

Avis 51-327 du personnel des ACVM révisé**Indications sur l'information concernant le pétrole et le gaz
(Publié le 27 février 2009 et révisé les 30 décembre 2010 et 29 décembre 2011)****Le 29 décembre 2011****1. Introduction**

Le présent avis révisé du personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM » ou « nous ») fournit des indications sur la conformité à différents aspects de la Norme canadienne 51-101 sur l'*information concernant les activités pétrolières et gazières* (la « Norme canadienne 51-101 »).

La Norme canadienne 51-101 s'applique aux émetteurs assujettis qui exercent, directement ou indirectement, des activités pétrolières et gazières (les « émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières »). L'élément essentiel du régime d'information créé par cette règle est l'obligation de présenter les données relatives aux réserves, c'est-à-dire une estimation des réserves prouvées, des réserves probables et des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants. La Norme canadienne 51-101 établit en outre des normes pour l'information facultative que les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières peuvent présenter concernant ces activités¹.

À sa première publication, le 27 février 2009, sous le titre *Information pétrolière et gazière : Ressources autres que les données relatives aux réserves*, le présent avis visait à présenter les observations du personnel des ACVM sur les problèmes résultant de la présentation accrue d'information facultative sur les réserves possibles et d'autres classes de ressources, particulièrement les ressources non classiques. Le présent avis a été révisé le 30 décembre 2010 afin de traiter d'autres problèmes relatifs à l'information concernant le pétrole et le gaz et de supprimer certaines indications sur des questions que nous avons réglées en apportant des modifications à la Norme canadienne 51-101². Aujourd'hui, le présent avis est encore une fois mis à jour (les « modifications de 2011 ») pour présenter les observations du personnel des ACVM découlant de son examen de l'information fournie à la lumière des modifications récentes apportées à la Norme canadienne 51-101 et insister sur certaines indications portant sur des questions traitées dans les versions précédentes du présent avis ou les étoffer.

¹ Se reporter à l'article 5.9 de la Norme canadienne 51-101.

² Se reporter à l'Avis de publication du 15 octobre 2010, Projet de modifications modifiant la Norme canadienne 51-101 sur l'*information concernant les activités pétrolières et gazières*, Modification de l'Instruction complémentaire relative à la Norme canadienne 51-101 sur l'*information concernant les activités pétrolières et gazières* et modifications corrélatives et connexes.

Comme le nouveau titre l'indique, les modifications de 2011 élargissent la portée du présent avis, notamment par l'inclusion des indications suivantes :

- de nouvelles indications sur les responsabilités générales des émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières et des experts auxquels ils font appel pour formuler l'information concernant le pétrole et le gaz;
- de nouvelles indications sur les points suivants :
 - la présentation de la valeur actualisée nette après impôt des produits des activités ordinaires nets futurs;
 - l'utilisation des bep;
 - la présentation des résultats des essais d'écoulement de puits;
- des indications étoffées sur les points suivants :
 - l'évaluation, le classement et la présentation des hydrocarbures non classiques, y compris des indications révisées sur la présentation des ressources éventuelles;
 - le classement dans la classe et la catégorie de ressources les plus pertinentes;
- des indications tirées de la version originale du présent avis, avec peu de changements, voire aucun, sur les points suivants :
 - les réserves possibles isolées;
 - la sommation des estimations sur les ressources de plusieurs terrains;
 - l'emploi de l'expression « meilleure estimation »;
 - les ressources prometteuses.

Contexte et mises en garde

- *Libellé proposé* – Nous recommandons, dans plusieurs sections du présent avis, d'accompagner l'information facultative de mises en garde et proposons un libellé pouvant être utile. Nous recommandons ces mises en garde, car l'information concernant les ressources autres que les réserves prouvées et probables peut, selon nous, induire en erreur si le contexte fourni est insuffisant : les mises en garde visent justement à fournir un contexte adéquat. De l'information appropriée contient toujours une explication et, s'il y a lieu, une mise en garde. Pour fournir de l'information exacte et complète, l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières peut, si nécessaire, utiliser un libellé différent de celui que nous recommandons.

- *Indications générales avec exemples* – Nous avons choisi de traiter ici de certains points concernant l'information à fournir pour donner des exemples de la façon dont les principes généraux s'appliquent dans des situations précises. Les points abordés sont représentatifs des préoccupations récurrentes issues des observations faites par le personnel des ACVM lors de l'examen de l'information. Le présent avis n'est pas une liste de contrôle; nous nous attendons à ce que les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières, leurs évaluateurs et leurs vérificateurs s'en servent comme guide pour établir l'information concernant le pétrole et le gaz. Les thèmes qui y sont illustrés (la responsabilité professionnelle et l'attention à apporter à la formulation de l'information) trouvent aussi leur application dans d'autres domaines qui ne sont pas mentionnés ici.

Notes sur la terminologie

- *Utilisation de la terminologie* – Pour que l’information fournie soit adéquate, il est essentiel que les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières utilisent la terminologie de façon claire et uniforme. Les sources terminologiques importantes sont notamment les suivantes :

- le manuel COGE – se reporter à l’article 5 du volume 1³ du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE »), intitulé *Definitions of Resources and Reserves*, en particulier la Figure 5-1;

- l’Avis 51-324 du personnel des ACVM, *Glossaire relatif à la Norme canadienne 51-101 sur l’information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « glossaire des ACVM »).

- *Expressions et termes précis* – Le classement des ressources est un aspect important de l’information fournie en vertu de la Norme canadienne 51-101. Même si le manuel COGE et le *Petroleum Resource Management System* de la Society for Petroleum Engineers (le « PRMS de la SPE ») sont désormais harmonisés dans l’ensemble, certaines différences subsistent⁴. Le présent avis utilise les expressions et termes suivants :

- « classe » (*class*) – ce terme est utilisé de la même façon que dans le PRMS de la SPE pour désigner la possibilité de commercialité (*chance of commerciality*) (réserves, ressources éventuelles, etc.);

- « catégorie » (*category*) – ce terme est utilisé de la même façon que dans le PRMS de la SPE pour désigner l’intervalle d’incertitude (*range of uncertainty*) à l’intérieur d’une classe (ainsi, par exemple, au sein de la classe des « réserves », on trouve les catégories « prouvées », « probables » et « possibles » et, pour les autres classes, estimation basse (*low estimate*), meilleure estimation (*best estimate*), estimation haute (*high estimate*));

- « ressources » – dans l’usage courant, ce terme peut inclure ou non les volumes de réserves; il est utilisé, conformément au glossaire des ACVM, comme terme général servant à désigner tout ou partie des ressources totales, les « ressources totales » étant l’équivalent du « volume total de pétrole en place à l’origine » au sens du manuel COGE;

- « données relatives aux réserves » – cette expression s’entend au sens de la Norme canadienne 51-101, soit « une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants ». L’expression « ressources autres que les réserves prouvées ou probables » désigne toutes les autres classes de ressources selon le manuel COGE, y compris les réserves possibles.

³ Affiché sur le site Web de l’Alberta Securities Commission (en anglais seulement) : <http://www.albertasecurities.com/securitiesLaw/Regulatory%20Instruments/5/2232/COGEHs.5DefinitionsOfOilandGasResourcesandReserves.pdf>.

⁴ Se reporter à l’article 5.1.1 du volume 1 du manuel COGE.

2. Responsabilité en matière de communication de l'information concernant le pétrole et le gaz

Toutes les personnes concernées par la communication de l'information des émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières – les émetteurs, leur direction et leur conseil d'administration, ainsi que les personnes physiques ou les sociétés qui leur fournissent des services professionnels – devraient tenir compte de ce qui suit : i) les objectifs fondamentaux de la législation canadienne en valeurs mobilières, et ii) les diverses sources d'obligations, de restrictions et de normes pouvant s'appliquer au libellé de l'information. La législation canadienne en valeurs mobilières est conçue pour protéger les investisseurs et promouvoir l'équité et l'efficacité des marchés des capitaux en obligeant les émetteurs assujettis à fournir au public investisseur de l'information utile et fiable en temps opportun. Les personnes concernées par la présentation de cette information devraient tenir compte de ces objectifs clés. Elles devraient également prendre note des règles et obligations applicables des ordres professionnels pertinents ainsi que des obligations et restrictions prévues par la législation canadienne en valeurs mobilières, notamment la Norme canadienne 51-101, qui exige la conformité au manuel COGE.

a) Émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières – Normes et responsabilités générales

L'information concernant les activités pétrolières et gazières de l'émetteur qui en exerce est assujettie aux obligations et restrictions expressément prévues par la Norme canadienne 51-101, mais les obligations d'information ne se limitent pas à celles de cette règle. L'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières doit présenter l'information dans le contexte plus général de la législation canadienne en valeurs mobilières et faire bon usage des guides d'instructions sur la manière d'établir et de communiquer l'information.

i) Législation canadienne en valeurs mobilières – Généralités

L'information concernant les activités pétrolières et gazières est assujettie non seulement aux obligations et restrictions prévues par la Norme canadienne 51-101, mais aussi aux obligations et interdictions applicables prévues par d'autres textes de la législation canadienne en valeurs mobilières. Comme cette règle et la législation ne traitent pas expressément de tous les aspects de l'information à fournir, les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières doivent aussi porter attention aux objectifs, interdictions et principes plus généraux de la législation. Nous en donnons quelques exemples ci-après.

