
- L'évaluateur devrait faire la somme arithmétique des estimations de réserves et de ressources autres que des réserves des entités établies au moyen de méthodes probabilistes pour obtenir les réserves et les ressources autres que des réserves déclarées.
- L'évaluateur qui établit aussi des estimations de réserves et de ressources autres que des réserves globales au moyen de méthodes probabilistes devrait expliquer dans le rapport d'évaluation la méthode utilisée, en précisant ~~notamment, pour les réserves,~~ les niveaux de confiance utilisés à l'égard des entités, des terrains et des niveaux déclarés (c'est-à-dire des totaux) des réserves prouvées, des réserves prouvées et probables et des réserves prouvées, probables et possibles, le cas échéant.
- L'émetteur assujetti qui présente les réserves et les ressources autres que des réserves globales que l'évaluateur a établies au moyen de méthodes probabilistes devrait accompagner l'information d'une brève explication des définitions de réserves et de ressources autres que des réserves utilisées pour l'estimation, ainsi que de la méthode et des niveaux de confiance utilisés par l'évaluateur.

5) **Accès au financement** – L'émetteur assujetti qui attribue des réserves à un terrain non développé n'est pas tenu de disposer du financement nécessaire au développement des réserves, puisque celle-ci peut se faire autrement qu'au moyen d'une dépense de fonds de sa part (par exemple, par voie d'amodiation ou de vente). Il faut estimer les réserves en partant de l'hypothèse que le développement des terrains aura lieu, sans égard à la disponibilité du financement nécessaire. ~~L'évaluateur n'a pas à se demander si l'émetteur assujetti aura les capitaux nécessaires au développement des réserves.~~ (Se reporter à l'article 7 du volume 1 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 assujetti 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~~ l'émetteur assujetti 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 les déclare pas ~~certains 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 assujéti et savent qu'elles existent n'auront pas le droit d'acheter ou vendre des titres de l'émetteur assujéti tant que cette information n'aura pas été diffusée. Le prospectus ~~de~~ de l'émetteur assujéti a déposé ou entend déposer pourrait ne pas révéler tous les faits importants de façon complète, véridique et claire en l'absence d'information sur ces réserves. Les émetteurs assujétis devraient se reporter à l'article 10.3 du volume 1 du manuel COGE pour connaître l'information à inclure sur ces réserves.

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

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

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

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~~ **Sous-produits du gaz naturel**

~~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.~~

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

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

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

#### **5.6. Consentement de l'évaluateur ou du vérificateur**

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

#### **5.7. Information sur les ressources autres que des réserves**

1) **Information sur les ressources en général** – L'information sur les ressources, à l'exclusion des réserves prouvées et probables, n'est pas obligatoire en vertu du règlement, sauf que l'émetteur assujetti doit présenter dans ses dépôts annuels, à l'égard de ses activités relatives aux terrains non prouvés et aux ressources, l'information visée à la partie 6 de l'Annexe 51-101A1. Toute information supplémentaire présentée en sus de celle exigée est facultative et doit respecter l'article 5.9 du règlement si des résultats prévus de ressources autres que des réserves sont présentés volontairement.

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

L'information sur les ressources autres que des réserves peut nécessiter le recours à des mesures statistiques potentiellement peu connues de l'utilisateur. Il incombe à l'évaluateur et à l'émetteur assujetti de bien connaître ces mesures et à ce dernier de pouvoir les expliquer aux investisseurs. De l'information sur les mesures statistiques figure dans le manuel COGE (article 9 du volume 1 et article 4 du volume 2) et dans les nombreux documents 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 assujetti qui fournit volontairement les résultats prévus de ressources qui ne sont pas classées à titre de réserves doit fournir au sujet des ressources certains renseignements de base visés au paragraphe 1 de l'article 5.9 du règlement. Des obligations d'information supplémentaires s'appliquent si les résultats prévus communiqués par l'émetteur assujetti comprennent l'estimation d'une quantité de ressources ou de la valeur correspondante, tel qu'il est indiqué au paragraphe 3 ci-dessous.

<sup>4</sup><sup>1</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).

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

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

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

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

L'émetteur assujetti qui ~~obtient ou effectue une évaluation de ressources présente des données relatives aux réserves, des données relatives aux ressources éventuelles ou des données relatives aux ressources prometteuses ailleurs que dans les documents annuels déposés en vertu de l'article 2.1 du règlement~~ peut déposer ou diffuser un rapport dans un format comparable à celui prévu par l'Annexe 51-101A2 s'il le souhaite. Cependant, le titre du rapport ~~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 ~~5.3-5.3~~ du

règlement. L'émetteur assujetti doit être conscient qu'il peut être trompeur d'indiquer la sommation des volumes d'un projet rentable et d'un projet non rentable.

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

#### **b) Définition des catégories de ressources**

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

~~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~~ 5.9 du règlement. À titre d'exemple, l'absence

d'infrastructure dans la région pour transporter les ressources peut être considérée comme un facteur négatif significatif et pertinent concernant l'estimation. Mentionnons également [les coûts d'abandon et de remise en état](#), l'expiration d'une concession importante, [le vol et les actes de sabotage dont il est question au paragraphe 7 de l'article 2.7 de la présente instruction générale](#), ou tout autre facteur hautement pertinent d'ordre juridique, politique, technologique, commercial ou financier. L'émetteur assujéti qui présente une estimation pour un grand nombre de terrains regroupés peut communiquer les facteurs positifs et négatifs significatifs et pertinents concernant l'estimation globale, à moins que la présentation de renseignements sur des [terrains ou des ressources](#) ~~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 assujéti 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 assujéti 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.~~

#### **5.6.5.8. Information analogue**

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

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

un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié et respecter les obligations prévues à l'article 5.2 du règlement.

#### **5.7.5.8.1. 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 assujettis 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.

#### **5.8.2. Mesures du pétrole et du gaz**

#### **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 à toutes les mesures du pétrole et du gaz, notamment l'information communiquée par l'émetteur assujetti sur les réserves ou les ressources autres que des réserves au moyen d'unités de mesure d'équivalence comme les bep et les kpi<sup>3</sup>. Le ratio de conversion couramment utilisé dans le secteur pétrolier et gazier est 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 devrait 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.

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

#### **Valeur liquidative, remplacement des réserves et rentrées nettes**

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

2) **Information sur les ressources** – L'information sur les ressources, à l'exclusion des réserves prouvées et probables, n'est généralement pas obligatoire en vertu du règlement, sauf certains renseignements à l'égard des activités relatives aux terrains non prouvés et aux ressources de l'émetteur assujetti, visés à la partie 6 de l'Annexe 51-101A1, qui sont inclus dans le prospectus. Toute information supplémentaire présentée en sus de celle exigée est facultative et doit être conforme ~~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 assujetti, 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~~6~~ de l'article 5.2 de la présente instruction générale, les réserves prouvées ou probables non développées doivent être déclarées pendant l'exercice au cours duquel elles sont comptabilisées. L'émetteur assujetti qui ne déclare pas certaines réserves prouvées ou probables non développées pour la seule raison qu'il n'a pas encore dépensé les fonds destinés au développement, il pourrait omettre de l'information importante et ainsi rendre trompeuse l'information sur les réserves. Le prospectus ~~de~~que l'émetteur assujetti a déposé ou entend

déposer pourrait ne pas « révéler tous les faits importants de façon complète, véridique et claire » en l'absence d'information sur ces réserves.

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

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

L'émetteur assujetti peut déterminer que son obligation de « révéler de façon complète, véridique et claire tout fait important » l'oblige à inclure dans son prospectus des données sur les réserves et d'autres éléments d'information sur le pétrole et le gaz à une date plus récente que celle précisée dans les obligations de prospectus. Celles-ci prévoient que l'information doit être arrêtée à la clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti à l'égard duquel des états financiers sont inclus dans le prospectus. ~~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~~ Le personnel des ACVM envisage toutefois l'octroi d'une dispense au cas par cas en vue de permettre à l'émetteur assujetti qui se trouve dans cette situation d'inclure dans son prospectus de l'information sur le pétrole et le gaz dont la date d'effet est plus récente que la date de clôture de l'exercice, sans inclure également l'information correspondante arrêtée à cette date. Les facteurs considérés pour l'octroi de cette dispense peuvent comprendre la présentation de l'information visée par l'Annexe 51-101A1 à une date d'effet coïncidant avec la date des états financiers intermédiaires. L'émetteur assujetti doit demander cette dispense dans la lettre accompagnant son prospectus provisoire. L'octroi de la dispense est attesté par le visa du prospectus.

## **PARTIE 6 INFORMATION SUR LES CHANGEMENTS IMPORTANTS**

### **6.1. Changement par rapport à l'information déposée**

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

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

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

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

## **ANNEXE 1**

### **EXEMPLES DE PRÉSENTATION DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES**

#### **Format de présentation**

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

Quels que soient le format et le degré de détail choisis pour remplir les obligations prévues par le règlement, l'objectif devrait être de permettre à l'investisseur raisonnable de comprendre l'information, de l'évaluer et de la comparer à de l'information correspondante présentée par l'émetteur 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~~2015

**PRIX ET COÛTS CONSTANTS (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	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**

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

VALEUR DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS CATÉGORIE DE RÉSERVES	VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS										
	AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)					APRÈS IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)					VALEUR UNITAIRE AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE 10 %/an
	0 (MM\$)	5 (MM\$)	10 (MM\$)	15 (MM\$)	20 (MM\$)	0 (MM\$)	5 (MM\$)	10 (MM\$)	15 (MM\$)	20 (MM\$)	(\$/kpi <sup>3</sup> ) (\$/baril)
<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
TOTAL des réserves prouvées	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
TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxx

SUPPLÉMENTAIRE  
FACULTATIF

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

**PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS**

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

au 31 décembre 2006

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

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

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

**PRIX ET COÛTS 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\$)	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

**SUPPLÉMENTAIRE-  
FACULTATIF**

— Référence : rubrique 2.2 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>xx</b>	<b>xx</b>	<b>xx</b>	<b>xx</b>	<b>xx</b>	<b>xx</b>	<b>xx</b>	<b>xx</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**

	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)					
CATÉGORIE DE RÉSERVES	0 (MM\$)	5 (MM\$)	10 (MM\$)	15 (MM\$)	20 (MM\$)	0 (MM\$)	5 (MM\$)	10 (MM\$)	15 (MM\$)	20 (MM\$)	\$/kpi <sup>1</sup> \$/baril
<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
TOTAL des réserves prouvées	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
TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables	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 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 »).

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

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

**PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS**  
**PAR GROUPE TYPE DE PRODUCTION/PRODUIT**  
**au 31 décembre 2006/2015**  
**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	GROUPE DE PRODUCTION	PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (actualisés au taux annuel de 10 %) (M\$)	VALEUR UNITAIRE (\$/m³) (\$/baril)
Réserves prouvées	Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx	xxx
	Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx	xxx
	Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous et des sous-produits extraits des puits de pétrole)	xxx	xxx
	Activités pétrolières et gazières non traditionnelles	xxx	xxx
	Total	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	xxx
	Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx	xxx
	Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous extrait des puits de pétrole)	xxx	xxx
	Activités pétrolières et gazières non traditionnelles	xxx	xxx
	Total	xxx	

CATÉGORIE DE RÉSERVES	TYPE DE PRODUIT	PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS AVANT IMPÔTS	VALEUR UNITAIRE (\$/m³) (\$/baril)
-----------------------	-----------------	--	------------------------------------

		(actualisés au taux annuel de 10 %) (M\$)	
<u>Réserves prouvées</u>	Bitume	xxx	xxx
	Méthane de houille	xxx	xxx
	Gaz naturel classique (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous et des sous-produits extraits de puits de pétrole)	xxx	xxx
	Hydrates de gaz	xxx	xxx
	Pétrole brut lourd (y compris le gaz dissous et autres sous-produits)	xxx	xxx
	Pétrole brut léger et pétrole brut moyen mélangés (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx	xxx
	Liquides de gaz naturels	xxx	xxx
	Gaz de schiste	xxx	xxx
	Pétrole brut synthétique	xxx	xxx
	Gaz synthétique	xxx	xxx
	Pétrole de réservoirs étanches	xxx	xxx
	Total	xxx	xxx
<u>Total des réserves prouvées et des réserves probables</u>	Bitume	xxx	xxx
	Méthane de houille	xxx	xxx
	Gaz naturel classique (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous et des sous-produits extraits de puits de pétrole)	xxx	xxx
	Hydrates de gaz	xxx	xxx
	Pétrole brut lourd (y compris le gaz dissous et autres sous-produits)	xxx	xxx
	Pétrole brut léger et pétrole brut moyen mélangés (y compris le gaz dissous et autres sous-produits)	xxx	xxx
	Liquides de gaz naturels	xxx	xxx
	Gaz de schiste	xxx	xxx
	Pétrole brut synthétique	xxx	xxx
	Gaz synthétique	xxx	xxx
	Pétrole de réservoirs étanches	xxx	xxx
	Total	xxx	xxx

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

**HYPOTHÈSES DE PRIX**  
au 31 décembre ~~2006~~2015

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

PÉTROLE <sup>(2)</sup>							
Exercice	PÉTROLE <sup>(2)</sup>				GAZ NATUREL <sup>(2)</sup> Prix AECO (\$/CAN\$/ton ité)	LIQUIDES DE GAZ NATUREL FAB Entrée du gisement (\$/CAN\$/baril)	TAUX DE CHANGE <sup>(3)</sup> (\$/US\$/CAN\$)
	WTI à Cushing Oklahoma (\$/US\$/baril)	Cours de référence/ Mixed Sweet Blend à Edmonton 40°API (\$/CAN\$/baril)	Pétrole lourd à Hardisty 12°API (\$/CAN\$/baril)	Pétrole moyen à Cromer 29.3°API (\$/CAN\$/baril)			
Historique (fin d'exercice)							
<del>2003</del> 2012	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2004</del> 2013	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2005</del> 2014	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2006</del> 2015 (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.

SUPPLÉMENTAIRE  
FACULTATIF

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

---

**HYPOTHÈSES DE PRIX ET TAUX D'INFLATION HYPOTHÉTIQUES**  
au 31 décembre ~~2006~~2015

**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

Exercice	PÉTROLE <sup>(1)</sup>								GAZ NATUREL <sup>(2)</sup> Prix AECO (\$/unit é)	LIQUIDES DE GAZ NATUREL FAB Entrée du gisement (\$/baril)	TAUX D'INFLATION <sup>(2)</sup> %/an	TAUX DE CHANGE <sup>(3)</sup> \$/
	WTI à Cushing Oklahoma (\$/baril)		Cours de référence/ Mixed Sweet Blend à Edmonton 40°-API (\$/baril)		Pétrole lourd à Hardisty 12°-API (\$/baril)		Pétrole moyen à Cromer 29.3°-API (\$/baril)					
Prix historiques <sup>(4)</sup>												
<del>2003</del> 2012	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2004</del> 2013	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2005</del> 2014	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2006</del> 2015	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Prévision												
<del>2007</del> 2016	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2008</del> 2017	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2009</del> 2018	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2010</del> 2019	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2011</del> 2020	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Par la suite	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

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

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

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

(4) Le sous-paragraphe b du paragraphe 1 de la rubrique 3.2 de l'Annexe 51-101A1 exige également la présentation des prix historiques moyens pondérés de l'émetteur assujéti pour le dernier exercice (~~2006~~2014 dans cet exemple).

☐ SUPPLÉMENTAIRE

FACULTATIF

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

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

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

FACTEURS	PÉTROLE <u>BRUT LÉGER</u> ET <u>PÉTROLE BRUT MOYEN</u>			PÉTROLE <u>BRUT</u> LOURD			<del>GAZ ASSOCIÉ-</del> <del>ET NON ASSOCIÉ</del> <u>NATUREL</u> <u>CLASSIQUE</u>		
	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> <u>2014</u>	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> <u>2015</u>	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

**RESSOURCES ÉVENTUELLES DE PÉTROLE ET DE GAZ ÉVALUÉES EN FONCTION DU RISQUE<sup>41</sup>**  
**au 31 décembre 2015**  
**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

SOUS-CLASSE D'AVANCEMENT DE PROJET RELATIVE AUX RESSOURCES	RESSOURCES ÉVENTUELLES <sup>42</sup>							
	PÉTROLE BRUT LÉGER ET PÉTROLE BRUT MOYEN		PÉTROLE BRUT LOURD		GAZ NATUREL CLASSIQUE		LIQUIDES DE GAZ NATUREL	
	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (Mpi <sup>3</sup> )	Nettes (Mpi <sup>3</sup> )	Brutes (kb)	Nettes (kb)
ÉVENTUELLES (2C) Développement à venir	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

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

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

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

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

SUPPLÉMENTAIRE  
FACULTATIF

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

**VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES NETS FUTURS, AJUSTÉE EN FONCTION DU RISQUE<sup>41</sup>**  
**(RESSOURCES ÉVENTUELLES)**  
**au 31 décembre 2015**  
**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

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

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

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

SUPPLÉMENTAIRE  
FACULTATIF

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

**RESSOURCES PROMETTEUSES DE PÉTROLE ET DE GAZ ÉVALUÉES EN FONCTION DU RISQUE<sup>(1)</sup>**  
**au 31 décembre 2015**

**VOLUMES**

RESSOURCES	RESSOURCES PROMETTEUSES <sup>(2)</sup>							
	PÉTROLE BRUT LÉGER ET PÉTROLE BRUT MOYEN		PÉTROLE BRUT LOURD		GAZ NATUREL CLASSIQUE		LIQUIDES DE GAZ NATUREL	
	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (Mpi <sup>3</sup> )	Nettes (Mpi <sup>3</sup> )	Brutes (kb)	Nettes (kb)
<u>PROMETTEUSES (meilleure estimation)</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 prometteuses dans le relevé établi conformément au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement. La présentation des estimations de volumes ajustées en fonction du risque est requise conformément au paragraphe 1 de la rubrique 7.2 de l'Annexe 51-101A1.

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

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

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

**SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE**

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

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

The *Autorité des marchés financiers* (the “Authority”) is publishing amended text, in English and French, of the following Regulation:

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

The Authority is also publishing in this Bulletin amended text, in English and French, of the *Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities.*

In Québec, the Regulation will be made under section 331.1 of the *Securities Act* and will be submitted to the Minister of Finance for approval, with or without amendment. The Regulation will come into force on the date of its publication in the *Gazette officielle du Québec* or on a later date indicated in the Regulation. The Policy Statement will be adopted as a policy and will take effect concomitantly with the Regulation.

