

## INSTRUCTION COMPLÉMENTAIRE 51-101

## INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

## TABLE DES MATIÈRES

PARTIE	TITRE	PAGE
<b>PARTIE 1</b>	<b>CHAMP D'APPLICATION ET TERMINOLOGIE</b>	<b>1</b>
	1.1 Complément d'autres exigences	1
	1.2 Critère d'appréciation de l'importance relative	1
	1.3 Début de l'application de la NC 51-101 aux émetteurs assujettis	1
	1.4 <i>Normes de la SPEE</i>	3
	1.5 <i>Règles du FASB et autres énoncés de principes du FASB</i>	3
	1.6 Affiliation professionnelle de l'évaluateur qualifié	3
	1.7 Utilisation de l'information par des tiers	4
<b>PARTIE 2</b>	<b>MESURE</b>	<b>5</b>
	2.1 <i>Réserves prouvées et quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées</i>	5
	2.2 <i>Prix et coûts prévisionnels</i>	5
	2.3 <i>Prix et coûts constants</i>	5
	2.4 Probabilité de récupération	5
	2.5 Concordance des dates	6
	2.6 <i>Charges fiscales futures</i>	6
<b>PARTIE 3</b>	<b>RESPONSABILITÉS DES ÉMETTEURS ASSUJETTIS ET DES ADMINISTRATEURS</b>	<b>6</b>
	3.1 Comité des réserves	6
	3.2 Responsabilité en matière de communication de l'information	7
<b>PARTIE 4</b>	<b>EXIGENCES APPLICABLES À TOUTES INFORMATION</b>	<b>7</b>
	4.1 Champ d'application de la partie 4 de la NC 51-101	7
	4.2 Estimation de la juste valeur	8
	4.3 Assurance de forme négative	8
	4.4 <i>Documents justificatifs</i>	9
<b>PARTIE 5</b>	<b>EXIGENCES ANNUELLES DE DÉPÔT</b>	<b>9</b>
	5.1 Information à déposer dans SEDAR	9
	5.2 Information non pertinente ou sans importance	9
	5.3 Utilisation des annexes	9
	5.4 <i>Notice annuelle</i>	10
	5.5 Restriction dans le rapport de l'évaluateur qualifié indépendant	10
	5.6 Assurance de forme négative de la part de l'évaluateur qualifié	11

<b>PARTIE 6</b>	<b>INFORMATION SUR LES CHANGEMENTS IMPORTANTS</b>	<b>11</b>
6.1	Changement par rapport à l'information déposée	11
<b>PARTIE 7</b>	<b>INDÉPENDANCE DES PROFESSIONNELS</b>	<b>11</b>
7.1	<i>Indépendance de l'évaluateur qualifié</i>	11
7.2	<i>Évaluateurs qualifiés ou experts inacceptables</i>	12
<b>PARTIE 8</b>	<b>DISPENSES</b>	<b>13</b>
8.1	Champ d'application des dispenses	13
8.2	Dispense de l'obligation d'engager un <i>évaluateur qualifié indépendant</i>	13
8.3	Dispense de l'obligation de fournir certaines <i>données relatives aux réserves</i>	18
8.4	Cumul de <i>dispenses</i>	20

## **ANNEXE – TERMINOLOGIE, NORMES ET RÈGLES**

Partie 1	Définitions
Partie 2	Terminologie et classifications relatives aux réserves
2.1	Signification de réserves
2.2	Classifications primaires des réserves
2.3	État de la mise en valeur et de la production
2.4	Niveaux de certitude
Appendice 1 – Règles du FASB	
Appendice 2 – Information sur l'exploitation des sables bitumeux	

## INSTRUCTION COMPLÉMENTAIRE 51-101

### INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

La présente instruction complémentaire indique comment il convient, selon les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (ACVM), d'interpréter la Norme canadienne 51-101, *Information concernant les activités pétrolières et gazières* (la « NC 51-101 ») et comment les *autorités en valeurs mobilières* ou les *agents responsables* peuvent accorder, à leur discrétion, certaines demandes de dispense de l'application des dispositions de cette norme canadienne<sup>1</sup>.

#### PARTIE 1 CHAMP D'APPLICATION ET TERMINOLOGIE

##### 1.1 Complément d'autres exigences

La NC 51-101 complète les obligations d'information continue applicables aux *émetteurs assujettis* de tous les secteurs d'activité.

##### 1.2 Critère d'appréciation de l'importance relative

L'article 2.1 de la NC 51-101 porte que la NC 51-101 ne s'applique qu'à l'information *importante*.

La NC 51-101 n'exige pas la communication ni le dépôt d'information qui n'est pas *importante*. Si un élément d'information n'est pas demandé parce qu'il n'est pas *important*, il est inutile de le communiquer.

Pour l'application de la NC 51-101, l'importance relative est affaire de jugement dans chaque cas d'espèce et il convient de l'apprécier en tenant compte de facteurs qualitatifs et quantitatifs et de l'*émetteur assujetti* dans son ensemble.

L'expression « investisseur raisonnable », au paragraphe 1.2(2) de la NC 51-101, renvoie à un critère objectif : un investisseur théorique, représentatif de l'ensemble des investisseurs et guidé par la raison, serait-il influencé, dans sa décision d'acheter, de vendre ou de conserver un titre d'un *émetteur assujetti*, par un élément d'information ou un ensemble d'éléments d'information? Dans l'affirmative, ces éléments d'information sont « *importants* » en ce qu'ils ont trait à cet *émetteur assujetti*.

Ce critère d'appréciation de l'importance relative cadre avec la notion de l'importance relative énoncée dans le Manuel de l'ICCA et appliquée à la présentation de l'information financière.

##### 1.3 Début de l'application de la NC 51-101 aux *émetteurs assujettis*

La partie 9 de la NC 51-101 précise la date d'entrée en vigueur de la NC 51-101 (article 9.1) et celle du début de son application aux *émetteurs assujettis* (article 9.2). Ces deux dates sont différentes.

La NC 51-101 entre en vigueur le [1<sup>er</sup> janvier 2003], mais cela n'a pas pour effet de déclencher immédiatement des obligations de dépôt ou autres de la part des *émetteurs assujettis*.

---

<sup>1</sup> On trouvera dans l'annexe de l'Instruction complémentaire 51-101 la définition des termes en italique utilisés dans ce document (exception faite des termes qui figurent dans le titre de documents ou dans les modèles de rapports donnés de la partie 9, qui sont entièrement en italique), ainsi que dans la NC 51-101, l'annexe 55-101A1, l'annexe 55-101A2 et l'annexe 55-101A3.

L'article 9.2 de la *NC 51-101* a pour effet d'instaurer une période de transition qui commencera avec l'adoption de la *NC 51-101* par les ACVM et se prolongera après son entrée en vigueur, durant laquelle les *émetteurs assujettis* devront se préparer à se conformer à la norme. La date à laquelle ils commenceront à être assujettis aux exigences de la *NC 51-101* sera fonction de la date de fin de leur exercice et, dans certains cas, de leur décision d'adopter le régime d'information avant la date prescrite.

L'échéance des premiers dépôts annuels à faire en vertu de la partie 6 de la *NC 51-101* coïncide avec la date à laquelle les *émetteurs assujettis* sont tenus de déposer leurs états financiers annuels vérifiés de l'exercice terminé au 31 décembre 2002 ou englobant cette date. Ces premiers dépôts annuels sur le *pétrole* et le *gaz* doivent contenir les *données relatives aux réserves* et les autres éléments d'information exigés, arrêtés à la fin de l'exercice et relatifs à celui-ci. Certains éléments d'information remonteront au début de l'exercice.

Les autres dispositions de la *NC 51-101*, y compris celles qui prescrivent des obligations d'information publique, en général, et des obligations d'information sur les changements importants<sup>2</sup>, en particulier, ne s'appliqueront aux *émetteurs assujettis* qu'à compter du dépôt de leur premier rapport annuel sur le *pétrole* et le *gaz* en vertu de la partie 5 ou à compter de la date limite de ce dépôt, en prenant la date la plus proche.

Les exemples suivants, résumés dans le tableau ci-dessous, illustrent l'effet de la partie 9 :

- L'*émetteur assujetti* dont l'exercice coïncide avec l'année civile devra déposer son premier rapport sur le *pétrole* et le *gaz* en vertu de la partie 5 dans les 140 premiers jours de 2003, soit au plus tard le 20 mai 2003. Les *données relatives aux réserves* et les autres éléments d'information figurant dans ce rapport doivent être arrêtés au 31 décembre 2002 et porter sur l'exercice terminé à cette date.
- Les autres dispositions de la *NC 51-101* commenceront à s'appliquer à l'*émetteur assujetti* dès son premier dépôt effectué en vertu de la partie 5 ou le 20 mai 2003, en prenant la date la plus proche.
- L'*émetteur assujetti* dont l'exercice se termine le 30 juin devra déposer son premier rapport sur le *pétrole* et le *gaz* en vertu de la partie 5 dans les 140 jours suivant cette date, soit au plus tard le 17 novembre 2003. Les *données relatives aux réserves* et les autres éléments d'information figurant dans ce rapport doivent être arrêtés au 30 juin 2003 et porter sur l'exercice terminé à cette date.
- Les autres dispositions de la *NC 51-101* commenceront à s'appliquer à l'*émetteur assujetti* dès son premier dépôt effectué en vertu de la partie 5 ou le 17 novembre 2003, en prenant la date la plus proche.

**Fin**  
**de l'exercice**

31 décembre

**Date limite**  
**du premier dépôt annuel**

20 mai 2003  
(données pour l'exercice terminé  
le 31 décembre 2002)

<sup>2</sup>

Le terme « changement important » a le sens qui lui est attribué dans la *législation en valeurs mobilières* en vigueur dans le territoire.

30 juin

17 novembre 2003  
(données pour l'exercice terminé  
le 30 juin 2003)

Comme les premiers documents annuels déposés doivent contenir de l'information remontant au début de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 ou englobant cette date, les *émetteurs assujettis* doivent se familiariser avec la *NC 51-101* et commencer à recueillir l'information bien avant de tomber sous le coup de la norme canadienne.

#### 1.4 **Normes de la SPEE**

- 1) En vertu de l'alinéa 2.2(1)a) de la *NC 51-101*, il est obligatoire d'utiliser les *normes de la SPEE* pour établir les *données relatives aux réserves* et les éléments d'information connexes. Selon l'article 4.2 de la *NC 51-101*, l'information sur le *pétrole* et le *gaz* doit être conforme aux *normes de la SPEE*.
- 2) La terminologie fondamentale élaborée par l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (ICM), y compris les catégories de *réserves* et leurs définitions, a été intégrée dans le *manuel de la SPEE* et est utilisée pour l'application de la *NC 51-101*, en vertu du paragraphe 1.3(2) de cette norme canadienne. L'annexe de la présente instruction complémentaire définit certains de ces termes ainsi que d'autres termes utilisés dans la *NC 51-101*.
- 3) Afin d'assurer la compatibilité entre les normes applicables de la *NC 51-101* et le *manuel de la SPEE*, les ACVM étudieront toute proposition de la SPEE visant à modifier ce manuel. Elles étudieront les modifications proposées et détermineront s'il convient de les adopter pour l'application de la *NC 51-101*, ce qu'elles feront probablement, à moins qu'elles ne les jugent inappropriées.

Aucune modification apportée au *manuel de la SPEE* par la SPEE ne sera valide pour l'application de la *NC 51-101*, si les ACVM ne l'ont pas mise en œuvre.

#### 1.5 **Règle du FASB et autres énoncés de principes du FASB**

La *NC 51-101* et ses annexes font référence à des règles ou normes comptables établies par le FASB, en particulier la *norme 19 du FASB*, la *norme 69 du FASB* et la *règle du FASB*.

Conformément à la définition de la *norme 19 du FASB* et de la *norme 69 du FASB* figurant en annexe de la *NC 51-101*, les renvois à ces normes dans la *NC 51-101* renvoient également aux modifications que le FASB a pu leur apporter. Les utilisateurs de ces normes sont invités à consulter les publications du FASB.

Conformément à la définition de la *règle du FASB* figurant en annexe de la *NC 51-101*, les renvois à la *règle du FASB* dans la *NC 51-101* renvoient également aux modifications que le FASB a pu lui apporter. Le texte de la *règle du FASB* à jour le [15 octobre 2001] est reproduit à l'appendice 1 de l'annexe de la présente instruction complémentaire. Le personnel des ACVM publiera des avis de modifications apportées à la *règle du FASB* par le FASB.

#### 1.6 **Affiliation professionnelle de l'évaluateur qualifié**

L'affiliation à un ordre professionnel d'ingénieurs, de géologues, de géoscientifiques ou d'autres professionnels est une des conditions que doit remplir l'*évaluateur qualifié* pour agir aux termes de la *NC 51-101* (deuxième sous-alinéa de la définition d'*évaluateur*

*qualifié*, à l'annexe de la *NC 51-101*, ou alinéa b) de la définition figurant en annexe de la présente instruction complémentaire). À la date d'entrée en vigueur de la *NC 51-101*, les ordres professionnels suivants sont acceptables à cette fin :

- Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta (APEGGA)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of the Province of British Columbia (APEGBC)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Saskatchewan (APEGS)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Manitoba (APEGM)
- Professional Engineers of Ontario (PEO)
- Ordre des ingénieurs du Québec (OIQ)
- Ordre des géologues du Québec (OGQ)
- Association of Professional Engineers of Prince Edward Island (APEPEI)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of New Brunswick (APEGNB)
- Association of Professional Engineers of Nova Scotia (APENS)
- Association of Professional Engineers and Geoscientists of Newfoundland (APEGN)
- Association of Professional Engineers of Yukon (APEY)
- Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of the Northwest Territories (NAPEGG) (représentant les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut)

L'affiliation à l'un de ces ordres professionnels est une condition nécessaire mais non suffisante de l'obtention du statut d'*évaluateur qualifié*. Les *émetteurs assujettis* doivent s'assurer que la personne qu'ils nomment en vertu de l'article 3.2 de la *NC 51-101* à titre d'*évaluateur qualifié indépendant* a, en plus du titre professionnel et de l'indépendance requis, une formation et de l'expérience conformes aux *normes de la SPEE* et pertinentes pour traiter les *données relatives aux réserves* qui font l'objet du rapport.

À l'heure actuelle, l'affiliation à un ordre professionnel étranger ne remplit pas les conditions de la *NC 51-101*. Les *émetteurs assujettis* peuvent, en vertu de la partie 7 de la *NC 51-101*, présenter une demande de dispense pour que soit considéré comme *évaluateur qualifié* un membre d'un ordre professionnel étranger qui remplit par ailleurs les conditions de qualification et d'expérience. Les ACVM sont également disposées à étudier les demandes présentées par des ordres professionnels étrangers pour être reconnus aux fins de l'application de la *NC 51-101*. Pour ce faire, les *autorités en valeurs mobilières* ou *agents responsables* se demanderont probablement si les pouvoirs ou la reconnaissance, les critères d'admission, les normes et les pouvoirs et pratiques disciplinaires des ordres en question sont analogues à ceux des ordres énumérés ci-dessus.

## 1.7 Utilisation de l'information par des tiers

Aux termes de la *NC 51-101*, l'information sur les *activités pétrolières et gazières* et sur l'extraction d'hydrocarbures de schistes, de sables bitumineux ou de charbon doit être déposée auprès des *autorités en valeurs mobilières*. Elle sert de source de renseignements et étaye les autres communications concernant ces activités, ce qui permet au public de prendre des décisions en matière de placement et aux analystes, de faire des recommandations.

Les ACVM encouragent les personnes inscrites<sup>3</sup> et les autres personnes ou sociétés qui souhaitent utiliser l'information concernant les activités d'un *émetteur assujéti*, y compris les *données relatives aux réserves*, à consulter l'information déposée dans SEDAR en vertu de la *NC 51-101* par l'émetteur en question et à utiliser la terminologie prescrite par la *NC 51-101* s'ils résumant l'information ou la mentionnent.

## **PARTIE 2      MESURE**

### **2.1            *Réserves prouvées et quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées***

Les ACVM comprennent, d'après ce que leur a déclaré la *SPEE*, qu'une estimation des quantités de *réserves prouvées*, établie en fonction de *prix* et de *coûts constants* et conformément aux *normes de la SPEE* remplirait à tous égards importants les exigences de la *règle du FASB* concernant l'estimation des *quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées*.

Les ACVM comprennent toutefois que la *réserve* en cause peut ne pas être vraie dans tous les cas.

