

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

La présente instruction générale indique comment il convient, selon les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM »), d'interpréter et d'appliquer le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « règlement ») et ses annexes.

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

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

Les ACVM encouragent les personnes inscrites² et les autres personnes ou sociétés qui souhaitent utiliser l'information concernant les activités pétrolières et gazières d'un émetteur assujetti, y compris les données relatives aux réserves, à consulter l'information déposée dans SEDAR en vertu du règlement par l'émetteur en question et à utiliser la terminologie conformément au règlement et au manuel COGE s'ils résumant l'information ou la mentionnent.

PARTIE 1 CHAMP D'APPLICATION ET TERMINOLOGIE

1.1 Définitions

- 1) **Dispositions générales** – Plusieurs termes ayant trait aux activités pétrolières et gazières sont définis à l'article 1.1 du règlement. Les termes non définis dans le règlement, dans la Norme canadienne 14-101 ou dans la loi sur les valeurs mobilières du territoire concerné et qui sont définis ou interprétés dans le manuel COGE ont le sens défini ou doivent recevoir l'interprétation donnée dans le manuel COGE, selon l'article 1.2 du règlement.

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

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

¹ On trouvera à l'Annexe 1 de l'Instruction générale relative au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« instruction ») la définition de certains termes utilisés dans le règlement, l'Annexe 51-101A1, l'Annexe 51-101A2, l'Annexe 51-101A3 et dans la présente instruction.

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

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

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

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

Pour l'application du sous-paragraphe d ci-dessus, un « apparenté de l'émetteur assujetti » s'entend d'une filiale de celui-ci, d'une société du même groupe que lui, d'une personne ayant des liens avec lui ou de la personne le contrôlant, au sens défini dans la législation en valeurs mobilières.

Dans certains cas, il pourrait être raisonnable de considérer que l'indépendance de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié ne serait pas compromise malgré la détention par lui de titres de l'émetteur assujetti. L'émetteur assujetti doit déterminer si une personne raisonnable considérerait qu'une telle participation risque d'influer sur le jugement de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié quant à l'établissement du rapport technique.

Il peut arriver que les autorités en valeurs mobilières doutent de l'objectivité de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié. Afin d'assurer le respect de l'obligation d'indépendance de ce dernier, il peut être demandé à l'émetteur assujetti de fournir d'autres renseignements, de l'information supplémentaire ou l'opinion d'un autre évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié pour régler les questions soulevées par le parti pris ou la partialité possible de la part de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié.

- 4) **Types de produits découlant d'activités relatives aux sables bitumineux et d'autres activités non traditionnelles** – La définition du terme « type de produit » à l'article 1.1 englobe les produits provenant d'activités pétrolières et gazières non traditionnelles. Le règlement s'applique donc non seulement aux activités pétrolières et gazières traditionnelles, mais aussi aux activités non traditionnelles comme l'extraction de bitume de sables bitumineux en vue de la production de pétrole synthétique, la production de bitume sur place et l'extraction de méthane de gisements houillers.

Bien que le règlement et l'Annexe 51-101A1 ne mentionnent expressément les activités pétrolières et gazières non traditionnelles qu'à quelques reprises, les obligations prévues par le règlement concernant l'établissement et la communication des données relatives aux réserves et la communication des ressources s'appliquent aux réserves et aux ressources pétrolières et gazières se rapportant aux sables bitumineux, aux schistes, au charbon et aux autres sources non traditionnelles d'hydrocarbures. Les ACVM encouragent les émetteurs assujettis qui exercent des activités pétrolières et gazières non traditionnelles à compléter l'information prescrite par le règlement et l'Annexe 51-101A1 par de l'information propre à ces activités pouvant aider les investisseurs et les autres parties à comprendre leurs activités et leurs résultats.

5) **Ordre professionnel**

a) Ordres professionnels reconnus

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

La définition d'« ordre professionnel » (figurant à l'article 1.1 du règlement et dans le glossaire de l'Annexe 1 de la présente instruction générale) comporte quatre éléments, dont trois portent sur les critères d'acceptation des membres, les critères de maintien de l'affiliation et les pouvoirs de l'ordre. Le quatrième élément est l'autorité ou la reconnaissance conférée à l'ordre par la loi au Canada ou son acceptation par l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable.

En date du • **[insérer la date de publication de la présente instruction générale]**, les ordres canadiens suivants sont des ordres professionnels :

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

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

b) Autres ordres professionnels

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

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

La liste des ordres professionnels étrangers est mise à jour régulièrement dans l'Avis 51-309 du personnel des ACVM qui porte sur l'acceptation de certains ordres professionnels étrangers à titre d'« ordres professionnels ». En date du • **[insérer la date de publication de la présente instruction générale]**, les ordres étrangers suivants sont reconnus comme des ordres professionnels pour l'application du règlement :

- California Board for Professional Engineers and Land Surveyors
- State of Colorado Board of Registration for Professional Engineers and Professional Land Surveyors
- Louisiana State Board of Registration for Professional Engineers and Land Surveyors
- Oklahoma State Board of Registration for Professional Engineers and Land Surveyors
- Texas Board of Professional Engineers
- American Association of Petroleum Geologists (AAPG)
- American Institute of Professional Geologists (AIPG), à l'égard des géologues agréés de l'AIPG.

c) Absence d'ordre professionnel

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

qualité des travaux antérieurs de la personne ou de la société, et de toute dispense antérieure accordée ou refusée à l'égard de la personne ou de la société.

d) Renouvellement de la demande non obligatoire

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

6) **Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié** – Les définitions des termes « évaluateur de réserves qualifié » et « vérificateur de réserves qualifié » sont énoncées à l'article 1.1 du règlement et dans le glossaire figurant à l'Annexe 1 de la présente instruction générale.

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

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

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

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

1.2 Manuel COGE

En vertu de l'article 1.2 du règlement, les définitions et interprétations figurant dans le manuel COGE doivent être utilisées pour l'application du règlement si elles ne figurent pas dans le règlement, la Norme canadienne 14-101 ou la loi sur les valeurs mobilières du territoire intéressé (sauf en cas de conflit ou d'incompatibilité avec le règlement, la Norme canadienne 14-101 ou la loi sur les valeurs mobilières en question).

L'article 1.1 du règlement et le glossaire figurant à l'Annexe 1 de la présente instruction générale contiennent des définitions et des interprétations établies, pour la plupart, en fonction du manuel COGE. Les définitions et les catégories de réserves élaborées par la Société du pétrole de l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (ICM) ont été intégrées au manuel COGE et sont aussi énoncées, en partie, dans le glossaire figurant à l'Annexe 1 de la présente instruction générale.

Selon la disposition iii du sous-paragraphe a du paragraphe 1 de l'article 5.2 du règlement, toutes les estimations de réserves ou de produits d'exploitation nets futurs doivent être établies ou vérifiées conformément au manuel COGE. Les articles 5.2, 5.3 et 5.9 du règlement prévoient que toute information sur le pétrole et le gaz publiée, y compris l'information sur les réserves et les ressources, doit être conforme au manuel COGE.