### **Additional Information**

Further information is available from:

Luc Arsenault  
Géologue  
Autorité des marchés financiers  
514 395-0337 ext. 4373  
Toll-free: 1 877 525-0337 (toll free across Canada)  
[luc.arsenault@lautorite.qc.ca](mailto:luc.arsenault@lautorite.qc.ca)

**December 4, 2014**

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

**December 4, 2014**

### **Introduction**

The Canadian Securities Administrators (the CSA or we), are making amendments to *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (Regulation) and *Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (Policy Statement) (the Amendments). The Amendments are being made in response to our observation of reporting issuer disclosure and to industry feedback. Subject to ministerial approval requirements, the Amendments will come into force on July 1, 2015. CSA Staff Notice 51-324 *Revised Glossary to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* and CSA Staff Notice 51-327 *Revised Guidance on Oil and Gas Disclosure* are also being amended in connection with the Amendments and will be published concurrently with the Amendments.

The CSA published draft amendments to the Regulation and the Policy Statement on October 17, 2013 for a 90 day comment period. Written comments received during and following this period, in conjunction with those obtained through oral communication with reporting issuers, independent qualified reserves evaluators and auditors and others were taken into consideration by the CSA in preparation of the Amendments.

The text of the Amendments is published with this Notice and is available on the websites of members of the CSA jurisdictions. We expect the Amendments to be adopted in each jurisdiction of Canada, following the satisfaction of applicable ministerial approval requirements.

### **Substance and Purpose of the Amendments**

The Regulation sets out both the general disclosure standards and specific annual disclosure requirements applicable to reporting issuers with oil and gas activities while the Policy Statement sets out the views of the CSA respecting the interpretation and application of the Regulation. Under the Regulation, the disclosure of resources other than reserves is voluntary. In recent years, the number of reporting issuers disclosing contingent and prospective resources has increased significantly. We have observed certain early stage issuers disclose resources other than reserves to convey the potential of their assets. To date, this disclosure has occurred both within and outside of the annual disclosure requirements with varying degrees of consistency and completeness.

The CSA acknowledges the importance of disclosure of resources other than reserves and expects that the Amendments will help further clarify the disclosure obligations of reporting issuers and provide guidance on their presentation.

The Amendments promote improved disclosure of resources other than reserves and associated metrics while simultaneously providing increased flexibility for oil and gas issuers that operate and report in different jurisdictions and recover product types not previously recognized by the Regulation, and align the Regulation with the amended Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGE Handbook). This includes the guidelines for estimation and classification of resources other than reserves (ROTR Guidelines), which became effective July 17, 2014; and the detailed guidelines for estimation and classification of bitumen resources (Bitumen Guidelines) published on April 1, 2014. While the effective date of the Amendments is July 1, 2015, reporting issuers are required to immediately follow the latest requirements of the COGE Handbook including ROTR Guidelines and Bitumen Guidelines as currently required pursuant to the Regulation.

### **Background**

Under the Regulation, reporting issuers engaged in oil and gas activities are required to provide annual disclosure, appoint an independent qualified reserves evaluator or auditor, facilitate communication between the board of directors and the independent qualified reserves evaluator or auditor and prepare, evaluate or audit all public disclosure of reserves and resources other than reserves in accordance with the requirements of Part 5 of the Regulation. Part 5 of the Regulation mandates that reserves and resources other than reserves be prepared in accordance with the COGE Handbook and be evaluated or audited by a qualified reserves evaluator or auditor. The Regulation was implemented in 2003 and amended in 2007 and 2010.

On October 17, 2013, the following amendments were proposed by the CSA:

- 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 the Regulation;
- additional requirements regarding the disclosure of contingent and prospective resources;
- introduction of a principle-based approach to the disclosure of oil and gas metrics;
- clarification of the point at which sales of product types and associated by-products should be disclosed;
- definition of and requirements related to the disclosure of abandonment and reclamation costs;

- removal 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 Comments Received by the CSA**

Thirteen letters were submitted during and shortly after the comment period. Letters were received from six large reporting issuers, three independent qualified reserves evaluators and auditors, one senior oil sands issuer, one law firm, one individual and one professional organization. Additional comments were received via oral communications with reporting issuers, independent qualified reserves evaluators and auditors and others.

The comments received were generally supportive of the draft amendments while the draft amendments respecting the requirements for additional disclosure of contingent and prospective resources received the most feedback. The comments were considered in detail by the CSA prior to preparation of the Amendments. Annex A of this Notice identifies the commenters and Annex B summarizes the associated comments and our responses. The comment letters are posted on the ASC's website at [www.albertasecurities.com](http://www.albertasecurities.com). We extend our thanks to all the commenters.

### **Summary of Changes**

After considering the comments, we made amendments to the Regulation, including Form 51-101F1, Form 51-101F2 and Form 51-101F3, and to the Policy Statement, and added Form 51-101F5. As these changes were not material from the draft amendments, the CSA did not republish the Amendments for an additional comment period. See Annex C for a summary of the changes made to the Amendments as originally published on October 17, 2013.

## Local Matters

An annex is being published in any local jurisdiction that is making related changes to local securities laws, including local notices or other policy instruments in that jurisdiction. It also includes any additional information that is relevant to that jurisdiction only.

## Summary of the 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 the Regulation. The relief is required owing to an interpretation of sections 5.1, 5.2 and 5.3 of the Regulation that does not allow for any public disclosure of reserves other than estimates prepared in accordance with the COGE Handbook.

Amended section 5.18 of the Regulation allows for disclosure from alternative regimes. The disclosure under the alternative regime must be accompanied by the disclosure required by the Regulation, 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 or audited by a qualified reserves evaluator or auditor.

### 2. *Product Type and Production Group*

The amended Regulation imports and refines the product type definitions from the COGE Handbook for securities disclosure purposes. The concept of production group is removed. The inclusion of the definitions and removal of the production group concept gives greater emphasis to both the oil and gas sources and recovery processes, and moves away from grouping resources into conventional and unconventional categories.

We do not anticipate any issues regarding reconciliations of product types under Part 4 of Form 51-101F1 as a result of this change. The opening balance for December 31, 2014 should be taken from the product types listed in the Statement of Reserves Data as per Item 2.1 of Form 51-101F1. A reporting issuer should choose the closest product type if the substance produced does not exactly match one of the product types or if it matches more than one of the product types listed in the Regulation.

### 3. *Contingent and Prospective Resources*

The Amendments provide clearer guidance for the disclosure of contingent resources data and prospective resources data in the annual filings, including requiring the disclosure of risked net

present value of future net revenue within an appendix to the statement. In addition, the Amendments require those resources other than reserves estimates be prepared or audited by an independent qualified reserves evaluator or auditor.

#### 4. *Oil and Gas Metrics*

The amended section 5.14 of the Regulation lists 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. *Marketability of Production and Reserves*

Reporting issuers are obligated by the Regulation to disclose production and resources based on the price that was or would be used at the point at which the product type is or 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 by-products, 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 reporting 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 or heavy oil, this is before the addition of diluent.

The amendments to the Regulation clarify the concept of marketability in the reporting of oil and gas volumes. The amended sections 5.4 and 5.5 of the Regulation 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 have observed, and have received commentary from industry about, inconsistency in the determination of what constitutes abandonment and reclamation costs for the purpose of the annual oil and gas disclosure.

The 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 or uncertainties disclosure in the statement prepared in accordance with Form 51-101F1.

#### 7. *Reserves Presentation*

The introduction of IFRS 11 highlighted 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 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 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,
- the date on which the independent qualified reserves evaluator or auditor is responsible for changes in the reporting issuer's reserves data, and
- the disclosure required when a reporting issuer has no reserves.

### **Questions**

Please refer 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](mailto:luc.arsenault@lautorite.qc.ca)

Craig Burns  
Manager, Oil and Gas  
Alberta Securities Commission  
403 355-9029  
[craig.burns@asc.ca](mailto:craig.burns@asc.ca)

Floyd Williams  
Senior Petroleum Evaluation Engineer  
Alberta Securities Commission  
403 297-4145  
[floyd.williams@asc.ca](mailto:floyd.williams@asc.ca)

Christopher Peng  
Legal Counsel, Corporate Finance  
Alberta Securities Commission  
403 297-4230  
[christopher.peng@asc.ca](mailto:christopher.peng@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](mailto:gsmith@bcsc.bc.ca)

7

Darin Wasylik  
Senior Geologist  
British Columbia Securities Commission  
604 899-6517 or 800 373-6393 (toll free across Canada)  
[dwasylik@besc.bc.ca](mailto:dwasylik@besc.bc.ca)

## Annex A

## List of written commenters

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

## Request for Comment October 17, 2013

COMMENTER	REPRESENTATIVE	DATE
Canadian Natural Resources Limited	Lyle Stevens Arthur Faucher	February 7, 2014
Canadian Oil Sands Limited	Robert P. Dawson	January 17, 2014
Cenovus Energy Inc.	Ivor M. Ruste	January 9, 2014
Gaffney, Cline & Associates	Rawdon J. H. Seager	February 7, 2014
Geoscientists Canada	Greg Vogelsang	January 17, 2014
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	Keith M. Braaten	January 17, 2014
Husky Energy Inc.	Janice Knoechel Fred Au-Yeung	February 5, 2014
Imperial Oil Limited	Mark D. Taylor	January 16, 2014
Joan Simmins	Joan Simmins	January 17, 2014
Norton Rose Fulbright Canada LLP	Eric Geppert	January 17, 2014
RPS Energy Canada Ltd.	Brian D. Weatherill	January 17, 2014
Suncor Energy Inc.	Jolienne Guillemaud	January 17, 2014
Talisman Energy Inc.	Robert R. Rooney	January 15, 2014

## Annex B

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

## Summary of Comments and CSA Responses

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
Comments in response to questions in CSA Notice dated October 17, 2013			
<b>1. Disclosure of estimates prepared under an alternative resource evaluation system (Question 1)</b>			
The proposed amendments would permit an issuer to disclose reserves prepared in accordance with, for example, the SEC regime supplementary to reserves disclosed under the Regulation. 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 the Regulation? Please explain your views.			
Proposed section 5.18 of the Regulation	General Comments For	Five commenters support the proposal to allow supplementary disclosure of an evaluation under an alternative resources evaluation standard. Their reasons include the following: <ul style="list-style-type: none"> <li>The number of issuers subject to reporting in multiple jurisdictions and the close economic ties between Canada and, for example, the United States make it important for disclosure under other similar standards to be permitted.</li> </ul>	We thank the commenters for their input.

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Providing a mechanism to disclose reserves in accordance with other standards provides greater comparability between Canadian and foreign issuers' oil and gas disclosure.</li> <li>• This will allow reporting issuers the ability to meet the needs of multiple stakeholders more effectively.</li> </ul>	
	General Comments Against	One commenter does not support the requirement to disclose additional information for an estimate prepared under an alternative resources evaluation standard. Their reason is that it is excessive to have companies duplicate effort when they have already prepared a reserve estimate in a format that is comparable to COGE Handbook.	We thank the commenter for their input, however, the Regulation adopts the COGE Handbook as the standard for the classification and evaluation of resources. The COGE Handbook enables greater comparability and predictability between resource estimates. To the extent an estimate of resources has not been classified and evaluated in accordance with the COGE Handbook, investors must be made aware of the differences.
	Questions Regarding Application	One commenter asked what obligation does a 40-F filer have relative to the proposed disclosure requirements for the public disclosure of a reserves estimate under an alternative	Under section 5.18 of the Regulation a reporting issuer may disclose a resource estimate using a standard other than that set out by COGE Handbook. If a reporting issuer is required by the local regulator to provide disclosure under another standard, for example, in order to access the capital markets of that

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
		resources evaluation standard.	standard, then disclosure of the estimate would be “required” for the purpose of the amendments. If a reporting issuer is not required by the local regulator to provide, for example, disclosure of reserves prepared under an alternate standard in its disclosure documents, the disclosure of the estimate would “not be required” for the purpose of the amendments.  A reporting issuer should obtain legal advice to whether in its circumstances it is required to provide the required disclosure.
	Questions Regarding Reconciliations	One commenter asked if an arithmetic reconciliation of an estimate prepared under the alternative resources evaluation standard to the estimate prepared under the COGE Handbook would be required.	An arithmetic reconciliation of the alternate disclosure and the Regulation disclosure is not required.
<b>2. Do you support the removal of the requirement to disclose information by production group (Question 2)</b>			
The proposed 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.			
Repealed paragraph 1.1(u) of the Regulation, removal of requirement from paragraph 3(c) of item 2.1 of Form 51-101F1	Support production group removal	6 commenters support the proposal to remove the requirement to disclose the net present value of future net revenue by production group. Their reasons include the following: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Removing the concept</li> </ul>	We thank the commenters for their input.

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
		<p>of production group and using qualifying definitions will better define the actual resource potential.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>The proposal brings consistency with other elements of reporting which are based on product type.</li> </ul>	
	Reduction of number of product types	<p>Three commenters suggested that we reduce the total number of product types and specifically allow reporting issuers to combine similar product types if reasonable. For example, when a reporting issuer produces gaseous hydrocarbons, since costs do not vary materially due to differing origins of natural gas, or multiple liquid product types from the same field.</p>	<p>We thank the commenter for the input, however, product types are included to describe both the physical product and the source in an attempt to capture the following comparability factors:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>The same physical product attracts the same price (adjusted for quality and transport costs) whatever the source, but</li> <li>Different sources have significantly different cost and risk profiles, and production characteristics.</li> </ul> <p>Having multiple “product types” provides an investor with a more comprehensive picture rather than having the general product types “oil” or “gas”. Reducing the number of product types is outside of the scope of these proposed amendments.</p> <p>The separation of conventional natural gas, coal bed methane, synthetic gas and shale gas, into different</p>

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
			product types provides an investor with information on some of the differences in cost and risk profiles and production characteristics.
	Question about condensate	One commenter asked if the definition of light crude oil includes condensates.	We thank the commenter for the question. In paragraph 1.1(q.2) the definition of natural gas liquids includes condensates. Light crude oil, for the purpose of product types in the Regulation, does not include condensates.
	Removal of unit values	One commenter suggested that unit values should be removed.	We thank the commenter for the input, however, the removal of unit values is outside of the scope of the changes contemplated by the proposed amendments.
	Comment on NGLs	One commenter suggested that NGLs are a by-product and should be combined with oil or gas.	We thank the commenter for the input. In addition to the required product type disclosure, paragraph 1.1(3)(c) of the Form 51-101F1 requires the disclosure of product types with their associated by-products, which for oil or gas, may include NGLs.
	Clarification of bitumen definition	Several commenters identified a potential overlap between the definitions of heavy crude oil and bitumen.	We thank the commenters for their input. We have amended the definition of "bitumen" to include the concept of bitumen being "solid or semi-solid" and that "it is not primarily recoverable at economic rates through a well without the implementation of enhanced recovery methods."
	Re-inclusion of shale oil as a product type	One commenter stated that shale oil should be included as a product type.	We thank the commenter for the input. We have revised the proposed amendments to include tight oil as a product type, which includes shale oil.
<p><b>3. The requirement 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 (Question 4)</b></p> <p>A reporting issuer that includes contingent resources and/or 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 the</p>			

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
Regulation 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. 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.			
Part 7 of Form 51-101F1	General comments for requirement to provide low, best, high estimates	3 commenters support the proposed requirement to provide low, best, high estimates.	We thank the commenters for their input, however, we have removed the proposed requirement to disclose low and high estimates in addition to the best estimate. Nevertheless, if a reporting issuer discloses a high estimate, the low estimate must also be disclosed as required by section 5.17 of the Regulation.
	General comments against requirement to provide low, best, high estimate	6 commenters do not support the requirement to disclose the low and high estimates in addition to the best estimate. Their reasons include the following: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Disclosure of the medium or 'best' estimate of volume is sufficient.</li> <li>• Certain reporting issuers may consider this requirement as onerous.</li> <li>• Estimates may vary widely due to limited information.</li> </ul>	We thank the commenters for their input.  We have amended the requirement relative to the optional contingent and prospective resources disclosure in the statement prepared in accordance with Form 51-101F1 to only require disclosure of the 2C estimate for contingent resources or the best estimate for prospective resources. However, if a 3C or high estimate is disclosed, section 5.17 of the Regulation requires that the 1C or low estimate also be disclosed.

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
	IQRE requirement	Two commenters inquired whether an exemption will be available from the requirement to have an independent evaluation or audit of any contingent resources or prospective resources included in the annual statement of reserves data.	<p>We thank the commenters for the question. The CSA has granted relief from the requirement for the annual preparation of an evaluation or audit by an independent qualified reserves evaluator to reporting issuers that have been able to establish that they have:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(a) qualified reserves evaluators and auditors within the meaning of the Regulation;</li> <li>(b) a well-established reserves evaluation process that is at least as rigorous as would be the case were it to rely upon independent reserves evaluators or auditors; and</li> <li>(c) implemented a technical quality assurance program in connection with the preparation of its internally generated reserves data.</li> </ul> <p>CSA staff are willing to consider relief for reporting issuers that are able to make the same representations in respect of their resources other than reserves data.</p>
		Two commenters suggested that the independent qualified reserves evaluator (IQRE) requirement should only be required for “development pending” contingent resources and that making this a requirement for contingent resources and prospective resources disclosed in Form 51-101F1 seems onerous and	We thank the commenter for their input. The IQRE requirement ensures that if a reporting issuer elects to disclose contingent resources and prospective resources in an appendix to its statement prepared in accordance with Form 51-101F1, those estimates are subject to the same rigour and technical quality assurance as the reserves estimates included in the Form 51-101F1 disclosure. A reporting issuer is not required to engage an IQRE for disclosure made outside of the required annual statement.