### **2.2            *Prix et coûts prévisionnels***

L'expression « *prix et coûts prévisionnels* » est définie dans le *manuel de la SPEE*. Elle s'entend de prix et de coûts futurs « généralement reconnus comme raisonnables », sauf si l'*émetteur assujéti* est lié en droit par des *prix* ou des coûts fixes ou qu'il est possible de déterminer actuellement.

Les ACVM ne considèrent pas que les prix ou les coûts futurs remplissent cette exigence s'ils ne sont pas compris dans la fourchette de prévisions de prix ou de coûts comparables utilisée, à la même date et pour la même période future, par les principaux *évaluateurs qualifiés indépendants*.

### **2.3            *Prix et coûts constants***

La question des *prix* et des *coûts constants* est abordée dans la *règle du FASB*. De manière générale, il s'agit de prix et de coûts dont on suppose qu'ils ne changent pas, mais qu'ils restent constants pendant la durée de vie d'un *terrain*, sauf si l'*émetteur assujéti* est lié en droit (par contrat ou autrement) par des *prix* ou des coûts fixes ou qu'il est possible de déterminer actuellement, y compris pendant la période de prorogation d'un contrat qui sera vraisemblablement prorogé.

### **2.4            *Probabilité de récupération***

L'alinéa 2.2(1)g) de la *NC 51-101* prévoit que les *quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées* estimatives doivent refléter un haut degré de certitude quant à la récupérabilité. La probabilité de récupérer au moins les quantités estimatives doit être de 90 pour cent. À moins que l'estimation ne soit faite selon la méthode probabiliste, la probabilité doit plutôt être fondée sur le jugement professionnel de l'*évaluateur qualifié* que sur des calculs mathématiques.

---

<sup>3</sup>

Le terme « personne inscrite » a le sens qui lui est attribué dans la *léislation en valeurs mobilières* en vigueur dans le territoire.

## 2.5 **Concordance des dates**

Le paragraphe 2.2(2) de la *NC 51-101* exige que la même date d'effet utilisée pour des événements ou des opérations soit inscrite dans les états financiers annuels et utilisée pour la communication annuelle des *données relatives aux réserves*.

Le fait que la *date d'effet* de l'information (par exemple, « au 31 décembre 20XX, pour l'exercice terminé à cette date ») est la même pour les états financiers annuels d'un *émetteur assujetti* et pour la déclaration déposée en vertu de la rubrique 1 de l'article 5.1 de la *NC 51-101* ne remplit pas l'exigence du paragraphe 2.2(2).

Par exemple, l'acquisition ou la vente d'un *terrain* qui est inscrite dans les états financiers d'un *émetteur assujetti* pour l'exercice terminé le 31 décembre 20XX doit aussi être reflétée dans les estimations de *réserves* préparées avec la même date d'effet. Une information est « inscrite » si son montant est présenté dans le corps des états financiers au lieu d'être indiqué dans une note de bas de page.

En revanche, une acquisition ou une vente qui n'est pas inscrite dans les états financiers de l'exercice terminé le 31 décembre 20XX ne doit pas être reflétée dans les estimations de *réserves* préparées avec la même date d'effet, même si elle est indiquée dans une note de bas de page ou a été communiquée au public d'une autre façon.

Pour faire en sorte que l'effet des événements ou des opérations soit inscrit, déclaré ou reflété uniformément (en ce qui concerne la date) dans tous ces documents, les *émetteurs assujettis* veilleront à informer régulièrement leurs vérificateurs, leurs *évaluateurs qualifiés* et leurs administrateurs des opérations et des événements pertinents.

## 2.6 **Charges fiscales futures**

Les *charges fiscales futures* estimatives (calculées conformément à la *règle du FASB*) sont déduites de l'estimation des *produits d'exploitation nets futurs* ou de la *mesure* standardisée.

Les ACVM considèrent qu'il convient, à cette fin, d'estimer les *produits d'exploitation nets futurs* de chaque exercice :

- a) en répartissant de manière appropriée les coûts et les pertes estimatifs non déduits, reportés en avant à des fins fiscales, entre les *activités pétrolières et gazières* ou l'extraction d'hydrocarbures de schistes, de sables bitumineux ou de charbon et les autres activités d'exploitation;
- 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 déductions fiscales compensatoires et des crédits d'impôt estimatifs (par exemple, les crédits d'impôt pour redevances).

## **PARTIE 3 RESPONSABILITÉS DES ÉMETTEURS ASSUJETTIS ET DES ADMINISTRATEURS**

### **3.1 Comité des réserves**

L'article 3.4 de la *NC 51-101* énumère certaines des responsabilités du conseil d'administration des *émetteurs assujettis* en ce qui concerne l'information sur le *pétrole* et le *gaz*.

Les ACVM estiment que, dans certains cas, un petit groupe d'administrateurs possédant des connaissances et des aptitudes particulières sera mieux à même de s'acquitter de ces responsabilités.

L'article 3.5 de la *NC 51-101* permet au conseil d'administration de déléguer ces responsabilités (sauf la responsabilité d'approuver le contenu ou le dépôt de certains documents) à un comité composé d'administrateurs majoritairement *indépendants* de la direction. Il n'impose pas d'obligation en la matière, mais les ACVM encouragent les *émetteurs assujettis* et leurs administrateurs à adopter cette démarche.

### **3.2 Responsabilité en matière de communication de l'information**

La *NC 51-101* exige qu'un *évaluateur qualifié indépendant* établisse certains éléments d'information sur le *pétrole* et le *gaz* communiqués par les *émetteurs assujettis*. L'article 3.2 exige qu'un *évaluateur qualifié indépendant* soit désigné pour dresser un rapport sur les *données relatives aux réserves*.

Les ACVM ne considèrent pas, et n'ont pas l'intention de considérer, que l'obligation de faire appel à un *évaluateur qualifié indépendant* ou la conformité à cette obligation :

- a) relève l'*émetteur assujetti* de sa responsabilité à l'égard de l'information qu'il communique, y compris l'information déposée en vertu de la partie 5 de la *NC 51-101*;
- b) démontre en soi que l'*émetteur assujetti*, ses administrateurs ou ses dirigeants ont mené une enquête raisonnable sur l'exactitude et l'intégralité de l'information communiquée par l'*émetteur assujetti*.

## **PARTIE 4 EXIGENCES APPLICABLES À TOUTE INFORMATION**

### **4.1 Champ d'application de la partie 4 de la *NC 51-101***

La partie 4 de la *NC 51-101* impose des exigences et des restrictions qui s'appliquent à l'information visée à l'article 4.1 (ou, dans certains cas, à l'information écrite). La partie 4 s'applique à l'information qui, selon le cas :

- est déposée par un *émetteur assujetti* auprès d'une *autorité en valeurs mobilières*;
- est communiquée au public ou communiquée dans des circonstances dans lesquelles l'*émetteur assujetti* s'attend ou devrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle devienne accessible au public.

La partie 4 s'applique donc à de nombreux éléments d'information :

- les documents annuels à déposer aux termes de la partie 5 de la *NC 51-101*;
- les autres documents d'information continue, y compris les déclarations de changement important (qui peuvent aussi être exigés à la partie 6 de la *NC 51-101*);
- les documents d'information publics, déposés ou non, y compris les communiqués de presse;

- l'information communiquée au public dans le cadre d'un placement de titres, y compris les prospectus;
- les discours et les présentations publiés par des représentants de l'*émetteur assujetti* au nom de celui-ci, sauf en ce qui concerne les dispositions de la partie 4 qui ne visent que l'information écrite.

Pour l'application de cette partie, les ACVM considèrent que l'information écrite s'entend de tout écrit, image, carte ou autre représentation imprimée produit, stocké ou diffusé sur papier ou sous forme électronique.

Pour assurer le respect des exigences de la partie 4, les ACVM encouragent les *émetteurs assujettis* à faire appel à un *évaluateur qualifié* ou à un autre professionnel qui connaît les *normes de la SPEE*, pour la préparation, l'*examen* ou l'approbation de toute information sur le *pétrole* et le *gaz*.

## 4.2 Estimation de la juste valeur

L'article 4.9 de la *NC 51-101* énonce les exigences applicables à la communication de certaines *évaluations* de la juste valeur – par exemple, l'estimation de la juste valeur d'une *zone productive possible*.

Sauf application de l'alinéa 4.9(2)a), l'estimation doit remplir les exigences de l'alinéa 4.9(2)b), lequel exige notamment qu'elle soit réalisée par un évaluateur professionnel. Selon les ACVM, les estimations dont l'établissement ou l'approbation remonte à plus de six mois de la communication ne peuvent valablement servir de fondement à l'information.

La fourchette de valeurs requise au sous-alinéa 4.9(2)b)ii) comporte une faible valeur raisonnable, représentative d'une estimation pessimiste, une valeur moyenne raisonnable, représentative de l'estimation la plus probable, et une valeur élevée raisonnable, représentative d'une estimation optimiste. Chaque valeur doit être estimée par un expert selon les normes professionnelles pertinentes et en fonction de la ligne de conduite qu'est susceptible d'adopter l'*émetteur assujetti*, de l'avis de l'expert.

Dans les cas où l'alinéa 4.9(2)b) s'applique, les ACVM s'attendent à ce que les *émetteurs assujettis* fournissent l'information pertinente à un évaluateur professionnel afin que celui-ci réalise l'estimation et dresse le rapport visé à cet alinéa, pour éviter de communiquer de l'information trompeuse au public.

## 4.3 Assurance de forme négative

Les ACVM sont d'avis que les rapports établis par un *évaluateur qualifié* qui n'expriment que des assurances de forme négative (par exemple : « Je n'ai rien relevé qui me porte à croire que les *données relatives aux réserves* n'ont pas été établies conformément aux principes et aux définitions de la *SPEE* ») pourraient être mal interprétés. Le lecteur pourrait en effet croire qu'ils donnent un niveau d'assurance plus élevé que leur auteur n'en avait l'intention ou que les circonstances ne le justifient.

Les ACVM estiment par conséquent que les *émetteurs assujettis* doivent se garder de communiquer ces rapports au public et d'en tirer de l'information aux fins de communication. Toutefois, dans les rares cas où il existe des motifs impérieux de faire une telle communication, les ACVM estiment que les *émetteurs assujettis* doivent y joindre une mise en garde, de façon à ne pas communiquer d'information trompeuse. La mise en garde doit donner au lecteur des explications sur la nature de la mission de

l'évaluateur qualifié et préciser le niveau d'assurance qu'il procure, en indiquant qu'il n'équivaut pas à une opinion sans réserve.

#### **4.4 Documents justificatifs**

La partie 4 de la *NC 51-101* exige que certains éléments d'information communiqués au public soient corroborés par les renseignements exposés dans un *document justificatif*.

La définition de « *document justificatif* » donnée à l'annexe de la *NC 51-101* ne précise pas de type de document particulier ni de date d'expiration ou de délai maximal depuis l'établissement des documents. Un document déposé peut continuer à servir de *document justificatif* tant que l'information qu'il contient n'a pas été rendue inexacte ou trompeuse par des événements postérieurs à son dépôt.

La partie 6 de la *NC 51-101* exige que, dans certains cas, les déclarations de changement important contiennent de l'information sur l'effet que le changement important aurait eu, s'il s'était produit à un autre moment, sur l'information contenue dans un document annuel déposé en vertu de la partie 5.

Les ACVM ne considèrent pas que les documents déposés en vertu de la partie 5 de la *NC 51-101* cesseront d'être des *documents justificatifs* du seul fait qu'un changement important visé à la partie 6 de cette norme canadienne s'est produit, si l'information sur le changement important est déposée conformément à cette partie.

## **PARTIE 5 EXIGENCES ANNUELLES DE DÉPÔT**

### **5.1 Information à déposer dans SEDAR**

L'information exigée à l'article 5.1 de la *NC 51-101* doit être déposée par voie électronique dans SEDAR. Prière de consulter la Norme canadienne 13-101, *Système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR)* et la dernière version du *Manuel du déposant SEDAR* autorisée par les ACVM pour connaître la procédure de dépôt électronique de documents.

### **5.2 Information non pertinente ou sans importance**

L'article 5.1 de la *NC 51-101* n'exige pas de déposer de l'information concernant un *émetteur assujéti* si elle n'est ni pertinente ni importante. Il n'est pas non plus nécessaire de faire référence à cette information ou à une quelconque obligation d'information, même si elle est énoncée dans la *NC 51-101* ou dans une annexe de celle-ci. Voir l'article 1.2 de la présente instruction complémentaire pour des explications sur l'importance relative.

Si un élément d'information prescrit n'a pas été communiqué avant de perdre sa pertinence ou son importance, il est également inutile de le mentionner ou de faire référence à l'obligation d'information.

### **5.3 Utilisation des annexes**

L'article 5.1 de la *NC 51-101* exige que l'information indiquée à l'Annexe 51-101A1 et les rapports visés aux Annexes 51-101A2 et 51-101A3 soient déposés annuellement.

La *NC 51-101* et les instructions contenues dans les annexes donnent aux *émetteurs assujétis* une marge de manœuvre considérable pour présenter l'information à déposer, à condition qu'ils déposent toute l'information demandée. Il est inutile de distinguer les

éléments d'information au moyen du numéro ou du titre des annexes, ni de l'intitulé ou du numéro de leurs rubriques, ni même de suivre l'ordre des rubriques des annexes.

L'information présentée dans un des documents déposés en vertu de la partie 5 n'a pas à être répétée dans les autres documents déposés en même temps en vertu de cette partie, à l'exception des *données relatives aux réserves*, qui doivent être présentées ensemble (rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1), de manière exhaustive et concise, même si certaines d'entre elles sont aussi présentées ailleurs.

Il est possible de présenter dans un seul document l'information précisée dans les trois annexes ou dans deux d'entre elles. Les *émetteurs assujettis* peuvent aussi indiquer les relations entre les documents ou entre leurs parties. Ils peuvent par exemple accompagner le rapport de l'*évaluateur qualifié indépendant* (Annexe 51-101A2) d'un renvoi aux *données relatives aux réserves* (rubrique 2.1 de l'Annexe 51-101A1), et vice-versa.

Le rapport de la direction (Annexe 51-101A3) peut être combiné avec le rapport de la direction sur les états financiers du même exercice.

#### **5.4 Notice annuelle**

L'article 5.3 de la *NC 51-101* permet aux *émetteurs assujettis* de remplir les exigences de l'article 5.1 de la *NC 51-101* en présentant l'information exigée par celui-ci dans leur *notice annuelle*.

La notice annuelle peut être en la forme prévue à l'Annexe 44-101A1, *Notice annuelle*, s'il s'agit d'une notice annuelle courante au sens de la Norme canadienne 44-101, *Placement de titres au moyen d'un prospectus simplifié*, ou si elle est déposée en application de la norme 51-501, *AIF and MD&A* de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, de l'article 159 du règlement d'application de la *Loi sur les valeurs mobilières* du Québec ou de la norme multilatérale 45-102 *Multilateral Instrument – Resale of Securities*.

La *notice annuelle* peut également être un rapport annuel courant sur formulaire 10-K ou 20-F en vertu de la Loi de 1934, si l'*émetteur assujetti* a le droit de le déposer.

La notice annuelle qui contient l'information exigée à l'article 5.1 n'a pas à être déposée deux fois (comme notice annuelle puis en application de l'article 5.1). Toutefois, pour des raisons de commodité pour le public, les ACVM demandent aux *émetteurs assujettis* qui se prévalent de l'article 5.3 de déposer dans SEDAR, sous la catégorie pour les documents prévus à l'article 5.1, une déclaration dirigeant le lecteur vers la notice annuelle. À cet effet, ils peuvent reproduire le communiqué de presse exigé aux termes de l'article 5.2 de la *NC 51-101*.

#### **5.5 Restriction dans le rapport de l'évaluateur qualifié indépendant**

Le rapport de l'*évaluateur qualifié indépendant* sur les *données relatives aux réserves* ne remplit pas les exigences de la rubrique 2 de l'article 5.1 de la *NC 51-101* s'il contient une *restriction* dont l'*émetteur* est en mesure de supprimer la cause (paragraphe 5.4(2)).

Les ACVM considèrent que les questions de délais et coûts ne sont pas des causes de restrictions que l'*émetteur assujetti* n'est pas en mesure de supprimer.

