

# 6.1

## Avis et communiqués

---

---

## 6.1 AVIS ET COMMUNIQUÉS

### Avis de publication

- Avis 13-315 du personnel des ACVM (révisé) : *Jours fériés des autorités en valeurs mobilières en 2015*
- Avis 51-324 du personnel des ACVM : *Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières – Révisé*
- Avis 51-327 du personnel des ACVM : *Indications révisées sur l'information concernant le pétrole et le gaz*

(Textes publiés ci-dessous)

## Avis 13-315 du personnel des ACVM (révisé) *Jours fériés des autorités en valeurs mobilières en 2015\**

### Le 4 décembre 2014

Nous disposons d'un régime d'examen des prospectus (ordinaires, simplifiés et d'organismes de placement collectif), modifications de prospectus, dépôts préalables et demandes de dispenses. Ce régime est décrit dans l'*Instruction générale 11-202 relative à l'examen du prospectus dans plusieurs territoires* (l'« **Instruction générale 11-202** »).

Aux termes de l'Instruction générale 11-202, le déposant qui obtient un visa de l'autorité principale sera réputé avoir reçu un visa de chaque territoire sous le régime du passeport où le prospectus a été déposé. Toutefois, le visa de l'autorité principale attestera que la CVMO a octroyé un visa seulement si les bureaux de celle-ci sont ouverts à la date du visa de l'autorité principale, et qu'elle a indiqué que le prospectus est « prêt pour le définitif ». Si les bureaux de la CVMO ne sont pas ouverts à la date du visa de l'autorité principale, cette dernière octroiera un second visa faisant foi du visa de la CVMO le premier jour où ses bureaux sont ouverts.

Voici la liste des jours fériés des autorités en valeurs mobilières en 2015 et en janvier 2016. Les émetteurs sont invités à en tenir compte pour ordonnancer leurs activités.

1. Les samedis et dimanches (toutes)
2. Jeudi 1<sup>er</sup> janvier (toutes)
3. Vendredi 2 janvier (Québec)
4. Lundi 9 février (Colombie-Britannique)
5. Lundi 16 février (Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Île-du-Prince-Édouard, Nouvelle-Écosse)
6. Vendredi 20 février (Yukon)
7. Lundi 16 mars (Terre-Neuve-et-Labrador)
8. Vendredi 3 avril (toutes)
9. Lundi 6 avril (toutes sauf Alberta, Saskatchewan et Ontario)
10. Lundi 18 mai (toutes)
11. Lundi 22 juin (Territoires du Nord-Ouest et Terre-Neuve-et-Labrador)
12. Mercredi 24 juin (Québec)
13. Mercredi 1<sup>er</sup> juillet (toutes)
14. Jeudi 9 juillet (Nunavut)
15. Lundi 13 juillet (Terre-Neuve-et-Labrador)
16. Vendredi 31 juillet (Saskatchewan)
17. Lundi 3 août (toutes sauf Yukon, Québec, Terre-Neuve-et-Labrador et Île-du-Prince-Édouard)
18. Mercredi 5 août (Terre-Neuve-et-Labrador\*\*)
19. Vendredi 21 août (Île-du-Prince-Édouard)
20. Lundi 17 août (Yukon)

- 2 -

21. Lundi 7 septembre (toutes)
22. Lundi 12 octobre (toutes)
23. Mercredi 11 novembre (toutes sauf Alberta, Ontario et Québec)
24. Jeudi 24 décembre (Québec et Territoires du Nord-Ouest)
25. Jeudi 24 décembre après midi (Alberta, Nouveau-Brunswick, Île-du-Prince-Édouard, Nouvelle-Écosse); après 13 h (Yukon, Colombie-Britannique et Manitoba); après 15 h (Nunavut)
26. Vendredi 25 décembre (toutes)
27. Lundi 28 décembre (toutes)
28. Jeudi 31 décembre (Territoires du Nord-Ouest et Québec)
29. Jeudi 31 décembre après midi (Nouveau-Brunswick); après 13 h (Colombie-Britannique); après 15 h (Nunavut)
30. Vendredi 1<sup>er</sup> janvier **2016** (toutes)
31. Lundi 4 janvier **2016** (Québec)

\* Les autorités concernées sont indiquées entre parenthèses.

\*\* Si les conditions le permettent, sinon reporté au premier jour où le temps le permet, la décision étant prise le matin du jour férié.



Canadian Securities  
Administrators

Autorités canadiennes  
en valeurs mobilières

## Avis 51-324 du personnel des ACVM Glossaire relatif au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières – Révisé*

Publié le 28 décembre 2007, révisé le 30 décembre 2010 et le 27 novembre 2014

### Le 27 novembre 2014

L'article 1.1 du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « règlement » ou le « Règlement 51-101 ») définit un certain nombre de termes employés dans le règlement, l'Annexe 51-101A1, *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz* (l'« Annexe 51-101A1 »), l'Annexe 51-101A2, *Rapport sur [les données relatives aux réserves][.] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] établi par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant* (l'« Annexe 51-101A2 »), 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 ») et l'Annexe 51-101A5, *Avis de cessation des activités pétrolières et gazières* (l'« Annexe 51-101A5 »), et l'*Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« instruction »). L'article 1.2 du règlement prévoit que les termes employés mais non définis dans le règlement, dans le *Règlement 14-101 sur les définitions* (le « Règlement 14-101 ») ou dans la loi sur les valeurs mobilières du territoire s'entendent ou sont interprétés au sens du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE »), le cas échéant.

La partie 1 du présent glossaire explique une bonne partie des termes employés dans le règlement et ses annexes et dans l'instruction. Elle est fournie uniquement pour aider les utilisateurs du règlement à mieux comprendre l'objet et l'application de celui-ci. La partie 2 du glossaire porte sur les explications sur les réserves et est tirée de l'article 5 du volume 1 du manuel COGE.

Les explications données à la partie 1 du présent glossaire proviennent de diverses sources, notamment l'article 1.1 du règlement, le Règlement 14-101 et le manuel COGE. S'il y a lieu, la source est indiquée entre crochets après l'explication (même si l'explication ne reprend pas la source mot à mot). Ces explications pouvant changer, les lecteurs sont invités à consulter la dernière édition du document source pour obtenir une version à jour.

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

- On peut se procurer le manuel COGE auprès de la Society of Petroleum Engineers, section de Calgary (tél. : 403 930-5454; courriel : [specal@spe.org](mailto:specal@spe.org); site Web : [www.speca.ca](http://www.speca.ca)).
- On peut consulter le Règlement 14-101 sur le site Web de certaines autorités en valeurs mobilières.

La partie 1 du présent glossaire comprend les définitions des diverses catégories de ressources autres que des réserves qui sont énoncées et définies dans le manuel COGE. À l'heure actuelle, ces catégories sont les suivantes :

- le volume total du pétrole en place à l'origine (équivalent de « ressources totales »);
- le pétrole en place à l'origine découvert (équivalent de « ressources découvertes »);
- le pétrole en place à l'origine découvert non récupérable (équivalent de « ressources découvertes non récupérables »);
- les ressources éventuelles;
- le pétrole en place à l'origine non découvert (équivalent de « ressources non découvertes »);
- le pétrole en place à l'origine non découvert non récupérable (équivalent de « ressources non découvertes non récupérables »);
- les ressources prometteuses.

Nous invitons les lecteurs à consulter la dernière édition du manuel COGE, qui contient les catégories et définitions à jour des ressources. Par ailleurs, comme il n'existe pas de version française du manuel COGE, on prendra note que les définitions tirées du manuel qui figurent aux parties 1 et 2 du présent avis sont des traductions.

## PARTIE 1 DÉFINITIONS

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

Terme défini	Sens
<b>accumulation</b>	Masse de pétrole individuelle se trouvant dans un réservoir. [manuel COGE]
<b>accumulation connue</b>	Accumulation qui a été pénétrée par un puits ayant permis de démontrer la présence d'une quantité considérable de pétrole potentiellement récupérable, préférablement au moyen d'essais d'écoulement établissant la preuve que le pétrole est mobile. En l'absence d'essais d'écoulement, des données de diagraphie et de carottage peuvent suffire, pourvu qu'un bon analogue commercial puisse justifier l'hypothèse de la mobilité. Lorsque les données de diagraphie et de carottage permettent de démontrer l'existence d'une accumulation mais que le potentiel de récupération ne peut être justifié qu'au moyen d'essais de grande ampleur ou d'une technique expérimentale, le pétrole en place à l'origine associé doit être classé comme « découvert non récupérable » jusqu'à ce que la viabilité technique d'une technique de récupération puisse être démontrée. [manuel COGE]
<b>activités pétrolières et gazières</b>	<p>Les activités suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) la recherche d'un type de produit dans son emplacement naturel;</li> <li>b) l'acquisition de droits de propriété ou d'un terrain à des fins d'exploration ou en vue d'extraire les types de produits de leur emplacement naturel;</li> <li>c) toute activité nécessaire pour extraire les types de produits de leur emplacement naturel, dont la construction, le forage, l'extraction minière et la production, ainsi que l'acquisition, la construction, l'installation et l'entretien de réseaux de collecte et de systèmes de stockage sur place, y compris le traitement, le traitement préliminaire et le stockage sur place;</li> <li>d) la production ou la fabrication de pétrole brut synthétique ou de gaz synthétique;</li> </ul>

