

AVIS DE PUBLICATION

Mise en œuvre du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières

Abrogation du Règlement n° C-2B et autres modifications corrélatives

Le 3 octobre 2003

MISE EN VIGUEUR DE NOUVELLES RÈGLES D'INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

Les membres des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (ACVM) ont mis en vigueur de nouvelles règles d'information applicables aux émetteurs assujettis situés en amont du secteur des hydrocarbures. Les règles sont, pour l'essentiel, identiques à celles que les ACVM ont publiées aux fins de consultation au début de l'année¹. Le présent avis a été publié le 26 septembre 2003 dans les autres juridictions canadiennes. La juridiction principale est l'ASC. **Au Québec, la date de la mise en œuvre de ce règlement n'est pas encore déterminée, et doit recevoir l'approbation du ministre des Finances.**

Dès 2004, les émetteurs assujettis devront appliquer les nouvelles règles aux documents qu'ils sont tenus de déposer et qui contiennent de l'information arrêtée à la fin de l'exercice terminé le 31 décembre 2003 ou après cette date. Voir la rubrique « Calendrier de transition », ci-dessous.

1. Objet

Le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 ») établit un régime d'information continue applicable aux émetteurs assujettis qui explorent et exploitent des ressources pétrolifères ou gazéifères, ou qui produisent des hydrocarbures. Il est accompagné des textes suivants :

- Annexe 51-101A1, *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz* (l'« annexe 1 »);
- Annexe 51-101A2, *Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur qualifié indépendant* (l'« annexe 2 »);
- Annexe 51-101A3, *Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz* (l'« annexe 3 »);
- *Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant le pétrole et le gaz* (l'« instruction générale »).

Le Règlement 51-101, les annexes 1, 2 et 3 et l'instruction générale sont appelés collectivement ci-après le « règlement ».

Le règlement vise à améliorer la qualité, la cohérence et la comparabilité de l'information publiée par les émetteurs assujettis en ce qui concerne leurs activités en amont du secteur des hydrocarbures.

Les nouvelles règles d'information sont conçues pour raffermir la confiance des investisseurs dans les marchés des capitaux du Canada et pour faciliter la collecte de capitaux par les émetteurs assujettis du secteur des hydrocarbures. Les ACVM estiment que l'information concernant les réserves de pétrole et de gaz et les activités dans ce domaine est essentielle pour les investisseurs car elle leur permet de prendre des décisions éclairées en matière de placement

¹

Au Québec, voir bulletin de la Commission 2003-03-21 Vol. XXXIV N°11.

dans les titres des sociétés situées en amont du secteur des hydrocarbures. Nous estimons que les investisseurs et les marchés des capitaux ont le droit de recevoir de l'information qui :

- reflète les conclusions auxquelles des professionnels qualifiés sont arrivés en appliquant des normes cohérentes;
- a été minutieusement considérée par la direction et du conseil d'administration;
- est produite régulièrement;
- est présentée d'une façon qui facilite la comparaison entre émetteurs assujettis et entre différentes périodes.

Pour réaliser ces objectifs, le règlement établit des règles et des procédures d'information analogues à celles que l'on suit depuis longtemps pour l'information financière. Il prévoit des règles d'établissement et de présentation des estimations de réserves de pétrole et de gaz et d'autres estimations, exige le dépôt annuel de certaines de ces estimations et d'autres informations concernant les activités pétrolières et gazières et précise les responsabilités du conseil d'administration.

De manière générale, le règlement complète les règles d'information qui s'appliquent aux émetteurs assujettis. Il remplacera le Règlement C-2B, *Directives à l'usage des ingénieurs et des géologues pour la présentation des rapports sur le pétrole et le gaz aux autorités canadiennes en valeurs mobilières* (le « Règlement C-2B »).

Le règlement est publié avec le présent avis. On peut le consulter sur les sites Web suivants des membres des ACVM :

- www.cvmq.com
- www.albertasecurities.com
- www.osc.gov.on.ca
- www.bcsc.bc.ca
- www.spsc.gov.sk.ca
- www.msc.gov.mb.ca

2. Mise en vigueur du règlement et abrogation du Règlement C-2B

Dans la plupart des territoires représentés au sein des ACVM, le règlement entrera en vigueur à titre de règlement de la commission le 30 septembre 2003. **Au Québec, la date de la mise en œuvre du présent règlement est non déterminée et est sujet à l'approbation du ministre des Finances.**

Parallèlement à la mise en œuvre du règlement, le Règlement C-2B sera abrogée et des modifications corrélatives sont apportées à certaines normes et instructions canadiennes, multilatérales ou locales. Voir la rubrique « Modifications corrélatives d'autres textes », ci-dessous.

3. Résumé du règlement

Conformément à l'usage des ACVM, les éléments obligatoires du règlement sont exposés dans le Règlement 51-101 et dans les annexes 1, 2 et 3. L'annexe 1 prescrit les données relatives aux réserves et les autres éléments d'information que l'émetteur assujetti doit déposer chaque année (soit séparément, soit avec sa notice annuelle, en vertu des articles 2.1 et 2.3 du Règlement 51-101). L'annexe 1 contient également des instructions qui aideront les auteurs dans leur tâche. Les annexes 2 et 3 prescrivent le contenu des rapports connexes de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant et de la direction et du conseil d'administration. Le rapport de la direction et du conseil d'administration prévu à l'annexe 3 n'est pas obligatoire en Colombie-Britannique.

L'instruction générale contient des explications et des directives, un glossaire complet et des exemples de tableaux indiquant comment présenter certains éléments d'information exigés par l'annexe 1.

Par dérogation à l'usage des ACVM, tous les termes définis ou expliqués dans le glossaire sont en italique dans le texte du règlement (ou en gras dans les instructions des annexes). Nous estimons que les utilisateurs trouveront cela utile.

Voici un exposé sommaire des aspects les plus importants du règlement et des modifications corrélatives. La source est indiquée en italique.

Information annuelle

- relevé des données relatives aux réserves (réserves et estimations des produits d'exploitation nets futurs) et autre information concernant le pétrole et le gaz (*annexe 1*)
- rapport de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant (*annexe 2*)
- rapport de la direction et du conseil d'administration (*annexe 3*)

Évaluation ou vérification des réserves par des professionnels qualifiés indépendants

- « évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant » (*définitions*)
- nommé chaque année pour faire rapport au conseil d'administration (*Règlement 51-101 – article 3.2*)

Rôle du conseil d'administration (ne s'applique pas en Colombie-Britannique)

- est en contact direct avec les évaluateurs ou vérificateurs des réserves (*Règlement 51-101 – article 3.4*)
- examine et approuve le dépôt de l'information (*Règlement 51-101 – article 3.4*)
- la formation d'un « comité des réserves » composé en majorité de membres indépendants est encouragée (*Règlement 51-101 – article 3.5*)

Exigences et restrictions applicables à l'ensemble de l'information publiée

- cohérence avec les dépôts courants de l'émetteur assujetti (*Règlement 51-101 – article 5.2*)
- application des normes d'évaluation des réserves et des définitions contenues dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE ») (*Règlement 51-101 – alinéa 4.2(1)a)ii et article 5.3*)
- normes visant l'information présentée volontairement (*Règlement 51-101 – partie 5*)

Information sur les changements importants

- doit expliquer l'incidence des changements importants sur les données relatives aux réserves déposées (*Règlement 51-101 – partie 6*)

Critère de l'importance relative

- le règlement ne s'applique qu'à l'information susceptible d'influer sur une décision en matière d'investissement (*Règlement 51-101 – article 1.4*)

Dispenses possibles, sur demande

- les émetteurs inscrits auprès de la SEC pourraient établir et présenter leur information sur le pétrole et le gaz selon les normes américaines
 - les dépôts annuels seraient toujours exigés
 - les différences entre le régime américain et le règlement devraient être expliquées aux investisseurs canadiens(*instruction générale – articles 8.3 and 8.4*)
- les grands émetteurs producteurs démontrant qu'ils ont la compétence voulue pourraient utiliser des évaluations réalisées à l'interne et non par des professionnels indépendants (*instruction générale – article 8.2*)

Modifications de la procédure de dépôt

- contrairement aux longs rapports techniques exigés par le Règlement C-2B, l'information exigée par le règlement est déposée par voie électronique au moyen de SEDAR, et non en format papier (*modification corrélative du Règlement 13-101*)
- sauf demande expresse, il n'est plus nécessaire de remettre les rapports techniques ou les rapports d'évaluation aux autorités en valeurs mobilières (*Règlement 51-101 – partie 7*)

Prospectus et notices d'offre

- les obligations d'information relatives au prospectus, aux placements de droits et aux autres placements viseront également l'information sur le pétrole et le gaz prévue par le règlement (*modifications corrélatives*)

4. Contexte

a) Exigences traditionnelles en matière d'information concernant le pétrole et le gaz

Avant l'entrée en vigueur du règlement, les exigences en matière d'information concernant les activités pétrolières et gazières en amont s'appliquaient principalement dans le cadre du dépôt du prospectus.

- Le Règlement C-2B porte sur l'établissement et le contenu des rapports techniques déposés avec le prospectus; elle précise l'information relative aux réserves de pétrole et de gaz à inclure dans le prospectus.
- Selon les annexes pertinentes en vigueur, le prospectus doit contenir certains éléments d'information sur les terrains pétrolifères et gazéifères, les puits, la production, l'estimation des réserves et les plans d'exploration et de mise en valeur de l'émetteur.

Les obligations d'information continue actuelles en matière de pétrole et de gaz sont en grande partie limitées à la notice annuelle, qui n'est pas déposée par tous les émetteurs assujettis. L'information à fournir dans la notice annuelle est essentiellement la même que celle qui doit figurer dans le prospectus.

b) Lacunes du régime actuel

Les ACVM estiment que les définitions des réserves et les obligations d'information prévues par le Règlement C-2B ne répondent plus aux besoins actuels des participants au marché et que l'obligation actuelle de présenter l'information dans le prospectus n'est pas dans l'intérêt du marché secondaire, sur lequel la majorité des opérations sur titres se déroulent.

Les ACVM conviennent avec certains participants au marché que les lacunes du régime actuel pourraient ébranler la confiance du public dans nos marchés des capitaux, au détriment des émetteurs et des investisseurs du secteur des hydrocarbures.

c) Consultation

Le règlement est le fruit d'une vaste consultation du public et du secteur, dont les conseils ont été pris en compte.

Il répond aux recommandations du groupe de travail sur le pétrole et le gaz créé par l'Alberta Securities Commission (ASC) en 1998, qui comprenait des représentants de diverses professions et de divers secteurs de l'industrie pétrolière et gazière, ainsi que

des participants aux marchés des capitaux. Les travaux du groupe de travail coïncidaient avec l'élaboration de nouvelles définitions des réserves de pétrole et de gaz entreprise par la Société du pétrole de l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (ICM) à la suite d'une consultation et de l'élaboration des normes d'évaluation des réserves par la section de Calgary de la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). Ces normes, ainsi que les définitions de l'ICM, sont exposées dans le manuel COGE, qui a été réalisé par la SPEE et l'ICM et que l'on peut se procurer, à l'adresse suivante : www.petsoc.org.

Le groupe de travail a publié ses recommandations en janvier 2001 :

- déclaration annuelle des réserves, des estimations connexes et d'autres éléments d'information concernant le pétrole et le gaz;
- information fondée sur les travaux d'évaluateurs de réserves indépendants appliquant les nouvelles définitions des réserves de l'ICM;
- responsabilités précises conférées à la direction et au conseil d'administration des sociétés.

d) Projet de 2002

Les ACVM ont répondu favorablement aux recommandations du groupe de travail et pris en considération les commentaires que les intervenants du secteur et le public ont formulé à leur égard. L'ASC était chargée de la rédaction du règlement.

