

6.2

Réglementation et instructions générales

6.2 RÉGLEMENTATION ET INSTRUCTIONS GÉNÉRALES

6.2.1 Consultation

Projet de règlement

Loi sur les valeurs mobilières
(L.R.Q., c. V-1.1, a. 331.1, par. 1°, 2°, 4.1°, 6°, 8° et 34°, et a. 331.2)

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

Avis est donné par l'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité »), que, conformément à l'article 331.2 de la *Loi sur les valeurs mobilières*, L.R.Q., c. V-1.1, le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, dont le texte est publié ci-dessous, pourra être pris par l'Autorité et ensuite soumis au ministre des Finances pour approbation, avec ou sans modification, à l'expiration d'un délai de 90 jours à compter de sa publication au Bulletin de l'Autorité.

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

Consultation

Toute personne intéressée ayant des commentaires à formuler à ce sujet est priée de les faire parvenir par écrit, avant l'expiration du délai de 90 jours de la présente publication, à savoir le **19 avril 2007**, en s'adressant à :

M^e Anne-Marie Beaudoin
Directrice du secrétariat
Autorité des marchés financiers
Tour de la Bourse
800, square Victoria
C.P. 246, 22^e étage
Montréal (Québec) H4Z 1G3
Télécopieur : (514) 864-6381
Courriel : consultation-en-cours@lautorite.qc.ca

Renseignements additionnels

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

Pierre Martin
Avocat, Service de la réglementation
Autorité des marchés financiers
Téléphone : (514) 395-0558, poste 4375
Numéro sans frais : 1 877 525-0337
Courriel : pierre.martin@lautorite.qc.ca

Le 19 janvier 2007

Avis de consultation

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

Contexte

Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM » ou « nous ») publient pour consultation le projet de Règlement modifiant le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « règlement ») et le projet d'Instruction générale relative au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« instruction ») (collectivement, les « textes réglementaires »).

Le règlement établit à l'intention des émetteurs assujettis qui exercent des activités pétrolières et gazières les obligations annuelles de dépôt relatives à la déclaration de leurs estimations des réserves et des ressources. 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 d'un exercice.

Nous surveillons l'application des textes réglementaires depuis leur mise en œuvre en septembre 2003 et, au Québec, en août 2005. Nous avons mené une consultation publique auprès des représentants de divers organismes représentant des producteurs de pétrole, des évaluateurs de réserves et des analystes financiers. Grâce à la consultation et à l'expérience du personnel des ACVM, il a été possible de repérer plusieurs aspects des textes réglementaires nécessitant des modifications.

Nous publions un projet de modification des textes réglementaires avec le présent avis. On peut le consulter sur les sites Web des membres des ACVM, dont les suivants :

- www.bcsc.bc.ca
- www.albertasecurities.com
- www.ssc.gov.sk.ca
- www.msc.gov.mb.ca
- www.osc.gov.on.ca
- www.lautorite.qc.ca

Nous publions ce qui suit :

- le Règlement modifiant le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*;
- une nouvelle version de l'Instruction générale relative au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*.

Nous publions aussi une version comparée du règlement qui intègre les modifications proposées au règlement.

Au Québec, le projet de règlement ne pourra être édicté ou soumis pour approbation au ministre des Finances avant l'expiration d'un délai de 90 jours à compter de sa publication. Tout intéressé peut, pendant ce délai, transmettre ses commentaires aux personnes mentionnées dans le présent avis.

Objet des modifications

Les modifications proposées aux textes réglementaires 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.

Résumé des modifications proposées

Nous avons résumé les principales modifications proposées à l'annexe A. Il ne s'agit pas d'une liste exhaustive de toutes les modifications.

Nous avons ajouté certaines obligations que l'émetteur assujetti qui présente des ressources ne pouvant être classées à titre de réserves au moment considéré doit respecter. Ces obligations visent à améliorer l'information sur les ressources et à fournir plus d'indications à l'émetteur assujetti désireux de présenter une information significative et compréhensible sur ses ressources pétrolières et gazières.

Nous avons supprimé l'obligation de déclarer les réserves et les produits d'exploitation nets futurs correspondants selon des prix et des coûts constants. Nous avons également supprimé l'obligation de présenter la variation des produits d'exploitation nets futurs. Enfin, nous avons modifié l'obligation d'utiliser les réserves nettes dans la présentation de la variation des réserves pour exiger plutôt l'utilisation des réserves brutes.

Autres solutions envisagées

Tel qu'il a été indiqué précédemment, de nombreuses modifications visent à préciser les textes réglementaires ou à simplifier les obligations. Une solution de rechange à la modification des textes réglementaires consistait à publier un Avis du personnel des ACVM donnant des indications supplémentaires sur la présentation des réserves et des ressources. Cependant, pour fournir aux émetteurs assujettis concernés des renseignements suffisamment sûrs, clairs et uniformes, nous avons jugé préférable de modifier, de remplacer et d'ajouter certaines dispositions des textes réglementaires. Les ACVM ont publié l'Avis 51-321 du personnel des ACVM pour donner des indications aux émetteurs assujettis désireux de communiquer leurs ressources avant l'entrée en vigueur de ces modifications.

Coûts et avantages prévus

Nous croyons que le projet de modification des textes réglementaires réduira les coûts pour les émetteurs, car il réglera des problèmes que posait au secteur l'application de ces textes. De plus, le projet de modification n'impose pas d'autres règles absolues, mais ne fait qu'ajouter des obligations dans le cas où l'émetteur assujetti décide de communiquer certains éléments. Nous croyons aussi qu'il rendra l'information sur les réserves et les ressources pétrolières et gazières des émetteurs assujettis plus significative et plus compréhensible pour les investisseurs et les porteurs de titres.

Modifications corrélatives

Nous nous proposons d'abroger l'Instruction générale C-22, *Usage d'informations et d'opinions relatives aux propriétés minières et pétrolières par les personnes inscrites et autres personnes*, qui est périmée et en grande partie remplacée par les indications sur l'utilisation des renseignements figurant à la partie 5 de l'Instruction générale relative au *Règlement 43-101 sur l'information concernant les projets miniers* et par l'Instruction générale relative au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités*

pétrolières et gazières. (Remarque : Au Québec, l'Instruction générale C-22, *Usage d'informations et d'opinions relatives aux propriétés minières et pétrolifères par les personnes inscrites et autres personnes* a déjà été abrogée.)

Documents non publiés

Pour rédiger le projet de modification des textes réglementaires, nous n'avons utilisé aucune étude ni aucun rapport ou autre document important non publié, exception faite des résultats de la consultation publique mentionnée ci-dessus.

Consultation

Nous invitons les intéressés à présenter des commentaires sur le projet de modification des textes réglementaires et à répondre à la question suivante :

L'article 3.2 du règlement exige que l'émetteur assujetti nomme un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant et l'article 3.4 du règlement exige expressément que le conseil d'administration examine la nomination (directement ou par l'entremise du comité des réserves). La responsabilité de la nomination n'est pas précisée dans le règlement. À votre avis, la protection des investisseurs serait-elle renforcée de façon importante si, en plus de l'obligation d'examiner la nomination, le règlement comportait également l'obligation pour le conseil de nommer l'évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant?

Veillez présenter vos commentaires par écrit au plus tard le 19 avril 2007. Si vous ne les envoyez pas par courrier électronique, veuillez aussi les fournir sur disquette (en format Word pour Windows).

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

British Columbia Securities Commission
 Alberta Securities Commission
 Saskatchewan Financial Services Commission – Securities Division
 Commission des valeurs mobilières du Manitoba
 Commission des valeurs mobilières de l'Ontario
 Autorité des marchés financiers
 Commission des valeurs mobilières du Nouveau-Brunswick
 Registrar of Securities, Prince Edward Island
 Nova Scotia Securities Commission
 Newfoundland and Labrador Securities Commission
 Registraire des valeurs mobilières, Territoires du Nord-Ouest
 Registraire des valeurs mobilières, Yukon
 Registraire des valeurs mobilières, Nunavut

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

Anne-Marie Beaudoin
 Directrice du secrétariat
 Autorité des marchés financiers
 800, square Victoria, 22^e étage
 C.P. 246, Tour de la Bourse
 Montréal (Québec) H4Z 1G3
 Télécopieur : 514-864-6381
 Courriel : consultation-en-cours@lautorite.qc.ca

Blaine Young, Associate Director
Alberta Securities Commission
4th Floor, 300-5th Avenue SW
Calgary (Alberta) T2P 3C4
Télécopieur : 403-297-4220
Courriel : blaine.young@seccom.ab.ca

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

Questions

Veillez adresser vos questions à l'une ou l'autre des personnes suivantes :

Pierre Martin
Avocat
Autorité des marchés financiers
514-395-0558, poste 4375
pierre.martin@lautorite.qc.ca

Éric Boutin
Analyste en valeurs mobilières
Autorité des marchés financiers
514-395-0558, 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

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

Denise Duifhuis
Senior Legal Counsel, Corporate Finance
British Columbia Securities Commission
604-899-6792 ou 800-373-6393 (en Colombie-Britannique et en Alberta)
duifhuis@bcsc.bc.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

Deborah McCombe
Chief Mining Consultant
Commission des valeurs mobilières de l'Ontario
416-593-8151
dmccombe@osc.gov.on.ca

On peut consulter le projet de modification sur le site Web d'un des membres des ACVM.

Le 19 janvier 2007

Annexe A

Résumé des modifications proposées

Règlement

Nous nous proposons de modifier le règlement comme suit :

Partie 1 – Définitions

- en ajoutant une définition du terme « information analogue » au sens où celui-ci sera utilisé à l'article 5.10 modifié du règlement;
- en ajoutant une définition du terme « résultats prévus » qui comprend toute information indiquant la valeur ou les quantités éventuelles de ressources pour faire en sorte que, si une telle information est présentée, elle le soit conformément à l'article 5.9;
- en supprimant la définition du terme « prix et coûts constants », que n'utilisera plus le règlement;
- en modifiant la définition du terme « indépendant » afin de la rendre plus conforme à celle de l'ensemble de la législation en valeurs mobilières;
- en modifiant la définition du terme « données relatives aux réserves » afin d'inclure seulement l'estimation des réserves et des produits d'exploitation nets futurs au moyen de prix et de coûts prévisionnels, et non de prix et de coûts constants;

Partie 2 – Obligations annuelles de dépôt

- en précisant à l'article 2.2 que l'avis annonçant le dépôt doit être déposé auprès de l'autorité en valeurs mobilières ainsi que diffusé;**Partie 4 – Mesure**
- en supprimant de l'article 4.2 certaines obligations qui ne se rapportaient pas tout spécialement à la mesure;

Partie 5 – Normes applicables à toute information

- en incluant à l'article 5.2 tous les éléments supprimés de l'article 4.2; en ajoutant aussi à l'article 5.2 l'obligation d'accompagner d'une mise en garde toute information sur les réserves possibles;
- en ajoutant à l'article 5.3 l'obligation de classer les réserves et les ressources dans la catégorie applicable la plus pertinente;
- en modifiant et en précisant les obligations de l'article 5.9 visant les émetteurs assujettis qui décident de présenter de l'information sur des ressources qui ne peuvent être classées à titre de réserves au moment considéré;
- en remplaçant l'article 5.10 par un nouveau qui permet à l'émetteur assujetti de présenter de l'information analogue comparative pour une zone extérieure à celle dans laquelle il détient ou entend acquérir une participation même si l'information n'est pas entièrement conforme au règlement ;

Partie 6 – Information sur les changements importants

- en précisant à l'article 6.2 les obligations en matière de communication des changements importants ayant trait aux données relatives aux réserves ou à toute autre information précisée dans l'Annexe 51-101A1;

Partie 8 – Dispense

- en ajoutant l'article 8.2, qui accorde une dispense automatique de l'application du règlement aux émetteurs de titres échangeables qui respectent toutes les conditions d'une dispense similaire prévue par le Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue.

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

Nous nous proposons de modifier l'Annexe 51-101A1 comme suit :

- en supprimant l'obligation de fournir des données relatives aux réserves estimées au moyen de prix et de coûts constants;
- en ajoutant, à l'égard du calcul des produits d'exploitation nets futurs, l'obligation de fournir l'information selon la valeur unitaire;
- en modifiant l'obligation d'utiliser les réserves nettes dans la présentation de la variation des réserves pour exiger plutôt l'utilisation des réserves brutes;
- en supprimant l'obligation de présenter la variation des produits d'exploitation nets futurs.

Annexe 51-101A2 – Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant

Nous nous proposons de modifier l'Annexe 51-101A2 comme suit :

- en modifiant la déclaration de façon à refléter le fait que les émetteurs assujettis ne sont plus tenus de présenter des données relatives aux réserves estimées au moyen de prix et de coûts constants;
- en ajoutant l'énoncé requis indiquant que les écarts entre l'estimation des données relatives aux réserves et les résultats réels devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.

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

Nous nous proposons de modifier l'Annexe 51-101A3 comme suit :

- en modifiant la déclaration de façon à refléter le fait que les émetteurs assujettis ne sont plus tenus de présenter des données relatives aux réserves estimées au moyen de prix et de coûts constants;
- en ajoutant l'énoncé requis indiquant que les écarts entre l'estimation des données relatives aux réserves et les résultats réels devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.

Instruction

Les modifications proposées à l'instruction reflètent les modifications au règlement décrites ci-dessus et fournissent des indications supplémentaires sur l'interprétation et l'application de celui-ci. L'instruction a également été réorganisée. Enfin, les indications relatives à la possibilité de se prévaloir de certaines dispenses des obligations prévues par le règlement ont été supprimées, car nous estimons que ces dispenses manquent de pertinences pour de nombreux émetteurs assujettis.

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^o, 6^o, 8^o et 34^o)

PARTIE 1 CHAMP D'APPLICATION ET TERMINOLOGIE¹

1.1. Définitions²

Dans le présent règlement, il faut entendre par :

« activités pétrolières et gazières » :

- a) les activités suivantes :
 - i) la recherche de pétrole brut ou de gaz naturel dans leur état naturel et dans leur emplacement d'origine;
 - ii) l'acquisition de droits de propriété ou de terrains en vue de poursuivre l'exploration pétrolière ou gazière ou d'extraire le pétrole ou le gaz des réservoirs sur ces terrains;
 - iii) les activités de construction, de forage et de production nécessaires pour récupérer le pétrole et le gaz de leurs réservoirs naturels ainsi que l'acquisition, la construction, l'installation et la maintenance des réseaux de collecte et systèmes de stockage sur place, y compris la remontée du pétrole et du gaz à la surface et la collecte, le traitement, le traitement préliminaire et le stockage sur place;
 - iv) l'extraction d'hydrocarbures des sables bitumineux, de l'argile litée, du charbon ou d'autres sources non traditionnelles et les activités similaires à celles qui sont visées aux sous-paragraphes *i*, *ii* et *iii* entreprises en vue de cette extraction;
- b) à l'exclusion des activités suivantes :
 - i) le transport, le raffinage ou la commercialisation du pétrole ou du gaz;

¹ [On trouvera dans l'Annexe 1 de l'Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières la définition de certains termes, y compris ceux que définit la présente partie, utilisés dans le présent règlement ou dans l'Annexe 51-101A1, l'Annexe 51-101A2, l'Annexe 51-101A3 et dans l'Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières.](#)

² [La Norme canadienne 14-101, Définitions présente la définition de certains termes utilisés dans plusieurs règlements. En vertu de la Norme canadienne 14-101, Définitions, un terme défini dans la loi sur les valeurs mobilières du territoire concerné, sans que cette définition soit limitée à une partie déterminée de cette loi, possédera la même signification où il est utilisé, à moins que le contexte n'exige un sens différent. La Norme canadienne 14-101, Définitions stipule aussi qu'une disposition ou un renvoi à l'intérieur d'une disposition d'un règlement qui fait nommément référence à un territoire autre que le territoire intéressé est sans effet dans le territoire intéressé, à moins d'indication contraire dans le règlement.](#)

ii) les activités liées à l'extraction de ressources naturelles autres que le pétrole ou le gaz et leurs sous-produits;

iii) l'extraction de vapeur géothermique ou d'hydrocarbures comme sous-produit de l'extraction de vapeur géothermique ou de ressources géothermiques associées;

« bep » : barils d'équivalent de pétrole;

« date d'effet » : relativement à une information, la date à laquelle l'information est fournie ou la date de clôture de la période sur laquelle porte l'information;

« date d'établissement » : relativement à une information écrite, la date la plus récente à laquelle l'information relative à la période prenant fin à la date d'effet a été examinée en vue de l'établissement de l'information fournie;

« document justificatif » : document déposé par l'émetteur assujéti auprès d'une autorité en valeurs mobilières;

« données relatives aux réserves » : ~~les estimations suivantes, à la date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujéti :~~

~~a) — les réserves prouvées et les produits d'exploitation nets futurs correspondants estimés de la façon suivante :~~

~~i) — au moyen de prix et coûts constants à la date de clôture de l'exercice visé;~~

~~ii) — au moyen de prix et coûts prévisionnels;~~ ~~b) — les réserves probables et les 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;~~

« évaluateur de réserves qualifié » : une personne physique qui remplit les conditions suivantes :

a) à l'égard de données relatives aux réserves particulières, de l'information sur les ressources ou de l'information connexe, elle possède les compétences professionnelles et l'expérience requises pour effectuer l'estimation, l'évaluation et l'examen des données relatives aux réserves, de l'information sur les ressources et de l'information connexe;

b) elle est membre en règle d'un ordre professionnel;

« évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié » : un évaluateur de réserves qualifié ou un vérificateur de réserves qualifié;

« groupe de production » : un des éléments suivants avec les sous-produits associés :

a) le pétrole brut léger et moyen mélangés;

b) le pétrole lourd;

c) le gaz associé et le gaz non associé mélangés;

d) le bitume, le pétrole synthétique et les autres produits provenant d'activités pétrolières et gazières non traditionnelles;

« ICCA » : l'Institut Canadien des Comptables Agréés;

« indépendant » : à propos de la relation ~~d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié avec un émetteur assujetti, « indépendant » au sens du manuel COGE~~ entre un émetteur assujetti 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 assujetti;

« information analogue » : l'information relative à une zone extérieure à celle dans laquelle l'émetteur assujetti détient ou entend acquérir une participation, à laquelle ce dernier renvoie afin, de l'avis d'une personne raisonnable, d'établir une comparaison ou de tirer une conclusion à l'égard d'une zone dans laquelle l'émetteur assujetti 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;

« kpi³ d'équivalent de gaz » : millier de pieds cubes d'équivalent de gaz;

« manuel COGE » : le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* établi en collaboration par la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole) et ses modifications;

« Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-516 de l'ICCA » : la Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5, ~~« Capitalisation 16, « Pétrole et gaz naturel – capitalisation~~ du coût entier ~~dans le secteur du pétrole et du gaz naturel »~~ faisant partie du Manuel de l'ICCA et ses modifications;

« notice annuelle » : une notice annuelle au sens du Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue approuvé par l'arrêté ministériel n° 2005-03 du 19 mai 2005;

« ordre professionnel » : un ordre professionnel d'ingénieurs, de géologues, d'autres géoscientifiques ou d'autres professionnels dont la pratique professionnelle comprend l'évaluation ou la vérification des réserves et qui remplit les conditions suivantes :

- a) il admet les membres principalement en fonction de leur niveau d'études;
- b) il oblige ses membres à adhérer aux normes de compétence et de déontologie qu'il établit et qui sont pertinentes par rapport à l'estimation, l'évaluation, l'examen ou la vérification des données relatives aux réserves;
- c) il possède des pouvoirs disciplinaires, notamment le pouvoir de suspendre l'adhésion d'un membre ou de l'expulser;
- d) il remplit l'une ou l'autre des deux conditions suivantes :
 - i) il est investi d'une autorité ou reconnu par la loi dans un territoire du Canada;

ii) il est accepté à cette fin par l'autorité en valeurs mobilières;

~~« prix et coûts constants » : prix et coûts utilisés dans une estimation et qui sont, selon le cas :~~

~~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, à 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 **paragraphe a**;~~

« prix et coûts prévisionnels » : prix et coûts futurs :

a) qui sont généralement acceptés comme une perspective raisonnable;

b) dans la seule mesure où il existe des prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels l'émetteur assujetti est lié par un engagement, contractuel ou autre, à 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 paragraphe a;

« 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 assujetti, y compris :

a) une estimation du volume;

b) une estimation de la valeur;

c) l'étendue géographique;

d) l'épaisseur productive prévue;

e) les débits;

f) la teneur en hydrocarbures;

« SFAS No. 19 » : le *Statement of Financial Accounting Standards No. 19, Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*, du *Financial Accounting Standards Board* des États-Unis d'Amérique et ses modifications;

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

a) relativement aux activités pétrolières et gazières traditionnelles :

i) le pétrole brut léger et moyen mélangés;

ii) le pétrole lourd;

iii) le gaz naturel, à l'exception des liquides de gaz naturel;

iv) les liquides de gaz naturel;

b) relativement aux activités pétrolières et gazières non traditionnelles :

- i) le pétrole synthétique;
- ii) le bitume;
- iii) le méthane de houillère;
- iv) les hydrates;
- v) [l'huile de schiste;](#)
- vi) [le gaz de schiste;](#)

« vérificateur de réserves qualifié » : une personne physique qui remplit les conditions suivantes :

a) à l'égard de données relatives aux réserves particulières, [de l'information sur les ressources](#) ou de l'information connexe, elle possède les compétences professionnelles et l'expérience requises pour effectuer l'estimation, l'évaluation, l'examen et la vérification des données relatives aux réserves, [de l'information sur les ressources](#) et de l'information connexe,

b) elle est membre en règle d'un ordre professionnel;

« zone géographique étrangère » : zone géographique située à l'extérieur de l'Amérique du Nord dans un seul pays ou comprenant tout ou partie de plusieurs pays.

1.2. Définitions du manuel COGE

1) Les termes employés mais non définis dans le présent règlement, dans la Norme canadienne 14-101, Définitions adoptée par la Commission des valeurs mobilières du Québec en vertu de la décision n° 2001-C-0274 du 12 juin 2001 ou dans la loi sur les valeurs mobilières du territoire concerné et qui sont définis ou interprétés dans le manuel COGE ont le sens défini ou doivent recevoir l'interprétation donnée dans le manuel COGE.

2) En cas de conflit ou d'incompatibilité entre la définition d'un terme dans le présent règlement, la Norme canadienne 14-101, Définitions ou la loi sur les valeurs mobilières du territoire concerné et la signification attribuée à ce terme dans le manuel COGE, la définition dans le présent règlement, la Norme canadienne 14-101, ~~Définition~~ [Définitions](#) ou la loi sur les valeurs mobilières du territoire concerné, selon le cas, s'~~applique~~ [appliquera](#).

1.3. Champ d'application limité aux émetteurs assujettis

Le présent règlement s'applique seulement aux émetteurs assujettis qui exercent, directement ou indirectement, des activités pétrolières et gazières.

1.4. Critère d'appréciation de l'importance relative

1) Le présent règlement ne s'applique qu'à l'information importante relativement à l'émetteur assujetti.

2) Par information importante, il faut entendre l'information qui est susceptible d'influer sur la décision d'un investisseur raisonnable d'acquiescer, de conserver ou de vendre un titre de l'émetteur assujetti.

PARTIE 2 OBLIGATIONS ANNUELLES DE DÉPÔT

2.1. Données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz

L'émetteur assujetti ~~dépose~~doit déposer auprès de l'autorité en valeurs mobilières, au plus tard à la date à laquelle la législation en valeurs mobilières l'oblige à déposer les états financiers vérifiés de son dernier exercice, les documents suivants :

1. le relevé des données relatives aux réserves et toute autre information précisée dans l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz à la date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti et pour l'exercice terminé;

2. le rapport de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié établi conformément à l'Annexe 51-101A2, Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant qui remplit les conditions suivantes :

a) il est contenu dans le document visé au paragraphe 1 ou déposé en même temps que celui-ci;

b) il est signé par un ou plusieurs évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés ~~dont chacun est indépendant~~, tous indépendants de l'émetteur assujetti ~~et~~, qui ~~font~~doivent faire rapport dans l'ensemble :

i) sur l'évaluation ou la vérification d'au moins 75 % des produits d'exploitation nets futurs, calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %, attribuables à la somme des réserves prouvées et des réserves probables, présentées dans le relevé déposé en vertu du paragraphe 1;

ii) sur l'examen du solde de ces produits d'exploitation nets futurs;

3. le rapport de la direction et du conseil d'administration établi conformément à l'Annexe 51-101A3, Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz qui remplit les conditions suivantes :

a) il fait référence à l'information déposée en vertu des paragraphes 1 et 2;

b) il confirme la responsabilité de la direction de l'émetteur assujetti à l'égard du contenu et du dépôt du relevé visé au paragraphe 1 et du dépôt du rapport visé au paragraphe 2;

c) il confirme la responsabilité du conseil d'administration de l'émetteur assujetti relativement à l'information visée au sous-paragraphe b);

d) il est contenu dans le relevé prévu paragraphe 1 ou déposé en même temps que celui-ci;

e) il est signé par deux membres de la direction et deux administrateurs de l'émetteur assujetti.

2.2. ~~Communiqué de presse~~Avis annonçant le dépôt

L'émetteur assujetti ~~diffuse~~doit diffuser et déposer auprès de l'autorité en valeurs mobilières, au moment où il dépose le relevé et les rapports prévus à l'article 2.1, un ~~communiqué de presse~~avis annonçant le dépôt de ces documents et donnant l'adresse électronique où il est possible de les consulter.

2.3. Inclusion dans la notice annuelle

Il est possible de satisfaire à l'article 2.1 en incluant l'information prévue par cet article dans une notice annuelle déposée dans le délai indiqué à l'article 2.1.

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

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

2) Le rapport contenant une restriction dont l'émetteur assujetti peut supprimer la cause ne satisfait pas au paragraphe 2 de l'article 2.1.

PARTIE 3 RESPONSABILITÉS DES ÉMETTEURS ASSUJETTIS ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

3.1. Interprétation

Dans la présente partie, l'expression « conseil d'administration » s'entend également, dans le cas d'un émetteur assujetti qui n'a pas de conseil d'administration, des personnes physiques dont les attributions sont semblables à celles d'un conseil d'administration.

3.2. Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant

L'émetteur assujetti ~~nomme~~doit nommer un ou plusieurs évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés indépendants chargés de faire rapport au conseil d'administration sur les données relatives aux réserves de l'émetteur assujetti.

3.3. Information nécessaire à l'évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant

L'émetteur assujetti ~~met~~doit mettre à la disposition des évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés indépendants qu'il nomme en vertu de l'article 3.2 toute l'information qu'une personne raisonnable considérerait nécessaire pour qu'ils puissent établir un rapport conforme au présent règlement.

3.4. Responsabilités particulières du conseil d'administration

Le conseil d'administration de l'émetteur assujetti a les obligations suivantes :

a) il passe en revue à intervalles raisonnables les procédures de l'émetteur assujetti en ce qui concerne la publication d'information sur ses activités pétrolières et gazières, notamment les procédures qu'il a établies pour se conformer aux obligations d'information et aux restrictions du présent règlement;

b) il examine chaque nomination effectuée en vertu de l'article 3.2 et, en cas de changement proposé à une telle nomination, en détermine les motifs et vérifie si des différends ont opposé l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié nommé et la direction de l'émetteur assujetti;

c) il passe en revue à intervalles raisonnables les procédures de l'émetteur assujetti en ce qui concerne la fourniture de l'information aux évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés

indépendants chargés d'établir un rapport sur les données relatives aux réserves conformément au présent règlement;

d) avant d'approuver le dépôt des données relatives aux réserves et du rapport des évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés indépendants sur celles-ci prévus à l'article 2.1, il rencontre la direction et chacun des évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés indépendants nommés en vertu de l'article 3.2, dans le but :

i) de déterminer si des restrictions limitant sa capacité de fournir un rapport sans restriction ont été imposées à l'évaluateur ou au vérificateur de réserves qualifié;

ii) de passer en revue les données relatives aux réserves et le rapport sur celles-ci présenté par l'évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant;

e) il examine et approuve :

i) le contenu et le dépôt, conformément à l'article 2.1, du relevé prévu au paragraphe 1 de l'article 2.1;

ii) le dépôt, conformément à l'article 2.1, du rapport prévu au paragraphe 2 de l'article 2.1;

iii) le contenu et le dépôt, conformément à l'article 2.1, du rapport prévu au paragraphe 3 de l'article 2.1.

3.5. Comité des réserves

1) Le conseil d'administration de l'émetteur assujetti peut déléguer les responsabilités prévues à l'article 3.4 à un comité du conseil d'administration à la condition que la majorité des membres du comité remplissent les conditions suivantes :

a) il s'agit de personnes physiques qui ne sont pas et n'ont pas été au cours des 12 derniers mois :

i) un dirigeant ou un employé de l'émetteur assujetti ou d'un membre du même groupe que l'émetteur assujetti;

ii) un porteur détenant en propriété véritable 10 % ou plus des titres comportant droit de vote en circulation de l'émetteur assujetti;

iii) un parent d'une personne visée à la disposition *i* ou *ii* qui partage la résidence de celle-ci;

b) ils n'ont aucun lien professionnel ou autre qu'une personne raisonnable pourrait juger susceptible d'entraver leur indépendance.

2) Malgré le paragraphe 1, le conseil d'administration de l'émetteur assujetti ne doit pas déléguer la responsabilité prévue au ~~sous~~-paragraphe e de l'article 3.4 d'approuver le contenu ou le dépôt des relevés et rapports.

3) Le conseil d'administration qui a délégué ses responsabilités à un comité conformément au paragraphe 1 doit demander la recommandation du comité quant à l'approbation du contenu et du dépôt des relevés et rapports visés au ~~sous~~-paragraphe e de l'article 3.4.

PARTIE 4 MESURE

4.1. Méthodes comptables

L'émetteur assujetti exerçant des activités pétrolières et gazières qui présente des états financiers établis conformément aux PCGR canadiens ~~utilise~~doit utiliser l'une des méthodes suivantes :

- a) soit la méthode de la ~~comptabilisation~~capitalisation du coût entier prévue à la Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-~~516~~ de l'ICCA;
- b) soit la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse prévue au SFAS No. 19.

~~4.2. Normes applicables aux données relatives aux réserves~~

~~1) L'émetteur assujetti veille à ce que l'estimation des réserves ou des produits d'exploitation nets futurs donnée dans un document déposé auprès de l'autorité en valeurs mobilières aux termes du présent règlement remplisse les conditions suivantes :~~

- a) ~~elle doit :~~
 - ~~i) être établie ou vérifiée par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié;~~
 - ~~ii) être établie ou vérifiée conformément aux manuel COGE;~~
 - ~~iii) être 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;~~
- ~~b) elle doit être établie, pour déterminer si des réserves doivent être attribuées à un terrain particulier non foré, en tenant compte des coûts d'abandon et de remise en état futurs estimatifs raisonnables liés à ce terrain;~~
- ~~c) elle doit être établie, pour estimer les produits d'exploitation nets futurs globaux, en déduisant :~~
 - ~~i) les frais d'abandon de puits futurs estimatifs raisonnables;~~
 - ~~ii) les charges futures d'impôt, sauf disposition contraire du présent règlement, de l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz ou de l'Annexe 51-101A2, Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant.~~

4.2. Concordance des dates

2) 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.

PARTIE 5 NORMES APPLICABLES À TOUTE INFORMATION

5.1. Application de la partie 5

La présente partie s'applique à l'information présentée par l'émetteur assujetti ou pour son compte :

- a) au public;
- b) dans tout document déposé auprès d'une autorité en valeurs mobilières;
- c) dans d'autres circonstances dans lesquelles, au moment où l'information est communiquée, l'émetteur assujetti sait ou devrait savoir, conformément à une personne raisonnable, que l'information est ou sera publique.

5.2. ~~Conformité de l'information aux données relatives aux~~ Communication d'information sur les réserves et ~~autre d'autres éléments d'information~~

Si l'émetteur assujetti communique de l'information ~~qui doit être incluse dans un relevé déposé auprès d'une autorité en valeurs mobilières conformément au paragraphe 1 de l'article 2.1, l'information doit remplir les conditions suivantes :~~ sur les réserves ou de l'information d'un autre type visé dans l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz, il s'assure que l'information est conforme à ce qui suit :

a) ~~elle doit être établie conformément à la partie 4;~~ 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 n'atteint que 10 % . »;

b) ~~elle~~ 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 ce relevé a été complété ou remplacé par une déclaration de changement important³ qu'il a déposée auprès de l'autorité en valeurs mobilières.

5.3. Classement des réserves et des ressources

L'information présentée sur les réserves ou les ressources doit ~~être conforme à~~[appliquer](#) la terminologie et ~~aux~~[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](#).

5.4. Réserves et ventes de pétrole et de gaz

L'information présentée sur les réserves ou les ventes de pétrole, de gaz ou des sous-produits associés ne doit porter que sur les quantités commercialisables et refléter les [quantités et les](#) prix du produit dans l'état, c'est-à-dire enrichi ou non enrichi, traité ou non traité, dans lequel il doit être ou a été vendu.

5.5. Sous-produits du gaz naturel

L'information présentée sur les sous-produits du gaz naturel, notamment les liquides de gaz naturel et le soufre, ne doit porter que sur les volumes qui ont été récupérés ou qui doivent l'être avant le moment où le gaz commercialisable est mesuré.

5.6. Produits d'exploitation nets futurs non équivalents à la juste valeur marchande

L'estimation des produits d'exploitation nets futurs, qu'ils soient calculés sans actualisation ou au moyen d'un taux d'actualisation, doit inclure une déclaration précisant que les valeurs estimatives présentées ne représentent pas la juste valeur marchande.

5.7. Consentement de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié

- 1) L'émetteur assujetti ne doit publier ni le rapport prévu au paragraphe 2 de l'article 2.1 qui a été remis par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié au conseil d'administration de l'émetteur assujetti par suite de sa nomination en vertu de l'article 3.2, ni aucune information tirée de ce rapport, ni le nom de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié sans le consentement écrit de celui-ci.
- 2) Le paragraphe 1 ne s'applique pas :
 - a) au dépôt du rapport par l'émetteur assujetti conformément à l'article 2.1;
 - b) à l'emploi de ce rapport ou au renvoi à ce rapport dans un autre document déposé par l'émetteur assujetti conformément à l'article 2.1;
 - c) à l'identification du rapport ou de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié dans ~~le communiqué de presse~~[l'avis](#) visé à l'article 2.2.

5.8. Information ne visant pas la totalité des réserves

³ [Le terme « changement important » a le sens qui lui est attribué dans la législation en valeurs mobilières du territoire concerné.](#)

Si un émetteur assujéti qui a plus d'un terrain fournit de l'information écrite relative aux réserves d'un terrain particulier :

a) l'information doit inclure la mise en garde suivante :

« Le degré de confiance des estimations des réserves et des produits d'exploitation nets futurs estimatifs d'un terrain donné peut être moindre que celui des estimations visant l'ensemble des terrains en raison de la totalisation. »;

b) le document contenant l'information sur des réserves attribuables à un terrain particulier doit également présenter le total des réserves de la classe en question pour l'ensemble des terrains de l'émetteur assujéti dans le même pays ou, si cela est indiqué et ne risque pas d'induire en erreur, dans la même zone géographique étrangère.