1.3 Champ d'application limité aux émetteurs assujettis

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

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

1.4 Critère d'appréciation de l'importance relative

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

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

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

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

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

PARTIE 2 OBLIGATIONS ANNUELLES DE DÉPÔT

2.1 Dépôts annuels dans SEDAR

L'information exigée à l'article 2.1 du règlement doit être déposée par voie électronique dans SEDAR. Prière de consulter le Règlement 13-101 sur le système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR) et la dernière version du Manuel du déposant SEDAR autorisée par les ACVM pour connaître la procédure de dépôt électronique de documents. Habituellement, l'information qui doit être déposée en vertu du paragraphe 1 de l'article 2.1 du règlement est tirée d'un rapport sur le pétrole et le gaz beaucoup plus long et détaillé ayant été

établi par un évaluateur de réserves qualifié. Ces longs rapports détaillés ne peuvent être déposés par voie électronique au moyen de SEDAR .

2.2 Information non pertinente ou sans importance

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

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

2.3 Utilisation des annexes

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

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

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

2.4 Notice annuelle

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

- 1) **Signification du terme « notice annuelle »** – Le terme « notice annuelle » a le même sens que dans le Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue. Par conséquent, comme l'indique cette définition, il peut s'agir d'une notice établie conformément à l'Annexe 51-102A2, Notice annuelle, ou, dans le cas d'un émetteur inscrit auprès de la SEC (au sens défini dans le Règlement 51-102), d'une notice établie conformément à cette annexe, d'un rapport annuel ou d'un rapport de transition établi en vertu de la Loi de 1934, conformément au formulaire 10-K, au formulaire 10-KSB ou au formulaire 20-F.
- 2) **Possibilité de présenter l'information dans la notice annuelle** – L'Annexe 51-102A2, Notice annuelle, exige que l'information requise à l'article 2.1 du règlement figure dans la notice annuelle. Il sera possible de présenter cette information en l'intégrant soit directement dans la notice, soit par renvoi à des documents déposés séparément. L'article 2.3 du règlement permet aux émetteurs assujettis de satisfaire à leurs obligations prévues par l'article 2.1 et à leur obligation de publier une notice annuelle en ne présentant l'information qu'une seule fois, dans leur notice annuelle. Si la notice annuelle est un formulaire 10-K, ils peuvent s'acquitter de leurs obligations en fournissant l'information dans un supplément joint au formulaire.

Les émetteurs assujettis qui présentent dans son intégralité l'information exigée à l'article 2.1 du règlement dans leur notice annuelle n'ont pas à la déposer à nouveau, pour l'application de cet article, dans un ou plusieurs autres documents. Ils doivent déposer leur notice annuelle de la façon prévue par la législation en valeurs mobilières et déposer dans SEDAR, dans la catégorie de l'information sur le pétrole et le gaz prévue par le règlement, un avis indiquant que l'information visée à l'article 2.1 du règlement se trouve dans la notice annuelle. Cet avis devrait être déposé dans SEDAR selon le type de dossier « Avis d'information sur les activités pétrolières et gazières (Règlement 51-101) » et le type de document « Avis d'information sur les activités pétrolières et gazières (Règlement 51-101) ».

2.5 Émetteur assujetti n'ayant aucune réserve

L'obligation d'effectuer des dépôts annuels selon le règlement ne vise pas que les émetteurs qui ont des réserves et des produits d'exploitation nets futurs correspondants. L'émetteur assujetti qui n'a aucune réserve, mais qui possède une ou plusieurs zones productives possibles, des terrains non prouvés ou des ressources, peut exercer des activités pétrolières et gazières (voir l'article 1.3 ci-dessus) et est donc assujetti au règlement. Par conséquent, il doit procéder au dépôt annuel prévu par le règlement et respecter les autres obligations de celui-ci. Des indications sur l'établissement de l'Annexe 51-101A1, de l'Annexe 51-101A2 et de l'Annexe 51-101A3 et d'autres éléments d'information sur le pétrole et le gaz dans le cas de l'émetteur assujetti n'ayant aucune réserve sont présentés ci-après.

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

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

L'émetteur assujetti doit aussi communiquer l'information que requiert la partie 6 de l'Annexe 51-101A1. Les obligations en question s'appliquent sans égard à la quantité des réserves, s'il en est. L'information requise porterait notamment sur les terrains (rubriques 6.1 et 6.2), les frais (rubrique 6.6) et les activités d'exploration et de mise en valeur (rubrique 6.7). L'information devrait indiquer clairement que l'émetteur n'a eu aucune production, puisque ce fait serait important.

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

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

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

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

Le rapport de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves ne remplit pas les obligations prévues au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement s'il contient une restriction dont l'émetteur assujetti peut supprimer la cause (paragraphe 2 de l'article 2.4 du règlement).

Les ACVM considèrent que les questions de délais et coûts ne sont pas des causes de restriction que l'émetteur assujetti n'est pas en mesure de supprimer.

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

L'utilisation, par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié, d'information obtenue du vérificateur financier indépendant d'un émetteur assujetti ou tirée de son rapport peut être une cause de restriction que l'on pourrait et devrait, selon les ACVM, traiter différemment. Les ACVM recommandent aux évaluateurs ou aux vérificateurs de réserves qualifiés de suivre les procédures et les directives énoncées aux articles 4.5 et 12.6 du volume 1 du manuel COGE pour régler leurs rapports avec les vérificateurs financiers indépendants. Les ACVM espèrent que cela améliorera la qualité des données relatives aux réserves et supprimera une cause de restriction potentielle.

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

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

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

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

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

2) **Restrictions gouvernementales en matière d'information** – Les émetteurs assujettis qui excluent de l'information sur les réserves de leurs données relatives aux réserves communiquées en vertu du règlement en raison de restrictions imposées par un gouvernement ou une instance gouvernementale exerçant une autorité sur un terrain doivent inclure une déclaration indiquant le terrain ou le pays en question et donnant les motifs de l'exclusion.

3) **Calcul des produits d'exploitation nets futurs**

a) Impôt

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

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

b) Autres régimes fiscaux

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

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

5) **Instruments financiers** – La définition du terme « prix et coûts prévisionnels » énoncée à l'article 1.1 du règlement et le terme « prix et coûts constants » défini dans le glossaire figurant à l'Annexe 1 de la présente instruction générale mentionnent des prix futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels l'émetteur assujetti est lié par un engagement, contractuel ou autre, de livrer un produit. L'expression « engagement, contractuel ou autre, de livrer un produit » ne s'entend pas des arrangements autorisant l'émetteur assujetti à livrer des liquidités pour remplir ses obligations. Est donc exclu tout arrangement qui serait un « instrument financier » au sens du chapitre 3855 du Manuel de l'ICCA. Le Manuel de l'ICCA précise les circonstances dans lesquelles l'obligation de l'émetteur assujetti serait considérée comme un instrument financier et indique les obligations de présentation de tels instruments financiers (y compris les instruments de couverture) dans les états financiers de l'émetteur assujetti.