A) Informations ou déclarations fausses ou trompeuses

Parmi les interdictions générales prévues par la législation canadienne en valeurs mobilières, figure l'interdiction de présenter de l'information fausse ou trompeuse. Il s'agit, en termes généraux, d'une fausse déclaration ou d'une déclaration trompeuse à l'égard de faits qui sont importants, en ce sens qu'ils auront vraisemblablement un effet significatif sur le cours ou la valeur d'un titre (ou de l'omission de déclarer ces faits). Il est abusif et illégal de présenter de l'information qui est trompeuse sur un point important. Les personnes chargées de fournir de l'information sur l'émetteur exerçant des

activités pétrolières et gazières devraient donc porter une attention particulière à sa qualité, de façon à ce qu'elle n'induisse pas en erreur, expressément ou par omission. Pour évaluer la qualité de l'information fournie ou qu'elles se proposent de fournir et vérifier si elle est suffisante, elles devraient tenir compte non seulement des obligations d'information particulières (le cas échéant), mais aussi, de façon plus générale, des objectifs clés de la législation canadienne en valeurs mobilières mentionnés ci-dessus.

Voici des exemples d'information qui, selon le personnel des ACVM, pourrait être fausse ou trompeuse sur un point important :

- de l'information sur une ressource éventuelle pour laquelle il n'existe aucun essai d'écoulement ou analogue valable;
- les résultats de l'évaluation d'un réservoir fondée sur un procédé de production n'ayant jamais été utilisé pour ce type de réservoir;
- un analogue inapproprié – c'est-à-dire de l'information qui n'est pas véritablement analogue aux réserves présentées;
- la présentation de ressources non classiques à l'aide d'un scénario de projet qui n'est pas raisonnable sur le plan du calendrier ou des coûts et peut donner lieu à de l'information trompeuse concernant la valeur du projet⁵.

Voici des exemples d'information que le personnel des ACVM considérerait comme fausse ou trompeuse sur un point important en raison de l'omission de faits à déclarer pour qu'elle ne le soit pas :

- de l'information sur du pétrole en place à l'origine qui ne précise pas s'il est découvert ou non découvert;
- de l'information sur des ressources éventuelles qui n'indique pas si elles sont économiquement viables;
- de l'information sur des ressources de toute classe ou catégorie qui n'indique pas les facteurs économiques ou incertitudes significatifs associés qui sont propres à l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières et susceptibles d'influer sur un projet connexe;
- de l'information sur des ressources éventuelles qui n'indique les éventualités que de façon générale ou vague, par exemple au moyen d'un

⁵ De plus, il pourrait être trompeur, de la part d'un émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières, de présenter les résultats de l'évaluation d'un projet qu'il pourrait ne pas être en mesure de mettre en œuvre, ou n'entend pas mettre en œuvre, sans communiquer ce fait et présenter une analyse de la manière de réaliser la valeur indiquée pour le projet.

libellé communément employé par d'autres émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières qui ne décrit peut-être pas entièrement ou exactement les éventualités s'appliquant à la situation;

- la communication d'un débit record à court terme dans un essai de puits, sans autre information sur l'essai, notamment sur le fait qu'il s'agit d'un débit record à court terme.

B) Changements importants

L'obligation de communiquer rapidement au public tout « changement important » est un exemple d'obligation d'information qui n'est pas expressément prévue par la Norme canadienne 51-101 mais par la législation canadienne en valeurs mobilières⁶. L'émetteur assujetti satisfait à cette importante obligation d'information en publiant et en déposant un communiqué et une déclaration de changement important; il ne peut pas la remplir simplement en incluant de l'information dans le relevé annuel des données relatives aux réserves déposé en vertu de la Norme canadienne 51-101 ou en publiant un communiqué.

C) Obligations applicables à l'information sur les activités pétrolières et gazières

La Norme canadienne 51-101 prévoit des normes et des restrictions applicables à l'information sur les activités pétrolières et gazières, qu'elle soit limitée ou non aux réserves prouvées et probables et aux produits des activités ordinaires nets futurs correspondants. Autrement dit, l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières doit évaluer si l'information fournie, sous quelque forme que ce soit, volontairement ou en réponse à une disposition donnée de la Norme canadienne 51-101, est conforme aux dispositions applicables de la partie 5 de cette règle.

Il n'est pas possible de prévoir, pour tous les émetteurs, tous les cas où l'information est présentée correctement ou non. Les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières et les personnes qui participent à l'établissement, à l'autorisation et à la diffusion de l'information les concernant doivent évaluer les faits et les circonstances qui leur sont propres et poser un jugement sur des questions telles que l'importance relative, en tenant compte des exigences et contraintes juridiques expresses ainsi que des interdictions et principes plus généraux. Ceci dit, le personnel des ACVM estime que les observations et recommandations figurant dans le présent avis les aideront à s'acquitter de leurs fonctions.

⁶ Se reporter à l'article 7.1 de la Norme canadienne 51-102 sur les *obligations d'information continue* (la « Norme canadienne 51-102 »).

ii) Manuel COGE et autres guides

Le manuel COGE est un document de référence utile pour établir et publier l'information exigée par la législation canadienne en valeurs mobilières. Il n'est toutefois pas exhaustif. Les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières devraient tenir compte des principes généraux pertinents lorsqu'ils formulent cette information.

À titre d'exemple, le manuel COGE ne donne actuellement que des indications restreintes en matière d'évaluation des ressources autres que des réserves, particulièrement les ressources non classiques. Les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières qui utilisent le manuel COGE pour établir et revoir l'information à fournir doivent lui donner une interprétation conforme à toutes les dispositions applicables de la législation canadienne en valeurs mobilières, notamment les principes énoncés dans la Norme canadienne 51-101 ainsi que les obligations et restrictions particulières qu'il prévoit.

iii) Description précise et non libellé communément employé

Pour éviter que l'information fournie ne soit trompeuse, les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières devraient l'adapter en fonction de leur situation. Nous avons observé l'utilisation de libellés tirés, mot pour mot, de l'information fournie par d'autres émetteurs. Or les formules toutes faites n'aident pas les investisseurs et peuvent même les induire en erreur.

Par exemple, l'obligation prévue de longue date à la rubrique 5.2 de l'Annexe 51-101A1, *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz* (l'« Annexe 51-101A1 »), qui exige de l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières une description des facteurs et incertitudes significatifs applicables à la société qui influent sur les données relatives aux réserves, a été étendue aux autres catégories de ressources. L'article 5.9 de la Norme canadienne 51-101 et la rubrique 6.2.1 de l'Annexe 51-101A1 exposent ces obligations en détail. Pour être conforme à la Norme canadienne 51-101, l'information devrait traiter clairement des facteurs et incertitudes propres aux terrains des émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières au lieu de simplement répéter des formules toutes faites ou de reprendre l'information d'autres émetteurs.

iv) Utilisation des annexes de la Norme canadienne 51-101 à d'autres fins

L'Annexe 51-101A1, l'Annexe 51-101A2, *Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant* (l'« Annexe 51-101A2 ») et l'Annexe 51-101A3, *Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz* (l'« Annexe 51-101A3 ») sont conçues pour communiquer annuellement des données sur les réserves et d'autres renseignements précis. L'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières peut s'en servir comme modèle pour établir d'autres documents d'information, mais ne devrait pas intituler les documents contenant d'autres informations « Annexe 51-101A1 », « Annexe 51-101A2 » ou « Annexe 51-101A3 » et devrait en modifier l'en-tête pour décrire la véritable teneur de l'information présentée.