5.9. Information ~~concernant les zones productives possibles~~ sur les ressources

1) L'émetteur assujéti qui fournit les résultats prévus ~~d'une zone productive possible~~ de ressources qui, au moment considéré, ne sont pas classées à titre de réserves doit également ~~préciser~~ fournir par écrit, dans le même document ou dans un document justificatif, ~~relativement à la zone productive possible,~~ les éléments suivants :

a) ~~l'emplacement et le nom du bassin;~~ la participation de l'émetteur assujéti dans les ressources;

~~b) — la participation brute et la participation nette de l'émetteur assujéti dans le terrain exprimée en unités de surface, soit en hectares ou en acres;~~

b) l'emplacement des ressources;

~~c) — dans le cas d'un terrain non mis en valeur sur lequel l'émetteur assujéti est titulaire d'une concession, la date d'expiration de cette concession;~~

c) les types de produits qu'il prévoit, de façon raisonnable, pouvoir extraire;

~~d) le nom, l'âge géologique et la description pétrographique de la zone ciblée;~~ les risques et le degré d'incertitude se rattachant à la récupération des ressources;

~~e) — la distance entre la zone en question et le gisement en production commerciale semblable le plus près;~~

e) dans le cas d'un terrain non prouvé dont la valeur est indiquée, les deux éléments suivants :

~~f) — les types de produit qu'il prévoit, de façon raisonnable, pouvoir extraire;~~

i) le mode de calcul de la valeur;

~~g) — l'éventail des tailles des gisements ou des champs;~~

ii) le fait que la valeur a été établie par une personne indépendante ou non.

~~h) — la profondeur de la zone ciblée;~~

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 :

~~i) le coût estimatif du forage et de la mise à l'essai d'un puits de la profondeur visée;~~

a) avoir été établie ou vérifiée par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié;

~~j) les dates qu'il peut, de façon raisonnable, prévoir pour le commencement et l'achèvement des forages;~~

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;

~~k) les prix qu'il prévoit recevoir pour chaque type de produit qu'il prévoit, de façon raisonnable, pouvoir extraire;~~

c) être accompagnée de l'information suivante :

~~l) les dispositions qu'il peut, de façon raisonnable, prévoir en matière de commercialisation et de transport;~~

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

~~m) le nom et l'expérience pertinente de l'exploitant;~~

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

~~n) les risques et la probabilité de succès;~~

iii) les facteurs positifs et négatifs d'importance pertinents concernant l'estimation;

~~o) l'information applicable et requise conformément à l'article 5.10.~~

iv) la probabilité estimative en pourcentage que l'émetteur :

~~5.10. Estimation de la juste valeur d'un terrain non prouvé, d'une zone productive possible ou d'une ressource~~

A) découvre des hydrocarbures en quantité suffisante pour en permettre l'essai à la surface, dans le cas de ressources non découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources non découvertes;

~~1) L'émetteur assujetti qui présente par écrit une estimation de la juste valeur d'un terrain non prouvé, d'une zone productive possible ou d'une ressource, ou communique les résultats prévus d'une zone productive possible doit donner tous les facteurs positifs et négatifs pertinents concernant l'estimation ou la prévision.~~

B) procède à l'extraction commerciale du volume indiqué, dans le cas de ressources découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources découvertes autre que les réserves;

~~2) — Si l'émetteur assujetti présente par écrit une estimation de la juste valeur d'un terrain non prouvé, d'une zone productive possible ou d'une ressource, les éléments suivants doivent être respectés :~~

~~v) — à l'égard des ressources éventuelles, les éventualités particulières qui empêchent de classer les ressources à titre de réserves;~~

~~a) — dans le cas d'une estimation de la juste valeur d'un terrain non prouvé, l'estimation doit être fondée sur le premier élément applicable de la liste suivante et l'émetteur assujetti doit préciser, dans le document contenant l'information en question ou un document justificatif, que l'estimation est fondée sur cet élément :~~

~~vi) — la mise en garde suivante accompagnant l'estimation, selon le cas :~~

~~1. — le coût d'acquisition du terrain non prouvé pour l'émetteur assujetti, à la condition qu'aucun changement important n'ait été apporté au terrain non prouvé, aux terrains avoisinants ou au marché du pétrole et du gaz en général depuis l'acquisition;~~

~~A) — dans le cas de ressources découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources découvertes autre que les réserves :~~

~~2. — la vente récente par des tiers de participations dans le même terrain non prouvé;~~

~~« Rien ne garantit la rentabilité ou la faisabilité technique de l'exploitation de toute partie des ressources. »;~~

~~3. — les modalités, en termes pécuniaires, des accords d'amodiation récents conclus relativement au terrain non prouvé;~~

~~B) — dans le cas de ressources non découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources non découvertes :~~

~~4. — les modalités, en termes pécuniaires, d'engagements récents pris relativement à l'exploitation du terrain non prouvé;~~

~~« Rien ne garantit la découverte de toute partie des ressources. En cas de découverte, rien ne garantit la rentabilité ou la faisabilité technique de l'exploitation de toute partie des ressources. ».~~

~~5. — les ventes récentes de terrains semblables dans la même région;~~

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

~~b) — dans le cas d'une estimation de la juste valeur à laquelle aucun des éléments de la liste prévue au sous-paragraphe a ne s'applique, les conditions suivantes doivent être respectées :~~

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

~~i) — l'estimation doit être établie ou acceptée par un évaluateur professionnel, qui n'est pas un « apparenté » de l'émetteur assujetti au sens du Manuel de l'ICCA, conformément aux normes d'évaluation établies par l'ordre professionnel dont il est membre et qui reconnaît sa capacité d'exercer;~~

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.

~~ii) l'estimation doit comprendre au moins trois niveaux de probabilité raisonnable, c'est-à-dire la faible valeur qui correspond à une estimation prudente, la valeur du milieu qui correspond à une médiane et la valeur élevée qui correspond à une estimation optimiste, reflétant les plans d'action que prévoit adopter l'émetteur assujetti;~~

5.10. Information analogue

~~iii) l'estimation ainsi que le nom de l'évaluateur professionnel et de l'ordre professionnel mentionné à la disposition i doivent figurer dans le document contenant l'information ou un document justificatif;~~

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 :

~~iv) l'émetteur assujetti doit obtenir de l'évaluateur professionnel mentionné à la disposition i les documents suivants :~~

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

~~A) un rapport sur l'estimation qui ne contient pas :~~

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

~~i) une clause de non responsabilité diminuant considérablement l'utilité de l'estimation;~~

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;

~~ii) un avertissement de ne pas se fier au rapport;~~

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

~~B) le consentement écrit de l'évaluateur professionnel à la publication du rapport par 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'appliqueront à la communication de l'information.

5.11. Valeur de l'actif net et valeur de l'actif net par action

La présentation écrite de la valeur de l'actif net ou de la valeur de l'actif net par action doit comprendre une description des méthodes employées pour évaluer l'actif et le passif et le nombre d'actions utilisé dans le calcul.

5.12. Remplacement des réserves

La présentation écrite d'information sur le remplacement des réserves doit comprendre une explication de la méthode de calcul employée.

5.13. Rentrées nettes

Si des rentrées nettes sont présentées par écrit :

a) elles doivent ~~être présentées séparément pour chaque type de produit, pour chaque pays ou si cela est indiqué et ne risque pas d'induire en erreur, par zone géographique étrangère;~~ b) ~~elles doivent~~ refléter les rentrées nettes calculées en retranchant les redevances et les frais d'exploitation des produits d'exploitation;

~~e)~~ b) la méthode de calcul doit être indiquée.

5.14. Bep et kpi³ d'équivalent de gaz

Si l'information communiquée par écrit comprend des volumes exprimés en bep, en kpi³ d'équivalent de gaz ou en d'autres unités d'équivalence entre le pétrole et le gaz :

a) l'information présentée doit :

i) dans le cas de bep, être calculée en convertissant le gaz en pétrole selon un ratio de six mille pieds cubes de gaz par baril de pétrole, c'est-à-dire 6 kpi³ : 1 baril;

ii) dans le cas de kpi³ d'équivalent de gaz, être calculée en convertissant le pétrole en gaz selon un ratio de un baril de pétrole pour six mille pieds cubes de gaz, c'est-à-dire 1 baril : 6 kpi³;

iii) préciser le ratio de conversion utilisé;

b) l'information présentée doit, si elle comprend également des bep ou des kpi³ d'équivalent de gaz calculés au moyen d'un autre ratio de conversion que celui qui est prévu au paragraphe a, préciser cet autre ratio de conversion et expliquer les raisons du choix de celui-ci;

c) l'information présentée doit, si elle est présentée au moyen d'une unité d'équivalence autre que les bep ou les kpi³ d'équivalent de gaz, indiquer l'unité, préciser le ratio de conversion employé et expliquer les raisons du choix;

d) l'information doit inclure la mise en garde suivante :

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

5.15. Frais de découverte et de mise en valeur

Si l'information présentée par écrit comprend des frais de découverte et de mise en valeur :

a) ces frais doivent être calculés en employant les deux méthodes suivantes, en éliminant dans chaque cas les effets des acquisitions et aliénations :

Méthode 1 : $a + b + c$

x

Méthode 2 : $a + b + d$

y

où

a	=	les frais d'exploration engagés au cours du dernier exercice;
b	=	les frais de mise en valeur engagés au cours du dernier exercice;
c	=	la variation des frais de mise en valeur futurs estimatifs liés aux réserves prouvées au cours du dernier exercice;
d	=	la variation des frais de mise en valeur futurs estimatifs liés aux réserves prouvées et aux réserves probables au cours du dernier exercice;
x	=	les ajouts aux réserves prouvées au cours du dernier exercice exprimés en bep ou en une autre unité d'équivalence;
y	=	les ajouts aux réserves prouvées et aux réserves probables au cours du dernier exercice exprimés en bep ou en une autre unité d'équivalence;

b) l'information doit comprendre :

i) les résultats des deux méthodes de calcul prévues au paragraphe a et une description de ces méthodes;

ii) si un résultat obtenu au moyen d'une autre méthode de calcul est prévu, une description de cette méthode et la raison de son emploi;

iii) pour chaque résultat, des données comparatives pour le dernier exercice et l'exercice précédent et la moyenne des trois derniers exercices;

iv) la mise en garde suivante :

« La somme des frais d'exploration et des frais de mise en valeur engagés au cours du dernier exercice et de la variation au cours de cet exercice des frais ~~d'exploration~~ de mise en valeur futurs estimatifs ne reflétera pas en général les frais totaux de découverte et de mise en valeur relatifs aux ajouts de réserves engagés au cours de cet exercice. »;

v) la mise en garde prévue au paragraphe d de l'article 5.14.

PARTIE 6 INFORMATION SUR LES CHANGEMENTS IMPORTANTS

6.1. Changement important⁴ par rapport à l'information déposée en vertu de la partie 2

1) La présente partie s'applique à tout changement important qui aurait modifié de façon significative l'information présentée dans le dernier relevé déposé par l'émetteur assujetti en vertu du

⁴ [Dans la présente partie, le terme « changement important » a le sens qui lui est attribué dans la législation en valeurs mobilières du territoire concerné.](#)

paragraphe 1 de l'article 2.1 s'il était survenu avant ou à la date d'effet de l'information comprise dans ce relevé.

2) En plus de respecter toute autre obligation de la législation en valeurs mobilières concernant la communication d'un changement important, la communication d'un changement important ~~mentionné~~visé au paragraphe ~~1 doit~~ :

~~a) — indiquer le relevé déposé en vertu de la partie 2 qui contient l'information initiale visée au paragraphe 1; b) — 1 doit~~ comprendre l'avis de l'émetteur assujetti, établi de façon raisonnable, quant à l'incidence qu'~~aurait eua eue~~ le changement important sur ~~les~~ses données relatives aux réserves ou toute autre information ~~présentée dans le document visé au sous-paragraphe a s'il était survenu avant ou à la date d'effet visée au paragraphe 1.~~

PARTIE 7 AUTRE INFORMATION

7.1. Information à fournir sur demande

L'émetteur assujetti doit fournir à la demande de l'agent responsable, et au Québec de l'autorité en valeurs mobilières, toute autre information sur le contenu des documents déposés en vertu du présent règlement.

PARTIE 8 DISPENSE

8.1. Pouvoir d'accorder une dispense

1) L'agent responsable ou l'autorité en valeurs mobilières peut accorder une dispense de l'application de tout ou partie des dispositions du présent règlement, sous réserve des conditions ou des restrictions prévues dans la dispense.

2) Malgré les dispositions du paragraphe 1, en Ontario, seul l'agent responsable peut accorder une dispense.

3) Au Québec, cette dispense est accordée conformément à l'article 263 de la Loi sur les valeurs mobilières (L.R.Q., c. V-1.1).

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.

PARTIE 9 ENTRÉE EN VIGUEUR DU RÈGLEMENT

9.1. Date d'entrée en vigueur

Le présent règlement entre en vigueur le 24 août 2005.

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

La présente annexe est l'annexe visée au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement.

INSTRUCTIONS GÉNÉRALES

- 1) *Les termes définis dans le règlement ont le même sens dans la présente annexe⁵.*
- 2) *Sauf indication contraire dans la présente annexe, l'information prévue au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement doit être arrêtée à la date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti ou porter sur l'exercice terminé à cette date.*
- 3) *Il n'est pas nécessaire d'inclure les rubriques ou la numérotation ou de suivre l'ordre de présentation des rubriques de la présente annexe. L'information peut être présentée sous forme de tableaux.*
- 4) *Si une rubrique ou un élément d'une rubrique de la présente annexe ne s'applique pas à l'émetteur assujetti et à ses activités ou à son exploitation, ou n'est pas importante, il n'est pas nécessaire d'en faire mention. De plus, il n'est pas nécessaire de préciser que la rubrique ou l'élément est « sans objet » ou « sans importance ». La notion d'information importante est traitée dans le règlement et dans l'instruction générale relative au règlement.*
- 5) *La présente annexe établit des règles minimales. L'émetteur assujetti peut donner toute autre information que n'exige pas la présente annexe à la condition qu'elle ne soit pas trompeuse ni incompatible avec le règlement et que l'information importante qui doit être publiée ne soit pas omise.*
- 6) *L'émetteur assujetti peut satisfaire aux obligations de la présente annexe concernant la présentation de l'information « par pays » en présentant l'information plutôt par zone géographique étrangère à l'égard des pays situés à l'extérieur de l'Amérique du Nord, selon ce qui peut être indiqué pour présenter une information significative dans les circonstances.*

PARTIE 1 DATE DU RELEVÉ

Rubrique 1.1 Dates pertinentes

1. Dater le relevé.
2. Indiquer la date d'effet de l'information fournie.
3. Indiquer la date d'établissement de l'information fournie.

INSTRUCTIONS

- 1) *Pour l'application de la partie 2 du règlement et conformément à la définition des données relatives aux réserves et au paragraphe 2 des instructions générales de la présente annexe, la date d'effet qui doit être indiquée en vertu du paragraphe 2 de la rubrique 1.1 est la date de clôture du dernier*

⁵ [On trouvera dans l'Annexe 1 de l'Instruction générale relative au règlement la définition de certains termes utilisés dans la présente annexe ou dans le règlement, l'Annexe 51-101A2, l'Annexe 51-101A3 et l'Instruction générale relative au règlement.](#)

exercice de l'émetteur assujetti. Elle correspond à la date du bilan établi pour le dernier exercice de l'émetteur assujetti, par exemple, « au 31 décembre 20xx », et à la date de clôture du dernier état des résultats de l'émetteur assujetti, par exemple, « pour l'exercice terminé le 31 décembre 20xx ».

2) La même date d'effet s'applique aux réserves de chaque catégorie présentée et aux produits d'exploitation nets futurs correspondants. Toute mention d'un changement dans un élément d'information, par exemple une variation de la production ou une variation des réserves, signifie que le changement est survenu au cours de l'exercice terminé à la date d'effet.

3) La date d'établissement, relativement aux informations écrites, s'entend de la date la plus récente à laquelle l'information relative à l'exercice terminé à la date d'effet a été considérée dans l'établissement de l'information. La date d'établissement est nécessairement postérieure à la date d'effet étant donné qu'il faut allouer un certain délai après la fin de l'exercice pour rassembler l'information sur l'exercice qui est nécessaire pour établir l'information arrêtée à la fin de l'exercice.

4) En raison de l'interrelation entre une partie des données relatives aux réserves et autre information de l'émetteur assujetti, d'une part, et une partie de l'information présentée dans ses états financiers, d'autre part, l'émetteur assujetti doit veiller à ce que le vérificateur de ses états financiers et les évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés soient informés des événements et opérations pertinents et faciliter la communication entre eux.

5) Si l'émetteur assujetti choisit de présenter de l'information arrêtée à une date plus récente que la date d'effet, en plus de l'information arrêtée à la date d'effet qui est exigée, il doit également indiquer la date à laquelle est arrêtée cette autre information. La présentation de cette autre information ne dispense pas l'émetteur assujetti de l'obligation de présenter l'information arrêtée à la date d'effet.

PARTIE 2 DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Rubrique 2.1 Données relatives aux réserves (prix et coûts constants)

~~1. — Ventilation des réserves prouvées (chiffres constants) — Indiquer par pays et globalement les réserves brutes et nettes estimées au moyen de prix et coûts constants 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.~~

~~2. — Valeur des produits d'exploitation nets futurs (chiffres constants) — 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 constants, avant et après déduction des charges futures d'impôt, calculés sans actualisation et au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %.~~

~~3. — Information supplémentaire concernant les produits d'exploitation nets futurs (chiffres constants)~~

~~a) — Le présent paragraphe s'applique aux produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves prouvées totales estimées au moyen de prix et coûts constants.~~

~~b) — Indiquer par pays et globalement les éléments suivants estimés au moyen de prix et coûts constants 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.~~

~~e) — Indiquer par groupe de production la valeur des produits d'exploitation nets futurs avant déduction des charges futures d'impôt, estimée au moyen de prix et coûts constants et calculée au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %.~~ **Rubrique 2.2 – 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 **additionnelle** 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 %.

Rubrique 2.2 Information complémentaire 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.

Rubrique 2.3 Présentation des réserves en fonction de la méthode comptable employée

Pour déterminer les réserves qui doivent être présentées :

- a) Information financière consolidée – Si l'émetteur assujetti dépose des états financiers consolidés :
- i) inclure 100 % des réserves attribuables à la société mère et 100 % des réserves attribuables à ses filiales consolidées détenues ou non en propriété exclusive;
 - ii) préciser si une partie significative des réserves indiquées au sous-paragraphe i est attribuable à une filiale consolidée dans laquelle les participations minoritaires sont significatives et indiquer la quote-part approximative des réserves qui est attribuable aux participations minoritaires.
- b) Consolidation proportionnelle – Si l'émetteur assujetti dépose des états financiers dans lesquels ses placements sont consolidés par intégration proportionnelle, les réserves présentées doivent inclure sa quote-part des réserves de pétrole et de gaz de l'entité émettrice.
- c) Comptabilisation à la valeur de consolidation – Si l'émetteur assujetti dépose des états financiers dans lesquels ses placements sont comptabilisés conformément à la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation, les réserves présentées ne doivent pas inclure les réserves de pétrole et de gaz de l'entité émettrice, mais sa quote-part des réserves de pétrole et de gaz de l'entité émettrice doit être indiquée séparément.

Rubrique 2.4 Présentation des produits d'exploitation nets futurs en fonction de la méthode comptable employée

1. Information financière consolidée – Préciser si l'émetteur assujetti dépose des états financiers consolidés et qu'une partie significative de sa participation dans les produits d'exploitation nets futurs est attribuable à une filiale consolidée dans laquelle les participations minoritaires sont significatives et indiquer la quote-part approximative de sa participation dans les produits d'exploitation nets futurs qui est attribuable aux participations minoritaires.
2. Comptabilisation à la valeur de consolidation – Si l'émetteur assujetti dépose des états financiers dans lesquels ses placements sont comptabilisés conformément à la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation, les produits d'exploitation nets futurs présentés ne doivent pas inclure les produits d'exploitation nets futurs de l'entité émettrice, mais sa quote-part des produits d'exploitation nets futurs de l'entité émettrice doit être indiquée séparément par pays et globalement.

INSTRUCTIONS

- 1) *Ne pas inclure dans les réserves le pétrole ou le gaz acheté en vertu d'un contrat d'approvisionnement, d'achat ou autre à long terme. Toutefois, si l'émetteur assujetti a conclu un tel contrat avec un gouvernement ou une autorité publique et participe à l'exploitation des terrains où se trouve le pétrole ou le gaz ou agit d'une façon quelconque en qualité de « producteur » des réserves en cause, par opposition à l'acheteur indépendant, au courtier, au négociant ou à l'importateur, indiquer séparément les droits de l'émetteur assujetti sur les réserves faisant l'objet de ces contrats à la date d'effet et la quantité nette de pétrole ou de gaz reçue par lui en vertu du contrat au cours de l'exercice terminé à la date d'effet.*
- 2) *Les produits d'exploitation nets futurs comprennent la portion attribuable aux droits de l'émetteur assujetti en vertu d'un contrat visé au paragraphe 1.*
- 3) Les prix et coûts constants sont les prix et coûts utilisés dans une estimation qui sont, selon le cas :

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:

~~3) Dans la présentation des coûts d'abandon et de remise en état visés à la disposition v du sous-paragraphe b du paragraphe 3 de la rubrique 2.1 et à la disposition v du sous-paragraphe b du paragraphe 3 de la rubrique 2.2, indiquer au moins les frais d'abandon de puits. L'information donnée en réponse à la rubrique 6.4 indiquera le montant total des coûts d'abandon et de remise en état et, en réponse au paragraphe d de cette rubrique, la portion du montant total de ces coûts, le cas échéant, qui n'a pas été indiquée en réponse à la disposition v du sous-paragraphe b du paragraphe 3 de la rubrique 2.1 et à la disposition v du sous-paragraphe b du paragraphe 3 de la rubrique 2.2.~~

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.

PARTIE 3 HYPOTHÈSES DE PRIX

Rubrique 3.1 Prix constants employés dans les estimations complémentaires

~~Indiquer~~Si de l'information complémentaire visée à la rubrique 2.2 est présentée, indiquer, pour chaque type de produit, les prix de référence pour les pays ou régions où l'émetteur assujetti exerce ses activités, à la date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti, reflétés dans les données relatives aux réserves présentées sous la rubrique ~~2.1.2.2.~~

Rubrique 3.2 Prix prévisionnels employés dans les estimations

1. Indiquer, pour chaque type de produit :

a) les hypothèses de prix employées pour calculer les données relatives aux réserves présentées à la rubrique ~~2.2.2.1.~~

- i) pour chacun des cinq exercices suivants au moins;
- ii) en général, pour les périodes ultérieures;

b) les prix historiques moyens pondérés de l'émetteur assujetti pour le dernier exercice.

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

3. Préciser si les hypothèses de prix indiquées en réponse au paragraphe 1 ont été fournies par un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié qui est indépendant de l'émetteur assujetti et donner son nom.

INSTRUCTIONS

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

2) ~~Les expressions~~ L'expression « prix et coûts constants » et l'expression définie « prix et coûts prévisionnels » comprennent les prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels l'émetteur assujéti est lié par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé. En effet, ces prix prévus par contrat priment les prix de référence en vue de l'estimation des données relatives aux réserves. Pour éviter que l'information donnée dans la présente partie ne soit trompeuse, il faut qu'elle reflète ces prix prévus par contrat.

3) En vertu du paragraphe 1 de l'article 5.7 du règlement, l'émetteur assujéti doit obtenir le consentement écrit de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié pour donner son nom en réponse au paragraphe 3 de la présente rubrique.

PARTIE 4 ~~VARIATIONS~~VARIATION DES RÉSERVES ~~ET DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS~~

Rubrique 4.1 ~~Variations~~Variation des réserves

1. Donner l'information prévue au paragraphe 2 de la présente rubrique relativement aux catégories suivantes de réserves :

- a) les réserves prouvées ~~nettes~~brutes totales;
- b) les réserves probables ~~nettes~~brutes totales;
- c) les réserves prouvées ~~nettes~~brutes plus les réserves probables ~~nettes~~brutes totales.

2. Indiquer les variations entre les estimations des réserves effectuées à la date d'effet et les estimations correspondantes de l'exercice précédent effectuées au dernier jour de l'exercice précédent de l'émetteur assujéti :

- a) par pays;
- b) pour chacun des éléments suivants :
 - i) pétrole brut léger et moyen mélangés;
 - ii) pétrole lourd ;
 - iii) gaz associé et gaz non associé mélangés;
 - iv) pétrole synthétique ~~et autres produits provenant d'activités pétrolières et gazières non traditionnelles~~;
 - v) bitume;
 - vi) méthane de houillère;
 - vii) hydrates;
 - viii) huile de schiste;
 - ix) gaz de schiste;
- c) en distinguant et en expliquant séparément :

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

INSTRUCTIONS

- 1) ~~L'information prévue à la rubrique 4.1 peut être donnée à l'égard des réserves estimées au moyen soit de prix et coûts constants, soit de prix et coûts prévisionnels et il faut indiquer si l'information est donnée en fonction des chiffres constants ou des chiffres prévisionnels, le type de prix et coûts devant être indiqué.~~
- 2) ~~Pour l'application de la rubrique 4.1, il suffit de fournir l'information concernant les produits précisés au sous-paragraphe b du paragraphe 2, exception faite du gaz dissous, des liquides de gaz naturel et des sous-produits associés.~~
- 3) ~~Le manuel COGE donne des consignes pour présenter les variations conformément à la rubrique 4.1.~~

Rubrique 4.2— Variations des produits d'exploitation nets futurs

- ~~1. Donner l'information prévue au paragraphe 2 de la présente rubrique relativement aux estimations des produits d'exploitation nets futurs estimés au moyen de prix et coûts constants et calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 10 % attribuables aux réserves prouvées nettes totales.~~
- ~~2. Indiquer les variations entre les estimations des produits d'exploitation nets futurs indiquées au paragraphe 1 effectuées à la date d'effet et les estimations correspondantes de l'exercice précédent effectuées au dernier jour de l'exercice précédent de l'émetteur assujetti :~~
 - ~~a) par pays;~~
 - ~~b) en distinguant et en expliquant séparément :

 - ~~i) les ventes et les transferts de pétrole, de gaz et des autres types de produit produits au cours de l'exercice, déduction faite des frais de production et des redevances;~~
 - ~~ii) la variation nette des prix des ventes et transferts ainsi que des frais de production et des redevances relatifs à la production future;~~
 - ~~iii) les variations des frais de mise en valeur estimés antérieurement qui ont été engagés au cours de la période;~~
 - ~~iv) les variations des frais de mise en valeur estimatifs futurs;~~~~

- v) ~~la variation nette résultant des extensions et de la récupération améliorée;~~
- vi) ~~la variation nette résultant des découvertes;~~
- vii) ~~les variations résultant de l'acquisition de réserves;~~
- viii) ~~les variations résultant de l'aliénation de réserves;~~
- ix) ~~les variations résultant de révisions des estimations de quantités;~~
- x) ~~l'augmentation due à l'actualisation 10 % des produits d'exploitation nets futurs au début de l'exercice;~~
- xi) ~~la variation nette des charges fiscales;~~
- xii) ~~tout autre facteur significatif.~~

INSTRUCTIONS

1) ~~Pour l'application de la partie 4, calculer les effets des changements de prix et de coûts avant les effets des changements de volumes, de sorte que, à l'égard des prix et coûts constants, les volumes soient reflétés aux prix à la date d'effet.~~

2) ~~Sauf en ce qui concerne la disposition xi du sous-paragraphe b du paragraphe 2 de la rubrique 4.2, l'information à fournir en vertu de la présente partie porte sur les chiffres avant impôts.~~

3) ~~Pour l'application de la disposition xi du sous-paragraphe b du paragraphe 2 de la rubrique 4.2, la variation nette des charges fiscales comprend à la fois les charges fiscales de l'exercice et les variations des charges futures d'impôt estimatives.~~

PARTIE 5 AUTRE INFORMATION CONCERNANT LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Rubrique 5.1 Réserves non mises en valeur

1. Relativement aux réserves non mises en valeur prouvées :

a) ~~soit~~ indiquer pour chaque type de produit les volumes des réserves non mises en valeur prouvées qui ont été attribués au départ dans chacun des ~~cinq~~trois derniers exercices et, globalement, avant cette période;

b) ~~soit~~ exposer de façon générale le fondement sur lequel l'émetteur assujetti classe des réserves dans les réserves non mises en valeur prouvées, ses plans, y compris le calendrier, de mise en valeur des réserves non mises en valeur prouvées et, le cas échéant, ses raisons pour ne pas planifier la mise en valeur de réserves non mises en valeur prouvées particulières au cours des deux années suivantes.

2. Relativement aux réserves non mises en valeur probables :

a) ~~soit~~ indiquer pour chaque type de produit les volumes des réserves non mises en valeur probables qui ont été attribués au départ dans chacun des ~~cinq~~trois derniers exercices et, globalement, avant cette période;

b) ~~soit~~ exposer de façon générale le fondement sur lequel l'émetteur assujetti classe des réserves dans les réserves non mises en valeur probables, ses plans, y compris le calendrier, de mise en valeur des réserves non mises en valeur probables et, le cas échéant, ses raisons pour ne pas planifier la

mise en valeur de réserves non mises en valeur probables particulières au cours des deux années suivantes.

Rubrique 5.2 Facteurs ou incertitudes significatifs

1. Indiquer et décrire les facteurs économiques importants ou les incertitudes significatives qui influent sur des éléments particuliers des données relatives aux réserves.
2. Le paragraphe 1 est sans application dans le cas d'une information présentée dans les états financiers de l'émetteur assujéti pour l'exercice terminé à la date d'effet.

INSTRUCTION

Voici quelques exemples de renseignements qui pourraient devoir être présentés en vertu de la rubrique 5.2 : des frais de mise en valeur ou des frais d'exploitation prévus exceptionnellement élevés, la nécessité de construire un pipeline important ou d'autres installations importantes avant qu'on ne puisse mettre en production les réserves, des obligations contractuelles de produire et de vendre une partie significative de la production à des prix nettement inférieurs à ceux qu'il serait autrement possible d'obtenir.

Rubrique 5.3 Frais de mise en valeur futurs

1. Obligations à remplir :
 - a) Fournir l'information prévue au sous-paragraphe b concernant les frais de mise en valeur déduits lors de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs attribuables à chacune des catégories de réserves suivantes :
 - i) les réserves prouvées totales estimées au moyen de prix et coûts ~~constants~~; prévisionnels;
 - ii) les réserves prouvées ~~totales estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels~~; iii) les réserves prouvées et les réserves probables totales estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels.
 - b) Indiquer par pays le montant des frais de mise en valeur estimés :
 - i) au total, calculés sans actualisation ~~et au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %~~;
 - ii) par exercice pour les cinq premiers exercices estimés.
2. ~~Exposez~~ Exposer les prévisions de l'émetteur assujéti sur les points suivants :
 - a) les sources, notamment l'autofinancement, le financement par emprunts ou par capitaux propres, un accord d'amodiation ou un accord semblable, et les frais de financement des frais de mise en valeur futurs estimatifs;
 - b) l'incidence de ces coûts de financement sur les réserves ou les produits d'exploitation nets futurs présentés.
3. Si l'émetteur assujéti prévoit que les frais de financement visés au paragraphe 2 pourraient rendre non rentable la mise en valeur d'un terrain, faire état de cette prévision et indiquer ses plans à l'égard du terrain.

PARTIE 6 AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Rubrique 6.1 Terrains et puits de pétrole et de gaz

1. Indiquer et décrire en termes généraux tous les terrains, usines et installations importants de l'émetteur assujetti et :

- a) préciser leur emplacement par province, territoire ou État, s'ils sont situés au Canada ou aux États-Unis, et dans le cas contraire, par pays;
- b) indiquer s'ils sont sur terre ou en mer;
- c) indiquer, dans le cas d'un terrain auquel ont été attribuées des réserves et qui pourrait être exploité mais qui ne l'est pas, la durée de cette situation et décrire les pipelines ou autres moyens de transport à proximité;
- d) décrire tout abandon, renonciation, rétrocession ou changement de propriété obligatoire ou prévu par la loi.

2. Indiquer séparément pour les puits de pétrole et les puits de gaz le nombre de puits exploités et inexploités de l'émetteur assujetti, exprimés en termes de puits bruts et de puits nets, par emplacement par province, territoire ou État, s'il est situé au Canada ou aux États-Unis, et dans le cas contraire, par pays.

Rubrique 6.2 Terrains sans réserves attribuées

1. Pour tous les terrains non prouvés, préciser :

- a) la superficie brute en hectares ou en acres dans laquelle l'émetteur assujetti a une participation;
- b) la participation de l'émetteur assujetti dans celle-ci en termes de superficie nette en hectares ou en acres;
- c) l'emplacement par pays;
- d) l'existence, la nature, y compris tout cautionnement exigé, le calendrier et le coût déterminé ou estimatif de tout engagement de travail.

2. Indiquer par pays la superficie nette en hectares ou en acres des terrains non prouvés pour lesquels l'émetteur assujetti prévoit que ses droits d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation expireront dans un délai d'un an.

Rubrique 6.3 Contrats à livrer

1. Si l'émetteur assujetti est lié par un contrat, par exemple, un contrat de transport, directement ou par l'entremise d'un courtier-fournisseur, qui peut l'empêcher de bénéficier du plein effet des cours futurs du pétrole ou du gaz, ou le protéger contre cet effet, décrire le contrat de manière générale, en commentant les dates ou les durées, les résumés ou fourchettes des volumes et les valeurs fixées par contrat ou estimées raisonnablement.

2. L'article 1 ne s'applique pas aux contrats présentés par l'émetteur assujetti :

- a) comme instruments financiers, conformément au chapitre ~~3860~~3861 du Manuel de l'ICCA;
- b) comme engagements contractuels, conformément au chapitre 3280 du Manuel de l'ICCA.

3. Si les obligations de transport ou engagements de livraisons futures de pétrole ou de gaz de l'émetteur assujetti sont supérieurs à la production future connexe qu'il prévoit tirer de ses réserves prouvées, estimées au moyen des prix et coûts prévisionnels et présentées conformément à la partie 2, expliquer l'excédent, donner des renseignements sur le montant de l'excédent et préciser les dates, les durées, les volumes et la valeur estimative raisonnable.

Rubrique 6.4 Autre information concernant les coûts d'abandon et de remise en état

Indiquer, relativement aux coûts d'abandon et de remise en état de terrains visés par un bail de superficie, de puits, d'installations et de pipelines :

- a) la façon dont l'émetteur assujetti a estimé ces frais;
- b) le nombre de puits nets pour lesquels l'émetteur assujetti prévoit engager ces coûts;
- c) le montant total de ces frais que prévoit engager l'émetteur, déduction faite de la valeur de récupération estimative, calculés sans actualisation et actualisés au moyen d'un taux de 10 %;
- d) la portion, le cas échéant, des frais visés au paragraphe c qui n'a pas été déduite, à titre de coûts d'abandon et de remise en état, de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs présentés conformément à la partie 2;
- e) la portion, le cas échéant, des frais visés au paragraphe c que l'émetteur assujetti prévoit payer au cours des trois exercices suivants.