6) **Variation des réserves** – La disposition ii du sous-paragraphe c du paragraphe 2 de la rubrique 4.1 de l'Annexe 51-101A1 exige que la variation des réserves soit présentée en distinguant et en expliquant séparément les révisions techniques. Les révisions techniques indiquent les variations touchant les estimations de réserves existantes, à l'égard des terrains reportés, au cours de la période considérée (c.-à-d. entre les estimations effectuées à la date d'effet et l'estimation de l'exercice précédent) et résultent de nouveaux renseignements techniques, et non de dépenses en immobilisations. Les points suivants devraient être notés quant aux révisions techniques :

- Forage intercalaire : Il ne serait pas acceptable d'inclure les résultats du forage intercalaire à titre de révision technique. Les ajouts aux réserves provenant du forage intercalaire pendant l'exercice ne sont pas attribuables à des révisions apportées aux estimations de réserves de l'exercice précédent. Les réserves découlant du forage intercalaire devraient être incluses dans la catégorie « extensions et récupération améliorée ».
- Acquisitions : Si une acquisition a lieu pendant l'exercice (c.-à-d. entre l'estimation effectuée à la date d'effet et l'estimation de l'exercice précédent), il faut présenter la variation en utilisant l'estimation des réserves à la date d'effet, et non à la date d'acquisition, plus toute production survenue depuis la date d'acquisition. Cette production devrait alors être présentée à titre de « production » dans la présentation de la variation. Si l'estimation des réserves a varié entre la date d'acquisition et la date d'effet pour un motif autre que la production, l'émetteur peut l'expliquer lorsqu'il présente la variation.

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

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

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

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

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

- 9) **Exemple de présentation des données relatives aux réserves** – L'Annexe 3 de la présente instruction générale donne un exemple de présentation de certaines données relatives aux réserves. Les ACVM estiment que cette présentation est conforme au règlement et à l'Annexe 51-101A1.

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

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

2.8 Annexe 51-101A2

- 1) **Assurance de forme négative de la part de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié** – L'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié qui procède à un examen peut n'exprimer qu'une assurance de forme négative (« Je n'ai rien relevé qui me porte à croire que les données relatives aux réserves n'ont pas été établies conformément aux principes et aux définitions du manuel COGE. »), au lieu d'exprimer un avis positif (« Les données relatives aux réserves ont été établies et présentées conformément au manuel COGE à tous les égards importants et sont donc exemptes d'inexactitudes importantes. »).

Les ACVM sont d'avis que les expressions d'assurance négative peuvent être mal interprétées et porter le lecteur à croire qu'elles donnent un niveau d'assurance plus élevé que leur auteur n'en avait l'intention ou que les circonstances ne le justifient.

Les ACVM estiment qu'un rapport contenant une expression d'assurance négative constituerait un tel écart par rapport aux obligations de l'Annexe 51-101A2 qu'il ne remplirait pas les obligations prévues au paragraphe 2 de l'article 2.1 du règlement.

Dans les rares cas où il existe des motifs impérieux de faire une telle communication (comme une interdiction de divulgation à des parties de l'extérieur), les ACVM estiment que les émetteurs assujettis doivent y joindre une mise en garde, de façon à ne pas communiquer d'information fausse ou trompeuse. La mise en garde doit donner au lecteur des explications sur la nature limitée de la mission de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié et préciser le niveau limité de l'assurance qui est procuré, en indiquant que celle-ci n'équivaut pas à une opinion sans réserve.

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

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

PARTIE 3 RESPONSABILITÉS DES ÉMETTEURS ASSUJETTIS ET DES ADMINISTRATEURS

3.1 Comité des réserves

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

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

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

3.2 Responsabilité en matière de communication de l'information

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

Les ACVM n'entendent pas et ne considèrent pas que l'engagement d'un évaluateur ou d'un vérificateur de réserves qualifié indépendant relève l'émetteur assujetti de sa responsabilité à l'égard de l'information qu'il communique pour l'application du règlement.

PARTIE 4 MESURE

4.1 Concordance des dates

L'article 4.2 du règlement exige que la même date d'effet utilisée pour des événements ou des opérations soit utilisée dans les états financiers annuels et dans l'information annuelle sur les données relatives aux réserves.

Pour faire en sorte que l'effet des événements ou des opérations soit inscrit, déclaré ou reflété uniformément (en ce qui concerne la date) dans tous les documents publiés, les émetteurs assujettis veilleront à informer régulièrement leurs vérificateurs financiers, leurs évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés et leurs administrateurs des opérations et des événements pertinents. Ils veilleront également à faciliter la communication entre leurs vérificateurs financiers et leurs évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés.

Les articles 4.5 et 12.6 du volume 1 du manuel COGE énoncent des procédures et des directives pour réaliser des évaluations et des vérifications de réserves, respectivement. L'article 12.6 traite de la relation entre le vérificateur de réserves et le vérificateur financier du client. L'article 4.5 traite différemment de la relation entre l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié et le vérificateur financier du client dans le cadre de l'évaluation des réserves. Les ACVM recommandent que les évaluateurs ou vérificateurs de réserves qualifiés exécutent les procédures énoncées aux articles 4.5 et 12.6 du volume 1 du manuel COGE, qu'ils effectuent une évaluation ou une vérification de réserves.

PARTIE 5 OBLIGATIONS APPLICABLES À TOUTE INFORMATION

5.1 Application de la partie 5

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

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

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

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

Pour l'application de cette partie, les ACVM considèrent que l'information écrite s'entend de tout écrit, image, carte, schéma ou autre représentation imprimée produit, stocké ou diffusé sur papier ou sous forme électronique. Par exemple, tout matériel distribué à une présentation de société qui mentionne des bep doit inclure, près de la mention des bep, la mise en garde requise au paragraphe d de l'article 5.14 du règlement.

Pour assurer le respect des obligations de la partie 5, les ACVM encouragent les émetteurs assujettis à faire appel à un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié ou à toute autre personne qui connaît le règlement et le manuel COGE, pour établir, examiner ou approuver toute l'information sur le pétrole et le gaz.

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

- 1) **Dispositions générales** – L'émetteur assujetti doit respecter les obligations prévues à l'article 5.2 dans la communication au public d'estimations de réserves et d'autres éléments d'information d'un type visé à l'Annexe 51-101A1. L'information faisant l'objet d'un communiqué, par exemple, serait visée.
- 2) **Réserves** – Le règlement ne prescrit aucune méthode d'estimation particulière, mais il exige que l'estimation des réserves soit établie conformément au manuel COGE. Par exemple, l'article 5.4.3 du manuel COGE précise que, à l'égard des réserves prouvées de l'émetteur, il doit exister une probabilité d'au moins 90 % que les quantités totales de pétrole et de gaz restant à récupérer seront égales ou supérieures aux réserves prouvées totales estimatives.

Des directives supplémentaires sur des sujets particuliers figurent ci-après.

- 3) **Réserves possibles** – L'estimation des réserves possibles, prises isolément ou comme partie d'une somme, représente souvent un chiffre relativement élevé assorti, par définition, d'une faible probabilité de mise en production effective. C'est pourquoi la mise en garde prescrite à la disposition v du paragraphe a de l'article 5.2 du règlement doit accompagner l'estimation des réserves possibles communiquée par écrit.
- 4) **Méthodes d'évaluation probabilistes et déterministes** – L'article 5.4.3 du volume 1 du manuel COGE porte que [traduction] « en principe, il ne devrait pas y avoir de différence

entre les estimations établies au moyen de méthodes probabilistes ou de méthodes déterministes ».

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

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

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

Toutefois, la rubrique 5.3 de l'Annexe 51-101A1 exige de l'émetteur assujéti qu'il expose ses prévisions sur les sources et les frais de financement d'une mise en valeur future estimative. Si l'émetteur prévoit que les frais de financement rendraient peu probable la mise en valeur d'un terrain, il doit aussi, malgré toute attribution de réserves, exposer cette prévision de même que ses plans à l'égard du terrain.