L'information prévue par l'Annexe 51-101A1 et l'Annexe 51-101A3 doit être déposée tous les ans en vertu de la Norme canadienne 51-101. Le rapport prévu à l'Annexe 51-101A2 n'est obligatoire que si l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières fournit des données relatives aux réserves (réserves prouvées ou réserves probables, ou les deux); il ne l'est pas si le dépôt annuel fait seulement état de ressources autres que des réserves. L'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières peut, s'il le souhaite, déposer un rapport similaire à celui prévu à l'Annexe 51-101A2 pour déclarer des ressources autres que des réserves, mais devrait lui donner un nom différent d'« Annexe 51-101A2 » et en modifier l'en-tête de la manière appropriée.

b) Évaluateurs et vérificateurs – Normes et responsabilités générales

L'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant qui signe le rapport prévu à l'Annexe 51-101A2 déclare que l'information présentée n'est pas trompeuse et que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. Par conséquent, en signant ce rapport, il assume une responsabilité professionnelle qui pourrait compromettre sa réputation professionnelle et l'intégrité de sa profession. La présente partie donne des indications en prenant pour exemple les déclarations concernant la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs tirés des réserves prouvées et probables estimatives d'un émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières.

i) Responsabilité professionnelle

La Norme canadienne 51-101 prévoit notamment l'obligation, pour l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié, d'être membre d'un ordre professionnel, au sens donné à ce terme à l'article 1.1 de cette règle⁷.

Les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières et les évaluateurs se doivent de connaître l'article 4.8 du volume 1 du manuel COGE, intitulé *Independence, Objectivity and Confidentiality*. Par exemple, on pourrait considérer comme inopportun qu'un évaluateur fasse l'évaluation d'un projet à l'égard duquel il a aussi prodigué des conseils techniques significatifs.

ii) Informations ou déclarations fausses ou trompeuses

Les indications ci-dessus⁸ concernant les informations ou les déclarations fausses ou trompeuses s'appliquent également à l'évaluateur ou au vérificateur de réserves qualifié qui signe le rapport prévu à l'Annexe 51-101A2. En particulier, les

⁷ Au nombre de ces ordres professionnels, on compte par exemple l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta (APEGGA), qui reconnaît le manuel COGE comme norme de pratique pour les évaluations dans le secteur du pétrole et du gaz. Chaque évaluateur, indépendant ou salarié d'un émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières, doit veiller en permanence au respect des obligations qui lui incombent à titre de membre d'un ordre professionnel. L'une de ces obligations professionnelles consiste à respecter la *Guideline for Ethical Practice* de l'APEGGA. L'Association of Professional Engineers and Geoscientists of British Columbia est un autre de ces ordres professionnels.

⁸ Voir la division A du sous-alinéa *i* de l'alinéa *a* de la partie 2 du présent avis.

professionnels doivent déclarer que la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs des projets de l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières visés par l'évaluation n'est pas trompeuse.

L'évaluation des ressources pétrolières et gazières est fondée sur un scénario ou un projet défini⁹. Les ressources non classiques sont souvent développées dans le cadre de projets d'envergure qui s'étalent sur une longue période et dont la valeur actualisée nette tient compte de la valeur actualisée en fonction du temps des dépenses et des revenus. Si un scénario de projet n'était pas raisonnable sur le plan du calendrier ou des coûts, l'information présentée pourrait se révéler trompeuse en ce qui a trait à la valeur du projet.

Qu'il soit fourni à l'évaluateur pour examen par l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières ou mis au point par l'évaluateur, le scénario servant à l'évaluation devrait reposer sur un calendrier et des coûts raisonnables. Dans le cas d'un projet de grande envergure, l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières peut envisager de fournir une description des facteurs clés afin d'éviter que l'information ne soit trompeuse.

iii) Utilisation du manuel COGE et d'autres guides

Les indications données au sous-alinéa *ii* de l'alinéa *a* de la présente partie s'appliquent également à l'examen de l'information des émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières par les évaluateurs et vérificateurs de réserves qualifiés. Les manuels techniques et les documents de référence sont utiles, voire obligatoires dans certains cas, pour établir l'information à fournir. Les intéressés devraient y recourir de façon judicieuse pour s'acquitter de leurs obligations générales et particulières en vertu de la législation canadienne en valeurs mobilières.

iv) Expertise requise pour effectuer l'évaluation

Lorsque les évaluateurs ou les vérificateurs signent le rapport prévu à l'Annexe 51-101A2, ils déclarent posséder l'expertise nécessaire pour effectuer l'évaluation présentée. En vertu de la Norme canadienne 51-101, ces professionnels doivent posséder les compétences professionnelles et l'expérience requises pour effectuer l'évaluation¹⁰. Ils doivent non seulement être des professionnels qualifiés en vertu de la Norme canadienne 51-101, mais aussi se conformer aux obligations et normes de leur profession¹¹.

Par exemple, lorsqu'un évaluateur attribue une valeur actualisée nette ou confirme la valeur attribuée, en fonction notamment d'une nouvelle technique de

⁹ Se reporter à l'article 5.3.3 du volume 1 du manuel COGE.

¹⁰ Voir la définition des expressions « évaluateur de réserves qualifié » et « vérificateur de réserves qualifié » à l'article 1.1 de la Norme canadienne 51-101.

¹¹ Par exemple, la Rule 2 de la *Guideline for Ethical Practice* de l'APEGGA indique que [TRADUCTION] « les ingénieurs, géologues et géophysiciens professionnels ne doivent entreprendre que les mandats pour lesquels ils ont la compétence requise en vertu de leur formation et de leur expérience ».

récupération ou de la valorisation, il doit avoir la certitude, comme professionnel, de posséder les compétences et l'expérience requises pour poser un tel jugement professionnel.

v) **Consentement à la publication d'information tirée du rapport**

L'article 4.4 du volume 1 du manuel COGE recommande d'établir une lettre de mission contenant une [TRADUCTION] « description du projet confirmant l'étendue et l'objectif de l'évaluation prévue ». Un rapport d'évaluation étant habituellement établi à une fin précise, il serait bon que l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières s'efforce d'obtenir le consentement de l'évaluateur avant de publier à d'autres fins l'information qui y figure ou de communiquer de façon sélective de l'information contenue dans un rapport donné. L'obligation d'obtenir le consentement de l'évaluateur pour publier tout ou partie d'une évaluation est souvent précisée dans la lettre de mission.

L'évaluateur qui consent à la publication d'information tirée d'un rapport qu'il a établi devrait savoir qu'il pourrait faire l'objet de sanctions civiles (par exemple les sanctions civiles relatives à l'information sur le marché secondaire prévues par la législation provinciale et territoriale en valeurs mobilières), confirmer auprès de l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières à quelle fin l'évaluation est effectuée et s'assurer que le rapport convient aux fins visées par la publication. Voici des exemples de situations dans lesquelles l'évaluateur ou le vérificateur qualifié devrait faire preuve de prudence :

- la communication des résultats de l'évaluation d'un projet qui ne prévoit pas le temps nécessaire à l'approbation des autorités de réglementation ou dont l'exécution excède clairement la capacité de l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières, cette évaluation présentant donc une estimation trompeuse de la valeur actualisée nette du projet;

- une évaluation dépendant de la disponibilité d'une technique qui n'est pas entièrement élaborée pour le réservoir visé, sauf si elle s'accompagne des mises en garde appropriées.

3. Points particuliers concernant l'information à fournir

Les modifications de 2011 fournissent aux émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières et aux personnes qui participent à l'établissement, à l'autorisation et à la diffusion de l'information les concernant des indications sur les obligations et responsabilités générales en vertu de la législation canadienne en valeurs mobilières et en matière d'éthique professionnelle ainsi que sur les autres obligations applicables à la formulation de l'information concernant le pétrole et le gaz. Dans le présent avis, nous avons repris de versions précédentes certaines indications sur des points particuliers concernant l'information à fournir et, dans certains cas, les avons étoffées ou en avons ajoutées de nouvelles en fonction de l'expérience acquise à l'examen de l'information concernant le pétrole et le gaz. Les points abordés ci-après ne sauraient couvrir toutes les

questions susceptibles d'être traitées dans l'information fournie. Ils ne servent qu'à illustrer certains des principes généraux présentés dans la partie 2 ci-dessus.

a) Présentation de la valeur actualisée nette après impôt des produits des activités ordinaires nets futurs

En vertu de la Norme canadienne 51-101 (plus précisément de l'Annexe 51-101A1), les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières sont tenus de présenter des estimations de la valeur actualisée nette après impôt des réserves prouvées et des réserves probables dans leur relevé annuel; il leur est également possible d'indiquer le volume et la valeur actualisée nette après impôt d'autres ressources. L'émetteur assujéti peut aussi présenter ses réserves ou d'autres renseignements d'un type précisé à l'Annexe 51-101A1, dont des estimations des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves, soit dans l'ensemble, soit pour une partie de ses activités. Ces renseignements, fournis en sus de l'information déposée annuellement, devraient figurer dans un document distinct, comme un communiqué. Ils doivent notamment être conformes au sous-alinéa *iii* de l'alinéa *a* et à l'alinéa *c* de l'article 5.2 de la Norme canadienne 51-101.