INSTRUCTION

La rubrique 6.4 complète l'information donnée en réponse à la disposition v du sous-paragraphe b du paragraphe 3 de la rubrique 2.1 et à la disposition v du sous-paragraphe b du paragraphe 3 de la rubrique 2.2-L'2.1. L'information donnée en réponse au paragraphe d de la rubrique 6.4 devrait permettre à celui qui lit le relevé et les états financiers de l'émetteur assujetti pour l'exercice terminé à la date d'effet de se faire une idée à la fois des coûts d'abandon et de remise en état totaux estimatifs de l'émetteur assujetti et des portions de ce total qui sont, ou non, reflétées dans les données relatives aux réserves.

Rubrique 6.5 Horizon fiscal

Si l'émetteur assujetti n'est pas tenu de payer d'impôts sur les bénéfices pour son dernier exercice, préciser quand il prévoit devoir en payer.

Rubrique 6.6 Frais engagés

1. Indiquer, par pays pour le dernier exercice, que ces frais aient été capitalisés ou passés en charges au moment où ils ont été engagés :

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

- b) les frais d'exploration;
- c) les frais de mise en valeur.

2. Pour l'application de la présente rubrique, si l'émetteur assujetti dépose des états financiers dans lesquels ses placements sont comptabilisés conformément à la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation, indiquer par pays sa quote-part i) des coûts d'acquisition des terrains, ii) des frais d'exploration et iii) des frais de mise en valeur engagés par l'entité émettrice au cours du dernier exercice.

Rubrique 6.7 Activités d'exploration et de mise en valeur

1. Indiquer, par pays et séparément pour les puits d'exploration et les puits de développement :

a) le nombre de puits bruts et de puits nets complétés au cours du dernier exercice de l'émetteur assujetti;

b) pour chaque catégorie de puits présentée en réponse au sous-paragraphe a, le nombre de puits complétés qui ont été classés puits de pétrole, puits de gaz et puits de service et le nombre de puits secs.

2. Décrire en termes généraux les activités d'exploration et de mise en valeur, actuelles et probables, les plus importantes de l'émetteur assujetti, par pays.

Rubrique 6.8 Production estimative

1. Indiquer, par pays et pour chaque type de produit, le volume de production estimatif du premier exercice visé par les ~~produits d'exploitation nets futurs estimatifs présentés sous les rubriques 2.1 et 2.2~~ estimations des réserves prouvées brutes et des réserves probables brutes présentées conformément à la rubrique 2.1.

2. Si 20 % ou plus de la production estimative indiquée en vertu du paragraphe 1 provient d'un seul champ, indiquer le champ et le volume estimatif de la production du champ pour cet exercice.

Rubrique 6.9 Production antérieure

1. Indiquer, si cette information n'a pas déjà été présentée dans des états financiers déposés par l'émetteur assujetti, pour chaque trimestre de son dernier exercice, par pays et pour chaque type de produit :

a) la quote-part de l'émetteur assujetti dans le volume de production quotidien moyen, avant la déduction des redevances;

b) en termes de moyenne par unité de volume, par exemple, par baril ou par ~~mp~~kpi³ :

- i) les prix reçus;
- ii) les redevances payées;
- iii) les frais de production;
- iv) les rentrées nettes.

2. Indiquer pour chaque champ important et au total, les volumes de production de l'émetteur assujetti pour le dernier exercice, pour chaque type de produit.

INSTRUCTION

En donnant l'information pour chaque type de produit prévue par la présente rubrique, il n'est pas nécessaire de faire une répartition entre les différents types de ~~produit~~ produits attribuables à un même puits, réservoir ou autre entité de réserves. Il suffit de donner l'information à l'égard du principal type de produit attribuable au puits, réservoir ou autre entité. 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.

ANNEXE 51-101A2

RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

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

1. Les termes définis dans le règlement ont le même sens dans la présente annexe⁶.
2. Le rapport sur les données relatives aux réserves visé au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement, qui doit être signé par un ou plusieurs évaluateurs ou ~~vérificateur~~vérificateurs de réserves qualifiés indépendants de l'émetteur assujetti, doit à tous les égards importants correspondre à ce qui suit :

Rapport sur les données relatives aux réserves

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

1. Nous avons [vérifié] [évalué] [et examiné] les données relatives aux réserves de la société en date du [date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti]. Les données relatives aux réserves ~~comprennent :a) ——— relativement aux~~constituent des estimations des réserves prouvées et ~~à la somme des~~des réserves ~~prouvées et des réserves probables de pétrole et de gaz ;i) — les réserves prouvées et la somme des réserves prouvées et des réserves probables de pétrole et de gaz, estimées~~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) ——— les produits d'exploitation nets futurs estimatifs correspondants;~~

~~b) ——— relativement aux réserves prouvées de pétrole et de gaz :~~

~~i) ——— les réserves prouvées de pétrole et de gaz, estimées en date du [date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti] au moyen de prix et coûts constants;ii) ——— les produits d'exploitation nets futurs estimatifs correspondants.~~

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

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

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

⁶ On trouvera dans l'Annexe 1 de l'Instruction générale relative au règlement la définition de certains termes utilisés dans les paragraphes 1 et 2 de la présente annexe ou dans le règlement, l'Annexe 51-101A1, l'Annexe 51-101A3 et l'Instruction générale relative au règlement.

4. Le tableau suivant présente les produits d'exploitation nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves ayant fait l'objet [de la vérification] [de l'évaluation] [et de l'examen], pour l'exercice terminé le xx xxxx 20xx, et indique les portions respectives de ces produits d'exploitation que nous avons [vérifiées], [évaluées] [et examinées] et sur lesquelles nous avons fait rapport [à la direction/au conseil d'administration] de la société :

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

¹ Ce montant doit être le montant présenté par l'émetteur assujéti dans le relevé des données relatives aux réserves déposé conformément au paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement comme produits d'exploitation nets futurs, avant déduction des charges futures d'impôt, attribuables aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 10 % conformément à l'article 2 de la rubrique 2.2 de l'Annexe 51-101A1.

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

6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'établissement.

7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants. [Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.](#)

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

Évaluateur A, ville, province/État, Date _____ [signé]

Évaluateur B, ville, province/État, Date _____ [signé]

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

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

1. Les termes définis dans le règlement ont le même sens dans la présente annexe.⁷
2. Le rapport visé au paragraphe 3 de l'article 2.1 du règlement doit à tous les égards importants correspondre à ce qui suit :

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

La direction de [nom de l'émetteur assujéti] (la société) a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui ~~comprènnent :~~

a) ~~relativement aux réserves probables de pétrole et de gaz ; i) les réserves probables de pétrole et de gaz, estimées en date du [dernier jour de clôture] du dernier exercice de l'émetteur assujéti]~~ relativement aux constituent une estimation des réserves prouvées et à la somme des des réserves prouvées et des réserves probables de pétrole et de gaz ; i) les réserves prouvées et la somme des réserves prouvées et des réserves probables de pétrole et de gaz, estimées en date du [dernier jour de clôture] du dernier exercice de l'émetteur assujéti], estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels;

ii) ~~les produits d'exploitation nets futurs estimatifs correspondants;~~

b) ~~relativement aux réserves prouvées de pétrole et de gaz :~~

i) ~~les réserves prouvées de pétrole et de gaz, estimées en date du [dernier jour du dernier exercice de l'émetteur assujéti] au moyen de prix et coûts constants; ii) les produits d'exploitation nets futurs estimatifs correspondants.~~

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

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

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

b) a rencontré [l'évaluateur [les évaluateurs] ou le[s] vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s] dans le but de déterminer si on lui[leur] a imposé des restrictions limitant sa[leur] capacité

⁷ On trouvera dans l'Annexe 1 de l'Instruction générale relative au règlement la définition de certains termes utilisés dans les paragraphes 1 et 2 de la présente annexe ou dans le règlement, l'Annexe 51-101A1, l'Annexe 51-101A2 et l'Instruction générale relative au règlement.

de fournir un rapport sans restriction [et, en cas de proposition de changement [de l'évaluateur[des évaluateurs] ou du[des] vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s], de vérifier si des différends avaient opposé [l'évaluateur[les évaluateurs] ou le[s] vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s] précédent[s] à la direction],

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

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

a) le contenu [des de l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz comprenant les](#) données relatives aux réserves et de toute autre information concernant le pétrole et le gaz et leur dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;

b) le dépôt [du 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](#) rapport [de l'évaluateur [des évaluateurs] ou du[des] vérificateur[s]] de réserves qualifié[s] indépendant[s] sur les données relatives aux réserves;

c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

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

[Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.](#)

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

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

[signature et nom d'un administrateur]

[signature et nom d'un administrateur]

[Date]

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

1. **Le présent règlement modifie le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières.**
2. **La partie 1 est modifiée dans l'article 1.1 :**
 - a. **par le remplacement de la définition du terme** « 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; »;
 - b. **par l'insertion, dans le paragraphe a de la définition du terme** « 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 »;
 - c. **par le remplacement, dans la définition du terme** « indépendant » , **des mots** « d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié avec un émetteur assujetti, « indépendant » au sens du manuel COGE » **par les mots** « entre un émetteur assujetti 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 assujetti »;
 - d. **par l'insertion de la définition suivante :**

« « information analogue » : l'information relative à une zone extérieure à celle dans laquelle l'émetteur assujetti détient ou entend acquérir une participation, à laquelle ce dernier renvoie afin, de l'avis d'une personne raisonnable, d'établir une comparaison ou de tirer une conclusion à l'égard d'une zone dans laquelle l'émetteur assujetti 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; »;

- e. par le remplacement de la définition du terme** « 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; »;

- f. par l'abrogation de la définition du terme** « prix et coûts constants » ;

- g. par l'insertion des définitions suivantes après** « prix et coûts prévisionnels » :

« « 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 assujetti, y compris :

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

- h. par l'insertion, après le sous-paragraphe iv du paragraphe b de la définition du terme** « type de produit », **des sous-paragraphe suivants** :

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

- i. par l'insertion, dans le paragraphe a de la définition du terme** « 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 »;

- j. dans le paragraphe 2 de l'article 1.2 :**

- i. par le remplacement, dans le texte français, du mot** « Définition » **par le mot** « Définitions »;
- ii. par le remplacement du mot** « s'applique » **par le mot** « s'appliquera ».

3. La partie 2 est modifiée :

- a. par le remplacement, dans le paragraphe introductif de l'article 2.1, des mots** « dont chacun est indépendant de l'émetteur assujetti et qui font » **par les mots** « , tous indépendants de l'émetteur assujetti, qui doivent »;

- b.** *par le remplacement, dans le sous-paragraphe b du paragraphe 2 de l'article 2.1, des mots « font rapport » par les mots « doit faire rapport »;*
- c.** *par le remplacement dans le texte anglais du sous-paragraphe b du paragraphe 3 de l'article 2.1 des mots « the report referred to in item 1 » par les mots « the report referred to in item 2 »;*
- d.** *par le remplacement, dans l'article 2.2, des mots « Communiqué de presse » par le mot « Avis » dans le titre de l'article, du mot « diffuse » par les mots « doit diffuser et déposer auprès de l'autorité en valeurs mobilières » et des mots « communiqué de presse » par le mot « avis ».*
- 4. La partie 3 est modifiée :**
- a.** *par le remplacement, dans l'article 3.2, du mot « nomme » par les mots « doit nommer »;*
- b.** *par le remplacement, dans l'article 3.3, du mot « met » par les mots « doit mettre »;*
- c.** *par le remplacement, dans le texte anglais de la disposition iii du sous-paragraphe a du paragraphe 1 de l'article 3.5, du mot « clause » par le mot « subparagraph », dans le paragraphe 2 de l'article 3.5, par le remplacement du mot « sous-paragraphe » par le mot « paragraphe » ; :*
- e.** *par le remplacement, dans le paragraphe 3 de l'article 3.5, du mot « sous-paragraphe » par le mot « paragraphe ».*
- 5. La partie 4 est modifiée :**
- a.** *par le remplacement, dans le paragraphe introductif de l'article 4.1, du mot « utilise » par les mots « doit utiliser »;*
- b.** *dans le paragraphe a de l'article 4.1 :*
- i.** *par le remplacement, dans le texte français, du mot « comptabilisation » par le mot « capitalisation »;*
- ii.** *par le remplacement du chiffre « 5 » par le chiffre « 16 »;*
- c.** *par le remplacement de l'article 4.2 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. ».
- 6. La partie 5 est modifiée :**
- a.** *par le remplacement de l'article 5.2 par le suivant :*

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

Si l'émetteur assujetti communique de l'information sur les réserves ou de l'information d'un autre type visé dans l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz, il s'assure 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 n'atteint que 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 ce relevé a été complété ou remplacé par une déclaration de changement important³ qu'il a déposée auprès de l'autorité en valeurs mobilières. »;

³ Le terme « changement important » a le sens qui lui est attribué dans la législation en valeurs mobilières du territoire concerné.

b. dans l'article 5.3 :

- i. par le remplacement des mots** « être conforme à » **par le mot** « appliquer » **et des mots** « aux catégories » **par les mots** « les catégories »;
- ii. par l'insertion, après le mot** « catégories », **des mots** « relatives aux réserves et aux ressources » **et par l'addition, après les mots** « énoncées dans le manuel COGE », **des mots** « et doit se rapporter à la catégorie la plus pertinente dans laquelle les réserves ou les ressources peuvent être classées »;

c. par l'insertion, dans l'article 5.4, après les mots « et refléter les », **des mots** « quantités et les »;**d. par l'insertion, dans l'article 5.6 du texte anglais, du mot** « Market » **après les mots** « Not Fair »;**e. par le remplacement, dans le sous-paragraphe c du paragraphe 2 de l'article 5.7, des mots** « le communiqué de presse » **par les mots** « l'avis »;**f. par le remplacement de l'article 5.9 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) la probabilité estimative en pourcentage que l'émetteur :

A) découvre des hydrocarbures en quantité suffisante pour en permettre l'essai à la surface, dans le cas de ressources non découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources non découvertes;

B) procède à l'extraction commerciale du volume indiqué, dans le cas de ressources découvertes ou d'une sous-catégorie de ressources découvertes autre que les réserves;

v) à l'égard des ressources éventuelles, les éventualités particulières qui empêchent de classer les ressources à titre de réserves;

vi) 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 rentabilité ou la faisabilité technique 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 rentabilité ou la faisabilité technique de l'exploitation de toute partie des ressources. ».

3) Les sous-paragraphes *d* et *e* du paragraphe 1 et les dispositions *iii*, *iv* et *v* 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. »;

g. par le remplacement de l'article 5.10 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'appliqueront à la communication de l'information. »;

h. dans l'article 5.13 :

- i. par l'addition, dans le texte anglais, du mot « must » après « Written disclosure of a netback »;**
- ii. par la suppression du paragraphe a;**
- iii. par l'attribution, aux paragraphes b et c, des lettres a et b respectivement;**
- i. par le remplacement, dans le texte français du sous-paragraphe iv du paragraphe b de l'article 5.15, des mots « frais d'exploration futurs » par les mots « frais de mise en valeur futurs ».**

7. La partie 6 est modifiée dans le paragraphe 2 de l'article 6.1 :

- a. par le remplacement, dans le texte français, du mot « mentionné » par le mot « visé »;**
- b. 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. »;**
- c. par la suppression des sous-paragraphes a et b.**

8. La partie 8 est modifiée 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. ».

9. À l'exception du paragraphe 2 de l'article 1.2, toutes les dispositions du texte anglais comportant le mot « shall » sont modifiées par le remplacement du mot « shall » par le mot « must ».

10. Le présent règlement entre en vigueur le •.

Règlement modifiant

l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz,
l'Annexe 51-101A2, Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant, et
l'Annexe 51-101A3, Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz

1. Le présent règlement modifie l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz, l'Annexe 51-101A2, Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant, et l'Annexe 51-101A3, Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz.

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

a) 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 %. »;

b) par le remplacement de la rubrique 2.2 par la suivante :

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

L'émetteur assujetti 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. »;

c) par le remplacement du paragraphe 3 des instructions de la partie 2 par le suivant :

« 3) Les prix et coûts constants sont les prix et coûts utilisés dans une estimation qui sont, selon le cas :

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. »;

d) dans la rubrique 3.1 :

- i. par l'addition, dans l'intitulé, après les mots « les estimations », du mot « complémentaires »;**
- ii. par le remplacement, au début du paragraphe, du mot « Indiquer » par les mots « Si de l'information complémentaire visée à la rubrique 2.2 est présentée, indiquer »;**
- iii. par le remplacement, à la fin du paragraphe, du numéro « 2.1 » par le numéro « 2.2 »;**

e) par le remplacement, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 1 de la rubrique 3.2, du numéro « 2.2 » par le numéro « 2.1 »;

f) par le remplacement, dans le paragraphe 2 des instructions de la partie 3, 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 »;

g) 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 »;

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

- i) **par le remplacement, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 1 de la rubrique 4.1, du mot « nettes » par le mot « brutes »;**
- j) **par le remplacement, dans le sous-paragraphe b du paragraphe 1 de la rubrique 4.1, du mot « nettes » par le mot « brutes »;**
- k) **par le remplacement, dans le sous-paragraphe c du paragraphe 1 de la rubrique 4.1, du mot « nettes » par le mot « brutes » partout où il se trouve;**
- l) **dans le sous-paragraphe b du paragraphe 2 de la rubrique 4.1 :**
- iv. **par la suppression, à la fin de la disposition iv, des mots « et autres produits provenant d'activités pétrolières et gazières non traditionnelles »;**
- v. **par l'addition, après la disposition iv, des dispositions suivantes :**
- « v) bitume;
- vi) méthane de houillère;
- vii) hydrates;
- viii) huile de schiste;
- ix) gaz de schiste; »;
- m) **dans le sous-paragraphe c du paragraphe 2 de la rubrique 4.1 :**
- vi. **par l'addition, à la fin de la disposition i, des mots « et la récupération améliorée »;**
- vii. **par la suppression de la disposition ii;**
- viii. **par l'attribution, aux dispositions iii, iv, v, vi, vii et viii, des lettres ii, iii, iv, v, vi et vii respectivement;**
- n) **par le remplacement, dans le paragraphe 1 des instructions de la rubrique 4.1, des mots « soit de prix et coûts constants, soit de prix et coûts prévisionnels et il faut indiquer si l'information est donnée en fonction des chiffres constants ou des chiffres prévisionnels » par les mots « de prix et coûts prévisionnels, le type de prix et coûts devant être indiqué »;**
- o) **par la suppression de la rubrique 4.2;**
- p) **par la suppression des instructions de la partie 4;**
- q) **dans le paragraphe 1 de la rubrique 5.1 :**
- ix. **par la suppression, dans le sous-paragraphe a, du mot « soit » et par le remplacement du mot « cinq » par le mot « trois »;**

- x. *par la suppression, dans le sous-paragraphe b, du mot « soit »;*
 - r) *dans le paragraphe 2 de la rubrique 5.1 :*
 - xi. *par la suppression, dans le sous-paragraphe a, du mot « soit » et par le remplacement du mot « cinq » par le mot « trois »;*
 - xii. *par la suppression, dans le sous-paragraphe b, du mot « soit »;*
 - s) *dans le sous-paragraphe a du paragraphe 1 de la rubrique 5.3 :*
 - xiii. *par la suppression de la disposition i;*
 - xiv. *par l'attribution, aux dispositions ii et iii, des lettres i et ii respectivement;*
 - t) *par la suppression, dans la disposition i du sous-paragraphe b du paragraphe 1 de la rubrique 5.3, des mots « et au moyen d'un taux d'actualisation de 10 % »;*
 - u) *par le remplacement, dans le paragraphe 2 de la rubrique 5.3 du texte français, du mot « Exposez » par le mot « Exposer »;*
 - v) *par le remplacement, dans le sous-paragraphe a du paragraphe 2 de la rubrique 6.3, du numéro « 3860 » par le numéro « 3861 »;*
 - w) *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 »;*
 - x) *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 »;*
 - y) *par le remplacement, dans le texte français du sous-paragraphe b du paragraphe 1 de la rubrique 6.9, de l'abréviation « mpi3 » par l'abréviation « kpi3 »;*
 - z) *par le remplacement, dans l'instruction de la rubrique 6.9 du texte français, des mots « types de produit » par les mots « types de produits »;*
 - aa) *par l'addition, à la fin de l'instruction de la rubrique 6.9, 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. ».*
3. **L'Annexe 51-101A2, Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant, est modifiée :**
- a) *par le remplacement, dans le paragraphe 2 du texte français, du mot « vérificateur » par le mot « vérificateurs »;*
 - b) *dans le modèle prescrit de « Rapport sur les données relatives aux réserves » présenté au paragraphe 2 :*

- 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-paragraphes a et b du paragraphe 1;*
- iii. par l'insertion, dans le deuxième paragraphe du paragraphe 2, après le mot « Canadian », du mot « Oil »;*
- iv. par l'addition, à la fin du paragraphe 7, des mots « Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération. ».*

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

- a) par le remplacement, dans le paragraphe débutant 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. »;*
- b) par la suppression, après le paragraphe débutant par les mots « La direction de [nom de l'émetteur assujetti] », des paragraphes a et b;*
- c) par le remplacement, dans le paragraphe a suivant le paragraphe débutant par les mots « Le [comité des réserves du] conseil d'administration de la société a examiné », des mots « contenu des » par les mots « contenu de l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz comprenant les »;*
- d) par le remplacement, dans le paragraphe b suivant le paragraphe débutant 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 »;*
- e) par l'addition, à la fin du paragraphe débutant 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. ».*

5. Le présent règlement entre en vigueur le •.

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 dans SEDAR en vertu du règlement par l'émetteur en question et à utiliser la terminologie conformément au règlement et au 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 ou dans la loi sur les valeurs mobilières du territoire concerné et qui sont définis ou interprétés dans le manuel COGE ont le sens défini ou doivent recevoir l'interprétation donnée dans le manuel COGE, selon l'article 1.2 du règlement.

Pour faciliter la lecture, l'Annexe 1 de la présente instruction générale définit certains termes, dont ceux qui sont définis dans le règlement et plusieurs termes provenant du manuel COGE.

- 2) **Prix et coûts prévisionnels** – Le terme « prix et coûts prévisionnels » est défini 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 reconnus comme constituant 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.

¹ On trouvera à l'Annexe 1 de l'Instruction générale relative au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« instruction ») 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.

² Le terme « personne inscrite » a le sens qui lui est attribué dans la législation en valeurs mobilières du territoire.

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

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.

- 3) **Indépendant** – Le terme « indépendant » est défini à l'article 1.1 du règlement. Pour l'application de cette définition, les exemples suivants illustrent des cas où les ACVM considéreraient 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 chacun des cas suivants :
- a) il est un employé, un initié ou un administrateur de l'émetteur assujetti;
 - b) il est un employé, un initié ou un administrateur d'un apparenté de l'émetteur assujetti;
 - c) il est un associé d'une personne physique ou morale visée au sous-paragraphe a ou b;
 - d) il détient ou s'attend à détenir, directement ou indirectement, des titres de l'émetteur assujetti ou d'un apparenté de l'émetteur assujetti;
 - e) il détient ou s'attend à détenir, directement ou indirectement, des titres d'un autre émetteur assujetti qui détient un droit direct ou indirect sur le terrain faisant l'objet du rapport technique ou sur un terrain adjacent;
 - f) il détient ou s'attend à détenir, directement ou indirectement, un droit de propriété, un droit de redevance ou un autre droit sur le terrain faisant l'objet du rapport technique ou sur un terrain adjacent;
 - g) il a reçu la plus grande partie de son revenu, directement ou indirectement, au cours des trois années précédant la date du rapport technique, 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 de la personne le contrôlant, au sens défini dans la législation en valeurs mobilières.

Dans certains cas, il pourrait être raisonnable de considérer que l'indépendance de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié ne serait pas compromise malgré la détention par lui de titres de l'émetteur assujetti. L'émetteur assujetti doit déterminer si une personne raisonnable considérerait qu'une telle participation risque d'influer sur le jugement de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié quant à 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. Afin d'assurer le respect de l'obligation d'indépendance de ce dernier, il peut être demandé à l'émetteur assujetti de fournir d'autres renseignements, de l'information supplémentaire ou l'opinion d'un autre évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié pour régler les questions soulevées par le parti pris ou la partialité possible de la part de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié.

- 4) **Types de produits découlant d'activités relatives aux sables bitumineux et d'autres activités non traditionnelles** – La définition du terme « 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 et l'extraction de méthane de gisements houillers.

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 la communication des 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 pouvant 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 de l'Annexe 1 de la présente instruction générale) 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 • **[insérer la date de publication de la présente instruction générale]**, 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 (APEGS)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Manitoba (APEGM)
- Ordre des géoscientifiques professionnels de l'Ontario
- Professional Engineers of Ontario (PEO)
- Ordre des ingénieurs du Québec (OIQ)
- Ordre des géologues du Québec (OGQ)
- Association of Professional Engineers of Prince Edward Island (APEPEI)
- Association des ingénieurs et des géoscientifiques du Nouveau-Brunswick (AIGNB)
- Association of Professional Engineers of Nova Scotia (APENS)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Newfoundland (APEGN)

- Ordre des ingénieurs du Yukon
- Association des ingénieurs, des géologues et des géophysiciens des Territoires du Nord-Ouest (représentant les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut).

b) Autres ordres professionnels

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

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

La liste des ordres professionnels étrangers est mise à jour régulièrement dans l'Avis 51-309 du personnel des ACVM qui porte sur l'acceptation de certains ordres professionnels étrangers à titre d'« ordres professionnels ». En date du • **[insérer la date de publication de la présente instruction générale]**, 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)
- American Institute of Professional Geologists (AIPG), à l'égard des géologues agréés de l'AIPG.

c) Absence d'ordre professionnel

Tout émetteur assujéti ou toute autre partie intéressée peut, en vertu de la partie 8 du règlement, demander une dispense permettant à l'émetteur 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 des qualifications et une expérience satisfaisantes. La demande peut concerner une personne en particulier ou viser de manière générale les employés ou des 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 de réserves qualifié ou d'un 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.

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 termes « évaluateur de réserves qualifié » et « vérificateur de réserves qualifié » sont énoncées à l'article 1.1 du règlement et dans le glossaire figurant à l'Annexe 1 de la présente instruction générale.

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

- posséder les qualifications professionnelles 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 répond à ces obligations.

L'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié doit non seulement posséder les qualifications professionnelles appropriées, 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 doivent être utilisées pour l'application du règlement si elles ne figurent pas dans le règlement, la Norme canadienne 14-101 ou la loi sur les valeurs mobilières du territoire intéressé (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 figurant à l'Annexe 1 de la présente instruction générale contiennent des définitions et des interprétations établies, pour la plupart, en fonction du manuel COGE. Les définitions et les catégories de réserves 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 figurant à l'Annexe 1 de la présente instruction générale.

Selon la disposition iii du sous-paragraphe a du paragraphe 1 de l'article 5.2 du règlement, toutes les estimations de réserves ou de produits 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 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 Champ d'application limité aux émetteurs assujettis

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

Le règlement s'appliquera aussi à l'émetteur qui n'est pas encore un 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 indiquée dans l'Annexe 51-101A1 ainsi que les rapports indiqués dans l'Annexe 51-101A2 et 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 d'appréciation 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'acheter, 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 sans importance lorsque pris isolément peut devenir important une fois considéré avec d'autres éléments d'information ou lorsqu'il est nécessaire pour mettre d'autres éléments d'information en contexte. Par exemple, de nombreuses participations de peu d'envergure dans des terrains pétroliers et gaziers peuvent revêtir de l'importance, dans l'ensemble, pour un émetteur assujetti. En outre, une participation de peu d'envergure dans un terrain pétrolier ou gazier peut s'avérer importante pour un émetteur assujetti, compte tenu de la taille et de la situation particulière de ce dernier.

PARTIE 2 OBLIGATIONS ANNUELLES DE DÉPÔT

2.1 Dépôts annuels dans SEDAR

L'information exigée à l'article 2.1 du règlement doit être déposée par voie électronique dans 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. Ces longs rapports détaillés ne peuvent être déposés par voie électronique au moyen de SEDAR .

2.2 Information non pertinente ou sans importance

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

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

2.3 Utilisation des annexes

L'article 2.1 du règlement exige que l'information indiquée à l'Annexe 51-101A1 et les rapports visés aux Annexes 51-101A2 et 51-101A3 soient déposés annuellement. Le règlement et les instructions de l'Annexe 51-101A1 donnent aux émetteurs assujettis une marge de manœuvre considérable pour présenter l'information, à condition qu'ils déposent toute l'information demandée. L'Annexe 3 de la présente instruction générale donne un exemple de présentation des données relatives aux réserves.

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

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 assujettis de remplir les obligations prévues à l'article 2.1 du règlement en présentant l'information exigée par celui-ci dans leur notice annuelle.

- 1) **Signification du terme « notice annuelle »** – Le terme « 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 sera 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 dans 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. Cet avis devrait être déposé dans SEDAR selon le type de dossier « Avis d'information sur les activités pétrolières et gazières (Règlement 51-101) » et le type de document « Avis d'information sur les activités pétrolières et gazières (Règlement 51-101) ».

2.5 Émetteur assujetti n'ayant aucune réserve

L'obligation d'effectuer des dépôts annuels selon le règlement ne vise pas que les émetteurs qui ont des réserves et des produits d'exploitation nets futurs correspondants. L'émetteur assujetti qui n'a aucune réserve, mais qui possède une ou plusieurs 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 est donc assujetti au règlement. Par conséquent, il doit procéder au dépôt annuel prévu par le règlement et respecter les autres obligations de celui-ci. Des indications sur l'établissement de l'Annexe 51-101A1, de l'Annexe 51-101A2 et de l'Annexe 51-101A3 et d'autres éléments d'information sur le pétrole et le gaz dans le cas de l'émetteur assujetti n'ayant aucune réserve sont présentés ci-après.

- 1) **Annexe 51-101A1** – L'article 1.4 du règlement porte que le règlement ne s'applique qu'à l'information importante relativement à l'émetteur assujetti. Bien entendu, si l'émetteur assujetti n'a aucune réserve, nous considérons ce fait précis comme important. L'information présentée par l'émetteur assujetti aux termes de la partie 2 de l'Annexe 51-101A1 devrait indiquer clairement l'absence de réserve et, par le fait même, de produits d'exploitation nets futurs correspondants.

L'information à l'appui des données relatives aux réserves requise aux termes de la partie 2 (les estimations de prix, par exemple) qui n'est pas importante relativement à l'émetteur peut être omise. Cependant, si l'émetteur a présenté des réserves et des produits d'exploitation nets futurs correspondants l'exercice précédent et qu'il n'a aucune réserve à la fin de son exercice courant, il doit présenter les variations par rapport aux estimations des réserves de l'exercice précédent, comme l'exige la partie 4 de l'Annexe 51-101A1.

L'émetteur assujetti doit aussi communiquer l'information que requiert la partie 6 de l'Annexe 51-101A1. Les obligations en question s'appliquent sans égard à la quantité des réserves, s'il en est. L'information requise porterait notamment 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). L'information devrait indiquer clairement que l'émetteur n'a eu aucune production, puisque ce fait serait important.

- 2) **Annexe 51-101A2** – Le règlement exige de l'émetteur assujetti qu'il retienne les services d'un évaluateur ou d'un vérificateur de réserves qualifié indépendant pour évaluer ou vérifier les données relatives aux réserves de la société et faire rapport au conseil d'administration. L'émetteur assujetti qui n'a eu aucune réserve pendant l'exercice et qui, par conséquent, n'a pas retenu les services d'un évaluateur ou d'un vérificateur n'aurait pas besoin d'en retenir les services dans le seul but de déposer un rapport (nul) des évaluateurs indépendants sur les données relatives aux réserves selon l'Annexe 51-101A2, qu'il ne serait donc pas tenu de déposer. Si, toutefois, l'émetteur a effectivement retenu les services d'un évaluateur ou d'un vérificateur pour évaluer les

réserves, lequel a conclu que celles-ci ne pouvaient être classées à ce titre ou les a reclassées à titre de ressources, l'émetteur devra déposer un rapport de l'évaluateur de réserves qualifié, puisque l'évaluateur a, en fait, évalué les réserves et exprimé une opinion.

- 3) **Annexe 51-101A3** – Que l'émetteur assujetti ait ou non des réserves, l'obligation de déposer un rapport de la direction et du conseil d'administration selon l'Annexe 51-101A3 s'applique.
- 4) **Autres obligations prévues par le règlement** – Le règlement n'exige pas des émetteurs assujettis qu'ils communiquent les résultats prévus à l'égard des terrains non prouvés, des zones productives possibles ou des ressources. Cependant, si un émetteur assujetti choisit de communiquer ce type d'information, les articles 5.9 et 5.10 du règlement s'appliquent à l'information, s'il y a lieu.

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 aux vérificateurs de réserves qualifiés de suivre les procédures et les directives énoncées aux articles 4.5 et 12.6 du volume 1 du manuel COGE pour régler leurs rapports 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.

L'Annexe 51-101A1 exige la présentation du montant « brut » et du montant « net » de certaines données relatives aux réserves, le montant net devant être ajusté en fonction

des droits et des obligations au titre de redevances. Toutefois, si une redevance est octroyée à une fiducie par sa filiale, le calcul des « réserves nettes » n'en sera pas modifié. La structure type d'une fiducie de revenu de pétrole et de gaz suppose l'octroi d'une redevance à la fiducie par une filiale en exploitation, redevance qui constitue la source des distributions destinées aux investisseurs de la fiducie. Dans ce cas, la redevance se trouve entièrement au sein de l'entité de fiducie faisant l'objet du cumul ou de la consolidation (la fiducie et sa filiale en exploitation). Il ne s'agit pas du type de droit ou d'obligation externe nécessitant un ajustement pour calculer, par exemple, les « réserves nettes ». Considérant l'ensemble de la fiducie et de ses entités consolidées, les réserves et l'autre information sur le pétrole et le gaz pertinentes sont celles de la filiale en exploitation, sans déduction de la redevance interne 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

L'Annexe 51-101A1 exige que les produits d'exploitation nets futurs soient estimés et présentés tant avant qu'après déduction des 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, l'émetteur devrait utiliser le taux d'imposition qui reflète de la façon la plus appropriée l'impôt qu'il s'attend raisonnablement à payer sur les produits d'exploitation nets futurs. Si l'émetteur n'est pas assujetti à l'impôt en raison de sa structure de fiducie de redevances, le taux d'imposition le plus approprié sera nul. Dans ce cas, l'émetteur pourrait présenter les estimations de produits d'exploitation nets futurs en une seule colonne et expliquer, dans une note afférente au tableau, pourquoi ces estimations sont identiques avant et après impôts.

