

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

[Avis](#)

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

[Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières](#)

[Notice](#)

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

[Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities](#)

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

L'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité ») publie les textes révisés, 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, les textes révisés, 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 :

Pierre Martin
Avocat
Autorité des marchés financiers
514-395-0337, poste 2545
pierre.martin@lautorite.qc.ca

Éric Boutin
Analyste en valeurs mobilières
Autorité des marchés financiers
514-395-0337, poste 4447
eric.boutin@lautorite.qc.ca

Le 12 octobre 2007

Avis de publication

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

Introduction

Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM » ou « nous ») mettent en œuvre le Règlement modifiant le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « règlement ») et l'Instruction générale relative au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« instruction »).

Le règlement et l'instruction ont été mis en œuvre en septembre 2003 et, au Québec, en août 2005. Le règlement établit les obligations annuelles de dépôt des émetteurs assujettis qui exercent des activités pétrolières et gazières. Il énonce en outre les normes générales de présentation de l'information que doivent respecter les émetteurs assujettis qui font rapport sur leurs activités pétrolières et gazières. Ces normes s'appliquent à toute information communiquée par un émetteur assujetti au cours de l'exercice. Quant à l'instruction, elle comporte des explications et des exemples sur la façon dont les ACVM interpréteront et appliqueront le règlement.

Le texte des modifications apportées au règlement et une nouvelle version de l'instruction sont publiés avec le présent avis.

Le Règlement modifiant le règlement a été ou doit être pris par tous les membres des ACVM.

Sous réserve de l'approbation des ministres compétents, le Règlement modifiant le règlement entrera en vigueur le **28 décembre 2007**. La nouvelle version de l'instruction prendra effet à la même date.

Au Québec, le règlement doit être pris par l'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité ») en vertu de l'article 331.1 de la *Loi sur les valeurs mobilières* et doit être approuvé, avec ou sans modification, par le ministre des Finances. Il entrera en vigueur à la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec* ou à une date ultérieure qu'il indique. L'instruction doit être adoptée sous forme d'instruction de l'Autorité et prendra effet de façon concomitante à l'entrée en vigueur du règlement. Le règlement et l'instruction doivent également être publiés au Bulletin.

Objet

Les modifications proposées au règlement appartiennent aux quatre grandes catégories suivantes :

1. modifications visant à préciser certaines dispositions;
2. modifications visant à supprimer ou à modifier certaines obligations annuelles de dépôt jugées lourdes pour l'émetteur assujetti et peu utiles aux investisseurs et aux porteurs de titres;
3. modifications visant à ajouter de nouvelles indications pour la présentation des ressources non classées à titre de réserves au moment considéré;
4. modifications visant à simplifier les obligations.

Contexte

Nous avons publié le projet de Règlement modifiant le règlement le 19 janvier 2007. La consultation a pris fin en avril 2007.

Résumé des commentaires écrits reçus par les ACVM

Nous remercions les 13 intervenants qui nous ont présenté des commentaires pendant la période consultation. La liste des intervenants ainsi qu'un résumé de leurs commentaires accompagné des réponses des ACVM figurent aux annexes A et B. On peut consulter les lettres de commentaires originales sur le site Web de l'Alberta Securities Commission à l'adresse suivante : www.albertasecurities.com.

Après examen des commentaires, nous avons apporté des changements aux modifications que nous avons publiées pour consultation. Toutefois, comme ces changements ne sont pas importants, nous ne publions pas à nouveau les modifications pour consultation.

Résumé des changements aux modifications proposées

Se reporter à l'annexe C pour un résumé des changements apportés aux modifications publiées à l'origine.

Par ailleurs, nous supprimons les avis du personnel relatifs au règlement qui suivent avec prise d'effet en date de la mise en œuvre du Règlement modifiant le règlement, puisqu'ils ne sont plus utiles :

- Avis 51-313 du personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières, Questions fréquentes*
- Avis 51-321 du personnel des ACVM, *Questions et réponses concernant les ressources et les réserves possibles, Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*
- Avis 51-317 du personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières, Application du Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*
- Instruction générale canadienne n° 22, Usage d'informations et d'opinions relatives aux propriétés minières et pétrolifères par les personnes inscrites et autres personnes (**Remarque** : Au Québec, l'Instruction générale C-22 a déjà été abrogée.)

Nous publions en outre l'Avis 51-324, *Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, qui remplace l'Annexe 1 de l'instruction.

Questions

Pour toute question, prière de s'adresser à l'une des personnes suivantes :

Pierre Martin
 Avocat
 Autorité des marchés financiers
 514-395-0337, poste 2545
pierre.martin@lautorite.qc.ca

Éric Boutin
Analyste en valeurs mobilières
Autorité des marchés financiers
514-395-0337, poste 4447
eric.boutin@lautorite.qc.ca

Blaine Young
Associate Director, Corporate Finance
Alberta Securities Commission
403-297-4220
blaine.young@seccom.ab.ca

Alex Poole
Legal Counsel, Corporate Finance
Alberta Securities Commission
403-297-4482
alex.poole@seccom.ab.ca

Tom Percy
Legal Counsel, Corporate Finance
Alberta Securities Commission
403-355-4165
tom.percy@seccom.ab.ca

David Elliott
Chief Petroleum Advisor
Alberta Securities Commission
403-297-4008
david.elliott@seccom.ab.ca

Gordon Smith
Senior Legal Counsel, Corporate Finance
British Columbia Securities Commission
604-899-6656 ou 800-373-6393 (en Colombie-Britannique et en Alberta)
gsmith@bcsc.bc.ca

Robert Holland
Chief Mining Advisor, Corporate Finance
British Columbia Securities Commission
604-899-6719 ou 800-373-6393 (en Colombie-Britannique et en Alberta)
rholland@bcsc.bc.ca

Craig Waldie
Senior Geologist
Commission des valeurs mobilières de l'Ontario
416-593-8308
cwaldie@osc.gov.on.ca

Le 12 octobre 2007

Annexe A**Liste des intervenants**

	INTERVENANT	NOM	DATE
1.	AJM Petroleum Consultants	Philip S. Kandel	25 janvier 2007
2.	Vero Energy Inc.	Clinton T. Broughton	31 janvier 2007
3.	Henry R. Lawrie	Henry R. Lawrie	12 février 2007
4.	Norwest Corporation	Geoff Jordan	14 février 2007
5.	SEPAC	Gary C. Leach	12 avril 2007
6.	Freehold Royalty Trust	William O. Ingram	17 avril 2007
7.	Reg Pitt	Reg Pitt	19 avril 2007
8.	Robinson Petroleum Consulting Ltd.	J. Glenn Robinson	19 avril 2007
9.	Bourse de croissance TSX	Peter Varsanyi	29 avril 2007
10.	John Yu	John Yu	30 avril 2007
11.	Macleod Dixon LLP	Kevin E. Johnson	30 avril 2007
12.	Nexen Inc.	Ian McDonald	30 avril 2007
13.	Le Comité de parrainage canadien des associations CFA du Canada	Blair Carey/Robert Morgan	1 ^{er} mai 2007

Annexe B

Résumé des commentaires sur le projet de Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières et le projet d'instruction générale connexe et réponses des ACVM

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
1.	Commentaire général	Un intervenant approuve la suppression de l'obligation de déclarer les réserves et les produits d'exploitation nets futurs en fonctions de prix et coûts constants, la suppression de l'obligation de présenter les variations des produits d'exploitation nets futurs et la modification de l'obligation de présenter les variations des réserves en fonction des réserves brutes au lieu des réserves nettes. L'intervenant estime que ces changements accroîtront considérablement l'utilité de l'information présentée aux analystes et aux investisseurs tout en réduisant le fardeau de l'émetteur assujetti.	Nous prenons acte de ce commentaire.
2.	Commentaire général	Un intervenant représentant plusieurs grands émetteurs qui bénéficient d'une dispense leur permettant de déclarer l'information concernant leurs activités pétrolières ou gazières conformément aux normes américaines (« plusieurs grands émetteurs ») soutient dans l'ensemble les objectifs visés par les modifications proposées et le principe d'amélioration de la qualité de l'information présentée qui les sous-tend. Les émetteurs dispensés émettent des réserves sur certains aspects des modifications touchant les ressources.	Nous prenons acte de ce commentaire. Nous traitons de la question des modifications touchant les ressources ci-après dans nos réponses aux commentaires de l'intervenant sur ce point.
3.	Commentaire général	Un intervenant qui représente des petits et moyens émetteurs exerçant des activités pétrolières ou gazières approuve les modifications proposées sans réserve.	Nous prenons acte de ce commentaire.

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
4.	Commentaire général	<p>Un intervenant représentant une bourse canadienne appuie dans l'ensemble les modifications proposées. Les modifications clarifient les diverses dispositions et en précisent le sens, en plus d'améliorer sensiblement le règlement, particulièrement en ce qui concerne les directives fournies aux émetteurs sur l'estimation des ressources.</p> <p>Toutefois, il est d'avis que les autorités en valeurs mobilières laissent peut-être passer l'occasion d'améliorer les marchés des capitaux en ne donnant pas suffisamment de directives à certains émetteurs émergents exerçant des activités pétrolières ou gazières, surtout ceux possédant des terrains importants non mis en valeur pour lesquels il n'existe pas d'estimation des ressources.</p>	<p>Nous prenons acte de ce commentaire.</p> <p>L'émetteur est tenu de présenter de l'information sur les terrains non prouvés lorsqu'il choisit de déclarer volontairement les résultats prévus pour ces terrains. Cependant, la législation actuelle et proposée ne prévoit pas d'obligations lorsque de l'information sur un terrain important non prouvé est présentée. C'est pourquoi aucune directive n'est fournie sur ce point.</p>
5.	Commentaire général	Un intervenant approuve les objectifs et principes généraux du projet des ACVM, qui visent à améliorer l'information sur les ressources par l'ajout d'obligations en la matière. Il s'oppose toutefois à la suppression de l'obligation de présenter certains éléments d'information sur les ressources (article 5.9 du règlement en vigueur).	Nous prenons acte de ce commentaire. Nous traitons du remplacement de l'article 5.9 dans notre réponse au commentaire n° 25.
6.	Commentaire général	Un intervenant indique ne jamais avoir eu connaissance de l'utilisation ou de la déclaration de réserves ou de ressources possibles, abstraction faite des réserves prouvées ou probables, mais qu'un resserrement des directives semble être approprié.	Nous prenons acte de ce commentaire.

N°	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
7.	Commentaire général	Un intervenant est d'avis que l'application accrue de principe de prudence résultant de l'adoption du manuel COGE et du Règlement 51-101 a contribué à créer un écart entre la valeur de l'actif indiquée dans les rapports sur les réserves, particulièrement en ce qui concerne les réserves prouvées, et la valeur de l'actif calculée en fonction des acquisitions et aliénations effectuées sur le marché.	Le Règlement 51-101 vise à assurer la présentation d'information raisonnable et fiable concernant, entre autres, certains éléments des actifs pétroliers et gaziers de l'émetteur. L'information prescrite par le règlement n'est pas censée indiquer la valeur marchande et ne devrait pas être interprétée ainsi.
RÈGLEMENT 51-101 SUR L'INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES			
8.	Article 1.1 – « information analogue »	Un intervenant juge nécessaire d'ajouter cette expression dans le règlement.	Nous prenons acte de ce commentaire.
9.	Article 1.1 – « résultats prévus »	Un intervenant estime que les « résultats prévus » devraient s'entendre de l'information qui indique la valeur ou les quantités attendues de ressources au lieu de la valeur ou des quantités éventuelles.	L'expression « valeur attendue » ou « quantité attendue » a un sens précis et restreint. Les résultats prévus incluent la valeur ou la quantité attendue. Nous n'envisageons pas de modifier cette définition, car nous souhaitons que l'expression « résultats prévus » ait un sens plus large et englobant.
10.	Article 1.1 – Suppression de la définition de « prix et coûts constants »	Quatre intervenants appuient la suppression de la définition de « prix et coûts constants » et de l'obligation annuelle de dépôt s'y rattachant. L'un d'entre eux, qui représente des petits et moyens émetteurs exerçant des activités pétrolières ou gazières, indique que les prix prévisionnels reflètent avec plus de précision la valeur implicite des réserves. Rendre facultative la présentation des prix constants simplifiera la déclaration et ne sera pas source de confusion pour les lecteurs.	Nous prenons acte de ce commentaire.
11.	Article 1.1 – Suppression de la définition de « prix et coûts constants »	Un intervenant n'appuie pas la modification qui rend facultative la présentation d'information en fonction de prix et coûts constants. Il est en faveur d'une présentation différente de cette information fondée sur : 1) la	Nous demeurons convaincus que les prix et coûts prévisionnels procurent de l'information plus intéressante et cet aspect des modifications proposées

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
		moyenne des prix obtenus au cours du dernier trimestre ou exercice; 2) la moyenne des coûts d'exploitation établie au cours du dernier exercice; 3) les dépenses en immobilisations engagées au cours du dernier trimestre. Il serait alors possible de faire des recoupements avec les états financiers. Les prix prévisionnels introduisent une autre possibilité d'erreur.	sera maintenu. Les prix et coûts constants s'entendent actuellement des prix et coûts ayant cours à la fin de l'exercice. Les participants au secteur ont indiqué que cette façon d'établir les prix et coûts constants n'est pas très utile. Bien que les prix et coûts ainsi établis permettent de faire des comparaisons avec des pairs du Canada et des États-Unis, ces chiffres peuvent être faussés du fait que le calcul est effectué à date fixe. Même si la définition modifiée des prix et coûts constants proposée par l'intervenant est intéressante, elle ne favoriserait pas les comparaisons et nécessiterait en outre une analyse plus approfondie d'un point de vue réglementaire.
12.	Article 1.1 – Suppression de la définition de « prix et coûts constants »	Un intervenant s'oppose à la suppression de l'obligation de communiquer des prix et coûts constants pour les raisons suivantes : 1) en l'absence de chiffres constants, il est difficile d'établir des comparaisons qui soient raisonnablement constantes et objectives; 2) en l'absence de chiffres constants, il est difficile de juger du caractère raisonnable et valable des prix prévisionnels, puisqu'il n'y a pas de prix de base; 3) le groupe de travail a conclu que les prix et coûts constants et prévisionnels devraient être présentés; 4) la SEC exige la présentation de chiffres constants; 5) les chiffres constants sont faciles à comprendre et ne peuvent faire l'objet d'estimations inadéquates; 6) le coût d'établissement de chiffres constants est relativement faible; et 7) certains se sont plaints que les chiffres prévisionnels sont trompeurs, ce qui n'est pas le cas pour les chiffres constants.	1) Les nombreux commentaires reçus nous ont persuadé que l'utilisation obligatoire de prix et coûts constants n'était pas très utile, que ceux-ci pouvaient être trompeurs et que ces inconvénients l'emportaient sur l'avantage de faciliter les comparaisons en fonction de valeurs arbitraires; 2) nous avons remarqué que les émetteurs assujettis et les évaluateurs prennent la responsabilité des estimations de prix; la présentation obligatoire des prix prévisionnels aide les investisseurs à évaluer l'information fournie; de plus, le prix à la fin de l'exercice peut ne pas être indicatif d'un prix raisonnable; 3) depuis les travaux du groupe de travail, nous avons eu la possibilité de prendre connaissance de l'information présentée pendant quatre ans et avons reçu des commentaires de participants au marché et d'utilisateurs qui appuient la modification proposée; 4)

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
			l'émetteur peut présenter des prix et coûts constants s'il souhaite que des comparaisons puissent être établies avec ses pairs des États-Unis; 5) l'utilisation du prix ayant cours à la fin de l'exercice peut donner lieu à un résultat arbitraire et dénué de sens; 6) le coût d'établissement de chiffres constants a eu une incidence négligeable sur la décision de les éliminer; et 7) certains se sont plaints que les chiffres constants sont trompeurs (dans le cas du bitume, par exemple).
13.	Article 1.1 – Suppression de la définition de « prix et coûts constants »	Un intervenant affirme que les prix prévisionnels établis par les sociétés d'évaluation présentent des divergences beaucoup plus grandes qu'elles ne devraient l'être. Il propose que les mêmes prix soient précisés pour tous les évaluateurs à un moment donné et que ces prix soient compris dans la fourchette de prix du marché futurs.	Comme nous l'indiquons au point n° 12, nous sommes convaincus que la responsabilité assumée par les émetteurs et les évaluateurs combinée à la présentation de prix prévisionnels fait en sorte que les investisseurs obtiennent de l'information utile. Nous n'avons donc pas l'intention d'exiger un prix prévisionnel précis.
14.	Article 1.1 – « évaluateur de réserves qualifié » et « vérificateur de réserve qualifié », et article 4.2	Un intervenant estime que, dans les définitions modifiées d'« évaluateur de réserves qualifié » et de « vérificateur de réserves qualifié », ainsi qu'à l'article 4.2 du projet de modification, les mots « données relatives aux réserves [...], de l'information sur les ressources » devraient être remplacés par « données relatives aux réserves et aux ressources ».	L'expression « données relatives aux réserves » est définie dans le règlement et est une notion fondamentale dans le dépôt annuel. Les ACVM ne jugent pas souhaitable de modifier ces définitions, à moins que celles-ci ne soient modifiées dans le manuel COGE.
15.	Article 1.1 – « réserves »	Un intervenant propose de modifier la définition de « réserves » pour préciser que ce terme s'entend des « estimations individuelles du volume des réserves prouvées, probables ou possibles ou de la somme du volume des réserves prouvées et probables ou des réserves prouvées, probables et possibles ».	La modification proposée s'applique aux volumes des réserves pris séparément et dans l'ensemble et, par conséquent, nous estimons que, dans la forme proposée, la définition répond à ce commentaire sur le fond.
16.	Article 1.1 – « données relatives aux réserves »	Un intervenant recommande de modifier davantage la définition de « données relatives aux réserves » pour que cette expression s'entende des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que de la	Nous n'avons pas l'intention de modifier la définition proposée. Même si nous sommes d'accord avec le commentaire sur le principe, nous estimons que la

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
		<p>somme des réserves prouvées et des réserves probables et des estimations des produits d'exploitation nets futurs pour chaque catégorie de réserves, ces estimations étant calculées au moyen de prix et coûts prévisionnels.</p> <p>L'intervenant ajoute que les estimations des réserves possibles, de la somme des réserves prouvées, probables et possibles ainsi que des produits d'exploitation net futurs correspondants devraient également être incluses. Toutefois, il semble également être en faveur de l'ajout d'une déclaration indiquant que les estimations de la somme des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation net futurs correspondants constituent les meilleures estimations par la société des réserves devant être récupérées et des produits d'exploitation net futurs devant être tirés de la vente de ces réserves.</p>	<p>modification proposée englobe ces catégories tout en étant plus succincte.</p> <p>La présentation d'information sur les réserves possibles est facultative dans l'Annexe 51-101A1, et cette information ne fait pas partie intégrante des données relatives aux réserves, au sens du Règlement 51-101 et selon l'utilisation de cette expression dans ce règlement.</p>
17.	Article 2.2 – Avis annonçant le dépôt	Un intervenant qui représente de petits et moyens émetteurs exerçant des activités pétrolières ou gazières n'est pas d'accord avec la modification proposée qui consiste à remplacer la diffusion d'un communiqué annonçant le dépôt annuel par un avis ayant le même objet. L'intervenant ne juge pas que cette modification apporterait une valeur ajoutée étant donné que l'avis serait déposé au moyen de SEDAR, comme le rapport qu'il annonce.	Cette modification visait à l'origine à faciliter la diffusion uniforme et claire de l'annonce. Toutefois, nous sommes d'accord avec le commentaire et maintiendrons la disposition actuelle, qui autorise la publication d'un communiqué, puisque cette méthode peut se révéler plus efficace pour annoncer le dépôt des rapports.
18.	Article 3.4 – Responsabilités particulières du conseil d'administration	En réponse aux ACVM, qui sollicitaient des commentaires sur l'avantage d'exiger du conseil d'administration qu'il nomme l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié, un intervenant soumet un commentaire qui manque de clarté. En effet, n'estime pas que cette obligation aurait pour effet d'améliorer sensiblement la protection des investisseurs et que l'obligation actuelle d'examen de la nomination par le conseil est adéquate, mais il ajoute que, pour garantir une plus grande indépendance, c'est le conseil et non la direction qui devrait nommer l'évaluateur étant donné que les réserves représentent des actifs considérables pour les sociétés de	Nous demeurons convaincus que les intérêts des investisseurs sont mieux servis par la participation du conseil à l'examen de la nomination ainsi qu'à l'approbation des documents annuels déposés en vertu du Règlement 51-101. Ce règlement n'interdit pas au conseil de nommer l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié s'il le juge utile.

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
		l'industrie extractive.	
19.	Article 3.4 – Responsabilités particulières du conseil d'administration	Toujours sur ce sujet, deux intervenants indiquent qu'ils ne jugent pas nécessaire d'apporter cette modification. L'un d'entre eux estime que la protection des investisseurs ne s'en trouverait pas améliorée de façon importante et qu'il s'agirait d'une modification de forme seulement, et non de fond. Selon lui, l'approbation que doit donner le conseil et sa signature à l'Annexe 51-101A3 assurent aux investisseurs une protection suffisante. L'autre intervenant indique que rien ne justifie la modification de la pratique actuelle. Au contraire, il est souhaitable d'accentuer la séparation et l'indépendance du conseil d'administration en ce qui concerne l'examen et l'approbation du travail de l'évaluateur de réserves.	Nous sommes d'accord. Aucune modification ne sera apportée.
20.	Sous-paragraphes v du paragraphe a de l'article 5.2 – Mise en garde concernant les réserves possibles	Un intervenant nous recommande vivement d'ajouter dans la mise en garde concernant les réserves possibles une déclaration selon laquelle la somme des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que les produits d'exploitation net futurs correspondants constituent les meilleures estimations de l'émetteur des réserves devant être récupérées et des produits d'exploitation nets futurs devant être obtenus.	Nous n'envisageons pas d'apporter la modification proposée. Cette nouvelle mention sur la somme des réserves prouvées et des réserves probables ne donne pas d'information supplémentaire sur les réserves possibles qui soit nécessaire ou utile.
21.	Sous-paragraphes v du paragraphe a de l'article 5.2 – Mise en garde concernant les réserves possibles	Deux intervenants affirment que le libellé de la mise en garde ne correspond pas à la définition du manuel COGE. L'un estime que la mention de la probabilité en pourcentage devrait être remplacée par le libellé de cette définition : « [TRADUCTION] Il est peu probable que la quantité restante effectivement récupérée sera supérieure à la somme des réserves prouvées, probables et possibles. »	La définition citée par l'intervenant concerne le niveau le plus bas [terrains individuels non regroupés] auquel le calcul des réserves est effectué (voir le manuel COGE, volume 1, article 5.4.1). Toutefois, les réserves qui sont déclarées conformément au Règlement 51-101 constituent des « réserves déclarées », lesquelles sont des réserves globales (comme le mentionne le manuel COGE) pour lesquelles les estimations doivent être effectuées selon des méthodes probabilistes dont le résultat est sous forme numérique (voir le manuel COGE, volume 1, article 5.4.3). Nous modifierons la

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
			déclaration pour y remplacer les mots « n'atteint que 10 % » par « atteint 10 % ». Même si le libellé n'est pas identique à celui du manuel COGE, il y est conforme et est plus facile à comprendre pour les investisseurs.
22.	Article 5.3 – Classement des réserves et des ressources	Un intervenant juge qu'il est préférable de conserver le libellé actuel de l'article 5.3.	Nous estimons qu'il est nécessaire de modifier cet article pour veiller à ce que l'information sur les ressources qui est présentée ne soit pas fautive ou trompeuse mais plus claire. Des catégories de ressources plus précises procurent aux investisseurs de l'information plus pertinente et plus juste que des catégories de ressources plus générales. Par exemple, la catégorie générale des « ressources découvertes » couvre tant la production cumulative que les ressources non récupérables. Ainsi, la présentation des « ressources découvertes » procure aux investisseurs une information très partielle qui ne les aide pas nécessairement à prendre des décisions de placement.
23.	Article 5.3 – Classement des réserves et des ressources	Deux intervenants indiquent que The Society of Petroleum Engineers (SPE) et le World Petroleum Congress (WPC) ont élaboré de nouvelles définitions des réserves et des ressources qui sont similaires mais non identiques à celles du manuel COGE et aux catégories qui y figurent. L'un des intervenants fait remarquer que bon nombre de grands émetteurs préfèrent les définitions de la SPE et du WPC et que les ACVM devraient attendre l'harmonisation des définitions avant d'apporter des modifications à l'information sur les ressources.	Les modifications proposées aux dispositions portant sur les ressources ne seront pas reportées pour les raisons suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • nous jugeons nécessaire d'améliorer dès maintenant l'information sur les ressources présentée volontairement pour que les participants au secteur du placement bénéficient d'information pertinente et cohérente; • nous nous sommes efforcés de tenir compte du changement prévu en modifiant la mise en garde visée au projet de disposition <i>vi</i> du sous-

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
			<p>paragraphe <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 pour y mentionner la viabilité commerciale (au lieu de la rentabilité et de la faisabilité technique) des ressources en nous fondant sur l'utilisation du terme anglais « <i>commercial</i> » par la SPE et le WPC. Nous avons également retiré le glossaire de l'instruction générale pour en faire un avis du personnel, ce qui en facilitera la mise à jour dans le cas où les définitions de la SPE et du WPC seraient reprises dans le manuel COGE.</p>
24.	Article 5.3 – Classement des réserves et des ressources	<p>L'intervenant représentant de grands émetteurs dispensés affirme que les émetteurs sont d'accord avec l'objectif des ACVM qui consiste à améliorer l'information sur les ressources pour la rendre plus pertinente pour les participants au secteur du placement. Toutefois, les normes de la SPE et du WPC sont reconnues internationalement et largement répandues. Les émetteurs qui possèdent des actifs à l'extérieur du Canada ou qui effectuent des opérations sur des marchés étrangers devraient avoir la possibilité d'utiliser les définitions et les catégories du manuel COGE ou celles adoptées par SPE et le WPC.</p>	<p>Nous sommes d'avis que le principe à la base du règlement, à savoir que l'information sur les réserves et les ressources doit être présentée conformément à la terminologie et aux catégories prévues dans le manuel COGE, doit être maintenu. Toutefois, nous avons apporté les modifications indiquées à la rubrique 23 en prévision d'une éventuelle insertion des définitions de la SPE et du WPC dans le manuel COGE.</p>
25.	Abrogation de l'article 5.9	<p>Deux intervenants s'opposent à l'abrogation de l'article 5.9 en vigueur, qui exige la présentation d'information sur les zones productives possibles dans le cas où les résultats prévus d'une ou de plusieurs zones productives possibles sont communiqués. L'un des intervenants s'oppose plus particulièrement à la suppression des deux obligations d'information suivantes :</p> <p>1. La date d'expiration de la concession dont l'émetteur assujéti est titulaire sur un terrain non mis en valeur. L'intervenant est d'avis que ce renseignement peut avoir une incidence importante sur l'évaluation et</p>	<p>Malgré le souhait de l'intervenant, nous ne prévoyons pas conserver ces obligations d'information pour les motifs suivants :</p> <p>1. Si l'émetteur fournit une évaluation de la concession, il doit présenter le mode de calcul de sa valeur conformément au sous-paragraphe <i>e</i> du paragraphe 1 de l'article 5.9. Selon les directives fournies dans le projet d'instruction générale, la durée restante du terrain non prouvé peut être un facteur pertinent à considérer dans le</p>

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
		<p>n'engendre pas de coûts supplémentaires considérables.</p> <p>2. Les dispositions qui peuvent, de façon raisonnable, être prévues en matière de commercialisation et de transport. L'intervenant souhaite que la disposition actuelle soit conservée mais qu'elle soit modifiée de la façon suivante : « [TRADUCTION] si l'infrastructure nécessaire au transport de la ressource existe déjà dans la région ».</p>	<p>calcul de la valeur, compte tenu des circonstances propres à l'émetteur. En outre, l'émetteur est tenu, conformément à l'Annexe 51-101A1, de communiquer tous les ans la superficie nette pour laquelle ses droits d'exploration et de mise en valeur expireront dans un délai d'un an (paragraphe 2 de la rubrique 6.2). De plus, l'émetteur qui indique un volume de ressources ou une valeur correspondante est tenu, conformément au projet de disposition <i>iii</i> du sous-paragraphe <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 du Règlement 51-101, d'exposer les facteurs positifs et négatifs d'importance pertinents concernant l'estimation, ce qui pourrait nécessiter dans certains cas qu'il indique la date d'expiration de la concession. Nous fournirons des directives supplémentaires à ce sujet dans l'instruction générale. En ce qui concerne de manière générale l'information sur les résultats prévus (paragraphe 1 de l'article 5.9), nous ne jugeons pas très utile ni pratique d'indiquer les dates d'expiration, particulièrement lorsque de nombreuses concessions sont regroupées.</p> <p>2. À notre avis, l'information sur l'infrastructure peut être requise lorsque l'émetteur indique un volume de ressources ou la valeur correspondante conformément au projet de disposition <i>iii</i> du sous-paragraphe <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9, lequel exige la présentation des facteurs positifs et négatifs d'importance pertinents concernant l'estimation. Nous fournirons des directives supplémentaires sur ce point dans l'instruction générale. En outre, conformément au projet de sous-paragraphe <i>c</i></p>

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
			du paragraphe 2 de l'article 5.9, l'émetteur qui indique un volume de ressources éventuelles pourrait être tenu d'indiquer également les éventualités particulières qui empêchent de classer les ressources à titre de réserves. À l'heure actuelle, nous ne souhaitons pas prévoir d'autres obligations d'information concernant l'infrastructure.
26.	Abrogation des articles 5.9 et 5.10	Un intervenant qui représente une bourse canadienne s'oppose à l'abrogation des articles 5.9 et 5.10 en vigueur. L'élimination de ces dispositions fera en sorte qu'il n'y aura pratiquement plus de directives sur l'information à fournir pour les émetteurs qui ont une participation dans des terrains importants non mis en valeur pour lesquels il n'existe aucune estimation des ressources. L'intervenant estime qu'il faudrait conserver ces dispositions sous une forme ou une autre et en étendre la portée de manière à orienter davantage ces émetteurs.	<p>Nous avons conservé certains éléments des articles 5.9 et 5.10 dans le projet de règlement et avons étendu les obligations là où nous l'avons jugé nécessaire. Par exemple, nous avons conservé au paragraphe 1 de l'article 5.9 l'obligation de fournir certains éléments d'information prévus à l'article 5.9 en vigueur (nature de la participation dans les ressources, emplacement des ressources et risques s'y rattachant) et nous avons étendu la portée des dispositions pour couvrir les résultats prévus non seulement des zones productives possibles, mais également des ressources autres que les réserves. Il n'est pas interdit aux émetteurs de présenter d'autres éléments d'information pertinents inclus ou non dans la liste prévue à l'article 5.9 en vigueur.</p> <p>De même, les obligations prévues à l'article 5.10 en vigueur ont été conservées, mais reformulées plus simplement et plus clairement dans le projet de sous-paragraphe e du paragraphe 1 de l'article 5.9. L'instruction générale comporte des directives supplémentaires sur cette disposition.</p>
27.	Commentaire général sur l'article 5.9 – Information	Un intervenant qui représente de petits et moyens émetteurs exerçant des activités pétrolières ou gazières donne son aval aux modifications proposées	Nous prenons acte de ce commentaire.

