

## Avis 51-324 du personnel des ACVM (révisé) Glossaire relatif à la Norme canadienne 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières

Publié le 28 décembre 2007, révisé le 30 décembre 2010, le 4 décembre 2014 et le  
9 juin 2023

### Le 9 juin 2023

L'article 1.1 de la Norme canadienne 51-101 sur l'*information concernant les activités pétrolières et gazières* (la « règle » ou la « Norme canadienne 51-101 ») définit un certain nombre de termes employés dans la règle, 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 complémentaire relative à la Norme canadienne 51-101 sur l'*information concernant les activités pétrolières et gazières* (l'« instruction complémentaire »). L'article 1.2 de la règle prévoit que les termes employés mais non définis dans la règle, dans la Norme canadienne 14-101 sur les *définitions* (la « Norme canadienne 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 la règle et ses annexes et dans l'instruction complémentaire. Elle est fournie uniquement pour aider les utilisateurs de la règle 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 de la règle, la Norme canadienne 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 Evaluation Engineers, section de Calgary (courriel : [spee@speecanada.org](mailto:spee@speecanada.org); site Web : <https://speecanada.org/>).
- On peut consulter la Norme canadienne 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>

	<p>à l'exclusion des activités suivantes :</p> <p>e) toute activité qui est entreprise après le premier point de vente;</p> <p>f) toute activité liée à l'extraction d'une substance autre qu'un type de produit et ses sous-produits;</p> <p>g) l'extraction d'hydrocarbures découlant de l'extraction de vapeur géothermique. [Norme canadienne 51-101]</p>
<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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 51-101]
<b>analogie</b>	Le processus consistant à transférer l'information relative à l'accumulation ou au réservoir à l'étude (l'analogie 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'analogie 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]

<b>Annexe 51-101A1</b>	L'Annexe 51-101A1, <i>Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz.</i>
<b>Annexe 51-101A2</b>	L'Annexe 51-101A2, <i>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.</i>
<b>Annexe 51-101A3</b>	L'Annexe 51-101A3, <i>Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz.</i>
<b>Annexe 51-101A4</b>	L'Annexe 51-101A4, <i>Avis de dépôt de l'information visée à l'Annexe 51-101A1.</i>
<b>Annexe 51-101A5</b>	L'Annexe 51-101A5, <i>Avis de cessation des activités pétrolières et gazières.</i>
<b>autorité en valeurs mobilières</b>	<p>La commission des valeurs mobilières ou l'organisme comparable indiqué, pour chaque territoire, dans la Norme canadienne 14-101.</p> <p>Toute mention dans le règlement de l'autorité en valeurs mobilières doit s'entendre de l'autorité en valeurs mobilières du territoire en question.</p>
<b>avancement de la technique de récupération</b>	Se reporter aux définitions de « technique établie », « technique en cours d'élaboration » et « technique expérimentale ». [manuel COGE]
<b>bep</b>	Baril d'équivalent de pétrole. [Norme canadienne 51-101 et manuel COGE]
<b>bitume</b>	<p>Un hydrocarbure solide ou semi-solide d'origine naturelle qui respecte les critères suivants :</p> <p>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;</p> <p>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. [Norme canadienne 51-101]</p>

<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>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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.</li> <li>b) En ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels l'émetteur assujetti a une participation.</li> <li>c) En ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels l'émetteur assujetti a une participation.</li> </ul>
<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> <ul style="list-style-type: none"> <li>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;</li> <li>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;</li> <li>c) en tenant compte des crédits d'impôt et déductions fiscales estimatifs (par exemple, les crédits d'impôt pour redevances);</li> <li>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.</li> </ul>
<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