La première version du règlement a été publiée le 25 janvier 2002. De manière générale, elle reprenait les recommandations du groupe de travail, sauf sur certains points où l'on s'est efforcé d'alléger le fardeau en matière d'observation de la loi que pourraient avoir à supporter les émetteurs assujettis présents sur les marchés des capitaux canadien et américain (qui appliquent des normes différentes). Elle substituait mot pour mot certaines exigences du Financial Accounting Standards Board (FASB) des États-Unis aux exigences analogues recommandées par le groupe de travail. Il était également question, dans l'instruction générale, de la possibilité d'accorder, à certaines conditions, des dispenses permettant aux grands émetteurs producteurs de perpétuer l'usage, établi sous le régime du Règlement C-2B, consistant à utiliser des évaluations internes au lieu d'évaluations indépendantes, et permettant aux émetteurs transfrontaliers d'utiliser certaines normes d'information du FASB et de la SEC pour informer le public.

De manière générale, les intervenants qui ont formulé des commentaires sur la version de 2002 du règlement en approuvaient les principes. Nombre d'entre eux ont toutefois exprimé des réserves à l'égard de l'obligation d'appliquer les normes du FASB. Les grands émetteurs assujettis transfrontaliers ont critiqué les restrictions auxquelles on proposait d'assujettir les dispenses, car elles auraient eu pour effet de restreindre indûment leur capacité de présenter l'information de la même manière que leurs concurrents sur les marchés des capitaux américains. Certains intervenants ont demandé que les exigences soient assouplies pour les petits émetteurs.

Les commentaires du public sur le projet de 2002 et les réponses que nous y avons apportées sont traités en détail dans l'avis de publication de la version révisée du règlement publiée début 2003, dont il est question ci-après.

e) Projet de 2003

Les ACVM ont publié une version révisée du règlement (le « projet de 2003 ») le 24 janvier 2003 (le 21 mars 2003 au Québec) en réponse aux commentaires reçus à propos du projet de 2002.

Le projet de 2003 cadrait, dans les grandes lignes et sur le fond, avec la version originale et les recommandations du groupe de travail. Les changements étaient notamment les suivants :

- révision de fond en comble, particulièrement de l'annexe 1, par souci de clarté;
- remplacement des exigences inspirées du FASB par des exigences essentiellement identiques présentées d'une façon plus conforme à l'usage canadien, et nouvelle explication, dans l'instruction générale, de la dispense permettant aux émetteurs assujettis transfrontaliers de continuer à utiliser les normes du FASB;
- assouplissement de certaines restrictions et conditions auxquelles on proposait, dans la version originale, d'assujettir les dispenses, de façon à élargir la portée de l'information établie par les émetteurs transfrontaliers selon les normes américaines.

Nous avons reçu seize lettres à propos du projet de 2003. Les intervenants ont formulé des commentaires approfondis et très utiles, tout comme ils l'avaient fait lors de la consultation sur la version originale. Nous les en remercions.

La majorité des intervenants ont approuvé le règlement ou ses objectifs. De manière générale, les modifications apportées en réponse aux commentaires au sujet de la version originale ont été accueillies favorablement. Des réserves ont été émises à l'égard de la portée et du niveau de détail de certaines obligations d'information sur les données relatives aux réserves, et plusieurs modifications visant à clarifier le texte ont été proposées. Certains représentants de grands émetteurs assujettis soutenaient fermement le projet, mais d'autres ont fait valoir que les modifications n'allaient pas assez loin et ne répondaient pas à leurs attentes. En revanche, certains intervenants étaient nettement opposés à la dispense prévue pour les grands émetteurs assujettis ou les émetteurs assujettis transfrontaliers.

Les commentaires sur le projet de 2003 et nos réponses sont résumés à l'Annexe A du présent avis.

f) Modifications apportées depuis le projet de 2003

Le règlement apporte quelques modifications au projet de 2003.

La plupart des modifications ont été apportées par souci de clarification :

- les explications supplémentaires de l'instruction générale et les définitions élargies du glossaire visent à dissiper les ambiguïtés;
- nous avons précisé que l'émetteur assujetti doit indiquer dans son dépôt annuel en vertu du règlement le total de ses coûts d'abandon et de remise en état estimatifs, mais que les estimations de produits d'exploitation nets futurs attribués aux réserves ne doivent tenir compte que des coûts d'abandon et de remise en état liés précisément à l'abandon de puits.

Nous avons simplifié certains éléments d'information annuelle en réduisant :

- la liste de « types de produits » au sujet desquels il fallait donner de l'information;
- la ventilation par exercice sur plusieurs exercices des éléments des produits d'exploitation nets futurs estimatifs.

Pour que l'information demandée soit encore plus pertinente, et pour éviter les répartitions des coûts, qui peuvent être problématiques et trompeuses, les estimations de produits d'exploitation nets futurs doivent être présentées pour l'émetteur assujetti dans son ensemble et par « groupe de production » – total des produits extraits d'un même puits ou réservoir – plutôt que séparément par produit.

On trouvera à l'Annexe B du présent avis un exposé détaillé des modifications apportées depuis le projet de 2003.

5. Modifications corrélatives d'autres textes

En raison de la mise en vigueur du règlement et de l'abrogation du Règlement C-2B, des modifications sont apportées à d'autres textes de la législation et des directives en valeurs mobilières pour éliminer les renvois actuels au Règlement C-2B. Dans certains cas, ces renvois sont remplacés par des renvois au règlement. Dans d'autres, la conversion à un régime d'information continue en vertu du règlement élimine le besoin de faire expressément référence à l'information sur le pétrole et le gaz dans le document modifié.

Les modifications entrent en vigueur en même temps que le règlement, le 30 septembre 2003, mais, dans la plupart des cas, elles ne s'appliquent que progressivement aux émetteurs assujettis, à mesure qu'ils tombent sous le coup du règlement (voir « Calendrier de transition », ci-dessous). Des dispositions transitoires ont été incorporées aux modifications corrélatives selon les besoins. Dans tous les cas, la transition sera terminée au plus tard [date à déterminer].

a) Normes canadiennes

Les modifications corrélatives des normes canadiennes suivantes sont reproduites à l'Annexe C du présent avis. Elles sont pratiquement identiques à celles publiées avec le projet de 2003.

- Règlement C-2B (abrogation progressive)
- Règlement 13-101, *Système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR)*
- Règlement 44-101, *placement de titres au moyen d'un prospectus simplifié*
 - Annexe 44-101A1, *Notice annuelle*
 - Annexe 44-101A3, *Prospectus simplifié*
- Règlement 45-101, *Placement de droits de souscription, d'échange ou de conversion*
 - Instruction générale 45-101

b) Textes locaux

Les autorités en valeurs mobilières pourraient également publier dans leur territoire, séparément ou à titre d'Annexe D du présent avis, des modifications corrélatives de textes de la législation ou des directives locales en valeurs mobilières. La CVMQ publie des modifications au Règlement Q-28 sur les exigences relatives aux prospectus.

6. Calendrier de transition

L'application du règlement, l'abrogation du Règlement C-2B et l'entrée en vigueur des modifications corrélatives se feront par étapes. La plupart des émetteurs assujettis tomberont sous le coup du règlement en 2004, et la transition sera achevée d'ici au [date à déterminer].

Pour chaque émetteur assujetti, le calendrier de transition dépendra :

- de la date de clôture de son exercice;
- du moment où il dépose pour la première fois certains types de documents d'information;
- de son éventuelle décision de se conformer au règlement par anticipation.

L'émetteur assujetti effectue la transition au régime du règlement lorsqu'il dépose ou est tenu de déposer les états financiers vérifiés de son premier exercice terminé le 31 décembre 2003 ou après cette date. Il doit alors faire son dépôt annuel en vertu du règlement. À compter de ce moment, il doit se conformer aux autres dispositions du règlement et, par l'effet des dispositions transitoires prévues par les modifications corrélatives d'autres textes, aux exigences de prospectus et d'information modifiées qui font référence au règlement et non plus au Règlement C-2B.

Étant donné que les obligations d'information à fournir dans le prospectus visent l'information concernant les activités pétrolières et gazières, et que le dépôt d'un prospectus plus de 90 jours après la fin de l'exercice de l'émetteur assujetti peut raccourcir le délai de dépôt de ses états financiers annuels, le dépôt d'un prospectus pourrait également raccourcir le délai dont l'émetteur assujetti dispose pour effectuer son premier dépôt aux termes du règlement.

Exemples de calendrier

L'échéance normale actuelle pour le dépôt des états financiers annuels vérifiés est de 140 jours. Pour l'émetteur assujetti dont l'exercice coïncide avec l'année civile, la transition au règlement se ferait en mai 2004 ou avant. L'émetteur assujetti ferait son premier dépôt annuel en vertu du règlement au moment où il dépose ses états financiers annuels établis pour 2003, après quoi il serait assujetti au règlement et aux modifications corrélatives des règlements sur les prospectus et des autres textes. Il ne serait plus assujetti au Règlement C-2B.

Si toutefois le même émetteur assujetti déposait un prospectus pendant la période s'étendant du 90^e au 140^e jour de 2004, il devrait y inclure les états financiers annuels de 2003, bien que le délai de dépôt normal de ces états financiers ne soit pas arrivé à échéance. La transition de l'émetteur assujetti au règlement serait, elle aussi, accélérée : il devrait faire en même temps son premier dépôt annuel en vertu du règlement, le prospectus contiendrait la même information que ce dépôt et le Règlement C-2B ne s'appliquerait pas.

Si les délais raccourcis de dépôt des états financiers prévus par le projet de *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue* (le « Règlement 51-102 ») sont mis en vigueur pour les exercices terminés le 31 décembre 2003, ces délais (90 jours après la clôture de l'exercice ou 120 jours pour les « émetteurs émergents ») s'appliqueraient aussi aux dépôts prévus par le règlement. Dans ce cas, la transition au règlement pour les émetteurs assujettis qui ne sont pas « émergents » et dont l'exercice coïncide avec l'année civile, y compris leur premier dépôt annuel en vertu du règlement, se ferait fin mars 2004. (Un avis des ACVM publié en juin 2003 traite du projet de Règlement 51-102. Consultez les sites Web des membres de ACVM pour suivre l'évolution de ce dossier.)

7. Utilisation provisoire des définitions des réserves de l'ICM

Les émetteurs devront se conformer au Règlement C-2B jusqu'à ce que le règlement commence à s'appliquer à eux.

Dans l'intervalle, les autorités en valeurs mobilières ou agents responsables accepteront et encourageront l'utilisation des définitions de l'ICM énoncées dans le manuel COGE pour l'application du Règlement C-2B, plutôt que des définitions énoncées dans cette instruction. Les émetteurs qui souhaitent se prévaloir de cette possibilité doivent en aviser l'organisme de

réglementation dans une lettre accompagnant chaque prospectus provisoire ou tout autre document déposé pour lequel le Règlement C-2B est pertinente. Chaque document dans lequel les définitions de l'ICM sont utilisées doit aussi préciser et décrire les catégories de réserves pertinentes.

Comme les définitions de l'ICM prévoient des degrés de certitude cibles, les autorités en valeurs mobilières ou agents responsables ne demanderont pas aux émetteurs qui les utilisent de réduire les « réserves probables » raisonnablement estimées pour tenir compte du risque, comme c'est actuellement le cas en vertu du Règlement C-2B. L'absence de réduction devrait toutefois être indiquée. Lorsqu'ils estiment en fonction de prix et de coûts constants les réserves et les produits d'exploitation nets futurs connexes, les émetteurs qui se servent des définitions de l'ICM doivent utiliser les prix arrêtés à la fin de leur exercice.

8. Coûts et avantages

Le règlement vise notamment à répondre aux critiques des participants au marché concernant la qualité et la cohérence de l'information publiée sur le pétrole et le gaz, et le préjudice que pourraient en subir les investisseurs et les émetteurs du secteur canadien des hydrocarbures.

Selon nous, les coûts marginaux de la conformité au règlement seraient probablement i) uniques et attribuables au développement de bons systèmes d'information internes, ii) attribuables aux services d'évaluateurs ou de vérificateurs de réserves qualifiés indépendants engagés pour dresser des rapports sur les données relatives aux réserves, mais uniquement pour les émetteurs assujettis qui n'ont pas encore adopté cette façon de faire, ou iii) des coûts marginaux minimes reflétant le respect, par l'évaluateur, des normes exposées dans le manuel COGE et la prise en compte de certains facteurs précisés dans le règlement.