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
	sur les ressources	à l'information devant être présentée sur les estimations du volume et de la valeur des ressources.	
28.	Commentaire général sur l'article 5.9 – Information sur les ressources	Selon un intervenant, bien que les estimations des ressources soient utiles aux investisseurs et aux analystes pour effectuer des comparaisons dans le but d'évaluer les perspectives d'avenir, ces estimations ne sont habituellement pas considérées comme importantes en raison du degré de risque et des incertitudes qu'elles comportent. Le risque rattaché aux ressources n'est pas le même que pour les réserves.	Les estimations des ressources sont données de plus en plus couramment et elles procurent de l'information significative au secteur du placement sur les perspectives de l'émetteur et sur sa valeur éventuelle. Il peut s'agir du meilleur atout de l'émetteur, voire du seul. Les concepts d'importance et de risque sont différents. Le fait qu'une estimation des ressources soit moins sûre ou plus risquée qu'une estimation des réserves ne la rend pas moins importante du point de vue de l'investisseur.
29.	Commentaire général sur l'article 5.9 – Information sur les ressources	<p>Un intervenant affirme que les modifications touchant l'information sur les ressources posent problème pour les raisons suivantes :</p> <p>a. Ces modifications tentent de s'inspirer de l'information à fournir sur la rigueur technique et les facteurs de risque qui est prévue par le règlement concernant les projets miniers (Règlement 43-101) malgré les différences qui existent entre les deux secteurs.</p> <p>b. Ces modifications pourraient nuire à la concurrence des émetteurs dans un contexte international, parce que les coentrepreneurs ne seraient pas assujettis aux mêmes obligations d'information. Elles pourraient également menacer la confidentialité des données de l'émetteur.</p> <p>c. La dénégalion générale de responsabilité prévue au projet de disposition <i>vi</i> du sous-paragraph <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 contredit l'intention d'exiger que l'estimation des ressources soit établie par un évaluateur de réserves qualifié et souligne les limites de ce qu'on pense être la rigueur accrue de l'information sur l'estimation des ressources. En outre, l'utilisation de l'expression « Rien ne garantit » est incompatible avec l'estimation des éventualités inhérentes à la découverte ou à la mise en valeur de ressources.</p>	<p>a. Les ACVM comprennent les différences entre le secteur pétrolier et gazier et le secteur minier, et elles n'ont pas rédigé les modifications touchant l'information sur les ressources (qui n'ont pas été précisées mais dont nous supposons qu'elles figurent aux projets d'articles 5.3 et 5.9) en s'inspirant des obligations d'information prévues dans le règlement concernant les projets miniers, mais plutôt en fonction de l'expérience du personnel des ACVM et des utilisateurs.</p> <p>b. Si l'associé de l'émetteur est opposé aux obligations d'information supplémentaires découlant de la présentation volontaire de résultats de ressources par l'émetteur, celui-ci peut choisir ne pas les présenter. Il n'existe aucune obligation d'information pour les ressources. Nous ne voyons pas comment les modifications apportées à l'information sur les ressources pourraient menacer la confidentialité des</p>

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
		<p>d. L'émetteur préfère le régime d'information américain, qui autorise seulement la présentation d'information sur les réserves et non sur les ressources dans les documents déposés auprès de la SEC, mais permet la présentation d'information sur les zones productives possibles et sur d'autres ressources dans les communiqués, pourvu que ceux-ci contiennent des mises en garde.</p> <p>e. L'émetteur tenu de déposer un formulaire 10-K devra y présenter l'information sur les ressources visée aux paragraphes 1 et 2 de l'article 5.9, mais celle-ci n'est pas autorisée par les règles de la SEC. L'émetteur se retrouve donc devant un dilemme parce que le régime américain interdit de déposer de l'information sur les ressources tandis que le régime canadien l'exige.</p> <p>f. En ce qui concerne les émetteurs qui ont plusieurs ressources, il devient lourd de s'acquitter de l'obligation d'information prévue à l'article 5.9. Cette obligation est également difficile respecter dans la pratique, car le résultat prévu repose souvent sur au moins dix zones productives possibles.</p>	<p>données de l'émetteur, puisqu'il a la possibilité de ne pas présenter d'information sur les ressources. Il peut également se prévaloir de l'option de déposer une déclaration de changement important confidentielle (voir aussi le point n° 31).</p> <p>c. La mention dont il est question n'est pas une dénégation de responsabilité mais plutôt une mise en garde visant à donner aux investisseurs de l'information simple et compréhensible sur les risques et les incertitudes associés aux ressources.</p> <p>d. Les obligations d'information canadiennes et américaines ont certaines similarités. Toutefois, les ACVM ont établi qu'il était nécessaire de réglementer davantage l'information sur les ressources qui est présentée volontairement pour faire en sorte que les investisseurs obtiennent de l'information plus équilibrée.</p> <p>e. Le Règlement 51-101 n'exige pas la présentation d'information sur les ressources. L'article 5.9 prévoit uniquement la présentation d'information supplémentaire au sujet des ressources lorsque l'émetteur fournit volontairement des résultats concernant ses ressources. L'obligation prévue à l'article 5.9 ne s'applique pas si l'émetteur ne fournit pas d'information sur ses ressources, ce qui devrait être compatible avec les obligations prévues par le formulaire 10-K que décrit l'intervenant.</p> <p>f. L'information supplémentaire visée au paragraphe 1 de l'article 5.9 est beaucoup plus succincte que celle qui est exigée actuellement pour les zones productives</p>

N°	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
			possibles. Les ACVM ont limité les obligations aux facteurs que l'investisseur doit absolument connaître en ce qui a trait aux résultats prévus. Si les résultats prévus reposent sur de nombreuses zones productives possibles, l'émetteur peut résumer l'information exigée. Voir également le point n° 34.
30.	Commentaire général sur l'article 5.9 – Information sur les ressources	<p>Un intervenant affirme que l'expérience et les contrôles internes des grands émetteurs devraient être reconnus, de sorte qu'au lieu de l'information visée aux projets de paragraphes 1 et 2 de l'article 5.9, seule celle qui suit devrait être présentée :</p> <ul style="list-style-type: none"> • une description de la procédure d'estimation des ressources de l'émetteur; • les incertitudes associées à certains types d'information, comme c'est le cas pour l'information sur les réserves. 	<p>Nous n'envisageons pas d'apporter le changement proposé. Les investisseurs risquent de ne pas bien comprendre la description de la procédure d'estimation des ressources de l'émetteur et de ne pas la trouver utile. Il vaut mieux leur fournir l'information simplifiée relative aux résultats prévus de ressources qui est énoncée au paragraphe 1 de l'article 5.9, notamment l'information sur le degré d'incertitude, comme le recommande l'intervenant. Par ailleurs, si le volume réel de ressources ou la valeur correspondante est présenté, l'émetteur doit fournir de l'information supplémentaire et les mises en garde appropriées pour cette catégorie de ressources, comme il est prévu au paragraphe 2 de l'article 5.9.</p>
31.	Commentaire général sur l'article 5.9 – Information sur les ressources	<p>Selon un intervenant qui représente de grands émetteurs dispensés, le projet d'article 5.9 pourrait faire en sorte que des émetteurs soient tenus de divulguer des renseignements exclusifs et sensibles sur le plan de la concurrence. Il faut conserver la protection des renseignements exclusifs, notamment le taux de succès d'activités d'exploration menées dans une nouvelle zone, la certitude de récupération des ressources découlant d'une nouvelle technologie ou technique et la probabilité de commercialisation. Le projet d'article 5.9 doit être revu afin d'offrir la possibilité d'omettre certains éléments d'information dont la présentation serait contraire aux intérêts de</p>	<p>La modification proposée exige la présentation de renseignements de base et équilibrés sur les ressources lorsque les résultats prévus ou le volume des ressources sont fournis volontairement par l'émetteur. Nous ne sommes pas convaincus que cette obligation est indûment astreignante. Nous ne croyons pas que des renseignements de base sur les ressources, comme leur emplacement général et le type de produit que l'on compte en tirer, devraient être retranchés de</p>

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
		l'émetteur. L'article 12.2 du Règlement 51-102 comporte une disposition de ce genre en ce qui a trait au dépôt des contrats importants.	<p>l'information à présenter aux investisseurs. En ce qui concerne l'information sur les risques associés aux ressources, nous estimons que la présentation de renseignements de base sur le risque lié à la récupération des ressources est essentielle pour que les investisseurs puissent se former une idée claire et juste des ressources. Toutefois, nous sommes prêts à supprimer l'obligation prévue au projet de disposition <i>iv</i> du sous-paragraph <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9, puisque nous avons acquis la certitude que, grâce aux autres obligations prévues à l'article 5.9, les investisseurs disposeront de suffisamment d'information sur les ressources. Prière de se reporter aux commentaires formulés sur cette disposition pour obtenir plus de détails.</p> <p>En ce qui a trait à l'article 12.2 du Règlement 51-102, cette disposition s'applique à une obligation d'information, tandis que l'article 5.9 du Règlement 51-101 ne s'applique que si l'émetteur présente volontairement les résultats prévus de ses ressources.</p>
32.	Commentaire général sur l'article 5.9 – Information sur les ressources	Un intervenant exprime des doutes au sujet de l'information à présenter sur les ressources étant donné le degré élevé d'incertitude associé aux réserves possibles.	Nous ne sommes pas d'accord avec cet intervenant. Le système de classement des ressources est reconnu et nous avons comme objectif de veiller à la cohérence et à la transparence de l'information sur les ressources qui est présentée volontairement.
33.	Paragraphe 1 de l'article 5.9 – Résultats prévus de ressources	Un intervenant recommande de remplacer l'expression « résultats prévus » par « résultats attendus » (<i>expected results</i>).	L'expression « résultats attendus » a un sens précis et restreint. Nous n'avons pas l'intention de modifier cette définition, car nous souhaitons une application plus large et englobante de l'expression « résultats prévus ».

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
34.	Paragraphe 1 de l'article 5.9 – Résultats prévus de ressources	<p>Selon l'intervenant qui représente plusieurs grands émetteurs, l'émetteur qui possède de nombreuses zones productives possibles et souhaite présenter une estimation globale des ressources pour l'ensemble de ses activités serait vraisemblablement tenu, en vertu des obligations d'information prévues au projet de paragraphe 1 de l'article 5.9, de déposer des documents justificatifs, notamment la liste de tous les terrains, leur emplacement et les types de produits que l'on s'attend raisonnablement en tirer.</p> <p>L'intervenant allègue que l'information serait difficile à fournir et présenterait peu d'utilité pour les investisseurs. Il n'est pas indiqué clairement comment se conformer au sous-paragraphe <i>d</i> du paragraphe 1 de l'article 5.9 (les risques et le degré d'incertitude se rattachant à la récupération des ressources) et à la disposition <i>iii</i> du sous-paragraphe <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 (les facteurs positifs et négatifs d'importance). Ces dispositions visent-elle chaque terrain en particulier ou l'estimation globale? L'intervenant recommande d'introduire un critère de l'importance relative afin d'indiquer clairement qu'il n'est pas nécessaire de fournir les éléments d'information qui ne sont pas essentiels à la compréhension de l'estimation.</p>	<p>L'émetteur qui donne une estimation globale pour de nombreux terrains peut se conformer aux obligations prévues au projet de paragraphe 1 de l'article 5.9 en fournissant, selon les circonstances, un résumé de l'information exigée. L'émetteur doit veiller à ce que l'information présentée soit raisonnable et suffisante compte tenu de sa taille. Il est toutefois tenu de se conformer à l'obligation prévue au sous-paragraphe <i>b</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 pour ce qui est du choix de la catégorie. En modifiant le paragraphe 1 de l'article 5.9, nous souhaitons simplifier les obligations actuelles en ce qui concerne l'information à fournir sur les zones productives possibles et les autres ressources, tout en nous assurant que les investisseurs obtiennent toujours les renseignements de base essentiels. De même, pour respecter les obligations prévues au sous-paragraphe <i>d</i> du paragraphe 1 de l'article 5.9 et à la disposition <i>iii</i> du sous-paragraphe <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9, l'émetteur peut présenter une estimation globale pour de nombreux terrains, sauf si la présentation de données précises sur des zones productives possibles qui sont importantes ou sur d'autres ressources est justifiée. Il serait important que les investisseurs soient avertis des risques associés aux résultats prévus de ressources qui sont présentés conformément au sous-paragraphe <i>d</i> du paragraphe 1 de l'article 5.9. En vertu de la disposition <i>iii</i> du sous-paragraphe <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9, l'émetteur établit selon sa propre appréciation s'il y a des facteurs positifs et négatifs importants concernant</p>

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
			l'estimation des ressources. Pour cette raison, l'introduction d'un critère de l'importance relative ne nous semble pas justifiée.
35.	Sous-paragraphes <i>d</i> du paragraphe 1 de l'article 5.9 – résultats prévus de ressources	Un intervenant recommande de supprimer l'obligation d'exposer les risques étant donné que les concepts de risque et d'incertitude sont contradictoires.	Les concepts de risque et d'incertitude ne sont pas contradictoires (voir le manuel COGE, volume 1, article 9.2.2). Par exemple, le concept de risque peut servir à exprimer la probabilité qu'un puits d'exploration sera fructueux ou non, tandis que le concept d'incertitude peut servir à établir la fourchette possible des résultats d'un puits qui s'avère fructueux. Nous fournirons des directives supplémentaires dans l'instruction générale sur ce point.
36.	Sous-paragraphes <i>e</i> du paragraphe 1 de l'article 5.9 – valeur d'un terrain non prouvé	Un intervenant recommande de remplacer l'expression « terrain non prouvé » par « ressources ».	Le projet de sous-paragraphes <i>e</i> du paragraphe 1 de l'article 5.9 traite de l'estimation de la valeur d'un terrain non prouvé ou non mis en valeur, qui correspond en général à celle de la concession. Ce sous-paragraphes ne vise pas les valeurs découlant des estimations du volume de ressources effectuées par les évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés dont il est question au paragraphe 2 de l'article 5.9. L'instruction générale aborde cette distinction. Nous ne prévoyons pas apporter la modification proposée.
37.	Paragraphe 2 de l'article 5.9 – information sur l'estimation d'une quantité de ressources ou de la valeur correspondante	Un intervenant est d'avis qu'on devrait remplacer l'expression « valeur estimative » (<i>estimated value</i>) par « valeur attendue estimative » (<i>estimated expected value</i>) et l'expression « quantité estimative » (<i>estimated quantity</i>) par « quantité attendue estimative » (<i>estimated expected value</i>).	Les expressions « valeur attendue estimative » et « quantité attendue estimative » ont un sens précis et restreint. Nous ne voulons pas que l'information exigée soit limitée de la sorte. Nous n'avons pas l'intention de faire les remplacements proposés.

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
38.	Sous-paragraphes <i>a</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 – estimation de ressources établie par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié	Un intervenant estime qu'il est raisonnable de faire établir les estimations de ressources par une personne physique qualifiée, soit quelqu'un possédant cinq ans d'expérience pertinente.	Nous n'apporterons pas cette modification. L'intervenant n'indique pas clairement quelles personnes physiques, autres qu'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié, devraient être autorisées à effectuer une estimation de ressources. Selon nous, toute estimation du volume de ressources ou de la valeur correspondante doit être établie par une personne physique qui respecte les obligations faites aux évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés.
39.	Dispositions <i>i</i> et <i>vi</i> du sous-paragraphes <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 – obligations relatives à l'information sur la quantité de ressources ou la valeur correspondante	Selon l'intervenant qui représente de grands émetteurs dispensés, l'indication de la définition de la catégorie de ressources et la mise en garde s'y rapportant qui figurent dans les modifications proposées communiquent efficacement la probabilité de succès associée aux ressources.	Nous prenons acte de ce commentaire.
40.	Disposition <i>iii</i> du sous-paragraphes <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 – obligation relative à l'information sur la quantité de ressources ou la valeur correspondante	Un intervenant estime que l'obligation d'exposer les « facteurs positifs et négatifs d'importance » devrait être remplacée par celle d'exposer le « degré d'incertitude ».	Les facteurs positifs et négatifs d'importance ne s'entendent pas de l'incertitude, mais plutôt de facteurs juridiques et commerciaux, de facteurs liés à l'infrastructure et aux capitaux ou d'autres facteurs ayant une grande pertinence dans l'établissement de l'estimation. Prière de se reporter à l'instruction générale pour obtenir des directives à ce sujet.
41.	Disposition <i>iv</i> du sous-paragraphes <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9 – obligation relative à l'information sur la	Deux intervenants s'opposent à l'ajout de l'obligation d'indiquer la probabilité estimative en pourcentage de récupération et d'extraction commerciale selon le type de ressources. L'un d'entre eux affirme qu'il n'existe pas de norme reconnue par le secteur pour établir ce genre de probabilité. L'autre indique qu'il n'y a pas de méthode claire pour établir	Le processus d'évaluation comporte de nombreux éléments pour lesquels il n'existe aucune norme qui soit reconnue par le secteur, notamment pour l'estimation de probabilités en pourcentage. Par contre, de nombreux documents techniques fournissent des indications à ce

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
	quantité de ressources ou la valeur correspondante	<p>une estimation globale tenant compte des risques de l'ensemble des ressources de l'émetteur. Il ajoute que l'indication de la définition de la catégorie de ressources et la mise en garde s'y rapportant (projets de dispositions <i>i</i> et <i>vi</i> du sous-paragraph <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9) communiquent efficacement la probabilité de succès associée aux ressources.</p> <p>Les deux intervenants affirment par ailleurs que la probabilité estimative en pourcentage donnerait aux investisseurs un niveau d'assurance plus élevé qu'il n'est possible d'atteindre étant donné les incertitudes inhérentes à l'estimation de ressources.</p>	sujet. Nous supprimerons cependant cette obligation puisque nous convenons que l'obligation prévue aux projets de dispositions <i>i</i> et <i>vi</i> du sous-paragraph <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9, comme l'indique l'intervenant, ainsi que les autres obligations prévues à l'article 5.9 suffisent à indiquer le degré d'incertitude.
42.	Sous-dispositions A et B des dispositions <i>iv</i> et <i>vi</i> du sous-paragraph <i>c</i> du paragraphe 2 de l'article 5.9	Un intervenant affirme qu'il ne faudrait pas parler de sous-catégories dans ces dispositions.	Nous ne prévoyons pas apporter cette modification. Conformément à l'article 5.3, l'émetteur doit classer les ressources dans la catégorie la plus pertinente. Nous souhaitons nous assurer que l'information exigée est présentée lorsqu'une ressource est classée dans une sous-catégorie.
43.	Article 5.13 – Rentrées nettes	Un intervenant estime qu'il faudrait exiger la présentation des rentrées nettes pour chacun des principaux types de produits de chaque groupe de production.	Nous ne prévoyons pas faire le changement proposé. Il est difficile de ventiler les rentrées nettes par type de produit, car l'émetteur tire souvent plus d'un type de produit d'un même puits. Nous avons apporté cette modification pour que les obligations soient moins contraignantes. L'émetteur peut indiquer les rentrées nettes par type de produit s'il le souhaite.
44.	Article 5.13 – Rentrées nettes	Un intervenant souhaite remplacer l'information sur les « rentrées nettes » visée à l'article 5.13 par de l'information sur ce qu'il appelle la « ventilation des produits d'exploitation bruts ».	Bien que cette suggestion soit intéressante, il faudrait l'examiner plus en profondeur et la soumettre à la consultation publique. En outre, elle dépasse le cadre

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
			des modifications actuelles. Nous estimons que les participants du secteur comprennent d'emblée l'expression « rentrées nettes » et que celle-ci est largement répandue. Nous jugeons en outre qu'il est plus important pour l'instant de régler l'information à présenter dans sa forme actuelle et c'est pourquoi nous n'apporterons pas ce changement.

ANNEXE 51-101A1, RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

45.	Commentaires généraux	Un intervenant approuve la diminution de la quantité d'information exigée dans l'Annexe 51-101A1 du Règlement 51-101.	Nous prenons acte de ce commentaire.
46.	Abrogation de la rubrique 2.1 – Données relatives aux réserves (prix et coûts constants)	<p>Quatre intervenants approuvent la suppression de l'obligation de présenter les données relatives aux réserves en fonction de prix et coûts constants. L'un d'entre eux, qui représente de petits et moyens émetteurs exerçant des activités pétrolières ou gazières, estime que les prix prévisionnels reflètent plus exactement la valeur implicite des réserves. Rendre facultative l'information fondée sur des prix constants aura pour effet de simplifier la déclaration et ne créera pas de confusion chez le lecteur.</p> <p>Un intervenant est d'avis que des prix et coûts à la date d'effet de l'estimation de réserves peuvent donner une indication trompeuse de la valeur économique. C'est notamment vrai dans le cas du pétrole lourd et du bitume, qui sont généralement évalués, à la clôture de l'exercice, bien en deçà de la moyenne de l'exercice. Toutefois, cette modification pourrait avoir pour conséquence fâcheuse de compromettre la comparabilité des émetteurs canadiens entre eux ou avec leurs pairs des États-Unis.</p>	Nous prenons acte de ce commentaire. En ce qui concerne la comparabilité, nous faisons remarquer que rien n'interdit aux émetteurs de présenter des prix et coûts constants.

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
		Un intervenant fait remarquer que l'obligation de présenter des prix et coûts constants et prévisionnels dans le même document donne lieu à de l'information contradictoire.	
47.	Présentation facultative d'information sur les réserves possibles au sous-paragraphes g du paragraphe 1 de la rubrique 2.1	Un intervenant propose d'éliminer l'obligation de présenter de l'information sur les réserves possibles étant donné que les États-Unis n'autorisent pas la présentation d'information sur les réserves probables.	Les réserves possibles sont une catégorie de réserves reconnue internationalement. À notre avis, la présentation d'information appropriée sur les réserves possibles devrait être permise.
48.	Indication de la valeur unitaire au paragraphe 2 de la rubrique 2.1	Un intervenant recommande d'intégrer au sous-paragraphes c du paragraphe 3 de la rubrique 2.1 l'obligation de présenter la valeur unitaire qui est prévue au paragraphe 2 de cette rubrique. Il recommande également de fournir un exemple de tableau.	Les instructions figurant au paragraphe 2 de la rubrique 2.1 le permettent. Un exemple de tableau en faisant l'illustration est fourni dans l'instruction générale, ainsi que d'autres exemples de tableau.
49.	Indication de la valeur unitaire au paragraphe 2 de la rubrique 2.1	Un intervenant estime que l'obligation supplémentaire proposée de présenter la valeur des produits d'exploitation nets futurs selon la valeur unitaire a peut-être une certaine utilité et n'augmente pas de façon notable le fardeau de l'émetteur assujéti. À son avis, le calcul de la valeur unitaire fondé sur les réserves nettes et non brutes est incompatible avec l'usage établi chez les analystes financiers et les investisseurs. Si cette obligation est conservée, le calcul devrait être fondé sur les réserves brutes, comme c'est le cas dans la modification proposée concernant la variation des réserves.	Nous n'avons pas l'intention d'apporter le changement proposé. Comme le calcul des produits d'exploitation nets futurs tient compte des redevances payables, nous estimons qu'il est plus pertinent d'utiliser les réserves nettes dans le calcul de la valeur unitaire. Cette position concorde avec l'obligation de déclarer la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs.
50.	Présentation des réserves brutes à la rubrique 2.1	Un intervenant déclare qu'on devrait revenir à la présentation de la participation dans les réserves (<i>company interest reserves</i>) comme chiffre principal ou, à tout le moins, à une indication claire des réserves correspondant aux droits de redevance (<i>royalty reserves</i>), et que la présentation des réserves brutes de la société devrait être secondaire.	À l'heure actuelle, les émetteurs sont tenus d'indiquer leur participation dans les réserves, même si la terminologie utilisée dans le Règlement 51-101, y compris dans ses annexes, est différente. Nous prenons note du commentaire, mais la terminologie utilisée dans le Règlement 51-101 a cours depuis la mise en œuvre de

N°	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
			celui-ci et nous n'apporterons pas cette modification à ce stade.
51.	Présentation des réserves mises en valeur et exploitées à la rubrique 2.1	Un intervenant recommande que la somme des réserves mises en valeur et exploitées prouvées et probables soit mentionnée dans les rapports et l'information sur les réserves.	Ce commentaire nous semble valable; toutefois, une telle modification devrait faire l'objet d'une vaste consultation publique et dépasse le cadre des modifications que nous proposons actuellement.
52.	Utilisation des réserves brutes dans la présentation de la variation des réserves au paragraphe 1 de la rubrique 4.1	<p>Deux intervenants estiment que la variation des réserves devrait être fondée sur les réserves nettes et non sur les réserves brutes, sinon les émetteurs possédant essentiellement des droits de redevance seraient désavantagés. Le volume de réserves nettes est le seul indicateur des réserves dont l'émetteur est propriétaire.</p> <p>Un intervenant qui représente l'un des plus importants titulaires de redevances de l'Ouest canadien n'appuie pas cette modification et veut avoir l'autorisation d'utiliser la somme de la participation dans les réserves et des redevances reçues comme chiffre brut. Il estime que la modification proposée fausserait gravement l'information et qu'il serait nettement désavantagé par rapport à ses pairs pour les raisons suivantes : i) la variation des réserves brutes présenterait une petite partie seulement de ses actifs pétroliers et gaziers et ne contiendrait pas d'information sur les redevances. Sa structure particulière ne se prête pas à une comparaison directe; et ii) il devrait établir la variation des réserves nettes qui, lorsqu'elle serait comparée à la variation des réserves brutes établie par d'autres émetteurs, pourrait se révéler fausse ou trompeuse du fait que les chiffres seraient sous-estimés.</p>	<p>Nous n'envisageons pas d'apporter le changement proposé, car nous estimons que la variation des réserves établie en fonction des réserves brutes est plus révélatrice du rendement et des acquisitions. Les émetteurs assujettis sont également tenus de présenter les réserves nettes dans leur dépôt annuel.</p> <p>Il incombe à l'émetteur d'indiquer aux investisseurs la nature particulière de son entreprise. L'Annexe 51-101A1 n'interdit pas la présentation de la variation des réserves en fonction des réserves nettes. Cependant, pour accommoder les émetteurs possédant de nombreux droits de redevance, nous précisons dans l'instruction générale que la présentation de la variation des réserves en fonction des réserves nettes est autorisée.</p>
53.	Utilisation des réserves	Quatre intervenants approuvent l'utilisation des réserves brutes dans	Nous prenons acte de ces commentaires.

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
	brutes dans la présentation de la variation des réserves au paragraphe 1 de la rubrique 4.1	<p>l'établissement de la variation des réserves. L'un d'eux, qui représente de petits et moyens émetteurs exerçant des activités pétrolières ou gazières, appuie fortement l'utilisation des réserves brutes dans l'établissement de la variation des réserves, puisque celle-ci est directement liée à l'information financière relative à la production qui est établie en fonction des réserves brutes avant redevances. La variation des réserves en fonction des réserves nettes crée de la confusion et est de peu d'utilité pour les utilisateurs finaux.</p> <p>Le deuxième intervenant affirme que l'obligation d'établir la variation des réserves en se fondant sur les réserves nettes n'apporte pas beaucoup d'information importante supplémentaire.</p> <p>Le troisième fait remarquer que les analystes en placement utilisent des réserves brutes estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels dans leurs rapports pour établir des comparaisons entre les sociétés pétrolières et gazières.</p>	
54.	Sous-paragraphe b du paragraphe 2 de la rubrique 4.1 – variation des réserves par produit	Un intervenant estime qu'il faudrait ajouter le pétrole synthétique à la liste des produits.	Le pétrole synthétique figure déjà dans le paragraphe en vigueur.
55.	Variation des réserves par catégorie – sous-paragraphe c du paragraphe 2 de la rubrique 4.1	Un intervenant affirme qu'il ne faudrait pas fusionner les catégories des extensions et de la récupération améliorée. Il conseille plutôt de conserver la catégorie « récupération améliorée » et d'y ajouter le « forage intercalaire ».	Nous n'avons pas l'intention d'apporter ce changement, car nous souhaitons simplifier les obligations d'information lorsque c'est possible. Par contre, nous ajouterons une instruction pour préciser que le forage intercalaire devrait être inclus dans la catégorie des extensions et de la récupération améliorée ou être présenté dans une catégorie distincte. Un commentaire sur ce sujet figure également dans le projet d'instruction générale.

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
56.	Variation des réserves par catégorie – sous-paragraphes c du paragraphe 2 de la rubrique 4.1	<p>Un intervenant qui représente de petits et moyens émetteurs exerçant des activités pétrolières ou gazières est d'avis qu'il faudrait simplifier davantage les catégories établies pour la variation des réserves en ajoutant les découvertes à la catégorie des extensions et de la récupération améliorée, étant donné que la distinction peut être sans conséquence ou que l'émetteur peut être incapable de déterminer s'il s'agit d'une véritable découverte ou d'une extension.</p> <p>Il ajoute que les catégories des révisions techniques et des révisions découlant de facteurs économiques devraient être fusionnées, puisqu'il n'est pas important de faire cette distinction.</p>	<p>Nous n'envisageons pas d'apporter ces changements. Les catégories des extensions et des découvertes sont fondées sur les normes en usage depuis de nombreuses années dans le secteur. Les révisions économiques et les révisions techniques résultent de facteurs fondamentalement différents et nous jugeons important d'établir cette distinction.</p>
57.	Abrogation de la rubrique 4.2 en vigueur – Variations des produits d'exploitation nets futurs	<p>Deux intervenants appuient la suppression des variations des produits d'exploitation nets futurs. Le premier, qui représente de petits et moyens émetteurs exerçant des activités pétrolières ou gazières, fait valoir l'argument selon lequel l'établissement des variations des produits d'exploitation nets futurs est extrêmement compliqué, constitue une source d'incohérences, prend du temps et présente peu d'utilité.</p> <p>Le deuxième intervenant estime que les variations des produits d'exploitation nets futurs ne fournissent pas beaucoup d'information importante supplémentaire.</p>	<p>Nous prenons acte de ce commentaire.</p>
58.	Abrogation de la rubrique 4.2 en vigueur – Variations des produits d'exploitation nets futurs	<p>Deux intervenants s'opposent à la suppression des variations des produits d'exploitation nets futurs. L'un d'entre eux affirme que le calcul devrait être modifié (en vue, notamment, de réduire le nombre de catégories) mais qu'il fournit beaucoup de renseignements cruciaux s'il est effectué correctement.</p> <p>L'autre intervenant souhaite conserver l'obligation de présenter les variations des produits d'exploitation nets futurs pour les raisons suivantes : 1) sans ces données, les raisons de ces fluctuations sont difficiles à cerner et</p>	<p>Divers intervenants ont indiqué que l'établissement des variations des produits d'exploitation nets futurs était complexe et source de confusion, qu'il entraînait des coûts importants et nécessitait des efforts considérables. La valeur de ces données est limitée étant donné leur caractère très théorique et le fait que leur utilisation n'est pas répandue. Le personnel a constaté que les variations sont établies de façon inadéquate et qu'elles sont</p>

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
		à quantifier, or elles sont importantes pour les investisseurs; 2) sans ces données, il est difficile de comparer les émetteurs en fonction de critères raisonnables, cohérents et objectifs; 3) le groupe de travail a conclu que les variations devraient être exigées; 4) la SEC exige l'établissement de variations; 5) le coût d'établissement des variations est relativement faible; et 6) ces données sont utiles aux investisseurs et ne sont ni fausses ni trompeuses.	inexactes. Par conséquent, nous n'apporterons pas le changement proposé.
59.	Rubrique 5.1 – Réserves non mises en valeur	Un intervenant s'oppose à la modification faisant passer de cinq à trois ans l'historique des réserves non mises en valeurs prouvées, car la mise en valeur de ces réserves peut prendre jusqu'à cinq ans.	Nous n'avons pas l'intention d'apporter de changement. Cette rubrique a été modifiée pour exiger la présentation d'information historique et prospective sur les réserves non mises en valeur prouvées et nous estimons que l'information prospective visée à la rubrique 5.1 contribuera à faire ressortir la mise en valeur ou l'absence de mise en valeur de ces réserves.
60.	Frais de mise en valeur futurs – disposition i du sous-paragraph 1 de la rubrique 5.3	Un intervenant s'oppose à l'élimination de l'obligation de présenter les frais de mise en valeur futurs actualisés, car l'actualisation représente la valeur temporelle de l'argent.	Nous ne prévoyons pas apporter ce changement, car nous ne croyons pas qu'un tel niveau de détail soit requis.
61.	Rubrique 6.2 – Terrains sans réserves attribuées	Un intervenant qui représente une bourse canadienne affirme qu'il faudrait modifier la rubrique 6.2 pour y inclure, à tout le moins, l'information étendue visée à l'article 5.9 actuel du Règlement 51-101. La rubrique 6.2 en vigueur ne donne pas suffisamment de directives aux émetteurs qui possèdent des terrains importants non mis en valeur et sans estimations des réserves.	Il ne serait pas souhaitable d'ajouter à l'information sur les ressources qui est exigée à la rubrique 6.2 l'information visée à l'article 5.9 en vigueur, puisque que cette dernière n'est pas obligatoire et ne doit être présentée que si l'émetteur fournit volontairement les résultats prévus de ses zones productrices possibles.
62.	Production estimative – paragraphe 1 de la rubrique 6.8	Un intervenant n'est pas d'accord avec la modification proposée qui consiste à exiger la présentation du volume de production estimatif en fonction des estimations des réserves prouvées et probables brutes. Il préfère utiliser les	L'obligation actuelle pose problème du fait qu'elle renvoie aux produits d'exploitation nets futurs, lesquels pourraient être fondés sur les réserves prouvées ou sur

N°	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
		réserves nettes.	les réserves prouvées et probables. La modification vise à préciser en fonction de quels chiffres il faut établir la production estimative. Elle vise également à harmoniser les dispositions avec celles de la rubrique 6.9, qui exigent la présentation du volume de production estimatif en fonction des réserves brutes, afin que les estimations de la production puissent être comparées avec la production historique.
63.	Présentation des rentrées nettes à la rubrique 6.9	Un intervenant affirme qu'il préférerait ne pas utiliser les rentrées nettes ni l'information en bep, mais plutôt l'information sur la ventilation des produits d'exploitation bruts.	Prière de se reporter à la réponse des ACVM au commentaire concernant l'article 5.13 du Règlement 51-101.

