

CERTIFICATION ET COMPTABILITÉ

COMPARAISON DES NORMES IFRS ET DES PCGR DU CANADA

Édition n° 17 : Sociétés pétrolières et gazières

Les normes IFRS et les PCGR du Canada constituent des cadres fondés sur des principes; de ce point de vue, bon nombre de leurs principes généraux sont les mêmes. Toutefois, l'application des principes généraux des normes IFRS peut être très différente de celle des PCGR du Canada. Par conséquent, pour comprendre l'ampleur des différences entre les normes IFRS et les PCGR du Canada, il est essentiel de ne pas se limiter aux principes généraux et d'examiner les directives détaillées présentées dans les normes. Le présent document constitue le dix-septième numéro d'une série de publications qui présentera de l'information détaillée sur les principales différences entre les normes IFRS et les PCGR du Canada.

Ce numéro traite des questions relatives à l'application des normes IFRS aux sociétés pétrolières et gazières, notamment :

- la comptabilisation des coûts de projet;
- la comptabilisation du déclassement des passifs;
- les questions relatives à la première adoption des normes IFRS.

Références

Normes IFRS : IFRS 1, Première adoption des Normes internationales d'information financière; IFRS 6, Prospection et évaluation des ressources minérales; IAS 16, Immobilisations corporelles; IAS 23, Coûts d'emprunt; IAS 36, Dépréciation d'actifs; IAS 37, Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels; IAS 38, Immobilisations incorporelles; IFRIC 1, Variations des passifs existants relatifs au démantèlement, à la remise en état et similaires.

PCGR du Canada : NOC-16, Pétrole et gaz naturel - capitalisation du coût entier; chapitre 3110, Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations; CPN-159, Obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations.

Veuillez noter que cette publication est un guide des différences entre les PCGR du Canada et les normes IFRS, et qu'elle ne prétend pas être un manuel exhaustif. Pour obtenir de plus amples renseignements à ce sujet, veuillez communiquer avec un représentant de BDO Canada s.r.l./S.E.N.C.R.L..



Champ d'application des normes IFRS par rapport à celui des PCGR du Canada

Les PCGR du Canada préconisent des normes spécifiques qui s'appliquent aux sociétés pétrolières et gazières. De leur côté, les normes IFRS n'imposent pas des directives aussi spécifiques.

PCGR DU CANADA	NORMES IFRS
<p>La NOC-16 fournit des règles comptables détaillées couvrant la plupart des aspects touchant aux activités pétrolières et gazières des sociétés faisant appel à la méthode du coût entier.</p>	<p>La norme IFRS 6 énonce des principes que les sociétés doivent suivre pendant la phase d'exploration et d'évaluation des ressources minérales d'un projet. Il n'existe pas d'autres normes spécifiques relatives au pétrole ou au gaz, et toutes les autres phases sont couvertes par des normes comptables générales telles que l'IAS 16 qui traite de la comptabilisation des immobilisations corporelles et l'IAS 36 qui traite des tests de dépréciation.</p>
<p>En ce qui concerne les sociétés qui suivent la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse, les PCGR du Canada ne prévoient pas de directives spécifiques. Par conséquent, la plupart de ces sociétés suivent les directives américaines.</p>	<p>L'IAS 37 est une norme de responsabilité générale qui s'applique à la comptabilisation des coûts liés à la mise hors service d'une immobilisation. Les normes IFRS utilisent le terme « coûts de mise hors service » alors que les PCGR du Canada emploient le terme « obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation » pour décrire la même obligation.</p>

Constatation et évaluation

Au Canada, la grande majorité des sociétés pétrolières et gazières suivent la méthode du coût entier. Dans cette étude comparative des deux ensembles de normes, nous cherchons à faire ressortir les différences entre cette méthode et celle prévue aux normes IFRS. Il est possible que les sociétés qui suivent la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse y relèvent moins de différences.