Nous savons que la plupart des émetteurs assujettis du secteur des hydrocarbures engagent déjà des évaluateurs ou des vérificateurs de réserves qualifiés indépendants pour remplir leurs obligations réglementaires ou satisfaire aux exigences de leurs bailleurs de fonds, de leurs investisseurs, de leurs vérificateurs ou de leurs administrateurs. Nous nous attendons à ce que la plupart d'entre eux constatent qu'ils n'ont pas besoin de produire de nouveaux types d'information pour remplir les exigences du règlement. Par conséquent, nous ne nous attendons pas à ce que la mise en œuvre du règlement impose aux émetteurs un nouveau fardeau financier notable.

Certains émetteurs assujettis pourraient constater une réduction de la charge de travail et des frais parce que le règlement reconnaît que la « vérification » des réserves est une solution de rechange acceptable à une « évaluation » en bonne et due forme.

L'instruction générale indique que nous sommes disposés à accorder des dispenses discrétionnaires aux grands émetteurs producteurs qui ont prouvé qu'ils peuvent produire eux-mêmes des évaluations de réserves acceptables, pour leur permettre d'utiliser des évaluations réalisées à l'interne au lieu d'évaluations indépendantes.

L'instruction générale révisée traite également des dispenses discrétionnaires qui pourraient être accordées aux émetteurs transfrontaliers pour leur permettre de déposer de l'information conforme aux pratiques américaines, en considération de leurs préoccupations à propos de la publication d'information risquant d'être redondante ou trompeuse.

Les ACVM estiment que la mise en œuvre du règlement améliorera la communication de l'information et renforcera la confiance du marché. Les avantages qui en découleront pour tous les participants au marché, y compris les émetteurs assujettis, justifieront les éventuels coûts marginaux.

9. Renseignements supplémentaires

On peut obtenir des renseignements supplémentaires en s'adressant aux personnes suivantes :

Pierre Martin
Avocat
Commission des valeurs mobilières du Québec
Téléphone : (514) 940-2199, poste 4557
Télécopieur : (514) 864-7455
Courriel : pierre.martin@cvmq.com

Glenn Robinson, P.Eng.
Senior Petroleum Evaluation Engineer
Alberta Securities Commission
Téléphone : (403) 297-4846
Télécopieur : (403) 297-2210
Courriel : glenn.robinson@seccom.ab.ca

Jo-Anne Bund
Legal Counsel
Alberta Securities Commission
Téléphone : (403) 297-7274
Télécopieur : (403) 297-6156
Courriel : joanne.bund@seccom.ab.ca

Deborah McCombe
Chief Mining Consultant
Commission des valeurs mobilières de l'Ontario
Téléphone : (416) 593-8151
Télécopieur : (416) 593-8177
Courriel : dmccombe@osc.gov.on.ca

Barbara Shourounis
Executive Director
Saskatchewan Financial Services Commission
Téléphone : (306) 787-5842
Télécopieur : (306) 787-5899
Courriel : bshourounis@sfsc.gov.sk.ca

Denise Duifhuis
Senior Legal Counsel
Legal and Market Initiatives
British Columbia Securities Commission
Téléphone : (604) 899-6792
Télécopieur : (604) 899-6814
Courriel : dduifhuis@bcsc.bc.ca

10. Annexes

Annexe A – Résumé des commentaires reçus à propos du projet de 2003 et réponses des ACVM

Annexe B – Résumé des modifications apportées depuis le projet de 2003

Annexe C – Modifications corrélatives de normes canadiennes

Annexe D – Modifications du Règlement Q-28

ANNEXE A de l'Avis

Mise en œuvre du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières

Résumé des commentaires reçus à propos du projet de 2003 et réponses des ACVM

Les 16 intervenants suivants ont présenté aux ACVM des commentaires écrits à propos du Règlement 51-101, de ses annexes et de l'instruction générale (ensemble, le « règlement ») qui ont été publiés en janvier 2003 (en mars 2003 au Québec) (le « projet de 2003 ») :

1. Placements AIM Trimark – 1^{er} avril 2003
2. APA Petroleum Engineering Inc. – 31 mars 2003
3. Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole, Standards Operating Group – 10 mars 2003
4. Carscallen Lockwood LLP – 31 mars 2003
5. EnCana Corporation – 4 avril 2003
6. Fraser Milner Casgrain s.r.l. – 31 mars 2003
7. Compagnie pétrolière impériale Limitée – 31 mars 2003
8. Kozowyk & Associates – 31 mars 2003
9. Henry R. Lawrie, FCA – 19 mars 2003
10. Nexen Inc. – 31 mars 2003
11. OMERS – 31 mars 2003
12. Petro-Canada – 27 mars 2003
13. Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) – 28 mars 2003
14. Standard Life Investments – 20 mars 2003
15. Association canadienne des prospecteurs et entrepreneurs – 24 mars 2003
16. Bourse de Toronto et Bourse de croissance TSX – 31 mars 2003

Des commentaires ont été présentés par une large gamme de participants aux marchés des capitaux et à l'industrie pétrolière et gazière : investisseurs institutionnels, émetteurs produisant des hydrocarbures, sociétés et associations spécialisées dans l'évaluation des réserves, professionnels indépendants et Bourses. Neuf intervenants avaient soumis des commentaires à propos de la première version du règlement, publiée le 25 janvier 2002 (le « projet de 2002 »).

Les ACVM remercient les intervenants d'avoir pris le temps d'étudier le projet et d'avoir présenté des commentaires. Nous avons pris en considération toutes les suggestions et opinions qui nous sont parvenues.

De manière générale, les intervenants ont approuvé les principes clés du règlement. Plusieurs d'entre eux ont déclaré que le projet de 2003 était plus facile à suivre et qu'il répondait mieux aux besoins des ACVM, des investisseurs et du secteur que le projet de 2002. Un grand producteur a indiqué que le règlement « améliora globalement l'information tout en tenant compte du besoin du secteur des hydrocarbures de maintenir l'activité financière transfrontalière ». Il a demandé instamment aux ACVM de mettre le règlement en vigueur dès que possible pour que l'industrie soit en mesure de s'adapter rapidement et de manière appropriée aux nouvelles exigences.

Les réserves les plus fréquentes avaient trait :

- à la portée et à l'application des dispenses discrétionnaires visées aux articles 8.2 et 8.4 de l'instruction générale;
- au niveau de détail exigé par certaines rubriques de l'Annexe 51-101A1 (l'« annexe 1 »).

Nous avons retenu plusieurs commentaires et suggestions d'ordre technique. Les autres commentaires et nos réponses sont résumés ci-après par sujet, comme suit :

- terminologie et application du règlement;
- dispositions particulières du règlement;
- réponses aux questions des ACVM (projet de 2003);
- questions d'application générale.

1. Terminologie et application du règlement

a) Application aux activités non traditionnelles

Commentaire

Deux intervenants ont fait valoir que les sables bitumineux exploités de manière traditionnelle devraient être traités comme des projets miniers en vertu de la Norme canadienne 43-101, *Information concernant les projets miniers* (la « NC 43-101 ») et exclus du règlement, et que celui-ci devrait indiquer clairement s'il vise le charbon ou le méthane de gisements houillers ou les deux. Un intervenant a fait remarquer qu'un comité de l'ICM étudie actuellement la question de savoir s'il conviendrait de proposer l'addition à la NC 43-101 de nouvelles définitions relatives aux sables bitumineux analogues à celles utilisées pour les projets miniers.

Réponse des ACVM

Le produit visé par les projets pétroliers tant traditionnels que non traditionnels est essentiellement le même – un hydrocarbure liquide. Selon nous, les investisseurs trouveront probablement qu'un émetteur assujéti exploitant des sables bitumineux est plus proche d'un producteur de pétrole traditionnel que d'un émetteur exploitant des mines en roche dure. Par conséquent, le règlement s'applique aux activités d'extraction ou de production d'hydrocarbures à partir de sources traditionnelles et non traditionnelles (comme les mines à ciel ouvert et les projets in situ).

Nous estimons que la définition d'« activités pétrolières et gazières » indique clairement que de telles activités englobent la recherche et l'extraction d'hydrocarbures et de sous-produits, lesquels comprennent le méthane de gisements houillers (un hydrocarbure), mais pas le charbon.

Nous reconnaissons que l'extraction des sables bitumineux diffère de la production de pétrole traditionnelle au moyen de puits, et qu'elle présente des similarités avec les projets miniers. Comme l'indique l'article 1.6 de l'instruction générale, les émetteurs exploitant des sables bitumineux ont avantage à consulter la NC 43-101 en ce qui concerne l'information sur la mise en valeur et l'exploitation des mines pour compléter les données relatives aux réserves et les autres éléments d'information demandés par le règlement.

Dans certaines circonstances, les activités pétrolières et gazières non traditionnelles de l'émetteur assujéti comportent aussi des activités d'exploration, de mise en valeur ou de production de minéraux non hydrocarbures, comme le charbon. Si ces activités sont également importantes pour l'émetteur assujéti, cet aspect de son entreprise tombera probablement sous le coup des règles d'information prévues par la NC 43-101, tandis que ses activités pétrolières et gazières resteront visées par le règlement.

Si des participants au marché, des intervenants du secteur et des professionnels exerçant leurs activités dans le domaine des sables bitumineux ou dans d'autres secteurs pétroliers et gaziers non traditionnels élaborent de nouvelles définitions pour les fins de leurs activités, les ACVM détermineront s'il convient de modifier ou de compléter le règlement.

b) Relation avec le manuel COGE

Commentaire

Un intervenant a fait remarquer que certains des termes du glossaire (Annexe 1 de l'instruction générale) soi-disant tirés du manuel COGE n'apparaissent pas dans le glossaire de ce manuel. D'une façon générale, il a demandé qu'un effort soit fait pour que le manuel COGE soit conforme au règlement et que les contradictions soient éliminées.

Réponse des ACVM

Le glossaire est conçu pour aider les utilisateurs en les renvoyant vers les documents sources, s'il en est, pour qu'ils puissent obtenir des explications approfondies. Nous avons légèrement modifié certaines définitions figurant dans le glossaire pour qu'elles concordent avec le manuel COGE.

c) Prix contractuels

Commentaire

Deux intervenants ont proposé que nous indiquions clairement que les prix fixés par contrat qui servent à déterminer tant les « prix et coûts constants » que les « prix et coûts prévisionnels » excluent les contrats qui sont, aux fins de comptabilité, des « instruments financiers » ou des « instruments de couverture ».

Réponse des ACVM

Nous avons révisé les définitions pour préciser que les prix contractuels sont utilisés si l'émetteur assujéti est obligé de livrer un produit (généralement, du pétrole ou du gaz). Si l'émetteur assujéti peut remplir son obligation en livrant des liquidités au lieu d'un produit, les prix contractuels ne sont pas utilisés à cette fin. Dans ce cas, comme l'explique le nouvel article 4.3 de l'instruction générale, l'obligation peut être un « instrument financier ». Le Manuel de l'ICCA indique comment présenter ces instruments dans les états financiers.

d) Évaluateurs et vérificateurs qualifiés / Personnes qualifiées

Commentaire

Un intervenant a proposé que le règlement utilise le terme « personne qualifiée », défini dans la NC 43-101, au lieu des deux termes « évaluateur de réserves qualifié » et « vérificateur de réserves qualifié ».

Réponse des ACVM

Le règlement et la NC 43-101 ont été élaborés pour deux industries différentes. C'est de propos délibéré que le règlement (et le manuel COGE) font une distinction entre l'évaluation et la vérification des réserves.

e) Documents justificatifs

Commentaire

Un intervenant s'est demandé pourquoi on avait supprimé de la définition de « document justificatif » la réserve « pourvu que des événements postérieurs à son dépôt n'aient pas rendu l'information contenue dans le document inexacte ou trompeuse ».