ANNEXE 51-101A2, RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

64.	Ajout d'une précision concernant les écarts	Un intervenant approuve la précision supplémentaire proposée.	Nous prenons acte de ce commentaire.
65.	Ajout d'une précision concernant les écarts	Deux intervenants sont en désaccord avec la précision supplémentaire proposée, car ils sont d'avis que même si les révisions sont généralement faites à la hausse, il y a des exceptions. Il faut considérer les révisions en moyenne sur une période déterminée et non au cas par cas. L'intervenant qui représente plusieurs grands émetteurs estime que la nouvelle précision est inexacte, car elle met l'accent sur les révisions techniques et fait abstraction des écarts découlant d'autres facteurs. Il faudrait l'étoffer sensiblement pour la rectifier, et la nuance qu'elle introduit peut ne pas être pertinente pour les investisseurs.	La nouvelle précision vient étoffer la mise en garde indiquant que les écarts entre les données relatives aux réserves estimatives et les résultats réels peuvent être importants. Les ACVM sont d'avis que cet ajout est important pour que les estimations des données relatives aux réserves soient faites de manière responsable et conforme aux normes du manuel COGE, selon lesquelles les réserves doivent être classées en fonction de la probabilité de leur récupération. Bien que la nouvelle précision vise essentiellement les révisions

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
			techniques, elle n'interdit pas les écarts légitimes qui pourraient découler de facteurs économiques, de facteurs imprévus ou d'événements subséquents. Les écarts par rapport aux estimations peuvent découler de différents facteurs et doivent être évalués en tenant compte du contexte propre à l'émetteur assujetti. Bien entendu, certains facteurs pouvant donner lieu à des écarts sont indépendants de la volonté de l'évaluateur ou de l'émetteur assujetti. On se reportera aux directives supplémentaires données dans l'instruction générale.
ANNEXE 51-101A3, RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ			
66.	Ajout d'une précision concernant les écarts	Un intervenant appuie cette modification.	Nous prenons acte de ce commentaire.
67.	Ajout d'une précision concernant les écarts	L'intervenant qui représente plusieurs grands émetteurs estime que la nouvelle précision est inexacte, car elle met l'accent sur les révisions techniques et fait abstraction des écarts découlant d'autres facteurs. Il faudrait l'étoffer sensiblement pour la rectifier, et la nuance qu'elle introduit peut ne pas être pertinente pour les investisseurs.	La nouvelle précision vient étoffer la mise en garde indiquant que les écarts entre les données relatives aux réserves estimatives et les résultats réels peuvent être importants. Les ACVM sont d'avis que cet ajout est important pour que les estimations des données relatives aux réserves soient faites de manière responsable et conforme aux normes du manuel COGE, selon lesquelles les réserves doivent être classées en fonction de la probabilité de leur récupération. Bien que la nouvelle précision vise essentiellement les révisions techniques, elle n'interdit pas les écarts légitimes qui pourraient découler de facteurs économiques, de facteurs imprévus ou d'événements subséquents. Les écarts par rapport aux estimations peuvent découler de différents

N°	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
			facteurs et doivent être évalués en tenant compte du contexte propre à l'émetteur assujéti. Bien entendu, certains facteurs pouvant donner lieu à des écarts sont indépendants de la volonté de l'évaluateur ou de l'émetteur assujéti. On se reportera aux directives supplémentaires données dans l'instruction générale.
INSTRUCTION GÉNÉRALE RELATIVE AU RÈGLEMENT 51-101 SUR L'INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES			
68.	Commentaires généraux	Un intervenant fait remarquer que le projet d'instruction générale constitue une nette amélioration par rapport à l'instruction générale en vigueur, car elle est plus claire et fournit de meilleures directives aux émetteurs concernant l'établissement d'estimations de ressources. Toutefois, elle fournit peu, voire pas du tout, de directives aux émetteurs qui possèdent des terrains importants sans estimations de ressources. Il y aurait donc lieu d'ajouter des directives.	À l'heure actuelle, le règlement n'exige pas la présentation des ressources, à l'exception des réserves. Les ressources comprennent les terrains importants auxquels aucune estimation de ressources n'a été attribuée. Les obligations d'information ne s'appliquent que si l'émetteur présente volontairement les résultats prévus concernant ses ressources. Par exemple, l'émetteur qui indique la valeur de sa concession sur un terrain non prouvé important doit se conformer aux obligations prévues au projet de paragraphe 1 de l'article 5.9; l'instruction générale donne des directives détaillées sur ce type d'information. Les ACVM ne sont pas disposées actuellement à rendre obligatoire la présentation d'information sur les ressources. Les directives se limitent donc à l'information qui, en vertu du règlement, doit être présentée sur les ressources à l'égard desquelles les résultats prévus sont fournis.
69.	Commentaires généraux	Un intervenant affirme qu'il serait utile de fournir des directives plus détaillées sur l'estimation des charges futures d'impôt ou alors d'indiquer	Le Règlement 51-101 n'a pas pour objectif de fournir des directives détaillées sur les pratiques d'évaluation, notamment l'évaluation après impôt. Les évaluateurs

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
		l'impôt payé au cours des exercices précédents.	devraient consulter les experts en la matière.
70.	Paragraphe 2 de l'article 1.1 – prix et coûts prévisionnels	Un intervenant estime que les évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés indépendants ne possèdent pas l'expertise nécessaire pour établir des prix prévisionnels. Les émetteurs devraient pouvoir donner des estimations de prix établies par d'autres parties reconnues comme des sources raisonnables, comme PIRA et CERA.	La définition de l'expression « prix et coûts prévisionnels » prévoit qu'il s'agit de prix futurs qui représentent une perspective raisonnable. Cela n'empêche pas de recourir à des estimations établies par PIRA ou CERA, pourvu que l'évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié qui établit le rapport accepte les prix futurs comme une perspective raisonnable. Il incombe à l'évaluateur ou au vérificateur de réserves qualifié d'évaluer les réserves et les produits d'exploitation net futurs correspondants et, pour cette raison, il doit accepter les estimations de prix prévisionnels utilisées. Nous ajouterons des directives dans l'instruction générale à ce sujet.
71.	Paragraphe 4 de l'article 1.1 – activités non traditionnelles	Un intervenant fait remarquer que le gaz de schiste, l'huile de schiste et les hydrates ne sont pas inclus dans les exemples de produits provenant d'activités non traditionnelles.	Même si ces produits figurent dans la définition de « type de produit », nous convenons qu'il serait pertinent de les ajouter dans ce paragraphe. Nous apporterons donc cette modification.
72.	Article 1.2 – manuel COGE	Un intervenant affirme que les définitions et les catégories de réserves ont été élaborées grâce aux efforts conjoints de la section de Calgary de la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) et du comité permanent de l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (ICM), et non uniquement par ce dernier.	Nous ne prévoyons pas apporter ce changement étant donné que le texte de l'article 1.2 de l'instruction générale est conforme à celui de la préface du volume 1 du manuel COGE.
73.	Article 1.3	Un intervenant estime que les expressions « terrains non prouvés » et « ressources » sont synonymes.	Ces deux expressions, qui sont définies dans le glossaire figurant à l'annexe 1 de l'instruction générale, sont connexes mais non synonymes.

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
74.	Sous-paragraphes a du paragraphe 3 de l'article 2.7 – calcul des produits d'exploitation nets futurs	<p>Un intervenant indique que les directives concernant le taux d'imposition à utiliser dans le cas d'une structure de fiducie de redevances ou de revenu prêtent à confusion et sont contradictoires.</p> <p>Il affirme également que la question de la détermination du taux d'imposition devrait être déplacée dans l'article pertinent du Règlement 51-101.</p>	<p>Nous ne comprenons pas en quoi les directives prêtent à confusion et sont contradictoires. Elles indiquent qu'il faut utiliser un taux d'imposition nul pour ce type de structure, s'il y a lieu.</p> <p>En ce qui concerne le deuxième commentaire, nous croyons comprendre que l'intervenant préférerait que le règlement prévoit des dispositions sur le taux d'imposition. Toutefois, nous n'envisageons pas d'apporter ce changement, puisque le règlement ne devrait pas prévoir d'information aussi précise.</p>
75.	Paragraphe 5 de l'article 2.7 – instruments financiers	Un intervenant est d'avis qu'il n'est pas indiqué clairement dans quelles circonstances les prix contractuels sont utilisés pour l'évaluation.	On doit tenir compte des prix contractuels dans le calcul d'un prix ou coût prévisionnel (ou constant), par exemple dans l'établissement d'un prix prévisionnel en vue du calcul des produits d'exploitation nets futurs.
76.	Paragraphe 2 de l'article 5.2 – réserves	En ce qui a trait aux directives portant sur les réserves, l'intervenant renvoie brièvement à ses commentaires sur l'Annexe 51-101A1 concernant la présentation des réserves prouvées, de la somme des réserves prouvées et probables et de la somme des réserves prouvées, probables et possibles. Il y affirmait que « [TRADUCTION] la somme des réserves prouvées et des réserves probables constitue la meilleure estimation par la société des réserves devant être récupérées, et les produits d'exploitation net futurs correspondants sont le résultat de la mise en production et de la vente de ces réserves ».	Ne sachant pas si l'intervenant faisait allusion à ses commentaires sur le Règlement 51-101 ou sur l'Annexe 51-101A1, nous avons tenu pour acquis qu'il parlait du premier document. Prière de se reporter à la réponse des ACVM aux commentaires portant sur l'article 1.1 (« réserves ») du Règlement 51-101, ci-dessus.
77.	Article 5.5 – information sur les ressources	Un intervenant affirme que les directives suivantes laissent entendre que les ressources doivent être évaluées en tenant compte de méthodes probabilistes et non de méthodes déterministes : « L'information sur les ressources exige	Les directives ne visaient pas à exclure les méthodes déterministes et elles seront modifiées comme suit : « L'information sur les ressources <i>peut nécessiter le</i>

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
		le recours à des mesures statistiques pouvant être peu connues d'un utilisateur. » Le recours à une méthode déterministe devrait être autorisé et, le cas échéant, les directives devraient le préciser.	recours à des mesures statistiques potentiellement peu connues de l'utilisateur. »
78.	Paragraphes 1 et 3 de l'article 5.5 – information sur les ressources	Un intervenant est d'avis que l'information sur les ressources ne nécessite pas obligatoirement le recours à des mesures statistiques et que les directives figurant aux paragraphes 1 et 3 de l'article 5.5 devraient être modifiées dans ce sens.	Nous sommes d'accord et avons modifié le paragraphe 1 de l'article 5.5. Par contre, nous n'avons pas modifié le paragraphe 3 de cet article, étant donné qu'il y est indiqué que le manuel COGE recommande de recourir à des méthodes probabilistes pour faire l'estimation de ressources; les directives n'exigent pas l'utilisation d'une telle méthode.
79.	Sous-paragraphe c du paragraphe 3 de l'article 5.5 – application du paragraphe 2 de l'article 5.9 du Règlement 51-101	<p>A. Un intervenant recommande de remplacer les mots « une estimation médiane » par « la meilleure estimation » dans le membre de phrase suivant : « la valeur intermédiaire représentant une estimation médiane ».</p> <p>B. En ce qui concerne la présentation de la probabilité estimative en pourcentage qui est visée à la disposition iv du sous-paragraphe c du paragraphe 2 de l'article 5.9 du Règlement 51-101, l'intervenant fait les deux commentaires suivants :</p> <p>1. Les termes « risque » et « incertitude » ne sont pas synonymes. Il faudrait retirer le terme « risque » du règlement.</p> <p>2. L'exemple donné d'un intervalle de « 20 % à 30 % » n'est pas représentatif d'un intervalle qui refléterait l'issue la plus probable.</p> <p>C. En ce qui a trait à l'exemple d'information qui remplirait l'obligation prévue au sous-paragraphe c du paragraphe 2 de l'article 5.9, l'intervenant affirme que la nouvelle définition que donne le manuel COGE des</p>	<p>A. Nous sommes d'accord et avons apporté ce changement, car nous estimons qu'il est plus juste de parler de « la meilleure estimation » que d'« une estimation médiane ».</p> <p>B. Les ACVM ont décidé de supprimer cette disposition des modifications au règlement ainsi que les directives s'y rapportant dans l'instruction générale.</p> <p>C. La définition des ressources éventuelles qui figure dans le manuel COGE peut changer dans l'avenir, mais l'exemple reprend la définition paraissant actuellement dans le manuel. L'exemple indique que ces ressources ne sont pas rentables au moment considéré, mais cela ne signifie pas qu'elles ne pourraient pas le devenir ultérieurement.</p>

N°	Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)	Commentaires résumés	Réponse des ACVM
		ressources éventuelles n'indique pas qu'il s'agit de ressources récupérables mais non rentables. Certaines ressources éventuelles sont rentables.	
80.	Article 5.9 – frais de découverte et de mise en valeur	Selon un intervenant, les participants du secteur n'utilisent pas les frais de découverte et de mise en valeurs de la façon appropriée, ce qui cause des problèmes importants dans la comptabilisation des réserves.	Le Règlement 51-101 prévoit à l'article 5.15 une méthode normalisée de calcul des frais de découverte et de mise en valeur.
81.	Abrogation de la partie 8 en vigueur (commentaire sur les dispenses)	<p>Deux intervenants qui bénéficient d'une dispense en vertu de la partie 8 de l'instruction générale ou qui représentent des émetteurs bénéficiant d'une telle dispense souhaitent conserver les directives portant sur les dispenses, soit sous leur forme actuelle, soit sous une forme plus simple et plus claire. L'un d'eux affirme que les directives fournissent de l'information précieuse sur l'octroi des dispenses qui pourrait se révéler utile pour établir si elles demeurent valides dans le cas où des dispositions de temporisation s'appliqueraient, et s'il sera possible d'obtenir des dispenses discrétionnaires à l'avenir.</p> <p>Dans la mesure où les directives actuelles se traduisent par des résultats reposant sur une interprétation erronée, on pourrait les conserver, mais en les clarifiant.</p>	<p>Nous ne conserverons pas les directives sur les dispenses dans l'instruction générale. Elles sont trop longues et nous ne croyons pas que les dispenses en question soient ouvertes à la majorité des émetteurs. La suppression de ces directives n'aura pas d'incidence sur les dispenses déjà accordées et n'empêchera pas de demander une dispense discrétionnaire à l'avenir.</p> <p>Il vaut mieux que les autorités en valeurs mobilières étudient les demandes de dispense discrétionnaires au cas par cas.</p>
82.	Directives actuelles sur les dispenses discrétionnaires	Un des intervenants s'oppose à la suppression de l'obligation pour certains émetteurs de faire effectuer une évaluation ou une vérification indépendante des réserves.	Nous tenons pour acquis que l'intervenant fait allusion aux dispenses discrétionnaires qui sont accordées à certains émetteurs. Les modifications proposées ne tiennent compte d'aucune dispense discrétionnaire. Ces dispenses sont examinées au cas par cas.
83.	Annexe 1 – définition de « ressources	Un intervenant fait remarquer que les mots « mais non rentables » dans la définition de « ressources prometteuses » devraient être remplacés par « et	Nous sommes d'accord et avons modifié la définition de « ressources prometteuses » en conséquence.

<i>N°</i>	<i>Sujet (renvois aux projets d'articles, de rubriques et de paragraphes)</i>	<i>Commentaires résumés</i>	<i>Réponse des ACVM</i>
	prometteuses »	rentables » afin de refléter adéquatement le sens de cette expression et la définition qui en est donnée dans le manuel COGE.	
84.	Annexe 2 – Schéma des catégories de réserves et de ressources	Deux intervenants indiquent que le schéma des catégories de réserves et de ressources ne correspond pas à ceux du manuel COGE.	Nous avons retiré le schéma, car il devra être modifié si les définitions des ressources élaborées par la SPE et le WPC sont reprises dans le manuel COGE (voir le point n° 23).

Annexe C

Résumé des changements aux modifications publiées

Règlement

Partie 2 Obligations annuelles de dépôt

- Nous avons décidé de ne pas conserver la modification proposée qui consistait à exiger le dépôt auprès de l'autorité en valeurs mobilières et la publication d'un avis annonçant le dépôt.

Partie 5 Normes applicables à toute information

- Nous avons supprimé l'obligation prévue à la disposition *iv* du sous-paragraphe *c* du paragraphe 2 de l'article 5.9 de présenter la probabilité estimative en pourcentage qu'il y ait découverte d'hydrocarbures, dans le cas de ressources non découvertes, ou extraction commerciale, dans le cas de ressources découvertes.
- Nous avons modifié la mise en garde prescrite à la disposition *vi* du sous-paragraphe *c* du paragraphe 2 de l'article 5.9 des modifications publiées [disposition *v* du sous-paragraphe *c* du paragraphe 2 de l'article 5.9 des modifications qui seront apportées] pour indiquer que rien ne garantit la viabilité commerciale, et non la rentabilité ou la faisabilité technique, de l'exploitation de toute partie des ressources. L'expression « viabilité commerciale » est conforme au libellé publié à l'origine pour consultation et devance un changement qui devrait être effectué au manuel COGE dans le but d'adopter les définitions des ressources du *Petroleum Resource Management System*¹, qui comprennent le concept de « commerciabilité ».

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

- Nous avons ajouté une instruction portant sur le classement des réserves découlant du forage intercalaire dans la présentation de la variation des réserves.

Instruction

- Nous avons ajouté des directives sur les sujets suivants :
 - la présentation de la variation des réserves dans les dépôts annuels;
 - les écarts entre les estimations des données relatives aux réserves présentées dans l'Annexe 51-101A2 et les résultats réels;
 - les obligations prévues à l'article 5.9 du règlement ayant trait à la présentation d'information sur les ressources qui ne peuvent être classées au moment concerné dans la catégorie des réserves.
- Nous avons conservé les définitions des réserves (tirées du manuel COGE) paraissant à la partie 2 de l'Annexe 1 de l'instruction. Nous avons par ailleurs retiré de l'instruction le glossaire qui figurait à l'Annexe 1 (parties 1 et 2) et le publierons sous la forme d'un avis du personnel intitulé « Avis 51-324 du personnel des ACVM, *Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* ». Sous cette forme, le glossaire pourra être mis à jour plus facilement.
- Nous avons supprimé l'Annexe 2 de l'instruction, soit le diagramme résumant le classement des réserves et des ressources selon le manuel COGE.

¹ Le *Petroleum Resource Management System* a été établi par la Society of Petroleum Engineers et est parrainé conjointement par le World Petroleum Council, l'American Association of Petroleum Geologists et la Society of Petroleum Evaluation Engineers.

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

Loi sur les valeurs mobilières

(L.R.Q., c. V-1.1, a. 331.1, par. 1°, 8°, 11° et 34°; 2006 c. 50)

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 « données relatives aux réserves » par la suivante :

« « données relatives aux réserves » : une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels; »;

2° par l'insertion, dans le paragraphe *a* de la définition de « évaluateur de réserves qualifié », après les mots « données relatives aux réserves particulières » et après les mots « des données relatives aux réserves », des mots « , de l'information sur les ressources »;

3° par le remplacement, dans la définition de « indépendant », des mots « d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié avec un émetteur assujéti, « indépendant » au sens du manuel COGE » par les mots « entre un émetteur assujéti et une personne ou société, une relation dépourvue de toute circonstance susceptible, de l'avis d'une personne raisonnable au courant de tous les faits pertinents, d'influer sur le jugement de cette personne ou société quant à l'établissement de l'information utilisée par l'émetteur assujéti »;

4° par l'insertion, après la définition de « indépendant », de la définition suivante :

« « information analogue » : l'information relative à une zone extérieure à celle dans laquelle l'émetteur assujéti détient ou entend acquérir une participation et à laquelle ce dernier renvoie afin d'établir une comparaison raisonnable ou de tirer une conclusion raisonnable à l'égard d'une zone dans laquelle il détient ou entend acquérir une participation, y compris :

- a)* l'information historique sur les réserves;
- b)* l'estimation du volume ou de la valeur des réserves;
- c)* l'information historique sur les ressources;
- d)* l'estimation du volume ou de la valeur des ressources;
- e)* les montants historiques de la production;
- f)* l'estimation de la production;
- g)* l'information sur un champ, un puits, un bassin ou un réservoir; »;

5° par le remplacement de la définition de « Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5 de l'ICCA » par la suivante :

« « Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16 de l'ICCA » : la Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16, « Pétrole et gaz naturel – capitalisation du coût entier » faisant partie du Manuel de l'ICCA et ses modifications; »;

6° par la suppression de la définition de « prix et coûts constants »;

7° par l'insertion, après la définition de « prix et coûts prévisionnels », des définitions suivantes :

« « réserves » : les réserves prouvées, probables ou possibles;

« résultats prévus » : l'information qui peut, de l'avis d'une personne raisonnable, indiquer la valeur ou les quantités éventuelles de ressources de l'émetteur assujéti, y compris :

- a) l'estimation du volume;
- b) l'estimation de la valeur;
- c) l'étendue géographique;
- d) l'épaisseur productive;
- e) les débits;
- f) la teneur en hydrocarbures; »;

8° par l'addition, après le sous-paragraphe *iv* du paragraphe *b* de la définition de « type de produit », des sous-paragraphe suivants :

- « v) l'huile de schiste;
- vi) le gaz de schiste; »;

9° par l'insertion, dans le paragraphe *a* de la définition de « vérificateur de réserves qualifié », après les mots « données relatives aux réserves particulières » et après les mots « des données relatives aux réserves », des mots « , de l'information sur les ressources ».

2. Le paragraphe 2 de l'article 1.2 de ce règlement est modifié :

1° par le remplacement, dans le texte français, du mot « Définition » par le mot « Définitions »;

2° par le remplacement, dans le texte anglais, des mots « shall apply » par le mot « applies ».

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

1° par le remplacement, dans le paragraphe introductif, du mot « dépose » par les mots « doit déposer »;

2° par le remplacement, dans le sous-paragraphe *b* du paragraphe 2, des mots « dont chacun est indépendant de l'émetteur assujéti et qui font » par les mots « , tous indépendants de l'émetteur assujéti, qui doivent faire »;

3° par le remplacement, à la fin du sous-paragraphe *b* du paragraphe 3 du texte anglais, des mots « item 1 » par les mots « item 2 ».

4. L'article 2.2 de ce règlement est modifié par le remplacement du mot « dépose » par les mots « doit déposer ».

5. L'article 3.2 de ce règlement est modifié par le remplacement du mot « nomme » par les mots « doit nommer ».

6. L'article 3.3 de ce règlement est modifié par le remplacement du mot « met » par les mots « doit mettre ».

7. L'article 3.5 de ce règlement est modifié :

1° dans le texte anglais de la disposition *iii* du sous-paragraphe *a* du paragraphe 1, par le remplacement du mot « clause » par le mot « subparagraph »;

2° dans le paragraphe 2 :

a) par le remplacement, dans le texte anglais, du mot « shall » par le mot « must »;

b) par le remplacement des mots « sous-paragraphe *e* de l'article 3.4 » par les mots « paragraphe *e* de l'article 3.4 »;

3° dans le paragraphe 3 :

a) par le remplacement, dans le texte anglais, du mot « shall » par le mot « must »;

b) par le remplacement des mots « sous-paragraphe *e* de l'article 3.4 » par les mots « paragraphe *e* de l'article 3.4 ».

8. L'article 4.1 de ce règlement est modifié :

1° dans le paragraphe introductif, par le remplacement du mot « utilise » par les mots « doit utiliser »;

2° dans le paragraphe *a* :

a) par le remplacement, dans le texte français, du mot « comptabilisation » par le mot « capitalisation »;

b) par le remplacement de l'abréviation « NOC- 5 » par l'abréviation « NOC-16 ».

9. L'article 4.2 de ce règlement est remplacé par le suivant :

« 4.2. Concordance des dates

La date ou la période pour laquelle l'effet d'un événement ou une opération est inscrit dans les états financiers annuels de l'émetteur assujetti doit être la même que la date ou la période pour laquelle il est reflété la première fois dans l'information annuelle sur les données relatives aux réserves de l'émetteur assujetti conformément à la partie 2. ».

10. L'article 5.2 de ce règlement est remplacé par le suivant :

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

L'émetteur assujetti qui communique de l'information sur les réserves ou de l'information d'un autre type visé par l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz doit s'assurer que l'information est conforme à ce qui suit :

a) l'estimation des réserves ou des produits d'exploitation nets futurs doit :

- i)* indiquer la date d'effet de l'estimation;
- ii)* avoir été établie ou vérifiée par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié;
- iii)* avoir été établie ou vérifiée conformément au manuel COGE;
- iv)* avoir été établie selon l'hypothèse que la mise en valeur de chaque terrain visé par l'estimation sera effectuée, sans tenir compte de la probabilité que l'émetteur assujetti dispose du financement requis à cette fin;
- v)* dans le cas de l'estimation des réserves possibles ou des produits d'exploitation nets futurs correspondants communiquée par écrit, être accompagnée de la mise en garde suivante :

« Les réserves possibles sont les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves probables. La probabilité que les quantités effectivement récupérées égalent ou dépassent la somme des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles atteint 10 %. »;

b) pour déterminer si des réserves doivent être attribuées à un terrain particulier non foré, des coûts d'abandon et de remise en état futurs estimatifs raisonnables liés à ce terrain doivent avoir été pris en compte;

c) l'information fournie sur les produits d'exploitation nets futurs globaux doit respecter les obligations relatives au calcul des produits d'exploitation nets futurs prévues dans l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz;

d) l'information fournie doit être conforme à l'information correspondante, le cas échéant, donnée dans le dernier relevé que l'émetteur assujetti a déposé auprès de l'autorité en valeurs mobilières conformément au paragraphe 1 de l'article 2.1, sauf dans la mesure où le relevé a été complété ou remplacé par une déclaration de changement important qu'il a déposée auprès de l'autorité en valeurs mobilières. ».

11. L'article 5.3 de ce règlement est remplacé par le suivant :

« 5.3. Classement des réserves et des ressources

L'information présentée sur les réserves ou les ressources doit appliquer la terminologie et les catégories relatives aux réserves et aux ressources énoncées dans le manuel COGE et doit se rapporter à la catégorie la plus pertinente dans laquelle les réserves ou les ressources peuvent être classées. ».

12. L'article 5.4 de ce règlement est modifié :

1° par le remplacement, dans le texte anglais, du mot « shall » par le mot « must »;

2° par l'insertion, après les mots « et refléter les », des mots « quantités et les ».

13. L'intitulé de l'article 5.6 du texte anglais de ce règlement est modifié par l'insertion du mot « Market » après les mots « Not Fair ».

14. L'article 5.9 de ce règlement est remplacé par le suivant :

« 5.9. Information sur les ressources

1) L'émetteur assujetti qui fournit les résultats prévus de ressources qui, au moment considéré, ne sont pas classées à titre de réserves doit également fournir par écrit, dans le même document ou dans un document justificatif, les éléments suivants :

- a) la participation de l'émetteur assujetti dans les ressources;
- b) l'emplacement des ressources;
- c) les types de produits qu'il prévoit, de façon raisonnable, pouvoir extraire;
- d) les risques et le degré d'incertitude se rattachant à la récupération des ressources;
- e) dans le cas d'un terrain non prouvé dont la valeur est indiquée, les deux éléments suivants :
 - i) le mode de calcul de la valeur;
 - ii) le fait que la valeur a été établie par une personne indépendante ou non.

2) Si l'information visée au paragraphe 1 comprend l'estimation d'une quantité de ressources dans laquelle l'émetteur assujetti détient ou entend acquérir une participation, ou une valeur estimative attribuable à une quantité estimative, l'estimation doit :

- a) avoir été établie ou vérifiée par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié;
- b) se rapporter à la catégorie la plus pertinente de ressources dans laquelle les ressources peuvent être classées selon le manuel COGE et indiquer quelle partie de l'estimation est attribuable à chaque catégorie;
- c) être accompagnée de l'information suivante :
 - 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 d'importance pertinents concernant l'estimation;
 - iv) à l'égard des ressources éventuelles, les éventualités particulières qui empêchent de classer les ressources à titre de réserves;
 - v) la mise en garde suivante accompagnant l'estimation, selon le cas :
 - A) dans le cas de ressources découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources découvertes autre que les réserves :

« Rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation de toute partie des ressources. »;
 - B) dans le cas de ressources non découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources non découvertes :

« Rien ne garantit la découverte de toute partie des ressources. En cas de découverte, rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation de toute partie des ressources. ».

3) Les sous-paragraphes *d* et *e* du paragraphe 1 et les dispositions *iii* et *iv* du sous-paragraphe *c* du paragraphe 2 ne s'appliquent pas si les conditions suivantes sont réunies :

a) l'émetteur assujetti mentionne dans le document écrit le titre et la date d'un document déposé antérieurement qui respecte ces obligations;

b) les ressources présentées dans le document écrit, prenant en compte les participations et les terrains particuliers reflétés dans l'estimation des ressources ou d'autres résultats prévus, constituent, compte tenu de l'importance relative, les mêmes ressources que celles qui font l'objet du document déposé antérieurement. ».

15. L'article 5.10 de ce règlement est remplacé par le suivant :

« 5.10. Information analogue

1) Les articles 5.2, 5.3 et 5.9 ne s'appliquent pas à l'information analogue, à la condition que l'émetteur assujetti présente l'information suivante :

a) la source et la date de l'information analogue;

b) le fait que la source de l'information analogue était ou non indépendante;

c) si l'émetteur assujetti ne peut confirmer que l'information analogue a été établie par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié ou conformément au manuel COGE, une mise en garde l'indiquant à côté de l'information analogue présentée;

d) la pertinence de l'information analogue par rapport aux activités pétrolières et gazières de l'émetteur assujetti.

2) Si l'émetteur assujetti présente de l'information constituant des résultats prévus, une estimation de la quantité de réserves ou de ressources, ou une estimation de la valeur attribuable à la quantité estimative de réserves ou de ressources pour une zone dans laquelle il détient ou entend acquérir une participation qui est fondée sur une extrapolation à partir d'information analogue, les articles 5.2, 5.3 et 5.9 s'appliquent à la communication de l'information. »;

16. L'article 5.13 de ce règlement est modifié :

1° par l'addition, dans le paragraphe introductif du texte anglais, du mot « must » après « Written disclosure of a netback »;

2° par l'abrogation du paragraphe *a*;

3° dans le paragraphe *b* du texte anglais, par la suppression du mot « shall »;

4° dans le paragraphe *c* du texte anglais, par la suppression du mot « shall ».

17. Le texte français du sous-paragraphe *iv* du paragraphe *b* de l'article 5.15 de ce règlement est modifié par le remplacement des mots « frais d'exploration futurs » par les mots « frais de mise en valeur futurs ».

18. Le paragraphe 2 de l'article 6.1 de ce règlement est modifié :

1° par le remplacement, dans le texte français, du mot « mentionné » par le mot « visé »;

2° par le remplacement du mot « doit : » par les mots « doit comprendre 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 ou toute autre information. »;

3° par la suppression des sous-paragraphes *a* et *b*.

19. Ce règlement est modifié par l'addition, après l'article 8.1, de l'article suivant :

« 8.2. Dispense accordée à certains émetteurs de titres échangeables

1) L'émetteur de titres échangeables, au sens défini au paragraphe 1 de l'article 13.3 du Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue, est dispensé de l'application du présent règlement si toutes les conditions du paragraphe 2 de l'article 13.3 du Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue sont remplies.

2) Pour l'application du paragraphe 1, les « documents d'information continue » dont il est question à la sous-disposition A de la disposition *ii* du sous-paragraphe *d* du paragraphe 2 de l'article 13.3 du Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue comprennent les documents déposés conformément au présent règlement. ».

20. L'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz, de ce règlement est modifiée :

1° par le remplacement de la rubrique 2.1 par la suivante :

« Rubrique 2.1 Données relatives aux réserves (prix et coûts prévisionnels)

1. Ventilation des réserves (chiffres prévisionnels) – Indiquer par pays et globalement les réserves brutes et nettes estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels pour chaque type de produit dans les catégories suivantes :

- a) réserves prouvées mises en valeur et exploitées;
- b) réserves prouvées mises en valeur et inexploitées;
- c) réserves prouvées non mises en valeur;
- d) réserves prouvées totales;
- e) réserves probables totales;
- f) somme des réserves prouvées et réserves probables totales;
- g) si l'émetteur assujetti présente une estimation des réserves possibles dans le relevé :
 - i) les réserves possibles totales;
 - ii) la somme des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles totales.

2. Valeur des produits d'exploitation nets futurs (chiffres prévisionnels) – Indiquer par pays et globalement la valeur des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux catégories de réserves visées au paragraphe 1 de la présente rubrique,

estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels, avant et après déduction des charges futures d'impôt, calculés sans actualisation et au moyen d'un taux d'actualisation de 5 %, 10 %, 15 % et 20 %. Présenter aussi la même information selon la valeur unitaire, par exemple en \$ par kpi³ ou en \$ par baril selon les réserves nettes, au moyen d'un taux d'actualisation de 10 % et avant déduction des charges futures d'impôt. Cette obligation de présenter la valeur unitaire peut être remplie en indiquant celle-ci à l'égard de chaque catégorie des réserves prouvées et des réserves probables dans l'information visée au sous-paragraphe c du paragraphe 3.

