

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 (ACVM), d'interpréter et d'appliquer le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « règlement ») et ses annexes, et comment les autorités en valeurs mobilières ou les agents responsables peuvent, à leur discrétion, accueillir certaines demandes de dispense de l'application des dispositions de ce règlement.

PARTIE 1

CHAMP D'APPLICATION ET TERMINOLOGIE

1.1 Complément d'autres exigences

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

1.2 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 demandé parce qu'il n'est pas important, il est inutile de le communiquer.

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

L'expression « investisseur raisonnable », au paragraphe 2 de l'article 1.4 du règlement, renvoie à un critère objectif : un investisseur théorique, représentatif de l'ensemble des investisseurs et guidé par la raison, serait-il influencé, dans sa décision d'acheter, de vendre ou de conserver un titre d'un 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 qu'ils ont trait à cet émetteur assujetti.

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.

1.3 Début de l'application du règlement aux émetteurs assujettis

La partie 9 du règlement précise la date d'entrée en vigueur du règlement (article 9.1) soit le 24 août 2005 qui est également celle du début de son application aux émetteurs assujettis au Québec.

Contrairement à la version canadienne entrée en vigueur dans les autres juridictions canadiennes en septembre 2003, il n'existe pas de période de transition dans le règlement d'où le retrait de l'article 9.2. De toute façon la période de transition prévue dans la version adoptée par les autres juridictions canadiennes est désormais éteinte.

1.4 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 en vigueur dans le territoire intéressé (sauf en cas d'incompatibilité entre 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 l'instruction générale contiennent des définitions et des interprétations tirées, pour la plupart, 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 dans le manuel COGE et sont énoncées, en partie, dans la partie 2 de l'Annexe 1 de la présente instruction générale.

Selon la disposition ii du sous-paragraphe a du paragraphe 1 de l'article 4.2 du règlement, toutes les estimations de réserves ou de produits d'exploitation nets futurs qui sont déposées doivent être établies ou vérifiées conformément au manuel COGE. Les articles 5.2 et 5.3 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.

1.5 Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié

Les définitions des termes « évaluateur de réserves qualifié » et « vérificateur de réserves qualifié » figurent à l'article 1.1 du règlement et dans le glossaire joint à la présente instruction générale à l'Annexe 1. 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 exigences.

a) **Qualifications professionnelles et expérience pertinentes**

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 manuel COGE, « *Qualifications of Evaluators and Auditors, Enforcement and Discipline* ».

b) Ordre professionnel

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.

La définition d'« ordre professionnel » (figurant à l'article 1.1) du règlement et dans le glossaire de l'Annexe 1 de l'Instruction générale) comporte quatre éléments, dont les trois premiers sont 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 conférée par la loi ou la reconnaissance par l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable.

À la date d'entrée en vigueur du règlement, 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)

i) Autres ordres professionnels

Les ACVM sont disposées à étudier les demandes de reconnaissance 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 de reconnaissance d'un organisme d'autoréglementation qui satisfait aux trois premiers éléments de la définition d'« ordre professionnel ».

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

Les ACVM peuvent modifier la liste des ordres professionnels. Elles publieront des avis à ce sujet.

ii) 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.

iii) Renouvellement de la demande non obligatoire

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

1.6 Sables bitumineux et autres activités non traditionnelles

Le règlement s'applique 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 ACVM estiment que les exigences concernant l'établissement et la communication des données relatives aux réserves s'appliquent aux réserves de pétrole et de gaz extractibles de sables bitumineux, de schistes, de charbon et d'autres sources non traditionnelles d'hydrocarbures. Les ACVM encouragent les émetteurs assujétis 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 qui puisse aider les investisseurs et les autres parties à comprendre leurs activités et leurs résultats. Elles invitent notamment les émetteurs assujétis dont les activités comportent des activités minières à tenir compte des normes suivantes pour publier l'information :

- en ce qui concerne l'information financière, les directives du Manuel de l'ICCA relatives aux activités minières;
- en ce qui concerne les aspects techniques de la mise en valeur et de l'exploitation des mines, le Règlement 43-101 sur l'information sur les projets miniers et l'Annexe 43-101A1, Rapport technique.

1.7 Utilisation de l'information

Les exigences du 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 inscrites¹⁽¹⁾ 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 résument l'information ou la mentionnent.

PARTIE 2

EXIGENCES ANNUELLES DE DÉPÔT

2.1 Information à déposer 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.

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 celle-ci. Voir l'article 1.2 de la présente instruction générale pour des explications sur l'importance relative.

Si un élément d'information prescrit n'a pas été communiqué avant de perdre sa pertinence ou son importance, il est inutile de le mentionner ou de faire référence à 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. Il est inutile de distinguer les éléments d'information au moyen du numéro ou du titre des annexes, ni de l'intitulé ou du numéro de leurs rubriques, ni même de suivre l'ordre des rubriques des annexes. (L'Annexe 2 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 exigences de l'article 2.1 du règlement en présentant l'information exigée par celui-ci dans leur notice annuelle.

a) **Signification du terme « notice annuelle »**

La notice annuelle peut être en la forme prévue à l'Annexe 44-101A1, Notice annuelle, s'il s'agit d'une notice annuelle courante au sens du Règlement 44-101 sur le placement de titres au moyen d'un prospectus simplifié, ou si elle est déposée en application de la norme 51-501, AIF and MD&A de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, de l'article 159 du règlement d'application de la Loi sur les valeurs mobilières du Québec ou du Règlement 45-102 sur la revente des titres. La notice annuelle peut également être un rapport annuel courant sur formulaire 10-K ou 20-F en vertu de la Loi de 1934, si l'émetteur assujetti a le droit de le déposer en vertu du Règlement 44-101.

Les types de notices annuelles actuels sont remplacés par une nouvelle notice en vertu du Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue. La nouvelle notice est acceptable comme « notice annuelle » pour l'application du règlement.

b) **Possibilité de présenter l'information dans la notice annuelle**

Tous les types de notice annuelle utilisés au Canada devront présenter l'information prévue par l'article 2.1 du règlement, soit en l'intégrant directement, 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, qui peut reproduire le communiqué exigé aux termes de l'article 2.2 du règlement, aidera les autres utilisateurs de SEDAR à trouver l'information. Il est inutile de déposer la notice annuelle à nouveau dans SEDAR, dans la catégorie de l'information sur le pétrole et le gaz prévue par le règlement.

2.5 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 exigences du paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement s'il contient une restriction dont l'émetteur est en mesure de 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 restrictions que l'émetteur assujéti n'est pas en mesure de supprimer.

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

L'utilisation, par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié indépendant, d'information obtenue du vérificateur financier indépendant d'un émetteur assujéti ou tirée de son rapport peut être une cause de restriction que l'on pourrait et devrait, selon les ACVM, traiter différemment. Comme il est indiqué à l'article 4.4 de la présente Instruction générale, les ACVM recommandent aux évaluateurs ou aux vérificateurs de réserves qualifiés indépendants de suivre les procédures et les directives énoncées aux articles 4.5 et 12.6 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.

2.6 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 et sont donc exempts 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 exigences de l'Annexe 51-101A2 qu'il ne remplirait pas les exigences du paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement.

Le manuel COGE pourrait traiter de l'assurance de forme négative à mesure de l'évolution des normes d'examen des données relatives aux réserves. Les ACVM étudieront ces développements et pourraient réviser l'opinion exprimée ci-dessus.

2.7 Droit de redevance sur les réserves

Les réserves nettes d'un émetteur assujetti (ou les « réserves nettes de la société ») comprennent son droit de redevance sur les réserves.

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

2.8 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.

2.9 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 autre information ou plus détaillée s'ils jugent qu'elle permettra au lecteur de comprendre et d'évaluer l'information obligatoire. En fait, il est même parfois nécessaire de fournir de l'information supplémentaire sur les changements importants pour que l'information obligatoire fournie ne soit ni fausse ni trompeuse.

2.10 Exemple de présentation des données relatives aux réserves

L'Annexe 2 de l'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 2 indique également comment intégrer à un dépôt annuel certains éléments d'information qui ne sont pas prescrits par le règlement.

La présentation n'est indiquée qu'à titre d'illustration. Elle n'est pas obligatoire. Les ACVM encouragent toutefois les émetteurs assujettis à consulter l'Annexe 2 et à déterminer si une présentation analogue ne serait pas utile à leurs investisseurs.

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 Prix et coûts prévisionnels

Les prix et coûts prévisionnels sont abordés dans le manuel COGE. Il s'agit de prix et de coûts futurs « généralement reconnus comme constituant une perspective d'avenir raisonnable », sauf si l'émetteur assujetti est lié en droit par des prix ou des coûts fixes ou qu'il est possible de déterminer actuellement.