Les estimations de la valeur actualisée nette après impôt varient selon certains facteurs, notamment :

- la dépense en immobilisations future prévue requise pour atteindre la production prévue;
- l'interaction avec les redevances perçues par l'État ou d'autres droits de l'État à une quote-part ou leur déductibilité;
- l'inclusion des soldes des comptes existants de l'émetteur (obligatoire pour les estimations établies pour l'émetteur dans son ensemble, conformément à l'article 7 du volume 1 du manuel COGE);
- les taux de radiation des comptes;
- la séquence dans laquelle les comptes sont utilisés;
- l'applicabilité d'incitatifs fiscaux particuliers;
- les revenus et les dépenses de production prévus.

Chacun de ces facteurs peut avoir une incidence significative sur le résultat, qui pourrait induire les investisseurs en erreur s'il n'était pas pris en compte de façon adéquate dans l'évaluation ou si l'information fournie par l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières n'était pas suffisante pour permettre au lecteur de prendre une décision éclairée.

L'objectif fondamental de la communication d'information est de fournir des renseignements dont les investisseurs peuvent se servir pour prendre des décisions d'investissement. Pour les aider, les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières peuvent accompagner l'information sur la valeur actualisée nette après impôt d'une note présentant des renseignements pertinents à leur situation. Le cas échéant, au moins un des éléments suivants devrait y figurer :

- une explication générale de la méthode et des hypothèses de calcul utilisées, formulée de façon à tenir compte des circonstances propres à l'émetteur et de l'orientation adoptée; aucun détail n'est requis, mais il faut s'assurer d'aborder les aspects importants, notamment le fait que les comptes ont été inclus ou non dans l'évaluation;
- un énoncé explicatif semblable au suivant :

La valeur actualisée nette après impôt des terrains pétrolifères et gazéifères de [nom de l'entreprise] reflète le fardeau fiscal de chaque terrain. Elle ne tient pas compte de la situation fiscale de l'entreprise ni de sa planification fiscale. Elle ne fournit pas une estimation de la valeur de l'entreprise, qui peut différer de façon appréciable. On consultera les états financiers et le rapport de gestion de [nom de l'entreprise] pour obtenir de l'information sur l'entreprise.

b) Utilisation des barils d'équivalent pétrole (bep)

L'article 5.14 de la Norme canadienne 51-101 indique les règles à suivre pour présenter de l'information sous forme de bep. Le ratio de conversion prescrit est 6 kpi^3 de gaz:1 baril de pétrole. Il prévoit aussi la mise en garde suivante :

Les bep [ou kpi^3 d'équivalent de gaz ou autres unités d'équivalence applicables] peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Le ratio de conversion du bep de 6 kpi^3 :1 baril [ou un ratio de conversion du kpi^3 d'équivalent de gaz de 1 baril: 6 kpi^3] repose sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.

Lorsque le ratio de valeur diffère de façon appréciable de l'équivalence d'énergie de 6:1, l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières peut être tenu de fournir des renseignements supplémentaires pour éviter que l'information ne soit trompeuse. Par exemple, si un ratio de valeur de 20:1 était utilisé pour établir l'information, il y aurait lieu d'indiquer explicitement qu'une conversion au ratio de 6:1 donnerait une indication trompeuse de la valeur.

Il est possible de présenter les résultats obtenus à l'aide de ratios de conversion autres que 6:1, pourvu qu'une explication soit fournie.

c) Présentation des résultats d'essais d'écoulement de puits

La communication des résultats d'essais d'écoulement de puits peut avoir une incidence importante sur le cours ou la valeur des titres des émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières. Il est souvent nécessaire de fournir de l'information supplémentaire pour ne pas induire les lecteurs en erreur¹². Par exemple, il serait trompeur de présenter comme un débit quotidien, sans explications supplémentaires, les résultats d'essais à court terme, un débit allant jusqu'à un certain niveau ou un débit record à court terme.

Les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières qui communiquent les résultats d'essais d'écoulement de puits devraient inclure tous les renseignements suivants :

- la formation géologique sur laquelle portent les résultats communiqués;
- le type d'essai (par exemple, câble métallique, essai aux tiges ou essai de production);
- la durée de l'essai;
- le débit moyen de pétrole ou de gaz pendant l'essai;
- les types et les volumes de fluide récupérés (le fait d'indiquer la récupération de fluide de forage sans préciser de quoi il s'agit serait considéré comme trompeur);
- une diminution importante de la production ou de la pression au cours de l'essai;
- s'il n'y a eu aucune analyse des transitoires de pression ni aucune interprétation des essais de puits, une mise en garde selon laquelle les données devraient être considérées comme préliminaires jusqu'à la réalisation d'une telle analyse ou la formulation d'une telle interprétation;
- une mise en garde selon laquelle les résultats des essais ne constituent pas nécessairement une indication du rendement à long terme ou de la récupération finale.

En plus des renseignements ci-dessus concernant un essai d'écoulement de puits, de l'information supplémentaire pourrait être requise pour ne pas induire les lecteurs

¹² Voir la division A du sous-alinéa *i* de l'alinéa *a* de la partie 2 du présent avis.

en erreur, particulièrement lorsque des taux de déclin initial élevés ou une courte période de production sont prévus. On peut notamment inclure la durée de production prévue.

En vertu de la législation canadienne en valeurs mobilières, les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières ont l'obligation de fournir de l'information occasionnelle, entre autres lorsque les résultats d'un essai et leurs répercussions pourraient constituer un changement important.

d) Évaluation, classement et présentation des hydrocarbures non classiques

i) Introduction

Les indications du manuel COGE en matière de classement de volumes d'hydrocarbures dans le pétrole en place à l'origine découvert concernent principalement les hydrocarbures classiques présentant un écoulement primaire. La présente partie fournit des indications supplémentaires portant essentiellement sur la publication d'information relative aux hydrocarbures non classiques. Étant donné que les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières appliquent de plus en plus les techniques élaborées pour les ressources non classiques aux réservoirs classiques de piètre qualité, ces indications supplémentaires s'appliquent à ces derniers.

ii) Critère du gisement connu

Un des critères utilisés pour classer des volumes d'hydrocarbures dans le pétrole en place à l'origine découvert consiste à établir que les volumes se trouvent dans un « gisement connu », expression définie comme suit à l'Annexe A du volume 1 du manuel COGE :

[TRADUCTION] *Gisement qui a été pénétré par un puits. En général, le puits doit avoir permis de démontrer la présence d'hydrocarbures au moyen d'un essai d'écoulement pour que le gisement soit classé comme « connu ». Toutefois, des données de diagraphie ou de carottage et une bonne analogie avec un gisement connu avoisinant et comparable géologiquement peuvent suffire.*

Pénétration par un puits – Il s'agit d'un préalable au classement dans le pétrole en place à l'origine découvert, et dans toute sous-classe de pétrole en place à l'origine découvert. L'extrapolation à partir d'un puits existant en fonction de l'analogie est traitée ci-après.

Démonstration de la présence d'hydrocarbures au moyen d'essais d'écoulement – Cela pourrait être problématique, puisque de nombreux hydrocarbures non classiques ne peuvent faire l'objet d'essais d'écoulement primaire et peuvent nécessiter des simulations et des essais pilotes de grande ampleur pour en démontrer l'écoulement. Dans ce cas, il peut être possible d'utiliser des données de diagraphie et de carottage ainsi que des analogues pour respecter le critère du gisement connu.

Données de diagrapie et de carottage – On recueille souvent sur les gisements d’hydrocarbures non classiques les données de diagrapie et de carottage d’un grand nombre de puits de forage stratigraphique, parfois des centaines, avant que les essais pilotes ne démontrent la présence d’hydrocarbures. Ces données pourraient démontrer la présence d’hydrocarbures, mais en l’absence d’information sur l’écoulement, elles ne rempliraient pas le critère du gisement connu. Les essais en laboratoire sur des carottes montrant des preuves convaincantes de présence d’hydrocarbures déplaçables en quantité importante (et non infime ou minime) suffiraient généralement pour remplir le critère du gisement connu et pour attribuer du pétrole en place à l’origine découvert à une zone autour du puits où la carotte a été prélevée. En l’absence d’autres preuves, l’émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières doit classer le volume comme non récupérable, et non comme ressources éventuelles ou réserves.