à l'exclusion des activités suivantes :

- e) toute activité qui est entreprise après le premier point de vente;
- f) toute activité liée à l'extraction d'une substance autre qu'un type de produit et ses sous-produits;
- g) l'extraction d'hydrocarbures découlant de l'extraction de vapeur géothermique. [Règlement 51-101]

<b>ACVM</b>	Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, regroupement des treize autorités en valeurs mobilières du Canada.
<b>adsorption</b>	La fixation de molécules à une surface soit par physisorption, qui met en jeu des forces peu intenses dites « de Van der Waals », soit par chimisorption, qui résulte de liaisons covalentes ou de l'attraction électrostatique. [manuel COGE]
<b>agent responsable</b>	L'autorité en valeurs mobilières ou une personne qui occupe un poste particulier auprès de l'autorité en valeurs mobilières (dans plusieurs cas, le directeur général ou le directeur) dans chaque territoire. [Règlement 14-101]
<b>ajusté en fonction du risque</b>	Modifié au moyen d'un ajustement effectué en fonction de la probabilité de perte ou de défaillance conformément au manuel COGE. [Règlement 51-101]
<b>analogie</b>	Le processus consistant à transférer l'information relative à l'accumulation ou au réservoir à l'étude (l'analogue ou la source) à une autre accumulation ou un autre réservoir (la cible ou l'objet). Se reporter également aux définitions d'« analogue de réservoir » et d'« analogue de procédé de récupération ». [manuel COGE]
<b>analogue de procédé de récupération</b>	Un procédé de récupération qui est une technique établie ou une technique en cours d'élaboration dans l'analogue de réservoir qui peut être appliquée au réservoir à l'étude faisant l'objet de l'évaluation. [manuel COGE]
<b>analogue de réservoir</b>	Un réservoir dans lequel les propriétés des roches (lithologiques, dépositionnelles, diagénétiques et structurelles), les propriétés des fluides (type, composition, densité et viscosité des hydrocarbures), les conditions (profondeur, température et pression) et les mécanismes de drainage sont similaires à ceux du réservoir à l'étude et qui peut servir

de modèle dans l'évaluation de celui-ci. [manuel COGE]

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

**Annexe 51-101A2** L'Annexe 51-101A2, *Rapport sur [les données relatives aux réserves][,] [les données relatives aux ressources éventuelles][et][les données relatives aux ressources prometteuses] établi par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant.*

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

**Annexe 51-101A4** L'Annexe 51-101A4, *Avis de dépôt de l'information visée à l'Annexe 51-101A1.*

**Annexe 51-101A5** L'Annexe 51-101A5, *Avis de cessation des activités pétrolières et gazières.*

**autorité en valeurs mobilières** La commission des valeurs mobilières ou l'organisme comparable indiqué, pour chaque territoire, dans le Règlement 14-101.

Toute mention dans le règlement de l'autorité en valeurs mobilières doit s'entendre de l'autorité en valeurs mobilières du territoire en question.

**avancement de la technique de récupération** Se reporter aux définitions de « technique établie », « technique en cours d'élaboration » et « technique expérimentale ». [manuel COGE]

**bep** Baril d'équivalent de pétrole. [Règlement 51-101 et manuel COGE]

**bitume** Un hydrocarbure solide ou semi-solide d'origine naturelle qui respecte les critères suivants :

- a) il est composé essentiellement d'hydrocarbures lourds, dont la viscosité est supérieure à 10 000 millipascal-secondes (mPa.s) ou 10 000 centipoises (cP) lorsque celle-ci est mesurée à la température initiale de l'hydrocarbure dans le réservoir et à la pression atmosphérique et qu'il est dégazé;
- b) il n'est pas principalement récupérable à des taux rentables à partir d'un puits sans la mise en place de méthodes améliorées de récupération. [Règlement 51-101]

<b>bitume en place exploitable</b>	Le volume de bitume accessible qui, selon les estimations, pourrait être extrait d'un volume considéré comme exploitable, après l'application des facteurs réglementaires et des limitations en surface. [manuel COGE]
<b>brut(e)</b>	<p>a) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujetti à la production ou aux réserves, les « réserves brutes de la société », qui représentent la participation directe (avec ou sans exploitation) de l'émetteur assujetti avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de l'émetteur assujetti.</p> <p>b) En ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels l'émetteur assujetti a une participation.</p> <p>c) En ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels l'émetteur assujetti a une participation.</p>
<b>champs analogues</b>	Champs comportant des terrains similaires dont le stade de développement ou l'historique de production est plus avancé que celui ou celle du champ visé; peuvent servir à définir des concepts ou des tendances pour interpréter des données plus limitées. [manuel COGE]
<b>charges d'impôts futurs</b>	<p>Les charges estimées (généralement pour chaque année) :</p> <p>a) en procédant aux répartitions appropriées des coûts et pertes non déduits estimatifs reportés aux fins de l'impôt, entre les activités pétrolières et gazières et les autres activités;</p> <p>b) sans déduire les coûts futurs estimatifs (par exemple, les redevances à la Couronne) qui ne sont pas déductibles dans le calcul du revenu imposable;</p> <p>c) en tenant compte des crédits d'impôt et déductions fiscales estimatifs (par exemple, les crédits d'impôt pour redevances);</p> <p>d) en appliquant aux flux de trésorerie nets futurs avant impôts se rapportant aux activités pétrolières et gazières de l'émetteur assujetti les taux d'impôt de fin d'année appropriés, compte tenu des taux d'impôt déjà établis dans la loi.</p>
<b>commercial</b>	Un projet est dit commercial lorsque les conditions sociales, environnementales et économiques essentielles sont remplies,

notamment les conditions d'ordre politique, juridique, réglementaire et contractuel. Les facteurs servant à déterminer le caractère commercial du projet sont notamment les suivants :

- la viabilité économique du projet de développement connexe;
- une attente raisonnable quant à l'existence d'un marché pour les quantités que l'on escompte produire aux fins de la vente et qui sont nécessaires pour justifier le développement;
- la preuve que les installations nécessaires à la production et au transport sont disponibles ou peuvent le devenir;
- la preuve que les questions d'ordre juridique, contractuel, environnemental, gouvernemental et autres questions sociales et économiques n'empêcheront pas la mise en œuvre du projet de récupération à l'étude;
- une attente raisonnable quant à l'octroi de toutes les autorisations internes et externes requises, qui peut notamment être prouvé par l'existence de contrats signés et l'approbation de budgets et de dépenses;
- la preuve du caractère raisonnable du calendrier de mise en œuvre. Le caractère raisonnable du délai de mise en œuvre d'un projet dépend des circonstances qui lui sont propres et de son étendue. Bien que le délai maximal recommandé soit de cinq ans pour que le projet soit considéré comme commercial, un délai plus long pourrait s'appliquer, par exemple dans le cas où le producteur décide de reporter la mise en œuvre de projets rentables, notamment en raison des conditions du marché ou pour atteindre des objectifs contractuels ou stratégiques. [manuel COGE]

<b>commercialisable</b>	À propos de réserves ou de ventes de pétrole ou de gaz, ou de sous-produits associés, volume mesuré au point de vente à un tiers ou de transfert à une autre division de l'émetteur en vue du traitement précédant la vente à un tiers. Dans le cas du gaz, le volume est évalué avant ou après l'enlèvement des liquides de gaz naturel. Dans le cas du pétrole brut lourd ou du bitume, le volume est déterminé avant l'ajout de diluant.
<b>concession</b>	Contrat donnant au concessionnaire le droit d'explorer, de développer et d'exploiter un terrain.
<b>coûts d'abandon et de remise en état</b>	Tous les coûts associés au rétablissement des terrains d'un émetteur assujéti ayant été perturbés par des activités pétrolières et gazières dans un état conforme à une norme imposée par les autorités gouvernementales ou réglementaires compétentes. [Règlement 51-101]

<b>coûts d'acquisition des terrains</b>	<p>Coûts relatifs à l'acquisition d'un terrain (directement par l'achat ou par l'obtention d'une concession, ou indirectement par l'acquisition d'une autre société possédant des droits sur le terrain), y compris :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) les coûts des bonis et des options d'achat ou de concession d'un terrain;</li><li>b) la portion des coûts applicables aux hydrocarbures lorsque l'acquisition d'un bien-fonds comprend les droits aux hydrocarbures;</li><li>c) les frais de courtage, les droits d'enregistrement, les frais juridiques et les autres frais associés à l'acquisition des terrains.</li></ul>
<b>coûts opérationnels</b>	Frais de production.
<b>date d'effet</b>	Relativement à une information, la date à laquelle l'information est fournie ou la date de clôture de la période sur laquelle porte l'information. [Règlement 51-101]