3. Information supplémentaire concernant les produits d'exploitation nets futurs (chiffres prévisionnels)

a) Le présent paragraphe s'applique aux produits d'exploitation nets futurs attribuables à chacune des catégories suivantes de réserves et estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels :

- i) les réserves prouvées totales;
- ii) la somme des réserves prouvées et des réserves probables totales;
- iii) si le sous-paragraphe g du paragraphe 1 s'applique, la somme des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles totales.

b) Indiquer par pays et globalement les éléments suivants des produits d'exploitation nets futurs estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés sans actualisation :

- i) les produits d'exploitation;
- ii) les redevances;
- iii) les frais d'exploitation;
- iv) les frais de mise en valeur;
- v) les coûts d'abandon et de remise en état;
- vi) les produits d'exploitation nets futurs avant déduction des charges futures d'impôt;
- vii) les charges futures d'impôt;
- viii) les produits d'exploitation nets futurs après déduction des charges futures d'impôt.

c) Indiquer par groupe de production et selon la valeur unitaire pour chaque groupe de production (par exemple en \$ par kpi³ ou en \$ par baril selon les réserves nettes) la valeur nette des produits d'exploitation nets futurs avant déduction des charges futures d'impôt, estimée au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculée au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %. »;

2° par le remplacement de la rubrique 2.2 par la suivante :

« Rubrique 2.2 Information supplémentaire sur les données relatives aux réserves (prix et coûts constants)

L'émetteur assujéti peut compléter son information sur les données relatives aux réserves visée à la rubrique 2.1 en présentant aussi les éléments de la rubrique 2.1 à

l'égard de ses réserves prouvées ou de ses réserves prouvées et probables au moyen de prix et coûts constants à la date de clôture de son dernier exercice. »;

3° par le remplacement de l'instruction 3 de la rubrique 2.4 par l'instruction suivante :

« 3) *Les prix et coûts constants sont les prix et coûts utilisés dans une estimation qui sont :*

a) *les prix et coûts de l'émetteur assujetti à la date d'effet de l'estimation, gardés constants pendant toute la durée estimative des terrains faisant l'objet de l'estimation;*

b) *dans la seule mesure où il y a des prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels l'émetteur assujetti est lié par un engagement, contractuel ou autre, de livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé, ces prix et coûts plutôt que ceux qui sont visés au sous-paragraphe a.*

Pour l'application du sous-paragraphe a, les prix de l'émetteur assujetti sont le prix affiché pour le pétrole et le prix au comptant pour le gaz, après les ajustements historiques pour le transport, la densité et d'autres facteurs. »;

4° dans l'intitulé de la rubrique 3.1, par l'addition, après les mots « **les estimations** », du mot « **supplémentaires** »;

5° dans la rubrique 3.1, par le remplacement du mot « Indiquer » par les mots « Si de l'information supplémentaire visée à la rubrique 2.2 est présentée, indiquer » et par le remplacement du chiffre « 2.1 » par le chiffre « 2.2 »;

6° dans la rubrique 3.2 :

a) par le remplacement, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 1, du chiffre « 2.2 » par le chiffre « 2.1 »;

b) par le remplacement, dans le paragraphe 2 du texte anglais, du mot « shall » par le mot « must »;

c) par le remplacement, dans l'instruction 2, des mots « *Les expressions* » par les mots « *L'expression* » et par l'insertion, après les mots « « *prix et coûts constants* » et », des mots « *l'expression définie* »;

7° par le remplacement, dans l'intitulé de la partie 4, des mots « **VARIATIONS DES RÉSERVES ET DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS** » par les mots « **VARIATION DES RÉSERVES** »;

8° par le remplacement, dans l'intitulé de la rubrique 4.1 du texte français, du mot « Variations » par le mot « Variation »;

9° dans la rubrique 4.1 :

a) dans le paragraphe 1, par le remplacement du mot « nettes » par le mot « brutes » partout où il se trouve;

b) dans le paragraphe 2 :

i) dans le sous-paragraphe b :

A) par la suppression, à la fin de la disposition iv, des mots « et autres produits provenant d'activités pétrolières et gazières non traditionnelles »;

- suivantes :
- B) par l'addition, après la disposition iv, des dispositions
 - « v) bitume;
 - vi) méthane de houillère;
 - vii) hydrates;
 - viii) huile de schiste;
 - ix) gaz de schiste; »;
 - ii) dans le sous-paragraphe c :
 - A) par l'addition, à la fin de la disposition i, des mots « et la récupération améliorée »;
 - B) par la suppression de la disposition ii;
 - C) dans les dispositions iii, iv, v, vi, vii et viii, par le remplacement des chiffres « iii », « iv », « v », « vi », « vii » et « viii » par les chiffres « ii », « iii », « iv », « v », « vi » et « vii », respectivement;
 - c) par le remplacement de l'instruction 1 par la suivante :
 - « 1) L'information prévue à la rubrique 4.1 doit être donnée à l'égard des réserves estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels, le type de prix et coûts devant être indiqué. »;
 - d) par l'addition, après l'instruction 3, de l'instruction suivante :
 - « 4) Les émetteurs assujettis ne doivent pas inclure les réserves découlant du forage intercalaire dans la catégorie des révisions techniques visée à la disposition ii du sous-paragraphe c du paragraphe 2. Les ajouts de réserves découlant du forage intercalaire doivent être inclus soit dans la catégorie des extensions et de la récupération améliorée à la disposition i du sous-paragraphe c du paragraphe 2, soit dans une nouvelle catégorie distincte appelée « forage intercalaire » au sous-paragraphe c du paragraphe 2. »;
 - 10° par la suppression de la rubrique 4.2;
 - 11° dans la rubrique 5.1 :
 - a) dans le paragraphe 1, par la suppression du mot « soit », partout où il se trouve, et par le remplacement du mot « cinq » par le mot « trois »;
 - b) dans le paragraphe 2, par la suppression du mot « soit », partout où il se trouve, et par le remplacement du mot « cinq » par le mot « trois »;
 - 12° dans la rubrique 5.3 :
 - a) dans paragraphe 1:
 - i) dans le sous-paragraphe a :
 - A) par la suppression de la disposition i;

B) dans les dispositions ii et iii, par le remplacement des chiffres « ii » et « iii » par les chiffres « i » et « ii », respectivement;

ii) par la suppression, dans la disposition i du sous-paragraphe b, des mots « et au moyen d'un taux d'actualisation de 10 % »;

b) par le remplacement, dans le paragraphe 2 du texte français, du mot « Exposez » par le mot « Exposer »;

13° par le remplacement, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 2 de la rubrique 6.3, du chiffre « 3860 » par le chiffre « 3861 »;

14° par la suppression, dans l'instruction de la rubrique 6.4, des mots « et à la disposition v du sous-paragraphe b du paragraphe 3 de la rubrique 2.2 »;

15° par le remplacement, dans le paragraphe 1 de la rubrique 6.8, des mots « produits d'exploitation nets futurs estimatifs présentés sous les rubriques 2.1 et 2.2 » par les mots « estimations des réserves prouvées brutes et des réserves probables brutes présentées conformément à la rubrique 2.1 »;

16° dans la rubrique 6.9 :

a) par le remplacement, dans le sous-paragraphe b du paragraphe 1 du texte français, de l'abréviation « mpi³ » par l'abréviation « kpi³ »;

b) dans l'instruction :

i) par le remplacement, dans le texte français, des mots « types de produit » par les mots « types de produits »;

ii) par l'addition, à la fin du paragraphe, des mots « *Les rentrées nettes peuvent être présentées en unités d'équivalence entre le pétrole et le gaz, par exemple en bep. Toutefois, le cas échéant, il doit en être fait clairement mention et l'information doit être conforme à l'article 5.14 du règlement.* ».

21. L'Annexe 51-101A2, Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant, de ce règlement est modifiée :

1° dans le paragraphe 2 :

a) par le remplacement, dans le paragraphe 2 introduisant le modèle prescrit du « Rapport sur les données relatives aux réserves » du texte français, du mot « vérificateur » par le mot « vérificateurs »;

b) dans le modèle prescrit du « Rapport sur les données relatives aux réserves » :

i) par le remplacement, dans le paragraphe 1, du mot « comprennent : » par les mots « constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants en date du [date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti], estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels. »;

ii) par la suppression des sous-paragraphe a et b du paragraphe 1;

iii) dans le paragraphe suivant le paragraphe 2 du texte français, par l'insertion du mot « Oil » après le mot « Canadian »;

iv) dans la note 1 du paragraphe 4, par le remplacement du chiffre « 2.2 » par le chiffre « 2.1 »;

v) par l'addition, à la fin du paragraphe 7, de la phrase « Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération. ».

22. L'Annexe 51-101A3, Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz, de ce règlement est modifiée, dans le modèle prescrit du « Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information » présenté au paragraphe 2 :

1° par le remplacement, dans le paragraphe commençant par les mots « La direction de [nom de l'émetteur assujetti] », du mot « comprennent : » par les mots « constituent une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants en date du [date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti], estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels. »;

2° par la suppression, après le paragraphe commençant par les mots « La direction de [nom de l'émetteur assujetti] », des paragraphes a et b;

3° par le remplacement, dans le texte anglais du paragraphe b suivant le paragraphe commençant par les mots « The [Reserves Committee of the] board of directors of the Company has », des mots « because of the » par « in the event of a »;

4° par le remplacement du paragraphe a suivant le paragraphe commençant par les mots « Le [comité des réserves du] conseil d'administration de la société a examiné » par le paragraphe suivant :

« a) le contenu de l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autre information concernant le pétrole et le gaz, et le dépôt de celle-ci auprès des autorités en valeurs mobilières; »;

5° par le remplacement, dans le paragraphe b suivant le paragraphe commençant par les mots « Le [comité des réserves du] conseil d'administration de la société a examiné », des mots « dépôt du » par les mots « dépôt de l'Annexe 51-101A2, Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant, qui est le »;

6° par l'addition, à la fin du paragraphe commençant par les mots « Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements », des mots « Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération. ».

23. Dans le texte anglais de ce règlement, à l'exception du paragraphe 2 de l'article 1.2, toutes les dispositions comportant le mot « shall » sont modifiées par le remplacement du mot « shall » par le mot « must ».

24. Le présent règlement entre en vigueur le 28 décembre 2007.

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 règlement¹ complète les obligations d'information continue de la législation en valeurs mobilières qui s'appliquent aux émetteurs assujettis de tous les secteurs d'activité.

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

Les ACVM encouragent les personnes inscrites² 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 14-101 ») ou dans la loi sur les valeurs mobilières du territoire concerné ont le sens défini ou doivent recevoir l'interprétation donnée dans le manuel COGE, conformément à l'article 1.2 du règlement.

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

2) **Prix et coûts prévisionnels** – L'expression « prix et coûts prévisionnels » est définie à l'article 1.1 du règlement et il en est question dans le manuel COGE. Il s'agit de prix et de coûts futurs « généralement acceptés comme une perspective raisonnable », sauf si l'émetteur assujetti est lié en droit par des prix ou des coûts qui sont fixes ou qu'il est possible de déterminer actuellement³.

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

¹ 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.

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

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

qu'un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié (ou un autre expert) n'est pas indépendant. Nous considérons qu'un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié n'est pas indépendant dans les cas suivants :

- a) il est salarié, initié ou administrateur de l'émetteur assujetti;
- b) il est salarié, initié ou administrateur d'un apparenté de 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 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 l'émetteur assujetti.

Pour l'application du sous-paragraphe *d* ci-dessus, un « apparenté de l'émetteur assujetti » s'entend d'une filiale de celui-ci, d'une société 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 s'appliquent aux réserves et aux ressources pétrolières et gazières se rapportant aux sables bitumineux, aux schistes, au charbon et aux autres sources non traditionnelles d'hydrocarbures. Les ACVM encouragent les émetteurs assujettis qui exercent des activités pétrolières et gazières non traditionnelles 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.

5) **Ordre professionnel**

a) Ordres professionnels reconnus

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

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

En date du 1^{er} août 2007, les ordres canadiens suivants sont des ordres professionnels :

- Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta (APEGGA)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of the Province of British Columbia (APEGBC)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Saskatchewan (APEGGS)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Manitoba (APEGM)
- Ordre des géoscientifiques professionnels de l'Ontario
- Professional Engineers of Ontario (PEO)
- Ordre des ingénieurs du Québec (OIQ)
- Ordre des géologues du Québec (OGQ)
- Association of Professional Engineers of Prince Edward Island (APEPEI)
- Association des ingénieurs et des géoscientifiques du Nouveau-Brunswick (AIGNB)
- Association of Professional Engineers of Nova Scotia (APENS)
- Association of Professional

b) Autres ordres professionnels

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

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

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 1^{er} août 2007, les ordres étrangers suivants sont reconnus comme des ordres professionnels pour l'application du règlement :

- California Board for Professional Engineers and Land Surveyors
- State of Colorado Board of Registration for Professional Engineers and Professional Land Surveyors
- Louisiana State Board of Registration for Professional Engineers and Land Surveyors
- Oklahoma State Board of Registration for Professional Engineers and Land Surveyors
- Texas Board of Professional Engineers
- American Association of Petroleum Geologists (AAPG), mais seulement en ce qui concerne les *Certified Petroleum Geologists* qui sont membres de la division *Professional Affairs* de l'AAPG
- American Institute of Professional Geologists (AIPG), en ce qui concerne les *Certified Professional Geologists* de l'AIPG
- Energy Institute, mais seulement en ce qui concerne les membres qui sont des *Members* et des *Fellows*.

c) Absence d'ordre professionnel

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

d) Renouvellement de la demande non obligatoire

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

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

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

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

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

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

1.2. Manuel COGE

En vertu de l'article 1.2 du règlement, les définitions et interprétations figurant dans le manuel COGE s'appliquent au règlement si elles ne figurent pas dans le règlement, la Norme canadienne 14-101 ou la loi sur les valeurs mobilières du territoire concerné (sauf en cas de conflit ou d'incompatibilité avec le règlement, la Norme canadienne 14-101 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 tirées et de ressources élaborées par la Société du pétrole de l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (ICM) ont été intégrées au manuel COGE et sont aussi énoncées, en partie, dans le glossaire.

En vertu du sous-paragraphe *iii* du paragraphe *a* de l'article 5.2 du règlement, toutes les estimations de réserves ou de produits d'exploitation 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, doit être conforme au manuel COGE.

1.3. Application limitée aux émetteurs assujettis

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

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

1.4. Critère d'appréciation de l'importance relative

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

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

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

Ce critère de l'importance relative cadre avec la notion de l'importance relative énoncée dans le Manuel de l'ICCA et appliquée à la présentation de l'information financière.

L'expression « investisseur raisonnable », au paragraphe 2 de l'article 1.4 du règlement, renvoie à un critère objectif : un investisseur théorique, représentatif de l'ensemble des investisseurs et guidé par la raison, serait-il influencé, dans sa décision d'acquiescer, de vendre ou de conserver un titre de l'émetteur assujetti, par un élément d'information ou un ensemble d'éléments d'information? Dans l'affirmative, ces éléments d'information sont « importants » en ce qui a trait à cet émetteur assujetti. Un élément pris isolément peut être sans importance mais devenir important lorsqu'il est considéré avec

d'autres éléments d'information ou qu'il est nécessaire pour mettre d'autres éléments d'information en contexte. Par exemple, de nombreuses participations de peu d'envergure dans des terrains pétroliers et gazières 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 de réserves qualifié. Il n'est pas possible de déposer ces rapports par voie électronique au moyen de SEDAR. Le dépôt d'un rapport sur le pétrole et le gaz, ou d'un résumé de ce rapport, ne satisfait pas aux obligations annuelles de dépôt prévues par le règlement.

2.2. Information non pertinente ou sans importance

L'article 2.1 du règlement n'exige pas que l'information concernant un émetteur 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. Bien que ce format ne soit pas obligatoire, nous encourageons les émetteurs à l'utiliser.

Il est possible de présenter dans un seul document l'information précisée dans les trois annexes ou dans deux d'entre elles. Les émetteurs assujétis 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.

Le rapport de la direction et du conseil d'administration (Annexe 51-101A3) peut être combiné avec le rapport de la direction sur les états financiers du même exercice.

2.4. Notice annuelle

L'article 2.3 du règlement permet aux émetteurs assujétis de remplir les obligations prévues à l'article 2.1 du règlement en présentant l'information exigée par celui-ci dans leur notice annuelle.

1) **Signification de l'expression « notice annuelle »** – L'expression « notice annuelle » a le même sens que dans le *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*. Par conséquent, comme l'indique cette définition, il peut s'agir d'une notice

établie conformément à l'Annexe 51-102A2, Notice annuelle, ou, dans le cas d'un émetteur inscrit auprès de la SEC (au sens défini dans le Règlement 51-102), d'une notice établie conformément à cette annexe, d'un rapport annuel ou d'un rapport de transition établi en vertu de la Loi de 1934, conformément au formulaire 10-K, au formulaire 10-KSB ou au formulaire 20-F.

2) **Possibilité de présenter l'information dans la notice annuelle** – L'Annexe 51-102A2, Notice annuelle, exige que l'information requise à l'article 2.1 du règlement figure dans la notice annuelle. Il est possible de présenter cette information en l'intégrant soit directement dans la notice, soit par renvoi à des documents déposés séparément. L'article 2.3 du règlement permet aux émetteurs assujettis de satisfaire à leurs obligations prévues par l'article 2.1 et à leur obligation de publier une notice annuelle en ne présentant l'information qu'une seule fois, dans leur notice annuelle. 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. Ils doivent déposer leur notice annuelle de la façon prévue par la législation en valeurs mobilières et déposer 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 du règlement. Le cas échéant, le communiqué devrait être déposé au moyen de SEDAR sous le type de dossier « Information annuelle sur le pétrole et le gaz (Règlement 51-101) » et le sous-type de dossier/type de document « Communiqué (article 2.2 du Règlement 51-101) ».

L'avis aidera les autres utilisateurs de SEDAR à trouver cette information. Il est inutile de déposer de nouveau la notice annuelle au moyen de SEDAR dans la catégorie de l'information sur le pétrole et le gaz prévue par le règlement.

2.5. Émetteur assujetti n'ayant aucune réserve

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

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

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

variation par rapport aux estimations de réserves de l'exercice précédent, conformément à la partie 4 de l'Annexe 51-101A1.

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

2) **Annexe 51-101A2** – En vertu du règlement, les émetteurs assujettis sont tenus d'engager un évaluateur de réserves qualifié indépendant pour évaluer ou vérifier leurs données relatives aux réserves 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 d'évaluateur ou de vérificateur n'ont pas à le faire pour déposer un rapport (négatif) établi conformément à l'Annexe 51-101A2. Si toutefois un évaluateur ou un vérificateur engagé pour évaluer des réserves a conclu qu'il ne pouvait pas les classer dans cette catégorie ou les a reclassées dans la catégorie des ressources, il faut déposer son rapport parce qu'il a évalué les réserves et exprimé une opinion.

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

4) **Autres dispositions du règlement** – Le règlement n'oblige pas les émetteurs assujettis à communiquer les résultats prévus de leur ressources. Cependant, s'ils présentent ce type d'information, l'article 5.9 du règlement s'applique.

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

Le rapport de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves ne remplit pas les obligations prévues au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement s'il contient une restriction dont l'émetteur assujetti 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 assujetti n'est pas en mesure de supprimer.

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

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

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

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

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

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 d'exploitation nets futurs**

a) **Impôt**

En vertu de l'Annexe 51-101A1, il faut estimer les produits d'exploitation nets futurs avant et après déduction des charges futurs d'impôts. 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 d'exploitation 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 d'exploitation nets futurs dans une seule colonne et expliquer dans une note pourquoi ces estimations sont identiques avant et après impôts.

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

b) **Autres régimes fiscaux**

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

4) **Présentation de l'information supplémentaire sur les produits d'exploitation nets futurs au moyen de prix et coûts constants** – L'Annexe 51-101A1 permet aux émetteurs assujettis de présenter les produits d'exploitation nets futurs au moyen de prix et coûts constants en plus de les présenter au moyen de prix et coûts prévisionnels. Les prix et coûts constants sont fonction des prix et des coûts de l'émetteur assujetti à la clôture de son exercice. De manière générale, on suppose que ces prix et coûts ne changent pas, mais qu'ils restent constants pendant la durée de vie d'un terrain, sauf si l'émetteur assujetti est lié par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit, à certains prix ou coûts fixes ou qu'il est possible de déterminer actuellement (y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé).

5) **Instruments financiers** – La définition de l'expression « prix et coûts prévisionnels », à l'article 1.1 du règlement, et celle de l'expression « prix et coûts constants », dans le glossaire, mentionnent des prix futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels l'émetteur assujetti est lié par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit. L'expression « engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit » ne s'entend pas des arrangements autorisant l'émetteur assujetti à livrer des liquidités pour remplir ses obligations. Est donc exclu tout arrangement qui serait un « instrument financier » au sens du chapitre 3855 du Manuel de l'ICCA. Le Manuel de l'ICCA précise les circonstances dans lesquelles l'obligation de l'émetteur assujetti serait considérée comme un instrument financier et indique les obligations de présentation de tels instruments financiers (y compris les instruments de couverture) dans les états financiers de l'émetteur assujetti.

6) **Variation des réserves**

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

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

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

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

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

7) **Facteurs ou incertitudes significatifs** – En vertu de la rubrique 5.2 de l'Annexe 51-101A1, l'émetteur doit indiquer et décrire les facteurs économiques importants ou les incertitudes significatives qui influent sur des éléments particuliers des données relatives aux réserves. Il doit traiter ce type d'information comme il le ferait dans une note sur un « événement postérieur » afférente aux états financiers, même si elle se rapporte à une période postérieure à la date d'effet.

Par exemple, si des événements postérieurs à la date d'effet se sont traduits par une variation significative des prix futurs attendus, de sorte que les prix prévisionnels indiqués dans les données relatives aux réserves diffèrent de façon importante des prix qui seraient acceptés comme une perspective raisonnable à la date du « relevé des données relatives aux réserves et autre information » de la société, le relevé pourrait inclure, en vertu de la rubrique 5.2, une analyse de la variation et de son incidence sur les estimations de produits d'exploitation nets futurs. L'omission de cette information pourrait être trompeuse.

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

L'Annexe 51-101A1 précise 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.

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

9) **Exemple de présentation des données relatives aux réserves** – L'Annexe 1 de la présente instruction générale donne un exemple de présentation de certaines données relatives aux réserves. Les ACVM estiment que cette présentation est conforme au règlement et à l'Annexe 51-101A1. Les ACVM 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** – L'Annexe 51-101A2 et l'Annexe 51-101A3 contiennent une déclaration indiquant que les écarts entre les données relatives aux réserves et les résultats réels peuvent être importants, mais que tout écart devrait correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.

Les estimations des réserves sont effectuées à un moment précis, à savoir la date d'effet. Il est possible que la variation des estimations de réserves présente des écarts entre les estimations et les résultats réels, et que ces écarts soient importants. Les écarts peuvent découler de facteurs tels que les découvertes résultant d'activités d'exploration, les acquisitions, les dessaisissements, ainsi que de facteurs économiques n'ayant pas été pris en considération dans l'estimation initiale des réserves. Les écarts concernant des terrains qui ont été pris en compte tant dans l'estimation des réserves que dans les résultats réels peuvent découler de facteurs techniques ou économiques. Tout écart découlant de facteurs techniques doit correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération. Par exemple, l'obligation selon laquelle « [TRADUCTION] à l'égard des réserves prouvées déclarées, il doit exister une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives » (article 5 du volume 1 du manuel COGE) implique qu'il est beaucoup plus vraisemblable que les estimations feront l'objet d'une révision positive, ou à la hausse, que d'une révision négative, ou à la baisse, à mesure que de nouvelles données techniques seront disponibles. De même, l'estimation de la somme des réserves prouvées et probables a autant de chance d'être révisée à la hausse qu'à la baisse.

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

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

- des plans d'activités trop optimistes, notamment la comptabilisation à titre de réserves des réserves prouvées ou probables non mises en valeur qui n'étaient pas raisonnablement susceptibles de faire l'objet de forages;
- des estimations de réserves fondées sur une prévision de la production qui ne concordait pas avec le rendement historique, sans justification technique solide;

- l'attribution de bassins d'alimentation plus grands que ce à quoi on pouvait raisonnablement s'attendre;
- l'utilisation d'analogues inappropriés.

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

De même, l'évaluateur ou le vérificateur ne devrait pas utiliser de prix prévisionnels établis à une date postérieure au 31 décembre, date de clôture de l'exercice. Il devrait utiliser les prix qu'il a établis le 31 décembre ou vers cette date, ainsi que les prévisions de taux de change et d'inflation établies en décembre. Toute révision des prévisions de prix, de taux de change ou de taux d'inflation après le 31 décembre serait le fruit d'événements postérieurs à cette date.

PARTIE 3 RESPONSABILITÉS DES ÉMETTEURS ASSUJETTIS ET DES ADMINISTRATEURS

3.1. Comité des réserves

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

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

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

3.2. Responsabilité en matière de communication de l'information

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

Les ACVM n'entendent pas et ne considèrent pas que l'engagement d'un évaluateur ou d'un vérificateur de réserves qualifié indépendant relève l'émetteur 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

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

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

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

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

Pour l'application de cette partie, les ACVM considèrent que l'information écrite s'entend de tout écrit, image, carte, schéma ou autre représentation imprimée produit, stocké ou diffusé sur papier ou sous forme électronique. Par exemple, tout matériel 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 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.

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

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

2) **Réserves** – Le règlement ne prescrit aucune méthode d'estimation particulière, mais il exige que l'estimation des réserves soit établie conformément au manuel COGE. Par exemple, l'article 5 du volume 1 du manuel COGE précise que, à l'égard des réserves prouvées déclarées de l'émetteur, il doit exister une probabilité d'au moins 90 % que les quantités totales de pétrole et de gaz restant à récupérer seront égales ou supérieures aux réserves prouvées totales estimatives.

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

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

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

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

Lorsqu'on les utilise en respectant les règles de l'art en matière d'ingénierie et de géologie, les méthodes probabilistes fournissent davantage de données statistiques que la méthode déterministe classique. Voici certaines règles fondamentales que l'évaluateur doit respecter pour utiliser des méthodes probabilistes :

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

5) **Accès au financement** – L'émetteur assujéti qui attribue des réserves à un terrain non mis en valeur n'est pas tenu de disposer du financement nécessaire à la mise en valeur 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 la mise en valeur des terrains aura lieu, sans égard à la

disponibilité du financement nécessaire. L'évaluateur n'a pas à se demander si l'émetteur assujéti aura les capitaux nécessaires à la mise en valeur des réserves. (Se reporter à l'article 7 du manuel COGE et au sous-paragraphe *iv* du paragraphe *a* de l'article 5.2 du règlement.)

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

6) **Réserves prouvées ou probables non mises en valeur** – Il faut déclarer les réserves prouvées ou probables non mises en valeur pendant l'exercice au cours duquel elles sont comptabilisées. L'émetteur assujéti qui ne déclare pas certaines réserves prouvées ou probables non mises en valeur pour la seule raison qu'il n'a pas encore dépensé les fonds destinés à la mise en valeur pourrait omettre de l'information importante et ainsi rendre trompeuse l'information sur les réserves. Si l'existence des réserves prouvées ou probables non mises en valeur n'est pas communiquée au public, les personnes qui ont une relation privilégiée avec l'émetteur et savent qu'elles existent n'auront pas le droit d'acheter ou vendre des titres de l'émetteur tant que cette information n'aura pas été diffusée. Le prospectus de l'émetteur pourrait ne pas révéler tous les faits importants de façon complète, véridique et claire en l'absence d'information sur ces réserves.

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

5.3. Classement des réserves et des ressources

Aux termes de l'article 5.3 du règlement, l'information sur les réserves ou les ressources doit être présentée suivant les catégories et la terminologie énoncées dans le manuel COGE. Les définitions des diverses catégories de réserves et de ressources, qui sont tirées du manuel COGE, sont données dans le glossaire. En outre, aux termes de l'article 5.3 du règlement, l'information sur les réserves ou les ressources doit se rapporter à la catégorie la plus pertinente dans laquelle les réserves ou les ressources peuvent être classées. Par exemple, les ressources découvertes comptent plusieurs sous-catégories, dont les réserves, les ressources éventuelles et les ressources découvertes non récupérables. Les émetteurs assujétis doivent classer les ressources découvertes dans l'une de ces sous-catégories. Exceptionnellement, ils peuvent être dans l'impossibilité de le faire, auquel cas ils doivent en expliquer les raisons de façon détaillée.

En outre, les réserves peuvent être estimées suivant trois sous-catégories, à savoir les 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 être répartie entre ces trois sous-catégories de réserves. Pour plus d'indications sur la présentation des réserves et des ressources, prière de consulter les articles 5.2 et 5.5 de la présente instruction générale.

5.4. Consentement écrit

L'article 5.7 du règlement interdit à l'émetteur assujéti d'utiliser le rapport d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié sans le consentement écrit de celui-ci, sauf pour l'application du règlement (dépôt de l'Annexe 51-101A1; renvoi direct ou indirect aux conclusions de ce rapport dans les Annexes 51-101A1 et 51-101A3 déposées; mention du rapport dans le communiqué visé à l'article 2.2). 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.

5.5. Information sur les ressources

1) **Information sur les ressources en général** – L'information sur les ressources, à l'exclusion des réserves prouvées et probables, n'est pas obligatoire en vertu du règlement, sauf que l'émetteur assujéti doit présenter dans ses dépôts annuels, à l'égard de ses activités relatives aux terrains non prouvés et aux ressources, l'information visée à la partie 6 de l'Annexe 51-101A1. Toute information supplémentaire présentée en sus de celle exigée est facultative et doit respecter l'article 5.9 du règlement si des résultats prévus de ressources 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 importantes pour l'émetteur, même si celle-ci n'est pas prescrite par le règlement. Cette information doit reposer sur une analyse valable.

L'information sur les ressources peut nécessiter le recours à des mesures statistiques potentiellement peu connues de l'utilisateur. Il incombe à l'évaluateur et à l'émetteur assujéti de bien connaître ces mesures et à ce dernier de pouvoir les expliquer aux investisseurs. De l'information sur les mesures statistiques figure dans le manuel COGE (article 9 du volume 1 et article 4 du volume 2) et dans les nombreux documents techniques⁴ portant sur ce sujet.

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

L'émetteur assujéti qui présente les résultats prévus à l'égard d'un grand groupe de terrains, de zones productives possibles ou de ressources peut, selon les circonstances, remplir les obligations prévues au paragraphe 1 de l'article 5.9 en fournissant un résumé de l'information exigée. Il doit s'assurer que l'information présentée est raisonnable, utile et suffisamment détaillée compte tenu de sa taille. L'émetteur assujéti qui ne possède qu'un petit nombre de terrains peut présenter l'information relative à chacun d'eux. Ce degré de détail peut être indûment élevé pour un émetteur assujéti qui possède un grand nombre de terrains, et il pourrait alors être plus approprié de résumer l'information par secteur ou projet important. Toutefois, l'émetteur assujéti qui présente de façon globale l'estimation de ressources (ou la valeur correspondante) visée au paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement doit s'assurer que les terrains sont regroupés selon la catégorie de ressources la plus pertinente, conformément au sous-paragraphe *b* de ce paragraphe. Il ne peut regrouper des terrains dont les ressources sont classées dans différentes catégories.

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 :

⁴ Notamment, *Determination of Oil and Gas Reserves*, monographie n° 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).

« [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 dénégration 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. 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, 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 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 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. L'émetteur assujetti qui obtient ou effectue une évaluation de ressources 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 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. 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.

En outre, aux termes de l'article 5.3 et du sous-paragraphe *b* du paragraphe 2 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 sous-paragraphe *b* du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement.

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

b) **Définition des catégories de ressources**

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

L'émetteur assujetti pourrait souhaiter déclarer des réserves ou des ressources pétrolières ou gazières 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 doit être conforme à la terminologie et aux catégories relatives aux réserves et aux ressources qui sont énoncées dans le manuel COGE, conformément à l'article 5.3 du règlement.

L'émetteur assujetti peut déclarer d'autres catégories de ressources, comme les ressources découvertes et non découvertes, à titre de volumes en place. Toutefois, il devrait avertir le lecteur que ces catégories ne représentent pas des volumes récupérables.

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 d'importance 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 *c* 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 d'importance pertinents concernant l'estimation, conformément à la disposition *iii* du sous-paragraphe *c* du paragraphe 2 de l'article 5.9. À titre d'exemple, l'absence d'infrastructure dans la région pour transporter les ressources peut être considérée comme un facteur négatif d'importance pertinent concernant l'estimation. Mentionnons également l'expiration d'une concession importante ou tout autre facteur hautement pertinent d'ordre juridique, politique, technologique, commercial ou financier. L'émetteur assujetti qui présente une estimation pour un grand nombre de terrains regroupés peut communiquer les facteurs positifs et négatifs d'importance pertinents concernant l'estimation globale, à moins que la présentation de renseignements sur des ressources ou des terrains importants en particulier ne soit justifiée pour fournir aux investisseurs de l'information adéquate.

La mise en garde visée à la disposition *v* du sous-paragraphe *c* du paragraphe 2 de l'article 5.9 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.

Un exemple peut illustrer les obligations d'information générales prévues au sous-paragraphe c 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 d'importance 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 d'importance pertinents concernant l'estimation et les éventualités qui empêchent de classer les ressources à titre de réserves. Toutefois, il doit mentionner dans le document courant le titre et la date du document déposé antérieurement.

5.6. Information analogue

L'émetteur 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. 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 présente une estimation de ses propres réserves ou ressources fondée sur une extrapolation à partir d'information analogue, ou si l'information analogue elle-même est une estimation de ses propres réserves ou ressources, l'émetteur doit veiller à ce que l'estimation soit établie conformément au manuel COGE et présentée conformément au règlement. Par exemple, toute estimation de réserves doit être classée et établie conformément au manuel COGE par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié et respecter les obligations prévues à l'article 5.2 du règlement.

5.7. Utilisation cohérente des unités de mesure

Les émetteurs assujétis devraient utiliser les unités de mesure de façon cohérente dans leurs documents d'information pour faciliter la compréhension et la comparaison de l'information. Sauf motifs impérieux, ils doivent se garder de passer des unités impériales (comme les barils) aux unités du Système international (comme les tonnes) et vice versa, dans un même document ou d'un document à l'autre. Les émetteurs 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 *iii* du paragraphe *a* de l'article 5.2 et à l'article 5.3 du règlement.

5.8. Bep et kpi³ 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 kpi³. 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.

5.9. Frais de découverte et de mise en valeur

L'article 5.15 du règlement énonce les obligations applicables aux émetteurs assujettis qui communiquent leurs frais de découverte et de mise en valeur.

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 mise en valeur. Le calcul des frais de découverte et de mise en valeur 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.

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.

5.10. Information à fournir dans le prospectus

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

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

2) **Information sur les ressources** – L'information sur les ressources, à l'exclusion des réserves prouvées et probables, n'est généralement pas obligatoire en vertu du règlement, sauf certains renseignements à l'égard des activités relatives aux terrains non prouvés et aux ressources de l'émetteur, visés à la partie 6 de l'Annexe 51-101A1, qui sont inclus dans le prospectus. Toute information supplémentaire présentée en sus de celle exigée est facultative et doit être conforme aux articles 5.9 et 5.10 du règlement, le cas échéant. Cependant, le respect de l'obligation générale prévue par la législation en valeurs mobilières de révéler de façon « complète, véridique et claire » tous les faits importants dans le prospectus nécessite la présentation d'information sur les ressources importantes pour l'émetteur, même si celle-ci n'est pas prescrite par le règlement. Cette information doit reposer sur une analyse valable.

3) **Réserves prouvées ou probables non mises en valeur** – Outre les indications énoncées au paragraphe 4 de l'article 5.2 de la présente instruction générale, les réserves prouvées ou probables non mises en valeur 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 mises en valeur pour la seule raison qu'il n'a pas encore dépensé les fonds destinés à la mise en valeur, il pourrait omettre de l'information

importante et ainsi rendre trompeuse l'information sur les réserves. Le prospectus de l'émetteur pourrait ne pas révéler tous les faits importants de façon complète, véridique et claire en l'absence d'information sur ces réserves.