De plus, les catégories fiscales devraient être prises en considération dans le calcul des produits d'exploitation nets futurs après impôts. Les « charges futures d'impôt » sont définies à l'Annexe 1 de la présente instruction générale. Essentiellement, les charges futures d'impôt représentent les impôts estimatifs à payer en trésorerie sur les flux de trésorerie futurs avant impôts de l'émetteur assujetti. Ces impôts à payer en trésorerie devraient être calculés en appliquant les taux d'imposition de fin d'exercice appropriés prévus par la loi, compte tenu des taux d'imposition futurs déjà établis dans la loi, aux flux de trésorerie nets futurs avant impôts réduits par les déductions appropriées des coûts et pertes non déduits estimatifs reportés aux fins de l'impôt et reliés aux activités pétrolières et gazières (c.-à-d. les catégories fiscales). Ces catégories peuvent inclure 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 noter que le recours à certaines catégories fiscales en conséquence de l'acquisition de terrains peut être limité dans les cas où les dispositions de la Loi de l'impôt sur le revenu relatives aux sociétés remplaçantes s'appliquent.)

b) Autres régimes fiscaux

D'autres régimes fiscaux, tels ceux qui touchent les contrats de partage de la production, devraient être expliqués adéquatement, avec les répartitions appropriées entre les diverses catégories de réserves prouvées et les réserves probables.

4) **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 fin de l'exercice de ce dernier. 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, de 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 du terme « prix et coûts prévisionnels » énoncée à l'article 1.1 du règlement et le terme « prix et coûts constants » défini dans le glossaire figurant à l'Annexe 1 de la présente instruction générale mentionnent des prix futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels l'émetteur assujetti est lié par un engagement, contractuel ou autre, de livrer un produit. L'expression « engagement, contractuel ou autre, de 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** – La disposition ii du sous-paragraphe c du paragraphe 2 de la rubrique 4.1 de l'Annexe 51-101A1 exige que la variation des réserves soit présentée en distinguant et en expliquant séparément les révisions techniques. Les révisions techniques indiquent les variations touchant les estimations de réserves existantes, à l'égard des terrains reportés, au cours de la période considérée (c.-à-d. entre les estimations effectuées à la date d'effet et l'estimation de l'exercice précédent) et résultent de nouveaux renseignements techniques, et non de dépenses en immobilisations. Les points suivants devraient être notés quant aux révisions techniques :

- Forage intercalaire : Il ne serait pas acceptable d'inclure les résultats du forage intercalaire à titre de révision technique. Les ajouts aux réserves provenant du forage intercalaire pendant l'exercice ne sont pas attribuables à des révisions apportées aux estimations de réserves de l'exercice précédent. Les réserves découlant du forage intercalaire devraient être incluses dans la catégorie « extensions et récupération améliorée ».
- Acquisitions : Si une acquisition a lieu pendant l'exercice (c.-à-d. 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 devrait alors 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 lorsqu'il présente la variation.

- 7) **Facteurs ou incertitudes significatifs** – La rubrique 5.2 de l'Annexe 51-101A1 exige de l'émetteur qu'il indique et décrive les facteurs économiques importants ou les incertitudes significatives qui influent sur des éléments particuliers des données relatives aux réserves. Telle une note portant sur un « événement postérieur » dans un état financier, l'émetteur devrait décrire ce type d'information même si celui-ci se rapporte à une période postérieure à la date d'effet.

Par exemple, si des événements postérieurs à la date d'effet ont entraîné une variation significative des prix futurs prévus, de sorte que les prix prévisionnels reflétés dans les données relatives aux réserves diffèrent sensiblement de ceux qui seraient considérés comme une perspective raisonnable vers la date du « relevé des données relatives aux réserves et autre information » de la société, le relevé de l'émetteur pourrait comprendre, selon la rubrique 5.2, une analyse de cette variation et de son incidence sur les produits d'exploitation nets futurs estimatifs présentés. 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 considérable 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 3 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.

L'exemple de l'Annexe 3 indique également comment intégrer à un dépôt annuel certains éléments d'information non prescrits par l'Annexe 51-101A1.

La présentation figurant à l'Annexe 3 n'est indiquée qu'à titre d'illustration : elle n'est pas obligatoire. Les ACVM encouragent toutefois les émetteurs assujettis à consulter l'Annexe 3 et à déterminer si une présentation analogue ne serait pas utile à leurs investisseurs.

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 fausse 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) **Date d'effet de l'évaluation** – L'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié ne peut effectuer une évaluation au moyen d'information ayant trait à des événements postérieurs à la date d'effet, soit la fin de l'exercice. L'information ayant trait à de tels événements ne devrait pas être intégrée aux prévisions. Par exemple, de l'information sur les résultats de forage de puits forés en janvier ou en février ou sur les variations ayant touché la production après la clôture de l'exercice datée du 31 décembre ne devrait pas être utilisée. Même si cette information plus récente est disponible, l'évaluateur ou le vérificateur ne devrait pas reprendre le travail et modifier l'information prévisionnelle. Les prévisions doivent être fondées sur la perception que l'évaluateur ou le vérificateur a de l'avenir en date du 31 décembre, date d'effet du rapport.

De même, l'évaluateur ou le vérificateur ne devrait pas utiliser de prix prévisionnels pour une date postérieure à la clôture de l'exercice, datée du 31 décembre dans cet exemple. Il devrait utiliser les prix qu'il a prévus le 31 décembre ou vers cette date. Il devrait aussi utiliser les prévisions de décembre quant aux taux de change et d'inflation. La révision de prix, de taux de change ou de taux d'inflation prévisionnels postérieure au 31 décembre aurait résulté d'événements postérieurs au 31 décembre.

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 4.5 et 12.6 du volume 1 du manuel COGE énoncent des procédures et des directives pour réaliser des évaluations et des vérifications de réserves, respectivement. L'article 12.6 traite de la relation entre le vérificateur de réserves et le vérificateur financier du client. L'article 4.5 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 4.5 et 12.6 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 assujetti doit respecter les obligations prévues à l'article 5.2 dans la communication au public d'estimations de réserves et d'autres éléments d'information d'un type visé 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 5.4.3 du manuel COGE précise que, à l'égard des réserves prouvées 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 figurent 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 effective. C'est pourquoi la mise en garde prescrite à la disposition 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 5.4.3 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.

Lorsque l'on utilise des méthodes probabilistes tout en respectant les règles de l'art en matière d'ingénierie et de géologie, ces méthodes produisent plus de renseignements statistiques que la méthode déterministe traditionnelle. La liste qui suit indique quelques critères critiques qu'un évaluateur doit remplir lorsqu'il applique des méthodes probabilistes :

- L'évaluateur doit toujours estimer les réserves conformément aux définitions et aux directives énoncées dans le manuel COGE.
 - Les estimations de réserves probabilistes à l'échelon de l'entité devraient être regroupées arithmétiquement pour fournir les réserves à l'échelon de la déclaration.
 - Si l'évaluateur établit aussi des estimations de réserves globales selon des méthodes probabilistes, il devrait expliquer dans le rapport d'évaluation la méthode utilisée. En particulier, il devrait préciser les niveaux de confiance utilisés aux échelons de l'entité, du terrain et de la déclaration (c.-à-d. au total) pour les réserves prouvées, pour l'ensemble des réserves prouvées et probables et pour l'ensemble des réserves prouvées, probables et possibles (si elles sont déclarées).
 - L'émetteur assujéti qui présente les réserves globales que l'évaluateur a établies selon des méthodes probabilistes devrait accompagner l'information d'une explication sommaire des définitions de réserves employées pour estimer celles-ci, de la méthode utilisée par l'évaluateur et des niveaux de confiance sous-jacents appliqués 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). Les réserves doivent être estimées selon l'hypothèse que la mise en valeur des terrains sera effectuée sans égard à la disponibilité probable du financement requis quant aux terrains en question. L'évaluateur de l'émetteur assujéti n'est pas tenu d'étudier si l'émetteur assujéti aura les capitaux nécessaires à la mise en valeur des réserves. (Se reporter à l'article 7.8.2 du manuel COGE et à la disposition iv du paragraphe a de l'article 5.2 du règlement.)

Toutefois, la rubrique 5.3 de l'Annexe 51-101A1 exige de l'émetteur assujéti qu'il expose ses prévisions sur les sources et les frais de financement d'une mise en valeur future estimative. 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** – Les réserves prouvées ou probables non mises en valeur doivent être déclarées pendant l'exercice au cours duquel elles sont inscrites. Si l'émetteur assujéti ne présente pas les réserves prouvées ou probables non mises en valeur pour la seule raison qu'il n'a pas encore dépensé les capitaux en vue de leur mise en valeur, il risque d'omettre de l'information importante, rendant ainsi trompeuse l'information sur les réserves. Si les réserves prouvées ou

probables non mises en valeur ne sont pas communiquées au public, les personnes qui ont des rapports particuliers avec l'émetteur et qui sont au courant de l'existence de ces réserves ne seront pas autorisées à acheter ou à vendre des titres de l'émetteur tant que cette information ne sera pas communiquée. Dans le cas de l'émetteur qui a un prospectus, celui-ci risque de ne pas présenter un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants s'il ne contient pas d'information au sujet de ces réserves prouvées ou probables non mises en valeur.

- 7) **Mises à jour mécaniques** – Les rapports sur les réserves sont parfois « mis à jour mécaniquement », souvent par la reprise d'évaluations antérieures au moyen d'un nouvel ensemble de prix. Des problèmes peuvent en découler, car des changements importants touchant d'autres éléments que les prix peuvent rendre le rapport trompeur. Si l'émetteur assujetti présente les résultats d'une mise à jour mécanique, il devrait veiller à fournir 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. Un schéma des catégories de réserves et de ressources acceptables figure à l'Annexe 2 de la présente instruction générale. 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 spécifique dans laquelle les réserves ou les ressources peuvent être classées. Par exemple, comme l'illustre l'Annexe 2, les ressources découvertes comptent plusieurs sous-catégories, dont les ressources récupérables, les ressources éventuelles et les ressources découvertes non récupérables. Bien qu'il puisse ne pas disposer de l'information nécessaire au classement des réserves découvertes à titres de ressources récupérables, de ressources éventuelles ou de ressources découvertes non récupérables, l'émetteur assujetti qui possède effectivement l'information nécessaire doit les classer dans l'une des sous-catégories. En outre, comme l'illustre l'Annexe 2, les réserves peuvent être estimées suivant trois sous-catégories, à savoir les réserves prouvées, probables ou possibles, selon la probabilité de la mise en production effective des quantités de ces réserves. 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, soit les réserves prouvées, probables ou possibles. 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 assujetti 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 l'avis exigé à l'article 2.2). L'évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié engagé par l'émetteur assujetti 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 aux termes du règlement, sauf que l'émetteur assujetti doit présenter dans ses dépôts annuels, à l'égard de ses activités relatives aux terrains non prouvés et aux ressources, l'information décrite à la partie 6 de

l'Annexe 51-101A1. Toute information supplémentaire présentée au delà de cette exigence est facultative et doit respecter l'article 5.9 du règlement si des résultats prévus de ressources sont présentés volontairement.

Pour les prospectus, l'obligation générale en valeurs mobilières de présenter un exposé « complet, véridique et clair » de tous les faits importants exigerait la communication des réserves ou des ressources qui sont importantes pour l'émetteur, même si l'information n'est pas requise par le règlement. Une telle information devrait reposer sur une analyse valable.

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

- 2) **Information sur les résultats prévus aux termes du paragraphe 1 de l'article 5.9 du règlement** – L'émetteur assujetti qui fournit volontairement les résultats prévus de ressources qui ne sont pas classées à titre de réserves doit fournir au sujet des ressources certains renseignements de base énoncés 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 complètent l'estimation d'une quantité de ressources ou de la valeur correspondante, tel qu'il est indiqué au paragraphe 3 de l'article 5.5 ci-après.

Si l'émetteur assujetti présente la valeur estimative d'un terrain non prouvé autre qu'une valeur attribuable à une quantité de ressources estimative, il 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. Si la valeur était établie par une personne indépendante, celle-ci serait un évaluateur doté d'expertise en gestion de droits pétroliers, généralement un membre d'un ordre professionnel tel que la Canadian Association of Petroleum Landmen. Cette exigence diffère dans le cas du calcul d'une valeur attribuable à une quantité de ressources estimative, que prévoit le paragraphe 2 de l'article 5.9. Dans ce dernier cas, l'estimation de valeur doit être établie par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié.

Le calcul d'une valeur estimative que décrit le 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 assujetti, pourvu qu'aucun changement important n'ait touché ce terrain, les terrains avoisinants ou le climat économique général relatif au pétrole et au gaz depuis l'acquisition;
- les ventes récentes de droits de tiers sur le même terrain non prouvé;
- les conditions, exprimées en termes monétaires, d'accords d'amodiation récents se rapportant au terrain non prouvé;

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).

- les conditions, exprimées en termes monétaires, d'engagements de travail récents se rapportant au terrain non prouvé;
- les ventes récentes de terrains similaires dans la même zone générale;
- les activités d'exploration et de découverte récentes dans la zone générale;
- la durée restante 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 que les émetteurs assujettis fournissent 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) **Information sur l'estimation d'une quantité ou de la valeur correspondante de ressources aux termes du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement**

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

Aux termes du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement, si 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. Le manuel COGE recommande d'estimer les ressources selon des méthodes d'évaluation probabilistes, et, quoiqu'il n'expose pas de directives détaillées, les documents techniques abondent sur le sujet.

En outre, aux termes de l'article 5.3 et 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 spécifique dans laquelle les ressources peuvent être classées.

Enfin, le paragraphe 2 de l'article 5.9 exige de l'émetteur assujetti qu'il fournisse certains renseignements en plus de l'information prescrite 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, de l'information sur 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 et à la terminologie relatives aux ressources énoncées dans le manuel COGE, conformément à l'article 5.3 du règlement. Un schéma des catégories de ressources énoncées dans le manuel COGE figure à l'Annexe 2 de la présente instruction générale à titre indicatif. Les définitions des catégories de ressources suivantes (dans le cas des ressources ne pouvant pas être classées à titre de réserves au moment considéré) sont énoncées dans le glossaire figurant à l'Annexe 1 de la présente instruction générale et à l'article 5 du volume 1 du manuel COGE :

- les ressources découvertes;
- les ressources découvertes non récupérables;
- les ressources éventuelles;
- les ressources non découvertes;
- les ressources non découvertes non récupérables;
- les ressources prometteuses.

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 ». Les termes « réserves éventuelles », « réserves non découvertes » et « réserves en place » et les termes similaires ne peuvent être employés, 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, telles les ressources découvertes et non découvertes, à titre de volumes en place. Toutefois, l'émetteur 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 d'une 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) la probabilité estimative en pourcentage de la récupération des ressources, conformément à la disposition iv du sous-paragraphe c du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement;
- v) les éventualités qui empêchent de classer des ressources éventuelles à titre de réserves;
- vi) la mise en garde prescrite à la disposition vi 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. Souvent, toutefois, l'estimation comporte trois valeurs représentant une fourchette de probabilités raisonnables (la faible valeur représentant une estimation prudente, la valeur intermédiaire représentant une estimation médiane 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.

Pour ce qui est de la présentation d'une probabilité estimative en pourcentage selon la disposition iv du sous-paragraphe c du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement, cette exigence indique à l'investisseur l'incertitude associée aux estimations de ressources. Elle pousse aussi plus loin l'obligation, aux termes du sous-paragraphe d du paragraphe 1 de l'article 5.9 du règlement, de présenter les risques et la probabilité de succès se rattachant à la récupération des ressources. Dans le cas de ressources découvertes ou d'un sous-ensemble de ressources découvertes, l'émetteur assujetti doit présenter la probabilité en pourcentage de l'extraction commerciale des ressources. Dans le cas de ressources non découvertes ou d'un sous-ensemble de telles ressources, l'émetteur assujetti doit présenter la probabilité en pourcentage de la découverte d'hydrocarbures en quantité suffisante pour en permettre l'essai à la surface, c.-à-d. la probabilité que les ressources non découvertes évoluent pour devenir des ressources éventuelles.

Aucune méthode particulière n'est prescrite pour l'estimation des probabilités. Il pourrait s'avérer acceptable de présenter les probabilités sous la forme d'un intervalle (par exemple de 20 % à 30 %) reflétant l'issue la plus probable. Cependant, cet intervalle doit être significatif, et son sens doit être expliqué adéquatement. Par exemple, il ne serait pas acceptable de présenter une fourchette qui, quoique représentative de toutes les issues possibles, est tellement étendue qu'elle ne fournit aucune information significative sur l'incertitude d'une estimation.

Un exemple peut illustrer les obligations d'information générales du sous-paragraphe c du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement. L'émetteur assujetti qui communique, par exemple, l'estimation d'un volume de son bitume constituant des ressources éventuelles pour lui présenterait une information de la nature suivante :

L'émetteur assujetti détient une participation de [●] dans [décrire la participation et indiquer son emplacement]. En date du [●], il estime avoir, relativement à cette participation, [●] barils de bitume, qui seraient classés à titre de ressources éventuelles. Les ressources éventuelles s'entendent de la quantité de pétrole qu'on estime un jour donné pouvoir récupérer de gisements connus, mais qui n'est pas rentable au moment considéré. Rien ne garantit la rentabilité ou la faisabilité technique de l'exploitation de toute partie des ressources. La probabilité d'exécution d'un projet commercial est estimée à [● %] [OU La direction n'est pas en mesure de fournir une estimation ferme, mais la probabilité est estimée se situer entre [● %] et [● %]]. 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]. Le facteur important suivant se rapporte à l'estimation : [par exemple] un litige existant à l'égard du titre de propriété de 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 la probabilité en pourcentage de la récupération de même que 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, l'émetteur doit mentionner dans le document courant le titre et la date du document déposé antérieurement.

5.6 Information analogue

L'émetteur assujetti peut fonder une estimation sur de l'information analogue comparative, ou inclure une telle 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 assujetti doit respecter les obligations d'information énoncées à l'article 5.10 du règlement quand il communique de l'information analogue, au sens défini généralement dans le règlement, à l'égard d'une zone qui comprend un secteur de sa zone d'intérêt. Aux termes du paragraphe 2 de l'article 5.10 du règlement, si l'émetteur présente une estimation de ses propres réserves ou ressources qui est 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 en général. Par exemple, l'estimation de réserves doit être classée et établie conformément au manuel COGE par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié et respecter par ailleurs les obligations prévues à l'article 5.2 du règlement.

5.7 Utilisation cohérente des unités de mesure

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

Dans tous les cas, ils doivent utiliser la terminologie et les unités pertinentes indiquées dans le manuel COGE, conformément aux articles 5.2 et 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 relative aux prospectus

Outre les obligations d'information générales énoncées dans 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** – Dans la mesure où un émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières présente de l'information sur une acquisition significative dans son prospectus, il doit communiquer suffisamment d'information pour que le lecteur puisse déterminer comment l'acquisition a influé sur les données relatives aux réserves et l'autre information communiquées antérieurement selon l'Annexe 51-101A1 de l'émetteur. Cette exigence découle de la partie 6 du règlement ayant trait aux changements importants. Elle s'ajoute aux obligations de prospectus précises applicables à l'information financière relative aux acquisitions significatives.
- 2) **Information sur les ressources** – L'information sur les ressources, à l'exclusion des réserves prouvées et probables, n'est généralement pas obligatoire aux termes du règlement, sauf certains renseignements à l'égard des activités relatives aux terrains non prouvés et aux ressources de l'émetteur, tel que le décrit la partie 6 de l'Annexe 51-101A1, lesquels seraient intégrés au prospectus. Toute information supplémentaire présentée au delà de cette exigence est facultative et doit respecter les articles 5.9 et 5.10 du règlement, le cas échéant. Cependant, l'obligation générale en valeurs mobilières de présenter un exposé « complet, véridique et clair » de tous les faits importants dans un prospectus exigerait la communication des ressources qui sont importantes pour l'émetteur, même si l'information n'est pas requise par le règlement. Une telle information devrait 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 inscrites. Si l'émetteur assujetti ne présente pas les réserves prouvées ou probables non mises en valeur pour la seule raison qu'il n'a pas encore dépensé les capitaux en vue de leur mise en valeur, il risque d'omettre de l'information importante, rendant ainsi trompeuse l'information sur les réserves. Dans le cas de l'émetteur qui a un prospectus, celui-ci risque de ne pas présenter un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants s'il ne contient pas d'information au sujet de ces réserves prouvées non mises en valeur.
- 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 aux termes de la rubrique 4.1 de l'Annexe 51-101A1, les ACVM peuvent considérer l'octroi d'une dispense de l'obligation de présenter la variation des réserves. La dispense pourrait être conditionnée notamment par une description dans le prospectus des variations pertinentes dans toute catégorie de la variation des réserves.
- 5) **Dispense permettant de communiquer l'information requise par l'Annexe 51-101A1 à une date plus récente dans un prospectus** – Si un émetteur dépose un prospectus provisoire et 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 relever l'émetteur de l'obligation de communiquer une telle information à la fin de l'exercice.

Un émetteur peut déterminer que son obligation de fournir une information complète, véridique et claire 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 que précisent les obligations de prospectus. Celles-ci stipulent 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. Les obligations de prospectus, tout en ne faisant assurément pas obstacle à une telle information plus récente, nécessiteraient néanmoins la présentation de l'information correspondante à la clôture de l'exercice également.

Nous considérerions l'octroi d'une dispense au cas par cas en vue de permettre à un émetteur placé dans ces circonstances d'inclure dans son prospectus l'information sur le pétrole et le gaz établie en fonction d'une date d'effet plus récente que la date de clôture de l'exercice, sans inclure également l'information correspondante à la date de clôture de l'exercice. Les facteurs considérés pour l'octroi de cette dispense pourraient comprendre la communication de l'information requise par l'Annexe 51-101A1 à une date d'effet coïncidant avec la date des états financiers intermédiaires. L'émetteur devrait demander une telle dispense dans la lettre d'accompagnement de son prospectus provisoire. L'octroi de la dispense serait 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 un 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. La conduite d'une évaluation ne serait pas nécessairement requise. Toutefois, l'émetteur assujéti devrait veiller à respecter les obligations d'information générales énoncées à la partie 5, le cas échéant. Par exemple, si la déclaration de changement important présente une estimation à jour des réserves, celle-ci devrait 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
de
L'INSTRUCTION GÉNÉRALE RELATIVE AU RÈGLEMENT 51-101
SUR L'INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS
PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

GLOSSAIRE

L'article 1.1 du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « règlement ») définit un certain nombre de termes employés dans le règlement, l'Annexe 51-101A1, l'Annexe 51-101A2, l'Annexe 51-101A3 et la présente Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (l'« instruction »). L'article 1.2 du règlement dispose que les termes employés mais non définis dans le règlement, dans la Norme canadienne 14-101 ou dans la loi sur les valeurs mobilières du territoire ont le sens défini ou doivent recevoir l'interprétation donnée dans le manuel COGE.

La présente annexe explique une bonne partie des termes employés dans le règlement et dans les documents connexes. Elle est uniquement fournie pour la commodité des utilisateurs du règlement, pour les aider à mieux comprendre son objet et son application.

Les explications proviennent de diverses sources, notamment de l'article 1.1 du règlement, de la Norme canadienne 14-101 et du manuel COGE. La source est indiquée entre crochets après l'explication (même si l'explication ne reprend pas la source mot à mot).

On trouvera de l'information sur le contexte ou des indications supplémentaires dans les documents de base :

- La Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16 fait partie du Manuel de l'ICCA, que l'on peut se procurer auprès de l'ICCA.
- On peut se procurer le manuel COGE auprès de l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (tél. : (403) 237-5112; courriel : info@petsoc.org ou www.petsoc.org).
- On peut se procurer le SFAS No. 19 auprès du FASB, le Financial Accounting Standards Board des États-Unis.
- On peut consulter la Norme canadienne 14-101 sur le site Web de certaines autorités en valeurs mobilières.

DÉFINITIONS

Les termes (pluriel, singulier ou autres variantes grammaticales) donnés dans la colonne de gauche ci-dessous ont le sens qui leur est respectivement attribué dans la colonne de droite.

Terme défini	Sens
activités pétrolières et gazière	<p>a) Les activités suivantes :</p> <p>i) la recherche de pétrole brut ou de gaz naturel dans leur état naturel et dans leur emplacement d'origine;</p> <p>ii) l'acquisition de droits de propriété ou de terrains en vue de poursuivre l'exploration pétrolière ou gazière ou d'extraire le pétrole ou le gaz des réservoirs sur ces terrains;</p> <p>iii) les activités de construction, de forage et de production nécessaires pour récupérer le pétrole et le gaz de réservoirs, ainsi que l'acquisition, la construction, l'installation et la maintenance des réseaux de collecte et systèmes de stockage sur place, y compris la remontée du pétrole et du gaz à la surface et la collecte, le traitement, le traitement préliminaire et le stockage sur place;</p> <p>iv) l'extraction d'hydrocarbures des sables bitumineux, de l'argile litée, du charbon ou d'autres sources non traditionnelles et les activités similaires à celles qui sont visées aux sous-paragraphes i, ii et iii entreprises en vue de cette extraction;</p> <p>b) à l'exclusion des activités suivantes :</p> <p>i) le transport, le raffinage ou la commercialisation du pétrole ou du gaz;</p> <p>ii) les activités liées à l'extraction de ressources naturelles autres que le pétrole ou le gaz et leurs sous-produits;</p> <p>iii) l'extraction de vapeur géothermique ou d'hydrocarbures comme sous-produit de l'extraction de vapeur géothermique ou de ressources géothermiques associées.</p>
ACVM	<p>[règlement]</p> <p>Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, regroupement des treize autorités en valeurs mobilières du Canada.</p>

agent responsable	<p>L'autorité en valeurs mobilières ou une personne qui occupe un poste particulier auprès de l'autorité en valeurs mobilières (dans plusieurs cas, le directeur général ou le directeur) dans chaque territoire.</p> <p>[Norme canadienne 14-101]</p>
Annexe 51-101A1	L'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz.
Annexe 51-101A2	L'Annexe 51-101A2, Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant.
Annexe 51-101A3	L'Annexe 51-101A3, Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz.
autorité en valeurs mobilières	<p>La commission des valeurs mobilières ou l'organisme comparable indiqué, pour chaque territoire, dans la Norme canadienne 14-101.</p> <p>Toute mention dans le règlement de l'autorité en valeurs mobilières doit s'entendre de l'autorité en valeurs mobilières du territoire intéressé.</p>
bep	Barils d'équivalent de pétrole. [règlement et manuel COGE]
bitume	Pétrole très visqueux, trop épais pour s'écouler à l'état naturel et qui ne peut être produit sans modifier sa viscosité. La densité du bitume est ordinairement inférieure à 10 degrés API (selon la définition de l'American Petroleum Institute).
brut(e)	<p>a) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujetti à la production ou aux réserves, les « réserves brutes de la société », qui représentent la participation directe (avec ou sans exploitation) de l'émetteur assujetti avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de l'émetteur assujetti. [manuel COGE]</p> <p>b) En ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels l'émetteur assujetti a une participation.</p> <p>c) En ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels l'émetteur assujetti a une participation.</p>

champ	<p>Zone renfermant un ou plusieurs réservoirs groupés dans la même caractéristique structurale ou condition stratigraphique géologique individuelle ou liés à la même caractéristique ou condition.</p> <p>Un champ peut renfermer deux ou plusieurs réservoirs séparés verticalement par des couches imperméables interposées ou latéralement par des barrières géologiques locales, ou les deux. Les réservoirs apparentés situés dans des champs superposés ou adjacents peuvent être traités comme un champ d'exploitation unique ou commun. Les termes géologiques « caractéristique structurale » et « condition stratigraphique » visent à dénoter des caractéristiques géologiques localisées, par opposition aux termes plus génériques « bassin », « axe », « province », « zone d'intérêt », etc. [manuel COGE]</p>
charges futures d'impôt	<p>Les « charges futures d'impôt » estimées (généralement pour chaque année) :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) en procédant aux répartitions appropriées des coûts et pertes non déduits estimatifs reportés aux fins de l'impôt, entre les activités pétrolières et gazières et les autres activités; b) sans déduire les coûts futurs estimatifs (par exemple, les redevances à la Couronne) qui ne sont pas déductibles dans le calcul du revenu imposable; c) en tenant compte des crédits d'impôt et déductions fiscales estimatifs (par exemple, les crédits d'impôt pour redevances); d) en appliquant aux flux de trésorerie nets futurs avant impôts se rapportant aux activités pétrolières et gazières de l'émetteur assujetti les taux d'impôt de fin d'année appropriés, compte tenu des taux d'impôt déjà établis dans la loi.
commercialisable	<p>À propos de réserves ou de ventes de pétrole ou de gaz, ou de sous-produits associés, volume mesuré au point de vente à un tiers ou de transfert à une autre division de l'émetteur en vue du traitement précédant la vente à un tiers. Dans le cas du gaz, le volume est évalué avant ou après l'enlèvement des liquides de gaz naturel. Dans le cas du pétrole lourd ou du bitume, le volume est déterminé avant l'ajout de diluant.</p>
concession	<p>Contrat donnant au concessionnaire le droit d'explorer, de mettre en valeur et d'exploiter un terrain.</p>
coûts d'acquisition des terrains	<p>Coûts relatifs à l'acquisition d'un terrain (directement par l'achat ou par l'obtention d'une concession, ou indirectement par l'acquisition d'une autre société possédant des droits sur le terrain), y compris :</p>

- a) les coûts des bonis et des options d'achat ou de concession d'un terrain;
- b) la portion des coûts applicables aux hydrocarbures lorsque l'acquisition d'un bien-fonds comprend les droits aux hydrocarbures;
- c) les frais de courtage, les droits d'enregistrement, les frais juridiques et les autres frais associés à l'acquisition des terrains.

[Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16 de l'ICCA]

date d'effet	Relativement à une information, la date à laquelle l'information est fournie ou la date de clôture de la période sur laquelle porte l'information.
date d'établissement	Relativement à une information écrite, la date la plus récente à laquelle l'information relative à la période prenant fin à la date d'effet a été examinée en vue de l'établissement de l'information fournie.
document justificatif	Document déposé par un émetteur assujetti auprès d'une autorité en valeurs mobilières. [règlement]
données relatives aux réserves	Les estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels. [règlement]
émetteur assujetti	<ul style="list-style-type: none"> a) Soit un « émetteur assujetti », au sens défini dans la législation en valeurs mobilières; b) soit, dans un territoire où le terme n'est pas défini dans la législation en valeurs mobilières, un émetteur de titres qui est tenu de déposer des états financiers auprès de l'autorité en valeurs mobilières.
évaluateur de réserves qualifié	<p>Une personne physique qui remplit les conditions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) à l'égard de données relatives aux réserves particulières ou de l'information connexe, elle possède les compétences professionnelles et l'expérience requises pour effectuer l'estimation, l'évaluation et l'examen des données relatives aux réserves et de l'information connexe;

b) elle est membre en règle d'un ordre professionnel.

[règlement]

**évaluateur ou
vérificateur de
réserves qualifié**

Un évaluateur de réserves qualifié ou un vérificateur de réserves qualifié.

[règlement]

évaluation

En ce qui concerne les données relatives aux réserves, le processus consistant à effectuer une analyse économique d'un terrain afin d'établir une fourchette de valeurs actuelles nettes des produits d'exploitation nets futurs estimatifs découlant de la production tirée des réserves liées au terrain. [manuel COGE]

examen

En ce qui a trait au rôle d'un évaluateur ou d'un vérificateur de réserves qualifié pour ce qui est des données relatives aux réserves, démarche suivie par lui, soit principalement la prise de renseignements, les procédés analytiques, l'analyse, l'examen du rendement historique des réserves et les discussions avec le personnel chargé de la gestion des réserves au sujet des données relatives aux réserves d'un émetteur assujetti, avec l'objectif limité d'évaluer si les données relatives aux réserves sont « plausibles », c'est-à-dire si elles semblent dignes de foi d'après l'information recueillie par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié après avoir effectué une telle démarche. L'examen de la documentation n'est requis que si l'information ne semble pas plausible.

L'examen des réserves, en raison de la nature limitée de l'enquête qu'il comporte, ne fournit pas le degré d'assurance que donne la vérification des réserves. Bien que l'on puisse effectuer des examens des réserves pour des besoins précis, ils ne sont pas un substitut de la vérification.

[manuel COGE]

FASB

Le Financial Accounting Standards Board des États-Unis.

**forage
stratigraphique**

Forage visant à obtenir de l'information sur une situation géologique particulière. Ce type de forage, que l'on effectue habituellement sans l'intention de mettre le puits en production, comprend les essais de carottage et tous les types de forages à fonds perdus liés à l'exploration pétrolière et gazière.

Les forages stratigraphiques sont dits :

a) d'« exploration » lorsqu'ils ne sont pas faits sur un terrain prouvé;

	<p>b) de « développement » lorsqu'ils sont faits sur un terrain prouvé. Les forages stratigraphiques de développement sont souvent appelés « puits d'évaluation ». [Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16]</p>
frais d'abandon de puits	<p>Frais engagés pour abandonner un puits (déduction faite de la valeur de récupération) et le débrancher d'un réseau collecteur. Ces frais ne comprennent ni les coûts d'abandon du réseau collecteur ni les coûts de remise en état de l'emplacement du puits.</p>
frais d'exploitation	<p>Frais de production.</p>
frais d'exploration	<p>Frais relatifs à la reconnaissance des zones présentant des caractéristiques favorables à la présence de réserves de pétrole et de gaz et à l'étude des zones productives possibles, y compris le coût des forages d'exploration et des forages stratigraphiques d'exploration.</p> <p>Les frais d'exploration peuvent être engagés avant l'acquisition (on considère parfois une partie de ces frais comme étant des « frais de prospection ») ou après l'acquisition du terrain. Les frais d'exploration, qui comprennent la portion applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités d'exploration, sont les suivants :</p> <p>a) le coût des études topographiques, géochimiques, géologiques et géophysiques, des droits d'accès aux terrains pour effectuer les études, des salaires et autres charges relatives aux géologues, aux équipes géophysiques et au personnel effectuant lesdites études (pour l'ensemble de ces frais, on parle parfois de « frais géologiques et géophysiques »);</p> <p>b) les frais de possession et de conservation des terrains non prouvés, comme les loyers différés, les impositions sur la valeur des terrains (autres que l'impôt sur les bénéfices et l'impôt sur le capital), les frais juridiques relatifs à la défense des titres et à la conservation des titres et des contrats de concession;</p> <p>c) les contributions aux coûts des sondages secs et des compléments de puits;</p> <p>d) le coût du forage et de l'équipement des puits d'exploration;</p> <p>e) le coût des forages stratigraphiques d'exploration.</p> <p>[Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16]</p>

frais de mise en valeur

Frais engagés pour avoir accès aux réserves et se doter d'installations pour l'extraction, le traitement, la collecte et le stockage du pétrole et du gaz des réserves.

Plus précisément, les frais de mise en valeur, y compris la portion applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités de mise en valeur, sont les frais engagés :

- a) pour avoir accès aux emplacements de forage et préparer les chantiers, y compris la prospection visant à déterminer les emplacements précis de forage, le déblaiement, le drainage, la construction de routes, le déplacement de routes publiques, de conduites de gaz et de lignes électriques, dans la mesure nécessaire pour mettre en valeur les réserves;
- b) pour forer et équiper les puits de développement, les puits de développement résultant de forages stratigraphiques et les puits de service, y compris le coût des plates-formes et d'éléments comme le tubage, les colonnes de production, les machines d'épuisement et les têtes de mise en production;
- c) pour acquérir, construire et mettre en place des installations de production comme les conduites d'écoulement, les séparateurs, les purificateurs, les réchauffeurs, les collecteurs, les appareils de mesure et les réservoirs de stockage, les installations de conditionnement et de traitement du gaz naturel et les systèmes de services généraux et d'évacuation des déchets;
- d) pour se doter de systèmes de récupération améliorés.
[Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16 de l'ICCA]

frais de production (ou frais d'exploitation)

Frais engagés pour exploiter et entretenir les puits ainsi que le matériel et les installations connexes, y compris la portion applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres coûts relatifs à l'exploitation et à l'entretien de ces puits ainsi que du matériel et des installations connexes.