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
		may not be necessary if competent staff are completing the assessments.	In addition, the internal qualified evaluator of the reporting issuer can evaluate the resources and volumes and values audited by an IQRE.
		One commenter stated that an IQRE may not have enough information at early stages if license terms are not fully defined.	We thank the commenter for the input. If a reporting issuer discloses contingent or prospective resources in an appendix to its statement prepared in accordance with Form 51-101F1, section 3.2 and 3.3 of the Regulation impose an obligation on the reporting issuer to provide “all information reasonably necessary to enable the qualified reserves evaluators or auditors to provide a report that will satisfy the applicable requirements of this Regulation”, which includes the requirement to be prepared in accordance with the COGE Handbook.
		One commenter suggested that an IQRE should only be required to evaluate or audit 75% of resources other than reserves and no need for review on the remaining 25%.	We thank the commenter for the input, however, disclosure of contingent and prospective resources in the statement prepared in accordance with Form 51-101F1 is voluntary. If a reporting issuer includes disclosure of contingent resources or prospective resources at its own discretion, it may provide those estimates in respect of one or several of its properties. This flexibility requires that all contingent resources and prospective resources optionally included in an appendix to the Form 51-101F1 be prepared by an IQRE or IQRA.
	Estimates of prospective and contingent resources	Several commenters suggested that prospective resource estimates need to be risked, and that specific guidance should be included as to how	We thank the commenters for their input. Where an estimate of volume or value of prospective resources is disclosed, paragraph 5.9(1)(d) of the Regulation requires a reporting issuer to disclose, in writing, the “risks and the level of uncertainty associated with

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
		risk should be incorporated into estimates.	<p>recovery of the resources.”</p> <p>We have included specific directions in the Form 51-101F1 to clarify that for the purpose of optional annual disclosure, when contingent resources or prospective resources are disclosed, a numeric quantification of the risks is required and the risked estimates must be provided.</p> <p>We have updated the requirement in Form 51-101F1 to clarify that if contingent resources and prospective resources are optionally disclosed in an appendix to the statement prepared in accordance with Form 51-101F1, a quantification of, and explanation of the method for arriving at, the chance of discovery and chance of development are required. the Regulation is primarily focused on disclosure of reserves data. The techniques and evaluation and audit practices required to carry out a reserves or resources other than reserves evaluation are collectively governed by the COGE Handbook, the obligations imposed by professional organizations, as defined by the Regulation, and best industry practices on the subject.</p>
	Disclosure of NPV for contingent and prospective resources	Several commenters recommended that for contingent resources, they may disclose NPV for development pending and on-hold in some cases. For development not viable, sub-economic or unrecoverable, commenters	We thank the commenters for their input. We have revised the presentation and clarified the requirements related to the optional disclosure of contingent resources and prospective resources in response to the valid concerns raised in respect of the disclosure of the net present value of future net revenue of contingent resources and prospective resources in the statement prepared in accordance

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
		<p>suggested disclosing volumes only. For prospective resources, commenters suggested disclosing NPV or analog minimum economic field size.</p> <p>Additionally commenters suggested that economic and sub-economic resources should be disclosed separately and prospective resources should be risked for chance of discovery or perhaps show both unrisked and risked in Form 51-101F2.</p>	<p>with Form 51-101F1.</p> <p>Optional presentation of contingent resources and prospective resources as a part of the required annual filing may now only be made as an appendix to the Form 51-101F1. The disclosure must be classified according to the most specific sub-classes set out in the COGE Handbook, which have been refined in chapter 2 of volume 2. To highlight the difference between reserves and resources other than reserves, additional cautionary language for the estimates of value is now required. In addition, rather than net present value, the disclosure of risked net present value of future net revenue will instead be required for contingent resources in the development pending project maturity sub-class (see section 10.2 of volume 1 and section 5.8.1 of volume 2 of the COGE Handbook).</p> <p>The ability to disclose contingent resources and prospective resources is increasingly important for reporting issuers at early stages with a need to express the potential of the interests they hold in their oil and gas assets. We have seen an increase in the disclosure of contingent resource volumes and values in the required annual disclosure of reporting issuers. We continue to be of the view that the disclosure of contingent resources and prospective resources without providing information as to its economic viability can be misleading. We are of the view that providing the risked net present value of future net revenue for contingent resources in the development</p>

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
			<p>pending project maturity sub-class and prospective resources volumes optionally disclosed in the annual statement will assist an investor "in reaching an opinion on the merit and likelihood of the company proceeding with the required investment." (see section 5.8.1 of the COGE Handbook volume 2).</p> <p>Balancing the benefit to certain reporting issuers in having the ability to provide disclosure of volumes of contingent and prospective resources and values of contingent resources in the development pending project maturity sub-class against an investor's need to appreciate the value of a particular property or group of properties to the reporting issuer, requires something more than the prohibition of the disclosure of contingent resources and prospective resources and something less than the ability to allocate value to those properties without a framework to properly account for how the reporting issuer arrived at that value. By replacing the requirement for net present value of future net revenue with a risked net present value of future net revenue in the development pending project maturity sub-class of contingent resources, investors should have enough information to determine whether the volumes allocated to a particular project are realizable while allowing the reporting issuer to speak to potential.</p> <p>Other than for contingent resources in the development pending project maturity sub-class, we are no longer requiring the disclosure of the value of contingent and prospective resource values when a</p>

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
			<p>volume is optionally disclosed as a part of the Form 51-101F1 disclosure. This is in response to a concern over the uncertainty associated with these estimates and the potential for misunderstanding by a reader of the document.</p> <p>A reporting issuer may disclose estimates of volume and value of contingent resources other than those in the development pending project maturity sub-class and of prospective resources as a part of its annual disclosure, however, the reporting issuer should consider whether the level of uncertainty associated with the particular estimate is of such a degree to make that estimate misleading if used in the context of the Form 51-101F1.</p>
		<p>Several commenters suggested that poorly defined development and marketing plans may lead to misleading disclosures. The commenters noted that values for contingent and prospective resources are dependent on significant factors such as recovery technology, market access and development plans, costs and schedule, which have the potential for significant variations in the assumptions around those factors among various parties assigning a</p>	<p>We thank the commenters for their input. We have revised item 5.9(2)(d)(iii.1)(A) of the Regulation to clarify that the estimated total capital requirements to achieve production and a general timeline of the project, including the estimated date of first production must be disclosed along with the contingent or prospective resources estimate. An investor will be able to assess the particular estimate against the information disclosed by the reporting issuer about the project.</p> <p>In addition to the disclosures required by section 5.9 of the Regulation, refinement to the classification framework in the COGE Handbook will allow for more specific contingent resource and prospective resource sub-classes which reflect the stage of</p>

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
		<p>value to a resource. Additionally, commenters noted that the requirement to provide detailed descriptions of development projects associated with disclosed contingent and prospective resources will be unduly onerous for reporting issuers with contingent resources and prospective resources located in multiple accumulations, each requiring its own development plan, even though the descriptions may provide limited useful information.</p> <p>Several commenters stated that significant uncertainties are involved with long term contingent resource and prospective resource estimates and the requirement for NPV of prospective and contingent resources should be removed.</p>	<p>development. Information regarding recovery technology, market access, development plans, costs and schedule would be required to be disclosed if a reporting issuer optionally discloses contingent or prospective resources.</p> <p>An estimate of contingent resources or prospective resources is made as of an effective date. Disclosure about the project at the effective date, allows an investor to assess the validity of the estimates and the likelihood that the reporting issuer would actually develop the contingent or prospective resources. The omission of this information could mislead an investor about the potential represented in contingent or prospective resources estimates.</p> <p>Other than for contingent resources in the development pending project maturity sub-class, we are no longer requiring the disclosure of the value of contingent and prospective resource values when a volume is optionally disclosed as a part of the Form 51-101F1 disclosure. This is in response to a concern over the uncertainty associated with these estimates and the potential for misunderstanding by a reader of the document.</p> <p>A reporting issuer may disclose estimates of volume and value of contingent resources other than those in the development pending project maturity sub-class and of prospective resources as a part of its annual disclosure, however, the reporting issuer should consider whether the level of uncertainty associated</p>

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
			<p>with the particular estimate is of a sufficient degree to make that estimate misleading if used in the context of the Form 51-101F1.</p> <p>If a reporting issuer is unable to comply with section 5.9 of the Regulation or the disclosure requirements of the Form 51-101F1 because there is not enough detail or certainty around the project, then the reporting issuer should consider whether it would be misleading to include the contingent or prospective resource estimates in annual disclosure.</p>
		<p>One commenter suggested that contingent resources should be disclosed separately in Appendix 1.</p>	<p>We thank the commenter for the input. We have revised the presentation of the Form 51-101F1 to require the presentation of the optional disclosure of contingent resources and prospective resources in an appendix to the Form 51-101F1 or the annual information form.</p>
		<p>Some commenters stated that the new provisions require issuers to ascribe economic value to resources (that are not themselves required to be economic), which could result in misleading or confusing disclosures caused by issuers ascribing vastly different economic values to contingencies depending on their circumstances.</p>	<p>We thank the commenters for their input. We have changed the requirement for net present value of future net revenue to a requirement to disclose the risked net present value of future net revenue of contingent resources in the development pending project maturity sub-class. If a reporting issuer optionally discloses a volume of contingent resources in the development pending project maturity sub-class that has a negative risked net present value of future net revenue in its statement prepared in accordance with Form 51-101F1, it would be important for an investor to understand the extent to which the contingent resources are negative as it suggests the likelihood of the development of contingent resources.</p>

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
			<p>A reporting issuer may disclose estimates of volume and value of contingent resources other than those in the development pending project maturity sub-class and of prospective resources as a part of its annual disclosure, however, that disclosure will be subject to the prohibition against misleading statements. An estimate may be misleading for the purpose of the required annual disclosure if the estimate is highly uncertain.</p>
		<p>One commenter suggested that the requirement to disclose NPV of FNR may cause certain reporting issuers to consider it enough reason to re-consider the merits of listing as a public company in Canada.</p>	<p>We thank the commenter for the input. The disclosure of contingent and prospective resources is optional. If a reporting issuer seeks to establish its potential to its investors on the basis of its contingent resources and prospective resources and elects to disclose that potential in the statement prepared in accordance with the Form 51-101F1, those estimates should be subject to the same rigour as reserves data and provide sufficient information to an investor to allow an investor to fully assess the potential being represented in the reporting issuer's contingent and prospective resources.</p>
	<p>Guidelines for disclosing contingent and prospective resources</p>	<p>One commenter suggested that COGE Handbook volume 2, chapter 2 may not provide sufficient guidelines to ensure consistent disclosure of all resources.</p>	<p>We thank the commenter for the input. Chapter 2 of volume 2 of the COGE Handbook requires that "evaluators must rely on their professional expertise and experience, be accountable for their interpretations and professional judgments and provide clear and complete documentation for their work." Under the current version of the Regulation reporting issuers can disclose both or either of contingent and prospective resources volumes and values with minimal guidance. The new guidelines</p>

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
			enhance the classification framework and provide additional guidance to evaluators in classifying and categorizing contingent and prospective resources.
		One commenter stated that the reporting issuer should disclose the relative quality of the development plan and associated cost estimates.	We thank the commenter for the input. The refinements to the classification framework in the COGE Handbook provide an indication as to the stage of development of the particular estimate. In addition, under item 5.9(2)(d)(iii.1)(D) of the Regulation, reporting issuers will be required to disclose whether the project is based on a conceptual or pre-development study. Prior to including an estimate of contingent or prospective resources in the statement prepared in accordance with Form 51-101F1, a reporting issuer is required to provide all information reasonably necessary to enable the qualified reserves evaluator or auditor to provide a report that will satisfy the applicable requirements of the Regulation.
<p><b>4. The requirements to disclose the standard, methodology and meaning of the disclosed metric (Question 5)</b></p> <p>When a reporting issuer discloses an oil and gas metric, the proposed 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 the Regulation 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.</p>			
Section 5.14 of the Regulation	General comments for disclosure-based approach to oil and gas metrics	6 commenters support the proposed requirements to disclose the standard, methodology and meaning of the disclosed metric.	We thank the commenters for their input.

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
	Equivalency	One commenter agreed with the proposal, however recommended retaining 6 Mcf = 1 BOE for reporting equivalency.	<p>We thank the commenter for the input. We have provided guidance in <i>Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities</i> (Policy Statement) which describes a method of providing disclosure on BOEs. The COGE Handbook states:</p> <p>Reserves quoted in BOE calculated using a conversion of 6:1 Mcf/BOE generally overstate the reserves of a company, but it is currently the most commonly used method in the industry.</p> <p>The best approach to considering investment alternatives is not to use BOE conversions at all.</p>
<b>5. Marketability of Production &amp; Reserves</b>			
Section 5.4 and 5.5 of the Regulation	Point of sale	<p>One commenter stated that the new provisions should not be interpreted to prevent the booking of NGLs subject to Aux Sable agreements as reserves.</p> <p>Another commenter stated that there are challenges with determining the proper future net revenue that would be attributed to the wet gas stream</p>	<p>We thank the commenter for the input. The proposed amendment to section 5.4 of the Regulation maintains the concept that the value assigned to reserves should be determined at the point at which the particular product type is to be or was sold. The alternate reference point allows reporting issuers to have a point, prior to the first point of sale, at which it would be appropriate to allocate value. This does not, however, permit the allocation of value after the first point of sale.</p> <p>To clarify that product types must be recovered</p>

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
		at the delivery point into a system, and that the future net revenue determined at the delivery point into the system may be misleading and not be aligned with the issuer's financial disclosure.	before the first point of sale or alternate reference point, we have re-inserted section 5.5 of the Regulation.  The responsibility for ensuring public disclosure of future net revenue is not misleading falls on the reporting issuer and its independent qualified reserves evaluator (for more detail, see section 2 of CSA Notice 51-327).
<b>6. Abandonment and Reclamation Costs</b>			
Sections 1.1(n.3) and (z.01) of the Regulation, and item 5.2 of Form 51-101F1	Distinction between abandonment and reclamation costs	One commenter suggested we not separate abandonment and reclamation costs, but allow issuers to continue to disclose on a combined basis and footnote as such, particularly where a reporting issuer's estimate of either abandonment costs or reclamation costs is less than a certain percentage (eg. 20%) of the whole.	We thank the commenter for the input. We have revised the definition of abandonment and reclamation costs and have revised the sample table included in the Policy Statement to clarify that the abandonment and reclamation costs may be disclosed together.
	Abandonment and reclamation costs - offshore and scope	One commenter stated that the reclamation costs definition does not contemplate offshore costs.  Additionally, a commenter suggested that a definition for "in the vicinity of the well" and "land" is required.	We thank the commenters for the input. We have revised the definition of abandonment and reclamation costs to clarify that the reporting obligation applies to a "property that has been disturbed by oil and gas activities", which by definition are activities prior to the first point of sale.

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
		A commenter suggested that the definition of reclamation costs should be amended to better define its scope, and in particular, whether it is meant to extend to costs beyond well-related reclamation costs.	
	Evaluation by IQRE	One commenter suggested we not repeal item 6.4 of Form 51-101F1 because reserves evaluations only include well abandonment costs. Other abandonment and reclamation costs should be disclosed separately. The commenter suggested that the repeal of 6.4 means that abandonment and reclamation costs associated with properties and wells with no assigned resources, all pipelines, and facilities not located on the well site will not be included in the reporting issuer's disclosure. The commenter noted that IQREs are not qualified to address total field abandonment and reclamation costs. The commenter asked if IQREs would be allowed to rely on estimates provided by the reporting issuer.	<p>We thank the commenter for the input. We will repeal item 6.4 of Form 51-101F1. Since its implementation in 2003, reporting issuers have been required for the purpose of annual disclosure under the Regulation to calculate the net present value of future net revenue using both abandonment and reclamation costs. Disclosure of a reporting issuer's obligations relative to the abandonment of pipelines and facilities not included at the field level would be available in the financial statements of the reporting issuer.</p> <p>Section 4.5 of the COGE Handbook volume 1 requires an evaluator to take certain measures to reduce the likelihood that data not prepared by the independent qualified reserves evaluator is erroneous or unrepresentative. The COGE Handbook states that "one or more cross checks or other tests can confirm the reasonableness and completeness of client provided information". A cross check that may be of assistance in respect of reclamation costs could be to request the "cooperation and assistance from the company's independent financial auditor." The reporting issuer is obliged on a regular basis to revise its estimates regarding asset retirement obligations,</p>

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
			making the financial auditor a potential resource to the evaluator. Another cross check may be for the evaluator to compare information provided by the reporting issuer with guides provided by regulators in the jurisdiction in which the reclamation costs will accrue. For example, in Alberta and Saskatchewan, regulators have estimated abandonment and reclamation costs for different regions in the province.
	Disclosure in audited financial statements	One commenter suggested that the current disclosure of abandonment and reclamation costs in audited financial statements is adequate and that further evaluation of these costs would be redundant.	We thank the commenter for the input. The asset retirement obligations included in financial statements only include existing wells and facilities; they do not include retirement obligations for “planned wells”, see 7.6.4 of the COGE Handbook volume 1. Abandonment costs are also used to test the economics of the undeveloped properties.
	Abandonment and reclamation costs at the asset level	Two commenters wanted clarification on whether abandonment and reclamation costs need to be applied at the asset level (including contingent and prospective resource projects).	Our view is that abandonment and reclamation costs are only included at the company level, which is compatible with accounting requirements.
	Location of abandonment and reclamation costs disclosure	One commenter requested clarification on where abandonment and reclamation costs with depleted and / or non-productive assets would be included.	If reserves are not assigned to the depleted or non-productive assets, generally speaking, the abandonment and reclamation costs would no longer be included in the required annual oil and gas disclosure, but would presumably continue as an asset retirement obligation in the reporting issuer’s financial statements.
	Clarification of abandonment and	One commenter requested clarification on whether	Abandonment and reclamation costs should include both existing and future leases, wells and facilities.

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
	reclamation costs	abandonment and reclamation costs should include future leases, wells and facilities or should they be restricted to existing abandonment and reclamation liabilities.	Abandonment and reclamation costs for the purpose of the Regulation are based on the regulations of the jurisdictions within which a reporting issuer carries out oil and gas activities.
<b>7. Other Amendments</b>			
Other Amendments	Removal of consent	One commenter agreed with removal of section 5.7 consent.	We thank the commenter for the input.
	Effective date of evaluation by evaluator	One commenter agreed with the change to Form 51-101F2 for evaluators to take responsibility only in respect of events up to the effective date of the evaluation.	We thank the commenter for the input.
	Canadian Professional Organization	One commenter noted that the Association of Professional Geoscientists of Nova Scotia is not listed as a Canadian Professional Organization.	We thank the commenter for the input. The Association of Professional Geoscientists of Nova Scotia has now been included in the Policy Statement.
	Definition of conventional natural gas in section 1.1(f.2) of the Regulation	One commenter suggested revising the definition of conventional natural gas since it does not fit tight gas such as Montney.	We thank the commenter for the input, we have revised the definition of conventional natural gas to align with the definition of conventional resources in chapter 2 of COGE Handbook volume 2 as follows:  Conventional natural gas means natural gas that has been generated elsewhere and has migrated as a result of hydrodynamic forces and is trapped in discrete accumulations by seals that may be formed by localized structural, depositional or erosional geological features.