- 6) **Réserves prouvées ou probables non mises en valeur** – Les réserves prouvées ou probables non mises en valeur doivent être déclarées pendant l'exercice au cours duquel elles sont inscrites. Si l'émetteur assujéti ne présente pas les réserves prouvées ou probables non mises en valeur pour la seule raison qu'il n'a pas encore dépensé les capitaux en vue de leur mise en valeur, il risque d'omettre de l'information importante, rendant ainsi trompeuse l'information sur les réserves. Si les réserves prouvées ou

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

- 7) **Mises à jour mécaniques** – Les rapports sur les réserves sont parfois « mis à jour mécaniquement », souvent par la reprise d'évaluations antérieures au moyen d'un nouvel ensemble de prix. Des problèmes peuvent en découler, car des changements importants touchant d'autres éléments que les prix peuvent rendre le rapport trompeur. Si l'émetteur assujetti présente les résultats d'une mise à jour mécanique, il devrait veiller à fournir également tous les changements importants pertinents afin que l'information ne soit pas trompeuse.

5.3 Classement des réserves et des ressources

Aux termes de l'article 5.3 du règlement, l'information sur les réserves ou les ressources doit être présentée suivant les catégories et la terminologie énoncées dans le manuel COGE. Un schéma des catégories de réserves et de ressources acceptables figure à l'Annexe 2 de la présente instruction générale. En outre, aux termes de l'article 5.3 du règlement, l'information sur les réserves ou les ressources doit se rapporter à la catégorie la plus spécifique dans laquelle les réserves ou les ressources peuvent être classées. Par exemple, comme l'illustre l'Annexe 2, les ressources découvertes comptent plusieurs sous-catégories, dont les ressources récupérables, les ressources éventuelles et les ressources découvertes non récupérables. Bien qu'il puisse ne pas disposer de l'information nécessaire au classement des réserves découvertes à titres de ressources récupérables, de ressources éventuelles ou de ressources découvertes non récupérables, l'émetteur assujetti qui possède effectivement l'information nécessaire doit les classer dans l'une des sous-catégories. En outre, comme l'illustre l'Annexe 2, les réserves peuvent être estimées suivant trois sous-catégories, à savoir les réserves prouvées, probables ou possibles, selon la probabilité de la mise en production effective des quantités de ces réserves. Tel que le décrit le manuel COGE, les réserves prouvées, probables et possibles représentent respectivement les estimations prudentes, réalistes et optimistes des réserves. Par conséquent, toute information sur les réserves doit être répartie entre ces trois sous-catégories de réserves, soit les réserves prouvées, probables ou possibles. Pour plus d'indications sur la présentation des réserves et des ressources, prière de consulter les articles 5.2 et 5.5 de la présente instruction générale.

5.4 Consentement écrit

L'article 5.7 du règlement interdit à l'émetteur assujetti d'utiliser le rapport d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié sans le consentement écrit de celui-ci, sauf pour l'application du règlement (dépôt de l'Annexe 51-101A1; renvoi direct ou indirect aux conclusions de ce rapport dans les Annexes 51-101A1 et 51-101A3 déposées; mention du rapport dans l'avis exigé à l'article 2.2). L'évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié engagé par l'émetteur assujetti pour établir un rapport conformément au règlement doit s'attendre à ce que son rapport soit utilisé à ces fins. Toutefois, toute autre utilisation du rapport (par exemple dans une notice d'offre ou dans d'autres communiqués) nécessite son consentement écrit.

5.5 Information sur les ressources

- 1) **Information sur les ressources en général** – L'information sur les ressources, à l'exclusion des réserves prouvées et probables, n'est pas obligatoire aux termes du règlement, sauf que l'émetteur assujetti doit présenter dans ses dépôts annuels, à l'égard de ses activités relatives aux terrains non prouvés et aux ressources, l'information décrite à la partie 6 de

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

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

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

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

Si l'émetteur assujetti présente la valeur estimative d'un terrain non prouvé autre qu'une valeur attribuable à une quantité de ressources estimative, il doit indiquer le mode de calcul de la valeur, conformément au sous-paragraphe e du paragraphe 1 de l'article 5.9. Ce type de valeur est généralement fondé sur les pratiques en gestion de droits pétroliers qui portent sur les activités et les prix des biens-fonds dans des zones avoisinantes. Si la valeur était établie par une personne indépendante, celle-ci serait un évaluateur doté d'expertise en gestion de droits pétroliers, généralement un membre d'un ordre professionnel tel que la Canadian Association of Petroleum Landmen. Cette exigence diffère dans le cas du calcul d'une valeur attribuable à une quantité de ressources estimative, que prévoit le paragraphe 2 de l'article 5.9. Dans ce dernier cas, l'estimation de valeur doit être établie par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié.

Le calcul d'une valeur estimative que décrit le sous-paragraphe e du paragraphe 1 de l'article 5.9 peut reposer sur un ou plusieurs des facteurs suivants :

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

⁴ Notamment, *Determination of Oil and Gas Reserves*, monographie n° 1, chapitre 22, Société du pétrole de l'ICM, deuxième édition, 2004 (ISBN 0-9697990-2-0). Newendorp, P., et Schuyler, J., 2000, *Decision Analysis for Petroleum Exploration*, Planning Press, Aurora, Colorado (ISBN 0-9664401-1-0). Rose, P.R., *Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures*, AAPG Methods in Exploration Series No. 12, AAPG (ISBN 0-89181-062-1).

- les conditions, exprimées en termes monétaires, d'engagements de travail récents se rapportant au terrain non prouvé;
- les ventes récentes de terrains similaires dans la même zone générale;
- les activités d'exploration et de découverte récentes dans la zone générale;
- la durée restante du terrain non prouvé;
- les charges (telles des redevances dérogatoires) influant sur la valeur du terrain.

L'émetteur assujetti doit indiquer le mode de calcul de la valeur du terrain non prouvé, qui peut comprendre un ou plusieurs des facteurs susmentionnés.

L'émetteur assujetti doit aussi indiquer si la valeur a été établie par une personne indépendante. Dans les cas où le sous-paragraphe e du paragraphe 1 de l'article 5.9 s'applique et où la valeur a été établie par une personne indépendante, les ACVM s'attendent à ce que les émetteurs assujettis fournissent toute l'information pertinente à l'évaluateur afin que celui-ci établisse l'estimation, pour éviter de communiquer de l'information trompeuse au public.

3) **Information sur l'estimation d'une quantité ou de la valeur correspondante de ressources aux termes du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement**

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

Aux termes du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement, si l'émetteur assujetti fournit l'estimation d'une quantité de ressources ou d'une valeur correspondante, l'estimation doit avoir été établie par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié. Le manuel COGE recommande d'estimer les ressources selon des méthodes d'évaluation probabilistes, et, quoiqu'il n'expose pas de directives détaillées, les documents techniques abondent sur le sujet.

En outre, aux termes de l'article 5.3 et du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement, l'émetteur assujetti doit veiller à ce que les ressources estimatives se rapportent à la catégorie la plus spécifique dans laquelle les ressources peuvent être classées.