Les frais d'extraction deviennent partie du coût du pétrole ou du gaz produit.

Les frais de production comprennent, par exemple :

- a) la main-d'œuvre pour exploiter les puits ainsi que le matériel et les installations connexes;
- b) le coût des réparations et de l'entretien;

- c) le coût des matières, des fournitures et des combustibles consommés et des fournitures utilisées dans l'exploitation des puits ainsi que du matériel et des installations connexes;
- d) le coût des travaux de reconditionnement;
- e) les impôts fonciers et les coûts d'assurance applicables aux terrains et aux puits ainsi qu'au matériel et aux installations connexes;
- f) les impositions autres que l'impôt sur les bénéfices et l'impôt sur le capital.

gaz (ou gaz naturel)

Hydrocarbures plus légers et composants autres que les hydrocarbures présents à l'état naturel dans un réservoir souterrain qui, dans l'atmosphère, sont essentiellement des gaz, mais qui peuvent renfermer des liquides de gaz naturel.

Le gaz peut être présent dans un réservoir :

- a) soit dissous dans du pétrole brut (gaz dissous);
- b) soit en phase gazeuse (gaz associé ou gaz non associé).

Les substances autres que les hydrocarbures sont notamment le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de carbone et l'azote.

[manuel COGE]

gaz associé

Calotte de gaz sus-jacente à une accumulation de pétrole brut dans un réservoir. Voir gaz.

gaz dissous

Gaz dissous dans du pétrole brut. Voir gaz.

gaz naturel

Gaz. [manuel COGE]

gaz non associé

Accumulation de gaz naturel dans un réservoir ne contenant pas de pétrole brut. Voir gaz.

groupe de production

L'un des éléments suivants avec les sous-produits associés :

- a) le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen (mélangés);
- b) le pétrole lourd;
- c) le gaz associé et le gaz non associé (mélangés);
- d) le bitume, le pétrole synthétique et les autres produits

provenant d'activités pétrolières et gazières non traditionnelles.

ICCA	L'Institut Canadien des Comptables Agréés. [règlement]
important(e)	<p>Pour l'application du règlement, une information est importante, à l'égard d'un émetteur assujéti, si elle est susceptible d'influer sur la décision d'un investisseur raisonnable d'acquérir, de conserver ou de vendre des titres de l'émetteur assujéti.</p> <p>Cette définition diffère des définitions de « changement important » et de « fait important » de la législation en valeurs mobilières, mais elle est conforme à la signification du terme utilisé, aux fins comptables, dans le Manuel de l'ICCA.</p> <p>[règlement]</p>
indépendant	À propos de la relation entre un émetteur assujéti et un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié, « indépendant » au sens défini dans le manuel COGE.
information analogue	<p>L'information relative à une zone extérieure à celle dans laquelle l'émetteur assujéti détient ou entend acquérir une participation, à laquelle ce dernier renvoie afin, de l'avis d'une personne raisonnable, d'établir une comparaison ou de tirer une conclusion à l'égard d'une zone dans laquelle l'émetteur assujéti détient ou entend acquérir une participation, y compris, sans restriction :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'information historique sur les réserves; • l'estimation du volume ou de la valeur des réserves; • l'information historique sur les ressources; • l'estimation du volume ou de la valeur des ressources; • les montants historiques de la production; • l'estimation de la production; • l'information sur un champ, un puits, un bassin ou un réservoir. <p>[Règlement 51-102]</p>
kpi³	Millier de pieds cubes.
kpi³ d'équivalent de gaz	Millier de pieds cubes d'équivalent de gaz. [règlement et manuel COGE]
législation en valeurs	La loi (intitulée dans la plupart des cas « Loi sur les valeurs

mobilières	<p>mobilières ») et les textes d'application (comprenant dans la plupart des cas des règlements établis par le gouvernement ou par l'autorité en valeurs mobilières) indiqués, pour chaque territoire, dans la Norme canadienne 14-101.</p> <p>Toute mention dans le règlement de la législation en valeurs mobilières doit s'entendre de la législation en valeurs mobilières dans le territoire intéressé.</p>
liquides de gaz naturel	<p>Composants d'hydrocarbures qu'il est possible d'extraire du gaz naturel en phase liquide. Il s'agit notamment de l'éthane, du propane, des butanes, des pentanes et homologues supérieurs, des condensats et de petites quantités de substances autres que les hydrocarbures.</p> <p>[manuel COGE]</p>
Loi de 1934	<p>La Securities Exchange Act of 1934 des États-Unis d'Amérique et ses modifications. [Norme canadienne 14-101]</p>
manuel COGE	<p>Le manuel intitulé Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole), et ses modifications.</p>
Manuel de l'ICCA	<p>Le Manuel de l'ICCA et ses modifications.</p>
matériel et installations de soutien	<p>Le matériel et les installations utilisés dans les activités pétrolières et gazières, notamment le matériel sismique, le matériel de forage, le matériel de construction et les appareils de nivellement, les véhicules, les ateliers de réparation, les entrepôts, les centres de ravitaillement, les campements ainsi que les bureaux de division, de district ou de chantier.</p>
net(te)	<p>a) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujéti à la production ou aux réserves, la participation directe (avec ou sans exploitation) de l'émetteur assujéti après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances de l'émetteur assujéti sur la production ou les réserves. [manuel COGE]</p> <p>b) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujéti dans des puits, nombre de puits obtenus en additionnant la participation directe de l'émetteur assujéti dans chacun de ses puits bruts.</p> <p>c) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujéti dans un terrain, la superficie totale sur laquelle</p>

l'émetteur assujetti a une participation, multipliée par la participation directe détenue par lui.

**Norme canadienne
14-101**

La Norme canadienne 14-101, Définitions.

**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 [règlement]

notice annuelle

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 sur les obligations d'information continue), une notice établie conformément à cette annexe, un rapport annuel ou 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. [Règlement 51-102]

ordre professionnel

Un ordre professionnel d'ingénieurs, de géologues, d'autres géoscientifiques ou d'autres professionnels dont la pratique professionnelle comprend l'évaluation ou la vérification des réserves, qui remplit les conditions suivantes :

- a) il admet les membres principalement en fonction de leur niveau d'études;
- b) il oblige ses membres à adhérer aux normes de compétence et de déontologie qu'il établit et qui sont pertinentes par rapport à l'estimation, l'évaluation, l'examen ou la vérification des données relatives aux réserves;
- c) il possède des pouvoirs disciplinaires, notamment le pouvoir de suspendre l'adhésion d'un membre ou de l'expulser;
- d) il remplit l'une ou l'autre des deux conditions suivantes :
 - i) il est investi d'une autorité ou reconnu par la loi dans un territoire du Canada;
 - ii) il est accepté à cette fin par l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable.

[règlement]

PCGR canadiens

Les principes comptables généralement reconnus, établis selon le Manuel de l'ICCA. [Norme canadienne 14-101]

pétrole	Pétrole brut ou pétrole synthétique. [manuel COGE]
pétrole brut	<p>Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures lourds, qui peut renfermer des composés sulfurés et des composés autres que des hydrocarbures, qui est récupérable par le truchement d'un puits aménagé dans un réservoir souterrain et qui est liquide dans les conditions dans lesquelles son volume est mesuré ou estimé, exception faite du gaz dissous et des liquides de gaz naturel.</p> <p>[manuel COGE]</p>
pétrole lourd	<p>À propos des réserves ou de la production, selon le cas :</p> <p>a) dans un territoire qui a un régime particulier de redevances pour le pétrole lourd, pétrole qui donne lieu aux redevances particulières pour le pétrole lourd;</p> <p>b) dans un territoire qui n'a pas de régime particulier de redevances pour le pétrole lourd, pétrole ayant une densité de 10 à 22,3 degrés API (au sens défini par l'American Petroleum Institute). [manuel COGE]</p>
pétrole synthétique	<p>Mélange d'hydrocarbures obtenu par la valorisation du bitume brut provenant de sables bitumineux ou du kérogène provenant de schistes bitumineux ou d'autres substances comme le charbon.</p> <p>[manuel COGE]</p>
prix et coûts constants	<p>Prix et coûts utilisés dans une estimation, qui sont, selon le cas :</p> <p>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;</p> <p>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 paragraphe a.</p> <p>Pour l'application du 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 autres facteurs.</p>

[manuel COGE]

**prix et coûts
prévisionnels**

Prix et coûts futurs :

- a) qui sont généralement reconnus comme constituant une perspective raisonnable;
- b) dans la seule mesure où il existe 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 paragraphe a.

production

Récupération, collecte, traitement, traitement préliminaire ou traitement en usine (par exemple, traitement du gaz pour en extraire les liquides de gaz naturel) et stockage sur place du pétrole et du gaz.

On considère habituellement que la fonction de production du pétrole prend fin à la vanne de sortie du réservoir de production ou du réservoir de stockage de la production sur les lieux. On considère habituellement que la fonction de production du gaz prend fin à la sortie de l'usine. Dans certaines circonstances, il peut être plus approprié de considérer que la fonction de production prend fin au premier point où le pétrole, le gaz ou leurs sous-produits sont livrés à un pipeline principal, à un transporteur public, à une raffinerie ou à un terminal portuaire.

**produits
d'exploitation nets
futurs**

Le montant net estimatif à recevoir au titre de la mise en valeur et de la production des réserves (y compris le pétrole synthétique, le méthane de houillère et les autres réserves non traditionnelles) établi :

- a) soit au moyen de prix et coûts prévisionnels;
- b) soit au moyen de prix et coûts constants.

Ce montant net est calculé en déduisant des produits d'exploitation futurs estimatifs :

- les montants estimatifs des redevances futures à payer;
- les coûts liés à la mise en valeur et à la mise en production des réserves;
- les frais d'abandon de puits;
- les charges futures d'impôt, sauf indication contraire du règlement, de l'Annexe 51-101A1 ou de l'Annexe 51-101A2.

Les frais généraux et administratifs ainsi que les frais de financement de l'entreprise ne sont pas déduits. La valeur nette des produits d'exploitation futurs peut se calculer avec un taux d'actualisation ou sans actualisation.

puits d'exploration	Puits qui n'est ni un puits de développement, ni un puits de service, ni un puits de forage stratigraphique. [Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16 de l'ICCA]
puits de développement	Puits foré dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou dans le voisinage immédiat de la limite du réservoir, jusqu'à une profondeur reconnue productive. [Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16 de l'ICCA]
puits de service	<p>Puits foré ou complété en vue de soutenir la production dans un champ existant. Les puits de cette catégorie sont forés pour les objectifs précis suivants : injection de gaz (gaz naturel, propane, butane ou gaz effluents), injection d'eau, injection de vapeur, injection d'air, évacuation de l'eau salée, alimentation en eau pour l'injection, observation ou injection pour combustion.</p> <p>[Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16 de l'ICCA]</p>
règlement (ou Règlement 51-101)	Le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières.
Règlement 51-101 (ou règlement)	Le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières.
Règlement 51-102	Le Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue.
réserves	<p>Les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à partir d'une date donnée, en fonction de ce qui suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et techniques; • l'utilisation de la technologie connue; • des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables, et indiquées. <p>Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude</p>

qui se rattache aux estimations. [manuel COGE]

réserves mises en valeur	Réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits). Les réserves mises en valeur peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées. [manuel COGE]
réserves mises en valeur exploitées	Réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment considéré, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement, et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable. [manuel COGE]
réserves mises en valeur inexploitées	Réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue. [manuel COGE]
réserves non mises en valeur	Réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables, possibles) à laquelle elles sont attribuées. [manuel COGE]
réserves possibles	Réserves pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves probables; il est peu probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures à la somme des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles estimatives. Le manuel COGE énonce d'autres critères, dont les degrés de certitude, s'appliquant aussi au classement des réserves possibles. [manuel COGE]
réserves probables	Réserves pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées; il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives. Le manuel COGE énonce d'autres critères, dont les degrés de certitude, s'appliquant aussi au classement des réserves probables. [manuel COGE]

réserves prouvées	Réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer; il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives. Le manuel COGE énonce d'autres critères, dont les degrés de certitude, s'appliquant aussi au classement des réserves prouvées. [manuel COGE]
réservoir	Couche souterraine poreuse et perméable contenant un gisement naturel de pétrole ou de gaz productible piégée par des barrières de roche imperméable ou d'eau et séparée des autres réservoirs. [Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16 de l'ICCA]
ressources	<p>Les quantités de pétrole et de gaz qu'on estime exister au départ dans des gisements naturels.</p> <p>Les ressources se composent donc des quantités qu'on estime rester, à une date donnée, dans les gisements connus, des quantités déjà tirées des gisements connus et des quantités se trouvant dans des gisements qui sont encore à découvrir.</p> <p>Les ressources se divisent en deux groupes :</p> <p>a) les ressources découvertes, qui sont limitées aux gisements connus</p> <p>b) les ressources non découvertes.</p> <p>[manuel COGE]</p>
ressources découvertes	Les quantités de pétrole et de gaz qu'on estime rester, à une date donnée, dans les gisements connus et les quantités déjà tirées des gisements connus. Les ressources découvertes se divisent dans les catégories rentables et non rentables, la portion récupérable future estimative étant classée dans les réserves et les ressources éventuelles, respectivement. [manuel COGE]
ressources découvertes non récupérables	Les quantités de ressources découvertes dont l'exploitation n'est ni possible techniquement ni rentable. Elles représentent des quantités de pétrole se trouvant dans le réservoir quand l'exploitation a cessé et dans les gisements connus qui ne sont pas réputées être récupérables faute de procédés de récupération techniques et rentables. [manuel COGE]
ressources éventuelles	Les quantités de pétrole et de gaz qu'on estime un jour donné pouvoir récupérer de gisements connus, mais qui ne sont pas rentables au moment considéré. [manuel COGE]

ressources non découvertes	Les quantités de pétrole et de gaz qu'on estime se trouver, à une date donnée, dans des gisements qui sont encore à découvrir. La portion éventuellement récupérable estimative des ressources non découvertes est classée à titre de ressources prometteuses. [manuel COGE]
ressources non découvertes non récupérables	Les quantités de ressources non découvertes dont l'exploitation n'est ni possible techniquement ni rentable. Elles représentent des quantités de pétrole se trouvant dans les gisements inconnus qui ne sont pas réputées être récupérables faute de procédés de récupération techniques et rentables. [manuel COGE]
ressources prometteuses	Les quantités de pétrole et de gaz qu'on estime un jour donné pouvoir récupérer de gisements non découverts. Leur récupération est possible techniquement, mais non rentable. [manuel COGE]
restriction	En ce qui a trait à un rapport sur les données relatives aux réserves, modification au libellé du rapport type d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves présenté selon l'Annexe 51-101A2, en raison d'une dérogation au manuel COGE ou d'une restriction à la portée du travail que l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant juge nécessaire. La modification peut revêtir la forme d'une opinion avec réserve, d'une opinion défavorable ou d'une récusation.
résultats prévus	L'information qui peut, de l'avis d'une personne raisonnable, indiquer la valeur ou les quantités éventuelles de tout ou partie des ressources de l'émetteur assujetti, y compris, sans restriction : <ul style="list-style-type: none"> • une estimation du volume; • une estimation de la valeur; • l'étendue géographique; • l'épaisseur productive prévue; • les débits; • la teneur en hydrocarbures. <p>[Règlement 51-102]</p>
SEC	La Securities and Exchange Commission des États-Unis d'Amérique. [Norme canadienne 14-101]

SEDAR	Le Système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR) qui fait l'objet du Règlement 13-101 sur le système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR).
SFAS No. 19	Le Statement of Financial Accounting Standards No. 19, Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies, du Financial Accounting Standards Board des États-Unis, et ses modifications. [règlement]
terrain	<p>Un terrain comprend :</p> <p>a) la propriété d'un bien-fonds, une concession, un bail, un contrat, un permis, une licence ou tout autre droit permettant d'extraire du pétrole ou du gaz conformément aux modalités que peut imposer l'acte de cession de ce droit;</p> <p>b) les droits à redevances, les droits à une part du pétrole ou du gaz produit et les autres droits hors exploitation sur des terrains exploités par des tiers;</p> <p>c) les accords avec des autorités ou gouvernements étrangers en vertu desquels l'émetteur assujetti participe à l'exploitation de terrains ou agit d'une façon quelconque en qualité de « producteur » des réserves en cause (par opposition à l'acheteur indépendant, au courtier, au négociant ou à l'importateur).</p> <p>Un terrain ne comprend pas les contrats de fourniture ni les contrats qui prévoient un droit d'acheter, plutôt que d'extraire, du pétrole ou du gaz.</p> <p>[Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16 de l'ICCA]</p>
terrain non prouvé	Terrain ou partie d'un terrain auquel aucune réserve n'a été attribuée en particulier.
terrain prouvé	Terrain ou partie d'un terrain auquel des réserves ont été attribuées en particulier.
territoire	Pour l'application du règlement, province ou territoire du Canada. [Norme canadienne 14-101]
type de produit	L'un des types de produits suivants :

- a) relativement aux activités pétrolières et gazières traditionnelles :
- i) le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen (mélangés);
 - ii) le pétrole lourd;
 - iii) le gaz naturel, exception faite des liquides de gaz naturel;
 - v) les liquides de gaz naturel;
- b) relativement aux activités pétrolières et gazières non traditionnelles :
- i) le pétrole synthétique;
 - ii) le bitume;
 - iii) le méthane de houillère;
 - iv) les hydrates;
 - v) l'huile de schiste;
 - vi) le gaz de schiste.

[règlement]

vérificateur de réserves qualifié

Une personne physique qui remplit les conditions suivantes :

- a) à l'égard de données relatives aux réserves particulières ou de l'information connexe, elle possède les compétences professionnelles et l'expérience requises pour effectuer l'estimation, l'évaluation, l'examen et la vérification des données relatives aux réserves et de l'information connexe;
- b) elle est membre en règle d'un ordre professionnel.

[règlement]

vérification

Pour ce qui est des données relatives aux réserves, processus selon lequel un vérificateur de réserves qualifié indépendant applique des procédés visant à lui permettre de fournir une assurance raisonnable, sous forme d'opinion, que les données relatives aux réserves de l'émetteur assujetti (ou une partie spécifique de ces données) ont, à tous les égards importants,

été déterminées et présentées conformément au manuel COGE et, par conséquent, ne comportent aucune inexactitude importante.

Étant donné :

i) la nature du sujet traité (estimations de résultats futurs comportant de nombreuses incertitudes);

ii) que le vérificateur de réserves qualifié indépendant évalue la qualification et l'expérience du personnel de l'émetteur assujetti, évalue les systèmes, méthodes et contrôles de l'émetteur assujetti et se fie à la compétence du personnel de l'émetteur assujetti ainsi qu'à la pertinence des systèmes, méthodes et contrôles de l'émetteur assujetti;

iii) que des sondages et échantillons (y compris l'examen des documents sous-jacents à l'appui de la détermination des réserves et des produits d'exploitation nets futurs) et non des évaluations exhaustives sont effectués;

le niveau d'assurance vise à être élevé, mais non absolu.

On ne peut décrire le niveau d'assurance avec une précision numérique. Le niveau d'assurance sera habituellement inférieur, mais dans une mesure raisonnable, à celui d'une évaluation indépendante, mais considérablement supérieur à celui d'un examen.

[manuel COGE]

zone géographique étrangère

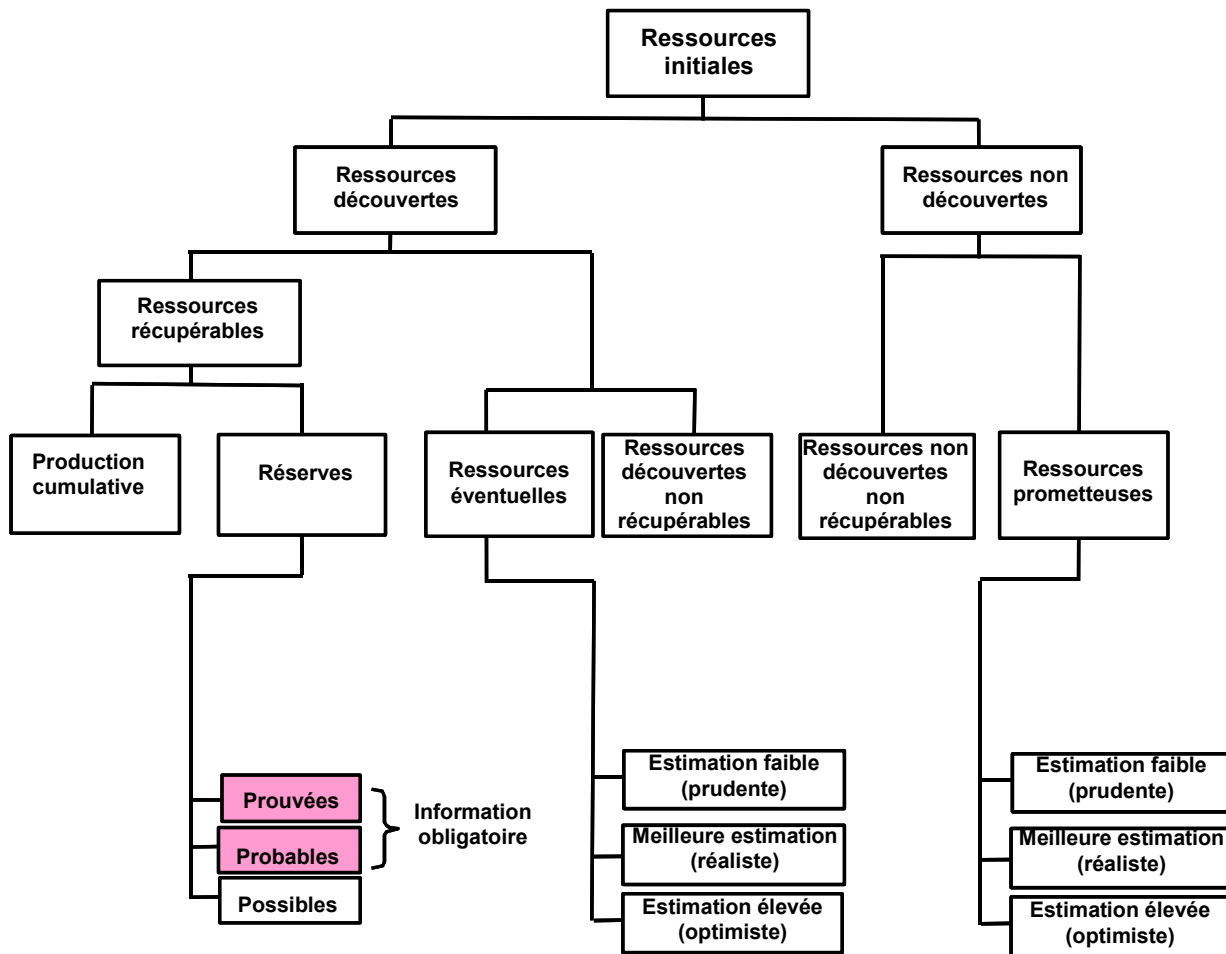
Zone géographique située à l'extérieur de l'Amérique du Nord dans un seul pays ou comprenant tout ou partie de plusieurs pays.

zone productive possible

Zone géographique ou stratigraphique dans laquelle l'émetteur assujetti détient ou compte détenir un ou plusieurs droits sur des terrains pétroliers ou gaziers, géographiquement définie en fonction des données géologiques et pour laquelle il existe des attentes raisonnables qu'elle renfermera au moins un réservoir ou une partie d'un réservoir de pétrole ou de gaz.

ANNEXE 2
de
L'INSTRUCTION GÉNÉRALE RELATIVE AU RÈGLEMENT 51-101 SUR
L'INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

CLASSEMENT DES RÉSERVES ET DES RESSOURCES SELON LE CHAPITRE 5 DU VOLUME 1 DU
MANUEL COGE



ANNEXE 3
de
L'INSTRUCTION GÉNÉRALE RELATIVE AU RÈGLEMENT 51-101 SUR
L'INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

EXEMPLES DE PRÉSENTATION DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Format de présentation

Le règlement et l'Annexe 51-101A1 offrent aux émetteurs assujettis une marge considérable pour choisir le format de présentation des données relatives aux réserves et de l'information connexe. 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 le paragraphe 8 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. D'autres modes de présentation peuvent aussi satisfaire aux obligations prévues par le règlement.

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	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 CONSTANTS [INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE]

CATÉGORIE DE RÉSERVES	VALEUR DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS										
	AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)					APRÈS IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an)					VALEUR UNITAIRE AVANT IMPÔTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE 10%/an
	0 (MM\$)	5 (MM\$)	10 (MM\$)	15 (MM\$)	20 (MM\$)	0 (MM\$)	5 (MM\$)	10 (MM\$)	15 (MM\$)	20 (MM\$)	(\$/kpi ³) (\$/baril)
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

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

SUPPLÉMENTAIRE
FACULTATIF

**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**

PRIX 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 %)
Réserves prouvées	Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous extrait des puits de pétrole) Activités pétrolières et gazières non traditionnelles	M\$ xxx xxx xxx xxx
Total des réserves prouvées et des réserves probables	Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous extrait des puits de pétrole) Activités pétrolières et gazières non traditionnelles	xxx xxx xxx 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 (MM\$)	5 (MM\$)	10 (MM\$)	15 (MM\$)	20 (MM\$)	0 (MM\$)	5 (MM\$)	10 (MM\$)	15 (MM\$)	20 (MM\$)	
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 2.2 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 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

Cette information résulte de l'information supplémentaire facultative visée à la rubrique 2.2 de l'Annexe 51-101A1.

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

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 Prix historiques ⁽⁴⁾	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⁾ \$US/\$CAN
	WTI Cushing Oklahoma \$US/baril		Cours de référence à Edmonton 40° API \$CAN/baril		Pétrole lourd à Hardisty 12° API \$CAN/baril		Pétrole moyen à Cromer 29.3° API \$CAN/baril					
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	xx
2008	xx	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	xx
2010	xx	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	xx
Par la suite	xx	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 assujetti.
- (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 assujetti 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 assujetti.

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

Draft Regulation

Securities Act

(R.S.Q., c. V-1.1, s. 331.1, par. (1), (2), (4.1), (6), (8) and (34), and s. 331.2)

Regulation 51-101 Standard of disclosure for oil and gas activities

Notice is hereby given by the *Autorité des marchés financiers* (the « Authority » that, in accordance with section 331.2 of the *Securities Act*, R.S.Q., c. V-1.1, *Regulation 51-101 standards of disclosure for oil and gas activities*, the text of which is published hereunder, may be made by the Authority and subsequently submitted to the Minister of Finance for approval, with or without amendment, after 90 days have elapsed since its publication in the Bulletin of the Authority.

The draft Policy Statement to *Regulation 51-101 standards of disclosure for oil and gas activities* is also published hereunder.

Request for comment

Comments regarding the above may be made in writing, before the 90-day period for this publication elapses on April 19, 2007, to the following :

M^e Anne-Marie Beaudoin
Director, Secretariat
Autorité des marchés financiers
Tour de la Bourse
800, square Victoria
C.P. 246, 22^e étage
Montréal (Québec) H4Z 1G3
Fax : (514) 864-6381
Email : consultation-en-cours@lautorite.qc.ca

Additional Information

Additional information is available from :

Pierre Martin
Senior Legal Counsel
Autorité des marchés financiers
Telephone : (514) 395-0558, ext. 4375
Toll free : 1 877 525-0337
E-mail : pierre.martin@lautorite.qc.ca

January 19, 2007

Request for Comment

**Draft Regulation to amend *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*,
**Form 51-101F1 *Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information*, Form 51-101F2 *Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor*,
 Form 51-101F3 *Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure* and
 Policy Statement to *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*****

Background

We, the Canadian Securities Administrators (CSA), are publishing for comment draft Regulation to amend *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (Regulation 51-101), its related forms (the Forms) and Policy Statement to *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* (Policy Statement 51-101) (collectively, the Regulation).

Regulation 51-101 sets out the annual filing requirements for reporting issuers who are involved in oil and gas activities to report their estimates of reserves and resources. In addition, Regulation 51-101 sets out 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.

Since the CSA implemented the Regulation in September 2003 and, in Québec, in August 2005, we have monitored how it is working. We conducted a public consultation with representatives from various organizations representing petroleum producers, reserves evaluators and financial analysts. As a result of the consultation and CSA staff experience, we identified several areas in the Regulation which need to be amended.

We are publishing the draft amendments to the Regulation with this Notice. You can find them on websites of CSA members, including the following:

- www.bcsc.bc.ca
- www.albertasecurities.com
- www.ssc.gov.sk.ca
- www.msc.gov.mb.ca
- www.osc.gov.on.ca
- www.lautorite.qc.ca

We are publishing

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

We are also publishing a black-lined version of Regulation 51-101 and the Forms that integrates the proposed changes from the amending Regulation.

In Québec, the draft Regulation may not be made or submitted for approval before 90 days have elapsed since its publication. Comments regarding the above may be made within this period to the contact persons listed in this Notice.

Substance and purpose of the amendments

The draft 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.

Summary of draft amendments

We have summarized the significant draft amendments in the Appendix. This is not a complete list of all the amendments.

We have added certain requirements for a reporting issuer which reports its resources which cannot currently be classified as reserves. These additional requirements are intended to improve disclosure of resources and to provide additional guidance to reporting issuers wishing to make meaningful and understandable disclosure of their oil and gas resources.

We have removed the requirement to report reserves and the related future net revenue using constant prices and cost. We have also removed the requirement to do a reconciliation of future net revenue. Finally, we have changed the requirement to do a reserves reconciliation using net reserves to doing the reserves reconciliation using gross reserves.

Alternatives considered

As discussed above, many of the amendments are intended to clarify the Regulation or to streamline requirements. One alternative to amending the Regulation was to issue a CSA Staff Notice to provide additional guidance on reserve and resource disclosure. However, to provide the appropriate degree of certainty, clarity and consistency among affected reporting issuers, we considered it preferable to amend, replace and add provisions to the Regulation itself. The CSA has issued CSA Staff Notice 51-321 to provide guidance to reporting issuers wishing to disclose their resources prior to these amendments coming into force.

Anticipated costs and benefits

We believe that the draft amendments to the Regulation will reduce issuers' costs, as the amendments will address problems industry has had applying the Regulation. In addition, the amendments do not impose any additional mandatory requirements but only add requirements if a reporting issuer chooses to disclose certain items. We also believe that the amendments will make reporting issuers' disclosure about oil and gas reserves and resources more meaningful and understandable to investors and security holders.

Related amendments

We propose to repeal National Policy No. 22, *Use of Information and Opinion Re Mining and Oil Properties by Registrants and Others* as it is outdated and been largely replaced by guidance on use of information in Part 5 of Policy Statement to *Regulation 43-101 respecting Standards of Disclosure for Mineral Projects* and Policy Statement to *Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*. (Note: National Policy No. 22 has already been repealed in the Province of Québec).

Unpublished materials

In proposing amendments to the Regulation, we have not relied on any significant unpublished study, report, or other written materials, except the results of the public consultation we referred to above.

Request for comments

We welcome your comments on the draft amendments to the Regulation. In addition to any general comments you may have, we also invite comments on the following specific topic:

Section 3.2 of Regulation 51-101 requires that a reporting issuer appoint an independent qualified reserves evaluator or auditor and section 3.4 of Regulation 51-101 expressly requires that the board of directors (directly or through a reserves committee) review that appointment. The responsibility for making the appointment is not specified in the rule. Would there be a material enhancement to investor protection if the rule required the board to appoint the independent reserves evaluator or auditor in addition to the existing appointment review requirement?

Please submit your comments on the draft amendments to the Regulation in writing on or before **April 19, 2007**. If you are not sending your comments by email, you should also forward a diskette containing the submissions (in Windows format, Word).

Address your submission to all of the CSA member commissions, as follows:

British Columbia Securities Commission
 Alberta Securities Commission
 Saskatchewan Financial Services Commission – Securities Division
 Manitoba Securities Commission
 Ontario Securities Commission
 Autorité des marchés financiers
 New Brunswick Securities Commission
 Registrar of Securities, Prince Edward Island
 Nova Scotia Securities Commission
 Newfoundland and Labrador Securities Commission
 Registrar of Securities, Northwest Territories
 Registrar of Securities, Yukon Territory
 Registrar of Securities, Nunavut

Deliver your comments **only** to the addresses that follow. Your comments will be forwarded to the other CSA member jurisdictions.

Anne-Marie Beaudoin
Directrice du secrétariat de l'Autorité
Autorité des marchés financiers
800, square Victoria, 22 e étage
C.P. 246, Tour de la Bourse
Montréal (Québec) H4Z 1G3
Fax: (514) 864-6381
E-mail: consultation-en-cours@lautorite.qc.ca

Blaine Young, Associate Director
Alberta Securities Commission
4th Floor, 300-5th Avenue SW
Calgary, Alberta
T2P 3C4
Fax: (403) 297-4220
e-mail : blaine.young@seccom.ab.ca

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

Questions

Please refer your questions to any of:

Pierre Martin
Senior Legal Counsel
Autorité des marchés financiers
(514) 395-0558 (4375)
pierre.martin@lautorite.qc.ca

Eric Boutin
Analyste en valeurs mobilières
Autorité des marchés financiers
(514) 395-0558 (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

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

Denise Duifhuis
Senior Legal Counsel, Corporate Finance
British Columbia Securities Commission
(604) 899-6792 or (800) 373-6393 (if calling from B.C. or Alberta)
dduifhuis@bcsc.bc.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

Deborah McCombe
Chief Mining Consultant
Ontario Securities Commission
(416) 593-8151
dmccombe@osc.gov.on.ca

The text of the draft amendments follows or can be found elsewhere on a CSA member website.