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
	Relative density in section 1.1(n.5) of the Regulation	One commenter suggested the addition of the word "relative" before "density" since API gravity is not a measure of density.	We thank the commenter for the input. We have revised the definitions to refer to "relative density".
	Clarification of conceptual study in section 5.9(2)(d)(iii.1)(C) of the Regulation	One commenter suggested the wording of 5.9(a)(iii.1)(C) is awkward. The commenter suggested adding "based on" before "a conceptual". The commenter stated that the difference between a conceptual and pre-development study is not clear.	We thank the commenter for the input. Describing the project level of detail provides an indication of the reliability of an evaluation at various stages of maturity. A conceptual study is the initial stage in the development of a project scenario, with limited detail and typically based on limited information. A pre-development study is an intermediate step in the development of a project evaluation scenario, where the level of economic analysis is sufficient to assess development options and overall project viability, but is insufficient for making a final investment decision. These concepts are described in greater detail in chapter 2 of the COGE Handbook volume 2.
	Preparation date in item 1.1.3 of Form 51-101F1	One commenter questioned whether references to preparation date are still necessary.	We thank the commenter for the input. The preparation date is necessary because, as is described in Instruction (3) to item 1.1 of Form 51-101F1, it takes time after the end of the financial year to assemble the information for that completed year that is needed to prepare the required disclosure as at the end of that financial year.
	Reserves volume disclosure in section 5.1 of Form 51-101F1	One commenter noted the disclosure of first attributed reserves volume is not meaningful to investors.	We thank the commenter for the input. The removal of first attributed is outside of the scope of the changes currently being contemplated by the proposed amendments.
	Proved undeveloped	One commenter suggested replacing "not planning to	We thank the commenter for the input. We have revised item 5.1.1 of Form 51-101F1 as follows:

Item	Subject	Summarized Comment	CSA Response
	reserves in section 5.1.1 of Form 51-101F1	develop” with “deferring the development” creates a sentence that does not make sense.	discuss generally the basis on which the reporting issuer attributes proved undeveloped reserves, its plans (including timing) for developing the proved undeveloped reserves and, if applicable, its reasons for deferring the development of particular proved undeveloped reserves beyond two years.
	Commerciality under Part 7 of Form 51-101F1	One commenter suggested that the summation of an economic project with a sub-economic project would be misleading.	We thank the commenter for the input. We agree that sub-classes should not be summed but should be reported separately due to variations in chance of commerciality. We have revised the proposed disclosure with Part 7 of Form 51-101F1 and the appendix to the Policy Statement.
	Definition of field	One commenter noted the term “field” is not defined.	We thank the commenter for the input. Clarification on our interpretation of the term “field” is provided in section 5.8 of the Policy Statement.
	First attributed PUD and PbUD in the aggregate	One commenter supported the requirement to remove the aggregate first attributed PUD and PbUD.	We thank the commenter for the input and this revision is incorporated into the amendments to the Regulation.
	Risked net present value of future net revenue	One commenter stated it is not clear whether other elements of future net revenue for contingent and prospective resources must be reported.	We thank the commenter for the input. Disclosure of the risked net present value of future net revenue of contingent resources and prospective resources does not require a similar breakdown as required for reserves under item 3(b) of 2.1 of Form 51-101F1.

## Annex C

### Summary of Changes from the Draft Amendments Published for Comment on October 17, 2013

The information below summarizes the differences between the draft Amendments published by the CSA for the comment period on October 17, 2013 and the Amendments published in conjunction with this Notice.

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

- We have combined the definitions of abandonment costs and reclamation costs
- We have refined the definition of bitumen to create a clearer boundary between it and heavy crude oil
- We have included the concept of risking the estimates in the definitions of contingent resources data and prospective resources data
- We have included tight oil as a product type in response to public comments – tight oil includes “shale oil”, which is a product type under the current version of the Regulation
- We have re-inserted section 5.5 of the Regulation in order to respond to uncertainty over the point at which natural gas liquids can be included in reserves
- We have refined 5.9(2)(d)(iii.1) to allow reporting issuers to provide disclosure on key information related to projects without requiring an unnecessary level of detail

#### ***Form 51-101F1 Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information***

- In response to commentary from industry and revisions to the *COGE Handbook*, we will require that all resources other than reserves disclosure a reporting issuer optionally disclosed as a part of the statement and reports required under the Annual Disclosure Requirements be:
  - included in an appendix to a statement of the reserves data and other information filed under item 1 of section 2.1 of the Regulation
  - risked for chance of discovery and chance of development, as applicable, for both volumes and values
- We will no longer require the disclosure of values for classes and categories of resources other than reserves other than contingent resources in the development pending project maturity sub-class, when these resources are optionally disclosed. Staff is of the view that the additional disclosure requirements and refinement to the classification framework and additional evaluation guidance in the *COGE Handbook* will provide a reader of the disclosure with needed information about the likelihood of actual recovery of the volumes disclosed

- We have required additional disclosure around the risk and uncertainty of the estimate when values are disclosed for contingent resources and prospective resources for any project maturity sub-classes other than development pending when those values are disclosed within the statement or reports required by the Annual Disclosure Requirements

***Form 51-101F2 Report on [Reserves Data][,][Contingent Resources Data][and][Prospective Resources Data] by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor***

- We revised the form to incorporate and parallel the changes made to *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*, including Form 51-101F1 *Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information*

***Form 51-101F3 Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure***

- We revised the form to incorporate and parallel the changes made to *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*, including Form 51-101F1 *Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information*

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

- We have updated the list of Canadian Professional Organizations and Other Professional Organizations in section 1.1(5)
- We have provided guidance on when disclosure is required for the purpose of disclosure under an alternative resources evaluation standard
- We added section 2.7(4.1) to provide guidance on preparing and disclosing estimates of contingent resources and prospective resources
- We added guidance in section 2.7(7) on the need to disclose incidents that led to a significant decrease in the volume of production, in particular as it relates to theft and sabotage
- We added guidance on the disclosure of natural gas liquids reserves in section 5.4
- We emphasized that risked future net revenue is not an indication of fair market value in section 5.5
- We provided guidance on interpreting the term field in section 5.8
- We updated the sample disclosure in Appendix 1 to parallel the changes to the Regulation, including Form 51-101F1

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

Securities Act

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

“coal bed methane” means natural gas that

(a) primarily consists of methane; and

(b) is contained in a coal deposit;”;

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

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

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

““contingent resources data” means

(a) an estimate of the volume of contingent resources; and

(b) the risked net present value of future net revenue of contingent resources;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

““oil and gas activities” includes the following:

- (a) searching for a product type in its natural location;
- (b) acquiring property rights or a property for the purpose of exploring for or removing product types from their natural locations;
- (c) any activity necessary to remove product types from their natural locations, including construction, drilling, mining and production, and the acquisition, construction, installation and maintenance of field gathering and storage systems including treating, field processing and field storage;
- (d) producing or manufacturing of synthetic crude oil or synthetic gas;

but does not include any of the following:

- (e) any activity that occurs after the first point of sale;
- (f) any activity relating to the extraction of a substance other than a product type and their by-products;
- (g) extracting hydrocarbons as a consequence of the extraction of geothermal steam;

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

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

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

““product type” means any of the following:

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

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

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

““prospective resources data” means

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

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

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

“shale gas” means natural gas

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

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

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

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

“synthetic gas” means a gaseous fluid

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

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

“tight oil” means crude oil

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

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

2. Section 2.1 of the Regulation is amended:

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

(2) in paragraph (2):

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

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

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

(i) in the aggregate,

(A) evaluated or audited at least 75% of the future net revenue calculated using a discount rate of 10% attributable to proved plus probable reserves, as reported in the statement filed or to be filed under item 1, and

(B) reviewed the balance of that future net revenue, and

(ii) evaluated or audited the contingent resources data or prospective resources data reported in the statement filed or to be filed under item 1.”;

(3) in paragraph (3):

(a) by deleting, in the part preceding subparagraph (a), “, Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure”;

(b) by replacing, in clause (B) of subparagraph (ii) of subparagraph (e), the words “if the issuer” with the words “if the reporting issuer”.

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

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

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

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

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

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

5. Section 3.4 of the Regulation is amended:

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

(2) in paragraph (d):

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

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

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

7. Section 5.2 of the Regulation is amended:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- (a) state that the disclosure is made with respect to an alternate reference point;
- (b) disclose the location of the alternate reference point; and
- (c) explain why disclosure is not being made with respect to the first point of sale.

**5.5. Recovery of Product Types or By-Products**

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

10. Section 5.7 of the Regulation is repealed.

11. Section 5.9 of the Regulation is amended:

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

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

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

- (A) the estimated total cost required to achieve commercial production;
- (B) the general timeline of the project, including the estimated date of first commercial production;
- (C) the recovery technology;
- (D) whether the project is based on a conceptual or pre-development study;”;

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

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

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

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

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

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

**“5.14. Disclosure Using Oil and Gas Metrics**

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

- (a) identifies the standard and source of the oil and gas metric, if any;
- (b) provides a brief description of the method used to determine the oil and gas metric;
- (c) provides an explanation of the meaning of the oil and gas metric; and
- (d) cautions readers as to the reliability of the oil and gas metric.

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

- (a) provides a brief description of the parameters used in the calculation of the oil and gas metric; and
- (b) states that the oil and gas metric does not have any standardized meaning and should not be used to make comparisons.”.

14. Section 5.15 of the Regulation is repealed.

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

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

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

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

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

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

(c) has a scientific basis; and

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

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

(a) disclose the effective date of the estimate;

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

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

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

(ii) at the same effective date as the alternative disclosure.

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

(a) disclose the effective date of the estimate;

(b) provide a description of the alternative resources evaluation standard;

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

(d) disclose the estimate prepared

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

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

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

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

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

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

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

## “6.2. Ceasing to Engage in Oil and Gas Activities

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

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

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

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

(1) in the general instructions:

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

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

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

(3) in item 2.1:

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

(b) in paragraph 3:

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

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

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

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

### “INSTRUCTIONS

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

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

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

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

(4) by deleting items 2.3 and 2.4;

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

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

“(b) for each of the following:

(i) bitumen;

(ii) coal bed methane;

(iii) conventional natural gas;

(iv) gas hydrates;

(v) heavy crude oil;

(vi) light crude oil and medium crude oil combined;

(vii) natural gas liquids;

(viii) shale gas;

(ix) synthetic crude oil;

(x) synthetic gas;

(xi) tight oil;

(c) separately identifying and explaining each of the following:

(i) extensions and improved recovery;

(ii) technical revisions;

(iii) discoveries;

(iv) acquisitions;

- (v) dispositions;
  - (vi) economic factors;
  - (vii) production.”;
- (7) in item 5.1:
- (a) in paragraph 1:
    - (i) by deleting, in subparagraph (a), the words “and, in the aggregate, before that time”;
    - (ii) by replacing, in subparagraph (b), the words “not planning to develop particular proved undeveloped reserves during the following 2 years” with the words “deferring the development of particular proved undeveloped reserves beyond 2 years”;
  - (b) in paragraph 2:
    - (i) by deleting, in subparagraph (a), the words “and, in the aggregate, before that time”;
    - (ii) by replacing, in subparagraph (b), the words “not planning to develop particular probable undeveloped reserves during the following 2 years” with the words “deferring the development of particular probable undeveloped reserves beyond 2 years”;
  - (c) by adding, after paragraph 2, the following:

*“INSTRUCTIONS*

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

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

- (8) by replacing item 5.2 with the following:

**“Item 5.2 Significant Factors or Uncertainties Affecting Reserves Data**

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

*INSTRUCTIONS*

(1) *A reporting issuer must, under this Item, include a discussion of any significant abandonment and reclamation costs, unusually high expected development costs or operating costs, or contractual obligations to produce and sell a significant portion of*

*production at prices substantially below those which could be realized but for those contractual obligations.*

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

(9) by replacing item 6.2.1 with the following:

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

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

*INSTRUCTIONS*

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

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

(10) by deleting item 6.4;

(11) by replacing item 6.6 with the following:

**“Item 6.6 Costs Incurred**

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

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

*INSTRUCTION*

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

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

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

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

### INSTRUCTIONS

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

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

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

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

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

(5) *A reporting issuer's disclosure respecting the value of prospective resources or contingent resources that are not in the development pending project maturity sub-class must be risked and must include an explanation of the factors considered respecting the chance of commerciality, which includes both chance of discovery and chance of development in the case of prospective resources and chance of development in the case of contingent resources.*

### GUIDANCE

(1) *A reporting issuer is subject to sections 5.9 and 5.17 of the Regulation when providing disclosure of contingent resources data or prospective resources data in this Form.*

(2) *A reporting issuer providing disclosure of contingent resources data or prospective resources data in this Form must have an evaluation process for contingent resources or prospective resources that*

(a) *is at least as rigorous as would be the case for reserves data;*  
and

(b) *is recognized as well-established in the oil and gas industry.*

(3) *An evaluation process described in subsection (2) is not needed if a reasonable qualified evaluator or auditor would conclude that it is not necessary in the circumstances.*

(4) *All public disclosure by reporting issuers is subject to the general prohibition against misleading statements. The disclosure of development on-hold, development unclarified or development not viable contingent resources, or prospective resources, in the statement of reserves data and other oil and gas information might be*

*misleading where there is a significant degree of uncertainty and risk associated with those estimates.*

**“Item 7.1 Contingent Resources Data**

1. If a reporting issuer discloses contingent resources in the statement filed under item 1 of section 2.1 of the Regulation, the reporting issuer must disclose all of the following:

(a) the risked 2C contingent resources volumes, gross and net, for each product type, and classified in each applicable project maturity sub-class;

(b) if contingent resources in the development pending project maturity sub-class are disclosed, the risked net present value of future net revenue of the 2C contingent resources in the development pending project maturity sub-class, calculated using forecast prices and costs for each product type, before deducting future income taxes and using discount rates of 0%, 5%, 10%, 15% and 20%.

2. Disclose the numeric value of the chance of development risk and describe the method of all of the following:

(a) quantifying the chance of development risk;

(b) estimating the contingent resources adjusted for chance of development risk and the associated risked net present value of future net revenue.

**“Item 7.2 Prospective Resources Data**

1. If a reporting issuer discloses prospective resources in the statement filed under item 1 of section 2.1 of the Regulation, disclose the best estimate prospective resources, gross and net, for each product type.

2. Disclose the numeric value of the chance of discovery and chance of development and describe the method of all of the following:

(a) quantifying the chance of discovery and chance of development;

(b) estimating the prospective resources adjusted for chance of discovery and chance of development.

**“Item 7.3 Forecast Prices Used in Estimates**

1. For each product type, disclose the pricing assumptions used in estimating contingent resources data and prospective resources data disclosed in response to Item 7.1 for each of the five years following the most recently completed financial year.

2. The disclosure in response to section 1 must include the benchmark reference pricing schedules for the countries or regions in which the reporting issuer operates, and inflation and other forecast factors used.

3. The pricing assumptions included in section 1 must be the same as the pricing assumptions disclosed in response to Part 3 of this Form 51-101F1.

**INSTRUCTIONS**

(1) *Benchmark reference prices may be obtained from sources such as public product trading exchanges or prices posted by purchasers.*

(2) The defined term “forecast prices and costs” includes any fixed or presently determinable future prices or costs to which the reporting issuer is legally bound by a contractual or other obligation to supply a physical product, including those for an extension period of a contract that is likely to be extended. Such contractually committed prices must be used, instead of benchmark reference prices for the purpose of estimating contingent resources data and prospective resources data, unless a reasonable investor would find the use those contractually committed prices misleading.

#### “Item 7.4 Supplemental Contingent Resources Data

The reporting issuer may supplement its disclosure of contingent resources data under Item 7.1 by also disclosing estimates of contingent resources together with estimates of associated risked net present value of future net revenue, determined using constant prices and costs rather than forecast prices and costs for each applicable product type.”.

22. Form 51-101F2 of the Regulation is replaced with the following:

#### “FORM 51-101F2 REPORT ON [RESERVES DATA][,][CONTINGENT RESOURCES DATA][AND][PROSPECTIVE RESOURCES DATA] BY INDEPENDENT QUALIFIED RESERVES EVALUATOR OR AUDITOR

**This is the form referred to in item 2 of section 2.1 of the Regulation.**

1. Terms to which a meaning is ascribed in the Regulation have the same meaning in this form.

2. The report on reserves data, contingent resources data or prospective resources data, if applicable, referred to in item 2 of section 2.1 of the Regulation, to be executed by one or more qualified reserves evaluators or auditors independent of the reporting issuer, must in all material respects be in the following form:

#### **Report on [Reserves Data][,][Contingent Resources Data][and][Prospective Resources Data] by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor**

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

1. We have [audited][,][and][evaluated][or reviewed] the Company’s [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] as at [last day of the reporting issuer’s most recently completed financial year]. **[If the Company has reserves, include the following sentence:** The reserves data are estimates of proved reserves and probable reserves and related future net revenue as at [last day of the reporting issuer’s most recently completed financial year], estimated using forecast prices and costs.] **[If the Company has disclosed contingent resources data or prospective resources data, include the following sentence:** The [contingent resources data] [and] [prospective resources data] are risked estimates of volume of [contingent resources][and][prospective resources] and related risked net present value of future net revenue as at [last day of the reporting issuer’s most recently completed financial year], estimated using forecast prices and costs.]

2. The [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] are the responsibility of the Company’s management. Our responsibility is to express an opinion on the [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] based on our [audit][,][and][evaluation][and review].

3. We carried out our [audit][,][and][evaluation][and review] in accordance with standards set out in the Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook as amended from time to time (the “COGE Handbook”) maintained by the Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).

4. Those standards require that we plan and perform an [audit][,][and][evaluation][and review] to obtain reasonable assurance as to whether the [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] are free of material misstatement. An [audit][,][and][evaluation][and review] also includes assessing whether the [reserves data] [,][contingent resources data][and][prospective resources data] are in accordance with principles and definitions presented in the COGE Handbook.