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

4.2 Prix et coûts constants

Les prix et coûts constants sont fonction des prix et des coûts de l'émetteur assujetti à la date d'effet de l'estimation réalisée (qui est généralement la fin de l'exercice pour les estimations visées à l'article 2.1 du règlement). De manière générale, on suppose que ces prix et coûts ne changent pas, mais qu'ils restent constants pendant la durée de vie d'un

terrain, sauf si l'émetteur assujetti est lié par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit, par 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). Voir aussi l'article 4.3, ci-dessous.

4.3 Instruments financiers

Les définitions de « prix et coûts constants » et de « prix et coûts prévisionnels » figurant à l'article 1.1 du règlement et dans le glossaire de l'Annexe 1 de l'instruction générale mentionnent 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. L'expression « engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit » ne s'entend pas des arrangements autorisant l'émetteur assujetti à livrer des liquidités pour remplir ses obligations. Est donc exclu tout arrangement qui serait un « instrument financier » au sens du chapitre 3860 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 exigences de présentation de tels instruments financiers (y compris les instruments de couverture) dans les états financiers de l'émetteur assujetti.

4.4 Méthodes d'estimation des réserves

Le manuel COGE indique les niveaux de certitude cibles pour les estimations des catégories primaires des réserves totales de l'émetteur assujetti. Ainsi, il doit y avoir au moins une probabilité de 90 p. 100 que les quantités de pétrole et de gaz restant à récupérer seront supérieures ou égales au total des réserves prouvées estimatives (voir la partie 2 de l'Annexe 1).

L'article 5.4.3 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, la classification des réserves est une question de jugement professionnel quant à la mesure quantitative de certitude atteinte, en raison de l'absence de [traduction] « mesure quantitative de la probabilité calculée mathématiquement ».

4.5 Concordance des dates

Le paragraphe 2 de l'article 4.2 du règlement exige que la même date d'effet utilisée pour des événements ou des opérations soit inscrite dans les états financiers annuels et utilisée pour la communication annuelle des 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 ces documents publiés, les émetteurs assujettis veilleront à informer régulièrement leurs vérificateurs financiers, leurs évaluateurs ou évaluateur 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 manuel COGE énoncent des procédures et des directives pour réaliser des évaluations et des vérifications de réserves. L'article 12.6 traite de la relation entre le vérificateur de réserves et le vérificateur financier de son client. L'article 4.5 traite différemment de la relation entre l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié et le vérificateur financier de leur 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 manuel

COGE, qu'ils effectuent une évaluation ou une vérification de réserves.

PARTIE 5

EXIGENCES APPLICABLES À TOUTE INFORMATION

5.1 Champ d'application de la partie 5 du règlement

La partie 5 du règlement impose des exigences 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 exigés 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.

Pour assurer le respect des exigences 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 l'information sur le pétrole et le gaz.

5.2 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 du rapport conformément au paragraphe 2 de l'article 2.1; emploi du rapport ou renvoi à celui-ci dans le relevé déposé en vertu du paragraphe 1 de l'article 2.1 et dans le rapport de la direction et du conseil d'administration déposé en vertu du paragraphe 3 de l'article

2.1; mention du rapport dans le communiqué 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.

5.3 Estimation de la juste valeur

L'article 5.10 du règlement énonce les exigences applicables à la communication de certaines évaluations de la juste valeur – par exemple, l'estimation de la juste valeur d'une zone productive possible.

Sous réserve du sous-paragraphe a du paragraphe 2 de l'article 5.10, l'estimation doit remplir les exigences du sous-paragraphe b du paragraphe 2 de l'article 5.10, lequel exige notamment qu'elle soit réalisée ou acceptée par un évaluateur professionnel. Selon les ACVM, les estimations réalisées ou acceptées plus de six mois avant la communication ne peuvent valablement servir de fondement à l'information.

Selon la disposition ii du sous-paragraphe b du paragraphe 2 de l'article 5.10, l'estimation doit comporter au moins trois valeurs représentant une fourchette de probabilités raisonnables (la faible valeur représentant une estimation pessimiste, la valeur intermédiaire représentant une estimation médiane et la valeur élevée représentant une estimation optimiste). Ces valeurs doivent être estimées par un évaluateur professionnel selon les normes professionnelles pertinentes et en fonction de la ligne de conduite qu'est susceptible d'adopter l'émetteur assujetti, de l'avis de l'évaluateur.

Dans les cas où du sous-paragraphe b du paragraphe 2 de l'article 5.10 s'applique, les ACVM s'attendent à ce que les émetteurs assujettis fournissent l'information pertinente à un évaluateur professionnel afin que celui-ci réalise l'estimation et dresse le rapport visé à cet alinéa, pour éviter de communiquer de l'information trompeuse au public.

5.4 Assurance de forme négative

Comme indiqué à l'article 2.6 de la présente instruction générale, les ACVM sont d'avis que les rapports établis par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié qui n'expriment que des assurances de forme négative peuvent être mal interprétés. Le lecteur pourrait croire qu'ils 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 par conséquent que les émetteurs assujettis doivent se garder de communiquer au public des rapports n'exprimant que des assurances de forme négative et d'en tirer de l'information aux fins de communication.

Dans les rares cas où il existe des motifs impérieux de faire une telle communication, 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 de la mission de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié et préciser le niveau d'assurance procuré, en indiquant que celle-ci n'équivaut pas à une opinion sans réserve.

Le manuel COGE pourrait traiter de l'assurance de forme négative à mesure de l'évolution des normes d'examen et de données relatives aux réserves. Les ACVM étudieront ces développements et donneront avis de toute modification de l'opinion exprimée ci-dessus.

5.5 Documents justificatifs

La partie 5 du règlement exige que certains éléments d'information communiqués au public soient corroborés par les renseignements exposés dans un document justificatif.

La définition de « document justificatif » donnée à l'article 1.1 du règlement ne précise pas de type de document particulier ni de date d'expiration ou de délai maximal depuis l'établissement des documents. Un document déposé peut continuer à servir de document justificatif tant que l'information qu'il contient n'a pas été rendue inexacte ou trompeuse par des événements postérieurs à son dépôt.

La partie 6 du règlement exige que, dans certains cas, les déclarations de changement important contiennent de l'information sur l'effet que le changement important aurait eu, s'il s'était produit à un autre moment, sur l'information contenue dans un document annuel déposé en vertu de la partie 2.

Les ACVM ne considèrent pas que les documents déposés en vertu de la partie 2 du règlement cesseront d'être des documents justificatifs du seul fait qu'un changement important visé à la partie 6 de cette norme canadienne s'est produit, pourvu que l'information sur le changement important remplisse les exigences applicables de cette partie.

5.6 Utilisation cohérente des unités de mesure

Les émetteurs assujettis sont encouragés à 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.

Dans tous les cas, ils doivent utiliser la nomenclature et les unités pertinentes qui sont indiquées dans le manuel COGE, conformément à la disposition ii du sous-paragraphe a du paragraphe 1 de l'article 4.2, au sous-paragraphe de l'article 5.2, et à l'article 5.3 du règlement.

5.7 Bep et kpi³ d'équivalent gaz

L'article 5.14 du règlement énonce les exigences 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.

5.8 Frais de découverte et de mise en valeur

L'article 5.15 du règlement énonce les exigences 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 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 cet article doit également être donné.

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.

PARTIE 6

INFORMATION SUR LES CHANGEMENTS IMPORTANTS

6.1 Changement par rapport à l'information déposée

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

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

La partie 6 du règlement exige que l'émetteur assujetti indique, dans l'information sur les changements importants, en quoi, selon eux, l'information déposée en vertu de la partie 2 aurait changé si le changement important s'était produit avant la date d'effet plutôt qu'après.

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.

6.2 Estimations en fonction de prix et de coûts constants

Si le changement important visé à l'article 6.1 concerne des prix et coûts prévisionnels, les ACVM n'estiment pas que la partie 6 du règlement nécessitera une analyse plus approfondie des données relatives aux réserves estimées en fonction de prix et de coûts constants à la date d'effet.

PARTIE 7

INDÉPENDANCE DES PROFESSIONNELS

7.1 Indépendance de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié

En ce qui concerne la relation entre un émetteur assujetti et un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié engagé pour évaluer, vérifier ou examiner les données relatives aux réserves, l'« indépendance » doit être jugée conformément au manuel COGE. Les directives suivantes doivent être lues à la lumière de ce manuel.

Aux termes du manuel COGE, un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié n'est généralement pas considéré comme indépendant de son client (émetteur assujetti) s'il détient ou s'attend à recevoir un droit direct ou indirect sur un terrain devant faire l'objet d'une évaluation ou d'un rapport, ou sur des titres de son client ou d'une société appartenant au même groupe que celui-ci.

En règle générale, on ne considérera pas qu'il y a perte d'indépendance du seul fait que l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié (ou la société d'évaluation de réserves dont il est associé, actionnaire ou employé) fournit aussi au client (émetteur assujetti) ou à un autre client, à l'égard d'un terrain devant faire l'objet d'une évaluation ou d'un rapport, d'autres services (notamment des services d'évaluation, de vérification ou d'examen) du type de ceux que rendent généralement les ingénieurs pétroliers.