January 19, 2007

Appendix

Summary of draft amendments

Regulation 51-101

We propose to amend Regulation 51-101 as follows:

Part 1 Definitions

- by adding a definition of analogous information as the term is used in the to be amended section 5.10 of Regulation 51-101
- by adding a definition of anticipated results that includes any information indicating the potential value or quantities of resources to ensure that when such information is disclosed it is disclosed in accordance with section 5.9
- by deleting the definition of constant prices and costs as it will no longer be used in Regulation 51-101
- by changing the definition of independent to make it more consistent with other securities legislation
- by changing the definition of reserves data to only include estimates of reserves and future net revenue using forecast prices and costs and not constant prices and costs

Part 2 Annual Filing Requirements

- in section 2.2 by clarifying that the notice to announce filing must be filed with the *securities regulatory authority* as well as disseminated

Part 4 Measurement

- in section 4.2 by deleting certain requirements that did not specifically relate to measurement

Part 5 Requirements Applicable to all Disclosure

- in section 5.2 by including all items deleted from section 4.2 in section 5.2; in addition, by adding a requirement to provide cautionary language when making disclosure of possible reserves
- in section 5.3 by adding the requirement that reserves and resources must be classified in the most specific category or reserves or resources that is applicable
- in section 5.9 by changing and clarifying the requirements for reporting issuers who choose to make disclosure of resources that cannot be currently classified as reserves
- by deleting the old section 5.10 and by adding a new section 5.10 that allows reporting issuers to disclose comparative analogous information for an area outside of the area in which the reporting issuer has an interest or intends to acquire an interest even if the information does not meet all of the other requirements of Regulation 51-101

Part 6 Material Change Disclosure

- in section 6.2 by clarifying the requirements when making disclosure of material changes with respect to reserves data or other information specified in Form 51-101F1

Part 8 Exemption

- by adding section 8.2 to provide an automatic exemption from the requirements of Regulation 51-101 to exchangeable security issuers if they meet all of the requirements of a similar exemption in Regulation 51-102

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

We propose to amend the Form 51-101F1 as follows:

- by eliminating the requirement of providing reserves data estimated using constant prices and costs
- by adding a requirement in the calculation of future net revenue to provide the information on a unit value basis
- by changing the requirement of providing a reserves reconciliation using net reserves to a reconciliation using gross reserves
- by eliminating the requirement to provide a future net revenue reconciliation

Form 51-101F2 Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor

We propose to amend Form 51-101F2 as follows:

- by changing the statement to reflect the fact that reporting issuers are no longer required to report their reserves data estimating using constant prices and costs
- by adding required language stating that variations between the estimates of reserves data and the actual results should be consistent with the fact that reserves are categorized according to the probability of their recovery

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

We propose to amend Form 51-101F3 as follows:

- by changing the statement to reflect the fact that reporting issuers are no longer required to report their reserves data estimated using constant prices and costs
- by adding required language stating that variations between the estimates of reserves data and the actual results should be consistent with the fact that reserves are categorized according to the probability of their recovery

Policy Statement 51-101

The draft amendments to Policy Statement 51-101 reflect the changes to Regulation 51-101 described above and provide further guidance on how to interpret and apply Regulation 51-101. In addition, Policy Statement 51-101 was reorganized. Finally, we have removed the guidance on potential exemptions from the requirements of Regulation 51-101 as we believe these exemptions are not appropriate for many reporting issuers.

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), (6), (8) and (34))

PART 1 APPLICATION AND TERMINOLOGY¹

1.1 Definitions²

In this Regulation:

“annual information form” has the same meaning as in Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations approved by Ministerial Order no. 2005-03 dated May 19, 2005;

“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, in the opinion of a reasonable person, of drawing a comparison or conclusion to an area in which the reporting issuer has an interest or intends to acquire an interest and may include:

- (i) historic information concerning reserves;
- (ii) estimates of the volume or value of reserves;
- (iii) historic information concerning resources;
- (iv) estimates of the volume or value of resources;
- (v) historic production amounts;
- (vi) production estimates; or
- (vii) information concerning a field, well, basin or reservoir;

¹ Appendix 1 to Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities sets out the meanings of certain terms, including those defined in this Part, that are used in this Regulation, Form 51-101F1, Form 51-101F2, Form 51-101F3 or the Policy Statement.

² National Instrument 14-101, Definitions contains definitions of certain terms used in more than one regulation. It provides that a term used in a regulation and defined in the statute relating to securities of the applicable jurisdiction, the definition of which is not restricted to a specific portion of the statute, will have the meaning given to it in that statute unless the context otherwise requires. National Instrument 14-101, Definitions also provides that a provision or a reference within a provision of a regulation that specifically refers by name to a jurisdiction other than the local jurisdiction shall not have any effect in the local jurisdiction, unless otherwise stated in that regulation.

"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, which may include:

- (i) an estimate of volume;
- (ii) an estimate of value;
- (iii) areal extent;
- (iv) anticipated pay thickness;
- (v) flow rates; or
- (vi) hydrocarbon content;

"BOEs" means barrels of oil equivalent;

"CICA" means The Canadian Institute of Chartered Accountants;

"CICA Accounting Guideline ~~516~~" means Accounting Guideline AcG-5 "~~Full cost~~ Oil and gas accounting in the oil and gas industry" ~~- full cost~~ included in the CICA Handbook, as amended from time to time;

"COGE Handbook" means the "Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook" prepared jointly by The Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) and the Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum (Petroleum Society), as amended from time to time;

~~"constant prices and costs" means the 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 subparagraph (a);~~

"effective date", in respect of information, means the date as at which, or for the period ended on which, the information is provided;

"FAS 19" means United States Financial Accounting Standards Board Statement of Financial Accounting Standards No. 19 "Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies", as amended from time to time;

"forecast prices and costs" means future prices and costs that are:

- (a) generally accepted as being a reasonable outlook of the future;
- (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 subparagraph (a);

"foreign geographic area" means a geographic area outside North America within one country or including all or portions of a number of countries;

"independent", in respect of the relationship between a reporting issuer and a ~~qualified reserves evaluator or auditor, has the meaning set out in the COGE Handbook;~~ 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;

"McfGEs" means thousand cubic feet of gas equivalent;

"oil and gas activities"

(a) include:

(i) the search for crude oil or natural gas in their natural states and original locations;

(ii) the acquisition of property rights or properties for the purpose of further exploring for or removing oil or gas from reservoirs on those properties;

(iii) the construction, drilling and production activities necessary to retrieve oil and gas from their natural reservoirs, and the acquisition, construction, installation and maintenance of field gathering and storage systems including lifting the oil and gas to the surface and gathering, treating, field processing and field storage; and

(iv) the extraction of hydrocarbons from oil sands, shale, coal or other non-conventional sources and activities similar to those referred to in clauses (i), (ii) and (iii) undertaken with a view to such extraction; but

(b) do not include:

(i) transporting, refining or marketing oil or gas;

(ii) activities relating to the extraction of natural resources other than oil and gas and their by-products; or

(iii) the extraction of geothermal steam or of hydrocarbons as a by-product of the extraction of geothermal steam or associated geothermal resources;

"preparation date", in respect of written disclosure, means the most recent date to which information relating to the period ending on the effective date was considered in the preparation of the disclosure;

"production group" means one of the following together, in each case, with associated by-products:

- (a) light and medium crude oil (combined);
- (b) heavy oil;
- (c) associated gas and non-associated gas (combined); and
- (d) bitumen, synthetic oil or other products from non-conventional oil and gas activities;

"product type" means one of the following:

- (a) in respect of conventional oil and gas activities:
 - (i) light and medium crude oil (combined);
 - (ii) heavy oil;
 - (iii) natural gas excluding natural gas liquids; or
 - (iv) natural gas liquids; and
- (b) in respect of non-conventional oil and gas activities:
 - (i) synthetic oil;
 - (ii) bitumen;
 - (iii) coal bed methane; or
 - (iv) hydrates;
 - (v) shale oil; or
 - (vi) shale gas;

"professional organization" means a self-regulatory organization of engineers, geologists, other geoscientists or other professionals whose professional practice includes reserves evaluations or reserves audits, that:

- (a) admits members primarily on the basis of their educational qualifications;
- (b) requires its members to comply with the professional standards of competence and ethics prescribed by the organization that are relevant to the estimation, evaluation, review or audit of reserves data;
- (c) has disciplinary powers, including the power to suspend or expel a member; and
- (d) is either:
 - (i) given authority or recognition by statute in a Canadian jurisdiction; or
 - (ii) accepted for this purpose by the securities regulatory authority;

"qualified reserves auditor" means an individual who:

(a) in respect of particular reserves data, [resources](#) or related information, possesses professional qualifications and experience appropriate for the estimation, evaluation, review and audit of the reserves data, [resources](#) and related information; and

(b) is a member in good standing of a professional organization;

"qualified reserves evaluator" means an individual who:

(a) in respect of particular reserves data, [resources](#) or related information, possesses professional qualifications and experience appropriate for the estimation, evaluation and review of the reserves data, [resources](#) and related information; and

(b) is a member in good standing of a professional organization;

"qualified reserves evaluator or auditor" means a qualified reserves auditor or a qualified reserves evaluator;

["reserves" means proved, probable or possible reserves;](#)

"reserves data" means ~~the following estimates, as at the last day of the reporting issuer's most recent financial year: (a) [an estimate of](#) proved reserves and ~~related future net revenue estimated:~~~~

~~(i) [using constant prices and costs as at the last day of that financial year; and](#)~~

~~(ii) [using forecast prices and costs; and \(b\)](#) probable reserves and related future net revenue, [estimated using forecast prices and costs; and](#)~~

"supporting filing" means a document filed by a reporting issuer with a securities regulatory authority.

1.2 COGE Handbook Definitions

(1) Terms used in this Regulation but not defined in this Regulation, in National Instrument 14-101, Definitions, adopted by the Commission des valeurs mobilières du Québec pursuant to decision no. 2001-C-0274 dated June 12, 2001 or the securities statute in the jurisdiction concerned, and defined or interpreted in the COGE Handbook, have the meaning or interpretation ascribed to those terms in the COGE Handbook.

(2) In the event of a conflict or inconsistency between the definition of a term in this Regulation, National Instrument 14-101, Definitions or the securities statute in the jurisdiction concerned and the meaning ascribed to the term in the COGE Handbook, the definition in this Regulation, National Instrument 14-101, Definitions or the securities statute in the jurisdiction concerned, as the case may be, ~~shall~~[will](#) apply.

1.3 Applies to Reporting Issuers Only

This Regulation applies only to reporting issuers engaged, directly or indirectly, in oil and gas activities.

1.4 Materiality Standard

- (1) This Regulation applies only in respect of information that is material in respect of a reporting issuer.
- (2) Information is material in respect of a reporting issuer if it would be likely to influence a decision by a reasonable investor to buy, hold or sell a security of the reporting issuer.

PART 2 ANNUAL FILING REQUIREMENTS

2.1 Reserves Data and Other Oil and Gas Information

A reporting issuer ~~shall~~must, not later than the date on which it is required by securities legislation to file audited financial statements for its most recent financial year, file with the securities regulatory authority the following:

1. A statement of the reserves data and other information specified in Form 51-101F1, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information as at the last day of the reporting issuer's most recent financial year and for the financial year then ended;
2. A report by a qualified reserves evaluator or auditor in accordance with Form 51-101F2, Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor that is:
 - (a) included in, or filed concurrently with, the document filed under item 1; and
 - (b) executed by one or more qualified reserves evaluators or auditors each of whom is independent of the reporting issuer, who ~~shall~~must in the aggregate have:
 - (i) evaluated or audited at least 75 percent of the future net revenue (calculated using a discount rate of 10 percent) attributable to proved plus probable reserves, as reported in the statement filed or to be filed under item 1; and
 - (ii) reviewed the balance of such future net revenue; and
3. A report of management and directors in accordance with Form 51-101F3, Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure that
 - (a) refers to the information filed or to be filed under items 1 and 2;
 - (b) confirms the responsibility of management of the reporting issuer for the content and filing of the statement referred to in item 1 and for the filing of the report referred to in item 1;
 - (c) confirms the role of the board of directors in connection with the information referred to in paragraph (b);
 - (d) is contained in, or filed concurrently with, the statement filed under item 1;

and

 - (e) is executed by two senior officers and two directors of the reporting issuer.

2.2 ~~News Release~~Notice to Announce Filing

A reporting issuer ~~shall~~must, concurrently with filing a statement and reports under section 2.1, disseminate ~~a news release and file with the securities regulatory authority a notice~~ announcing that filing and indicating where a copy of the filed information can be found for viewing by electronic means.

2.3 Inclusion in Annual Information Form

The requirements of section 2.1 may be satisfied by including the information specified in section 2.1 in an annual information form filed within the time specified in section 2.1.

2.4 Reservation in Report of Qualified Reserves Evaluator or Auditor

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

(2) A report containing a reservation, the cause of which can be removed by the reporting issuer, does not satisfy the requirements of item 2 of section 2.1.

PART 3 RESPONSIBILITIES OF REPORTING ISSUERS AND DIRECTORS

3.1 Interpretation

A reference to a board of directors in this Part means, for a reporting issuer that does not have a board of directors, those individuals whose authority and duties in respect of that reporting issuer are similar to those of a board of directors.

3.2 Reporting Issuer to Appoint Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor

A reporting issuer ~~shall~~must appoint one or more independent qualified reserves evaluators or auditors to report to the board of directors of the reporting issuer on its reserves data.

3.3 Reporting Issuer to Make Information Available to Qualified Reserves Evaluator or Auditor

A reporting issuer ~~shall~~must make available to the qualified reserves evaluators or auditors that it appoints under section 3.2 all information reasonably necessary to enable the qualified reserves evaluators or auditors to provide a report that will satisfy the applicable requirements of this Regulation.

3.4 Certain Responsibilities of Board of Directors

The board of directors of a reporting issuer ~~shall~~must

(a) review, with reasonable frequency, the reporting issuer's procedures relating to the disclosure of information with respect to oil and gas activities, including its procedures for complying with the disclosure requirements and restrictions of this Regulation;

(b) review each appointment under section 3.2 and, in the case of any proposed change in such appointment, determine the reasons for the proposal and whether there have been disputes between the appointed qualified reserves evaluator or auditor and management of the reporting issuer;

(c) review, with reasonable frequency, the reporting issuer's procedures for providing information to the qualified reserves evaluators or auditors who report on reserves data for the purposes of this Regulation;

(d) before approving the filing of reserves data and the report of the qualified reserves evaluators or auditors thereon referred to in section 2.1, meet with management and each qualified reserves evaluator or auditor appointed under section 3.2, to

(i) determine whether any restrictions affect the ability of the qualified reserves evaluator or auditor to report on reserves data without reservation; and

(ii) review the reserves data and the report of the qualified reserves evaluator or auditor thereon; and

(e) review and approve

(i) the content and filing, under section 2.1, of the statement referred to in item 1 of section 2.1;

(ii) the filing, under section 2.1, of the report referred to in item 2 of section 2.1; and

(iii) the content and filing, under section 2.1, of the report referred to in item 3 of section 2.1.

3.5 Reserves Committee

(1) The board of directors of a reporting issuer may, subject to subsection (2), delegate the responsibilities set out in section 3.4 to a committee of the board of directors, provided that a majority of the members of the committee

(a) are individuals who are not and have not been, during the preceding 12 months:

(i) an officer or employee of the reporting issuer or of an affiliate of the reporting issuer;

(ii) a person who beneficially owns 10 percent or more of the outstanding voting securities of the reporting issuer; or

(iii) a relative of a person referred to in ~~clause~~subparagraph (a)(i) or (ii), residing in the same home as that person; and

(b) are free from any business or other relationship which could reasonably be seen to interfere with the exercise of their independent judgement.

(2) Despite subsection (1), a board of directors of a reporting issuer ~~shall~~must not delegate its responsibility under paragraph 3.4(1)(e) to approve the content or the filing of information.

- (3) A board of directors that has delegated responsibility to a committee pursuant to subsection (1) ~~shall~~must solicit the recommendation of that committee as to whether to approve the content and filing of information for the purpose of paragraph 3.4(1)(e).

PART 4 MEASUREMENT

4.1 Accounting Methods

A reporting issuer engaged in oil and gas activities that discloses financial statements prepared in accordance with Canadian GAAP ~~shall~~must use

- (a) the full cost method of accounting, applying CICA Accounting Guideline 516; or
- (b) the successful efforts method of accounting, applying FAS 19.

~~4.2 Requirements for Disclosed Reserves Data~~

~~(1) A reporting issuer shall ensure that estimates of reserves or future net revenue contained in a document filed with the securities regulatory authority under this Regulation satisfy the following requirements:~~

~~(a) the estimates shall be~~

~~(i) prepared or audited by a qualified reserves evaluator or auditor;~~

~~(ii) prepared or audited in accordance with the COGE Handbook; and~~

~~(iii) estimated 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;~~

~~(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 shall be taken into account; and~~

~~(c) aggregate future net revenue shall be estimated deducting~~

~~(i) reasonably estimated future well abandonment costs; and~~

~~(ii) future income tax expenses (unless otherwise specified in this Regulation, Form 51-101F1, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information or Form 51-101F2, Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor).~~

4.2 Consistency in Dates

~~(2) 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 shall~~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.

PART 5 REQUIREMENTS APPLICABLE TO ALL DISCLOSURE

5.1 Application of Part 5

This Part applies to disclosure made by or on behalf of a reporting issuer

- (a) to the public;
- (b) in any document filed with a securities regulatory authority; or
- (c) in other circumstances in which, at the time of making the disclosure, the reporting issuer knows, or ought reasonably to know, that the disclosure is or will become available to the public.

5.2 ~~Consistency with~~ Disclosure of Reserves Data and Other Information

If a reporting issuer makes disclosure of reserves or other information of a type that is ~~required to be included in a statement filed with a securities regulatory authority under item 1 of section 2.1, the information shall be~~ 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)~~ (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 ~~Part 4; and~~ the COGE Handbook;
 - (iv) have been estimated 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 cautionary language 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 only 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 it 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

~~(b)-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 such statement has been supplemented or superseded by a report of a material change³ filed by the reporting issuer with the securities regulatory authority.

5.3 Reserves and Resources Classification

Disclosure of reserves or resources ~~shall be consistent with~~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.

5.4 Oil and Gas Reserves and Sales

Disclosure of reserves or of sales of oil, gas or associated by-products ~~shall~~must be made only in respect of marketable quantities, reflecting the quantities and prices for the product in the condition (upgraded or not upgraded, processed or unprocessed) in which it is to be, or was, sold.

5.5 Natural Gas By-Products

Disclosure concerning natural gas by-products (including natural gas liquids and sulphur) ~~shall~~must be made in respect only of volumes that have been or are to be recovered prior to the point at which marketable gas is measured.

5.6 Future Net Revenue Not Fair Market Value

Disclosure of an estimate of future net revenue, whether calculated without discount or using a discount rate, ~~shall~~must include a statement to the effect that the estimated values disclosed do not represent fair market value.

5.7 Consent of Qualified Reserves Evaluator or Auditor

(1) A reporting issuer ~~shall~~must not disclose a report referred to in item 2 of section 2.1 that has been delivered to the board of directors of the reporting issuer by a qualified reserves evaluator or auditor pursuant to an appointment under section 3.2, or disclose information derived from the report or the identity of the qualified reserves evaluator or auditor, without the written consent of that qualified reserves evaluator or auditor.

(2) Subsection (1) does not apply to

- (a) the filing of that report by a reporting issuer under section 2.1;
- (b) the use of or reference to that report in another document filed by the reporting issuer under section 2.1; or
- (c) the identification of the report or of the qualified reserves evaluator or auditor in a ~~news release~~notice referred to in section 2.2.

³ "Material change" has the meaning ascribed to the term under securities legislation of the applicable jurisdiction.

5.8 Disclosure of Less Than All Reserves

If a reporting issuer that has more than one property makes written disclosure of any reserves attributable to a particular property

- (a) the disclosure ~~shall~~must include a cautionary statement to the effect that

"The estimates of reserves and future net revenue for individual properties may not reflect the same confidence level as estimates of reserves and future net revenue for all properties, due to the effects of aggregation"; and

- (b) the document containing the disclosure of any reserves attributable to one property ~~shall~~must also disclose total reserves of the same classification for all properties of the reporting issuer in the same country (or, if appropriate and not misleading, in the same foreign geographic area).

5.9 Disclosure ~~Concerning Prospects of Resources~~

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

- (a) the reporting issuer's interest in the resources;

- ~~(a) the location and basin name;~~b) the location of the resources;

~~(b) the reporting issuer's gross and net interest in the property, expressed in units of area (acres or hectares);~~

~~(c) in the case of undeveloped property in which the reporting issuer holds a leasehold interest, the expiry date of that interest;~~

- ~~(d) the name, geologic age and lithology of the target zone;~~

~~(e) the distance to the nearest analogous commercial production;~~(f) the product types reasonably expected;

- ~~(g) the range of pool or field sizes;~~

- ~~(h) the depth of the target zone;~~

- ~~(i) the estimated cost to drill and test a well to the target depth;~~

- ~~(j) reasonably expected drilling commencement and completion dates;~~

- ~~(k) the anticipated prices to be received for each product type reasonably expected;~~

- ~~(l) reasonably expected marketing and transportation arrangements;~~

~~(m) the identity and relevant experience of the operator;~~(n) risks and the probability of success; andlevel of uncertainty associated with recovery of the resources; and

~~(e) — the applicable information specified in section 5.10. (e) in the case of unproved property, if its value is disclosed.~~

~~(i) the basis of the calculation of its value; and~~

~~5.10 — Estimates of Fair Value of an Unproved Property, Prospect or Resource~~

~~(ii) whether the value was prepared by an independent party.~~

~~(1) — If a reporting issuer discloses in writing an estimate of the fair value of an unproved property, prospect or resource, or discloses expected results from a prospect, the disclosure shall include all~~
~~(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 or expectation;~~

~~(iv) the estimated percentage probability that the issuer will~~

~~(A) discover hydrocarbons in sufficient quantity for them to be tested to the surface, in the case of undiscovered resources or a subcategory of undiscovered resources; or~~

~~(B) commercially extract the volume disclosed, in the case of discovered resources or a subcategory of discovered resources other than reserves;~~

~~(2) — If a reporting issuer discloses in writing an estimate of the fair value of an unproved property, prospect or resource~~

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

~~(a) — in the case of an estimate of the fair value of an unproved property, except as provided in paragraph (b), the estimate shall be based on the first applicable item listed below, and that item shall be described as the basis of the estimate in the document containing the disclosure or in a supporting filing:~~

~~(vi) cautionary language proximate to the estimate to the effect that:~~

~~1. — the acquisition cost to the reporting issuer, provided that there have been no material changes in the unproved property, the surrounding properties, or the general oil and gas economic climate since acquisition;~~

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

~~2. — recent sales by others of interests in the same unproved property;~~

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

~~3. — terms and conditions, expressed in monetary terms, of recent farm-in agreements related to the unproved property;~~

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

~~4. — terms and conditions, expressed in monetary terms, of recent work commitments related to the unproved property;~~

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

~~5. — recent sales of similar properties in the same general area;~~

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

~~(b) — in the case of an estimate of fair value to which none of the items listed in paragraph (a) applies~~

(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

~~(i) — the estimate shall be prepared or accepted by a professional valuator (who is not a "related party" of the reporting issuer within the meaning of the term as used in the CICA Handbook) applying valuation standards established by the professional body of which the valuator is a member and from which the valuator derives professional standing;~~

(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.

~~(ii) — the estimate shall consist of at least three values that reflect a range of reasonable likelihoods (the low value being conservative, the middle value being the median and the high value being optimistic) reflecting courses of action expected to be followed by the reporting issuer;~~

5.10 Analogous Information

~~(iii) — the estimate, and the identities of the professional valuator and of the professional body referred to in subparagraph (i), shall be set out in the document containing the disclosure or in a supporting filing; and~~

(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:

~~(iv) — the reporting issuer shall obtain from the professional valuator referred to in subparagraph (i)~~

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

~~(A) — a report on the estimate that does not contain~~

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

~~(I) — a disclaimer that materially detracts from the usefulness of the estimate; or~~

(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, cautionary language to that effect proximate to the disclosure of the analogous information; and

~~(II) — a statement that the report may not be relied on; and~~

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

~~(B) — the professional valuator's written consent to the disclosure of the report by the reporting issuer to the public.~~

(2) 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 will apply to the disclosure of the information.

5.11 Net Asset Value and Net Asset Value per Share

Written disclosure of net asset value or net asset value per share ~~shall~~must include a description of the methods used to value assets and liabilities and the number of shares used in the calculation.

5.12 Reserve Replacement

Written disclosure concerning reserve replacement ~~shall~~must include an explanation of the method of calculation applied.

5.13 Netbacks

Written disclosure of a netback must

(a) ~~shall include separate netbacks for each product type by country (or, if appropriate and not misleading, by foreign geographic area);~~(b) ~~shall~~ reflect netbacks calculated by subtracting royalties and operating costs from revenues; and

(c) ~~shall~~ state the method of calculation.

5.14 BOEs and McfGEs

If written disclosure includes information expressed in BOEs, McfGEs or other units of equivalency between oil and gas

(a) the information ~~shall~~must be presented

(i) in the case of BOEs, using BOEs derived by converting gas to oil in the ratio of six thousand cubic feet of gas to one barrel of oil (6 Mcf:1 bbl);

(ii) in the case of McfGEs, using McfGEs derived by converting oil to gas in the ratio of one barrel of oil to six thousand cubic feet of gas (1 bbl:6 Mcf); and

(iii) with the conversion ratio stated;

(b) if the information is also presented using BOEs or McfGEs derived using a conversion ratio other than a ratio specified in paragraph (a), the disclosure ~~shall~~must state that other conversion ratio and explain why it has been chosen;

(c) if the information is presented using a unit of equivalency other than BOEs or McfGEs, the disclosure ~~shall~~must identify the unit, state the conversion ratio used and explain why it has been chosen; and

(d) the disclosure ~~shall~~must include a cautionary statement to the effect that:

"BOEs [or 'McfGEs' or other applicable units of equivalency] may be misleading, particularly if used in isolation. A BOE conversion ratio of 6 Mcf: 1 bbl [or 'An McfGE conversion ratio of 1 bbl: 6 Mcf'] is based on an energy equivalency conversion method primarily applicable at the burner tip and does not represent a value equivalency at the wellhead".

5.15 Finding and Development Costs

If written disclosure is made of finding and development costs

(a) those costs ~~shall~~must be calculated using the following two methods, in each case after eliminating the effects of acquisitions and dispositions:

Method 1: $\underline{a+b+c}$

x

Method 2: $\underline{a+b+d}$

y

where

a	=	exploration costs incurred in the most recent financial year
b	=	development costs incurred in the most recent financial year
c	=	the change during the most recent financial year in estimated future development costs relating to proved reserves
d	=	the change during the most recent financial year in estimated future development costs relating to proved reserves and probable reserves
x	=	additions to proved reserves during the most recent financial year, expressed in BOEs or other unit of equivalency
y	=	additions to proved reserves and probable reserves during the most recent financial year, expressed in BOEs or other unit of equivalency

(b) the disclosure ~~shall~~must include

(i) the results of both methods of calculation under paragraph (a) and a description of those methods;

(ii) if the disclosure also includes a result derived using any other method of calculation, a description of that method and the reason for its use;

(iii) for each result, comparative information for the most recent financial year, the second most recent financial year and the averages for the three most recent financial years;

(iv) a cautionary statement to the effect that:

"The aggregate of the exploration and development costs incurred in the most recent financial year and the change during that year in estimated future development costs generally will not reflect total finding and development costs related to reserves additions for that year"; and

(v) the cautionary statement required under paragraph 5.14(d).

PART 6 MATERIAL CHANGE DISCLOSURE

6.1 Material Change⁴ from Information Filed under Part 2

(1) This Part applies in respect of a material change that, had it occurred on or before the effective date of information included in the statement most recently filed by a reporting issuer under item 1 of section 2.1, would have resulted in a significant change in the information contained in the statement.

(2) In addition to any other requirement of securities legislation governing disclosure of a material change, disclosure of a material change referred to in subsection (1) ~~shall~~

~~(a) identify the statement filed under Part 2 that contains the original information referred to in subsection (1); and (b) must~~ discuss the reporting issuer's reasonable expectation of how the material change, ~~had it occurred on or before the effective date referred to in subsection (1), would have affected the~~ has affected its reserves data or other information ~~contained in the document identified under paragraph (a).~~

PART 7 OTHER INFORMATION

7.1 Information to be Furnished on Request

A reporting issuer ~~shall~~must, on the request of the regulator, and in Québec the securities regulatory authority, deliver additional information with respect to the content of a document filed under this Regulation.

PART 8 EXEMPTIONS

8.1 Authority to Grant Exemption

(1) The regulator or the securities regulatory authority may grant an exemption from this Regulation, in whole or in part, subject to such conditions or restrictions as may be imposed in the exemption.

(2) Despite subsection (1), in Ontario only the regulator may grant an exemption.

(3) In Québec, this exemption is granted under section 263 of the Securities Act (R.S.Q., c. V-1.1).

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 provided that all of the requirements of subsection 13.3(2) of Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations are satisfied;

⁴ In this Part, "material change" has the meaning ascribed to the term under securities legislation of the applicable jurisdiction.

(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.

PART 9 REGULATION IN FORCE

9.1 Coming Into Force

This Regulation comes into force on August 24, 2005.

**FORM 51-101F1
STATEMENT OF RESERVES DATA AND OTHER OIL AND GAS INFORMATION**

This is the form referred to in subparagraph 1 of section 2.1 of the Regulation.

GENERAL INSTRUCTIONS

(1) *Terms for which a meaning is given in the Regulation have the same meaning in this Form.*⁵

(2) *Unless otherwise specified in this Form, information under item 1 of section 2.1 of the Regulation shall be provided as at the last day of the reporting issuer's most recent financial year or for its financial year then ended.*

(3) *It is not necessary to include the headings or numbering, or to follow the ordering of Items, in this Form. Information may be provided in tables.*

(4) *To the extent that any Item or any component of an Item specified in this Form does not apply to a reporting issuer and its activities and operations, or is not material, no reference need be made to that Item or component. It is not necessary to state that such an Item or component is "not applicable" or "not material". Materiality is discussed in the Regulation and its Policy Statement to the Regulation.*

(5) *This Form sets out minimum requirements. A reporting issuer may provide additional information not required in this Form provided that it is not misleading and not inconsistent with the requirements of the Regulation, and provided that material information required to be disclosed is not omitted.*

(6) *A reporting issuer may satisfy the requirement of this Form for disclosure of information "by country" by instead providing information by foreign geographic area in respect of countries outside North America as may be appropriate for meaningful disclosure in the circumstances.*

PART 1 DATE OF STATEMENT

Item 1.1 Relevant Dates

1. Date the statement.
2. Disclose the effective date of the information being provided.
3. Disclose the preparation date of the information being provided.

⁵ [Appendix 1 to Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities sets out the meanings of certain terms that are used in this Form or in the Regulation, Form 51-101F2, Form 51-101F3 or the Policy Statement.](#)

INSTRUCTIONS

(1) For the purpose of Part 2 of the Regulation, and consistent with the definition of reserves data and General Instruction (2) of this Form, the effective date to be disclosed under section 2 of Item 1.1 is the last day of the reporting issuer's most recent financial year. It is the date of the balance sheet for the reporting issuer's most recent financial year (for example, "as at December 31, 20xx") and the ending date of the reporting issuer's most recent annual statement of income (for example, "for the year ended December 31, 20xx").

(2) The same effective date applies to reserves of each category reported and to related future net revenue. References to a change in an item of information, such as changes in production or a change in reserves, mean changes in respect of that item during the year ended on the effective date.

(3) The preparation date, in respect of written disclosure, means the most recent date to which information relating to the period ending on the effective date was considered in the preparation of the disclosure. The preparation date is a date subsequent to the effective date because it takes time after the end of the financial year to assemble the information for that completed year that is needed to prepare the required disclosure as at the end of the financial year.

(4) Because of the interrelationship between certain of the reporting issuer's reserves data and other information referred to in this Form and certain of the information included in its financial statements, the reporting issuer should ensure that its financial auditor and its qualified reserves evaluators or auditors are kept apprised of relevant events and transactions, and should facilitate communication between them.

(5) If the reporting issuer provides information as at a date more recent than the effective date, in addition to the information required as at the effective date, also disclose the date as at which that additional information is provided. The provision of such additional information does not relieve the reporting issuer of the obligation to provide information as at the effective date.

PART 2 DISCLOSURE OF RESERVES DATA

Item 2.1 Reserves Data (~~Constant~~Forecast Prices and Costs)

1. ~~Breakdown of Proved Reserves (Constant Case) — Disclose, by country and in the aggregate, reserves, gross and net, estimated using constant 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; and~~
- ~~(d) — proved reserves (in total).~~

~~2. — Net Present Value of Future Net Revenue (Constant 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 constant prices and costs, before and after deducting future income tax expenses, calculated without discount and using a discount rate of 10 percent.~~

~~3. Additional Information Concerning Future Net Revenue (Constant Case)~~

~~(a) — This section 3 applies to future net revenue attributable to proved reserves (in total) estimated using constant prices and costs.~~

~~(b) — Disclose, by country and in the aggregate, the following elements of future net revenue estimated using constant 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, the net present value of future net revenue (before deducting future income tax expenses) estimated using constant prices and costs and calculated using a discount rate of 10 percent.~~

~~**Item 2.2 — 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.

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.](#)

Item 2.3 Reserves Disclosure Varies with Accounting

In determining reserves to be disclosed:

(a) Consolidated Financial Disclosure – if the reporting issuer files consolidated financial statements:

(i) include 100 percent of reserves attributable to the parent company and 100 percent of the reserves attributable to its consolidated subsidiaries (whether or not wholly-owned); and

(ii) if a significant portion of reserves referred to in clause (i) is attributable to a consolidated subsidiary in which there is a significant minority interest, disclose that fact and the approximate portion of such reserves attributable to the minority interest;

(b) Proportionate Consolidation – if the reporting issuer files financial statements in which investments are proportionately consolidated, the reporting issuer's disclosed reserves must include the reporting issuer's proportionate share of investees' oil and gas reserves; and

(c) Equity Accounting – if the reporting issuer files financial statements in which investments are accounted for by the equity method, do not include investees' oil and gas reserves in disclosed reserves of the reporting issuer, but disclose the reporting issuer's share of investees' oil and gas reserves separately.

Item 2.4 Future Net Revenue Disclosure Varies with Accounting

1. Consolidated Financial Disclosure – If the reporting issuer files consolidated financial statements, and if a significant portion of the reporting issuer's economic interest in future net revenue is attributable to a consolidated subsidiary in which there is a significant minority interest, disclose that fact and the approximate portion of the economic interest in future net revenue attributable to the minority interest.

2. Equity Accounting – If the reporting issuer files financial statements in which investments are accounted for by the equity method, do not include investees' future net revenue in disclosed future net revenue of the reporting issuer, but disclose the reporting issuer's share of investees' future net revenue separately, by country and in the aggregate.

INSTRUCTIONS

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

(2) Future net revenue includes the portion attributable to the reporting issuer's interest under an agreement referred to in Instruction 1.

(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;

~~(3) — In the disclosure of "abandonment and reclamation costs" referred to in clause 3(b)(v) of Item 2.1 and in clause 3(b)(v) of Item 2.2 include, at minimum, well abandonment costs. The response to Item 6.4 will disclose total abandonment and reclamation costs and (in response to paragraph (d) of Item 6.4) the portion of total abandonment and reclamation costs, if any, not disclosed under clause 3(b)(v) of Item 2.1 and clause 3(b)(v) of Item 2.2.~~

(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.

PART 3 PRICING ASSUMPTIONS

Item 3.1 Constant Prices Used in Supplemental Estimates

For if supplemental disclosure under section 2.2 is made, then disclose, for each product type, ~~disclose~~ the benchmark reference prices for the countries or regions in which the reporting issuer operates, as at the last day of the reporting issuer's most recent financial year, reflected in the reserves data disclosed in response to Item ~~2.1~~2.2.

Item 3.2 Forecast Prices Used in Estimates

1. For each product type, disclose:

(a) the pricing assumptions used in estimating reserves data disclosed in response to Item ~~2.2~~2.1:

(i) for each of at least the following five financial years; and

(ii) generally, for subsequent periods; and

(b) the reporting issuer's weighted average historical prices for the most recent financial year.