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

b) Définition des catégories de ressources

Pour remplir l'obligation de définir la catégorie de ressources, l'émetteur assujetti doit s'assurer que la définition indiquée est conforme aux catégories et à la terminologie relatives aux ressources énoncées dans le manuel COGE, conformément à l'article 5.3 du règlement. Un schéma des catégories de ressources énoncées dans le manuel COGE figure à l'Annexe 2 de la présente instruction générale à titre indicatif. Les définitions des catégories de ressources suivantes (dans le cas des ressources ne pouvant pas être classées à titre de réserves au moment considéré) sont énoncées dans le glossaire figurant à l'Annexe 1 de la présente instruction générale et à l'article 5 du volume 1 du manuel COGE :

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

L'émetteur assujetti pourrait souhaiter déclarer des réserves ou des ressources pétrolières ou gazières à titre de « volumes en place ». Par définition, les réserves de tout type, les ressources éventuelles et les ressources prometteuses sont des estimations de volumes qui sont ou pourraient être récupérables et, à ce titre, ne peuvent être décrites comme étant « en place ». Les termes « réserves éventuelles », « réserves non découvertes » et « réserves en place » et les termes similaires ne peuvent être employés, car ils sont inexacts et trompeurs. L'information sur les réserves ou les ressources doit être conforme à la terminologie et aux catégories relatives aux réserves et aux ressources qui sont énoncées dans le manuel COGE, conformément à l'article 5.3 du règlement.

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

c) Application du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement

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

- i) une définition de la catégorie de ressources ayant servi à l'estimation;
- ii) la date d'effet de l'estimation;
- iii) les facteurs positifs et négatifs d'importance pertinents concernant l'estimation;
- iv) la probabilité estimative en pourcentage de la récupération des ressources, conformément à la disposition iv du sous-paragraphe c du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement;
- v) les éventualités qui empêchent de classer des ressources éventuelles à titre de réserves;
- vi) la mise en garde prescrite à la disposition vi du sous-paragraphe c du paragraphe 2 de l'article 5.9 du règlement.

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

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

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

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

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

L'émetteur assujetti détient une participation de [●] dans [décrire la participation et indiquer son emplacement]. En date du [●], il estime avoir, relativement à cette participation, [●] barils de bitume, qui seraient classés à titre de ressources éventuelles. Les ressources éventuelles s'entendent de la quantité de pétrole qu'on estime un jour donné pouvoir récupérer de gisements connus, mais qui n'est pas rentable au moment considéré. Rien ne garantit la rentabilité ou la faisabilité technique de l'exploitation de toute partie des ressources. La probabilité d'exécution d'un projet commercial est estimée à [● %] [OU La direction n'est pas en mesure de fournir une estimation ferme, mais la probabilité est estimée se situer entre [● %] et [● %]]. Les éventualités suivantes empêchent actuellement de classer les ressources à titre de réserves : [énoncer les dépenses en immobilisations précises nécessaires à la rentabilité de l'exploitation, les considérations réglementaires applicables, les prix, les coûts de fourniture précis, les considérations technologiques et les autres facteurs pertinents]. Le facteur important suivant se rapporte à l'estimation : [par exemple] un litige existant à l'égard du titre de propriété de la participation.

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

5.6 Information analogue

L'émetteur assujetti peut fonder une estimation sur de l'information analogue comparative, ou inclure une telle information, à l'égard de sa zone d'intérêt, par exemple des réserves, des ressources et la production de champs ou de puits se trouvant dans des zones avoisinantes ou géologiquement similaires. Un soin particulier doit être apporté à l'utilisation et à la présentation de ce type d'information. La présentation exclusive des meilleurs puits ou champs d'une zone ou l'omission des puits secs, par exemple, peut se révéler particulièrement trompeuse. Il importe d'offrir une présentation factuelle et équilibrée de l'information fournie.

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

5.7 Utilisation cohérente des unités de mesure

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

Dans tous les cas, ils doivent utiliser la terminologie et les unités pertinentes indiquées dans le manuel COGE, conformément aux articles 5.2 et 5.3 du règlement.

5.8 Bep et kpi³ d'équivalent de gaz

L'article 5.14 du règlement énonce les obligations applicables aux émetteurs assujettis qui utilisent des unités de mesure d'équivalence comme les bep et les kpi³. Ils doivent notamment utiliser les méthodes de calcul prescrites et donner des avertissements quant aux limites éventuelles de ces calculs. L'article 13 du manuel COGE donne, à la rubrique « Barrels of Oil Equivalent », des directives supplémentaires.

5.9 Frais de découverte et de mise en valeur

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

Étant donné que les méthodes de calcul prévues par cet article nécessitent l'utilisation de bep, l'article 5.14 du règlement s'applique nécessairement aux frais de découverte et de mise en valeur. Le calcul des frais de découverte et de mise en valeur doit donc se faire au moyen du ratio de conversion indiqué à l'article 5.14. L'avertissement prévu à l'article 5.14 est également requis.

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

5.10 Information relative aux prospectus

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

- 1) **Acquisitions significatives** – Dans la mesure où un émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières présente de l'information sur une acquisition significative dans son prospectus, il doit communiquer suffisamment d'information pour que le lecteur puisse déterminer comment l'acquisition a influé sur les données relatives aux réserves et l'autre information communiquées antérieurement selon l'Annexe 51-101A1 de l'émetteur. Cette exigence découle de la partie 6 du règlement ayant trait aux changements importants. Elle s'ajoute aux obligations de prospectus précises applicables à l'information financière relative aux acquisitions significatives.
- 2) **Information sur les ressources** – L'information sur les ressources, à l'exclusion des réserves prouvées et probables, n'est généralement pas obligatoire aux termes du règlement, sauf certains renseignements à l'égard des activités relatives aux terrains non prouvés et aux ressources de l'émetteur, tel que le décrit la partie 6 de l'Annexe 51-101A1, lesquels seraient intégrés au prospectus. Toute information supplémentaire présentée au delà de cette exigence est facultative et doit respecter les articles 5.9 et 5.10 du règlement, le cas échéant. Cependant, l'obligation générale en valeurs mobilières de présenter un exposé « complet, véridique et clair » de tous les faits importants dans un prospectus exigerait la communication des ressources qui sont importantes pour l'émetteur, même si l'information n'est pas requise par le règlement. Une telle information devrait reposer sur une analyse valable.
- 3) **Réserves prouvées ou probables non mises en valeur** – Outre les indications énoncées au paragraphe 4 de l'article 5.2 de la présente instruction générale, les réserves prouvées ou probables non mises en valeur doivent être déclarées pendant l'exercice au cours duquel elles sont inscrites. Si l'émetteur assujetti ne présente pas les réserves prouvées ou probables non mises en valeur pour la seule raison qu'il n'a pas encore dépensé les capitaux en vue de leur mise en valeur, il risque d'omettre de l'information importante, rendant ainsi trompeuse l'information sur les réserves. Dans le cas de l'émetteur qui a un prospectus, celui-ci risque de ne pas présenter un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants s'il ne contient pas d'information au sujet de ces réserves prouvées non mises en valeur.
- 4) **Variation des réserves dans un premier appel public à l'épargne** – Dans un premier appel public à l'épargne, si l'émetteur n'a pas de rapport sur les réserves daté de la fin de son exercice précédent, ou si un tel rapport ne fournit pas l'information requise pour établir une variation des réserves aux termes de la rubrique 4.1 de l'Annexe 51-101A1, les ACVM peuvent considérer l'octroi d'une dispense de l'obligation de présenter la variation des réserves. La dispense pourrait être conditionnée notamment par une description dans le prospectus des variations pertinentes dans toute catégorie de la variation des réserves.
- 5) **Dispense permettant de communiquer l'information requise par l'Annexe 51-101A1 à une date plus récente dans un prospectus** – Si un émetteur dépose un prospectus provisoire et souhaite communiquer les données relatives aux réserves et d'autres éléments d'information sur le pétrole et le gaz à une date plus récente que la date de clôture de son exercice applicable, les ACVM peuvent envisager de relever l'émetteur de l'obligation de communiquer une telle information à la fin de l'exercice.