7.2 Évaluateurs et vérificateurs de réserves qualifiés ou évaluateurs professionnels inacceptables

Les articles 2.1 et 3.2 du règlement exigent qu'un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié indépendant (conformément au manuel COGE) de l'émetteur assujetti prenne part à l'établissement des données relatives aux réserves à déposer annuellement. De la même façon, l'article 5.10 du règlement exige que les estimations de la juste valeur soient établies par un évaluateur professionnel qui n'est pas « apparenté » (au sens du Manuel de l'ICCA) à l'émetteur assujetti.

La relation entre un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié ou un évaluateur professionnel et l'émetteur assujetti peut, rigoureusement parlant, remplir ces conditions, mais les circonstances peuvent priver (ou donner l'impression de priver) ces personnes de l'indépendance d'esprit que les ACVM jugent essentielle pour l'application du règlement. Dans ce cas, l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable peut demander à l'émetteur assujetti d'engager un autre évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié ou un autre évaluateur professionnel. S'agissant du dépôt d'un prospectus, l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable peut juger que le défaut de se conformer à cette exigence compromet la qualité de l'information à tel point que le visa pourrait être refusé.

PARTIE 8 DISPENSES

8.1 Champ d'application des dispenses

La présente partie traite des dispenses que l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable serait disposé à accorder, sur demande, à l'émetteur assujetti, en vertu de la partie 8 du règlement, si les circonstances le justifient. Les dispenses dont il est question ici ne visent que les dispositions du règlement. Elles ne modifient en rien les autres exigences de la législation en valeurs mobilières.

(Voir aussi l'article 1.5 de l'instruction générale pour les dispenses relatives aux qualifications professionnelles.)

8.2 Dispense de l'obligation d'engager un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié indépendant

Les ACVM considèrent que la collaboration d'un évaluateur ou d'un vérificateur de réserves qualifié indépendant de

l'émetteur assujetti constituera dans la plupart des cas une importante mesure de contrôle de la qualité des données relatives aux réserves, qui donnera confiance dans l'information sur le pétrole et le gaz, au profit de tous les participants des marchés des capitaux canadiens.

Les ACVM reconnaissent toutefois que, dans de rares cas, on peut obtenir la qualité et la fiabilité recherchées en matière de données relatives aux réserves sans faire appel à des professionnels indépendants.

a) Dispense discrétionnaire pour les grands émetteurs producteurs

Les autorités en valeurs mobilières et les agents responsables seraient disposés, dans certaines circonstances, à dispenser les grands émetteurs producteurs qui en font la demande de l'obligation d'engager un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié indépendant. La dispense serait probablement assortie de certaines conditions.

Pour l'application de l'instruction générale, un « grand émetteur producteur » est un émetteur assujetti qui :

- i) a la capacité d'estimer ses réserves et ses produits d'exploitation nets futurs conformément au manuel COGE (exception faite de celles qui ont trait à l'indépendance);
- ii) a produit en moyenne plus de 100 000 bep de pétrole et de gaz (convertis selon le ratio de 6 kpi³ d'équivalent gaz : 1 baril) par jour au cours de son dernier exercice.

Une telle dispense de l'exigence d'indépendance de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié s'appliquerait probablement aux obligations découlant directement du règlement (en particulier du sous-paragraphe b du paragraphe 2 de l'article 2.1 et l'article 3.2) ou, indirectement, de la législation en valeurs mobilières (par exemple les exigences d'information à fournir dans le prospectus) qui applique les exigences du règlement.

La dispense ne supprimerait pas l'obligation de faire appel à un évaluateur de réserves qualifié; seule l'indépendance de cette personne serait retranchée. Étant donné la nature de la vérification de réserves, il est peu probable qu'un professionnel non indépendant puisse agir à titre de vérificateur de réserves qualifié ou effectuer un examen utile. Par conséquent, pour l'application de l'article 2.1 du règlement, les émetteurs assujettis se prévalant d'une telle dispense ne pourraient probablement pas remplacer une évaluation par une vérification, ni utiliser un examen d'information qui n'a été ni évalué ni vérifié. Autrement dit, ces émetteurs devront vraisemblablement faire évaluer leurs données relatives aux réserves par un évaluateur de réserves qualifié interne.

Il est probable que les émetteurs assujettis qui cessent d'être de grands émetteurs producteurs ou qui ne respectent pas les engagements pris comme condition ne pourront plus se prévaloir de la dispense.

La dispense ne serait probablement pas octroyée dans le cadre d'un premier appel public à l'épargne, d'une prise de contrôle inversée ou d'une opération semblable.

b) Application

L'émetteur assujetti qui demande la dispense ci-dessus doit démontrer qu'il est un grand émetteur producteur. Dans l'étude de cet aspect de la demande, les autorités en valeurs mobilières ou les agents responsables tiendront vraisemblablement compte de facteurs comme les antécédents et l'expérience des évaluateurs de réserves qualifiés

non indépendants liés à l'émetteur assujetti, de la qualité de l'information sur le pétrole et le gaz que celui-ci a diffusé par le passé et de ses procédures internes de communication de l'information, de conformité à la législation, de contrôle de la qualité et d'approbation. Ils s'attendraient également à recevoir des preuves que l'évaluateur applique les normes de « meilleures pratiques » du manuel COGE et de l'ordre professionnel pertinent.

Un examen indépendant et jugé satisfaisant des données relatives aux réserves produites à l'interne pourrait être exigé avant qu'aucune dispense ne soit accordée.

La dispense pourrait ne pas stipuler d'échéance, auquel cas le bénéficiaire ne serait pas obligé de la renouveler chaque année.

c) Conditions probables de la dispense discrétionnaire

La dispense serait certainement accordée à condition que l'émetteur assujetti prenne et respecte les engagements suivants :

i) Procédures internes

Un engagement à mettre en œuvre des procédures internes qui permettent d'établir les rapports modifiés dont il est question ci-après.

ii) Explications et mises en garde

Un engagement à :

A) communiquer au moins une fois par an (par exemple dans la notice annuelle) les motifs pour lesquels il estime que la fiabilité des données relatives aux réserves produites à l'interne n'est pas substantiellement moindre que celle qu'il pourrait obtenir en se conformant strictement aux exigences du règlement, en fournissant :

(I) une analyse des arguments en faveur de l'engagement d'un évaluateur ou d'un vérificateur de réserves qualifié indépendant, dans laquelle il explique pourquoi ces arguments ne sont pas décisifs dans son cas;

(II) une analyse de sa procédure interne d'établissement, d'examen et d'approbation des données relatives aux réserves, de ses procédures de contrôle pertinentes et des fonctions, des responsabilités et de la composition de la direction, du conseil d'administration et (le cas échéant) du comité des réserves du conseil d'administration;

B) donner, dans chaque document qui contient de l'information tirée de données relatives aux réserves produites à l'interne assez près de cette information, une mise en garde indiquant qu'aucun évaluateur ni évaluateur de réserves qualifié indépendant n'a pris part à l'établissement de ces données;

iii) Publication des rapports indépendants contradictoires

Nonobstant la dispense, un engagement à corriger sans délai l'information déposée, s'il obtient d'un évaluateur ou d'un vérificateur de réserves qualifié indépendant un rapport sur les données relatives aux réserves qui contient de l'information substantiellement différente de celle qu'il a déposée sous le régime de la dispense ou qui indique que les données relatives aux réserves sont peut-être fausses ou trompeuses.

d) Rapports modifiés

La dispense discrétionnaire modifierait l'application de l'article 2.1 du règlement, comme si les mots « dont chacun est indépendant de l'émetteur assujéti, et » étaient supprimés du sous-paragraphe c du paragraphe 2.

Il est probable que la dispense apporterait aussi des modifications au texte des rapports exigés en vertu des paragraphes 2 et 3 de l'article 2.1 du règlement.

i) Annexe 51-101A2 modifiée

Le rapport de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant prévu à l'Annexe 51-101A2 et visé au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement serait certainement modifié par la dispense discrétionnaire pour tenir compte des modalités de celle-ci. Il devrait être équivalent à tous les égards importants à ce qui suit :

« Rapport sur les données relatives aux réserves

Au conseil d'administration de [nom de l'émetteur assujéti] (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 assujéti]. Les données relatives aux réserves comprennent :
 - a) relativement aux réserves prouvées et à la somme 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 [date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujéti] 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 assujéti] 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].

futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

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

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

ii) **Annexe 51-101A3 modifiée**

Le rapport de la direction et du conseil d'administration de l'émetteur assujetti qui est prévu à l'Annexe 51-101A3 et visé au paragraphe 3 de l'article 2.1 du règlement serait certainement modifié par la dispense discrétionnaire pour tenir compte des modalités de celle-ci. Il devrait être équivalent à tous les égards importants à ce qui suit :

« Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz »

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

- a) relativement aux réserves prouvées et à la somme 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 du dernier exercice de l'émetteur assujetti] 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 assujetti] 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 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 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 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.