Information analogue – L’émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières peut remplir le critère du gisement connu en fournissant une « *bonne analogie avec un gisement connu avoisinant et comparable géologiquement* ». Étant donné qu’en pareil cas, l’analogie est substituée à l’essai d’écoulement, il ne suffit pas que les paramètres individuels du réservoir, comme la porosité ou la saturation, soient comparables, mais la combinaison de tous les aspects de l’analogie devrait permettre de s’attendre à ce que le réservoir visé ait un débit similaire, si l’on applique le même procédé de récupération. Nous analysons cette question de façon plus détaillée ci-dessous.

Écoulement par stimulation temporaire – L’essai d’écoulement autorisant le classement du volume dans le pétrole en place à l’origine découvert peut consister en une stimulation, laquelle produit un écoulement temporaire (par exemple, par injection d’eau chaude ou d’un solvant froid). En l’absence d’autres preuves, l’émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières doit classer le volume comme non récupérable, et non comme ressources éventuelles ou réserves.

Selon nous, les éléments qui ne constitueraient habituellement pas une preuve d’écoulement justifiant le classement dans le pétrole en place à l’origine découvert sont notamment la désorption à partir des carottes, les venues de gaz ainsi que la contamination de la boue par le gaz ou par l’huile ou les récupérations minimales (par exemple, un film d’huile) lors d’essais.

iii) Utilisation d’information analogue

Il n’existe que peu d’indications sur ce qui constitue une « bonne analogie » ou ce qu’on entend par « comparable géologiquement » ou « avoisinant », et la démonstration de la capacité d’écoulement par une « bonne analogie avec un *gisement connu* avoisinant et comparable géologiquement » semble être interprétée de façon plus large pour les ressources non classiques que pour les ressources classiques. L’utilisation d’analogues dans l’attribution des réserves est traitée à l’article 6.2 du volume 2 du manuel COGE, qui est généralement applicable aux ressources autres que des réserves. Des articles

de Hodgins et Harrell¹³ et de Sidle et Lee¹⁴ décrivent l'utilisation d'analogues dans l'attribution des réserves dans les documents concernant le pétrole et le gaz déposés auprès de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis. Même si les détails de l'approche décrite dans ces deux articles ne sont pas nécessairement conformes aux obligations d'information réglementaires, ils fournissent une analyse utile des bonnes pratiques en matière d'utilisation de l'information analogue.

Nous estimons que, pour ne pas induire les lecteurs en erreur, l'information analogue sur laquelle s'appuie le classement dans les ressources éventuelles (ou dans les réserves) doit prouver tous les éléments suivants :

- la présence d'une unité géologique dont les propriétés géologiques sont comparables;
- la présence d'hydrocarbures;
- le fait que les hydrocarbures sont potentiellement productibles.

L'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières pourrait devoir faire une évaluation plus approfondie pour établir si des ressources éventuelles attribuées au moyen d'information analogue sont « économiques » (*economic*) ou « subéconomiques » (*sub-economic*).

Le critère voulant que l'analogie soit « avoisinante » peut être un indicateur général pertinent pour déterminer si le réservoir analogue s'est déposé dans le même milieu de dépôt et a été assujéti aux mêmes processus diagénétique et structurel que le réservoir à l'étude. Toutefois, l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières peut s'interroger sur l'applicabilité de ce critère, puisque les processus géologiques peuvent varier sur de très courtes distances et que la proximité géographique est rarement un indicateur fiable de la validité d'une analogie.

Lors de l'évaluation de ressources non classiques, il convient de porter une attention particulière aux points ci-dessous :

- *Une information analogue limitée* – En comparaison de la quantité et de la qualité de l'information analogue relative au pétrole et au gaz classiques, l'information analogue disponible sur les ressources non classiques est extrêmement limitée. Par exemple, seules quelques-unes des paires de puits utilisant la technique du

¹³ Hodgins, J. E. et Harrell, D. R. *The Selection, Application, and Misapplication of Reservoir Analogs for the Estimation of Petroleum Reserves*, SPE 102505-MS, 2006.

¹⁴ Sidle, R. E. et Lee, W. J. *An Update on the Use of Reservoir Analogs for the Estimation of Oil and Gas Reserves*, SPE 129688, 2010.

drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGMV) ont produit pendant une période significative.

- *La pertinence de l'information analogue* – Les premières opérations de développement tendent à porter sur le réservoir de meilleure qualité, et l'utilisation de celui-ci comme analogue pour d'autres opérations peut donner une image trop optimiste de la situation.

- *Les analogues fournissent une meilleure estimation* – Comme les analogues fournissent de l'information sur les réserves prouvées + probables ou sur les résultats des meilleures estimations de classes de ressources autres que les réserves, les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières devraient ajuster les estimations de réserves prouvées ou les estimations basses en conséquence.

- *Les simulations* – Les simulations peuvent donner une bonne idée du rendement d'un réservoir, mais seulement si l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières peut faire la preuve qu'elles constituent un analogue approprié pour construire le modèle de simulation.

Pour éviter que l'information ne soit trompeuse, l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières peut avoir à fournir davantage d'information sur l'analyse technique étayant l'utilisation d'un analogue en particulier considéré comme une « bonne analogie avec un *gisement connu* avoisinant et comparable géologiquement » et sa pertinence pour laisser espérer un écoulement du réservoir à l'étude, si son omission risque d'induire en erreur. Il peut fournir des détails sur un ou plusieurs des points suivants :

- le ou les analogues de réservoirs en question, accompagnés de l'information pertinente, dont les propriétés de l'analogue et du réservoir à l'étude;
- l'analogie de processus utilisée, qui est d'une importance particulière lorsqu'on doit avoir recours à une technique de récupération assistée des hydrocarbures (RAH) (par exemple, la stimulation thermique, le DGMV ou la fracturation) pour les récupérer.

La valeur de l'analogue devrait être un des facteurs pris en compte pour établir les catégories (estimation haute, meilleure estimation et estimation basse) dans une ressource éventuelle.

iv) Extrapolation à partir de données existantes

Nous avons des préoccupations au sujet de la distance sur laquelle l'information sur un point de données, comme un puits, peut être raisonnablement extrapolée. Dans l'évaluation de ressources éventuelles, nous avons observé une tendance à considérer un réservoir dans un nouveau gisement, classique ou non classique, comme homogène dans une zone très large, sur le fondement de l'extrapolation de données limitées

à cette zone. Cette tendance semble plus répandue dans le cas de gisements non classiques, où la présence d'une unité géologique, mais pas nécessairement la productivité, peut être extrapolée sur une distance beaucoup plus grande que ce qui serait considéré comme raisonnable pour un gisement classique. Nous avons observé des cas d'extrapolation extrême, particulièrement en ce qui concerne les réservoirs de gaz de schiste, dont les caractéristiques complexes dictant la productivité sont peu connues en général.

Pour qu'une extrapolation soit valable, on doit pouvoir démontrer tous les éléments suivants sur la zone d'extrapolation, avec le degré de certitude approprié pour l'estimation (estimation basse, meilleure estimation et estimation haute) :

- la présence de l'unité géologique visée;
- le fait qu'elle contient des hydrocarbures;
- le fait que les propriétés des réservoirs dans la zone d'extrapolation sont analogues à celles du point de données à partir duquel l'extrapolation est faite et que, par conséquent, ces hydrocarbures :
 - sont déplaçables aux fins de classement dans le pétrole en place à l'origine découvert;
 - pourraient être récupérables aux fins de classement dans les ressources éventuelles.

En examinant les documents déposés, nous avons constaté que les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières n'accordent pas assez d'importance à ces critères (particulièrement au troisième) en faisant de vastes extrapolations à partir d'un puits soumis à des essais sur le fondement de l'hypothèse par défaut de l'homogénéité de la formation. Or la preuve de l'hétérogénéité quasi invariable des formations géologiques d'où sont extraits les hydrocarbures est écrasante. L'hypothèse par défaut devrait donc être qu'un réservoir n'est pas homogène, et il y a lieu de limiter les extrapolations excédant les environs immédiats d'un point de données, sauf si des éléments probants indiquent clairement le contraire.

Un exemple précis de cette tendance est l'attribution de réserves prouvées non développées recoupant un puits horizontal. Ce type d'attribution est fait en fonction des renseignements disponibles, particulièrement la compréhension des propriétés du réservoir. Nous nous attendons à ce que l'attribution de réserves prouvées non développées à plusieurs emplacements sur l'un ou l'autre des côtés, ou à l'une des extrémités, d'un puits horizontal existant soit étayée par des données techniques substantielles.

v) **Avancement des projets**

Les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières évaluent les ressources récupérables (les réserves, les ressources éventuelles et les ressources prometteuses) en fonction d'un plan de développement pouvant comprendre un ou plusieurs projets¹⁵ dans différents états d'avancement. Le manuel COGE renvoie à l'article 2.1.3.1 du PRMS de la SPE pour le classement de ces états d'avancement (*levels of maturity*)¹⁶.