	<p>et contractuel. Les facteurs servant à déterminer le caractère commercial du projet sont notamment les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• la viabilité économique du projet de développement connexe;</li> <li>• 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;</li> <li>• la preuve que les installations nécessaires à la production et au transport sont disponibles ou peuvent le devenir;</li> <li>• 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;</li> <li>• 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;</li> <li>• 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]</li> </ul>
<b>commercialisable</b>	<p>À propos de réserves ou de ventes de pétrole ou de gaz, ou de sous-produits associés, volume mesuré au point de vente à un tiers ou de transfert à une autre division de l'émetteur en vue du traitement précédant la vente à un tiers. Dans le cas du gaz, le volume est évalué avant ou après l'enlèvement des liquides de gaz naturel. Dans le cas du pétrole brut lourd ou du bitume, le volume est déterminé avant l'ajout de diluant.</p>
<b>concession</b>	<p>Contrat donnant au concessionnaire le droit d'explorer, de développer et d'exploiter un terrain.</p>
<b>coûts d'abandon et de remise en état</b>	<p>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. [Norme canadienne 51-101]</p>

<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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 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; [Norme canadienne 51-101]</li> </ul>

<b>données relatives aux ressources prometteuses</b>	<p>Les données suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) une estimation du volume des ressources prometteuses;</li> <li>b) la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs, ajustée en fonction du risque, des ressources prometteuses; [Norme canadienne 51-101]</li> </ul>
<b>émetteur assujetti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Soit un « émetteur assujetti », au sens défini dans la législation en valeurs mobilières;</li> <li>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.</li> </ul>
<b>état d'avancement du scénario d'évaluation de projet</b>	<p>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 ».</p>
<b>étude de développement</b>	<p>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]</p>
<b>étude conceptuelle (de délimitation de l'étendue)</b>	<p>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]</p>
<b>étude préalable au développement</b>	<p>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]</p>

<b>évaluateur de réserves qualifié</b>	<p>Une personne physique qui remplit les conditions suivantes :</p> <p>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;</p> <p>b) elle est membre en règle d'un ordre professionnel. [Norme canadienne 51-101]</p>
<b>évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié</b>	<p>Un évaluateur de réserves qualifié ou un vérificateur de réserves qualifié. [Norme canadienne 51-101]</p>
<b>évaluation</b>	<p>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]</p>
<b>éventualité</b>	<p>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.</p> <p>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 » (<i>critical contingency</i>) et, bien que certaines éventualités puissent être</p>

	<p>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]</p>
<b>éventualité technique</b>	<p>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]</p>
<b>examen</b>	<p>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.</p> <p>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]</p>
<b>frais d'abandon de puits</b>	<p>Frais engagés pour abandonner un puits (déduction faite de la valeur de récupération) et le débrancher d'un réseau collecteur. Ces frais ne comprennent ni les coûts d'abandon du réseau collecteur ni les coûts de remise en état de l'emplacement du puits.</p>
<b>frais de développement</b>	<p>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.</p> <p>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 :</p> <p>a) pour avoir accès aux emplacements de forage et préparer les chantiers, y compris l'arpentage des puits visant à déterminer</p>

	<p>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;</p> <p>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;</p> <p>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;</p> <p>d) pour se doter de systèmes de récupération améliorés.</p>
<p><b>frais d'exploration</b></p>	<p>Frais relatifs à la reconnaissance des zones présentant des caractéristiques favorables à la présence de réserves de pétrole et de gaz et à l'étude des zones productives possibles, y compris le coût des forages d'exploration et des forages stratigraphiques d'exploration.</p> <p>Les frais d'exploration peuvent être engagés avant l'acquisition (on considère parfois une partie de ces frais comme étant des « frais de prospection ») ou après l'acquisition du terrain. Les frais d'exploration, qui comprennent la portion applicable des coûts opérationnels du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités d'exploration, sont les suivants :</p> <p>a) le coût des études topographiques, géochimiques, géologiques et géophysiques, des droits d'accès aux terrains pour effectuer les études, des salaires et autres charges relatives aux géologues, aux équipes géophysiques et au personnel effectuant lesdites études (pour l'ensemble de ces frais, on parle parfois de « frais géologiques et géophysiques »);</p> <p>b) les frais de possession et de conservation des terrains non prouvés, comme les loyers différés, les impositions sur la valeur des terrains (autres que l'impôt sur les bénéfices et l'impôt sur le capital), les frais juridiques relatifs à la défense</p>