<b>date d'établissement</b>	Relativement à une information écrite, la date la plus récente à laquelle l'information relative à la période prenant fin à la date d'effet a été examinée en vue de l'établissement de l'information fournie. [Règlement 51-101]
<b>découverte</b>	La confirmation de l'existence d'une accumulation contenant une quantité considérable de pétrole potentiellement récupérable. Pour de plus amples renseignements, se reporter à l'article 2.2.2 du volume 2 du manuel COGE, intitulé « Définition ». [manuel COGE]
<b>développement à venir</b>	Lorsque la résolution des conditions définitives au développement est activement recherchée (possibilité de développement élevée). [manuel COGE]
<b>développement en suspens</b>	Lorsque la possibilité de développement est raisonnable, mais que des éventualités non techniques importantes, généralement indépendantes de la volonté de l'exploitant, doivent être résolues. [manuel COGE]
<b>développement non viable</b>	Lorsque l'acquisition ou l'évaluation de données supplémentaires n'est pas prévue et que, par conséquent, la possibilité de développement est faible. [manuel COGE]
<b>développement non précisé</b>	Lorsque l'évaluation est incomplète et que des mesures sont en cours pour résoudre des risques ou incertitudes. [manuel COGE]
<b>document justificatif</b>	Document déposé par l'émetteur assujetti auprès d'une autorité en valeurs mobilières. [Règlement 51-101]
<b>données relatives aux réserves</b>	Une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels. [Règlement 51-101]
<b>données relatives aux ressources éventuelles</b>	Les données suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>a) une estimation du volume des ressources éventuelles;</li> <li>b) la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, des ressources éventuelles;</li> </ul> [Règlement 51-101]

<b>données relatives aux ressources prometteuses</b>	<p>Les données suivantes :</p> <p>a) une estimation du volume des ressources prometteuses;</p> <p>b) la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, des ressources prometteuses; [Règlement 51-101]</p>
<b>émetteur assujetti</b>	<p>a) Soit un « émetteur assujetti », au sens défini dans la législation en valeurs mobilières;</p> <p>b) soit, dans un territoire où le terme n'est pas défini dans la législation en valeurs mobilières, un émetteur de titres qui est tenu de déposer des états financiers auprès de l'autorité en valeurs mobilières.</p>
<b>état d'avancement du scénario d'évaluation de projet</b>	L'étape d'élaboration du scénario de projet. Il en existe trois : conceptuel, préalable au développement et de développement. Pour de plus amples renseignements, se reporter à l'article 2.4.7 de l'article 2 du volume 2 du manuel COGE, intitulé « Recovery Project Evaluation Scenario Status ».
<b>étude de développement</b>	L'étape la plus détaillée dans l'élaboration d'un scénario d'évaluation de projet. Elle est fondée sur une étude géologique et technique et sur une analyse économique de l'information relative au projet visé, et fournit l'information nécessaire à l'élaboration d'un plan de développement sur lequel repose la décision de développer ou non le projet. [manuel COGE]
<b>étude conceptuelle (de délimitation de l'étendue)</b>	La première étape d'élaboration d'un scénario de projet, qui comporte peu de détails et repose généralement sur de l'information limitée. [manuel COGE]
<b>étude préalable au développement</b>	Étape intermédiaire dans l'élaboration d'un scénario d'évaluation de projet. La quantité d'information qui est disponible sur le réservoir à l'étude est plus grande que pour une étude conceptuelle. Plus particulièrement, le pétrole en place à l'origine a été raisonnablement bien défini et les seules incertitudes qui demeurent sont largement liées au facteur de récupération et à la viabilité économique. L'analyse économique est suffisamment poussée pour permettre d'évaluer les options de développement et la viabilité globale du projet, mais non de prendre une décision définitive quant à l'investissement à faire ou pour rechercher un financement externe important. [manuel COGE]

**évaluateur de réserves qualifié**

Une personne physique qui remplit les conditions suivantes :

- a) à l'égard de données relatives aux réserves particulières, de l'information sur les ressources ou de l'information connexe, elle possède les compétences professionnelles et l'expérience requises pour effectuer l'estimation, l'évaluation et l'examen des données relatives aux réserves, de l'information sur les ressources et de l'information connexe;
- b) elle est membre en règle d'un ordre professionnel.  
[Règlement 51-101]

**évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié**

Un évaluateur de réserves qualifié ou un vérificateur de réserves qualifié. [Règlement 51-101]

**évaluation**

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

**éventualité**

Une condition devant être satisfaite pour qu'une partie des ressources éventuelles soit classée comme réserves et qui : a) s'applique précisément au projet faisant l'objet de l'évaluation et b) devrait être remplie dans un délai raisonnable.

Pour de plus amples renseignements, se reporter à l'article 2.5 des lignes directrices sur les ressources autres que des réserves. Prendre note que le Petroleum Resources Management System considère qu'éventualité et conditions sont sur un pied d'égalité, ces dernières étant définies comme suit : « les facteurs de commercialisation et les facteurs économiques, juridiques, environnementaux, sociaux, et gouvernementaux qui devraient prévaloir et avoir une incidence sur le projet au cours de la période évaluée. » L'éventualité n'avait pas été définie dans le manuel COGE avant la publication des lignes directrices sur les ressources autres que des réserves, même si une énumération similaire est fournie. L'expression « condition » est purement descriptive et ne signifie pas qu'une action est requise, tandis qu'une « éventualité » est un facteur qui doit être résolu pour reclasser une ressource. Les lignes directrices du Petroleum Resources Management System utilisent l'expression « éventualité critique » (*critical contingency*) et, bien que certaines éventualités puissent être

plus faciles à résoudre que d'autres, elles constituent toutes des balises servant à établir si le projet ira de l'avant et doivent être résolues. (Se reporter également à la définition d'« éventualité technique ».) [manuel COGE]

**éventualité technique**

Un problème technique qui doit être réglé pour permettre l'application commerciale d'une technique employée dans le procédé de récupération à un réservoir précis. [manuel COGE]

**examen**

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

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

**frais d'abandon de puits**

Frais engagés pour abandonner un puits (déduction faite de la valeur de récupération) et le débrancher d'un réseau collecteur. Ces frais ne comprennent ni les coûts d'abandon du réseau collecteur ni les coûts de remise en état de l'emplacement du puits.

**frais de développement**

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

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

- a) pour avoir accès aux emplacements de forage et préparer les chantiers, y compris l'arpentage des puits visant à déterminer

les emplacements précis de forage, le déblaiement, le drainage, la construction de routes, le déplacement de routes publiques, de conduites de gaz et de lignes électriques, dans la mesure nécessaire pour développer les réserves;

- b) pour forer et équiper les puits de développement, les puits de développement résultant de forages stratigraphiques et les puits de service, y compris le coût des plates-formes et d'éléments comme le tubage, les colonnes de production, les machines d'épuisement et les têtes de mise en production;
- c) pour acquérir, construire et mettre en place des installations de production comme les conduites d'écoulement, les séparateurs, les purificateurs, les réchauffeurs, les collecteurs, les appareils de mesure et les réservoirs de stockage, les installations de conditionnement et de traitement du gaz naturel et les systèmes de services généraux et d'évacuation des déchets;
- d) pour se doter de systèmes de récupération améliorés.

#### **frais d'exploration**

Frais relatifs à la reconnaissance des zones présentant des caractéristiques favorables à la présence de réserves de pétrole et de gaz et à l'étude des zones productives possibles, y compris le coût des forages d'exploration et des forages stratigraphiques d'exploration.

Les frais d'exploration peuvent être engagés avant l'acquisition (on considère parfois une partie de ces frais comme étant des « frais de prospection ») ou après l'acquisition du terrain. Les frais d'exploration, qui comprennent la portion applicable des coûts opérationnels du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités d'exploration, sont les suivants :

- a) le coût des études topographiques, géochimiques, géologiques et géophysiques, des droits d'accès aux terrains pour effectuer les études, des salaires et autres charges relatives aux géologues, aux équipes géophysiques et au personnel effectuant lesdites études (pour l'ensemble de ces frais, on parle parfois de « frais géologiques et géophysiques »);
- b) les frais de possession et de conservation des terrains non prouvés, comme les loyers différés, les impositions sur la valeur des terrains (autres que l'impôt sur les bénéfices et l'impôt sur le capital), les frais juridiques relatifs à la défense

des titres et à la conservation des titres et des contrats de concession;

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

**frais de production  
(ou coûts  
opérationnels)**

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

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

Les frais de production comprennent, par exemple :

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

**gaz**

Englobe le gaz naturel, le gaz naturel classique, le méthane de houille, les hydrates de gaz, le gaz de schiste et le gaz synthétique.