Un émetteur peut déterminer que son obligation de fournir une information complète, véridique et claire l'oblige à inclure dans son prospectus des données sur les réserves et d'autres éléments

d'information sur le pétrole et le gaz à une date plus récente que celle que précisent les obligations de prospectus. Celles-ci stipulent que l'information doit être arrêtée à la clôture du dernier exercice de l'émetteur à l'égard duquel des états financiers sont inclus dans le prospectus. Les obligations de prospectus, tout en ne faisant assurément pas obstacle à une telle information plus récente, nécessiteraient néanmoins la présentation de l'information correspondante à la clôture de l'exercice également.

Nous considérerions l'octroi d'une dispense au cas par cas en vue de permettre à un émetteur placé dans ces circonstances d'inclure dans son prospectus l'information sur le pétrole et le gaz établie en fonction d'une date d'effet plus récente que la date de clôture de l'exercice, sans inclure également l'information correspondante à la date de clôture de l'exercice. Les facteurs considérés pour l'octroi de cette dispense pourraient comprendre la communication de l'information requise par l'Annexe 51-101A1 à une date d'effet coïncidant avec la date des états financiers intermédiaires. L'émetteur devrait demander une telle dispense dans la lettre d'accompagnement de son prospectus provisoire. L'octroi de la dispense serait attesté par le visa du prospectus.

PARTIE 6 INFORMATION SUR LES CHANGEMENTS IMPORTANTS

6.1 Changement par rapport à l'information déposée

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

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

La partie 6 du règlement exige que la communication d'un changement important comprenne un avis de l'émetteur assujéti, établi de façon raisonnable, quant à l'incidence qu'a eue le changement important sur ses données relatives aux réserves et toute autre information présentées dans un document qu'il a déposé. La conduite d'une évaluation ne serait pas nécessairement requise. Toutefois, l'émetteur assujéti devrait veiller à respecter les obligations d'information générales énoncées à la partie 5, le cas échéant. Par exemple, si la déclaration de changement important présente une estimation à jour des réserves, celle-ci devrait être établie conformément au manuel COGE par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié.

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

ANNEXE 1
de
L'INSTRUCTION GÉNÉRALE RELATIVE AU RÈGLEMENT 51-101
SUR L'INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS
PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

GLOSSAIRE

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

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

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

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

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

DÉFINITIONS

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

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

agent responsable	<p>L'autorité en valeurs mobilières ou une personne qui occupe un poste particulier auprès de l'autorité en valeurs mobilières (dans plusieurs cas, le directeur général ou le directeur) dans chaque territoire.</p> <p>[Norme canadienne 14-101]</p>
Annexe 51-101A1	L'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz.
Annexe 51-101A2	L'Annexe 51-101A2, Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant.
Annexe 51-101A3	L'Annexe 51-101A3, Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz.
autorité en valeurs mobilières	<p>La commission des valeurs mobilières ou l'organisme comparable indiqué, pour chaque territoire, dans la Norme canadienne 14-101.</p> <p>Toute mention dans le règlement de l'autorité en valeurs mobilières doit s'entendre de l'autorité en valeurs mobilières du territoire intéressé.</p>
bep	Barils d'équivalent de pétrole. [règlement et manuel COGE]
bitume	Pétrole très visqueux, trop épais pour s'écouler à l'état naturel et qui ne peut être produit sans modifier sa viscosité. La densité du bitume est ordinairement inférieure à 10 degrés API (selon la définition de l'American Petroleum Institute).
brut(e)	<p>a) En ce qui concerne la participation d'un émetteur 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. [manuel COGE]</p>
charges futures d'impôt	<p>Les « charges futures d'impôt » estimées (généralement pour chaque année) :</p> <p>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;</p> <p>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;</p> <p>c) en tenant compte des crédits d'impôt et déductions fiscales estimatifs (par exemple, les crédits d'impôt pour redevances);</p> <p>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.</p>
commercialisable	<p>À propos de réserves ou de ventes de pétrole ou de gaz, ou de sous-produits associés, volume mesuré au point de vente à un tiers ou de transfert à une autre division de l'émetteur en vue du traitement précédant la vente à un tiers. Dans le cas du gaz, le volume est évalué avant ou après l'enlèvement des liquides de gaz naturel. Dans le cas du pétrole lourd ou du bitume, le volume est déterminé avant l'ajout de diluant.</p>
concession	<p>Contrat donnant au concessionnaire le droit d'explorer, de mettre en valeur et d'exploiter un terrain.</p>
coûts d'acquisition des terrains	<p>Coûts relatifs à l'acquisition d'un terrain (directement par l'achat ou par l'obtention d'une concession, ou indirectement par l'acquisition d'une autre société possédant des droits sur le terrain), y compris :</p>

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

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

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

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

[règlement]

**évaluateur ou
vérificateur de
réserves qualifié**

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

[règlement]

évaluation

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

examen

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

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

[manuel COGE]

FASB

Le Financial Accounting Standards Board des États-Unis.

**forage
stratigraphique**

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

Les forages stratigraphiques sont dits :

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

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

frais de mise en valeur

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

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

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

frais de production (ou frais d'exploitation)

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

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

Les frais de production comprennent, par exemple :

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

- c) le coût des matières, des fournitures et des combustibles consommés et des fournitures utilisées dans l'exploitation des puits ainsi que du matériel et des installations connexes;
- d) le coût des travaux de reconditionnement;
- e) les impôts fonciers et les coûts d'assurance applicables aux terrains et aux puits ainsi qu'au matériel et aux installations connexes;
- f) les impositions autres que l'impôt sur les bénéfices et l'impôt sur le capital.
- gaz (ou gaz naturel)** Hydrocarbures plus légers et composants autres que les hydrocarbures présents à l'état naturel dans un réservoir souterrain qui, dans l'atmosphère, sont essentiellement des gaz, mais qui peuvent renfermer des liquides de gaz naturel.
- Le gaz peut être présent dans un réservoir :
- a) soit dissous dans du pétrole brut (gaz dissous);
- b) soit en phase gazeuse (gaz associé ou gaz non associé).
- Les substances autres que les hydrocarbures sont notamment le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de carbone et l'azote.
- [manuel COGE]
- gaz associé** Calotte de gaz sus-jacente à une accumulation de pétrole brut dans un réservoir. Voir gaz.
- gaz dissous** Gaz dissous dans du pétrole brut. Voir gaz.
- gaz naturel** Gaz. [manuel COGE]
- gaz non associé** Accumulation de gaz naturel dans un réservoir ne contenant pas de pétrole brut. Voir gaz.
- groupe de production** L'un des éléments suivants avec les sous-produits associés :
- a) le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen (mélangés);
- b) le pétrole lourd;
- c) le gaz associé et le gaz non associé (mélangés);
- d) le bitume, le pétrole synthétique et les autres produits

provenant d'activités pétrolières et gazières non traditionnelles.