[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]»

8.3 Dispense permettant d'utiliser les normes du FASB

- a) **Normes du FASB comparables**

Les données relatives aux réserves fournies en vertu du règlement comprennent les réserves prouvées et les

produits d'exploitation nets futurs connexes, estimés en fonction de prix et de coûts constants. La SEC exige la publication d'estimations comparables (respectivement, les « quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées » et la « mesure standardisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie tirés des quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées » ou, dans l'instruction générale, la « mesure standardisée »), établies conformément aux normes formulées par le FASB. La terminologie et les normes d'information du FASB applicables sont énoncées dans les documents suivants (collectivement désignés par le terme « normes du FASB » dans l'instruction générale) :

- i) le *Statement of Financial Accounting Standards No. 69, Disclosures about Oil and Gas Producing Activities – an amendment of FASB Statements 19, 25, 33, and 39*, des normes comptables du FASB, et ses modifications (le « SFAS No. 69 »);
- ii) les paragraphes .103, .106, .107, .108, .112, .160 à .167, .174 à .184 et .401 à .408 du *Current Text Section Oi5, Oil and Gas Producing Activities*, du FASB, qui renvoient aussi au SFAS No. 69.

b) Dispense discrétionnaire permettant d'utiliser les normes du FASB

Un des principaux objectifs que les ACVM cherchaient à atteindre en élaborant le règlement était d'améliorer la comparabilité de l'information sur le pétrole et le gaz fournie par les émetteurs assujettis. Les ACVM reconnaissent que, dans le cas de certains émetteurs assujettis actifs sur les marchés des capitaux des États-Unis, il peut être important, pour les investisseurs, que l'information fournie soit comparable avec celle des émetteurs américains et celle des autres émetteurs assujettis canadiens.

En l'absence de dispense de l'application de la partie 2 du règlement, les émetteurs assujettis qui doivent respecter les obligations d'information de la SEC et les exigences du règlement seraient obligés de dresser deux jeux d'estimations en fonction de concepts très similaires (réserves prouvées et produits d'exploitation nets futurs connexes, et quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées et mesure standardisée connexe). Les ACVM estiment que, dans nombre de cas, les résultats des deux jeux d'estimations ne seraient pas substantiellement différents. Elles reconnaissent que l'obligation de dresser et de déposer deux jeux d'estimations similaires pourrait être un fardeau pour les émetteurs assujettis et une source de confusion pour les investisseurs.

Par conséquent, les autorités en valeurs mobilières et les agents responsables seraient disposés à accorder aux émetteurs assujettis dont les titres sont enregistrés en vertu de la Loi de 1934 une dispense limitée de certaines exigences de la partie 2 (ainsi que des annexes visées dans cette partie) et de l'article 5.3 du règlement.

Cette dispense discrétionnaire permettrait aux émetteurs assujettis de remplacer l'information sur les réserves prouvées et les produits d'exploitation nets futurs connexes estimés en fonction de prix et coûts constants par de l'information sur les « quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées » et la « mesure standardisée » qui s'y rapporte. Elle permettrait également au demandeur d'appliquer les normes du FASB (nonobstant les indications contraires de ces normes) à l'information sur les activités pétrolières et gazières non traditionnelles (extraction d'hydrocarbures de sables bitumineux, de schistes, de charbon et d'autres sources non traditionnelles).

En l'absence d'autres dispenses, cette dispense discrétionnaire ne modifierait pas les obligations d'information et autres des émetteurs assujettis en vertu du règlement. Ainsi, l'exigence de présentation d'éléments des données relatives aux réserves comme les réserves prouvées et la somme des réserves prouvées et des réserves probables avec les estimations des produits d'exploitation nets futurs en fonction de prix et de coûts prévisionnels ne serait pas modifiée.

Grâce à cette dispense, les émetteurs assujettis qui déposent des estimations de réserves et l'information connexe au Canada et aux États-Unis pourraient déposer dans les deux pays l'information exigée par la SEC (quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées et mesure standardisée connexe) comme leurs concurrents américains, ce qui faciliterait la comparaison avec eux. Les émetteurs assujettis présenteraient en même temps de l'information qui n'est pas exigée par la SEC (notamment les estimations de réserves prouvées et probables et les produits d'exploitation nets futurs estimés en fonction de prix et de coûts prévisionnels) conformément au règlement, ce qui faciliterait la comparaison avec leurs concurrents canadiens.

La dispense pourrait ne pas stipuler d'échéance, auquel cas le bénéficiaire ne serait pas obligé de la renouveler chaque année.

Il est peu probable qu'une telle dispense modifie les exigences des parties 3, 4, 5 ou 6 du règlement en ce qui concerne le rôle et les responsabilités des administrateurs, les normes de mesure et d'estimation, les exigences relatives à la publication volontaire d'information ou les déclarations de changement important. Ainsi, en l'absence de règles de la SEC applicables, les dispositions pertinentes du règlement concernant l'utilisation des bep ou la communication de la juste valeur d'une zone productive possible s'appliqueraient.

c) Conditions probables de la dispense discrétionnaire

La dispense serait certainement accordée à condition que l'émetteur assujetti prenne et respecte l'engagement d'inclure dans tout document indiquant les quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées et la mesure standardisée (qu'il publie à la place de l'information obligatoire sur les réserves prouvées et les produits d'exploitations nets futurs connexes) une déclaration, assez près de cette information :

- i) indiquant qu'il bénéficie d'une dispense;
- ii) expliquant de manière générale la nature des estimations publiées et la source des normes utilisées (les normes du FASB);
- iii) précisant que les estimations peuvent différer des estimations correspondantes des réserves prouvées et des produits d'exploitation nets futurs réalisées en fonction de prix et de coûts constants, conformément au règlement.

8.4 Dispense permettant de présenter l'information conformément aux normes américaines

Comme il est indiqué à l'article 8.3, les ACVM reconnaissent que certains émetteurs assujettis présents sur les marchés des capitaux américains peuvent juger que la comparabilité de leur information sur le pétrole et le gaz avec l'information fournie par leurs concurrents américains est d'importance capitale pour les investisseurs.

Tout en reconnaissant qu'il peut effectivement en être ainsi dans certains cas, les ACVM considèrent que l'intérêt du public exige à tout le moins que les normes utilisées soient clairement indiquées et que les documents d'information annuels soient cohérents.

Les ACVM estiment que l'on peut, lorsque les circonstances le permettent, remédier à ces difficultés grâce à une dispense discrétionnaire qui prend appui sur la dispense visée à l'article 8.3. Cette dispense discrétionnaire permettrait aux émetteurs assujettis de remplacer la majeure partie de l'information exigée par le règlement par de l'information conforme aux normes du FASB et à d'autres exigences de la SEC, à condition d'indiquer clairement que l'information s'écarte du règlement et de préciser les normes employées.

a) Portée de la dispense

Les émetteurs assujettis qui ont des titres inscrits aux États-Unis en vertu de la Loi de 1934 pourraient demander aux autorités en valeurs mobilières ou aux agents responsables d'être dispensés de certaines exigences du règlement afin de pouvoir :

- i) présenter, comme indiqué à l'article 8.3, de l'information sur les quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées et la mesure standardisée à la place de l'information sur les réserves prouvées et les produits d'exploitations nets futurs connexes estimés en fonction de prix et de coûts constants qui est exigée par le règlement;
- ii) déroger aux exigences du règlement concernant la communication d'autres éléments des données relatives aux réserves ou d'autres éléments d'information concernant les activités pétrolières et gazières prévus par l'Annexe 51-101A1, si ces éléments ne sont pas demandés par la SEC ou diffèrent des exigences de celle-ci;

à condition de déposer dans les délais prévus à l'article 2.1 du règlement l'information sur ses activités pétrolières et gazières prévue par les normes du FASB et les exigences applicables de la SEC.

La dispense pourrait ne pas stipuler d'échéance, auquel cas le bénéficiaire ne serait pas obligé de la renouveler chaque année.

Comme il est indiqué à l'article 8.3, il est probable que la dispense permettrait également au demandeur d'appliquer les normes du FASB (nonobstant les indications contraires de ces normes) à l'information sur les activités pétrolières et gazières non traditionnelles.

La dispense ne compromettrait en rien le principe selon lequel l'information sur les réserves et les estimations connexes doivent être établies par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié. L'émetteur assujetti qui souhaite utiliser d'autres normes d'évaluation ou de vérification serait vraisemblablement tenu de prouver que ces normes sont clairement définies et au moins aussi complètes que celles qui sont énoncées dans le manuel COGE.