Les rapports contenant une restriction peuvent toutefois être acceptables si la restriction est causée par une limitation de l'étendue de l'*évaluation* ou de la *vérification* entraînée par un événement qui limite clairement la disponibilité des dossiers et est indépendante

de la volonté de l'*émetteur assujéti*. Cette situation peut se produire, par exemple, si les dossiers pertinents ont été détruits par inadvertance et ne peuvent être reconstitués ou s'ils se trouvent dans un pays en guerre et sont, par conséquent, difficiles d'accès.

## **5.6 Assurance de forme négative de la part de l'évaluateur qualifié**

L'*évaluateur qualifié* qui procède à un *examen* peut n'exprimer qu'une assurance de forme négative (par exemple : « Je n'ai rien relevé qui me porte à croire que les *données relatives aux réserves* n'ont pas été établies conformément aux principes et aux définitions de la SPEE »).

Comme nous l'avons vu ci-dessus, à l'article 4.3, en ce qui concerne la communication d'information au public, les ACVM sont d'avis que ces expressions d'assurance négative peuvent être mal interprétées et porter le lecteur à croire qu'elles donnent un niveau d'assurance plus élevé que leur auteur n'en avait l'intention ou que les circonstances ne le justifient.

Les ACVM estiment qu'un rapport contenant une expression d'assurance négative constituerait un tel écart par rapport aux exigences de l'Annexe 51-101A2 qu'il ne remplirait pas les exigences de la rubrique 2 de l'article 5.1 de la *NC 51-101*.

## **PARTIE 6 INFORMATION SUR LES CHANGEMENTS IMPORTANTS**

### **6.1 Changement par rapport à l'information déposée**

Aux termes de la partie 6 de la *NC 51-101*, certains renseignements doivent être fournis avec l'information sur les changements importants.

L'information à déposer annuellement en vertu de la partie 5 de la *NC 51-101* doit porter sur le dernier exercice de l'*émetteur assujéti* et être arrêtée à la fin de celui-ci. Cette date est la « date d'effet » dont il est question au paragraphe 6.1(1) de la *NC 51-101*. Lorsqu'un changement important se produit après cette date, il se peut que l'information déposée perde de son importance, voire qu'elle devienne trompeuse si elle n'est pas mise à jour.

La partie 6 de la *NC 51-101* exige que l'*émetteur assujéti* indique, dans l'information sur les changements importants, en quoi, selon eux, l'information déposée en vertu de la partie 5 aurait changé si le changement important s'était produit avant son établissement plutôt qu'après.

L'information sur les changements importants peut réduire le risque que les investisseurs ne soient induits en erreur et préserver l'utilité de l'information sur le *pétrole* et le *gaz* déposée antérieurement lorsqu'elle est lue en conjonction avec celle-ci.

## **PARTIE 7 INDÉPENDANCE DES PROFESSIONNELS**

### **7.1 Indépendance de l'évaluateur qualifié**

Selon la définition qui en est donnée à l'annexe de la *NC 51-101*, le terme « indépendance », appliqué à la relation entre un *émetteur assujéti* et un *évaluateur qualifié* engagé pour *évaluer*, *examiner* ou *vérifier* les *données relatives aux réserves* ou d'autres éléments d'information sur des *réserves* a le sens qui lui est attribué dans les *normes de la SPEE*.

Aux termes des *normes de la SPEE*, un *évaluateur qualifié* est considéré comme *indépendant* de son client (*émetteur assujetti*) s'il ne détient ni ne s'attend à recevoir de droit direct ou indirect sur un *terrain* devant faire l'objet d'une *évaluation* ou d'un rapport, ni sur des titres de son client ou d'une société appartenant au même groupe que celui-ci.

En règle générale, un *évaluateur qualifié* n'est pas considéré comme *indépendant* de son client (*émetteur assujetti*) si, pendant sa mission :

- il avait un intérêt financier important dans i) son client ou une société appartenant au même groupe que celui-ci, ou ii) un *terrain* devant faire l'objet d'une *évaluation* ou d'un rapport;
- il était endetté envers son client, un de ses dirigeants, administrateurs ou actionnaires importants, ou avait fait crédit à ces personnes (exception faite des avances ou acomptes versés, des travaux en cours dans le cadre de la mission ou des créances clients à recouvrer dans le cours normal des affaires);
- il avait un intérêt financier dans une activité (autre que la mission d'*évaluation* des *réserves* ou de rapport) dans laquelle son client avait aussi un intérêt financier, ou il avait conclu avec celui-ci une entente en vue de l'achat ou de la vente d'un élément d'actif important;
- il était engagé à des conditions qui prévoyaient que sa rémunération serait fonction des résultats de l'*évaluation* ou du rapport;
- il devait tirer de sa mission plus de 50 % de ses revenus des douze mois précédents.

En règle générale, on ne considérera pas qu'il y a perte d'indépendance du seul fait que l'*évaluateur qualifié* (ou la société de génie pétrolier dont il est associé, actionnaire ou employé) fournit aussi au client (*émetteur assujetti*) ou à un autre client, à l'égard d'un *terrain* devant faire l'objet d'une *évaluation* ou d'un rapport, d'autres services (notamment des services d'*évaluation*, d'*examen* ou de *vérification*) du type ce ceux que rendent généralement les ingénieurs du *pétrole*.

## 7.2

### **Évaluateurs qualifiés ou experts inacceptables**

Les articles 3.2 et 5.1 de la *NC 51-101* exigent qu'un *évaluateur qualifié indépendant* (au sens des *normes de la SPEE*) de l'*émetteur assujetti* prenne part à l'établissement des *données relatives aux réserves* à déposer annuellement. De la même façon, l'article 4.9 exige que les estimations de la juste valeur soient établies par un expert qui n'est pas « apparenté » (au sens du Manuel de l'ICCA) à l'*émetteur assujetti*.

Il se peut que la relation entre un *évaluateur qualifié* ou un expert et l'*émetteur assujetti* remplisse ces conditions, mais que les circonstances privent (ou donnent l'impression de priver) ces personnes de l'indépendance d'esprit que les ACVM jugent essentielle pour l'application de la *NC 51-101*. Dans ce cas, l'*agent responsable* peut demander à l'*émetteur assujetti* d'engager un autre *évaluateur qualifié* ou un autre expert. S'agissant du dépôt d'un prospectus, l'*agent responsable* peut juger que le défaut de se conformer à cette demande compromet la qualité de l'information à tel point qu'il faut refuser d'accorder le visa.

## **PARTIE 8      DISPENSES**

### **8.1            Champ d'application des dispenses**

La présente partie traite des dispenses que l'*autorité en valeurs mobilières* ou l'*agent responsable* serait disposé à accorder, sur demande, à l'*émetteur assujéti*, en vertu de la partie 8 de la *NC 51-101*, si les circonstances le justifient. Les dispenses dont il est question ici ne visent que les dispositions de la *NC 51-101*. Elles ne modifient en rien les autres exigences de la *législation en valeurs mobilières*.

### **8.2            Dispense de l'obligation d'engager un évaluateur qualifié indépendant**

Les ACVM considèrent que la collaboration d'un *évaluateur qualifié indépendant* de l'*émetteur assujéti* constituera dans la plupart des cas une importante mesure de contrôle de la qualité des *données relatives aux réserves*, qui donnera confiance dans l'information sur le *pétrole* et le *gaz*, au profit de tous les participants des marchés des capitaux canadiens.

Toutefois, les ACVM reconnaissent que, dans de rares cas, on peut obtenir la qualité et la fiabilité recherchées en matière de *données relatives aux réserves* sans faire appel à des professionnels indépendants.

Les *autorités en valeurs mobilières* et les *agents responsables* seraient disposés, dans certaines circonstances, à dispenser les grands émetteurs producteurs qui en font la demande de l'obligation d'engager un *évaluateur qualifié indépendant*. La dispense pourrait ne pas être limitée dans le temps mais serait probablement assortie de certaines conditions.

Pour l'application de la présente instruction complémentaire, un « grand émetteur producteur » est un *émetteur assujéti* qui :

- a) a la capacité d'estimer ses *réserves* et ses *produits d'exploitation nets futurs* conformément aux *normes de la SPEE* (autres que celles qui ont trait à l'indépendance);
- b) a produit en moyenne plus de 100 000 *bep* de *pétrole* et de *gaz* (convertis selon le ratio de 6 *kpi*<sup>3</sup> d'équivalent *gaz* : 1 *baril*) par jour au cours de son dernier exercice.

Une telle dispense de l'exigence d'indépendance de l'*évaluateur qualifié* s'appliquerait probablement aux obligations découlant directement de la *NC 51-101* (en particulier de l'article 3.2 et de l'alinéa c) de la rubrique 2 de l'article 5.1) ou, indirectement, de la *législation en valeurs mobilières* (par exemple les exigences d'information à fournir dans le prospectus) qui applique les exigences de la *NC 51-101*.

La dispense n'annulerait sûrement pas l'obligation de faire appel à un *évaluateur qualifié*; seule l'*indépendance* de cette personne serait retranchée. Il est probable que les *émetteurs assujétis* qui cessent d'être de grands émetteurs producteurs ou qui ne respectent pas les engagements pris comme condition ne pourront plus se prévaloir de la dispense.

La dispense ne serait probablement pas octroyée dans le cadre d'un premier appel public à l'épargne, d'une prise de contrôle inversée ou d'une opération semblable.

L'*émetteur assujéti* qui présente une demande de dispense doit démontrer qu'il est un grand émetteur producteur. Dans l'étude de cet aspect de la demande, les *autorités en*

*valeurs mobilières* ou les *agents responsables* tiendront vraisemblablement compte de facteurs comme les antécédents et l'expérience des *évaluateurs qualifiés non indépendants* liés à l'*émetteur assujéti*, de la qualité de l'information sur le *pétrole* et le *gaz* que celui-ci a diffusée par le passé et de ses procédures internes de communication de l'information, de conformité à la législation, de contrôle de la qualité et d'approbation. Elles s'attendraient également à ce que l'évaluateur adopte les « meilleures pratiques » élaborées par la SPEE ou par l'ordre professionnel pertinent. Elles pourraient demander un *examen indépendant des données relatives aux réserves* produites à l'interne et n'octroyer la dispense que si elles jugent ses résultats satisfaisants.

La dispense ne serait vraisemblablement octroyée qu'en contrepartie d'engagements de l'*émetteur assujéti* à :

- a) communiquer au moins une fois par an les motifs pour lesquels il estime que la fiabilité des *données relatives aux réserves* produites à l'interne n'est pas substantiellement moindre que celle qu'il pourrait obtenir en se conformant strictement aux exigences de la *NC 51-101*, en fournissant :
  - i) une analyse des arguments en faveur de l'engagement d'un *évaluateur qualifié indépendant*, dans laquelle il explique pourquoi ces arguments ne sont pas décisifs dans son cas;
  - ii) une analyse de sa procédure interne d'établissement, d'*examen* et d'approbation des *données relatives aux réserves*, indiquant notamment les procédures de contrôle et les fonctions, les responsabilités et la composition de la direction, du conseil d'administration et (le cas échéant) du comité des *réserves* du conseil d'administration;
- b) donner, dans chaque document qui contient de l'information tirée de *données relatives aux réserves* produites à l'interne, une mise en garde portant qu'aucun *évaluateur qualifié indépendant* n'a pris part à l'établissement de ces données;
- c) indiquer, à tout le moins en résumé, s'il obtient d'un *évaluateur qualifié indépendant* un rapport sur les *données relatives aux réserves* nonobstant la dispense, l'existence de ce rapport, l'identité de l'évaluateur (après avoir obtenu son consentement), ainsi que l'étendue et les conclusions du rapport, en précisant dans quelle mesure les conclusions coïncident avec les *données relatives aux réserves* produites à l'interne et communiquées sous le régime de la dispense ou s'en écartent.
- d) déposer auprès de l'*agent responsable*, dans les 140 jours de la fin de chaque exercice postérieur à la date de la dispense, une attestation signée par un de ses dirigeants et confirmant qu'il a respecté les conditions de sa dispense tout au long de l'exercice;
- e) en ce qui concerne la partie 5 de la *NC 51-101*, respecter l'article 5.1, compte tenu des modifications apportées par :
  - i) la suppression des mots « dont chacun est indépendant de l'*émetteur assujéti*, et » de l'alinéa c) de la rubrique 2 de l'article 5.1;
  - ii) le remplacement du rapport prévu à l'Annexe 51-101A2 et visé à la rubrique 2 de l'article 5.1 par un rapport équivalent à tous égards *importants* à ce qui suit, mais modifié pour tenir compte des conditions particulières de la dispense et dont on a supprimé les éléments inapplicables :

« **Rapport sur les données relatives aux réserves**

Au conseil d'administration de [nom de l'émetteur] (la « société »),

1. *Notre personnel et moi-même avons procédé à l'évaluation des données relatives aux réserves de la société en date du [dernier jour du dernier exercice de l'émetteur]. Les données relatives aux réserves comprennent :*
  - a) *i) les réserves pétrolières et gazières prouvées et probables estimées en date du [dernier jour du dernier exercice de l'émetteur] au moyen de prix et coûts prévisionnels;*
    - ii) *les produits d'exploitation nets futurs estimatifs connexes;*
  - b) *i) les quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées, estimées en date du [dernier jour du dernier exercice de l'émetteur] au moyen de prix et de coûts constants;*
    - ii) *la mesure standardisée connexe des flux de trésorerie nets futurs actualisés tirés des quantités de réserves pétrolières et gazières.*
2. *La direction de la société est responsable des données relatives aux réserves. Nous sommes pour notre part chargés d'exprimer un avis sur les données relatives aux réserves tenant compte de notre évaluation.*
3. *Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes établies par le comité canadien de la Society of Petroleum Evaluation Engineers. Toutefois, en tant que membres du personnel [et actionnaires, acheteurs d'options ou adhérents du programme d'incitatifs liés aux réserves de la société], nous ne sommes pas indépendants.*
4. *Conformément aux termes de ces normes, nous devons préparer et effectuer une évaluation dans le but de confirmer raisonnablement l'absence d'inexactitudes importantes dans les données relatives aux réserves. Nous devons également, dans le cadre de l'évaluation, déterminer si ces données relatives aux réserves sont conformes aux principes et définitions établis par le comité canadien de la Society of Petroleum Evaluation Engineers.*
5. *Dans le tableau suivant sont indiqués les produits d'exploitation nets futurs estimatifs tirés des réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels, actualisés au moyen d'un taux de 10 p. cent, qui sont compris dans les données relatives aux réserves ayant fait l'objet d'une évaluation pour l'exercice terminé le xx xxxx 20xx :*

<u>Pays abritant les réserves</u>	<u>Évaluation</u>
xxx	xxx \$
xxx	xxx
xxx	<u>xxx</u>
	<u>xxx \$</u>

6. À notre avis, les données relatives aux réserves ayant fait l'objet de notre évaluation ont été préparées et présentées, à tous égards importants, conformément aux normes établies par le comité canadien de la Society of Petroleum Evaluation Engineers.
7. Nous ne sommes aucunement tenus de réviser le présent rapport pour tenir compte d'événements et de circonstances survenant après la date du rapport.
8. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des conjectures concernant des événements futurs, les résultats réels varieront par rapport à ceux qui sont présentés et les variations pourraient être importantes.

[Nom et titre de l'évaluateur interne, province, date]

\_\_\_\_\_ [signé] »

- iii) le remplacement du rapport prévu à l'Annexe 51-101A3 et visé à la rubrique 3 de l'article 5.1 par un rapport équivalent à tous égards importants à ce qui suit, mais modifié pour tenir compte des conditions particulières de la dispense et dont on a supprimé les éléments inapplicables :

**« Rapport sur les données relatives aux réserves et l'information supplémentaire concernant le pétrole et le gaz »**

La direction et le personnel sont responsables de la préparation et de la communication de l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément aux exigences de l'autorité en valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui comprennent :

- a)
  - i) les réserves pétrolières et gazières prouvées et probables estimées en date du [dernier jour du dernier exercice de l'émetteur] au moyen de prix et coûts prévisionnels;
  - ii) les produits d'exploitation nets futurs estimatifs connexes;
- b)
  - i) les quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées, estimées en date du [dernier jour du dernier exercice de l'émetteur] au moyen de prix et de coûts constants;
  - ii) la mesure standardisée connexe des flux de trésorerie nets futurs actualisés tirés des quantités de réserves pétrolières et gazières.

