

6.1

Avis et communiqués

6.1 AVIS ET COMMUNIQUÉS**Décret 194-2008 – Loi modifiant la Loi sur les valeurs mobilières et d'autres dispositions législatives (2006, c. 50) – Entrée en vigueur de certaines dispositions¹**

L'Autorité des marchés financiers (l'« Autorité ») publie, en version française et anglaise, le décret suivant :

- Décret 194-2008 – Loi modifiant la Loi sur les valeurs mobilières et d'autres dispositions législatives (2006, c. 50) – Entrée en vigueur de certaines dispositions

Avis de publication

Le décret a été publié dans la *Gazette officielle du Québec*, en date du 19 mars 2008 et est reproduit ci-dessous.

Le 21 mars 2008

¹ Diffusion autorisée par Les Publications du Québec

Entrée en vigueur de lois

Gouvernement du Québec

Décret 1090-2010, 8 décembre 2010

Loi modifiant la Loi sur l'Autorité des marchés financiers et d'autres dispositions législatives (2008, c.7)

— Entrée en vigueur de certaines dispositions de la Loi

CONCERNANT l'entrée en vigueur de certaines dispositions de la Loi modifiant la Loi sur l'Autorité des marchés financiers et d'autres dispositions législatives (2008, c. 7)

ATTENDU QUE la Loi modifiant la Loi sur l'Autorité des marchés financiers et d'autres dispositions législatives (2008, c. 7) a été sanctionnée le 28 mai 2008;

ATTENDU QUE l'article 177 de cette loi prévoit que les dispositions de cette loi entrent en vigueur le jour de sa sanction, à l'exception de celles de l'article 8 dans la mesure où il édicte les articles 38.1 à 38.3 de la Loi sur l'Autorité des marchés financiers (L.R.Q., c. A-33.2), des articles 46, 106 et 119 à 121, des paragraphes 1^o et 4^o de l'article 133, de l'article 162 dans la mesure où il abroge l'article 276.4 de la Loi sur les valeurs mobilières (L.R.Q., c. V-1.1) et des articles 173, 175 et 176, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2008, et à l'exception des articles 47, 76, 82, 83, 109 à 118, 122, 128 et 129, de l'article 131 dans la mesure où il édicte l'article 349.3 de la Loi sur les sociétés de fiducie et les sociétés d'épargne (L.R.Q., c. S-29.01), du paragraphe 3^o de l'article 133, de l'article 161, de l'article 162 dans la mesure où il abroge l'article 297.6 de la Loi sur les valeurs mobilières, et des articles 169 et 171, qui entreront en vigueur à la date ou aux dates fixées par le gouvernement;

ATTENDU QU'il y a lieu que les dispositions des articles 109 à 118, 122, 128 et 129, du paragraphe 3^o de l'article 133 et de l'article 171 de cette loi entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2011;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Finances :

QUE les dispositions des articles 109 à 118, 122, 128 et 129, du paragraphe 3^o de l'article 133 et de l'article 171 de la Loi modifiant la Loi sur l'Autorité des marchés financiers et d'autres dispositions législatives (2008, c. 7) entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2011.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

54797

Gouvernement du Québec

Décret 1093-2010, 8 décembre 2010

Loi modifiant le Code des professions et d'autres lois professionnelles (1994, c. 40) — Entrée en vigueur de certaines dispositions de la Loi

CONCERNANT l'entrée en vigueur de certaines dispositions de la Loi modifiant le Code des professions et d'autres lois professionnelles

ATTENDU QUE la Loi modifiant le Code des professions et d'autres lois professionnelles (1994, c. 40) a été sanctionnée le 17 juin 1994;

ATTENDU QU'en vertu du décret numéro 1354-94 du 7 septembre 1994, cette loi est entrée en vigueur le 15 octobre 1994, à l'exception des articles ou parties d'articles 200, 208, 212, 238, 244, 278, 294, 343, 345 et 406, qui doivent entrer en vigueur à la date ou aux dates fixées par le gouvernement;

ATTENDU QU'il y a lieu de fixer la date d'entrée en vigueur du paragraphe 2^o de l'article 208 et de l'article 212 de cette loi;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de la Justice :

QUE soit fixée au 6 janvier 2011 la date d'entrée en vigueur du paragraphe 2^o de l'article 208 qui modifie le paragraphe *i* de l'article 13 de la Loi sur les arpenteurs-géomètres (L.R.Q., c. A-23) ainsi que de l'article 212 du chapitre 40 des lois de 1994 qui abroge les paragraphes *c*, *d*, *e*, *f*, *g* et *h* du premier alinéa de l'article 37 de cette loi ainsi que le deuxième alinéa de cet article.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

54800

Coming into force of Acts

Gouvernement du Québec

O.C. 1090-2010, 8 December 2010

An Act to amend the Act respecting the Autorité des marchés financiers and other legislative provisions (2008, c. 7)
— Coming into force of certain provisions of the Act

COMING INTO FORCE of certain provisions of the Act to amend the Act respecting the Autorité des marchés financiers and other legislative provisions (2008, c. 7)

WHEREAS the Act to amend the Act respecting the Autorité des marchés financiers and other legislative provisions (2008, c. 7) was assented to on 28 May 2008;

WHEREAS section 177 of the Act provides that the Act comes into force on the date it is assented to, except section 8 insofar as it enacts sections 38.1 to 38.3 of the Act respecting the Autorité des marchés financiers (R.S.Q., c. A-33.2), sections 46, 106 and 119 to 121, paragraphs 1 and 4 of section 133, section 162 insofar as it repeals section 276.4 of the Securities Act (R.S.Q., c. V-1.1) and sections 173, 175 and 176, which came into force on 1 July 2008, and sections 47, 76, 82, 83, 109 to 118, 122, 128 and 129, section 131 insofar as it enacts section 349.3 of the Act respecting trust companies and savings companies (R.S.Q., c. S 29.01), paragraph 3 of section 133, section 161, section 162 insofar as it repeals section 297.6 of the Securities Act, and sections 169 and 171, which come into force on the date or dates to be set by the Government;

WHEREAS it is expedient that sections 109 to 118, 122, 128 and 129, paragraph 3 of section 133 and section 171 of the Act come into force on 1 January 2011;

IT IS ORDERED, therefore, on the recommendation of the Minister of Finance:

THAT sections 109 to 118, 122, 128 and 129, paragraph 3 of section 133 and section 171 of the Act to amend the Act respecting the Autorité des marchés financiers and other legislative provisions (2008, c. 7) come into force on 1 January 2011.