**gaz de schiste**

Le gaz naturel qui répond aux critères suivants :

	<p>a) il est contenu dans des roches denses et riches en matière organique, y compris des schistes, des siltites et des carbonates à faible perméabilité, dans lesquelles le gaz naturel est principalement adsorbé sur le kérogène ou des minéraux argileux;</p> <p>b) il nécessite habituellement l'utilisation de techniques de fracturation hydraulique pour atteindre des taux de production rentables. [Règlement 51-101]</p>
<b>gaz dissous</b>	Gaz dissous dans du pétrole brut.
<b>gaz naturel</b>	Un mélange naturel de gaz d'hydrocarbures et d'autres gaz. [Règlement 51-101]
<b>gaz naturel classique</b>	Le gaz naturel qui a été généré dans un lieu d'où il a migré sous l'action de forces hydrodynamiques et qui est piégé dans des accumulations discrètes par des obturations susceptibles d'être formées par des caractéristiques géologiques localisées structurelles, sédimentaires ou érosionnelles. [Règlement 51-101]
<b>gaz synthétique</b>	<p>Un fluide gazeux qui répond aux critères suivants :</p> <p>a) il est généré par l'application d'un procédé de transformation in situ du charbon ou d'autres types de roches contenant des hydrocarbures;</p> <p>b) sa teneur en méthane est d'au moins 10 % en volume. [Règlement 51-101]</p>
<b>hydrate de gaz</b>	Une substance cristalline d'origine naturelle composée d'eau et de gaz dans une structure de glace en forme de cage. [Règlement 51-101]
<b>hydrocarbure</b>	Un composé d'hydrogène et de carbone qui, lorsqu'il est d'origine naturelle, peut aussi contenir d'autres éléments, comme du soufre. [Règlement 51-101]
<b>important(e)</b>	<p>Pour l'application du règlement, une information est importante, à l'égard d'un émetteur assujéti, si elle est susceptible d'influer sur la décision d'un investisseur raisonnable d'acquérir, de conserver ou de vendre des titres de l'émetteur assujéti.</p> <p>Cette définition diffère des définitions de « changement important » et de « fait important » de la législation en valeurs mobilières. [Règlement 51-101]</p>

<b>indépendant</b>	À propos de la relation entre un émetteur assujéti et une personne, une relation dépourvue de toute circonstance susceptible, de l'avis d'une personne raisonnable informée de tous les faits pertinents, d'influer sur le jugement de cette personne quant à l'établissement de l'information utilisée par l'émetteur assujéti. [Règlement 51-101]
<b>indication</b>	Une accumulation potentielle dans une zone où l'acquisition ou l'évaluation de données supplémentaires est nécessaire afin de la classer comme prospect. [manuel COGE]
<b>information analogue</b>	<p>L'information relative à une zone extérieure à celle dans laquelle l'émetteur assujéti détient ou entend acquérir une participation et à laquelle ce dernier renvoie afin d'établir une comparaison raisonnable ou de tirer une conclusion raisonnable à l'égard d'une zone dans laquelle il détient ou entend acquérir une participation, y compris :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'information historique sur les réserves;</li> <li>• l'estimation du volume ou de la valeur des réserves;</li> <li>• l'information historique sur les ressources;</li> <li>• l'estimation du volume ou de la valeur des ressources;</li> <li>• les montants historiques de la production;</li> <li>• l'estimation de la production;</li> <li>• l'information sur un champ, un puits, un bassin ou un réservoir.</li> </ul> <p>[Règlement 51-101]</p>
<b>kérogène</b>	Une substance organique solide, insoluble dans des solvants organiques, qui est issue de la dégradation d'algues et de végétaux ligneux. [manuel COGE]
<b>kpi<sup>3</sup></b>	Millier de pieds cubes. [manuel COGE]
<b>kpi<sup>3</sup> d'équivalent de gaz</b>	Millier de pieds cubes d'équivalent de gaz. [Règlement 51-101 et manuel COGE]
<b>législation en valeurs mobilières</b>	<p>La loi (intitulée dans la plupart des cas «Loi sur les valeurs mobilières») et les textes d'application (comprenant dans la plupart des cas des règlements établis par le gouvernement ou par l'autorité en valeurs mobilières) indiqués, pour chaque territoire, dans le Règlement 14-101.</p> <p>Toute mention dans le règlement de la législation en valeurs mobilières doit s'entendre de la législation en valeurs mobilières du territoire en question.</p>

<b>liquides de gaz naturel</b>	Les composants d'hydrocarbures qu'il est possible de récupérer du gaz naturel en phase liquide, notamment l'éthane, le propane, les butanes, les pentanes et homologues supérieurs et les condensats. [Règlement 51-101]
<b>Loi de 1934</b>	Le <i>Securities Exchange Act of 1934</i> des États-Unis d'Amérique et ses modifications. [Règlement 14-101]
<b>législation fédérale américaine en valeurs mobilières</b>	Les lois fédérales des États-Unis d'Amérique concernant la réglementation du marché des valeurs mobilières et des opérations sur les titres ainsi que les règlements, règles, forms et schedules édictés par ces lois, tels que modifiés de temps à autre. [Règlement 14-101]
<b>manuel COGE</b>	Le <i>Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook</i> tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter), et ses modifications. [Règlement 51-101]
<b>matériel et installations de soutien</b>	Le matériel et les installations utilisés dans les activités pétrolières et gazières, notamment le matériel sismique, le matériel de forage, le matériel de construction et les appareils de nivellement, les véhicules, les ateliers de réparation, les entrepôts, les centres de ravitaillement, les campements ainsi que les bureaux de division, de district ou de chantier.
<b>mesures du pétrole et du gaz</b>	Une mesure chiffrée des activités pétrolières et gazières de l'émetteur assujetti. [Règlement 51-101]
<b>méthane de houille</b>	Le gaz naturel qui répond aux critères suivants : <ul style="list-style-type: none"> <li>a) il est composé principalement de méthane;</li> <li>b) il est présent dans un gisement de houille. [Règlement 51-101]</li> </ul>
<b>minerai</b>	Terme minier servant à décrire des sables bitumineux d'une épaisseur minimale qui, techniquement, peuvent être extraits à l'aide du matériel d'exploitation actuel et qui contiennent la quantité minimale de bitume requise pour que la technique d'extraction prévue puisse être appliquée. [manuel COGE]
<b>net(te)</b>	a) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujetti à la production ou aux réserves, la participation directe (avec ou sans exploitation) de l'émetteur assujetti après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances de l'émetteur

assujetti sur la production ou les réserves.

- b) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujetti dans des puits, nombre de puits obtenus en additionnant la participation directe de l'émetteur assujetti dans chacun de ses puits bruts.
- c) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujetti dans un terrain, la superficie totale sur laquelle l'émetteur assujetti a une participation, multipliée par la participation directe détenue par lui.

**non récupérable**

La partie des quantités de pétrole en place à l'origine découvert ou non découvert qui, selon l'estimation effectuée à une date donnée, n'est pas récupérable au moyen de projets de développement futurs. Une partie d'entre elles peut devenir récupérable ultérieurement avec l'évolution de la conjoncture commerciale ou à la suite de progrès technologiques; la partie restante pourrait ne jamais être récupérée compte tenu des contraintes physiques et chimiques que présente l'interaction souterraine des fluides et des roches réservoirs.

**notice annuelle**

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

**ordre professionnel**

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

- a) il admet les membres principalement en fonction de leur niveau d'études;
- b) il oblige ses membres à adhérer aux normes de compétence et de déontologie qu'il établit et qui sont pertinentes par rapport à l'estimation, l'évaluation, l'examen ou la vérification des données relatives aux réserves;
- c) il possède des pouvoirs disciplinaires, notamment le pouvoir de suspendre l'adhésion d'un membre ou de l'expulser;

- d) il remplit l'une ou l'autre des deux conditions suivantes :
- i) il est investi d'une autorité ou reconnu par la loi dans un territoire du Canada;
  - ii) il est accepté à cette fin par l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable. [Règlement 51-101]
- partie exploitable nette** La partie de l'épaisseur d'un réservoir de laquelle du pétrole peut être extrait ou produit. [manuel COGE]
- pétrole**
- 1) Mélange naturel formé principalement d'hydrocarbures en phase gazeuse, liquide ou solide. [manuel COGE]
  - 2) Englobe le pétrole brut, le bitume, le pétrole de réservoirs étanches et le pétrole brut synthétique.
- pétrole brut** Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures lourds existant en phase liquide dans des réservoirs et qui demeure liquide à la pression et à la température atmosphériques. Le pétrole brut peut renfermer des traces de soufre et de composés autres que des hydrocarbures, mais ne comprend pas les liquides récupérés par le traitement du gaz naturel. [manuel COGE]
- pétrole brut léger** Le pétrole brut dont la densité relative est supérieure à 31,1 degrés API. [Règlement 51-101]
- pétrole brut lourd** Le pétrole brut dont la densité relative est supérieure à 10 degrés API et inférieure à 22,3 degrés API. [Règlement 51-101]
- pétrole brut moyen** Le pétrole brut dont la densité relative est supérieure à 22,3 degrés API et inférieure ou égale à 31,1 degrés API. [Règlement 51-101]
- pétrole brut synthétique** Un mélange d'hydrocarbures liquides issu de la valorisation du bitume, du kérogène ou d'autres substances, comme le charbon, ou de la conversion de gaz en liquide, et qui peut renfermer du soufre ou d'autres composés. [Règlement 51-101]
- pétrole de réservoirs étanches** Le pétrole brut qui remplit les critères suivants :
- a) il est contenu dans des roches denses et riches en matière organique, y compris des schistes, des siltites et des carbonates à faible perméabilité, principalement dans des espaces poreux

microscopiques mal reliés les uns aux autres;

b) il nécessite généralement l'utilisation de techniques de fracturation hydraulique pour atteindre des taux de production rentables. [Règlement 51-101]

**pétrole en place à l'origine découvert**

La quantité de pétrole qu'on estime, à une date donnée, être présente dans les accumulations connues avant la mise en production.