Les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières qui présentent des ressources autres que des réserves sont tenus d'indiquer les « facteurs positifs et négatifs significatifs et pertinents concernant l'estimation »¹⁷. Ils peuvent utiliser ce classement afin de se conformer plus aisément à cette obligation d'information. Une description supplémentaire du projet pourrait aussi être requise pour que l'information présentée soit satisfaisante.

vi) **Éventualités**

Le sous-alinéa *iv* de l'alinéa *d* du paragraphe 2 de l'article 5.9 de la Norme canadienne 51-101 exige que les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières qui indiquent des ressources éventuelles donnent de l'information sur les « éventualités particulières qui empêchent de les classer à titre de réserves ». Or notre examen des documents déposés par ces émetteurs révèle que cette information est souvent insuffisante. Nous les invitons donc à tenir compte de la définition suivante de « ressources éventuelles », qui se trouve à l'article 5.2 du volume 1 du manuel COGE :

[TRADUCTION] *Les ressources éventuelles correspondent aux quantités de pétrole qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer de gisements connus au moyen de techniques établies ou en cours d'élaboration, mais qui ne sont pas considérées actuellement comme récupérables d'un point de vue commercial en raison d'une ou de plusieurs éventualités. Les éventualités peuvent comprendre différents facteurs, notamment les questions d'ordre économique, juridique, environnemental, politique et réglementaire, ou l'absence de marchés. On peut également classer à titre de ressources éventuelles les quantités découvertes récupérables qui ont été estimées pour un projet qui en est au début de l'étape de l'évaluation. Les ressources éventuelles sont également classées en fonction du degré de certitude des estimations et peuvent être classées de nouveau d'après l'avancement du projet ou désignées par leur qualité économique.*

Les paragraphes qui suivent traitent de ces éventualités. Le forage ou les essais nécessaires afin de confirmer la présence d'un gisement connu situé au-delà des distances raisonnables d'extrapolation à partir d'un point de données existant ne constituent pas des éventualités, mais plutôt des conditions préalables.

¹⁵ Se reporter à l'article 5.3.3 du volume 1 du manuel COGE, intitulé *Commercial Risk*.

¹⁶ On peut consulter le PRMS de la SPE à l'adresse suivante : <http://www.spe.org/industry/reserves/prms.php> (en anglais seulement).

¹⁷ Voir le sous-alinéa *iii* de l'alinéa *d* du paragraphe 2 de l'article 5.9 de la Norme canadienne 51-101.

De l'avis de certains émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières, le passage « [o]n peut également classer à titre de ressources éventuelles les quantités découvertes récupérables qui ont été estimées pour un projet qui en est au début de l'étape de l'évaluation¹⁸ », qui figure dans la définition de « ressources éventuelles » ci-dessus, est le seul critère d'attribution de ressources éventuelles. Le concept de « début de l'étape de l'évaluation » n'est pas clair et ne constitue pas en soi un critère de classement adéquat. Pour éviter que l'information ne soit trompeuse, les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières doivent respecter les exigences relatives au classement dans les ressources éventuelles.

Les éventualités peuvent être de nature économique, non technique ou technique.

A. Éventualité économique

Comme l'indique le paragraphe *a* de l'article 5.3.4 du volume 1 du manuel COGE, les éventualités économiques sont traitées en classant les ressources éventuelles comme ressources éventuelles économiques ou subéconomiques. Une ressource éventuelle est une estimation des volumes récupérables d'un projet défini dans des conditions économiques données. À notre avis, il serait trompeur d'indiquer une ressource éventuelle sans préciser également si elle est économique ou subéconomique. Ce paragraphe du manuel COGE prévoit également ce qui suit :

[TRADUCTION] *Lorsque les évaluations sont incomplètes, de sorte qu'il est trop tôt pour indiquer la viabilité économique d'un projet, il est acceptable de préciser que la qualité économique du projet est indéterminée (c'est-à-dire « ressources éventuelles – qualité économique indéterminée »).*

À notre avis, il n'est pas raisonnable de classer un projet comme ayant une « qualité économique indéterminée » (*economic status undetermined*) après une certaine période sans donner d'explications claires et précises ainsi que de l'information pertinente sur le temps nécessaire à la réalisation d'une évaluation économique. Si l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières ne prend aucune mesure pour établir la viabilité économique d'un projet, il serait approprié de reclasser les ressources qui y sont associées comme des ressources éventuelles subcommerciales, en indiquant les éléments nécessaires pour atteindre la commercialité (*commerciality*).

L'information sur une classe des ressources est fournie à un moment donné, soit à la « date d'effet », au moyen des renseignements disponibles à ce moment. L'information obtenue ultérieurement peut être intégrée aux évaluations subséquentes, mais ne constitue pas une éventualité qui justifie le classement du projet comme ayant une « qualité économique indéterminée ». Plus particulièrement, un tel

¹⁸ Voir l'article 5.2 du volume 1 du manuel COGE.

classement n'est pas pertinent dans les zones où il faut encore faire des forages ou des essais pour satisfaire au critère du gisement connu.

Si les ressources sont classées comme des ressources éventuelles subéconomiques, il pourrait être trompeur d'omettre d'indiquer les changements de conditions économiques qui sont nécessaires à l'atteinte de la viabilité économique.

B. Éventualité non technique

Selon le manuel COGE, les éventualités non techniques sont des questions juridiques, environnementales, politiques et réglementaires ou l'absence de marchés. Afin d'éviter d'induire le lecteur en erreur, il pourrait être nécessaire de fournir de l'information supplémentaire sur ces questions ou les autres éventualités non techniques pertinentes.

C. Éventualité technique

Une des conditions préalables à l'évaluation d'une ressource éventuelle est l'application d'un projet de développement utilisant des techniques établies ou en cours d'élaboration.

1) Technique établie

Une technique établie est utilisée dans l'un des cas suivants, ou dans les deux :

- dans un réservoir à l'étude;
- dans un réservoir présentant une bonne

analogie.

Par définition, une technique n'est pas une éventualité s'il s'agit d'une technique établie pour le réservoir à l'étude. Cependant, pour être une technique établie, il ne suffit pas qu'elle soit applicable à n'importe quel type de réservoir : elle doit être applicable au réservoir à l'étude.

2) Technique en cours d'élaboration

Lorsque l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières ne peut pas réaliser d'évaluation sur la base d'une technique établie, l'attribution de ressources éventuelles peut se faire sur la base d'une « technique en cours d'élaboration » (*technology under development*). L'article 5.3.3 du volume 1 du manuel COGE, intitulé *Commercial Risk*, définit ainsi la notion de « technique en cours d'élaboration » : [TRADUCTION] « une technique qui a été élaborée et dont la faisabilité a été vérifiée au moyen d'essais en vue de son application commerciale future au réservoir à l'étude ».

Selon le manuel COGE, une technique en cours d'élaboration ne peut servir de base que si toutes les conditions établies dans la définition sont remplies :

- « une technique qui a été élaborée » – Cette condition n'admet que les techniques existantes qui ont été élaborées dans des réservoirs analogues.

- « dont la faisabilité a été vérifiée au moyen d'essais en vue de son application commerciale future » – Cette condition suppose qu'un projet pilote a été réussi dans le réservoir à l'étude ou un analogue valable et pertinent. Des preuves moins convaincantes pourraient ne pas y satisfaire. Par exemple, les essais effectués en laboratoire sur des carottes seulement, la stimulation temporaire d'écoulements à court terme (telle que par injection d'eau chaude ou d'un solvant froid) ou la simulation seule ne sauraient constituer des preuves justifiant le classement dans les ressources éventuelles.

- « au réservoir à l'étude » – Cette condition requiert une analyse minutieuse et comparative des caractéristiques du réservoir qui confirme l'applicabilité de la technique à celui-ci. Les bons résultats de la mise en œuvre d'une technique de complétion, par exemple, dans une zone de gaz de schiste pourraient ne pas s'appliquer à d'autres zones de gaz de schiste sans examen attentif des facteurs spécifiques.

Une technique que l'on peut globalement considérer comme « en cours d'élaboration », y compris une technique expérimentale, mais qui ne remplit pas les conditions susmentionnées ne peut servir à justifier le classement dans les ressources éventuelles.