	<p>des titres et à la conservation des titres et des contrats de concession;</p> <p>c) les contributions aux coûts des sondages secs et des compléments de puits;</p> <p>d) le coût du forage et de l'équipement des puits d'exploration;</p> <p>e) le coût des forages stratigraphiques d'exploration.</p>
<b>frais de production (ou coûts opérationnels)</b>	<p>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.</p> <p>Les frais d'extraction deviennent partie du coût du pétrole ou du gaz produit.</p> <p>Les frais de production comprennent, par exemple :</p> <p>a) la main-d'œuvre pour exploiter les puits ainsi que le matériel et les installations connexes;</p> <p>b) le coût des réparations et de l'entretien;</p> <p>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;</p> <p>d) le coût des travaux de reconditionnement;</p> <p>e) les impôts fonciers et les coûts d'assurance applicables aux terrains et aux puits ainsi qu'au matériel et aux installations connexes;</p> <p>f) les impositions autres que l'impôt sur les bénéfices et l'impôt sur le capital.</p>
<b>gaz</b>	Englobe le gaz naturel, le gaz naturel classique, le méthane de houille, les hydrates de gaz, le gaz de schiste et le gaz synthétique.
<b>gaz de schiste</b>	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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 51-101]
<b>important(e)</b>	Pour l'application de la règle, une information est importante, à l'égard d'un émetteur assujetti, si elle est susceptible d'influer sur la décision d'un investisseur raisonnable d'acquiescer, de conserver ou de vendre des titres de l'émetteur assujetti.

	Cette définition diffère des définitions de « changement important » et de « fait important » de la législation en valeurs mobilières. [Norme canadienne 51-101]
<b>indépendant</b>	À propos de la relation entre un émetteur assujéti et une personne ou société, 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 ou société quant à l'établissement de l'information utilisée par l'émetteur assujéti. [Norme canadienne 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>	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"> <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> [Norme canadienne 51-101]
<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. [Norme canadienne 51-101 et manuel COGE]
<b>législation en valeurs mobilières</b>	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 règles établis par le gouvernement ou par l'autorité en valeurs mobilières) indiqués, pour chaque territoire, dans la Norme canadienne 14-101.



	Toute mention dans la règle de la législation en valeurs mobilières doit s'entendre de la législation en valeurs mobilières du territoire en question.
<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. [Norme canadienne 51-101]
<b>Loi de 1934</b>	Le <i>Securities Exchange Act of 1934</i> des États-Unis d'Amérique et ses modifications. [Norme canadienne 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 règles, règles, forms et schedules édictés par ces lois, tels que modifiés de temps à autre. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 51-101]
<b>méthane de houille</b>	Le gaz naturel qui répond aux critères suivants : a) il est composé principalement de méthane; b) il est présent dans un gisement de houille. [Norme canadienne 51-101]
<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>	<p>a) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujéti à la production ou aux réserves, la participation directe (avec ou sans exploitation) de l'émetteur assujéti après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances de l'émetteur assujéti sur la production ou les réserves.</p> <p>b) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujéti dans des puits, nombre de puits obtenus en additionnant la participation directe de l'émetteur assujéti dans chacun de ses puits bruts.</p> <p>c) En ce qui concerne la participation d'un émetteur assujéti dans un terrain, la superficie totale sur laquelle l'émetteur assujéti a une participation, multipliée par la participation directe détenue par lui.</p>
<b>non récupérable</b>	<p>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.</p>
<b>notice annuelle</b>	<p>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 la Norme canadienne 51-102 sur les <i>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. [Norme canadienne 51-102]</p>
<b>ordre professionnel</b>	<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> <p>a) il admet les membres principalement en fonction de leur niveau d'études;</p> <p>b) il oblige ses membres à adhérer aux normes de compétence et de déontologie qu'il établit et qui sont pertinentes par rapport à</p>