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

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

L'émetteur peut déterminer que son obligation de révéler de façon complète, véridique et claire tout fait important l'oblige à inclure dans son prospectus des données sur les réserves et d'autres éléments d'information sur le pétrole et le gaz à une date plus récente que celle précisée dans les obligations de prospectus. Celles-ci prévoient que l'information doit être arrêtée à la clôture du dernier exercice de l'émetteur à l'égard duquel des états financiers sont inclus dans le prospectus. Elles n'empêchent certes pas de présenter de l'information plus récente, mais il faut néanmoins, pour les respecter, présenter également de l'information correspondante arrêtée à la clôture de l'exercice.

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

PARTIE 6 INFORMATION SUR LES CHANGEMENTS IMPORTANTS

6.1. Changement par rapport à l'information déposée

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

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

La partie 6 du règlement exige que la communication d'un changement important comprenne l'avis de l'émetteur assujéti, établi de façon raisonnable, quant à l'incidence qu'a eue le changement important sur ses données relatives aux réserves et toute autre information présentées dans un document qu'il a déposé. Il n'est pas nécessaire d'effectuer une évaluation, mais l'émetteur assujéti doit veiller à respecter les obligations d'information générales prévues à la partie 5, le cas échéant. Par exemple, si la déclaration de changement important présente une estimation à jour des réserves, celle-ci doit être

établie conformément au manuel COGE par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié.

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

ANNEXE 1**EXEMPLES DE PRÉSENTATION DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES****Format de présentation**

Le règlement et l'Annexe 51-101A1 ne prescrivent pas de format pour la présentation des données relatives aux réserves et de l'information connexe. Toutefois, les ACVM 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**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS [INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE]

CATÉGORIE DE RÉSERVES	RÉSERVES ⁽¹⁾							
	PÉTROLE LÉGER ET MOYEN		PÉTROLE LOURD		GAZ NATUREL ⁽²⁾		LIQUIDES DE GAZ NATUREL	
	Kb bruts	Kb nets	Kb bruts	Kb nets	Mpi ³ bruts	Mpi ³ nets	kb bruts	kb nets
PROUVÉES								
Mises en valeur exploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Mises en valeur inexploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Non mises en valeur	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL des réserves prouvées	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
PROBABLES								
TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

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

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

 SUPPLÉMENTAIRE
FACULTATIF

RELEVÉ DE LA VALEUR DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
au 31 décembre 2006
PRIX ET COÛTS CONSTANTS [INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE]

CATÉGORIE DE RÉSERVES	VALEUR DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS										VALEUR UNITAIRE AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE 10%/an (\$/kpi ³) (\$/baril)
	AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)					APRÈS IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)					
	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	
PROUVÉES											
Mises en valeur exploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Mises en valeur inexploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Non mises en valeur	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL des réserves prouvées	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xx
PROBABLES	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxx

SUPPLÉMENTAIRE
FACULTATIF

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

**PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
(NON ACTUALISÉS)
au 31 décembre 2006**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS [INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE]

CATÉGORIE DE RÉSERVES	PRODUITS D'EXPLOITATION M\$	REDEVANCES M\$	FRAIS D'EXPLOITATION M\$	FRAIS DE MISE EN VALEUR M\$	COÛTS D'ABANDON ET DE REMISE EN ÉTAT M\$	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS M\$	IMPÔTS M\$	PRODUITS D'EXPLOITATION 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 D'EXPLOITATION NETS FUTURS
PAR GROUPE DE PRODUCTION
au 31 décembre 2006**

RIX ET COÛTS CONSTANTS [INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE]

CATÉGORIE DE RÉSERVES	GROUPE DE PRODUCTION	PRODUITS D'EXPLOITATION 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 FACULTATIF

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 ⁽¹⁾							
	PÉTROLE LÉGER ET MOYEN		PÉTROLE LOURD		GAZ NATUREL ⁽²⁾		LIQUIDES DE GAZ NATUREL	
	Kb bruts	Kb nets	Kb bruts	Kb nets	Mpi ³ bruts	Mpi ³ nets	Kb bruts	Kb nets
PROUVÉES								
Mises en valeur exploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Mises en valeur inexploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Non mises en valeur	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL des réserves prouvées	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
PROBABLES	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

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

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

RELEVÉ DE LA VALEUR DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
au 31 décembre 2006
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	VALEUR DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS										VALEUR UNITAIRE AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE 10 %/an \$/kpi ³ \$/baril
	AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)					APRÈS IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)					
	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	
PROUVÉES											
Mises en valeur exploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Mises en valeur inexploitées	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Non mises en valeur	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL des réserves prouvées	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xx
PROBABLES	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxx

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 d'exploitation 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 D'EXPLOITATION NETS FUTURS
(NON ACTUALISÉS)
au 31 décembre 2006**

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	PRODUITS D'EXPLOITATION M\$	REDEVANCES M\$	FRAIS D'EXPLOITATION M\$	FRAIS DE MISE EN VALEUR M\$	COÛTS D'ABANDON ET DE REMISE EN ÉTAT M\$	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS M\$	IMPÔTS M\$	PRODUITS D'EXPLOITATION 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 D'EXPLOITATION NETS FUTURS
PAR GROUPE DE PRODUCTION
au 31 décembre 2006
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	GROUPE DE PRODUCTION	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (actualisés au taux annuel de 10 %) (M\$)	VALEUR UNITAIRE \$/kpi3 \$/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	

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

**HYPOTHÈSES DE PRIX
au 31 décembre 2006**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS⁽¹⁾

Exercice	PÉTROLE ⁽²⁾				GAZ NATUREL ⁽²⁾ Prix AECO (\$CAN/unité)	LIQUIDES DE GAZ NATUREL FAB Entrée du gisement (\$CAN/baril)	TAUX DE CHANGE ⁽³⁾ \$US/\$CAN
	WTI à Cushing (Oklahoma) \$US/baril	Cours de référence à Edmonton à 40 ⁰ API \$CAN/baril	Pétrole lourd à Hardisty 12 ⁰ API \$CAN/baril	Pétrole moyen à Cromer 29.3 ⁰ API \$CAN/baril			
Historique (fin d'exercice)							
2003	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2004	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2005	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2006 (fin d'exercice)	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

 SUPPLÉMENTAIRE
FACULTATIF

- (1) Cette information résulte de l'information complémentaire facultative visée 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 assujetti.
 (3) Taux de change utilisés pour fixer les prix de référence figurant dans ce tableau.

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

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

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

Exercice	PÉTROLE ⁽¹⁾								GAZ NATUREL ⁽¹⁾ Prix AECO (\$CAN/unité)	LIQUIDES DE GAZ NATUREL FAB Entrée du gisement (\$CAN/baril)	TAUX D'INFLATION ⁽²⁾ %/an	TAUX DE CHANGE ⁽³⁾ \$/\$/CAN
	WTI Cushing Oklahoma \$/baril		Cours de référence à Edmonton 40 ^o API \$/CAN/baril		Pétrole lourd à Hardisty 12 ^o API \$/CAN/baril		Pétrole moyen à Cromer 29.3 ^o API \$/CAN/baril					
Prix historiques ⁽⁴⁾												
2003	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2004	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2005	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2006	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Prévision												
2007	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2008	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2009	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2010	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2011	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 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⁽¹⁾**

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

FACTEURS	PÉTROLE LÉGER ET MOYEN			PÉTROLE LOURD			GAZ ASSOCIÉ ET NON ASSOCIÉ		
	Prouvées brutes (kb)	Probables brutes (kb)	Somme des réserves prouvées et probables brutes (kb)	Prouvées brutes (kb)	Probables brutes (kb)	Somme des réserves prouvées et probables brutes (kb)	Prouvées brutes (Mpi ³)	Probables brutes (Mpi ³)	Somme des réserves prouvées et probables brutes (Mpi ³)
31 décembre 2005	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 2006	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

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

Référence : rubrique 4.1 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 texts, 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 texts, 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:

Pierre Martin
Lawyer
Autorité des marchés financiers
514-395-0337, ext. 2545
pierre.martin@lautorite.qc.ca

Éric Boutin
Securities Analyst
Autorité des marchés financiers
514-395-0337, ext. 4447
eric.boutin@lautorite.qc.ca

October 12, 2007

Notice

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

Introduction

We, the Canadian Securities Administrators (CSA) are implementing amendments to *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (the Regulation) and its companion policy (the Policy Statement).

The CSA adopted the Regulation and the Policy Statement in September 2003 and, in Québec, in 2005. The Regulation sets out the annual filing requirements for reporting issuers who are involved in oil and gas activities and the general disclosure standards for reporting issuers who are reporting on their oil and gas activities. The disclosure standards apply to any disclosure made by a reporting issuer throughout the year. The Policy Statement includes explanations, discussion, and examples on how the CSA will interpret and apply the Regulation.

The text of the amendments to the Regulation and a new version of the Policy Statement are published along with this notice.

The Regulation to amend the Regulation has been made, or is expected to be made, by each member of the CSA.

Provided all necessary ministerial approvals are obtained, the Regulation to amend the Regulation will come into force on **December 28, 2007**. The new version of the Policy Statement will come into effect at the same time as the Regulation to amend the Regulation.

In Québec, the Regulation is a regulation made under section 331.1 of the *Securities Act* (Québec) by the Autorité des marchés financiers (the Authority) and must be approved, with or without amendment, by the Minister of Finance. 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 of the Authority and will take effect concomitantly with the Regulation. They must also be published in the Bulletin.

Substance and Purpose

The amendments to the Regulation fall into the following four broad categories:

1. Amendments to clarify some provisions of the Regulation.
2. Amendments to remove or amend certain requirements for the annual filing requirements where such requirements were determined to be burdensome for reporting issuers and of limited utility for investors and security holders.
3. Amendments to certain provisions to provide new guidelines for disclosure of resources that cannot currently be classified as reserves.
4. Amendments to streamline requirements in the Regulation.

Background

We published the proposed amendments for comment on January 19, 2007. The comment period ended in April 2007.

Summary of Written Comments Received by the CSA

During the comment period, we received submissions from 13 commenters. We have considered the comments received and thank all the commenters. Appendix A lists the names of the commenters and Appendix B summarizes their comments and our responses. The original comment letters are available on the Alberta Securities Commission website at www.albertasecurities.com.

After considering the comments, we have made changes to the amendments that we published for comment. However, as these changes are not material, we are not republishing the amendments for a further comment period.

Summary of Changes to Proposed Amendments

See appendix C for a summary of the changes made to the amendments as originally published.

We are also eliminating the following staff notices relating to the Regulation effective the implementation date of the amendments to the Regulation, as they are no longer necessary:

- CSA Staff Notice 51-313 *Frequently Asked Questions - Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*
- CSA Staff Notice 51-321 *Questions and answers concerning resources and possible reserves Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*
- CSA Staff Notice 51-317 *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities Application of Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*
- National Policy Statement 22 - *Use of Information and Opinion Re Mining and Oil Properties by Registrants and Others*. (**Note:** National Policy Statement 22 has already been repealed in Québec)

We are also publishing CSA Staff Notice 51-324 *Glossary to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*. This staff notice replaces Appendix 1 to the Policy Statement.

Questions

Please refer your questions to any of the following:

Pierre Martin
Senior Legal Counsel
Autorité des marchés financiers
514-395-0337, ext. 2545
pierre.martin@lautorite.qc.ca

Éric Boutin
Analyste en valeurs mobilières
Autorité des marchés financiers
514-395-0337, ext. 4447
eric.boutin@lautorite.qc.ca

Blaine Young
Associate Director, Corporate Finance
Alberta Securities Commission
403-297-4220
blaine.young@seccom.ab.ca

Alex Poole
Legal Counsel, Corporate Finance
Alberta Securities Commission
403-297-4482
alex.poole@seccom.ab.ca

Tom Percy
Legal Counsel, Corporate Finance
Alberta Securities Commission
403-355-4165
tom.percy@seccom.ab.ca

Dr. David Elliott
Chief Petroleum Advisor
Alberta Securities Commission
403-297-4008
david.elliott@seccom.ab.ca

Gordon Smith
Senior Legal Counsel, Corporate Finance
British Columbia Securities Commission
604-899-6656 or 800-373-6393 (if calling from B.C. or Alberta)
gsmith@bcsc.bc.ca

Robert Holland
Chief Mining Advisor, Corporate Finance
British Columbia Securities Commission
604-899-6719 or 800-373-6393 (if calling from B.C. or Alberta)
rholland@bcsc.bc.ca

Craig Waldie
Senior Geologist
Ontario Securities Commission
416-593-8308
cwaldie@osc.gov.on.ca

October 12, 2007

Appendix A

List of Commenters

	COMMENTER	NAME	DATE
1.	AJM Petroleum Consultants	Philip S. Kandel	January 25, 2007
2.	Vero Energy Inc.	Clinton T. Broughton	January 31, 2007
3.	Henry R. Lawrie	Henry R. Lawrie	February 12, 2007
4.	Norwest Corporation	Geoff Jordan	February 14, 2007
5.	SEPAC	Gary C. Leach	April 12, 2007
6.	Freehold Royalty Trust	William O. Ingram	April 17, 2007
7.	Reg Pitt	Reg Pitt	April 19, 2007
8.	Robinson Petroleum Consulting Ltd.	J. Glenn Robinson	April 19, 2007
9.	TSX Venture Exchange	Peter Varsanyi	April 29, 2007
10.	John Yu	John Yu	April 30, 2007
11.	Macleod Dixon LLP	Kevin E. Johnson	April 30, 2007
12.	Nexen Inc.	Ian McDonald	April 30, 2007
13.	The Canadian Advocacy Council of CFA Institute Canadian Societies.	Blair Carey/Robert Morgan	May 1, 2007

Appendix B

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

Summary of Comments and CSA Responses

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
1.	General comment	One commenter agrees with the removal of the requirement to report reserves and future net revenue using constant prices and costs, the removal of the requirement to do a reconciliation of future net revenue, and the changing of the requirement to do reserves reconciliation using gross reserves instead of net reserves. The commenter believes this will significantly enhance the usefulness of disclosure to analysts and investors while reducing the burden on the reporting issuer.	We acknowledge the comment.
2.	General comment	One commenter representing several senior issuers with exemptions to report their oil and gas disclosure using US standards ("several senior issuers") states that they generally support the purposes of the proposed amendments and the underlying principle of improving the quality of disclosure. The exempt issuers are concerned with certain aspects of the resource amendments.	We acknowledge the comment. We discuss the comment concerning resource amendments below by reference to the specific comments raised by the commenter concerning the resource amendments.
3.	General comment	One commenter that represents small and medium oil and gas issuers states that it fully supports the proposed amendments.	We acknowledge the comment.

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
4.	General comment	<p>One commenter representing a Canadian stock exchange states that overall it supports the proposed amendments. The amendments improve the clarity and meaning of various provisions and significantly enhance the Regulation, particularly in terms of guidance to issuers with resource estimates.</p> <p>However, the commenter contends that securities regulatory authorities may be missing an opportunity to enhance the capital markets by not including sufficient guidance for certain emerging oil and gas issuers, particularly those with material undeveloped properties for which there are no resource estimates.</p>	<p>We acknowledge the comment.</p> <p>There are requirements for the disclosure of unproved properties where the issuer voluntarily discloses anticipated results relating to the unproved properties. However, the existing and proposed legislation do not contain any requirements that are triggered by the disclosure of a material unproved property. For this reason there is no guidance focused on this topic.</p>
5.	General comment	<p>One commenter agrees with the broad objectives and principles of the CSA initiative to improve the disclosure of resources through the proposed additional disclosure requirements. However, the commenter opposes the removal of certain disclosure that is currently required in respect of resources (existing section 5.9).</p>	<p>We acknowledge the comment. We discuss the repeal and substitution of existing section 5.9 at greater length in item 25.</p>
6.	General comment	<p>One commenter states he has not encountered any use or reporting of possible reserves or resources beyond proved or probable reserves but that the more rigorous guidelines</p>	<p>We acknowledge the comment.</p>

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		appear to be of merit.	
7.	General comment	One commenter states that the increased conservativeness brought about by adoption of the COGE Handbook and the Regulation has contributed to a disconnect between asset values as derived from reserve reports, particularly from proved reserves, and asset values as determined by market acquisitions and dispositions.	The Regulation is intended to provide reasonable and reliable disclosure reflecting, among other things, certain components of the issuer's oil and gas assets. The disclosure prescribed by the rule does not purport to reflect market value and should not be so construed.
REGULATION 51-101 RESPECTING STANDARDS OF DISCLOSURE FOR OIL AND GAS ACTIVITIES			
8.	Section 1.1 -"analogous information"	One commenter states that the addition of this term to the rule is necessary.	We acknowledge the comment.
9.	Section 1.1 -"anticipated results"	One commenter thinks that "anticipated results" should refer to information that indicates the expected value or expected quantities of the resource instead of the potential value or quantities of the resource.	The term "expected value" or "expected quantity" has a specific and restricted meaning. Anticipated results would include the expected value or quantity. We do not propose to make a change to this definition because we would like the application of the term "anticipated results" to be more broad and inclusive.
10.	Section 1.1 – deletion of the definition of "constant prices and costs"	Four commenters agree with the repeal of the definition and the associated annual filing requirement concerning constant prices and costs. One of the commenters, representing small and medium oil and gas issuers, states that forecast prices more accurately reflect the implied value of reserves. Making the constant price disclosure voluntary will simplify the report and will not be	We acknowledge the comment.

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		confusing for readers.	
11.	Section 1.1 - deletion of the definition of "constant prices and costs"	One commenter does not support the amendment to make constant prices and cost reporting optional. The commenter favours a modified constant price and cost disclosure based on using: 1) the average of the price received for the last quarter or year; 2) operating costs averaged over the past year; 3) capital costs encountered in the last quarter. This would provide a report that could be compared to financial statements. Forecast prices introduce another source of error.	We remain of the view that the disclosure of forecast prices and costs provides more valuable information and that this aspect of the proposed amendments will be maintained. Constant prices and costs are presently defined to be those in effect at year end. Industry feedback has indicated that this determination of constant prices and costs is of little value. While it enables comparison to US and domestic peers, it may be skewed given its determination on a fixed date. While a modified constant price and cost definition such as that proposed by the commenter may have merit, it would not facilitate comparability and would also require further policy analysis.
12.	Section 1.1 - deletion of the definition of "constant prices and costs"	One commenter does not support eliminating the requirement to disclose the constant prices and costs because: 1) without the constant case, it is difficult to compare issuers on a reasonably consistent and objective basis; 2) without the constant case, there is no baseline price making it difficult to judge the reasonableness and worthiness of the forecast price; 3) the Taskforce concluded that both constant and forecast cases should be presented; 4) the SEC requires constant cases to be disclosed; 5) constant cases are easily understood and not subject to inappropriate estimates; 6) the cost of developing the constant case is not material on a relative basis; and 7) there have been no complaints that the	1) Broad feedback persuades us that the mandatory use of the constant price and cost case is of little value and can be misleading and that this outweighs the value of facilitating comparisons based on arbitrary values; 2) we note that reporting issuers and evaluators take responsibility for their price estimates; mandatory disclosure of price forecasts assists investors in assessing the information disclosed; moreover, the year-end price may not be indicative of a reasonable price; 3) since the work of the Taskforce, we have had the benefit of seeing four years of reporting and hearing feedback from industry participants and users that support the

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		constant case is misleading but there have been complaints that the forecast price is misleading.	proposed change; 4) an issuer may optionally disclose constant prices and costs if it wishes to be compared to US peers; 5) use of a year-end price can yield an arbitrary and meaningless result; 6) the cost of developing the constant case was not material to the decision to eliminate it; and 7) there have been complaints that the constant case is misleading (for example, bitumen).
13.	Section 1.1 - “forecast prices and costs”	One commenter states that there is more inconsistency than there needs to be between evaluation firms with respect to forecast prices. It is suggested that the same prices be specified for all reserves evaluators at any point in time, with those prices based on the market strip.	As alluded to in item #12, we are satisfied that the responsibility of issuers and evaluators coupled with the disclosure of the price forecast used provides useful information to investors and it is not our present intention to mandate a specified forecast price.
14.	Section 1.1 - “qualified reserves evaluator” and “qualified reserves auditor” and section 4.2	One commenter states that the reference to reserves data and resources in the proposed amended definitions of a qualified reserves evaluator and auditor and in proposed section 4.2 should be changed to “reserves and resources data”.	The term “reserves data” is a defined term in the rule and is a fundamental concept in the annual filing. The CSA does not believe it is advisable to change the definitions of qualified reserves evaluator or auditor unless these terms are changed in the COGE Handbook.
15.	Section 1.1 - “reserves”	One commenter suggests changing the definition of “reserves” to more specifically refer to “individual estimates of volumes of proved, probable or possible reserves or aggregated volumes of proved plus probable reserves or proved plus probable plus possible reserves”.	The proposed amendment applies at the individual and aggregated levels and therefore we believe that the definition in its proposed form addresses the substance of the comment.
16.	Section 1.1 - “reserves data”	One commenter recommends further amending the definition of reserves data to mean estimates of proved	We do not propose to make a change to the proposed definition. While we agree with the comment in

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		<p>reserves and probable reserves and an aggregation of proved plus probable reserves and respective estimates of future net revenue for each category of reserves, estimated using forecast prices and costs.</p> <p>The commenter adds that estimates of possible reserves and aggregated proved plus probable plus possible reserves and related future net revenue may also be included. However, the commenter also appears to favour the inclusion of a statement indicating that the proved plus probable reserves estimates and related future net revenue represents the Company's best estimates of reserves to be recovered and future net revenue to be received from the sale of the proved plus probable reserves.</p>	<p>principle, we believe that the proposed amendment covers these categories and is more succinct.</p> <p>The disclosure of possible reserves is optional disclosure in Form 51-101F1 and not an integral part of reserves data, as it is defined and applied in the Regulation.</p>
17.	Section 2.2 - Notice to Announce Filing	One commenter, representing small and medium oil and gas issuers, disagrees with the proposed amendment which replaces the dissemination of a news release announcing the annual filing with the filing of a notice announcing the same. The commenter did not feel that this was a value added exercise given that the notice was filed on SEDAR like the report itself.	This amendment was initially proposed to facilitate the consistent and clear disclosure of the announcement. However, we agree with the comment and will maintain the existing provision permitting the dissemination of a news release, as this may be a more effective method of giving notice of the filed reports.
18.	Section 3.4 - Certain Responsibilities of Board of Directors	In response to the CSA's request for comment on the benefit of requiring the board of directors to appoint the independent qualified reserves evaluator or auditor, one commenter's response was not altogether clear. The commenter states that it does not believe there would be a material enhancement to investor protection by requiring	We remain of the view that investor interests are adequately addressed by the required participation of the board in the review of the appointment and the approval of the annual filings under the Regulation. The Regulation does not preclude the board from appointing the independent qualified reserves

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		<p>the board to make these appointments. The existing requirement that the board review the appointment is adequate.</p> <p>However, the commenter also states that to ensure greater independence, the board rather than management, should appoint the evaluator given that reserves represent significant assets for companies in the extractive industry.</p>	evaluator or auditor if in its judgement, this would be useful.
19.	Section 3.4 - Certain Responsibilities of Board of Directors	In response to the CSA's request for comment on the benefit of requiring the board of directors to appoint the independent qualified reserves evaluator or auditor, two commenters state that they do not perceive a need to make this change. One commenter states that there would be no material enhancement to investor protection and that the change would simply be one of formality not substance. Investor protection concerns are sufficiently addressed by the required participation of the board in the approval and execution of Form 51-101F3. The other commenter states that a change in current practice is not warranted. On the contrary, it is desirable to increase the separation and independence of the board of directors in reviewing and approving the work of the reserves evaluator.	We agree. No change will be made.
20.	Subparagraph 5.2(a)(v) -Cautionary language concerning possible reserves	One commenter urges that the cautionary language concerning possible reserves be expanded to include a statement that proved plus probable reserves and related future net revenue represent the issuer's best estimate of reserves to be recovered and the future net revenue to be	We do not propose to make the suggested change. The additional disclosure on proved plus probable reserves does not provide additional necessary or useful information on possible reserves.

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		obtained.	
21.	Subparagraph 5.2(a)(v) -cautionary language concerning possible reserves	Two commenters state that the cautionary language is inconsistent with the COGE Handbook definition. One commenter states that the reference to percentage probability should be removed and replaced with the language in the COGE Handbook definition: "It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the sum of proved + probable + possible reserves."	The definition quoted by the commenter refers to the lowest level [individual non-aggregated properties] at which reserves calculations are performed (see COGE Handbook, volume 1, section 5.4.1). However, reserves reported under the Regulation are Reported Reserves which are aggregated reserves (as referenced in the COGE Handbook) the criteria for which are numerical probabilities (see COGE Handbook, volume 1, section 5.4.3). We will amend the statement to remove the word "only". Although this does not duplicate the language in the COGE Handbook, it is consistent with the COGE Handbook and more understandable for investors.
22.	Section 5.3 - Reserves and Resources Classification	One commenter favours retaining the existing wording of section 5.3.	We believe that the amendment is warranted to ensure disclosure of resources is not misleading and more clear. The more specific resource categories convey more meaningful and accurate information to investors than the more general resource categories. For example, the general category of "discovered resources" covers everything from cumulative production to unrecoverable resources, thus the disclosure of "discovered resources" may convey very little information to investors that is not necessarily helpful in rendering investment decisions.
23.	Section 5.3 - Reserves and	Two commenters indicate that the SPE/WPC have	The proposed changes to the resource provisions are

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
	Resources Classification	prepared new reserves and resources definitions that are similar to, but not exactly the same as, the definitions and categories in the COGE Handbook. One of the commenters notes that many senior issuers prefer the SPE/WPC definitions and the CSA should wait until these definitions are harmonized before making changes to resource disclosure.	not being deferred for the following reasons: <ul style="list-style-type: none"> • we have identified an immediate need to improve voluntary resource disclosure to ensure that the investment community is provided with meaningful and consistent information • we have endeavoured to accommodate this anticipated change by modifying the cautionary language in draft subparagraph 5.9(2)(c)(vi) to reference commercial viability (rather than economic viability and technical feasibility) of the resource based on the SPE/WPC use of the term “commercial”. We have also severed the glossary from the companion policy in a staff notice to accommodate a faster update of the resource definitions if the SPE/WPC definitions are adopted in the COGE Handbook.
24.	Section 5.3 - Reserves and Resources Classification	The commenter representing exempt senior issuers states that the issuers concur with the CSA’s objective of improving disclosure of resources to make the disclosure more meaningful for the investment community. However, the SPE/WPC standards are globally recognized and widely used. Issuers with assets outside Canada or which trade on a market outside Canada should have the ability to use the definitions and categories in either the COGE Handbook or those adopted by SPE/WPC.	We are of the view that the rule’s substantive principle that the disclosure of reserves and resources is to be done in accordance with the terminology and categories set out in the COGE Handbook, must be maintained. However, we have made the changes noted in item 23 in anticipation of the potential adoption of the SPE/WPC definitions in the COGE Handbook.

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
25.	Repeal of existing section 5.9	<p>Two commenters oppose the repeal of existing section 5.9 which prescribes disclosure requirements concerning prospects if anticipated results from a prospect(s) is disclosed. One commenter specifically opposes the removal of the following two disclosure requirements:</p> <p>1. The removal of the disclosure of the expiry date of a leasehold interest in undeveloped property. The commenter states that this information can have a material impact on valuation and does not pose significant additional costs.</p> <p>2. The removal of the requirement to disclose reasonably expected marketing and transportation arrangements. The commenter favours retaining and amending the existing disclosure requirement to read “whether infrastructure currently exists in the region to transport the resource.”</p>	<p>With respect to the specific disclosures which the commenter wishes to retain, we do not propose to retain the disclosure requirements for the following reasons:</p> <p>1. If an issuer provides a valuation of the leasehold interest, it is required to disclose the basis of the calculation of its value pursuant to paragraph 5.9(1)(e). The proposed companion policy guidance states that the remaining term of the unproved property may be a relevant consideration in the determination of value. This would depend on the circumstances of the particular issuer. Also, Form 51-101F1 requires the issuer to disclose annually the net area for which exploration and development rights expire within one year (item 6.2(2)). Additionally if an issuer discloses a resource volume or related value, it is required pursuant to proposed subparagraph 5.9(2)(c)(iii) of the Regulation to disclose significant positive and negative factors relevant to the estimate, which could in certain circumstances necessitate a discussion of a leasehold expiry date. We will provide additional guidance in the companion policy to this effect. At the broader level of disclosure of anticipated results (subsection 5.9(1)), we do not believe that the specific disclosure of expiry dates is practical and meaningful, particularly where many leasehold interests are aggregated.</p>

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
			2. We believe that the disclosure of infrastructure may be required when an issuer discloses a resource volume or associated value, pursuant to proposed subparagraph 5.9(2)(c)(iii) which requires the disclosure of significant positive and negative factors relevant to the estimate. We will provide additional guidance in the companion policy to this effect. Also, it may be prescribed pursuant to the requirement in proposed paragraph 5.9(2)(c) that an issuer disclosing a contingent resource volume must also disclose specific contingencies preventing the resource's classification as a reserve. At the present time, we do not wish to prescribe further requirements for infrastructure disclosure.
26.	Repeal of existing sections 5.9 and 5.10	One commenter, representing a Canadian stock exchange, opposes the elimination of existing sections 5.9 and 5.10. The elimination of these provisions will result in virtually no disclosure guidelines for issuers that have interests in material undeveloped properties with no resource estimates. The commenter believes that these provisions should be retained in some form and expanded to provide enhanced guidance to those issuers.	We retained certain elements of existing sections 5.9 and 5.10 in the proposed amendments while expanding the requirements where necessary. For example, certain information prescribed in existing section 5.9 (nature of interest in the resource, location of the resource, associated risks) has been retained in proposed subsection 5.9(1) and the provision has been expanded to address anticipated results not only from prospects, but also from resources excluding reserves. Issuers are not precluded from disclosing additional relevant information, which may or may not include items listed in existing section 5.9.