L'expression « en cours d'élaboration » suppose que des efforts réels sont déployés pour élaborer une technique, mais il n'est pas nécessaire que ce soit par l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières. Cette technique devra toutefois être mise à la disposition de celui-ci. Outre les indications figurant dans le manuel COGE, pour que l'information soit conforme à la Norme canadienne 51-101, la technique

devrait être utilisable dans un délai raisonnable. En ce qui concerne les réserves, les délais prévus au paragraphe *f* de l'article 5.5.4 du volume 1 du manuel COGE, intitulé *Timing of Production and Development*, sont aussi un bon indicateur des délais à prendre en considération, relativement à une « technique en cours d'élaboration », pour prendre une décision de classement de ressources.

vii) Présentation des ressources éventuelles

Le manuel COGE ne comprend qu'un nombre limité d'indications sur les ressources éventuelles. Nous n'ignorons pas que les évaluateurs et les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières proposent différentes interprétations des obligations d'information concernant ces ressources. C'est pourquoi nous recommandons de tenir compte des éléments suivants :

A. Caractérisation – Caractériser les éventualités sous des rubriques, qui peuvent comprendre une ou plusieurs des suivantes :

- **Éventualités économiques.** Ces éventualités ne s'appliquent qu'à une ressource éventuelle subéconomique, et non à une ressource éventuelle économique;

- **Éventualités non techniques.** Parmi celles-ci, on compte notamment les questions d'ordre juridique, environnemental, politique et réglementaire ou l'absence de marchés;

- **Éventualités techniques.** Ces éventualités s'appliquent lorsqu'il y a une technique en cours d'élaboration, et non une technique établie.

B. Détail des éventualités – Sous les rubriques caractérisant les éventualités (voir ci-dessus), détailler les éventualités pertinentes et expliquer précisément les mesures nécessaires pour les écarter. Les phrases toutes faites ne sont pas suffisantes à cette fin. Les forages nécessaires pour confirmer la présence d'un réservoir contenant des hydrocarbures et les essais requis pour en confirmer la productivité (c'est-à-dire, pour satisfaire au critère du gisement connu) ne sont pas des éventualités¹⁹. Si des forages et des essais sont nécessaires, l'information disponible à la date d'évaluation n'est pas exacte et ces ressources devraient, selon toute vraisemblance, être classées comme des ressources prometteuses. Décrire ensuite la technique, qui est l'une ou l'autre des suivantes :

- **Technique établie.** Inclure une courte description de la technique et de la façon dont elle est appliquée au réservoir à l'étude. De façon générale, cette information n'a pas à être élaborée ni détaillée;

¹⁹ Lorsque le critère du gisement connu est respecté, les forages supplémentaires effectués dans la zone du gisement afin d'établir un procédé de récupération peuvent constituer une éventualité légitime.

- **Technique en cours d'élaboration.** Décrire suffisamment la technique pour qu'un investisseur comprenne la probabilité qu'elle devienne une technique établie pour ce réservoir et le moment où elle devrait le devenir. Pour ce faire, tenir compte des critères particuliers de la définition de « technique en cours d'élaboration », soit « une technique *qui a été élaborée et dont la faisabilité a été vérifiée au moyen d'essais* en vue de son application commerciale future *au réservoir à l'étude* » [nous soulignons].

e) Classement dans la classe et la catégorie de réserves les plus pertinentes

En vertu de l'alinéa *c* du paragraphe 2 de l'article 5.9 de la Norme canadienne 51-101, l'estimation des ressources autres que des réserves doit « être classée dans la catégorie la plus pertinente de ressources autres que des réserves ». Lorsque la catégorie du volume total du pétrole en place à l'origine, du pétrole en place à l'origine découvert ou du pétrole en place à l'origine non découvert²⁰ est indiquée, le paragraphe 2 de l'article 5.16 de la Norme canadienne 51-101 prévoit la présentation de chacune des sous-catégories dont elle se compose. Ces dispositions de la Norme canadienne 51-101 se veulent une réponse à la publication de volumes de pétrole en place à l'origine découvert et non découvert qui ne sont accompagnés d'aucune indication valable quant à leur potentiel de commercialité.

Selon l'article 5.3 de l'*Instruction complémentaire relative à la Norme canadienne 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« Instruction complémentaire 51-101 »), les situations dans lesquelles l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières est dans l'impossibilité de classer des ressources découvertes dans l'une des sous-catégories sont exceptionnelles. Les indications données dans l'Instruction complémentaire 51-101 faisaient initialement écho à la pratique établie dans l'industrie minière, qui exige la réalisation d'une étude de pré-faisabilité ou de faisabilité avant l'attribution de réserves à des travaux d'exploitation minière. En pareil cas, la technique de récupération est bien établie, mais la commercialité nécessite confirmation. En ce qui concerne la récupération d'hydrocarbures par d'autres moyens que l'exploitation minière, les situations exceptionnelles se limiteraient à celles dans lesquelles il est impossible de définir un projet²¹ de récupération d'une ressource à partir d'un gisement de pétrole. Le paragraphe 3 de l'article 5.16 de la Norme canadienne 51-101 prévoit cette situation en permettant de présenter de l'information sur le pétrole en place à l'origine découvert sans donner d'information sur les réserves ou les ressources éventuelles. Toutefois, ce paragraphe ne s'applique qu'à l'émetteur qui ne peut indiquer la classe la plus pertinente, et on ne peut l'utiliser afin d'éviter d'indiquer la classe et la catégorie les plus

²⁰ Le « pétrole en place à l'origine » renvoie ici aux classes de ressources (soit les réserves, les ressources éventuelles, les ressources prometteuses ou les ressources non récupérables).

²¹ À cette fin, un projet est un programme d'opérations pouvant être évalué afin d'en démontrer la viabilité commerciale au moyen de techniques établies ou en cours d'élaboration (se reporter à la division C du sous-alinéa *vi* de l'alinéa *d* de la partie 3 du présent avis). Le degré de détail du projet et la complexité de l'évaluation augmentent généralement à mesure que l'on passe des ressources prometteuses aux ressources éventuelles, puis aux réserves.

pertinentes, notamment le fait que les ressources sont actuellement non récupérables, lorsque cette information est ou peut être disponible.

Les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières qui sont en mesure de développer des projets à l'aide de plusieurs procédés de récupération mais qui n'ont pas arrêté leur choix peuvent utiliser un ou plusieurs de ces procédés pour faire une évaluation en vue d'établir l'information, et déclarer les résultats dans la classe pertinente (très probablement les ressources éventuelles) en les accompagnant d'une analyse pertinente.

La définition du pétrole en place à l'origine découvert précise que [TRADUCTION] « *la portion récupérable du pétrole en place à l'origine découvert comprend la production, les réserves et les ressources éventuelles; le reste n'est pas récupérable* ». Par conséquent, tout volume pour lequel on ne peut définir ni évaluer de projet en vue de classer la production, les réserves, les ressources éventuelles ou, dans le cas du pétrole en place à l'origine non découvert, les ressources prometteuses, à la date de l'évaluation, est, par définition, irrécupérable au moment de l'évaluation.

Les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières qui ont des volumes actuellement classés comme irrécupérables mais qui développent des projets de récupération, notamment expérimentaux, peuvent décrire leurs activités dans l'information présentée, à condition d'y joindre un exposé des facteurs positifs et négatifs importants²².

f) Réserves possibles isolées

Les réserves possibles isolées (*stand-alone possible reserves*) sont les réserves possibles qui ont été attribuées à un terrain auquel on n'a pas attribué de volume de réserves prouvées ou probables. Nous estimons que la publication de réserves possibles isolées est potentiellement trompeuse. Les situations pouvant la justifier sont rares. En voici certaines :

- les facteurs économiques du projet ne permettent pas d'attribuer de réserves prouvées ou probables, mais sur une base réserves prouvées + probables + possibles, le projet est économiquement viable, et il a été décidé de le mettre en valeur (par exemple, en augmentant la compression, en agrandissant les installations ou en mettant en valeur en mer une structure délimitée principalement par sismique et seulement partiellement confirmée par forage de puits);
- le développement des réserves possibles peut se faire à peu de frais et se déroulera probablement dans un avenir proche (par exemple, dans des zones exploitables par complétion additionnelle ou remise en production (*behind-pipe zones*) à partir d'un puits qui a des réserves prouvées ou probables dans un autre intervalle;

²² Voir le sous-alinéa *iii* de l'alinéa *d* du paragraphe 2 de l'article 5.9 de la Norme canadienne 51-101.

- des réserves possibles peuvent être attribuées à la portion d'un gisement dont un émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières a les droits, lorsque des réserves prouvées ou probables ont été attribuées à des portions adjacentes de ce gisement sur lesquelles il n'a pas de droits.

Dans toutes ces situations, il devrait y avoir intention de mettre en valeur les réserves possibles isolées dans un délai raisonnable.