Frais de préexploration

PCGR DU CANADA	NORMES IFRS
<p>La NOC-16 stipule que les sociétés doivent capitaliser tous les coûts associés à l'acquisition de biens et aux activités d'exploration et de mise en valeur dans un centre de coûts approprié. Lorsqu'un centre de coûts se trouve en phase de préproduction, tous les coûts doivent être capitalisés. Cela signifie que tous les frais engagés avant l'acquisition d'un droit minier sont capitalisés conformément aux PCGR du Canada.</p>	<p>La norme IFRS 6 ne s'applique qu'aux activités entreprises après l'acquisition des droits d'exploration. Elle ne s'applique donc pas aux coûts de préexploration. En vertu des normes IFRS, ces coûts, dont les plus importants constituent probablement l'acquisition de données sismiques en 3D, doivent être comptabilisés conformément à d'autres normes. En général, les sociétés passent en charges ces coûts, car ils ne correspondent pas à la définition d'un actif selon les normes IFRS. Si ces dernières peuvent prouver que les coûts peuvent se traduire par une valeur de revente, une comptabilisation à titre d'immobilisation incorporelle en vertu de l'IAS 38 peut se révéler pertinente.</p>

Dépenses d'exploration et d'évaluation

PCGR DU CANADA	NORMES IFRS
<p>En règle générale, tous les coûts d'exploration et d'évaluation doivent être capitalisés dans un centre de regroupement de coûts de la société. À cet égard, les préparateurs disposent d'un pouvoir discrétionnaire quant à déterminer s'il faut capitaliser certains frais généraux ou non.</p>	<p>La norme IFRS 6 s'applique aux frais engagés entre la date à laquelle une société fait l'acquisition des droits d'exploration d'une zone spécifique et celle à laquelle la faisabilité technique et la viabilité commerciale de l'extraction peuvent être prouvées. Au cours de cette phase, les sociétés doivent adopter des conventions comptables énonçant la méthode par laquelle elles comptabiliseront les frais engagés. Lors de cette phase, les coûts engagés peuvent couvrir les droits d'acquisition de bail, les études et services techniques, les frais liés aux études sismiques, géologiques et géophysiques, les forages et les tests d'exploration, ainsi que les frais généraux et administratifs imputables. Cela offre un choix, soit de capitaliser ces frais ou les passer en charges. Il est possible que les sociétés constatent que la comptabilisation de ces coûts est semblable à celle prévue aux PCGR du Canada. Cependant, certaines différences peuvent subsister en raison des particularités qui distinguent les PCGR du Canada des normes IFRS. Par exemple, si un montant capitalisé est le fruit d'une opération entre parties liées, il peut y avoir des différences.</p>

<p>Selon la NOC-16, les biens non prouvés sont soumis à un test de dépréciation qui est basé sur un examen des résultats de toutes les prospections entreprises à ce jour, y compris les forages de puits secs. Toute perte de valeur identifiée est comprise aux coûts amortissables.</p>	<p>La norme IFRS 6 impose qu'un test de dépréciation repose sur des faits et circonstances touchant aux actifs d'exploration et d'évaluation. La norme fournit quelques exemples de circonstances pouvant indiquer une perte de valeur. Cependant, cette liste n'est pas exhaustive. Lorsqu'il y a des indicateurs de perte de valeur, une société doit entreprendre un test de dépréciation conformément à l'IAS 36 (veuillez vous reporter à l'édition n° 2 de notre série consacrée aux différences entre les normes IFRS et les PCGR du Canada; www.bdo.ca/fr/library/publications/ifrs/index.cfm). Toute perte de valeur serait comptabilisée au résultat net. La perte de valeur est traitée de manière détaillée ci-dessous, sous l'intitulé « Activités de production ».</p>
<p>La NOC-16 permet d'exclure les coûts associés aux biens non prouvés des coûts amortissables.</p>	<p>La norme IFRS 6 ne précise pas si les actifs d'exploration et d'évaluation doivent être amortis ou non. Cependant, elle stipule qu'après comptabilisation, une entité doit appliquer le coût ou le modèle de réévaluation en vertu des IAS 16 ou IAS 38. Le modèle de réévaluation est rarement mis en pratique. Le modèle du coût exige un amortissement sur la durée du droit à prospecter. Cependant, sur le plan pratique, les actifs d'exploration et d'évaluation sont considérés comme « n'étant pas encore prêts à être mis en service » et aucun amortissement n'est donc comptabilisé.</p>