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
			Similarly, the requirements of existing section 5.10 have been retained in a simpler and clearer form in proposed subsection 5.9(1)(e). Extensive additional guidance concerning this provision is provided in the companion policy.
27.	General comment on section 5.9 - Disclosure of Resources	One commenter, representing small and medium oil and gas issuers, accepts the proposed changes to the disclosure of estimates of resource volumes or values.	We acknowledge the comment.
28.	General comment on section 5.9 - Disclosure of Resources	One commenter states that, while resource estimates are of interest to investors and analysts in a comparative context regarding future opportunity sets, these estimates are typically not considered material because of their inherent risk and uncertainty. They are not risked the way reserves are.	Resource estimate disclosure is increasingly common and it provides significant information to the investment community about the issuer's opportunities and potential value. It may be the only asset or a major asset of an issuer. The concepts of materiality and risk are distinct. The fact that a resource estimate is less certain or more risky than a reserves estimate does not make it less material from an investor's perspective.
29.	General comment on section 5.9 - Disclosure of Resources	One commenter states that the resource amendments are problematic for the following reasons: a. The resource amendments attempt to reflect the technical rigor and risk factor disclosure used in the mining rule (Regulation 43-101) despite the differences between the two industries. b. The resource amendments could impair the competitiveness of issuers in an international context whose joint venture partners would not be subject to similar disclosure requirements. They could also affect	a. The CSA appreciate the differences between the oil and gas industry and the mining industry and the resource amendments (undefined but which we infer to be proposed sections 5.3 and 5.9) do not endeavour to draw on any disclosure requirements in the mining rule, but are rather motivated by staff and user experience. b. If the issuer's partner is opposed to the additional disclosure requirements triggered by the issuer's voluntary disclosure of resource results, the issuer

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		<p>confidentiality for the issuer.</p> <p>c. The general disclaimer in proposed paragraph 5.9(2)(vi) undermines the intentions of requiring a qualified reserves evaluator to have prepared the resource estimate and indicates the limitations to the perception of additional rigor to resource disclosure estimates. Also, use of the term “no certainty” is inconsistent with the inherent definitional contingencies estimation of either discovering or developing the resources.</p> <p>d. The issuer prefers the US disclosure system, which only permits reserves, not resource, disclosure in SEC filings but permits prospect and other resource disclosure in press releases, provided cautionary language is disclosed.</p> <p>e. The issuer is a 10-K filer and will be required to disclose in its 10-K the resource information prescribed in subsections 5.9(1) and (2), which is not permitted under SEC law. The issuer is caught between two regimes because the US regime prohibits resource filings while the Canadian regime mandates it.</p> <p>f. For issuers with multiple resource opportunities, the information in section 5.9 is burdensome. It is also impractical as there is often 10 or more prospects underlying the anticipated result.</p>	<p>has the option not to disclose the resource results. There are no mandatory disclosure requirements for resources. It is unclear how the resource amendments would affect confidentiality for the issuer as the issuer has discretion not to disclose information concerning resources. The issuer may also avail itself of the opportunity to file a confidential material change report where appropriate. See also item 31.</p> <p>c. The language referred to is not a disclaimer but rather cautionary language designed to give investors straightforward understandable information relating to the risks and uncertainties associated with the resource.</p> <p>d. Canadian and US reporting requirements share similarities in some regards. However, the CSA has determined a need to further regulate the voluntary disclosure of resources in order to ensure that a more balanced and informative picture is provided to investors.</p> <p>e. The Regulation does not mandate resource disclosure. Section 5.9 only prescribes additional disclosure concerning a resource if the issuer voluntarily discloses results concerning its resource. Section 5.9 would not be triggered if the issuer does not disclose resource information, which should be consistent with the 10-K requirements as described by the commenter.</p>

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
			f. The additional disclosure prescribed in subsection 5.9(1) is significantly shorter than what is presently required for the disclosure of prospects. The CSA reduced the requirements to those factors viewed as essential for the investor to know in connection with the anticipated result. If there are numerous prospects underlying the anticipated result, the issuer may summarize the prescribed information. See also item 34.
30.	General comment on section 5.9 - Disclosure of Resources	<p>One commenter states that the sophistication and internal controls of senior issuers should be recognized, such that only the following disclosure should be required, in lieu of the information prescribed by proposed subsections 5.9(1) and (2):</p> <ul style="list-style-type: none"> • a description of the issuer's resource estimation processes, and • uncertainties associated with certain types of disclosure, such as is required for reserves disclosure. 	We do not propose to make the suggested change. A description of the issuer's resource estimation processes may not be readily understood or helpful information to an investor. Rather, investors should be advised of the simplified list of information concerning anticipated results of a resource set out in subsection 5.9(1), which includes the disclosure of uncertainty recommended by the commenter. Alternatively, if actual volumes or associated values of a resource are disclosed, the issuer should provide additional information and proper cautions concerning the type of resource, as set out in subsection 5.9(2)
31.	General comment on section 5.9 - Disclosure of Resources	One commenter representing exempt senior issuers states that proposed section 5.9 may result in issuers being required to publicly disclose proprietary and competitively sensitive information. Protection of proprietary information such as success rate of exploration in a new area, certainty of recovery of the	The proposed amendment calls for the provision of certain basic and balanced information about the resource when anticipated results or volumes of the resource are voluntarily disclosed by the issuer. We are not persuaded that this requirement is unduly onerous. We do not agree that basic information

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		resource associated with a new technology or technique and the probability of commerciality must be preserved. Proposed section 5.9 should be revised to allow for omitting certain information if the disclosure would be prejudicial to the issuer's interests, in a manner comparable to s.12.2 of Regulation 51-102 regarding the filing of material contracts.	<p>relating to the resource, such as its general location and the product types expected from the resource, should be omitted from disclosure to the investing public. With respect to the disclosure of the risk associated with the resource, we are of the view that basic information concerning the associated recovery risk is essential in order to provide investors with a fair and balanced picture concerning these resources. However, we are prepared to eliminate the requirement set out in proposed subparagraph 5.9(2)(c)(iv) as we are persuaded at this time that the other requirements of section 5.9 sufficiently convey necessary information associated with the resource to investors - please refer to the comments on this provision for further elaboration.</p> <p>With respect to s. 12.2 of Regulation 51-102, this provision applies to a mandatory disclosure requirement whereas section 5.9 of the Regulation is only triggered if an issuer voluntarily discloses anticipated results from its resources.</p>
32.	General comment on section 5.9 - Disclosure of Resources	One commenter expresses doubt concerning the disclosure of resources given the high level of uncertainty associated with possible reserves.	We disagree with the comment. There is an accepted regime to classify resources and our goal is to ensure that the voluntary disclosure of resource information is consistent and transparent.
33.	Subsection 5.9(1) - anticipated results from resources	One commenter recommends changing the term "anticipated results" to "expected results".	The term "expected results" has a specific and restricted meaning. We do not propose to make a change to this definition because we would like the

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
			application of the term “anticipated results” to be more broad and inclusive.
34.	Subsection 5.9(1) - anticipated results from resources	<p>The commenter representing several senior issuers states that if an issuer with many prospect areas wishes to disclose an aggregate resource number for its global operations, the disclosure requirements in proposed subsection 5.9(1) would likely require a supporting filing including a list of all the properties, their location and the product types reasonably expected from each.</p> <p>The commenter argues that this disclosure would be impractical and of little value to the investors. Compliance with paragraph 5.9(1)(d) (risk and level of uncertainty associated with recovery of the resources) and subparagraph 5.9(2)(c)(iii) (significant positive and negative factors) is not clear, i.e. would it apply to each individual property or to the aggregate estimate. The commenter recommends that a materiality qualifier be inserted which makes it clear that the specific items of disclosure need not be provided if it is not significant to the understanding of the estimate.</p>	<p>If an aggregate estimate for numerous properties is disclosed, the issuer may, depending on the circumstances, satisfy the requirements of proposed subsection 5.9(1) by providing summarized information in respect of each prescribed requirement. The issuer must ensure that its disclosure is reasonable and at a level appropriate to its size. However, the issuer must ensure compliance with the categorization requirement in paragraph 5.9(2)(b). The intention of the amendment in subsection 5.9(1) is to simplify the existing requirements for prospect and other resource disclosure, while ensuring that investors are still provided with certain basic essential information. Similarly the requirements of paragraph 5.9(1)(d) and subparagraph 5.9(2)(c)(iii) may relate to the aggregate estimate concerning numerous properties, unless discussion of specific material prospects or other resources would be warranted. It would be important for an investor to be advised of the risks associated with the resource result disclosed pursuant to paragraph 5.9(1)(d). With respect to subparagraph 5.9(2)(c)(iii), it is in the issuer’s discretion to determine if there are in fact any significant positive and negative factors relating to the resource estimate. For this reason, we</p>

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
			do not believe a materiality qualifier is warranted.
35.	Paragraph 5.9(1)(d) - anticipated results from resources	One commenter recommends removing the requirement to disclose risks since the concept of risk conflicts with uncertainty.	The terms risk and uncertainty are not contradictory (see the COGE Handbook, volume 1, section 9.2.2). For example, the concept of risk would be appropriate to express the likelihood that an exploration well would be successful or not, and the concept of uncertainty to capture the possible range of results of a successful well. We will provide additional guidance in the companion policy to this effect.
36.	Paragraph 5.9(1)(e) - value of an unproved property	One commenter recommends replacing the term "unproved property" with "resource".	Proposed paragraph 5.9(1)(e) addresses value estimates of unproved property or undeveloped lands that are generally lease values. This paragraph is not intended to address values associated with resource volume estimates made by qualified reserves evaluators or auditors in subsection 5.9(2). There is a discussion of this distinction in the companion policy. We do not propose to make the suggested change.
37.	Subsection 5.9(2) - disclosure of a resource quantity or associated value	One commenter states that "estimated value" should be changed to "estimated expected value" and "estimated quantity" to "estimated expected quantity".	The terms "estimated expected value" and "estimated expected quantity" have a specific and restricted meaning. The desired disclosure is not limited to those restrictive meanings. We do not propose to make the suggested change.
38.	Paragraph 5.9(2)(a) - resource estimate prepared by a qualified reserves evaluator or auditor	One commenter believes it is reasonable to have resource estimates prepared by a qualified individual, being a person with 5 years of relevant experience.	We will not make the suggested change. It is not clear from the comment which individuals, other than a qualified reserves evaluator or auditor, should

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
			be permitted to carry out a resource estimate. We believe that any estimate of a resource volume or associated value must be prepared by an individual who satisfies the requirements of a qualified reserves evaluator or auditor.
39.	Subparagraphs 5.9(2)(c)(i) and (vi) - requirements relating to disclosure of resource quantity or associated value	The commenter representing exempt senior issuers states that the disclosure of the definition of the resource category and the associated cautionary language in the proposed amendments effectively convey the probability of success associated with the resources.	We acknowledge the comment.
40.	Subparagraph 5.9(2)(c)(iii) - requirement relating to disclosure of resource quantity or associated value	One commenter believes that the prescribed disclosure of “significant positive and negative factors” should be changed to “levels of uncertainty”.	The term significant positive and negative factors does not refer to disclosure of uncertainty but rather to a discussion of legal, business, infrastructure, capital or other factors highly relevant to the estimate. Please refer to the companion policy for guidance.
41.	Subparagraph 5.9(2)(c)(iv) - requirement relating to disclosure of resource quantity or associated value	Two commenters do not support the addition of the requirement to disclose an estimated percentage probability of discovery or commercial extraction, depending on the type of resource. One of the commenters stated that there is no accepted industry standard for determining such estimated percentage probabilities. The other commenter stated that there is no clear methodology to use for risked estimates for an issuer’s global resources on an aggregated basis. The latter commenter also states that the disclosure of the definition of the resource category and the associated	There are many components for the evaluation process for which there is no accepted industry standard. We acknowledge that there is no accepted industry standard for estimating percentage probabilities, but there is extensive technical literature that provides guidance. However, we will remove this requirement as we accept that the disclosure prescribed by proposed subparagraphs 5.9(2)(c)(i) and (vi) as noted by the commenter as well as the other requirements of section 5.9 sufficiently convey the level of uncertainty.

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		<p>cautionary language (proposed subparagraphs 5.9(2)(c)(i) and (vi)) effectively convey the probability of success associated with the resources.</p> <p>The two commenters also state that it would provide an enhanced level of assurance to investors that is not achievable, given the inherent uncertainties of resource estimates.</p>	
42.	Clauses 5.9(2)(c)(iv)(A) and (B) and 5.9(2)(c) (vi)(A) and (B)	One commenter states that the references to subcategories should be removed in these provisions.	We do not propose to make the suggested change. Pursuant to section 5.3, issuers must classify resources in their most specific categories. We wish to ensure that the prescribed disclosure is provided when a resource is disclosed in one of the subcategories.
43.	Section 5.13 - Netbacks	One commenter believes that netbacks for each major product type of each production group should be required.	We do not propose to make the suggested change. It is difficult to break out netbacks by product type because an issuer commonly gets more than one product type from a well. We made this change to make the requirements less onerous. An issuer is not precluded from disclosing netbacks by product type, if it so chooses.
44.	Section 5.13 - Netbacks	One commenter wishes to replace the “netbacks” disclosure regulated in section 5.13 with a disclosure favoured by the commenter called “distribution of gross revenues”.	While this suggestion may have merit, it would require further review and public comment and is beyond the scope of the current amendments. We are of the view that netbacks are readily understood and widely used by industry and believe that it is more important to regulate the disclosure in its

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
			current format at this time and we will therefore not make this change.
FORMS 51-101 F1 STATEMENT OF RESERVES DATA AND OTHER OIL AND GAS INFORMATION			
45.	General comments	One commenter supports the reduction of disclosure required in the existing Form 51-101F1.	We acknowledge the comment.
46.	Repeal of existing item 2.1 - Reserves Data (Constant Prices and Costs)	<p>Four commenters support the removal of mandatory reserves data disclosure using constant prices and costs. One of the commenters, representing small and medium oil and gas issuers, states that forecast prices more accurately reflect the implied value of reserves. Making the constant price disclosure voluntary will simplify the report and will not be confusing for readers.</p> <p>One commenter states that constant prices and costs set as the effective date of a reserves evaluation can create a misleading representation of economic value. This is particularly relevant for heavy oil and bitumen that tend to be priced significantly below full year averages at year-end. However, one potential issue of this change is that the comparability of Canadian issuers or the comparability of those issuers to US peers may be affected.</p> <p>One commenter notes that the requirement to disclose both constant and forecast prices and costs in the same document creates conflicting disclosure.</p>	We acknowledge the comment. Regarding the issue of comparability, we note that issuers are not precluded from using the disclosure of constant prices and costs.

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
47.	Optional disclosure of possible reserves in paragraph 1(g) of Item 2.1	One commenter suggests eliminating the disclosure of possible reserves because the U.S. does not permit the disclosure of probable reserves.	Possible reserves is an internationally recognized category of reserves. Our position is that proper disclosure of possible reserves should be permitted.
48.	Unit value disclosure in section 2 of Item 2.1	One commenter recommends that the proposed unit value disclosure in section 2 of Item 2.1 be moved to and amalgamated with paragraph 3(c) of Item 2.1. A sample chart should also be provided.	The instruction in section 2 of Item 2.1 allows for this. There is also a sample chart illustrating this which is provided with other sample charts in the companion policy.
49.	Unit value disclosure in section 2 of Item 2.1	One commenter believes the proposed additional requirement to disclose net present value of future net revenue on a unit basis may have some limited value and does not add a significant burden to the reporting issuer. The commenter believes that calculating unit values based on net rather than gross reserves is inconsistent with investment analyst's and investor's common usage. If this requirement is retained, it should be based on gross reserves similar to the change to gross reserves in conducting reconciliations.	We do not propose to make the suggested change. The future net revenue calculation takes into account royalties payable so we believe that it is more appropriate to use net reserves in the unit value calculation. It is consistent with the requirement to report NPV of the future net revenue.
50.	Reporting of gross reserves in Item 2.1	One commenter states a return to the use of Company Interest reserves as the primary reporting number, or at least a clear identification of royalty reserves, should be adopted, with the use of Company Gross reserves relegated to secondary reporting.	At this time, issuers are required to disclose their company interest reserves although the terminology utilized in the Regulation and the associated forms is different. We acknowledge the comment but the terminology of the Regulation has been in use since implementation and we will not make this change at this time.
51.	Reporting of developed producing reserves in Item 2.1	One commenter recommends that proved plus probable developed producing reserves be referred to in reserve	We acknowledge the merit of the comment however a change of this type would require extensive

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		reports and disclosure.	industry consultation and is beyond the scope of the current amendments.
52.	Use of gross reserves in the reserves reconciliation in section 1 of Item 4.1	<p>Two commenters state that reserves reconciliations should be done on a net reserves, not gross reserves, basis. Otherwise, issuers with primarily royalty interests would be disadvantaged. Net reserves are the only volumes that reflect reserves owned by the issuer.</p> <p>One commenter representing one of the largest holders of royalty lands in Western Canada does not support this change and wants to be permitted to quote working interest reserves plus royalty interests received as their gross number. The commenter believes the proposed amendment will be seriously misleading and put it at a distinct disadvantage relative to its peers because: (i) a reconciliation of gross reserves will show only a small part of its oil and gas assets and would not contain any royalty information. Its unique structure will not lend itself to a direct comparison; and (ii) it would need to perform a reconciliation of net reserves which, when compared to other issuers' gross reconciliation could be misleading by understating its numbers.</p>	<p>We do not propose to make the suggested change. It is our understanding that the reserves reconciliation prepared on a gross reserves basis is more helpful in revealing performance and acquisition activity. Reporting issuers are also required to disclose net reserves elsewhere in their annual filing.</p> <p>It is the issuer's responsibility to communicate to investors the distinctive nature of their business. Form 51-101F1 does not prohibit optional additional disclosure of the reconciliation on a net reserves basis. However, to accommodate those issuers with significant royalty interests, brief guidance will be added to the companion policy clarifying that disclosure of the reserves reconciliation on a net reserves basis is permissible.</p>
53.	Use of gross reserves in the reserves reconciliation in section 1 of Item	Four commenters support the use of gross reserves in the reserves reconciliation. One commenter, representing	We acknowledge the comments.

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
	4.1	<p>small and medium oil and gas issuers, strongly supports the use of gross reserves in the reserves reconciliation since it ties directly to financial disclosure of production which is reported on a gross basis before royalties. The reconciliation on a net basis is confusing and adds little value to end users.</p> <p>The second commenter states that the requirement to do a reserves reconciliation using net reserves does not provide significant additional material information.</p> <p>The third commenter notes that investment analysts' reports use gross reserves based on forecast prices and costs to compare oil and gas companies.</p>	
54.	Paragraph 2(b) of Item 4.1 - breakdown of products in reserves reconciliation	One commenter states that synthetic oil should be added.	Synthetic oil is already included in the existing paragraph on products.
55.	Categories of the reserves reconciliation in paragraph 2(c) of Item 4.1	One commenter states that the categories of extensions and improved recovery should not be merged. Rather, the category of "improved recovery" should be retained and "infill drilling" should be added to it.	We do not propose to make the suggested change as we would like to streamline and simplify the disclosure requirements where possible. However, we will add an instruction clarifying that in-fill drilling should be included in the category of extensions and improved recovery or disclosed in a separate category. A comment to this effect on in-fill drilling is also noted in the draft companion policy.
56.	Categories of the reserves	One commenter, representing small and medium oil and	We do not propose to make the suggested changes.

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
	reconciliation in paragraph 2(c) of Item 4.1	<p>gas issuers, states that the reconciliation categories should be further simplified by adding discoveries to extensions and improved recovery as the distinction may not matter or the issuer may be unable to determine if there is a new discovery versus an extension.</p> <p>Also the commenter states that the categories of technical revisions and revisions due to economic factors should be merged since the distinction is not important.</p>	The classes of extension and a discovery are based on standard industry usage that has been in use for many years. Economic and technical revisions are the result of fundamentally different factors, and we believe the distinction to be important.
57.	Repeal of existing item 4.2 - the Future Net Revenue Reconciliation	<p>Two commenters support the repeal of the existing future net revenue reconciliation. One of the commenters, representing small and medium oil and gas issuers, supports the repeal of the future net revenue reconciliation on the basis that it is extremely complicated (leading to inconsistencies) and time consuming with limited value.</p> <p>The other commenter states that the future net revenue reconciliation does not provide significant additional material information.</p>	We acknowledge the comment.
58.	Repeal of existing item 4.2 - the Future Net Revenue Reconciliation	<p>Two commenters do not support the repeal of the future net revenue reconciliation. One commenter states that the calculation should be modified (to, inter alia, reduce categories) and that it provides a lot of critical information, if done correctly.</p> <p>The other commenter supports retaining the requirement to disclose the reconciliation of changes in reported future</p>	We have received feedback that the future net revenue reconciliation is complex and confusing and provides a great burden of work and cost. It is of limited value as it is highly theoretical and not widely used. Staff experience is that it is improperly prepared and inaccurate. For these reasons, we will not make the suggested change.

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		net revenue because: 1) without the reconciliation, the reasons for changes are difficult to identify and quantify and these reasons are important to investors; 2) without the reconciliation, it is difficult to compare issuers on a reasonably, consistent and objective basis; 3) the Taskforce concluded that reconciliation should be required; 4) the SEC requires reconciliation; 5) the cost of preparing the reconciliation is not material on a relative basis; and 6) the reconciliation is useful to investors and not misleading.	
59.	Item 5.1 - Undeveloped Reserves	One commenter does not support the amendment to reduce the PUD history from 5 years to 3 years, as it may take up to 5 years to develop the PUDs.	We do not propose to make the suggested change. This item was amended to require disclosure of both historic and future-oriented information concerning the PUDs and we believe that the future-oriented disclosure in item 5.1 will help to illuminate the development or lack of development of the PUDs.
60.	Future development costs in clause 1(b)(i) of item 5.3	One commenter is opposed to eliminating the requirement to disclose the future development costs at a discounted rate as this represented the time value of money.	We do not propose to make the suggested change as we do not believe this level of detail is required.
61.	Item 6.2 - Properties with No Attributed Reserves	One commenter, representing a Canadian stock exchange, states that item 6.2 should be amended to include, at a minimum, the expanded disclosure in existing section 5.9 of the Regulation. The existing item 6.2 does not provide sufficient guidance for issuers with material undeveloped properties without reserves estimates.	It would not be advisable to expand the mandatory disclosure requirements on resources in item 6.2 to include the information prescribed by existing section 5.9 since the latter information is not mandatory. It only has to be disclosed if the issuer voluntarily discloses anticipated results about its prospects.
62.	Production estimates in section 1 of	One commenter does not support the proposed change to	The issue with the existing requirement is that it

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
	item 6.8	disclose production estimates based on volumes reflected in the estimates of gross proved and probable reserves. He favors using net reserves.	references future net revenue which could be based on proved or proved and probable reserves. The change was intended to make more clear the basis for the production estimate. The change was also made to provide consistency with item 6.9 which requires disclosure of production estimates based on gross reserves such that production estimates could be compared with production history over time.
63.	Netback disclosure in item 6.9	One commenter states that he would prefer not to use netbacks or BOE disclosure and favours using distribution of gross revenue disclosure.	Please refer to the CSA response regarding section 5.13 of the Regulation.

FORM 51-101 F2 REPORT ON RESERVES DATA BY INDEPENDENT QUALIFIED RESERVES EVALUATOR OR AUDITOR

64.	Additional language concerning variations	One commenter supports the proposed additional language.	We acknowledge the comment.
65.	Additional language concerning variations	Two commenters do not support the proposed additional language stating that, while revisions will generally be upwards, there will be exceptions. Revisions need to be examined on average, over time, not case by case. The commenter representing several senior issuers believes that the qualifier is inaccurate. It focuses on technical revisions and disregards variations due to other factors. Substantially more expansive language would be required to correct the qualifier and such a qualifier may not be meaningful to investors.	The additional language is intended to elaborate on the disclaiming statement that variations from the reserve data estimates may be material. The CSA is of the view that the additional language is important to ensure that reserves data estimates are made responsibly and in compliance with COGE Handbook standards, which categorize reserves according to their probability of recovery. While the additional language primarily addresses technical revisions, it does not preclude legitimate variations arising from economic factors, unforeseen factors or

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
			subsequent events. Variations from estimates may result from a number of factors and must be assessed within the appropriate context for a reporting issuer. Some of the factors that could result in variations would clearly not be within the control of an evaluator or a reporting issuer. Additional guidance is provided in the companion policy.
FROM 51-101 F3 REPORT OF MANAGEMENT AND DIRECTORS ON OIL AND GAS DISCLOSURE			
66.	Additional language concerning variations	One commenter supports this amendment.	We acknowledge the comment.
67.	Additional language concerning variations	The commenter representing several senior issuers believes that the qualifier is inaccurate. It focuses on technical revisions and disregards variations due to other factors. Revisions need to be examined on average, over time, not case by case. Substantially more expansive language would be required to correct the qualifier and such a qualifier may not be meaningful to investors.	The additional language is intended to elaborate on the disclaiming statement that variations from the reserve data estimates may be material. The CSA is of the view that the additional language is important to ensure that reserves data estimates are made responsibly and in compliance with COGE Handbook standards, which categorize reserves according to their probability of recovery. While the additional language primarily addresses technical revisions, it does not preclude legitimate variations arising from economic factors, unforeseen factors or subsequent events. Variations from estimates may result from a number of factors and must be assessed within the appropriate context for a reporting issuer. Some of the factors that could result in variations would clearly not be within the control of an evaluator or a reporting issuer. Additional guidance

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
			is provided in the companion policy.
POLICY STATEMENT TO REGULATION 51-101 RESPECTING STANDARDS OF DISCLOSURE FOR OIL AND GAS ACTIVITIES			
68.	General comments	One commenter notes that the proposed companion policy is a marked improvement over the existing companion policy and provides greater clarity and improved guidance for issuers with resource estimates. However, it provides little, if any, guidance to issuers with material properties that do not have attributed resource estimates. More guidance should be added.	At the present time, the rule does not mandate the disclosure of resources, excluding reserves. Such resources would include material properties with no attributed resource estimates. Disclosure requirements are only triggered if the issuer voluntarily discloses anticipated results concerning its resources. For example, if an issuer discloses a lease value on a material unproved property, the issuer must comply with the requirements of proposed subsection 5.9(1) and there is extensive guidance in the draft companion policy on this type of disclosure. At this time, the CSA is not prepared to mandate disclosure of resources. Thus, the guidance is restricted to the prescribed disclosure requirements of resources which arise when their anticipated results are disclosed.
69.	General comments	One commenter states that it would be beneficial to provide more detailed guidance regarding the estimation of future income tax expenses, or alternatively, to disclose the amount of income tax paid in previous years.	The Regulation is not designed to provide detailed guidance on evaluation practices, including after-tax evaluation. Evaluation engineers should consult the appropriate experts to obtain advice and direction.
70.	Subsection 1.1(2) - forecast prices and costs	One commenter states that independent qualified reserves evaluators or auditors do not have sufficient expertise to determine forecast prices. An issuer should be able to	The definition of forecast prices and costs incorporates a test that the future prices represent a reasonable outlook of the future. This does not

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		reference price estimates by other parties recognized as reasonable authorities, such as PIRA or CERA.	preclude reliance on an estimate by PIRA or CERA, provided that the qualified reserves evaluator or auditor supplying the report accepts that future price as being a reasonable outlook of the future. It is the qualified reserves evaluator's or auditor's responsibility to evaluate the reserves and associated future net revenue, and as such, they must accept the forecast price estimates utilized. We will provide additional guidance in the companion policy.
71.	Subsection 1.1(4) - non-conventional activities	One commenter notes that the examples of products from non-conventional activities do not include references to shale gas, shale oil and hydrates.	While these are referenced in the definition of product types, we agree that there is merit in referencing them in the guidance. We will make the change.
72.	Section 1.2 - COGE Handbook	One commenter states that the reserves definitions and categories were developed through the joint effort of the Calgary Chapter of the Society of Petroleum Evaluation Engineers and the Standing Committee on Reserves Definitions of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum (CIM), not merely by the latter.	We do not propose to make the suggested change given that the statement in section 1.2 of the companion policy is consistent with the preface to volume 1 of the COGE Handbook.
73.	Section 1.3	One commenter states that the terms "unproved properties" and "resources" are synonymous.	The terms "unproved properties" and "resources" as defined in the glossary in Appendix 1 of the companion policy are related but not synonymous.
74.	Paragraph 2.7(3)(a) - computation of tax in future net revenue	One commenter states that the guidance on the tax rate to be estimated in a royalty trust structure is confusing and contradictory. The commenter also states that the issue of determining	It is not clear how this guidance is confusing or contradictory. The guidance provides that a zero tax rate may be used in these structures, where appropriate.

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		taxes should be moved to the Regulation section.	Regarding the second comment, we believe that the commenter expressed a preference for the rule prescribing requirements on the determination of tax. We do not propose to make this change as the rule should not prescribe information of this specific nature.
75.	Subsection 2.7(5) - financial instruments	One commenter states that there is confusion about where contractual prices are used in the evaluation.	Contractual prices are to be taken into account in the determination of a forecast (or constant) price or cost, such as, for example, in the determination of a forecast price in the computation of future net revenue.
76.	Subsection 5.2(2) - reserves	In the guidance on reserves, the commenter makes brief reference to his comments from Form 51-101F1 on disclosing proved, proved plus probable and proved plus probable plus possible reserves and his statement that "Proved plus Probable reserves are the Company's best estimate of the reserves to be recovered and the related Future Net Revenue is the result of producing and selling these reserves."	It is not clear whether the commenter is referring to earlier comments made in the Regulation or Form 51-101F1. We have assumed it is the former. To this end, please refer to the CSA response concerning section 1.1 of the Regulation above.
77.	Section 5.5 - disclosure of resources	One commenter states that the following guidance implies that resources must be estimated using probabilistic methods, not deterministic methods: "Disclosure of resources requires the use of statistical measures that may be unfamiliar to a user." The use of the deterministic method should be permitted, and if it is, the guidance should be clarified.	The guidance was not intended to exclude the use of deterministic methods and will be amended as follows: "Disclosure of resources <i>may involve</i> the use of statistical measures that may be unfamiliar to a user."

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
78.	Subsections 5.5(1) and (3) - disclosure of resources	One commenter states that the disclosure of resources does not necessarily require the use of statistical measures and that the guidance in sections 5.5(1) and (3) should be amended accordingly.	We agree. We have made the change to subsection 5.5(1). We have not made a change to subsection 5.5(3) as the guidance states that the COGE Handbook recommends the use of probabilistic methods for making resource estimates; the guidance does not require the use of this method.
79.	Paragraph 5.5(3)(c) - application of subsection 5.9(2) of the Regulation	<p>A. One commenter recommends changing the word “median” to “best” in the reference to the resource estimate’s “middle value being the median estimate”.</p> <p>B. In respect of the guidance on disclosure of estimated percentage probability pursuant to subparagraph 5.9(2)(c)(iv) of the Regulation, the commenter makes the following two comments:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. The terms “risk” and “uncertainty” are not synonymous. The term “risk” should be removed throughout the instrument. 2. The example given of an interval ranging from “20% to 30%” is not an appropriate example of an interval that would likely capture the mostly likely outcome. <p>C. In respect of the example of disclosure satisfying paragraph 5.9(2)(c), the commenter states that the new COGE Handbook definition of contingent resources would not define them as “recoverable but uneconomic”.</p>	<p>A. We agree. We changed the word “median” to “best” as this is more accurate.</p> <p>B. In respect of the commenter’s comments relating to the disclosure of an estimated percentage probability pursuant to subparagraph 5.9(2)(c)(iv) of the Regulation, the CSA will retract this subparagraph from the amendments to the rule as well as the associated companion policy guidance.</p> <p>C. The definition of contingent resources in the COGE Handbook may change at a later date but at</p>

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		There are contingent resources that are economic.	the present time, the example cites the current definition of contingent resources in the COGE Handbook. The example states that such resources are not currently economic, but this does not preclude the resource from becoming economic at a later date.
80.	Section 5.9 - finding and development costs	One commenter states that finding and development costs, as it is improperly used in the industry, causes significant problems in booking reserves.	The Regulation provides a standardized method of calculating finding and development costs pursuant to section 5.15.
81.	Withdrawal of existing Part 8 (commentary on exemptions)	Two of the commenters, both of which have exemptive relief pursuant to Part 8 of the companion policy or represent issuers having such relief, support retaining the guidance on the exemptions, in the same or a simplified or clarified form. One commenter states that the guidance provides valuable background to the original granting of the relief. It would therefore be of assistance in determining the continued applicability of the exemptions if the sunset provisions are triggered and the availability of discretionary exemptive relief in the future. To the extent that the existing guidance results in applications that misconstrue the applicability of the guidance, the guidance could be retained but clarified.	We will not retain the guidance on exemptions in the Policy Statement. The guidance is unusually lengthy and we do not feel that this relief is applicable to the majority of issuers. The removal of the guidance in the companion policy does not affect any existing exemptive relief orders or the ability to apply for future discretionary exemptive relief. It is more appropriate for securities regulatory authorities to consider discretionary relief on a case-by-case basis.
82.	Existing discretionary exemptive relief guidance	One of the commenters does not support eliminating the requirement for independent reserves evaluation or audit	We assume the commenter is referring to the discretionary exemptive relief orders granted to certain issuers. The proposed amendments were

<i>Reference</i>	<i>Subject (references are to proposed sections, items and paragraphs)</i>	<i>Summarized Comment</i>	<i>CSA Response</i>
		for some issuers.	developed without reference to and consideration for any discretionary exemptive relief orders, which are considered on a case-by-case basis.
83.	Appendix 1 - definition of "prospective resources"	One commenter notes that the word "uneconomic" in the definition of "prospective resources" should be replaced with "economic" to properly reflect the meaning of the term and its definition in the COGE Handbook.	We agree. The definition of "prospective resources" has been changed to reflect the comment.
84.	Appendix 2 - Reserves and Resources Classification chart	Two commenters state that the reserves and resources classification chart does not duplicate the charts in the COGE Handbook.	We have withdrawn the chart as it would need to be modified if the SPE/WPC definitions of resources are adopted in the COGE Handbook - see item 23.

Appendix C

Summary of Changes to Published Amendments

Regulation

Part 2 Annual Filing Requirements

- We have not proceeded with the proposed amendment to require that a notice announcing the filing be filed with the *securities regulatory authority* as well as disseminated.

Part 5 Requirements Applicable to all Disclosure

- We have removed the requirement in subparagraph 5.9(2)(c)(iv) to disclose the estimated percentage probability of hydrocarbon discovery in the case of *undiscovered resources* or commercial extraction in the case of *discovered resources*.
- We have modified the cautionary language prescribed in subparagraph 5.9(2)(c)(vi) of the published amendments [subparagraph 5.9(2)(c)(v) of the amendments being implemented] to state that there is no certainty that it will be commercially viable, rather than economically viable or technically feasible, to produce the *resource*. The use of the term “commercially viable” is consistent with the language originally published for comment and it anticipates a potential change in the *COGE Handbook* to adopt resource definitions contained in the *Petroleum Resource Management System*¹ which incorporate the concept of commerciality.

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

- We have added an instruction concerning the categorization of infill drilling *reserves* in the *reserves* reconciliation.

Policy Statement

- We have added additional guidance regarding:
 - the *reserves* reconciliation in the annual filing;
 - variations from *reserves data* estimates reported in *Form 51-101F2*;
 - the requirements relating to the disclosure of *resources* that cannot currently be classified as *reserves* in section 5.9 of the *Regulation*;
- We have retained the definitions of *reserves* (excerpted from the *COGE Handbook*) contained in Part 2 of Appendix 1 to the Policy Statement. We have also severed the glossary in Appendix 1 (including Parts 1 and 2) from the Policy Statement and will publish the glossary as CSA Staff Notice 51-324 *Glossary to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*. The publication of the glossary as a staff notice will facilitate more timely updates of the definitions provided in the glossary.
- We have removed Appendix 2 to the Policy Statement, which provided a chart summarizing the current *COGE Handbook reserves* and *resources* classification.

¹ The *Petroleum Resource Management System* was prepared by the Society of Petroleum Engineers and jointly sponsored by the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists and the Society of Petroleum Evaluation Engineers.