5. **[If the Company has reserves, include this paragraph]** The following table shows the net present value of future net revenue (before deduction of income taxes) attributed to proved plus probable reserves, estimated using forecast prices and costs and calculated using a discount rate of 10%, included in the reserves data of the Company [audited][,][and][evaluated][and reviewed] for the year ended [last day of the reporting issuer's most recently completed financial year], and identifies the respective portions thereof that we have [audited][,][and] [evaluated] [and reviewed] and reported on to the Company's [management/board of directors]:

Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor	Effective Date of [Audit/Evaluation/ Review] Report	Location of Reserves (Country or Foreign Geographic Area)	Net Present Value of Future Net Revenue (before income taxes, 10% discount rate)			
			Audited	Evaluated	Reviewed	Total
Evaluator A	xxx xx, 20xx	Xxxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx
Evaluator B	xxx xx, 20xx	Xxxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx
Totals			\$xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx <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).

6. **[If the Company has disclosed contingent resources data or prospective resources data, include this paragraph and the tables:]** The following tables set forth the risked volume and risked net present value of future net revenue of [contingent resources][and][prospective resources] (before deduction of income taxes) attributed to [contingent resources][and][prospective resources], estimated using forecast prices and costs and calculated using a discount rate of 10%, included in the Company's statement prepared in accordance with Form 51-101F1 and identifies the respective portions of the [contingent resources data][and][prospective resources data] that we have [audited][and][evaluated] and reported on to the Company's [management/board of directors]:

Classification	Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor	Effective Date of [Audit/Evaluation] Report	Location of Resources Other than Reserves (Country or Foreign Geographic Area)	Risked Volume	Risked Net Present Value of Future Net Revenue (before income taxes, 10% discount rate)		
					Audited	Evaluated	Total
Development Pending Contingent Resources (2C)	Evaluator	xxx xx, 20xx	xxxx	xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx

Classification	Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor	Effective Date of [Audit/ Evaluation] Report	Location of Resources Other than Reserves (Country or Foreign Geographic Area)	Risked Volume
Prospective Resources	Evaluator	xxx xx, 20xx	xxxx	xxx
Contingent Resources [project maturity sub-classes other than Development Pending]	Evaluator	xxx xx, 20xx	xxxx	xxx

7. In our opinion, the [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] respectively [audited][and][evaluated] by us have, in all material respects, been determined and are in accordance with the COGE Handbook, consistently applied. We express no opinion on the [reserves data][,][contingent resources data][and] [prospective resources data] that we reviewed but did not audit or evaluate.

8. We have no responsibility to update our reports referred to in paragraph[s] [4] [and] [4.1] for events and circumstances occurring after the effective date of our reports.

9. Because the [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] are based on judgements regarding future events, actual results will vary and the variations may be material.

Executed as to our report referred to above:

Evaluator A, City, Province or State / Country, Execution Date  
\_\_\_\_\_ [signed]

Evaluator B, City, Province or State / Country, Execution Date  
\_\_\_\_\_ [signed]”.

23. Form 51-101F3 of the Regulation is replaced with the following:

**“FORM 51-101F3 REPORT OF MANAGEMENT AND DIRECTORS ON OIL AND GAS DISCLOSURE**

**This is the form referred to in item 3 of section 2.1 of the Regulation.**

1. Terms to which a meaning is ascribed in the Regulation have the same meaning in this form.

2. The report referred to in item 3 of section 2.1 of the Regulation must in all material respects be in the following form:

**Report of Management and Directors  
on Reserves Data and Other Information**

Management of [name of reporting issuer] (the “Company”) are responsible for the preparation and disclosure of information with respect to the Company’s oil and gas activities in accordance with securities regulatory requirements. This information includes reserves data [and includes, if disclosed in the statement required by item 1 of section 2.1 of the Regulation, other information such as contingent resources data or prospective resources data].

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

[An] independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] [has/have] [audited][,][and][evaluated] [and reviewed] the Company's [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data]. The report of the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s] ] [is presented below / will be filed with securities regulatory authorities concurrently with this report].

The [Reserves Committee of the] board of directors of the Company has

(a) reviewed the Company's procedures for providing information to the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]];

(b) met with the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] to determine whether any restrictions affected the ability of the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] to report without reservation [and, in the event of a proposal to change the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]], to inquire whether there had been disputes between the previous independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s] and management]]; and

(c) reviewed the [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] with management and the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]].

The [Reserves Committee of the] board of directors has reviewed the Company's procedures for assembling and reporting other information associated with oil and gas activities and has reviewed that information with management. The board of directors has [, on the recommendation of the Reserves Committee,] approved

(a) the content and filing with securities regulatory authorities of Form 51-101F1 containing [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] and other oil and gas information;

(b) the filing of Form 51-101F2 which is the report of the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] on the reserves data, contingent resources data, or prospective resources data; and

(c) the content and filing of this report.

Because the [reserves data][,][contingent resources data][and][prospective resources data] are based on judgements regarding future events, actual results will vary and the variations may be material.

**[Alternative B: No Reserves to Report and No Resources Other than Reserves to Report]**

The [Reserves Committee of the] board of directors of the Company has reviewed the oil and gas activities of the Company and has determined that the Company had no reserves as of [last day of the reporting issuer's most recently completed financial year].

An independent qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor has not been retained to evaluate the Company's reserves data. No report of an independent qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor will be filed with securities regulatory authorities with respect to the financial year ended on [last day of the reporting issuer's most recently completed financial year].

The [Reserves Committee of the] board of directors has reviewed the Company's procedures for assembling and reporting other information associated with oil and gas

activities and has reviewed that information with management. The board of directors has [on the recommendation of the Reserves Committee,] approved

(a) the content and filing with securities regulatory authorities of Form 51-101F1 containing information detailing the Company's oil and gas activities; and

(b) the content and filing of this report.

\_\_\_\_\_  
[signature, name and title of chief executive officer]

\_\_\_\_\_  
[signature, name and title of an officer other than the chief executive officer]

\_\_\_\_\_  
[signature, name of a director]

\_\_\_\_\_  
[signature, name of a director]

[Date]".

24. The Regulation is amended by inserting, after Form 51-101F4, the following:

**“FORM 51-101F5 NOTICE OF CEASING TO ENGAGE IN OIL AND GAS ACTIVITIES**

**This is the form referred to in section 6.2 of the Regulation.**

1. Terms to which a meaning is ascribed in the Regulation have the same meaning in this form.

2. The notice referred to in section 6.2 of the Regulation must in all material respects be in the following form:

**Notice of  
Ceasing to Engage in Oil and Gas Activities**

Management and the board of directors of [name of reporting issuer] (the “Company”) have determined that as of [date] the Company is no longer engaged, directly or indirectly, in oil and gas activities.

\_\_\_\_\_  
[signature, name and title of chief executive officer]

\_\_\_\_\_  
[signature, name and title of an officer other than the chief executive officer]

\_\_\_\_\_  
[signature, name of a director]

\_\_\_\_\_  
[signature, name of a director]

[Date]”.

25. This Regulation comes into force on July 1, 2015.

## 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~~ capital market participants in making investment decisions and recommendations.

The CSA encourage ~~registrants~~<sup>2</sup> registrants 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~~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~~ Regulation 14-101 respecting Definitions (Regulation 14-101) or the securities statute in the jurisdiction, it will have the meaning or interpretation given to it in the COGE Handbook if it is defined or interpreted there, pursuant to section 1.2 of Regulation 51-101.

For the convenience of readers, *CSA Staff Notice 51-324 Glossary to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (the Regulation 51-101 Glossary) as amended, restated or replaced from time to time, sets out the meaning of terms, including those defined in Regulation 51-101 and several terms which are derived from the COGE Handbook.

(2) **Forecast Prices and Costs** - The term forecast prices and costs is defined in ~~paragraph~~ section 1.1<sup>(3)</sup> 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>4</sup> costs, forecast prices and costs are future prices and costs “generally accepted as being a reasonable outlook of the future”.

The CSA do not consider that future prices or costs would satisfy this requirement if they fall outside the range of forecasts of comparable prices or costs used, as at the same date, for the same future period, by major independent qualified reserves evaluators or auditors or by other reputable sources appropriate to the evaluation.

(3) **Independent** - The term independent is defined in ~~paragraph~~ section 1.1<sup>(6)</sup> of Regulation 51-101. Applying this definition, the following are examples of circumstances in which the CSA would consider that a qualified reserves evaluator or auditor (or other expert) is not independent. We consider a qualified reserves evaluator or auditor is not independent when the qualified reserves evaluator or auditor:

- (a) is an employee, insider, or director of the reporting issuer;
- (b) is an employee, insider, or director of a related party of the reporting issuer;
- (c) is a partner of any person ~~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~~[paragraphs \(b\) and](#) (d) above, “related party of the reporting issuer” means an affiliate, associate, subsidiary, or control person of the reporting issuer as those terms are defined under securities legislation.

There may be instances in which it would be reasonable to consider that the independence of a qualified reserves evaluator or auditor would not be compromised even though the qualified reserves evaluator or auditor holds an interest in the reporting issuer’s securities. The reporting issuer needs to determine whether a reasonable person would consider that such interest would interfere with the qualified reserves evaluator’s or auditor’s judgement regarding the preparation of the technical report.

There may be circumstances in which the securities regulatory authorities question the objectivity of the qualified reserves evaluator or auditor. In order to ensure the requirement for independence of the qualified reserves evaluator or auditor has been preserved, the reporting issuer may be asked to provide further information, additional disclosure or the opinion of another qualified reserves evaluator or auditor to address concerns about possible bias or partiality on the part of the qualified reserves evaluator or auditor.

~~(4) **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.~~

A reporting issuer should choose the closest product type if the substance produced does not exactly match one of the product types or if it matches more than one of the product types listed in Regulation 51-101. For example, shale gas projects may not strictly adhere to the formal lithological-based definition of “shale”. The produced gas can come from intervals that contain clay, carbonates, siltstone and minor amounts of very fine-grained sandstone laminations. Despite coming from intervals that may not meet the technical definition of “shale”, gas to which fracturing techniques have been applied when intermingled with gas that comes from “shale”, may be reported as being shale gas.

A reporting issuer must ensure that its disclosure is not misleading and will have to consider whether additional explanation is required to provide the necessary context.

(5) **Professional Organization**

2

(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~~regulated professional organization of engineers, geologists, geoscientists or other oil and gas 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~~December 4, 2014, each of the following organizations in Canada is a professional organization for the purposes of Regulation 51-101:

- Association of Professional Engineers, ~~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 the Province of Manitoba (APEGM)
- Association of Professional Geoscientists of Ontario (APGO)
- Professional Engineers ~~of~~ Ontario (PEO)
- Ordre des ingénieurs du Québec (OIQ)
- Ordre des ~~Géologues~~géologues du Québec (OGQ)
- Association of Professional Engineers of Prince Edward Island (APEPEI)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of New Brunswick (APEGNB)
- Association of Professional Engineers of Nova Scotia (APENS)
- Association of Professional Geoscientists of Nova Scotia (APGNS)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Newfoundland (~~APEGN~~and Labrador (APEGNL))
- Association of Professional Engineers of Yukon (APEY)
- Northwest Territories and Nunavut Association of Professional Engineers, Geologists & Geophysicists of the Northwest Territories (NAPEGG) (representing the Northwest Territories and Nunavut Territory) and Geoscientists (NAPEG)

(b) **Other Professional Organizations**

The CSA are willing to consider whether particular foreign professional bodies should be accepted as “professional organizations” for the purposes of Regulation 51-101. A

reporting issuer, foreign professional body or other interested person can apply to have a self-regulatory organization that satisfies the first three elements of the definition of “professional organization” accepted for the purposes of Regulation 51-101.

In considering any such application for acceptance, the securities regulatory authority or regulator is likely to take into account the degree to which a foreign professional body’s authority or recognition, admission criteria, standards and disciplinary powers and practices are similar to, or differ from, those 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, As at December 4, 2014,~~ each of the following foreign organizations has been recognized as a professional organization for the purposes of Regulation 51-101:

- California Board for Professional Engineers ~~and~~, Land Surveyors, ~~and Geologists~~
- ~~State of Colorado~~ State Board of ~~Registration~~ Licensure for Architects, Professional Engineers, and Professional Land Surveyors
- Louisiana ~~State Board of Registration for Professional Engineers~~ Engineering and Land ~~Surveyors~~, Surveying Board (LAPELS)
- Oklahoma State Board of ~~Registration~~ Licensure for Professional Engineers and Land Surveyors
- Texas Board of Professional Engineers
- American Association of Petroleum Geologists (AAPG) but only in respect of Certified Petroleum Geologists who are members of the AAPG’s Division of Professional Affairs
- American Institute of Professional Geologists (AIPG), in respect of the AIPG’s Certified Professional Geologists (CPG)
- Energy Institute (EI) but only for those members of the Energy Institute who are Members and Fellows
- Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), but only in respect of Members, Honorary Life Members and Life Members

(c) **No Professional Organization**

A reporting issuer or other person may apply for an exemption under Part 8 of Regulation 51-101 to enable a reporting issuer to appoint, in satisfaction of its obligation under section 3.2 of Regulation 51-101, an individual who is not a member of a professional organization, but who has other satisfactory qualifications and experience. Such an application might refer to a particular individual or generally to members and employees of a particular foreign reserves evaluation firm. In considering any such application, the securities regulatory authority or regulator is likely to take into account the individual’s professional education and experience or, in the case of an application relating to a firm, to the education and experience of the firm’s members and employees, evidence concerning the opinion of a qualified reserves evaluator or auditor as to the quality of past work of the individual or firm, and any prior relief granted or denied in respect of the same individual or firm.

(d) **Renewal Applications Unnecessary**

A successful applicant would likely have to make an application contemplated in this subsection 1.1(5) only once, and not renew it annually.

(6) **Qualified Reserves Evaluator or Auditor** - The definitions of qualified reserves evaluator and qualified reserves auditor are set out in ~~paragraphs section 1.1(y) and 1.1(x)~~ of Regulation 51 ~~-101, respectively,~~ 101 and again in the Regulation 51-101 Glossary.

The defined terms “qualified reserves evaluator” and “qualified reserves auditor” have a number of elements. A qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor must

- possess professional qualifications and experience appropriate for the tasks contemplated in the Regulation, and
- be a member in good standing of a professional organization.

Reporting issuers should satisfy themselves that any person they appoint to perform the tasks of a qualified reserves evaluator or auditor for the purpose of the Regulation satisfies each of the elements of the appropriate definition.

In addition to having the relevant professional qualifications, a qualified reserves evaluator or auditor must also have sufficient practical experience relevant to the reserves data to be reported on. In assessing the adequacy of practical experience, reference should be made to section 3 of volume 1 of the COGE Handbook – “Qualifications of Evaluators and Auditors, Enforcement and Discipline”.

## 1.2. COGE Handbook

Pursuant to section 1.2 of Regulation 51-101, definitions and interpretations in the COGE Handbook apply for the purposes of Regulation 51-101 if they are not defined in Regulation 51-101, ~~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, subject to the exception pursuant to section 5.18 of Regulation 51-101.

## 1.3. Applies to Reporting Issuers Only

Regulation 51-101 applies to reporting issuers engaged in oil and gas activities. The definition of oil and gas activities is broad. For example, a reporting issuer with no reserves, but ~~a few~~with prospects, unproved properties or resources, ~~could still~~ other than reserves, may be deemed to be engaged in oil and gas activities because such activities include exploration and development of unproved properties.

Regulation 51-101 will also apply to an issuer that is not yet a reporting issuer if it files a prospectus or other disclosure document that incorporates prospectus requirements. Pursuant to the long-form prospectus requirements, the reporting issuer must disclose the information contained in Form 51-101F1, as well as the reports set out in Form 51-101F2 and Form 51-101F3.

## 1.4. Materiality Standard

Section 1.4 of Regulation 51-101 states that Regulation 51-101 applies only in respect of information that is material. Regulation 51-101 does not require disclosure or filing of information that is not material. If information is not required to be disclosed because it is not material, it is unnecessary to disclose that fact.

Materiality for the purposes of Regulation 51-101 is a matter of judgement to be made in light of the circumstances, taking into account both qualitative and quantitative factors, assessed in respect of the reporting issuer as a whole.

The reference in subsection 1.4(2) of Regulation 51-101 to a “reasonable investor” denotes an objective test: would a notional investor, broadly representative of investors generally and guided by reason, be likely to be influenced, in making an investment decision to buy, sell or hold a security of a reporting issuer, by an item of information or an aggregate of items of information? If so, then that item of information, or aggregate of items, is “material” in respect of that reporting issuer. An item that is immaterial alone may be material in the context of other information, or may be necessary to give context to other information. For example, a large number of small interests in oil and gas properties may be material in aggregate to a reporting issuer. Alternatively, a small interest in an oil and gas property may be material to a reporting issuer, depending on the size of the reporting issuer and its particular circumstances.

## **PART 2 ANNUAL FILING REQUIREMENTS**

### **2.1. Annual Filings on SEDAR**

The information required under section 2.1 of Regulation 51-101 must be filed electronically on SEDAR. Consult *Regulation 13-101 respecting System for Electronic Document Analysis and Retrieval (SEDAR)* and the current CSA “SEDAR Filer Manual” for information about filing documents electronically. The information required to be filed under item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101 is usually derived from a much longer and more detailed oil and gas report prepared by a qualified reserves evaluator or auditor. These long and detailed reports ~~cannot~~should not be filed electronically on SEDAR. The filing of an oil and gas report, or a summary of an oil and gas report, does not satisfy the requirements of the annual filing under Regulation 51-101.

### **2.2. Inapplicable or Immaterial Information**

Section 2.1 of Regulation 51-101 does not require the filing of any information, even if specified in Regulation 51-101 or in a form referred to in Regulation 51-101, if that information is inapplicable or not material in respect of the reporting issuer. See section 1.4 of this Policy Statement for a discussion of materiality.

If an item of prescribed information is not disclosed because it is inapplicable or immaterial, it is unnecessary to state that fact or to make reference to the disclosure requirement.

### **2.3. Use of Forms**

Section 2.1 of Regulation 51-101 requires the annual filing of information set out in Form 51-101F1 and reports in accordance with Form 51-101F2 and Form 51-101F3. Appendix 1 to this Policy Statement provides an example of how certain of the reserves data might be presented. While the format presented in Appendix 1 in respect of reserves data and other oil and gas information is not mandatory, we encourage reporting issuers to use this format.

The information specified in all three forms, or any two of the forms, can be combined in a single document. A reporting issuer may wish to include statements indicating the relationship between documents or parts of one document. For example, the reporting issuer may wish to accompany the report of the independent qualified reserves evaluator or auditor (Form 51-101F2) with a reference to the reporting issuer’s disclosure of the reserves data (Form 51-101F1), and vice versa.