*Notre évaluateur interne et le personnel de la société ont procédé à la vérification des données relatives aux réserves de la société. Le [comité des réserves du] conseil d'administration de la société a) a examiné les procédures suivies par la société pour procurer l'information à l'évaluateur interne, b) a rencontré l'évaluateur interne dans le but de déterminer s'il avait été empêché d'une manière quelconque de présenter un rapport sans aucune restriction, et c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et l'évaluateur interne.*

*Le [comité des réserves du] conseil d'administration de la société a examiné les procédures suivies par la société pour assembler et présenter l'information supplémentaire concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration [, sur la recommandation du comité des réserves.] a approuvé le contenu et le dépôt des données relatives aux réserves et de l'information supplémentaire concernant le pétrole et le gaz, le dépôt du rapport de l'évaluateur interne sur les données relatives aux réserves et le contenu et le dépôt du présent rapport.*

*Nous estimons que la fiabilité des données relatives aux réserves vérifiées par l'évaluateur interne n'est pas sensiblement moindre que celle que nous obtiendrions en engageant un évaluateur qualifié indépendant pour évaluer, examiner ou vérifier ces données. Nous avons donc obtenu une dispense de l'obligation, prévue par la législation en valeurs mobilières, de faire appel à un évaluateur indépendant.*

*Le recours à un évaluateur indépendant est justifié : i) lorsque ses connaissances et son expérience, en ce qui concerne les données relatives aux réserves de l'émetteur, sont supérieures à celles des évaluateurs internes, et ii) lorsque cela réduit le risque que l'évaluateur se laisse influencer de façon négative par son intérêt personnel ou par la direction de l'émetteur. À notre avis, aucun de ces motifs n'est pertinent dans notre cas.*

*Notre opinion s'appuie en grande partie sur les considérations suivantes. Nous avons estimé nos données relatives aux réserves conformément aux normes établies par le comité canadien de la Society of Petroleum Evaluation Engineers et a) nos employés chargés de l'évaluation (nombre de personnes) ont en moyenne X années d'expérience dans l'évaluation de réserves, b) nos cadres chargés de l'évaluation (nombre de personnes) ont en moyenne Y années d'expérience dans l'évaluation de réserves et dans l'encadrement des travaux d'évaluation, c) tous nos employés chargés de l'évaluation sont indépendants (mis à part le fait qu'ils sont employés, actionnaires, acheteurs d'options ou adhérents du programme d'incitatifs liés aux réserves de la société), et d) nos procédures, nos dossiers et nos contrôles internes ont été établis par nos vérificateurs internes (relevant directement du [comité de vérification du] conseil d'administration), qui les améliorent, les documentent et les vérifient depuis Z années.*

*Étant donné que les données relatives aux réserves sont fondées sur des prévisions, les résultats peuvent varier et les variations être importantes.*

---

*[signature, nom et titres du chef de la direction]*

\_\_\_\_\_  
[signature, nom et titres du dirigeant responsable de l'information sur les réserves]

\_\_\_\_\_  
[signature, nom et titres de l'évaluateur interne]

\_\_\_\_\_  
[signature, nom et titres d'un administrateur ou d'un membre du comité des réserves]

\_\_\_\_\_  
[signature, nom et titres d'un administrateur ou d'un membre du comité des réserves]

[Date] »

### 8.3 Dispense de l'obligation de fournir certaines *données relatives aux réserves*

Les *données relatives aux réserves* à fournir chaque année en vertu de la partie 5 de la NC 51-101 ont quatre composantes principales (voir la définition à l'annexe de la NC 51-101). Deux de ces composantes, les *quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées* et la *mesure standardisée* qui s'y rapporte, proviennent des exigences américaines.

Un des principaux objectifs que les ACVM cherchaient à atteindre en élaborant la NC 51-101 était d'améliorer la comparabilité de l'information sur le *pétrole* et le *gaz* fournie par les *émetteurs assujettis*. Les ACVM reconnaissent que, dans le cas de certains *émetteurs assujettis* actifs sur les marchés des capitaux des États-Unis, il est probablement plus pertinent de faire la comparaison avec l'information fournie par les émetteurs américains.

Par conséquent, les *autorités en valeurs mobilières* et les *agents responsables* sont prêts, dans certains cas, à accorder aux *émetteurs assujettis* dont les titres sont enregistrés en vertu de la Loi de 1934 une dispense limitée des exigences de la partie 5 de la NC 51-101 et des annexes visées dans cette partie.

Une telle dispense pourrait limiter l'étendue de l'information demandée à l'Annexe 51-101A1 et visée par les Annexes 51-101A2 et 51-101A3, en supprimant les éléments qui ne sont ni exigés par la SEC ni prescrits par le FASB. Par exemple, les *données relatives aux réserves* à fournir pourraient être limitées en excluant les *réserves* et les *revenus nets futurs* connexes estimés en fonction de *prix et coûts prévisionnels*, et en ne conservant que les *quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées* ainsi que la *mesure standardisée* qui s'y rapporte, estimée en fonction de *prix* et de *coûts constants*.

La dispense ne serait probablement pas octroyée dans le cadre d'un premier appel public à l'épargne, d'une prise de contrôle inversée ou d'une opération semblable. Elle pourrait ne pas être limitée dans le temps mais serait probablement assortie de certaines conditions, notamment d'engagements de l'*émetteur assujetti* à :

- a) indiquer dans les documents déposés en vertu de la partie 5 de la *NC 51-101* l'existence de la dispense, en donnant une description de l'information exclue des documents sous le régime de la dispense;
- b) fournir, aux fins de l'application de la rubrique 1 de l'article 5.1 de la *NC 51-101* :
  - i) l'information exigée aux termes de la *règle du FASB*, de la *norme 69 du FASB* et du *Industry Guide 2*, « *Disclosure of Oil and Gas Operations* » de la SEC;
  - ii) l'information relative aux questions abordées dans l'Annexe 51-101A1, qui est exigée en vertu des énoncés de principe du *FASB*;
  - iii) l'information précisée à l'appendice 2 de l'annexe de la présente instruction complémentaire, « Information concernant les sables bitumineux », s'il extrait du bitume ou du *pétrole* de schistes, de sables bitumineux ou de charbon;
- c) ne pas communiquer au public l'information, ni l'information qui en découle, qui est exclue des documents déposés en vertu de la partie 5 de la *NC 51-101* sous le régime de la dispense, quelle que soit la façon dont il la présente ou la décrit;
- d) ne pas communiquer au public d'information sur des *réserves probables* ou *réserves possibles*, ni sur les *produits d'exploitation nets futurs* pouvant en découler, estimés en fonction de *prix* et de *coûts constants*;
- e) déposer auprès de l'*agent responsable*, dans les 140 jours de la fin de tout exercice postérieur à la date de la dispense, une attestation signée par un de ses dirigeants et confirmant qu'il a respecté les conditions de sa dispense tout au long de l'exercice, jusqu'à la date de l'attestation.

La dispense cesserait vraisemblablement de s'appliquer, en tout ou (dans certains cas) en partie, à l'information qui, bien qu'elle n'ait pas à être incluse dans les documents déposés en vertu de la partie 5 de la *NC 51-101* en raison de la dispense, a été communiquée au public :

Communication volontaire – Si l'*émetteur assujetti* communique volontairement, nonobstant la dispense, un élément d'information visé à l'alinéa c), ci-dessus, la dispense cesse de s'appliquer à l'élément en question et l'*émetteur assujetti* est dès lors tenu de se conformer strictement à la *NC 51-101* pour ce qui est de cet élément (notamment en déposant, en vertu de la partie 5, toute information à ce sujet). Si des circonstances de cet ordre l'empêchent de se prévaloir de la dispense au cours d'un exercice, il est probable qu'il ne pourra plus le faire par la suite.

Par exemple, un *émetteur assujetti* pourrait être dispensé de l'obligation de communiquer les estimations de *réserves* (calculées en fonction de *prix et coûts prévisionnels*), ou les *produits d'exploitation nets futurs* pouvant en découler dans les documents déposés en vertu de la partie 5. S'il souhaitait publier par la suite un communiqué de presse dans lequel il faisait volontairement part au public d'une estimation des *réserves* ou des *produits d'exploitation nets futurs*, calculés en fonction de *prix et coûts prévisionnels*, à propos d'un projet ou d'un *terrain* en particulier, il ne pourrait plus se prévaloir de la dispense pour les *réserves*, les *produits d'exploitation nets futurs* et l'information connexe.

Dans ce cas, il devrait, en vertu de l'article 4.7 de la *NC 51-101*, communiquer l'information non seulement sur le projet ou le *terrain* en question, mais aussi sur l'ensemble de ses activités et de son entreprise.

L'article 4.2 de la *NC 51-101* serait aussi pertinent dans ce cas. Il exige que toute information communiquée au public concorde avec l'information déposée en vertu de la partie 5 ou contenue dans une déclaration de changement important. En vertu de cet article, l'*émetteur assujetti* serait également tenu de déposer l'information visée à la rubrique 1 de l'article 5.1 avec les rapports prévus aux rubriques 2 et 3 de l'article 5.1, indiquant les *données relatives aux réserves* et les éléments d'information connexes pertinents à la communication volontaire et compatibles avec celle-ci. Il devrait continuer à faire ces dépôts d'information au cours des exercices suivants.

Information sur les changements importants – En vertu des obligations d'information sur les changements importants que lui impose la *législation en valeurs mobilières*, l'*émetteur assujetti* pourrait être tenu de communiquer de l'information que les dispenses visées au présent article ne l'obligent ni ne l'autorisent à communiquer. Cela pourrait arriver si ses *réserves probables* changeaient de façon importante à la suite d'une découverte ou d'activités de mise en valeur.

Si, pour remplir ses obligations d'information sur les changements importants, l'*émetteur assujetti* communique des estimations ou d'autres éléments d'information qu'il s'était engagé à ne pas communiquer comme condition d'une dispense, il devra vraisemblablement inclure dans l'information qu'il dépose en vertu de l'article 5.1 de la *NC 51-101* pour cet exercice, toute l'information et tous les rapports relatifs à ces estimations ou aux autres éléments d'information à déposer en vertu de la partie 5 (en l'absence de dispense), du moins pour le projet ou le *terrain* auquel l'information sur le changement important se rapporte. Dans ce cas, l'application des articles 4.2 et 4.7 de la *NC 51-101* serait probablement modifiée, de sorte que l'information supplémentaire pourrait être limitée au projet ou au *terrain* en cause, au lieu de porter sur l'ensemble des projets ou des *terrains* de l'*émetteur assujetti*.

L'information et les rapports supplémentaires devraient probablement être déposés au plus tard à la date du dépôt suivant en vertu de l'article 5.1 de la *NC 51-101* (c'est-à-dire la date limite du dépôt de l'information arrêtée à la fin de l'exercice au cours duquel le changement important s'est produit). Ils pourraient être intégrés dans les autres documents déposés à ce moment en vertu de la partie 5. Hormis ces exigences de dépôt ponctuelles supplémentaires, la dispense ne serait ni modifiée ni invalidée.

#### **8.4 Cumul de dispenses**

Les *autorités en valeurs mobilières* ou *agents responsables* seraient disposés, dans certains cas, à octroyer aux *émetteurs assujettis* qui en font la demande et qui tombent dans les catégories prévues aux articles 8.2 et 8.3 une dispense qui combine les éléments de ces deux articles.

**ANNEXE**  
**à**  
**L'INSTRUCTION COMPLÉMENTAIRE 51-101**

**INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES**

**TERMINOLOGIE, NORMES ET RÈGLES**

Dans la Norme canadienne 51-101 *Information concernant les activités pétrolières et gazières* (« NC 51-101 »), plusieurs termes définis à l'article 1.3 ont le sens qui leur est attribué dans le *manuel de la SPEE* ou dans la *règle du FASB*. D'autres termes utilisés dans la NC 51-101 sont définis dans la Norme canadienne 14-101, *Définitions* (« NC 14-101 »).

La présente annexe regroupe un grand nombre des termes utilisés dans la NC 51-101. Elle les définit ou explique le sens qui leur est attribué à la date d'entrée en vigueur de la NC 51-101.

La présente annexe à la NC 51-101 est fournie par souci de commodité pour faciliter la compréhension de son objet et de son champ d'application. Le contenu de l'annexe n'est pas définitif et ne tient pas compte des changements qui pourraient être apportés aux documents de base. Ces documents de base devraient être consultés pour l'application de la NC 51-101.

**Organisation de l'annexe**

La partie 1 de l'annexe présente, par ordre alphabétique, certains termes utilisés dans la NC 51-101 et leur définition. Lorsque les documents de base ne sont pas évidents dans la définition fournie, ils sont indiqués entre crochets à l'intérieur de chaque définition.

La partie 2 fournit des explications sur certains termes se rapportant aux *réserves* et aux catégories de *réserves*.

La présente annexe fait référence à d'autres documents de base, dont certains sont reproduits dans les appendices ou peuvent être consultés comme suit :

- La *note d'orientation concernant la comptabilité NOC 5* fait partie du Manuel de l'ICCA.
- La *règle du FASB*, au [15 octobre 2001], est présentée à l'appendice 1 de la présente annexe. On peut obtenir auprès du FASB les textes de la compilation dont est extraite la *règle du FASB* ainsi que les normes dont la compilation est tirée.
- L'appendice 2 de la présente annexe, *Information concernant les sables bitumineux*, énonce certaines règles au sujet de l'information concernant les sables bitumineux (sables pétrolifères), qui sont tirées de la publication de la SEC (*Industry Guide 7*) intitulée *Description of Property by Issuers Engaged or to be Engaged in Significant Mining Operations*, en date du [15 octobre 2001].
- On peut se procurer le *manuel de la SPEE* auprès de la SPEE.
- On peut consulter la NC 14-101 sur le site Web de certaines autorités en valeurs mobilières.

## PARTIE 1. DÉFINITIONS

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

Terme défini	Sens
<b>Activités pétrolières et gazières</b>	Activités de production de pétrole et de gaz selon la définition du glossaire de la <i>règle du FASB</i> (actuellement à l'alinéa .403C).
<b>Agent responsable</b>	Selon la définition de la <i>NC 14-101</i> , qui définit <i>l'autorité en valeurs mobilières</i> ou une personne qui occupe un poste particulier auprès de <i>l'autorité en valeurs mobilières</i> (dans plusieurs cas, son directeur général ou son directeur) dans chaque <i>territoire</i> .
<b>Annexe 51-101A1</b>	Annexe 51-101A1, <i>Relevé des données relatives aux réserves et information supplémentaire concernant le pétrole et le gaz</i> .
<b>Annexe 51-101A2</b>	Annexe 51-101A2, <i>Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur qualifié indépendant</i> .
<b>Annexe 51-101A3</b>	Annexe 51-101A3, <i>Rapport de la direction sur l'information concernant le pétrole et le gaz</i> .
<b>Autorité en valeurs mobilières</b>	Commission des valeurs mobilières ou organisme comparable défini, pour chaque <i>territoire</i> , dans la <i>NC 14-101</i> .  Toute référence dans la <i>NC 51-101</i> à <i>l'autorité en valeurs mobilières</i> doit être interprétée comme une référence à <i>l'autorité en valeurs mobilières</i> du <i>territoire</i> visé.
<b>Bep</b>	Barils d'équivalent <i>pétrole</i> . [ <i>NC 51-101</i> et <i>manuel de la SPEE</i> ]
<b>Bitume</b>	<i>Pétrole</i> ayant une densité inférieure à 10 degrés API (selon la définition de <i>l'American Petroleum Institute</i> ).
<b>Brut(e)</b>	a) En ce qui concerne la participation d'un <i>émetteur assujetti</i> à la production ou aux <i>réserves</i> , participation de <i>l'émetteur assujetti</i> avant déduction des redevances.  b) En ce qui concerne la participation d'un <i>émetteur assujetti</i> dans un puits ou un <i>terrain</i> , participation de <i>l'émetteur assujetti</i> avant déduction de la participation des autres intéressés.  [ <i>manuel de la SPEE</i> ]
<b>Champ</b>	« Champ » selon la définition du glossaire de la <i>règle du FASB</i> (actuellement à l'alinéa .403).