Frais de développement

PCGR DU CANADA	NORMES IFRS
<p>Selon la NOC-16, tous les coûts associés à la mise en valeur d'un bien en particulier sont capitalisés. Ces coûts comprennent la partie des frais généraux et administratifs qui peut être directement liée à l'activité de mise en valeur, et qui lui est nécessaire. Des allocations, surtout pour les plus petites entreprises, peuvent être requises.</p>	<p>Les frais de développement sont capitalisés en vertu de l'IAS 16 (veuillez vous reporter à l'édition numéro 3 de notre série consacrée aux différences entre les normes IFRS et les PCGR du Canada; www.bdo.ca/fr/library/publications/ifrs/index.cfm). Cette norme impose plus de restrictions sur les frais admissibles à la capitalisation. Les frais généraux et administratifs en sont strictement exclus, à moins d'indications contraires prouvant qu'ils sont de nature « directement imputable ».</p>
<p>La NOC-16 stipule que les frais d'intérêt liés à la mise en valeur peuvent être capitalisés. Il s'agit d'un choix de conventions comptables que chaque société devra faire.</p>	<p>L'IAS 23 exige la capitalisation de coûts d'emprunt engagés lors de la construction d'un actif admissible. Un actif admissible est un actif qui exige une longue période de préparation avant son utilisation prévue ou sa vente.</p>
<p>Lorsqu'il y a échange de propriétés individuelles, les valeurs comptables des actifs pétroliers et gaziers de la société ne font l'objet, en règle générale, d'aucun ajustement.</p> <p>Lors de la vente d'un bien, aucun gain ou aucune perte n'est constaté, à moins que le taux d'amortissement à la provision pour déplétion ne varie de 20 % ou plus.</p>	<p>En vertu de l'IAS 16, lorsque des biens sont échangés, la transaction est comptabilisée à la juste valeur. Tout écart entre la juste valeur du bien acquis et la valeur comptable du bien cédé est comptabilisé comme un profit ou une perte. De même, toute cession de biens résultera en un profit ou une perte.</p>

Activités de production

PCGR DU CANADA	NORMES IFRS
<p>En vertu de la NOC-16, les frais associés aux biens prouvés sont regroupés dans les centres de coût et amortis pour déplétion à l'aide de la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation. Selon la définition, il n'y a qu'un centre de coûts par pays.</p>	<p>En vertu de l'IAS 16, chaque actif est amorti individuellement. L'IAS 16 précise même que chaque <i>composante</i> d'une immobilisation corporelle dont le coût est significatif par rapport au coût total de l'immobilisation doit être amortie séparément. L'amortissement est comptabilisé sur la durée de vie utile estimative d'un bien (ou de la composante correspondante). Ainsi, les actifs dont les durées de vie utiles sont identiques peuvent être agrégés et amortis en totalité. Si la durée de vie d'un groupe d'actifs est directement liée à une réserve donnée, il peut être judicieux de les amortir à l'aide de la méthode de l'unité de production plutôt que celle de la durée de vie de la réserve.</p> <p>Les actifs qui ne sont pas liés directement aux réserves, notamment les pipelines ou les installations de traitement et d'entreposage, devront être amortis individuellement sur leur durée de vie utile estimative. Si ces actifs sont importants, ils devront être divisés.</p>