Il est tout aussi peu probable qu'une telle dispense modifie les exigences des parties 3, 5 ou 6 du règlement en ce qui concerne le rôle et les responsabilités des administrateurs, les normes de mesure et d'estimation, les exigences relatives à la publication volontaire d'information ou les déclarations de changement important. Ainsi, en l'absence de normes de la SEC applicables, les dispositions pertinentes du règlement concernant l'utilisation des bep ou la communication de la juste valeur d'une zone productive possible s'appliqueraient à toute autre information.

La dispense modifierait certainement les rapports de l'évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié, ainsi que ceux de la direction et du conseil d'administration (paragraphe 2 et 3 de l'article 2.1 du règlement) pour tenir compte des modalités de la dispense. Il est peu probable que la dispense relèverait le bénéficiaire de l'obligation

de déposer ces rapports.

La dispense ne serait probablement pas octroyée dans le cadre d'un premier appel public à l'épargne, d'une prise de contrôle inversée ou d'une opération semblable.

b) Conditions probables de la dispense discrétionnaire

La dispense serait certainement accordée à condition que l'émetteur assujetti prenne et respecte les engagements suivants :

- i) **Déclaration de la dispense et de son effet** – Un engagement à accompagner l'information fournie sous le régime de la dispense d'une déclaration, assez près de cette information :
 - A) indiquant que l'émetteur assujetti se prévaut de la dispense;
 - B) expliquant de manière générale la nature de l'information fournie et précisant la source des normes utilisées (si elle n'est pas apparente);
 - C) précisant, le cas échéant, que l'information fournie peut différer de l'information correspondante établie conformément au règlement et expliquant les différences éventuelles;
- ii) **Normes d'information à appliquer** – Un engagement à fournir, aux fins de l'application du paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement :
 - A) l'information exigée aux termes des normes du FASB;
 - B) l'information exigée aux termes de l'*Industry Guide 2, « Disclosure of Oil and Gas Operations »* de la SEC, et ses modifications;
 - C) toute autre information relative aux questions abordées dans l'Annexe 51-101A1, et exigée par le FASB ou la SEC;
 - D) l'information exigée aux termes de l'*Industry Guide 7, « Description of Property by Issuers Engaged or to be Engaged in Significant Mining Operations »* de la SEC, et ses modifications, si l'émetteur assujetti extrait du bitume ou du pétrole de sables bitumineux, de schistes ou de charbon;
- iii) **Communication volontaire d'information supplémentaire non exigée par la SEC ou le FASB** – Un engagement à respecter les conditions suivantes si, nonobstant la dispense, l'émetteur assujetti publie de l'information prévue par le règlement ou l'Annexe 51-101 mais non exigée par la SEC :
 - A) présenter l'information conformément à la partie 5 du règlement si elle satisfait aux dispositions de cette partie et qu'aucune exigence ni restriction de la SEC ne s'applique à ce type d'information;
 - B) si l'information contient des estimations de réserves ou de produits d'exploitation nets futurs connexes dans des catégories non exigées par la SEC,

- I) prendre l'une ou l'autre des mesures suivantes :
- a. appliquer les catégories de réserves énoncées dans le manuel COGE;
 - b. indiquer les catégories de réserves utilisées de façon suffisamment détaillée pour que les lecteurs puissent les comprendre, préciser la source de ces catégories, déclarer, le cas échéant, que ces catégories diffèrent de celles du manuel COGE et expliquer les différences éventuelles;
- II) présenter une estimation des réserves s'il présente une estimation de produits d'exploitation nets futurs (bien que la présentation d'une estimation des réserves n'entraîne pas nécessairement la présentation d'une estimation des produits d'exploitation nets futurs connexes);
- III) présenter une estimation des réserves prouvées (ou des quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées) établie en fonction des mêmes hypothèses de prix et de coûts que toute estimation de réserves d'une autre catégorie que les réserves prouvées ou les quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées présentée, en indiquant les hypothèses;
- IV) présenter de l'information du même type dans son dépôt annuel suivant en vertu de la partie 2 du règlement tant que l'information reste importante, sauf s'il ne la communique pas volontairement;
- V) si l'information visée à la division IV) était une estimation concernant un terrain particulier (à moins que celui-ci ne soit très important pour l'émetteur assujetti), accompagner aussi la publication annuelle suivante d'estimations de ce type d'estimations globales établies pour l'émetteur assujetti dans son ensemble et par pays (ou par zone géographique étrangère, s'il est opportun de le faire et que cela ne rend pas l'information fausse ou trompeuse), et non pas uniquement d'estimations établies pour ce terrain.

Il se peut que la dispense ne demande pas que l'estimation des réserves soit accompagnée d'une estimation des produits d'exploitation nets futurs. Quoi qu'il en soit, les ACVM s'attendraient généralement à ce que l'information portant uniquement sur les réserves soit complétée par de l'information concernant leur mise en valeur et la production, ainsi que les plans de mise en valeur de l'émetteur assujetti, afin que l'information sur le volume des réserves ne soit ni fausse ni trompeuse.

L'information n'est pas communiquée volontairement dans les cas suivants :

- elle n'est pas communiquée par l'émetteur assujetti, ni à son instigation, mais par l'exploitant d'une coentreprise à laquelle il participe mais dont il n'est pas l'exploitant, pour le compte des coentrepreneurs;
- l'émetteur assujetti la communique uniquement pour s'acquitter de ses obligations de déclaration des changements importants en vertu de la législation en valeurs mobilières.

La dispense pourrait autoriser l'émetteur assujetti à utiliser d'autres définitions et d'autres normes que celles qui sont énoncées dans le manuel COGE, mais les ACVM s'attendraient à ce qu'il les utilise et les indique de façon cohérente pendant une même période et d'une période à l'autre dans ses documents d'information.

Les conditions ci-dessus visent à faire en sorte que toute autre information soit fondée sur des normes et des définitions claires et que, si l'information est importante pour l'émetteur assujetti, de l'information analogue soit fournie dans les dépôts annuels subséquents, afin de permettre aux investisseurs de l'évaluer et de la comparer d'un exercice à l'autre.

Conséquences de la communication volontaire de toute autre information : exemples

Voici des exemples des principales conséquences qui découleraient vraisemblablement de la communication volontaire de toute autre information.

- Si l'émetteur assujetti communique de l'information sur les réserves probables (sans les produits d'exploitations nets futurs connexes) estimées en fonction de prix et de coûts constants, ses dépôts annuels subséquents devront contenir des estimations de réserves probables réalisées en fonction de prix et de coûts constants, en plus de l'information, exigée par la SEC, sur les quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées et la mesure standardisée.
- Si l'émetteur assujetti communique de l'information sur les réserves probables et les produits d'exploitations nets futurs connexes estimés en fonction de prix et de coûts constants, ses dépôts annuels subséquents devront contenir des estimations de réserves probables et des produits d'exploitations nets futurs connexes réalisées en fonction de prix et de coûts constants, en plus de l'information exigée par la SEC.
- Si l'émetteur assujetti communique de l'information sur les réserves probables (avec ou sans les produits d'exploitations nets futurs connexes) estimées en fonction de prix et de coûts prévisionnels, ses dépôts annuels subséquents devront contenir des estimations analogues ainsi que des estimations des réserves prouvées et des produits d'exploitations nets futurs connexes, réalisées en fonction de prix et de coûts prévisionnels, en plus de l'information exigée par la SEC.

8.5 Cumul de dispenses

Les dispenses abordées dans la présente partie ne sont pas nécessairement incompatibles.

Si les circonstances le justifient, les autorités en valeurs mobilières ou agents responsables seraient disposés à octroyer aux émetteurs assujettis qui en font la demande et qui tombent dans les catégories prévues aux articles 8.2 et 8.3 ou 8.2 et 8.4 une dispense qui combine les éléments de ces articles.

8.6 Immunité non conférée par les dispenses

Aucune dispense discrétionnaire de l'application d'une partie quelconque du règlement ne restreindrait la portée de l'examen réglementaire des documents d'information de l'émetteur assujetti. Les documents déposés par celui-ci, ainsi que toute autre information émanant de lui, feraient tout de même l'objet d'un examen réglementaire, et ses obligations en matière d'information s'appliqueraient, qu'elles soient prescrites par la législation en valeurs mobilières ou modifiées par les stipulations d'une dispense.

ANNEXE 1 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 l'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.

La partie 1 de l'annexe présente, par ordre alphabétique, certains termes et leur définition. La partie 2 expose certaines définitions se rapportant aux réserves, provenant du manuel COGE.

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-5 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, le SFAS No. 69 et les normes du FASB auprès du FASB, le *Financial Accounting Standards Board* des États-Unis.
- On peut se procurer auprès de la SEC le *SEC Industry Guide 7, intitulé Description of Property by Issuers Engaged or to be Engaged in Significant Mining Operations*.
- On peut consulter la Norme canadienne 14-101 sur le site Web de certaines autorités en valeurs mobilières.

PARTIE 1 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 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, 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 en A), B) et C) 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;
 - 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.