<b>Charges fiscales futures</b>	« Charges fiscales futures » calculées annuellement par application de la clause c. de l'alinéa .180 de la <i>règle du FASB</i> .  [manuel de la SPEE et règle du FASB]
<b>Concession</b>	Entente donnant au détenteur le droit d'explorer, de mettre en valeur et d'exploiter un <i>terrain</i> . [manuel de la SPEE]
<b>Date d'effet</b>	Pour ce qui est de l'information, date à laquelle ou période se terminant à la date à laquelle l'information est préparée ou fournie.
<b>Date de préparation</b>	En ce qui concerne l'information écrite, date de l'information la plus récente utilisée pour la préparation de l'information présentée.
<b>Document justificatif</b>	Document déposé par <i>l'émetteur assujetti</i> auprès de <i>l'autorité en valeurs mobilières</i> , pourvu que des événements postérieurs à son dépôt n'aient pas rendu l'information contenue dans le document inexacte ou trompeuse.  [NC 51-101]
<b>Données relatives aux réserves</b>	Les <i>données relatives aux réserves</i> comportent quatre éléments, chacun d'entre eux étant une estimation totale pour <i>l'émetteur assujetti</i> (par pays et pour tous les pays dans leur ensemble) :  i) <i>réserves prouvées</i> et <i>réserves probables</i> , correspondant dans chaque cas à une quantité estimative au dernier jour de l'exercice le plus récent de <i>l'émetteur assujetti</i> , établie à l'aide de <i>prix et coûts prévisionnels</i> ;  ii) <i>quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées</i> , estimées au dernier jour de l'exercice le plus récent de <i>l'émetteur assujetti</i> , établies à l'aide de <i>prix et coûts constants</i> le dernier jour de l'exercice visé;  iii) <i>produits d'exploitation nets futurs</i> attribuables aux <i>réserves prouvées</i> et aux <i>réserves probables</i> , estimés au dernier jour de l'exercice le plus récent de <i>l'émetteur assujetti</i> , établis à l'aide de <i>prix et coûts prévisionnels</i> ; et  (iv) <i>mesure standardisée</i> , estimée au dernier jour de l'exercice le plus récent de <i>l'émetteur assujetti</i> , établie à l'aide de <i>prix et coûts constants</i> le dernier jour de l'exercice visé.  [NC 51-101]
<b>Émetteur assujetti</b>	a) « Émetteur assujetti », selon la définition de la <i>législation en valeurs mobilières</i> ; ou  b) dans un <i>territoire</i> où le terme n'est pas défini dans la <i>législation en valeurs mobilières</i> , émetteur de titres qui est tenu de déposer des états financiers auprès de <i>l'autorité en valeurs mobilières</i> .

**Évaluateur**

En ce qui concerne les *données relatives aux réserves* ou l'information connexe, personne physique qui effectue une *évaluation*, une *vérification* ou un *examen*.

[manuel de la SPEE]

**Évaluateur qualifié**

*Évaluateur* individuel :

- a) qui, à l'égard des estimations de *données relatives aux réserves* particulières ou d'information connexe, possède les compétences professionnelles et l'expérience requises pour effectuer l'estimation, l'*évaluation*, l'*examen* ou la *vérification* des *données relatives aux réserves* et de l'information connexe,
- b) qui est membre en règle d'un ordre professionnel d'ingénieurs, de géologues, d'autres géoscientifiques ou d'autres professionnels dont la profession est pertinente aux fins décrites dans la clause a), et qui :
  - i) admet les membres principalement en fonction de leur niveau d'études;
  - ii) oblige ses membres à adhérer aux normes de compétence et de déontologie qu'elle établit;
  - iii) possède des pouvoirs disciplinaires, y compris l'autorité de suspendre l'adhésion d'un membre ou de l'expulser; et
  - iv) est :
    - A) investie d'une autorité ou reconnue par la loi dans un territoire canadien; ou
    - B) acceptée à cette fin par l'*autorité en valeurs mobilières* ou l'*agent responsable*.

[NC 51-101]

**Évaluation**

En ce qui concerne les *données relatives aux réserves* ou l'information connexe, processus consistant à effectuer une analyse économique d'un *terrain* afin d'en estimer la valeur en fonction des *produits d'exploitation nets futurs* découlant de la production tirée des *réserves* liées au *terrain*.

[manuel de la SPEE]

**Examen**

En ce qui a trait au rôle d'un *évaluateur indépendant qualifié* pour ce qui est des *données relatives aux réserves*, démarche suivie par l'*évaluateur indépendant qualifié*, soit principalement la prise de renseignements, les procédés analytiques et les discussions ayant trait aux *données relatives aux réserves* d'un *émetteur assujéti*, avec l'objectif précis d'évaluer si les *données relatives aux réserves* sont « plausibles », c'est-à-dire si elles semblent vraisemblables d'après l'information recueillie par l'*évaluateur indépendant qualifié* après avoir effectué une telle démarche. L'examen de la documentation n'est requis que si l'information ne semble pas vraisemblable. [manuel de la SPEE]

<b>FASB</b>	<i>Financial Accounting Standards Board</i> des États-Unis. [NC 51-101]
<b>Frais d'exploration</b>	« Frais d'exploration » auxquels il est fait référence dans la <i>règle du FASB</i> (actuellement aux alinéas .107 et .108).
<b>Frais de mise en valeur</b>	« Frais de mise en valeur » auxquels il est fait référence dans la <i>règle du FASB</i> (actuellement à l'alinéa .112).
<b>Gaz</b> (ou <i>gaz naturel</i> )	Hydrocarbures plus légers et composants autres que les hydrocarbures présents à l'état naturel dans un <i>réservoir</i> souterrain qui, dans l'atmosphère, sont essentiellement des gaz, mais qui peuvent renfermer des liquides.  [manuel de la SPEE]
<b>Gaz naturel</b>	<i>Gaz</i> . [manuel de la SPEE]
<b>ICCA</b>	Institut Canadien des Comptables Agréés. [NC 51-101]
<b>Indépendant</b>	« Indépendant » selon le sens attribué par les <i>normes de la SPEE</i> , en ce qui concerne la relation entre un <i>évaluateur qualifié</i> et un <i>émetteur assujéti</i> .  [NC 51-101 et manuel de la SPEE]
<b>Important(e)</b>	Aux fins de la <i>NC 51-101</i> , l'information est <i>importante</i> , pour un <i>émetteur assujéti</i> , si elle peut probablement influencer sur la décision d'un investisseur raisonnable d'acheter, de conserver ou de vendre des titres de l' <i>émetteur assujéti</i> .  Cette définition diffère des définitions de « changement important » et de « fait important » de la législation en valeurs mobilières, mais elle est conforme à la signification du terme utilisé, aux fins comptables, dans le Manuel de l' <i>ICCA</i> .  [NC 51-101]
<b>kpi<sup>3</sup></b>	Millier de pieds cubes d'équivalent gaz. [NC 51-101 et manuel de la SPEE]
<b>Législation en valeurs mobilières</b>	Loi (intitulée dans la plupart des cas <i>Loi sur les valeurs mobilières</i> ) et textes d'application (comprenant dans la plupart des cas des règlements ou règles) définis, pour chaque territoire, dans la <i>NC 14-101</i> .  Tout renvoi dans la <i>NC 51-101</i> à la <i>législation en valeurs mobilières</i> doit être interprété comme un renvoi à la <i>législation en valeurs mobilières</i> dans le territoire visé.
<b>Manuel de la SPEE</b>	Manuel intitulé <i>Canadian Oil and Gas Evaluator's Handbook</i> publié par la <i>SPEE</i> , en date du [----- 2002]. [NC 51-101]

<b>Mesure standardisée</b>	« Mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés tirés des quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées » à laquelle il est fait référence à l'alinéa .180 de la <i>règle du FASB</i> . [NC 51-101]
<b>NC 14-101</b>	Norme canadienne 14-101, <i>Définitions</i> .
<b>NC 44-101</b>	Norme canadienne 44-101, <i>Placement de titres au moyen d'un prospectus simplifié</i> .
<b>NC 51-101</b>	Norme canadienne 51-101, <i>Information concernant les activités pétrolières et gazières</i> .
<b>Net(te)</b>	<p>a) En ce qui concerne la participation d'un <i>émetteur assujetti</i> à la production ou aux <i>réserves</i>, participation de l'<i>émetteur assujetti</i> après déduction des redevances.</p> <p>b) En ce qui concerne la participation d'un <i>émetteur assujetti</i> dans un puits ou un <i>terrain</i>, participation de l'<i>émetteur assujetti</i> après déduction de la participation des autres intéressés.</p> <p>[manuel de la SPEE]</p>
<b>Norme 19 du FASB</b>	Norme 19, <i>Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies</i> , des normes comptables du FASB, telle que modifiée de temps à autre. [NC 51-101]
<b>Norme 69 du FASB</b>	Norme 69, <i>Disclosures about Oil and Gas Producing Activities – an amendment of FASB Statements 19, 25, 33, and 39</i> , des normes comptables du FASB, telle que modifiée de temps à autre.
	[NC 51-101]
	La <i>règle du FASB</i> tient compte de la <i>norme 69 du FASB</i> .
<b>Norme canadienne ou NC 51-101</b>	Norme canadienne 51-101, <i>Information concernant les activités pétrolières et gazières</i> .
<b>Normes de la SPEE</b>	Normes, méthodes et terminologie précisées dans le <i>manuel de la SPEE</i> que doivent respecter les <i>évaluateurs de réserves de pétrole</i> et de <i>gaz</i> et d'autres personnes pour l'estimation, la <i>vérification</i> , l' <i>examen</i> et la déclaration des estimations des <i>réserves de pétrole</i> et de <i>gaz</i> , des <i>produits d'exploitation nets futurs</i> et de la <i>mesure standardisée</i> . [NC 51-101]

<b>Note d'orientation concernant la comptabilité NOC 5 de l'ICCA</b>	Note d'orientation concernant la comptabilité NOC 5 « Capitalisation du coût entier dans le secteur du pétrole et du gaz naturel » que renferme le Manuel de l'ICCA, tel que modifié de temps à autre. [NC 51-101]
<b>Notice annuelle</b>	L'un quelconque des sens suivants : <ul style="list-style-type: none"> <li>· « notice annuelle courante » selon la définition de la NC 44-101,</li> <li>· dans le cas d'un <i>émetteur assujetti</i> admissible au dépôt, aux fins de la partie 3 de la NC 44-101, rapport annuel sur formulaire 10-K ou sur formulaire 20-F conformément à la <i>Securities and Exchange Act</i> de 1934 des États-Unis, pour autant que l'émetteur ait déposé un rapport annuel,</li> <li>· document préparé en la forme prescrite à l'annexe 44-101A1, <i>Notice annuelle</i> et déposé auprès de l'<i>autorité en valeurs mobilières</i> du territoire conformément à la <i>législation en valeurs mobilières</i> du territoire autre que la NC 44-101.</li> </ul>
<b>PCGR canadiens</b>	Principes comptables généralement reconnus établis selon le Manuel de l'ICCA. [NC 14-101]
<b>Pétrole</b>	<i>Pétrole brut</i> ou <i>pétrole synthétique</i> . [manuel de la SPEE]
<b>Pétrole brut</b>	Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures lourds, qui peut renfermer des composés sulfurés, qui est récupérable par le truchement d'un puits aménagé dans un <i>réservoir</i> souterrain, qui est liquide dans des conditions permettant de mesurer ou d'évaluer le volume, et qui comprend tous les autres hydrocarbures liquides ainsi récupérables, exception faite des liquides de gaz naturel. [manuel de la SPEE]
<b>Pétrole brut lourd</b>	<i>Pétrole</i> ayant une densité API de 10 à 20 degrés API selon la définition de l' <i>American Petroleum Institute</i> , telle que modifiée de temps à autre.  [manuel de la SPEE]
<b>Pétrole ou gaz commercialisable</b>	Volume de <i>pétrole</i> ou de <i>gaz</i> mesuré au point de vente à un tiers ou de transfert à une autre division de l' <i>émetteur assujetti</i> en vue du traitement précédant la vente à un tiers. Dans le cas du <i>gaz</i> , le volume est évalué avant ou après l'enlèvement des liquides de <i>gaz naturel</i> . Dans le cas du <i>pétrole lourd</i> ou du <i>bitume</i> , le volume est déterminé avant l'ajout de diluant.  [manuel de la SPEE]
<b>Pétrole synthétique</b>	Bitume et <i>pétrole</i> extraits de schistes, de sables bitumineux (sables pétrolifères) ou de charbon, puis enrichis. [manuel de la SPEE]

<b>Prix et coûts constants</b>	Prix et coûts auxquels fait référence la définition de « réserves pétrolières et gazières prouvées » dans le glossaire de la <i>règle du FASB</i> (actuellement au sous-alinéa .405a.).
<b>Prix et coûts prévisionnels</b>	<p>Prix et coûts futurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) qui sont généralement acceptés comme étant raisonnables, ou</li> <li>ii) si, et seulement s'il existe des prix ou coûts futurs fixes ou prix ou coûts futurs qu'il est actuellement possible de déterminer et auxquels <i>l'émetteur assujéti</i> est lié par contrat ou autrement, y compris ceux pour la période de prolongation probable d'un contrat, ces prix et coûts plutôt que les prix et coûts dont il est fait référence à la clause i).</li> </ul> <p>[manuel de la SPEE]</p>
<b>Produits d'exploitation nets futurs</b>	<p>Montant net estimatif à recevoir au titre de la mise en valeur et de la mise en production des <i>réserves</i> et quantités estimatives de <i>pétrole synthétique</i> en fonction des prix et coûts prévisionnels.</p> <p>Ce montant net est calculé en déduisant des produits d'exploitation futurs estimatifs les montants estimatifs des redevances futures, des coûts liés à la mise en valeur et à la mise en production des <i>réserves</i>, les coûts d'abandon et de remise en état des lieux et les <i>charges fiscales futures</i>. Les frais généraux et administratifs ainsi que les frais de financement de l'entreprise ne sont pas déduits.</p> <p>Cette définition de <i>produits d'exploitation nets futurs</i> diffère de la définition de « produits d'exploitation nets futurs » dans la <i>note d'orientation concernant la comptabilité NOC 5 de l'ICCA</i> qui est fondée sur les <i>réserves prouvées</i> évaluées en fonction des <i>prix et coûts constants</i>, déduction faite des frais généraux et administratifs et des frais de financement sans actualisation.</p> <p>[manuel de la SPEE]</p>
<b>Puits d'exploration</b>	« Puits d'exploration » selon la définition du glossaire de la <i>règle du FASB</i> (actuellement à l'alinéa .402).
<b>Puits de mise en valeur</b>	« Puits de mise en valeur » selon la définition du glossaire de la <i>règle du FASB</i> (actuellement à l'aliéna .401).
<b>Puits de service</b>	« Puits de service », selon la définition de l'alinéa .407 du Glossaire de la <i>règle du FASB</i> .