GÉRARD BIBEAU,
Clerk of the Conseil exécutif

1216

Gouvernement du Québec

O.C. 1093-2010, 8 December 2010

An Act to amend the Professional Code and other Acts respecting the professions (1994, c. 40)
— Coming into force of certain provisions of the Act

COMING INTO FORCE of certain provisions of the Act to amend the Professional Code and other Acts respecting the professions

WHEREAS the Act to amend the Professional Code and other Acts respecting the professions (1994, c. 40) was assented to on 17 June 1994;

WHEREAS, by Order in Council 1354-94 dated 7 September 1994, the Act came into force on 15 October 1994, except sections or portions of sections 200, 208, 212, 238, 244, 278, 294, 343, 345 and 406, which come into force on the date or dates fixed by the Government;

WHEREAS it is expedient to fix the date of coming into force of paragraph 2 of section 208 and section 212 of the Act;

IT IS ORDERED, therefore, on the recommendation of the Minister of Justice:

THAT 6 January 2011 be fixed as the date of coming into force of paragraph 2 of section 208, which amends subparagraph *i* of the first paragraph of section 13 of the Land Surveyors Act (R.S.Q., c. A-23), and section 212 of chapter 40 of the Statutes of 1994, which revokes subparagraphs *c*, *d*, *e*, *f*, *g* and *h* of the first paragraph of section 37 of that Act and the second paragraph of that section.

GÉRARD BIBEAU,
Clerk of the Conseil exécutif

1219

Avis 51-324 du personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières

Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières

Le 30 décembre 2010

L'article 1.1 du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « règlement ») définit un certain nombre de termes employés dans le règlement, l'Annexe 51-101A1, l'Annexe 51-101A2, l'Annexe 51-101A3 et l'*Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« instruction »). L'article 1.2 du règlement 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 manuel COGE, le cas échéant.

La partie 1 du présent glossaire explique une bonne partie des termes employés dans le règlement et dans les documents connexes. 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 définitions des 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. : 403-237-5112; courriel : specal@spe.org; site Web : 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 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
activités pétrolières et gazières	<p>a) Les activités suivantes :</p> <p>i) la recherche de pétrole brut ou de gaz naturel dans leur état naturel et dans leur emplacement d'origine;</p> <p>ii) l'acquisition de droits de propriété ou de terrains à des fins d'exploration pétrolière ou gazière ou en vue d'extraire le pétrole ou le gaz de leur emplacement naturel;</p> <p>iii) les activités de construction, de forage et de production nécessaires pour récupérer le pétrole et le gaz de leur emplacement naturel, ainsi que l'acquisition, la construction, l'installation et la maintenance des réseaux de collecte et systèmes de stockage sur place, y compris la remontée du pétrole et du gaz à la surface et la collecte, le traitement, le traitement préliminaire et le stockage sur place;</p> <p>iv) l'extraction d'hydrocarbures des sables bitumineux, de l'argile litée, du charbon ou d'autres sources non traditionnelles et les activités similaires à celles qui sont visées aux sous-paragraphes <i>i</i>, <i>ii</i> et <i>iii</i> entreprises en vue de cette extraction;</p> <p>b) à l'exclusion des activités suivantes :</p> <p>i) le transport, le raffinage ou la commercialisation du pétrole ou du gaz;</p> <p>ii) les activités liées à l'extraction de ressources naturelles autres que le pétrole ou le gaz et leurs sous-produits;</p> <p>iii) l'extraction de vapeur géothermique ou d'hydrocarbures comme sous-produit de l'extraction de vapeur géothermique ou de ressources géothermiques associées.</p>

[Règlement 51-101]

ACVM	Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, regroupement des treize autorités en valeurs mobilières du Canada.
agent responsable	L'autorité en valeurs mobilières ou une personne qui occupe un poste particulier auprès de l'autorité en valeurs mobilières (dans plusieurs cas, le directeur général ou le directeur) dans chaque territoire. [Règlement 14-101]
Annexe 51-101A1	L'Annexe 51-101A1, <i>Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz.</i>
Annexe 51-101A2	L'Annexe 51-101A2, <i>Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant.</i>
Annexe 51-101A3	L'Annexe 51-101A3, <i>Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz.</i>
Annexe 51-101A4	L'Annexe 51-101A4, <i>Avis de dépôt de l'information visée à l'Annexe 51-101A1.</i>
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.
bep	Barils d'équivalent de pétrole. [Règlement 51-101 et manuel COGE]
bitume	Mélange visqueux d'origine naturelle composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures lourds. Sa viscosité est supérieure à 10 000 mPa.s (cP) lorsqu'on la mesure dans le réservoir à la température ambiante et à la pression atmosphérique, et que le bitume est dégazé. Le bitume brut peut renfermer des composés sulfurés et des composés autres que des hydrocarbures. [manuel COGE]
brut(e)	<ul style="list-style-type: none"> a) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujéti à la production ou aux réserves, les « réserves brutes de la société », qui représentent la participation directe (avec ou sans exploitation) de l'émetteur assujéti avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de l'émetteur assujéti. b) En ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels l'émetteur assujéti a une participation. c) En ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels l'émetteur assujéti a une participation.
champ	Région géographique définie comportant un ou plusieurs gisements. [manuel COGE]
charges d'impôts futurs	Les « charges d'impôts futurs » estimées (généralement pour chaque année) : <ul style="list-style-type: none"> a) en procédant aux répartitions appropriées des coûts et pertes non déduits estimatifs reportés aux fins de l'impôt, entre les activités pétrolières et gazières et les autres activités;