A reporting issuer may supplement the annual disclosure required under Regulation 51-101 with additional information corresponding to that prescribed in Form 51-101F1, Form 51-101F2 and Form 51-101F3, but as at dates, or for periods, subsequent to those for which annual disclosure is required. However, to avoid confusion, such supplementary disclosure should be clearly identified as being interim disclosure and distinguished from the annual disclosure (for example, if appropriate, by reference to a particular interim period). Supplementary interim disclosure does not satisfy the annual disclosure requirements of section 2.1 of Regulation 51-101.

## 2.4. Annual Information Form

Section 2.3 of Regulation 51-101 permits reporting issuers to satisfy the requirements of section 2.1 of Regulation 51-101 by presenting the information required under section 2.1 in an annual information form. [If a reporting issuer adopting this approach provides optional disclosure of contingent resources data and prospective resources data in its statement of reserves data and other oil and gas information required under section 2.1, that disclosure must be included as an appendix to the reporting issuer's annual information form.](#)

(1) **Meaning of "Annual Information Form"** - Annual information form has the same meaning as "AIF" in *Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations*. Therefore, as set out in that definition, an annual information form can be a completed Form 51-102F2 Annual Information Form or, in the case of an SEC issuer (as defined in Regulation 51-102), a completed Form 51-102F2 or an annual report or transition report under the 1934 Act on Form 10-K, Form 10-KSB or Form 20-F.

(2) **Option to Set Out Information in Annual Information Form** - Form 51-102F2 Annual Information Form ~~requires~~ [allows](#) 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 to the separately filed documents. The option offered by section 2.3 of Regulation 51-101 enables a reporting issuer to satisfy its obligations under section 2.1 of Regulation 51-101, as well as its obligations in respect of annual information form disclosure, by setting out the information required under section 2.1 only once, in the annual information form.~~ If the annual information form is on Form 10-K, this can be accomplished by including the information in a supplement (often referred to as a "wrapper") to the Form 10-K.

A reporting issuer that elects to set out in full in its annual information form the information required by section 2.1 of Regulation 51-101 need not ~~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 [or Ceasing to Engage in Oil and Gas Activities](#)

The requirement to make annual Regulation 51-101 filings is not limited to only those [reporting](#) issuers that have reserves and related future net revenue. A reporting issuer with no reserves but with prospects, unproved properties or resources may be engaged in oil and gas activities (see section 1.3 above) and therefore subject to Regulation 51-101. That means the [reporting](#) issuer must still make annual Regulation 51-101 filings and ensure that it complies with other Regulation 51-101 requirements. The following is guidance on the preparation of Form 51-101F1, Form 51-101F2, Form 51-101F3, [Form 51-101F5](#) and other oil and gas disclosure if the reporting issuer has no reserves.

(1) **Form 51-101F1** - Section 1.4 of Regulation 51-101 states that the Regulation applies only in respect of information that is material in respect of a reporting issuer. If indeed ~~the~~ [a](#) reporting issuer has no reserves, we would consider that fact alone material. The reporting issuer's

disclosure, under Part 2 of Form 51-101F1, should make clear that it has no reserves and hence ~~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 reporting issuer may be omitted. However, if the reporting issuer had disclosed reserves and related future net revenue in the previous year, and has no reserves as at the end of its current financial year, the reporting issuer is still required by Part 4 of Form 51-101F1 to present a reconciliation to the prior-year's estimates of reserves, ~~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 reporting issuer had no production, as that fact would be material.

(2) **Form 51-101F2** - Regulation 51-101 requires a reporting issuer/issuer to retain an independent qualified reserves evaluator or auditor to evaluate or audit ~~the company's reserves data and its reserves data, contingent resources data or prospective resources data, if that data is included in the statement required under item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101, and to have that evaluator or auditor~~ report to the board of directors.

If the reporting issuer had no reserves during the year ~~and hence did not retain an evaluator or auditor, then~~, 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 or resources other than reserves to report, the requirement to file a report of management and directors in the form of Form 51-~~101F3~~ applies.

(4) **Form 51-101F5** - Section 6.2 of Regulation 51-101 requires reporting issuers that cease to be engaged in oil and gas activities to file a notice in the form of Form 51-101F5.

(5) **Other Regulation 51-101 Requirements** - Regulation 51-101 does not require reporting issuers to disclose anticipated results from ~~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, Part 7 of Form 51-101F1 also applies to that disclosure.

Section 5.3 of Regulation 51-101 requires reserves and resources other than reserves to be disclosed using the applicable terminology and categories set out in the COGE Handbook.

## 2.6. Reservation in Report of Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor

A report of an independent qualified reserves evaluator or auditor on reserves data will not satisfy the requirements of item 2 of section 2.1 of Regulation 51-101 if the report contains a reservation, ~~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~~reflected in their report. The CSA recommend that qualified reserves evaluators or auditors follow the procedures and guidance set out in both sections 4 and 12 of volume 1 of the COGE Handbook in respect of dealings with independent financial auditors. In so doing, the CSA expect that the quality of reserves data can be enhanced and a potential source of reservations can be eliminated.

## 2.7. Disclosure in Form 51-101F1

(1) **Royalty Interest in Reserves** - Net reserves (or "company net reserves") of a reporting issuer include its royalty interest in reserves.

If a reporting issuer cannot obtain the information it requires to enable it to include a royalty interest in reserves in its disclosure of net reserves, it should, proximate to its disclosure of net reserves, disclose that fact and its corresponding royalty interest share of oil and gas production for the year ended on the effective date.

~~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, Reporting issuers are required to disclose estimates of after-tax net present value of proved and probable reserves in the statement prepared in accordance with Form 51-101F1. In addition, reporting issuers may, but are not required to, disclose volumes and estimates of risked after-tax net present value of future net revenue of contingent resources and prospective resources in an appendix to the statement prepared in accordance with Form 51-101F1. In a separate disclosure document, a reporting issuer may 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. also disclose its reserves or other information of a type that is specified in the Form 51-101F1 in the aggregate or for a portion of its activities subject to the requirements of subparagraph 5.2(1)(a)(iii) and paragraph 5.2(1)(c) of Regulation 51-101.~~

~~Also, tax~~ Estimates of after-tax net present value are dependent on a number of factors including, but not limited to, one or more of the following:

- [forecast future capital expenditure required to achieve forecast production;](#)
- [interaction with, or deductibility of, government royalties or proportionate sharing rights;](#)
- [inclusion of existing tax pool balances of the reporting issuer \(inclusion is prescribed for reporting issuer-aggregate estimates according to section 7 of volume 1 of the COGE Handbook\);](#)
- [tax pool write-off rates;](#)
- [sequence of tax pool utilization;](#)
- [applicability of special tax incentives; and](#)
- [forecast production revenue and expenses.](#)

[Each of these can have a significant impact on the outcome, which could mislead investors if not considered in the evaluation or if the reporting issuer's disclosure does not provide sufficient accompanying information.](#)

[If a reporting issuer discloses after-tax net present value, it should generally include, as appropriate, one or more of the following:](#)

- [a general explanation of the method and assumptions used in the reporting issuer's calculation, worded to reflect its specific circumstance and the approach taken. This need not be detailed, but major aspects should be addressed, such as whether tax pools have been included in the evaluation;](#)
- [an explanatory statement to the following effect:](#)

[“The after-tax net present value of \[the name of company\]’s oil and gas properties here reflects the tax burden on the properties on a stand-alone basis. It does not consider any tax planning. It does not provide an estimate of the value at the reporting issuer’s related business entity, which may be significantly different. The financial statements and the management’s discussion & analysis \(MD&A\) of the \[name of reporting issuer\] should be consulted for information at the level of the reporting issuer.”](#)

[Tax pools should be taken into account when computing future net revenue after income taxes. The definition of “future income tax expense” is set out in the Regulation 51-101 Glossary. Essentially, future income tax expenses represent estimated cash income taxes payable on the reporting issuer’s future pre-tax cash flows. These cash income taxes payable should be computed by applying the appropriate year-end statutory tax rates, taking into account future tax rates already legislated, to future pre-tax net cash flows reduced by appropriate deductions of estimated unclaimed costs and losses carried forward for tax purposes and relating to oil and gas activities \(i.e., tax pools\). Such tax pools may include Canadian oil and gas property expense \(COGPE\), Canadian development expense \(CDE\), Canadian exploration expense \(CEE\), undepreciated capital cost \(UCC\) and unused prior year’s tax losses. \(Issuers Reporting issuers should be aware of limitations on the use of certain tax pools resulting from acquisitions of properties in situations where provisions of the Income Tax Act concerning successor corporations apply.\)](#)

(b) **Other Fiscal Regimes**

Other fiscal regimes, such as those involving production sharing contracts, should be adequately explained with appropriate allocations made to various ~~classes~~[categories](#) of proved reserves and to probable reserves.

(4) **Supplementary Disclosure of Future Net Revenue Using Constant Prices and Costs** - Form 51-101F1 gives reporting issuers the option of disclosing future net revenue, together with associated estimates of reserves or resources other than reserves, ~~determined~~[calculated](#) using constant prices and costs. Constant prices and costs are assumed not to change throughout the life

of a property, except to the extent of certain fixed or presently determinable future prices or costs to which the reporting issuer is legally bound by a contractual or other obligation to supply a physical product (including those for an extension period of a contract that is likely to be extended).

~~(5) (paragraph deleted)~~ **4.1) Estimates of Contingent Resources and Prospective Resources**

Estimates of contingent resources should be disclosed to the most specific category set out in the COGE Handbook, which includes project maturity sub-classes for contingent resources.

Since contingent resources and prospective resources are subject to risks that result in less than 100% chance of commerciality, the qualified reserves evaluator or auditor of a reporting issuer will need to address those risks in the estimation and classification of that reporting issuer's publicly disclosed contingent resources and prospective resources. There are many methods to accomplish this and no particular method is being prescribed.

Expected Value Theory is one of the methods which can be used to quantify the risked volumes and values of the resources. The expected value is the sum of all the possible outcomes of a project, such as volumes and values of the resources, multiplied by their respective estimated probabilities of occurrence. The expected value is not the actual value of the contingent resources or prospective resources for a particular project but an average of the outcomes weighted by probabilities of the outcomes. If a reporting issuer has a large number of similar projects and they are executed many times, the actual value obtained may approach the expected value. Expected value is a decision tool to decide if a project will go ahead.

If the expected value is in monetary terms, the calculated expected value is termed Expected Monetary Value (EMV) and it is one applicable method that can be used to estimate a risked net present value of future net revenue. One occurrence of a single project is unlikely to achieve the calculated EMV. In theory, by always choosing projects with the greatest positive EMV, the reporting issuer may achieve better results than by making more random decisions. The COGE Handbook states that EMV is not a projection of revenue but a tool for companies to determine whether it makes sense to proceed with a project to develop potential sales volumes. Reporting issuers will need to explain how those volumes and values were determined if included under Item 7.1 or 7.2 of Form 51-101F1.

Contingent resources in the development pending project maturity sub-class have the highest chance of development and commerciality of all resources other than reserves. Because there is additional uncertainty with the other project maturity sub-classes of contingent resources and prospective resources, disclosure of the risked net present value of prospective resources and contingent resources other than in the development pending project maturity sub-class should be accompanied by a detailed explanation of chance of commerciality, which includes both the chance of discovery and the chance of development based on economic and development-related factors (such as development plans, production forecasts, markets, facilities, capital and operating costs, product prices and approvals) in the case of prospective resources and chance of development in the case of contingent resources. Without disclosure relating to the chance of discovery and chance of development, disclosure of the risked net present value of prospective resources and contingent resources other than in the development pending project maturity sub-class may be misleading.

~~(5) (paragraph repealed).~~

**(6) Reserves Reconciliation**

(a) If the reporting issuer reports reserves, but had no reserves to report at the start of the reconciliation period, a reconciliation of reserves must be carried out if any reserves added during the previous year are material. Such a reconciliation will have an opening balance of zero.

(b) The reserves reconciliation is prepared on a gross reserves, not net reserves, basis. For some reporting issuers with significant royalty interests, such as royalty trusts, the net reserves may exceed the gross reserves. In order to provide adequate disclosure given the distinctive nature of its business, the reporting issuer may also disclose its reserves reconciliation on a net reserves

basis. The [reporting](#) issuer is not precluded from providing this additional information with its disclosure prescribed in Form 51-101F1 provided that the net reserves basis for the reconciliation is clearly identified in the additional disclosure to avoid confusion.

(c) Clause 2(c)(ii) of item 4.1 of Form 51-101F1 requires reconciliations of reserves to separately identify and explain [reserves changes, including](#) technical revisions. Technical revisions show changes in existing reserves estimates, in respect of carried-forward properties, over the period of the reconciliation (i.e., between estimates as at the effective date and the prior year's estimate) and are the result of new technical information, not the result of capital expenditure. With respect to making technical revisions, the following should be noted:

- [Infill Drilling](#): It would not be acceptable to include infill drilling results as a technical revision. Reserves additions derived from infill drilling during the year are not attributable to revisions to the previous year's reserves estimates. Infill drilling reserves must either be included in the "extensions and improved recovery" [reserve change](#) category or in an additional stand-alone [reserve change](#) category in the reserves reconciliation labelled "infill drilling".

- [Acquisitions](#): If an acquisition is made during the year, (i.e., in the period between the effective date and the prior year's estimate), the reserves estimate to be used in the reconciliation is the estimate of reserves at the effective date, not at the acquisition date, plus any production since the acquisition date. This production must be included as production in the reconciliation. If there has been a change in the reserves estimate between the acquisition date and the effective date other than that due to production, the [reporting](#) issuer ~~may wish to~~ [should](#) explain this as part of the reconciliation in a footnote to the reconciliation table.

(7) **Significant Factors or Uncertainties** - Item 5.2 of Form 51-101F1 requires ~~an~~ [reporting](#) issuer to identify and discuss important economic factors or significant uncertainties that affect particular components of the reserves data.

~~For example, if~~ [important economic factors or significant uncertainties may include abandonment and reclamation costs, unusually high expected development costs or operating costs, or contractual obligations to produce and sell a significant portion of production at prices substantially below those which could be realized but for those contractual obligations.](#)

[Incidents that lead to a significant decrease in the volume of production from business operations should be disclosed. This may include production losses due to theft and sabotage. In order to not be misleading, the decrease in the volume of production should be considered for disclosure when a reporting issuer sets out first-year production estimates under Form 51-101F1 requirements.](#)

[If](#) events subsequent to the effective date [but prior to the preparation date](#) have resulted in significant changes in expected future prices, such that the forecast prices reflected in the reserves data differ ~~materially~~ [significantly](#) from those that would be considered to be a reasonable outlook on the future around the date of the company's "statement of reserves data and other information", then the [reporting](#) issuer's statement might include, pursuant to item 5.2, a discussion of that change and its effect on the disclosed future net revenue estimates. It may be misleading to omit this information. [Refer to subsection 2.8\(3\) of this Policy Statement respecting the related commentary relating to qualified reserves evaluators or auditors.](#)

(8) **Additional Information** - As discussed in section 2.3 above and in the instructions to Form 51-101F1, Regulation 51-101 offers flexibility in the use of the prescribed forms and the presentation of required information.

The disclosure prescribed in Form 51-101F1 is the minimum disclosure required, subject to the materiality standard. Reporting issuers may provide additional disclosure that is not inconsistent with Regulation 51-101 and not misleading.

To the extent that additional, or more detailed, disclosure can be expected to assist readers in understanding and assessing the mandatory disclosure, it is encouraged. Indeed, to the extent that additional disclosure of material facts is necessary in order to make mandated disclosure not misleading, a failure to provide that additional disclosure would amount to a misrepresentation.

(9) **Sample Reserves Data Disclosure** - Appendix 1 to this Policy Statement sets out an example of how certain of the reserves data, [contingent resources data and prospective resources data](#) might be presented in a manner which the CSA consider to be consistent with Regulation 51-101 and Form 51-101F1. The CSA encourages reporting issuers to use the format presented in Appendix 1.

The sample presentation in Appendix 1 also illustrates how certain additional information not mandated under Form 51-101F1 might be incorporated in an annual filing.

## 2.8. Form 51-101F2

(1) **Negative Assurance by Qualified Reserves Evaluator or Auditor** - A qualified reserves evaluator or auditor conducting a review may wish to express only negative assurance — for example, in a statement such as “Nothing has come to my attention which would indicate that the reserves data have not been prepared in accordance with principles and definitions presented in the Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook”. This can be contrasted with a positive statement such as an opinion that “The reserves data have, in all material respects, been determined and presented in accordance with the Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook and are, therefore, free of material misstatement”.

The CSA are of the view that statements of negative assurance can be misinterpreted as providing a higher degree of assurance than is intended or warranted.

The CSA believe that a statement of negative assurance would constitute so material a departure from the report prescribed in Form 51-101F2 as to fail to satisfy the requirements of item 2 of section 2.1 of Regulation 51-101.

In the rare case, if any, in which there are compelling reasons for making such disclosure (e.g., a prohibition on disclosure to external parties), the CSA believe that, to avoid providing information that could be misleading, the reporting issuer should include in such disclosure useful explanatory and cautionary statements. Such statements should explain the limited nature of the work undertaken by the qualified reserves evaluator or auditor and the limited scope of the assurance expressed, noting that it does not amount to a positive opinion.

(2) **Variations in Estimates** — The report prescribed by Form 51-101F2 contains statements to the effect that variations between reserves data, [contingent resources data and prospective resources data](#) and actual results may be material but ~~reserves those estimates~~ have been determined in accordance with the COGE Handbook, [which has been](#) consistently applied.

Reserves [and resources other than reserves](#) estimates are made at a point in time, being the effective date. A reconciliation of a [reserves and resources other than](#) reserves estimate to actual results is likely to show variations and the variations may be material. This variation may arise from factors such as exploration discoveries, acquisitions, divestments and economic factors that were not considered in the initial reserves estimate. Variations that occur with respect to properties that were included in both the reserves [and resources other than reserves](#) estimate and the actual results may be due to technical or economic factors. Any variations arising due to technical factors must be consistent with the fact that reserves [and resources other than reserves](#) are categorized according to the probability of their recovery. ~~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 for disclosure purposes. The forecast is to be based on the evaluator's or auditor's perception of the future as of December 31, the effective date of the report. Refer to subsection 2.7(4.1)(7) of this Policy Statement respecting the related commentary relating to reporting issuers.

~~— 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~~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 and resources other than](#) reserves data.

The CSA do not intend or believe that the involvement of an independent qualified reserves evaluator or auditor relieves the reporting issuer of responsibility for information disclosed by it for the purposes of Regulation 51-101.