<b>Quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées</b>	« Quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées », « réserves pétrolières et gazières prouvées » et « réserves prouvées » auxquelles il est fait référence dans la <i>règle du FASB</i> (actuellement aux alinéas .180 et .405).  [NC 51-101]
<b>Règle du FASB</b>	Certaines normes du <i>FASB</i> et certains termes se rapportant à l'information concernant les <i>activités pétrolières et gazières</i> . Les normes et termes sont définis aux alinéas .103, .106, .107, .108, .112, .160 à .167, .174 à .184 et .401 à .408 des <i>Financial Accounting Standards Board Current Text Section Oi5, Oil and Gas Producing Activities</i> , tels que modifiés de temps à autre par le <i>FASB</i> .  [NC 51-101]  La <i>règle du FASB</i> , au [15 octobre 2001], est reproduite dans l'appendice 1 de la présente annexe.
<b>Réserves</b>	Consulter la section 2.1 de la présente annexe.
<b>Réserves mises en valeur</b>	Consulter la partie 2 de la présente annexe. [manuel de la SPEE]
<b>Réserves mises en valeur exploitées</b>	Consulter la partie 2 de la présente annexe. [manuel de la SPEE]
<b>Réserves mises en valeur inexploitées</b>	Consulter la partie 2 de la présente annexe. [manuel de la SPEE]
<b>Réserves non mises en valeur</b>	Consulter la partie 2 de la présente annexe. [manuel de la SPEE]
<b>Réserves possibles</b>	Consulter la partie 2 de la présente annexe.
<b>Réserves probables</b>	Consulter la partie 2 de la présente annexe.
<b>Réserves prouvées</b>	Consulter la partie 2 de la présente annexe.
<b>Réservoir</b>	« Réservoir » selon la définition de la <i>règle du FASB</i> (actuellement à l'alinéa .406).
<b>Ressources</b>	Quantités de <i>pétrole</i> et de <i>gaz</i> qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer de gisements connus et de gisements non découverts et qui ne font pas partie des <i>réserves</i> . [manuel de la SPEE]

<b>Restriction</b>	En ce qui a trait à un rapport sur les <i>données relatives aux réserves</i> , modification au libellé du rapport type d'un <i>évaluateur qualifié indépendant</i> sur les <i>données relatives aux réserves</i> présenté dans l' <i>annexe 41-501A2</i> , en raison d'un écart aux <i>normes de la SPEE</i> ou d'une restriction à la portée du travail que l' <i>évaluateur qualifié indépendant</i> juge nécessaire. Une modification peut revêtir la forme d'une opinion avec réserve, d'une opinion défavorable ou d'une récusation. [ <i>manuel de la SPEE</i> ]
<b>SEC</b>	La <i>Securities and Exchange Commission</i> des États-Unis d'Amérique.  [ <i>manuel de la SPEE</i> ]
<b>SEDAR</b>	Système électronique de données, d'analyse et de recherche auquel il est fait référence dans la Norme canadienne 13-101 <i>SEDAR</i> .
<b>SPEE</b>	Comité canadien de <i>The Society of Petroleum Evaluation Engineers</i> , responsable de la préparation du <i>manuel de la SPEE</i> . [ <i>NC 51-101</i> ]
<b>Terrain</b>	Droits miniers sur des terrains ou terrains auxquels il est fait référence dans la <i>règle du FASB</i> (actuellement à l'alinéa .103).
<b>Territoire</b>	Aux fins de la <i>NC 51-101</i> , province ou territoire du Canada. [ <i>NC 14-101</i> ]
<b>Type de produit</b>	L'un de quatre types d'hydrocarbures : <ul style="list-style-type: none"> <li>· <i>pétrole brut</i> léger et moyen, y compris les liquides de <i>gaz naturel</i> (mélangés);</li> <li>· <i>pétrole lourd</i>;</li> <li>· <i>pétrole synthétique</i>; ou</li> <li>· <i>gaz naturel</i>.</li> </ul> [ <i>NC 51-101</i> et <i>manuel de la SPEE</i> ]
<b>Vérification</b>	Pour ce qui est des <i>données relatives aux réserves</i> , processus selon lequel un <i>évaluateur qualifié indépendant</i> utilise les méthodes conçues pour lui permettre de fournir une assurance raisonnable, sous forme d'opinion, que les <i>données relatives aux réserves</i> de l' <i>émetteur assujéti</i> (ou une partie spécifique de ces données) ont, à tous égards importants, été déterminées et présentées conformément aux <i>normes de la SPEE</i> et, par conséquent, ne comportent aucune inexactitude importante.  Étant donné <ul style="list-style-type: none"> <li>i) la nature du sujet traité (estimations de résultats futurs comportant de nombreuses incertitudes);</li> </ul>

- ii) que *l'évaluateur qualifié indépendant* évalue les compétences et l'expérience du personnel de *l'émetteur assujetti*, évalue les systèmes, méthodes et contrôles de *l'émetteur assujetti* et se fie aux compétences du personnel de *l'émetteur assujetti* ainsi que sur la pertinence des systèmes, méthodes et contrôles de *l'émetteur assujetti*;
- iii) que des sondages et échantillons (y compris l'examen des documents sous-jacents à l'appui de la détermination des *réserves* et des *produits d'exploitation nets futurs*) et non des *évaluations* exhaustives sont effectués;

le degré de certitude est élevé, mais non absolu.

On ne peut décrire le degré de certitude de façon numérique avec précision. Le degré de certitude sera habituellement raisonnablement inférieur à celui d'une *évaluation indépendante*, mais considérablement supérieur à celui d'un *examen*.

[*manuel de la SPEE*]

**Zone productive possible**

Zone géographique ou stratigraphique dans laquelle *l'émetteur assujetti* détient ou entend détenir un ou plusieurs droits dans des *terrains pétroliers* ou *gazières*, étant 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*. [*manuel de la SPEE*]

**PARTIE 2. TERMINOLOGIE ET CLASSIFICATIONS RELATIVES AUX RÉSERVES**

La présente partie est tirée du *manuel de la SPEE*.

**2.1 Signification de réserves** – Les « *réserves* » sont les quantités restantes estimatives de *pétrole brut*, de *gaz naturel* et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à partir d'une date donnée, en fonction de ce qui suit :

- a) l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et techniques;
- b) l'utilisation de la technologie connue; et
- c) des conditions économiques précises, soit :
  - i) les *prix et coûts constants*, le dernier jour de l'exercice d'un *émetteur assujetti*, utilisés pour estimer les *quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées*; et
  - ii) les *prix et coûts prévisionnels*, utilisés pour estimer les *réserves* autres que les *quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées*.

## 2.2

### Classifications primaires des réserves -

- 1) Réserves prouvées : réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer; il est probable que le volume effectivement récupéré sera supérieur à l'estimation des *réserves prouvées*.
- 2) Réserves probables : réserves qui s'ajoutent aux *réserves prouvées* pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des *réserves prouvées*; il est tout aussi probable que le volume effectivement récupéré sera supérieur ou inférieur à la somme des estimations des *réserves prouvées* et des *réserves probables*.
- 3) Réserves possibles : réserves qui s'ajoutent aux *réserves prouvées* et aux *réserves probables* qui sont moins certaines d'être récupérées que les *réserves probables*; il est peu probable que le volume effectivement récupéré sera supérieur à la somme des estimations des *réserves prouvées*, des *réserves probables* et des *réserves possibles*.

## 2.3

**État de la mise en valeur et de la production** – Chacune des principales classifications de *réserves (prouvées, probables et possibles)* peut être divisée en deux catégories, soit *réserves mises en valeur* et *réserves non mises en valeur* :

- a) Réserves mises en valeur : réserves qu'on s'attend à récupérer par l'entremise de puits existants et d'installations actuelles ou, si aucune installation n'est présente, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (comparativement au coût du forage d'un puits).

Les *réserves mises en valeur* peuvent être divisées en deux catégories, soit les réserves exploitées et les réserves inexploitées :

- i) Réserves mises en valeur exploitées : réserves qu'on s'attend à récupérer d'intervalles de conditionnement ouverts au moment de l'estimation; ces *réserves* peuvent être exploitées ou, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement, et la date de reprise de la production doit avoir été déterminée avec une certitude raisonnable.
  - ii) Réserves mises en valeur 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 mises en valeur : réserves qu'on s'attend à récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent correspondre entièrement à la définition de la classification des *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 de *réserves mises en valeur* et de *réserves non mises en valeur* ou de subdiviser les *réserves mises en valeur* du gisement entre les *réserves mises en valeur exploitées* et les *réserves mises en valeur inexploitées*. Cette répartition doit se fonder sur l'évaluation faite par l'évaluateur des *réserves* qui seront récupérées des puits, installations et intervalles de conditionnement pour le gisement ainsi que de leur mise en valeur et de leur mise en production respectives.

**2.4 Niveaux de certitude** – Les *réserves* totales déclarées estimées par l'application de méthodes déterministes ou probabilistiques, qu'il s'agisse d'une seule entité de réserves ou du cumul des estimations pour des entités multiples, devraient viser les niveaux de certitude suivants selon un ensemble donné de conditions économiques :

- a) Il existe une probabilité de 90 % que les *réserves prouvées* estimatives seront à tout le moins récupérées.
- b) Il existe une probabilité de 50 % que les *réserves prouvées* et les *réserves probables* estimatives cumulatives seront à tout le moins récupérées.
- c) Il existe une probabilité de 10 % que les *réserves prouvées*, les *réserves probables*, et les *réserves possibles* estimatives cumulatives seront à tout le moins récupérées.

Seule une estimation probabiliste des *réserves* donne lieu à une évaluation quantitative de la probabilité. La majorité des estimations des *réserves* sont effectuées par l'application de méthodes déterministes qui ne fournissent pas une évaluation quantitative de la probabilité. Quelle que soit la méthode utilisée – déterministe ou probabiliste – les *évaluateurs* se fondent sur leur jugement professionnel pour déterminer le caractère raisonnable des estimations.

**APPENDICE 1**  
**de**  
**L'ANNEXE**  
**à**  
**L'INSTRUCTION COMPLÉMENTAIRE 51-101**

**INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES**

**Règle du FASB**

Les alinéas .103, .106, .107, .108, .112, .160 à .167, .174 à .184 et .401 à .408 de « *Financial Accounting Standards Board Current Text Section Oi5, Oil and Gas Producing Activities* », en date du [15 octobre 2001], sont énoncés ci-après, avec l'autorisation de la *Financial Accounting Foundation* des États-Unis. Ces alinéas constituent la « *règle du FASB* ».

Les notes en bas de page et les renvois entre crochets sont tirés du document d'origine, mais les notes en bas de page ont été numérotées de nouveau dans le présent appendice, selon un ordre consécutif commençant par « 1 ». Les renvois entre crochets font référence aux normes du *FASB* dont est tirée la *règle du FASB*.

Certains des alinéas ci-après citent des renvois à d'autres alinéas qui ne sont pas reproduits dans le présent appendice. Ces alinéas sont tirés de la *norme 19 du FASB* et traitent de questions comptables plutôt que de normes d'information.

---

**Avis de droit d'auteur**

Le Financial Accounting Standards Board, 401 Merritt 7, Norwalk, Connecticut, 06856, États-Unis, détient le droit d'auteur sur le texte des alinéas .103, .106, .107, .108, .112, .160 à .167, .174 à 184 et .401 à .408 du *FASB Current Text Section Oi5, Oil and Gas Producing Activities*, lesquels sont reproduits avec sa permission. Tous droits réservés. Exception faite de leur intégration dans la Norme canadienne 51-101, *Information concernant les activités pétrolières et gazières* ou dans un document connexe, les alinéas .103, .106, .107, .108, .112, .160 à .167, .174 à 184 et .401 à .408 du *FASB Current Text Section Oi5, Oil and Gas Producing Activities* ne peuvent être reproduits, stockés dans un système d'extraction ni transmis sous aucune forme ni par aucun moyen, électronique ou mécanique, par photocopie, enregistrement ou autre, sans la permission écrite préalable du Financial Accounting Standards Board.

**Champ d'application**

- .103 Les activités de production de pétrole et de gaz d'une entreprise exigent des types d'actif particuliers. Les coûts de ces actifs doivent être capitalisés au moment où ils sont engagés. Ces types de biens-fonds se définissent au sens large comme suit :
- a. *Droits miniers dans des terrains* (ci-après nommés terrains), englobant les biens-fonds détenus en toute propriété, les concessions ou les autres droits permettant à l'entreprise d'extraire du pétrole ou du gaz sous réserve des conditions imposées, le cas échéant, par l'acte de transfert de ces droits. Les terrains comprennent en outre les droits de redevance, les droits à une part du pétrole ou du gaz naturel produit et autres droits hors exploitation sur

des terrains exploités par des tiers. Les terrains comprennent les accords avec des autorités ou gouvernements étrangers en vertu desquels l'entreprise participe à l'exploitation des terrains visés ou agit d'une façon quelconque en qualité de producteur des réserves en cause (se reporter à l'alinéa .163); les terrains ne comprennent pas les contrats d'approvisionnement conférant le droit d'acheter (mais non d'extraire) du pétrole et du gaz. Les terrains doivent être classés comme prouvés ou non prouvés comme suit :

- 1) terrains non prouvés — terrains ne renfermant pas de **réserves prouvées**;
  - 2) terrains prouvés — terrains renfermant des réserves prouvées.
- b. Puits ainsi que matériel et installations connexes,<sup>1</sup> dont les coûts comprennent les sommes engagées aux fins suivantes :
- 1) forer et équiper les **puits d'exploration** et les **puits de forage stratigraphique d'exploration** ayant permis de constater la présence de réserves prouvées;
  - 2) obtenir l'accès à des réserves prouvées et aménager des installations pour l'extraction, le traitement, la collecte et le stockage de pétrole et de gaz, y compris le forage et l'équipement de **puits de mise en valeur**, de **puits de forage stratigraphique de mise en valeur** (forages fructueux ou infructueux) et de **puits de service**.
- c. Matériel et installations de soutien utilisés dans le cadre des activités de production de pétrole et de gaz (matériel sismique, matériel de forage, matériel de construction et appareils de nivellement, véhicules, ateliers de réparation, entrepôts, centres de ravitaillement, campements ainsi que bureaux de division, de district ou de chantier).
- d. Puits inachevés ainsi que matériel et installations connexes, dont les coûts comprennent les sommes engagées aux fins suivantes :
- 1) forer et équiper les puits inachevés;
  - 2) acquérir ou construire le matériel et les installations qui ne sont pas encore achevés ou aménagés.

[FAS19, ¶11]

## Comptabilisation des coûts au moment où ils sont engagés

### Acquisition de terrains

- .106 Les coûts relatifs à l'achat, à l'acquisition ou à l'obtention d'un terrain (prouvé ou non prouvé) sont capitalisés au moment où ils sont engagés. Ils comprennent les bonis et le coût des options d'achat ou de concession, la portion des coûts applicables aux minéraux lorsque l'acquisition d'un terrain comprend des droits miniers, les frais de courtage, les droits d'enregistrement, les frais juridiques et autres frais associés à l'acquisition des terrains. [FAS19, ¶15]

### Exploration

- .107 L'exploration comporte a) l'étude des zones productives possibles et b) la reconnaissance des zones présentant des caractéristiques favorables à la présence de pétrole et de gaz, 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. [FAS19, ¶16]

---

<sup>1</sup> Dans le secteur des hydrocarbures, souvent appelés *équipement de concession et de puits* même si, techniquement, l'acquisition du terrain peut ne pas avoir eu lieu sous forme de concession. [FAS19, ¶11, note 1]

- .108 Les principaux types de frais d'exploration, qui comprennent l'amortissement et la portion applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien (se reporter à l'alinéa .117) ainsi que d'autres frais d'activités d'exploration, sont les suivants :
- a. coûts des études topographiques, 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. frais de possession et de conservation des terrains non prouvés, comme les loyers différés, les taxes sur la valeur des terrains, les frais juridiques relatifs à la défense des titres et à la conservation des titres et des contrats de concession;
  - c. contributions aux coûts des sondages secs et des compléments de puits;
  - d. coût du forage et de l'équipement des puits d'exploration;
  - e. coût des forages stratigraphiques d'exploration.<sup>2</sup>

[FAS19, ¶17]

#### **Mise en valeur**

- .112 Les frais de mise en valeur sont engagés pour avoir accès aux réserves prouvées et aux installations d'extraction, de traitement, de collecte et de stockage du pétrole et du gaz. Plus précisément, les frais de mise en valeur, y compris l'amortissement et la portion applicable des coûts d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités de mise en valeur, sont les frais engagés :
- a. pour avoir accès aux emplacements de forage et préparer les chantiers, y compris la prospection 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 mettre en valeur les réserves prouvées;
  - b. pour forer et équiper les puits de mise en valeur, les puits de forage stratigraphique 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 pour les concessions, 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 mettre en place des systèmes de récupération améliorée.