- b) sans déduire les coûts futurs estimatifs (par exemple, les redevances à la Couronne) qui ne sont pas déductibles dans le calcul du revenu imposable;
- c) en tenant compte des crédits d'impôt et déductions fiscales estimatifs (par exemple, les crédits d'impôt pour redevances);
- d) en appliquant aux flux de trésorerie nets futurs avant impôts se rapportant aux activités pétrolières et gazières de l'émetteur assujetti les taux d'impôt de fin d'année appropriés, compte tenu des taux d'impôt déjà établis dans la loi.

commercial

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]

commercialisable

À propos de réserves ou de ventes de pétrole ou de gaz, ou de sous-produits associés, volume mesuré au point de vente à un tiers ou de transfert à une autre division de l'émetteur en vue du traitement précédant la vente à un tiers. Dans le cas du gaz, le volume est évalué avant ou après l'enlèvement des liquides de gaz naturel. Dans le cas du pétrole lourd ou du bitume, le volume est déterminé avant l'ajout de diluant.

concession

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

coûts d'acquisition des terrains

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 :

- a) les coûts des bonis et des options d'achat ou de concession d'un terrain;

	<ul style="list-style-type: none"> b) la portion des coûts applicables aux hydrocarbures lorsque l'acquisition d'un bien-fonds comprend les droits aux hydrocarbures; c) les frais de courtage, les droits d'enregistrement, les frais juridiques et les autres frais associés à l'acquisition des terrains.
coûts opérationnels	Frais de production.
date d'effet	Relativement à une information, la date à laquelle l'information est fournie ou la date de clôture de la période sur laquelle porte l'information. [Règlement 51-101]
date d'établissement	Relativement à une information écrite, la date la plus récente à laquelle l'information relative à la période prenant fin à la date d'effet a été examinée en vue de l'établissement de l'information fournie.
document justificatif	Document déposé par l'émetteur assujetti auprès d'une autorité en valeurs mobilières. [Règlement 51-101]
données relatives aux réserves	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]
émetteur assujetti	<ul style="list-style-type: none"> a) Soit un « émetteur assujetti », au sens défini dans la législation en valeurs mobilières; b) soit, dans un territoire où le terme n'est pas défini dans la législation en valeurs mobilières, un émetteur de titres qui est tenu de déposer des états financiers auprès de l'autorité en valeurs mobilières.
évaluateur de réserves qualifié	<p>Une personne physique qui remplit les conditions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) à l'égard de données relatives aux réserves particulières ou de l'information connexe, elle possède les compétences professionnelles et l'expérience requises pour effectuer l'estimation, l'évaluation et l'examen des données relatives aux réserves et de l'information connexe; b) elle est membre en règle d'un ordre professionnel. [Règlement 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, 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 liées au terrain. [manuel COGE]
examen	En ce qui a trait au rôle d'un évaluateur ou d'un vérificateur de réserves qualifié pour ce qui est des données relatives aux réserves, démarche suivie par lui, soit principalement la prise de renseignements, les procédés analytiques, l'analyse, l'examen du rendement historique des réserves et les discussions avec le personnel chargé de la gestion des réserves au sujet des données relatives aux

réserves d'un émetteur assujetti, avec l'objectif limité d'évaluer si les données relatives aux réserves sont « plausibles », c'est-à-dire si elles semblent dignes de foi d'après l'information recueillie par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié après avoir effectué une telle démarche. L'examen de la documentation n'est requis que si l'information ne semble pas plausible.

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

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 (ou gaz naturel)

Mélange d'hydrocarbures plus légers présents en phase gazeuse ou dissous dans le pétrole brut de réservoirs, mais qui sont gazeux dans l'atmosphère. Le gaz naturel peut renfermer du soufre ou d'autres composés que des hydrocarbures. [manuel COGE]

gaz associé	Calotte de gaz sus-jacente à un gisement de pétrole brut dans un réservoir.
gaz dissous	Gaz dissous dans du pétrole brut. Voir gaz.
gaz naturel	Gaz. [manuel COGE]
gaz non associé	Gisement de gaz naturel dans un réservoir ne contenant pas de pétrole brut.
gisement	Masse de pétrole individuelle se trouvant dans un réservoir. [manuel COGE]
gisement connu	Gisement qui a été pénétré par un puits. En général, le puits doit avoir permis de démontrer la présence d'hydrocarbures au moyen d'un essai d'écoulement pour que le gisement soit classé comme « connu ». Toutefois, des données de diagraphie ou de carottage et une bonne analogie avec un gisement connu avoisinant et comparable géologiquement peuvent suffire. [manuel COGE]
groupe de production	L'un des éléments suivants avec les sous-produits associés : a) le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen (mélangés); b) le pétrole lourd; c) le gaz associé et le gaz non associé (mélangés); d) le bitume, le pétrole synthétique et les autres produits provenant d'activités pétrolières et gazières non traditionnelles. [Règlement 51-101]
hydrocarbure	Solide, liquide ou gaz formé de composés de carbone et d'hydrogène en proportions variables. [manuel COGE] Comprend le pétrole et le gaz.
important(e)	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. Cette définition diffère des définitions de « changement important » et de « fait important » de la législation en valeurs mobilières. [Règlement 51-101]
information analogue	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 : <ul style="list-style-type: none"> • l'information historique sur les réserves; • l'estimation du volume ou de la valeur des réserves; • l'information historique sur les ressources; • l'estimation du volume ou de la valeur des ressources;