## PART 4 MEASUREMENT

### 4.1. Consistency in Dates

Section 4.2 of Regulation 51-101 requires consistency in the timing of recording the effects of events or transactions for the purposes of both annual financial statements and annual reserves data disclosure.

To ensure that the effects of events or transactions are recorded, disclosed or otherwise reflected consistently (in respect of timing) in all public disclosure, a reporting issuer will wish to ensure that both its financial auditors and its qualified reserves evaluators or auditors, as well as its directors, are kept apprised of relevant events and transactions, and to facilitate communication between its financial auditors and its qualified reserves evaluators or auditors.

Sections 4 and 12 of volume 1 of the COGE Handbook set out procedures and guidance for the conduct of reserves evaluations and reserves audits, respectively. Section 12 deals with the relationship between a reserves auditor and the client's financial auditor. Section 4, in connection with reserves evaluations, deals somewhat differently with the relationship between the qualified reserves evaluator or auditor and the client's financial auditor. The CSA recommend that qualified reserves evaluators or auditors carry out the procedures discussed in both sections 4 and 12 of volume 1 of the COGE Handbook, whether conducting a reserves evaluation or a reserves audit.

## PART 5 REQUIREMENTS APPLICABLE TO ALL DISCLOSURE

### 5.1. Application of Part 5

(1) General—Part 5 of Regulation 51-101 imposes requirements and restrictions that apply to all “disclosure” (or, in some cases, all written disclosure) of a type described in section 5.1 of Regulation 51-101. Section 5.1 refers to disclosure that is either

- filed by a reporting issuer with the securities regulatory authority, or
- if not filed, otherwise made [available](#) to the public or made in circumstances in which, at the time of making the disclosure, the reporting issuer expects, or ought reasonably to expect, the disclosure to become available to the public.

As such, Part 5 applies to a broad range of disclosure including

- the annual filings required under Part 2 of Regulation 51-101,

- other continuous disclosure filings, including material change reports (which themselves may also be subject to Part 6 of Regulation 51-101),
- public disclosure documents, whether or not filed, including news releases,
- public disclosure made in connection with a distribution of securities, including a prospectus, and
- except in respect of provisions of Part 5 that apply only to written disclosure, public speeches and presentations made by representatives of the reporting issuer on behalf of the reporting issuer.

For these purposes, the CSA consider written disclosure to include any writing, map, plot or other printed representation whether produced, stored or disseminated on paper or electronically. For example, if material distributed at a company presentation refers to BOEs, the material should ~~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. A reporting issuer may supplement its disclosure of reserves or resources other than reserves evaluated in accordance with an alternative resources evaluation standard under section 5.18 of Regulation 51-101, to the extent that such disclosure is not contrary to section 5.18 of Regulation 51-101. Alternative resources evaluation standards that the CSA considers acceptable include the SEC's oil and gas disclosure framework and the Petroleum Resource Management System prepared by the Society of Petroleum Engineers.

The CSA are of the view that disclosure is "required under the laws of or by a foreign jurisdiction" when, in order to access the capital markets of a foreign jurisdiction, a reporting issuer is required by that jurisdiction to present reserves or resources other than reserves disclosure in accordance with that jurisdiction's resources evaluation standard.

If a reporting issuer re-discloses a reserves or resources other than reserves estimate that has been provided in response to the laws of a foreign jurisdiction in public disclosure that has not been required by a foreign jurisdiction (for example, in a news release), a reporting issuer will need to consider whether there is sufficient context in the non-required disclosure to allow a reader of that document to appreciate the nature of the alternative resources evaluation standard and the differences between the estimate prepared under Regulation 51-101 and the alternative resources evaluation standard.

Paragraphs 5.18(2)(b) and (3)(c) of Regulation 51-101 require a description of the differences between an estimate prepared under an alternative resources evaluation standard and an estimate prepared under Regulation 51-101 and the COGE Handbook, and the reasons for those differences, but does not require an actual reconciliation of those estimates

## **5.2. Disclosure of Reserves and Other Information**

(1) **General** - A reporting issuer must comply with the requirements of section 5.2 of Regulation 51-101 in its disclosure, to the public, of reserves estimates and other information of a type specified in Form 51-101F1. This would include, for example, disclosure of such information in a news release.

(2) **Reserves** - Regulation 51-101 does not prescribe any particular methods of estimation but it does require that a ~~reserve~~reserves 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/recovered~~. For this reason, the cautionary language prescribed in subparagraph 5.2(1)(a)(v) of Regulation 51-101 must accompany the written disclosure of a possible reserves estimate.

(4) **Probabilistic and Deterministic Evaluation Methods** - Section 5 of volume 1 of the COGE Handbook states that "In principle, there should be no difference between estimates prepared using probabilistic or deterministic methods".

When deterministic methods are used, in the absence of a "mathematically derived quantitative measure of probability", the classification of reserves is based on professional judgment as to the quantitative measure of certainty attained.

When probabilistic methods are used in conjunction with good engineering and geological practice, they will provide more statistical information than the conventional deterministic method. The following are a few critical criteria that an evaluator must satisfy when applying probabilistic methods:

- The evaluator must still estimate the reserves and resources other than reserves applying the definitions and using the guidelines set out in the COGE Handbook.
- Entity level probabilistic reserves and resources other than reserves estimates should be aggregated arithmetically to provide reported level reserves and resources other than reserves.
- If the evaluator also prepares aggregate reserves and resources other than reserves estimates using probabilistic methods, the evaluator should explain in the evaluation report the method used. In particular with respect to reserves, the evaluator should specify what confidence levels were used at the entity, property, and reported (i.e., total) levels for each of proved, proved + probable and proved + probable + possible (if reported) reserves.
- If the reporting issuer discloses the aggregate reserves and resources other than reserves that the evaluator prepared using probabilistic methods, the reporting issuer should provide a brief explanation, near ~~its~~that disclosure, about the reserves and resources other than reserves definitions used for estimating the reserves and resources other than reserves, about the method that the evaluator used, and the underlying confidence levels that the evaluator applied.

(5) **Availability of Funding** - In assigning reserves to an undeveloped property, the reporting issuer is not required to have the funding available to develop the reserves, since they may be developed by means other than the expenditure of the reporting issuer's funds (for example by a farm-out or sale). Reserves must be estimated assuming that development of the properties will occur without regard to the likely availability of funding required for that property. ~~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 volume 1 of the COGE Handbook and subparagraph 5.2(1)(a)(iv) of Regulation 51-101.)

However, item 5.3 of Form 51-101F1 requires a reporting issuer to discuss its expectations as to the sources and costs of funding for estimated future development costs. ~~If the issuer expects that~~ the costs of funding would make development of a property unlikely, then even if reserves were assigned, ~~the reporting issuer~~ the reporting issuer 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 ~~oil sands~~oil sands developments).

(6) **Proved or Probable Undeveloped Reserves** - Proved or probable undeveloped reserves must be reported in the year in which they are recognized. If the reporting issuer does not disclose the proved or probable undeveloped reserves ~~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 reporting issuer and know about the existence of these reserves would not be permitted to purchase or sell the securities of the reporting issuer until that information has been disclosed. If the reporting issuer has filed or intends to file a prospectus, the prospectus might not contain “full, true and plain disclosure” of all material facts if it does not contain information about these proved or probable undeveloped reserves. Reporting issuers should review section 10.3 of volume 1 of the COGE Handbook for a discussion on what information is to be included in disclosure about these reserves

(7) **Mechanical Updates** - So-called “mechanical updates” of reserves and resources other than reserves reports are sometimes created, often by rerunning previous evaluations with a new price deck. This is problematic since there may have been material changes other than price that may ~~lead result in~~ to the report being misleading. If a reporting issuer discloses the results of the mechanical update it should ensure that all relevant material changes are also disclosed ~~to ensure so~~ that the information is not misleading.

### 5.3. Classification of Reserves and of Resources Other ~~than~~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~~project maturity sub-classes of contingent resources including development pending, development on-hold, development unclarified and development not viable.

Reserves can be characterized as proved, probable or possible ~~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~~Natural Gas By-Products

~~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. 5.5 of Regulation 51-101 does not allow natural gas liquids reserves~~

(NGLs) to be assigned prior to the first point of sale unless the NGLs have been extracted from the natural gas stream. If the NGLs will be extracted prior to the first point of sale, it may be appropriate to disclose NGLs reserves if there is a contract in place that explicitly provides for alternate delivery or marketing arrangements.

#### **5.5. Future Net Revenue Not Fair Market Value**

A risked or unrisked net present value of future net revenue is not a measure of fair market value.

#### **5.6. Evaluator or Auditor Consent**

Section 4.4 of volume 1 of the COGE Handbook recommends the preparation of an engagement letter that specifies a “project description confirming the scope and objective of the [evaluation] project”. An evaluation report is typically prepared for a particular purpose. CSA staff recommend that reporting issuers seek the consent of the evaluator prior to disclosing information from a report for a purpose other than which the report was prepared, or for selective disclosure from any report. A requirement for the evaluator’s consent to disclose part or all of an evaluation is often part of this engagement letter.

#### **5.7. Disclosure of Resources Other than Reserves**

(1) **Disclosure of Resources Generally** - The disclosure of resources, excluding proved and probable reserves, is not mandatory under Regulation 51-101, except that a reporting issuer must make disclosure concerning its unproved properties and resource activities in its annual filings as described in Part 6 of Form 51-101F1. Additional disclosure beyond this is voluntary and must comply with section 5.9 of Regulation 51-101 if anticipated results from the resources other than reserves are voluntarily disclosed.

For prospectuses, the general securities disclosure obligation of “full, true and plain” disclosure of all material facts would require the disclosure of reserves or of resources other than reserves that are material to the reporting issuer, even if the disclosure is not mandated by Regulation 51-101. Any such disclosure should be based on supportable analysis.

Disclosure of resources other than reserves may involve the use of statistical measures that may be unfamiliar to a user. It is the responsibility of the evaluator and the reporting issuer to be familiar with these measures and for the reporting issuer to be able to explain them to investors. Information on statistical measures may be found in the COGE Handbook (section 9 of volume 1 and section 4 of volume 2) and in the extensive technical ~~literature~~<sup>iv.1</sup> literature<sup>14</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 reporting issuer include an estimate of a resource quantity or associated value, as set out below in subsection ~~5.5.7~~<sup>5.5.7</sup>(3).

If a reporting issuer discloses anticipated results relating to numerous aggregated properties, prospects or resources, the reporting issuer may, depending on the circumstances, satisfy the requirements of subsection 5.9(1) by providing summarized information in respect of each prescribed requirement. The reporting issuer must ensure that its disclosure is reasonable, meaningful and at a level appropriate to its size.

For a reporting issuer with only a few properties, it may be appropriate to make the disclosure for each property. ~~Such disclosure may be unreasonably onerous for~~ For a reporting

<sup>iv.1</sup> For example, Determination of Oil and Gas Reserves, Monograph No. 1, Chapter 22, Petroleum Society of CIM, Second Edition ~~2004-2004~~ (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).

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~~[resources](#).

In satisfying the requirement of paragraph 5.9(1)(d) of Regulation 51-101, a reporting issuer should ensure that their disclosure includes the risks and uncertainties that are appropriate and meaningful for their activities. This may be expressed quantitatively as probabilities or qualitatively by appropriate description. If the reporting issuer chooses to express the risks and level of uncertainty qualitatively, the disclosure must be meaningful and not in the nature of a general disclaimer.

If the reporting issuer discloses the estimated value of an unproved property other than a value attributable to an estimated resource quantity, then the [reporting](#) issuer must disclose the basis of the calculation of the value, in accordance with paragraph 5.9(1)(e) ~~of Regulation 51-101~~. This type of value is typically based on petroleum land management practices that consider activities and land prices in nearby areas. If done independently, it would be done by a valuator with petroleum land management expertise who would generally be a member of a professional organization such as the Canadian Association of Petroleum Landmen. This is distinguishable from the determination of a value attributable to an estimated resource quantity, as contemplated in subsection 5.9(2) ~~of Regulation 51-101~~. This latter type of value estimate must be prepared by a qualified reserves evaluator or auditor.

The calculation of an estimated value described in paragraph 5.9(1)(e) [of Regulation 51-101](#) may be based on one or more of the following factors:

- the acquisition cost of the unproved property to the reporting issuer, provided there have been no material changes in the unproved property, the surrounding properties, or the general oil and gas economic climate since acquisition;
- 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. ~~If a reporting issuer obtains or carries out an evaluation of resources~~ [Contingent resources data and prospective resources data disclosed as an appendix \(see Instruction 1 of Part 7 of Form 51-101F1\) to the statement required under item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101 must have been prepared by an independent qualified reserves evaluator or auditor.](#)

~~If a reporting issuer provides disclosure of reserves data, contingent resources data or prospective resources data outside of its annual required filings under section 2.1 of Regulation 51-101 and wishes to file or disseminate a report in a format comparable to that prescribed in Form 51-101F2, it may do so. However, the title of such a form ~~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~~ [resources](#) estimate is not an independent ~~resource~~ [resources](#) 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~~ [resources relate](#) to the most specific [applicable](#) category of resources in which the ~~resource~~ [resources](#) can be classified. As discussed above in subsection ~~5.5.7~~ (2) of this Policy Statement, if a reporting issuer wishes to disclose an aggregate ~~resource~~ [resources](#) estimate which involves the aggregation of numerous properties, prospects or resources, it must ensure that the disclosure does not result in a contravention of the requirement in subsection 5.3(1) of Regulation 51-~~101.~~ ~~101.~~ [A reporting issuer should be aware that the disclosure of the summation of volumes from an economic project with an un-economic project may be misleading.](#)

Subsection 5.9(2) [of Regulation 51-101](#) requires the reporting issuer to disclose certain information in addition to that prescribed in subsection 5.9(1) of Regulation 51-101 to assist recipients of the disclosure in understanding the nature of risks associated with the estimate. This information includes a definition of the resource category used for the estimate, disclosure of factors relevant to the estimate and cautionary language.

(b) **Definitions of Resource Categories**

For the purpose of complying with the requirement of defining the resource category, the reporting issuer must ensure that disclosure of the definition is consistent with the resource categories and terminology set out in the COGE Handbook, pursuant to section 5.3 of Regulation 51-101 and the [Regulation 51-101 Glossary](#). Section 5 of volume 1 and [section 2 of volume 2](#) of the COGE Handbook and the [Regulation 51-101 Glossary](#) identify and define the various ~~resource~~classes, sub-classes and categories of resources.

~~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 applicable category of ~~resource~~resources, the reporting issuer may disclose total petroleum initially-in-place, discovered petroleum initially-in-place or undiscovered petroleum initially-in-place estimates provided that the additional disclosure required by subsection 5.16(3) of Regulation 51-101 is included.

(c) **Application of Subsection 5.9(2) of Regulation 51-101**

~~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 resourceresources, this may constitute a significant negative factor relevant to the estimate. Other examples would include abandonment and reclamation costs, a significant lease expiry, theft and sabotage as discussed in section 2.7(7) of this Policy Statement, or any legal, capital, political, technological, business or other factor that is highly relevant to the estimate. To the extent that the reporting issuer discloses an estimate for numerous properties that are aggregated, it may disclose significant positive and negative factors relevant to the aggregate estimate, unless discussion of a particular material ~~resource~~or property or resources is warranted in order to provide adequate disclosure to investors.

The cautionary language in subparagraph 5.9(2)(d)(v) of Regulation 51-101 includes a prescribed disclosure that there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources. The concept of commercial viability would incorporate

~~the 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.~~

#### ~~5.6.5.8.~~ **Analogous Information**

A reporting issuer may wish to base an estimate on, or include comparative analogous information for their area of interest, such as reserves, resources, and production, from fields or wells, in nearby or geologically similar areas. Particular care must be taken in using and presenting this type of information. [For the purposes of Regulation 51-101, CSA staff interpret a field to be limited to a single pool or a grouping of several pools within the geographic area or administrative unit from which product types can reasonably be recovered.](#) Using only the best wells or fields in an area, or ignoring dry holes, for instance, may be particularly misleading. It is important to present a factual and balanced view of the information being provided.

The reporting issuer must comply with the disclosure requirements of section 5.10 of Regulation 51-101, when it discloses analogous information, as that term is broadly defined in Regulation 51-101, for an area which includes ~~an area of~~ the reporting issuer's area of interest. Pursuant to subsection 5.10(2) of Regulation 51-101, if the [reporting](#) issuer discloses an estimate of its own reserves or resources [other than reserves](#) based on an extrapolation from the analogous information, or if the analogous information itself is an estimate of its own reserves or resources, the [reporting](#) issuer must ensure the estimate is prepared in accordance with the COGE Handbook and disclosed in accordance with Regulation 51-101 generally. For example, in respect of a reserves [or resources other than reserves](#) estimate, the estimate must be classified and prepared in accordance with the COGE Handbook by a qualified reserves evaluator or auditor and must otherwise comply with the requirements of section 5.2 of Regulation 51-101.

#### ~~5.7.5.8.1.~~ **Consistent Use of Units of Measurement**

Reporting issuers should be consistent in their use of units of measurement within and between disclosure documents, to facilitate understanding and comparison of the disclosure. For example, reporting issuers should not, without compelling reason, switch between imperial units of measure (such as barrels) and Système International (SI) units of measurement (such as tonnes) within or between disclosure documents. ~~Issuers~~[Reporting issuers](#) should refer to ~~Appendices~~[appendices](#) B and C of volume 1 of the COGE Handbook for the proper reporting of units of measurement.

In all cases, in accordance with subparagraph 5.2(1)(a)(iii) and section 5.3 of Regulation 51-101, reporting issuers should apply the relevant terminology and unit prefixes set out in the COGE Handbook.

#### [5.8.2. Oil and Gas Metrics](#)

## 5.8. BOEs and McfGEs

Section 5.14 of Regulation 51-101 sets out requirements that apply ~~to all oil and gas metrics, including the disclosure of reserves or resources other than reserves by~~ a reporting issuer ~~chooses to make disclosure~~ 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.~~ A commonly used conversion ratio in the oil and gas industry is 6 Mcf of gas to 1 bbl of oil. If a reporting issuer uses a 6 Mcf to 1 bbl ratio, in order to satisfy paragraph 5.14(1)(d) of Regulation 51-101, the reporting issuer should provide a cautionary statement to the following effect:

“BOEs [or McfGEs or other applicable units of equivalency] may be misleading particularly if used in isolation. A BOE conversion ratio of 6 Mcf: 1 bbl [or “A McfGE conversion ratio of 1 bbl: 6 Mcf”] is based on an energy equivalency conversion method primarily applicable at the burner tip and does not represent a value equivalency at the wellhead.”