	<p>l'estimation, l'évaluation, l'examen ou la vérification des données relatives aux réserves;</p> <p>c) il possède des pouvoirs disciplinaires, notamment le pouvoir de suspendre l'adhésion d'un membre ou de l'expulser;</p> <p>d) il remplit l'une ou l'autre des deux conditions suivantes :</p> <p>i) il est investi d'une autorité ou reconnu par la loi dans un territoire du Canada;</p> <p>ii) il est accepté à cette fin par l'autorité en valeurs mobilières ou l'agent responsable. [Norme canadienne 51-101]</p>
<b>partie exploitable nette</b>	La partie de l'épaisseur d'un réservoir de laquelle du pétrole peut être extrait ou produit. [manuel COGE]
<b>pétrole</b>	<p>1) Mélange naturel formé principalement d'hydrocarbures en phase gazeuse, liquide ou solide. [manuel COGE]</p> <p>2) Englobe le pétrole brut, le bitume, le pétrole de réservoirs étanches et le pétrole brut synthétique.</p>
<b>pétrole brut</b>	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]
<b>pétrole brut léger</b>	Le pétrole brut dont la densité relative est supérieure à 31,1 degrés API. [Norme canadienne 51-101]
<b>pétrole brut lourd</b>	Le pétrole brut dont la densité relative est supérieure à 10 degrés API et inférieure à 22,3 degrés API. [Norme canadienne 51-101]
<b>pétrole brut moyen</b>	Le pétrole brut dont la densité relative est supérieure à 22,3 degrés API et inférieure ou égale à 31,1 degrés API. [Norme canadienne 51-101]
<b>pétrole brut synthétique</b>	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. [Norme canadienne 51-101]
<b>pétrole de réservoirs étanches</b>	<p>Le pétrole brut qui remplit les critères suivants :</p> <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, principalement dans des espaces poreux microscopiques mal reliés les uns aux autres;</p> <p>b) il nécessite généralement l'utilisation de techniques de fracturation hydraulique pour atteindre des taux de production rentables. [Norme canadienne 51-101]</p>
<b>pétrole en place à l'origine découvert</b>	<p>La quantité de pétrole qu'on estime, à une date donnée, être présente dans les accumulations connues 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>
<b>pétrole en place à l'origine découvert non récupérable</b>	<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 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>
<b>pétrole en place à l'origine non découvert</b>	<p>La quantité de pétrole qu'on estime, à une date donnée, être présente dans les accumulations 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>
<b>pétrole en place à l'origine non découvert non récupérable</b>	<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</p>

	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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 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 assujéti 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>. [Norme canadienne 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</p>

	<p>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>
<b>produits des activités ordinaires nets futurs</b>	<p>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. [Norme canadienne 51-101]</p>
<b>projet</b>	<p>Une activité définie ou un groupe d'activités servant de base à l'évaluation et à la classification des ressources. [manuel COGE]</p>
<b>prospect</b>	<p>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.</p>
<b>puits d'exploration</b>	<p>Puits qui n'est ni un puits de développement, ni un puits de service, ni un puits de forage stratigraphique.</p>
<b>puits de développement</b>	<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>
<b>puits de forage stratigraphique</b>	<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>

	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>règle (ou Norme canadienne 51-101)</b>	La Norme canadienne 51-101 sur l' <i>information concernant les activités pétrolières et gazières</i> .
<b>Norme canadienne 14-101</b>	La Norme canadienne 14-101 sur les <i>définitions</i> .
<b>Norme canadienne 51-101 (ou règle)</b>	La Norme canadienne 51-101 sur l' <i>information concernant les activités pétrolières et gazières</i> .
<b>Norme canadienne 51-102</b>	La Norme canadienne 51-102 sur les <i>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>	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.
<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. [Norme canadienne 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. [Norme canadienne 14-101]