<p>En vertu des PCGR du Canada, les frais de réparation et les travaux de reconditionnement sont généralement passés en charges.</p>	<p>Lorsqu'une réparation ou des travaux de reconditionnement ajoutent de la valeur à l'actif de telle façon qu'il en découlera des avantages économiques futurs supplémentaires, le coût doit être capitalisé. Dans la mesure où ces travaux représentent le remplacement d'un actif existant, toute valeur comptable liée à l'actif remplacé doit être sortie du bilan.</p> <p>Il n'est pas nécessaire qu'une composante d'actif ait une forme physique. Les coûts liés aux réparations importantes et à l'entretien sont admissibles à titre d'actifs. Par conséquent, ces coûts sont capitalisés et amortis au lieu d'être passés en charges. La somme capitalisée est amortie comme une composante séparée sur la durée jusqu'au prochain entretien.</p>
<p>La NOC-16 exige qu'un test de dépréciation (plafonnement du coût entier) soit réalisé annuellement. Ce test est effectué en se fondant sur le centre de coûts.</p> <p>Le test est réalisé en deux étapes. Au cours de la première étape, les flux de trésorerie futurs non actualisés des réserves prouvées d'une société sont comparés à la valeur comptable de leurs biens. Si ce test indique qu'il peut y avoir une perte de valeur, on passe alors à la seconde étape. Lors de la seconde étape, la juste valeur des biens est calculée en se basant sur les flux de trésorerie nets actualisés estimatifs découlant des réserves prouvées et probables de la société. La juste valeur est comparée à la valeur comptable, et tout manque à gagner est comptabilisé au titre de dépense de perte de valeur.</p> <p>Une fois comptabilisée, une charge de dépréciation n'est jamais contrepassée.</p>	<p>L'IAS 36 exige que les sociétés identifient tous les indicateurs de dépréciation. Si une société identifie un indicateur, elle doit alors procéder à un calcul formel de dépréciation.</p> <p>Lorsqu'un calcul formel est nécessaire, les actifs sont testés soit individuellement, soit en se fondant sur les unités génératrices de trésorerie (UGT). L'UGT est définie comme le plus petit groupe d'actifs qui génère des entrées de trésorerie largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. La norme ne définit pas davantage l'UGT, mais donne certaines indications quant à la manière dont la direction doit déterminer les UGT. En pratique, les sociétés pétrolières et gazières font appel à une variété de termes, notamment puits, gisement et centre d'intérêt. Chaque évaluation est vraisemblablement spécifique à l'entité. L'UGT sera certainement d'un niveau inférieur que le centre de coûts en vertu des PCGR du Canada.</p> <p>Le test de dépréciation est un test en une seule étape. Selon ce test, la valeur recouvrable de l'UGT est comparée à sa valeur comptable. Tout manque à gagner est comptabilisé à titre de dépense. La valeur recouvrable est la plus élevée de la juste valeur moins les frais de vente de l'actif, ou sa « valeur d'usage » qui correspond aux flux de trésorerie actualisés attendus de l'utilisation de l'actif.</p> <p>Les charges de dépréciation peuvent être contrepassées dans des périodes futures s'il y a des indicateurs de reprise. Le montant de la reprise est limité de telle façon que la valeur comptable de l'actif après écriture de contrepassation ne peut excéder le montant qui aurait été déterminé si aucune dépréciation n'avait été constatée au préalable. Sur le plan pratique, ceci a une incidence sur le travail des préparateurs, car il est nécessaire de procéder à des calculs et au suivi de dépréciation et d'épuisement sur une base avec dépréciation et sans dépréciation.</p>

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations - Passifs relatifs au démantèlement

(Pour une analyse approfondie, veuillez vous reporter à l'édition n° 7 de notre série consacrée aux différences entre les normes IFRS et les PCGR du Canada; www.bdo.ca/fr/library/publications/ifrs/index.cfm).