When the value ratio is significantly different from the energy equivalency of 6:1; the disclosure may be misleading without additional information.

Results using conversion ratios other than 6:1 may be disclosed, provided an explanation is given. Section 13 of volume 1 of the COGE Handbook, under the heading “Barrels of Oil Equivalent”, provides additional guidance.

### Net Asset Value, Reserve Replacement and Netbacks

If a reporting issuer discloses net asset value, reserves replacement or netbacks, additional disclosure will be required by paragraphs 5.14(1)(b) and 5.14(2)(a) of Regulation 51-101. For example, if a reporting issuer discloses

(a) net asset value or net asset value per share, it would be required to include a description of the methods used to value assets and liabilities and the number of shares used in the calculation.

(b) reserves replacement, it would be required to include an explanation of the method of calculation applied, or

(c) netback, it would be required to reflect netbacks calculated by subtracting royalties and operating costs from revenues and state the method of calculation.

## 5.9. Finding and Development ~~costs~~ 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~~ an ~~reporting~~ reporting issuer engaged in oil and gas activities discloses a significant acquisition in its prospectus, it must disclose sufficient information for a reader to determine how the acquisition affected the reserves data and other information previously disclosed in the ~~reporting~~ reporting issuer's Form 51-101F1. This requirement stems from Part 6 of Regulation 51-101 with respect to material changes. This is in addition to specific prospectus requirements for financial information satisfying significant acquisitions.

(2) **Disclosure of Resources** - The disclosure of resources, excluding proved and probable reserves, is generally not mandatory under Regulation 51-101, except for certain disclosure concerning the ~~reporting~~ reporting issuer's unproved properties and resource activities as described in Part 6 of Form 51-101F1, which information would be incorporated into the prospectus. Additional disclosure beyond this is voluntary and must comply with ~~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 ~~reporting~~ reporting issuer, even if the disclosure is not mandated by Regulation 51-101. ~~Any such disclosure should be based on supportable analysis.~~ 101.

(3) **Proved or Probable Undeveloped ~~reserves~~ Reserves** - Further to the guidance provided in subsection 5.2(46) of this Policy Statement, proved or probable undeveloped reserves must be reported in the year in which they are recognized. If the reporting issuer does not disclose the proved or probable undeveloped reserves just because it has not yet spent the capital to develop these reserves, it may be omitting material information, thereby causing the reserves disclosure to be misleading. If the ~~reporting~~ reporting issuer has ~~filed or intends to file~~ filed or intends to file a prospectus, the prospectus might not contain "full, true and plain disclosure" of all material facts if it does not contain information about these proved undeveloped reserves.

(4) **Reserves Reconciliation in an Initial Public Offering** - In an initial public offering, if the ~~reporting~~ reporting issuer does not have a reserves report as at its prior year-end, or if this report does not provide the information required to carry out a reserves reconciliation pursuant to item 4.1 of Form 51-101F1, the CSA may consider granting relief from the requirement to provide the reserves reconciliation. A condition of the relief may include a description in the prospectus of relevant changes in any of the ~~reserve change~~ reserve change categories of the reserves reconciliation.

(5) **Relief to Provide More Recent Form 51-101F1 Information in a Prospectus** - If ~~an~~ an ~~reporting~~ reporting issuer is filing a preliminary prospectus and wishes to disclose reserves data and other oil and gas information as at a more recent date than its applicable year-end date, the CSA may consider relieving the ~~reporting~~ reporting issuer of the requirement to disclose the reserves data and other information as at year-end.

~~An~~ An ~~reporting~~ reporting issuer may determine that its obligation to provide "full, true and plain disclosure" obliges it to include in its prospectus reserves data and other oil and gas information as at a date more recent than specified in the prospectus requirements. The prospectus requirements state that the information must be as at the ~~reporting~~ reporting 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~~ CSA staff may consider granting relief on a case-by-case basis to permit ~~an~~ an ~~reporting~~ reporting issuer in these circumstances to include in its prospectus the oil and gas information prepared with an effective date more recent than the financial year-end date, without also including the corresponding information effective as at the year-end date. A consideration for granting this

relief may include disclosure of Form 51-101F1 information with an effective date that coincides with the date of interim financial statements. The [reporting](#) issuer should request such relief in the covering letter accompanying its preliminary prospectus. The grant of the relief would be evidenced by the prospectus receipt.

## **PART 6 MATERIAL CHANGE DISCLOSURE**

### **6.1. Changes from Filed Information**

Part 6 of Regulation 51-101 requires the inclusion of specified information in disclosure of certain material changes.

The information to be filed each year under Part 2 of Regulation 51-101 is prepared as at, or for a period ended on, the reporting issuer's most recent financial year-end. That date is the effective date referred to in subsection 6.1(1) of Regulation 51-101. When a material change occurs after that date, the filed information may no longer, as a result of the material change, convey meaningful information, or the original information may have become misleading in the absence of updated information.

Part 6 of Regulation 51-101 requires that the disclosure of the material change include a discussion of the reporting issuer's reasonable expectation of how the material change has affected the [reporting](#) issuer's reserves data and other information contained in its filed disclosure. This would not ~~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. [The continuity of ongoing disclosure, including the disclosure of material changes as they happen, is an important factor in keeping investors informed of a reporting issuer's business.](#)

This material change disclosure can reduce the likelihood of investors being misled, and maintain the usefulness of the original filed oil and gas information when the two are read together.

## APPENDIX 1 SAMPLE RESERVES DATA DISCLOSURE

### Format of Disclosure

Regulation 51-101 and Form 51-101F1 do not mandate the format of the disclosure of reserves data and related information by reporting issuers. However, the CSA encourages reporting issuers to use the format presented in this Appendix.

Whatever format and level of detail a reporting issuer chooses to use in satisfying the requirements of Regulation 51-101, the objective should be to enable reasonable investors to understand and assess the information, and compare it to corresponding information presented by the reporting issuer for other reporting periods or to similar information presented by other reporting issuers, in order to be in a position to make informed investment decisions concerning securities of the reporting issuer.

A logical and legible layout of information, use of descriptive headings, and consistency in terminology and presentation from document to document and from period to period, are all likely to further that objective.

Reporting issuers and their advisers are reminded of the materiality standard under section 1.4 of Regulation 51-101, and of the instructions in Form 51-101F1.

See also sections 1.4, 2.2 and 2.3 and subsections 2.7(8) and 2.7(9) of *Policy Statement [to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities](#)*.

### Sample Tables

The following sample tables provide an example of how certain of the reserves data might be presented in a manner consistent with Regulation 51-101.

These sample tables do not reflect all of the information required by Form 51-101F1, and they have been simplified to reflect reserves in one country only. For the purpose of illustration, the sample tables also incorporate information not mandated by Regulation 51-101 but which reporting issuers might wish to include in their disclosure; shading indicates this non-mandatory information.

**SUMMARY OF OIL AND GAS RESERVES**  
as of December 31, ~~2006~~2015  
**CONSTANT FORECAST PRICES AND COSTS** ~~[OPTIONAL SUPPLEMENTARY DISCLOSURE]~~

RESERVES CATEGORY	RESERVES <sup>(1)</sup>							
	LIGHT <del>CRUDE OIL</del> AND MEDIUM <del>CRUDE OIL</del>		HEAVY <del>CRUDE OIL</del>		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~~VALUE OF FUTURE NET REVENUE  
as of December 31, ~~2006~~2015  
CONSTANT PRICES AND COSTS ~~(OPTIONAL SUPPLEMENTARY DISCLOSURE)~~  
FORECAST PRICES AND COSTS

RESERVES CATEGORY	NET PRESENT <del>VALUES</del> VALUE OF FUTURE NET REVENUE										UNIT VALUE BEFORE INCOME <del>TAX</del> TAXES DISCOUNTED AT 10%/year  (\$/McF) (\$/bbl)
	BEFORE INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					AFTER INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					
	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	
PROVED											
Developed Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Developed Non-Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Undeveloped											xx
TOTAL PROVED	<u>xx</u> xxx	<u>xx</u> xxx	<u>xx</u> xxx	<u>xx</u> xxx	<u>xx</u> xxx	<u>xx</u> xxx	<u>xx</u> xxx	<u>xx</u> xxx	<u>xx</u> xxx	<u>xx</u> xxx	<u>xx</u> 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  
SUPPLEMENTA  
RY

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  
SUPPLEMENTAR  
Y

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]**

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

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 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.

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

RESERVES CATEGORY	BEFORE INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					AFTER INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					UNIT VALUE BEFORE INCOME TAX DISCOUNTED AT 10%/year
	20 (MMS)	20 (MMS)	20 (MMS)	20 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	
<b>PROVED</b>											
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
<b>Undeveloped</b>											
TOTAL PROVED	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
<b>PROBABLE</b>											
TOTAL PROVED PLUS PROBABLE	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx

(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~~ reserves volumes.

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

**TOTAL FUTURE NET REVENUE  
(UNDISCOUNTED)  
as of December 31, ~~2006~~2015  
FORECAST PRICES AND COSTS**

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

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

**FUTURE NET REVENUE**  
**BY ~~PRODUCTION GROUP~~ PRODUCT TYPE**  
 as of December 31, ~~2006~~ 2015  
**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	<a href="#">Bitumen</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Coal Bed Methane</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Conventional Natural Gas (including by-products but excluding solution gas and by-products from oil wells)</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Gas Hydrates</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Heavy Crude Oil (including solution gas and other by-products)</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Light Crude Oil and Medium Crude Oil (including solution gas and other by-products)</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Natural Gas Liquids</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Shale Gas</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Synthetic Crude Oil</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Synthetic Gas</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Tight Oil</a>	xxx	xxx	
		<a href="#">Heavy Oil (including solution gas and other by-products)</a>	xxx	xxx
		<a href="#">Natural Gas (including by-products but excluding solution gas and by-products from oil wells)</a>	xxx	xxx
		<a href="#">Non-Conventional Oil and Gas Activities</a>	xxx	xxx
	<b>Total</b>	xxx	xxx	
Proved Plus Probable Reserves	<a href="#">Bitumen</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Coal Bed Methane</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Conventional Natural Gas (including by-products but excluding solution gas and by-products from oil wells)</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Gas Hydrates</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Heavy Crude Oil (including solution gas and other by-products)</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Light Crude Oil and Medium Crude Oil (including solution gas and other by-products)</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Natural Gas Liquids</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Shale Gas</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Synthetic Crude Oil</a>	xxx	xxx	
	<a href="#">Synthetic Gas</a>	xxx	xxx	

	Tight Oil	xxx	xxx
		xxx	xxx
	Total	xxx	xxx
Proved Plus Probable Reserves	Light and Medium Crude Oil (including solution gas and other by-products)	xxx	xxx
	Heavy Oil (including solution gas and other by-products)	xxx	xxx
	Natural Gas (including by-products but excluding solution gas from oil wells)	xxx	xxx
	Non-Conventional Oil and Gas Activities	xxx	xxx
	Total	xxx	xxx

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

**SUMMARY OF PRICING ASSUMPTIONS**  
as of December 31, ~~2006~~2015

**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> (\$/\$/Cdn)
	WTI Cushing Oklahoma (\$/US/bbl)	Edmonton Par/ <u>Mixed Sweet Blend</u> Price <del>40<sup>0</sup></del> <u>40<sup>5</sup></u> API (\$/Cdn/bbl)	Hardisty Heavy <del>12<sup>0</sup></del> <u>12<sup>5</sup></u> API (\$/Cdn/bbl)	Cromer Medium <del>29.3<sup>0</sup></del> <u>29.3<sup>5</sup></u> API (\$/Cdn/bbl)			
Historical (Year End)							
<del>2003</del> 2012	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2004</del> 2013	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2005</del> 2014	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2006</del> 2015 (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 51-101 F1

**OPTIONAL  
SUPPLEMENTARY**

**SUMMARY OF PRICING AND INFLATION RATE ASSUMPTIONS**  
as of December 31, ~~2006~~2015

**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/Mixed Sweet Blend Price <del>40.0</del> 40.5 API \$/Cdn/bbl	Hardisty Heavy <del>12.0</del> 12.5 API \$/Cdn/bbl	Cromer Medium <del>29.3</del> 29.3 API \$/Cdn/bbl				
Historical <sup>(4)</sup>								
<del>2003</del> 2012	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2004</del> 2013	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2005</del> 2014	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2006</del> 2015	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Forecast								
<del>2007</del> 2016	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2008</del> 2017	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2009</del> 2018	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2010</del> 2019	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
<del>2011</del> 2020	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Thereafter	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

- (1) This summary table identifies benchmark reference pricing schedules that might apply to a reporting issuer.  
(2) Inflation rates for forecasting prices and costs.  
(3) Exchange rates used to generate the benchmark reference prices in this table  
(4) Item 3.2 (1)(b) of Form 51-101F1 also requires disclosure of the reporting issuer's weighted average historical prices for the most recent financial year (~~2006~~2014, in this example).

 OPTIONAL  
SUPPLEMENTARY

Reference: Item 3.2 of Form 51-101 F1

**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 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, <del>2009</del> 2014	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Extensions & Improved Recovery	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Technical Revisions	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Discoveries	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Acquisitions	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Dispositions	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Economic Factors	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Production	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
December 31, <del>2006</del> 2015	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

(1) The reserves reconciliation must include other product types, including bitumen, natural gas liquids, synthetic crude oil, ~~bitumen~~, coal bed methane, gas hydrates, shale oil ~~gas~~ and shale synthetic gas, if material for the reporting issuer.

Reference: Item 4.1 of Form 51-101F1

**SUMMARY OF RISKED OIL AND GAS CONTINGENT RESOURCES<sup>(1)</sup>**  
**as of December 31, 2015**  
**FORECAST PRICES AND COSTS**

RESOURCES PROJECT MATURITY SUB-CLASS	CONTINGENT 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 (MMcft)	Net (MMcft)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)
<u>CONTINGENT (2C)</u> Development Pending	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

(1) This disclosure is triggered by optional disclosure of *contingent resources* in the statement prepared in accordance with item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101. Disclosure of risked estimates of volume are required under item 7.1(1)(a) of Form 51-101F1.

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

(3) The disclosure in this table must comply with and include the disclosure required by section 5.9 of Regulation 51-101, including section 5.9(2)(d).

(4) A reporting issuer should consider whether the disclosure of development unclarified or development not viable sub-classes contingent resources in the statement of reserves data and other oil and gas information would be misleading given the uncertainty and risk associated with those estimates. Section 2 of volume 2 of the COGE Handbook details commerciality factors.

OPTIONAL  
SUPPLEMENTARY

Reference: Item 7.1(a) of Form 51-101F1

**SUMMARY OF RISKED NET PRESENT VALUE OF FUTURE NET REVENUE<sup>(1)</sup>**  
**(CONTINGENT RESOURCES)**  
**as of December 31, 2015**  
**FORECAST PRICES AND COSTS**

An estimate of risked net present value of future net revenue of contingent resources is preliminary in nature and is provided to assist the reader in reaching an opinion on the merit and likelihood of the company proceeding with the required investment. It includes contingent resources that are considered too uncertain with respect to the chance of development to be classified as reserves. There is no certainty that the estimate of risked net present value of future net revenue will be realized.

<u>RESOURCES PROJECT</u> <u>MATURITY SUB-CLASS</u>	<u>RISKED NET PRESENT VALUE OF FUTURE NET REVENUE</u>									
	<u>BEFORE INCOME TAXES</u>					<u>AFTER INCOME TAXES</u>				
	<u>DISCOUNTED AT (%/year)</u>									
	<u>0</u> <u>(MMS)</u>	<u>5</u> <u>(MMS)</u>	<u>10</u> <u>(MMS)</u>	<u>15</u> <u>(MMS)</u>	<u>20</u> <u>(MMS)</u>	<u>0</u> <u>(MMS)</u>	<u>5</u> <u>(MMS)</u>	<u>10</u> <u>(MMS)</u>	<u>15</u> <u>(MMS)</u>	<u>20</u> <u>(MMS)</u>
<u>CONTINGENT (2C)</u> <u>Development Pending</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>

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

(2) The disclosure in this table must comply with and include the disclosure required by section 5.9 of Regulation 51-101.

OPTIONAL  
SUPPLEMENTARY

Reference: Item 7.1(b) of Form 51-101F1

**SUMMARY OF RISKED OIL AND GAS PROSPECTIVE RESOURCES<sup>(1)</sup>**  
as of December 31, 2015  
**VOLUMES**

RESOURCES	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 (MMcft)	Net (MMcft)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)
<u>PROSPECTIVE (Best Estimate)</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>	<u>xx</u>

(1) This disclosure is triggered by optional disclosure of prospective resources in the statement prepared in accordance with item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101. Disclosure of risked estimates of volume are required under Item 7.2(1) of Form 51-101F1

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

(3) The disclosure in this table must comply with and include the disclosure required by section 5.9 of Regulation 51-101.

(4) A reporting issuer should consider whether the disclosure of prospective resources in the statement of reserves data and other oil and gas information would be misleading given the uncertainty and risk associated with those estimates.

**OPTIONAL  
SUPPLEMENTARY**

Reference: [Item 7.2\(a\) of Form 51-101F1](#)

Document comparison by Workshare Compare on 3 décembre 2014 15:50:01

Input:	
Document 1 ID	file://P:\REG travail\A-F\51-101\2013-2014\Publ 11-14\51-101 IG complet 17-12-10 pour soul A.docx
Description	51-101 IG complet 17-12-10 pour soul A
Document 2 ID	file://P:\REG travail\A-F\51-101\2013-2014\Publ 11-14\AMF\51-101 IG complet 27-11-13_V2_QA.doc
Description	51-101 IG complet 27-11-13_V2_QA
Rendering set	Standard

Legend:	
<a href="#">Insertion</a>	
<del>Deletion</del>	
Moved from	
Moved to	
Style change	
Format change	
Moved deletion	
Inserted cell	
Deleted cell	
Moved cell	
Split/Merged cell	
Padding cell	

Statistics:		
	Count	
Insertions	619	
Deletions	565	
Moved from	11	
Moved to	11	
Style change	0	
Format changed	0	
Total changes	1206	

<sup>i</sup>1— 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>ii</sup>2— “Registrant” has the meaning ascribed to the term under securities legislation in the jurisdiction.

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