[FAS19, ¶21]

---

<sup>2</sup> [Bien que] le coût de forage d'un puits de forage stratigraphique soit parfois considéré comme des frais géologiques et géophysiques, il est comptabilisé séparément dans la présente section. [FAS19, ¶17, note 2]

## Information sur les quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées

- .160 Les quantités nettes de la participation d'une entreprise dans des réserves prouvées et dans des réserves mises en valeur prouvées de a) pétrole brut (y compris les condensats et les liquides de gaz naturel)<sup>3</sup> et b) gaz naturel doivent être présentées au début et à la fin de l'exercice. Les quantités « nettes » de réserves comprennent les réserves liées aux participations de l'entreprise dans des terrains, qu'elle en soit l'exploitant ou non, selon la définition de l'alinéa .103 a). Les quantités de réserves liées aux droits de redevance détenus doivent être incluses dans les quantités « nettes » si l'entreprise dispose de l'information nécessaire; si les réserves liées aux droits de redevance ne sont pas incluses puisque l'entreprise ne peut avoir accès à l'information, l'entreprise doit communiquer ce fait ainsi que sa part du pétrole et du gaz produits au titre de ces droits de redevance pour l'exercice visé. Les quantités « nettes » ne doivent pas inclure les réserves liées aux participations de tiers dans les terrains détenus par l'entreprise. [FAS69, ¶10]
- .161 L'entreprise doit fournir de l'information sur les variations, durant l'exercice, des quantités nettes de ses réserves prouvées de pétrole et de gaz. Les variations résultant de chacun des facteurs ci-après doivent être présentées séparément, avec les explications nécessaires dans le cas des variations importantes.
- a. Révision des estimations antérieures. Les révisions représentent des changements, à la hausse ou à la baisse, aux estimations antérieures des réserves prouvées découlant de nouvelles données (exception faite de l'augmentation des concessions prouvées) obtenues habituellement dans le cadre de forages de mise en valeur et de la production antérieure ou résultant de l'évolution de facteurs économiques.
  - b. *Récupération améliorée.* Les variations aux réserves estimatives découlant de l'application de techniques de récupération améliorée doivent être présentées séparément si elles sont importantes. Autrement, elles peuvent être incluses dans les révisions des estimations antérieures.
  - c. *Achats de minéraux en place.*
  - d. Prolongations et découvertes. Les ajouts aux réserves prouvées qui résultent de 1) la prolongation du périmètre des réserves prouvées dans des réservoirs découverts antérieurement (anciens) au moyen de forages supplémentaires postérieurement à la découverte et 2) la découverte de nouveaux champs renfermant des réserves prouvées ou de nouveaux réservoirs de réserves prouvées dans d'anciens champs.
  - e. *Production.*
  - f. *Ventes de minéraux en place.*
- [FAS69, ¶11]
- .162 Si les réserves pétrolières et gazières prouvées d'une entreprise se situent entièrement dans son pays d'origine, l'entreprise doit présenter ce fait. Si une partie ou la totalité de ses réserves se situe dans des pays étrangers, l'information requise aux termes des alinéas .160 et .161 sur les quantités de réserves pétrolières et gazières nettes doit être présentée séparément pour a) le pays d'origine de l'entreprise (s'il s'y trouve des réserves importantes) et b) pour chaque **région à l'étranger** où se trouvent des réserves importantes. Les régions à l'étranger constituent des pays individuels ou des groupes de pays, selon ce qui est approprié dans les circonstances pour permettre de présenter l'information d'importance. [FAS69, ¶12]

---

<sup>3</sup> Si les quantités de réserves sont importantes, l'information à leur sujet doit être présentée séparément pour les liquides de gaz naturel. [FAS69, ¶10, note 5]

- .163 Les quantités de réserves nettes présentées conformément aux alinéas .160 à .162 ne doivent pas comprendre le pétrole ou le gaz visé par des contrats d'achat ou d'approvisionnement à long terme ou des contrats semblables, y compris de tels contrats conclus avec des gouvernements ou autorités. Cependant, l'information sur les quantités de pétrole et de gaz visées par de tels contrats conclus avec des gouvernements ou autorités en fin d'exercice, et la quantité nette de pétrole ou de gaz obtenue aux termes de ces contrats durant l'exercice, doivent être présentées séparément si l'entreprise participe à l'exploitation des terrains renfermant le pétrole ou le gaz ou agit en qualité de « producteur » des réserves en cause, au lieu d'agir en tant qu'acheteur indépendant, courtier, négociant ou importateur. [FAS69, ¶13]
- .164 L'entreprise doit tenir compte de ce qui suit pour déterminer les quantités de réserves à présenter conformément aux alinéas .160 à .163.
- a. Si l'entreprise dresse des états financiers consolidés, elle doit inclure 100 p. cent des quantités de réserves nettes attribuables à la société mère et 100 p. cent des quantités de réserves nettes attribuables à ses filiales consolidées (détenues en propriété exclusive ou non). Si une tranche importante de ces quantités de réserves en fin d'exercice est attribuable à une ou à plusieurs filiales consolidées dans laquelle il existe une participation minoritaire importante, l'entreprise doit présenter ce fait et la portion approximative.
  - b. Si les états financiers de l'entreprise comprennent des placements consolidés par intégration proportionnelle, ses quantités de réserves doivent comprendre la quote-part des réserves pétrolières et gazières nettes de l'entité émettrice.
  - c. Si les états financiers de l'entreprise comprennent des placements comptabilisés à la valeur de consolidation, les quantités de réserves pétrolières et gazières nettes de l'entité émettrice ne doivent pas être comprises dans l'information sur les quantités de réserves de l'entreprise. Cependant, la participation de l'entreprise (l'investisseur) dans les quantités de réserves pétrolières et gazières nettes de l'entité émettrice doit être présentée séparément en fin d'exercice.
- [FAS69, ¶14]
- .165 Les quantités de réserves, et les variations de ces dernières, doivent être présentées en barils pour le pétrole et les liquides de gaz naturel et en pieds cubes pour le gaz. [FAS69, ¶15]
- .166 Si des facteurs économiques ou des incertitudes d'importance influent sur certaines composantes des réserves prouvées d'une entreprise, cette dernière doit fournir une explication à ce sujet. On peut citer, à titre d'exemple, des frais de mise en valeur ou d'enlèvement prévus exceptionnellement élevés, la nécessité de construire un grand pipeline ou d'autres installations d'envergure avant de pouvoir mettre les réserves en production, des obligations contractuelles de produire et de vendre une partie importante des réserves à des prix de beaucoup inférieurs aux prix auxquels le pétrole et le gaz pourraient être vendus en l'absence de telles obligations contractuelles.
- [FAS69, ¶16]
- .167 Si un gouvernement restreint la présentation de l'information sur les réserves estimatives pour des terrains sous son autorité, ou de montants aux termes de contrats d'approvisionnement ou d'achat à long terme ou de contrats semblables, ou si le gouvernement exige la présentation de l'information sur les réserves autres que les réserves prouvées, l'entreprise doit préciser que l'information sur les réserves estimatives ou autres montants ne comprend pas les données pour le pays nommé ou que les réserves estimatives comprennent des réserves autres que les réserves prouvées. [FAS69, ¶17]

## Information sur les résultats d'exploitation liés aux activités de production de pétrole et de gaz

- .174 Les résultats d'exploitation liés aux activités de production de pétrole et de gaz doivent être présentés pour l'exercice visé. Cette information doit être présentée globalement et pour chacune des régions pour lesquelles des quantités de réserves sont présentées (se reporter à l'alinéa .162). L'entreprise doit présenter, pour ces activités, l'information ci-après :<sup>4</sup>
- a. produits d'exploitation
  - b. frais de production (enlèvement)
  - c. charges d'exploration<sup>5</sup>
  - d. épuisement et amortissement et provisions au titre de l'évaluation
  - e. charges fiscales
  - f. résultats d'exploitation liés aux activités de production de pétrole et de gaz (à l'exclusion des frais généraux et des frais d'intérêt)

[FAS69, ¶24]

- .175 Les produits d'exploitation doivent inclure les ventes à des entreprises qui ne sont pas du même groupe ainsi que les ventes ou les transferts aux autres exploitations de l'entreprise (raffineries ou usines chimiques, par exemple). L'information sur les ventes à des entreprises qui ne sont pas du même groupe et les ventes ou les transferts aux autres exploitations de l'entreprise doit être présentée séparément. Les produits d'exploitation doivent inclure les ventes à des entreprises qui ne sont pas du même groupe attribuables à des participations de concessionnaire nettes, droits de redevance, part du pétrole produit et part des profits nets de l'entreprise assujettie. Les ventes ou les transferts aux autres exploitations de l'entreprise doivent se fonder sur les prix du marché déterminés au point de livraison de l'unité de production. Les prix du marché doivent représenter des prix équivalents à ceux qui seraient obtenus dans le cadre d'une opération sans lien de dépendance. Les taxes à la production ou de séparation ne doivent pas être déduites dans le calcul des produits d'exploitation bruts, mais elles doivent être comprises dans les frais de production. Les produits d'exploitation bruts ne doivent pas comprendre les paiements de redevance et la distribution des profits nets. [FAS69, ¶25]

- .176 Les impôts sur les bénéfices doivent être calculés à l'aide du taux d'imposition prévu par la loi pour la période visée, appliqué aux produits d'exploitation moins les frais de production (enlèvement), les charges d'exploration, l'amortissement pour épuisement et l'amortissement, et les provisions au titre de l'évaluation. Le calcul des charges fiscales doit tenir compte des [FAS69, ¶26] déductions d'impôt, des [FAS109, ¶288 u)] crédits d'impôt et des déductions fiscales compensatoires se rapportant aux activités de production de pétrole et de gaz compris dans les charges fiscales consolidées de l'entreprise pour la période visée. [FAS69, ¶26]

---

<sup>4</sup> Si les activités de production de pétrole et de gaz représentent la presque totalité des activités commerciales de l'entreprise assujettie et que ces activités pétrolières et gazières se situent principalement dans une seule région, l'entreprise n'est pas tenue de présenter l'information exigée aux termes des alinéas .174 à .179 si elle est fournie ailleurs dans les états financiers. [FAS69, ¶24, note 7] Si les activités de production de pétrole et de gaz constituent un secteur d'exploitation, tel qu'il est énoncé aux alinéas .109 à .123 de l'article S30, *Segment Disclosures and Related Information*, l'information au sujet des résultats d'exploitation exigée aux termes des alinéas .174 à .179 de la présente section peut être comprise dans l'information sectorielle présentée ailleurs dans le rapport financier. [FAS131, ¶133 c)]

<sup>5</sup> En règle générale, seules les entreprises qui appliquent la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse présentent des charges d'exploration, puisque les entreprises qui appliquent la méthode de la capitalisation du coût entier capitalisent généralement tous les frais d'exploration au moment où ils sont engagés et en tiennent compte par la suite pour déterminer le bénéfice sous forme de l'épuisement et de l'amortissement et de provisions au titre de l'évaluation. [FAS69, ¶24, note 8]

- .177 Les résultats d'exploitation liés aux activités de production de pétrole et de gaz sont définis comme les produits d'exploitation moins les frais de production (enlèvement), les charges d'exploration, l'amortissement pour épuisement et l'amortissement, les provisions au titre de l'évaluation et les charges fiscales. Dans le calcul des résultats d'exploitation pour ses activités de production de pétrole et de gaz, une entreprise ne doit pas déduire ses frais généraux et ses frais d'intérêt.<sup>6</sup> Cependant, certaines charges engagées au siège administratif d'une entreprise pourraient être des charges d'exploitation liées aux activités de production de pétrole et de gaz, et présentées dans cette catégorie, plutôt que des frais généraux. La nature d'une charge et non le lieu où elle est engagée doit déterminer s'il s'agit d'une charge d'exploitation. Seules les charges définies, de par leur nature, comme des charges d'exploitation doivent être imputées comme des charges d'exploitation pour le calcul des résultats d'exploitation liées aux activités de production de pétrole et de gaz. [FAS69, ¶27]
- .178 Les montants présentés conformément aux alinéas .174 à .177 doivent inclure les participations de l'entreprise dans les réserves pétrolières et gazières prouvées (se reporter à l'alinéa .160) et dans le pétrole ou le gaz visé par des contrats d'achat ou d'approvisionnement à long terme ou des contrats semblables aux termes desquels l'entreprise participe à l'exploitation des terrains renfermant le pétrole ou le gaz ou fait fonction de producteur de ces réserves (se reporter à l'alinéa .163). [FAS69, ¶28]
- .179 Si les états financiers de l'entreprise comprennent des placements comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation, les résultats d'exploitation liés aux activités de production de pétrole et de gaz de l'entité émettrice ne doivent pas être inclus dans les résultats d'exploitation liés aux activités de production de pétrole et de gaz de l'entreprise. Cependant, la quote-part des résultats d'exploitation liés aux activités de production de pétrole et de gaz de l'entité émettrice revenant à l'entreprise doit être présentée séparément pour l'exercice visé, ainsi que globalement et pour chacune des régions pour lesquelles des quantités de réserves sont présentées (se reporter à l'alinéa .162). [FAS69, ¶29]

### **Présentation de la mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés tirés des quantités de réserves pétrolières et gazières prouvées**

- .180 En fin d'exercice, l'entreprise doit présenter l'information sur la mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés concernant ses participations dans a) des réserves pétrolières et gazières prouvées (se reporter à l'alinéa .160) et b) le pétrole et le gaz visés par des contrats d'achat ou d'approvisionnement à long terme ou des contrats semblables aux termes desquels l'entreprise participe à l'exploitation des terrains renfermant le pétrole ou le gaz ou fait fonction de producteur de ces réserves (se reporter à l'alinéa .163). La mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés tirés de ces deux types de participations dans des réserves peut être cumulée aux fins de la présentation de l'information. L'information qui suit doit être présentée globalement et pour chacune des régions pour lesquelles des quantités de réserves sont présentées conformément à l'alinéa .162.
- a. *Rentrées de fonds futures.* L'entreprise doit calculer les rentrées de fonds futures en appliquant les prix du pétrole et du gaz de fin d'exercice pour ses réserves prouvées aux quantités de réserves prouvées en fin d'exercice. Les variations de prix futures seront considérées seulement dans la mesure où des ententes contractuelles étaient en place en fin d'exercice.
- b. *Frais de mise en valeur et de production futurs.* Ces frais doivent être calculés à l'aide de l'estimation des dépenses qui seront engagées pour la mise en valeur et la mise en production des réserves pétrolières et gazières prouvées à la fin de l'exercice, en fonction des frais en fin d'exercice et en présumant que les conditions économiques existantes se

---

<sup>6</sup> L'aliénation des frais d'intérêt capitalisés au titre du coût d'acquisition des actifs admissibles utilisés dans le cadre des activités de production de pétrole et de gaz doit être la même que celle des autres éléments de ces coûts liés aux actifs. [FAS69, ¶27, note 9]

maintiendront. Si les frais de mise en valeur estimatifs sont appréciables, l'entreprise doit les présenter séparément des frais de production estimatifs.

- c. *Charges fiscales futures.* Il faut calculer ces charges par l'application des taux d'imposition prévus par la loi pertinents en fin d'exercice, compte tenu des taux d'imposition futurs déjà édictés, aux flux de trésorerie nets futurs avant impôts liés aux réserves pétrolières et gazières prouvées de l'entreprise, moins l'assiette fiscale des terrains visés. Les charges fiscales futures doivent tenir compte des [FAS69, ¶30] déductions d'impôt, des [FAS109, ¶288 u)] crédits d'impôt et autres déductions concernant les réserves pétrolières et gazières prouvées de l'entreprise.
- d. Flux de trésorerie nets futurs. Ces montants sont le résultat de la soustraction des frais de mise en valeur et de production futurs ainsi que des charges fiscales futures des rentrées de fonds futures.
- e. Écart d'actualisation. Ce montant est obtenu en utilisant un taux d'actualisation de 10 p. cent par an pour tenir compte des flux de trésorerie nets futurs liés aux réserves pétrolières et gazières prouvées.
- f. Mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés. Ce montant représente les flux de trésorerie nets futurs moins l'écart d'actualisation calculé.

[FAS69, ¶30]

- .181 Si une tranche appréciable de la participation financière dans la mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés consolidée déclarée est attribuable à une ou plusieurs filiales consolidées dans lesquelles il existe une participation minoritaire importante, ce fait ainsi que la tranche approximative doivent être présentés. [FAS69, ¶31]
- .182 Si les états financiers comprennent des placements comptabilisés à la valeur de consolidation, la mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés de l'entité émettrice liée aux réserves pétrolières et gazières prouvées ne doit pas être incluse dans l'information présentée sur la mesure standardisée de l'entreprise. Cependant, la quote-part de l'entreprise de la mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés de l'entité émettrice doit être présentée séparément pour l'exercice visé, ainsi que globalement et pour chacune des régions pour lesquelles des quantités sont présentées (se reporter à l'alinéa .162).