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. [manuel COGE]

**pétrole en place à l'origine découvert non récupérable**

La portion du pétrole en place à l'origine découvert qu'on estime, à une date donnée, ne pas pouvoir récupérer au moyen de projets de développement futurs.

Ces quantités pourraient être récupérables en partie dans l'avenir dans le cas où un changement dans les circonstances permettant de les considérées comme commerciales ou des avancées technologiques se produiraient; la portion restante pourrait ne jamais être récupérée en raison des contraintes physiques ou chimiques découlant de l'interaction souterraine fluides-roches du réservoir. [manuel COGE]

**pétrole en place à l'origine non découvert**

La quantité de pétrole qu'on estime, à une date donnée, être présente dans les accumulations qui restent à découvrir.

La portion récupérable du pétrole en place à l'origine non découvert est qualifiée de ressources prometteuses; le reste n'est pas récupérable. [manuel COGE]

**pétrole en place à l'origine non découvert non récupérable**

La portion du pétrole en place à l'origine non découvert qu'on estime, à une date donnée, ne pas pouvoir récupérer au moyen de projets de développement futurs.

Ces quantités pourraient être récupérables en partie dans l'avenir dans le cas où un changement dans les circonstances permettant de les considérées comme commerciales ou des avancées technologiques se produiraient; la portion restante pourrait ne jamais être récupérée en raison des contraintes physiques ou chimiques découlant de l'interaction souterraine fluides-roches du réservoir. [manuel COGE]

<b>point de référence de remplacement</b>	Un emplacement où les quantités et les valeurs d'un type de produit sont mesurées, avant le premier point de vente. [Règlement 51-101]
<b>possibilité de commercialité</b>	Le produit de la possibilité de découverte et de la possibilité de développement. [manuel COGE]
<b>possibilité de découverte</b>	La probabilité estimative que des activités d'exploration confirmeront l'existence d'une accumulation importante de pétrole potentiellement récupérable. [manuel COGE]
<b>possibilité de développement</b>	La probabilité estimative qu'une fois découvertes, les accumulations connues seront développées à des fins commerciales. [manuel COGE]
<b>premier point de vente</b>	Le premier point après la production initiale où a lieu le transfert de la propriété d'un type de produit. [Règlement 51-101]
<b>prix et coûts prévisionnels</b>	<p>Prix et coûts futurs :</p> <p>a) qui sont généralement acceptés comme une perspective raisonnable;</p> <p>b) dans la seule mesure où il existe des prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels l'émetteur assujetti est lié par un engagement, contractuel ou autre, à livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé, ces prix et coûts plutôt que ceux qui sont visés au paragraphe <i>a</i>.</p> <p>[Règlement 51-101]</p>
<b>production</b>	<p>La quantité cumulative de pétrole ayant été récupérée à une date donnée. [manuel COGE]</p> <p>Récupération, collecte, traitement, traitement préliminaire ou traitement en usine (par exemple, traitement du gaz pour en extraire les liquides de gaz naturel) et stockage sur place du pétrole et du gaz.</p> <p>On considère habituellement que la fonction de production du pétrole prend fin à la vanne de sortie du réservoir de production ou du réservoir de stockage de la production sur les lieux. On considère habituellement que la fonction de production du gaz prend fin à la sortie de l'usine. Dans certaines circonstances, il peut être plus approprié de considérer que la fonction de production prend fin au premier point où le pétrole, le gaz ou leurs sous-produits sont livrés à un pipeline principal, à un transporteur public, à une raffinerie ou à un</p>

	terminal portuaire.
<b>produits des activités ordinaires nets futurs</b>	Une prévision des produits des activités ordinaires, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels ou de prix et coûts constants, qui sont générés par le développement et la production prévus des ressources, déduction faite des redevances, coûts opérationnels, frais de développement et coûts d'abandon et de remise en état connexes. [Règlement 51-101]
<b>projet</b>	Une activité définie ou un groupe d'activités servant de base à l'évaluation et à la classification des ressources. [manuel COGE]
<b>prospect</b>	Zone géographique ou stratigraphique dans laquelle l'émetteur assujéti détient ou compte détenir un ou plusieurs droits sur des terrains pétroliers ou gaziers, géographiquement définie en fonction des données géologiques et pour laquelle il existe des attentes raisonnables qu'elle renfermera au moins un réservoir ou une partie d'un réservoir de pétrole ou de gaz.
<b>puits d'exploration</b>	Puits qui n'est ni un puits de développement, ni un puits de service, ni un puits de forage stratigraphique.
<b>puits de développement</b>	Puits foré dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou dans le voisinage immédiat de la limite du réservoir, jusqu'à une profondeur reconnue productive.
<b>puits de forage stratigraphique</b>	Forage visant à obtenir de l'information sur une situation géologique particulière. Ce type de forage, que l'on effectue habituellement sans l'intention de mettre le puits en production, comprend les essais de carottage et tous les types de forages à fonds perdus liés à l'exploration pétrolière et gazière.
	Les puits de forage stratigraphiques sont dits :
	a) d'« exploration » lorsqu'ils ne sont pas faits sur un terrain prouvé;
	b) de « développement » lorsqu'ils sont faits sur un terrain prouvé. Les forages stratigraphiques de développement sont souvent appelés « puits d'évaluation ».

<b>puits de service</b>	Puits foré ou complété en vue de soutenir la production dans un champ existant. Les puits de cette catégorie sont forés pour les objectifs précis suivants : injection de gaz (gaz naturel, propane, butane ou gaz effluents), injection d'eau, injection de vapeur, injection d'air, évacuation de l'eau salée, alimentation en eau pour l'injection, observation ou injection pour combustion.
<b>raffinerie</b>	Une raffinerie (selon les procédés qui y sont employés) peut utiliser différents types de pétrole brut, classique (non traité) ou synthétique (déjà valorisé une fois), dont le pétrole brut lourd et le bitume, pour fabriquer des produits finaux destinés au marché ou des produits spécialisés devant subir des traitements supplémentaires, comme les produits pétrochimiques. [manuel COGE]
<b>règlement (ou Règlement 51-101)</b>	Le <i>Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières.</i>
<b>Règlement 14-101</b>	Le <i>Règlement 14-101 sur les définitions.</i>
<b>Règlement 51-101 (ou règlement)</b>	Le <i>Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières.</i>
<b>Règlement 51-102</b>	Le <i>Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue.</i>
<b>réserves</b>	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
<b>réserves développées</b>	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
<b>réserves développées exploitées</b>	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
<b>réserves développées inexploitées</b>	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
<b>réserves non développées</b>	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
<b>réserves possibles</b>	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
<b>réserves probables</b>	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]

<b>réserves prouvées</b>	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
<b>réservoir</b>	Unité géologique souterraine contenant une accumulation de pétrole. [manuel COGE]
<b>ressources</b>	Quantités de pétrole qui existaient à l'origine sur ou dans la croûte terrestre, dans des accumulations d'origine naturelle, y compris les ressources découvertes et non découvertes (récupérables et non récupérables), plus les quantités déjà produites. Les « ressources totales » équivalent au « volume total de pétrole en place à l'origine ». [manuel COGE]
<b>ressources découvertes</b>	Se reporter à la définition de « pétrole en place à l'origine découvert », les deux termes étant équivalents. [manuel COGE]
<b>ressources découvertes non récupérables</b>	Se reporter à la définition de « pétrole en place à l'origine découvert non récupérable », les deux termes étant équivalents.
<b>ressources éventuelles</b>	Les quantités de pétrole qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer d'accumulations connues 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. (Se reporter également à la définition de « ressources éventuelles économiques » et de « ressources éventuelles subéconomiques ». [manuel COGE]
<b>ressources éventuelles économiques</b>	Les ressources éventuelles qui sont économiquement récupérables à l'heure actuelle. [manuel COGE]
<b>ressources éventuelles subéconomiques</b>	Les ressources éventuelles qui ne sont pas économiquement récupérables à l'heure actuelle. Il devrait y avoir des attentes raisonnables pour qu'à la suite d'un changement prochain de la conjoncture économique, elles deviennent économiquement viables. [manuel COGE]
<b>ressources non découvertes</b>	Se reporter à la définition de « pétrole en place à l'origine non découvert », les deux termes étant équivalents. [manuel COGE]
<b>ressources non découvertes non récupérables</b>	Se reporter à la définition de « pétrole en place à l'origine non découvert non récupérable », les deux termes étant équivalents.