Réponse des ACVM

Nous avons supprimé cette réserve parce qu'on aurait pu croire qu'elle créait une obligation de mettre à jour les documents déposés. Avec ou sans réserve, les émetteurs assujétiés sont tenus de s'assurer que l'information qu'ils déposent n'est pas trompeuse.

2. Dispositions particulières du règlement

a) Partie 3 – Conseil d’administration

Commentaire

Un investisseur institutionnel a déclaré souhaiter que chaque conseil d’administration forme un comité des réserves comportant deux ou trois membres indépendants ayant des antécédents et de l’expérience en matière d’évaluation des réserves.

Réponse des ACVM

Les ACVM encouragent la formation d’un comité des réserves. Il en est question à l’article 3.5 du règlement. Le règlement ne prescrit pas l’expérience ou les antécédents pertinents pour les membres ni qui doit siéger au comité. Nous nous attendons à ce que les actionnaires et les administrateurs fassent preuve de diligence et déterminent les antécédents et l’expérience appropriés pour les membres du conseil d’administration ou du comité des réserves de leur société.

b) Partie 4 – Mesure

i) Paragraphe 4.2(1) – Normes applicables aux données relatives aux réserves

Commentaire

Un intervenant a déclaré que l’alinéa 4.2(1)d) du Règlement 51-101 était difficile à suivre et semblait confondre deux questions.

Réponse des ACVM

Nous avons réorganisé le paragraphe 4.2(1) pour le clarifier :

- L’alinéa a) précise les conditions qui s’appliquent en général aux estimations des réserves ou des produits d’exploitation nets futurs : qualification de l’auteur des estimations, respect du manuel COGE et hypothèse que le financement de la mise en valeur sera assuré.
- L’alinéa b) (auparavant alinéa d)) précise qu’il faut tenir compte des coûts d’abandon et de remise en état pour attribuer des réserves à un terrain non foré.
- L’alinéa c) (auparavant alinéa e)) exige que les estimations de produits d’exploitation nets futurs déduisent les frais d’abandon de puits futurs (voir le commentaire suivant) et, sauf disposition contraire du règlement, des charges futures d’impôt.

ii) Produits d’exploitations nets futurs et coûts d’abandon et de remise en état

Commentaire

Un intervenant nous a demandé de définir « coûts d’abandon et de remise en état » et « valeur de récupération ». Certains intervenants ont déclaré ne pas vraiment savoir si les coûts d’abandon et de remise en état totaux devaient être pris en compte par l’évaluateur de réserves lors de l’estimation des produits d’exploitation nets futurs (déclarés en vertu de la partie 2 de l’annexe 1) ou seulement par l’émetteur assujéti dans ses renseignements supplémentaires (partie 6 de l’annexe 1). Les intervenants ont fait remarquer que les coûts de remise en état et la valeur de récupération ne peuvent être estimés avec

précision par les évaluateurs sans visite sur place et sans évaluation formelle d'experts dans le domaine.

Réponse des ACVM

Nous avons apporté des modifications par souci de clarification. Nous n'avons défini ni « abandon et remise en état » ni « valeur de récupération ». Toutefois, le nouveau terme « frais d'abandon de puits » (sous-ensemble du total des coûts d'abandon et de remise en état concernant expressément les frais engagés pour abandonner un puits et le débrancher d'un réseau collecteur) remplace les anciennes références au total des coûts d'abandon et de remise en état :

- dans la définition de « produits d'exploitation nets futurs »;
- à l'alinéa 4.2(1)c) (auparavant alinéa 4.2(1)e)) du Règlement 51-101 concernant l'estimation des produits d'exploitation nets futurs;
- dans la partie 2 de l'annexe 1, dont la nouvelle instruction 3 explique que les coûts d'abandon et de remise en état déduits lors de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs doivent au moins comprendre les frais d'abandon de puits.

Que l'évaluateur de réserves considère plus que les frais d'abandon ou non lorsqu'il estime les produits d'exploitation nets futurs, il incombe à l'émetteur assujéti (et non à l'évaluateur), en vertu de la rubrique 6.4 de l'annexe 1, d'indiquer le total de ses coûts d'abandon et de remise en état (de terrains visés par un bail de superficie, de puits, d'installations et de pipelines) et de préciser, le cas échéant, la portion de ce total qui a déjà été prise en compte dans l'estimation des données relatives aux réserves.

c) Partie 5 – Normes applicables à toute information

i) Article 5.3

Commentaire

Un intervenant s'est demandé si l'article 5.3 du Règlement 51-101 devrait être expressément subordonné à l'article 1.2.

Réponse des ACVM

L'article 5.3 n'est pas subordonné à l'article 1.2, lequel s'applique uniquement en cas d'incompatibilité entre les définitions d'un même terme dans i) le règlement ou d'autres textes de la législation en valeurs mobilières et ii) le manuel COGE. L'article 5.3 exige en fait que l'information sur les réserves utilise les définitions des réserves figurant dans le manuel COGE. Ces définitions ont donc préséance (elles ne sont reproduites dans le glossaire que par souci de commodité).

ii) Information sur le gaz naturel

Commentaire

Un intervenant a fait valoir que la description volumétrique du gaz naturel ne reflète pas sa valeur et qu'il faudrait plutôt déclarer les quantités de gaz naturel en unités d'énergie, soit en gigajoules ou en millions de BTU. Il a également remis en question l'obligation, prévue à l'article 5.4, d'indiquer des quantités commercialisables reflétant les prix du produit dans l'état dans lequel il doit être ou a été vendu, car cela laisse entendre que les producteurs ne savent pas dans quel état le gaz est vendu, en leur nom, à l'extérieur de l'Alberta.

Réponse des ACVM

Nous n'avons pas retenu ces commentaires. L'objectif des ACVM est de garantir la cohérence et la fiabilité de l'information à laquelle les marchés des capitaux sont habitués. L'intervenant soulève des points intéressants, mais nous estimons qu'imposer une telle modification à ce qui nous semble être un usage bien ancré dans l'industrie, en l'absence de débat dans le secteur et dans le public, excéderait la portée du règlement. L'intervenant pourrait présenter ses arguments aux associations du secteur des hydrocarbures pour faire changer la pratique dans ce domaine.

L'article 5.4 insiste sur la cohérence de l'information concernant les produits sous leur forme commercialisable plutôt qu'à l'état brut. Les émetteurs assujettis doivent interpréter la disposition raisonnablement en ce sens.

iii) Alinéa 5.8b) – Information visant la totalité des terrains

Commentaire

Un intervenant a critiqué l'obligation prévue par l'alinéa 5.8b) de compléter l'information sur les réserves attribuables à un terrain en particulier en présentant le total des réserves pour l'ensemble des terrains. Selon lui, cette obligation est trop lourde. Il a proposé qu'il soit possible de la remplir en présentant des données relatives aux réserves établies précédemment et mises à jour uniquement pour ce qui est de la production.

Réponse des ACVM

Nous ne considérons pas que cette disposition soit trop lourde. Son objectif est de garantir que les estimations déposées par l'émetteur assujetti à l'égard d'un terrain en particulier ne trompent pas les lecteurs eu égard aux différents degrés de confiance que l'on peut appliquer à un même terrain par rapport à l'ensemble des estimations de l'émetteur assujetti, en raison des effets de la totalisation. Nous ne prescrivons aucun calcul ni ajustement particuliers. Comme pour toute autre information publique, l'émetteur assujetti est tenu de prendre les mesures nécessaires dans les circonstances pour s'assurer que l'information n'est pas trompeuse.

iv) Zones productives possibles

Commentaire

Deux intervenants ont demandé que l'on explique ce que signifie « résultats prévus d'une zone productive possible ».

Réponse des ACVM

L'article 5.9 vise à donner aux investisseurs de l'information précise qui place dans son contexte l'information fournie par l'émetteur assujetti à propos de ses attentes à l'égard d'une zone pétrolifère et gazéifère encore au stade de l'exploration. Les ACVM considèrent que cette information est particulièrement importante lorsque l'information indique des volumes ou des flux de trésorerie. Nous n'avons pas modifié l'article 5.9 sur le fond (ni l'article 5.10, qui traite de la juste valeur d'une zone productive possible).

d) Partie 6 – Changements importants

Commentaire

Un intervenant s'est déclaré inquiet à propos des coûts entraînés par la nécessité de faire faire une estimation indépendante des réserves chaque fois que l'émetteur assujetti déclare un changement important.

Réponse des ACVM

Ce commentaire indique que son auteur a mal interprété la partie 6 du Règlement 51-101. S'il y a déclaration de changement important et que l'événement déclencheur a une incidence sur l'estimation des réserves, la partie 6 exige que la déclaration de changement important indique l'effet du changement important sur le dernier dépôt annuel en vertu du règlement. Elle ne prescrit aucune procédure en particulier, ni la participation d'un évaluateur indépendant, ni le dépôt d'un nouveau rapport d'évaluation. L'émetteur assujéti est tenu de déterminer les mesures qu'il convient de prendre dans les circonstances pour s'assurer que l'information n'est pas trompeuse.

3. Dispositions particulières de l'Annexe 51-101A1

a) Partie 1 – Date du relevé

Commentaire

Un intervenant s'est demandé pourquoi on avait supprimé des instructions de la partie 1 de l'annexe 1 du projet de 2002 le texte concernant les renseignements sur les événements ou les opérations survenus après la date d'effet mais avant la date d'établissement du rapport d'évaluation.

Réponse des ACVM

Notre principal objectif est de faire en sorte que tous les professionnels œuvrant à l'évaluation des réserves communiquent entre eux et avec l'émetteur assujéti pour s'assurer que l'information de l'émetteur assujéti est complète et cohérente. Nous avons jugé cette portion des instructions trop normative et inutile eu égard à l'objectif visé.

b) Partie 2 – données relatives aux réserves

Commentaire

Plusieurs intervenants estimaient que certaines des données relatives aux réserves prescrites étaient plus détaillées qu'il ne le fallait pour les besoins des investisseurs. Un intervenant a indiqué que certains détails étaient la propriété exclusive des émetteurs.

Réponse des ACVM

Nous comprenons que les préoccupations des intervenants ont principalement trait à la ventilation des produits d'exploitation nets futurs présentés conformément aux paragraphes 2.1(3) et 2.2(3) de l'annexe 1.

Les ACVM conviennent qu'il serait inutile d'exiger la présentation de certains détails, comme la ventilation des composants des produits d'exploitation nets futurs par exercice sur dix exercices. Nous estimons avoir répondu aux préoccupations des intervenants en révisant les paragraphes 2.1(3) et 2.2(3), qui ne demandent dorénavant que les totaux (non plus par exercice sur dix exercices) de chaque composant des produits d'exploitation nets futurs. La communication des prix prévisionnels et des frais de mise en valeur futurs a également été modifiée : il suffit dorénavant de présenter cinq exercices au lieu de dix (pour les frais de mise en valeur, cette exigence figure dorénavant à la rubrique 5.3).

c) Partie 4 – Variations

i) Chiffres constants / chiffres prévisionnels

Commentaire

Le projet de 2003 donnait aux émetteurs assujétis la possibilité d'utiliser soit des prix et coûts constants soit des prix et coûts prévisionnels pour présenter les

variations des réserves et des produits d'exploitation nets futurs. Un certain nombre d'intervenants ont demandé que le règlement n'exige l'utilisation que d'un seul type de chiffres à ces fins (l'un a demandé l'utilisation de chiffres prévisionnels, l'autre, de chiffres constants, tandis qu'un troisième n'a pas précisé) de façon à faciliter les comparaisons entre émetteurs assujettis.

Réponse des ACVM

Nous n'avons pas apporté la modification demandée. Les ACVM s'attendent à ce que la présentation des variations serve à suivre la performance de l'émetteur assujetti et à déterminer la fiabilité de ses données relatives aux réserves d'un exercice à l'autre, plutôt qu'à faire des comparaisons poste à poste entre sociétés. Partant, il est moins important d'imposer à tout le monde un ensemble d'hypothèses pour ces chiffres que pour certaines données relatives aux réserves.