CANADIAN GAAP	IFRS
<p>Le chapitre 3110 exige qu'une société constate un passif afin d'éviter d'une obligation juridique requière une mesure corrective lorsqu'un actif est mis hors service. L'obligation doit être d'ordre juridique, les obligations implicites ne sont pas prises en compte. Le CPN-159 exige la comptabilisation de quelques passifs incertains. Toutefois, même dans ce cas, il y a des responsabilités légales.</p>	<p>En vertu de l'IAS 37, une société a l'obligation de comptabiliser le coût des actifs déclassés au titre d'élément de passif. Cette norme couvre à la fois les obligations juridiques et les obligations implicites. Les obligations implicites surviennent lorsqu'une entité a pris des engagements pour réaliser certaines tâches, bien qu'elle n'y soit tenue par aucune obligation juridique. Un exemple typique serait les coûts liés au travail de restauration entrepris dans des pays dont la législation environnementale est moins développée que celle du Canada.</p>
<p>Le chapitre 3110 exige que le passif soit évalué à la juste valeur basée sur le montant qu'un tiers percevrait pour entreprendre le travail de restauration.</p>	<p>L'évaluation selon l'IAS 37 se fonde sur la « meilleure estimation ». Le calcul de la meilleure estimation peut être basé sur les coûts internes ou externes, selon les données les plus vraisemblables.</p>

En vertu du chapitre 3110, un élément de passif est réévalué lorsque le montant des flux de trésorerie liés au règlement du passif est révisé. Ces révisions sont faites sur une base prospective. Aucun changement n'est apporté si le taux d'intérêt utilisé pour calculer la juste valeur varie. En règle générale, tous les changements portés à l'élément passif viennent en déduction de la valeur comptable de l'actif connexe.

En vertu de l'IFRIC 1, Variation des passifs existants relatifs au démantèlement, à la remise en état et similaires, les variations sont également apportées sur une base prospective. Cependant, cette interprétation exige que l'élément de passif soit mesuré à nouveau lorsqu'une variation des taux d'intérêt est prévue.

La variation des passifs vient généralement en déduction de la valeur comptable de l'actif. Cependant, les variations qui surviennent à cause de variations dans les flux de trésorerie prévus résultant de l'exploitation sont imputées aux frais d'exploitation.

Informations à fournir

PCGR DU CANADA	NORMES IFRS
<p>La NOC-16 comporte les exigences relativement aux informations à fournir suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) les intérêts débiteurs et les frais généraux et administratifs capitalisés pendant la période; (b) les coûts exclus des coûts amortissables à la date d'arrêté des comptes, avec chiffres comparatifs; (c) la méthode utilisée dans le calcul de l'amortissement, c'est-à-dire utilisation des montants bruts ou nets (avant ou après redevances) et méthode utilisée pour convertir le pétrole et le gaz en une unité de mesure commune; (d) les prix utilisés comme référence (par ex., le cours du brut de référence à Edmonton ou celui du WTI) au cours de chacun des cinq premiers exercices aux fins du test de dépréciation pour chaque centre de coûts, ainsi que le pourcentage annuel moyen des modifications apportées par la suite et une description des ajustements apportés à ces prix pour déterminer les produits; (e) les informations à fournir selon le chapitre 3063, DÉPRÉCIATION D'ACTIFS À LONG TERME, et le chapitre 3475, SORTIE D'ACTIFS À LONG TERME ET ABANDON D'ACTIVITÉS.; (f) lorsque, dans un nouveau centre de coûts, les principales activités prévues n'ont pas débuté : <ul style="list-style-type: none"> (i) le fait que les activités du centre de coûts sont considérées comme étant en phase de préproduction; (ii) le fait que tous les coûts, déduction faite des produits, ont été capitalisés; (iii) les principales incertitudes associées au recouvrement des coûts; (iv) pour chaque centre de coûts, le montant cumulatif des coûts nets au titre des biens non prouvés, des biens prouvés et des autres coûts. 	<p>En vertu de plusieurs normes IFRS, il y a des exigences en matière d'informations à fournir :</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) une entité présente le montant des coûts d'emprunt capitalisés pendant la période et le taux de capitalisation utilisé pour déterminer le montant des coûts d'emprunt admissibles à une capitalisation. (IAS 23.26); (b) les états financiers présentent le montant des dépenses comptabilisées à la valeur comptable d'une immobilisation corporelle pendant sa construction (IAS 16.74(b)); (c) les états financiers présentent, pour chaque catégorie d'immobilisation corporelle, les méthodes d'amortissement utilisées et les durées utiles ou les taux d'amortissement utilisés (IAS 16.73); (d) une entité présente chaque perte de valeur importante comptabilisée ou toute reprise d'une unité génératrice de trésorerie pendant la période, que la valeur recouvrable de l'actif (unité génératrice de trésorerie) représente sa juste valeur moins les frais de vente ou sa valeur d'usage. Si la valeur recouvrable correspond à la juste valeur moins les frais de vente, la base utilisée pour déterminer la juste valeur au net des coûts de vente (par exemple, si la juste valeur a été déterminée par rapport à un marché actif). Si la valeur recouvrable est une valeur d'usage, le taux d'actualisation est utilisé pour l'estimation en cours et l'estimation précédente (le cas échéant) de valeur d'usage (IAS 36.130); (e) l'IAS 36 exige des informations supplémentaires approfondies lorsque des pertes sont comptabilisées ou s'il y a reprise de valeur; (f) les notes aux états financiers fournissent des informations qui ne sont pas présentées ailleurs dans les états financiers, mais qui permettent de comprendre ces derniers (IAS 1.112(c)). <p>Si les exigences en matière d'informations à fournir sont semblables selon les normes IFRS, il existe un nombre important d'exigences en matière d'informations supplémentaires, et les sociétés doivent s'attendre à des états plus volumineux avec les normes IFRS.</p>