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

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

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

**Norme canadienne
14-101**

La Norme canadienne 14-101, Définitions.

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

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

notice annuelle

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

ordre professionnel

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

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

[règlement]

PCGR canadiens

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

pétrole	Pétrole brut ou pétrole synthétique. [manuel COGE]
pétrole brut	<p>Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures lourds, qui peut renfermer des composés sulfurés et des composés autres que des hydrocarbures, qui est récupérable par le truchement d'un puits aménagé dans un réservoir souterrain et qui est liquide dans les conditions dans lesquelles son volume est mesuré ou estimé, exception faite du gaz dissous et des liquides de gaz naturel.</p> <p>[manuel COGE]</p>
pétrole lourd	<p>À propos des réserves ou de la production, selon le cas :</p> <p>a) dans un territoire qui a un régime particulier de redevances pour le pétrole lourd, pétrole qui donne lieu aux redevances particulières pour le pétrole lourd;</p> <p>b) dans un territoire qui n'a pas de régime particulier de redevances pour le pétrole lourd, pétrole ayant une densité de 10 à 22,3 degrés API (au sens défini par l'American Petroleum Institute). [manuel COGE]</p>
pétrole synthétique	<p>Mélange d'hydrocarbures obtenu par la valorisation du bitume brut provenant de sables bitumineux ou du kérogène provenant de schistes bitumineux ou d'autres substances comme le charbon.</p> <p>[manuel COGE]</p>
prix et coûts constants	<p>Prix et coûts utilisés dans une estimation, qui sont, selon le cas :</p> <p>a) les prix et coûts de l'émetteur assujetti à la date d'effet de l'estimation, gardés constants pendant toute la durée estimative des terrains faisant l'objet de l'estimation;</p> <p>b) dans la seule mesure où il y a des prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels l'émetteur assujetti est lié par un engagement, contractuel ou autre, de livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé, ces prix et coûts plutôt que ceux qui sont visés au paragraphe a.</p> <p>Pour l'application du paragraphe a, les prix de l'émetteur assujetti sont le prix affiché pour le pétrole et le prix au comptant pour le gaz, après les ajustements historiques pour le transport, la densité et autres facteurs.</p>

[manuel COGE]

**prix et coûts
prévisionnels**

Prix et coûts futurs :

- a) qui sont généralement reconnus comme constituant une perspective raisonnable;
- b) dans la seule mesure où il existe des prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels l'émetteur 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 au paragraphe a.

production

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

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

**produits
d'exploitation nets
futurs**

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

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

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

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

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

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

qui se rattache aux estimations. [manuel COGE]

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

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

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

SEDAR	Le Système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR) qui fait l'objet du Règlement 13-101 sur le système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR).
SFAS No. 19	Le Statement of Financial Accounting Standards No. 19, Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies, du Financial Accounting Standards Board des États-Unis, et ses modifications. [règlement]
terrain	<p>Un terrain comprend :</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 droits à redevances, les droits à une part du pétrole ou du gaz produit et les autres droits hors exploitation sur des terrains exploités par des tiers; c) les accords avec des autorités ou gouvernements étrangers en vertu desquels l'émetteur assujetti participe à l'exploitation de terrains ou agit d'une façon quelconque en qualité de « producteur » des réserves en cause (par opposition à l'acheteur indépendant, au courtier, au négociant ou à l'importateur). <p>Un terrain ne comprend pas les contrats de fourniture ni les contrats qui prévoient un droit d'acheter, plutôt que d'extraire, du pétrole ou du gaz.</p> <p>[Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-16 de l'ICCA]</p>
terrain non prouvé	Terrain ou partie d'un terrain auquel aucune réserve n'a été attribuée en particulier.
terrain prouvé	Terrain ou partie d'un terrain auquel des réserves ont été attribuées en particulier.
territoire	Pour l'application du règlement, province ou territoire du Canada. [Norme canadienne 14-101]
type de produit	L'un des types de produits suivants :

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

[règlement]

vérificateur de réserves qualifié

Une personne physique qui remplit les conditions suivantes :

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

[règlement]

vérification

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

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

Étant donné :

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

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

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

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

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

[manuel COGE]

zone géographique étrangère

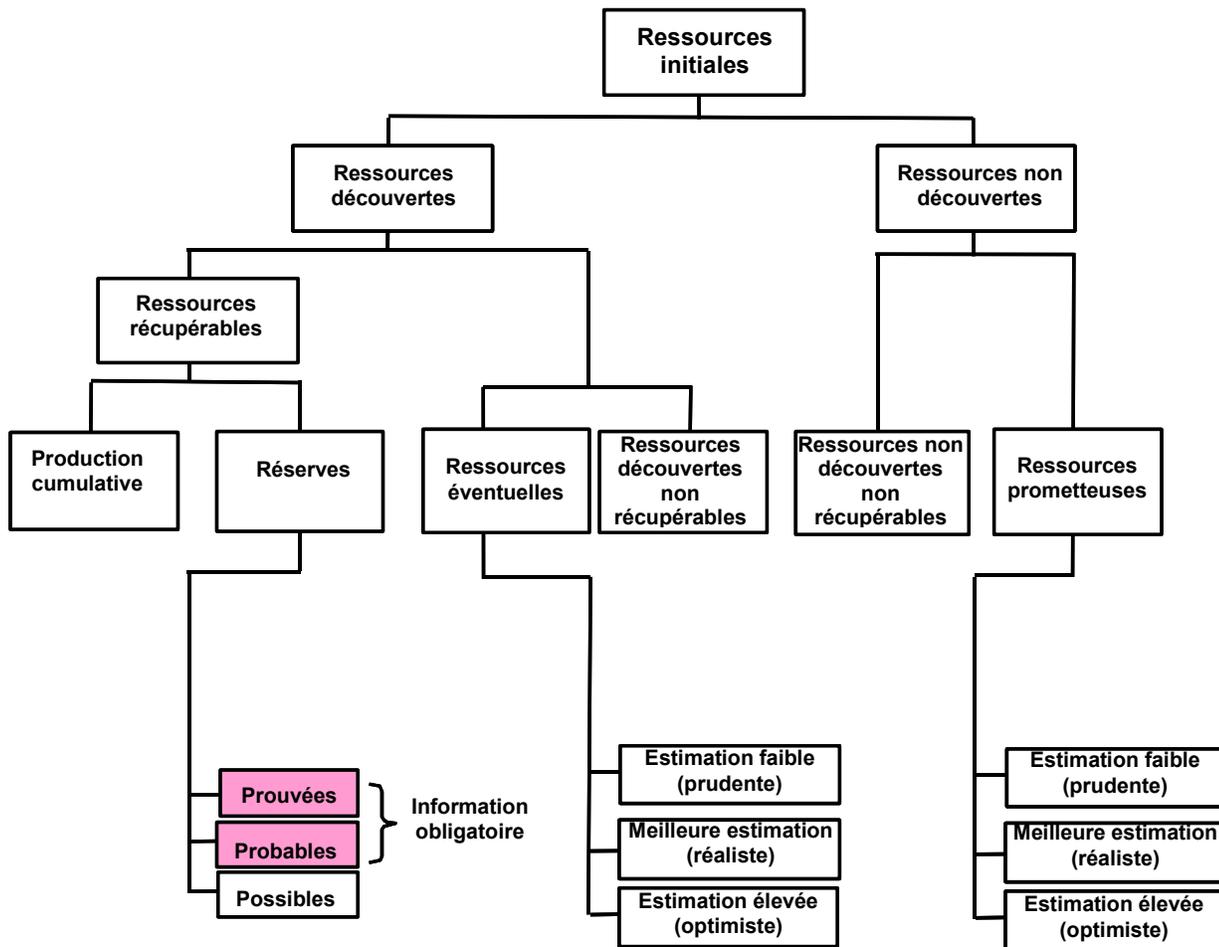
Zone géographique située à l'extérieur de l'Amérique du Nord dans un seul pays ou comprenant tout ou partie de plusieurs pays.