La rubrique 4.1 de l'annexe 1 exige la présentation des variations des réserves dans les catégories de « réserves prouvées », de « réserves probables » et de « réserves prouvées plus probables ». Pour présenter les variations, l'émetteur assujetti a besoin des estimations de réserves dans chacune de ces catégories. Si la rubrique 4.1 exigeait la présentation des variations en fonction de chiffres constants, l'émetteur assujetti serait dans l'obligation d'établir des estimations de réserves en fonction de chiffres constants dans les catégories « probables » et « somme des réserves prouvées et des réserves probables », que nous n'avons pas demandées, à dessein, à la partie 2 de l'annexe 1. En revanche, nous comprenons qu'il peut être plus difficile de présenter des variations en fonction de chiffres prévisionnels et que, comme l'indique une des lettres reçues, la présentation de ces variations ne satisfait peut-être pas tous les utilisateurs. Nous estimons par conséquent qu'il suffit, au lieu d'imposer l'une ou l'autre solution, de demander que l'émetteur assujetti indique le type de chiffres utilisé.

ii) Nécessité de présenter les variations des produits d'exploitation nets futurs

Commentaire

Un intervenant a proposé de supprimer la présentation des variations des produits d'exploitation nets futurs au motif qu'elle n'est pas pertinente, qu'elle est fastidieuse (car elle nécessite la collaboration d'évaluateurs et de comptables) et qu'elle risque de déborder le délai imparti.

Réponse des ACVM

Nous avons conservé cette exigence. Nous convenons que la présentation des variations des produits d'exploitation nets futurs demande des efforts, mais nous nous sommes laissés dire que certains participants au marché la jugent importante. De plus, elle est exigée par les normes du FASB et a été recommandée par le groupe de travail de l'ASC sur le pétrole et le gaz.

iii) Réserves brutes et nettes

Commentaire

Un intervenant a recommandé que les variations soient calculées en fonction des réserves brutes et non des réserves nettes de la société, parce que les redevances sont sensibles aux variations de prix.

Réponse des ACVM

Les redevances accroissent peut-être la complexité de l'exercice, mais les ACVM estiment qu'il est juste d'utiliser les réserves nettes de la société (appelées « réserves nettes » dans le règlement) parce qu'elles reflètent mieux

les véritables réserves des émetteurs assujettis (en incluant les redevances revenant à l'émetteur assujetti et en excluant les redevances revenant à des tiers).

iv) Facteurs économiques

Commentaire

Un intervenant nous a proposé de supprimer les « facteurs économiques » de la présentation des variations parce que cet élément ajoutait une étape (retraitement des données antérieures en fonction des chiffres du dernier exercice), que cela coûtait cher, prenait du temps et donnait des résultats négligeables.

Réponse des ACVM

Nous avons conservé cette exigence. Le retraitement ne serait nécessaire que si les estimations du dernier exercice sont révisées en raison de changements apportés aux prix et coûts estimés précédemment et que la révision est importante.

v) Aliénation ou acquisition de terrains

Commentaire

Un intervenant a demandé si l'effet d'une aliénation ou d'une acquisition sur le processus de totalisation doit être présenté comme une « révision technique ».

Réponse des ACVM

Nous déduisons de la question que l'intervenant fait une distinction entre :

- i) d'une part, les réserves estimatives ou les produits d'exploitation nets futurs estimatifs attribués à un terrain acquis ou aliéné, pris séparément;
- ii) d'autre part, l'effet différentiel que l'acquisition ou l'aliénation de ce terrain pourrait avoir sur les estimations de l'émetteur assujetti, dans l'ensemble, en raison de la totalisation.

Nous nous attendons à ce que l'effet soit indiqué dans les variations comme une « aliénation » ou une « acquisition », et non comme une révision technique. L'émetteur assujetti peut toutefois fournir des explication supplémentaires pour que la présentation des variations soit compréhensible et pertinente.

d) Partie 5 – Autre information concernant les données relatives aux réserves

Commentaire

Un intervenant nous a proposé de demander de l'information sur les besoins en capital pour le transfert de réserves prouvées inexploitées dans la catégorie des réserves prouvées exploitées.

Réponse des ACVM

L'information demandée à la rubrique 5.3 en ce qui concerne les frais de mise en valeur – total des montants estimés par exercice pour les cinq premiers exercices et un exposé des sources et des frais de financement – devrait répondre à ce qui nous semble être la préoccupation de l'intervenant.

e) **Partie 6 – Autre information concernant le pétrole et le gaz**

Commentaire

Selon un intervenant, l'information détaillée demandée à la rubrique 6.3 à propos des contrats à livrer est incompatible avec les clauses de confidentialité que l'on trouve dans la plupart des contrats d'achat et de vente de gaz. L'intervenant a proposé aux ACVM de limiter les obligations d'information aux points essentiels qui permettent au lecteur de comprendre le portefeuille de contrats de l'émetteur assujéti : échéance du contrat, type d'acheteur, emplacement du marché et structure de prix fondamentale.

Réponse des ACVM

La rubrique 6.3 a pour but d'indiquer aux investisseurs si l'émetteur assujéti ne peut bénéficier de prix du marché favorables parce qu'il a conclu un contrat fixant les prix de vente futurs. Nous avons précisé qu'il suffit de décrire le contrat de façon générale.

4. **Annexe 51-101A2**

a) **Produits d'exploitation nets futurs**

Commentaire

Un intervenant nous a demandé de préciser si les produits d'exploitation nets futurs estimatifs à indiquer en réponse à la rubrique 4 de l'Annexe 51-101A2 (l'« annexe 2 ») sont calculés avant ou après impôts.

Réponse des ACVM

Nous avons révisé la rubrique 4 pour préciser qu'il faut indiquer les produits d'exploitation nets futurs avant impôts.

b) **Restrictions**

i) **Généralités**

Commentaire

Un intervenant a proposé aux ACVM de faire une différence entre les exposés de faits et les restrictions, et de mieux expliquer ce qui constitue une restriction ou une mise en garde sur l'impossibilité d'exprimer une opinion.

Exemples :

- Une inspection du terrain a-t-elle été faite? (L'intervenant a fait remarquer qu'il pourrait être prudent que l'évaluateur se rende sur certains terrains étrangers.)
- S'il y a plusieurs évaluateurs, ont-ils utilisé les mêmes hypothèses en ce qui concerne la fixation du prix des produits, l'inflation et les taux de change?

Réponse des ACVM

La définition du terme « restriction » figurant dans le glossaire traduit l'intention des ACVM. Nous estimons que toute dérogation au libellé de l'annexe 2 ou au manuel COGE compromet la comparabilité de l'information.

En ce qui concerne l'exemple donné par l'intervenant, si une visite du terrain est appropriée selon les normes du manuel COGE et si l'absence de visite constitue une dérogation importante aux bonnes pratiques en matière d'évaluation, nous considérerons l'absence de visite du terrain comme un manquement et toute référence à ce fait comme une restriction inacceptable. Pour ce qui est des

terrains étrangers, les ACVM conviennent avec l'intervenant qu'il serait prudent de faire une visite des lieux.

Le règlement ne précise pas comment coordonner ou colliger les travaux de plusieurs consultants. La responsabilité de l'information incombe à l'émetteur assujetti, peu importe le nombre d'évaluateurs. Nous estimons que les arrangements entre l'émetteur assujetti et ses évaluateurs en vue d'assurer la qualité requise de l'information relèvent de leur jugement commercial et professionnel.

ii) Zones productives possibles

Commentaire

Un intervenant a demandé que l'on donne aux évaluateurs une plus grande souplesse en ce qui concerne les restrictions ou mises en garde sur l'impossibilité d'exprimer une opinion relativement aux zones productives possibles.

Réponse des ACVM

Les ACVM ne jugent pas que les évaluateurs aient besoin d'une plus grande souplesse relativement aux zones productives possibles. L'information concernant ces zones ne fait pas partie des données relatives aux réserves sur lesquelles l'évaluateur doit faire rapport conformément à l'annexe 2. L'émetteur assujetti qui décide de présenter de l'information concernant les zones productives possibles doit s'assurer que l'information est conforme à la partie 5 du Règlement 51-101.

c) Lettres de consentement

Commentaire

Deux intervenants ont fait valoir que le règlement n'indiquait pas clairement quand les lettres de consentement des évaluateurs étaient requises ou non, ni pourquoi il était inutile d'obtenir le consentement de l'émetteur assujetti pour déposer le rapport de l'évaluateur (annexe 2) ou publier le communiqué exigé par l'article 2.2 du Règlement 51-101.

Réponse des ACVM

Les ACVM estiment que le consentement de l'évaluateur à l'utilisation de son rapport par l'émetteur assujetti est implicite. L'évaluateur doit savoir, quand il signe le rapport prévu à l'annexe 2 et le remet à son client, que le but est de permettre à l'émetteur assujetti de remplir ses obligations aux termes du règlement en déposant le rapport et en publiant un communiqué. Toutefois, le consentement écrit de l'évaluateur est nécessaire si l'émetteur assujetti utilise les données relatives aux réserves (auxquelles le rapport prévu à l'annexe 2 se rapporte) à d'autres fins, comme dans un nouveau communiqué ou dans une notice d'offre.

5. Annexe 51-101A3

Commentaire

Un intervenant a déclaré que l'attestation de l'Annexe 51-101A3 (l'« annexe 3 ») par deux dirigeants et deux administrateurs expose ces personnes à un plus haut degré de responsabilité que leurs homologues des autres secteurs d'activité du Canada et limite les moyens de défense dont elles pourraient se prévaloir. Un autre intervenant nous a priés de clarifier, dans l'annexe 3, les responsabilités respectives de la direction et du conseil d'administration.

Réponse des ACVM

L'annexe 3 a pour but de confirmer, pour le lecteur, les rôles respectifs de la direction et du conseil d'administration, ainsi que le processus gouvernant la présentation de l'information concernant le pétrole et le gaz. Nous estimons qu'elle atteint cet objectif. Nous ne jugeons pas qu'elle expose les dirigeants et les administrateurs à un degré de responsabilité excessif ou inapproprié, ni qu'elle les empêche d'invoquer les moyens de défense opportuns : si leur responsabilité civile est engagée en vertu de la législation en valeurs mobilières, les dispositions pertinentes prévoient aussi les moyens de défense disponibles. Les ACVM restent convaincues que l'annexe 3 améliorera la confiance du marché dans l'information sur le pétrole et le gaz, ce qui profitera indirectement aux émetteurs assujettis.

6. Instruction générale : dispenses discrétionnaires possibles

Les intervenants ont exprimé des opinions fermes mais divergentes à propos des dispenses discrétionnaires évoquées à la partie 8 de l'instruction générale. Ils se sont attardés sur deux dispositions :

- l'article 8.2, qui traite de la dispense permettant aux grands émetteurs producteurs d'utiliser des évaluateurs internes à la place de professionnels indépendants;
- l'article 8.4, qui traite de la dispense permettant à l'émetteur assujetti qui dépose de l'information au Canada et aux États-Unis de présenter l'information sur le pétrole et le gaz établie selon les normes américaines.

Plusieurs intervenants se sont opposés à certaines dispenses discrétionnaires, voire à toutes, mais ceux qui appartenaient à la catégorie d'émetteurs la plus susceptible d'en bénéficier ont souligné leur importance. L'un d'eux a même été jusqu'à les qualifier d'« absolument essentielles ».

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

i) Principe général et portée

Commentaire

Selon les intervenants opposés à la dispense discrétionnaire décrite à l'article 8.2 de l'instruction générale, tous les émetteurs assujettis, quelle que soit leur taille, devraient faire annuellement les mêmes évaluations ou vérifications des réserves par des professionnels indépendants. Ils ont fait valoir que :

- la dispense serait incompatible avec la tendance à l'amélioration de la gouvernance d'entreprise;
- la possibilité de faire des vérifications de réserves à la place d'évaluations de réserves réduirait le fardeau financier que représente l'obligation de faire appel à des professionnels indépendants;
- il est malavisé de faire de la taille de l'émetteur assujetti une condition de l'obtention de la dispense, car la taille n'est pas un gage de qualité de l'information.