<b>ressources prometteuses</b>	<p>Les quantités de pétrole qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer d'accumulations non découvertes au moyen de projets de développement futurs.</p> <p>Les ressources prometteuses présentent des possibilités de découverte et de développement. [manuel COGE]</p>
<b>ressources totales</b>	Se reporter à la définition de « volume total du pétrole en place à l'origine », les deux termes étant équivalents. [manuel COGE]
<b>restriction</b>	<p>En ce qui a trait à un rapport sur les données relatives aux réserves ou sur les ressources (le cas échéant), modification au libellé du rapport type d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves ou sur les ressources présenté selon l'Annexe 51-101A2, en raison d'une dérogation au manuel COGE ou d'une restriction à la portée du travail que l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant juge nécessaire. La modification peut revêtir la forme d'une opinion avec réserve, d'une opinion défavorable ou d'une récusation.</p>
<b>résultats prévus</b>	<p>L'information qui peut, de l'avis d'une personne raisonnable, indiquer la valeur ou les quantités éventuelles de ressources de l'émetteur assujetti, y compris :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'estimation du volume;</li> <li>• l'estimation de la valeur;</li> <li>• l'étendue géographique;</li> <li>• l'épaisseur productive;</li> <li>• les débits;</li> <li>• la teneur en hydrocarbures. [Règlement 51-101]</li> </ul>
<b>schiste bitumineux</b>	Schiste contenant du kérogène, hydrocarbure solide qui peut parfois être brûlé sans subir de traitement ou peut être converti en pétrole liquide par le processus de pyrolyse, soit sur place soit en surface, après son extraction. [manuel COGE]
<b>SEC</b>	La Securities and Exchange Commission des États-Unis d'Amérique. [Règlement 14-101]
<b>SEDAR</b>	Le Système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR) qui fait l'objet du <i>Règlement 13-101 sur le système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR)</i> .
<b>seuil de coupure</b>	Une valeur limite du paramètre d'un réservoir qui exclut les

intervalles ne contribuant pas aux calculs des ressources. Le pétrole contenu dans le réservoir qui est en deçà du seuil de coupure est classé comme non récupérable. [manuel COGE]

**sous-classes  
d'avancement du  
projet pour les  
ressources  
éventuelles**

Se reporter également à la définition de « développement non précisé », « développement à venir », « développement en suspens » et « développement non viable ». [manuel COGE]

**sous-produit**

Une substance récupérée par suite de la production d'un type de produit. [Règlement 51-101]

**technique en cours  
d'élaboration**

Un procédé de récupération dont la viabilité technique a été établie au moyen d'essais sur le champ et qui fait l'objet d'autres mises à l'essai pour établir sa viabilité économique dans le réservoir à l'étude. L'attribution de ressources éventuelles peut se faire si le projet fournit de l'information en quantité et en qualité suffisantes pour répondre aux critères de cette catégorie de ressources. (Remarque : cette définition remplace celle prévue à l'Annexe A, *Glossary*, du volume 1 du manuel COGE. [manuel COGE]

**technique établie**

Méthodes dont l'efficacité a été démontrée pour des applications commerciales. [manuel COGE]

**technique  
expérimentale**

Une technique mise à l'essai sur le champ afin d'établir la viabilité technique de l'application d'un procédé de récupération au pétrole en place à l'origine découvert non récupérable dans le réservoir à l'étude. Elle ne peut servir à attribuer une catégorie de ressources récupérables (c'est-à-dire celle des réserves, des ressources éventuelles ou des ressources prometteuses). [manuel COGE]

**terrain**

Un terrain comprend :

- a) la propriété d'un bien-fonds, une concession, un bail, un contrat, un permis, une licence ou tout autre droit permettant d'extraire du pétrole ou du gaz conformément aux modalités que peut imposer l'acte de cession de ce droit;
- b) les droits à redevances, les droits à une part du pétrole ou du gaz produit et les autres droits hors exploitation sur des terrains exploités par des tiers;
- c) les accords avec des autorités ou gouvernements étrangers en

vertu desquels l'émetteur assujetti participe à l'exploitation de terrains ou agit d'une façon quelconque en qualité de « producteur » des réserves en cause (par opposition à l'acheteur indépendant, au courtier, au négociant ou à l'importateur).

Un terrain ne comprend pas les contrats de fourniture ni les contrats qui prévoient un droit d'acheter, plutôt que d'extraire, du pétrole ou du gaz.

<b>terrain non prouvé</b>	Terrain ou partie d'un terrain auquel aucune réserve n'a été attribuée en particulier.
<b>terrain prouvé</b>	Terrain ou partie d'un terrain auquel des réserves ont été attribuées en particulier.
<b>territoire</b>	Pour l'application du règlement, province ou territoire du Canada. [Règlement 14-101]
<b>type de produit</b>	L'un des types de produits suivants : <ul style="list-style-type: none"> <li>a) le bitume;</li> <li>b) le méthane de houille;</li> <li>c) le gaz naturel classique;</li> <li>d) les hydrates de gaz;</li> <li>e) le pétrole brut lourd;</li> <li>f) le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen mélangés;</li> <li>g) les liquides de gaz naturel;</li> <li>h) le gaz de schiste;</li> <li>i) le pétrole brut synthétique;</li> <li>j) le gaz synthétique;</li> <li>k) le pétrole de réservoirs étanches. [Règlement 51-101]</li> </ul>
<b>type de ressource</b>	Décrit l'accumulation et est établi en fonction du type d'hydrocarbure et de la roche dans laquelle il s'est formé. Pour de plus amples renseignements, se reporter à l'article 2.1.3 de l'article 2 du volume 2 du manuel COGE, intitulé « Resource Types ». [manuel COGE]
<b>usine de valorisation</b>	Une usine qui transforme du pétrole brut lourd ou du bitume en produits pouvant s'écouler sans l'ajout de diluant ou en d'autres mélanges de bruts dotés de propriétés actuellement recherchées dans une raffinerie type. Une usine de valorisation peut fabriquer un grand nombre de mélanges différents destinés à l'utilisateur final. L'un des plus courants (pétrole brut non corrosif) est le brut de première

qualité, qui est produit à partir d'un mélange de naphta traité, de kérosène (distillat) et de gasoil. Ce produit est vendu sur le marché depuis la fin des années 60. Il est également possible de fabriquer des mélanges non traités de pétrole brut valorisé et des produits finaux, comme le diesel. Généralement, l'essence n'est pas fabriquée dans une usine de valorisation. [manuel COGE]

**valorisation**

Terme utilisé pour décrire le procédé servant à transformer la structure ou à améliorer la qualité du pétrole brut lourd ou du bitume en vue d'en multiplier les usages comme produit final ou comme matière première pour une raffinerie. Généralement, le pétrole lourd et le bitume contiennent de grandes quantités d'asphaltènes, de métaux, de soufre et d'éléments azotés. L'enlèvement de ces éléments ou impuretés fait habituellement grimper le prix du pétrole valorisé.

Les constituants comme les asphaltènes sont des hydrocarbures à longue chaîne carbonée présentant un noyau aromatique qui sont faciles à cokéfier (processus consistant à briser ces longues chaînes de molécules et à les reformer en chaînes encore plus longues), ce qui obturera ou encrassera le matériel et le catalyseur. [manuel COGE]

**vérificateur de réserves qualifié**

Une personne physique qui remplit les conditions suivantes :

- a) à l'égard de données relatives aux réserves particulières, de l'information sur les ressources ou de l'information connexe, elle possède les compétences professionnelles et l'expérience requises pour effectuer l'estimation, l'évaluation, l'examen et la vérification des données relatives aux réserves, de l'information sur les ressources et de l'information connexe;
- b) elle est membre en règle d'un ordre professionnel.  
[Règlement 51-101]

**vérification**

Pour ce qui est des données relatives aux réserves, processus selon lequel un vérificateur de réserves qualifié indépendant applique des procédés visant à lui permettre de fournir une assurance raisonnable, sous forme d'opinion, que les données relatives aux réserves de l'émetteur assujetti (ou une certaine partie de ces données) ont, à tous les égards importants, été déterminées et présentées conformément au manuel COGE et, par conséquent, ne comportent aucune inexactitude importante.

Étant donné :

- a) la nature du sujet traité (estimations de résultats futurs comportant de nombreuses incertitudes);
- b) que le vérificateur de réserves qualifié indépendant évalue la qualification et l'expérience du personnel de l'émetteur assujéti, évalue les systèmes, méthodes et contrôles de l'émetteur assujéti et se fie à la compétence du personnel de l'émetteur assujéti ainsi qu'à la pertinence des systèmes, méthodes et contrôles de l'émetteur assujéti;
- c) que des sondages et échantillons (y compris l'examen des documents sous-jacents à l'appui de la détermination des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs) et non des évaluations exhaustives sont effectués;

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

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

[manuel COGE]

**volume exploitable**

Un intervalle stratigraphique souterrain contenant une épaisseur minimale de sables continus, principalement saturés de bitume, déduction faite des intervalles sans réservoir, dont la porosité et la teneur en bitume (en masse), soit le ratio bitume/eau et bitume/matières minérales, respecte des critères précis (le plus souvent, un minimum de 27 % et de 7 et 8 %, respectivement).