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

3. If the pricing assumptions specified in response to section 1 were provided by a qualified reserves evaluator or auditor who is independent of the reporting issuer, disclose that fact and identify the qualified reserves evaluator or auditor.

INSTRUCTIONS

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

(2) The ~~defined terms~~term "constant prices and costs" and the defined term "forecast prices and costs" include any fixed or presently determinable future prices or costs to which the reporting issuer is legally bound by a contractual or other obligation to supply a physical product, including those for an extension period of a contract that is likely to be extended. In effect, such contractually committed prices override benchmark reference prices for the purpose of estimating reserves data. To ensure that disclosure under this Part is not misleading, the disclosure should reflect such contractually committed prices.

(3) ~~Under~~ subsection 5.7(1) of the Regulation, the reporting issuer must obtain the written consent of the qualified reserves evaluator or auditor to disclose his or her identity in response to section 3 of this Item.

PART 4 ~~RECONCILIATIONS~~RECONCILIATION OF CHANGES IN RESERVES AND FUTURE NET REVENUE

Item 4.1 Reserves Reconciliation

1. Provide the information specified in section 2 of this Item in respect of the following reserves categories:

- (a) ~~net~~gross proved reserves (in total);
- (b) ~~net~~gross probable reserves (in total); and
- (c) ~~net~~gross proved plus probable reserves (in total).

2. Disclose changes between the reserves estimates made as at the effective date and the corresponding estimates ("prior-year estimates") made as at the last day of the preceding financial year of the reporting issuer:

- (a) by country;
- (b) for each of the following:
 - (i) light and medium crude oil (combined);
 - (ii) heavy oil;
 - (iii) associated gas and non-associated gas (combined); ~~and~~

- (iv) synthetic oil and other products from non-conventional;
 - (v) bitumen;
 - (vi) coal bed methane;
 - (vii) hydrates;
 - (viii) shale oil; and
 - (ix) shale gas activities;
- (c) separately identifying and explaining:
- (i) extensions; (ii) and improved recovery;
 - (iii) technical revisions;
 - (iv) discoveries;
 - (v) acquisitions;
 - (vi) dispositions;
 - (vii) economic factors; and
 - (viii) production.

INSTRUCTIONS

(1) The reconciliation required under this Item 4.1 may be provided in respect of reserves estimated using ~~either constant prices and costs or~~ forecast prices and costs, with the price and cost case indicated in the disclosure.

(2) For the purpose of this Item 4.1, it is sufficient to provide the information in respect of the products specified in paragraph 2(b), excluding solution gas, natural gas liquids and other associated by-products.

(3) The COGE Handbook provides guidance on the preparation of the reconciliation required under this Item 4.1.

~~Item 4.2 — Future Net Revenue Reconciliation~~

~~1. Provide the information specified in section 2 of this Item in respect of estimates of future net revenue (estimated using constant prices and costs and calculated using a discount rate of 10 percent) attributable to net proved reserves (in total).~~

~~2. Disclose changes between the future net revenue estimates referred to in section 1 made as at the effective date and the corresponding estimates ("prior year estimates") made as at the last day of the preceding financial year of the reporting issuer:~~

- ~~(a) by country;~~
- ~~(b) separately identifying and explaining:

 - ~~(i) sales and transfers of oil, gas or other product types produced during the period net of production costs and royalties;~~
 - ~~(ii) net change in sales and transfer prices and in production costs and royalties related to future production;~~
 - ~~(iii) changes in previously estimated development costs incurred during the period;~~
 - ~~(iv) changes in estimated future development costs;~~
 - ~~(v) net change resulting from extensions and improved recovery;~~
 - ~~(vi) net change resulting from discoveries;~~
 - ~~(vii) changes resulting from acquisitions of reserves;~~
 - ~~(viii) changes resulting from dispositions of reserves;~~
 - ~~(ix) net change resulting from revisions in quantity estimates;~~
 - ~~(x) accretion of discount (10 percent of discounted future net revenue at the beginning of the financial year);~~
 - ~~(xi) net change in income taxes; and~~
 - ~~(xii) any other significant factors.~~~~

INSTRUCTIONS

~~(1) For the purpose of this Part 4, compute the effects of changes in prices and costs before the effects of changes in volumes, so that, in respect of constant prices and costs, volumes are reflected at prices as at the effective date.~~

~~(2) Except in respect of clause 2(b)(xi) of Item 4.2, the information to be provided under this Part is pre-tax information.~~

~~(3) For the purpose of clause 2(b)(xi) of Item 4.2, a "net change in income taxes" includes both income taxes incurred during the period and changes in estimated future income tax expenses.~~

PART 5 ADDITIONAL INFORMATION RELATING TO RESERVES DATA

Item 5.1 Undeveloped Reserves

1. For proved undeveloped reserves:

(a) disclose for each product type the volumes of proved undeveloped reserves that were first attributed in each of the most recent ~~five~~three financial years and, in the aggregate, before that time; ~~or~~and

(b) discuss generally the basis on which the reporting issuer attributes proved undeveloped reserves, its plans (including timing) for developing the proved undeveloped reserves and, if applicable, its reasons for not planning to develop particular proved undeveloped reserves during the following two years.

2. For probable undeveloped reserves:

(a) disclose for each product type the volumes of probable undeveloped reserves that were first attributed in each of the most recent ~~five~~three financial years and, in the aggregate, before that time; ~~or~~and

(b) discuss generally the basis on which the reporting issuer attributes probable undeveloped reserves, its plans (including timing) for developing the probable undeveloped reserves and, if applicable, its reasons for not planning to develop particular probable undeveloped reserves during the following two years.

Item 5.2 Significant Factors or Uncertainties

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

2. Section 1 does not apply if the information is disclosed in the reporting issuer's financial statements for the financial year ended on the effective date.

INSTRUCTION

Examples of information that could warrant disclosure under this Item 5.2 include unusually high expected development costs or operating costs, the need to build a major pipeline or other major facility before production of reserves can begin, or contractual obligations to produce and sell a significant portion of production at prices substantially below those which could be realized but for those contractual obligations.

Item 5.3 Future Development Costs

1. Requirements:

(a) Provide the information specified in paragraph 1(b) in respect of development costs deducted in the estimation of future net revenue attributable to each of the following reserves categories:

- (i) proved reserves (in total) estimated using ~~constant prices and costs;~~(ii) ~~proved reserves (in total) estimated using~~ forecast prices and costs; and :
- (iii) proved plus probable reserves (in total) estimated using forecast prices and costs.
- (b) Disclose, by country, the amount of development costs estimated:
- (i) in total, calculated using no discount ~~and using a discount rate of 10 percent;~~ and
- (ii) by year for each of the first five years estimated.
2. Discuss the reporting issuer's expectations as to:
- (a) the sources (including internally-generated cash flow, debt or equity financing, farm-outs or similar arrangements) and costs of funding for estimated future development costs; and
- (b) the effect of those costs of funding on disclosed reserves or future net revenue.
3. If the reporting issuer expects that the costs of funding referred to in section 2, could make development of a property uneconomic for that reporting issuer, disclose that expectation and its plans for the property.

PART 6 OTHER OIL AND GAS INFORMATION

Item 6.1 Oil and Gas Properties and Wells

1. Identify and describe generally the reporting issuer's important properties, plants, facilities and installations:
- (a) identifying their location (province, territory or state if in Canada or the United States, and country otherwise);
- (b) indicating whether they are located onshore or offshore;
- (c) in respect of properties to which reserves have been attributed and which are capable of producing but which are not producing, disclosing how long they have been in that condition and discussing the general proximity of pipelines or other means of transportation; and
- (d) describing any statutory or other mandatory relinquishments, surrenders, back-ins or changes in ownership.
2. State, separately for oil wells and gas wells, the number of the reporting issuer's producing wells and non-producing wells, expressed in terms of both gross wells and net wells, by location (province, territory or state if in Canada or the United States, and country otherwise).

Item 6.2 Properties With No Attributed Reserves

1. For unproved properties disclose:

- (a) the gross area (acres or hectares) in which the reporting issuer has an interest;
- (b) the interest of the reporting issuer therein expressed in terms of net area (acres or hectares);
- (c) the location, by country; and
- (d) the existence, nature (including any bonding requirements), timing and cost (specified or estimated) of any work commitments.

2. Disclose, by country, the net area (acres or hectares) of unproved property for which the reporting issuer expects its rights to explore, develop and exploit to expire within one year.

Item 6.3 Forward Contracts

1. If the reporting issuer is bound by an agreement (including a transportation agreement), directly or through an aggregator, under which it may be precluded from fully realizing, or may be protected from the full effect of, future market prices for oil or gas, describe generally the agreement, discussing dates or time periods and summaries or ranges of volumes and contracted or reasonably estimated values.

2. Section 1 does not apply to agreements disclosed by the reporting issuer

(a) as financial instruments, in accordance with Section ~~3860~~[3861](#) of the CICA Handbook; or

(b) as contractual obligations or commitments, in accordance with Section 3280 of the CICA Handbook.

3. If the reporting issuer's transportation obligations or commitments for future physical deliveries of oil or gas exceed the reporting issuer's expected related future production from its proved reserves, estimated using forecast prices and costs and disclosed under Part 2, discuss such excess, giving information about the amount of the excess, dates or time periods, volumes and reasonably estimated value.

Item 6.4 Additional Information Concerning Abandonment and Reclamation Costs

In respect of abandonment and reclamation costs for surface leases, wells, facilities and pipelines, disclose:

- (a) how the reporting issuer estimates such costs;
- (b) the number of net wells for which the reporting issuer expects to incur such costs;
- (c) the total amount of such costs, net of estimated salvage value, expected to be incurred, calculated without discount and using a discount rate of 10 percent;
- (d) the portion, if any, of the amounts disclosed under paragraph (c) of this Item 6.4 that was not deducted as abandonment and reclamation costs in estimating the future net revenue disclosed under Part 2; and
- (e) the portion, if any, of the amounts disclosed under paragraph (c) of this Item 6.4 that the reporting issuer expects to pay in the next three financial years, in total.

INSTRUCTION

Item 6.4 supplements the information disclosed in response to clause 3(b)(v) of Item ~~2.1 and clause 3(b)(v) of Item 2.2.2.1~~. The response to paragraph (d) of Item 6.4 should enable a reader of this statement and of the reporting issuer's financial statements for the financial year ending on the effective date to understand both the reporting issuer's estimated total abandonment and reclamation costs, and what portions of that total are, and are not, reflected in the disclosed reserves data.

Item 6.5 Tax Horizon

If the reporting issuer is not required to pay income taxes for its most recently completed financial year, discuss its estimate of when income taxes may become payable.

Item 6.6 Costs Incurred

1. Disclose each of the following, by country, for the most recent financial year (irrespective of whether such costs were capitalized or charged to expense when incurred):

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

2. For the purpose of this Item 6.6, if the reporting issuer files financial statements in which investments are accounted for by the equity method, disclose by country the reporting issuer's share of investees' (i) property acquisition costs, (ii) exploration costs and (iii) development costs incurred in the most recent financial year.

Item 6.7 Exploration and Development Activities

1. Disclose, by country and separately for exploratory wells and development wells:

- (a) the number of gross wells and net wells completed in the reporting issuer's most recent financial year; and
- (b) for each category of wells for which information is disclosed under paragraph (a), the number completed as oil wells, gas wells and service wells and the number that were dry holes.

2. Describe generally the reporting issuer's most important current and likely exploration and development activities, by country.

Item 6.8 Production Estimates

1. Disclose, by country, for each product type, the volume of production estimated for the first year reflected in the estimates of ~~future net revenue~~ gross proved reserves and gross probable reserves disclosed under Items ~~2.1 and 2.2.2.1~~.

2. If one field accounts for 20 percent or more of the estimated production disclosed under section 1, identify that field and disclose the volume of production estimated for the field for that year.

Item 6.9 Production History

1. To the extent not previously disclosed in financial statements filed by the reporting issuer, disclose, for each quarter of its most recent financial year, by country for each product type:

(a) the reporting issuer's share of average daily production volume, before deduction of royalties; and

(b) as an average per unit of volume (for example, \$/bbl or \$/Mcf):

- (i) the prices received;
- (ii) royalties paid;
- (iii) production costs; and
- (iv) the resulting netback.

2. For each important field, and in total, disclose the reporting issuer's production volumes for the most recent financial year, for each product type.

INSTRUCTION

In providing information for each product type for the purpose of Item 6.9, it is not necessary to allocate among multiple product types attributable to a single well, reservoir or other reserves entity. It is sufficient to provide the information in respect of the principal product type attributable to the well, reservoir or other reserves entity. 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.

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

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

1. Terms to which a meaning is ascribed in the Regulation have the same meaning in this Form.⁶
2. The report on reserves data referred to in item 2 of section 2.1 of the Regulation, to be executed by one or more qualified reserves evaluators or auditors independent of the reporting issuer, shall in all material respects be as follows:

Report on Reserves Data

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

1. ~~We have [audited] [evaluated] [and reviewed] the Company's reserves data as at [last day of the reporting issuer's most recently completed financial year]. The reserves data consist of the following:~~

~~(a) — with respect to proved reserves and proved plus probable oil and gas reserves:~~

~~(i) — proved and proved plus probable oil and gas reserves estimated as at [last day of the reporting issuer's most recently completed financial year] using forecast prices and costs; and (ii) the~~
WE HAVE [AUDITED] [EVALUATED] [AND REVIEWED] THE COMPANY'S RESERVES DATA AS AT [LAST DAY OF THE REPORTING ISSUER'S MOST RECENTLY COMPLETED FINANCIAL YEAR]. THE RESERVES DATA are estimates of proved reserves and probable reserves and related ~~estimated~~ future net revenue; ~~and~~

~~(b) — with respect to proved oil and gas reserves: (i) — proved oil and gas reserves estimated as at [last day of the reporting issuer's most recently completed financial year], estimated using constant forecast prices and costs; and (ii) the related estimated future net revenue.~~

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

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

3. Those standards require that we plan and perform an [audit] [evaluation] [and review] to obtain reasonable assurance as to whether the reserves data are free of material misstatement. An

⁶ [Appendix 1 to Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities sets out the meanings of certain terms that are used in sections 1 and 2 of this Form or in the Regulation, Form 51-101F1, Form 51-101F3 or the Policy Statement.](#)

[audit] [evaluation] [and review] also includes assessing whether the reserves data are in accordance with principles and definitions presented in the COGE Handbook.

4. The following table sets forth the estimated future net revenue (before deduction of income taxes) attributed to proved plus probable reserves, estimated using forecast prices and costs and calculated using a discount rate of 10 percent, included in the reserves data of the Company [audited] [evaluated] [and reviewed] by us for the year ended xxx xx, 20xx, and identifies the respective portions thereof that we have [audited] [evaluated] [and reviewed] and reported on to the Company's [management/board of directors]:

Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor Evaluator	Description and Preparation Date of [Audit/Evaluation/Review] Report	Location of Reserves (Country or Foreign Geographic Area)	Net Present Value of Future Net Revenue (before income taxes, 10% discount rate)			
			Audited	Evaluated	Reviewed	Total
A	xxx xx, 20xx	xxxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx
B	xxx xx, 20xx	xxxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Totals			\$xxx	\$xxx	\$xxx	\$xxx ¹

¹ This amount should be the amount disclosed by the reporting issuer in its statement of reserves data filed under subparagraph 1 of section 2.1 of the Regulation, as its future net revenue (before deducting future income tax expenses) attributable to proved plus probable reserves, estimated using forecast prices and costs and calculated using a discount rate of 10 percent (required by section 2 of Item 2.2 of Form 51-101F1).

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

6. We have no responsibility to update our reports referred to in paragraph 4 for events and circumstances occurring after their respective preparation dates.

7. Because the reserves data are based on judgements regarding future events, actual results will vary and the variations may be material. However, any variations should be consistent with the fact that reserves are categorized according to the probability of their recovery.

Executed as to our report referred to above:

Evaluator A, City, Province or State / Country, Execution Date _____[signed]

Evaluator B, City, Province or State / Country, Execution Date _____[signed]

FORM 51-101F3**REPORT OF MANAGEMENT AND DIRECTORS ON OIL AND GAS DISCLOSURE**

This is the form referred to in subparagraph 3 of section 2.1 of the Regulation.

1. ⁷ Terms to which a meaning is ascribed in the Regulation have the same meaning in this Form.
2. The report referred to in item 3 of section 2.1 of the Regulation shall in all material respects be as follows:

**Report of Management and Directors on
Reserves Data and Other Information**

Management of [name of reporting issuer] (the "Company") are responsible for the preparation and disclosure of information with respect to the Company's oil and gas activities in accordance with securities regulatory requirements. This information includes reserves data, which ~~consist~~ estimates of ~~the following: (a) — with respect to~~ proved reserves and ~~proved plus~~ probable ~~oil and gas~~ reserves: ~~(i) proved and proved plus probable oil and gas reserves estimated 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; ~~and~~

~~(ii) — the related estimated future net revenue; and~~

~~(b) — with respect to proved oil and gas reserves:~~

~~(i) — proved oil and gas reserves estimated as at [last day of the reporting issuer's most recently completed financial year] using constant prices and costs; and (ii) the related estimated future net revenue.~~

[An] independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] [has / have] [audited] [evaluated] [and reviewed] the Company's reserves data. The report of the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] [is presented below / will be filed with securities regulatory authorities concurrently with this report].

The [Reserves Committee of the] board of directors of the Company has

(a) reviewed the Company's procedures for providing information to the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]];

(b) met with the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] to determine whether any restrictions affected the ability of the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] to report without reservation [and, because in the event of the proposal to change the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified

⁷ Appendix 1 to Policy Statement to Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities sets out the meanings of certain terms that are used in sections 1 and 2 of this Form or in the Regulation, Form 51-101F1, Form 51-101F2 or the Policy Statement.

reserves auditor[s]], to inquire whether there had been disputes between the previous independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s] and management]; and

(c) reviewed the reserves data with management and the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]].

The [Reserves Committee of the] board of directors has reviewed the Company's procedures for assembling and reporting other information associated with oil and gas activities and has reviewed that information with management. The board of directors has [, on the recommendation of the Reserves Committee,] approved

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

(b) the filing of [Form 51-101F2, Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor which is](#) the report of the independent [qualified reserves evaluator[s] or qualified reserves auditor[s]] on the reserves data; and

(c) the content and filing of this report.

Because the reserves data are based on judgements regarding future events, actual results will vary and the variations may be material. [However, any variations should be consistent with the fact that reserves are categorized according to the probability of their recovery.](#)

[signature, name and title of chief executive officer]

[signature, name and title of a senior officer other than the chief executive officer]

[signature, name of a director]

[signature, name of a director]

[Date]

Regulation to Amend

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

Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities is amended by this Regulation.

Part 1 is amended in section 1.1 by,

a. adding the following definitions:

“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, in the opinion of a reasonable person, of drawing a comparison or conclusion to an area in which the reporting issuer has an interest or intends to acquire an interest and may include:

- (i) historic information concerning reserves;
- (ii) estimates of the volume or value of reserves;
- (iii) historic information concerning resources;
- (iv) estimates of the volume or value of resources;
- (v) historic production amounts;
- (vi) production estimates; or
- (vii) 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 which may include:

- (i) an estimate of volume;
- (ii) an estimate of value;
- (iii) areal extent;
- (iv) anticipated pay thickness;
- (v) flow rates; or
- (vi) hydrocarbon content;

- b. *repealing the definition of “CICA Accounting Guideline 5” and substituting 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;
- c. *repealing the definition of “constant prices and costs”;***
- d. *striking out* “qualified reserves evaluator or auditor, has the meaning set out in the COGE Handbook” *and substituting* “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”;**
- e. *after paragraph (b)(iv) of the definition of “product type”, adding the following paragraphs:***
- (v) shale oil; or
- (vi) shale gas;,, *and making the necessary changes*
- f. *in subparagraph (i) of the definition of “qualified reserves auditor”, adding “, resources” after “reserves data”, wherever it occurs;***
- g. *after the definition of “qualified reserves evaluator or auditor”, adding the following:***
- “reserves” means proved, probable or possible reserves;,,
- h. *repealing the definition of “reserves data” and substituting 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, *and*
- i. *in subsection 1.2(2),***
- i. *striking, in the French text, “Définition” and substituting “Définitions”,***
- ii. *striking out “shall” and substituting “will”.***
- 3. *Part 2 is amended by,***
- a. *in the introductory paragraph of section 2.1, striking out “shall” and substituting “must”,***
- b. *in paragraph 2.1(2)(b), striking out “shall” and substituting “must”,***
- c. *in paragraph 2.1(3)(b) of the English text, striking out “the report referred to in item 1” and substituting “the report referred to in item 2”,***

- d. **in section 2.2, striking out “News Release” at the beginning of the section and substituting “Notice”, and striking out “a news release” after “disseminate” and substituting “and file with the securities regulatory authority a notice”.**
4. **Part 3 is amended by,**
- a. **in section 3.2, striking out “shall” and substituting “must”,**
- b. **in section 3.3, striking out “shall” and substituting “must”,**
- c. **in subparagraph 3.5(1)(a)(iii) of the English text, striking out “clause” and substituting “subparagraph”,**
- d. **in subsection 3.5(2), striking out “paragraph 3.4(1)(e)” and substituting “paragraph 3.4(e)”,**
- e. **in subsection 3.5(3), striking out “paragraph 3.4(1)(e)” and substituting “paragraph 3.4(e)”.**
5. **Part 4 is amended by,**
- a. **in section 4.1, striking out “shall” and substituting “must”,**
- b. **in paragraph 4.1(a),**
- i. **striking out, in the French text, “comptabilisation” and substituting “capitalisation”,**
- ii. **striking out “5” and substituting “16”,**
- c. **repealing section 4.2 and substituting 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.
6. **Part 5 is amended by,**
- a. **repealing section 5.2 and substituting 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 estimated 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 cautionary language 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 only 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 it 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 such statement has been supplemented or superseded by a report of a material change³ filed by the reporting issuer with the securities regulatory authority.

- b. in Section 5.3, striking out “be consistent with” and substituting “apply” and adding “and must relate to the most specific category of reserves or resources in which the reserves or resources can be classified” after “set out in the COGE Handbook”,**
- c. in section 5.4, adding “the quantities and” after “marketable quantities, reflecting”,**
- d. in section 5.6 of the English text, adding “Market” after “Not Fair”,**
- e. in paragraph 5.7(2)(c), striking out “news release” and substituting “notice”,**
- f. repealing section 5.9 and substituting the following:**

³ “Material change” has the same meaning ascribed to the term under securities legislation of the applicable jurisdiction.

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) the estimated percentage probability that the issuer will
 - (A) discover hydrocarbons in sufficient quantity for them to be tested to the surface, in the case of undiscovered resources or a subcategory of undiscovered resources; or
 - (B) commercially extract the volume disclosed, in the case of discovered resources or a subcategory of discovered resources other than reserves;
 - (v) in respect of contingent resources, the specific contingencies which prevent the classification of the resources as reserves; and
 - (vi) cautionary language 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 economically viable or technically feasible 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 economically viable or technically feasible to produce any portion of the resources.”
- (3) Paragraphs 5.9(1)(d) and (e) and subparagraphs 5.9(2)(c)(iii),(iv) and (v) 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.

g. *repealing section 5.10 and substituting 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, cautionary language 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) 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 will apply to the disclosure of the information.,
and

h. *in section 5.13,*

- i.* **adding “must” after “Written disclosure of a netback” in the English text,**
 - ii.* **repealing paragraph (a), and**
 - iii.* **renumbering paragraphs (b) and (c) as paragraphs (a) and (b), respectively,**
- i.* **in subparagraph 5.15(b)(iv) of the French text, striking out “frais d’exploration futurs” and substituting “frais de mise en valeur futurs”.**
- 8. Part 6 is amended by, in subsection 6.1(2),**
- a.* **striking out, in the French text, “mentionné” and substituting “visé”,**
 - b.* **striking out “shall” and substituting “must discuss the reporting issuer’s reasonable expectation of how the material change has affected its reserves data or other information.”, and**
 - c.* **repealing paragraphs (a) and (b).**
- 9. Part 8 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 provided that 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.
- 10. With the exception of subsection 1.2(2), all provisions of the English text containing the word “shall” are amended by striking out “shall” and substituting “must”.**
- 11. This Regulation comes into force •.**

Regulation to amend

**Form 51-101F1, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information,
Form 51-101F2, Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or
Auditor, and
Form 51-101F3, Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure**

1. Form 51-101F1, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information, Form 51-101F2, Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor, and Form 51-101F3, Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure are amended by this Regulation.

2. Form 51-101F1, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information is amended by,

(a) repealing Item 2.1 and substituting 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.,
- (b) *repealing Item 2.2 and substituting 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.,

- (c) *repealing instruction (3) to Part 2, and substituting 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 constant throughout the estimated lives of the properties to which the estimate applies; or*
- (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 posted price for oil and the spot price for gas, after historical adjustments for transportation, gravity and other factors.,

- (d) ***in Item 3.1,***
 - i. in the heading, adding "Supplemental" after "Constant Prices Used in",***
 - ii. at the beginning of the paragraph, striking out "For" and substituting "If supplemental disclosure under section 2.2 is made, then disclose, for",***
 - iii. striking out "disclose" after "each product type", and***
 - iv. at the end of the paragraph, striking out "2.1" and substituting "2.2"***
- (e) ***at the end of paragraph 3.2(1)(a), striking out "2.2" and substituting "2.1",***
- (f) ***in instruction (2) to Part 3, striking out "defined terms" and substituting "term", and adding "the defined term" after "constant prices and costs" and",***
- (g) ***in the heading to Part 4 striking out "RECONCILIATIONS OF CHANGES IN RESERVES AND FUTURE NET REVENUE" and substituting "RECONCILIATION OF CHANGES IN RESERVES",***
- (h) ***in the title of Item 4.1 of the French text, striking out "Variations" and substituting "Variation",***
- (i) ***in paragraph 4.1(1)(a) striking out "net" and substituting "gross",***
- (j) ***in paragraph 4.1(1)(b) striking out "net" and substituting "gross",***
- (k) ***in paragraphs 4.1(1)(c), striking out "net" and substituting "gross",***
- (l) ***in paragraph 4.1(2)(b),***
 - v. at the end of subparagraph (iii), striking out "and",***
 - vi. at the end of subparagraph (iv), striking out "and other products from non-conventional oil and gas activities",***
 - vii. adding the following subparagraphs after subparagraph (iv):***
 - (v) bitumen;

- (vi) coal bed methane;
 - (vii) hydrates;
 - (viii) shale oil; and
 - (ix) shale gas;,,
- (m) **in paragraph 4.1(2)(c),**
- viii. in subparagraph (i), adding “and improved recovery”,**
 - ix. repealing paragraph (ii); and**
 - x. renumbering subparagraphs (iii),(iv), (v), (vi), (vii), and (viii) as (ii), (iii), (iv), (v), (vi), and (vii), respectively,**
- (n) **in instruction (1) to Item 4.1, striking out “either constant prices and costs or”**
- (o) **repealing Item 4.2,**
- (p) **repealing the instructions to Part 4,**
- (q) **in paragraph 5.1(1)(a), striking out “five” and substituting “three”, and at the end of the paragraph, striking out “or” and substituting “and”,**
- (r) **in paragraph 5.1(2)(a), striking out “five” and substituting “three”, and at the end of the paragraph, striking out “or” and substituting “and”,**
- (s) **in paragraph 5.3(1)(a)**
- xi. repealing subparagraph (i), and**
 - xii. renumbering subparagraphs (ii) and (iii) as subparagraphs (i) and (ii), respectively,**
- (t) **in subparagraph 5.3(1)(b)(i), striking out “and using a discount rate of 10 percent”,**
- (u) **in subsection 5.3(2) of the French text, striking out “Exposez” and substituting “Exposer”,**
- (v) **in paragraph 6.3(2)(a), striking out “3860” and substituting “3861”,**
- (w) **in the instruction to Item 6.4, striking out of “and clause 3(b)(v) of Item 2.2”,**
- (x) **in subsection 6.8(1), striking out “future net revenue” and substituting “gross proved reserves and gross probable reserves”, and striking out “Items 2.1 and 2.2” and substituting “Item 2.1.”,**

- (y) **in paragraph 6.9(1)(b) of the French text, by striking out “ mpi^3 ”, and substituting “ kpi^3 ”,**
- (z) **in the instruction to Item 6.9 of the French text, striking out “types de produit” and substituting “types de produits”,**
- (aa) **at the end of the instruction to Item 6.9, 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.”.**
- 3. Form 51-101F2, Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor is amended by,**
- (a) **in paragraph 2, striking out “vérificateur” and substituting “vérificateurs”,**
- (b) **in the prescribed form of the “Report on Reserves Data” under section 2,**
- i.* **in paragraph 1, striking out “consist of the following:” and substituting “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.* **repealing subparagraphs 1(a) and (b), and**
- iii.* **in the second paragraph of paragraph 2 of the French text, adding “Oil” after “Canadian”,**
- iv.* **at the end of paragraph 7, adding the following:**
- “However, any variations should be consistent with the fact that reserves are categorized according to the probability of their recovery.”.
- 4. Form 51-101F3, Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure is amended by, in the prescribed form of “Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure” under section 2,**
- (a) **in the paragraph beginning “Management of [name of reporting issuer]” striking out “consist of the following:” and substituting “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.”**
- (b) **after the paragraph beginning “Management of [name of reporting issuer]” repealing subparagraphs(a) and (b),**
- (c) **after the paragraph beginning “The [Reserves Committee of the] board of directors of the Company has”, in subparagraph (b), striking out “because of the” and substituting “in the event of a”,**
- (d) **after the paragraph beginning “The [Reserves Committee of the] board of directors has reviewed”, in subparagraph (a), striking out “the” after “securities**

regulatory authorities of" **and substituting** "Form 51-101F1, Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information containing",

- (e) **after the paragraph beginning** "The [Reserves Committee of the] board of directors has reviewed", **in subparagraph (b), adding** "Form 51-101F2, Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor which is" **after** "the filing of", **and**
- (f) **at the end of the paragraph beginning** "Because the reserves data are based on judgements" **adding** "However, any variations should be consistent with the fact that reserves are categorized according to the probability of their recovery."

5. This Regulation comes into force •.

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 (the "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, Appendix 1 of this Policy Statement 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 subsection 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 recognized as being a reasonable outlook on 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.

¹ The Appendix to Policy Statement to Regulation 51-101 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 paragraph 2.7(5) below.

(3) **Independent** - The term independent is defined in subsection 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;
- (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 subsection 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 and the extraction of methane from coal beds.

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 subsection 1.1(w) of Regulation 51-101 and in the Glossary in Appendix 1 to this Policy Statement) 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 January 19, 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)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Saskatchewan (APEGS)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Manitoba (APEGM)
- Association of Professional Geoscientists of Ontario (APGO)
- Professional Engineers of Ontario (PEO)
- Ordre des ingénieurs du Québec (OIQ)
- Ordre des Géologues du Québec (OGQ)
- Association of Professional Engineers of Prince Edward Island (APEPEI)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of New Brunswick (APEGNB)
- Association of Professional Engineers of Nova Scotia (APENS)

- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Newfoundland (APEGN)
- Association of Professional Engineers of Yukon (APEY)
- Association of Professional Engineers, Geologists & Geophysicists of the Northwest Territories (NAPEGG) (representing the Northwest Territories and Nunavut Territory)

(b) **Other Professional Organizations**

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

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

The list of foreign professional organizations is updated periodically in CSA Staff Notice 51-309 Acceptance of Certain Foreign Professional Boards as a "Professional Organization". As at January 19, 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)
- American Institute of Professional Geologists (AIPG), in respect of the AIPG's Certified Professional Geologists

(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 subsections 1.1(y) and 1.1(x) of Regulation 51-101, respectively, and again in the Glossary contained in Appendix 1 to this Policy Statement.

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 Glossary contained in Appendix 1 of this Policy Statement set out definitions and interpretations, many of which are derived from the COGE Handbook. Reserves 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 Glossary contained in Appendix 1 of this Policy Statement.

Subparagraph 5.2(1)(a)(iii) of Regulation 51-101 requires that all estimates of reserves or future net revenue have been prepared or audited in accordance with the COGE Handbook. Under sections 5.2, 5.3 and 5.9 of Regulation 51-101, all types of public oil and gas disclosure, including disclosure of reserves and 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.

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. Regulation 51-101 and the instructions in Form 51-101F1, give the reporting issuer considerable flexibility in presenting this information, provided that all required information is filed. Appendix 3 to this Policy Statement provides an example of how certain of the reserves data might be presented.

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 notice that the information required under section 2.1 of Regulation 51-101 is included in the reporting issuer's filed annual information form. This notice should be filed under SEDAR Filing Type: "Notice of Disclosure for Oil and Gas Activities (Regulation 51-101), Document Type: "Notice of Disclosure for Oil and Gas Activities (Regulation 51-101)".

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 paragraph 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 in respect of unproved properties, prospects or resources. However, if a reporting issuer chooses to disclose that type of information, sections 5.9 and 5.10 of Regulation 51-101 apply to that disclosure, as applicable.

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 4.5 and 12.6 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 Appendix 1 to this Policy Statement. 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 51-101 F1 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 subsection 1.1(j) of Regulation 51-101 and the term "constant prices and costs" as defined in the Glossary in Appendix 1 to this Policy Statement 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** - Subparagraph 4.1(2)(c)(ii) 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 should be included in the "extensions and improved recovery" category.
- **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 should then 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.

(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 considerable 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 3 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 sample presentation in Appendix 3 also illustrates how certain additional information not mandated under Form 51-101F1 might be incorporated in an annual filing.

The sample presentation in Appendix 3 is provided by way of illustration only, and is not mandatory. However, the CSA urge reporting issuers to review Appendix 3 and consider whether a similar presentation might be helpful for their investors.

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) **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 4.5 and 12.6 of volume 1 of the COGE Handbook set out procedures and guidance for the conduct of reserves evaluations and reserves audits, respectively. Section 12.6 deals with the relationship between a reserves auditor and the client's financial auditor. Section 4.5, 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 4.5 and 12.6 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 5.4.3 of the COGE Handbook specifies that, in respect of an issuer's 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 5.4.3 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 it 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 7.8.2 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 estimated future development. 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. A chart of acceptable reserve and resource categories is appended as Appendix 2 to this Policy Statement. 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, as illustrated in Appendix 2 there are several subcategories of discovered resources including recoverable resources, contingent resources and discovered unrecoverable resources. Although the issuer may not have the necessary information to classify the discovered resources as recoverable resources, contingent resources or as discovered unrecoverable resources if the reporting issuer does have the necessary information they must classify into one of the subcategories. In addition, as illustrated in Appendix 2, 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 mandatory notice under 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 requires 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 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;

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)

- 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. 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 subsection 5.9(2) 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.

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. A chart of the resource categories set out in the COGE Handbook, is appended as Appendix 2 to this Policy Statement for illustrative purposes. The definitions of the following resource categories (for resources that cannot be currently classified as reserves) are set out in the Glossary contained in Appendix 1 of this Policy Statement and in section 5 of volume 1 of the COGE Handbook:

- discovered resources;
- discovered unrecoverable resources;
- contingent resources;
- undiscovered resources;
- undiscovered unrecoverable resources; and
- prospective resources.