[FAS69, ¶32]

- .183 La variation globale de la mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés doit être présentée pour l'exercice. Si les sources de variation suivantes sont importantes prises isolément, elles doivent être présentées séparément :
  - a. variation nette des prix de vente et de transfert et des frais de production (enlèvement) liés à la production future
  - b. variation des frais de mise en valeur futurs estimatifs
  - c. ventes et transferts de pétrole et de gaz produits durant la période visée
  - d. variation nette attribuable aux prolongements, découvertes et récupération améliorée
  - e. variation nette attribuable aux achats et ventes de minéraux en place
  - f. variation nette attribuable aux révisions des quantités estimatives
  - g. frais de mise en valeur estimés antérieurement et engagés durant la période visée

- h. accroissement de l'écart d'actualisation
- i. autres sources — non précisées
- j. variation nette des impôts sur les bénéfices

Dans le calcul des montants pour chaque catégorie susmentionnée, les incidences des variations des prix et coûts doivent être calculées avant les incidences des variations des quantités. Par conséquent, les variations des quantités doivent être présentées en utilisant les prix et coûts en fin d'exercice. La variation des impôts sur les bénéfices calculés doit refléter l'incidence des impôts sur les bénéfices engagés durant la période visée ainsi que la variation des charges fiscales futures. [FAS69, ¶33]

- .184 Il faut également fournir l'information supplémentaire nécessaire pour empêcher que les données sur la mesure standardisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés et les variations connexes soient trompeuses. [FAS69, ¶34]

## GLOSSAIRE

- .401 **Puits de mise en valeur.** Puits foré dans une **zone de réserves prouvées** de pétrole ou de gaz naturel jusqu'à une profondeur reconnue productive. [FAS19, ¶274]
- .402 **Puits d'exploration.** Tout puits autre qu'un puits de mise en valeur, de service ou de forage stratigraphique, selon le sens attribué à ces termes dans la présente section. [FAS19, ¶274]
- .403 **Champ.** Zone renfermant un ou plusieurs réservoirs groupés dans ou liés à la même entité géologique, c'est-à-dire structurale ou stratigraphique ou les deux. Un champ peut renfermer deux ou plusieurs réservoirs séparés verticalement par des couches imperméables interposées ou latéralement par des barrières géologiques locales, ou les deux. Les réservoirs apparentés situés dans des champs superposés ou adjacents peuvent être traités comme un champ d'exploitation unique ou commun. Les termes géologiques *caractéristique structurale* et *condition stratigraphique* ont pour objet d'identifier des caractéristiques géologiques caractérisées par opposition aux termes plus génériques *bassin*, *axe*, *province*, *zone d'intérêt*, etc. [FAS19, ¶272]
- .403A **Région à l'étranger.** Pays ou groupes de pays selon ce qui est approprié dans les circonstances pour permettre de présenter l'information d'importance. [FAS69, ¶12]
- .403B **Secteur d'activité.** Composante d'une entreprise consacrée à la prestation, afin d'en tirer un bénéfice, d'un produit ou service ou d'un groupe de produits ou services connexes (principalement à des clients de l'extérieur de l'entreprise). [FAS131, ¶133 a)]
- .403C **Activités de production de pétrole et de gaz.** Activités [qui] comportent l'acquisition de droits miniers sur des terrains, l'exploration (y compris la prospection), la mise en valeur et la production de pétrole brut, y compris les condensats, les liquides de gaz naturel et le gaz naturel. [FAS19, ¶1]
- .404 **Zone de réserves prouvées.** Partie d'une propriété à laquelle des réserves prouvées ont été attribuées en particulier. [FAS19, ¶275]
- .405 **Réserves prouvées :**<sup>7</sup>
- a. *Réserves pétrolières et gazières prouvées.* Volumes estimatifs de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel dont les données géologiques et techniques démontrent avec une certitude raisonnable qu'ils pourront être récupérés à partir des réservoirs connus, compte tenu de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation existantes, c'est-à-dire les prix et coûts qui prévalent à la date à laquelle les estimations sont formulées. Les prix tiennent compte des modifications aux prix en vigueur aux termes d'accords contractuels seulement et non de l'actualisation en fonction de conditions futures.
- 1) Un réservoir renferme des réserves prouvées si la productibilité, compte tenu de la conjoncture économique, est démontrée par sa mise en production ou si sa capacité de production est démontrée par des essais concluants. La zone de réserves prouvées d'un réservoir comprend a) la portion délimitée par les forages et définie par les surfaces de contact gaz-pétrole et (ou) pétrole-eau, le cas échéant et b) les portions immédiatement adjacentes et non encore forées, mais dont on peut raisonnablement croire, selon les données géologiques et techniques, qu'elles pourront être mises en production dans les conditions économiques du moment. En l'absence d'information sur les surfaces de contact de fluides, la zone imprégnée

<sup>7</sup>

Les définitions de réserves prouvées qui suivent ont été formulées par le ministère américain de l'énergie pour son système de présentation de l'information financière et adoptées par la SEC le 19 décembre 1978 dans *Accounting Series Release 257*. Il faut consulter les exigences de présentation de l'information de la SEC pour connaître les révisions qui ont pu y être apportées depuis l'adoption de l'ASR 257. [FAS25, ¶34]

connue la moins élevée détermine la quantité minimale des réserves prouvées du réservoir.

- 2) Les réserves pouvant être produites dans les conditions économiques du moment grâce à l'application de techniques de récupération améliorée (l'injection de fluides, par exemple) sont comprises dans la catégorie des réserves *prouvées* si un essai-pilote fructueux ou l'exploitation d'un programme en place dans le réservoir appuie les analyses techniques sur lesquelles le projet ou programme est fondé.
  - 3) Les estimations des réserves prouvées ne comprennent pas ce qui suit : a) le pétrole qu'on pourra extraire des réservoirs connus, mais qui est classé dans la catégorie des *réserves supplémentaires indiquées*; b) le pétrole brut, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel dont la récupération n'est pas indubitable en raison des incertitudes au sujet des conditions géologiques, des caractéristiques du réservoir ou des facteurs économiques; c) le pétrole brut, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel qui peuvent être présents dans des zones productibles possibles non forées; et d) le pétrole brut, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel qui peuvent être récupérés des schistes bitumineux, du charbon, de la gilsonite et d'autres sources semblables.
- b. *Réserves pétrolières et gazières prouvées mises en valeur.* Réserves que l'on prévoit extraire à l'aide des puits, du matériel et des méthodes d'exploitation existants. La production supplémentaire que l'on prévoit obtenir grâce à l'application de techniques d'injection de fluides ou d'autres techniques de récupération améliorée pour renforcer l'action des forces naturelles et l'efficacité des mécanismes d'extraction ne devrait être incluse dans les *réserves prouvées mises en valeur* qu'après la réalisation d'un projet-pilote, ou une fois que les résultats d'un programme déjà implanté confirment que cette augmentation du taux de récupération se produira effectivement.
- c. *Réserves prouvées non mises en valeur.* Réserves que l'on prévoit extraire de nouveaux puits dans des périmètres non forés jusqu'ici ou de puits existants qui nécessiteraient une dépense relativement importante pour être remis en production. Les réserves en périmètre non foré ne comprennent que les unités d'implantation de forage situées à proximité des unités productives, dont on est raisonnablement assuré qu'elles seront productives une fois forées. Les réserves prouvées relatives aux autres unités non forées ne peuvent être comptées que lorsqu'il est démontré avec un bon degré de certitude qu'il existe une continuité de production entre celles-ci et les couches productives existantes. Les estimations de réserves prouvées non mises en valeur ne devraient en aucun cas inclure des concessions pour lesquelles on entrevoit avoir recours à l'injection de fluides ou à d'autres techniques de récupération améliorée, sauf si des essais dans la même zone et dans le même réservoir ont permis de prouver leur efficacité. [FAS25, ¶34]
- .405A **Société ouverte.** Entreprise commerciale a) dont les actions sont offertes au public en étant inscrites à la cote d'une bourse intérieure ou se vendent sur un marché hors cote (y compris les actions offertes localement ou régionalement seulement) ou b) dont les états financiers sont déposés auprès d'un organisme de réglementation en vue de la vente d'une catégorie quelconque d'actions sur un marché intérieur. [FAS69, ¶1, note 2]
- .406 **Réservoir.** Couche souterraine poreuse et perméable contenant une accumulation naturelle de pétrole et(ou) de gaz productible piégée par des barrières de roche imperméable ou d'eau et séparée des autres réservoirs. [FAS19, ¶273]
- .407 **Puits de service.** Puits foré ou implanté en vue de soutenir la production dans un champ existant. Les puits de cette catégorie sont forés aux fins suivantes : injection de gaz (gaz naturel, propane, butane ou gaz de combustion), injection d'eau, injection de vapeur, injection d'air, évacuation d'eau salée, approvisionnement d'eau d'injection, observation ou injection pour combustion. [FAS19, ¶274]

.408 **Puits de forage stratigraphique.** 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. Aux fins de la présente section, les puits de forage stratigraphique sont dits

a. *forage stratigraphique d'exploration* lorsqu'ils ne sont pas faits en zone prouvée,

b. *forage stratigraphique de mise en valeur* lorsqu'ils sont faits dans une zone prouvée.

[FAS19, ¶274]

**APPENDICE 2**  
**de**  
**L'ANNEXE**  
**à**  
**L'INSTRUCTION COMPLÉMENTAIRE 51-101**

**INFORMATION CONCERNANT LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES**

**Information sur l'exploitation des sables bitumineux**

(Le libellé de la présente section est tiré du *SEC Industry Guide 7 « Description of Property by Issuers Engaged or to be Engaged in Significant Mining Operations »*, en date du [15 octobre 2001]. Les différences entre le présent document et le *SEC Industry Guide 7* ne constituent pas des changements de fond significatifs; il s'agit essentiellement de changements à la numérotation, de changements terminologiques pour assurer la conformité à l'usage des ACVM, de la suppression de certaines instructions et de la modification des exigences de fourniture de documents justificatifs.)

1. **Définitions.** Les définitions ci-après visent les émetteurs assujettis qui se livrent ou entendent se livrer à des activités importantes d'exploitation des sables bitumineux (sables pétrolifères) :
  - a) **Réserve.** Partie d'un gîte minéral pouvant être économiquement et légalement extraite ou produite au moment de la détermination des réserves. Remarque : les réserves sont habituellement énoncées sous forme de « minerai » dans le cas des minéraux métallifères; un autre terme pertinent tel que « charbon récupérable » peut être substitué lorsque d'autres matières telles que le charbon, le pétrole, les schistes bitumineux, les sables bitumineux ou le calcaire sont présentes.
  - b) **Réserves prouvées.** Réserves dont i) une quantité est calculée à partir des dimensions que révèlent les affleurements, les tranchées, les chantiers miniers ou les trous de forage; la teneur et(ou) la qualité sont calculées à partir des résultats d'un échantillonnage détaillé et ii) les lieux d'inspection, d'échantillonnage et d'évaluation sont suffisamment rapprochés et la conformation géologique est suffisamment bien définie pour que la taille, la forme, la profondeur et la teneur en minéraux soient bien établies.
  - c) **Réserves probables.** Réserves dont la quantité et la teneur et(ou) la qualité sont calculées à partir de données semblables à celles utilisées pour les réserves prouvées, mais dont les lieux d'inspection, d'échantillonnage et d'évaluation sont plus distancés ou distancés de manière moins appropriée. Bien qu'il soit inférieur à celui des réserves prouvées, le degré de certitude est suffisamment élevé pour présumer de la continuité entre les points d'observation.
  - d)
    - i) **Phase d'exploration** – comprend tous les émetteurs assujettis se livrant à la recherche de gîtes minéraux (réserves) qui ne sont pas à la phase d'aménagement ou à la phase de production.
    - ii) **Phase d'aménagement** – comprend tous les émetteurs assujettis se livrant à la préparation d'un gisement (réserves) exploitable sur le plan commercial en vue de l'extraction qui ne sont pas à la phase de production.
    - iii) **Phase de production** – comprend tous les émetteurs assujettis se livrant à l'exploitation d'un gîte minéral (réserves).

**2. Information sur l'exploitation minière.** L'émetteur assujéti doit fournir les renseignements suivants pour chaque mine, installation et autre terrain important qu'il possède ou exploite ou qu'il a actuellement l'intention de posséder ou d'exploiter :

- a) l'emplacement du terrain et les moyens d'accès;
- b) une brève description des droits, du claim, de la concession ou de l'option aux termes desquels l'émetteur assujéti et ses filiales ont ou auront le droit de détenir ou d'exploiter le terrain, en précisant toute condition que doit respecter l'émetteur assujéti pour obtenir ou conserver le terrain; dans le cas de concessions ou d'options, les dates d'expiration devraient être indiquées; des cartes peuvent servir à représenter l'emplacement des terrains importants;
- c) les antécédents succincts des opérations antérieures, y compris le nom des exploitants précédents s'il est connu;
- d)
  - i) une brève description de l'état actuel du terrain, des travaux que l'émetteur assujéti y a exécutés, du programme d'exploration et d'aménagement proposé par l'émetteur assujéti et de l'état actuel des travaux d'exploration et(ou) d'aménagement du terrain. Il faut préciser s'il s'agit d'une exploitation à ciel ouvert ou d'une mine souterraine. Si le terrain ne renferme pas de réserves connues et si le programme est proposé à des fins d'exploration, l'émetteur assujéti doit le préciser;
  - ii) l'âge et l'état des installations et du matériel et des détails sur les travaux de modernisation, y compris les améliorations à la subsurface et le matériel; l'émetteur assujéti devrait en outre préciser le coût total de chaque terrain ainsi que les installations et le matériel connexes; il faut aussi indiquer la source d'alimentation en énergie de chaque terrain.
- e) une brève description des formations rocheuses et minéralisations du terrain qui présentent actuellement ou pourraient présenter une importance économique, y compris les principaux constituants métalliques ou autres s'ils sont connus; si la présence de réserves prouvées ou probables a été confirmée, il faut en préciser 1) le tonnage (barils) et la teneur (ou la qualité au besoin) estimatifs et 2) le nom de la personne formulant les estimations ainsi que la nature de sa relation avec l'émetteur assujéti.

*INSTRUCTIONS relatives à l'alinéa 2 e) :*

- 1) *Il faut préciser si l'estimation des réserves porte sur les matières en place ou les matières récupérables. Toute estimation des matières en place doit préciser les pertes anticipées compte tenu des méthodes d'exploitation ainsi que des méthodes d'enrichissement ou de préparation.*
- 2) *Le cumul des réserves prouvées et probables est acceptable si la différence dans le degré de certitude entre les deux catégories de réserves ne peut être définie d'emblée.*
- 3) *Les estimations autres que celles des réserves prouvées ou probables, et toute valeur estimative de ces réserves, ne doivent être fournies que si cette information est requise en vertu des lois étrangères ou étatiques; sous réserve cependant que de telles estimations doivent être incluses si elles ont été antérieurement fournies à une personne (ou toute entité du même groupe) qui présente une offre d'acquisition, de fusion ou de regroupement avec l'émetteur assujéti ou se porte autrement acquéreur des titres de l'émetteur assujéti.*

- f) si le rapport renferme des termes techniques, portant sur la géologie, l'exploitation minière ou d'autres sujets, qu'on ne peut trouver facilement dans les dictionnaires d'usage (par opposition aux dictionnaires ou glossaires techniques), il faut y inclure un glossaire des termes pertinents;
- g) le rapport ne doit pas comprendre de cartes géographiques et rapports détaillés, études de faisabilité et autres données très techniques, mais de tels renseignements doivent, dans la mesure nécessaire, être fournis à titre d'information supplémentaire de façon à permettre à l'agent responsable de comprendre l'information présentée par l'émetteur assujetti au sujet de ses activités et terrains.

### 3. Information supplémentaire.

- a) Si le rapport renferme une estimation des réserves prouvées ou probables, il faut fournir :
  - i) des cartes à l'échelle indiquant les chantiers miniers et le périmètre des réserves visées ainsi que l'analyse des échantillons pertinents;
  - ii) toutes les données de forage pertinentes et les cartes associées;
  - iii) les calculs selon lesquels les analyses d'échantillons ou les données de forage ont donné lieu aux estimations de la teneur et du tonnage des réserves pour chaque bloc et pour l'estimation globale des réserves.

*INSTRUCTIONS relatives à l'alinéa 3 a) :*

*Les cartes et dessins soumis à l'agent responsable devraient comprendre :*

- a) *une légende ou explication illustrant, au moyen d'un motif ou d'un symbole, chaque motif ou symbole utilisé sur la carte ou le dessin;*
  - b) *une échelle graphique; des représentations d'échelle supplémentaires telles que « un pouce est égal à un mille » peuvent être utilisées à condition de ne pas modifier l'échelle originale de la carte;*
  - c) *une flèche indiquant le Nord;*
  - d) *une carte de localisation indiquant l'emplacement du terrain par rapport à l'État ou la province, etc. où le terrain est situé;*
  - e) *un titre et la date à laquelle la carte ou le dessin a été établi;*
  - f) *si des données interprétatives accompagnent une carte, l'identité du géologue ou de l'ingénieur les ayant préparées; et*
  - g) *les dessins devraient être suffisamment simples ou à une échelle suffisamment grande pour illustrer toutes les caractéristiques y étant présentées.*
- b) à la demande de l'agent responsable, fournir une copie intégrale de tout rapport technique, géologique ou métallurgique important au sujet du terrain de l'émetteur assujetti, y compris les rapports gouvernementaux connus de l'émetteur assujetti et qui lui sont accessibles; l'émetteur assujetti devrait fournir, pour chaque rapport en question, le nom de l'auteur et la date de sa préparation s'ils lui sont connus;

- c) fournir, à la demande de l'agent responsable, des copies de tous les documents requis à l'appui des représentations faites dans le rapport, tels que les documents sur les droits, les permis d'exploitation et les servitudes.