- les montants historiques de la production;
- l'estimation de la production;
- l'information sur un champ, un puits, un bassin ou un réservoir. [Règlement 51-101]

kpi³	Millier de pieds cubes. [manuel COGE]
kpi³ d'équivalent de gaz	Millier de pieds cubes d'équivalent de gaz. [Règlement 51-101 et manuel COGE]
législation en valeurs mobilières	<p>La loi (intitulée dans la plupart des cas « Loi sur les valeurs mobilières ») et les textes d'application (comprenant dans la plupart des cas des règlements établis par le gouvernement ou par l'autorité en valeurs mobilières) indiqués, pour chaque territoire, dans 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>
liquides de gaz naturel	Composants d'hydrocarbures qu'il est possible d'extraire du gaz naturel en phase liquide. Il s'agit notamment de l'éthane, du propane, des butanes, des pentanes et homologues supérieurs, des condensats et de petites quantités de substances autres que les hydrocarbures. [manuel COGE]
Loi de 1934	Le <i>Securities Exchange Act of 1934</i> des États-Unis d'Amérique et ses modifications. [Règlement 14-101]
manuel COGE	Le manuel intitulé <i>Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook</i> , établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole), et ses modifications.
matériel et installations de soutien	Le matériel et les installations utilisés dans les activités pétrolières et gazières, notamment le matériel sismique, le matériel de forage, le matériel de construction et les appareils de nivellement, les véhicules, les ateliers de réparation, les entrepôts, les centres de ravitaillement, les campements ainsi que les bureaux de division, de district ou de chantier.
net(te)	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>

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 <i>Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue</i>), 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	<p>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 :</p> <ol style="list-style-type: none"> 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 : <ol style="list-style-type: none"> 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. <p>[Règlement 51-101]</p>
pétrole	<ol style="list-style-type: none"> 1) Mélange naturel formé principalement d'hydrocarbures en phase gazeuse, liquide ou solide. [manuel COGE] 2) Pétrole brut ou pétrole synthétique. [manuel COGE]
pétrole brut (ou pétrole)	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. Pour obtenir une définition plus complète, se reporter au manuel COGE. [manuel COGE]
pétrole en place à l'origine découvert	<p>La quantité de pétrole qu'on estime, à une date donnée, être présente dans les gisements connus avant la mise en production.</p> <p>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]</p>
pétrole en place à l'origine découvert non récupérable	<p>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.</p> <p>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</p>

	<p>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]</p>
pétrole en place à l'origine non découvert	<p>La quantité de pétrole qu'on estime, à une date donnée, être présente dans les gisements qui restent à découvrir.</p> <p>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]</p>
pétrole en place à l'origine non découvert non récupérable	<p>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.</p> <p>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]</p>
pétrole lourd	<p>À propos des réserves ou de la production, selon le cas :</p> <p>a) dans un territoire qui a un régime particulier de redevances pour le pétrole lourd, pétrole qui donne lieu aux redevances particulières pour le pétrole lourd;</p> <p>b) dans un territoire qui n'a pas de régime particulier de redevances pour le pétrole lourd, pétrole ayant une densité de 10 à 22,3 degrés API (au sens défini par l'American Petroleum Institute). [manuel COGE]</p>
pétrole (brut) synthétique	<p>Mélange d'hydrocarbures obtenu par la valorisation du bitume brut provenant de sables bitumineux et du kérogène provenant de schistes bitumineux ou d'autres substances comme le charbon; il peut renfermer du soufre ou d'autres composés que des hydrocarbures et présente de nombreuses similarités avec le pétrole brut. [manuel COGE]</p>
prix et coûts prévisionnels	<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 a. [Règlement 51-101]</p>
production	<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>produits des activités ordinaires nets futurs</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 terminal portuaire.</p> <p>Le montant net estimatif à recevoir au titre du développement et de la production des réserves (y compris le pétrole synthétique, le méthane de houillère et les autres réserves non traditionnelles) établi :</p> <p>a) au moyen de prix et coûts prévisionnels;</p> <p>b) au gré de l'émetteur assujetti, au moyen de prix et coûts constants.</p>
	<p>Ce montant net est calculé en déduisant des produits des activités ordinaires futurs estimatifs :</p> <ul style="list-style-type: none"> • les montants estimatifs des redevances futures à payer; • les coûts liés au développement et à la mise en production des réserves; • les coûts d'abandon et de remise en état; • les charges d'impôts futurs, sauf indication contraire du règlement, de l'Annexe 51-101A1 ou de l'Annexe 51-101A2. <p>Les frais généraux et administratifs ainsi que les frais de financement de l'entreprise ne sont pas déduits. La valeur nette des produits des activités ordinaires futurs peut se calculer avec un taux d'actualisation ou sans actualisation.</p>
<p>puits d'exploration</p>	<p>Puits qui n'est ni un puits de développement, ni un puits de service, ni un puits de forage stratigraphique.</p>
<p>puits de développement</p>	<p>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.</p>
<p>puits de forage stratigraphique</p>	<p>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.</p> <p>Les puits de forage stratigraphiques sont dits :</p> <p>a) d'« exploration » lorsqu'ils ne sont pas faits sur un terrain prouvé;</p> <p>b) de « développement » lorsqu'ils sont faits sur un terrain prouvé. Les forages stratigraphiques de développement sont souvent appelés « puits d'évaluation ».</p>

puits de service	Puits foré ou complété en vue de soutenir la production dans un champ existant. Les puits de cette catégorie sont forés pour les objectifs précis suivants : injection de gaz (gaz naturel, propane, butane ou gaz 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.
règlement (ou Règlement 51-101)	Le <i>Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières</i> .
Règlement 14-101	Le <i>Règlement 14-101 sur les définitions</i> .
Règlement 51-101 (ou règlement)	Le <i>Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières</i> .
Règlement 51-102	Le <i>Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue</i> .
réserves	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
réserves développées	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
réserves développées exploitées	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
réserves développées inexploitées	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
réserves non développées	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
réserves possibles	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
réserves probables	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
réserves prouvées	Se reporter à la partie 2 du présent glossaire. [manuel COGE]
réservoir	Formation géologique souterraine poreuse et perméable contenant un gisement de pétrole distinct qui est piégé par des barrières de roche imperméable ou d'eau et caractérisé par un système de pression unique. [manuel COGE]
ressources	Terme général servant à désigner tout ou partie des ressources totales.
ressources découvertes	Se reporter à la définition de « pétrole en place à l'origine découvert », les deux termes étant équivalents. [manuel COGE]
ressources découvertes non récupérables	Se reporter à la définition de « pétrole en place à l'origine découvert non récupérable », les deux termes étant équivalents.