Questions relatives à la première adoption des normes IFRS

En raison des différences importantes entre les PCGR du Canada et les normes IFRS exposées ci-dessus, la première adoption des normes IFRS constituera certainement une entreprise de grande envergure pour les sociétés pétrolières ou gazières. Ayant conscience de cet état de fait, l'IASB a prévu des exemptions facultatives selon la norme IFRS 1 Première adoption des Normes internationales d'information financière (IFRS 1). Selon l'exemption de l'annexe D8A, une société qui a utilisé la méthode du coût entier conformément aux PCGR peut choisir d'évaluer ses actifs pétroliers et gaziers à la date de transition vers les normes IFRS selon la base qui suit :

- (a) les actifs d'exploration et d'évaluation au montant déterminé conformément aux PCGR utilisés au préalable par l'entité. Ceci équivaut en général aux biens non prouvés qui ont été exclus du calcul du coût amortissable;
- (b) les actifs qui sont dans leurs phases de mise en valeur ou de production au montant déterminé pour le centre de coûts conformément aux PCGR utilisés au préalable par l'entité.

La société attribue le dernier montant proportionnellement aux actifs sous-jacents du centre de coûts en se fondant sur les volumes de réserve ou les valeurs de réserve à ladite date. Il est nécessaire de procéder à un test de dépréciation lors de la transition. Par conséquent, les sociétés doivent identifier leurs UGT avant la transition. Ce test de transitoire exige la réalisation d'un calcul de la valeur recouvrable, et ce, malgré l'absence d'indicateurs de perte de valeur. Les sociétés devront également identifier les actifs dont les durées utiles ne sont pas liées aux réserves et supprimer la valeur comptable de ces actifs du compte des biens entiers avant la transition.

L'annexe D21A exige que les sociétés qui ont tiré avantage du choix offert sous l'annexe D8A évaluent, en vertu de l'IAS 37, leurs obligations en matière de passifs relatifs au démantèlement lors de la transition et qu'elles traitent tout écart entre ce montant et le montant comptabilisé sous les PCGR à titre d'ajustement aux bénéfices non répartis.

Les sociétés qui suivent la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse ne bénéficient pas d'un choix semblable.