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

Securities Act

(R.S.Q., c. V-1.1, s. 331.1, par. (1), (8), (11) and (34); 2006 c. 50)

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

(1) by replacing the definition of “reserves data” with the following:

““reserves data” means an estimate of proved reserves and probable reserves and related future net revenue, estimated using forecast prices and costs; and”

(2) in paragraph (a) of the definition of “qualified reserves evaluator”, by adding the word “, resources” after “reserves data”, wherever it appears;

(3) in the definition of “independent”, by replacing “qualified reserves evaluator or auditor, has the meaning set out in the COGE Handbook” with “person or company, means a relationship between the reporting issuer and that person or company in which there is no circumstance that could, in the opinion of a reasonable person aware of all relevant facts, interfere with that person’s or company’s exercise of judgment regarding the preparation of information which is used by the reporting issuer”;

(4) by adding the following after the definition of “annual information form”:

““analogous information” means information about an area outside the area in which the reporting issuer has an interest or intends to acquire an interest, which is referenced by the reporting issuer for the purpose of drawing a comparison or conclusion to an area in which the reporting issuer has an interest or intends to acquire an interest, which comparison or conclusion is reasonable, and includes:

- (a) historical information concerning reserves;
- (b) estimates of the volume or value of reserves;
- (c) historical information concerning resources;
- (d) estimates of the volume or value of resources;
- (e) historical production amounts;
- (f) production estimates; or
- (g) information concerning a field, well, basin or reservoir;

“anticipated results” means information that may, in the opinion of a reasonable person, indicate the potential value or quantities of resources in respect of the reporting issuer’s resources or a portion of its resources and includes:

- (a) estimates of volume;
- (b) estimates of value;
- (c) areal extent;
- (d) pay thickness;

- (e) flow rates; or
 - (f) hydrocarbon content;”;
- (5) by replacing the definition of “CICA Accounting Guideline 5” with the following:
- ““CICA Accounting Guideline 16” means Accounting Guideline AcG-16 “Oil and gas accounting - full cost” included in the CICA Handbook, as amended from time to time;”;
- (6) by deleting the definition of “constant prices and costs”;
 - (7) by adding the following after the definition of “qualified reserves evaluator or auditor”:
- ““reserves” means proved, probable or possible reserves;”;
- (8) by adding the following after subparagraph (b)(iv) of the definition of “product type”, and making the necessary changes:
- “(v) shale oil; or
 - (vi) shale gas;”;
- (9) in paragraph (a) of the definition of “qualified reserves auditor”, by adding the word “, resources” after “reserves data”, wherever it appears.
- 2.** Subsection 1.2(2) of the Regulation is amended:
- (1) in the French text, by replacing « Définition » with « Définitions »;
 - (2) in the English text, by replacing “shall apply” with “applies”.
- 3.** Section 2.1 of the Regulation is amended:
- (1) in the introductory paragraph, by replacing “shall” with “must”;
 - (2) in paragraph 2(b), by replacing “shall” with “must”;
 - (3) at the end of paragraph 3(b) of the English text, by replacing “item 1” with “item 2”.
- 4.** Section 2.2 of the Regulation is amended by replacing “shall” with “must”.
- 5.** Section 3.2 of the Regulation is amended by replacing “shall” with “must”.
- 6.** Section 3.3 of the Regulation is amended by replacing “shall” with “must”.
- 7.** Section 3.5 of the Regulation is amended:
- (1) in subparagraph 1(a)(iii) of the English text, by replacing “clause” with “subparagraph”;
 - (2) in subsection (2):
 - (a) in the English text, by replacing « shall » with « must »;
 - (b) by replacing “paragraph 3.4(1)(e)” with “paragraph 3.4(e)”;

- (3) in subsection (3):
 - (a) in the English text, by replacing « shall » with « must »;
 - (b) by replacing “paragraph 3.4(1)(e)” with “paragraph 3.4(e)”.

8. Section 4.1 of the Regulation is amended:

- (1) in the introductory paragraph, by replacing “shall” with “must”;
- (2) in paragraph (a):
 - (a) in the French text, by replacing “comptabilisation” with “capitalisation”;
 - (b) by replacing « 5 » with « 16 ».

9. Section 4.2 of the Regulation is replaced with the following:

“4.2 Consistency in Dates

The date or period with respect to which the effects of an event or transaction are recorded in a reporting issuer’s annual financial statements must be the same as the date or period with respect to which they are first reflected in the reporting issuer’s annual reserves data disclosure under Part 2.”.

10. Section 5.2 of the Regulation is replaced with the following:

« 5.2 Disclosure of Reserves and Other Information

If a reporting issuer makes disclosure of reserves or other information of a type that is specified in Form 51-101F1, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information, the reporting issuer must ensure that the disclosure satisfies the following requirements:

- (a) estimates of reserves or future net revenue must
 - (i) disclose the effective date of the estimate;
 - (ii) have been prepared or audited by a qualified reserves evaluator or auditor;
 - (iii) have been prepared or audited in accordance with the COGE Handbook;
 - (iv) have been made assuming that development of each property in respect of which the estimate is made will occur, without regard to the likely availability to the reporting issuer of funding required for that development; and
 - (v) in the case of estimates of possible reserves or related future net revenue disclosed in writing, also include a cautionary statement that is proximate to the estimate to the following effect:

“Possible reserves are those additional reserves that are less certain to be recovered than probable reserves. There is a 10% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves.”;

- (b) for the purpose of determining whether reserves should be attributed to a particular undrilled property, reasonably estimated future abandonment and reclamation costs related to the property must have been taken into account;

(c) in disclosing aggregate future net revenue the disclosure must comply with the requirements for the determination of future net revenue specified in Form 51-101F1, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information; and

(d) the disclosure must be consistent with the corresponding information, if any, contained in the statement most recently filed by the reporting issuer with the securities regulatory authority under Item 1 of section 2.1, except to the extent that the statement has been supplemented or superseded by a report of a material change filed by the reporting issuer with the securities regulatory authority.”.

11. Section 5.3 of the Regulation is replaced with the following:

“5.3 Reserves and Resources Classification

Disclosure of reserves or resources must apply the reserves and resources terminology and categories set out in the COGE Handbook and must relate to the most specific category of reserves or resources in which the reserves or resources can be classified.”.

12. Section 5.4 of the Regulation is amended:

- (1) in the English text, by replacing “shall” with “must”;
- (2) by adding “the quantities and” after “marketable quantities, reflecting”.

13. The title of section 5.6 of the English text of the Regulation is amended by adding « Market » after « Not Fair ».

14. Section 5.9 of the Regulation is replaced with the following:

“5.9 Disclosure of Resources

(1) If a reporting issuer discloses anticipated results from resources which are not currently classified as reserves, the reporting issuer must also disclose in writing, in the same document or in a supporting filing:

- (a) the reporting issuer’s interest in the resources;
- (b) the location of the resources;
- (c) the product types reasonably expected;
- (d) the risks and the level of uncertainty associated with recovery of the resources; and
- (e) in the case of unproved property, if its value is disclosed,
 - (i) the basis of the calculation of its value; and
 - (ii) whether the value was prepared by an independent party.

(2) If disclosure referred to in subsection (1) includes an estimate of a quantity of resources in which the reporting issuer has an interest or intends to acquire an interest, or an estimated value attributable to an estimated quantity, the estimate must

- (a) have been prepared or audited by a qualified reserves evaluator or auditor;

(b) relate to the most specific category of resources in which the resources can be classified, as set out in the COGE Handbook, and must identify what portion of the estimate is attributable to each category; and

(c) be accompanied by the following information:

(i) a definition of the resources category used for the estimate;

(ii) the effective date of the estimate;

(iii) the significant positive and negative factors relevant to the estimate;

(iv) in respect of contingent resources, the specific contingencies which prevent the classification of the resources as reserves; and

(v) a cautionary statement that is proximate to the estimate to the effect that:

(A) in the case of discovered resources or a subcategory of discovered resources other than reserves:

“There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources.”; or

(B) in the case of undiscovered resources or a subcategory of undiscovered resources:

“There is no certainty that any portion of the resources will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources.”

(3) Paragraphs 5.9(1)(d) and (e) and subparagraphs 5.9(2)(c)(iii) and (iv) do not apply if:

(a) the reporting issuer includes in the written disclosure a reference to the title and date of a previously filed document that complies with those requirements; and

(b) the resources in the written disclosure, taking into account the specific properties and interests reflected in the resources estimate or other anticipated result, are materially the same resources addressed in the previously filed document.”.

15. Section 5.10 of the Regulation is replaced with the following:

« 5.10 Analogous Information

(1) Sections 5.2, 5.3 and 5.9 do not apply to the disclosure of analogous information provided that the reporting issuer discloses the following:

(a) the source and date of the analogous information;

(b) whether the source of the analogous information was independent;

(c) if the reporting issuer is unable to confirm that the analogous information was prepared by a qualified reserves evaluator or auditor or in accordance with the COGE Handbook, a cautionary statement to that effect proximate to the disclosure of the analogous information; and

(d) the relevance of the analogous information to the reporting issuer’s oil and gas activities.

(2) For greater certainty, if a reporting issuer discloses information that is an anticipated result, an estimate of a quantity of reserves or resources, or an estimate of value attributable to an estimated quantity of reserves or resources for an area in which it has an interest or intends to acquire an interest that is based on an extrapolation from analogous information sections 5.2, 5.3 and 5.9 apply to the disclosure of the information.”.

16. Section 5.13 of the Regulation is amended:

(1) in the introductory paragraph of the English text, by adding “must” after “Written disclosure of a netback”;

(2) by repealing paragraph (a);

(3) in paragraph (b) of the English text, by deleting “shall”;

(4) in paragraph (c) of the English text, by deleting “shall”.

17. Subparagraph 5.15(b)(iv) of the French text of the Regulation is amended by replacing “frais d’exploration futurs” with “frais de mise en valeur futurs”.

18. Subsection 6.1(2) is amended:

(1) in the French text, by replacing “mentionné” with “visé”;

(2) by replacing “shall” with “must discuss the reporting issuer’s reasonable expectation of how the material change has affected its reserves data or other information.”;

(3) by deleting paragraphs (a) and (b).

19. The Regulation is amended by adding the following after section 8.1:

“8.2 Exemption for Certain Exchangeable Security Issuers

(1) An exchangeable security issuer, as defined in subsection 13.3(1) of Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations, is exempt from this Regulation if all of the requirements of subsection 13.3(2) of Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations are satisfied;

(2) For the purposes of subsection (1), the reference to “continuous disclosure documents” in clause 13.3(2)(d)(ii)(A) of Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations includes documents filed in accordance with this Regulation.”.

20. Form 51-101F1, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information, of the Regulation is amended:

(1) by replacing Item 2.1 with the following:

“Item 2.1 Reserves Data (Forecast Prices and Costs)

1. Breakdown of Reserves (Forecast Case) – Disclose, by country and in the aggregate, reserves, gross and net, estimated using forecast prices and costs, for each product type, in the following categories:

(a) proved developed producing reserves;

(b) proved developed non-producing reserves;

(c) proved undeveloped reserves;

- (d) proved reserves (in total);
- (e) probable reserves (in total);
- (f) proved plus probable reserves (in total); and
- (g) if the reporting issuer discloses an estimate of possible reserves in the statement:
 - (i) possible reserves (in total); and
 - (ii) proved plus probable plus possible reserves (in total).

2. Net Present Value of Future Net Revenue (Forecast Case) – Disclose, by country and in the aggregate, the net present value of future net revenue attributable to the reserves categories referred to in section 1 of this Item, estimated using forecast prices and costs, before and after deducting future income tax expenses, calculated without discount and using discount rates of 5 percent, 10 percent, 15 percent and 20 percent. Also disclose the same information on a unit value basis (e.g., \$/Mcf or \$/bbl using net reserves) using a discount rate of 10 percent and calculated before deducting future income tax expenses. This unit value disclosure requirement may be satisfied by including the unit value disclosure for each category of proved reserves and for probable reserves in the disclosure referred to in paragraph 3(c) of Item 2.1.

3. Additional Information Concerning Future Net Revenue (Forecast Case)

(a) This section 3 applies to future net revenue attributable to each of the following reserves categories estimated using forecast prices and costs:

- (i) proved reserves (in total);
- (ii) proved plus probable reserves (in total); and
- (iii) if paragraph 1(g) of this Item applies, proved plus probable plus possible reserves (in total).

(b) Disclose, by country and in the aggregate, the following elements of future net revenue estimated using forecast prices and costs and calculated without discount:

- (i) revenue;
- (ii) royalties;
- (iii) operating costs;
- (iv) development costs;
- (v) abandonment and reclamation costs;
- (vi) future net revenue before deducting future income tax expenses;
- (vii) future income tax expenses; and
- (viii) future net revenue after deducting future income tax expenses.

(c) Disclose, by production group and on a unit value basis for each production group (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 percent.”;

(2) by replacing Item 2.2 with the following :

“Item 2.2 Supplemental Disclosure of Reserves Data (Constant Prices and Costs)

The reporting issuer may supplement its disclosure of reserves data under Item 2.1 by also disclosing the components of Item 2.1 in respect of its proved reserves or its proved and probable reserves, using constant prices and costs as at the last day of the reporting issuer’s most recent financial year.”.

(3) by replacing instruction (3) of Item 2.4 with the following:

“(3) *Constant prices and costs are prices and costs used in an estimate that are:*

(a) *the reporting issuer’s prices and costs as at the effective date of the estimation, held constant throughout the estimated lives of the properties to which the estimate applies;*

(b) *if, and only to the extent that, there are 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, those prices or costs rather than the prices and costs referred to in paragraph (a).*

For the purpose of paragraph (a), the reporting issuer’s prices will be the posted price for oil and the spot price for gas, after historical adjustments for transportation, gravity and other factors.”.

(4) in the title of Item 3.1, by adding “**Supplemental**” after “**Constant Prices Used in**”;

(5) in Item 3.1, by replacing “For” with “If supplemental disclosure under Item 2.2 is made, then disclose, for”, by deleting “disclose” after “each product type”, and by replacing “2.1” with “2.2”;

(6) in Item 3.2:

(a) in paragraph 1(a), by replacing “2.2” with “2.1”;

(b) in subsection 2 of the English text, by replacing “shall” with “must”;

(c) in instruction (2), by replacing “*defined terms*” with “*term*” and by adding “*the defined term*” after “*constant prices and costs*” and”;

(7) in the title of Part 4, by replacing “**RECONCILIATIONS OF CHANGES IN RESERVES AND FUTURE NET REVENUE**” with “**RECONCILIATION OF CHANGES IN RESERVES**”;

(8) in the title of Item 4.1 of the French text, by replacing « Variations » with « Variation »;

(9) in Item 4.1 :

(a) in subsection 1, by replacing “net” wherever it appears with “gross”;

- (b) in subsection 2:
 - (i) in paragraph (b):
 - (A) at the end of subparagraph (iv), by deleting “and other products from non-conventional oil an gas activities”;
 - (B) by adding the following after subparagraph (iv):
 - (v) bitumen;
 - (vi) coal bed methane;
 - (vii) hydrates;
 - (viii) shale oil; and
 - (ix) shale gas;”
 and making the necessary changes;
 - (ii) in paragraph (c):
 - (A) at the end of subparagraph (i), by adding “and improved recovery”;
 - (B) by deleting subparagraph (ii);
 - (C) in subparagraphs (iii), (iv), (v), (vi), (vii) and (viii), by replacing “(iii)”, “(iv)”, “(v)”, “(vi)”, “(vii)” and “(viii)” with “(ii)”, “(iii)”, “(iv)”, “(v)”, “(vi)” and “(vii)”, respectively;
- (c) by replacing instruction (1) with the following:

“(1) The reconciliation required under this Item 4.1 must be provided in respect of reserves estimated using forecast prices and costs, with the price and cost case indicated in the disclosure.”;
- (d) by adding the following after instruction (3) :

“(4) Reporting issuers must not include infill drilling reserves in the category of technical revisions specified in clause 2(c)(ii). Reserves additions from infill drilling must be included in the category of extensions and improved recovery in clause 2(c)(i) (or alternatively, in an additional separate category under paragraph 2(c) labelled “infill drilling”).”;
- (10) by deleting Item 4.2;
- (11) in Item 5.1:
 - (a) in subsection 1, by replacing “five” with “three” and, at the end of the paragraph (a), by replacing “or” with “and”;
 - (b) in subsection 2, by replacing “five” with “three” and, at the end of the paragraph (a), by replacing “or” with “and”;
- (12) in Item 5.3 :
 - (a) in subsection 1:

- (i) in paragraph (a):
 - (A) by deleting subparagraph (i);
 - (B) in subparagraphs (ii) and (iii), by replacing “(ii)” and “(iii)” with “(i)” and “(ii)”, respectively;
- (ii) in subparagraph (b)(i), by deleting “and using a discount rate of 10 percent”;
- (b) in subsection 2 of the French text, by replacing “Exposez” with “Exposer”;
- (13) in paragraph 2(a) of Item 6.3, by replacing “3860” with “3861”;
- (14) in the instruction of Item 6.4, by deleting “*and clause 3(b)(v) of Item 2.2*”;
- (15) in subsection 1 of Item 6.8, by replacing “future net revenue” with “gross proved reserves and gross probable reserves” and “Items 2.1 and 2.2” with “Item 2.1”;
- (16) in Item 6.9:
 - (a) in paragraph 1(b) of the French text, by replacing “mpi³” with “kpi³”;
 - (b) in the instruction:
 - (i) in the French text, by replacing “*types de produit*” with “*types de produits*”;
 - (ii) at the end of the instruction, by adding “*Resulting netbacks may be disclosed on the basis of units of equivalency between oil and gas (e.g. BOE) but if so that must be made clear and disclosure must comply with section 5.14 of the Regulation*”.

21. Form 51-101F2, Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor, of the Regulation is amended:

- (1) in paragraph 2:
 - (a) in paragraph 2 introducing the prescribed form of the “Report on Reserves Data” of the French text, by replacing “vérificateur” with “vérificateurs”;
 - (b) in the prescribed form of the “Report on Reserves Data”:
 - (i) in paragraph 1, by replacing “consist of the following:” with “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.”;
 - (ii) by deleting subparagraphs 1(a) and (b);
 - (iii) by adding, in the paragraph following paragraph 2 of the French text, the word “Oil” after “Canadian”;
 - (iv) in note 1 to paragraph 4, by replacing “2.2” with “2.1”;
 - (v) at the end of paragraph 7, by adding “However, any variations should be consistent with the fact that reserves are categorized according to the probability of their recovery.”.

22. Form 51-101F3, Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure, of the Regulation is amended, in the prescribed form of the "Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure" under section 2:

(1) in the paragraph beginning with "Management of [name of reporting issuer]", by replacing "consist of the following:" with "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.";

(2) in the paragraph beginning with "Management of [name of reporting issuer]", by deleting subparagraphs (a) and (b);

(3) in the English text of paragraph (b) following the paragraph beginning with "The [Reserves Committee of the] board of directors of the Company has", by replacing "because of the" with "in the event of a";

(4) by replacing paragraph (a) following the paragraph beginning with "The [Reserves Committee of the] board of directors has reviewed" with the following:

"(a) the content and filing with securities regulatory authorities of Form 51-101F1, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information containing reserves data and other oil and gas information;"

(5) in paragraph (b) following the paragraph beginning with "The [Reserves Committee of the] board of directors has reviewed", by adding "Form 51-101F2, Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor which is" after "the filing of";

(6) at the end of the paragraph beginning with "Because the reserves data are based on judgements", by adding "However, any variations should be consistent with the fact that reserves are categorized according to the probability of their recovery."

23. With the exception of subsection 1.2(2), all provisions of the English text of the Regulation containing the word "shall" are amended by replacing "shall" with "must".

24. This Regulation comes into force December 28, 2007.

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 51-101¹ supplements other continuous disclosure requirements of securities legislation that apply to reporting issuers in all business sectors.

The requirements under Regulation 51-101 for the filing with securities regulatory authorities of information relating to oil and gas activities are designed in part to assist the public and analysts in making investment decisions and recommendations.

The CSA encourage registrants² and other persons and companies that wish to make use of information concerning oil and gas activities of a reporting issuer, including reserves data, to review the information filed on SEDAR under Regulation 51-101 by the reporting issuer and, if they are summarizing or referring to this information, to use the applicable terminology consistent with Regulation 51-101 and the COGE Handbook.

PART 1 APPLICATION AND TERMINOLOGY

1.1. Definitions

(1) **General** - Several terms relating to oil and gas activities are defined in section 1.1 of Regulation 51-101. If a term is not defined in Regulation 51-101, NI 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 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (the Regulation 51-101 Glossary) sets out the meaning of terms, including those defined in Regulation 51-101 and several terms which are derived from the COGE Handbook.

(2) **Forecast Prices and Costs** - The term forecast prices and costs is defined in paragraph 1.1(j) 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 costs³, 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 1.1(o) 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;

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.

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

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

- (c) is a partner of any person or company in paragraph (a) or (b);
- (d) holds or expects to hold securities, either directly or indirectly, of the reporting issuer or a related party of the reporting issuer;
- (e) holds or expects to hold securities, either directly or indirectly, in another reporting issuer that has a direct or indirect interest in the property that is the subject of the technical report or an adjacent property;
- (f) has or expects to have, directly or indirectly, an ownership, royalty, or other interest in the property that is the subject of the technical report or an adjacent property; or
- (g) has received the majority of their income, either directly or indirectly, in the three years preceding the date of the technical report from the reporting issuer or a related party of the reporting issuer.

For the purpose of paragraph (d) above, “related party of the reporting issuer” means an affiliate, associate, subsidiary, or control person of the reporting issuer as those terms are defined under securities legislation.

There may be instances in which it would be reasonable to consider that the independence of a qualified reserves evaluator or auditor would not be compromised even though the qualified reserves evaluator or auditor holds an interest in the reporting issuer’s securities. The reporting issuer needs to determine whether a reasonable person would consider 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 apply to oil and gas reserves and resources relating to oil sands, shale, coal or other non-conventional sources of hydrocarbons.

The CSA encourage reporting issuers that are engaged in non-conventional oil and gas activities 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.

(5) Professional Organization

(a) Recognized Professional Organizations

For the purposes of the Regulation, a qualified reserves evaluator or auditor must also be a member in good standing with a self-regulatory professional organization of engineers, geologists, geoscientists or other professionals.

The definition of “professional organization” (in paragraph 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.

As at August 1, 2007, each of the following organizations in Canada is a professional organization:

- Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta (APEGGA)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of the Province of British Columbia (APEGBC)
- (APEGS) • Association of Professional Engineers and Geoscientists of Saskatchewan
- (APEGM) • Association of Professional Engineers and Geoscientists of Manitoba
- Association of Professional Geoscientists of Ontario (APGO)
- Professional Engineers of Ontario (PEO)
- Ordre des ingénieurs du Québec (OIQ)
- Ordre des Géologues du Québec (OGQ)
- Association of Professional Engineers of Prince Edward Island (APEPEI)
- Brunswick (APEGNB) • Association of Professional Engineers and Geoscientists of New Brunswick
- Association of Professional Engineers of Nova Scotia (APENS)
- (APEGN) • Association of Professional Engineers and Geoscientists of Newfoundland
- Association of Professional Engineers of Yukon (APEY)
- Association of Professional Engineers, Geologists & Geophysicists of the Northwest Territories (NAPEGG) (representing the Northwest Territories and Nunavut Territory)

(b) **Other Professional Organizations**

The CSA are willing to consider whether particular foreign professional bodies should be accepted as “professional organizations” for the purposes of Regulation 51-101. A reporting issuer, foreign professional body or other interested person can apply to have a self-regulatory organization that satisfies the first three elements of the definition of “professional organization” accepted for the purposes of Regulation 51-101.

In considering any such application for acceptance, the securities regulatory authority or regulator is likely to take into account the degree to which a foreign professional body’s authority or recognition, admission criteria, standards and disciplinary powers and practices are similar to, or differ from, those of organizations listed above.

The list of foreign professional organizations is updated periodically in CSA Staff Notice 51-309 *Acceptance of Certain Foreign Professional Boards as a “Professional Organization”*. As at August 1, 2007, each of the following foreign organizations has been recognized as a professional organization for the purposes of Regulation 51-101:

- California Board for Professional Engineers and Land Surveyors,
- State of Colorado Board of Registration for Professional Engineers and Professional Land Surveyors
- Louisiana State Board of Registration for Professional Engineers and Land Surveyors,
- Oklahoma State Board of Registration for Professional Engineers and Land Surveyors
- Texas Board of Professional Engineers
- American Association of Petroleum Geologists (AAPG) but only in respect of Certified Petroleum Geologists who are members of the AAPG's Division of Professional Affairs
- American Institute of Professional Geologists (AIPG), in respect of the AIPG's Certified Professional Geologists
- Energy Institute but only for those members of the Energy Institute who are Members and Fellows

(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 1.1(y) and 1.1(x) of Regulation 51-101, respectively, and again in the Regulation 51-101 Glossary.

The defined terms "qualified reserves evaluator" and "qualified reserves auditor" have a number of elements. A qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor must

- possess professional qualifications and experience appropriate for the tasks contemplated in the Regulation, and
- be a member in good standing of a professional organization.

Reporting issuers should satisfy themselves that any person they appoint to perform the tasks of a qualified reserves evaluator or auditor for the purpose of the Regulation satisfies each of the elements of the appropriate definition.

In addition to having the relevant professional qualifications, a qualified reserves evaluator or auditor must also have sufficient practical experience relevant to the reserves data to be reported on. In assessing the adequacy of practical experience, reference should be made to

section 3 of volume 1 of the COGE Handbook – “Qualifications of Evaluators and Auditors, Enforcement and Discipline”.

1.2. COGE Handbook

Pursuant to section 1.2 of Regulation 51-101, definitions and interpretations in the COGE Handbook apply for the purposes of Regulation 51-101 if they are not defined in Regulation 51-101, NI 14-101 or the securities statute in the jurisdiction (except to the extent of any conflict or inconsistency with Regulation 51-101, NI 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 developed by the Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum (CIM) are incorporated in the COGE Handbook and also set out, in part, in the Regulation 51-101 Glossary.

Subparagraph 5.2(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 resources must be consistent with the COGE Handbook.

1.3. Applies to Reporting Issuers Only

Regulation 51-101 applies to reporting issuers engaged in oil and gas activities. The definition of oil and gas activities is broad. For example, a reporting issuer with no reserves, but a few prospects, unproved properties or resources, could still be engaged in oil and gas activities because such activities include exploration and development of unproved properties.

Regulation 51-101 will also apply to an issuer that is not yet a reporting issuer if it files a prospectus or other disclosure document that incorporates prospectus requirements. Pursuant to the long-form prospectus requirements, the issuer must disclose the information contained in Form 51-101F1, as well as the reports set out in Form 51-101F2 and Form 51-101F3.

1.4. Materiality Standard

Section 1.4 of Regulation 51-101 states that Regulation 51-101 applies only in respect of information that is material.

Regulation 51-101 does not require disclosure or filing of information that is not material. If information is not required to be disclosed because it is not material, it is unnecessary to disclose that fact.

Materiality for the purposes of Regulation 51-101 is a matter of judgement to be made in light of the circumstances, taking into account both qualitative and quantitative factors, assessed in respect of the reporting issuer as a whole.

This concept of materiality is consistent with the concept of materiality applied in connection with financial reporting pursuant to the CICA Handbook.

The reference in subsection 1.4(2) of Regulation 51-101 to a “reasonable investor” denotes an objective test: would a notional investor, broadly representative of investors generally and guided by reason, be likely to be influenced, in making an investment decision to buy, sell or hold a security of a reporting issuer, by an item of information or an aggregate of items of information? If so, then that item of information, or aggregate of items, is “material” in respect of that reporting issuer. An item that is immaterial alone may be material in the context of other information, or may be necessary to give context to other information. For example, a large number of small interests in oil and gas properties may be material in aggregate to a reporting issuer. Alternatively, a small interest in an oil and gas property may be material to a reporting issuer, depending on the size of the reporting issuer and its particular circumstances.

PART 2 ANNUAL FILING REQUIREMENTS

2.1. Annual Filings on SEDAR

The information required under section 2.1 of Regulation 51-101 must be filed electronically on SEDAR. Consult *Regulation 13-101 respecting System for Electronic Document Analysis and Retrieval (SEDAR)* and the current CSA “SEDAR Filer Manual” for information about filing documents electronically. The information required to be filed under item 1 of section 2.1 of Regulation 51-101 is usually derived from a much longer and more detailed oil and gas report prepared by a qualified reserves evaluator. These long and detailed reports cannot be filed electronically on SEDAR. The filing of an oil and gas report, or a summary of an oil and gas report, does not satisfy the requirements of the annual filing under Regulation 51-101.

2.2. Inapplicable or Immaterial Information

Section 2.1 of Regulation 51-101 does not require the filing of any information, even if specified in Regulation 51-101 or in a form referred to in Regulation 51-101, if that information is inapplicable or not material in respect of the reporting issuer. See section 1.4 of this Policy Statement for a discussion of materiality.

If an item of prescribed information is not disclosed because it is inapplicable or immaterial, it is unnecessary to state that fact or to make reference to the disclosure requirement.

2.3. Use of Forms

Section 2.1 of Regulation 51-101 requires the annual filing of information set out in Form 51-101F1 and reports in accordance with Form 51-101F2 and Form 51-101F3. Appendix 1 to this Policy Statement provides an example of how certain of the reserves data might be presented. While the format presented in Appendix 1 in respect of reserves data is not mandatory, we encourage issuers to use this format.

The information specified in all three forms, or any two of the forms, can be combined in a single document. A reporting issuer may wish to include statements indicating the relationship between documents or parts of one document. For example, the reporting issuer may wish to accompany the report of the independent qualified reserves evaluator or auditor (Form 51-101F2) with a reference to the reporting issuer’s disclosure of the reserves data (Form 51-101F1), and vice versa.

The report of management and directors in Form 51-101F3 may be combined with management’s report on financial statements, if any, in respect of the same financial year.

2.4. Annual Information Form

Section 2.3 of Regulation 51-101 permits reporting issuers to satisfy the requirements of section 2.1 of Regulation 51-101 by presenting the information required under section 2.1 in an annual information form.

(1) **Meaning of “Annual Information Form”** - Annual information form has the same meaning as “AIF” in *Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations*. Therefore, as set out in that definition, an annual information form can be a completed Form 51-102F2 *Annual Information Form* or, in the case of an SEC issuer (as defined in Regulation 51-102), a completed Form 51-102F2 or an annual report or transition report under the 1934 Act on Form 10-K, Form 10-KSB or Form 20-F.

(2) **Option to Set Out Information in Annual Information Form** - Form 51-102F2 *Annual Information Form* requires the information required by section 2.1 of Regulation 51-101 to be included in the annual information form. That information may be included either by setting out the text of the information in the annual information form or by incorporating it, by reference from separately filed documents. The option offered by section 2.3 of Regulation 51-101 enables a reporting issuer to satisfy its obligations under section 2.1 of Regulation 51-101, as well as its obligations in respect of annual information form disclosure, by setting out the information required under section 2.1 only once, in the annual information form. If the annual information

form is on Form 10-K, this can be accomplished by including the information in a supplement (often referred to as a “wrapper”) to the Form 10-K.

A reporting issuer that elects to set out in full in its annual information form the information required by section 2.1 of Regulation 51-101 need not also file that information again for the purpose of section 2.1 in one or more separate documents. A 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)”.

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 That Has No Reserves

The requirement to make annual Regulation 51-101 filings is not limited to only those issuers that have reserves and related future net revenue. A reporting issuer with no reserves but with prospects, unproved properties or resources may be engaged in oil and gas activities (see section 1.3 above) and therefore subject to Regulation 51-101. That means the issuer must still make annual Regulation 51-101 filings and ensure that it complies with other Regulation 51-101 requirements. The following is guidance on the preparation of Form 51-101F1, Form 51-101F2, Form 51-101F3 and other oil and gas disclosure if the reporting issuer has no reserves.

(1) **Form 51-101F1** - Section 1.4 of Regulation 51-101 states that the Regulation applies only in respect of information that is material in respect of a reporting issuer. If indeed the reporting issuer has no reserves, we would consider that fact alone material. The reporting issuer’s disclosure, under Part 2 of Form 51-101F1, should make clear that it has no reserves and hence no related future net revenue.

Supporting information regarding reserves data required under Part 2 (e.g., price estimates) that are not material to the issuer may be omitted. However, if the issuer had disclosed reserves and related future net revenue in the previous year, and has no reserves as at the end of its current financial year, the reporting issuer is still required to present a reconciliation to the prior-year’s estimates of reserves, as required by Part 4 of Form 51-101F1.

The reporting issuer is also required to disclose information required under Part 6 of Form 51-101F1. Those requirements apply irrespective of the quantum of reserves, if any. This would include information about properties (items 6.1 and 6.2), costs (item 6.6), and exploration and development activities (item 6.7). The disclosure should make clear that the issuer had no production, as that fact would be material.

(2) **Form 51-101F2** - Regulation 51-101 requires reporting issuers to retain an independent qualified reserves evaluator or auditor to evaluate or audit the company’s reserves data and report to the board of directors. If the reporting issuer had no reserves during the year and hence did not retain an evaluator or auditor, then it would not need to retain one 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, the requirement to file a report of management and directors in the form of Form 51-101F3 applies.

(4) **Other Regulation 51-101 Requirements** - Regulation 51-101 does not require reporting issuers to disclose anticipated results from their resources. However, if a reporting issuer chooses to disclose that type of information, section 5.9 of Regulation 51-101 applies to that disclosure.

2.6. Reservation in Report of Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor

A report of an independent qualified reserves evaluator or auditor on reserves data will not satisfy the requirements of item 2 of section 2.1 of Regulation 51-101 if the report contains a reservation, the cause of which can be removed by the reporting issuer (subsection 2.4(2) of Regulation 51-101).

The CSA do not generally consider time and cost considerations to be causes of a reservation that cannot be removed by the reporting issuer.

A report containing a reservation may be acceptable if the reservation is caused by a limitation in the scope of the evaluation or audit resulting from an event that clearly limits the availability of necessary records and which is beyond the control of the reporting issuer. This could be the case if, for example, necessary records have been inadvertently destroyed and cannot be recreated or if necessary records are in a country at war and access is not practicable.

One potential source of reservations, which the CSA consider can and should be addressed in a different way, could be reliance by a qualified reserves evaluator or auditor on information derived or obtained from a reporting issuer's independent financial auditors or reflecting their report. The CSA recommend that qualified reserves evaluators or auditors follow the procedures and guidance set out in both sections 4 and 12 of volume 1 of the COGE Handbook in respect of dealings with independent financial auditors. In so doing, the CSA expect that the quality of reserves data can be enhanced and a potential source of reservations can be eliminated.

2.7. Disclosure in Form 51-101F1

(1) **Royalty Interest in Reserves** - Net reserves (or "company net reserves") of a reporting issuer include its royalty interest in reserves.

If a reporting issuer cannot obtain the information it requires to enable it to include a royalty interest in reserves in its disclosure of net reserves, it should, proximate to its disclosure of net reserves, disclose that fact and its corresponding royalty interest share of oil and gas production for the year ended on the effective date.