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:

- a definition of the resource category used for the estimate;
- the effective date of the estimate;
- significant positive and negative factors relevant to the estimate;
- an estimated percentage probability relating to recovery of the resource as prescribed by subparagraph 5.9(2)(c)(iv) of Regulation 51-101;
- the contingencies which prevent the classification of a contingent resource as a reserve; and
- cautionary language as prescribed by subparagraph 5.9(2)(c)(vi) of Regulation 51-101.

The resource estimate may be disclosed as a single quantity such as a median or mean. 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 median 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.

With respect to disclosure of an estimated percentage probability in subparagraph 5.9(2)(c)(iv) of Regulation 51-101, this requirement conveys to the investor the uncertainty associated with the estimates of resources. It also elaborates on the requirement in paragraph 5.9(1)(d) of Regulation 51-101 to disclose the risks and probability of success in recovering the resource. In the case of a discovered resources or a subset of discovered resources, the reporting issuer must disclose the percentage probability of commercially extracting the resource. In the case of an undiscovered resource or a subset of this resource, the reporting issuer must disclose percentage probability of discovering the hydrocarbons in sufficient quantity for them to be tested to the surface, i.e. the probability of the undiscovered resource maturing into a contingent resource.

No specific method of estimating the probabilities is prescribed, It may be acceptable to make the disclosure of probabilities as an interval (e.g., from 20 to 30%) that captures the most likely outcome. However, this interval must be meaningful and there must be adequate disclosure concerning the meaning of the interval. It would not, for example be acceptable to quote a range that, although it captures all possible outcomes, is so large that it does not provide meaningful information on the uncertainty of an estimate.

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 that quantity of oil estimated on a given date to be potentially recoverable from known accumulations but is not currently economic. There is no certainty that it will be economically viable or technically feasible to produce any portion of the resource. The probability of a commercial project proceeding is estimated to be [●%] [OR Management is unable to provide a firm estimate but the probability is estimated to lie between [●%] and [●%]. 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 the percentage probability relating to recovery as well as 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 section 5.2 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

Glossary

Section 1.1 of Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities ("Regulation 51-101") defines a number of terms used in Regulation 51-101, Form 51-101F1, Form 51-101F2, Form 51-101F3 and this Policy Statement. Section 1.2 of Regulation 51-101 provides that terms used in the Regulation but not defined in the Regulation, NI 14-101 or the securities statute in the jurisdiction have the meaning or interpretation, if any, set out in the COGE Handbook.

This Appendix explains much of the terminology used in Regulation 51-101 and its accompanying documents. It is provided only as a convenience to users of Regulation 51-101, to assist them in better understanding the purpose and application of Regulation 51-101.

The explanations in this Appendix are derived from a number of sources, including section 1.1 of Regulation 51-101, NI 14-101 and the COGE Handbook. If the explanation is derived from another source, the source document is indicated in square brackets after the explanation (even if the explanation is not verbatim to the source document).

Background or further guidance may be found in the source documents:

- CICA Accounting Guideline 16 is included in the CICA Handbook, which can be obtained from the CICA.
- The COGE Handbook can be obtained from the Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum (Telephone (403) 237-5112; email info@petsoc.org; or www.petsoc.org).
- FAS 19 can be obtained from FASB, the United States Financial Accounting Standards Board.
- NI 14-101 can be viewed on the websites of a number of securities regulatory authorities.

DEFINITIONS

The terms (and plural, singular or other grammatical variants thereof) set out in the left column below have the meanings respectively set out in the right column.

DEFINED TERM	Meaning
1934 Act	The Securities Exchange Act of 1934 of the United States of America, as amended from time to time. [NI 14-101]
Annual information	A completed Form 51-102F2 Annual Information Form, or in the case of an SEC issuer (as defined in Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations) a completed Form 51-102F2 or an annual

form	report or transition report under the 1934 Act on Form 10-K, Form 10-KSB or Form 20-F. [Regulation 51-102]
Analogous information	<p>Information about an area outside the area the reporting issuer has an interest or intends to acquire an interest, which is referenced by the reporting issuer for the purpose, in the opinion of a reasonable person, of drawing a comparison or conclusion to an area in which the reporting issuer has an interest or intends to acquire an interest and may include, without limitation:</p> <ul style="list-style-type: none"> • historic information concerning reserves; • estimates of the volume or value of reserves; • historic information concerning resources; • estimates of the volume or value of resources; • historic production amounts; • production estimates; or • information concerning a field, well, basin or reservoir. <p>[Regulation 51-102]</p>
Anticipated results	<p>Information which 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 which may include, without limitation:</p> <ul style="list-style-type: none"> • an estimate of volume; • an estimate of value; • areal extent; • anticipated pay thickness; • flow rates; or • hydrocarbon content. <p>[Regulation 51-102]</p>
Associated gas	The gas cap overlying a crude oil accumulation in a reservoir. See gas.

Audit	<p>In relation to reserves data, the process whereby an independent qualified reserves auditor carries out procedures designed to allow the independent qualified reserves auditor to provide reasonable assurance, in the form of an opinion that the reporting issuer's reserves data (or specific parts thereof) have, in all material respects, been determined and presented in accordance with the COGE Handbook and are, therefore, free of material misstatement.</p> <p>Because of</p> <p>(i) the nature of the subject matter (estimates of future results with many uncertainties);</p> <p>the fact that the independent qualified reserves auditor assesses the qualifications and experience of the reporting issuer's staff, assesses the reporting issuer's systems, procedures and controls and relies on the competence of the reporting issuer's staff and the appropriateness of the reporting issuer's systems, procedures and controls; and</p> <p>the fact that tests and samples (involving examination of underlying documentation supporting the determination of the reserves and future net revenue) as opposed to complete evaluations, are involved;</p> <p>the level of assurance is designed to be high, though not absolute.</p> <p>The level of assurance cannot be described with numeric precision. It will usually be less than, but reasonably close to, that of an independent evaluation and considerably higher than that of a review.</p> <p>[COGE Handbook]</p>
Bbl	Barrel.
Bitumen	A highly viscous oil which is too thick to flow in its native state, and which cannot be produced without altering its viscosity. The density of bitumen is generally less than 10 degrees API (as that term is defined by the American Petroleum Institute).
BOEs	Barrels of oil equivalent. [Regulation 51-101 and COGE Handbook]
Canadian GAAP	Generally accepted accounting principles determined with reference to the CICA Handbook. [NI 14-101]
CICA	The Canadian Institute of Chartered Accountants. [Regulation 51-101]

CICA Accounting Guideline 16	Accounting Guideline AcG-16 "Oil and gas accounting - full cost" included in the CICA Handbook, as amended from time to time. [Regulation 51-101]
CICA Handbook	The Handbook of the CICA, as amended from time to time.
COGE Handbook	The "Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook" prepared jointly by The Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) and the Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum (Petroleum Society) as amended from time to time.
Constant prices and costs	<p>Prices and costs used in an estimate that are:</p> <p>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;</p> <p>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).</p> <p>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.</p> <p>[COGE Handbook]</p>
Contingent resources	Contingent resources are defined as those quantities of oil and gas estimated on a given day to be potentially recoverable from known accumulations but are not currently economic. [COGE Handbook]
Crude oil	<p>A mixture that consists mainly of pentanes and heavier hydrocarbons, which may contain sulphur and other non-hydrocarbon compounds, that is recoverable at a well from an underground reservoir and that is liquid at the conditions under which its volume is measured or estimated. It does not include solution gas or natural gas liquids.</p> <p>[COGE Handbook]</p>
CSA	The Canadian Securities Administrators, an association consisting of the thirteen securities regulatory authorities in Canada.

Developed non-producing reserves

Developed non-producing reserves are those reserves that either have not been on production, or have previously been on production, but are shut-in, and the date of resumption of production is unknown. [COGE Handbook]

Developed producing reserves

Developed producing reserves are those reserves that are expected to be recovered from completion intervals open at the time of the estimate. These reserves may be currently producing or, if shut-in, they must have previously been on production, and the date of resumption of production must be known with reasonable certainty. [COGE Handbook]

Developed reserves

Developed reserves are those reserves that are expected to be recovered from existing wells and installed facilities or, if facilities have not been installed, that would involve a low expenditure (for example, when compared to the cost of drilling a well) to put the reserves on production. The developed category may be subdivided into producing and non-producing. [COGE Handbook]

Development costs

Costs incurred to obtain access to reserves and to provide facilities for extracting, treating, gathering and storing the oil and gas from the reserves.

More specifically, development costs, including applicable operating costs of support equipment and facilities and other costs of development activities, are costs incurred to:

- (a) gain access to and prepare well locations for drilling, including surveying well locations for the purpose of determining specific development drilling sites, clearing ground, draining, road building, and relocating public roads, gas lines and power lines, to the extent necessary in developing the reserves;
- (b) drill and equip development wells, development type stratigraphic test wells and service wells, including the costs of platforms and of well equipment such as casing, tubing, pumping equipment and the wellhead assembly;
- (c) acquire, construct and install production facilities such as flow lines, separators, treaters, heaters, manifolds, measuring devices and production storage tanks, natural gas cycling and processing plants, and central utility and waste disposal systems; and
- (d) provide improved recovery systems. [CICA Accounting Guideline 16]

Development well

A well drilled inside the established limits of an oil or gas reservoir, or in close proximity to the edge of the reservoir, to the depth of a

stratigraphic horizon known to be productive. [CICA Accounting Guideline 16]

Discovered resources	Discovered resources are those quantities of oil and gas estimated on a given date to be remaining in, plus those quantities already produced from, known accumulations. Discovered resources are divided into economic and uneconomic categories, with the estimated future recoverable portion classified as reserves and contingent resources, respectively. [COGE Handbook]
Discovered unrecoverable resources	Discovered unrecoverable resources are those quantities of discovered resources that are neither technically possible nor economic to produce. They represent quantities of petroleum that are in the reservoir after production has ceased, and in known accumulations that are not deemed recoverable due to lack of technical and economic recovery processes. [COGE Handbook]
Effective date	In respect of information, the date as at which, or for the period ended on which, the information is provided.
Evaluation	In relation to reserves data, the process whereby an economic analysis is made of a property to arrive at an estimate of a range of net present values of the estimated future net revenue resulting from the production of the reserves associated with the property. [COGE Handbook]
Exploration costs	<p>Costs incurred in identifying areas that may warrant examination and in examining specific areas that are considered to have prospects that may contain oil and gas reserves, including costs of drilling exploratory wells and exploratory type stratigraphic test wells.</p> <p>Exploration costs may be incurred both before acquiring the related property (sometimes referred to in part as "prospecting costs") and after acquiring the property. Exploration costs, which include applicable operating costs of support equipment and facilities and other costs of exploration activities, are:</p> <p>(a) costs of topographical, geochemical, geological and geophysical studies, rights of access to properties to conduct those studies, and salaries and other expenses of geologists, geophysical crews and others conducting those studies (collectively sometimes referred to as "geological and geophysical costs");</p> <p>(b) costs of carrying and retaining unproved properties, such as delay rentals, taxes (other than income and capital taxes) on properties, legal costs for title defence, and the maintenance of land and lease records;</p>

- (c) dry hole contributions and bottom hole contributions;
- (d) costs of drilling and equipping exploratory wells; and
- (e) costs of drilling exploratory type stratigraphic test wells.

[CICA Accounting Guideline 16]

Exploratory well	A well that is not a development well, a service well or a stratigraphic test well. [CICA Accounting Guideline 16]
FAS 19	FASB Statement of Financial Accounting Standards No. 19 "Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies", as amended from time to time. [Regulation 51-101]
FASB	United States Financial Accounting Standards Board.
Field	<p>An area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all grouped on or related to the same individual geological structural feature and/or stratigraphic condition.</p> <p>There may be two or more reservoirs in a field that are separated vertically by intervening impervious strata or laterally by local geologic barriers, or both. Reservoirs that are associated by being in overlapping or adjacent fields may be treated as a single or common operational field. The geological terms "structural feature" and "stratigraphic condition" are intended to denote localized geological features, in contrast to broader terms such as "basin", "trend", "province", "play" or "area of interest". [COGE Handbook]</p>
Forecast prices and costs	<p>Future prices and costs that are:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) generally accepted as being a reasonable outlook of the future; (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).
Foreign geographic area	A geographic area outside North America within one country or including all or portions of a number of countries.

Form 51-101F1	Form 51-101F1 Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information.
Form 51-101F2	Form 51-101F2 Report on Reserves Data by Independent Qualified Reserves Evaluator or Auditor.
Form 51-101F3	Form 51-101F3 Report of Management and Directors on Oil and Gas Disclosure.
Future income tax expenses	<p>Future income tax expenses estimated (generally, year-by-year):</p> <p>(a) making appropriate allocations of estimated unclaimed costs and losses carried forward for tax purposes, between oil and gas activities and other business activities;</p> <p>(b) without deducting estimated future costs (for example, Crown royalties) that are not deductible in computing taxable income;</p> <p>(c) taking into account estimated tax credits and allowances (for example, royalty tax credits); and</p> <p>(d) applying to the future pre-tax net cash flows relating to the reporting issuer's oil and gas activities the appropriate year-end statutory tax rates, taking into account future tax rates already legislated.</p>
Future net revenue	<p>The estimated net amount to be received with respect to the development and production of reserves (including synthetic oil, coal bed methane and other non-conventional reserves) estimated using:</p> <p>(a) forecast prices and costs; or</p> <p>(b) constant prices and costs.</p> <p>This net amount is computed by deducting, from estimated future revenues:</p> <ul style="list-style-type: none"> • estimated amounts of future royalty obligations; • costs related to the development and production of reserves; • well abandonment costs; and • future income tax expenses, unless otherwise specified in Regulation 51-101, Form 51-101F1 or Form 51-101F2.

Corporate general and administrative expenses and financing costs are not deducted. Net present values of future net revenue may be calculated using a discount rate or without discount.

Gas (or natural gas)	<p>The lighter hydrocarbons and associated non-hydrocarbon substances occurring naturally in an underground reservoir, which under atmospheric conditions are essentially gases but which may contain natural gas liquids.</p> <p>Gas can exist in a reservoir either</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) dissolved in crude oil (solution gas); or (b) in a gaseous phase (associated gas or non-associated gas). <p>Non-hydrocarbon substances may include hydrogen sulphide, carbon dioxide and nitrogen. [COGE Handbook]</p>
Gross	<ul style="list-style-type: none"> (a) In relation to a reporting issuer's interest in production or reserves, its "company gross reserves", which are the reporting issuer's working interest (operating or non-operating) share before deduction of royalties and without including any royalty interests of the reporting issuer. [COGE Handbook] (b) In relation to wells, the total number of wells in which a reporting issuer has an interest. (c) In relation to properties, the total area of properties in which a reporting issuer has an interest.
Heavy oil	<p>In respect of reserves or production:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) in a jurisdiction that has a royalty regime specific to heavy oil, "heavy oil" is oil that qualifies for royalties specific to heavy oil; or (b) in a jurisdiction that has no royalty regime specific to heavy oil, "heavy oil" is oil with a density between 10 to 22.3 degrees API (as that term is defined by the American Petroleum Institute). [COGE Handbook]
Independent	<p>In respect of the relationship between a reporting issuer and a qualified reserves evaluator or auditor, the term has the meaning set out in the COGE Handbook.</p>
Regulation (or Regulation 51-101)	<p>Regulation 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities.</p>

Jurisdiction	For the purposes of Regulation 51-101, a province or territory of Canada. [NI 14-101]
Lease	An agreement granting to the lessee rights to explore, develop and exploit a property.
Marketable	In respect of reserves or sales of oil, gas or associated by-products, the volume of oil, gas or associated by-products measured at the point of sale to a third party, or of transfer to another division of the issuer for treatment prior to sale to a third party. For gas, this may occur either before or after removal of natural gas liquids. For heavy oil or bitumen, this is before the addition of diluent.
Material (or materiality)	<p>For the purposes of Regulation 51-101, information is material, in respect of a reporting issuer, if it would be likely to influence a decision by a reasonable investor to buy, hold or sell a security of the reporting issuer.</p> <p>This meaning differs from the definitions of "material change" and "material fact" in securities legislation, but is consistent with the meaning of the term as used, for accounting purposes, in the CICA Handbook.</p> <p>[Regulation 51-101]</p>
Mcf	Thousand cubic feet.
McfGE	Thousand cubic feet of gas equivalent. [Regulation 51-101 and COGE Handbook]
Natural gas	Gas. [COGE Handbook]
Natural gas liquids	<p>Those hydrocarbon components that can be recovered from natural gas as liquids including, but not limited to, ethane, propane, butanes, pentanes plus, condensate and small quantities of non-hydrocarbons.</p> <p>[COGE Handbook]</p>
Net	(a) In relation to a reporting issuer's interest in production or reserves, the reporting issuer's working interest (operating or non-operating) share after deduction of royalty obligations, plus the reporting issuer's royalty interests in production or reserves. [COGE

Handbook]

(b) In relation to a reporting issuer's interest in wells, the number of wells obtained by aggregating the reporting issuer's working interest in each of its gross wells.

(c) In relation to a reporting issuer's interest in a property, the total area in which the reporting issuer has an interest multiplied by the working interest owned by the reporting issuer.

NI 14-101	National Instrument, 14-101 Definitions.
Regulation 51-101 or the Regulation	Regulation 51-101 respecting Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities.
Regulation 51-102	Regulation 51-102 respecting Continuous Disclosure Obligations.
Non-associated gas	An accumulation of natural gas in a reservoir where there is no crude oil. See gas.
Oil	Crude oil or synthetic oil. [COGE Handbook]
Oil and gas activities	<p>"Oil and gas activities":</p> <p>(a) include:</p> <p>(i) the search for crude oil or natural gas in their natural states and original locations;</p> <p>(ii) the acquisition of property rights or properties for the purpose of further exploring for or removing oil or gas from reservoirs on those properties;</p> <p>(iii) the construction, drilling and production activities necessary to recover oil and gas from reservoirs, and the acquisition, construction, installation and maintenance of field gathering and storage systems, including lifting oil and gas to the surface and gathering, treating, field processing and field storage; and</p> <p>(iv) the extraction of hydrocarbons from oil sands, shale, coal or other non-conventional sources and activities similar to those referred to in clauses (i), (ii) and (iii) undertaken with a view to such extraction; but</p>

do not include:

- (i) transporting, refining or marketing oil or gas;
- (ii) activities relating to the extraction of natural resources other than oil and gas and their by-products; or
- (iii) the extraction of geothermal steam or of hydrocarbons as a by-product of the extraction of geothermal steam or associated geothermal resources. [Regulation 51-101]

Operating costs	Production costs.
Possible reserves	Reserves that are less certain to be recovered than probable reserves. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the sum of the estimated proved plus probable plus possible reserves. Other criteria, including levels of certainty, that must also be met for the categorization of possible reserves are provided in the COGE Handbook. [COGE Handbook]
Preparation date	In respect of written disclosure, the most recent date to which information relating to the period ending on the effective date was considered in the preparation of the disclosure.
Probable reserves	Reserves that are less certain to be recovered than proved reserves. It is equally likely that the actual remaining quantities recovered will be greater or less than the sum of the estimated proved plus probable reserves. Other criteria, including levels of certainty, that must also be met for the categorization of probable reserves are provided in the COGE Handbook. [COGE Handbook]
Production	<p>Recovering, gathering, treating, field or plant processing (for example, processing gas to extract natural gas liquids) and field storage of oil and gas.</p> <p>The oil production function is usually regarded as terminating at the outlet valve on the lease or field production storage tank. The gas production function is usually regarded as terminating at the plant gate. In some circumstances, it may be more appropriate to regard the production function as terminating at the first point at which oil, gas or their by-products are delivered to a main pipeline, a common carrier, a refinery or a marine terminal.</p>
Production costs (or Operating costs)	Costs incurred to operate and maintain wells and related equipment and facilities, including applicable operating costs of support equipment and facilities and other costs of operating and maintaining those wells

and related equipment and facilities.

Lifting costs become part of the cost of oil and gas produced.

Examples of production costs are:

- (a) costs of labour to operate the wells and related equipment and facilities;
- (b) costs of repairs and maintenance;
- (c) costs of materials, supplies and fuel consumed, and supplies utilized, in operating the wells and related equipment and facilities;
- (d) costs of workovers;
- (e) property taxes and insurance costs applicable to properties and wells and related equipment and facilities; and
- (f) taxes, other than income and capital taxes.

Production group

One of the following together, in each case, with associated by-products:

- (a) light and medium crude oil (combined);
- (b) heavy oil;
- (c) associated gas and non-associated gas (combined); and
- (d) bitumen, synthetic oil or other products from non-conventional oil and gas activities.

Product type

One of the following:

- (a) in respect of conventional oil and gas activities:
 - (i) light and medium crude oil (combined);
 - (ii) heavy oil;
 - (iii) natural gas excluding natural gas liquids; or
 - (iv) natural gas liquids; and
- (b) in respect of non-conventional oil and gas activities:
 - (i) synthetic oil;
 - (ii) bitumen;

- (iii) coal bed methane;
- (iv) hydrates;
- (v) shale oil; or
- (vi) shale gas.

[Regulation 51-101]

Professional organization

A self-regulatory organization of engineers, geologists, other geoscientists or other professionals whose professional practice includes reserves evaluations or reserves audits, that:

- (a) admits members primarily on the basis of their educational qualifications;
- (b) requires its members to comply with the professional standards of competence and ethics prescribed by the organization that are relevant to the estimation, evaluation, review or audit of reserves data;
- (c) has disciplinary powers, including the power to suspend or expel a member; and is either:
 - (i) given authority or recognition by statute in a Canadian jurisdiction; or
 - (ii) accepted for this purpose by the securities regulatory authority or the regulator.

[Regulation 51-101]

Property

A property includes:

- (a) fee ownership or a lease, concession, agreement, permit, licence or other interest representing the right to extract oil or gas subject to such terms as may be imposed by the conveyance of that interest;
- (b) royalty interests, production payments payable in oil or gas, and other non-operating interests in properties operated by others; and
- (c) an agreement with a foreign government or authority under which a reporting issuer participates in the operation of properties or otherwise serves as "producer" of the underlying reserves (in contrast to being an independent purchaser, broker, dealer or importer).

A property does not include supply agreements, or contracts that represent a right to purchase, rather than extract, oil or gas.

[CICA Accounting Guideline 16]

Property acquisition costs	<p>Costs incurred to acquire a property (directly by purchase or lease, or indirectly by acquiring another corporate entity with an interest in the property), including:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) costs of lease bonuses and options to purchase or lease a property; (b) the portion of the costs applicable to hydrocarbons when land including rights to hydrocarbons is purchased in fee; (c) brokers' fees, recording and registration fees, legal costs and other costs incurred in acquiring properties.
-----------------------------------	---

[CICA Accounting Guideline 16]

Prospect	A geographic or stratigraphic area, in which the reporting issuer owns or intends to own one or more oil and gas interests, which is geographically defined on the basis of geological data and which is reasonably anticipated to contain at least one reservoir or part of a reservoir of oil and gas.
Prospective resources	Prospective resources are defined as those quantities of oil and gas estimated on a given date to be potentially recoverable from undiscovered accumulations. They are technically viable and uneconomic to recover. [COGE Handbook]
Proved property	A property or part of a property to which reserves have been specifically attributed.
Proved reserves	Reserves that can be estimated with a high degree of certainty to be recoverable. It is likely that the actual remaining quantities recovered will exceed the estimated proved reserves. Other criteria, including levels of certainty, that must also be met for the categorization of proved reserves are provided in the COGE Handbook. [COGE Handbook]
Qualified reserves auditor	<p>An individual who:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) in respect of particular reserves data or related information, possesses professional qualifications and experience appropriate for the estimation, evaluation, review and audit of the reserves data and related information; and

(b) is a member in good standing of a professional organization.

[Regulation 51-101]

Qualified reserves evaluator

An individual who:

(a) in respect of particular reserves data or related information, possesses professional qualifications and experience appropriate for the estimation, evaluation and review of the reserves data and related information; and

(b) is a member in good standing of a professional organization.

[Regulation 51-101]

Qualified reserves evaluator or auditor

A qualified reserves auditor or a qualified reserves evaluator.

[Regulation 51-101]

Regulator

The securities regulatory authority or a person who holds a specified position with the securities regulatory authority (in several instances, its Executive Director or Director) in each jurisdiction.

[NI 14-101]

Reporting issuer

(a) A "reporting issuer" as defined in securities legislation; or

(b) in a jurisdiction in which the term is not defined in securities legislation, an issuer of securities that is required to file financial statements with the securities regulatory authority.

Reservation

In relation to a report on reserves data, a modification of the standard report of an independent qualified reserves evaluator or auditor on reserves data set out in Form 51-101F2, caused by a departure from the COGE Handbook or by a limitation in the scope of work that the independent qualified reserves evaluator or auditor considers necessary. A modification may take the form of a qualified or adverse opinion or a denial of opinion.

Reserves

Reserves are the estimated remaining quantities of oil and natural gas and related substances anticipated to be recoverable from known accumulations, from a given date forward, based on:

- analysis of drilling, geological, geophysical and engineering data;

- the use of established technology; and
- specified economic conditions, which are generally accepted as being reasonable, and shall be disclosed.

Reserves are classified according to the degree of certainty associated with the estimates. [COGE Handbook]

Reserves data

Estimates of proved reserves and probable reserves and related future net revenue estimated using forecast prices and costs. [Regulation 51-101]

Reservoir

A porous and permeable underground formation containing a natural accumulation of producible oil or gas that is confined by impermeable rock or water barriers and is individual and separate from other reservoirs. [CICA Accounting Guideline 16]

Resources

Those quantities of oil and gas estimated to exist originally in naturally occurring accumulations.

Resources are, therefore, those quantities estimated on a particular date to be remaining in known accumulations plus those quantities already produced from known accumulations plus those quantities in accumulations yet to be discovered.

Resources are divided into:

- discovered resources, which are limited to known accumulations; and
- undiscovered resources.

[COGE Handbook]

Review

In relation to the role of a qualified reserves evaluator or auditor in respect of reserves data, steps carried out by the qualified reserves evaluator or auditor, consisting primarily of enquiry, analytical procedures, analysis, review of historical reserves performance and discussion with reserves management staff related to a reporting issuer's reserves data, with the limited objective of assessing whether the reserves data is "plausible" in the sense of appearing to be worthy of belief based on the information obtained by the qualified reserves evaluator or auditor as a result of carrying out such steps. Examination of documentation is not required unless the information does not appear to be plausible.

A reserves review, due to the limited nature of the investigation involved, does not provide the level of assurance provided by a reserves audit. Although reserves reviews can be done for specific

applications, they are not a substitute for an audit. [COGE Handbook]

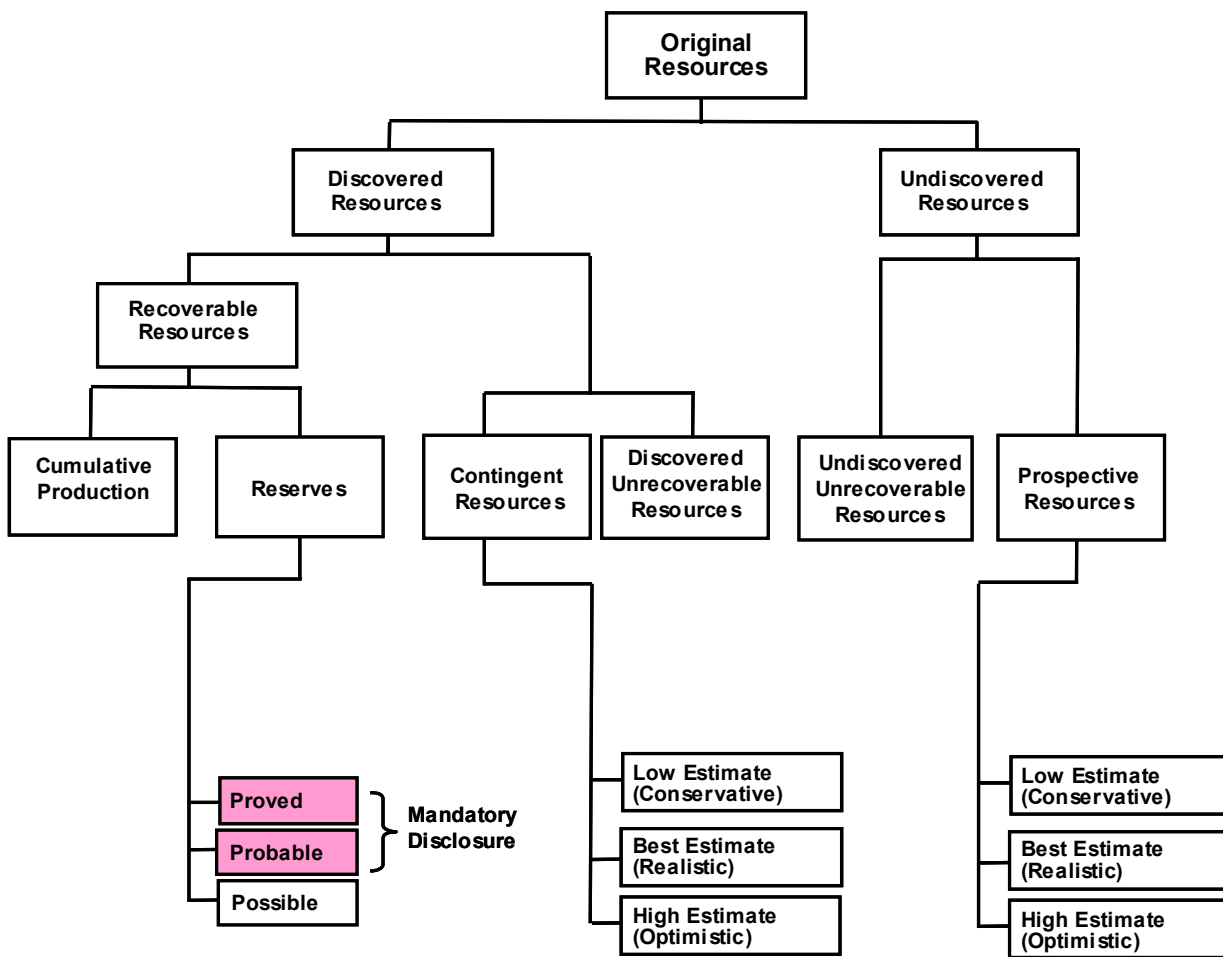
SEC	The Securities and Exchange Commission of the United States of America. [NI 14-101]
Securities legislation	<p>The statute (in most cases entitled the "Securities Act") and subordinate legislation (in most cases including regulations or rules) specified, for each jurisdiction, in NI 14-101.</p> <p>References in Regulation 51-101 to securities legislation are to be read as references to securities legislation in the particular jurisdiction.</p>
Securities regulatory authority	<p>The securities commission or comparable body specified, for each jurisdiction, in NI 14-101.</p> <p>References in Regulation 51-101 to the securities regulatory authority are to be read as references to the securities regulatory authority in the particular jurisdiction.</p>
SEDAR	The System for Electronic Document Analysis and Retrieval referred to in Regulation 13-101 respecting System for Electronic Document Analysis and Retrieval (SEDAR).
Service well	<p>A well drilled or completed for the purpose of supporting production in an existing field. Wells in this class are drilled for the following specific purposes: gas injection (natural gas, propane, butane or flue gas), water injection, steam injection, air injection, salt-water disposal, water supply for injection, observation, or injection for combustion.</p> <p>[CICA Accounting Guideline 16]</p>
Solution gas	Gas dissolved in crude oil. See gas.
Stratigraphic test well	<p>A drilling effort, geologically directed, to obtain information pertaining to a specific geologic condition. Ordinarily, such wells are drilled without the intention of being completed for hydrocarbon production. They include wells for the purpose of core tests and all types of expendable holes related to hydrocarbon exploration.</p> <p>Stratigraphic test wells are classified as</p> <p>"exploratory type" if not drilled into a proved property; or</p> <p>"development type", if drilled into a proved property. Development type stratigraphic wells are also referred to as "evaluation wells". [CICA</p>

Accounting Guideline 16]

Support equipment and facilities	Equipment and facilities used in oil and gas activities, including seismic equipment, drilling equipment, construction and grading equipment, vehicles, repair shops, warehouses, supply points, camps, and division, district or field offices.
Supporting filing	A document filed by a reporting issuer with a securities regulatory authority. [Regulation 51-101]
Synthetic oil	A mixture of hydrocarbons derived by upgrading crude bitumen from oil sands or kerogen from oil shales or other substances such as coal. [COGE Handbook]
Undeveloped reserves	Undeveloped reserves are those reserves expected to be recovered from known accumulations where a significant expenditure (for example, when compared to the cost of drilling a well) is required to render them capable of production. They must fully meet the requirements of the reserves classification (proved, probable, possible) to which they are assigned. [COGE Handbook]
Undiscovered resources	Undiscovered resources are those quantities of oil and gas estimated on a given date to be contained in accumulations yet to be discovered. The estimated potentially recoverable portion of undiscovered resources is classified as prospective resources. [COGE Handbook]
Undiscovered unrecoverable resources	Undiscovered unrecoverable resources are those quantities of undiscovered resources that are neither technically possible nor economic to produce. They represent quantities of petroleum that are in unknown accumulations that are not deemed recoverable due to lack of technical and economic recovery processes. [COGE Handbook]
Unproved property	A property or part of a property to which no reserves have been specifically attributed.
Well abandonment costs	Costs of abandoning a well (net of salvage value) and of disconnecting the well from the surface gathering system. They do not include costs of abandoning the gathering system or reclaiming the wellsite.

APPENDIX 2

Reserves and Resources Classification as Set Out in Chapter 5 of Volume 1 of the COGE Handbook



APPENDIX 3

Sample Reserves Data Disclosure

Format of Disclosure

Regulation 51-101 and Form 51-101F1 offer reporting issuers considerable flexibility in the format of their disclosure of reserves data and related information. 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 subsection 2.7(8) of Policy Statement to Regulation 51-101.

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. Other manners of presentation may also satisfy the requirements of 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 GAS LIQUIDS	
	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (MMcf)	Net (MMcf)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)
PROVED								
Developed Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Developed Non-Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Undeveloped	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL PROVED	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
PROBABLE	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL PROVED PLUS PROBABLE	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

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

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

**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
L

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 GAS LIQUIDS	
	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)	Gross (MMcf)	Net (MMcf)	Gross (Mbbbl)	Net (Mbbbl)
PROVED								
Developed Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Developed Non-Producing	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Undeveloped	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL PROVED	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
PROBABLE	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
TOTAL PROVED PLUS PROBABLE	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

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

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

**SUMMARY OF NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE
as of December 31, 2006**

FORECAST PRICES AND COSTS

RESERVES CATEGORY	NET PRESENT VALUES OF FUTURE NET REVENUE										
	BEFORE INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					AFTER INCOME TAXES DISCOUNTED AT (%/year)					UNIT VALUE BEFORE INCOME TAX DISCOUNTED AT 10%/year
	0 (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

(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).

(d) The unit values are based on net reserve volumes.

(e) 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 2.2(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 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 (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 (Mbbbl)	Gross Probable (Mbbbl)	Gross Proved Plus Probable (Mbbbl)	Gross Proved (Mbbbl)	Gross Probable (Mbbbl)	Gross Proved Plus Probable (Mbbbl)	Gross Proved (MMcf)	Gross Probable (MMcf)	Gross Proved Plus Probable (MMcf)
December 31, 2005	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

6.2.2 Publication

Aucune information.