L'avenir de la comptabilité pour les industries extractives

Lorsque l'IASB a publié la norme IFRS 6, celle-ci était considérée comme une solution provisoire en attendant qu'une norme plus complète puisse être adoptée. L'IASB a mis sur pied un groupe chargé d'élaborer une telle norme. Ce groupe travaille sur le projet depuis plusieurs années, et il a publié un avant-projet du document de travail sur le site Web de l'IASB. Cependant, en raison des contraintes imposées par d'autres questions à l'ordre du jour de l'IASB, il faudra attendre un temps considérable avant qu'une norme révisée puisse voir le jour. Il est donc fort probable que les sociétés pétrolières et gazières continuent à suivre les normes générales décrites dans cet article.

L'IASB envisage de réviser l'IAS 37. Ceci aura des conséquences sur la manière de mesurer les passifs relatifs au démantèlement. En particulier, il est prévu de supprimer l'évaluation fondée sur la meilleure estimation et de la remplacer par la juste valeur. Toutefois, il y subsistera certainement des différences par rapport aux PCGR du Canada. Il est peu probable qu'il soit obligatoire d'adopter la norme révisée avant le 1er janvier 2011.

De nombreuses sociétés pétrolières et gazières sont régies par des accords conjoints, que ce soit par le biais d'investissements sous forme de participation directe ou des coentreprises. Au cours du premier trimestre 2010, l'IASB prévoit publier une nouvelle norme sur les accords conjoints. Par contre, on ne prévoit pas que la comptabilisation des participations directes sera très différente de la pratique canadienne actuelle, même s'il est tout à fait possible que la constatation des accords d'affermage soit transformée. Toutefois, la nouvelle norme pourrait restreindre la capacité des sociétés à utiliser la méthode de consolidation par intégration proportionnelle pour comptabiliser les coentreprises, ce qui pourrait avoir de sérieuses répercussions. Il est peu probable que l'adoption de la norme révisée soit obligatoire avant le 1er janvier 2011.

Conclusion

L'adoption des normes IFRS par les sociétés pétrolières et gazières constituera un engagement majeur pour celles-ci. Alors que l'exemption facultative autorisée en vertu de la norme IFRS 1 aidera lors du processus, les sociétés feront néanmoins face à d'importants problèmes en matière de comptabilisation, notamment celui de la capacité de leurs systèmes à produire les informations nécessaires.

Si vous souhaitez obtenir de plus amples renseignements sur les normes IFRS ou sur la comptabilité du pétrole et du gaz en vertu de celles-ci, ou connaître les sources concernant ces normes, veuillez communiquer avec votre bureau local de BDO Canada s.r.l./S.E.N.C.R.L. ou visitez le site Web www.bdo.ca/fr/services/ifrs/index.cfm

L'information contenue dans ce document est en date du 12 février 2010.

Cette publication a été préparée avec soin. Cependant, elle n'est pas rédigée en termes spécifiques et doit seulement être considérée comme des recommandations d'ordre général. On ne peut se référer à cette publication pour des situations particulières et vous ne devez pas agir ou vous abstenir d'agir sur la base des informations qui y sont présentes sans avoir obtenu de conseils professionnels spécifiques. Pour évoquer ces points dans le cadre de votre situation particulière, merci de contacter BDO Canada s.r.l./S.E.N.C.R.L. BDO Canada s.r.l./S.E.N.C.R.L., ses partenaires, collaborateurs et agents n'acceptent ni n'assument la responsabilité ou l'obligation de diligence pour toute perte résultant d'une action, d'une absence d'action ou de toute décision prise sur la base d'informations contenues dans cette publication.

BDO Canada s.r.l./S.E.N.C.R.L., une société canadienne à responsabilité limitée/société en nom collectif à responsabilité limitée, est membre de BDO International Limited, société de droit anglais, et fait partie du réseau international de sociétés membres indépendantes BDO. BDO est la marque utilisée pour désigner le réseau BDO et chacune de ses sociétés membres.