ressources éventuelles	<p>Les quantités de pétrole qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer de gisements connus au moyen de techniques établies ou en cours d'élaboration, mais qui ne sont pas considérées actuellement comme récupérables d'un point de vue commercial en raison d'une ou de plusieurs éventualités.</p> <p>Les éventualités peuvent comprendre différents facteurs, notamment les questions d'ordre économique, juridique, environnemental, politique et réglementaire, ou l'absence de marchés. On peut également classer à titre de ressources éventuelles les quantités découvertes récupérables qui ont été estimées pour un projet qui en est au début de l'étape de l'évaluation. [manuel COGE]</p>
ressources non découvertes	Se reporter à la définition de « pétrole en place à l'origine non découvert », les deux termes étant équivalents. [manuel COGE]
ressources non découvertes non récupérables	Se reporter à la définition de « pétrole en place à l'origine non découvert non récupérable », les deux termes étant équivalents.
ressources prometteuses	<p>Les quantités de pétrole qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer de gisements non découverts au moyen de projets de développement futurs.</p> <p>Les ressources prometteuses présentent des possibilités de découverte et de développement. [manuel COGE]</p>
ressources totales	Se reporter à la définition de « volume total du pétrole en place à l'origine », les deux termes étant équivalents. [manuel COGE]
restriction	En ce qui a trait à un rapport sur les données relatives aux réserves, modification au libellé du rapport type d'un évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves présenté selon l'Annexe 51-101A2, en raison d'une dérogation au manuel COGE ou d'une restriction à la portée du travail que l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant juge nécessaire. La modification peut revêtir la forme d'une opinion avec réserve, d'une opinion défavorable ou d'une récusation.
résultats prévus	<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"> • l'estimation du volume; • l'estimation de la valeur; • l'étendue géographique; • l'épaisseur productive; • les débits; • la teneur en hydrocarbures. <p>[Règlement 51-101]</p>
SEC	La Securities and Exchange Commission des États-Unis d'Amérique. [Règlement 14-101]
SEDAR	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> .

terrain	<p>Un terrain comprend :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) la propriété d'un bien-fonds, une concession, un bail, un contrat, un permis, une licence ou tout autre droit permettant d'extraire du pétrole ou du gaz conformément aux modalités que peut imposer l'acte de cession de ce droit; b) les droits à redevances, les droits à une part du pétrole ou du gaz produit et les autres droits hors exploitation sur des terrains exploités par des tiers; c) les accords avec des autorités ou gouvernements étrangers en vertu desquels l'émetteur assujetti participe à l'exploitation de terrains ou agit d'une façon quelconque en qualité de « producteur » des réserves en cause (par opposition à l'acheteur indépendant, au courtier, au négociant ou à l'importateur). <p>Un terrain ne comprend pas les contrats de fourniture ni les contrats qui prévoient un droit d'acheter, plutôt que d'extraire, du pétrole ou du gaz.</p>
terrain non prouvé	Terrain ou partie d'un terrain auquel aucune réserve n'a été attribuée en particulier.
terrain prouvé	Terrain ou partie d'un terrain auquel des réserves ont été attribuées en particulier.
territoire	Pour l'application du règlement, province ou territoire du Canada. [Règlement 14-101]
type de produit	<p>L'un des types de produits suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) relativement aux activités pétrolières et gazières traditionnelles : <ul style="list-style-type: none"> i) le pétrole brut léger et moyen mélangés; ii) le pétrole lourd; iii) le gaz naturel, à l'exception des liquides de gaz naturel; iv) les liquides de gaz naturel; b) relativement aux activités pétrolières et gazières non traditionnelles : <ul style="list-style-type: none"> i) le pétrole synthétique; ii) le bitume; iii) le méthane de houillère; iv) les hydrates; v) l'huile de schiste; vi) le gaz de schiste.

vérificateur de réserves qualifié

[Règlement 51-101]

Une personne physique qui remplit les conditions suivantes :

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

[Règlement 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 assujetti, évalue les systèmes, méthodes et contrôles de l'émetteur assujetti et se fie à la compétence du personnel de l'émetteur assujetti ainsi qu'à la pertinence des systèmes, méthodes et contrôles de l'émetteur assujetti;
- 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 total du pétrole en place à l'origine

La quantité de pétrole qu'on estime être présente à l'origine dans les gisements naturels. [manuel COGE]

Il comprend la quantité de pétrole qu'on estime, à une date donnée, être contenue dans les gisements connus, avant la mise en production, augmentée de la quantité estimative de pétrole contenue dans des gisements qui restent à découvrir.

zone géographique étrangère

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

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

PARTIE 2 DÉFINITIONS DES RÉSERVES

La présente partie est tirée de l'article 5 du volume 1 du manuel COGE (1^{re} éd., 30 juin 2002). 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 présentées et exposées 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 de gisements connus, 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 précises¹, 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 de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables, possibles) à laquelle elles sont attribuées.

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

- les prix et coûts prévisionnels;
- au gré de l'émetteur assujéti, les prix et coûts constants à la date de clôture de son exercice.

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 au sujet du présent avis, prière de s'adresser à l'une des personnes suivantes :

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

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

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

Tony Barry
Chief Petroleum Officer and Manager
Alberta Securities Commission
403-355-2801
tony.barry@asc.ca

Ashlyn D'Aoust
Legal Counsel, Corporate Finance
Alberta Securities Commission
403-355-4347
ashlyn.daoust@asc.ca

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

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

Avis 51-327 du personnel des ACVM

Information pétrolière et gazière : Ressources autres que les données relatives aux réserves

Le 30 décembre 2010

1. Introduction

Le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 ») prescrit la publication des « données relatives aux réserves », lesquelles, selon ce règlement, comprennent « une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ». En revanche, il n'exige pas d'information sur les « ressources » n'entrant pas dans les données relatives aux réserves. Bien que cette information soit facultative, le personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (ACVM) a récemment observé une augmentation considérable de la publication de réserves possibles et d'autres classes de ressources, spécialement en ce qui a trait aux ressources non classiques.