Il s'agit du volume de bitume qui, selon les estimations, pourrait être physiquement extrait de l'accumulation faisant l'objet de l'évaluation, compte non tenu des coupures de réservoirs et des considérations techniques du projet, mais en tenant compte des aspects réglementaires ainsi que des limitations en surface, comme l'accès.

[manuel COGE]

<b>volume total (m<sup>3</sup>):bitume en place (m<sup>3</sup>) (VT:BEP)</b>	Le ratio du volume total de matériau à l'étude à des fins d'extraction sur le volume total du contenu en bitume de la composante minéral du volume. Le contenu en bitume en place est tiré exclusivement des blocs ou zones modèles de composantes, dont il a été établi qu'il s'agissait de minéral au moyen d'un procédé de séparation du minéral et des résidus.
<b>volume total du pétrole en place à l'origine</b>	<p>La quantité de pétrole qu'on estime être présente à l'origine dans les accumulations naturelles. [manuel COGE]</p> <p>Il comprend la quantité de pétrole qu'on estime, à une date donnée, être contenue dans les accumulations connues, avant la mise en production, augmentée de la quantité estimative de pétrole contenue dans des accumulations qui restent à découvrir.</p>
<b>zone géographique étrangère</b>	Zone géographique située à l'extérieur de l'Amérique du Nord dans un seul pays ou comprenant tout ou partie de plusieurs pays.
<b>zone potentielle</b>	Un groupe de champs, de découvertes, de prospects et d'indications géologiquement similaires.

## PARTIE 2 DÉFINITIONS DES RÉSERVES

La présente partie est tirée de l'article 5 du volume 1 du manuel COGE (2<sup>e</sup> éd., 1<sup>er</sup> septembre 2007). On consultera la dernière édition du manuel COGE pour obtenir les mises à jour ainsi que des explications et indications supplémentaires.

Les définitions et indications qui suivent visent à aider les évaluateurs à estimer les réserves d'une manière raisonnablement uniforme, et les utilisateurs des rapports d'évaluation, à comprendre le contenu de ces rapports et, au besoin, à juger si les évaluateurs ont suivi les normes généralement reconnues.

Les indications exposent :

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

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

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

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

### Catégories de réserves

Les « réserves » sont les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer d'accumulations connues, à une date donnée, en fonction de ce qui suit :

- l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et d'ingénierie;
- l'utilisation de la technologie connue;
- des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables et indiquées.

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

a) **réserves prouvées** : réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer; il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.

b) **réserves probables** : réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées; il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

c) **réserves possibles** : réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves probables; il est peu probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures à la somme des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles estimatives.

On trouvera à l'article 5.5.4 du manuel COGE d'autres critères s'appliquant au classement des réserves.

### **Stade du développement et de la production**

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

a) **réserves développées** : réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits). Les réserves développées peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées.

**réserves développées exploitées** : réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue

avec une certitude raisonnable;

*réserves développées inexploitées* : réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.

b) *réserves non développées* : réserves qu'on prévoit récupérer à partir d'accumulations connues dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables, possibles) à laquelle elles sont attribuées.

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

#### **Niveaux de certitude à l'égard des réserves présentées**

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

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

Une mesure quantitative des niveaux de certitude se rattachant aux estimations établies pour les diverses catégories de réserves est souhaitable pour mieux comprendre les risques et incertitudes s'y rattachant. Cependant, la majorité des estimations de réserves

sont effectuées par l'application de méthodes déterministes qui ne fournissent pas une mesure quantitative de la probabilité dérivée mathématiquement. En principe, il ne devrait pas y avoir de différence entre les estimations établies par l'application de méthodes probabilistes ou déterministes.

On trouvera des explications supplémentaires sur les niveaux de certitude se rattachant aux estimations de réserves et sur l'effet de la totalisation dans l'article 5 du manuel COGE.

### 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](mailto:luc.arsenault@lautorite.qc.ca)

Craig Burns  
Senior Petroleum Evaluation Geologist  
Alberta Securities Commission  
403 355-9029  
[craig.burns@asc.ca](mailto:craig.burns@asc.ca)

Floyd Williams  
Senior Petroleum Evaluation Engineer  
Alberta Securities Commission  
403 297-4145  
[floyd.williams@asc.ca](mailto:floyd.williams@asc.ca)

Christopher Peng  
Legal Counsel, Corporate Finance  
Alberta Securities Commission  
403 297-4230  
[christopher.peng@asc.ca](mailto:christopher.peng@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](mailto:gsmith@bcsc.bc.ca)

Darin Wasylik  
Senior Geologist  
British Columbia Securities Commission  
604 899-6517 ou 800 373-6393 (sans frais au Canada)  
[dwasylik@besc.bc.ca](mailto:dwasylik@besc.bc.ca)



Canadian Securities  
Administrators

Autorités canadiennes  
en valeurs mobilières

## Avis 51-327 du personnel des ACVM

### *Indications révisées sur l'information concernant le pétrole et le gaz*

Publié le 27 février 2009 et révisé les 30 décembre 2010, 29 décembre 2011 et  
27 novembre 2014

**Le 27 novembre 2014**

#### **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 du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »).

Le Règlement 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 ce règlement 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. Le Règlement 51-101 établit en outre des normes pour l'information facultative que les émetteurs exerçant des activités pétrolières et gazières peuvent présenter concernant ces activités<sup>1</sup>.

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 au Règlement 51-101<sup>2</sup>. Le présent avis a été révisé de nouveau le 29 décembre 2011 pour présenter les observations du personnel des ACVM découlant de son examen de l'information fournie à la lumière des modifications apportées au Règlement 51-101 en 2010 et insister sur certaines indications portant sur des questions traitées dans les versions précédentes du présent avis ou les étoffer.

<sup>1</sup> Se reporter à l'article 5.9 du Règlement 51-101.

<sup>2</sup> Se reporter à l'Avis de publication du 15 octobre 2010, *Règlement modifiant le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, Modification de l'Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières et modifications corrélatives et connexes.

-2-

Le présent avis est révisé à l'occasion de la publication de modifications au Règlement 51-101 le 27 novembre 2014, de l'adoption des lignes directrices détaillées pour l'estimation et le classement des ressources bitumineuses (les « lignes directrices relatives au bitume ») dans le volume 3 du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE ») le 1<sup>er</sup> avril 2014, et de l'adoption des lignes directrices pour l'estimation et le classement des ressources autres que des réserves (les « lignes directrices sur les ressources autres que des réserves ») dans l'article 2 du volume 2 du manuel COGE le 17 juillet 2014.

### ***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 1<sup>3</sup>, intitulé *Definitions of Resources and Reserves*, en particulier la Figure 5-1 et l'article 2 du volume 2 du manuel COGE;
- l'*Avis 51-324 du personnel des ACVM, Glossaire relatif au Règlement 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 capital de l'information fournie en vertu du Règlement 51-101. Même si le manuel COGE et le *Petroleum*

<sup>3</sup> 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>.

-3-

*Resource Management System* de la Society for Petroleum Engineers (le « PRMS de la SPE ») sont désormais harmonisés dans l'ensemble, certaines différences subsistent<sup>4</sup>. Sauf s'ils sont définis différemment, les termes et expressions employés dans le présent avis s'entendent au sens du Règlement 51-101, lequel intègre les expressions définies dans le manuel COGE (y compris le récent ajout des lignes directrices relatives au bitume et des lignes directrices sur les ressources autres que des réserves). Le Règlement 51-101 et le présent avis utilisent les expressions et termes suivants :

**catégorie** – dans l'usage courant, le terme « catégorie » comprend à la fois la « classe » et la « catégorie », et c'est pourquoi le volume 1 (2<sup>e</sup> édition, 2007) et le volume 2 (2005) du manuel COGE les utilisent indifféremment. Les lignes directrices sur les ressources autres que des réserves (17 juillet 2014) ont adopté l'usage du PRMS de la SPE (voir la figure 2-1, *Resources Classification Framework*) comme suit :

La « classe » (*class*) désigne la possibilité de commercialité (*chance of commerciality*) (réserves, ressources éventuelles, etc.) exprimée sur l'axe vertical de la matrice du PRMS de la SPE.

La « catégorie » (*category*) désigne l'intervalle d'incertitude (*range of uncertainty*) à l'intérieur d'une classe, exprimé sur l'axe horizontal de la matrice du PRMS de la SPE. 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*).

Étant donné que le manuel COGE (sauf les lignes directrice sur les ressources autres que des réserves) utilise généralement le terme « catégorie » aussi bien au sens de « classe » que de « catégorie », ce terme comprend notamment les concepts de « classe » et de « catégorie » définis ci-dessus pour l'application du Règlement 51-101.

**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 du Règlement 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.

---

<sup>4</sup> Se reporter à l'article 5.1.1 du volume 1 du manuel COGE.