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

(2) **Government Restriction on Disclosure** - If, because of a restriction imposed by a government or governmental authority having jurisdiction over a property, a reporting issuer excludes reserves information from its reserves data disclosed under Regulation 51-101, the disclosure should include a statement that identifies the property or country for which the information is excluded and explains the exclusion.

(3) **Computation of Future Net Revenue**

(a) Tax

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

Also, tax pools should be taken into account when computing future net revenue after income taxes. The definition of “future income tax expense” is set out in the Regulation 51-101 Glossary. Essentially, future income tax expenses represent estimated cash income taxes payable on the reporting issuer’s future pre-tax cash flows. These cash income taxes payable should be computed by applying the appropriate year-end statutory tax rates, taking into account future tax rates already legislated, to future pre-tax net cash flows reduced by appropriate deductions of estimated unclaimed costs and losses carried forward for tax purposes and relating to oil and gas activities (i.e., tax pools). Such tax pools may include Canadian oil and gas property expense (COGPE), Canadian development expense (CDE), Canadian exploration expense (CEE), undepreciated capital cost (UCC) and unused prior year’s tax losses. (Issuers should be aware of limitations on the use of certain tax pools resulting from acquisitions of properties in situations where provisions of the Income Tax Act concerning successor corporations apply.)

(b) Other Fiscal Regimes

Other fiscal regimes, such as those involving production sharing contracts, should be adequately explained with appropriate allocations made to various classes of proved reserves and to probable reserves.

(4) Supplemental Disclosure of Future Net Revenue Using Constant prices and costs - Form 51-101F1 gives reporting issuers the option of disclosing future net revenue using constant prices and costs in addition to disclosing future net revenue using forecast prices and costs. Constant prices and costs are based on the reporting issuer’s prices and costs as at the reporting issuer’s financial year-end. In general, these prices and costs are assumed not to change, but rather to remain constant, 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) Financial Instruments - The definition of “forecast prices and costs” in paragraph 1.1(j) of Regulation 51-101 and the term “constant prices and costs” as defined in the Regulation 51-101 Glossary refer to fixed or presently determinable future prices to which a reporting issuer is legally bound by a contractual or other obligation to supply a physical product. The phrase “contractual or other obligation to supply a physical product” excludes arrangements under which the reporting issuer can satisfy its obligations in cash and would therefore exclude an arrangement that would be a “financial instrument” as defined in Section 3855 of the CICA Handbook. The CICA Handbook discusses when a reporting issuer’s obligation would be considered a financial instrument and sets out the requirements for presentation and disclosure of these financial instruments (including so-called financial hedges) in the reporting issuer’s financial statements.

(6) Reserves Reconciliation

(a) If the reporting issuer reports reserves, but had no reserves at the start of the reconciliation period, a reconciliation of reserves must be carried out if any reserves added during the previous year are material. Such a reconciliation will have an opening balance of zero.

(b) The reserves reconciliation is prepared on a gross reserves, not net reserves, basis. For some reporting issuers with significant royalty interests, such as royalty trusts, the net reserves may exceed the gross reserves. In order to provide adequate disclosure given the

distinctive nature of its business, the reporting issuer may also disclose its reserves reconciliation on a net reserves basis. The issuer is not precluded from providing this additional information with its disclosure prescribed in Form 51-101F1 provided that the net reserves basis for the reconciliation is clearly identified in the additional disclosure to avoid confusion.

(c) Clause 2(c)(ii) of item 4.1 of Form 51-101F1 requires reconciliations of reserves to separately identify and explain technical revisions. Technical revisions show changes in existing reserves estimates, in respect of carried-forward properties, over the period of the reconciliation (i.e., between estimates as at the effective date and the prior year's estimate) and are the result of new technical information, not the result of capital expenditure. With respect to making technical revisions, the following should be noted:

- **Infill Drilling:** It would not be acceptable to include infill drilling results as a technical revision. Reserves additions derived from infill drilling during the year are not attributable to revisions to the previous year's reserves estimates. Infill drilling reserves must either be included in the "extensions and improved recovery" category or in an additional stand-alone category in the reserves reconciliation labelled "infill drilling".

- **Acquisitions:** If an acquisition is made during the year, (i.e., in the period between the effective date and the prior year's estimate), the reserves estimate to be used in the reconciliation is the estimate of reserves at the effective date, not at the acquisition date, plus any production since the acquisition date. This production must be included as production in the reconciliation. If there has been a change in the reserves estimate between the acquisition date and the effective date other than that due to production, the issuer may wish to explain this as part of the reconciliation in a footnote to the reconciliation table.

(7) **Significant Factors or Uncertainties** - Item 5.2 of Form 51-101F1 requires an issuer to identify and discuss important economic factors or significant uncertainties that affect particular components of the reserves data. Like a "subsequent event" note in a financial statement, the issuer should discuss this type of information even if it pertains to a period subsequent to the effective date.

For example, if events subsequent to the effective date have resulted in significant changes in expected future prices, such that the forecast prices reflected in the reserves data differ materially from those that would be considered to be a reasonable outlook on the future around the date of the company's "statement of reserves data and other information", then the issuer's statement might include, pursuant to item 5.2, a discussion of that change and its effect on the disclosed future net revenue estimates. It may be misleading to omit this information.

(8) **Additional Information** - As discussed in section 2.3 above and in the instructions to Form 51-101F1, Regulation 51-101 offers flexibility in the use of the prescribed forms and the presentation of required information.

The disclosure specified in Form 51-101F1 is the minimum disclosure required, subject to the materiality standard. Reporting issuers are free to provide additional disclosure that is not inconsistent with Regulation 51-101.

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 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** - Form 51-101F2 (and Form 51-101F3) contains a statement that variations between reserves data and actual results may be material but that any variations should be consistent with the fact that reserves are categorized according to the probability of their recovery.

Reserves estimates are made at a point in time, being the effective date. A reconciliation of a reserves estimate to actual results is likely to show variations and the variations may be material. This variation may arise from factors such as exploration discoveries, acquisitions, divestments and economic factors that were not considered in the initial reserves estimate. Variations that occur with respect to properties that were included in both the reserves estimate and the actual results may be due to technical or economic factors. Any variations arising due to technical factors should be consistent with the fact that reserves are categorized according to the probability of their recovery. For example, the requirement that reported proved reserves "must have at least a 90 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimated proved reserves" (section 5 of volume 1 of the COGE Handbook) implies that as more technical data becomes available, a positive, or upward, revision is significantly more likely than a negative, or downward, revision. Similarly, it should be equally likely that revisions to an estimate of proved plus probable reserves will be positive or negative.

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

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

- Over-optimistic activity plans, for instance, booking reserves for proved or probable undeveloped reserves that have no reasonable likelihood of being drilled.

- Reserves estimates that are based on a forecast of production that is inconsistent with historic performance, without solid technical justification.
- Assignment of drainage areas that are larger than can be reasonably expected.
- The use of inappropriate analogs.

(3) **Effective date of Evaluation** - A qualified reserves evaluator or auditor cannot prepare an evaluation using information that relates to events that occurred after the effective date, being the financial year-end. Information that relates to events that occurred after the year-end should not be incorporated into the forecasts. For example, information about drilling results from wells drilled in January or February, or changes in production that occurred after year-end date of December 31, should not be used. Even though this more recent information is available, the evaluator or auditor should not go back and change the forecast information. The forecast is to be based on the evaluator's or auditor's perception of the future as of December 31, the effective date of the report.

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

PART 3 RESPONSIBILITIES OF REPORTING ISSUERS AND DIRECTORS

3.1. Reserves Committee

Section 3.4 of Regulation 51-101 enumerates certain responsibilities of the board of directors of a reporting issuer in connection with the preparation of oil and gas disclosure.

The CSA believe that certain of these responsibilities can in many cases more appropriately be fulfilled by a smaller group of directors who bring particular experience or abilities and an independent perspective to the task.

Subsection 3.5(1) of Regulation 51-101 permits a board of directors to delegate responsibilities (other than the responsibility to approve the content or filing of certain documents) to a committee of directors, a majority of whose members are independent of management. Although subsection 3.5(1) is not mandatory, the CSA encourage reporting issuers and their directors to adopt this approach.

3.2. Responsibility for Disclosure

Regulation 51-101 requires the involvement of an independent qualified reserves evaluator or auditor in preparing or reporting on certain oil and gas information disclosed by a reporting issuer, and in section 3.2 mandates the appointment of an independent qualified reserves evaluator or auditor to report on reserves data.

The CSA do not intend or believe that the involvement of an independent qualified reserves evaluator or auditor relieves the reporting issuer of responsibility for information disclosed by it for the purposes of Regulation 51-101.

PART 4 MEASUREMENT

4.1. Consistency in Dates

Section 4.2 of Regulation 51-101 requires consistency in the timing of recording the effects of events or transactions for the purposes of both annual financial statements and annual reserves data disclosure.

To ensure that the effects of events or transactions are recorded, disclosed or otherwise reflected consistently (in respect of timing) in all public disclosure, a reporting issuer will wish to

ensure that both its financial auditors and its qualified reserves evaluators or auditors, as well as its directors, are kept apprised of relevant events and transactions, and to facilitate communication between its financial auditors and its qualified reserves evaluators or auditors.

Sections 4 and 12 of volume 1 of the COGE Handbook set out procedures and guidance for the conduct of reserves evaluations and reserves audits, respectively. Section 12 deals with the relationship between a reserves auditor and the client's financial auditor. Section 4, in connection with reserves evaluations, deals somewhat differently with the relationship between the qualified reserves evaluator or auditor and the client's financial auditor. The CSA recommend that qualified reserves evaluators or auditors carry out the procedures discussed in both sections 4 and 12 of volume 1 of the COGE Handbook, whether conducting a reserves evaluation or a reserves audit.

PART 5 REQUIREMENTS APPLICABLE TO ALL DISCLOSURE

5.1. Application of Part 5

Part 5 of Regulation 51-101 imposes requirements and restrictions that apply to all "disclosure" (or, in some cases, all written disclosure) of a type described in section 5.1 of Regulation 51-101. Section 5.1 refers to disclosure that is either

- filed by a reporting issuer with the securities regulatory authority, or
- if not filed, otherwise made to the public or made in circumstances in which, at the time of making the disclosure, the reporting issuer expects, or ought reasonably to expect, the disclosure to become available to the public.

As such, Part 5 applies to a broad range of disclosure including

- the annual filings required under Part 2 of Regulation 51-101,
- other continuous disclosure filings, including material change reports (which themselves may also be subject to Part 6 of Regulation 51-101),
- public disclosure documents, whether or not filed, including news releases,
- public disclosure made in connection with a distribution of securities, including a prospectus, and
- except in respect of provisions of Part 5 that apply only to written disclosure, public speeches and presentations made by representatives of the reporting issuer on behalf of the reporting issuer.

For these purposes, the CSA consider written disclosure to include any writing, map, plot or other printed representation whether produced, stored or disseminated on paper or electronically. For example, if material distributed at a company presentation refers to BOEs, the material should include, near the reference to BOEs, the cautionary statement required by paragraph 5.14(d) 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.

5.2. Disclosure of Reserves and Other Information

(1) **General** - A reporting issuer must comply with the requirements of section 5.2 in its disclosure, to the public, of reserves estimates and other information of a type specified in Form 51-101F1. This would include, for example, disclosure of such information in a news release.

(2) **Reserves** - Regulation 51-101 does not prescribe any particular methods of estimation but it does require that a reserve estimate be prepared in accordance with the COGE Handbook.

For example, section 5 of volume 1 of the COGE Handbook specifies that, in respect of an issuer's reported proved reserves, there is to be at least a 90 percent probability that the total remaining quantities of oil and gas to be recovered will equal or exceed the estimated total proved reserves.

Additional guidance on particular topics is provided below.

(3) **Possible Reserves** - A possible reserves estimate - either alone or as part of a sum - is often a relatively large number that, by definition, has a low probability of actually being produced. For this reason, the cautionary language prescribed in subparagraph 5.2(a)(v) of Regulation 51-101 must accompany the written disclosure of a possible reserves estimate.

(4) **Probabilistic and Deterministic Evaluation Methods** - Section 5 of volume 1 of the COGE Handbook states that "In principle, there should be no difference between estimates prepared using probabilistic or deterministic methods".

When deterministic methods are used, in the absence of a "mathematically derived quantitative measure of probability", the classification of reserves is based on professional judgment as to the quantitative measure of certainty attained.

When probabilistic methods are used in conjunction with good engineering and geological practice, they will provide more statistical information than the conventional deterministic method. The following are a few critical criteria that an evaluator must satisfy when applying probabilistic methods:

- The evaluator must still estimate the reserves applying the definitions and using the guidelines set out in the COGE Handbook.
- Entity level probabilistic reserves estimates should be aggregated arithmetically to provide reported level reserves.
- If the evaluator also prepares aggregate reserves estimates using probabilistic methods, the evaluator should explain in the evaluation report the method used. In particular, the evaluator should specify what confidence levels were used at the entity, property, and reported (i.e., total) levels for each of proved, proved + probable and proved + probable + possible (if reported) reserves.
- If the reporting issuer discloses the aggregate reserves that the evaluator prepared using probabilistic methods, the issuer should provide a brief explanation, near its disclosure, about the reserves definitions used for estimating the reserves, about the method that the evaluator used, and the underlying confidence levels that the evaluator applied.

(5) **Availability of Funding** - In assigning reserves to an undeveloped property, the reporting issuer is not required to have the funding available to develop the reserves, since they may be developed by means other than the expenditure of the reporting issuer's funds (for example by a farm-out or sale). Reserves must be estimated assuming that development of the properties will occur without regard to the likely availability of funding required for that property. The reporting issuer's evaluator is not required to consider whether the reporting issuer will have the capital necessary to develop the reserves. (See section 7 of COGE Handbook and subparagraph 5.2(a)(iv) of Regulation 51-101.)

However, item 5.3 of Form 51-101F1 requires a reporting issuer to discuss its expectations as to the sources and costs of funding for estimated future development costs. If the issuer expects that the costs of funding would make development of a property unlikely, then even if reserves were assigned, it must also discuss that expectation and its plans for the property.

(6) **Proved or Probable Undeveloped Reserves** - Proved or probable undeveloped reserves must be reported in the year in which they are recognized. If the reporting issuer does not disclose the proved or probable undeveloped reserves just because it has not yet spent the capital to develop these reserves, it may be omitting material information, thereby causing the reserves disclosure to be misleading. If the proved or probable undeveloped reserves are not disclosed to the public, then those who have a special relationship with the issuer and know about the

existence of these reserves would not be permitted to purchase or sell the securities of the issuer until that information has been disclosed. If the issuer has a prospectus, the prospectus might not contain full true and plain disclosure of all material facts if it does not contain information about these proved or probable undeveloped reserves.

(7) **Mechanical Updates** - So-called “mechanical updates” of reserves reports are sometimes created, often by rerunning previous evaluations with a new price deck. This is problematic since there may have been material changes other than price that may lead to the report being misleading. If a reporting issuer discloses the results of the mechanical update it should ensure that all relevant material changes are also disclosed to ensure that the information is not misleading.

5.3. Reserves and Resources Classification

Section 5.3 of Regulation 51-101 requires that any disclosure of reserves or resources must be made using the categories and terminology as set out in the COGE Handbook. The definitions of the various reserves and resources 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 resources must relate to the most specific category of reserves or resources in which the reserves or resources can be classified. For instance, there are several subcategories of discovered resources including reserves, contingent resources and discovered unrecoverable resources. Reporting issuers must classify discovered resources into one of the subcategories of discovered resources. In exceptional circumstances, a reporting issuer may be unable to classify the resources in a subcategory of discovered resources, in which case it must provide a comprehensive explanation as to why the resources cannot be classified in a subcategory.

In addition, reserves can be estimated using three subcategories, namely proved, probable or possible reserves, according to the probability that such quantities of reserves 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 be broken down into one of the three subcategories of reserves, namely proved, probable or possible reserves. For further guidance on disclosure of reserves and resources please see sections 5.2 and 5.5 of this Policy Statement.

5.4. Written Consents

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; making direct or indirect reference to the conclusions of that report in the filed Form 51-101F1 and Form 51-101F3; and identifying the report in the news release referred to in section 2.2). 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. Disclosure of Resources

(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 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 resources that are material to the issuer, even if the disclosure is not mandated by Regulation 51-101. Any such disclosure should be based on supportable analysis.

Disclosure of resources 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 literature⁴ on the subject.

(2) Disclosure of Anticipated Results under Subsection 5.9(1) of Regulation 51-101 - If a reporting issuer voluntarily discloses anticipated results from resources that are not classified as reserves, it must disclose certain basic information concerning the resources, which is set out in subsection 5.9(1) of Regulation 51-101. Additional disclosure requirements arise if the anticipated results disclosed by the issuer include an estimate of a resource quantity or associated value, as set out below in subsection 5.5(3).

If a reporting issuer discloses anticipated results relating to numerous aggregated properties, prospects or resources, the issuer may, depending on the circumstances, satisfy the requirements of subsection 5.9(1) by providing summarized information in respect of each prescribed requirement. The reporting issuer must ensure that its disclosure is reasonable, meaningful and at a level appropriate to its size. For a reporting issuer with only few properties, it may be appropriate to make the disclosure for each property. Such disclosure may be unreasonably onerous for a reporting issuer with many properties, and it may be more appropriate to summarize the information by major areas or for major projects. However, if a reporting issuer discloses an aggregate resource estimate (or associated value) referred to in subsection 5.9(2) of Regulation 51-101, the issuer must ensure that any aggregation of properties occurs within the most specific category of resource classification as required by paragraph 5.9(2)(b). A reporting issuer cannot aggregate properties across different categories of resources if a resource estimate referenced in subsection 5.9(2) is disclosed.

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.

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.

⁴ For example, Determination of Oil and Gas Reserves, Monograph No. 1, Chapter 22, Petroleum Society of CIM, Second Edition 2004. (ISBN 0-9697990-2-0)) Newendorp, P., & Schuyler, J., 2000, Decision Analysis for Petroleum Exploration, Planning Press, Aurora, Colorado (ISBN 0-9664401-1-0). Rose, P. R., Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures, AAPG Methods in Exploration Series No. 12, AAPG (ISBN 0-89181-062-1)

If the reporting issuer discloses the estimated value of an unproved property other than a value attributable to an estimated resource quantity, then the issuer must disclose the basis of the calculation of the value, in accordance with paragraph 5.9(1)(e). 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). 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) 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) 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 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 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. A heading such as "Report on Resource Estimate by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor" may be appropriate. Although such an evaluation is required to be carried out by a qualified reserves evaluator or auditor, there is no requirement that it be independent. If an independent party does not prepare the report, reporting issuers should consider amending the title or content of the report to make it clear that the report has not been prepared by an independent party and the resource estimate is not an independent resource estimate.

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

In addition, pursuant to section 5.3 and paragraph 5.9(2)(b) of Regulation 51-101, the reporting issuer must ensure that the estimated resource relates to the most specific category of resources in which the resource can be classified. As discussed above in subsection 5.5(2) of this Policy Statement, if a reporting issuer wishes to disclose an aggregate resource estimate which involves the aggregation of numerous properties, prospects or resources, it must ensure that the disclosure does not result in a contravention of the requirement in paragraph 5.9(2)(b) of Regulation 51-101.

Subsection 5.9(2) requires the reporting issuer to disclose certain information in addition to that prescribed in subsection 5.9(1) of Regulation 51-101 to assist recipients of the disclosure in understanding the nature of risks associated with the estimate. This information includes a definition of the resource category used for the estimate, disclosure of factors relevant to the estimate and cautionary language.

(b) Definitions of Resource Categories

For the purpose of complying with the requirement of defining the resource category, the reporting issuer must ensure that disclosure of the definition is consistent with the resource categories and terminology set out in the COGE Handbook, pursuant to section 5.3 of Regulation 51-101. Section 5 of volume 1 of the COGE Handbook and the Regulation 51-101 Glossary identify and define the various resource categories.

A reporting issuer may wish to report reserves or resources of oil or gas 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 resources must be consistent with the reserves and resources terminology and categories set out in the COGE Handbook, pursuant to section 5.3 of Regulation 51-101.

The reporting issuer can report other categories of resources, such as discovered and undiscovered resources, as in-place volumes. However, the issuer should caution the reader that this does not represent recoverable volumes.

(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)(c)(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)(c)(iii). For example, if there is no infrastructure in the region to transport the resource, this may constitute a significant negative factor relevant to the estimate. Other examples would include a significant lease expiry or any legal, capital, political, technological, business or other factor that is highly relevant to the estimate. To the extent that the reporting issuer discloses an estimate for numerous properties that are aggregated, it may disclose significant positive and negative factors relevant to the aggregate estimate, unless discussion of a particular material resource or property is warranted in order to provide adequate disclosure to investors.

The cautionary language in subparagraph 5.9(2)(c)(v) 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.

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

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

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

5.6. Analogous Information

A reporting issuer may wish to base an estimate on, or include comparative analogous information for their area of interest, such as reserves, resources, and production, from fields or wells, in nearby or geologically similar areas. Particular care must be taken in using and presenting this type of information. Using only the best wells or fields in an area, or ignoring dry holes, for instance, may be particularly misleading. It is important to present a factual and balanced view of the information being provided.

The reporting issuer must comply with the disclosure requirements of section 5.10 of Regulation 51-101, when it discloses analogous information, as that term is broadly defined in Regulation 51-101, for an area which includes an area of the reporting issuer's area of interest. Pursuant to subsection 5.10(2) of Regulation 51-101, if the issuer discloses an estimate of its own reserves or resources based on an extrapolation from the analogous information, or if the analogous information itself is an estimate of its own reserves or resources, the issuer must ensure the estimate is prepared in accordance with the COGE Handbook and disclosed in accordance with Regulation 51-101 generally. For example, in respect of a reserves estimate, the estimate must be classified and prepared in accordance with the COGE Handbook by a qualified reserves evaluator or auditor and must otherwise comply with the requirements of section 5.2 of Regulation 51-101.

5.7. Consistent Use of Units of Measurement

Reporting issuers should be consistent in their use of units of measurement within and between disclosure documents, to facilitate understanding and comparison of the disclosure. For example, reporting issuers should not, without compelling reason, switch between imperial units of measure (such as barrels) and Système International (SI) units of measurement (such as tonnes) within or between disclosure documents. Issuers should refer to Appendices B and C of volume 1 of the COGE Handbook for the proper reporting of units of measurement.

In all cases, in accordance with subparagraph 5.2(a)(iii) and section 5.3 of Regulation 51-101, reporting issuers should apply the relevant terminology and unit prefixes set out in the COGE Handbook.

5.8. BOEs and McfGEs

Section 5.14 of Regulation 51-101 sets out requirements that apply if a reporting issuer chooses to make disclosure 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. Section 13 of the COGE Handbook, under the heading “Barrels of Oil Equivalent”, provides additional guidance.

5.9. Finding and Development costs

Section 5.15 of Regulation 51-101 sets out requirements that apply if a reporting issuer chooses to make disclosure of 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.

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.

5.10 Prospectus Disclosure

In addition to the general disclosure requirements in Regulation 51-101 which apply to prospectuses, the following commentary provides additional guidance on topics of frequent enquiry.

(1) **Significant Acquisitions** - To the extent that an issuer engaged in oil and gas activities discloses a significant acquisition in its prospectus, it must disclose sufficient information for a reader to determine how the acquisition affected the reserves data and other information previously disclosed in the issuer’s Form 51-101F1. 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 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 and 5.10 of Regulation 51-101, as applicable. However, the general securities disclosure obligation of “full, true, and plain” disclosure of all material facts in a prospectus would require the disclosure of resources that are material to the issuer, even if the disclosure is not mandated by Regulation 51-101. Any such disclosure should be based on supportable analysis.

(3) **Proved or Probable Undeveloped reserves** - Further to the guidance provided in subsection 5.2(4) of this Policy Statement, proved or probable undeveloped reserves must be reported in the year in which they are recognized. If the reporting issuer does not disclose the proved or probable undeveloped reserves just because it has not yet spent the capital to develop

these reserves, it may be omitting material information, thereby causing the reserves disclosure to be misleading. If the issuer has a prospectus, the prospectus might not contain full, true and plain disclosure of all material facts if it does not contain information about these proved undeveloped reserves.

(4) **Reserves Reconciliation in an Initial Public Offering** - In an initial public offering, if the issuer does not have a reserves report as at its prior year-end, or if this report does not provide the information required to carry out a reserves reconciliation pursuant to item 4.1 of Form 51-101F1, the CSA may consider granting relief from the requirement to provide the reserves reconciliation. A condition of the relief may include a description in the prospectus of relevant changes in any of the categories of the reserves reconciliation.

(5) **Relief to Provide More Recent Form 51-101F1 Information in a Prospectus** - If an issuer is filing a preliminary prospectus and wishes to disclose reserves data and other oil and gas information as at a more recent date than its applicable year-end date, the CSA may consider relieving the issuer of the requirement to disclose the reserves data and other information as at year-end.

An issuer may determine that its obligation to provide full, true and plain disclosure obliges it to include in its prospectus reserves data and other oil and gas information as at a date more recent than specified in the prospectus requirements. The prospectus requirements state that the information must be as at the issuer's most recent financial year-end in respect of which the prospectus includes financial statements. The prospectus requirements, while certainly not presenting an obstacle to such more current disclosure, would nonetheless require that the corresponding information also be provided as at that financial year-end.

We would consider granting relief on a case-by-case basis to permit an issuer in these circumstances to include in its prospectus the oil and gas information prepared with an effective date more recent than the financial year-end date, without also including the corresponding information effective as at the year-end date. A consideration for granting this relief may include disclosure of Form 51-101F1 information with an effective date that coincides with the date of interim financial statements. The issuer should request such relief in the covering letter accompanying its preliminary prospectus. The grant of the relief would be evidenced by the prospectus receipt.

PART 6 MATERIAL CHANGE DISCLOSURE

6.1. Changes from Filed Information

Part 6 of Regulation 51-101 requires the inclusion of specified information in disclosure of certain material changes.

The information to be filed each year under Part 2 of Regulation 51-101 is prepared as at, or for a period ended on, the reporting issuer's most recent financial year-end. That date is the effective date referred to in subsection 6.1(1) of Regulation 51-101. When a material change occurs after that date, the filed information may no longer, as a result of the material change, convey meaningful information, or the original information may have become misleading in the absence of updated information.

Part 6 of Regulation 51-101 requires that the disclosure of the material change include a discussion of the reporting issuer's reasonable expectation of how the material change has affected the issuer's reserves data and other information contained in its filed disclosure. This would not necessarily require that an evaluation be carried out. However, the reporting issuer should ensure it complies with the general disclosure requirements set out in Part 5, as applicable. For example, if the material change report discloses an updated reserves estimate, this should be prepared in accordance with the COGE Handbook and by a qualified reserves evaluator or auditor.

This material change disclosure can reduce the likelihood of investors being misled, and maintain the usefulness of the original filed oil and gas information when the two are read together.

APPENDIX 1 SAMPLE RESERVES DATA DISCLOSURE

Format of Disclosure

Regulation 51-101 and Form 51-101F1 do not mandate the format of the disclosure of reserves data and related information by reporting issuers. However, the CSA encourages reporting issuers to use the format presented in this Appendix.

Whatever format and level of detail a reporting issuer chooses to use in satisfying the requirements of Regulation 51-101, the objective should be to enable reasonable investors to understand and assess the information, and compare it to corresponding information presented by the reporting issuer for other reporting periods or to similar information presented by other reporting issuers, in order to be in a position to make informed investment decisions concerning securities of the reporting issuer.

A logical and legible layout of information, use of descriptive headings, and consistency in terminology and presentation from document to document and from period to period, are all likely to further that objective.

Reporting issuers and their advisers are reminded of the materiality standard under section 1.4 of Regulation 51-101, and of the instructions in Form 51-101F1.

See also sections 1.4, 2.2 and 2.3 and subsections 2.7(8) and 2.7(9) of Policy Statement 51-101CP.

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
CONSTANT PRICES AND COSTS [OPTIONAL SUPPLEMENTAL DISCLOSURE]

RESERVES CATEGORY	RESERVES ⁽¹⁾							
	LIGHT AND MEDIUM OIL		HEAVY OIL		NATURAL GAS ⁽²⁾		NATURAL LIQUIDS GAS	
	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
SUPPLEMENTAL

SUMMARY OF NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE
as of December 31, 2006
CONSTANT PRICES AND COSTS [OPTIONAL SUPPLEMENTAL DISCLOSURE]

RESERVES CATEGORY	NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE										
	BEFORE INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					AFTER INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					UNIT VALUE BEFORE INCOME TAX DISCOUNTED AT 10%/year
	0 (MM\$)	5 (MM\$)	10 (MM\$)	15 (MM\$)	20 (MM\$)	0 (MM\$)	5 (MM\$)	10 (MM\$)	15 (MM\$)	20 (MM\$)	(\$/Mcf) (\$/bbl)
PROVED											
Developed Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Developed Non-Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Undeveloped	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL PROVED	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xx
PROBABLE	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL PROVED PLUS PROBABLE	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxx

 OPTIONAL
SUPPLEMENTAL

Reference: Item 2.2 of Form 51-101F1

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

Reference: Item 2.2 of Form 51-101F1

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

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

OPTIONAL SUPPLEMENTAL 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 ⁽¹⁾							
	LIGHT AND MEDIUM OIL		HEAVY OIL		NATURAL GAS ⁽²⁾		NATURAL LIQUIDS GAS	
	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (MMcft)	Net (MMcft)	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) (2) Estimates of reserves of natural gas may be reported separately for (i) associated and non-associated gas (combined), (ii) solution gas and (iii) coal bed methane.

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

RESERVES CATEGORY	NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE										UNIT VALUE BEFORE INCOME TAX DISCOUNTED AT 10%/year (\$/Mcf) (\$/bbl)
	BEFORE INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					AFTER INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					
	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	0 (MMS)	5 (MMS)	10 (MMS)	15 (MMS)	20 (MMS)	
PROVED											
Developed Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Developed Non-Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Undeveloped	<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>	<u>xx</u>
TOTAL PROVED	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
PROBABLE	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL PROVED PLUS PROBABLE	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxx

- (1) A reporting issuer may wish to satisfy its requirement to disclose these unit values by inserting this disclosure for each category of proved reserves and for probable reserves, by production group, in the chart for item 2.1(3)(c) of Form 51-101F1 (see sample chart below entitled Future Net Revenue by Production Group).
- (2) The unit values are based on net reserve volumes.

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

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

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

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

**FUTURE NET REVENUE
BY PRODUCTION GROUP
as of December 31, 2006
FORECAST PRICES AND COSTS**

RESERVES CATEGORY	PRODUCTION GROUP	FUTURE NET REVENUE BEFORE INCOME TAXES (discounted at 10%/year) (M\$)	UNIT VALUE (\$/Mcf) (\$/bbl)
Proved 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 and by-products from oil wells)	xxx	xxx
	Non-Conventional Oil and Gas Activities	xxx	xxx
	Total	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	

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

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

CONSTANT PRICES AND COSTS⁽¹⁾

Year	OIL ⁽²⁾				NATURAL GAS ⁽²⁾ AECO Gas Price (\$Cdn/MMBtu)	NATURAL GAS LIQUIDS FOB Field Gate (\$Cdn/bbl)	EXCHANGE RATE ⁽³⁾ (\$US/\$Cdn)
	WTI Oklahoma (\$US/bbl)	Cushing Edmonton Par Price 40 ⁰ API (\$Cdn/bbl)	Hardisty Heavy 12 ⁰ API (\$Cdn/bbl)	Cromer Medium 29.3 ⁰ API (\$Cdn/bbl)			
Historical (Year End)							
2003	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2004	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2005	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2006 (Year End)	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx

 OPTIONAL
SUPPLEMENTAL

- (1) This disclosure is triggered by optional supplemental 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

SUMMARY OF PRICING AND INFLATION RATE ASSUMPTIONS
as of December 31, 2006
FORECAST PRICES AND COSTS

Year	OIL ⁽¹⁾				NATURAL GAS ⁽¹⁾ AECO Gas Price (\$Cdn/MMBtu)	NATURAL GAS LIQUIDS FOB Field Gate (\$Cdn/bbl)	INFLATION RATES ⁽²⁾ %/Year	EXCHANGE RATE ⁽³⁾ \$US/\$Cdn
	WTI Cushing Oklahoma \$US/bbl	Edmonton Par Price 40 ⁰ API \$Cdn/bbl	Hardisty Heavy 12 ⁰ API \$Cdn/bbl	Cromer Medium 29.3 ⁰ API \$Cdn/bbl				
Historical ⁽⁴⁾								
2003	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2004	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2005	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2006	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Forecast								
2007	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2008	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2009	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2010	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
2011	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, in this example).

 OPTIONAL
SUPPLEMENTAL

Reference: Item 3.2 of Form 51-101 F1

**RECONCILIATION OF
COMPANY GROSS RESERVES
BY PRODUCT TYPE⁽¹⁾**

FORECAST PRICES AND COSTS

FACTORS	LIGHT AND MEDIUM OIL			HEAVY OIL			ASSOCIATED AND NON-ASSOCIATED GAS		
	Gross Proved (Mdbl)	Gross Probable (Mdbl)	Gross Proved Plus Probable (Mdbl)	Gross Proved (Mdbl)	Gross Probable (Mdbl)	Gross Proved Plus Probable (Mdbl)	Gross Proved (MMcf)	Gross Probable (MMcf)	Gross Proved Plus Probable (MMcf)
December 31, 2005	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Extensions & Improved Recovery Technical	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Revisions	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Discoveries	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Acquisitions	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Dispositions	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Economic Factors	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Production	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
December 31, 2006	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

(1) The reserves reconciliation must include other product types, including synthetic oil, bitumen, coal bed methane, hydrates, shale oil and shale gas, if material for the reporting issuer.

Reference: Item 4.1 of Form 51-101F1