Certains grands émetteurs ont indiqué dans leurs commentaires que cette dispense était appropriée et importante pour eux. Les intervenants en faveur de la dispense la justifiait généralement pour des raisons de coût. Les grands émetteurs ont fait valoir que leurs capacités internes bien établies et équilibrées garantiraient la qualité de leurs estimations des réserves.

Deux intervenants ont indiqué que la dispense devrait être offerte aux petits émetteurs, l'un d'eux déclarant même qu'elle serait plus appropriée pour eux que pour les grands émetteurs. Les évaluations indépendantes seraient, toutes

proportions gardées, plus onéreuses pour les petits émetteurs, mais « pas suffisamment pour modifier le profil de risque inhérent aux estimations des réserves des émetteur émergents ».

Réponse des ACVM

Les ACVM estiment toujours que les conditions de la dispense discrétionnaire exposées à l'article 8.2 sont appropriées. Nous n'avons donc pas apporté de modifications de fond à cette disposition.

Nous accordons toujours une très grande importance à la participation de professionnels indépendants à l'établissement de l'information concernant les réserves, pour garantir la qualité et maintenir la confiance du marché. Nous savons que la plupart des sociétés cotées, quelle que soit leur taille, engagent déjà des évaluateurs indépendants pour satisfaire aux exigences de leurs bailleurs de fonds, de leurs investisseurs, de leurs vérificateurs ou de leurs administrateurs.

Nous reconnaissons que le coût d'une évaluation indépendante peut, en proportion de la capitalisation boursière ou de toute autre mesure de la taille, être plus lourd pour les petits que pour les grands émetteurs. Mais nous estimons également que les petits émetteurs sont susceptibles de bénéficier plus que les grands émetteurs de la participation de professionnels indépendants : dans certains cas, seul un évaluateur indépendant a les ressources nécessaires pour évaluer les réserves des petits émetteurs. Enfin, le renforcement de la confiance du marché dans le secteur des hydrocarbures dans son ensemble qui découlera de la mise en œuvre du règlement bénéficiera directement aux émetteurs, petits et grands, qui ont besoin de capitaux.

Pour ces raisons, les ACVM ne sont pas prêtes à assouplir cette exigence pour les petits émetteurs. En revanche, elles envisageront peut-être la possibilité d'un traitement modifié pour les émetteurs les plus petits dans le cadre de leur étude des avantages de la « réglementation proportionnelle ».

Pour les grands émetteurs producteurs, la dispense visée à l'article 8.2 maintiendrait la position actuelle exposée dans l'avis 43-701 du personnel de l'ASC (1^{er} décembre 2000), qui limite à cette catégorie d'émetteurs la dispense de l'obligation d'engager un évaluateur indépendant aux termes du Règlement C-2B. Le texte de l'instruction générale est toutefois plus limitatif, car il indique que la dispense serait certainement accordée à condition que le demandeur démontre qu'il a des capacités d'évaluation et des procédures d'information internes satisfaisantes. Les autres aspects du règlement continueraient à s'appliquer aux bénéficiaires de la dispense : l'évaluateur, interne ou indépendant, devrait avoir les qualifications et l'expérience exigées par le règlement et le manuel COGE, et appliquer les procédures d'évaluation des réserves énoncées dans le manuel COGE. La dispense n'aurait qu'une incidence minimale sur le rôle et les responsabilités de la direction et du conseil d'administration de l'émetteur, qui devraient toujours déposer leurs rapports (modifiés). Que l'émetteur assujetti se prévale d'une dispense ou non, l'information et les évaluations de réserves pourraient être examinées par l'autorité en valeurs mobilières dans le cadre du régime d'information continue.

Comme un intervenant l'a noté, nous nous attendons à ce que même les émetteurs assujettis qui peuvent se prévaloir de cette dispense engagent des évaluateurs indépendants pour remplir d'autres exigences ou à titre de mesure interne d'assurance de la qualité.

ii) Dispense sans condition?

Commentaire

Un intervenant s'est déclaré inquiet que la dispense de l'obligation de faire appel à un évaluateur indépendant ne soit assujettie à aucune condition particulière. Selon lui, accorder la dispense à la seule discrétion de l'émetteur assujetti pourrait entraîner des abus.

Réponse des ACVM

La dispense ne serait pas à la seule discrétion de l'émetteur assujetti. C'est de la discrétion de l'autorité en valeurs mobilières qu'il s'agit ici. Comme il est indiqué ci-dessus et à l'article 8.2, la dispense serait certainement assortie de conditions importantes. Le demandeur devrait notamment avoir des capacités d'évaluation des réserves et des procédures d'information satisfaisantes. Il devrait également prendre certains engagements.

iii) Texte du rapport modifié

Commentaire

Un intervenant a fait remarquer que le libellé de la déclaration concernant l'influence de la direction sur les évaluateurs contenue dans le rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole le gaz (modifié) était problématique.

Réponse des ACVM

Nous en convenons. Le texte a été révisé et fait désormais référence à la probabilité que les travaux de l'évaluateur interne soient influencés de manière négative.

iv) Utilisation par un petit émetteur d'une évaluation réalisée à l'interne par un grand émetteur producteur

Commentaire

Un intervenant a demandé si l'évaluateur indépendant d'un petit émetteur pourrait utiliser les estimations de réserves établies par les évaluateurs internes d'un grand émetteur producteur sans vérification supplémentaire.

Réponse des ACVM

Selon nous, il est peu probable qu'un vérificateur de réserves qualifié remette un rapport fondé uniquement sur le rapport d'un autre vérificateur. En tout état de cause, le vérificateur doit faire preuve de jugement pour déterminer la portée de l'examen et de l'enquête à mener relativement à l'information concernant les réserves établie par autrui. L'utilisation, par un évaluateur ou un vérificateur de réserves qualifié indépendant, de l'évaluation réalisée par un autre dépendra certainement des circonstances de l'espèce, des normes de vérification énoncées dans le manuel COGE, ainsi que des normes et du code de déontologie professionnels applicables.

b) Dispense discrétionnaire permettant de présenter l'information selon les normes américaines

Commentaire

La dispense discrétionnaire permettant aux émetteurs assujettis transfrontaliers de présenter l'information sur le pétrole et le gaz conformément aux normes américaines a été critiquée tant par ses partisans que par ses opposants :

- Certains émetteurs assujettis transfrontaliers ont demandé que la dispense soit automatique et aille plus loin en prévoyant que le formulaire 10-K des États-Unis remplit complètement les exigences du règlement (ce qui suppose qu'il ne faudrait pas non plus exiger la communication de la terminologie et des normes utilisées, l'explication des différences importantes par rapport au règlement, ni le dépôt des rapports de l'évaluateur et de la direction et du conseil d'administration).
- Un intervenant a demandé que l'information établie selon les normes canadiennes qui doit être fournie nonobstant la dispense, mais qui n'est pas exigée par la SEC, soit acceptée dans un dépôt distinct de celui du formulaire 10-K ou de la notice annuelle.
- Certains intervenants craignaient que l'information fournie en sus de ce qui est exigé par la SEC mais qui, nous sommes-nous laissé dire, est couramment fournie dans d'autres documents d'information aux États-Unis (comme l'information sur les réserves probables) ne compromette leur dispense.
- Un intervenant a soulevé une objection parce que les émetteurs assujettis peuvent choisir les obligations d'information du règlement qui leur plaisent, et ne pas tenir compte de celles qui ne leur plaisent pas. Selon lui, permettre aux émetteurs assujettis de communiquer de l'information sur les réserves probables sans indiquer les produits d'exploitation nets futurs connexes encourage la présentation d'information trompeuse et ne facilite pas les comparaisons.

Réponse des ACVM

Les ACVM sont convaincues que l'obligation d'établir et de communiquer de l'information selon deux ensembles différents de règles et de pratiques serait non seulement un fardeau pour les émetteurs assujettis très présents sur les marchés des capitaux américains, mais aussi une source de confusion pour les investisseurs. Nous estimons que dans certains cas, il serait approprié de permettre à ces émetteurs assujettis de fournir de l'information sur le pétrole et le gaz conformément aux normes américaines. Le fait que la dispense soit discrétionnaire donne aux autorités en valeurs mobilières la possibilité d'étudier le dossier de chaque demandeur. Les engagements et les conditions prévues à l'article 8.4 – y compris une explication des différences entre l'information visée et l'information établie selon le règlement et la fourniture d'information comparable d'un exercice à l'autre – devraient permettre aux investisseurs canadiens de se servir de l'information pour prendre des décisions éclairées en matière de placements et faire des comparaisons avec d'autres émetteurs canadiens.

Contrairement à ce que certains intervenants croyaient, la communication volontaire d'information en sus de ce qui est exigé aux États-Unis (par exemple les estimations de réserves probables) ne compromettra pas la dispense, si l'information est compatible avec les engagements et les conditions visées à l'article 8.4.

Le règlement offre une certaine souplesse pour présenter l'information exigée. Les ACVM ne considèrent pas que le simple dépôt d'un formulaire 10-K non modifié serait suffisant. Nous estimons que les formulaires prévus aux annexes 2 et 3 fournissent de l'information importante qui ne se retrouve pas nécessairement dans le formulaire 10-K. Nous jugeons que l'explication des différences importantes par rapport au règlement est essentielle pour les investisseurs canadiens, mais nous avons modifié le texte de l'article 8.4 pour préciser que cette information peut figurer « assez près » de l'information contenue dans le formulaire 10-K (par exemple dans une « jaquette » canadienne).

Les émetteurs assujettis ne seront pas entièrement libre de choisir l'information qui leur plaît d'un exercice à l'autre. Le sous-alinéa 8.4b)iii) précise qu'une dispense serait

assortie de conditions conçues pour garantir que l'information applique des normes et des définitions claires, que les hypothèses sont indiquées et que l'information donnée pour un exercice (si le sujet reste important pour l'émetteur assujetti) continue à être fournie dans les dépôts annuels suivants pour que les investisseurs puissent l'évaluer et la comparer d'un exercice à l'autre.

c) Demandes annuelles?

Commentaire

Un intervenant a proposé que les dispenses discrétionnaires prévues par le règlement soient limitées dans le temps et que les demandeurs fassent une demande chaque année pour proroger leur dispense.

Réponse des ACVM

Les ACVM estiment que cette proposition aurait pour effet d'imposer au demandeur et aux autorités en valeurs mobilières un fardeau administratif additionnel que ne justifie pas l'avantage qu'en tirerait le public. Les dispenses discrétionnaires ne sont accordées qu'à des conditions considérées justes dans les circonstances. Par la suite, l'émetteur assujetti doit, comme ses homologues, se conformer à la législation en valeurs mobilières et aux conditions de sa dispense.

7. Réponses aux questions des ACVM

L'avis des ACVM qui accompagnait le projet de 2003 contenait des questions sur quatre points. On trouvera ci-après un résumé des questions posées, des commentaires reçus et de nos réponses.

a) Effet de la conversion aux définitions des réserves de l'ICM

- i) *Y aurait-il une différence importante entre les réserves prouvées estimées au moyen des définitions de l'ICM et les estimations réalisées raisonnablement au moyen des définitions du Règlement C-2B?*
- ii) *Les participants au marché (émetteurs assujettis, analystes, investisseurs, créanciers) devront connaître et comprendre les nouvelles définitions de l'ICM, et savoir dans quelle mesure les estimations déclarées peuvent différer des estimations réalisées sous le régime du Règlement C-2B. Comment les ACVM peuvent-elles sensibiliser le marché aux nouvelles définitions des réserves et l'aider à les comprendre?*

Commentaire

Les réponses très variées à nos questions révèlent une très grande diversité d'opinions quant à l'effet de la conversion aux définitions de l'ICM sur le résultat des évaluations. Tous les intervenants semblent cependant être en faveur de l'utilisation des définitions élaborées par le secteur.