L'information publiée sur les ressources autres que les données relatives aux réserves doit être conforme à la législation en valeurs mobilières, notamment les principes énoncés dans le Règlement 51-101 ainsi que les obligations et restrictions particulières qu'il prévoit. Par exemple, il est interdit à tout émetteur assujéti de faire des déclarations fausses ou trompeuses ou d'omettre des faits nécessaires pour qu'une déclaration ne soit pas trompeuse.

Le présent avis du personnel des ACVM fournit des indications et des orientations sur certaines problématiques récurrentes que le personnel a constatées lors de l'examen de l'information publiée par les émetteurs assujétis au sujet des ressources autres que les données relatives aux réserves.

Les indications et orientations énoncées dans le présent avis portent sur les thèmes suivants :

- la publication de réserves possibles isolées;
- la sommation des estimations de plusieurs terrains;
- les ressources prometteuses évaluées partiellement en fonction des risques;
- l'emploi de l'expression « meilleure estimation »;
- les techniques en cours d'élaboration pour les ressources éventuelles;
- le classement dans la classe et la catégorie de ressources les plus pertinentes;
- les critères de classement des hydrocarbures non classiques dans le pétrole en place à l'origine découvert.

Le personnel des ACVM considère qu'il peut être trompeur de déclarer des ressources autres que les données relatives aux réserves sans les mettre dans un certain contexte. Dans le présent avis, il recommande aux émetteurs assujétis qui déclarent de telles ressources des mises en garde qui les aideront à fournir ce contexte. Les émetteurs assujétis peuvent recourir à d'autres formules que les libellés recommandés dans le présent avis.

Notes sur la terminologie

On se reportera à la terminologie de la section 5 (*Definitions of Resources and*

Reserves) du volume 1 du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (Manuel COGE)¹, en particulier la Figure 5-1.

D'autres expressions adoptées dans le *Petroleum Resource Management System* (PRMS) sont également employées dans le présent avis, soit :

- la **classe** (*class*), qui désigne la possibilité de commercialité (*chance of commerciality*) (réserves, ressources éventuelles, etc.)
- la **catégorie** (*category*), qui désigne l'intervalle d'incertitude (*range of uncertainty*) à l'intérieur d'une classe :
 - réserves : prouvées, probables, possibles;
 - autres classes : estimation basse (*low estimate*), meilleure estimation (*best estimate*), estimation haute (*high estimate*).

Dans l'usage courant, le terme « ressources » peut inclure ou non les volumes de réserves. Selon la définition qui en est donnée dans l'*Avis 51-324 du personnel des ACVM, Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, il s'agit du « [t]erme 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.

Dans le présent avis, les « données relatives aux réserves » s'entendent au sens du Règlement 51-101, soit « une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ». L'expression « ressources autres que les données relatives aux réserves » désigne toutes les autres classes de ressources, y compris les réserves possibles.

2. 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. Le personnel des ACVM estime que la publication de réserves possibles isolées est potentiellement trompeuse. Les situations pouvant justifier la publication de telles réserves 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 développer (par exemple, en augmentant la compression, en agrandissant les installations ou en développant 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 une autre zone).
- Des réserves possibles peuvent être attribuées à la portion d'un gisement dont un émetteur assujéti a les droits, lorsque des réserves prouvées ou probables ont été attribuées à des portions adjacentes de ce gisement sur lesquelles il n'a pas de droits.

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

¹ Affichée sur le site Web de l'Alberta Securities Commission (en anglais seulement) : <http://www.albertasecurities.com/securitieslaw/Regulatory%20Instruments/5/2232/COGEHs.5DefinitionsOfOilAndGasResourcesAndReserves.pdf>

Dans ces situations, l'émetteur assujéti publiant des réserves possibles isolées devrait en outre indiquer qu'il n'y a pas de réserves prouvées et probables et expliquer clairement ce qui l'a motivé à déclarer des réserves possibles isolées.

3. Sommation des estimations de catégories de ressources de plusieurs terrains

Les indications relatives à la sommation des estimations de ressources se trouvent actuellement au paragraphe 4 (Méthodes d'évaluation probabilistes et déterministes) de l'article 5.2 de l'Instruction générale 51-101 ainsi qu'à l'article 9.6 (*Reserves Aggregation*) du volume 1 du manuel COGE. Bien que les principes généraux qui y sont posés 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). 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 (Méthodes d'évaluation probabilistes et déterministes) de l'article 5.2 de l'Instruction générale 51-101 et à l'article 5.5.3 (*Aggregation of Reserves Estimates*) du volume 1 du manuel COGE s'appliquent également à la publication des estimations des ressources autres que les données relatives aux réserves.

ii) Sommation arithmétique des estimations de ressources de plusieurs terrains

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

Les réserves prouvées + probables, de même que les meilleures estimations des autres classes de ressources, sont généralement considérées comme une approximation d'une estimation moyenne², de sorte que leur sommation fournit de l'information valable qui n'induit pas le lecteur en erreur.

Toutefois, lorsque l'on fait la somme d'autres estimations (par exemple plusieurs estimations de réserves prouvées + probables + possibles ou plusieurs estimations hautes d'autres classes de ressources), les principes de la statistique indiquent que cette somme se situera à l'extérieur d'une fourchette raisonnable de résultats réels attendus et, partant, pourrait être trompeuse.

Par conséquent, les émetteurs assujétis qui présentent la somme arithmétique de plusieurs estimations de réserves prouvées + probables + possibles ou de plusieurs estimations hautes d'autres classes de ressources devraient non seulement suivre les indications fournies au paragraphe 4 de l'article 5.2 de l'Instruction générale 51-101, mais aussi 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].

² 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.

Exemple : sommation arithmétique

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

Probabilité d'extraire :

Plus de	84 Gpi ³	>> 90 % (beaucoup plus que 90 %)
Environ	140 Gpi ³	≈ 50 % (équiprobabilité d'extraire plus ou moins)
Plus de	260 Gpi ³	<< 10 % (beaucoup moins que 10 %)

Ainsi, la probabilité que la production réunie de tous les terrains dépassera 260 Gpi³ est bien en deçà (peut-être 1 %) du seuil des réserves prouvées + probables + possibles. À l'inverse, la probabilité que la production réelle dépassera 84 Gpi³ est largement supérieure (peut-être 98 %).