-4-

## **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 le Règlement 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 le Règlement 51-101, mais les obligations d'information ne se limitent pas à celles de ce règlement. 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 le Règlement 51-101, mais aussi aux obligations et interdictions applicables prévues par d'autres textes de la législation canadienne en valeurs mobilières. Comme ce règlement 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

-5-

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 projet<sup>5</sup>;
- de l'information sur la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, tirés des ressources prometteuses ou des ressources éventuelles qui ne sont pas classées dans la sous-classe d'avancement de projet « développement à venir » sans l'inclusion d'une explication des facteurs pris en considération pour établir la possibilité de commercialité, laquelle comprend la possibilité de découverte et la possibilité de développement dans le cas des ressources prometteuses et la possibilité de développement dans le cas des ressources éventuelles.

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 :

---

<sup>5</sup> 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.

-6-

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

#### **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 le Règlement 51-101 mais par la législation canadienne en valeurs mobilières<sup>6</sup>. L'émetteur assujéti 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 du Règlement 51-101 ou en publiant communiqué.

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

Le Règlement 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

---

<sup>6</sup> Se reporter à l'article 7.1 du *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue* (le « Règlement 51-102 »).

-7-

disposition donnée du Règlement 51-101, est conforme aux dispositions applicables de la partie 5 de ce règlement.

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.

**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.

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 le Règlement 51-101 ainsi que les obligations et restrictions particulières qu'il prévoit.

Le volume 1 (2<sup>e</sup> édition, 2007) et le volume 2 (2005) du manuel COGE contiennent des indications générales sur l'évaluation et le classement des ressources, mais ils portent sur l'évaluation des réserves classiques. Aussi a-t-il fallu ajouter à ces indications des précisions sur l'évaluation des réserves « non classiques » et des ressources autres que des réserves.

Les lignes directrices relatives au bitume récemment ajoutées au volume 3 (2007) du manuel COGE concernent l'évaluation et le classement des volumes de pétrole lourd ou de bitume qu'il est possible de récupérer de formations exploitables par des méthodes de séparation in situ ou d'extraction à ciel ouvert. Elles visent notamment à permettre que l'estimation satisfasse à un seul ensemble de critères de classement, quelle que soit la méthode de récupération.

Les lignes directrices sur les ressources autres que des réserves ajoutées subséquemment à l'article 2 du volume 2 du manuel COGE concernent d'autres classes de ressources. Elles concernent l'estimation du pétrole en place à l'origine, son classement comme étant découvert ou non, la détermination et la caractérisation des techniques et des projets de récupération, l'estimation et la

-8-

qualité économique des volumes récupérables et la description des éventualités et de l'avancement des projets.

Les lignes directrices sur les ressources autres que des réserves traitent de sujets déjà abordés dans une certaine mesure dans d'autres articles du manuel COGE. Elles diffèrent à certains égards des indications fournies dans d'autres volumes et articles du manuel COGE. En matière d'évaluation des ressources autres que des réserves, elles ont préséance sur toute autre partie inconciliable du manuel COGE. Ces différences pourraient être résolues lors d'éventuelles révisions du manuel COGE.

**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 du Règlement 51-101 et la rubrique 6.2.1 de l'Annexe 51-101A1 exposent ces obligations en détail. Pour être conforme au Règlement 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 du Règlement 51-101 à d'autres fins**

L'Annexe 51-101A1, l'Annexe 51-101A2, *Rapport sur [les données relatives aux réserves][,] [les données relatives aux ressources éventuelles] [et] [les données relatives aux ressources prometteuses] établi par un évaluateur ou 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.

**b) Évaluateurs et vérificateurs – Normes et responsabilités générales**

-9-

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 et celles relatives aux ressources (le cas échéant) 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**

Le Règlement 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 ce règlement<sup>7</sup>.

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-dessus<sup>8</sup> 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 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 défini<sup>9</sup>. 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.

<sup>7</sup> Au nombre de ces ordres professionnels, on compte par exemple l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta (APEGA), 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'APEGA. L'Association of Professional Engineers and Geoscientists of British Columbia est un autre de ces ordres professionnels.

<sup>8</sup> Voir la disposition A du sous-paragraphe *i* du paragraphe *a* de la partie 2 du présent avis.

<sup>9</sup> Se reporter à l'article 5.3.3 du volume 1 du manuel COGE.

-10-

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-paragraphe *ii* du paragraphe *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 établi conformément à l'Annexe 51-101A2, ils déclarent posséder l'expertise nécessaire pour effectuer l'évaluation présentée. En vertu du Règlement 51-101, ces professionnels doivent posséder les compétences professionnelles et l'expérience requises pour effectuer l'évaluation<sup>10</sup>. Ils doivent non seulement être des professionnels qualifiés en vertu du Règlement 51-101, mais aussi se conformer aux obligations et normes de leur profession<sup>11</sup>.

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

**3. Points particuliers concernant l'information à fournir**

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 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

<sup>10</sup> Voir la définition des expressions « évaluateur de réserves qualifié » et « vérificateur de réserves qualifié » à l'article 1.1 du Règlement 51-101.

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

-11-

supplémentaire pour ne pas induire les lecteurs en erreur<sup>12</sup>. 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 ou les formations géologiques sur lesquelles 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 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.

---

<sup>12</sup> Voir la disposition A du sous-paragraphe *i* du paragraphe *a* de la partie 2 du présent avis.

**b) Classement dans la classe et la catégorie de réserves et de ressources autres que des réserves les plus pertinentes**

Selon l'article 5.3 de l'*Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« Instruction générale 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 générale 51-101 faisaient initialement écho à la pratique établie dans l'industrie minière, qui exige la réalisation d'une étude de préfaisabilité 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 projet<sup>13</sup> de récupération d'une ressource à partir d'une accumulation de pétrole. Le paragraphe 3 de l'article 5.16 du Règlement 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 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.

---

<sup>13</sup> 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 disposition C du sous-paragraphe *vi* du paragraphe *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.

-13-

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 importants<sup>14</sup>.

**c) 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;
- des réserves possibles peuvent être attribuées à la portion d'une accumulation 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 cette accumulation 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-paragraphe *v* du paragraphe *a* de l'article 5.2 du Règlement 51-101 concernant les réserves possibles.

**d) Sommation des estimations de ressources de plusieurs terrains**

<sup>14</sup> Voir la disposition *iii* du sous-paragraphe *d* du paragraphe 2 de l'article 5.9 du Règlement 51-101.

-14-

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 générale 51-101, intitulé *Méthodes d'évaluation probabilistes et déterministes*, ainsi qu'aux articles 5.5.3 et 9.6 du volume 1 et à l'article 4.4 du volume 2 du manuel COGE. 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 générale 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). L'article 2.8 du volume 2 du manuel COGE fournit des indications précises sur la sommation des estimations des ressources éventuelles et des ressources prometteuses. 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 générale 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. Bien que l'article 2.8.1 du manuel COGE déconseille la sommation probabiliste à un niveau supérieur à celui du champ ou du terrain, les auteurs affirment que, lorsque les [TRADUCTION] « *sommations sont présentées à l'externe, une explication des méthodes et des hypothèses employées doit être fournie* ».

**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 moyenne<sup>15</sup>, de sorte que leur sommation fournit de l'information valable qui n'induit pas le lecteur en erreur.

<sup>15</sup> 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.

-15-

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 générale 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 <sup>3</sup>	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 Gpi <sup>3</sup>	>> 90 % (beaucoup plus que 90 %)
Environ	140 Gpi <sup>3</sup>	≈ 50 % (équiprobabilité d'extraire plus ou moins)
Plus de	260 Gpi <sup>3</sup>	<< 10 % (beaucoup moins que 10 %)

Ainsi, la probabilité que la production réunie de tous les terrains dépassera 260 Gpi<sup>3</sup> est bien en deçà (peut-être 1 %) du seuil des réserves prouvées + probables + 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 Gpi<sup>3</sup> 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.

**e) Emploi de l'expression « meilleure estimation »**

-16-

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*).

### 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 877 525-0337 (sans frais au Canada)

[luc.arsenault@lautorite.qc.ca](mailto:luc.arsenault@lautorite.qc.ca)

Craig Burns

Senior Petroleum Evaluation Geologist

Alberta Securities Commission

403 355-9029

[craig.burns@asc.ca](mailto:craig.burns@asc.ca)

Floyd Williams

Senior Petroleum Evaluation Engineer

Alberta Securities Commission

403 297-4145

[floyd.williams@asc.ca](mailto:floyd.williams@asc.ca)

Christopher Peng

Legal Counsel, Corporate Finance

Alberta Securities Commission

403 297-4230

[christopher.peng@asc.ca](mailto:christopher.peng@asc.ca)

Gordon Smith

-17-

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

Darin Wasylik  
Senior Geologist  
British Columbia Securities Commission  
604 899-6517 ou 800 373-6393 (sans frais au Canada)  
[dwasylk@bcsc.bc.ca](mailto:dwasylk@bcsc.bc.ca)