[règlement]

ACVM

Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, regroupement des treize autorités en valeurs mobilières du Canada.

agent responsable

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.

[Norme canadienne 14-101]

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 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' <i>American Petroleum Institute</i>). |
| brut(e) | <p>a) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujéti à la production ou aux réserves, les « réserves brutes de la société », qui représentent la participation directe (avec ou sans exploitation) de l'émetteur assujéti avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de l'émetteur assujéti. [Manuel COGE]</p> <p>b) En ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels l'émetteur assujéti a une participation.</p> <p>c) En ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels l'émetteur assujéti 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.</p> <p>[Normes du FASB, paragraphe .403]</p> |
| charges futures | Les « charges futures d'impôt » estimées (généralement pour chaque |

d'impôt

année) :

- 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

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.

concession

Contrat donnant au concessionnaire le droit d'explorer, de mettre en valeur et d'exploiter un terrain.

coûts d'acquisition des terrains

Coûts relatifs à l'acquisition d'un terrain (directement par achat ou par obtention d'une concession, ou indirectement par l'acquisition d'une autre société possédant des droits sur le terrain), y compris :

- a) les pas de porte et le coût 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-5 de l'ICCA]

date d'effet

À l'égard d'une information, la date à laquelle à laquelle l'information est fournie ou la date de clôture de la période sur laquelle porte l'information.

| | |
|--|--|
| date d'établissement | À l'égard d'une information, 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 assujetti auprès de l'autorité en valeurs mobilières. |
| données relatives aux réserves | <p>Les estimations suivantes, à la date de clôture du dernier exercice de l'émetteur assujetti :</p> <p>a) les réserves prouvées et les produits d'exploitation nets futurs correspondants estimés</p> <p style="padding-left: 40px;">i) au moyen de prix et coûts constants à la date de clôture de l'exercice visé;</p> <p style="padding-left: 40px;">ii) au moyen de prix et coûts prévisionnels;</p> <p>b) les réserves probables et les produits d'exploitation nets futurs correspondants estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.</p> <p>[règlement]</p> |
| émetteur assujetti | <p>a) soit un « émetteur assujetti », au sens défini dans la législation en valeurs mobilières;</p> <p>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.</p> |
| évaluateur de réserves qualifié | <p>Une personne physique qui remplit les conditions suivantes :</p> <p>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,</p> <p>b) elle est membre en règle d'un ordre professionnel.</p> <p>[règlement]</p> |
| évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié | <p>Un évaluateur de réserves qualifié ou un vérificateur de réserves qualifié.</p> <p>[règlement]</p> |

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 assujéti, 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 vraisemblable.

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,
- 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-5]

frais d'abandon de puits

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 frais d'abandon du réseau collecteur ni les frais de remise en état de l'emplacement du puits.

frais d'exploitation

Frais de production.

frais d'exploration

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.

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 :

- 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 »);
- 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;
- c) contributions aux coûts des sondages secs et des compléments de puits;
- d) le coût du forage et de l'équipement des puits d'exploration;
- e) le coût des forages stratigraphiques d'exploration.

[Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5]

frais de mise en valeur

Frais relatifs à l'accès aux réserves et à l'implantation des installations d'extraction, de traitement, de collecte et de stockage du pétrole et du gaz tirés de ces 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 mettre en place des systèmes de récupération améliorés.

[Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5 de l'ICCA]

frais de production
(ou **frais**
d'exploitation)

Frais relatifs à l'exploitation et à l'entretien des puits ainsi que du matériel et des 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. [Manuel COGE]

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.

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.

grand émetteur producteur

L'émetteur assujéti qui remplit les deux conditions suivantes :

- a) il démontre une capacité d'estimer ses réserves et ses produits d'exploitation nets futurs conformément au Manuel COGE (sauf en ce qui a trait à l'indépendance);
- b) il a produit en moyenne plus de 100 000 bep de pétrole et de gaz (convertis selon le ratio de 6 m³:1 baril) par jour au cours de son dernier exercice.

groupe de production

L'un des groupes de produits suivants et leurs sous-produits :

- 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 ou les produits des 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 assujetti, 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 assujetti.</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 d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié avec un émetteur assujetti, « indépendant » au sens défini par le manuel COGE. |
| kpi³ | Millier de pieds cubes. |
| kpi³ d'équivalent gaz | Millier de pieds cubes d'équivalent gaz. [règlement et manuel COGE] |
| législation en valeurs mobilières | <p>La loi (intitulée dans la plupart des cas Loi sur les valeurs 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. Ils 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 | Le <i>Securities Exchange Act of 1934</i> des États-Unis d'Amérique et ses modifications. [Norme canadienne 14-101] |

| | |
|--|---|
| manuel COGE | Le manuel intitulé <i>Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook</i> , établi en collaboration par la <i>Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter)</i> et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole), et ses modifications. |
| Manuel de l'ICCA | Le Manuel de l'ICCA et ses modifications. |
| matériel et installations de soutien | 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. |
| Norme canadienne 14-101 net(te) | <p>La Norme canadienne 14-101, Définitions.</p> <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 l'émetteur assujéti a une participation, multipliée par la participation directe détenue par lui.</p> |
| normes du FASB | <p>Les textes suivants :</p> <p>a) le SFAS No. 69;</p> <p>b) les paragraphes .103, .106, .107, .108, .112, .160 à .167, .174 à 184 et .401 à .408 du <i>FASB Current Text Section 05, Oil and Gas Producing Activities</i>, qui reflète le SFAS No. 69.</p> |
| Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5 de l'ICCA | La Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5, « Capitalisation du coût entier dans le secteur du pétrole et du gaz naturel », faisant partie du Manuel de l'ICCA, et ses modifications. [règlement] |
| notice annuelle | <p>Selon le cas :</p> <p>- la « notice annuelle courante », au sens défini dans le Règlement 44-101,</p> |

- dans le cas d'un émetteur assujéti admissible à déposer, aux fins de la partie 3 du Règlement 44-101, le rapport annuel de son dernier exercice sur formulaire 10-K ou sur formulaire 20-F conformément à la Loi de 1934, ce rapport ainsi déposé;

- un document établi en la forme prescrite à l'Annexe 44-101A1, Notice annuelle, et déposé auprès de l'autorité en valeurs mobilières d'un territoire conformément à des dispositions de la législation en valeurs mobilières du territoire autres que le Règlement 44-101.

[règlement]

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

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.

[Manuel COGE]

pétrole lourd

À propos des réserves ou de la production, selon le cas :

- 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;
- 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]

pétrole synthétique

Mélange d'hydrocarbures obtenu par la valorisation du bitume brut provenant de sables bitumineux ou d'autres substances comme le charbon.[Manuel COGE]

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 en a).

Pour l'application de 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.

[Manuel COGE]

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

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 taux d'actualisation.

puits d'exploration

Puits qui n'est ni un puits de développement, ni un puits de service, ni un forage stratigraphique.

| | |
|--|--|
| | [Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5 de l'ICCA] |
| puits de développement | Puits foré dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou à proximité du bord d'un réservoir, jusqu'à la profondeur d'un horizon stratigraphique reconnu comme productif. |
| | [Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5 de l'ICCA] |
| puits de service | 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 de combustion), injection d'eau, injection de vapeur, injection d'air, élimination de l'eau salée, approvisionnement d'eau en vue de l'injection, observation ou injection en vue de la combustion. |
| | [Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5 de l'ICCA] |
| règlement (ou Règlement 51-101) | Le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. |
| Règlement 44-101 | Le Règlement 44-101 sur le placement de titres au moyen d'un prospectus simplifié. |
| Règlement 51-101 (ou règlement) | Le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. |
| réserves | Voir la partie 2 de la présente annexe. [Manuel COGE] |
| réserves mises en valeur exploitées | Voir la partie 2 de la présente annexe. [Manuel COGE] |
| réserves mises en valeur inexploitées | Voir la partie 2 de la présente annexe. [Manuel COGE] |
| réserves non mises en valeur | Voir la partie 2 de la présente annexe. [Manuel COGE] |
| réserves possibles | Voir la partie 2 de la présente annexe. [Manuel COGE] |
| réserves probables | Voir la partie 2 de la présente annexe. [Manuel COGE] |
| réserves prouvées | Voir la partie 2 de la présente annexe. [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-5 de l'ICCA]

ressources

Quantités de pétrole et de gaz qu'on estime exister au départ dans des gisements naturels.

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.

Les ressources se divisent en deux groupes :

- a) les ressources découvertes, qui sont limitées aux gisements connus;
- b) les ressources non découvertes.

[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.

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]

SFAS No. 69

Le *Statement of Financial Accounting Standards No. 69, Disclosure about Oil and Gas Producing Activities – an amendment of FASB Statements 19, 25, 33, and 39*, des normes comptables du FASB, et ses modifications.

terrain

Un terrain comprend :

- 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;
- b) les droit à redevance, les droits à une part du pétrole ou du gaz produit et les autres droits hors exploitation sur des terrains exploités par des tiers;
- 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).