Cet exemple utilise les seuils P90, P50 et P10³, 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.

4. Ressources prometteuses évaluées partiellement en fonction des risques

Le personnel des ACVM a observé que certains émetteurs assujettis déclarent des ressources prometteuses dont la possibilité de découverte est évaluée en fonction des risques, mais pas de la possibilité de développement, habituellement lorsqu'il existe un programme d'exploration comportant plusieurs puits. Le personnel des ACVM a constaté des erreurs de calcul lorsque cette procédure est utilisée. Les émetteurs assujettis qui publient les résultats de ces calculs devraient les assortir, à proximité, d'une mise en garde semblable à la suivante :

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

Il convient de commenter la possibilité de développement, en fournissant un exposé utile des risques, des incertitudes et du calendrier de développement.

5. Emploi de l'expression « meilleure estimation »

L'expression « meilleure estimation » au niveau de l'entité est définie comme suit à l'annexe A du volume 1 du manuel COGE :

[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

³ Voir l'article 5.3.5 du volume 1 du manuel COGE concernant les catégories d'incertitude et l'application des seuils P90, P50 et P10.

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 ».

6. Techniques en cours d'élaboration pour les ressources éventuelles

Lorsqu'il est impossible de réaliser une évaluation sur la base d'une technique établie, l'attribution de ressources éventuelles peut se faire sur la base d'une « technique en cours d'élaboration » (*technology under development*). L'article 5.3.3 (*Commercial Risk*) du volume 1 du manuel COGE définit ainsi la notion de « technique en cours d'élaboration » :

[TRADUCTION] « [...] une technique qui a été élaborée et dont la faisabilité a été vérifiée au moyen d'essais en vue de son application commerciale future au réservoir à l'étude. »

Une technique en cours d'élaboration ne peut servir de base que si toutes les conditions établies dans la définition sont remplies :

- « une technique qui a été élaborée » – Cette condition n'admet que les techniques existantes qui ont été élaborées dans des réservoirs analogues.
- « dont la faisabilité a été vérifiée au moyen d'essais en vue de son application commerciale future » – Cette condition suppose qu'un projet pilote a été réussi dans le réservoir à l'étude ou un analogue valable et pertinent. Les évaluateurs devraient redoubler de prudence avant d'accepter des preuves moins convaincantes. Par exemple, les essais effectués en laboratoire sur des carottes seulement, la stimulation temporaire d'écoulements à court terme (telle que par injection d'eau chaude ou d'un solvant froid) ou la simulation seule ne sauraient constituer des preuves justifiant le classement dans les ressources éventuelles.
- « au réservoir à l'étude » – Cette condition requiert une analyse minutieuse et comparative des caractéristiques du réservoir qui confirme l'applicabilité de la technique à celui-ci. On ne saurait conclure des bons résultats de la mise en œuvre d'une technique de complétion, par exemple, dans une zone de gaz de schiste qu'elle peut convenir à d'autres zones de gaz de schiste sans examen attentif des facteurs spécifiques.

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

Outre les conditions énoncées dans le manuel COGE, pour que l'information soit conforme au Règlement 51-101, l'émetteur assujetti devrait s'engager à élaborer la technique et celle-ci devrait être utilisable dans un délai raisonnable. Le paragraphe f (*Timing of Production and Development*) de l'article 5.5.4 du volume 1 du manuel COGE porte sur les réserves, mais il fournit des indications pertinentes sur les délais dans lesquels on devrait prévoir prendre une décision sur une « technique en cours d'élaboration ».

Les émetteurs assujettis publiant ce genre d'information devraient également veiller à respecter l'article 5.9 du Règlement 51-101 en ce qui a trait à l'information sur les ressources éventuelles. En particulier, le sous-paragraphe b du paragraphe 2 de cet article dispose que les ressources autres que les réserves doivent être classées dans la catégorie la plus pertinente de ressources. Les émetteurs assujettis peuvent raffiner le classement des ressources éventuelles en les présentant sous les désignations « économiques » (*economic*), « subéconomiques » (*sub-economic*) et « qualité économique indéterminée » (*economic status undetermined*), au sens de l'article 5.3.4 du volume 1 du manuel COGE. Dans certains cas, il peut être trompeur de ne pas raffiner le classement et la présentation des ressources éventuelles de cette façon.

7. Classement dans la classe et la catégorie de ressources les plus pertinentes

Conformément au sous-paragraphe *b* du paragraphe 2 de l'article 5.9 du Règlement 51-101, les ressources doivent être classées dans la catégorie de ressources la plus pertinente (réserves, ressources éventuelles, ressources prometteuses ou ressources non récupérables). En outre, lorsque la catégorie du volume total du pétrole en place à l'origine, du pétrole en place à l'origine découvert ou du pétrole en place à l'origine non découvert est indiquée, le paragraphe 2 de l'article 5.16 du Règlement 51-101 prévoit la présentation de chacune des sous-catégories dont elle se compose. Ces dispositions du Règlement 51-101 se veulent une réponse à la publication de volumes de pétrole en place à l'origine découvert et non découvert qui ne sont accompagnés d'aucune indication valable quant à leur potentiel de commercialité.

À l'article 5.3 de l'Instruction générale 51-101, on considère comme exceptionnels les cas dans lesquels l'émetteur assujéti est dans l'impossibilité de classer des ressources découvertes dans l'une des sous-catégories. Les indications données dans l'Instruction générale 51-101 font écho à la pratique établie dans l'industrie minière, qui exige la réalisation d'une étude de pré faisabilité ou de faisabilité avant l'attribution de réserves à des travaux d'exploitation minière. En pareil cas, la technique de récupération est bien établie, mais la commercialité reste à confirmer. En ce qui concerne la récupération d'hydrocarbures par d'autres moyens que l'exploitation minière, ces cas exceptionnels se limiteraient aux situations dans lesquelles il est impossible de définir un projet⁴ de récupération d'une ressource à partir d'un gisement de pétrole.