Selon certains intervenants, il faudrait informer les utilisateurs au moyen de séminaires pour faciliter la transition vers les nouvelles définitions de réserves. Un intervenant estimait que la plupart des investisseurs ne comprendraient jamais le sens des définitions et qu'il ne fallait pas s'attendre à ce qu'ils le comprennent : l'information devrait plutôt insister sur le fait que les réserves sont une estimation et que plusieurs résultats sont possibles.

Réponse des ACVM

Les commentaires nous donnent à penser qu'il est, au mieux, prématuré, et probablement impossible, de dire comment on pourra comparer les estimations réalisées

selon les nouvelles définitions et l'information établie selon le Règlement C-2B, que ce soit systématiquement ou émetteur par émetteur. Nous estimons que les investisseurs peuvent comprendre même l'information technique si elle est bien présentée. Nous convenons également que, pour être de bonne qualité, l'information fournie par les sociétés doit indiquer clairement que les estimations de réserves ne sont que des estimations et qu'elles comportent donc une part d'incertitude. Les ACVM étudieront les moyens de sensibiliser les intéressés aux modifications et encouragent les participants au marché à en faire autant.

b) Obligation de présenter les données relatives aux réserves établies en fonction de prix constants

Les ACVM devraient-elles remettre en question l'obligation de présenter des estimations des réserves prouvées établies en fonction de prix constants et les produits d'exploitation nets futurs en découlant? Plus particulièrement :

- i) Ces estimations sont-elles suffisamment importantes pour les investisseurs pour en garantir la présentation obligatoire?*
- ii) La réponse à la question i) serait-elle différente si le critère du « plafonnement du coût entier » prévu par la NOC 5 du Manuel de l'ICCA était modifié de façon à exclure l'estimation des produits d'exploitation nets futurs basée sur des prix et coûts constants?*

Commentaire

La majorité des intervenants a déclaré que la présentation de chiffres constants est utile car elle permet les comparaisons et donne de la cohérence. Un intervenant a demandé la communication obligatoire des estimations des réserves prouvées et probables établies selon des prix constants au moyen des mêmes taux d'actualisation que ceux utilisés pour les prix et coûts prévisionnels.

Réponse des ACVM

La majorité des intervenants nous a convaincus qu'il vaut la peine de conserver l'obligation de communiquer certains chiffres constants. Le règlement continue donc d'exiger la communication des données relatives aux réserves estimées tant au moyen de prix et coûts prévisionnels que de prix et coûts constants. Les émetteurs assujettis sont libres de donner le même niveau de détail à leurs chiffres constants qu'à leurs chiffres prévisionnels, mais nous ne jugeons pas nécessaire de rendre cela obligatoire.

c) Ordres professionnels

Nous avons demandé aux intervenants ce qu'ils pensaient des critères de la définition d'« ordre professionnel ». L'appartenance à un ordre professionnel est une des conditions à remplir pour être « évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié ».

Commentaire

En règle générale, les grands émetteurs étaient en faveur de la démarche adoptée par les ACVM pour évaluer les ordres professionnels canadiens et étrangers (article 1.5 de l'instruction générale). Ils ont encouragé les ACVM à approuver par anticipation les grands évaluateurs de réserves reconnus mondialement avant l'entrée en vigueur du règlement.

Réponse des ACVM

Nous n'avons pas modifié l'article 1.5 sur le fond. Nous examinerons les demandes de dispense de l'obligation d'être membre d'un ordre professionnel canadien de la façon indiquée dans cet article, y compris les demandes déposées avant l'entrée en vigueur du

règlement. Toute preuve de l'opinion d'un ordre professionnel canadien quant à l'équivalence entre une norme étrangère en particulier et les normes canadiennes nous aiderait certainement dans notre examen.

d) Présentation de l'information par type de produit ou groupe de production

Serait-il préférable d'exiger la communication de données relatives aux réserves à l'égard de « groupes de production » (l'ensemble des produits tirés d'un seul puits ou réservoir) plutôt que séparément, par type de produit?

Commentaire

Certains intervenants ont proposé que le volume des réserves et les prix de vente soient indiqués par type de produit et que les produits d'exploitation nets futurs connexes soient déclarés par groupe de production. Selon deux intervenants, la distinction entre types de produit et la combinaison de types de produits découlant d'opérations différentes est un exercice subjectif : l'un a parlé de « fractionnements artificiels »; l'autre, de « combinaisons fictives ». Un intervenant a critiqué l'augmentation de quatre à neuf du nombre de types de produits par rapport au projet de 2002.

Réponse des ACVM

Nous convenons avec les intervenants qu'il peut être problématique de répartir les coûts entre types de produits dans un groupe de production pour estimer les produits d'exploitation nets futurs. Le règlement précise désormais que les estimations de réserves doivent être communiquées par type de produit et les produits d'exploitation nets futurs connexes par groupe de production.

L'augmentation du nombre de types de produits est en grande partie attribuable aux produits non traditionnels. Nous avons retenu ces types de produits; l'émetteur assujéti n'a pas à déclarer les types de produits qui ne sont pas importants pour lui. Le « soufre et les autres sous-produits non-hydrocarbures » étaient un type de produit distinct que nous avons supprimé.

8. Questions d'application générale

a) Prolongation de la période de consultation?

Commentaire

Étant donné le nombre de modifications par rapport au projet de 2002 et le fait que la consultation a eu lieu pendant une période chargée pour certains analystes et consultants, un intervenant a proposé que la période de consultation soit prolongée.

Réponse des ACVM

L'intervenant a lui-même noté que la consultation a déjà duré plus de deux ans. En fait, le règlement est une réponse aux recommandations du groupe de travail de l'ASC sur le pétrole et le gaz et aux définitions des réserves de l'ICM, lesquelles étaient elles-mêmes le fruit de plusieurs années de débats et de consultation.

Certains intervenants ont fait valoir, et les ACVM en conviennent, qu'il est temps de mettre le règlement en vigueur, et qu'il faut le faire sans attendre afin que les sociétés du secteur et leurs conseillers aient le temps de se préparer à s'y conformer. C'est pour cela que nous n'avons pas prolongé la période de consultation.

b) Les documents

Commentaire

Un intervenant a critiqué la longueur du règlement et remis en cause le fait que certaines exigences se retrouvent dans les annexes et non dans le règlement. Il a proposé que chaque disposition de l'instruction générale porte le même numéro que la disposition correspondante du Règlement 51-101, même si cela entraîne des lacunes dans la numérotation.

Réponse des ACVM

Nous avons fait notre possible pour réaliser un juste équilibre entre la nécessité d'être bref et le besoin de donner des certitudes et de directives. Les trois annexes du règlement regroupent les exigences pertinentes pour chaque groupe d'utilisateurs : émetteurs; évaluateurs et vérificateurs de réserves; direction et conseil d'administration. Cette forme ne nous a pas permis d'inclure des instructions pour aider ces utilisateurs. Les instructions générales des ACVM visent à donner des explications et des instructions relativement à certains éléments obligatoires des règlements et des annexes. Elles indiquent notamment comment les autorités en valeurs mobilières interpréteront et appliqueront certaines dispositions. Comme certaines dispositions de l'instruction générale se rapportent à plus d'une disposition (et à plus d'un document), il est difficile de faire coïncider les numéros.

c) Création d'un comité consultatif pluridisciplinaire

Commentaire

Un intervenant a proposé que les ACVM créent un comité consultatif pluridisciplinaire.

Réponse des ACVM

Les ACVM considèrent qu'il pourrait être intéressant de créer un comité composé de représentants du secteur et de la profession pour les conseiller sur l'application du règlement, l'évolution du secteur et les nouvelles questions. Un comité de cette nature s'est avéré très utile lors de la mise en œuvre de la NC 43-101. Nous étudierons plus avant cette proposition.

ANNEXE B de l'Avis

Mise en œuvre du *Règlement 51-101* sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières

Résumé des modifications depuis le projet de 2003

Voici un résumé des modifications apportées en regard du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »), de ses annexes et de l'instruction générale (ensemble, le « règlement ») qui ont été publiés le 24 janvier 2003 (le 21 mars 2003 au Québec) (le « projet de 2003 »).

Le règlement, bien que conforme au projet de 2003 sur le fond, comprend cependant quelques modifications.

La plupart des modifications visent à clarifier l'application du règlement. Certaines font suite à des suggestions ou à des commentaires particuliers des intervenants.

En partie pour répondre à certains commentaires généraux, nous avons également révisé certaines exigences d'information particulières à l'Annexe 51-101A1 (« l'annexe 1 ») en vue, à la fois, de simplifier l'information et d'en améliorer la pertinence pour les investisseurs.

a) Terminologie

Le règlement comprend quelques définitions et interprétations nouvelles ou modifiées, soit dans la partie 1 du Règlement 51-101, soit dans l'Annexe 1 de l'instruction générale, soit dans les deux.

i) Hypothèses de prix et de coûts – Prix contractuels

Nous avons modifié la définition de « *prix et coûts constants* » et de « *prix et coûts prévisionnels* » afin de préciser les circonstances dans lesquelles il faut estimer les données relatives aux réserves au moyen des prix contractuels.

Les définitions révisées prévoient explicitement que les estimations en fonction de prix et de coûts tant constants que prévisionnels doivent être faites au moyen des prix contractuels si un engagement, contractuel ou autre, oblige l'émetteur assujéti à livrer un produit (habituellement du pétrole ou du gaz). Les prix contractuels ne sont pas utilisés à cette fin si l'émetteur assujéti est en mesure de remplir ses obligations en livrant des liquidités plutôt qu'un produit. En pareil cas, ces obligations peuvent être des « instruments financiers », comme le prévoit le nouvel article 4.3 de l'instruction générale. Le Manuel de l'ICCA précise comment présenter ces instruments dans les états financiers.

ii) Charges futures d'impôt

Le projet de 2003 définissait le terme « charges futures d'impôt », mais employait indistinctement ce terme défini et le terme générique non défini « impôt ». Le règlement emploie maintenant le terme défini, sauf dans les documents s'adressant davantage au grand public, auquel cas on emploie le terme générique.

iii) Produits d'exploitation nets futurs

La définition de « produits d'exploitation nets futurs » est modifiée afin d'éliminer une incohérence dans la façon d'appliquer le terme dans certaines dispositions du règlement. La définition révisée :

- prévoit la déduction des « frais d'abandon de puits » (nouveau terme défini) au lieu du total des coûts d'abandon et de remise en état (voir la rubrique « Coûts d'abandon et de remise en état » ci-dessous);
- énonce des exceptions au principe selon lequel les charges futures d'impôt sont portées en déduction des produits d'exploitation nets futurs (dans plusieurs cas, le règlement prévoit expressément les « produits d'exploitation nets futurs, avant déduction des charges futures d'impôt »).

iv) Types de produit

Dans le projet de 2003, la définition du terme « type de produit » distinguait notamment le gaz naturel, ainsi que deux types de sous-produits du pétrole et du gaz : i) les liquides de gaz naturel; ii) le soufre et les autres sous-produits non-hydrocarbures.

Puisque le gaz naturel peut inclure des liquides de gaz naturel, la distinction entre ces deux types de produit créait une incohérence ou un recoupement. Pour remédier à ce problème, dissiper d'autres ambiguïtés possibles et permettre les autres modifications aux obligations d'information exposées ci-après, dorénavant, le règlement :

- élargit la définition du terme « gaz » pour y inclure le « gaz associé », le « gaz non associé » et le « gaz dissous », et définit chacun de ces termes;
- précise que le terme « pétrole brut » n'inclut pas le gaz dissous (gaz naturel dissous dans le pétrole);
- définit « liquides de gaz naturel »;
- précise, dans la définition de « type de produit », que les liquides de gaz naturel sont un type de produit distinct ne faisant pas partie du « gaz naturel »;
- élimine le soufre et les autres sous-produits non-hydrocarbure des types de produit.

v) Groupe de production

Le nouveau terme « groupe de production » (concept appliqué indirectement dans certaines dispositions du projet de 2003) regroupe le type de produit principal tiré d'un puits ou d'un réservoir et ses sous-produits.