Dans ces situations, l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières qui inclut, dans l'information présentée, d'importantes réserves possibles isolées devrait en outre indiquer que ces réserves sont classées comme telles et expliquer clairement, à proximité de cette information, ce qui l'a motivé à déclarer des réserves possibles isolées. Il devrait également inclure la mise en garde prévue au sous-alinéa *v* de l'alinéa *a* de l'article 5.2 de la Norme canadienne 51-101 concernant les réserves possibles.

g) Sommation des estimations de ressources de plusieurs terrains

Les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières peuvent faire la sommation des volumes d'une même classe, mais pas de classes différentes. Les indications relatives à la sommation des estimations de ressources se trouvent actuellement au paragraphe 4 de l'article 5.2 de l'Instruction complémentaire 51-101, intitulé *Méthodes d'évaluation probabilistes et déterministes*, ainsi qu'à l'article 9.6, du volume 1 du manuel COGE, intitulé *Reserves Aggregation*. Bien que les principes généraux posés dans ces documents puissent s'appliquer à la sommation de toutes les classes de ressources, les indications fournies dans l'Instruction complémentaire 51-101 et le manuel COGE concernent essentiellement la sommation des données relatives aux réserves (à savoir les réserves prouvées et les réserves prouvées + probables). On trouvera ci-dessous de plus amples indications sur la publication d'estimations globales comprenant des ressources autres que les données relatives aux réserves.

i) Sommation probabiliste des estimations de ressources de plusieurs terrains

Les indications sur la sommation probabiliste des réserves fournies au paragraphe 4 de l'article 5.2 de l'Instruction complémentaire 51-101 intitulé *Méthodes d'évaluation probabilistes et déterministes* et à l'article 5.5.3 du volume 1 du manuel COGE, intitulé *Aggregation of Reserves Estimates*, s'appliquent également à la publication des estimations des ressources autres que les données relatives aux réserves.

ii) Sommation arithmétique des estimations de ressources de plusieurs terrains

Les estimations de réserves prouvées, prouvées + probables et prouvées + probables + possibles ainsi que l'estimation basse, la meilleure estimation et l'estimation haute des autres classes de ressources sont des mesures de la probabilité que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux volumes déclarés. Il peut être trompeur de publier la somme arithmétique des estimations basses ou hautes de plusieurs terrains.

Les réserves prouvées + probables, de même que les meilleures estimations des autres classes de ressources, sont généralement considérées comme une approximation d'une estimation moyenne²³, de sorte que leur sommation fournit de l'information valable qui n'induit pas le lecteur en erreur.

Par conséquent, l'émetteur exerçant des activités pétrolières et gazières qui présente la somme arithmétique de plusieurs estimations de réserves prouvées + probables + possibles ou de plusieurs estimations hautes d'autres classes de ressources devrait non seulement suivre les indications fournies au paragraphe 4 de l'article 5.2 de l'Instruction complémentaire 51-101, mais aussi envisager de joindre à cette information une mise en garde claire, semblable à la suivante :

Ce volume est la somme arithmétique de plusieurs estimations de [indiquer les réserves ou les classes de ressources concernées], laquelle, selon les principes de la statistique, peut être une indication trompeuse des volumes réellement récupérables. Le lecteur est prié de prêter attention aux estimations des classes individuelles de [réserves ou ressources] et d'apprécier les probabilités de récupération différentes associées à chacune des classes expliquées [indiquer où elles sont présentées et expliquées].

Exemple : sommation arithmétique

Réserves en Gpi ³	Prouvées (env. P90)	Prouvées + probables (env. P50)	Prouvées + probables + possibles (env. P10)
Terrain 1	10	20	50
Terrain 2	12	18	30
Terrain 3	5	12	25
Terrain 4	25	40	75
Terrain 5	32	50	80
Total	84	140	260

Probabilité d'extraire :

Plus de 84 Gpi³ >> 90 % (beaucoup plus que 90 %)
 Environ 140 Gpi³ ≈ 50 % (équiprobabilité d'extraire plus ou moins)
 Plus de 260 Gpi³ << 10 % (beaucoup moins que 10 %)

Ainsi, la probabilité que la production réunie de tous les terrains dépassera 260 Gpi³ est bien en deçà (peut-être 1 %) du seuil des réserves prouvées + probables +

²³ Cela n'est pas toujours le cas, en particulier lorsque l'estimation porte sur des régions pionnières ou des hydrocarbures non classiques. Ces facteurs devraient être pris en compte dans l'addition d'estimations de cette nature.

possibles (c'est-à-dire qu'il y a 10 % de probabilité de récupérer un volume plus important). À l'inverse, la probabilité que la production réelle dépassera 84 Gpi³ est largement supérieure (peut-être 98 %).

Cet exemple utilise les seuils P90, P50 et P10, mais le même argument s'applique à toute estimation supérieure ou inférieure à une moyenne, qu'elle soit établie selon une méthode déterministe ou probabiliste.

h) Emploi de l'expression « meilleure estimation »

L'expression « meilleure estimation » est définie comme suit à l'annexe A du volume 1 du manuel COGE en ce qui concerne les estimations d'une entité :

[TRADUCTION] [...] *la valeur obtenue par un évaluateur à l'aide de méthodes déterministes qui représente le mieux le résultat attendu selon un scénario ni optimiste ni pessimiste [...] Si l'on applique des méthodes probabilistes, la probabilité que les quantités réellement récupérées seront égales ou supérieures à la meilleure estimation doit être d'au moins 50 % (P50).*

Cette expression ne devrait pas servir à décrire les résultats des sommations arithmétiques ou probabilistes d'estimations de ressources, à moins que celles-ci aient fait l'objet d'une évaluation des risques dans l'opération de sommation, de telle sorte que la somme obtenue soit strictement conforme à la définition de la « meilleure estimation » (se reporter à l'article 5.3.5 du volume 1 du manuel COGE, intitulé *Uncertainty Categories*).

i) Ressources prometteuses

Lorsqu'ils indiquent les ressources prometteuses, les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières doivent inclure la mise en garde obligatoire suivante à proximité de cette information²⁴ : « Rien ne garantit la découverte de toute partie des ressources. En cas de découverte, rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation de toute partie des ressources. ».

Pour les ressources prometteuses, la possibilité de commercialité est tributaire de deux facteurs, soit la possibilité de découverte et la possibilité de développement²⁵. Ainsi, outre la mise en garde susmentionnée, il pourrait être nécessaire de fournir des renseignements supplémentaires sur ces facteurs afin d'éviter que l'information ne soit trompeuse, par exemple un exposé sur la probabilité de découverte (qui pourrait être exprimée sous forme de probabilité de succès) et, le cas échéant, sur la probabilité de développement commercial et le calendrier.

Nous avons observé que certains émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières déclarent des ressources prometteuses dont la possibilité de découverte est

²⁴ Voir la division B du sous-alinéa *v* de l'alinéa *d* du paragraphe 2 de l'article 5.9 de la Norme canadienne 51-101.

²⁵ Voir l'article 5.3.3 du volume 1 du manuel COGE.

évaluée en fonction des risques, mais pas de la possibilité de développement, habituellement lorsqu'il existe un programme d'exploration comportant plusieurs puits. Nous avons constaté des erreurs de calcul lorsque cette procédure est utilisée. Les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières qui publient les résultats de ces calculs devraient les assortir, à proximité, d'une mise en garde semblable à la suivante :

Ces ressources prometteuses ont été évaluées partiellement en fonction des risques pour ce qui est de la possibilité de découverte, mais pas de la possibilité de développement. Si des ressources sont découvertes, il n'y a aucune certitude qu'elles seront développées ni, le cas échéant, aucune certitude quant au moment où elles le seront.

Les analyses de la possibilité de développement formulées par les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières devraient fournir un exposé utile des risques, des incertitudes et du calendrier de développement, en cas de découverte.

Questions

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

Luc Arsenault
Géologue
Autorité des marchés financiers
514-395-0337, poste 4373, ou 1-877-525-0337 (sans frais au Canada)
luc.arsenault@lautorite.qc.ca

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

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

Jenny Kirkpatrick
Legal Counsel, Corporate Finance
Alberta Securities Commission
403-355-3880
jenny.kirkpatrick@asc.ca

Gordon Smith
Senior Legal Counsel, Corporate Finance
British Columbia Securities Commission
604-899-6656 ou 800-373-6393 (sans frais au Canada)
gsmith@bcsc.bc.ca

Robert Holland
Chief Mining Advisor, Corporate Finance
British Columbia Securities Commission
604-899-6719 ou 800-373-6393 (sans frais au Canada)
rholland@bcsc.bc.ca