S'il est possible de développer des projets à l'aide de plusieurs procédés de récupération, mais qu'aucune décision n'a été prise à leur égard, un ou plusieurs de ces procédés peuvent servir à faire une évaluation en vue d'établir l'information, et les résultats peuvent être déclarés dans la classe pertinente (très probablement les ressources éventuelles) et accompagnés d'une analyse utile.

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 est, par définition, non récupérable à la date de l'évaluation.

Les émetteurs assujétis ayant des volumes actuellement classés comme non récupérables mais développant des projets de récupération peuvent décrire leurs activités dans l'information publiée, à condition d'y joindre un exposé des facteurs positifs et négatifs importants.

Les émetteurs assujétis qui déclarent du pétrole en place à l'origine découvert sans déclarer les réserves ou les ressources éventuelles parce qu'ils n'ont pas défini de projet en vue d'évaluer les volumes récupérables doivent se conformer au paragraphe 3 de l'article 5.16 du Règlement 51-101.

Les émetteurs assujétis qui déclarent du pétrole en place à l'origine non découvert sans déclarer les ressources prometteuses parce qu'ils n'ont pas défini de projet en vue d'évaluer les volumes récupérables doivent se conformer au paragraphe 3 de l'article 5.16 du Règlement 51-101.

⁴ À cette fin, un projet est un programme d'opérations pouvant être évalué afin d'en démontrer la viabilité commerciale au moyen des techniques établies ou en cours d'élaboration (se reporter à la partie 7 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.

8. Critères de classement des hydrocarbures non classiques dans le pétrole en place à l'origine découvert

Les indications fournies dans le manuel COGE en matière de classement de volumes d'hydrocarbures dans le pétrole en place à l'origine découvert concernent principalement les hydrocarbures classiques présentant un écoulement primaire. La présente partie fournit des indications supplémentaires sur la publication d'information sur les hydrocarbures non classiques.

L'un des critères permettant de classer un volume d'hydrocarbures dans le pétrole en place à l'origine découvert est celui selon lequel le volume se trouve dans un « gisement connu », défini comme suit dans l'annexe A du volume 1 du manuel COGE :

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

La plupart des hydrocarbures non classiques ne peuvent faire l'objet d'essais d'écoulement primaire et peuvent nécessiter des essais pilotes de grande ampleur pour en démontrer l'écoulement. Pour respecter le critère du gisement connu, il faut donc s'appuyer sur les données de diagraphies et de carottage et les analogues.

- *Écoulement par stimulation temporaire* – L'essai d'écoulement autorisant le classement du volume dans le pétrole en place à l'origine découvert peut consister en une stimulation, laquelle produit un écoulement temporaire (par exemple, par injection d'eau chaude ou d'un solvant froid). En l'absence d'autres preuves, le volume devrait être classé comme non récupérable, et non comme ressources éventuelles ou comme réserves.

- *Données de diagraphie et de carottage* – On recueille souvent sur les gisements d'hydrocarbures non classiques les données de diagraphie et de carottage d'un grand nombre de puits, parfois des centaines, avant que les essais pilotes ne démontrent un écoulement. À elles seules, les données de diagraphie de ces puits ne rempliraient pas le critère du gisement connu. Les essais en laboratoire sur des carottes montrant des preuves convaincantes de présence d'hydrocarbures déplaçables en quantité importante (et non infime ou minime) suffiraient généralement pour remplir le critère du gisement connu et pour attribuer du pétrole en place à l'origine découvert à une zone autour du puits où la carotte a été prélevée. En l'absence d'autres preuves, le volume devrait être classé comme non récupérable, et non comme ressources éventuelles ou comme réserves.

- *Analogues* – Une « bonne analogie avec un gisement connu avoisinant et comparable géologiquement » peut répondre au critère du gisement connu. Étant donné qu'en pareil cas, l'analogie est substituée à l'essai d'écoulement, il ne suffit pas que les paramètres individuels du réservoir, comme la porosité ou la saturation, soient comparables, et tous les aspects de l'analogie doivent permettre de s'attendre à ce que le réservoir visé ait un débit similaire, si l'on applique le même procédé de récupération.

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

Les points ci-dessous commandent un surcroît de prudence lors de l'évaluation de ressources non classiques.

- *Une information analogue limitée* – En comparaison de la quantité et de la qualité de l'information analogue relative au pétrole et au gaz classiques, l'information analogue disponible sur les ressources non classiques est limitée. Par exemple, seules

quelques-unes des paires de puits en exploitation utilisant la technique du drainage par gravité au moyen de la vapeur produisent depuis un certain temps à la date du présent avis.

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

- *Les analogues fournissent une meilleure estimation* – Comme les analogues fournissent de l'information sur les réserves prouvées + probables ou sur les résultats des meilleures estimations de classes de ressources autres que les réserves, les estimations de réserves prouvées ou les estimations basses devraient être ajustées en conséquence.

L'article 6.2 du volume 2 du manuel COGE, qui traite de l'utilisation des analogues dans l'attribution des réserves, est en grande partie applicable aux autres catégories de ressources. Un article de Hodgkin et Harrell⁵ présente une méthode utile d'utilisation de l'information analogue dans l'attribution des réserves, bien que cette méthode ne respecte pas nécessairement les obligations d'information réglementaires.

Un émetteur assujéti peut être appelé à démontrer qu'une analogie est bonne et pertinente et que la comparabilité géologique laisse espérer un écoulement.

Questions

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

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

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

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

Tony Barry
Chief Petroleum Officer and Manager
Alberta Securities Commission
403-355-2801
tony.barry@asc.ca

Ashlyn D'Aoust
Legal Counsel, Corporate Finance
Alberta Securities Commission
403-355-4347
ashlyn.daoust@asc.ca

⁵ Hodgkin, J. E. et Harrell, D. R. *The Selection, Application, and Misapplication of Reservoir Analogs for the Estimation of Petroleum Reserves*, SPE 102505, 2006.

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

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