L'application de ce concept dans certaines obligations d'information révisées (voir la rubrique « Information par groupe de production » ci-après) élimine les répartitions arbitraires et potentiellement trompeuses de coûts et d'autres facteurs entre plusieurs produits tirés d'un même puits ou réservoir, ce qui devrait à la fois simplifier l'information et en améliorer la pertinence.

vi) Terrains prouvés et non prouvés

Dans le projet de 2003, les définitions des termes « terrain prouvé » et « terrain non prouvé » laissaient un vide involontaire entre les terrains auxquels des réserves prouvées ont été attribuées et ceux auxquels aucune réserve d'une quelconque catégorie n'a été attribuée. Pour y remédier, la définition de « terrain prouvé » a été modifiée afin d'englober les terrains auxquels des réserves ont été attribuées, peu importe la catégorie.

Le règlement désigne maintenant ces concepts au moyen de termes définis au lieu de les décrire en termes généraux comme dans certaines dispositions du projet de 2003 (par exemple, à la rubrique 6.2 de l'annexe 1).

vii) Conformité avec le Manuel de l'ICCA

Les définitions des termes « frais d'exploration », « puits d'exploration » et « terrain » ont été quelque peu augmentées ou modifiées afin de les rendre conformes aux définitions correspondantes prévues dans la Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-5 du Manuel de l'ICCA, intitulée « Capitalisation du coût entier dans le secteur du pétrole et du gaz ».

b) Estimation et déclaration des données relatives aux réserves

i) Coûts d'abandon et de remise en état

Les ACVM considèrent que les « coûts d'abandon et de remise en état » estimatifs sont un élément très important de l'information sur le pétrole et le gaz. Cependant, cette expression englobe divers coûts qui ne sont pas nécessairement tous pris en compte par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié ou connus de lui lors de l'estimation des données relatives aux réserves. Dans bien des cas, pour estimer les produits d'exploitation nets futurs, l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié peut ne prendre en compte qu'un sous-ensemble du total des coûts d'abandon et de remise en état – les « frais d'abandon de puits » (soit les frais engagés pour abandonner un puits et le débrancher d'un réseau collecteur).

Comme dans le projet de 2003, la rubrique 6.4 de l'annexe 1 prévoit que l'émetteur assujéti doit présenter ses coûts d'abandon et de remise en état totaux estimatifs et (aux termes de l'alinéa d) de cette rubrique) indiquer la portion des frais qui n'a pas été déduite de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs présentés sur laquelle l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant fait rapport.

Toutefois, certaines dispositions du projet de 2003 donnaient à entendre que, dans l'estimation des données relatives aux réserves, il fallait toujours prendre en compte la totalité des coûts d'abandon et de remise en état, ce qui est clairement incompatible avec l'alinéa d) de la rubrique 6.4.

Pour résoudre cette incompatibilité, le règlement emploie maintenant le nouveau terme défini « frais d'abandon de puits » :

- à l'alinéa 4.2(1)c) (auparavant l'alinéa 4.2(1)e)) du Règlement 51-101, qui prévoit comme norme générale applicable aux données relatives aux réserves que, dans l'estimation des produits d'exploitation nets futurs, il faut déduire les frais d'abandon de puits (non pas nécessairement le total des coûts d'abandon et de remise en état);
- à la nouvelle instruction 3 de la partie 2 de l'annexe 1, qui précise que les coûts d'abandon et de remise en état déduits lors de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs doivent indiquer au moins les frais d'abandon de puits.

ii) Attribution de réserves à des terrains non forés

L'alinéa 4.2(1)b) du Règlement 51-101, qui prévoit par ailleurs une norme générale applicable aux données relatives aux réserves, conserve du projet de 2003 le principe selon lequel on doit tenir compte des coûts d'abandon et de remise en état totaux (non pas seulement des frais d'abandon de puits) pour déterminer s'il faut attribuer des réserves à un terrain non foré.

Cette disposition a été révisée afin qu'elle s'applique expressément dès que se pose la question de savoir s'il faut attribuer des réserves à un terrain non foré auquel aucune réserve n'a encore été attribuée.

Nous n'avons pas changé le principe selon lequel le processus ne se répète pas nécessairement après l'attribution des réserves. (Comme nous l'avons vu ci-dessus, l'alinéa 4.2(1)c) prévoit dès lors la déduction des frais d'abandon de puits dans l'estimation des produits d'exploitation nets futurs attribuables à ces réserves.)

iii) Prise en compte de l'impôt dans les données relatives aux réserves

Nous avons également modifié l'alinéa 4.2(1)c) (auparavant l'alinéa 4.2(1)e)) du Règlement 51-101 afin d'exiger, comme principe général, que les produits d'exploitation nets futurs présentés soient une estimation après impôt, sauf disposition contraire du règlement (comme c'est le cas, par exemple, dans certaines obligations de présenter les produits d'exploitation nets futurs avant déduction des charges futures d'impôt). Une modification corrélative à la définition des produits d'exploitation nets futurs est exposée à la rubrique « Terminologie » ci-dessus.

iv) Information plus simple et plus pertinente

Plusieurs intervenants ont émis des réserves quant au volume d'information et au degré de détail exigés dans les données relatives aux réserves à fournir annuellement aux termes de la partie 2 de l'annexe 1. Certains ont fait valoir que cette information irait au-delà des besoins des investisseurs et donnerait même lieu, dans certains cas, à la communication de renseignements exclusifs.

Les ACVM conviennent qu'on pourrait éliminer certains détails sans que cela ne prive les investisseurs de l'information nécessaire pour prendre des décisions d'investissement éclairées, et que d'autres modifications rehausseraient la pertinence de l'information fournie.

La partie 2 révisée de l'annexe 1 comprend deux modifications de base :

- **Information simplifiée** – Le projet de 2003 aurait exigé, conformément aux rubriques 2.1 et 2.2 de l'annexe 1, la présentation annuelle des éléments des produits d'exploitation nets futurs estimatifs, par exercice, sur au moins dix exercices.

À présent, aux termes des rubriques 2.1(3)b) et 2.2(3)b) de l'annexe 1, il ne faut indiquer que la somme globale de chaque élément des produits d'exploitation nets futurs en les estimant au moyen des prix et coûts constants et prévisionnels. (L'exigence révisée est illustrée dans les exemples de tableaux révisés figurant aux pages 2 et 4 de l'Annexe 2 de l'instruction générale.) Fait exception la présentation des frais de mise en valeur futurs estimatifs, qui porte sur cinq exercices, conformément à la nouvelle rubrique 5.3(1)b)ii).

À certains égards, le résultat se rapproche des recommandations que le groupe de travail de l'ASC sur le pétrole et le gaz a présentées aux ACVM en janvier 2001.

- **Information par groupe de production** – Dans le souci de veiller à ce que la simplification des données relatives aux réserves soit pertinente pour les investisseurs, nous avons exploité davantage le concept de « groupe de production » utilisé indirectement dans le projet de 2003. Les produits d'exploitation nets futurs sont maintenant présentés par groupe de production plutôt que par type de produit (rubriques 2.1(3) et 2.2(3)).

D'ordinaire, on tire d'un réservoir ou d'un puits plusieurs « types de produits ». Par exemple, outre du pétrole brut, un puits ou un réservoir de pétrole produit souvent des sous-produits liés à la récupération du pétrole : gaz dissous, liquides de gaz naturel et soufre. Or l'obligation de présenter de l'information distincte sur chacun de ces types de produit peut demander de difficiles répartitions de coûts entre les divers types de produits tirés d'un même puits ou réservoir.

L'information par type de produit peut également occulter le fait qu'un émetteur assujetti est capable d'extraire du gaz naturel non seulement de puits de gaz naturel, mais aussi de puits de pétrole sous forme de gaz dissous. L'investisseur peut juger la distinction importante, car les conditions économiques de la production de gaz dissous dépendent probablement davantage des aspects physiques et économiques de la production de pétrole que les conditions économiques de l'extraction de gaz naturel de puits contenant surtout du gaz.

v) Ventilation des variations

L'ordre des éléments à fournir sur les variations des réserves conformément à la rubrique 4.1 de l'annexe 1 a été remanié afin de correspondre aux normes pertinentes du manuel COGE, et la description succincte des éléments a fait place à la nouvelle instruction 3, qui renvoie le lecteur aux directives du manuel COGE.

Le projet de 2003 exigeait le rapprochement de chaque type de produit, alors qu'une instruction indiquait qu'il suffisait de donner l'information du principal type de produit attribuable à un puits, à un réservoir ou à une autre entité de réserves. Pour clarifier cette exigence, la rubrique 4.1(2)b) indique maintenant les produits dont il faut présenter les variations, tandis que les instructions révisées confirment qu'on peut en exclure les sous-produits.

c) Autres modifications

i) Responsabilité incombant à l'émetteur assujetti

Les paragraphes 2.4(1) et 4.2(1) du Règlement 51-101 précisent dorénavant que la responsabilité de la conformité au règlement incombe à l'émetteur assujetti.

ii) Consentement de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié

Le paragraphe 5.7(1) du Règlement 51-101 a été modifié de manière à préciser qu'il faut obtenir le consentement écrit de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié pour publier non seulement son rapport complet, mais aussi toute information qui en découle, sous réserve des exceptions prévues au paragraphe 5.7(2).

Pour dissiper l'incertitude manifestée dans les commentaires au sujet de l'incidence de cette disposition, nous expliquons l'application de cette exigence dans le nouvel article 5.2 de l'instruction générale.

iii) Rapport de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant

La rubrique 4 du rapport prévu par l'Annexe 51-101A2 (« l'annexe 2 ») a été modifiée afin de préciser que la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs à présenter en réponse à cette rubrique est une estimation avant impôts, ce qui permet ainsi au lecteur de la comparer plus facilement à l'information fournie par l'émetteur assujetti en réponse à la rubrique 2.2(2) de l'annexe 1.

iv) Transition

L'article 1.3 de l'instruction générale donne des exemples aidant les émetteurs assujettis à déterminer le moment à partir duquel ils doivent satisfaire aux obligations d'information prévues par le Règlement 51-101 en fonction de leur date de fin d'exercice. Ces exemples sont les mêmes que dans le projet de 2003, mais nous soulignons maintenant qu'ils supposent un délai de 140 jours pour le dépôt des états financiers annuels. La raison en est que les ACVM proposent, dans le cadre d'un autre projet, de ramener ce délai de 140 à 90 jours (120 jours pour les « émetteurs émergents »). Voir le projet de *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*, publié pour consultation le [• juin 2003], sur le site Web de diverses autorités membres des ACVM.

Nous indiquons en outre que le dépôt d'un prospectus peut raccourcir le délai dont l'émetteur assujetti dispose pour s'acquitter de sa première obligation de dépôt en vertu du règlement.

v) **Dispenses discrétionnaires**

La partie 8 de l'instruction générale traite des dispenses discrétionnaires autorisant l'utilisation d'évaluations internes des réserves au lieu d'évaluations indépendantes, et de normes d'information américaines en remplacement de certaines dispositions du règlement. Nous y avons apporté des modifications minimales qui ne portent pas sur le fond :

- **Déclaration de la dispense d'être « assez près » de l'information** – Les références dans les articles 8.2, 8.3 et 8.4 à la déclaration selon laquelle l'émetteur assujetti bénéficie d'une dispense discrétionnaire ont été modifiées afin d'indiquer que la déclaration doit figurer « assez près » de l'information pertinente. Cette modification vise à donner une certaine latitude à l'émetteur assujetti tout en garantissant que le lecteur ne sera pas induit en erreur.
- **Évaluations internes** – L'article 8.2 de l'instruction générale traite des dispenses discrétionnaires permettant aux grands émetteurs producteurs de se servir d'évaluations des réserves produites à l'interne. Nous avons ajouté, comme condition probable de l'octroi de la dispense à l'émetteur qui en fait la demande, l'obligation de prendre l'engagement de mettre en œuvre des procédures internes qui permettent d'établir les rapports modifiés visés à cet article.

vi) **Exemples de tableaux**

Les exemples de tableaux présentés à l'annexe 2 de l'instruction générale ont été modifiés conformément aux modifications apportées à l'annexe 1, décrites ci-dessus.