zone productive possible

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

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

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



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

EXEMPLES DE PRÉSENTATION DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Format de présentation

Le règlement et l'Annexe 51-101A1 offrent aux émetteurs assujettis une marge considérable pour choisir le format de présentation des données relatives aux réserves et de l'information connexe. Quels que soient le format et le degré de détail choisis pour remplir les obligations prévues par le règlement, l'objectif devrait être de permettre à l'investisseur raisonnable de comprendre l'information, de l'évaluer et de la comparer à de l'information correspondante présentée par l'émetteur assujetti pour d'autres périodes ou par d'autres émetteurs assujettis, pour être en mesure de prendre une décision éclairée en matière de placement dans les titres de l'émetteur assujetti.

À cette fin, il est recommandé de présenter l'information de façon logique et lisible, d'utiliser des titres descriptifs et de veiller à l'homogénéité de la terminologie et de la présentation entre documents et entre périodes.

Les émetteurs assujettis et leurs conseillers tiendront compte du critère d'appréciation de l'importance relative prévu à l'article 1.4 du règlement, ainsi que des instructions données à l'Annexe 51-101A1.

Voir également les articles 1.4, 2.2 et 2.3 et le paragraphe 8 de l'article 2.7 de l'Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières.

Exemples de tableaux

Les tableaux qui suivent donnent des exemples de présentation conforme au règlement de certaines données relatives aux réserves. D'autres modes de présentation peuvent aussi satisfaire aux obligations prévues par le règlement.

Ces exemples de tableaux ne contiennent pas toute l'information exigée par l'Annexe 51-101A1. Ils ont été simplifiés et n'indiquent que les réserves d'un pays. Aux fins de l'exemple, les tableaux contiennent aussi de l'information qui n'est pas exigée par le règlement mais que les émetteurs assujettis peuvent souhaiter présenter. Cette information facultative est indiquée en gris.

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

PRIX ET COÛTS CONSTANTS [INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE]

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

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

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

**RELEVÉ DE LA VALEUR DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
au 31 décembre 2006**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS [INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE]

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

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

SUPPLÉMENTAIRE
FACULTATIF

**PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
(NON ACTUALISÉS)
au 31 décembre 2006
PRIX ET COÛTS CONSTANTS [INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE]**

CATÉGORIE DE RÉSERVES	PRODUITS D'EXPLOITATION M\$	REDEVANCES M\$	FRAIS D'EXPLOITATION M\$	FRAIS DE MISE EN VALEUR M\$	COÛTS D'ABANDON ET DE REMISE EN ÉTAT M\$	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS M\$	IMPÔTS M\$	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS APRÈS IMPÔTS M\$
Réserves prouvées	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Total des réserves prouvées et des réserves probables	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

 SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIF

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

**PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
PAR GROUPE DE PRODUCTION
au 31 décembre 2006**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS [INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIVE]

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

 SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIF

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

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

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

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

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

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

**RELEVÉ DE LA VALEUR DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
au 31 décembre 2006**

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

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

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

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

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

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

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	PRODUITS D'EXPLOITATION M\$	REDEVANCES M\$	FRAIS D'EXPLOITATION M\$	FRAIS DE MISE EN VALEUR M\$	COÛTS D'ABANDON ET DE REMISE EN ÉTAT M\$	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS M\$	IMPÔTS M\$	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS APRÈS IMPÔTS M\$
Réserves prouvées	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Total des réserves prouvées et des réserves probables	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

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

**PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
PAR GROUPE DE PRODUCTION
au 31 décembre 2006**

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	GROUPE DE PRODUCTION	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (actualisés au taux annuel de 10 %) (M\$)	VALEUR UNITAIRE \$/kpi3 \$/baril
Réserves prouvées	Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx	xxx
	Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx	xxx
	Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous et des sous-produits extraits des puits de pétrole)	xxx	xxx
	Activités pétrolières et gazières non traditionnelles	xxx	xxx
	Total	xxx	
Total des réserves prouvées et des réserves probables	Pétrole brut léger et moyen (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx	xxx
	Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les autres sous-produits)	xxx	xxx
	Gaz naturel (y compris les sous-produits mais à l'exclusion du gaz dissous extrait des puits de pétrole))	xxx	xxx
	Activités pétrolières et gazières non traditionnelles	xxx	xxx
	Total	xxx	

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

**HYPOTHÈSES DE PRIX
au 31 décembre 2006**

PRIX ET COÛTS CONSTANTS⁽¹⁾

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

 SUPPLÉMENTAIRE
FACULTATIF

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

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

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

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

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

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

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

2007	xx											
2008	xx											
2009	xx											
2010	xx											
2011	xx											
Par la suite	xx											

- (1) Ce tableau indique les barèmes de prix de référence qui pourraient s'appliquer à un émetteur assujetti.
- (2) Taux d'inflation utilisés pour prévoir les prix et les coûts.
- (3) Taux de change utilisés pour fixer les prix de référence figurant dans ce tableau.
- (4) Le sous-paragraphe b du paragraphe 1 de la rubrique 3.2 de l'Annexe 51-101A1 exige également la présentation des prix historiques moyens pondérés de l'émetteur assujetti pour le dernier exercice (2006 dans cet exemple).



SUPPLÉMENTAIRE FACULTATIF

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

**VARIATION DES
RÉSERVES BRUTES DE LA SOCIÉTÉ
PAR TYPE DE PRODUIT⁽¹⁾**

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

FACTEURS	PÉTROLE LÉGER ET MOYEN			PÉTROLE LOURD			GAZ ASSOCIÉ ET NON ASSOCIÉ		
	Prouvées brutes (kb)	Probables brutes (kb)	Somme des réserves prouvées et probables brutes (kb)	Prouvées brutes (kb)	Probables brutes (kb)	Somme des réserves prouvées et probables brutes (kb)	Prouvées brutes (Mpi ³)	Probables brutes (Mpi ³)	Somme des réserves prouvées et probables brutes (Mpi ³)
31 décembre 2005	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Extensions et récupération améliorée	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Révisions techniques	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Découvertes	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Acquisitions	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Aliénations	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Facteurs économiques	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
Production	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx
31 décembre 2006	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

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

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