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.

[Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5 de l'ICCA]

terrain non prouvé

Terrain ou partie d'un terrain auquel il n'a pas été attribué de réserves en particulier. [Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5 de l'ICCA]

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) à l'égard des activités pétrolières et gazières traditionnelles :
 - i) le pétrole brut léger et moyen (mélangés);
 - ii) le pétrole lourd;
 - iii) le gaz naturel, exception faite des liquides de gaz naturel;
 - iv) les liquides de gaz naturel;
- b) à l'égard des activités pétrolières et gazières non traditionnelles :

- i) le pétrole synthétique;
- ii) le bitume;
- iii) le méthane de houillère;
- iv) les hydrates.

[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 assujéti (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 assujéti, évalue les systèmes, méthodes et contrôles de l'émetteur assujéti et se fie à la compétence du personnel de l'émetteur assujéti ainsi qu'à la pertinence des systèmes, méthodes et contrôles de l'émetteur assujéti;
- 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 assujéti 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.

PARTIE 2 DÉFINITIONS DES RÉSERVES

La présente partie est tirée de la section 5.4 du volume 1 du manuel COGE (1^{re} éd., 30 juin 2002). On consultera le manuel COGE pour obtenir des explications et indications supplémentaires.

Les définitions et indications qui suivent ont été établies par le Comité sur les normes des réserves de l'ICM (Institut du pétrole) après plusieurs années de consultations et de délibérations. Les évaluateurs de réserves qualifiés doivent se servir de ces définitions et indications pour évaluer les réserves de pétrole, de gaz et de substances connexes et pour faire rapport sur ces réserves.

Les définitions et indications visent à aider :

- les évaluateurs à estimer les réserves d'une manière raisonnablement uniforme;
- les utilisateurs des rapports d'évaluation à comprendre le contenu de ces rapports et, au besoin, à juger si les évaluateurs ont suivi les normes généralement reconnues.

Les indications exposent :

- les critères généraux de classement des réserves,
- les procédés et les méthodes d'estimation des réserves,
- les niveaux de confiance des estimations des réserves d'entités individuelles et des estimations globales des réserves;

- la vérification et le contrôle des estimations de réserves.

La détermination des réserves de pétrole et de gaz suppose qu'on établisse des estimations comportant un degré inhérent d'incertitude. Les catégories de réserves prouvées, probables et possibles ont été définies pour refléter le niveau de ces incertitudes et donner une idée de la probabilité de récupération.

L'estimation et le classement des réserves exigent l'exercice du jugement professionnel combiné à des connaissances en géologie et en génie en vue d'apprécier s'il est satisfait ou non aux critères particuliers de classement des réserves. Il faut une connaissance de notions comme l'incertitude et le risque, les probabilités et les statistiques et les méthodes d'estimation déterministes et probabilistes pour employer et appliquer correctement les définitions des réserves. Ces notions sont présentées et exposées de façon plus détaillée dans la section 5.5 du manuel COGE.

Les définitions qui suivent s'appliquent aux estimations tant d'entités de réserves individuelles qu'à l'ensemble des réserves d'entités multiples.

Catégories de réserves

Les « réserves » sont 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 :

- l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et techniques;
- l'utilisation de la technologie connue;
- des conditions économiques précises¹⁽²⁾, généralement acceptées comme raisonnables et indiquées.

Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations :

- 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.
- réserves probables** : réserves additionnelles 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.
- réserves possibles** : réserves additionnelles 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.

On trouvera à la section 5.5 du manuel COGE d'autres critères s'appliquant au classement des réserves.

Stade de la mise en valeur et de la production

Chacune des principales catégories de réserves (prouvées, probables et possibles) peut être subdivisée en deux, selon que les réserves sont mises en valeur ou non mises en valeur :

- a) **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.
- i) **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 envisagé, 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;
- ii) **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.
- b) **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.

Dans les gisements multipuits, il peut convenir de répartir les réserves totales du gisement entre les catégories réserves mises en valeur et réserves non mises en valeur ou de subdiviser les réserves mises en valeur du gisement en réserves mises en valeur exploitées et réserves mises en valeur inexploitées. Cette répartition doit se fonder sur l'appréciation que fait l'auteur des estimations des réserves qui seront récupérées des puits particuliers, sur les installations et intervalles d'achèvement pour le gisement ainsi que sur le stade où se trouvent les réserves, mise en valeur ou production.

Niveaux de certitude à l'égard des réserves présentées

Les niveaux de certitude qualitatifs auxquels font référence les définitions données ci-dessus s'appliquent aux entités de réserves individuelles (qui s'entendent du niveau le plus bas auquel les calculs de réserves sont effectués) et aux réserves présentées (qui s'entendent de la somme au niveau le plus élevé d'estimations d'entités individuelles pour laquelle les estimations de réserves sont présentées). Les réserves présentées devraient viser les niveaux de certitude suivants selon un ensemble donné de conditions économiques :

- il existe une probabilité d'au moins 90 p. cent que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives;
- il existe une probabilité d'au moins 50 p. cent que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives;
- il existe une probabilité d'au moins 10 p. cent que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles estimatives.

Une mesure quantitative des niveaux de certitude se rattachant aux estimations établies pour les diverses catégories

de réserves est souhaitable pour mieux comprendre les risques et incertitudes s'y rattachant. Cependant, la majorité des estimations de réserves seront effectuées par l'application de méthodes déterministes qui ne fournissent pas une mesure quantitative de la probabilité dérivée mathématiquement. En principe, il ne devrait pas y avoir de différence entre les estimations établies par l'application de méthodes probabilistes ou déterministes.

On trouvera des explications supplémentaires sur les niveaux de certitude se rattachant aux estimations de réserves et sur l'effet de la totalisation dans la section 5.5.3 du manuel COGE.

ANNEXE 2

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 exigences du 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 analogue 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 1.2, 2.2, 2.3 et 2.9 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 exigences du 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 ET VALEUR
DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
(au 31 décembre 2003)**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS

| CATÉGORIE DE RÉSERVES | RÉSERVES | | | | | | | |
|--|------------------------|---------|---------------|---------|----------------------------|-----------------------|-------------------------|---------|
| | PÉTROLE LEGER ET MOYEN | | PÉTROLE LOURD | | GAZ NATUREL ⁽¹⁾ | | 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) On peut déclarer les estimations de réserves de gaz naturel séparément pour i) le gaz associé et le gaz non associé (mêlé) et ii) le gaz dissous

| CATÉGORIE DE RÉSERVES | VALEUR DE \$ PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS | | | | | | | | | |
|--|---|-----------|------------|------------|------------|---|-----------|------------|------------|------------|
| | 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 |
| Mises en valeur inexploitées | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| Non mises en valeur | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| Non mises en valeur | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| TOTAL des réserves prouvées | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx |
| PROBABLES | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx |

FACULTATIF

Référence : paragraphes 1 et 2 de l'article 2.1 de l'Annexe 51-101A1.

**PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
(NON ACTUALISÉS)
au 31 décembre 2003**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS

| CATÉGORIE DE RÉSERVES | PRODUITS D'EXPLOITATION M\$ | REDEVANCES M\$ | FRAIS D'EXPLOITATION M\$ | FRAIS DE MISE EN VALEUR M\$ | FRAIS D'ABANDON DE PUIES M\$ | PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS M\$ | IMPÔTS M\$ | PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS APRÈS IMPÔTS M\$ |
|---|-----------------------------|----------------|--------------------------|-----------------------------|------------------------------|--|------------|--|
| Réserves prouvées | xxx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| Total des réserves prouvées et des réserves probables | | | | | | | | |

FACULTATIF

Référence : paragraphe 3 de l'article 2.1 de l'Annexe 51-101A1.

**PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
PAR GROUPE DE PRODUCTION
au 31 décembre 2003**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS

| CATÉGORIE DE RÉSERVES | GROUPE DE PRODUCTION | PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (actualisés au taux annuel de 10 p. 100) M\$ |
|---|--|---|
| Réserves prouvées | Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) | xxx |
| | Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) | xxx |
| | Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous extrait des puits de pétrole) | xxx |
| Total des réserves prouvées et des réserves probables | Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) | xxx |
| | Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) | xxx |
| | Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous extrait des puits de pétrole) | xxx |

FACULTATIF

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

**RELEVÉ DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ
ET VALEUR DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
au 31 décembre 2003**

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

| CATÉGORIE DE RÉSERVES | RÉSERVES | | | | | | | |
|--|------------------------|------------|---------------|------------|----------------------------|-----------------------|-------------------------|------------|
| | PÉTROLE LÉGER ET MOYEN | | PÉTROLE LOURD | | GAZ NATUREL ⁽¹⁾ | | 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) On peut déclarer les estimations de réserves de gaz naturel séparément pour i) le gaz associé et le gaz non associé et ii) le gaz dissous.

| CATÉGORIE DE RÉSERVES | VALEUR DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS | | | | | | | | | |
|--|--|------------|------------|------------|------------|--|------------|------------|------------|------------|
| | AVANT IMPOTS, CALCULÉE AU TAUX D'ACTUALISATION DE (%/an) | | | | | APRÈS IMPOTS, 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 |
| Mises en valeur inexploitées | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| Non mises en valeur | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| TOTAL des réserves prouvées | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx |
| PROBABLES | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| TOTAL des réserves prouvées et des réserves probables | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx |

Référence : paragraphes 1 et 2 de l'article 2.2 de l'Annexe 51-101A1.

**PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
(NON ACTUALISÉS)
au 31 décembre 2003**

PRIX ET CÔÛTS PRÉVISIONNELS

| CATÉGORIE DE RÉSERVES | PRODUITS D'EXPLOITATION M\$ | REDEVANCES M\$ | FRAIS D'EXPLOITATION M\$ | FRAIS DE MISE EN VALEUR M\$ | FRAIS D'ABANDON DE PUIT M\$ | PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS M\$ | IMPÔTS M\$ | PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS APRÈS IMPÔTS M\$ |
|---|-----------------------------|----------------|--------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--|------------|--|
| Réserves prouvées | xx | xx | xx | xx | Xx | xx | xx | xx |
| Total des réserves prouvées et des réserves probables | xx | xx | xx | xx | Xx | xx | xx | xx |

Référence : sous-paragraphe b du paragraphe 3 de l'article 2.2 de l'Annexe 51-101A1.

**PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
PAR GROUPE DE PRODUCTION
au 31 décembre 2003**

PRIX ET CÔÛTS PRÉVISIONNELS

| CATÉGORIE DE RÉSERVES | GROUPE DE PRODUCTION | PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (actualisés au taux annuel de 10 p. 100) M\$ |
|---|--|---|
| Réserves prouvées | Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) | xxx |
| | Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) | xxx |
| | Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous extrait des puits de pétrole) | xxx |
| Total des réserves prouvées et des réserves probables | Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) | xxx |
| | Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits) | xxx |
| | Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous extrait des puits de pétrole) | xxx |

Référence : sous-paragraphe c du paragraphe 3 de l'article 2.2 de l'Annexe 51-101A1.

**HYPOTHÈSES DE PRIX
au 31 décembre 2003**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS

| Exercice | PÉTROLE ⁽¹⁾ | | | | GAZ NATUREL ⁽¹⁾ Prix AECO [\$CAN/unité] | LIQUIDES DE GAZ NATUREL FAB Entrée du gisement [\$CAN/baril] | TAUX DE CHANGE ⁽²⁾ \$US/\$CAN |
|-----------------------------------|---|---|---|--|---|--|--|
| | WTI à Cushing (Oklahoma) \$US/baril | Cours de référence à Edmonton 40 ^o API \$CAN/baril | Pétrole lourd à Hardisty 12 ^o API \$CAN/baril | Pétrole moyen à Cromer 29.3 ^o API \$CAN/baril | | | |
| Historique (fin d'exercice) | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| 2000 | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| 2001 | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| 2002 | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| 2003 (fin d'exercice) | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |

 FACULTATIF

- (1) Ce tableau indique les barèmes de prix de référence qui pourraient s'appliquer à un émetteur assujéti.
(2) Taux de change utilisés pour fixer les prix de référence figurant dans ce tableau.

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

**HYPOTHÈSES DE PRIX ET TAUX D'INFLATION HYPOTHÉTIQUES
(au 31 décembre 2003)**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS

| Exercice | PÉTROLE ⁽¹⁾ | | | | | | | | GAZ NATUREL ⁽¹⁾ Prix AECO [\$CAN/unité] | LIQUIDES DE GAZ NATUREL FAB Entrée du gisement [\$CAN/baril] | TAUX D'INFLATION ⁽²⁾ %/An | TAUX DE CHANGE ⁽³⁾ \$US/\$CAN |
|---------------------------------|---------------------------------------|----|--|----|---|----|---|----|---|--|--|--|
| | WTI Cushing Oklahoma \$US/baril | | Cours de référence à Edmonton 40 ^e API \$CAN/baril | | Pétrole lourd à Hardisty 12 ^e API \$CAN/baril | | Pétrole moyen à Cromer 29.3 ^e API \$CAN/baril | | | | | |
| Prix historiques ⁽⁴⁾ | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| 2000 | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| 2001 | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| 2002 | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| 2003 | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| Prévision | | | | | | | | | | | | |
| 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 |
| 2007 | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| 2008 | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| Par la suite | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |

FACULTATIF

- (1) Ce tableau indique les barèmes de prix de référence qui pourraient s'appliquer à un émetteur assujéti.
(2) Taux d'inflation utilisés pour prévoir les prix et les coûts.
(3) Taux de change utilisés pour fixer les prix de référence figurant dans ce tableau.
(4) Le sous-paragraphe b du paragraphe 1 de l'article 3.2 de l'Annexe 51-101A1 exige également la présentation des prix historiques moyens pondérés de l'émetteur assujéti pour le dernier exercice (2003 dans cet exemple).

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

**VARIATION DES RÉSERVES NETTES DE LA SOCIÉTÉ
PAR TYPES DE PRODUITS PRINCIPAUX**

PRIX ET COÛTS [PRÉVISIONNELS/CONSTANTS]⁽¹⁾

| FACTEURS | PÉTROLE LÉGER ET MOYEN | | | PÉTROLE LOURD | | | GAZ ASSOCIÉ ET NON ASSOCIÉ | | |
|------------------------|----------------------------|-----------------------------|---|----------------------------|-----------------------------|---|---|--|--|
| | Prouvées nettes (kb) | Probables nettes (kb) | Somme des réserves prouvées et probables nettes (kb) | Prouvées nettes (kb) | Probables nettes (kb) | Somme des réserves prouvées et probables nettes (kb) | Prouvées nettes (Mpi ³) | Probables nettes (Mpi ³) | Somme des réserves prouvées et probables nettes (Mpi ³) |
| 31 décembre 2002 | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx |
| Extensions | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx | xx |
| 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 2003 | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx | xxx |

(1) Les variations des estimations de réserves peuvent être présentées en fonction de prix et de coûts constants ou prévisionnels pourvu que le choix soit indiqué.

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

**VARIATION DES CHANGEMENTS DANS LES
PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
CALCULÉS À UN TAUX D'ACTUALISATION DE 10 %**

RÉSERVES PROUVÉES

PRIX ET COÛTS CONSTANTS

| PÉRIODE ET FACTEUR | 2003 (M\$) | 2002 (M\$) |
|--|---------------|---------------|
| Estimation des produits d'exploitation net futurs au début de l'exercice | xxx | xxx |
| Ventes et transferts de pétrole et de gaz produit, déduction faite des frais de production et des redevances | xx | xx |
| Variation nette des prix, des coûts de production et des redevances relatifs à la production future | xx | xx |
| Variation des frais de mise en valeur estimés antérieurement qui ont été engagés pendant la période | xx | xx |
| Variation des frais de mise en valeur futurs estimatifs | xx | xx |
| Extensions et récupération améliorée | xx | xx |
| Découvertes | xx | xx |
| Acquisitions de réserves | xx | xx |
| Aliénations de réserves | xx | xx |
| Variation nette résultant de la révision des estimations de quantités | xx | xx |
| Augmentation due à l'actualisation | xx | xx |
| Variation nette des charges fiscales | xx | xx |
| Estimation des produits d'exploitation net futurs à la fin de l'exercice | xxx | xxx |

 FACULTATIF

Référence : rubrique 4.2 de l'Annexe 51-101A1.

NOTES

1. Ces exemples de tableaux ne contiennent pas toute l'information exigée par l'Annexe 51-101A1. Ils n'indiquent que les réserves d'un seul pays et ne tiennent pas compte des activités pétrolières et gazières non traditionnelles.
2. Aux fins de l'exemple, les tableaux contiennent de l'information qui n'est pas exigée par le règlement mais que les émetteurs assujettis peuvent souhaiter fournir. Cette information facultative est indiquée en gris.
3. « M\$ » signifie « milliers de dollars ».
4. Les estimations de produits d'exploitation nets futurs présentées dans les tableaux ne représentent pas la juste valeur. (Référence : article 5.6 du règlement.)

Décision 2005-PDG-0276 -- 24 août 2005

Bulletin de l'Autorité : 2005-08-26, Vol. 2 n° 34

Notes

1 (Commentaire déroulant - Commentaire déroulant)

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

2 (Commentaire déroulant - Commentaire déroulant)

1 Pour l'application du règlement, les hypothèses économiques clés sont les prix et coûts utilisés dans l'estimation, à savoir :

- a) les prix et coûts constants à la date de clôture de l'exercice de l'émetteur assujetti;
- b) des prix et coûts prévisionnels.