<b>SEDAR+</b>	Le Système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR) qui fait l'objet de la Norme canadienne 13-103 sur le <i>Système électronique de données, d'analyse et de recherche+</i> (SEDAR+).
<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]
<b>sous-classes d'avancement du projet pour les ressources éventuelles</b>	Se reporter également à la définition de « développement non précisé », « développement à venir », « développement en suspens » et « développement non viable ». [manuel COGE]
<b>sous-produit</b>	Une substance récupérée par suite de la production d'un type de produit. [Norme canadienne 51-101]
<b>technique en cours d'élaboration</b>	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, <i>Glossary</i> , du volume 1 du manuel COGE. [manuel COGE]
<b>technique établie</b>	Méthodes dont l'efficacité a été démontrée pour des applications commerciales. [manuel COGE]
<b>technique expérimentale</b>	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]
<b>terrain</b>	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;

	<p>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;</p> <p>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> <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>
<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 de la règle, province ou territoire du Canada. [Norme canadienne 14-101]
<b>type de produit</b>	<p>L'un des types de produits suivants :</p> <p>a) le bitume;</p> <p>b) le méthane de houille;</p> <p>c) le gaz naturel classique;</p> <p>d) les hydrates de gaz;</p> <p>e) le pétrole brut lourd;</p> <p>f) le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen mélangés;</p> <p>g) les liquides de gaz naturel;</p> <p>h) le gaz de schiste;</p> <p>i) le pétrole brut synthétique;</p> <p>j) le gaz synthétique;</p> <p>k) le pétrole de réservoirs étanches. [Norme canadienne 51-101]</p>
<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]
<b>valorisation</b>	<p>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.</p> <p>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]</p>
<b>vérificateur de réserves qualifié</b>	<p>Une personne physique qui remplit les conditions suivantes :</p> <p>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;</p> <p>b) elle est membre en règle d'un ordre professionnel. [Norme canadienne 51-101]</p>
<b>vérification</b>	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

	<p>les égards importants, été déterminées et présentées conformément au manuel COGE et, par conséquent, ne comportent aucune inexactitude importante.</p> <p>Étant donné :</p> <p>a) la nature du sujet traité (estimations de résultats futurs comportant de nombreuses incertitudes);</p> <p>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;</p>
	<p>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;</p> <p>le niveau d'assurance vise à être élevé, mais non absolu.</p> <p>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]</p>
<p><b>volume exploitable</b></p>	<p>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 % et de 7 et 8 %, respectivement).</p> <p>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]</p>

<b>volume total (m<sup>3</sup>):bitume en place (m<sup>3</sup>) (VT:BEP)</b>	<p>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 minerais 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 minerais au moyen d'un procédé de séparation du minerais et des résidus.</p>
<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>	<p>Zone géographique située à l'extérieur de l'Amérique du Nord dans un seul pays ou comprenant tout ou partie de plusieurs pays.</p>
<b>zone potentielle</b>	<p>Un groupe de champs, de découvertes, de prospectifs et d'indications géologiquement similaires.</p>

## **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 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 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 :

Laurent Roy  
Ingénieur  
Autorité des marchés financiers  
418 525-0337, poste 4399  
[laurent.roy@lautorite.qc.ca](mailto:laurent.roy@lautorite.qc.ca)

Craig Burns  
Manager, Energy Group  
Alberta Securities Commission  
403 355-9029  
[craig.burns@asc.ca](mailto:craig.burns@asc.ca)

Staci Rollefstad  
Senior Evaluation Engineer, Energy Group  
Alberta Securities Commission  
403 297-4225  
[staci.rollefstad@asc.ca](mailto:staci.rollefstad@asc.ca)

Mikale White  
Senior Legal Counsel, Corporate Finance  
Alberta Securities Commission  
403 355-4344  
[mikale.white@asc.ca](mailto:mikale.white@asc.ca)

Gordon Smith  
Associate Manager, 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)

Victoria Yehl  
Manager, Mining, Corporate Finance  
British Columbia Securities Commission  
604 899-6519 ou 800 373-6393 (sans frais au Canada)  
[vyehl@bcsc.bc.ca](mailto:vyehl@bcsc.bc.ca)

James Whyte  
Senior Geologist, Corporate Finance  
Commission des valeurs mobilières de l'Ontario  
416 593-2168  
[jwhyte@osc.gov.on.ca](mailto:jwhyte@osc.gov.on.ca)